

Windenergie Report Deutschland 2003

Wind Energy Report Germany 2003

Jahresauswertung des WMEP
Annual Evaluation of WMEP

Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP)
zum Breitentest „250 MW Wind“

Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP)
within the "250 MW Wind" project

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

ACKNOWLEDGEMENTS

The project team Wind Energy, in the research area of Information and Power Economy at the Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET - Institute for Solar Energy Supply Technology), which supervises the project, expresses its gratitude to everyone involved in the WMEP, in particular the following:

- the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) as the funding authority, represented by PTJ of the Forschungszentrum Jülich (Research Center Jülich) and their staff, who have always been helpful in technical and administrative matters,
- the project partners
Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven
Universität Kassel, Institut für Elektrische Energietechnik
WIND-consult GmbH, Bargeshausen, and
WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Kaiser-Wilhelm-Koog,
who perform the on-site installation and maintenance of measurement equipment and who are in direct contact with the operators of wind energy converters (WTs),
- the operators of WTs monitored in the WMEP, who, through their regular reports, provide the data basis for the evaluations presented in this publication
- the Fördergesellschaft Windenergie (FGW) and their subcontractor, the Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), for their contributions in regard to the figures about the total installed capacity in Germany and the publication of the project's results
- and the colleagues at ISET, who support the project with their dedicated work.

The creation and further extension of a complete and reliable data basis, for the renewable energy resource of wind, is made possible only through the thorough and trusting cooperation of all partners. We hope to present interesting and clearly laid-out information to a continually growing circle of readers, and are open to and grateful for any comments and suggestions.

Kassel, August 2003

Division Information and Energy Economy

DANKSAGUNG

Die Projektgruppe Windenergie im Forschungsbereich Information und Energiewirtschaft des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik e.V., die das WMEP federführend bearbeitet, bedankt sich an dieser Stelle bei allen Mitwirkenden am Vorhaben. Zu nennen sind insbesondere

- das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) als Förderer und der Projektträger Jülich im Forschungszentrum Jülich als Auftraggeber, mit deren Mitarbeitern ein ständiger und gegenseitig befruchtender Austausch zu fachlichen und administrativen Fragen stattfindet,
- die Projektpartner
Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven,
Institut für Elektrische Energietechnik, Universität Kassel,
WIND-consult GmbH, Bargeshausen und
Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Kaiser-Wilhelm-Koog,
die vor Ort die Messtechnik an den Anlagen in Betrieb nehmen, in Stand halten und den Betreibern als Ansprechpartner zur Verfügung stehen,
- die Betreiber der WMEP-Anlagen, die mit ihren regelmäßigen Berichten die Datenbasis für die Auswertungen schaffen,
- die Fördergesellschaft Windenergie (FGW) mit ihrem Unterauftragnehmer Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET) für ihre Zuarbeit hinsichtlich der Installationszahlen aller WEA in Deutschland sowie bei der Veröffentlichung der Projektergebnisse, und nicht zuletzt
- der Vorstand und die Kollegen des ISET, die das Vorhaben mit engagierter Arbeit stets unterstützen.

Erst aufgrund der gewissenhaften und vertrauensvollen Zusammenarbeit aller Beteiligten ist es möglich, eine weitgehend vollständige und verlässliche Datenbasis zur Bewertung der erneuerbaren Energiequelle Wind zu schaffen und weiter auszubauen. Wir hoffen, einem ständig wachsenden Leserkreis mit dieser Jahresauswertung wiederum interessante Informationen und Darstellungen übersichtlich gegliedert anzubieten. Für Anregungen und Hinweise zur Verbesserung unserer Arbeit sind wir immer offen und dankbar.

Kassel, im August 2003

Forschungsbereich Information und Energiewirtschaft

Introduction

The 2003 issue of the annual evaluations "Wind Energy Report Germany" of the Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP) is the thirteenth regular publication of operational results from the wind turbines included in the "250 MW Wind" funding programme. Besides depicting the current state of the technology, a reflection on the long-term and successful development of this technology is provided.

The total stock of wind turbines in the WMEP is now nine years old on average. The oldest of the plants are in their thirteenth operating year. The plants funded through the accompanying scientific measurement programme were really only planned to be observed during the first ten years of operation. Some operators, however, have been prepared to cooperate voluntarily beyond this period. The long-term behaviour of the wind turbines, possibly over two decades, will provide important indications of whether the expectations placed on the technology can be met in regard to reliability, life span and operational costs.

The "250 MW Wind" funding programme (initially the "100 MW Wind" programme) was first publicised in June 1989, in the Federal Legal Gazette. Because of the great demand, and the reunification of Germany, the funding programme was expanded to 250 MW in 1991. This volume relates to the standard given power from wind turbines with a wind speed of 10 m/s. With the achievement of the total power of 250 MW, the support phase of the project could be completed at the end of 1996, whereby the total support capacity, related to the WT rated power given by each manufacturer (mostly maximum power at higher wind speeds), amounted to 350 MW. This capacity was provided from about 1,500 WTs in the programme. As mentioned above, all funded plants were accompanied in terms of measurement technology for at least 10 years by the WMEP monitoring programme. This programme provides the most comprehensive study of the long-term behaviour of wind turbines worldwide.

During the course of the programme, the technology and the use of wind energy has impressively demonstrated that Federal and State programmes, but particularly legal measures, are able to introduce developments that surpass even ambitious expectations. Within a few years, due to reliable conditions and technical advancement, plant size has been able to increase ten-fold, plant availability has increased to over 98% and generating costs have been approximately halved.

1 Einleitung

Die vorliegende Jahresauswertung "Windenergie Report Deutschland 2003" des "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms" (WMEP) stellt bereits die 13. Ausgabe der regelmäßigen Veröffentlichung von Betriebsergebnissen der Windenergieanlagen im Förderprogramm "250 MW Wind" dar. Sie bietet damit neben der Darstellung des aktuellen Stands der Technik auch einen Rückblick auf die langjährige und erfolgreiche Entwicklung dieser Technologie.

Heute sind die ältesten Anlagen im WMEP im 13. Betriebsjahr, der Gesamtbestand ist durchschnittlich neun Jahre alt, wobei die geförderten Anlagen durch das begleitende wissenschaftliche Programm eigentlich nur in den ersten zehn Betriebsjahren beobachtet werden sollten. Einige Betreiber sind allerdings bereit, über diesen Zeitraum hinaus freiwillig mitzuwirken. Gerade das Langzeitverhalten der Windenergieanlagen, möglichst über zwei Betriebsdekaden hinweg, wird nämlich wichtigen Aufschluss darüber geben können, ob die in diese Technik gesteckten Erwartungen hinsichtlich Zuverlässigkeit, Lebensdauer und Betriebskosten erfüllt werden können.

Das Förderprogramm "250 MW Wind" wurde (zunächst als "100 MW Wind" -Programm) im Juni 1989 im Bundesanzeiger veröffentlicht. Bedingt durch die große Nachfrage und die deutsche Wiedervereinigung wurde das Förderprogramm 1991 auf 250 MW aufgestockt. Dieses Fördervolumen bezieht sich auf die von den Windenergieanlagen bei 10 m/s Windgeschwindigkeit abgegebene Leistung. Mit dem Erreichen der angestrebten Gesamtleistung von 250 MW konnte Ende 1996 die Bewilligungsphase des Programms abgeschlossen werden, wobei der auf die Anlagenennleistung (meist maximale Leistung bei höherer Windgeschwindigkeit) bezogene Förderumfang sogar 350 MW beträgt. Diese Kapazität wird durch etwa 1.500 WEA im Programm zur Verfügung gestellt. Alle geförderten Anlagen werden, wie o. b., über mindestens 10 Jahre im begleitenden Monitoring -Programm WMEP messtechnisch begleitet, womit dieses Programm weltweit die umfangreichste Untersuchung zum Langzeitverhalten von Windenergieanlagen darstellt.

Der Stand der Technik und die erreichte Nutzung der Windenergie haben während der bisherigen Laufzeit des Vorhabens eindrucksvoll unter Beweis gestellt, dass begleitende Programme des Bundes und der Länder, insbesondere aber gesetzliche Maßnahmen, in der Lage sind, Entwicklungen einzuleiten, die selbst hochgesteckte Erwartungen weit übertreffen können. Innerhalb von wenigen Jahren konnten aufgrund verlässlicher Bedingungen und des technischen Fortschritts die Anlagengröße verzehnfacht, die Anlagenverfügbarkeit auf über 98% gesteigert und die Stromgestehungskosten etwa halbiert werden.

Im Jahr 2002 erzeugten in Deutschland rund 13.500 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt fast 11.900 MW etwa 17 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Damit trug die Windenergie rund 3,5% zur elektrischen Energieversorgung bei. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in windreichen Bundesländern zeitweilig die gesamte Netzlast.

Die großen, dargebotsabhängigen Einspeisungen aus Windenergie haben allerdings auch einen wachsenden Einfluss auf die Auslastung und die Sicherheit der Netze, die Fahrweise der sonstigen Kraftwerke, den zunehmenden Stromhandel und auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten deutschen Versorgungssystems. Die im Rahmen des "250 MW Wind"-Programms seit Anfang der 90er Jahre durchgeführten Untersuchungen zum Leistungsdargebot der Windenergie bilden die Grundlage für die Entwicklung von Windleistungsprognosesystemen des ISET, die heute zum unverzichtbaren Werkzeug in den Netzleitwarten deutscher Übertragungsnetzbetreiber geworden sind. Diese Prognosewerkzeuge, ergänzt um Simulationsprogramme zur Bereitstellung von Leistungsganglinien weitläufig verteilter Windenergieanlagen, bilden darüber hinaus eine wichtige Grundlage für die anstehenden Untersuchungen zur Systemintegration großer Offshore-Windparks.

Ohne die umfangreichen Messdaten und Betriebsergebnisse des WMEP aus der Fördermaßnahme "250 MW Wind" hätten diese Programme nicht entwickelt werden können.

In die aktuelle Diskussion der Vergütungssätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden besonders auch Langzeiterfahrungen einfließen müssen, um die Parameter der Mindestpreisvergütung in angemessener Weise festsetzen zu können. Auch der diesjährigen "Jahresauswertung" des WMEP sind wichtige Tendenzen und Entwicklungen zu entnehmen.

Um die eindrucksvollen Erfolge bei der Windenergienutzung langfristig abzusichern, werden zukünftig wieder verstärkt Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen notwendig werden. Neben den Weiterentwicklungen in der Anlagentechnik, auch für den Export, stehen besonders übergeordnete Fragestellungen in den Anwendungsfeldern dezentrale, netzgebundene Energieversorgung, großtechnische Offshore Windenergienutzung und Windenergie zur ländlichen Elektrifizierung im Fokus.

About 13,500 wind turbines, with a total power of almost 11,900 MW, generated about 17 billion kilowatt hours of electrical energy in Germany in 2002. Wind energy therefore contributed to the electrical energy supply with around 3.5%. The electrical power generated from wind now already temporarily covers the total grid load in some grid areas.

The large availability-dependent feed in from wind energy also have an increasing influence on the utilisation and the reliability of the grid, the running of other power plants, the increasing electricity trade and on the economics of the complete German supply system. The investigations of the power availability of wind energy, which have been carried out within the framework of the "250 MW Wind" programme since the beginning of the 1990's, have formed the basis for the development of wind prognosis systems by ISET, which have now become an integral tool in the grid control centres of German electricity transmission companies. These prognosis tools, complemented by simulation programmes that provide power series for widely distributed wind turbines, also form an important foundation for the imminent investigations of the system integration of large offshore wind farms.

These programmes could not have been developed without the extensive measurement data and operational results of the WMEP, of the "250 MW Wind" funding measure.

In the current discussion concerning reimbursement charges according to the Renewable Energy Sources Act, the inclusion of long-term experience will be particularly important in fixing the parameters of the lowest price reimbursement appropriately. Important tendencies and developments can be derived from this year's annual evaluations of the WMEP.

In order to certify the continued impressive success of wind energy use, further strengthened research and development efforts will be necessary in the future. Besides the further development of plant technology, including features for export purposes, other areas of high priority are in the fields of decentralised grid connected energy supply, large-scale technical offshore wind energy use and wind energy for rural electrification.

The Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP)

The Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU - Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety) has funded the '250 MW Wind' test programme since 1989. This programme is designed to acquire statistically relevant data concerning the practical use of wind turbines (WTs) in the Federal Republic of Germany. The technological and scientific areas of this supportive measure, the 'Wissenschaftliche Meß- und Evaluierungsprogramm' (WMEP - Scientific Measurement and Evaluation Programme), are implemented by the Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET - Institute for Solar Energy Supply Technology) in Kassel. The WMEP is acquiring and evaluating performance data concerning all funded WTs for a ten year period. At the end of the ten years, operators of funded plants are no longer obliged to submit reports, so with the increasing length of the programme more and more plants fall out. Results are also available for the later operational years as some operators have been prepared to continue to contribute on a voluntary basis.

The following areas are the main focal points of the programme:

- Wind Resources: e.g. local and regional distribution of wind resources in Germany, wind conditions at specific sites.
- WT Performance: e.g. energy production and consumption of WTs, periods of grid interconnection, periods of full and partial load, performance characteristics.
- Reliability: e.g. technical availability, causes of faults, malperformance, component failure.
- Economics: e.g. income through the operation of the WT, costs related to maintenance, repair and insurance.

Intensive statistical evaluations concerning these focal points are implemented, based on the continuously acquired operational data of each WT. The results are presented in this report, in a form compatible to the evaluations of recent years.

Data, concerning about 1,500 plants, is acquired in two different ways. Firstly, all operators of WTs participating in the WMEP maintain a log book, in which all the base data, operational results, maintenance and repair measures, etc. are noted. A copy of each log book is kept at ISET, and is constantly updated with reports submitted by the operators.

2 Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) fördert mit dem Breitentestprogramm "250 MW Wind" seit 1989 die Einführung der Windenergienutzung in Deutschland. Zur Gewinnung statistisch relevanter Erfahrungswerte aus dem praktischen Einsatz von Windenergieanlagen wurde das Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET), Kassel, mit der begleitenden Durchführung des "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms" (WMEP) beauftragt. Im Rahmen dieses Programms werden von allen geförderten Windenergieanlagen für einen Zeitraum von zehn Jahren ausgewählte Betriebsdaten und -ergebnisse erfasst und ausgewertet. Nach diesen zehn Betriebsjahren endet für die Betreiber der geförderten Anlagen die Berichtspflicht, so dass mit zunehmender Dauer des Programms mehr und mehr Anlagen aus dem Programm herausfallen. Da einige Betreiber aber bereit sind, weiterhin auf freiwilliger Basis mitzuwirken, sind auch über die späteren Betriebsjahre der Anlagen Betriebsergebnisse für die Auswertungen verfügbar.

Schwerpunkte der Analyse sind:

- Windangebot: z. B. lokale und regionale Verteilung der Windgeschwindigkeit, standortspezifische Bedingungen,
- Betriebsergebnisse: z. B. Energielieferung, Eigenverbrauch, Netzkoppelzeiten, Volllastdauer, Leistungscharakteristik,
- Zuverlässigkeit: z. B. technische Verfügbarkeit, Störungsursachen, Fehlfunktionen, Komponentenausfälle,
- Wirtschaftlichkeit: z. B. Erträge, Kosten für Wartung, Instandsetzung und Versicherungen.

Zu diesen Schwerpunkten werden mit den von allen Betreibern laufend abgefragten Betriebsdaten umfangreiche statistische Auswertungen durchgeführt, die im vorliegenden Bericht in zusammengefasster und mit den Vorjahren vergleichbarer Darstellung fortgeschrieben werden.

Die Datenbeschaffung von über 1.500 Windenergieanlagen erfolgt auf zwei unterschiedlichen Wegen. Zum einen führen alle Betreiber, die mit ihren Anlagen am WMEP teilnehmen, ein sogenanntes Logbuch, in dem alle Stammdaten der Anlagen, Betriebsergebnisse, Wartungen, Instandsetzungen, usw., eingetragen werden. Jeweils ein Duplikat der Logbücher wird am ISET geführt und ständig mit Berichten der Betreiber ergänzt.

Zum anderen wird an einer Vielzahl von WEA-Standorten die abgegebene elektrische Leistung der Windenergieanlagen sowie Windgeschwindigkeit und -richtung gemessen. Dafür wurde ein Fernmessnetz aufgebaut, über das die Anlagen mit der Datenzentrale im ISET verbunden sind. Die gemessenen Daten werden täglich übertragen, plausibilisiert und vorausgewertet.

Der administrative und verwaltungstechnische Aufwand sowie der Umfang der eingesetzten Messtechnik und die großen räumlichen Entfernungen der in Deutschland betriebenen WEA machen eine

Unterstützung durch Betreuer vor Ort notwendig. Vier Institute tragen im Rahmen von Unteraufträgen mit ihren vielfältigen Erfahrungen im Bereich der Windenergienutzung sehr zum Gelingen des Vorhabens bei. Sie sind zuständig für die Einrichtung und den Betrieb der Messtechnik an den Anlagen sowie für die Unterstützung der Betreiber bei der Führung der Logbücher und zwar

- das Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, in Niedersachsen und Bremen,
- die WIND-consult GmbH, Bargeschagen, in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen,
- die Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Kaiser-Wilhelm-Koog, in Schleswig-Holstein und Hamburg und
- das Institut für Elektrische Energietechnik, Universität Kassel, in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland.

2.1 Logbuchdaten

Die Teilnehmer im "250 MW Wind"-Programm sind im Rahmen der Förderbedingungen verpflichtet, für jede Windenergieanlage ein sogenanntes "Logbuch" zu führen, in das folgende Informationen aufgenommen werden:

- Stammdaten:
Sie umfassen allgemeine Projektdaten sowie technische Daten der WEA, Netzanbindung, Standorttopographie, usw.
- Energielieferung und -bezug
werden durch regelmäßige Ablesungen geeichter, zu Verrechnungszwecken zugelassener Elektrizitätszähler zum Monatsende festgestellt.
- WEA-Störungen sowie Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten:
Ihre Registrierung erfolgt über Formblätter, die jeweils nach Abschluss von Wartungs- bzw. Instandsetzungsarbeiten an die zentrale Auswertestelle eingesandt werden.
- Betriebskosten:
Dokumentiert werden regelmäßige Kosten für Wartungsverträge, Versicherungen und sonstige Kosten. An Hand der Formblätter "Jahresbericht über Betriebskosten" werden die im Jahresverlauf gemeldeten Betriebskosten vervollständigt und überprüft.

Eine Kopie sämtlicher Berichte wird am ISET archiviert. Die Daten werden in eine elektronische Datenbank eingegeben und können Computergestützt ausgewertet werden. Bis Ende 2002 hatten die Betreiber fast 56.000 Berichte über Wartungs- oder Instandsetzungsarbeiten, mehr als 43.000 Quartalsberichte über die monatlichen Energielieferungen und rund 13.000 Jahresberichte zu den Betriebskosten ihrer Anlagen eingeschickt.

Secondly, at a number of selected sites the plants' electric power output, wind speed and direction are measured. All WTs at these sites are connected to the central data base at ISET by means of a remote measurement network which was designed specifically for this purpose. The measured data is transmitted, checked for plausibility and pre-processed daily.

The amount of administrative work required, the measurement equipment used and the long distances between plant sites in Germany, make the support of local contractors necessary. Four institutes aided the success of the project, as subcontractors, with their expertise in the field of wind energy. They supervise the on-site installation and operation of the measurement equipment and help the operators to keep their log books. They are:

- Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, in Lower-Saxony and Bremen,
- Wind-consult GmbH, Bargeschagen, in the eastern states,
- Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Kaiser-Wilhelm-Koog, in Schleswig-Holstein and
- Institut für Elektrische Energietechnik, Universität Kassel, in the remaining states.

Log Books

As a funding condition, participants in the '250 MW Wind' programme are required to keep a log book for each WT. Log books contain the following information:

- Base Data:
Includes basic technical data concerning the WT, method of grid interconnection, topography of the site etc.
- Energy production and consumption:
The acquisition of monthly figures through regular readings of calibrated electricity meters.
- Malfunctions, Repair and Maintenance:
These are reported on form sheets which are submitted to the central processing division after each occurrence.
- Operating Costs:
Fixed costs for maintenance contracts, insurances and other costs are documented. Form sheets 'Annual Report on Operational Costs' are used to complete and control costs reported over the year.

Copies of all reports are archived at ISET. The data is entered into an electronic data bank and can be evaluated with the aid of computers. Up until the end of 2002, ope-

rators had sent in almost 56,000 reports concerning maintenance or repair, more than 43,000 quarterly reports over the monthly energy yield and around 13,000 annual reports concerning the operating costs of their plants.

The form sheets 'Maintenance and Repair Report', 'Meter Readings, Costs and Tariffs' and 'Annual Results and Costs of Operation' are included in appendix B.

WMEP Remote Data Acquisition Network

At selected sites, data loggers and wind measurement equipment are installed to complement the data acquired in log books. The data loggers are connected to the central data base system at ISET via MODEM and the public telephone network.

The following signals are measured at a 10 Hz frequency:

- electric power,
- status of the grid connection,
- wind speed,

Abbildungen der im WMEP eingesetzten Formblätter "Wartungs- und Instandsetzungsbericht", "Zählerstände, Kosten, Tarife" und "Jahresbericht über Betriebskosten" befinden sich in Anhang B.

2.2 ISET-Messnetz

Zur Ergänzung des Logbuches sind an ausgesuchten Standorten Datenerfassungsgeräte (DEG) und Windmessenrichtungen installiert. Die DEG sind über Modem und das öffentliche Telefon- oder Mobilfunknetz mit der Datenzentrale im ISET verbunden und bilden so das ISET-Messnetz. Die folgenden Signale werden mit einer Abtastrate von 10 Hz registriert:

- Elektrische Wirkleistung der Windenergieanlage,
- Status der Netzkopplung,
- Windgeschwindigkeit,
- Windrichtung.

Tab. 1: Berechnete Größen aus Wind- und Leistungsmessungen an den WMEP-Anlagen

Nr.	Meßgröße	Abk.	Summen/Mittelwerte					
			5min	10min	15min	Tag	Mon	Jahr
1	Mittelwert der Wirkleistung	P_m	•	•	•	•	•	•
2	Maximalwert der Wirkleistung	P_{max}	•	•	•	•	•	•
3	Minimalwert der Wirkleistung	P_{min}	•	•	•	•	•	•
4	Standardabweichung der Wirkleistung	S_p	•	•	•	•	•	•
5	Gelieferte elektrische Energie	E_L	•	•	•	•	•	•
6	Bezogene elektrische Energie	E_B	•	•	•	•	•	•
7	Teillastdauer ($P_{10Hz} < 100\% P_{Nenn}$)	t_T	•	•	•	•	•	•
8	Vollast-/Überlastdauer ($P_{10Hz} \geq 100\% P_{Nenn}$)	t_V	•	•	•	•	•	•
9	Mittelwert der Windgeschwindigkeit (im Meßinterv.)	WG_m	•	•	•	•	•	•
10	Maximalwert der Windgeschwindigkeit	WG_{max}	•	•	•	•	•	•
11	Minimalwert der Windgeschwindigkeit	WG_{min}	•	•	•	•	•	•
12	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	S_{WG}	•	•	•	•	•	•
13	Mittelwert der Windgeschwindigkeit (nur während Netzkopplung)	WG_{m1}	•	•	•	•	•	•
14	Maximalwert der Windgeschwindigkeit	WG_{max1}	•	•	•	•	•	•
15	Minimalwert der Windgeschwindigkeit	WG_{min1}	•	•	•	•	•	•
16	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	S_{WG1}	•	•	•	•	•	•
17	Mittlere Windrichtung (in Grad, ungewichtet vektoriell bestimmt)	WR_m	•	•	•	•	•	•
18	Maximalwert der Windrichtung	WR_{max}	•	•	•	•	•	•
19	Minimalwert der Windrichtung	WR_{min}	•	•	•	•	•	•
20	Standardabweichung der Windrichtung	S_{WR}	•	•	•	•	•	•
21	Anzahl der Netzaufschaltungen	A_n	•	•	•	•	•	•
22	Dauer der Netzkopplung	t_n	•	•	•	•	•	•

Aus diesen Rohdaten werden die Langzeitdaten mit einer Intervalllänge von 5 Minuten gebildet und auf 22 statistische Größen reduziert.

Die Daten sind in sogenannten Tagesfiles in einem Ringspeicher abgelegt. Jedes Tagesfile besteht aus:

- Langzeitmessreihen (288 Fünf-Minuten-Intervalle),
- Windgeschwindigkeitsklassifizierung (19 Klassen),
- Ereignisdaten (durch Ereignistriggerung),
- Diagnosedaten (Zustand der Messeinrichtung),
- Messparameter.

Die Tagesfiles werden jede Nacht automatisch von der Datenzentrale abgerufen und in eine Datenbank geladen. Neben den "Langzeitmessungen" besteht die Möglichkeit, bei Überschreitung von Triggerwerten, "Ereignismessungen" zur hochaufgelösten Erfassung (10 Hz) von Extremsituationen durchzuführen. Zusätzlich können 10 Hz-Abtastwerte auch direkt online und über beliebig lange Zeiträume abgerufen werden, ohne die statistische Langzeiterfassung zu unterbrechen.

In der laufenden Projektphase des WMEP wird das Messnetz von ehemals 180 Messeinrichtungen mit 10 m Messhöhe auf 60 Messmasten mit möglichst einheitlicher Messhöhe von 30 m umgebaut. Dabei wird eine bessere räumliche Verteilung der Messstellen in Deutschland angestrebt (s. Tab. 2 und Abb. 1). Das dann eingerichtete Messnetz, dessen Windmesstechnik nun auch regelmäßig kalibriert wird, soll zukünftig auch für weitere Aufgaben, auch außerhalb des WMEP, nutzbar sein. Deshalb wurden an mehreren Messstellen (Nordseeküste, Ostseeküste, Norddeutsche Tiefebene, Mittelgebirge) 50 m hohe Messmasten errichtet, an denen in mehreren Höhen Wind und in jeweils einer Höhe zusätzlich Klimadaten gemessen werden können. Diese Masten wurden mit speziellen Wetterstationen ausgestattet, die in ähnlicher Art und Weise wie die DEG arbeiten und neben den üblichen Windsignalen in Messhöhen von 10 m, 30 m und 50 m zusätzlich noch folgende meteorologische Messwerte aufzeichnen:

- Luftdruck
- Luftfeuchte
- Temperatur
- Niederschlag
- Solarstrahlung.

Durch diese Umbaumaßnahme sind folgende Verbesserungen eingetreten:

- Anpassung des Messnetzes an neue regionale Ausbauschwerpunkte durch Erweiterung insbesondere in der Norddeutschen Tiefebene und in den Mittelgebirgen,
- Verbesserung der Qualität der Messdaten durch Verzicht auf 10 m Messstellen und regelmäßige Kalibrierung der Anemometer,

- wind direction.

Five minute mean values and 22 statistical figures are derived from this raw data. The results are stored as 'long term measurements' in so called 'day files'.

Each day file contains information about:

- long term data (288 five minute intervals),
- binned wind speed (19 intervals),
- special event data (started by preset triggers),
- diagnostics of the measurement equipment,
- parameters of measurement.

The day files are transferred and taken into the central data base system every night. In addition to the 'long term measurements', extreme situations can be registered by 'special event measurements'. These are started only when preset trigger values are exceeded. 10 Hz raw data can also be transmitted online, and for any period, without disturbing the statistical long term measurement.

In the current project phase of the WMEP, the data acquisition network is being reconstructed, from 180 measurement facilities with 10 m measurement height to 60 measurement masts with a unified measurement height of 30 m. Therewith, an improved spatial distribution of measurement sites in Germany is sought (see Tab. 2 and Fig. 1). The established data acquisition network, in which wind measurement technology will also be regularly calibrated, should then be able to be utilised for other tasks in the future, also outside the WMEP. For this reason, 50 m high measurement masts have been erected at several measurement sites (North Sea coast, Baltic Sea coast, North German lowlands, highlands), which enable wind to be measured at several heights and additional climatic data to be measured at one height. These masts are to be equipped with special weather stations, which function similarly to data loggers, and which record not only the usual wind signals, at measurement heights of 10 m, 30 m and 50 m, but also the following meteorological measurement values:

- air pressure
- air humidity
- temperature
- condensation
- solar radiation.

Through these reconstruction measures, the following improvements have occurred:

- Adaptation of the data acquisition network to new regional focuses, through

- expansion particularly in the North German lowlands and in the highlands.
- Improvement in the quality of measurement data, through abandoning 10 m measurement sites and regular calibration of the anemometer.
 - Additional qualified evaluations of wind conditions at the common hub height of 50 m.
 - Support of new research and development projects such as e.g. wind power prognosis or determining a regional wind index, through the qualitative improvement of wind measurement data.
 - Expansion for utilisation also outside the area of wind energy.
 - Extension of the data stock and possibilities for use, through additional meteorological measurement quantities as the basis for further scientific development and a wider provision of service.

Central Data Base

All project data in the WMEP, including all measurement data, is managed by a data

- Zusätzliche qualifizierte Auswertungen zu Windverhältnissen in gängigen Nabenhöhen von 50 m,
- Unterstützung neuer FuE-Projekte, wie z. B. zur Prognose der Windleistung oder zur Bestimmung eines regionalen Windindex, durch die qualitative Verbesserung der Windmessdaten,
- Erweiterung der Nutzung auch auf Anwendungen außerhalb der Windenergiebranche,
- Erweiterung des Datenbestandes und der Nutzungsmöglichkeiten durch zusätzliche meteorologische Messgrößen als Basis für weiterführende wissenschaftliche Arbeiten und ein breiteres Dienstleistungsangebot.

2.3 Datenzentrale

Sämtliche Projektdaten des WMEP, einschließlich aller Messdatensätze, werden am ISET in einem Datenbanksystem verwaltet. Die am ISET größtenteils selbstentwickelte Software für die Datenzentrale erfüllt folgende Aufgaben:

Tab. 2: Übersicht zum ISET-Messnetz

DEG-Nr.	PLZ	Standort	Messhöhe
			[m]
1	36355	Grebenhain	50
201	58091	Hagen-Dahl	10
301	48157	Münster	10
901	33184	Altenbeken	30
1101	79874	Breitnau	10
1201	32351	Sternwede	10
1301	34639	Schwarzenborn	10
1801	67271	Neuleiningen	10
2101	33181	Wünnenberg-Helmern	10
2201	53949	Dahlem-Berk	30
2401	66629	Freisen	30
2501	91781	Weißenburg	30
2601	57612	Kroppach	30
2701	96199	Zapfendorf	30
10005	26506	Norden	36
11401	26931	Elsfleth	20
11501	26897	Hilkenbrook	30
11801	26316	Varel	10
13301	30974	Wennigsen	38
14201	49744	Geeste-Dalum	10
14401	26434	Wangerland-Neu Augustengroden	30
14501	27308	Kirchlinteln	10
14901	37632	Eimen-Mainzholzen	20
15101	49685	Hoheging	10
15401	31718	Pollhagen	10
15501	26826	Weener	10
15801	26529	Wirdum	34
16101	26506	Norden-Ostermarsch	39
16301	26427	Dunum-Brill	10
17101	26723	Emden-Larrelt	50
17201	26553	Nesse	10
17901	26427	Holtgast-Utgast	30
17902	26427	Holtgast-Utgast	10
18201	27580	Bremerhaven-Weddewarden	30
18301	38275	Haverlah-Steinlah	30
18401	37083	Göttingen Geismar	30
30201	25849	Pellworm	10

DEG-Nr.	PLZ	Standort	Messhöhe
			[m]
30501	23570	Lübeck-Travemünde	30
30601	24229	Strande	30
30701	25764	Schülp	30
30801	25938	Oevenum	30
31501	23769	St. Peter-Ording	30
32401	25927	Aventoft	10
33401	24872	Groß Rheide	30
34201	23769	Westfehmar	30
34506	24969	Lindewitt	30
34801	25845	Nordstrand	30
35401	24647	Wasbek	30
35501	21039	Hamburg-Neuengamme	30
35601	25899	Galmsbüll	30
35901	24999	Wees-Oxbüll	10
36201	24940	Goosefeld	50
36601	25821	Reußenköge	30
36901	25541	Brunsbüttel	30
37401	25709	Kaiser-Wilhelm-Koog	30
37501	25835	Ahrenshöft	30
50201	18233	Rakow	30
50501	18556	Altenkirchen / Rügen	30
50701	16928	Rapshagen	10
51201	02708	Laucha	10
51501	18556	Küstrow	34
51601	17291	Schmölln	30
52001	17509	Wusterhusen	30
52101	15326	Podelzig	30
52201	99510	Wormstedt	30
52401	18146	Rostock-Stuthof	30
52601	37308	Reinholterode	10
52701	04509	Delitzsch-Selben	30
52801	39359	Calvörde	30
52901	15926	Luckau	30
53001	07338	Steinsdorf	30
53101	16845	Sieversdorf	30
53201	16928	Beveringen	50

base system at ISET. Most of the software used was custom made at ISET and serves the following purposes:

- controlling all data acquisition functions,
- controlling and monitoring the remote data acquisition network,
- checking and handling of incoming data,
- basic data processing tasks,
- making data accessible for specific investigations,
- making data accessible to the on-line information system on the Internet ('REISI'),
- support in administrative tasks.

These requirements can not be completely fulfilled by standard software and hardware. The quantity and heterogeneity of information content in the data to be processed is significant. A relational system is used to ensure that the structure of the data base can be adapted to changing requirements during the course of the project. In the past, several additions to the data acquisition instrumentation could be thus integrated into the existing system. Raw data is the basis of all further calculated quantities, e.g. daily, monthly or annual mean values.

A considerable extension to the system is planned to render data accessible in the Internet. A direct integration of Internet usage in the data base system will be thus achieved.

Data Flow, Control and Monitoring

The central data base system and supplementing software located at ISET, have a central function in the organization and monitoring of the WMEP remote data acquisition network. The daily automatic testing of sets of measurement data is controlled from this point. The incoming raw data is recorded and checked for completeness and plausibility. When data is unavailable one day, it is retrieved automatically on the following day. The activation of new data loggers, or the deactivation of faulty measurement equipment, also occurs through the data base. The tested raw data provide the basis for all further calculations dependent on size, e.g. daily, monthly or yearly averages.

Plausibility Checks

During several years of wind and power measurements, at 101 sites (per end of 2002) all over Germany, technical faults must be expected. The necessity of identifying faulty data sets, and the elimination of fault causes, were emphasized in desi-

- Steuerung der gesamten Datenerfassung,
- Überwachung und Steuerung des Fernmessnetzes,
- Plausibilitätsprüfung und Archivierung,
- Durchführung von Basisauswertungen,
- Datenbereitstellung für fachspezifische Auswertungen,
- Datenbereitstellung für das Online-Informationssystem im Internet (REISI),
- Unterstützung bei Verwaltungsaufgaben.

Die Anforderungen an die EDV sind durch Standard-Hard- und Software nur teilweise zu erfüllen. Darüber hinaus zeichnen sich die zu verarbeitenden Daten durch ihren Umfang und durch die Heterogenität ihres Informationsgehaltes aus. Das eingesetzte Datenbanksystem beruht auf einem relationalen Ansatz. Hierdurch wird sichergestellt, dass während der gesamten Projektlaufzeit die Struktur der Datenbank den jeweiligen Anforderungen angepasst werden kann. So konnten in der Vergangenheit bereits mehrfach Änderungen und Ergänzungen der Datenerfassung in das bestehende System integriert werden.

In Bezug auf die Datenbereitstellung für Internet-Anwendungen wurde eine erhebliche Erweiterung des Systems vorgenommen. Hierdurch konnte eine direkte Integration von Internet-Anwendungen in das Datenbanksystem erreicht werden.

2.4 Datenfluss, Steuerung und Überwachung

Für die Organisation und Überwachung des WMEP-Fernmessnetzes haben die Datenbank am ISET und die auf sie aufbauenden Programme eine zentrale Funktion. Von hier aus wird die tägliche automatische Abfrage der Messdatensätze gesteuert. Die abgerufenen Rohdaten werden archiviert und durchlaufen eine Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfung. Fehlende Daten eines Tages werden automatisch am Folgetag zusätzlich abgerufen. Die Aktivierung neuer Datenerfassungsgeräte oder die Sperrung von fehlerhaften Messeinrichtungen geschieht ebenfalls über die Datenbank. Die geprüften Rohdaten bilden die Grundlage für alle weiteren Berechnungen von abhängigen Größen, wie z. B. von Tages-, Monats- und Jahresmittelwerten.

2.5 Plausibilitätsprüfung

Bei einer langjährigen Erfassung von Wind- und Leistungsdaten an 101 (Stand Ende 2002) in Deutschland verteilten WEA-Standorten sind Beeinträchtigungen unvermeidlich. Es wurde daher beim Aufbau der WMEP-Datenzentrale besonderer Wert darauf gelegt, dass unvollständige oder fehlerhafte Datensätze zuverlässig erkannt und die verantwortlichen Fehlerquellen beseitigt werden.

Die Plausibilitätskontrolle ermittelt durch den Vergleich der Messdaten mit Sollwerten oder anhand bestimmter Gesetzmäßigkeiten die Datensätze, die einer genaueren Prüfung unterzogen werden müs-

sen. Diese Datensätze werden automatisch für die Berechnung abhängiger Größen gesperrt und können nur nach manueller Prüfung wieder freigegeben werden. Jeder Datensatz durchläuft zur Zeit mehr als 30 verschiedene Plausibilitätsfilter. Nachfolgend sind einige Beispiele für die angewandten Filterkriterien aufgeführt:

- Die WEA-Leistung im 5-Minuten-Intervall darf nicht mehr als 10 Prozent der Nennleistung bei einer gleichzeitig gemessenen mittleren Windgeschwindigkeit von unter 2 m/s betragen,
- die gemessene Leistung darf nicht höher als der Offset-Wert des DEGs liegen, wenn die Standardabweichung der Leistung im 5-Minuten-Intervall gleich Null ist,
- die Netzkoppeldauer der Anlage in einem bestimmten Intervall darf nicht gleich Null sein, wenn die zugehörige Energielieferung der WEA oberhalb der Messtoleranz liegt.

Weitere Kriterien betreffen die absoluten Werte der Messsignale und ihre Gradienten.

Die automatische Eingangskontrolle für die Messdaten des WMEP ist als dynamisches, lernfähiges System angelegt und hat einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet, dass bislang fast 720.000 Tagesdatensätze für Auswertungen aufbereitet werden konnten.

2.6 Veröffentlichungen und Präsenz im Internet

Die so aufbereiteten Daten werden ständigen Basis- und Fachauswertungen unterzogen. Über die Ergebnisse wird in den regelmäßigen Jahresauswertungen, auf Tagungen und Kongressen sowie in Fachzeitschriften berichtet. Als neue Plattform zur Weitergabe von Daten und Veröffentlichung von Auswertungen wird seit Anfang 1997 auch das Internet genutzt.

Die umfangreichen Datenbestände des ISET, bestehend aus Produktinformationen, Betriebserfahrungen zu Windenergieanlagen und Ergebnissen aus Wind- und Leistungsmessungen sind der Ausgangspunkt für das Online-Informationssystem REISI "Renewable Energy Information System on Internet":

<http://reisi.iset.uni-kassel.de>

Im Zusammenwirken mit dem leistungsfähigen relationalen Datenbanksystem des ISET ist indirekt ein Zugriff auf diese Datenbestände möglich. Ein Großteil der Auswertungen wird daher zum Zeitpunkt der Anfrage dynamisch aus den entsprechenden Datenbankinhalten generiert.

Im Rahmen von REISI sind die wichtigsten Ergebnisse der Jahresauswertungen und andere aktuelle Informationen im Internet verfügbar. Informationsbroschüren zur Datenweitergabe und zu REISI sind beim ISET auf Anfrage erhältlich.

gning the central data base and control system.

During plausibility checks, suspicious data sets are identified by comparison with required values or by cross-correlations. These must be more meticulously tested and are made unavailable for further processing until manually checked. At present, each data set must pass more than 30 plausibility filters. The following are some examples of the plausibility criteria in use:

- WT power in a five minute interval is greater than 10% of the rated power, at a mean wind speed of less than 2 m/s,
- standard deviation of WT power in a five minute interval equals zero while power is higher than the data logger's offset value,
- the WT was not connected to the grid during an interval, but the energy production is higher than the data logger's accuracy.

The automatic checking of incoming measurement data is designed as a dynamic, intelligent system. This has contributed significantly to the successful processing of nearly 720,000 daily data sets since the beginning of the programme.

Publications and Internet Presence

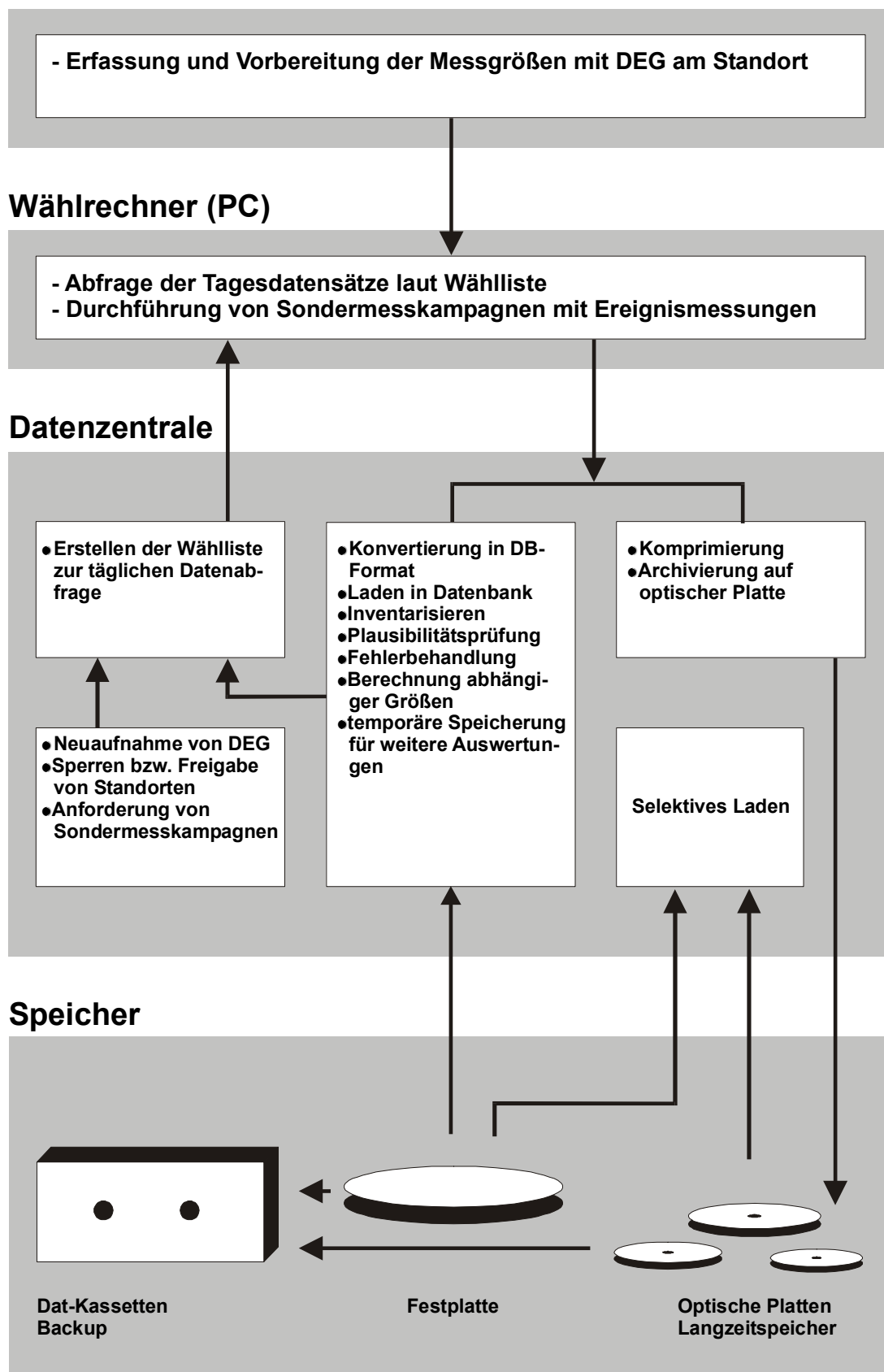
The processed data, as described above, is used continuously for basic and specific evaluations. The results are presented regularly in annual reports, conferences and congresses and in specialist journals. Since early 1997, the Internet has also been used for publishing results and reports and for making data available.

The extensive data stock at ISET, consisting of product information and operational results for WTs and wind and power measurements, is the ground for the on-line information system REISI ('Renewable Energy Information System on Internet'; **<http://reisi.iset.uni-kassel.de>**). In cooperation with ISET's powerful relational data base system, the data resources can be accessed directly. The majority of evaluations are generated dynamically from related data base contents on request.

In cooperation with ISET's powerful relational data base system, the data resources can be accessed directly. The majority of evaluations are generated dynamically from related data base contents on request.

The most important results of the Annual Evaluations, and other up-to-date information, are available on the Internet through REISI. Information leaflets on how to obtain data, and concerning REISI, are available at ISET on request.

Abb. 2: Informationsfluss im WMEP

Fernmessnetz

Evaluation of Operational Results 2001

The annual evaluations of the WMEP scientific programme, which accompanies the federal '250 MW Wind' project, outline the current state of wind energy application in Germany with respect to:

- growth rate and regional concentration of wind energy use,
- total electric energy from wind fed into the mains,
- power supplied by regional groups of WTs,
- WT reliability and
- the resulting costs for electricity from wind.

Evaluations for specific models include:

- plant availability,
- operating costs,
- specific energy production and
- malfunctions.

The evaluations concerning the operational behaviour of WTs in the WMEP are based on reports and measurement data submitted up till 31.12.2002. The owners of funded wind turbines are obliged to report to ISET, concerning their operational results, for a ten-year period. As the programme began in 1989, more and more owners have no longer been required to submit reports since 2000. ISET has attempted to negate the reduction of base data material by asking owners to continue with their contributions on a voluntary basis. To date, the operators of almost 180 turbines have agreed to co-operate voluntarily. In addition, the operators of 17 new large plants have also agreed to participate in the WMEP, although they have received absolutely no funding from the "250 MW Wind" programme for their plants.

In order to complement the detailed data and operational experience gained through the WMEP, the Fördergesellschaft Windenergie (FGW), Kiel, and the Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, were commissioned to determine the base data (description of plant type, rated power, rotor diameter, hub height and location) of all WTs installed in Germany. This measure allows a better overall representation of the state of wind energy in Germany. Further data, provided by the Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) and the federal statistics office, flow into calculations concerning wind energy supply in relation to the German states. The external data sources are marked in the appropriate diagrams.

3 Auswertung der Betriebsergebnisse 2002

Die Jahresauswertung des wissenschaftlichen Begleitprogramms WMEP zur "250 MW Wind"-Fördermaßnahme des Bundes zeigt den aktuellen Stand der Windenergienutzung in Deutschland bezüglich

- der Zuwachsraten und der regionalen Schwerpunkte der Windenergienutzung,
- der insgesamt eingespeisten elektrischen Energie aus Wind,
- des Leistungsdargebotes von Windenergieanlagen im Verbund,
- der Zuverlässigkeit der Windenergieanlagen und
- der entstehenden Kosten für Windstrom

sowie auf die unterschiedlichen Anlagentypen bezogene Auswertungen zu

- Anlagenzuverlässigkeit,
- Betriebskosten,
- spezifischen Energieerträgen und
- Betriebsstörungen.

Den Auswertungen zum Betriebsverhalten der Anlagen im WMEP liegen die Betreiberberichte und Messdaten bis zum 31.12.2002 zu Grunde. Die Eigentümer der geförderten Windenergieanlagen sind für die Dauer von zehn Jahren verpflichtet, dem ISET über ihre Betriebsergebnisse zu berichten. Nachdem das Programm 1989 startete, erlischt seit 2000 für mehr und mehr Eigentümer diese Berichtspflicht. Das ISET versucht, dieser Reduzierung der Datengrundlage entgegenzuwirken, indem die betroffenen Eigentümer gebeten werden, auf freiwilliger Basis weiterhin mitzuarbeiten. Inzwischen haben sich Betreiber von fast 180 Anlagen zur freiwilligen Fortsetzung ihrer Berichte bereit erklärt. Außerdem konnten Betreiber von 17 neueren, großen Anlagen für die Teilnahme am WMEP gewonnen werden, die für ihre Anlagen überhaupt keine Förderung aus dem "250 MW Wind" - Programm erhalten haben.

Zur Ergänzung der im WMEP erfassten detaillierten Daten und Betriebserfahrungen wurde die Fördergesellschaft Windenergie (FGW), Kiel, vom ISET beauftragt, gemeinsam mit der Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, die Stammdaten (Bezeichnung des Anlagentyps, Nennleistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe und Standort) aller in Deutschland installierten WEA zu ermitteln. Durch diese Maßnahme kann die Gesamtsituation der Windenergienutzung in Deutschland noch besser dargestellt werden. Weitere Daten, die vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und vom statistischen Bundesamt und den statistischen Landesämtern erhoben werden, fließen in Berechnung der bundeslandbezogenen Windstromeinspeisungen ein. In den entsprechenden Abbildungen sind die externen Datenquellen besonders vermerkt.

3.1 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Kapitel 3.2 stellt zunächst die Entwicklung der **Windenergienutzung in Deutschland** in den zurückliegenden Jahren dar. Zum Jahresende 2002 waren deutschlandweit rund 13.500 Anlagen installiert. Der Zubau an Windleistung lag im letzten Jahr mit fast 3.200 MW wiederum höher als jemals zuvor und repräsentiert knapp 50% des weltweiten Zubaus.

Den im WMEP ermittelten Zahlen kann entnommen werden, dass mittlerweile nur noch rund acht Prozent aller WEA in Deutschland an Standorten an der Küstenlinie errichtet werden. Innerhalb von etwa zehn Jahren hat sich der Anteil neu errichteter Anlagen an Standorten in der norddeutschen Tiefebene und des Mittelgebirges von rund 30 auf etwa 90 Prozent erhöht. Die durchschnittliche Nennleistung aller neu installierten Anlagen in Deutschland hat sich seit Beginn der "250 MW Wind"-Fördermaßnahme von ungefähr 145 kW (1989) auf fast 1.400 kW (2002) beinahe verzehnfacht. Alle in den Statistiken erfassten, neu installierten Anlagen haben heute Dreiblatt-Rotoren, sind als Luv-Läufer konzipiert und werden ausschließlich netzparallel betrieben. Zunehmend kommen in drehzahlvariablen Anlagen doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren zum Einsatz.

Die Betriebsergebnisse der Anlagen sind in hohem Maße von den **Externen Bedingungen (Kap. 3.3)** abhängig. Das gemessene Windangebot fiel in Deutschland 2002 im Vergleich zu den Vorjahren beinahe durchschnittlich aus, während die Energielieferung der Anlagen vor allem in den nördlichen Bundesländern unterdurchschnittlich blieb (vg. Kap. 3.4). Eine Karte und eine Liste der Messstandorte in **Anhang C** geben einen Überblick über die Windmessungen im WMEP und die Ergebnisse.

Direkte Blitzeinschläge in die Rotorblätter gehören zu den Ursachen der schwersten Schäden, die an Windenergieanlagen auftreten können. Die neueren WEA-Typen sind deshalb mit Blitzschutzsystemen ausgerüstet, welche zumindest die schwersten dieser Schäden verhindern. Bezüglich der statistischen Gefährdung ergibt sich seit 1992 ein recht einheitliches Bild: Es ist mit fünf bis dreizehn Ereignissen je 100 Betriebsjahre zu rechnen. Die Anlagen im Mittelgebirge sind allerdings etwa doppelt so häufig betroffen wie Anlagen in der norddeutschen Tiefebene und an der Küste.

Auch bei der Betrachtung von Eisansatz und Sturm tritt die Unterschiedlichkeit der Bedingungen zwischen den Standorten an der Küste und in den Mittelgebirgen deutlich zu Tage. Durch Eisansatz sind die Mittelgebirgsstandorte vier- bis fünfmal so häufig betroffen wie die Anlagen an der Küste und in der norddeutschen Tiefebene. Zusätzlich ist die typische Ausfallzeit zwei- bis viermal so lang, so dass die gesamte Ausfallzeit aufgrund von Eisansatz im Mittelgebirge mehr als das Zwanzigfache beträgt. Auch bezüglich Sturmschäden gingen am ISET von Standorten im Mittelgebirge fast drei- bis viermal so viele Meldungen ein wie von Anlagen in der Tiefebene oder an der Küste. Besonders häufig waren im Jahr der Orkane "Anna" und "Jeanette" die Meldungen über Sturmschäden.

Summary of the Most Important Results

In **Chapter 3.2**, the development of **Wind Energy Use** in Germany in the past years is shown. At the end of 2002, around 13,500 wind turbines were installed nationwide. Last year the expansion of wind power was higher than ever before, with almost 3,200 MW, and represented just on 50% of worldwide expansion.

Figures from the WMEP demonstrate that now only around eight percent of all WTs in Germany are erected at sites on the coastline. Within about ten years, the proportion of plants at locations in the north German lowland plains and low mountain regions has risen from around 30% to approx. 90%. Since the beginning of the "250 MW Wind" funding measure, the average rated power of newly installed plants in Germany has increased almost ten-fold, from approx. 145 kW (1989) to almost 1,400 kW (2002). All newly installed plants included in the statistics now have three-bladed, up-wind rotors and are exclusively grid connected. Double-fed asynchronous machines are increasingly implemented in speed variable plants.

The operational results of WTs are greatly dependent on **external operating conditions (Chapter 3.3)** in relation to energy yield, technical availability and economics. The measured wind conditions in Germany in 2002 were almost average in comparison to previous years, while the energy yield of plants remained below average (see Chap. 3.4), particularly in the northern states. A map and a list of all measurement sites in **Appendix C**, give an overview of the wind measurements in the WMEP and their results.

Direct lightning strike to the rotor blades is one of the most severe damages that can occur to a WT. New WT types are therefore equipped with lightning protection systems, which prevent most extreme harm. The risk of lightning strike has remained statistically proportionate since 1992: between 5 and 13 reports per 100 operational years can be expected. Turbines in low mountain regions, however, are affected twice as often as plants in the north German lowland plains or in coastal locations.

The differences in conditions between coastal locations and north German lowland plains are also clear in relation to icing and storm. The low mountain regions were four to five times more frequently affected, in regard to icing, than plants in coastal locations or in north German lowland plains. Additionally, the typical downtime is two to four times as long, so that the total downtime due to icing was more than twenty

times higher in low mountain regions. In relation to storm damage, ISET received almost three to four times more reports from locations in low mountain regions than from plants in the north German lowland plains or on the coast. Reports of storm damage were particularly frequent in the year of hurricanes "Anna" and "Jeanette".

In **Chapter 3.4**, the electric **Energy Production** achieved under these conditions is presented with an emphasis on regional observations. As an average, the total annual wind energy production in 2002, around 17 TWh nation-wide, provided 3.6% of the total German electricity demand. In Schleswig-Holstein, however, already almost 25% of the consumption was covered by electricity produced from wind.

Besides absolute figures for electricity fed in, the chapter also details the average full load hours and the specific energy production per square meter swept rotor area in each individual federal state. As expected, plants in coastal areas achieved the longest periods of full load. WTs in Schleswig-Holstein recorded an average of approx. 2,000 hours of full load in 2002, while plants in Bavaria and Baden-Württemberg showed an average of 1,100 or 900 full load hours respectively. It is, however, clear that due to the variance of wind conditions the good locations in these two states are completely comparable with the good locations in other inland states.

Due to wind speed variations, wind turbines cannot feed constant electric power into the mains. The probability, at which groups of WTs can supply a certain power output, is given in **Chapter 3.5 Power Availability** as curves of annual power duration. In contrast to the experiences of past years, the duration curves from two wind farms, respectively on the coast and inland, as well as the group of all turbines in Germany, show a very similar course. All three groups provided 30% of their installed powers within only 2,000 hours of the year. Similarly to past years, the widely distributed group of all WTs in Germany provides the highest proportionate power over greater time periods.

The often stated fear of extreme variations of fed in wind power, which could cause particular problems in grid control, could not be proven through investigations within the WMEP. The largest occurring fluctuation of fed in power (15 minute mean values), from one hour to the next, amounted to just over 20% of the installed rated power with an occurrence probability of 0.01%, thereby calculated as less than four times per year.

Information concerning the achieved reliability of WTs in the WMEP, in varying external conditions, is included in **Chapter 3.6 Relia-**

Bei der Darstellung der sich unter diesen Bedingungen ergebenden **Elektrischen Energielieferung** in **Kapitel 3.4** bildet die regionale Betrachtung einen Schwerpunkt. Während die gesamte Windstromeinspeisung 2002 mit etwa 17 TWh bundesweit einen mittleren Anteil von 3,6 Prozent zur Deckung des Stromverbrauchs beitragen konnte, liegt dieser jährliche Beitrag in Schleswig-Holstein bereits bei 25 Prozent.

Neben den absoluten Werten der Einspeisung werden in diesem Kapitel auch die in den einzelnen Bundesländern durchschnittlich erreichten Volllaststunden und die spezifischen Energielieferungen je Quadratmeter Rotorkreisfläche dargestellt. Die meisten Volllastnutzungsstunden erreichten erwartungsgemäß die Anlagen in den Küstenländern. Die Anlagen in Schleswig-Holstein erzielten 2002 durchschnittlich etwa 2.000 Volllaststunden, während die WEA in Bayern und Baden-Württemberg 1.100 bzw. 900 Volllastnutzungsstunden erreichten. Es zeigt sich aber, dass die guten Standorte dieser beiden Länder aufgrund der starken Streuung der Windverhältnisse durchaus mit den guten Standorten anderer Binnenländer vergleichbar sind.

Aufgrund der schwankenden Dargebotseigenschaft kann keine konstante Windleistung in die Netze eingespeist werden. Mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Verbund von Windenergieanlagen eine bestimmte elektrische Leistung in die Netze der Energieversorgungsunternehmen einspeisen kann, ist im **Kapitel 3.5 - Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung** - in Form von Leistungsdauerlinien aufgeführt. Im Gegensatz zu den Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen die Dauerlinien zweier unterschiedlicher Windparks und aller Anlagen in Deutschland einen recht ähnlichen Verlauf. Alle drei Gruppen stellten in nur 2.000 Stunden des Jahres 30% ihrer Gesamtnennleistung zur Verfügung. Ähnlich wie in der Vergangenheit bietet der weiträumig verteilte Verbund aller Anlagen in Deutschland über größere Zeitanteile die höchste anteilige Leistung.

Die vielfach geäußerte Befürchtung, dass extreme Schwankungen der eingespeisten Windleistung für besonders häufige Probleme bei der Netzführung sorgen könnten, wird mit den Ergebnissen der Untersuchungen im WMEP widerlegt. Die größte aufgetretene Schwankung der eingespeisten Leistung (15 min Mittelwerte) von einer zur nächsten Stunde betrug für den Verbund der Anlagen in den Gebieten von E.ON und RWE nur etwas mehr als 20 % der gesamten installierten Nennleistung bei einer Auftrittswahrscheinlichkeit von 0,01 Prozent, also weniger als viermal im Jahr.

Über die unter den ungleichmäßigen externen Bedingungen erreichte Zuverlässigkeit der im WMEP beobachteten WEA gibt das **Kapitel 3.6 - Anlagenzuverlässigkeit** - Auskunft. Die insgesamt durchschnittlich fast neun Jahre alten Anlagen standen demnach zu fast 98 Prozent der Zeit störungsfrei zur Verfügung. Im Mittel mussten die WEA 2002 etwa 8 Tage für Wartungen oder nach Störungen außer Betrieb gesetzt werden. Dabei wird der weitaus größte Teil der Störungen von den Betriebsführungseinheiten der Anlagen selbst-

ständig erkannt. Durch eine daraufhin eingeleitete Stillsetzung können Folgeschäden weitgehend verhindert werden. Eine Altersabhängigkeit der Störungshäufigkeiten ergibt sich bislang nur durch die Behebung von Frühausfällen. Auffällige Zunahmen der Ausfallraten aufgrund von Ermüdung und Verschleiß sind bislang auch bei älteren Anlagen noch nicht zu erkennen. Bei den kleineren Anlagen ist mit einer Reparatur im Jahr zu rechnen, bei den Anlagen zwischen 500 kW und 1 MW mit ein bis zwei Schäden. Weniger erfreulich erscheinen die durchschnittlich vier bis fünf Reparaturen pro Jahr in der Megawatt-Klasse.

Die zum Erreichen der hohen Verfügbarkeitszeiten notwendigen Aufwendungen für Wartung und Instandsetzung werden im **Kapitel 3.7 - Wirtschaftlichkeit** - nach Leistungsklassen getrennt ausgewertet. Die Betriebskosten lagen 2002, etwas höher als in den Vorjahren, abhängig von der Größe der Anlagen jeweils etwa zwischen € 15,- und €50,- je kW Nennleistung und Betriebsjahr, wobei die älteren, kleineren Anlagen (bis 250 kW) deutlich höhere spezifische Betriebskosten verursachen als die größeren Anlagen (über 500 kW). Die Betriebskosten betragen damit etwa 1 bis 3,5 c€/kWh. Eine beispielhafte Berechnung zeigt, dass die großen 2002 installierten Anlagen (2.000 kW Nennleistung, Nabenhöhe 100 m) die geringsten Stromgestehungskosten verursachen dürften.

Neben den überblickgebenden Auswertungen der zunächst vorgestellten Kapitel ist besonders auch die detaillierte Betrachtung der verschiedenen Anlagentypen interessant. Das **Kapitel 3.8 - Typenspezifische Auswertungen** - ergänzt den Windenergie Report Deutschland mit der Darstellung der technischen Verfügbarkeit, der Betriebskosten, der spezifischen Jahresenergielieferung und den notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen für die einzelnen Anlagentypen.

bility. At an average age of almost nine years, plants were faultless and operational for almost 98% of the time. This corresponds to an average WT downtime, after plant failure or for maintenance, of about eight days in 2002. Most of the malfunctions were detected by the WTs' control systems and resulted in controlled shutdown, preventing more serious damage. An age dependency in frequency of malfunctions has only been evident in the rectification of early failure. Conspicuous increases in the rate of failure, through fatigue and wear, have not yet been noted in older plants. One repair in the year is to be expected for smaller plants, while plants of between 500 kW and 1 MW can expect one or two damages. Less positive is the average of four to five repairs per year for plants in the megawatt class.

The expenditure for maintenance and repair, partly responsible for the relatively high availability, is listed for individual power classes in **Chapter 3.7 Economics**. Somewhat higher than in previous years, operational costs in 2002 amounted to between approx. 15 € and 50 € per kW capacity and operational year. Whereby older, smaller plants (up to 250 kW) incurred operational costs that were significantly higher than those of larger plants (over 500 kW). Thereby, the operational costs amounted to approx. 1 to 3.5 c€/kWh. An example calculation shows that the largest turbine installed in 2002 (2,500 kW rated power, hub-height 80 m) produced the lowest maintenance and repair costs.

In addition to the general overview given in the chapters listed above, the model-specific evaluations are of special interest in the next chapter. **Chapter 3.8 Model Specific Evaluations** supplements the annual evaluation with lists and diagrams concerning technical availability, operational costs, specific annual energy production and the necessary repairs for each monitored WT model.

Wind Energy Use in Germany

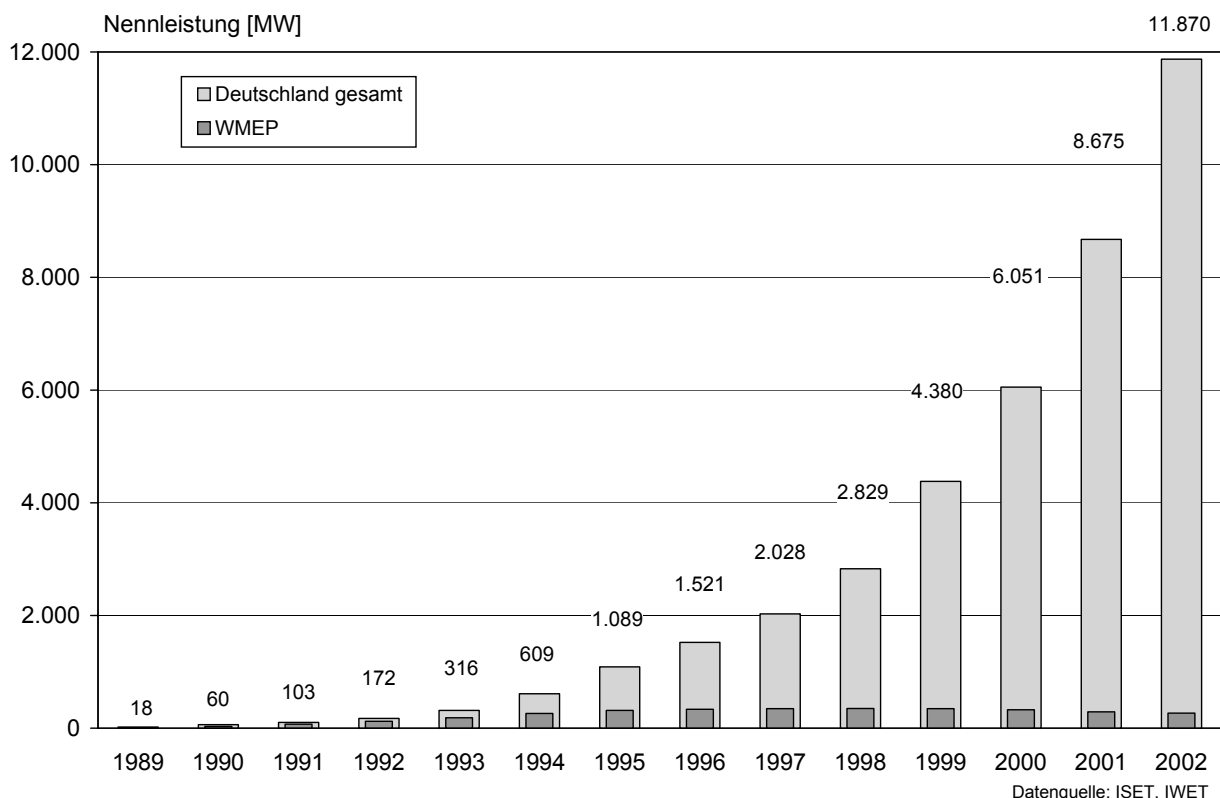
13,537 wind turbines were operating in Germany at the end of 2002, with a total rated power of about 11,870 MW. 781 of these WTs, with a total rated power of 245 MW (not including the turbines of voluntarily reporting operators), were funded through the '250 MW Wind' programme and monitored by the WMEP. This figure is based on the rated power as stated by the manufacturers. Together with the turbines from voluntarily reporting operators, these evaluations present the operational results of 1,155 WTs with a total of over 300 MW.

The evaluations presented in this chapter indicate the sound statistical basis offered by the WMEP, which now includes about 8.5% of all WTs operated in Germany. In order to present figures concerning the overall state of wind energy in Germany, the base data collected and supplied by the Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, is utilised. This data, which encompasses a description of the plant type, rated power, rotor diameter and hub height as well as the location, is given voluntarily by WT operators and manufacturers and reflects the current situation quite comprehensively.

3.2 Windenergienutzung in Deutschland

Zum Jahresende 2002 waren in Deutschland 13.537 Anlagen mit zusammen etwa 11.870 MW Leistung in Betrieb. Davon werden 781 Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 245 MW (ohne Anlagen freiwillig berichtender Betreiber) durch das "250 MW Wind"-Programm gefördert und vom WMEP begleitet. Die angegebene Gesamtleistung bezieht sich dabei auf die Herstellerangaben zur WEA-Nennleistung. Zusammen mit den Anlagen der freiwillig berichtenden Betreiber stehen für die vorliegende Auswertung die Betriebsergebnisse von 1.155 WEA mit zusammen über 300 MW zur Verfügung.

Die in diesem Kapitel vorgestellten Auswertungen zeigen unter anderem, welche statistische Basis das WMEP mit einem Anteil von etwa 8,5 Prozent an der Gesamtzahl deutscher Windenergieanlagen für die Beurteilung der Windenergietechnik bietet. Für die Darstellung der Gesamtsituation in Deutschland wurden die Stammdaten der von der Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, geführten Datenbasis herangezogen. Diese Datenbasis, die die Bezeichnung des Anlagentyps, Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe sowie den Standort enthält, und beruht auf Angaben von Herstellern und spiegelt die aktuelle Situation nahezu vollständig wider.

Abb. 3: Zeitliche Entwicklung der installierten Windleistung in Deutschland

Ressourcenschonung und Vermeidung von CO₂-Ausstoß

Während der Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen in die Netze der allgemeinen Stromversorgung sparen Kraftwerke an anderer Stelle Brennstoff ein. Dabei reduziert sich zumeist die abgegebene Leistung von Steinkohlekraftwerken des Mittellastbereichs, so dass je eingespeister Kilowattstunde Windstrom 0,26 kg Steinkohle eingespart werden.

Entsprechend der Menge eingesparten Brennstoffs verringert sich auch der Ausstoß an Kohlendioxid (CO₂). Die "Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark" des Instituts für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung (IER) an der Universität Stuttgart aus 1998 ergab, dass mit jeder eingespeisten Kilowattstunde Strom aus Windenergie 0,84 kg CO₂-Ausstoß vermieden werden.

Auswertungen und Diagramme zur Menge durch Windenergie erzeugten Stroms sind in [Kap. 3.4 Elektrische Energielieferung](#) zu finden.

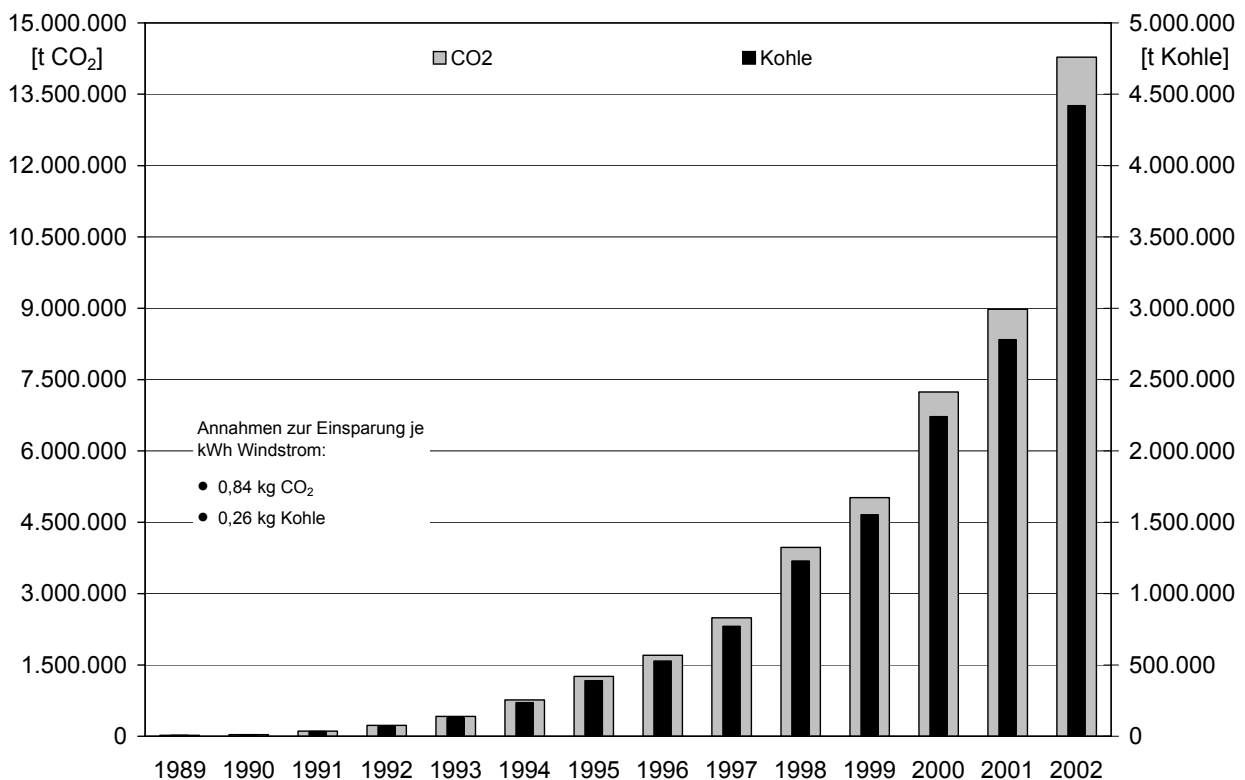
Sparing Resources and Avoiding CO₂ Emissions

During the feed in of electricity from wind turbines into general power supply grids, power stations also economise on fuel. In this way, the given power from hard coal power stations in the area of medium load is mostly reduced, so that 0.26 kg of hard coal is spared for each kilowatt hour of wind power fed in.

According to the amount of spared fuel, the carbon dioxide (CO₂) emissions are also reduced. The "Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark" (Engineering Analysis of the Effects of Wind Energy Generation on Conventional Power Stations) from the Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung (IER) at the university of Stuttgart from 1998, concluded that with every fed in kilowatt hour from wind energy 0.84 kg of CO₂ discharge would be avoided.

Evaluations and diagrams concerning the amount of power generated from wind energy can be found in Chapter 3.4, "Energy Production".

Abb. 4: Jährlich eingesparte Menge CO₂ und Brennstoff



Rated Capacity of Newly Installed WTs

In 2002, the number of newly installed plants surpassed that of the previous year by about 12%. The amount of rated power increased by just on 22%, over the previous year, as the average plant size continued to grow. The additional increase of around 3,200 MW installed power (more than 2,200 WTs with an average of 1,400 kW rated power) exceeded all previous years and signifies an increase for the sixth year in a row.

From 1990 to 1992 the majority of new installations were WTs in the '250 MW Wind' programme. This proportion has been declining since 1993 and, since the conclusion of proposals in 1995, has been decreasing slowly toward zero. This development proves that federal measures, such as the Electricity Feed Law, the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources, the '250 MW Wind' programme, the DtA environment loans, state funds etc. have helped to develop an innovative and growing market.

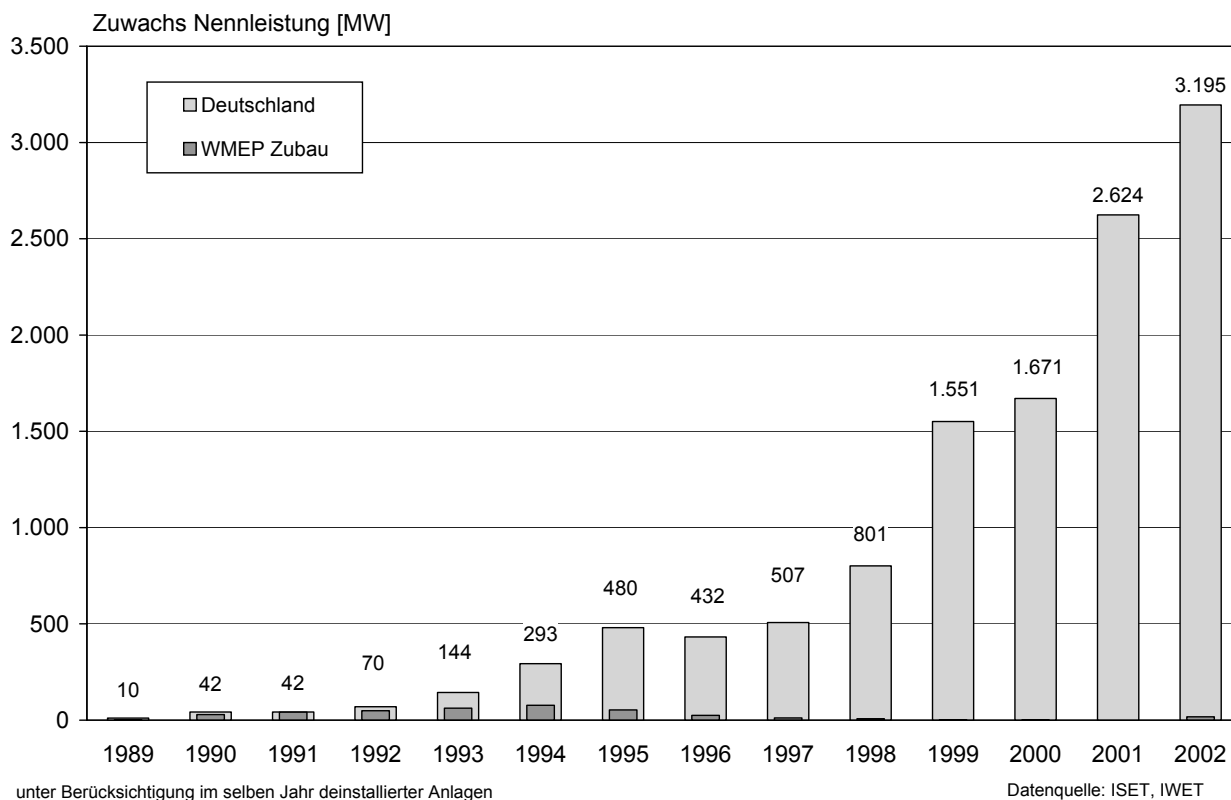
The funding authority preferred to support applications for newer and larger WT models, in order to include a variety of different plant types in the programme. The last plants newly admitted into the '250 MW Wind' programme, in 1998, belong to the MW class. The average rated power of all plants in the WMEP is calculated at around 210 kW.

Neu installierte WEA-Gesamtnennleistung

Die Anzahl in 2002 neu installierter Anlagen übertraf die des Vorjahres um etwa 12%. Da die durchschnittliche Anlagengröße weiterhin anwächst, konnte der Vorjahreswert der zugebauten Nennleistung sogar um knapp 22% gesteigert werden. Der Zubau von rund 3.200 MW installierter Leistung (mehr als 2.200 Windenergieanlagen mit durchschnittlich 1.400 kW Nennleistung) übertraf den Zubau aller bisherigen Jahre und bedeutet eine Steigerung im siebten Jahr in Folge.

Während der Zubau neuer Anlagen in den Jahren 1990 bis 1992 zum überwiegenden Teil durch Anlagen aus dem "250 MW Wind"-Programm erfolgte, ist dieser Anteil seit 1993 rückläufig und ging, nach Antragsschluss Ende 1995, bei insgesamt wachsendem Zubau auf Null zurück. Diese Entwicklung zeigt, dass sich durch die gezielten staatlichen Maßnahmen, wie zum Beispiel das Stromeinspeisungsgesetz bzw. Erneuerbare-Energien-Gesetz, das "250 MW Wind"-Programm, DtA-Umweltdarlehen, Länderförderungen usw., ein innovativer Wachstumsmarkt entwickelt hat.

Im "250 MW Wind"-Programm wurden bei der Bewilligung jeweils neuere, größere Anlagenmodelle bevorzugt, um eine Vielfalt unterschiedlicher Anlagentypen in das Breitentestprogramm aufzunehmen. Die letzten 1998 neu in das Programm aufgenommenen Anlagen gehören der MW-Klasse an. Die durchschnittliche Nennleistung aller durch das WMEP betreuten Anlagen beträgt rund 210 kW.

Abb. 5: Jährlich installierte Nennleistung

Die weltweit erfolgreichsten Länder

In Bezug auf die installierte Windleistung liegt Deutschland weltweit mit großem Abstand an der Spitze. Mit fast 11.900 MW ist über 1/3 der weltweiten Kapazität in Deutschland installiert. Diese Position wurde 2002 sogar noch ausgebaut, da in Deutschland mit etwa 48% der weltweit neu installierten Nennleistung deutlich mehr hinzu gebaut wurde als in allen anderen Ländern. Sehr erfolgreich sind seit einiger Zeit auch die Rahmenbedingungen in Spanien, das durch konstant hohe Zuwachsraten in den letzten Jahren die USA, die in 2001 sehr stark zugebaut hatten, wieder überholen konnte.

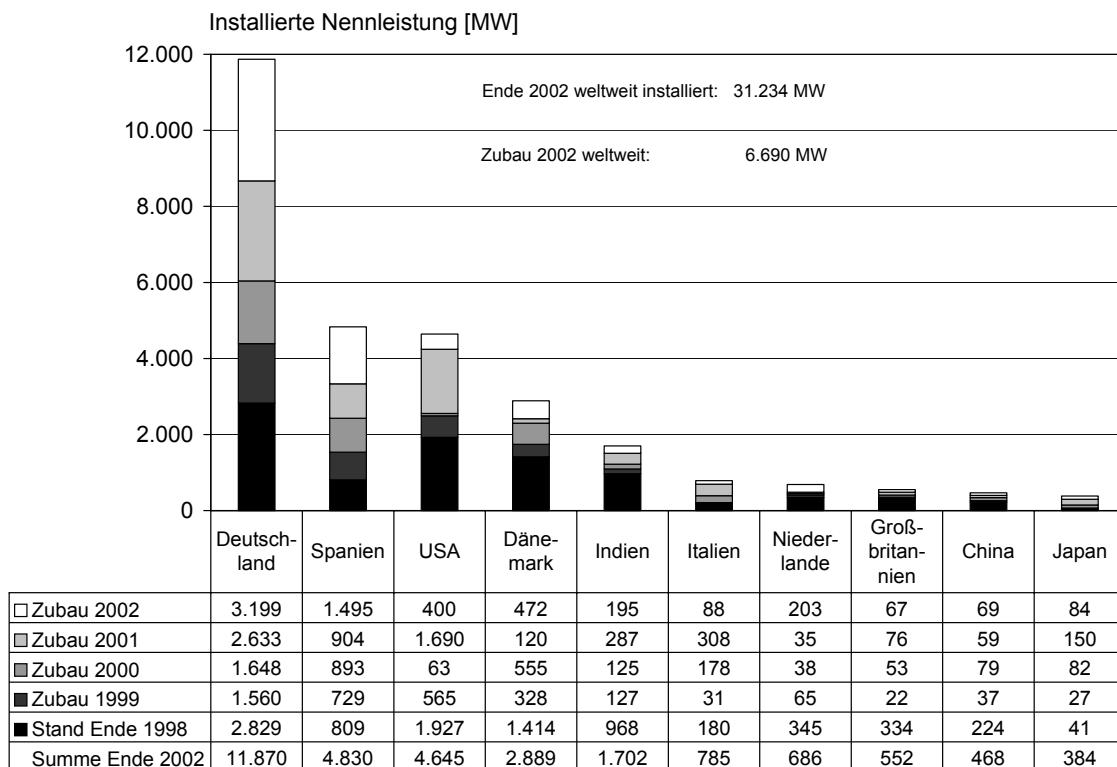
Mit Spanien und Deutschland sind in Europa diejenigen Länder besonders erfolgreich, in denen nach wie vor eine gesetzliche Mindestpreisregelung für eingespeisten Windstrom sichere Planungsbedingungen schafft. Andere Fördermechanismen sind trotz hervorragender Windbedingungen z. B. in Großbritannien und Irland bislang weniger erfolgreich.

The Most Successful Countries World-wide

Germany maintains the leading position by far in relation to total installed wind power. With almost 11,900 MW, over 1/3 of the worldwide capacity is installed in Germany. This position was even strengthened in 2002, with almost 48% of the new installations worldwide occurring in Germany - clearly more additional increase than in all other countries. The fringe conditions in Spain have also been very successful for some time. With constantly high growth rates over the past few years, Spain has again surpassed the USA, which had strongly expanded in 2001.

With Spain and Germany, those countries in Europe where legal minimum price laws provide certain planning conditions, continue to be particularly successful. Other support mechanisms are clearly less successful, despite excellent wind conditions e.g. in Great Britain and Ireland.

Abb. 6: Entwicklung der Windenergienutzung weltweit



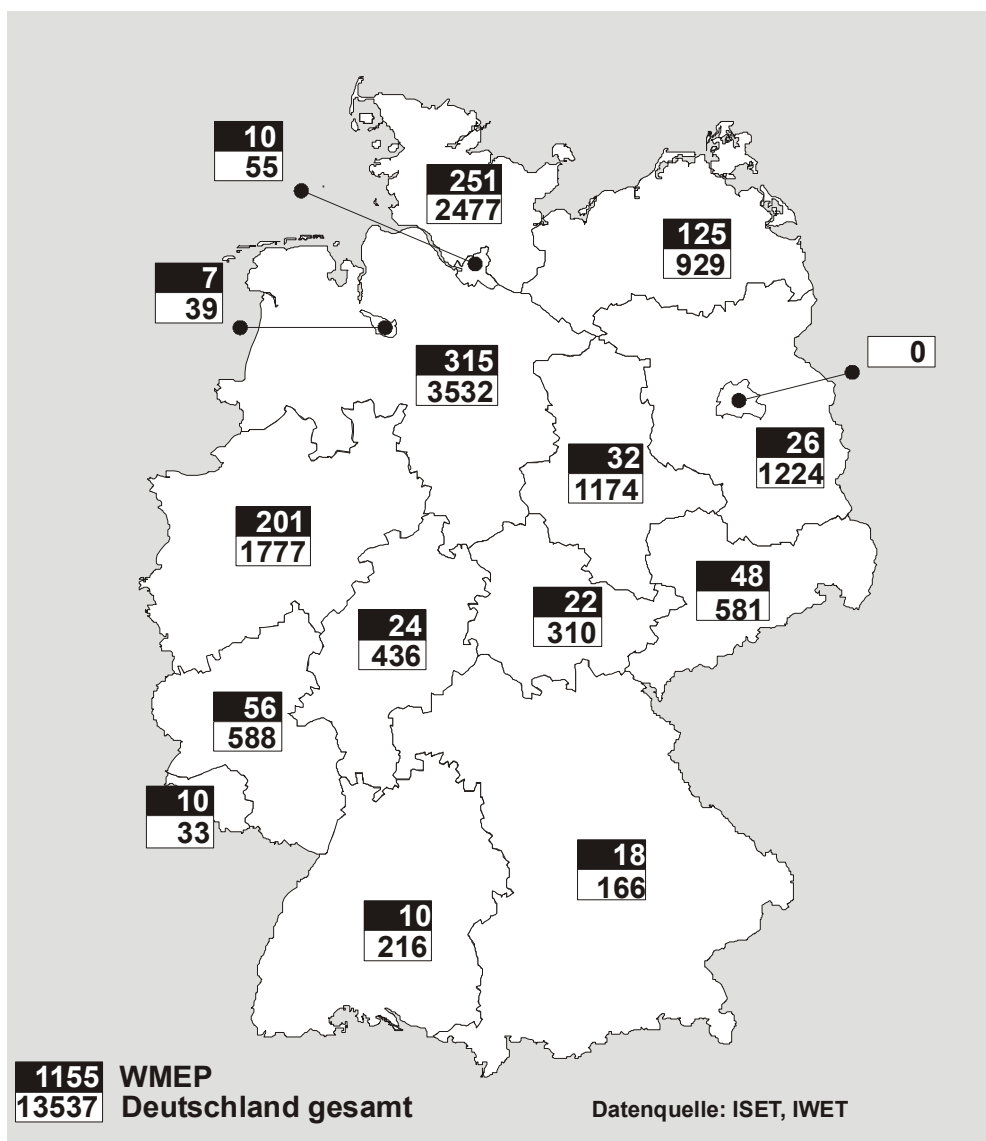
Datenquellen: Windpower Monthly, IWET, BWE

Regional Distribution of WTs in the WMEP

Progress in the use of wind energy began at different times in different German states, and also varied in dynamism. While a large number of plants were installed in the north German states of Schleswig-Holstein, Lower Saxony and North Rhine-Westphalia, the inland and east German federal states are now catching up. This development can also be noted from the corresponding distribution of WTs in the WMEP. Regions with comparatively fewer plants are admitted into the funding measure with preference, in order to provide the widest possible statistical basis for the site-specific evaluations in the WMEP.

Regionale Verteilung der Anlagen im WMEP

Der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland startete in den einzelnen Bundesländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten und entfaltete sich auch in seiner Dynamik unterschiedlich. Während eine größere Anzahl von Anlagen zunächst in den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen installiert wurden, holten bzw. holen die Länder im Binnenland und die ostdeutschen Bundesländer seit einiger Zeit langsam auf. Auch anhand der Verteilung der Anlagen im WMEP lässt sich diese Entwicklung ablesen. Regionen mit vergleichsweise wenigen Anlagen wurden vom Förderer bei der Auswahl zu bewilligender Anträge bevorzugt, um eine möglichst große statistische Basis für die standortbezogenen Auswertungen im WMEP zu erhalten.

Abb. 7: WEA-Anzahl in den Bundesländern

Zunehmende Nutzung von Standorten im Binnenland

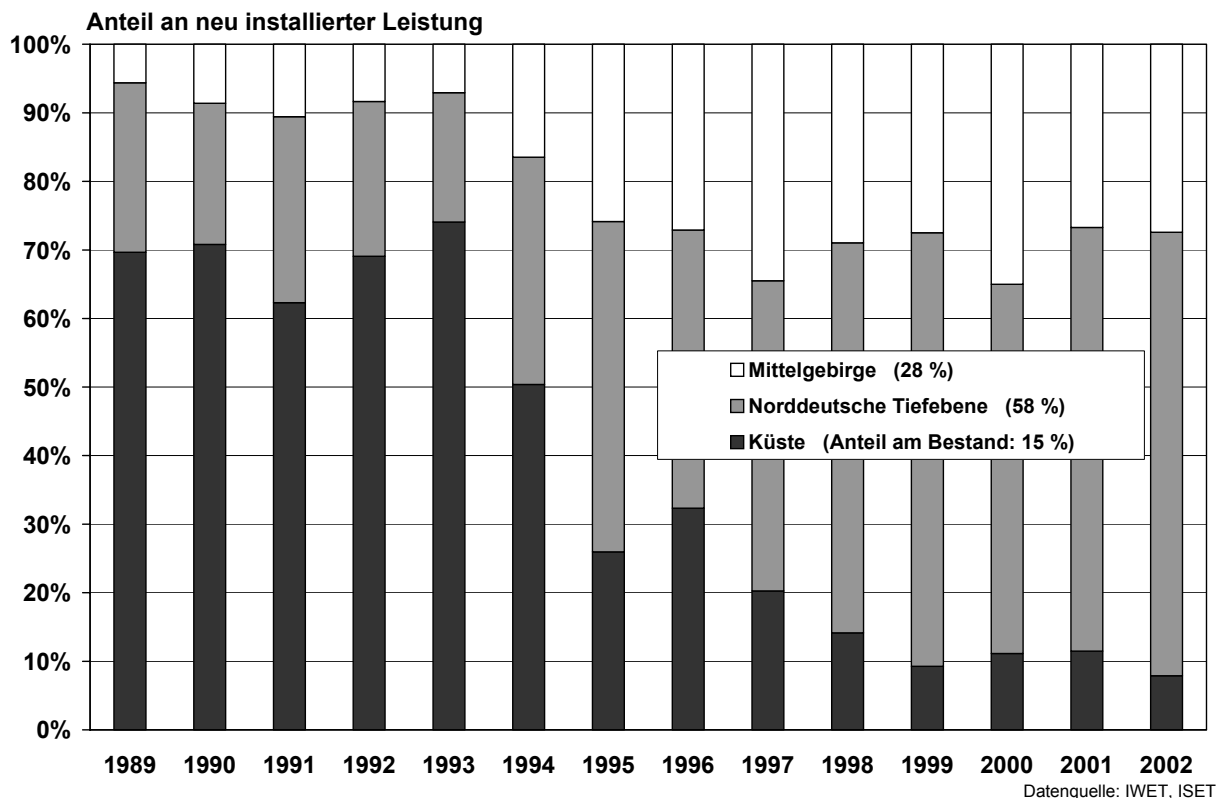
Die durch Stromeinspeisungsgesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz gegebenen Rahmenbedingungen für Einspeisungen und Vergütung von Windstrom lassen auch an Standorten mit weniger günstigem Windangebot als an der deutschen Küste den wirtschaftlichen Betrieb von WEA zu. Hinzu kommt, dass viele windgünstige Standorte an der Küste bereits vergeben sind. Daher sind die südlicheren Bundesländer zunehmend in den Blickpunkt von Planern und Investoren gerückt. Eine Einteilung aller deutschen Anlagenstandorte in die Landschaftskategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene und Mittelgebirge spiegelt den großen Anteil an nutzbaren Flächen der norddeutschen Tiefebene wider. Der Kategorie Küste wurden alle Standorte auf den Inseln und innerhalb eines etwa 5 km breiten Streifens entlang der Küstenlinie zugeordnet.

Im letzten Jahr wurden nach dieser Einteilung 65 Prozent der Windleistung in der norddeutschen Tiefebene in Betrieb genommen und nur 8 Prozent an der Küste. Insgesamt waren Ende letzten Jahres an den Küsten 15 Prozent der Windleistung installiert, etwa 58 Prozent in der norddeutschen Tiefebene und 28 Prozent in den Mittelgebirgen. Die Entwicklung verlief im WMEP fast parallel zur Gesamtsituation, so dass die Anteile der Regionen im WMEP den bundesweit ermittelten Zahlen bis auf wenige Prozentpunkte nahe kommen.

Growth of Wind Energy Use at Inland locations

The conditions for reimbursement of wind energy, which have arisen from the Electricity Feed Law and the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources, allow locations with less available wind than in the German coastal regions to operate WTs economically. An additional factor is that many windy locations on the coast are already taken. For this reason, the southern federal states have come increasingly into focus for planners and investors. Classification of plant sites into the landscape categories of coast, north German lowland plain and low mountain region, reflects the large proportions of useful areas in the North German lowland plains. The category of coast applies to all locations on islands and within a 5 km wide strip along the coastline. According to this distribution, last year 65% of the wind power was produced in the North German lowland plain and only 8% in coastal areas. At the end of last year, 15% of the wind power was installed in coastal areas, about 58% in the north German lowlands and 28% in low mountain regions. The development of the overall situation in Germany was nearly parallel to that in the WMEP. For this reason, the distribution of WTs in the WMEP between the states is almost equal to the total nationwide figures.

Abb. 8: Leistungszubau an der Küste und im Binnenland

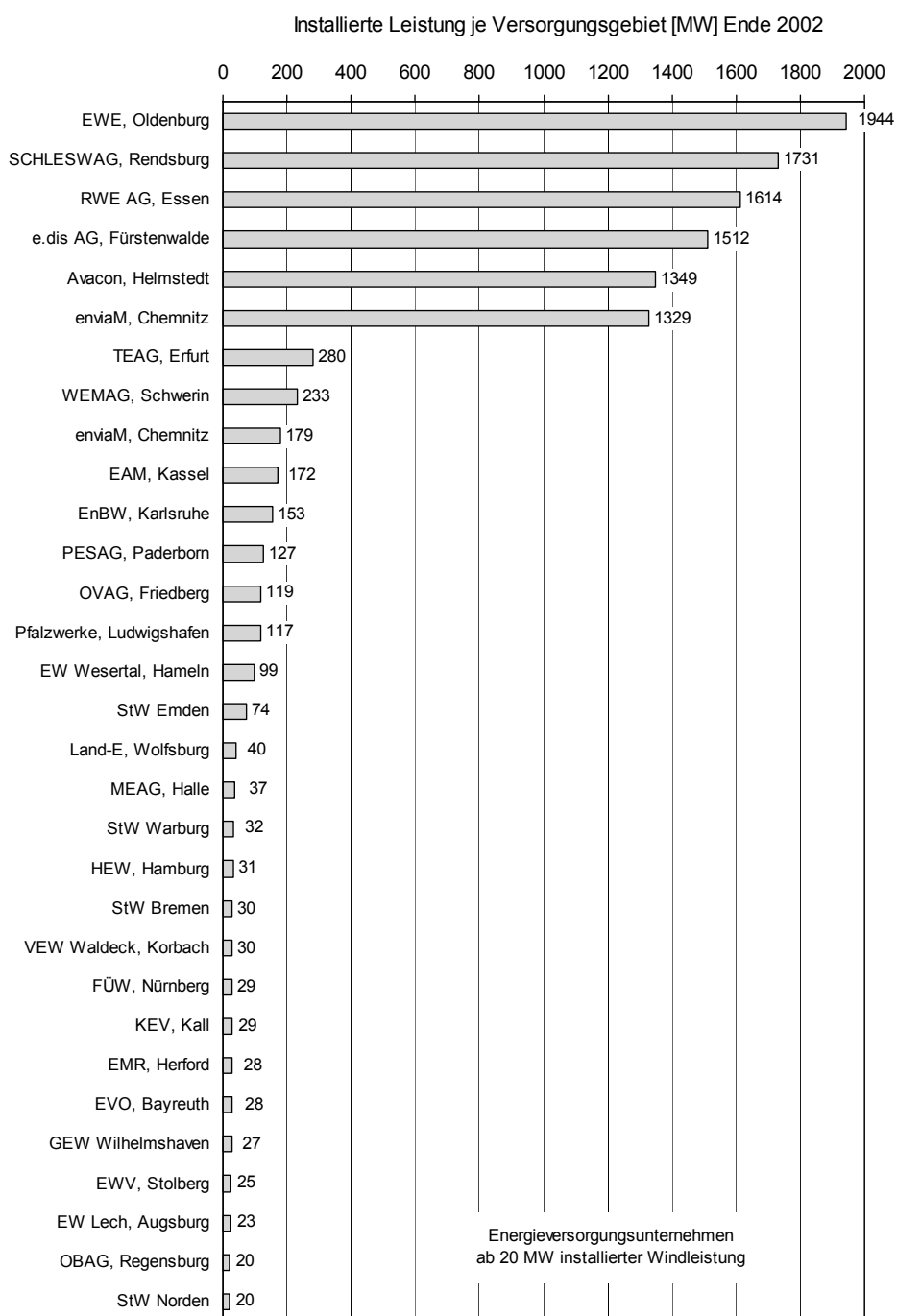


Utility Companies

WTs installed in Germany are connected to the grids of over 150 utilities. The grids with the greatest amount of connected wind power belong to the Utility of Ems-Weser-Elbe (EWE) and SCHLESWAG. Over 35% of the wind power installed in Germany is fed into these two grids.

Energieversorgungsunternehmen

Die in Deutschland installierten WEA sind auf die Gebiete von über 150 Netzbetreibern verteilt. Die Netze mit den größten Installationszahlen der angeschlossenen Windleistung gehören zur Energieversorgung Ems-Weser-Elbe (EWE) und der SCHLESWAG. Über 35% der in Deutschland installierten Windleistung speisen in diese beiden Netze ein.

Abb. 9: Installierte Windleistung in EVU-Versorgungsgebieten

Datenquelle: IWET / ISET

Repräsentativität des WMEP in den Bundesländern

Während der gesamten Laufzeit der "250 MW Wind"-Fördermaßnahme des BMU wurde darauf geachtet, dass möglichst verschiedene Anlagentypen in allen Regionen Deutschlands vertreten sind. Aufgrund der etwas späteren Ausbaufolge der Windenergie in den Binnenländern wurden weitaus die meisten Anlagen in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen gefördert. Diese Länder sind daher, wie in Abb. 8 "Leistungszubau an der Küste und im Binnenland" zu erkennen, rein zahlenmäßig auch stärker im WMEP vertreten. Die prozentualen Anteile liegen in den einzelnen Ländern meist zwischen rund 5 und 20 Prozent der Windenergieanlagen. Eine Ausnahme davon bildet das Saarland mit insgesamt sehr wenigen Anlagen.

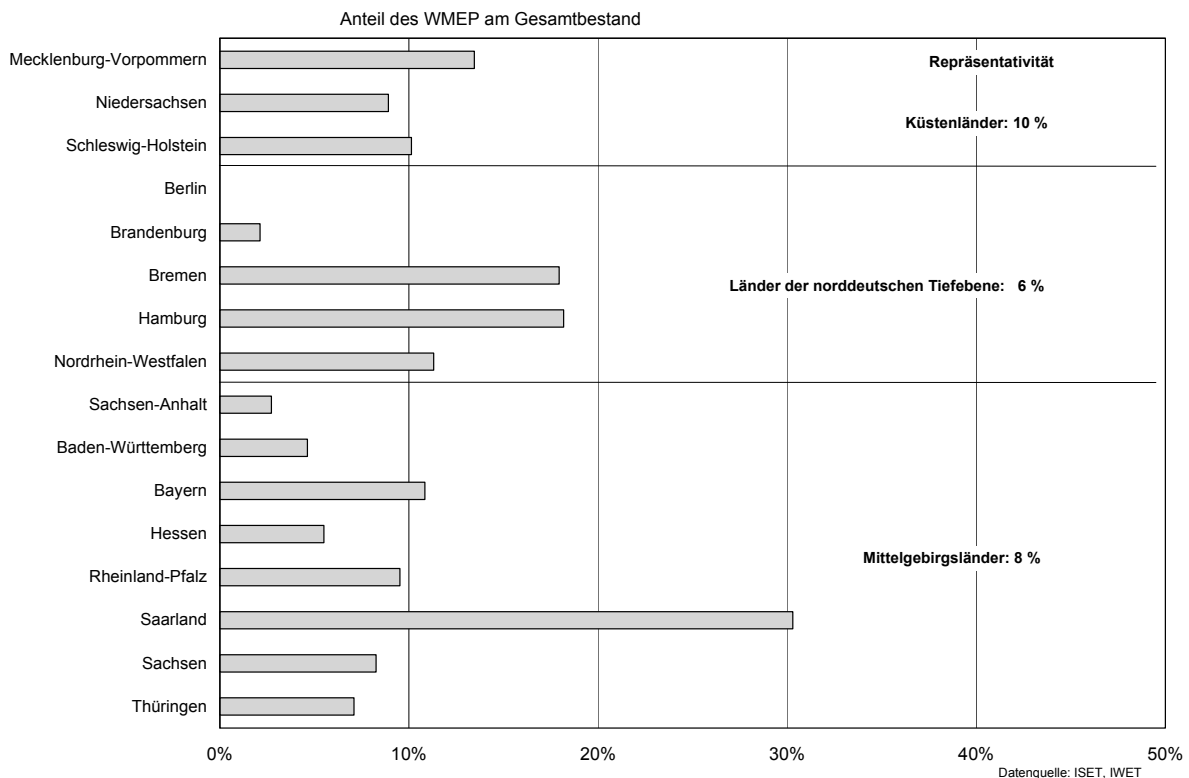
Für eine objektive Bewertung der Auswertungsergebnisse wurden die Anlagenstandorte im WMEP drei verschiedenen Landschaftskategorien zugeordnet. In der Darstellung auf dieser Seite sind die Länder entsprechend ihrer überwiegenden Standorte in drei Kategorien untergliedert, um die Repräsentanz der drei Landschaftstypen im WMEP zumindest überblicksartig zu zeigen.

Representation of the Federal States in the WMEP

During the entire period of the '250 MW Wind' funding measure, the BMU has taken care to represent a wide variety of WT models from all regions of Germany. Because of the delayed start of wind energy use in the inland states, the majority of funded plants are situated in the pioneer states of Schleswig-Holstein, Lower Saxony and North Rhine-Westphalia. This is why more WTs from these states are represented in the WMEP, as may be noted from the diagram "Newly Installed WT Power (Coastline / Inland)". The proportion of WMEP plants within the individual states is mostly between 5% and 20%. An exception is Saarland, which has altogether less plants.

For an objective assessment of the following evaluation results, the locations of plants in the WMEP are organised into three landscape categories. In the following diagram, the individual states are organised into one of three categories depending on location, thus this depiction also gives an overview of the types of landscape represented in the WMEP.

Abb. 10: Anteil des WMEP an den Anlagen je Bundesland



Size of Wind Turbines in the Federal States

The total number of wind turbines in the federal states is well represented in the WMEP because of the selective authorisation practice of the sponsors, as the previous statistical evaluations reflect. Through the somewhat staggered development in different federal states, more of the earlier smaller plant types are included in the "pioneer" states. In the states further inland, however, implementation began with the newer larger plants.

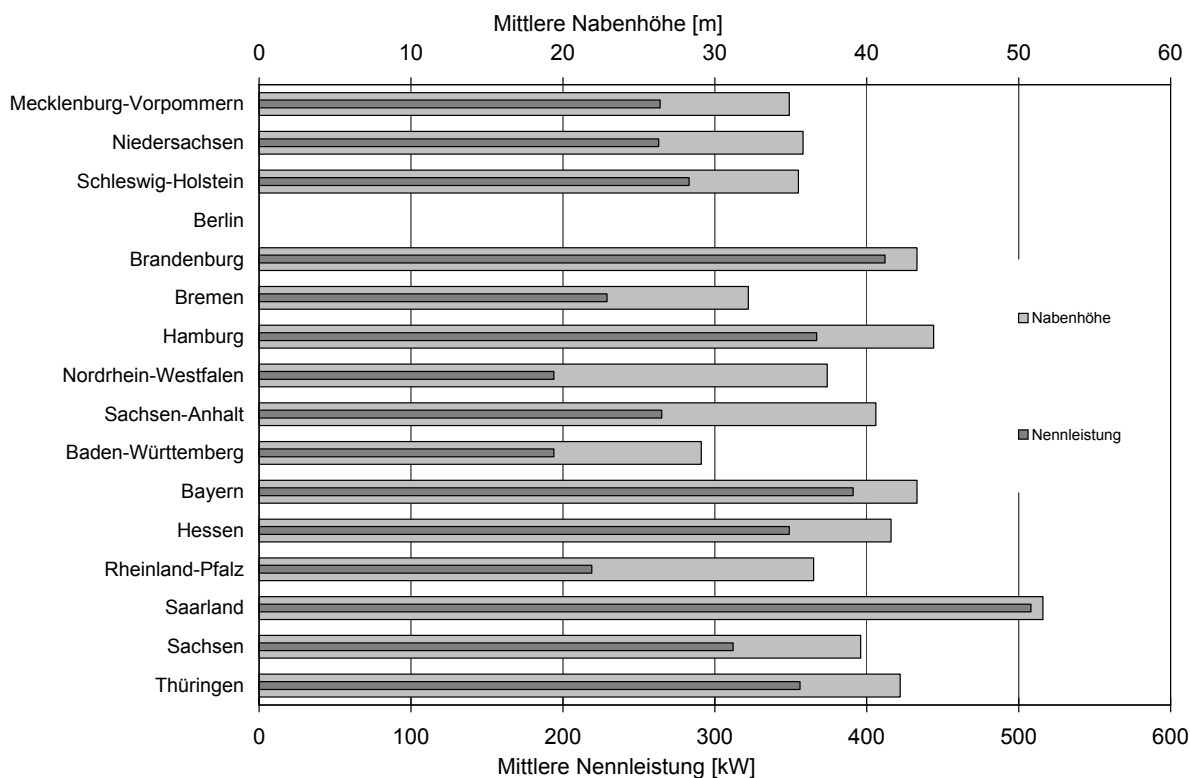
In some depictions of the Wind Energy Report, the results are shown separately according to federal state (e.g. full load hours in Chap. 3.4). For the interpretation of these diagrams, it is important to know which power classes or which average hub-heights are especially represented in individual states in the WMEP.

Größe der Windenergieanlagen in den Bundesländern

Der Gesamtbestand an Windenergieanlagen in Deutschland wird im WMEP aufgrund der gezielten Genehmigungspraxis durch den Förderer gut repräsentiert, wie die vorangegangenen statistischen Auswertungen zeigen. Durch die zeitlich versetzten Entwicklungen in den Bundesländern wurden in den "Pionierländern" allerdings eher die früh am Markt verfügbaren "kleinen" Anlagen-Typen berücksichtigt. In den Bundesländern im Binnenland begann die Nutzung dagegen gleich mit den neueren Typen mit größeren Nennleistungen.

Bei einigen Darstellungen des Windenergie Reports werden die Ergebnisse nach Bundesländern getrennt gezeigt (z. B. Volllaststunden in [Kapitel 3.4](#)). Für die Interpretation dieser Diagramme ist es teilweise wichtig zu wissen, welche Leistungsklasse oder welche durchschnittliche Nabenhöhe in den einzelnen Bundesländern im WMEP vornehmlich repräsentiert ist.

Abb. 11: Durchschnittliche Nennleistung und Nabenhöhe der WMEP-WEA



Größenentwicklung der Windenergieanlagen

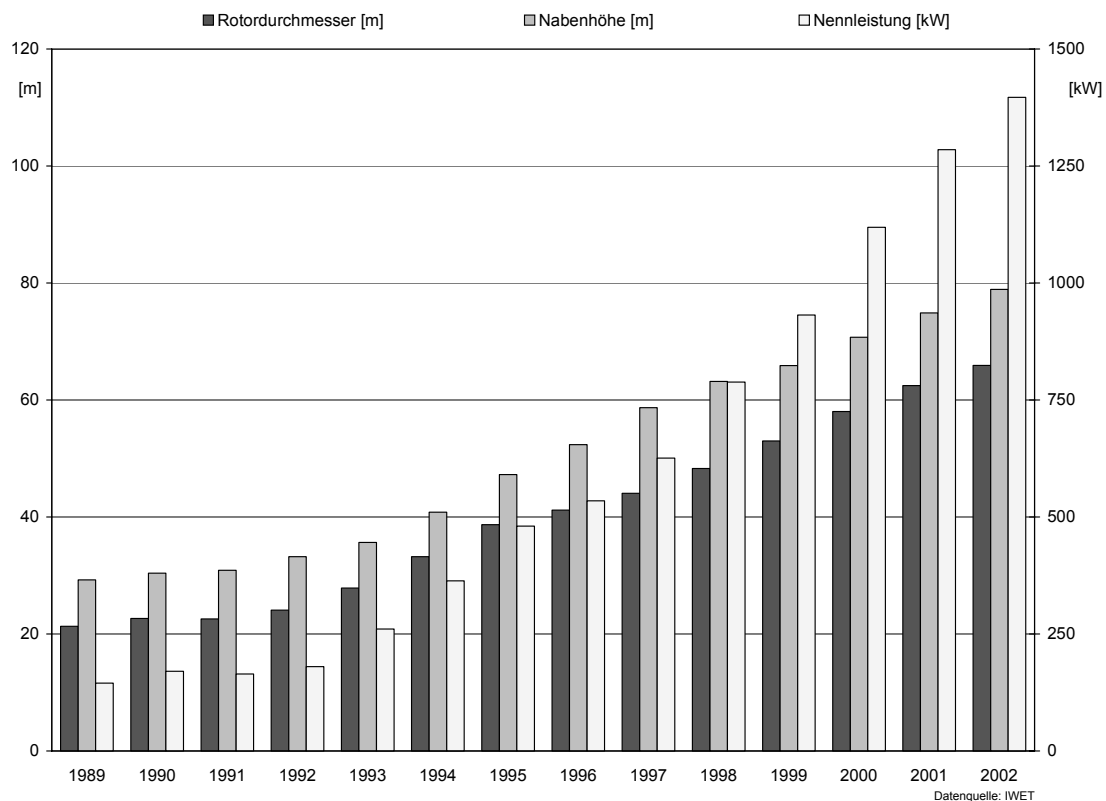
Von den Anfängen der modernen Windenergienutzung Mitte der achtziger Jahre bis heute konnte die Windenergieanlagentechnik enorme Fortschritte verbuchen, die sich unter anderem in der Größenentwicklung der installierten Anlagen widerspiegelt. Aus den kleinen Anlagen mit einer Leistung von durchschnittlich rund 30 kW und Rotordurchmessern von unter 15 m Mitte der 80er Jahre wurden Maschinen mit über 4 MW Nennleistung und mehr als 100 m Rotordurchmesser entwickelt. Die drei Kategorien Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe werden seit 2002 von der Enercon E 112 angeführt. Die meisten der sehr großen Anlagen wurden im letzten Jahr in den östlichen Bundesländern installiert:

Typ Type	Nennleistung Rated Power [kW]	Durchmesser Diameter [m]	Nabenhöhe Hub Height [m]	Standort Location Bundesland (State)
Enercon E 112	4500	112	120	Sachsen-Anhalt
Nordex N 90/2300	2300	90	80	Mecklenburg-Vorpommern
Vestas V 66/1.65	1650	66	117	Niedersachsen
NEG Micon NM 1500/82	1500	82	109	Brandenburg Sachsen-Anhalt

Development of WT Size

Wind energy technology has progressed enormously from the beginning of modern wind energy application, in the middle of the 1980s, until today. Amongst other indicators, this progress can be noted in the development of installed plant size. From small plants with an average of about 30 kW and rotor diameters of less than 15 m in the mid 1980s, WTs rating over 4 MW with rotor diameters of more than 100 m have been developed. The three categories of rated power, rotor diameter and hub height have been cited by Enercon E 112 since last year. The largest plant models at the end of 2002 were predominantly installed in the eastern states.

Abb. 12: Durchmesser, Höhe und Leistung der Neuinstallationen im Durchschnitt



Penetration of the WT Market with Large Plants

With developments in plant size, the inevitable introduction of newer, bigger models also occurred. The division of these plants into rated power classes, and the representation of the yearly installation rate of wind power in each class, shows that the new models with higher power classes have quickly superseded their prevailing smaller predecessors. The current power class has dominated the market for several years, with contributions of over 50%.

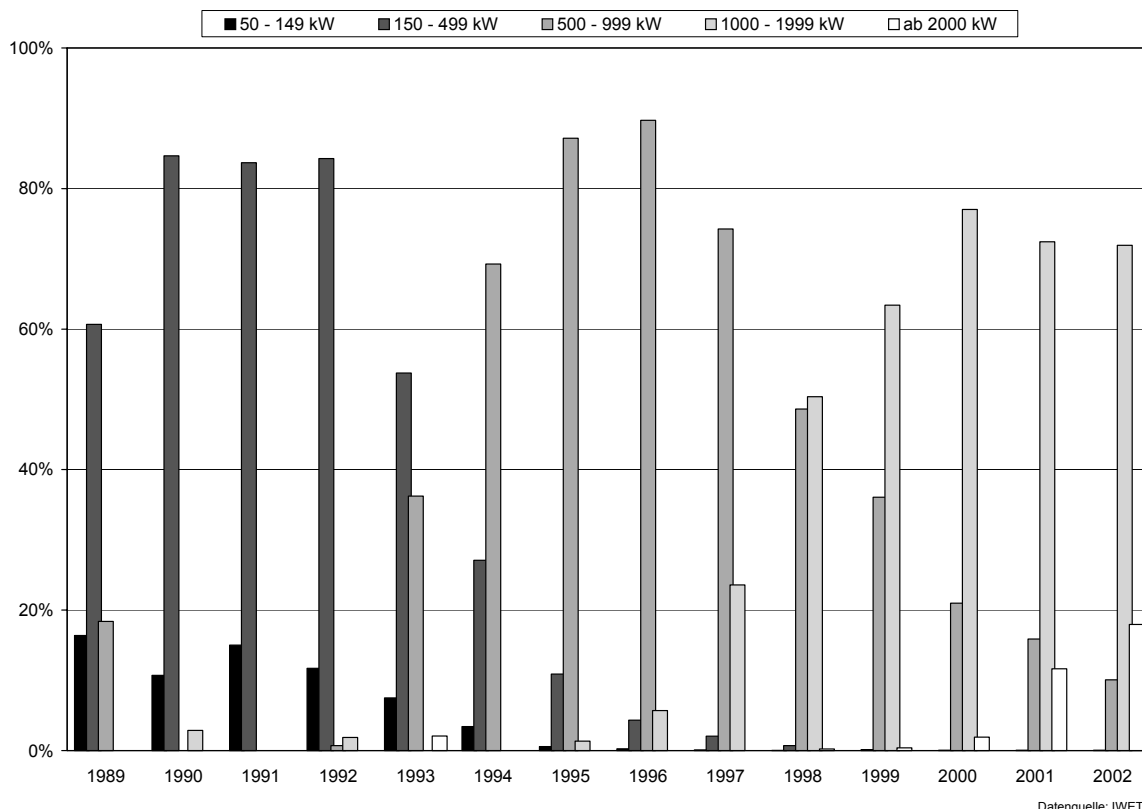
The plants of the megawatt class, established in the market since 1996, experienced a share of newly installed wind power of over 70% in 2002. Thereby, they leave the class dominating previously, with 500/600 kW rated power (10%), clearly behind them. Smaller plants are practically not erected in Germany any more, but instead, over 280 plants with rated powers of 2 MW and more (18%) were installed in 2002. As wind plants from 3 to 5 MW are planned for offshore use, it can be expected that the power class of 2 to 3 MW will become established in coming years and that experience with these plants will influence the optimisation of offshore plants.

Durchdringung des WEA-Marktes mit großen Anlagen

Mit der Entwicklung der Anlagengröße ergab sich zwangsläufig auch die Einführung neuerer, größerer Modellreihen. Die Einteilung der Anlagen in Leistungsklassen und die Darstellung der Anteile an der in den einzelnen Jahren insgesamt installierten Windleistung zeigt, dass die neueren Modelle höherer Leistungsklassen ihre jeweiligen kleineren Vorgänger recht schnell ablösen. Die jeweils aktuelle Leistungsklasse dominierte dabei den Markt über mehrere Jahre mit Anteilen über 50%.

Die sich seit 1996 am Markt etablierenden Anlagen der Megawatt-Klasse hatten 2002 einen Anteil an der neu installierten Windleistung von über 70 Prozent. Damit lässt sie die zuletzt dominierende Klasse mit 500/600 kW Nennleistung (10%) weit hinter sich. Kleinere Anlagen werden in Deutschland praktisch nicht mehr errichtet, vielmehr wurden in 2002 bereits über 280 Anlagen mit einer Nennleistung von 2 MW und mehr installiert (18%). Da für die Offshore-Anwendung Windkraftanlagen von 3 bis 5 MW eingeplant sind, kann erwartet werden, dass sich die Leistungsklasse der 2 bis 3 MW - Anlagen in den nächsten Jahren etablieren wird und dass die Erfahrungen mit diesen Anlagen in die Optimierung der Offshore-Anlagen einfließen werden.

Abb. 13: Anteil der Leistungsklassen an der jeweils neu installierten Windleistung



Anteil der WEA-Leistungsklassen am Gesamtbestand in Deutschland

Noch rund 17% (d. h. knapp 2.100) aller WEA in Deutschland entstammen den Leistungsbereichen 50 bis 499 kW. Mit diesen Typen begann in der ersten Hälfte der 90er Jahre der boomartige Ausbau der Windenergienutzung. Ende 2002 stellten diese Anlagen jedoch zusammen nur noch 3,7% (429 MW) der installierten Leistung.

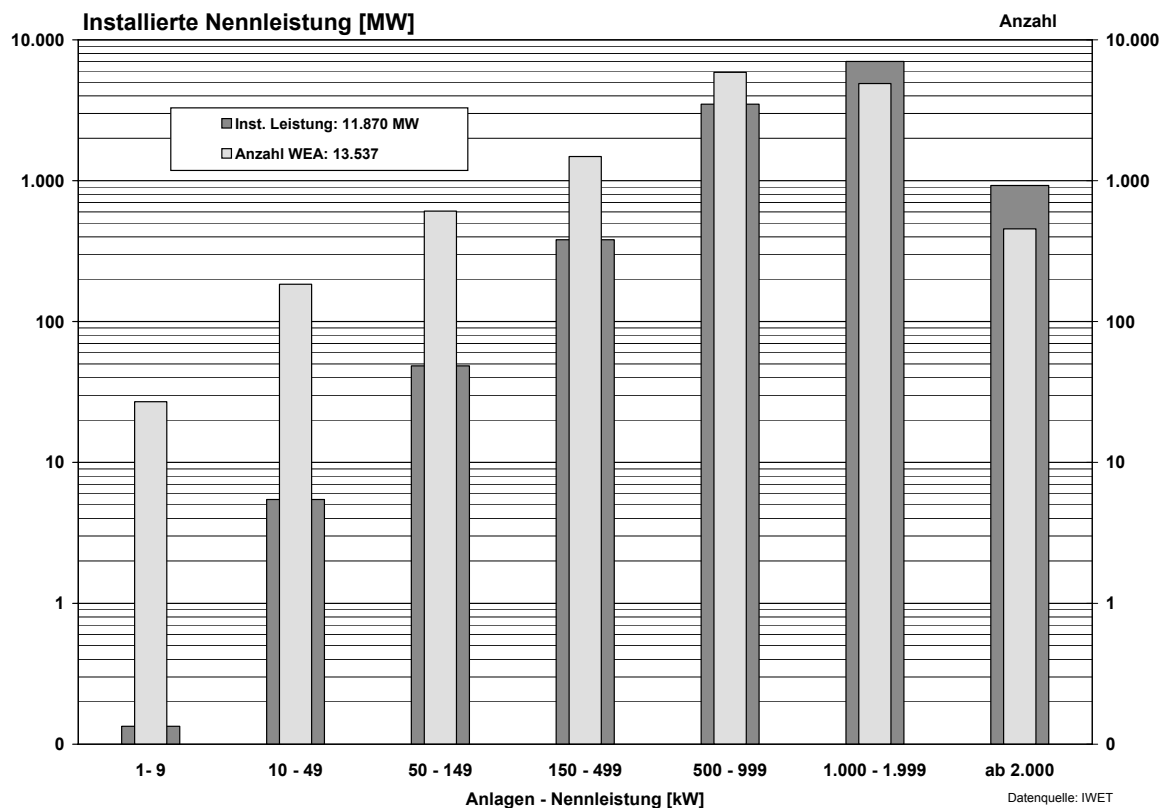
Die größten Anteile an der installierten Windleistung halten die rund 4.900 Anlagen der Leistungsklasse 1.000 bis 1.999 kW (59% der installierten Leistung) und die fast 5.900 Anlagen mit 500 bis 999 kW Leistung (29% der installierten Leistung). Darüber hinaus waren Ende 2002 schon mehr als 450 Anlagen der nächst größeren 2 MW - Klasse in Betrieb (8% der installierten Leistung).

Proportions of WT Power Classes in Germany

Around 17% (i.e. just on 2,100) of all WTs in Germany still stem from the power range of 50 to 499 kW. A booming development in wind energy use occurred in the first half of the 1990s, with the introduction of these models. At the end of 2002, however, these plants together provided only 3.7% (429 MW) of the installed power.

The largest proportion of installed wind power was produced by around 4,900 plants in the power class of between 1,000 and 1,999 kW (59% of the installed power) and the almost 5,900 plants with between 500 and 999 kW (29% of the total power). At the end of 2002, more than 450 plants of the next largest 2 MW class were also already in operation (8% of the total power).

Abb. 14: In Deutschland installierte WEA nach Leistungsklassen



Technical Development

The continual expansion of wind energy use in Germany during the last ten years has enabled manufacturers to make enormous technical progress. The following table depicts the degree to which typical construction features can maintain their place in the market. The given percentages describe the proportion of WTs with each particular feature, in relation to the total number of plants installed for the particular year.

The clearest development is the combination of three-bladed and up-wind rotors. Other rotor forms have practically disappeared from the market. Manufacturers are concentrating on power control and speed characteristics, with essentially three different construction principles, as before. However, the share of speed variable plants has considerably increased in the last five years. As speed variable, plants are only considered where the speed range of at least 70% - 100% rated speed is covered.

The speed variability is increasingly realised by manufacturers with double powered asynchronous generators. This construction form was established about 20 years ago in "Growian", but was long held for too expensive. From the plants installed last year, 42% were equipped with double powered asynchronous machines, that is around 52% of the speed variable plants.

Technische Entwicklung

Der kontinuierliche Ausbau der Windenergienutzung in den letzten 10 Jahren ermöglichte den Herstellern erhebliche Weiterentwicklungen der Anlagentechnik. Der Tabelle unten ist zu entnehmen, inwieweit sich typische konstruktive Merkmale am Markt durchsetzen bzw. behaupten konnten. Die angegebenen Prozentzahlen stellen die Anteile der WEA mit dem jeweiligen Merkmal an der Gesamtanzahl der im einzelnen Jahr neu installierten Anlagen dar.

Am deutlichsten ist die Entwicklung hin zum inzwischen einheitlichen Einsatz von Dreiblattrotoren als Luv-Läufer. Andere Rotorbauformen sind praktisch vom Markt verschwunden. Dagegen setzen die Hersteller bei Leistungsregelung und Drehzahlverhalten nach wie vor auf drei unterschiedliche Konstruktionsprinzipien, wenn auch der Anteil der drehzahlvariablen Anlagen in den letzten fünf Jahren erheblich zugenommen hat. Als drehzahlvariabel wurden dabei nur solche Anlagen aufgefasst, deren Drehzahlband wenigstens 70 bis 100% ihrer maximalen Rotordrehzahl abdeckt.

Leistungsregelung:	Drehzahlverhalten:	Anteil 1993	Anteil 2002
Power Control	Speed Characteristics	Share 1993	Share 2002
stall	konstant	63%	8%
stall	variabel	7%	0%
pitch	konstant	13%	2%
pitch	variabel	18%	79%

Die Drehzahlvariabilität wird von den Herstellern zunehmend mit doppelt gespeisten Asynchron-Generatoren verwirklicht, einer Bauform, die schon vor rund 20 Jahren im "Growian" eingesetzt wurde, lange Zeit aber als zu kostenintensiv galt. Von den im letzten Jahr zugebauten Anlagen waren 42% mit doppelt gespeister Asynchronmaschine ausgerüstet, das sind 52% der drehzahlvariablen Anlagen.

Tab. 3: Typenmerkmale der zugebauten WEA

	bis 1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl ausgewerteter, jeweils neu installierter WEA															
	134	72	245	257	386	516	716	901	712	724	895	1530	1385	1974	2264
Blattzahl															
2-Blatt	40%	21%	11%	16%	9%	9%	7%	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3-Blatt	58%	75%	88%	82%	90%	90%	92%	97%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4-Blatt	2%	0%	1%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rotorposition															
lee	7%	18%	8%	5%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
luv	93%	82%	92%	95%	96%	98%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Leistungsregelung															
stall	51%	40%	51%	57%	62%	70%	64%	62%	62%	49%	45%	41%	37%	31%	19%
pitch	49%	60%	49%	43%	38%	30%	36%	38%	38%	51%	55%	59%	63%	69%	81%
Generatorbauart															
asynchron	63%	50%	74%	72%	70%	81%	72%	66%	63%	52%	49%	51%	46%	38%	24%
doppelt gespeist	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	8%	15%	25%	34%	42%
synchron	37%	50%	26%	28%	30%	19%	28%	34%	37%	46%	43%	34%	29%	29%	35%
Drehzahlverhalten															
konstant/gestuft	55%	36%	64%	65%	66%	75%	67%	63%	62%	51%	48%	50%	43%	34%	0%
variabel	45%	64%	36%	35%	34%	25%	33%	37%	38%	49%	52%	50%	57%	66%	20%

Datenquelle: ISET / IWET

Die weltweit größten Hersteller und ihre Exporte

Fast neunzig Prozent des weltweiten Marktes (gemessen an der summierten Nennleistung der verkauften Anlagen) wurden 2002 von den sieben größten Windenergieanlagen-Herstellern beliefert. Die jeweiligen Jahresproduktionen dieser Hersteller betrugen im letzten Jahr zwischen 500 MW und fast 1.600 MW. Drei dieser Firmen sind dänisch, zwei Hersteller kommen aus Deutschland, einer aus Spanien und die ehemals deutsche Firma Tacke, zuletzt Enron Wind, gehört ab 2002 zum amerikanischen Konzern General Electrics, USA. Der deutsche Marktführer Enercon nimmt weltweit den zweiten Rang ein.

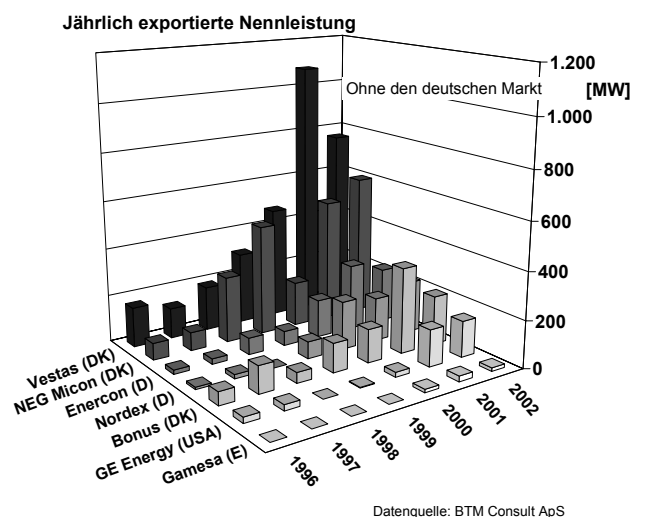
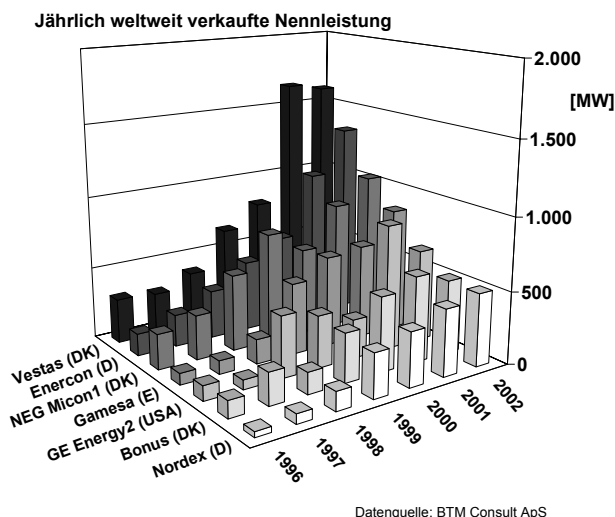
Besonders die dänischen Firmen operieren seit langem erfolgreich auf dem Exportmarkt. Die deutschen Hersteller hatten sich in der Vergangenheit dagegen mehr auf den heimischen Markt konzentriert. Da aber der deutsche Markt mit fast 50% Anteil (vgl. "Die weltweit erfolgreichsten Länder" weiter vorn im [selben Kapitel](#)) am Weltmarkt für die nicht deutschen Hersteller einen großen Exportmarkt darstellt, ist ein Vergleich der Exportaktivitäten nur unter Berücksichtigung dieser Tatsache sinnvoll. Im Vergleich unten sind daher die Exporte der sieben großen Hersteller auf die internationalen Märkte abzüglich des deutschen Marktes dargestellt.

The Largest Manufacturers World-wide and their Exports

Almost 90 percent of the worldwide market (measured by the summed rated power of plants sold) was supplied by the seven largest wind turbine manufacturers in 2002. The individual annual production of these manufacturers amounted to between 500 MW and almost 1,600 MW, in the last year. Three of these firms are Danish, two manufacturers are German, one is Spanish and the previously German firm of Tacke, now Enron Wind, has belonged to the American concern General Electrics since 2002. The German market leader, Enercon, achieved second place worldwide.

Particularly the Danish firms have long been successful in the export market. The German manufacturers, however, have concentrated more on the home market in the past. As the German market represents 50% (see "The Most Successful Countries World-wide" earlier in this chapter) of the world market, it represents a large export market for the non-German manufacturers; a comparison of export activities is only meaningful when this fact is considered. The export figures for the seven largest manufacturers on the international market are depicted, less the German market, in the comparison below.

Abb. 15: Weltweit größte Hersteller, Gesamtproduktion und Export



Shares of Manufacturers in the German Market

The number of manufacturers supplying the German market has decreased over the preceding years due to buying or fusion. The plants operated in Germany are from 46 different manufacturers, only 11 of which were still active in 2002. Six long-established German and Danish firms and also the firm REpower, which connected with the large manufacturers last year, produced approximately 96% of the newly installed power. The other six firms have led in the ranking list for years, with slightly different shares. In measuring the overall position of WTs installed in Germany, they are in the top position with a market share of around 87% of all plants. Nordex lost further ground in 2002, after a fall of its market shares over the last years. In this year's depiction, the "Südwind" plants are included with Nordex. Together these retained 14% of the market shares last year. Vestas, NEG Micon and AN Bonus also lost percentage points, while GE Energy and Enercon were able to consolidate their positions. In regard to the somewhat smaller German manufacturers, DeWind and Fuhrländer were able to approximately maintain their shares, while REpower (previously Jakobs) was able to increase its market shares by over 50%. The first ten manufacturers in the nation-wide survey appear in the WMEP ranking in a similar order, but with slightly different shares. The large manufacturers, in particular, are slightly less strongly represented in the WMEP than their market shares would indicate. On the following page, the installation numbers of the most important WT models in Germany and their presence in the WMEP are listed.

Anteile der Hersteller am deutschen Markt

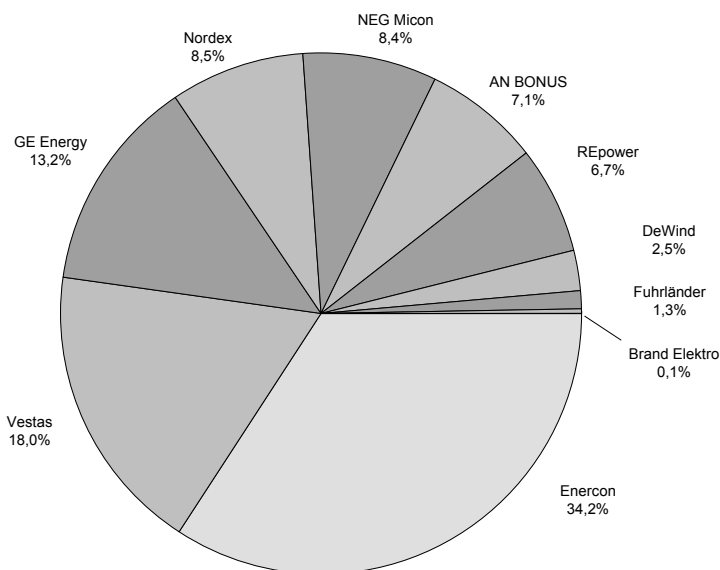
Die Anzahl der den deutschen Markt beliefernden Hersteller hat sich in den letzten Jahren durch Firmenaufkäufe und Fusionen deutlich verringert. Die in Deutschland in Betrieb befindlichen Anlagen stammen von 46 verschiedenen Herstellern, von denen 2002 nur noch 11 aktiv waren.

Ungefähr 96 Prozent der neu installierten Leistung wurden von sechs seit langem etablierten deutschen und dänischen Firmen sowie der Firma REpower hergestellt, die im letzten Jahr Anschluss an die großen Hersteller gefunden hat. Die anderen sechs Firmen führen die Rangliste seit Jahren mit leicht veränderlichen Anteilen an und belegen auch gemessen am Gesamtbestand der in Deutschland installierten Windleistung mit insgesamt rund 87 Prozent die Spitzenpositionen.

Nordex verlor nach einem Einbruch seiner Marktanteile in den letzten Jahren weiter an Boden. In der diesjährigen Darstellung sind die "Südwind"-Anlagen mit unter Nordex aufgeführt. Beide zusammen hatten im letzten Jahr noch 14% Marktanteil. Auch Vestas, NEG Micon und AN Bonus büßten Prozentpunkte ein, während GE Energy und Enercon ihre Positionen festigen konnten. Unter den etwas kleineren deutschen Herstellern konnten DeWind und Fuhrländer ihre Anteile in etwa halten, während REpower (vormals Jakobs) seine Marktanteile um über 50% steigerte.

Die ersten zehn Hersteller der bundesweiten Rangliste tauchen an ähnlichen Positionen mit etwas anderen Anteilen auch in der WMEP-Rangliste auf. Vor allem die großen Hersteller sind allerdings im WMEP zugunsten der Vielfalt etwas weniger stark vertreten als es ihren tatsächlichen Marktanteilen entsprechen würde. Auf der folgenden Seite sind die Installationszahlen der wichtigsten in Deutschland vertretenen Anlagentypen und ihre Anzahl im WMEP dargestellt.

Abb. 16: Marktanteile am Verkauf 2001 (nach installierter Leistung)



Tab. 4: Anzahl installierter WEA im WMEP und in Deutschland nach Typen

Typgruppe	mittl. Nennleistung [kW]	Anzahl WEA im WMEP	Anzahl WEA in Deutschland	aus WMEP ausgeschieden
Enercon E 32/33	300	135	151	54
Enercon E 16/17/18	80	108	173	54
Vestas V 25/27/29	210	102	166	56
Lagerwey LW 15/18	70	90	8	42
Enercon E 40	500	76	2322	4
AN Bonus 100/150	150	75	105	34
HSW 250	250	70	98	62
Tacke TW 45/60/80	70	64	3	11
Krogmann 15	50	49	47	22
Tacke TW 500/600	550	49	575	0
Micon M 450/530/570	230	48	76	20
Nordex N 27/29	170	47	201	2
Vestas V 39/42/44/47	520	47	860	0
Ventis 20-100	100	47	53	14
Seewind 110/132	110	43	63	2
AN Bonus 450	450	42	124	5
Wind World W 2500/2700	160	38	58	13
Nordtank NTK 300	300	37	62	3
Micon M 700/750	260	36	112	1
Südwind Serie 1200	30	32	40	10
Nordtank NTK 150	150	25	34	12
Kano-Rotor 30	30	23	3	6
Tacke TW 150/250	250	21	34	7
Nordtank NTK 500	500	20	165	1
WTN 200	200	19	23	6
Wenus Inventus	10	18	22	7
Aeroman	30	13	39	3
Lagerwey LW 27/30	250	12	7	0
HSW 30	30	11	22	7
Vestas V 17/20	100	11	21	4
Fuhrländer astOs 100	100	10	12	0
Südwind N 3127	270	10	33	0
NEG Micon NM 500/600	590	9	277	0
Vestas V 63/66	1600	9	351	0
Fuhrländer astOs 250	250	8	31	0
NEW 100	20	8	4	4
GET Danwin 27	230	8	21	0
Adler	170	7	17	0
GET 41	600	7	19	2
Enercon E 30	200	7	2	0
AEE Peters PG 10	10	6	3	4
Enercon E 66	1500	6	1280	1
HM H-Rotor 300	300	6	6	0
AN Bonus 600	600	5	314	0
Euroturbine ET 550	550	5	6	0
Nordex N 52/54	840	5	171	0
AN Bonus 300	300	4	16	0
Jacobs 500/600	530	4	76	0
Tacke TW 300	300	4	15	0
AN Bonus 1 MW	1000	3	154	0
Micon M 300	60	3	2	2
NEG Micon NM 1500	1500	3	254	0
NedWind 40/43/44	500	2	11	0
Wind World W 4100	500	2	58	0
Südwind N 715	20	2	3	0
Fuhrländer astOs 30	30	1	15	0
WKZ elektrOmat	20	1	175	0
Tacke TW 1.5	1500	1	1	0
Lagerwey LW 11	20	1	58	0
HSW 1000	1000	0	0	0

Operators

The structure of WT operators in the '250 MW Wind' programme has demonstrated no change in comparison to recent years. Most WT installations are initiated, bought into being, and later also financed, by private individuals. Because of today's typical investment sums and the extent of initial planning, WTs are not often operated by private individuals, but are increasingly run by commercial companies grounded for this purpose.

If private individuals, commercial operators and operator groups are considered as private operators, 83% of all plants in the WMEP (78% of the capacity) are funded privately. Utility companies operated merely 7% of the WTs.

Participating operators represent the following groups:

- **private:** private individuals, mostly farmers
- **commercial operators:** mostly limited companies, usually operating wind farms. (Shares of limited companies owned by utility companies, for example, are not considered).
- **operator groups:** private groups, often for concepts involving direct use of the energy output by several individuals
- **utility companies:** regional and municipal utility companies
- **firms:** commercial enterprises, e.g. hotels, factories etc. which were not grounded solely for WT operation.

Betreiber im WMEP

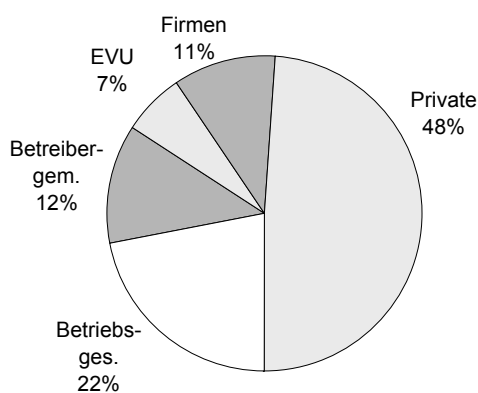
Die Betreiberstruktur im "250 MW Wind"-Programm zeigt im Vergleich zu den Vorjahren keine Verschiebungen mehr. Die weitaus meisten WEA-Installationen wurden von Privatpersonen initiiert, vorangetrieben und später auch finanziert. Durch die heute typischen Investitionssummen und dem großen Umfang planerischer Aufgaben, werden WEA zunehmend nicht mehr von einzelnen Privatpersonen betrieben, sondern von eigens zu diesem Zweck gegründeten Betriebsgesellschaften. Wenn private Einzelpersonen, Betreibergemeinschaften und Betriebsgesellschaften als private Betreiberformen betrachtet werden, sind 83% aller Anlagen im WMEP (78% der Leistung) mit privaten Mitteln finanziert. Von Energieversorgungsunternehmen werden lediglich 7% der WEA betrieben.

Die dargestellten Gruppen stehen für:

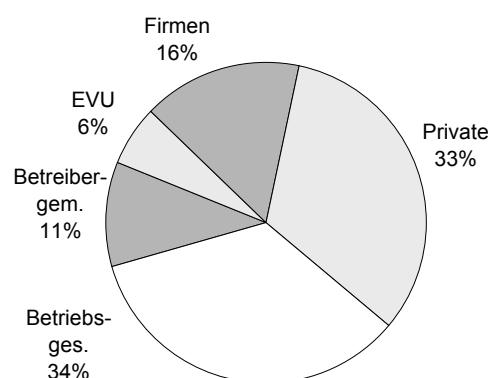
- **Private:** Privatpersonen, meist Landwirte
- **Betriebsgesellschaften:** kommerzielle Gesellschaften, meist in der Gesellschaftsform GmbH; im allgemeinen zum Betrieb von Windparks mit reinem Netzparallelbetrieb. (Beteiligungen, z. B. von EVU an Betriebsgesellschaften, bleiben hierbei unberücksichtigt)
- **Betreibergemeinschaften:** private Gemeinschaften, meist mit der Gesellschaftsform GbR, oft für Weilerkonzepte mit Energieeigennutzung durch mehrere Betreiber
- **EVU:** regionale und kommunale Energieversorgungsunternehmen
- **Firmen:** Gewerbebetriebe, z. B. Hotelbetrieb, Zuckerfabrik etc., die nicht eigens für den Betrieb von WEA gegründet wurden.

Abb. 17: Betreiber im WMEP

Betreiberstatus



WEA - Anzahl



Installierte Leistung

3.3 Externe Betriebsbedingungen

Die Windverhältnisse sowie klimatische und externe elektrische Einflüsse auf den Betrieb von Windenergieanlagen in Deutschland werden im Rahmen des WMEP systematisch untersucht. Als Informationsquellen dienen die langjährige Windmessungen des WMEP sowie Instandsetzungsberichte der WEA-Betreiber zu den Störungsursachen "Blitzschlag", "Eisansatz", "Sturm" und "Netzausfall".

Für die statistische Auswertung der externen Betriebsbedingungen (d.h. des Windenergieangebots, der klimatischen und externen elektrischen Einflüsse auf den WEA-Betrieb) werden die WEA-Standorte in folgende vier Kategorien unterschieden:

- Kategorie 1: "Küstenlinie, Inseln" (Gebiete bis wenige Kilometer landeinwärts),
- Kategorie 2: "Norddeutsche Tiefebene, unbewaldet" (Gebiete mit offenem, größtenteils unbewaldetem Gelände),
- Kategorie 3: "Norddeutsche Tiefebene, bewaldet" (größere zusammenhängende Waldgebiete, z.B. Lüneburger Heide),
- Kategorie 4: "Mittelgebirge" (Gebiete in exponierten Lagen in 200 bis 1100 m Höhe ü.NN.).

External Operating Conditions

Wind conditions, and also the climatic and external electrical influences on the operation of wind turbines in Germany, are systematically investigated in the framework of the WMEP. The long-term wind measurements from the WMEP, as well as maintenance reports from the WT operators in regard to the causes for failure of "lightning strike", "icing", "storm", and "grid failure", are utilised as sources of information.

For the statistical evaluation of the external operating conditions (i.e. wind energy supply, climatic and external electrical influences on WT operation), the WT locations are divided into the following four categories:

- Category 1: "Coast, island" (areas up to a few kilometres inland),
- Category 2: "north German lowland plain, unwooded" (areas with open, mostly unwooded terrain),
- Category 3: "north German lowland plain, wooded" (large connected forest areas, e.g. Lüneburger Heide),
- Category 4: "low mountain region" (areas in exposed locations, at heights of between 200 m and 1100 m above sea level).

Wind Energy Supply

In the figure below, the averages of wind power (in units of W/m^2) from 1993 to 2002, for the four location categories mentioned above, are shown. The values are based on wind speed measurements from the WMEP at a height of 10 m, which assume a standard atmosphere and, through correction of the standard air density, enable the evaluation of annual wind power averages in relation to the influence of the height above sea level.

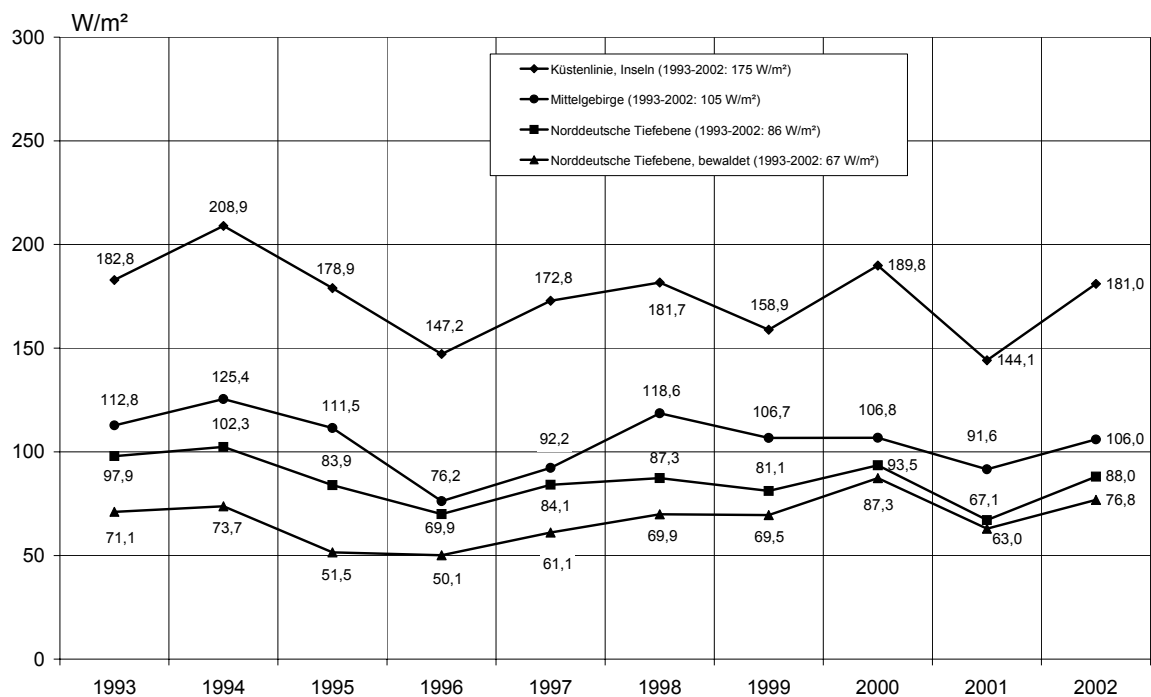
The regional differences in wind supply can be clearly observed. In 2002, values of between 77 W/m^2 (Category 3) and approx. 181 W/m^2 (Category 1) were achieved. Altogether, the annual values were better than in the previous year and lay in the range (given in the legend) of the 10 year average.

Windenergieangebot

In untenstehender Grafik sind die Mittelwerte der Windleistung (in der Einheit W/m^2) der Jahre 1993 bis 2002 für die oben genannten vier Standortkategorien dargestellt. Die Werte beruhen auf Windgeschwindigkeitsmessungen des WMEP in 10m Höhe, die - unter Annahme einer Standardatmosphäre und durch Korrektur der Normluftdichte um den Einfluss der Höhe ü. NN. - zu Jahresmittelwerten der Windleistung verarbeitet wurden.

Deutlich zu erkennen sind die regionalen Unterschiede des Windangebots. 2002 wurden Werte zwischen ca. 77 W/m^2 (Kategorie 3) und 181 W/m^2 (Kategorie 1) erreicht. Insgesamt waren die Jahreswerte günstiger als im Jahr zuvor und lagen im Bereich der (in der Legende angegebenen) 10-jährigen Mittelwerte.

Abb. 18: Brutto-Windenergieangebot in den Jahren 1993-2002 (Basis: WMEP-Messungen in 10m Höhe)



Luftdichte berechnet auf Grundlage der Standardatmosphäre, unter Berücksichtigung der Standorthöhe ü. NN.

Blitzschlag

In den Jahren 1992 bis 2002 wurden durch das ISET insgesamt 1055 Instandsetzungsberichte mit einer Zuordnung zur Störungsursache "Blitzschlag" ausgewertet.

2002 hatten die 908 WEA mit Berichten im WMEP 20 direkte Blitzeinschläge sowie weitere 49 indirekte Blitzschäden - d.h. Überspannungsschäden nach Blitzeinschlag in das Stromnetz - zu verzeichnen. Die regionale Verteilung aller registrierten Blitzeinschläge zeigt für WEA im Mittelgebirge im Vergleich mit den übrigen Regionen wie in den vergangenen Jahren mit 13,3 Meldungen in 100 Betriebsjahren (d.h. einer Wahrscheinlichkeit von 13,3 Prozent pro Betriebsjahr) ein deutlich höheres Blitzschlagrisiko.

Der unten aufgeführte Medianwert der Stillstandszeit wird im Unterschied zum arithmetischen Mittelwert nicht durch einzelne Extremwerte beeinflusst und kann damit als "typischer" Wert der Stillstandszeit gelten. Dieser Wert erhöhte sich in 2001 und 2002 - nach einem Rückgang in den zurückliegenden Jahren - auf "typische" Stillstandszeiten von ca. 68 Stunden.

Lightning Strike

Between 1992 and 2002, ISET evaluated a total of 1,055 repair reports where the cause for failure was recorded as "lightning strike". The 908 WTs involved in the WMEP reported a total of 20 direct lightning strikes and a further 49 cases of indirect lightning damage, i.e. overvoltage damage through the electrical grid, in 2002. The regional distribution of all registered lightning strikes indicates, with 13.3 reports in 100 operational years (i.e. a probability of 13.3% per operational year), as in previous years, a clearly higher risk for WTs in low mountain regions than in other location categories.

The statistical median of downtime included below is, unlike the mathematical average, not influenced through extreme values and can therefore be accepted as a "typical" result. This value increased in 2001 and 2002 - following a regression in the preceding years - to "typical" downtimes of approx. 68 hours.

Tab. 5: Störungsursache Blitzschlag - Gesamtüberblick 1992 - 2002

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	gesamt
WEA-Anzahl	741	1058	1329	1475	1521	1510	1490	1471	1472	1351	1155	1574*)
WEA mit Bericht	615	990	1260	1420	1468	1487	1491	1395	1308	1137	908	1570
WEA-Betriebsjahre	519	868	1156	1374	1450	1482	1484	1393	1290	1096	846	12958
Meldungen gesamt	58	79	149	120	70	111	127	109	98	65	69	1055
Direkteinschläge	9	16	48	58	15	31	28	26	18	15	20	284
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	11,2	9,1	12,9	8,7	4,8	7,5	8,6	7,8	7,6	5,9	8,2	8,1
davon Direkteinschläge	16%	20%	32%	48%	21%	28%	22%	24%	18%	23%	29%	27%
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	30,0	48,0	43,4	47,6	21,5	24,0	24,0	32,0	24,0	67,0	68,0	35,0

Tab. 6: Regionale Verteilung von Blitzschäden 1992 - 2002

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	629	429	119	397	1574*)
WEA mit Bericht	628	429	119	394	1570
WEA-Betriebsjahre	5467	3496	993	3001	12958
Meldungen gesamt	280	261	83	431	1055
Direkteinschläge	93,0	56,0	18,0	117,0	284,0
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	4,8	6,9	7,6	13,3	7,5
davon Direkteinschläge	33%	21%	22%	27%	27%
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	27,0	28,9	49,0	37,1	35,0

*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

**) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von gemeldeten Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

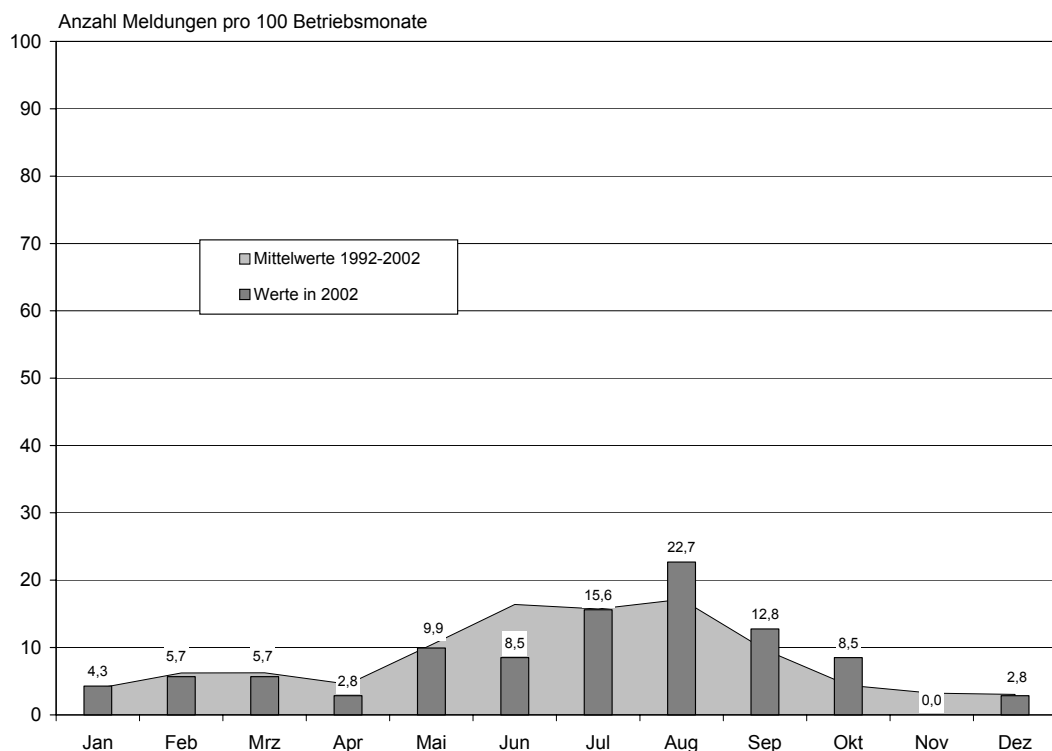
Lightning Strike - Monthly Frequency

As expected, most damages and operational disturbances through lightning strike were reported in the summer months. Caused by heat thunderstorms, the lightning strike probability achieved average values of around 15% (15 reports in 100 operational months) in the months from June to August, and therefore about three times the probability for the winter months. Despite the now standardised implementation of lightning protection systems, the disturbance frequency through lightning strike lays in the same range as for the other external failure causes.

Blitzschlag - Monatliche Häufigkeit

Erwartungsgemäß werden die meisten Schäden und Betriebsstörungen durch Blitzschläge im Sommer gemeldet. Ausgelöst durch Wärmegewitter erreicht die Blitzschlagwahrscheinlichkeit in den Monaten Juni bis August durchschnittliche Werte von etwa 15% (15 Meldungen in 100 Betriebsmonaten) und damit eine etwa dreifache Wahrscheinlichkeit gegenüber den Wintermonaten. Trotz mittlerweile standardmäßig eingeführter Blitzschutzsysteme liegt die Störungshäufigkeit durch die Ursache Blitzschlag in der gleichen Größenordnung wie die der anderen externen Ursachen.

Abb. 19: Monatliche Blitzschlag-Häufigkeit in 2002, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten



Eisansatz

Von 1992 bis zum Jahresende 2002 wurden 881 Berichte über WEA-Abschaltungen wegen Vereisung ausgewertet. Bei längeren Stillstandszeiten ist unter Umständen mit einem beträchtlichen Ertragsausfall zu rechnen, da die meisten Betriebsstörungen durch Eisansatz zwischen Dezember und Januar auftreten - einer Jahreszeit mit gewöhnlich guten Windbedingungen. Die dokumentierten Stillstandszeiten reichten 2002 von wenigen Stunden bis zu mehreren Tagen, mit einem deutlich erhöhten Medianwert gegenüber den Vorjahren von rund 48 Stunden, ein Wert, der bislang nur 1992 und 1998 erreicht worden war.

Für Mittelgebirgsstandorte ist für die Störungsursache "Eisansatz" ein erheblich höheres Risiko - darüber hinaus in Verbindung mit wesentlich längeren Ausfallzeiten - zu erkennen. Die zu erwartende mittlere Stillstandszeit pro Anlage und Jahr liegt an den Mittelgebirgsstandorten unter Berücksichtigung von typischer Stillstandszeit pro Meldung und Häufigkeit der Meldung etwa zehnmal so hoch wie an den Standorten an der Küste und im Binnenland.

Die Karte auf S. 46 veranschaulicht die regionalen Schwerpunkte auftretender Vereisungen. Die maximale Anzahl von insgesamt 59 Vereisungen wurde aus Grebenhain im Vogelsberg gemeldet.

Icing

From 1992 till the end of 2002, 881 reports concerning WT shutdown because of icing, were evaluated. With prolonged downtime a yield loss must be expected as most events of icing occur between December and January, a time when wind conditions are also normally good. The documented WT downtimes in 2002 ranged from a few hours to several days, with a significantly increased statistical median value in comparison to previous years of around 48 hours, a value that until now had only been reached in 1992 and 1998.

A higher risk of icing can be noted in low mountain regions, and also relates to considerably longer reported downtimes. The expected average period of downtime per plant and year in low mountain region locations is, considering typical downtime periods per report and frequency of reports, about ten times as high as for locations on the coast and inland.

The map on page 46 presents the regional main emphases for the occurrence of icing. The maximum number, a total of 59 cases of icing, was reported from Grebenhain in Vogelsberg.

Tab. 7: Störungsursache Eisansatz - Gesamtüberblick 1992 - 2002

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	gesamt
WEA-Anzahl	741	1058	1329	1475	1521	1510	1490	1471	1472	1351	1155	1574*)
WEA mit Bericht	615	990	1260	1420	1468	1487	1491	1395	1308	1137	908	1570
WEA-Betriebsjahre	519	868	1156	1374	1450	1482	1484	1393	1290	1096	846	12958
Anzahl Meldungen	28	67	40	149	240	67	71	65	35	64	55	881
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	4,9	7,5	3,4	10,6	16,0	4,5	4,8	4,4	2,4	4,7	4,8	6,3
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	52,4	13,0	14,9	16,0	25,4	15,0	48,0	17,2	13,0	13,0	48,0	20,0

Tab. 8: Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Eisansatz 1992 - 2002

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	629	429	119	397	1574*)
WEA mit Bericht	628	429	119	394	1570
WEA-Betriebsjahre	5467	3496	993	3001	12958
Anzahl Meldungen	177	102	17	585	881
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	3,0	2,7	1,5	18,0	6,3
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	10,0	9,0	17,2	36,0	20,0

*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

**) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

Icing - Monthly Frequency

Operational disturbances due to icing were reported from the beginning of October until May. Particularly in the more elevated low mountain regions, which normally report six times more disturbances than in coastal locations, the ice forming weather conditions could continue to occur until late in spring.

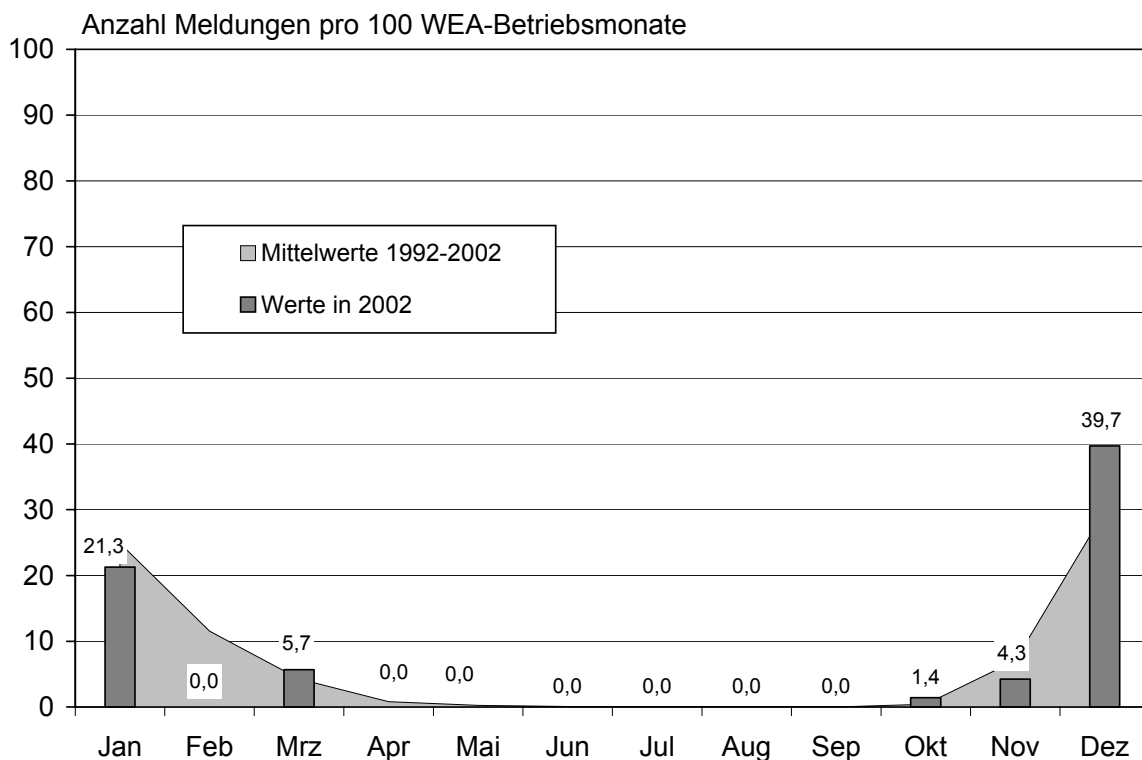
Surprisingly, no reports of disturbances caused by icing were submitted for February 2002. A comparison with the evaluations for failures due to storm shows that February 2002 was particularly stormy. Spring and autumn storms do not occur at the same time as weather conditions typical for ice formation.

Eisansatz - Monatliche Häufigkeit

Betriebsstörungen und Schäden aufgrund von Eisansatz werden beginnend im Oktober bis in den Mai hinein gemeldet. Vor allem in den höheren Lagen der Mittelgebirge, für die ohnehin sechsmal so viele Störungen gemeldet werden wie für die Küstenstandorte, können die Eisbildung fördernde Wetterbedingungen noch bis spät im Frühjahr eintreten.

Überraschenderweise wurden für den Februar 2002 keine Störungen aufgrund von Eisansatz gemeldet. Ein Vergleich mit der Auswertung zu Störungen aufgrund von Sturmereignissen zeigt, dass gerade der Februar 2002 besonders stürmisch war. Frühjahrs- und Herbststürme treten aber nicht gleichzeitig mit den für die Eisbildung typischen Wetterbedingungen auf.

Abb. 20: Monatliche Eisansatz-Häufigkeit in 2002, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten



Sturm

Die Störungsursache "Sturm" wurde in den Jahren 1992 bis 2002 insgesamt 1490 mal als Grund für einen Anlagenstillstand genannt. In der Mehrzahl dieser Fälle wurden "Überlast", "Überdrehzahl" oder "Vibrationen" als Konsequenz angegeben, die zumeist nur geringe Kosten (z.B. für Sicherungen) und Stillstandszeiten von wenigen Stunden (Medianwert: 8,8 Stunden) nach sich zogen.

Dass 2002 ein insgesamt stürmisches Jahr war, zeigt sich an der Häufung gemeldeter Störungen durch Stürme. Fast 15 Meldungen je 100 Betriebsjahre wurden zuvor nur 1992, 93 und 94 erreicht.

Storm

From 1992 to 2002, the failure cause "storm" was given as the ground for WT downtime in 1,490 cases. In most of these reports "overload", "overspeed" or "vibrations" were given as the consequences, and resulted mostly in low costs (e.g. for fuses) and short downtime periods of a few hours (average: 8.8 hours).

The frequency of reported failures due to storm shows that 2002 was a particularly stormy year. Almost 15 reports per 100 operational years has only been previously reached in 1992, 93 and 94.

Tab. 9: Störungsursache Sturm - Gesamtüberblick 1992 - 2002

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	gesamt
WEA-Anzahl	741	1058	1329	1475	1521	1510	1490	1471	1472	1351	1155	1574*)
WEA mit Bericht	615	990	1260	1420	1468	1487	1491	1395	1308	1137	908	1570
WEA-Betriebsjahre	519	868	1156	1374	1450	1482	1484	1393	1290	1096	846	12958
Anzahl Meldungen	93	277	175	173	64	129	112	140	97	59	171	1490
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	16,2	30,8	14,8	12,3	4,3	8,6	7,5	9,5	6,6	4,4	14,8	10,6
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	16,8	10,8	9,0	8,3	7,6	5,4	4,8	8,2	6,8	13,3	7,8	8,8

Tab. 10: Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Sturm 1992 - 2002

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	629	429	119	397	1574*)
WEA mit Bericht	628	429	119	394	1570
WEA-Betriebsjahre	5467	3496	993	3001	12958
Anzahl Meldungen	405	444	139	502	1490
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	6,9	11,7	12,7	15,5	10,6
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	8,0	8,0	14,3	9,5	8,8

*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

**) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

Storm - Monthly Frequency

The higher wind speeds of the six months from October to March contributed not only to the higher energy yield, typical for this period, but also led to a higher frequency of damages.

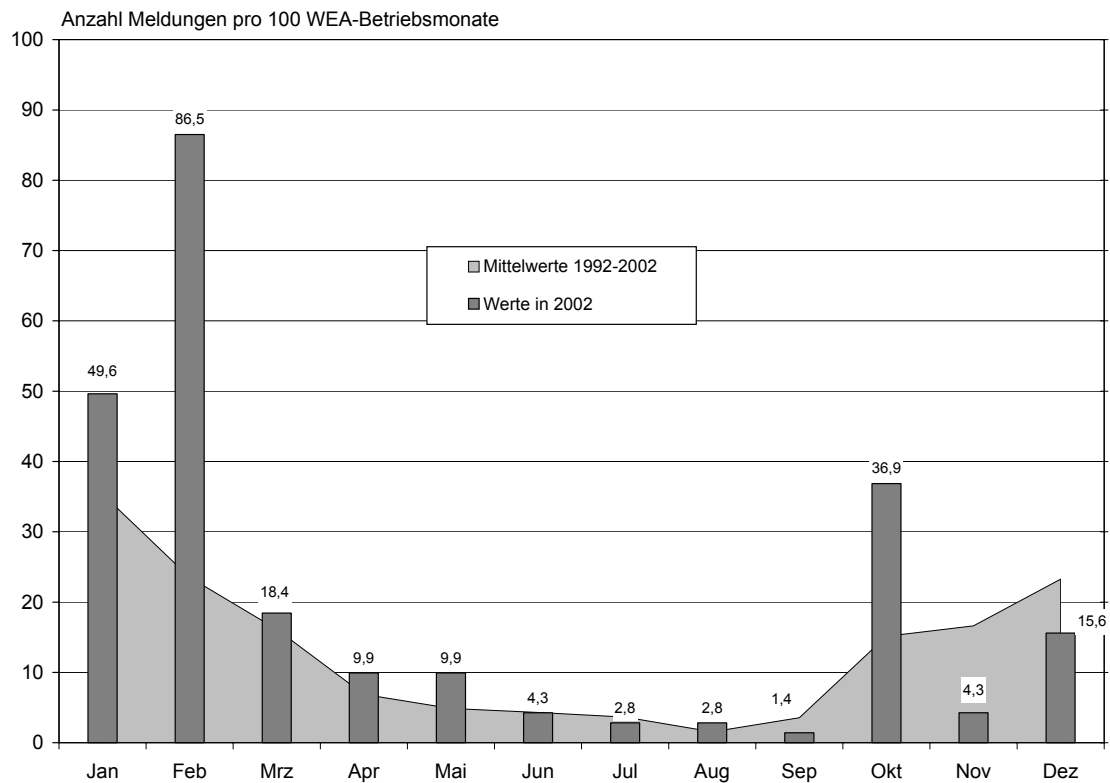
The hurricanes "Anna" in February and "Jeanette" in October 2002 were responsible for particularly numerous damages in these two months, and also for the increased failure frequency for the whole year, which was calculated at 150% of the long-term average.

Sturm - Monatliche Häufigkeit

Die höheren Windgeschwindigkeiten des Halbjahres Oktober bis März tragen nicht nur zum höheren Energieertrag dieses Halbjahres bei, die in dieser Zeit typischerweise auftretenden Stürme führen auch zu einer erhöhten Schadenshäufigkeit.

Die Orkane "Anna" im Februar und "Jeanette" im Oktober 2002 sorgten für ungewöhnlich zahlreiche Schäden in diesen beiden Monaten und zu einer auf das ganze Jahr gerechneten Schadenshäufigkeit, die bei 150% des langjährigen Durchschnitts liegt.

Abb. 21: Monatliche Sturmmeldungs-Häufigkeit in 2002, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten



Netzausfall

Die Störungsursache "Netzausfall" wurde in 2002 in 67 Fällen als Grund für einen Anlagenstillstand genannt. Die Zahl ist seit 1996 kontinuierlich zurückgegangen. Zumeist waren Netzarbeiten des EVU der Grund hierfür, die lediglich Ertragsausfälle, jedoch keine weitergehenden WEA-Instandsetzungsmaßnahmen zur Folge hatten. Die Anzahl der Meldungen hängt auch von der Anzahl der gleichzeitig von Netzarbeiten betroffenen WEA (d.h. Windparkgröße) ab. Die "typischen" dokumentierten Stillstandszeiten betrugen in 2002 sechs Stunden.

Grid Failure

In 2002, "grid failure" was named as the ground for plant downtime in 67 cases. This value has been steadily decreasing since 1996. Grid work by utility companies was generally the reason, causing merely yield losses, but resulting in no considerable WT maintenance and repair measures. The number of reports was also dependent on the number of WTs (i.e. size of wind farm). The "typical" documented downtime amounted to 6 hours in 2002.

Tab. 11: Störungsursache Netzausfall - Gesamtüberblick 1992 - 2002

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	gesamt
WEA-Anzahl	741	1058	1329	1475	1521	1510	1490	1471	1472	1351	1155	1574*)
WEA mit Bericht	615	990	1260	1420	1468	1487	1491	1395	1308	1137	908	1570
WEA-Betriebsjahre	519	868	1156	1374	1450	1482	1484	1393	1290	1096	846	12958
Anzahl Meldungen	101	115	129	292	375	218	189	147	116	101	67	1850
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	17,6	12,8	10,9	20,7	25,0	14,5	12,7	10,0	7,9	7,5	5,8	13,2
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	6,0	8,0	7,0	6,6	2,5	4,7	6,0	7,0	9,5	5,7	6,8	6,0

Tab. 12: Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Netzausfall 1992 - 2002

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	629	429	119	397	1574*)
WEA mit Bericht	628	429	119	394	1570
WEA-Betriebsjahre	5467	3496	993	3001	12958
Anzahl Meldungen	762	597	41	450	1850
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	13,0	15,7	3,7	13,9	13,2
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	5,0	4,0	12,5	9,2	6,0

*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

**) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

Grid Failure - Monthly Frequency

The cause for failure of "grid failure" presents an external operating condition for wind turbines, and can also occur through other external conditions e.g. lightning, storm and icing. Naturally, purely technical internal faults in the electrical grids also play a significant role.

A seasonally significant development has not been determined for the failure cause of grid failure. The external causes for grid failure, mentioned above, partly equalise each other in terms of time, whereby internal failure in the electrical grids probably occur independent of season.

Netzausfall - Monatliche Häufigkeit

Die Störungsursache Netzausfall stellt für die Windenergieanlagen eine externe Betriebsbedingung dar und kann selbst durch andere externe Bedingungen, wie Blitz, Sturm und Eis, ausgelöst werden. Natürlich spielen rein technische, interne Fehler in den elektrischen Netzen ebenfalls eine wichtige Rolle.

Eine jahreszeitlich signifikante Entwicklung kann bei der Störungsursache Netzausfall nicht festgestellt werden. Die oben beschriebenen externen Ursachen für Netzausfall gleichen sich zeitlich zum Teil gegenseitig aus, während die internen Fehler in den elektrischen Netzen wahrscheinlich jahreszeitlich unabhängig auftreten.

Abb. 22: Monatliche Netzausfall-Häufigkeit in 2002, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten

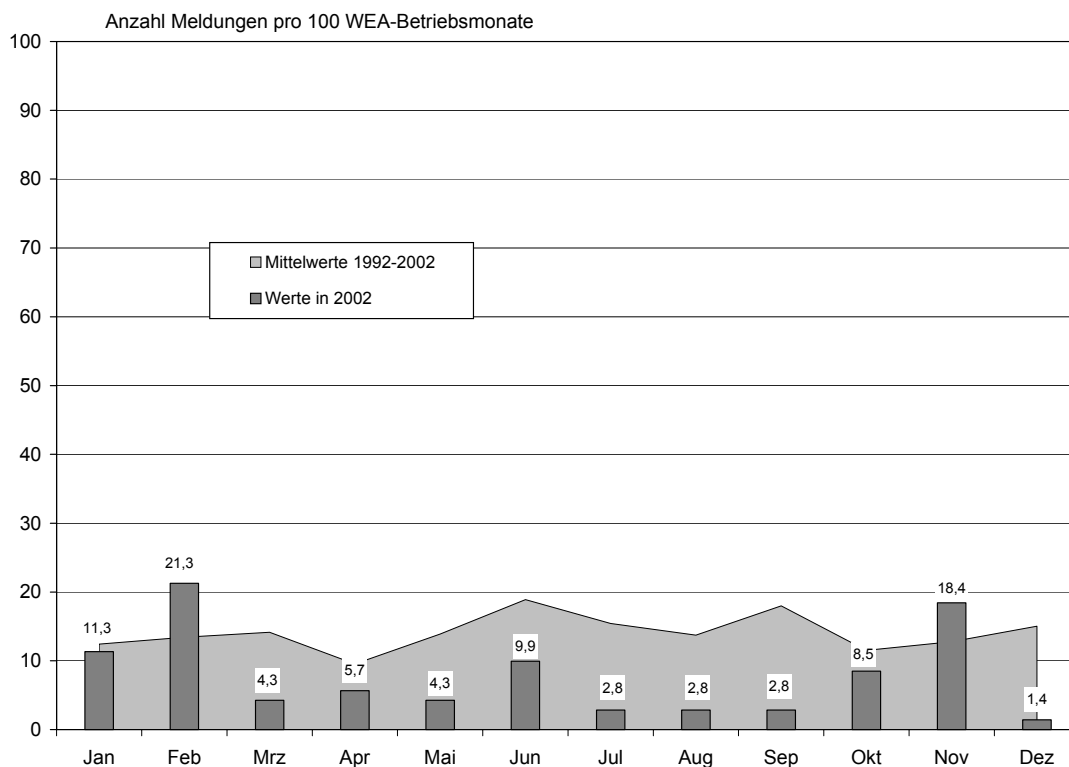
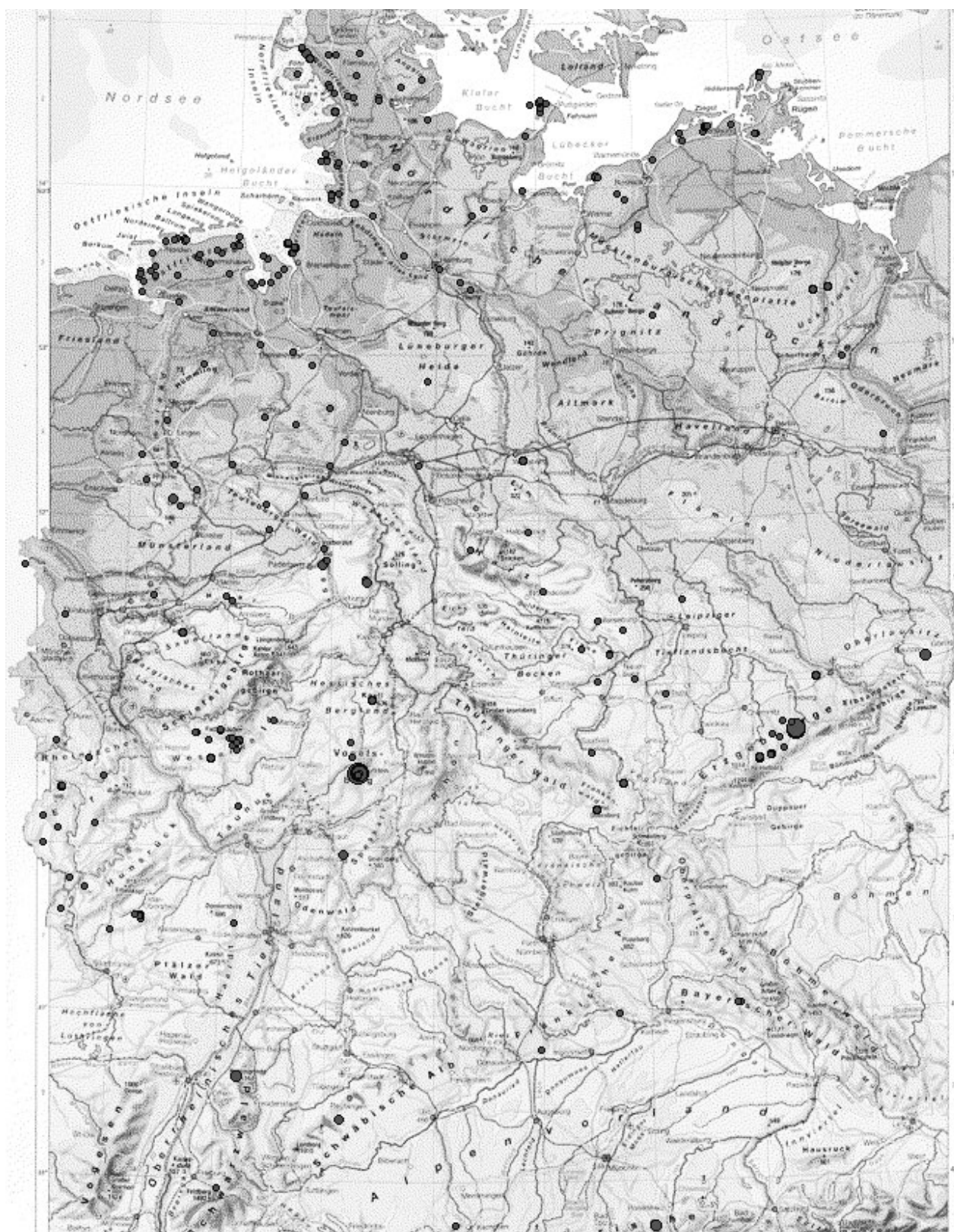


Abb. 23: Gesamt-Häufigkeit gemeldeter Vereisungen 1992-2002



Energy Production

The electricity produced from wind amounted to around 17,000 mill. kWh (17 TWh) in Germany in 2002. On the one hand, changes from the previous year can be traced to the rapid further increase of wind energy use (+ 37%; see Chap. 3.2) and on the other hand, to the fluctuating wind availability from year to year.

The data concerning wind power feed in was primarily based on information collected by VDEW from their membership companies, which represent approx. 95% of the installed wind capacity in Germany. The number and power of all plants installed in Germany is collated through IWET. The total wind energy feed in is projected from these two sources. Only the values for the previous years of 1990, '92, '94, '96, and '97, depicted below, were taken directly from VDEW.

All further evaluations in this chapter demonstrate, amongst other things, the role of wind energy in regional and local electricity supply. More detailed information on individual plants is given in Appendix D "Master Data" and E "Individual Evaluations".

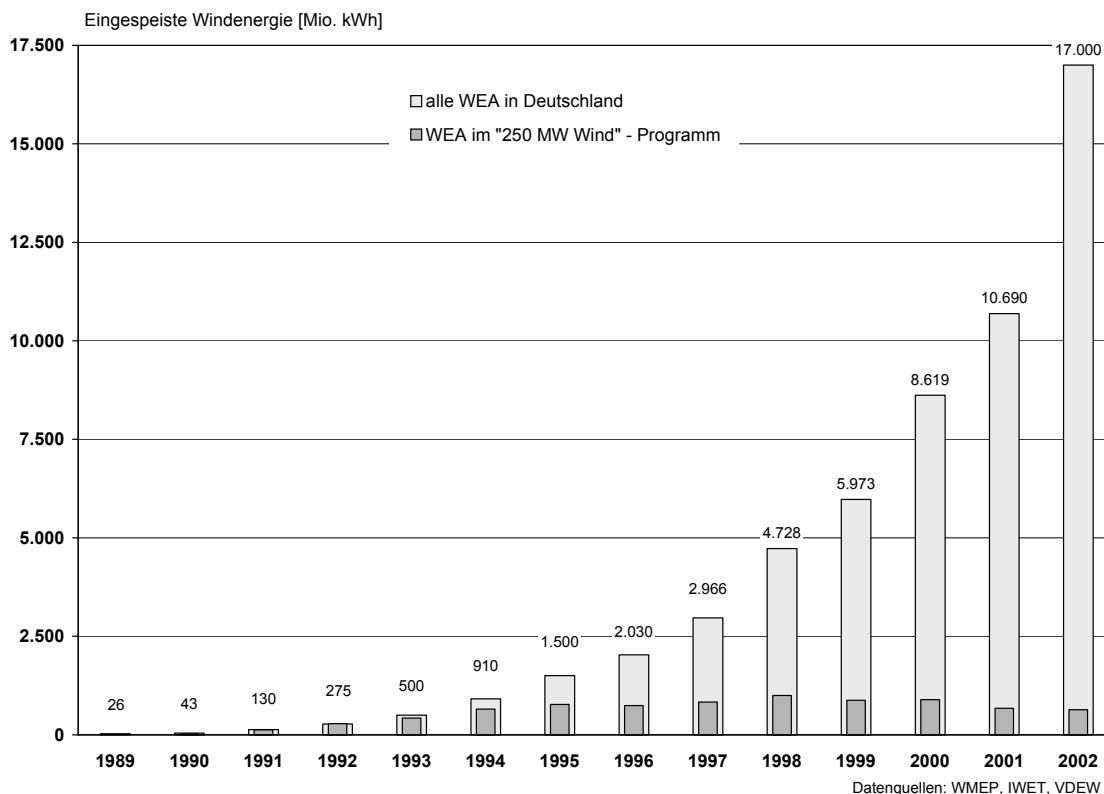
3.4 Elektrische Energielieferung

Deutschlandweit belief sich die Stromproduktion durch Windenergieanlagen 2002 auf rund 17.000 Mio. kWh (17 TWh). Die Veränderung zum Vorjahr ergibt sich einerseits aus dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung (+37%; vgl. [Kap. 3.2](#)) und andererseits aus dem von Jahr zu Jahr schwankenden Windangebot.

Die Daten zur Windstromeinspeisung beruhen im wesentlichen auf den Erhebungen des VDEW unter seinen Mitgliedsunternehmen, die etwa 95% der installierten Windleistung in Deutschland repräsentieren. Anzahl und Leistung aller in Deutschland installierten Anlagen werden dagegen durch die IWET zusammengetragen. Aus diesen beiden Quellen wird vom ISET die gesamte Windstromeinspeisung hochgerechnet. Nur die Werte für die weiter zurückliegenden Jahre 1990, '92, '94, '96 und '97 in der Abbildung unten sind direkt vom VDEW übernommen.

Die weiteren Auswertungen dieses Kapitels machen u.a. die regionale und lokale Bedeutung der Windenergienutzung für die Deckung des Strombedarfs deutlich. Detaillierte Angaben zu einzelnen Anlagen sind den [Anhängen D](#) "Stammdaten" und [E](#) "Einzelergebnisse" zu entnehmen.

Abb. 24: In Deutschland eingespeiste elektrische Energie aus Windkraft



Monatswerte der Gesamt-Windstromeinspeisung

Zur Ermittlung des Ausnutzungsgrads (engl.: "capacity factor") der Gesamt-Windstromproduktion einzelner Monate werden die Energielieferungsdaten der im WMEP erfassten WEA verwendet. Die tatsächlich erzielten Monatsenergielieferungen aller betrachteten Anlagen werden dabei auf die theoretische maximale Gesamt-Monatsproduktion bei Dauer-Volllast bezogen. Mit zunehmender Bedeutung des langfristigen Stromhandels rücken diese statistischen Erwartungswerte der großräumigen Windstromproduktion weiter ins Blickfeld.

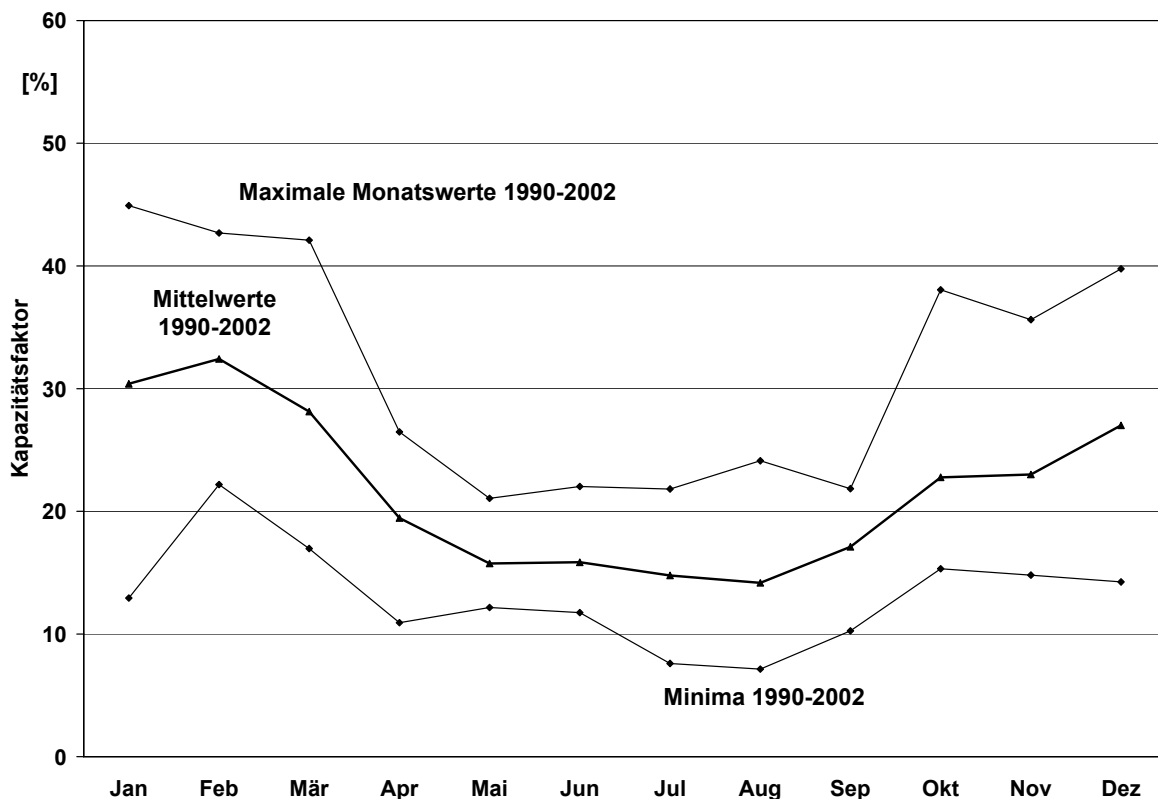
Die langjährigen Durchschnittswerte der einzelnen Monate reichen von ca. 15% in Juli und August bis über 30% in Januar und Februar. Je nach Großwetterlage und jährlichem Windangebot sind davon abweichende Ausnutzungsgrade festzustellen, die in den Jahren 1990-2002 zwischen einem Minimalwert von 7% (August 1997) und einem Maximalwert von 45 Prozent (Januar 1993) lagen.

Monthly Values of the Total Wind Power Supply

The energy production data, from WTs included in the WMEP, is used to ascertain the capacity factor of total wind power supply for individual months. The actual monthly energy supply achieved by all considered plants is related to the theoretical, maximum total monthly production at constant full load. With the increasing importance of the long-term power trade, the statistically expected values from large-scale wind power production move more into focus.

The long-term average values of individual months range from about 15% in July and August to more than 30% in January and February. According to the general weather conditions and annually available wind, deviating capacity factors are determined, which lie between a minimum value of 7% (August 1997) and a maximum value of 45% (January 1993) for the period from 1990 to 2002.

Abb. 25: Mittlerer monatlicher Ausnutzungsgrad der WEA im WMEP (1990 - 2002)



Development of the Energy Production in the Course of the Year

Winter months are known to achieve significantly more in terms of annual energy production than summer months. The evaluation concerning the capacity factor (previous page) shows that the wind available during summer amounts to only about half of that available in winter. Furthermore, the largest contributions can clearly be expected in the months of January and February.

The depiction of the average development of annual energy production also touches on the reported monthly production of all WTs included in the WMEP. It is shown that, in an average year, a quarter of the annual energy has already been supplied by the end of February. Naturally, the course is shaped differently from year to year. For comparison, the average course of the annual development is depicted in relation to the individual years of 1995 and 1999, which deviated significantly from the average.

In comparison, it was clear that the amount of available wind in 2002 was initially above average for the first quarter, remained lower than expected in Summer and was significantly lower than average again in Winter.

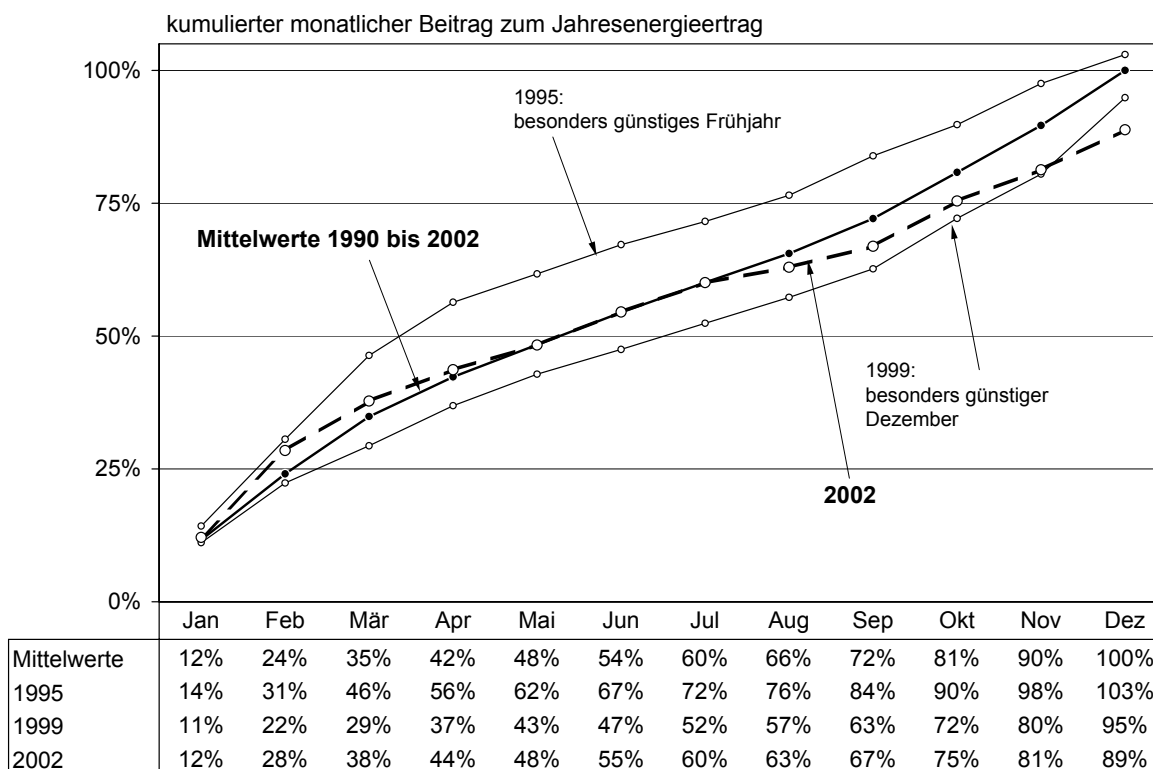
Entwicklung des Energieertrags im Verlauf des Jahres

Bekanntermaßen steuern die Monate des Winterhalbjahres deutlich mehr zum Jahresenergieertrag der Windenergieanlagen bei als die Sommermonate. Die Auswertung zum Ausnutzungsgrad (vorausgehende Seite) zeigt, dass das Windangebot während des Sommers nur etwa die Hälfte des Angebots im Winter ausmacht. Weiterhin ist zu erkennen, dass der größte Beitrag in den Monaten Januar und Februar zu erwarten ist.

Die Darstellung der durchschnittlichen Entwicklung des Jahresenergieertrags beruht wiederum auf den Betreiberberichten der monatlichen Energieerträge der im WMEP erfassten Anlagen. Es zeigt sich, dass in einem durchschnittlichen Jahr Ende Februar bereits ein Viertel der Jahresenergie eingespeist ist. Natürlich gestaltet sich der Verlauf von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Zum Vergleich wurden dem mittleren Jahresverlauf die stark vom Durchschnitt abweichenden Entwicklungen der Jahre 1995 und 1999 gegenübergestellt.

Im Vergleich dazu wird deutlich, dass das Windangebot 2002 im ersten Quartal zunächst überdurchschnittlich ausfiel, dann im Sommer hinter den Erwartungen zurück blieb, und im letzten Quartal gegenüber den durchschnittlichen Verhältnissen noch einmal deutlich verlor.

Abb. 26: Durchschnittliche Entwicklung des Jahresenergieertrags



Regionale Verteilung der Windstromproduktion

Viele norddeutsche Küstenregionen decken bereits über 20% des jährlichen Strombedarfs aus Windenergie, im kleinräumigen Bereich erzielen einzelne Betreiber sogar Selbstversorgungsanteile durch Windenergie von 60 Prozent und mehr (vgl. [Auswertung "Selbstversorgungsgrad"](#) in diesem Kapitel).

Die Berechnung des Deckungsbeitrags der Windenergie zum Stromverbrauch beruht auf der jährlichen Windstromeinspeisung (s. erste Seite in [Kap. 3.4](#)) und dem Netto-Stromverbrauch aus dem allgemeinen Netz (ohne Netzverluste). Zahlen zum Stromverbrauch für das zurückliegende Jahr liegen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Auswertung noch nicht vor. Der Netto-Stromverbrauch wird daher aus früheren Berichten des Bundeswirtschaftsministeriums, Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und des Länderarbeitskreises Energiebilanzen und Hinweisen des DIW zur Stromverbrauchsentwicklung 2002 (praktisch kein Anstieg 2002 gegenüber 2001) hochgerechnet.

Danach liegt Schleswig-Holstein mit über 3.300 GWh eingespeisten Windstroms hinter Niedersachsen auf dem zweiten Rang der deutschen Bundesländer, erreichte 2002 aber mit einem mittleren Beitrag zur Stromversorgung durch Windenergie von über 25% wieder deutlich den ersten Rang hinsichtlich der Deckung des Stromverbrauchs.

Die untenstehende Tabelle zeigt die Menge eingespeisten Windstroms neben dem Stromverbrauch in den einzelnen Bundesländern. Daraus wird die regionale Bedeutung der Windenergie ersichtlich.

Regional Distribution of Electricity Production

Many north German coastal regions and communities already cover over 20% of their annual electricity demand with the use of wind energy. In some localities, operators even achieve a degree of self-sufficiency of 60% or more ("Degree of Self-Sufficiency" in this chapter).

Calculations concerning the contribution of wind energy to electricity consumption are based on the annual wind power feed in (see Chap. 3.4) and the net electricity consumption from the public grid (without losses). Information concerning electricity consumption in the previous year was not yet available for inclusion in this evaluation. The net electricity consumption was therefore projected from earlier reports of the BMU, figures from AG Energiebilanzen and information from the DIW concerning developments in energy consumption in 2002 (practically no increase in 2002 compared to 2001). Schleswig-Holstein, with over 3,300 GWh fed in wind power, lay behind Lower Saxony in second place of the German states, but clearly maintained first place in covering the energy consumption with a mean contribution to the electricity supply of over 25% from wind energy in 2002. The table below illustrates the amount of supplied wind power in relation to electricity consumption for individual states. Through this, the regional significance of wind energy is evident.

Tab. 13: Windenergieanlagen und Einspeisung nach Bundesländern

Bundesland	WEA-Anzahl Ende 2002 ¹⁾	Installierte Windleistung Ende 2002 ¹⁾	Einspeisung aus Wind 2002 ²⁾	Netto-Stromverbrauch 2002 ³⁾	Beitrag zur Stromversorgung 2002
		[MW]	[GWh]	[GWh]	
Schleswig-Holstein	2.477	1.754	3.327	13.019	25,55 %
Mecklenburg-Vorpommern	929	778	977	6.048	16,16 %
Sachsen-Anhalt	1.174	1.339	1.624	12.556	12,93 %
Niedersachsen	3.532	3.281	5.095	44.976	11,33 %
Brandenburg	1.224	1.251	1.247	13.203	9,44 %
Sachsen	581	531	906	18.477	4,90 %
Thüringen	310	286	360	9.993	3,60 %
Rheinland-Pfalz	588	515	768	26.514	2,90 %
Nordrhein-Westfalen	1.777	1.423	1.795	124.671	1,44 %
Hessen	436	304	417	33.148	1,26 %
Saarland	33	25	50	7.329	0,68 %
Bremen	39	33	26	4.413	0,58 %
Hamburg	55	31	56	12.281	0,46 %
Baden-Württemberg	216	185	193	64.655	0,30 %
Bayern	166	133	160	68.440	0,23 %
Berlin	-	-	-	13.671	0,00 %
Deutschland gesamt	13.537	11.870	17.000	473.393	3,59 %

¹⁾ Datenquelle: Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET)

²⁾ Hochrechnung aus Daten von ISET (WMEP) und IWET

³⁾ Stromabgabe aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ohne Netzverluste; Hochrechnung aufgrund von Zahlen des Bundeswirtschaftsministeriums, der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, des Länderarbeitskreises Energiebilanzen sowie des Deutschen Instituts für Wirtschaft (DIW)

The Contribution of Wind Energy to Electricity Supply

In 2002, the total wind energy production of around 17.0 TWh, supplied an average of approx. 3.6% of the German energy consumption (energy consumption from general supply grids; without internal power-station consumption and net losses). The total contribution of renewable energy used in covering power consumption, which was essentially provided in the past through 4% from hydropower usage, could now be almost doubled with the use of wind energy.

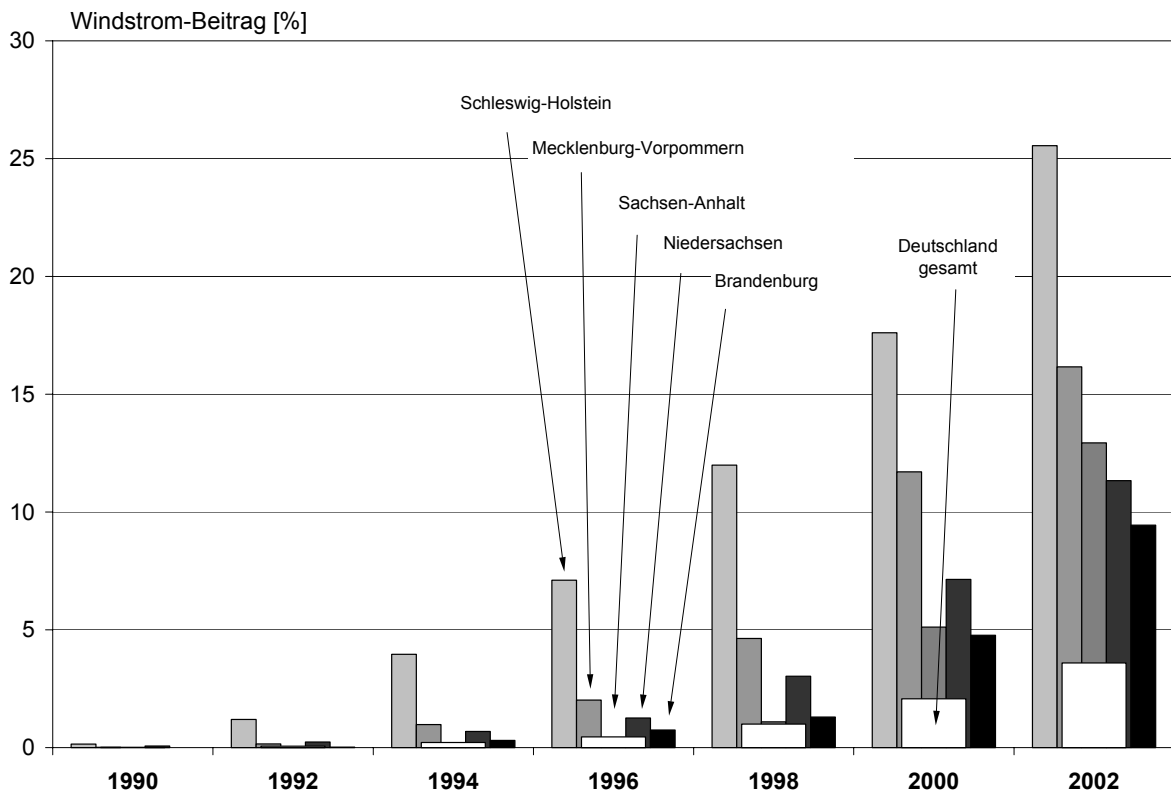
Examination of the five states with the highest proportions of wind energy, as well as the whole of Germany, shows the enormous progress made in recent years. The share which wind energy can provide becomes clear, at least regionally. Power availability and fluctuations with time are closely investigated in Chapter 3.5 'Power Availability'.

Beitrag des Windstroms zur elektrischen Energieversorgung

Die gesamte Windstromproduktion 2002 in Höhe von rund 17,0 TWh trug durchschnittlich ca. 3,6% zur Deckung des deutschen Stromverbrauchs (Stromverbrauch aus den Netzen der allgemeinen Versorgung; ohne Kraftwerkseigenverbrauch und Netzverluste) bei. Der gesamte Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Stromverbrauchs, der in der Vergangenheit mit etwa 4% im wesentlichen durch Nutzung der Wasserkraft geleistet wurde, konnte durch die Windenergienutzung mittlerweile fast verdoppelt werden.

Die Betrachtung der fünf Länder mit den höchsten Windenergieanteilen und Deutschland gesamt zeigt den enormen Aufschwung der letzten Jahre. Es wird deutlich, welchen Anteil die Windenergie, zumindest regional, haben kann. Auf den Leistungsbeitrag und die zeitliche Fluktuation der Windenergie wird im [Kapitel 3.5](#) "Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung" eingegangen.

Abb. 27: Jährliche Einspeisung bezogen auf Netto-Stromverbrauch



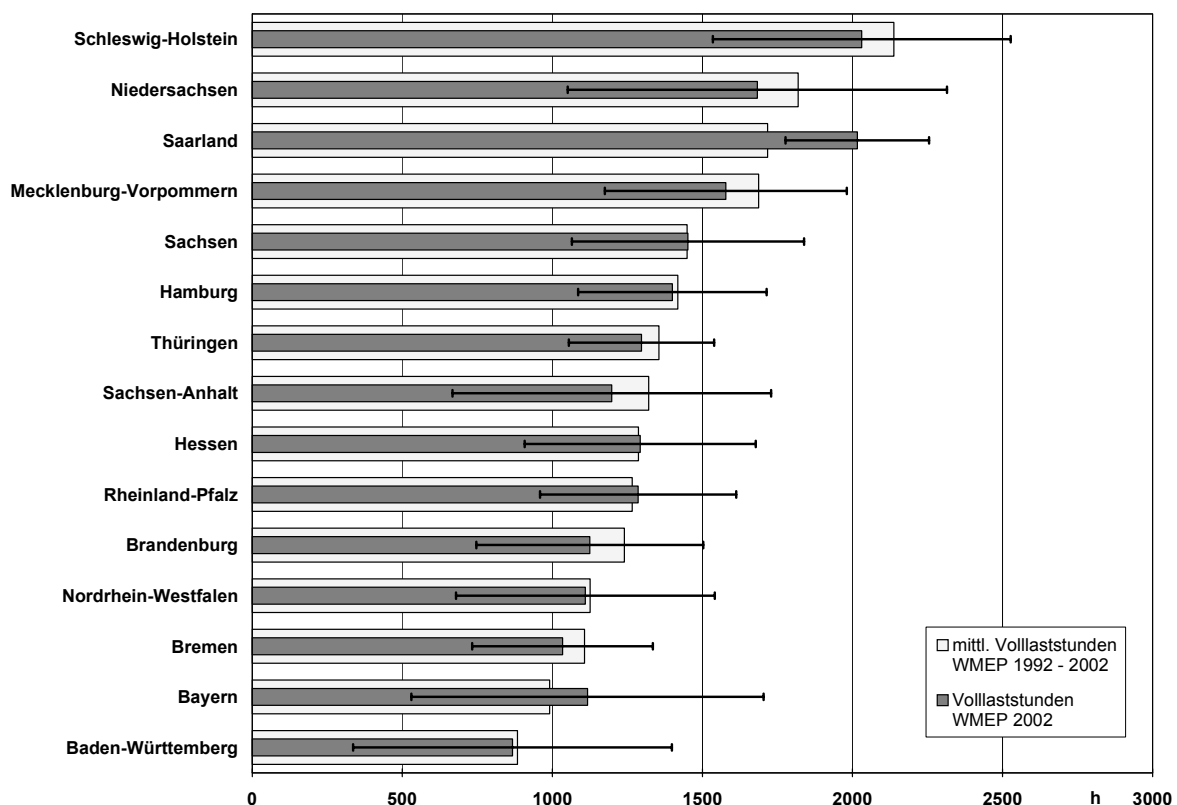
Äquivalente Volllaststunden

Für Bewertung und Vergleich der WEA-Leistungsfähigkeit wird oft die Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA bezogen. Diese Zahl der sogenannten äquivalenten Volllaststunden hängt in erster Linie ab von den Standortbedingungen und der Nabenhöhe der WEA. Weiterhin gehen der Ausnutzungsgrad, den die WEA unter den gegebenen Bedingungen erreicht, und das Verhältnis der Generatornennleistung zur Rotorfläche ein. Die Grafik zeigt die gemittelten Werte 2002 für Volllaststunden in den einzelnen Bundesländern (dunkle Balken) mit den zugehörigen Standardabweichungen als Indiz für die Schwankungsbreiten und die langjährigen Mittelwerte (hellere Balken). Besonders in den Küstenländern werden hohe Werte erreicht, wo einzelne Anlagen in den Vorjahren auch schon Werte über 3000 Stunden erzielten. Es ist anzumerken, dass besonders in den Bundesländern, in denen nur eine kleine Zahl WEA im WMEP vertreten ist, der dargestellte Mittelwert durch einige gute bzw. einige ungünstige Standorte stark beeinflusst sein kann. Die hohen Werte für das Saarland (insgesamt nur 10 WEA) erklären sich z. B. durch die - im Vergleich zum Bestand in den anderen Bundesländern - neueren Anlagen der 500/600 kW-Klasse eines Windparks an einem besonders guten Mittelgebirgsstandort (vgl. auch "Größe der WEA in den Bundesländern" in [Kap. 3.2](#)). In Niedersachsen ist dagegen eine besonders große Variationsbreite des Windangebotes von der Küste bis tief ins Binnenland hinein feststellbar.

Equivalent Full Load Periods

The annual energy production of a WT is often related to its rated power, in order to evaluate and compare efficiency. The quantity of the so-called equivalent full load period is mainly dependent on the site conditions and the hub height of the WT. Furthermore, it is influenced by the efficiency achieved from given conditions and the proportion of rated generator power to rotor area. The figure shows the average equivalent full load periods (dark bars) for the individual federal states in 2002, their respective standard deviations as an indication of fluctuation and the long-term average values (light bars). High equivalent full load periods were especially noted in coastal states, where individual plants also achieved over 3,000 hours in some cases in recent years. It can be noted that, particularly in the states where only small numbers of WTs are represented in the WMEP, the depicted average can be strongly influenced through some good or e.g. unfavourable locations or plants. The good results in Saarland (total of only 10 WTs), were primarily achieved e.g. by the relatively new 500/600 kW plants, in comparison to other states, in a wind farm at an obviously suitable low mountain location (see Chap. 3.2). In Lower-Saxony, however, the results show wide variations in available wind from the coast, far into the inland.

Abb. 28: Mittlere Volllaststunden



Specific Mean Power Output

To determine the area specific energy production, the annual electricity output is set in relation to the plant's swept rotor area. Because the energy extracted from wind directly depends on the rotor size, this quantity is better suited to judge the site conditions and the WT's efficiency than the equivalent full load period. The diagram shows mean values for 2002 of specific energy for individual German states (dark bars), with the related standard deviations (H-lines) as indicators for variations, and the long-term average values (light bars).

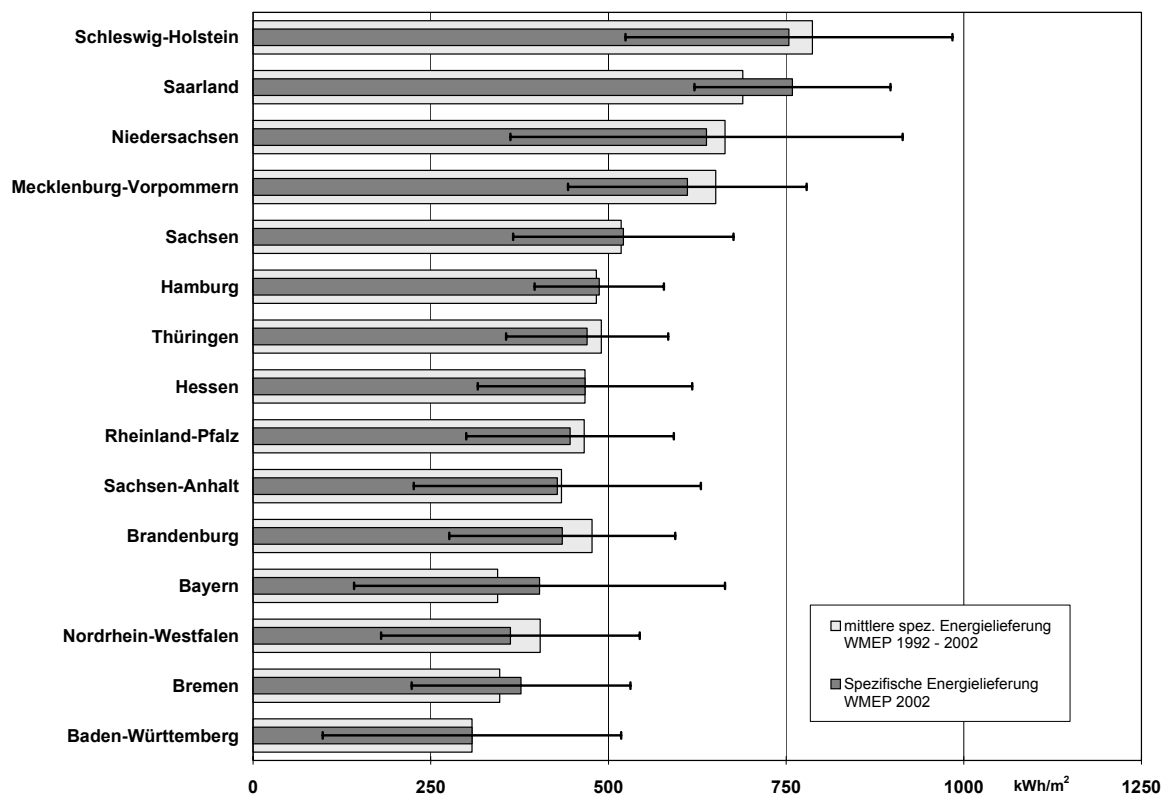
The bars for the individual states in the following diagram are sorted into the same order as before, in the evaluation of full load hours. Both sets of evaluation results reflect a similar tendency.

Flächenspezifische Jahresenergielieferung

Zur Berechnung der flächenspezifischen Energielieferung wird der Jahresenergieertrag auf die Rotorfläche der Anlage bezogen. Da die dem Wind entzogene Energie direkt von der Größe des Rotors abhängt, eignet sich diese berechnete Größe besser zur Einschätzung von Standort und Ausnutzungsgrad als die Zahl der äquivalenten Volllaststunden. Die Grafik zeigt die gemittelten Werte 2002 für die spezifische Energie in den einzelnen Bundesländern Deutschlands (dunkle Balken) mit den zugehörigen Standardabweichungen als Indiz für die Schwankungsbreiten (H-Linien) und die langjährigen Durchschnittswerte (hellere Balken).

Die Balken für die einzelnen Länder in der Abbildung unten sind in der gleichen Reihenfolge sortiert wie zuvor in der Auswertung der Volllaststunden. Von der Tendenz ähneln sich beide Auswertungsergebnisse.

Abb. 29: Mittlere flächenspezifische Jahresenergielieferung



Spezifische Leistungsabgabe

Die Verhältnisse von Jahresarbeit zu Rotorkreisfläche ermöglichen zusätzlich zu den vorigen Auswertungen einen Vergleich der Betriebsergebnisse verschiedener Leistungsklassen. Die mittlere Leistungsabgabe wird ermittelt, indem das berechnete Verhältnis durch die Zeitdauer eines Jahres (8.760 Stunden) dividiert wird. Um den Einfluss des Windangebotes deutlich zu machen, sind die Standorte nach Bundesländern gruppiert.

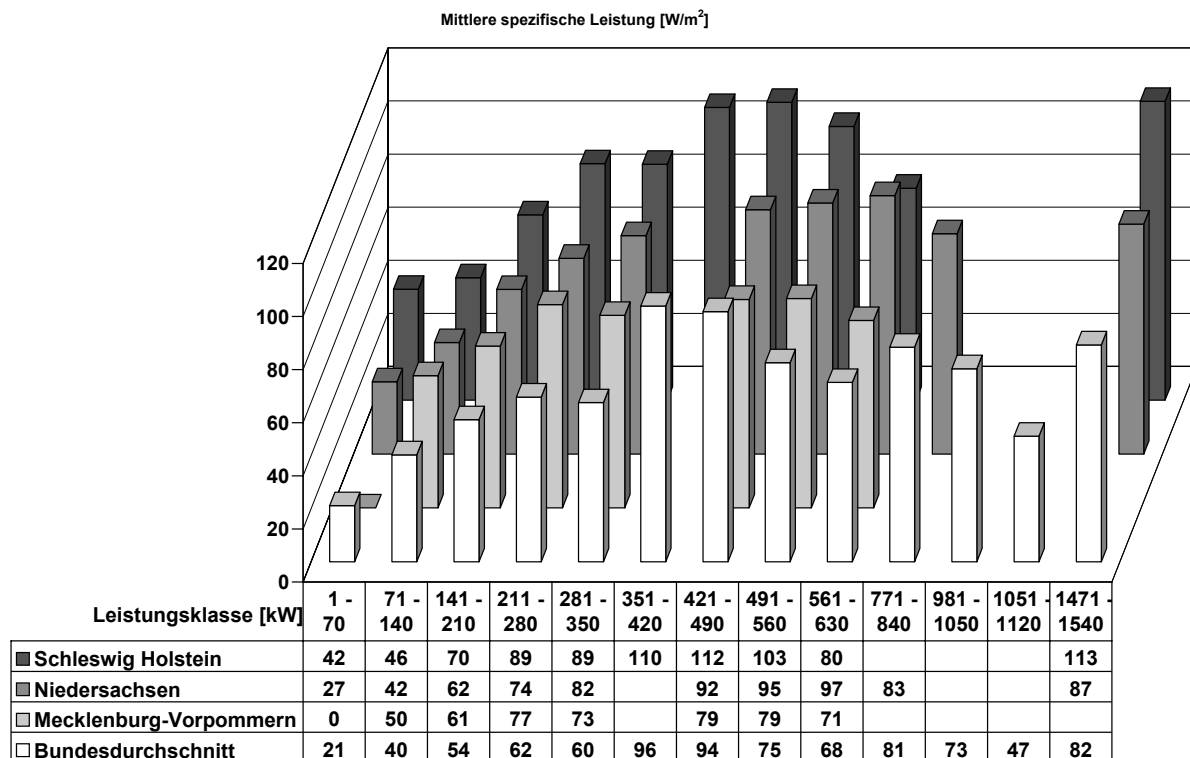
Es wird deutlich, dass vor allem die kleineren, älteren WEA mit kleinen Nabenhöhen in ihrer flächenspezifischen Energielieferung gegenüber den neueren Anlagen zurückfallen. Die Anlagen ab etwa 150 kW leisten an den guten Standorten in Schleswig-Holstein im Jahresdurchschnitt über 60 W/m², die Anlagen ab 400 kW rund 100 W/m², an guten Standorten in guten Windjahren sogar über 120 W/m².

Specific Energy Production

Determining the quotient between annual mean power and swept rotor area facilitates, in addition to the earlier evaluations, the comparison of operational results for different plant classes. From this, the average power output is determined through the division of the calculated relationship by the period of one year, or 8760 hours. To clarify the influence of wind resources, sites are grouped in correspondence with their federal state.

It becomes clear that smaller, older WTs in particular, with lower hub heights, fall behind the newer higher plants in their area-specific energy yields. The plants from around 150 kW achieve an annual average of over 60 W/m² in good locations of Schleswig-Holstein. Plants from 400 kW achieve over 100 W/m², or even over 120 W/m² in good wind years at good locations.

Abb. 30: Mittlere flächenspezifische Leistungsabgabe



Degree of Self-Use

Almost one third of the WTs participating in the WMEP contribute directly to the energy demands of their operators. Considering the economics of operating a WT, it is important to distinguish the proportion of the produced electricity used directly by the operator. Apart from returns achieved by energy sales, additional returns come from the avoided costs of energy buying.

The degree of self-use depends on the quantity of wind energy produced and of energy demanded, but more significantly, on the chronological correspondence of production and demand. Within certain limits, the degree of self-use can be influenced by the operator, whereby calculated values are somewhat scattered by the set quotient "energy production WT / own energy consumption".

With a WT sized to produce the same amount of energy as is consumed privately over the year (quotient: "production / own energy consumption" is 1), about 40% of the generated electricity can be consumed immediately in the household, because supply and demand do not generally concur. Considerably higher degrees of self-use can only be achieved with WTs that are far too small to equal the annual electricity needs of the household, because higher consumption can almost always take on the relatively low supply of the small WT.

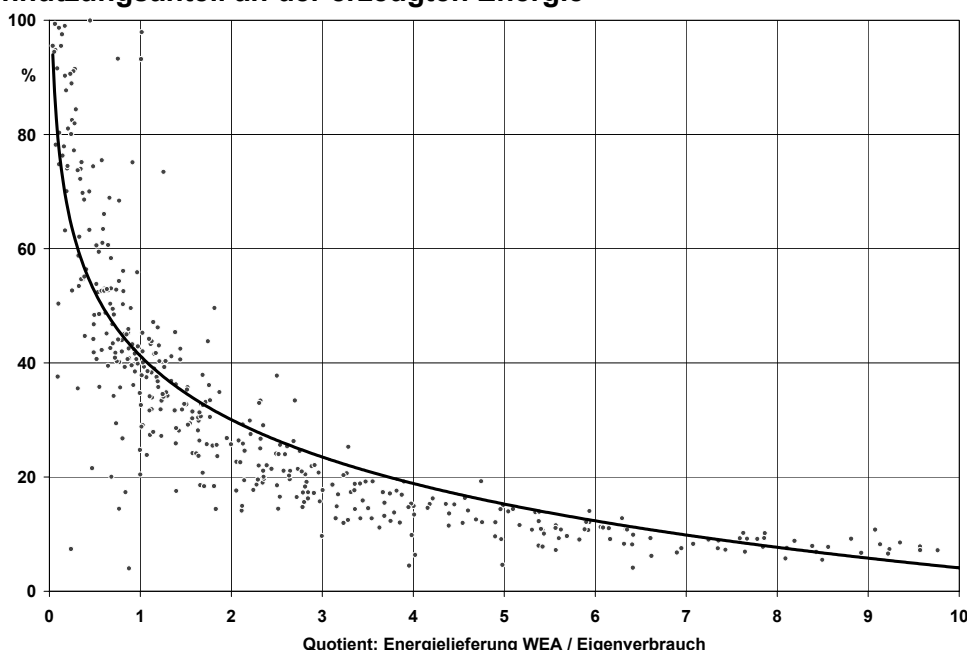
Eigennutzungsanteil

Knapp ein Drittel der im WMEP betrachteten WEA trägt direkt zur Stromversorgung des Betreibers bei. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen ist es von Interesse zu wissen, welcher Anteil des Windstroms auf diesem Wege selbst genutzt werden kann. Diesem Eigennutzungsanteil entsprechend ergeben sich neben den Einspeisevergütungen für den nicht selbstgenutzten, sondern ins Netz eingespeisten Strom kalkulatorisch zusätzliche Erträge aus "vermiedenen Strombezugskosten".

Der Eigennutzungsanteil ist abhängig vom Mengenverhältnis zwischen Windstromproduktion und Strombedarf, vor allem aber von der zeitlichen Übereinstimmung dieser Größen. Die zeitliche Korrelation ist in gewissen Grenzen durch den Betreiber zu beeinflussen, woraus sich eine Streuung der dargestellten Jahreswerte bei einem festem Quotienten von "Energieförderung WEA / Eigenverbrauch" ergibt.

Wird die Windenergieanlage so dimensioniert, dass sie im Laufe eines durchschnittlichen Jahres soviel elektrische Energie bereitstellen kann, wie im Haushalt in der Summe verbraucht wird (Quotient "Produktion / Eigenverbrauch" ist 1), so können 40% des erzeugten Windstroms selbst genutzt werden. Angebot und Nachfrage stimmen zeitlich nicht häufig genug überein. Nur bei kleineren Anlagen, die den Gesamtbedarf bei weitem nicht abdecken können, wird ein größerer Eigennutzungsanteil erreicht, weil der hohe Verbrauch das relativ geringe Angebot der kleinen WEA fast immer aufnehmen kann.

Abb. 31: Eigennutzungsanteil an der erzeugten Energie



Selbstversorgungsgrad

Die Größe "Selbstversorgungsgrad" sagt aus, zu welchem Anteil der private Strombedarf des Betreibers durch die Energielieferung der WEA gedeckt wird. Ebenso wie der zuvor beschriebene "Eigennutzungsanteil" ist der Selbstversorgungsgrad abhängig vom Mengenverhältnis zwischen Windstromproduktion und Strombedarf sowie von der zeitlichen Übereinstimmung dieser Größen. Die unterschiedliche Anpassung des Stromverbrauchs an das Windstromangebot führt auch hier zu einer Streuung der Werte bei einem festen Quotienten "Energielieferung WEA / Eigenverbrauch".

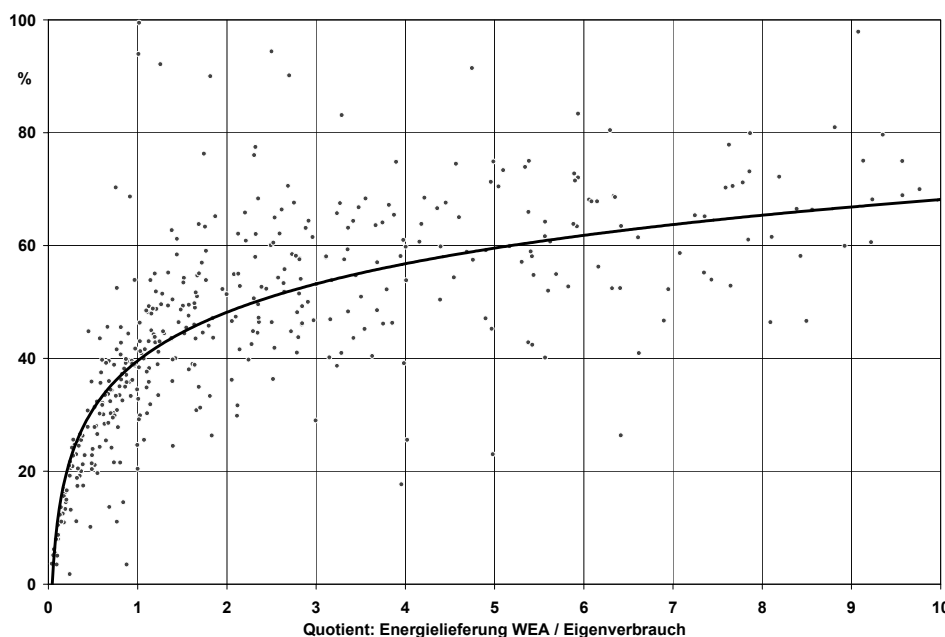
Erst ab einer WEA-Jahresstromproduktion, die das Fünffache des Eigenverbrauchs beträgt, kann der Jahreseigenverbrauch zu 60 Prozent und mehr durch die WEA gedeckt werden. Dann müssen aber über 85 Prozent des Windstroms anderweitig genutzt bzw. in andere Netze eingespeist werden (vgl. [vorherige Darstellung](#)).

Degree of Self-Sufficiency

The degree of self-sufficiency measures the proportion of the operator's electricity demand that is met by the WT. Like the degree of self-use, the degree of self-sufficiency depends on the quantity of wind energy produced and energy demanded, but is even more dependent on the chronological correspondence of production and demand. The degree of self-sufficiency is scattered because households adjust their energy consumption, in varying degrees, to the actual wind energy supply with the set quotient "energy production WT / own energy consumption".

Up to 60% of the own annual consumption of a WT can be covered by the plant only when the annual electricity production is more than five times the amount of its own consumption. In this case, more than 85% of the WT's electricity production had to be fed into other grids, or used elsewhere (see previous diagram).

Abb. 32: Deckungsanteil der Windenergie am Eigenverbrauch



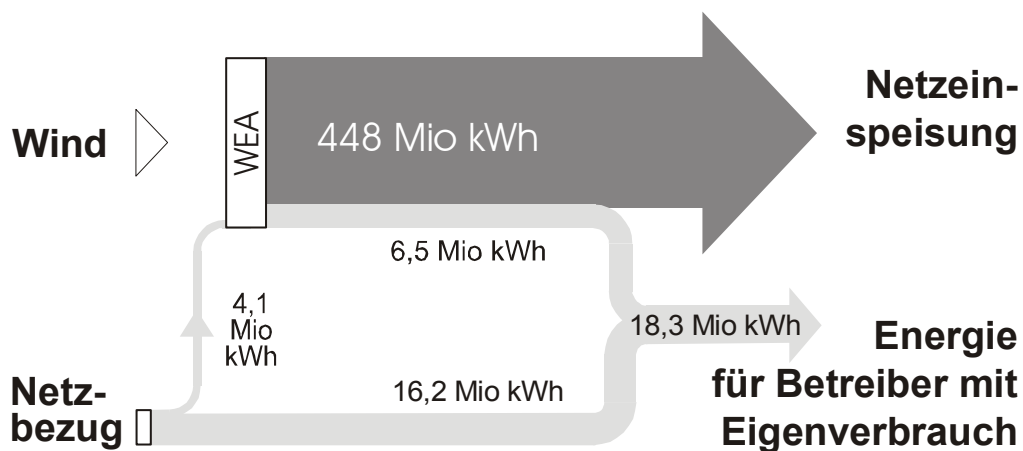
Energy Flow in the WMEP

Most of the electricity produced by WTs is fed into the public mains. As the energy balance indicates, 98% (448 mill. kWh) of the total energy output of 455 mill. kWh was fed into the public grid. Less than 2% (6.5 mill. kWh) contributed directly to the energy consumption of WT operators in households or business. The level of self-use of wind energy plants lay, with 4.1 mill. kWh, at well under one percent of the wind power generation.

Energiefluss im WMEP

Der durch Windenergieanlagen erzeugte Strom wird zum überwiegenden Teil in das öffentliche Netz eingespeist. Die Bilanzierung der Energieflüsse im WMEP zeigt, dass von der gesamten Stromproduktion von 455 Mio. kWh etwa 98 Prozent (448 Mio. kWh) in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden. Weniger als zwei Prozent (6,5 Mio. kWh) des erzeugten Windstroms werden zur Eigenversorgung im Privat- oder Geschäftsbereich einzelner Betreiber eingesetzt. Der Fremdenergiebezug der Windenergieanlagen liegt mit 4,1 Mio. kWh deutlich unter einem Prozent der Windstromerzeugung.

Abb. 33: Energiefluss der im "250 MW Wind"-Programm geförderten Anlagen



3.5 Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung

Die kontinuierliche Leistungsmessung im WMEP an den im Fernmessnetz angeschlossenen WEA bietet eine einzigartige Datenquelle zur Analyse der Gesamt-Stromeinspeisung durch Windenergieanlagen in Deutschland. Diese Informationen gewinnen zunehmend an Bedeutung, da bereits heute bei einigen Energieversorgungsunternehmen die installierte Windleistung die Höhe der Minimallast erreicht und damit zeitweilig diese Last zu 100 Prozent aus Wind gedeckt wird. Bei Fortsetzung der jährlichen Installationsraten auch in den nächsten Jahren wird die installierte Windleistung in weiteren Regionen Deutschlands diese Größenordnung erreichen. Daher sind Erkenntnisse über das statistische Verhalten der Windstromeinspeisung (Dauerlinien, typische Tagesgänge, Gradienten) für die Kraftwerkseinsatzplanung, Netzführung und Windleistungsprognose von großer Bedeutung.

Um von ausgewählten Messstellen auf den zu betrachtenden Gesamtbestand schließen zu können, wurde am ISET das Modell SEPCaMo (Spatial Extrapolation based Power Calculation Model) entwickelt, welches die zeitgleich eingespeiste Windleistung über die Berechnung von Einzelleistungen aller WEA in frei wählbaren Regionen ermittelt. Ein entscheidender Vorzug des Modells und des zugehörigen Rechenprogrammes besteht in der Berücksichtigung der standortspezifischen und saisonalen Einflussfaktoren auf den WEA-Betrieb, die durch das WMEP vor Ort erfasst und anschließend datentechnisch aufbereitet werden.

Im vorliegenden Kapitel werden die in 15-Minuten Intervallen erzeugten Zeitgänge der Summenleistung aller Anlagen in den Versorgungsgebieten der E.ON Netz (E.ON) und der RWE Energie AG (RWE) im Jahr 2002 dargestellt und im Vergleich mit der Summenleistung aller Anlagen in Deutschland sowie zwei ausgewählten Windparkgruppen (Küste und Binnenland) analysiert. Zu dem Verbund E.ON+RWE gehören mit Stand 01/2002 (Werte für 12/2002 in Klammern) 7.400 WEA (8.750) mit einer Nennleistung von insgesamt 5.300 MW (7.100), zum Deutschen Verbundnetz gehören 11.300 WEA (13.500) mit 8.675 MW (11.850). Die Windparkgruppen weisen eine Nennleistung von 72 MW (Küste) und 10,3 MW (Binnenland) auf.

Die Vergleichmäßigung der Windstromeinspeisung im großräumigen Verbund führt zu einer niedrigen Anzahl der Summenleistungswerte, die entweder nahe 100 Prozent oder nahe 0 Prozent der installierten Gesamtleistung liegen. Die Verringerung von Leistungsschwankungen im Anlagenverbund, die in den folgenden Ergebnisdarstellungen quantifiziert wird, geht deutlich damit einher.

Power Course of Wind Energy Production

The continual power measurements carried out by the WMEP, on WTs connected to the remote data acquisition network, offer a unique data source for analysis of the total electricity fed in from wind plants in Germany. This information increases in importance when it is considered that, in some utility companies, the installed wind power has already reached the amount of minimal load and therefore the load was temporarily covered from wind to 100%. By continuing the annual installation rates in coming years, the installed wind power will also reach this magnitude in other regions of Germany. Because of this, knowledge of the statistical behaviour of wind energy feed in (power duration, typical daily events, gradients) is greatly important for the generation schedule, grid management and wind power prognosis.

In order to be able to form conclusions concerning the overall situation from selected measurement positions, the model SEPCaMo (Spatial Extrapolation based Power Calculation Model) was developed by ISET. This model simultaneously determines the fed in power over the calculations of individual power of all WTs in freely selected regions. A decisive advantage of the model and the pertaining calculation programme is in its consideration of location-specific and seasonally influenced factors on WT operation, which are recorded by the WMEP on location and technically processed in conclusion.

In this chapter, the courses of the cumulative power (in 15 minute intervals) of all WTs in the supply area of the E.ON grid (E.ON) and the RWE Energie AG (RWE) are presented for 2002. These are analysed in comparison to the cumulative power of all plants in Germany and also of two selected individual wind farms (coast and inland). The group E.ON + RWE, is comprised of around 7,400 WTs (8,750) as of 01/2002 (values 12/2002 in brackets) with a total rated power of 5,300 MW (7,100). In the German group, 11,300 WTs (13,500) are included with 8,675 MW (11,850). The wind farms show a rated power of 72 MW (coast) and 10.3 MW (inland).

The levelling of wind energy feed in from groups of WTs at widely-spread sites, led to a smaller number of cumulative power values near 100% i.e. near 0% of the installed total power. The reduction of power fluctuations in WT groups, which are quantified in the following depiction of results, corresponded to these results.

Levelling of the Power Course in Widely-Spread WT Groups

The power course of individually considered WTs is, besides extreme weather conditions - e.g. the draught from low pressure areas - also determined through local events and individual plant behaviour, where strong fluctuations can be anticipated (diagram above).

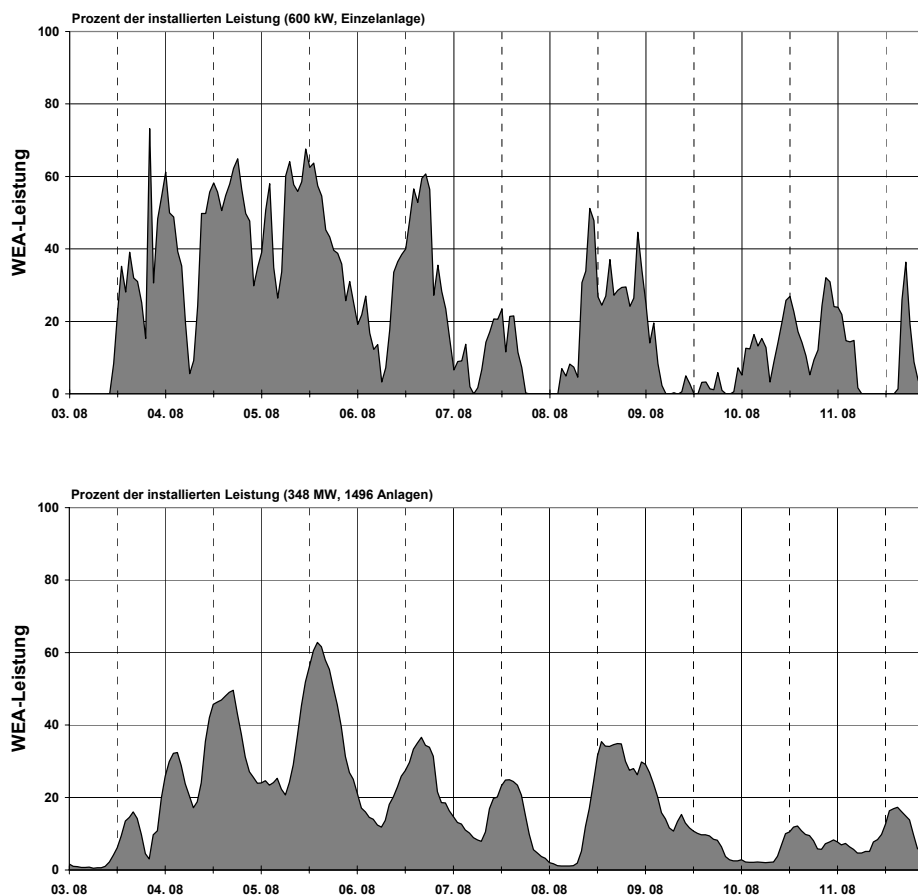
In large regional groups of wind turbines, short-term and local wind fluctuations are largely balanced out. The cumulative power course is effected through extreme weather conditions, especially in the summer months when warming of the atmosphere occurs, which leads to effects on the day's course (diagram below). Fluctuations of the cumulative power course have, nevertheless, comparatively lower gradients and can be satisfactorily predicted through special prognosis procedures.

Vergleichmäßigung des Leistungsverlaufs im großräumigen Anlagenverbund

Der Leistungsverlauf einzeln betrachteter Windenergieanlagen wird neben dem großräumigen Wettergeschehen - wie etwa dem Durchzug von Tiefdruckgebieten - auch durch lokale Gegebenheiten und das individuelle Anlagenverhalten bestimmt, wodurch starke Schwankungen hervorgerufen werden können (obere Abb.).

Im weiträumigen Verbund von Windenergieanlagen werden dagegen kurzfristige und lokale Windschwankungen weitgehend ausgeglichen. Der Summenleistungsverlauf ist durch das weiträumige Wettergeschehen geprägt, zu dem vor allem in den Sommermonaten auch Erwärmungsvorgänge der Atmosphäre gehören, die zu ausgeprägten Tagesgängen führen (untere Abb.). Diese Schwankungen des Summenleistungsverlaufs haben dennoch vergleichsweise geringere Steigungen und können durch geeignete Prognoseverfahren mit entsprechendem Aufwand zufriedenstellend vorhergesagt werden.

Abb. 34: Einzel- und Summenleistung von WEA im Vergleich



Leistungsänderungen im Stundenbereich

Die Leistungsdaten des Jahres 2002 wurden für zwei ausgewählte Windparkgruppen (Küste und Binnenland), für das Deutsche Verbundnetz und für die Versorgungsgebiete der Netzbetreiber E.ON Netz und RWE Energie AG als Verbundgruppe (E.ON+RWE) hinsichtlich der Schwankungen im Stundenraster analysiert.

Die Bandbreite der ermittelten Leistungsänderungen der 15 min. Mittelwerte innerhalb einer Stunde ist im Falle der Windparkgruppen erwartungsgemäß groß. Die Auswertung zeigt Variationen nahezu über den gesamten Leistungsbereich. Die dargestellten Häufigkeitswerte der Windparkgruppen sind insbesondere im Vergleich mit den Werten der Anlagen im großräumigen Verbund von Interesse, die im 1-Stunden-Fenster lediglich Leistungsvariationen in Höhe von 20% bzw. 24% der installierten Gesamtleistung aufweisen.

Abgesehen von der Schwankungsbreite ist der untenstehenden Abbildung auch zu entnehmen, dass diese mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 44% bzw. 50% bei den Windparkgruppen und 65% bei den Verbundgruppen das Leistungsniveau von einer Stunde zur nächsten bestehen bleibt (hierin sind auch Flautendauern eingeschlossen).

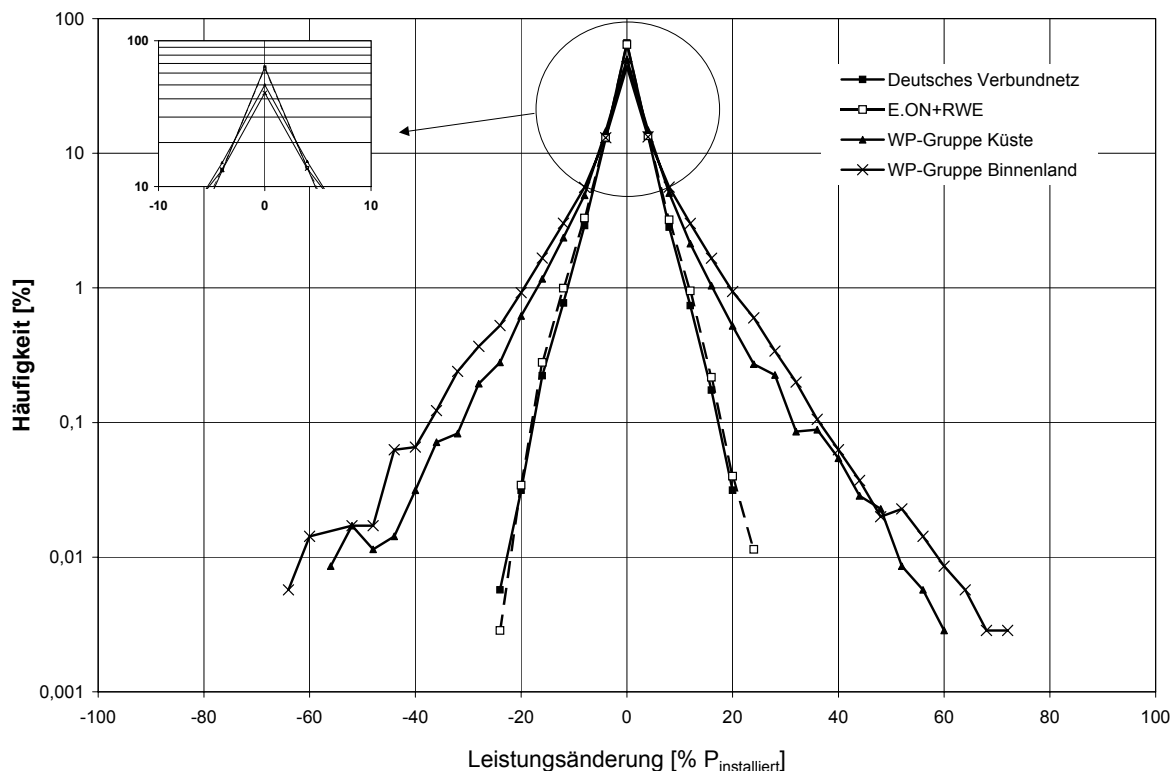
Power Changes in the Range of One Hour

The power data for 2002 was analysed for two selected wind farms (coast and inland) - for the German group and for the supply area of the mains operators E.ON Grid and RWE Energie AG as a group (E.ON + RWE), in regard to the fluctuations of 15 minute mean values for a time frame of 1 hour.

The extent of the documented power changes, in 15 minute average values within one hour, was as large as expected in the case of the wind farms. The evaluations show variations over almost the total power range. The gradients of the wind farms are of particular interest in comparison to the pertaining values of plants in widely spread regional groups, where power variations of 20% and 24% respectively of the installed total power are shown.

Apart from fluctuation levels, the diagram below also shows that the power level remains constant (calm periods included), from one hour to the next, with a probability of approx. 44% or 50% for wind farms and 65% for plant groups.

Abb. 35: Häufigkeit von Leistungsänderungen im 1-Stunden-Raster (15 min Mittelwerte)



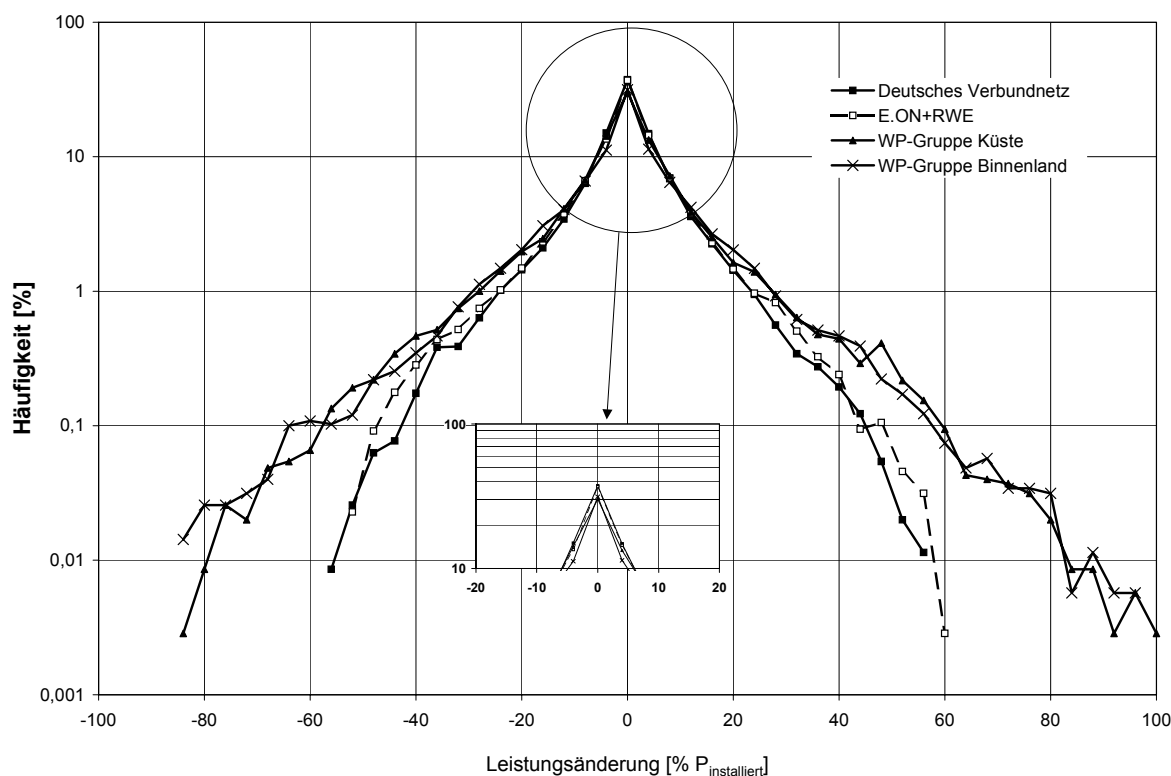
Power Changes in Four Hour Periods

The course of total WT power output in Germany, over several hours, is important e.g. for the management of conventional power plants. The statistical analysis of the gradients of the 15 min mean values for a time frame of 4 hours, for plant groups and also for the wind farm groups, resulted in frequency distribution of the relative power changes shown, in relation to the total installed power. These show that the fluctuations of the cumulative power (15 min. average values) of the plant group, from one 4-hour interval to the next, remained constant with a probability of nearly 40%.

Leistungsänderungen im 4-Stunden-Zeitraum

Der Zeitverlauf der WEA-Summenleistung in Deutschland über mehrere Stunden ist u. a. für die Einsatzplanung der konventionellen Kraftwerke von Bedeutung. Die statistische Analyse der Ganglinien der Verbundgruppen sowie der Windparkgruppen im 4-Stunden-Raster ergibt die dargestellten Häufigkeitsverteilungen der relativen, auf die installierte Gesamtleistung bezogenen Leistungsänderungen. Diese zeigen, dass die Summenleistung (15 min. Mittelwerte) der Verbundanlagen innerhalb von 4-Stunden-Intervallen mit knapp 40-prozentiger Wahrscheinlichkeit konstant bleibt.

Abb. 36: Häufigkeit von Leistungsänderungen 4-Stunden-Raster (15 min Mittelwerte)



Leistungsdauer

In Leistungsdauerkurven wird in übersichtlicher Form die Anzahl der Jahresstunden dargestellt, während der die installierte Leistung eines Stromerzeugers (z.B. eines Kraftwerks oder in diesem Fall des Verbunds aus Windenergieanlagen) zur Verfügung steht bzw. Anteile dieser installierten Leistung verfügbar sind. Der Kurvenverlauf, dessen Integral der Jahresenergielieferung entspricht, ist von der Höhe des Windenergieangebots und insbesondere auch von dessen Verteilung über dem Gebiet der installierten WEA abhängig.

So wurden für das deutsche Verbundnetz während ca. 4000 Stunden des Jahres mindestens 13,5 Prozent der installierten WEA-Leistung (1.380 MW) erreicht. Auffällig ist, dass alle drei Leistungsdauerlinien im Gegensatz zu früheren Jahren einen fast gleichen Verlauf aufweisen. Der Grund dafür liegt wahrscheinlich in den im Jahr 2002 vergleichsweise besseren Windverhältnissen im Binnenland gegenüber dem Küstenbereich.

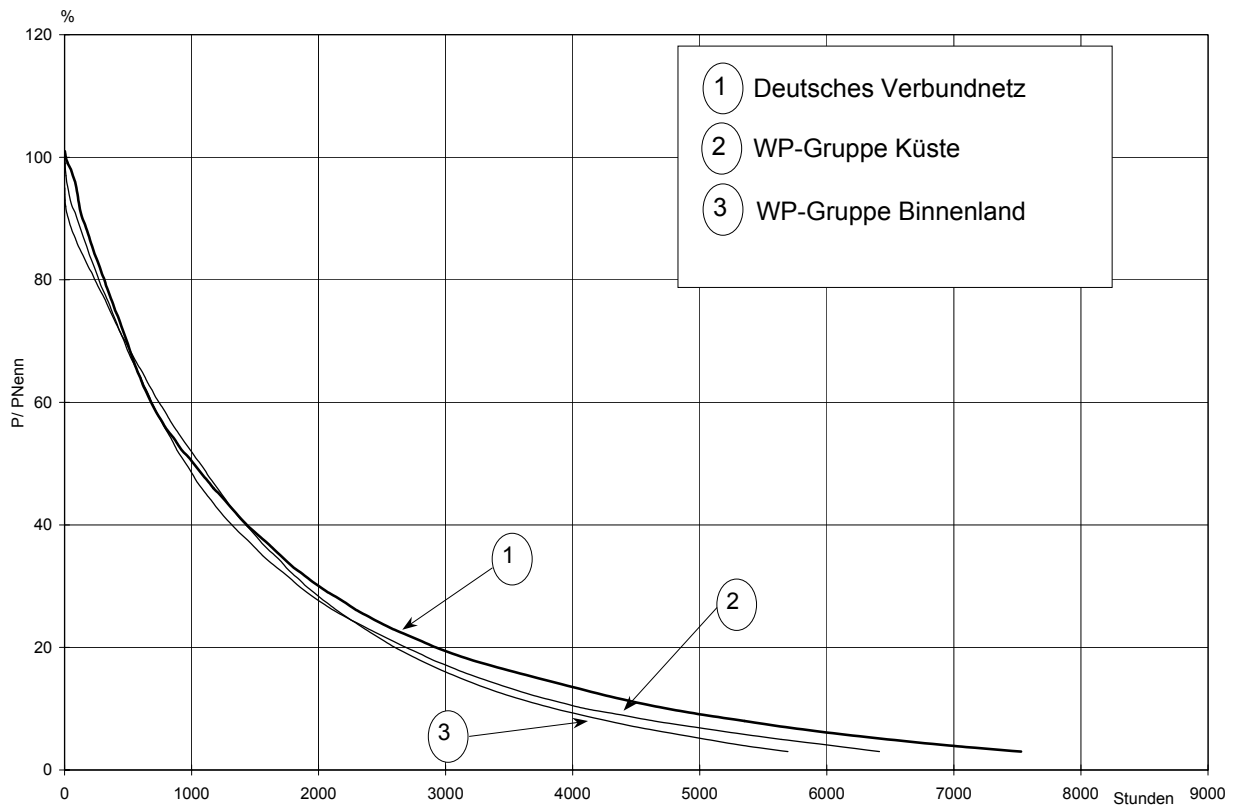
Bei der Darstellung wurden Leistungen kleiner 3% der installierten Nennleistung nicht berücksichtigt.

Power Duration

In power duration curves, the numbers of annual hours are clearly presented, during which the installed power of an electricity generator (e.g. a power plant or in this case a group of wind turbines) is available, i.e. parts of this installed capacity are useable. The course of the curves, which is integral to the annual energy production, is dependent on the level of wind energy available and particularly on the distribution over the area of the installed WT.

For the German network, at least 13.5% of the installed WT capacity (1,380 MW) was achieved during approx. 4,000 hours of the year. The inland wind farm group demonstrated a similar course to the network group. The coastal wind farm group, however, achieved a clearly better power duration curve in the upper power range than the other groups. Amounts less than 3% of the installed rated power were not considered in the depiction.

Abb. 37: Leistungsdauerlinien von WEA im Verbund



Reliability

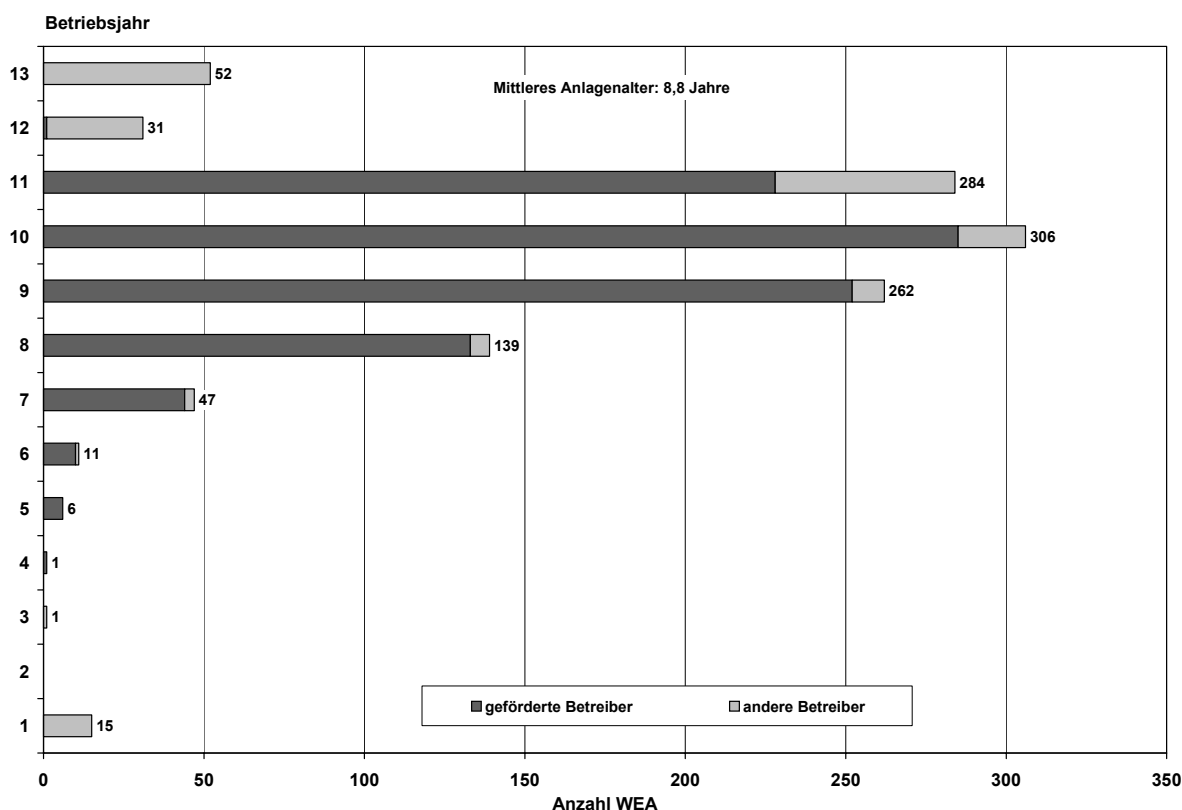
Around 3,800 reports concerning maintenance and repair measures were submitted to ISET for evaluation in 2002, from 908 turbines. These turbines are now almost 9 years old on average, the oldest plants have been operating for over 12 years. The operators of 17 wind turbines, which were not funded through the "250 MW Wind Programme", were willing to submit reports on a voluntary basis and their results were included in the 2002 evaluations. In addition, almost 180 operators, who have already completed their compulsory reporting for the funding programme, were prepared to continue cooperation. The effort required for plant maintenance is documented in the tables concerning all maintenance measures carried out and the list of replaced main components. Since the beginning of the programme, one or more replacement measure to main components was documented by a total of 546 WTs. The rotor blades had to be completely replaced in 310 cases (from a total of 1,574 WTs, including those no longer observed or operating). The replacement of generators was reported in 278 cases. The expected long-term trend towards more frequent failure of WTs with increasing operational age has not yet been noted in the WMEP, while over 30% of the plants in the WMEP are already older than 10 years.

3.6 Anlagenzuverlässigkeit

Im letzten Jahr gingen im ISET rund 3.800 Berichte über Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten an 908 Anlagen zur Auswertung ein. Die Anlagen sind inzwischen fast 9 Jahre alt, die ältesten Anlagen sind seit über 12 Jahren in Betrieb. 17 Windenergieanlagen, deren Betreiber zwar keine Förderung durch das "250 MW Wind" - Programm erhalten, aber dennoch bereit sind auf freiwilliger Basis zu berichten, konnten 2002 zusätzlich in die Auswertungen aufgenommen werden. Außerdem sind fast 180 Betreiber, deren Berichtspflicht aus dem Förderprogramm bereits erloschen ist, bereit weiterhin mitzuwirken.

Hinsichtlich des Aufwands, der für die Instandhaltung der Maschinen erforderlich ist, geben die Darstellung der gesamten Wartungsmaßnahmen und die Auflistung der Tauschmaßnahmen von Hauptkomponenten einen guten Überblick. Seit Beginn des Programms wurden für insgesamt 546 WEA eine oder mehrere Tauschmaßnahmen von Hauptkomponenten dokumentiert, darunter in 310 Fällen (bei insgesamt 1574 WEA, inkl. der bereits wieder ausgeschiedenen Anlagen) der Tausch der kompletten Rotorblattsätze und in 278 Fällen der Tausch der Generatoren.

Der langfristig zu erwartende Trend einer signifikant wachsenden Schadenshäufigkeit mit zunehmender Betriebszeit der Anlagen lässt sich bis jetzt im WMEP noch nicht feststellen. Dabei sind über 30% der im WMEP beobachteten Anlagen bereits älter als 10 Jahre.

Abb. 38: Betriebsalter der WEA im WMEP

Technische Verfügbarkeit

Der nachfolgenden Darstellung liegen einige Definitionen in Anlehnung an die "Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft" der VDEW zugrunde:

Die **"Nennzeit"** ist die gesamte zusammenhängende Berichtszeitspanne. Für den Windenergie Report 2003 beginnt sie mit dem 1.1.2002 und endet am 31.12.2002.

Die **"Nichtverfügbarkeitszeit"** ist die Zeitspanne, in der eine Anlage nicht funktionsfähig war. Sie setzt sich aus einem planmäßigen Anteil (Wartungsarbeiten) und einem außerplanmäßigen Anteil (Störungen, Schäden) zusammen.

Als **"Technische Verfügbarkeit"** wird das prozentuale Verhältnis von Verfügbarkeitszeit zu Nennzeit bezeichnet.

Die **"Durchschnittliche Nichtverfügbarkeitszeit"** pro WEA ist der Quotient der Summe aller Nichtverfügbarkeitszeiten dividiert durch die Anlagenzahl der betrachteten WEA-Gruppe.

Zu 247 Anlagen liegen für das Jahr 2002 keine Meldungen über durchgeführte Wartungs- oder Instandsetzungsmaßnahmen vor. Die Spalte "WEA mit Bericht" enthält daher nur solche Anlagen, von denen entweder Wartungs- und Instandsetzungsberichte oder schriftliche Bestätigungen über störungsfreien Betrieb vorliegen. Alle folgenden Angaben beziehen sich nur auf diese WEA.

Viele der im WMEP vertretenen Anlagen konnten ihre guten Verfügbarkeitszeiten aus den vorausgegangenen Jahren 2002 nicht erreichen. Bezogen auf die Nennzeit errechnet sich eine technische Verfügbarkeit von nur 97,6 Prozent, woraus sich eine durchschnittliche Nichtverfügbarkeitszeit von etwa 8 Tagen (197 Stunden) pro WEA ergibt.

Durch die Gruppierung in Altersklassen soll die technische Verfügbarkeit der WEA in Abhängigkeit vom Alter der Anlagen verdeutlicht werden. Bislang ist mit zunehmender Betriebsdauer keine erhöhte Ausfallzeit zu erkennen.

Technical Availability

The following table is based on the 'Definition of Terms in the Energy Industry' by the VDEW:

'Nominal period' is the complete period covered by the report. For the Wind Energy Report 2003, the nominal period commenced on 1-1-2002, and ended on 31-12-2002.

'Period of non-availability' is the period during which a plant is not functioning. This can be scheduled downtime (maintenance) or unscheduled downtime (malfunction, failure).

'Technical availability' is the period of availability over the nominal period, in percent form.

'Average technical non-availability' divides the total period of non-availability by the number of considered turbines.

For 247 WTs, no information concerning maintenance or repair work performed was evident in 2002. In the column 'WT with report' only those plants are listed for which either 'Maintenance and Repair' sheets were sent in, or which were explicitly reported to be fault free. No other WTs were included.

Many of the WT models represented in the WMEP were unable to repeat their good availabilities again in 2002. Relative to the nominal period, an average technical availability of only 97.6% was achieved. This is equivalent to a technical non-availability of about 8 days (197 hours) per WT.

By dividing all WTs into age categories, the relationship between plant age and technical availability could be demonstrated. Until now, no higher plant failure frequency could be noted with growing plant age.

Tab. 14: Technische Verfügbarkeit

Anlagenalter [Jahre]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA-Anzahl mit Bericht	Summe Stillstandzeiten in 2002 [h]	Summe Nennzeiten in 2002 [h]	Technische Verfügbarkeit in 2002	Mittlere Nichtverfügbarkeit pro WEA [h]
1	15	13	758	113.880	99,3 %	58
2	-	-	-	-	-	-
3	1	1	44	8.760	99,5 %	44
4	1	-	-	-	-	-
5	6	6	2.452	52.560	95,3 %	409
6	12	10	2.378	83.184	97,1 %	238
7	47	41	10.106	359.160	97,2 %	246
8	139	121	34.112	1.059.432	96,8 %	282
9	262	215	43.469	1.883.400	97,7 %	202
10	306	264	52.574	2.311.824	97,7 %	199
11	284	208	27.876	1.286.352	97,8 %	134
12	30	14	3.796	122.640	96,9 %	271
13	52	15	1.189	131.400	99,1 %	79
Summe	1.155	908	178.754	7.412.592	97,6 %	197

Age Dependent Reliability

WTs are generally constructed to operate for a period of 20 years. No statements can be made concerning the actual life expectancy of modern WTs, as no operational experience of such length is yet available. Increases in the frequency of damages (expressed through the number of damages for each unit of time) with increasing operational age can, however, provide indications of the expected life span.

The downtimes of WTs reported in the WMEP, are caused by both planned regular maintenance and unforeseen malfunctions and repairs. The evaluations of the frequency of damages refer only to repairs. It is clear that the failure rates of WTs now installed have almost continually declined in the first operational years. This is true for the older turbines under 1,000 kW as well as for the megawatt turbines, whereby the repair of larger turbines is more frequent.

The principal development of malfunction frequency is well known in other technical areas, "teething problems" often mark the beginning of operation. This phase is generally followed by a longer period of occasional chance stoppages, before damages through wear and damage accumulation increase with operational age.

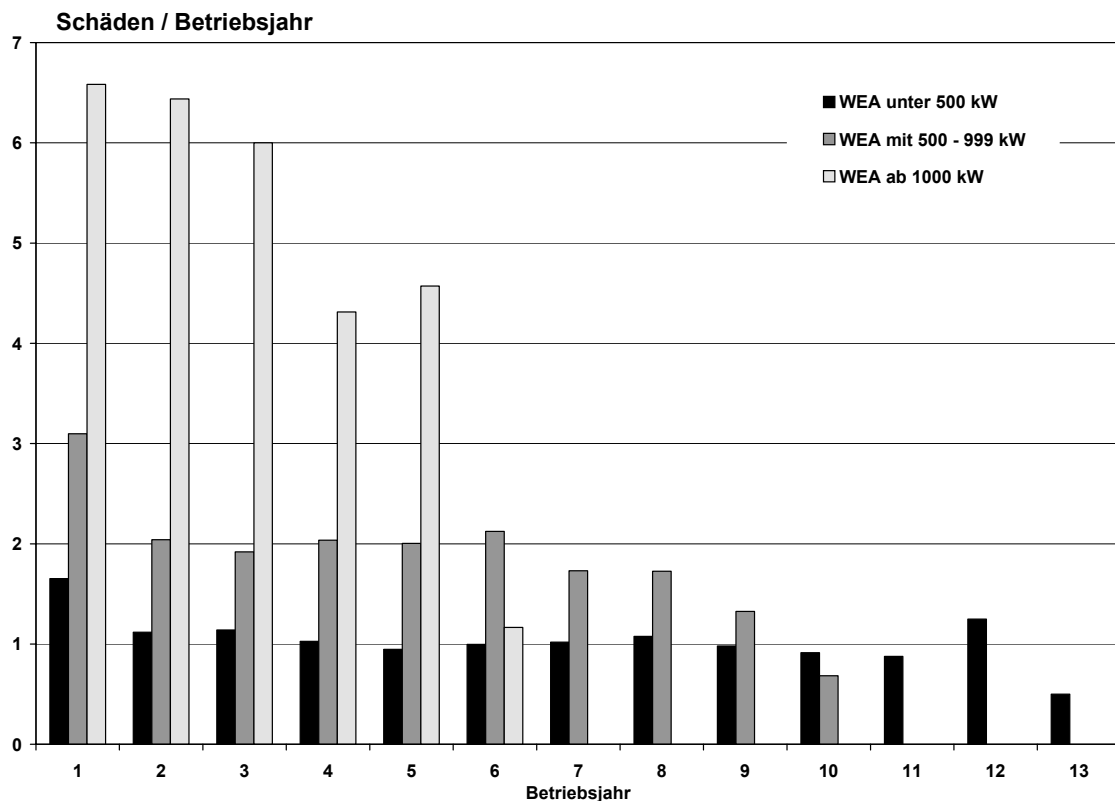
Altersabhängige Zuverlässigkeit

Windenergieanlagen werden im Allgemeinen für Betriebsdauern von 20 Jahren ausgelegt. Da bis heute keine so langjährigen Betriebserfahrungen vorliegen, kann über die tatsächlich zu erwartende Lebensdauer von modernen WEA noch keine abschließende Aussage getroffen werden. Eine zunehmende Schadenshäufigkeit (ausgedrückt durch die Anzahl von Schäden je Zeiteinheit) mit zunehmendem Betriebsalter würde aber schon heute Hinweise auf ein baldiges Erreichen der Lebensdauer geben.

Die im WMEP protokollierten Stillstandzeiten der Windenergieanlagen werden teils durch planmäßige Wartungsarbeiten, teils durch nicht vorhersehbare Störfälle und Reparaturen verursacht. Die Auswertung der Schadenshäufigkeit bezieht sich nur auf Reparaturen. Es wird deutlich, dass die Ausfallrate der heute installierten Anlagen in den ersten Betriebsjahren fast kontinuierlich abgenommen hat. Dies gilt sowohl für die älteren WEA unter 1000 kW als auch für die Megawatt-Anlagen, wobei die größeren Anlagen erheblich häufiger repariert werden mussten.

Die prinzipielle Entwicklung der Schadenshäufigkeit ist aus anderen Technikbereichen gut bekannt. Oft kennzeichnen "Kinderkrankheiten" den Beginn der Betriebszeit. Dieser Phase folgt im allgemeinen ein längerer Zeitraum mit gelegentlichen, zufälligen Ausfällen, bevor mit zunehmendem Betriebsalter die Schäden durch Abnutzung und Schadensakkumulation wieder zunehmen.

Abb. 39: Jährliche Anzahl von Schadensfällen bei WEA im WMEP



Störungsursachen

Wie in den Vorjahren ist der größte Teil der gemeldeten Störungen auf defekte oder lockere Bauteile sowie auf Fehlfunktionen der Anlagenregelungen zurückzuführen. Etwa 19% (Vorjahr 13%) der Störungen wurden durch die äußeren Einflüsse wie Sturm, Blitzschlag, Eisansatz und Netzausfall ausgelöst. Diese Erhöhung gegenüber dem Vorjahr ist vor allem auf die erhöhte Anzahl von Sturmschäden zurückzuführen, die sich vervierfacht hat (siehe [Kapitel 3.3](#)).

Da nicht für alle Anlagen-Fehlfunktionen oder Schäden die Ursachen ermittelt werden können, ist die Anzahl dieser Meldungen entsprechend kleiner als die Anzahl der Meldungen in den folgenden Darstellungen. Bei der Angabe der Anzahl von Meldungen ist außerdem zu beachten, dass in den ausgewerteten Berichten Mehrfachnennungen von Ursachen, Auswirkungen und instandgesetzten Bauteilen möglich sind.

Dem [Kap. 3.8](#) "Typenspezifische Auswertungen" sind weitere Darstellungen von Fehlerhäufigkeiten zu entnehmen.

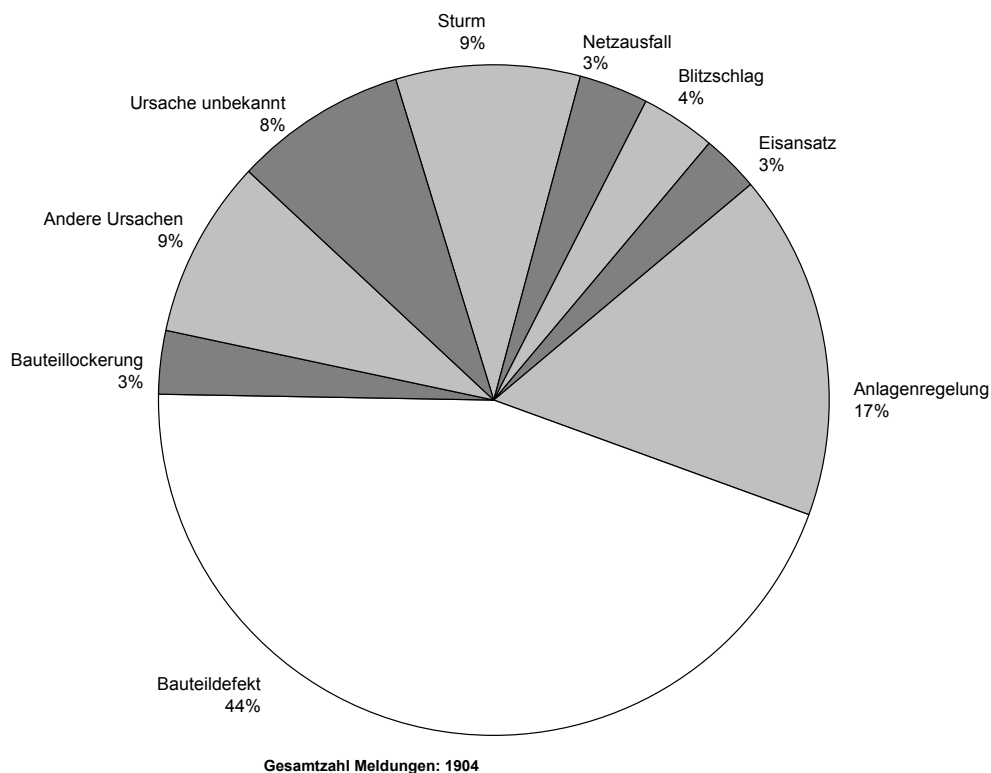
Causes for Failure

As in previous years, most of the reported causes for failure were based on defective or loose parts, and control system failure. About 19% (previous year 13%) of disturbances were caused by external influences, such as storms, lightning, icing and grid failure. The increase, in comparison to the preceding year, can be primarily traced to the increased amount of storm damage, which was four times greater (see Chapter 3.3).

As the reason for plant failure or damage cannot always be determined, the number of these reports is appropriately smaller than the number of reports in the following depiction. When considering the number of reports depicted, it should be taken into account that more than one cause, consequence and repaired component can be marked per report sheet.

Chapter 3.8 'Model Specific Evaluations' includes more details on the frequency of malfunction.

Abb. 40: Häufigkeitsanteile der Ursachen für Störungen



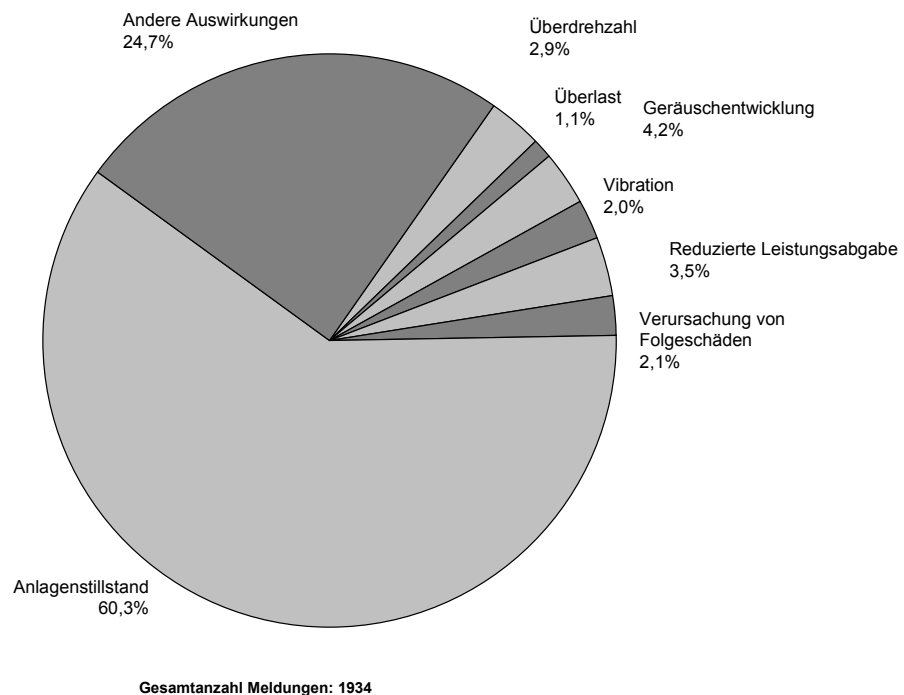
Consequences of Failure

Visible consequences of external and internal malfunctions occur in approx. 74% of the reported repairs. Most malfunctions continue to result only in automatic plant shutdown, thus avoiding follow-up damage. Usually, no major repair is required to resume operation after a shutdown caused externally. Internal causes for malfunction often have more severe consequences. It can be taken from the figures that the control systems' sensors are able to detect occurring problems in around 60% of cases and react accordingly. Other investigated consequences of failure are similarly proportioned to preceding years.

Störungsauswirkungen

Äußerlich feststellbare Auswirkungen nach externen und internen Störungen traten in ca. 74 Prozent der gemeldeten Instandsetzungen auf. Nach wie vor führt der weitaus größte Anteil von Störungen zum Anlagenstillstand, wodurch mögliche Folgeschäden vermieden werden. Bei Anlagenstillstand aufgrund externer Ursachen lassen sich die betroffenen Anlagen häufig mit geringem Aufwand wieder in Betrieb nehmen. Nach internen Störungsursachen sind die Auswirkungen allerdings in der Regel schwerwiegender.

Den Werten ist zu entnehmen, dass die Sensorik der Anlagenbetriebsführung rund 60 Prozent aller problematischen Situationen erkennt und entsprechend reagiert. Die übrigen beobachteten Störungsauswirkungen treten in sehr ähnlichen Verteilungen auf wie in den letzten Jahren.

Abb. 41: Häufigkeitsanteile der Störungsauswirkungen

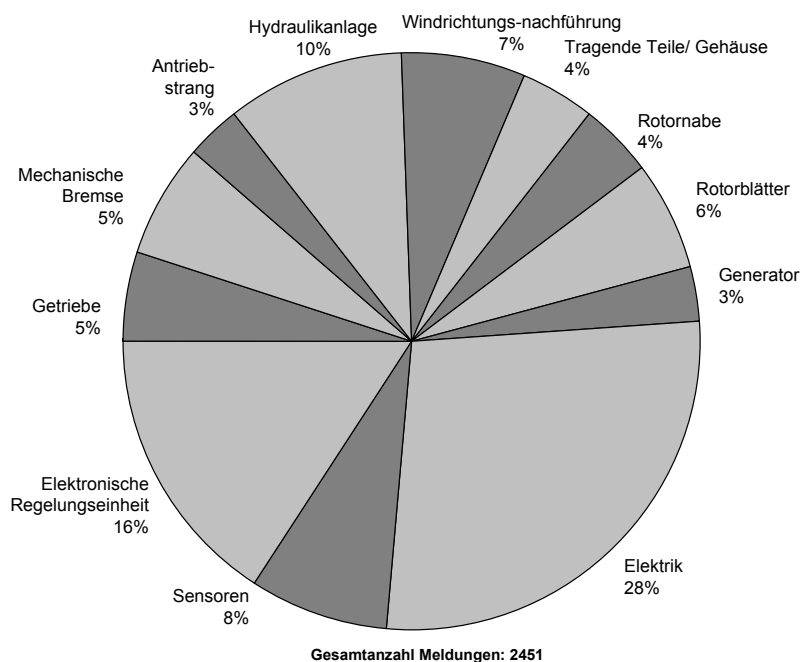
Störungsbehebung

In fast 2.500 Fällen wurde über Instandsetzungen von Bauteilen berichtet. Diese dokumentierten Instandsetzungsmaßnahmen wurden hinsichtlich der betroffenen Bauteile ausgewertet und entsprechenden Komponentengruppen zugeordnet. Wie in den vorangegangenen Jahren sind wieder in über der Hälfte der Fälle die elektrischen Komponentengruppen "Generator", "Elektrik" (Stromrichter, Sicherungen, etc.), "Sensoren" und die "Elektronische Regelungseinheit" betroffen. Die vollständige Übersicht aller Nennungen ist den Tabellen "Gesamtüberblick über Instandsetzungen und Hauptkomponententausch" auf den [folgenden Seiten](#) zu entnehmen.

Repairs

Repairs to components were reported in almost 2,500 cases. These documented repairs were evaluated and categorised with respect to the components involved. As in previous years, the electrical component groups 'Generator', 'Electrical System' (converters, fuses etc.), 'Sensors' and 'Electronic Control System' were affected in more than half the cases. A complete overview is given in the section "Overview: Repair and Replacement of Main Components".

Abb. 42: Häufigkeitsanteile der instandgesetzten Baugruppen



Meantime Between Failures (MTBF)

The previous evaluations show how frequently different component groups of wind turbines cause breaks in operation through failure. The stoppage rates of different component groups clearly vary. The term "Meantime Between Failures" (MTBF) is usually used to describe reliability, this outlines the average period between stoppages of a system or component.

All reports concerning repair, to the component group named, were evaluated in the figure below. The average period between two repair measures -the meantime between failures - could be calculated from the number of reports, the number of WTs and their operational periods.

In the depiction of the meantime between failures, it is clear that the electrical and electronic components of wind turbines fail more frequently. From the WTs included in the WMEP, components of the electrical and control systems fail every two or two and a half years on average. Damage to the drive train of a WT, in a purely statistical comparison, occurs more seldomly than every twenty years.

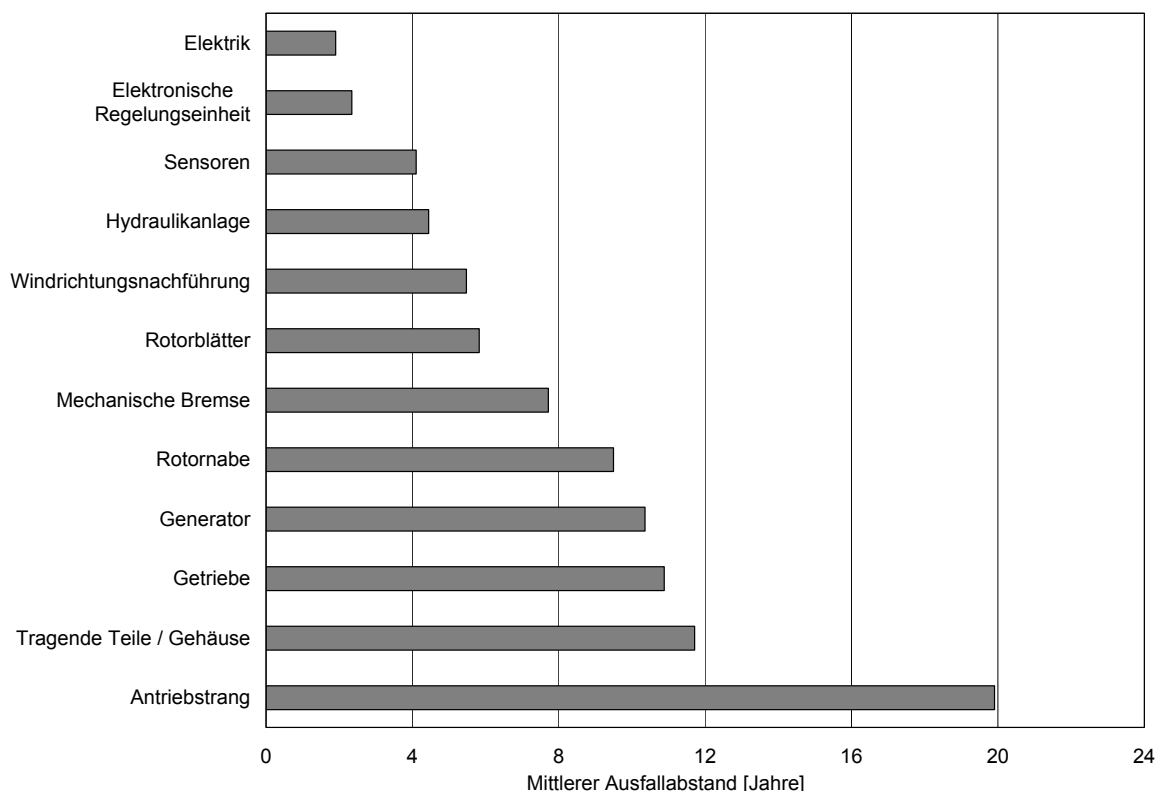
Mittlerer Ausfallabstand (MTBF)

Die vorangegangenen Auswertungen zeigen, wie häufig welche Baugruppen der Windenergieanlagen auf Grund von Störungen Betriebsunterbrechungen auslösen. Die Ausfallraten der Baugruppen sind offensichtlich sehr unterschiedlich. In der Technik wird zur Beschreibung der Zuverlässigkeit oft auch der englische Begriff der "Meantime between Failures" (MTBF) verwendet, der die durchschnittliche Zeitdauer zwischen den Ausfällen (Ausfallabstand) eines Systems oder einer Komponente beschreibt.

Für die Darstellung unten wurden alle Meldungen über Instandsetzungen hinsichtlich der genannten Baugruppen ausgewertet. Aus der Anzahl von Meldungen, der Anzahl von WEA und ihrer Betriebszeit ergibt sich rechnerisch ein mittlerer Zeitraum zwischen zwei Reparaturen, der sogenannte mittlere Ausfallabstand.

In der Darstellung des Mittleren Ausfallabstands wird deutlich, wie häufig die elektrischen und elektronischen Komponenten der Windenergieanlagen ausfallen. Bei den WEA im WMEP fallen Bauteile der Elektrik und der Regelung durchschnittlich alle zwei bzw. alle zweieinhalb Jahre aus. Schäden am Triebstrang einer WEA treten dagegen nach den bisherigen Erfahrungen rein statistisch nur alle 20 Jahre auf.

Abb. 43: Statistisch bestimmter mittlerer Zeitraum zwischen zwei Ausfällen



Mittlere Ausfallzeit

Die Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen bzw. ihrer Komponenten wird nicht nur an ihrer Fehlerhäufigkeit bemessen, sondern auch an der Zeitdauer, die bis zur Wiederherstellung der Funktionalität benötigt wird.

Die Berichte im WMEP über Instandsetzungsmaßnahmen beziehen sich nicht immer auf einzelne Baugruppen, da oft Reparaturen an mehreren Baugruppen gleichzeitig erforderlich sind. Im Nachhinein ist es daher oft nicht möglich nachzuvollziehen, welcher der Schäden die Länge der Ausfallzeit verursacht hat. Die hier genannten Ausfallzeiten sind aufgrund dieser möglichen Doppelnennungen etwas unscharf.

Dennoch ist deutlich erkennbar, dass die seltenen Ausfälle des Triebstrangs jeweils sehr lange Ausfallzeiten nach sich ziehen. Die relativ häufigen Ausfälle von Elektrik und Regelung werden dagegen durch die kurzen Ausfallzeiten der Anlagen relativiert. Diese Relativierung wird noch unterstützt durch die mit dem Ausfall der Großkomponenten verbundenen höheren Reparaturkosten.

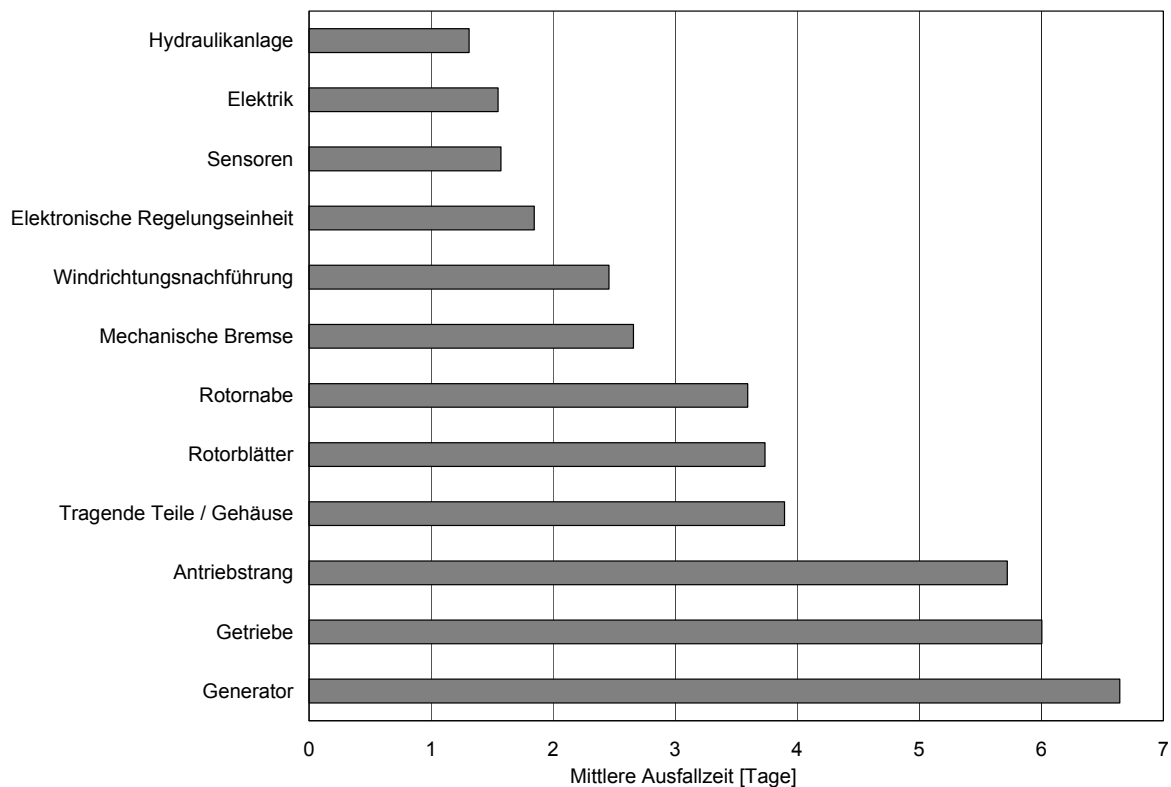
Average Downtime

The reliability of wind turbines or their components is not only measured by the frequency of failure, but also by the period of time required to return to functional operation.

Reports concerning repair measures do not only relate to individual components, as simultaneous repairs to a number of components are often necessary. It is not always possible to determine in retrospect which of the component failures caused the period of downtime. The periods of downtime mentioned here are somewhat unclear, due to the possible double entries.

Nevertheless, it is clear that the more seldom failure of the drive train usually results in very long periods of downtime. The relatively frequent failures of the electrical and control systems are qualified with comparatively short downtimes for wind turbines. Higher repair costs are also associated with the failure of large components.

Abb. 44: Ausfallzeit der WEA nach Schäden an den Baugruppen



Overview: Repair and Replacement of Main Components

The following tables include - for each rated power class - information from all Maintenance and Repair Reports submitted in 2002, concerning repairs carried out. The number of occurrences in each category is listed. Please note, that in addition to the main component group (e.g. rotor hub) the individual components (e.g. hub body) might be listed separately, where the operator was able to deliver the appropriate information. The resulting sums may include occasional multiple entries.

To assess the long-term reliability of WTs, special attention is given to the replacement of main components. This usually indicates very severe damage (e.g. after being struck by lightning). Occasionally manufacturers must replace a whole series of rotor blades or generators for a specific WT model, because design faults became obvious. In these cases, the manufacturer covers repair costs.

Gesamtüberblick über Instandsetzungen und Hauptkomponententausch

Die folgenden Tabellen enthalten - nach WEA-Leistungsklassen gruppiert - die Angaben aus sämtlichen 2002 erfassten Wartungs- und Instandsetzungsberichten (W&I-Berichte) zu durchgeführten Instandsetzungen. Aufgeführt ist jeweils die Anzahl der Nennungen innerhalb der vorgegeben Rubriken. Dabei ist zu beachten, dass zusätzlich zur Baugruppe (z.B. Rotornabe) die Einzelkomponenten (z.B. Nabenkörper) genannt werden können, soweit dem Betreiber genauere Informationen vorliegen. Summenbildungen unterliegen daher immer dem Vorbehalt, dass Mehrfachnennungen möglich sind. Zur Beurteilung der langfristigen Zuverlässigkeit der Windenergieanlagentechnik wird bei der Auswertung der Instandsetzungsmaßnahmen ein besonderes Augenmerk auf den Tausch von Hauptkomponenten gelegt. Wird ein solcher Austausch notwendig, liegt in der Regel ein besonders schwerer Schaden (z. B. nach einem Blitzschlag) vor. Gelegentlich wurden von den Herstellern auch ganze Serien von Rotorblattsätzen oder Generatoren eines Anlagentyps aufgrund nachträglich erkannter Konstruktions- oder Produktionsmängel ausgetauscht. In diesen Fällen werden die Kosten meist vom Hersteller getragen.

Tab. 15: Meldungen über Instandsetzungen 2002

Leistungsklasse [kW]	1 - 70	71 - 140	141 - 210	211 - 280	281 - 350	351 - 420	421 - 490	491 - 560	561 - 630	631 - 700	771 - 840	841 - 1000	1001 - 1500	1501 - 2000	Summe
Anlagen im WMEP	148	236	176	176	130	6	45	157	51	2	4	5	11	8	1.155
WKA mit Berichten	96	171	137	154	100	6	43	132	42	2	4	4	9	8	908
Störungsursachen															
Sturm	18	31	15	35	31	1	5	24	4	0	0	0	5	0	169
Netzausfall	1	4	6	12	19	0	7	10	6	0	0	0	1	0	66
Blitzschlag	10	12	10	16	6	0	2	7	6	0	0	0	0	0	69
Eisansatz	1	1	21	7	5	0	1	9	3	0	0	0	1	0	49
Fehlfunktion der Anlagenregl.	14	23	39	57	45	2	15	54	22	0	2	5	40	3	321
Bauteilverschleiß o. -defekt	50	68	91	145	108	3	33	222	50	3	7	14	23	34	851
Bauteil locker	5	13	3	5	1	0	6	12	5	0	1	0	2	1	54
Andere Ursachen	7	14	13	20	25	2	12	42	19	1	3	1	5	3	167
Ursache Unbekannt	5	17	9	41	20	2	7	34	9	0	1	3	9	1	158
Störungsauswirkungen															
Überdrehzahl	10	24	1	10	5	0	3	0	2	0	1	0	1	0	57
Überlast	0	6	4	9	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	21
Geräusche	9	17	7	10	2	0	2	11	3	1	0	1	0	1	64
Vibrationen	4	4	5	4	7	1	0	9	1	0	1	0	3	0	39
Red. Leistungsabgabe	1	12	12	8	5	0	0	25	2	0	0	0	2	1	68
Folgeschäden	5	5	4	2	3	1	0	18	3	0	0	0	0	0	41
Anlagenstillstand	71	100	120	204	182	3	57	261	70	2	9	14	67	6	1166
Andere Defekte	14	32	53	93	48	5	24	110	40	2	4	8	12	33	478
Störungsbehebung															
Rotornabe	4	11	2	6	0	0	1	18	1	0	0	1	1	0	45
Nabenkörper	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3
Blattverstellung	2	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Blattlager	1	3	2	3	0	0	1	8	1	0	0	0	0	0	19
Sonstiges	1	4	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	15
Rotorblätter	6	35	22	35	23	4	9	42	13	0	1	8	7	5	210
Blattverschraubung	3	9	7	7	7	2	1	6	5	0	1	0	3	0	51
Blattkörper	1	6	5	8	12	1	4	24	2	0	0	4	3	4	74
Aerodynamische Bremsen	0	15	9	17	2	0	3	4	1	0	0	0	1	0	52
Sonstiges	2	5	1	3	2	1	1	8	5	0	0	4	0	1	33

Meldungen über Instandsetzungen 2002 (Fortsetzung)

Leistungsklasse [kW]	1 - 70	71 - 140	141 - 210	211 - 280	281 - 350	351 - 420	421 - 490	491 - 560	561 - 630	631 - 700	771 - 840	841 - 1000	1001 - 1500	1501 - 2000	Summe
Störungsbehebung															
Generator	7	5	4	8	7	0	9	20	1	2	0	0	4	3	70
Wicklungen	1	0	1	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	9
Schleifring/Bürsten	0	1	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	6
Lager	1	3	1	3	1	0	0	3	0	0	0	0	2	2	16
Sonstiges	5	1	2	5	6	0	8	6	1	2	0	0	2	1	39
Elektrik	32	47	90	96	104	3	41	168	26	0	5	8	25	28	673
Stromrichter	5	5	4	4	14	0	1	16	1	0	0	0	5	1	56
Sicherungen	9	10	14	20	27	0	4	25	4	0	1	1	5	1	121
Schütze/Schalter	10	11	23	32	29	0	7	35	4	0	2	1	5	7	166
Leitungen/Anschlüsse	5	5	8	13	9	3	7	27	1	0	0	1	5	5	89
Sonstiges	3	16	41	27	25	0	22	65	16	0	2	5	5	14	241
Geber	16	24	23	40	14	2	5	34	14	0	1	3	5	11	192
Anemometer/Windfahne	4	10	9	15	4	2	2	14	4	0	1	0	1	2	68
Rüttelschalter	2	0	2	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	7
Temperatursensor	0	0	3	6	1	0	1	4	4	0	0	1	2	1	23
Öldruckschalter	2	0	2	6	2	0	0	1	1	0	0	1	0	0	15
Leistungswandler	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Drehzahlwandler	4	11	1	4	2	0	1	7	0	0	0	0	0	7	37
Sonstiges	4	3	6	9	3	0	1	6	5	0	0	1	2	1	41
Elektronische Regelungseinheit	15	41	55	72	36	2	25	88	24	1	4	8	10	8	389
Regelungsbaugruppe	7	24	28	29	19	0	15	45	14	1	1	3	6	2	194
Relais	4	6	3	4	4	0	0	10	0	0	1	1	0	0	33
Meßkabel/Anschlüsse	2	8	16	1	3	1	4	12	2	0	0	2	0	6	57
Sonstiges	2	3	8	38	10	1	6	21	8	0	2	2	4	0	105
Getriebe	6	9	14	10	18	0	2	33	17	1	1	3	1	3	118
Lager	0	0	3	0	1	0	1	3	2	0	0	0	0	0	10
Zahnräder	1	0	2	0	3	0	0	2	2	0	0	0	0	0	10
Getriebewelle	0	0	2	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	5
Dichtungen	2	3	2	3	1	0	0	4	2	0	1	0	1	0	19
Sonstiges	3	6	5	7	12	0	1	24	9	1	0	3	0	3	74
Mechanische Bremsen	14	31	15	26	19	3	10	18	19	0	0	2	0	0	157
Brems Scheiben	0	1	0	2	0	1	0	2	2	0	0	0	0	0	8
Bremsbeläge	5	16	10	14	10	2	4	9	8	0	0	0	0	0	78
Bremssattel	2	4	3	5	2	0	3	4	2	0	0	1	0	0	26
Sonstiges	7	10	2	5	7	0	3	3	7	0	0	1	0	0	45
Antriebsstrang	7	7	5	20	7	4	1	11	5	1	0	2	1	0	71
Rotorlager	0	0	0	3	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	6
Antriebswelle	1	0	0	2	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	11
Kupplung	3	7	5	12	7	4	1	2	1	1	0	1	1	0	45
Sonstiges	3	0	0	3	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	9
Hydraulikanlage	4	11	36	32	26	1	27	46	22	1	4	0	18	20	248
Hydraulische Pumpen	1	3	4	2	9	0	2	8	7	1	0	0	6	3	46
Pumpenantrieb	0	0	1	0	3	1	0	5	0	0	0	0	5	1	16
Ölventile	1	2	2	3	0	0	1	10	4	0	0	0	4	4	31
Hydraulische Leitungen	1	2	5	6	0	0	8	10	2	0	1	0	1	2	38
Sonstiges	1	4	24	21	14	0	16	13	9	0	3	0	2	10	117
Windrichtungsnaführung	10	22	39	18	23	0	6	37	9	0	0	0	5	0	169
Azimutlager	1	1	4	1	2	0	1	4	1	0	0	0	0	0	15
Antriebsmotor	2	5	10	3	7	0	1	11	3	0	0	0	2	0	44
Zahnkranz/Ritzel	4	4	6	0	3	0	0	2	1	0	0	0	0	0	20
Sonstiges	3	12	19	14	11	0	4	20	4	0	0	0	3	0	90
Tragende Teile/Gehäuse	5	11	20	11	10	0	5	27	3	0	0	3	2	2	99
Fundament	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	3
Turm/Turmverschraubung	1	2	3	3	1	0	0	4	1	0	0	0	0	0	15
Gondelrahmen	0	0	1	0	1	0	0	6	0	0	0	0	1	0	9
Gondelverkleidung	1	6	5	1	3	0	0	1	2	0	0	1	0	1	21
Leiter/Aufstieg	0	0	1	2	0	0	2	3	0	0	0	0	0	0	8
Sonstiges	3	2	9	5	5	0	3	12	0	0	0	2	1	1	43
Summe	126	254	325	374	287	19	141	542	154	6	16	38	79	80	2441

Tab. 16: Hauptkomponententausch

Typgruppen	WEA im WMEP		Gondel		Blattsatz		Nabe		Getriebe		Generator		Gierantrieb		Turm		Schaltschr.		Netztrafo	
	ges.	mit Tausch	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02	ges.	'02
AEE Peters PG 10	6	2	-	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-
AN Bonus 1 MW	3	3	-	-	3	3	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN Bonus 100/150	75	13	-	-	2	-	-	-	3	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN Bonus 300	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN Bonus 450	42	18	-	-	7	-	-	-	1	-	11	1	1	-	-	-	2	2	1	-
AN Bonus 600	5	2	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Adler	7	4	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-
Aeroman	13	1	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
DAN mark	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enercon E 16/17/18	108	25	1	-	11	1	1	-	2	-	18	-	3	-	-	-	3	-	1	1
Enercon E 30	7	2	1	1	-	-	2	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Enercon E 32/33	135	79	3	-	36	-	1	-	53	5	31	5	17	1	4	-	-	-	-	-
Enercon E 40	76	49	12	4	61	7	11	5	-	-	15	1	8	2	-	-	11	1	2	-
Enercon E 66	6	2	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Euroturbine ET 550	5	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Fuhrlander astOs 100	10	1	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuhrlander astOs 250	8	3	-	-	1	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuhrlander astOs 30	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GET 41	7	2	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
GET Danwin 27	8	4	-	-	-	-	-	-	3	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-
HAWI	3	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
HM H-Rotor 300	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HM H-Rotor 60	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSW 1000	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSW 250	70	51	1	-	22	-	1	-	3	1	47	1	1	-	1	-	4	-	1	-
HSW 30	11	3	2	-	2	-	1	-	2	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Hüllmann FHW 100	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Jacobs 500/600	4	2	-	-	5	-	-	-	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kano-Rotor 30	23	2	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Krogmann 15	49	25	-	-	6	1	-	-	-	-	27	1	1	-	1	-	1	-	1	-
LMW 10	2	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LMW 2500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lagerwey LW 11	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lagerwey LW 15/18	90	42	4	-	38	2	25	1	1	-	10	1	6	2	-	-	1	-	1	-
Lagerwey LW 27/30	12	8	-	-	4	-	4	-	1	-	12	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Micon M 1500	9	4	-	-	2	-	-	-	4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Micon M 300	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Micon M 450/530/570	48	19	-	-	7	-	1	-	8	1	6	1	3	-	-	-	1	-	-	-
Micon M 700/750	36	8	-	-	3	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
NEG Micon NM 1500	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NEW 100	8	4	1	-	2	-	-	-	1	-	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-
NedWind 40/43/44	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noah	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordex N 27/29	47	12	-	-	9	-	-	-	3	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordex N 52/54	5	5	-	-	9	1	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Nordtank NTK 150	25	7	-	-	1	-	1	-	1	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordtank NTK 300	37	9	-	-	-	-	1	-	9	-	2	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Nordtank NTK 500	20	5	-	-	4	-	-	-	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seewind 110/132	43	9	-	-	3	1	-	-	6	-	3	-	1	-	-	-	1	-	-	-
Südwind N 3127	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Südwind N 710	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Südwind N 715	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Südwind Serie 1200	32	6	-	-	4	-	-	-	1	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 1.5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 150/250	21	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 300	4	1	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 45/60/80	64	5	1	-	2	-	1	-	2	-	1	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 500/600	49	21	-	-	4	-	1	-	7	-	30	-	5	-	-	-	-	-	-	-
Ventis 20-100	47	14	3	-	11	-	-	-	3	-	5	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Vestas V 17/20	11	2	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vestas V 25/27/29	102	21	-	-	5	-	-	-	13	1	-	-	-	-	-	-	3	-	10	-
Vestas V 39/42/44/47	47	31	-	-	32	-	-	-	3	1	10	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Vestas V 63/66	9	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
WKA Dülmen DWA	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WKZ elektrOmat	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WTN 200	19	2	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wenus Inventus	18	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind World W 2500/2700	38	9	-	-	3	-	-	-	6	1	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Wind World W 4100	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	1574	546	32	5	310	16	57	8	155	13	278	14	63	5	6	0	35	3	20	1

3.7 Wirtschaftlichkeit

Der Betrieb von Windenergieanlagen zur privaten und gewerblichen Stromerzeugung ist mit Kosten verbunden, die vom Betreiber bzw. aus den Einnahmen der Projekte erbracht werden müssen. Die Kosten des Anlagenbetriebs sind sehr vielschichtig und variieren zwischen einzelnen Projekten zum Teil erheblich. Die erforderlichen Aufwendungen sind Voraussetzung für einen ordnungsgemäßen und zuverlässigen Anlagenbetrieb. Als Hauptkostenarten sind im Wesentlichen Ausgaben für Versicherungen, Pacht, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten, Wartungsverträge, Geschäftsführung, Fernüberwachung, Betriebspersonal, Betriebsstrom, Verbandsbeiträge und vor allem auch Kapitalkosten anzuführen.

Auf Grund der im Allgemeinen zweijährigen Gewährleistungszeit durch den Anlagenhersteller, werden bei der Betrachtung der spezifischen Kosten (außer Abb. 49 in "Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten") nur diejenigen Kosten berücksichtigt, die ab dem dritten Betriebsjahr anfielen. Dieser Datenbestand umfasst für 2002 insgesamt 1.379 WEA. Von diesen haben bereits 655 die Verpflichtung zur Teilnahme am WMEP erfüllt oder sind aus sonstigen Gründen (Havarie, Konkurs) aus dem WMEP ausgeschieden. Auf freiwilliger Basis werden die Daten von einigen Anlagen weiterhin zur Verfügung gestellt, so dass für die folgenden Auswertungen die Datenbasis insgesamt 919 Windenergieanlagen umfasst.

Der überwiegende Teil der Einnahmen beim Betrieb von Windenergieanlagen wird durch Erlöse aus dem Stromverkauf an Energieversorgungsunternehmen erzielt. Die Vergütungshöhe pro eingespeister Kilowattstunde (kWh) wird seit dem 1. April 2000 durch das "Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - (Erneuerbare Energien-Gesetz, EEG)" geregelt. Weitere Einnahmen beim Anlagenbetrieb können ggf. auch Betriebskostenzuschüsse des "250 MW Wind"-Programms, Zinseinnahmen o.ä. sein. Wird der erzeugte Windstrom ganz oder teilweise im eigenen Haushalt oder Betrieb des Betreibers selbst genutzt, können zusätzlich die hierdurch vermiedenen Strombezugskosten als Einsparungen verbucht werden. Bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen müssen diese Einspar-effekte mit berücksichtigt werden.

Alle für den WEA-Betrieb erforderlichen Aufwendungen werden regelmäßig von den Betreibern an das ISET gemeldet. Erträge aus Einspeisevergütungen sowie die vermiedenen Strombezugskosten werden auf Basis der jeweiligen Einspeisungs- und Bezugstarife sowie den gemeldeten monatlichen Zählerständen berechnet. In den nachfolgenden Auswertungen werden die gemeldeten Kosten als Durchschnittswerte für Wartungen, Instandsetzungen und Versicherungen, nach WEA-Leistungsklassen differenziert, dargestellt. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass nicht für jede Anlage jeweils alle Kostenarten, z. B. Versicherungsarten, Wartungsverträge etc. relevant sind. Daher beziehen sich die genannten durchschnittlichen Kosten jeweils auf nicht-identische Datenbestände. Eine Ermittlung der Gesamtkosten durch einfache Addition der jeweiligen Einzelposten ist daher nicht möglich.

Economics

The operation of WTs, in private and commercial power generation, results in costs that must be covered by the operators or from the income of the project. These costs are complex and vary significantly with different individual projects. The necessary expenditure is required for proper, reliable, and economic plant operation. Included in the main expenses are costs for insurance, lease, maintenance contracts, maintenance and repair, management, personnel, remote monitoring, operating power, membership contributions and especially repayment of capital. Because of the general two-year manufacturer's guarantee period, only the costs that eventuated from the third operational year were considered in the examination of incurred costs (except for Fig. 49). This data stock includes a total of 1,379 WTs for 2002. Of these, 655 have already fulfilled their obligations for participation in the WMEP or have been excluded from it for other reasons (e.g. accidents, bankruptcy). The data from some older plants continues to be made available on a voluntary basis, so that the database for these evaluations encompasses a total of 919 wind plants. Most intake from WT operation is through energy sales to utility companies. The amount of reimbursement per fed in kilowatt hour (kWh) has been regulated through the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act - EEG) since 1st April 2000. Where applicable, further income from plant operation can come through subsidies for operational costs, e.g. from the "250 MW Wind" programme, or interest revenue etc. Where WTs supply energy to the operators' own household or operation consumption, costs for energy purchase are avoided. These savings must be taken into account in economical calculations. All expenditures for WT operation are reported to ISET regularly. Returns from energy sales into the public grid, and savings from avoided energy purchases, are calculated from monthly meter readings and the related energy tariffs. The following evaluations give the average operational costs, for maintenance and repairs and insurance, differentiated by the WT power classes. In interpreting the depicted results, it should be taken into account that not every type of cost (e.g. insurance, maintenance contracts etc.) is relevant for every plant. Therefore, the average costs mentioned are calculated from data supplies that are not identical. Determination of the total costs, through simply adding the respective quantities, is therefore not possible.

Operational Costs

The purchase of a wind energy converter usually includes a two-year guarantee from the manufacturer, to cover damages or plant malfunction. After this period, costs for maintenance and repair become the responsibility of the operator. At the beginning of 2002, no turbines with an operational age of less than two years were registered in the WMEP.

The diagram shows the average of accumulated annual operational costs, differentiated by power class [€/kW]. The costs (refer to Appendix B - form sheets, operating costs) are reduced by the sum recovered from insurance. Costs for the WT's own energy consumption are considered in this form for the first time in this evaluation. Taxes and plant management costs are not included.

For WTs with 1,500 kW capacity, average annual operating costs of 16 €/kW i.e. around 24,000 € are incurred according to these evaluations. This value relates, with a purchase price of 1,500,000 € per plant, to an operating cost proportion of about 1.6%. Overall, a clear trend toward reduced specific operational costs can be observed with increasing plant size. Nevertheless, an increase in costs is evident in most power classes in comparison to data from the previous year (in brackets).

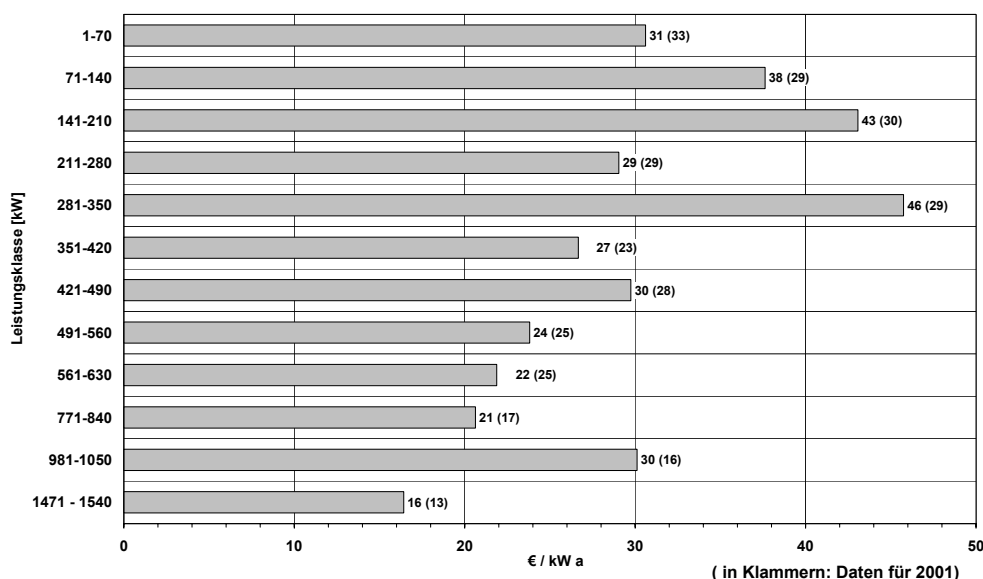
Betriebskosten

Mit dem Erwerb von Windenergieanlagen ist in der Regel eine zweijährige Gewährleistungsverpflichtung durch den Anlagenhersteller für auftretende Schäden oder Störungen an den Anlagen im Kaufpreis enthalten. Nach Ablauf der Gewährleistungsphase werden anfallende Kosten für Wartungen und Instandsetzungen nicht mehr vom Anlagenhersteller übernommen, sondern gehen zu Lasten der Betreiber. Zum Jahresbeginn 2002 waren keine Anlagen mit einem Betriebsalter von weniger als zwei Jahren im WMEP registriert.

Die Auswertung "Betriebskosten" zeigt die Mittelwerte der jährlichen Kosten als auf die Anlagenennleistung bezogene Größen [€/kW]. Die erhobenen Kosten (vgl. [Anhang B](#), Formblatt Betriebskosten) werden mit eventuellen Rückerstattungen aus Versicherungsfällen verrechnet. Strombezugskosten für den Energieeigenverbrauch sind in der vorliegenden Auswertung erstmalig in dieser Form der Auswertung berücksichtigt worden. Nicht enthalten sind in dieser Auswertung Steuern sowie Geschäftsführungskosten der Windenergieanlagen.

Für Windenergieanlagen mit 1.500 kW Nennleistung ergeben sich nach dieser Auswertung jährliche Betriebskosten von durchschnittlich 16 €/kW bzw. rund 24.000 € jährlich. Dieser Wert entspricht bei einem Anschaffungspreis von 1.500.000 € ab Werk einem Betriebskostenanteil von etwa 1,6%. Insgesamt ist ein deutlicher Trend zu reduzierten spezifischen Betriebskosten mit zunehmender Anlagengröße zu beobachten. Dennoch ist, im Vergleich zu den Vorjahresdaten (Angaben in Klammern), in den meisten Leistungsklassen ein Anstieg der Kosten zu verzeichnen.

Abb. 45: Durchschnittliche jährliche Betriebskosten pro kW installierter Leistung



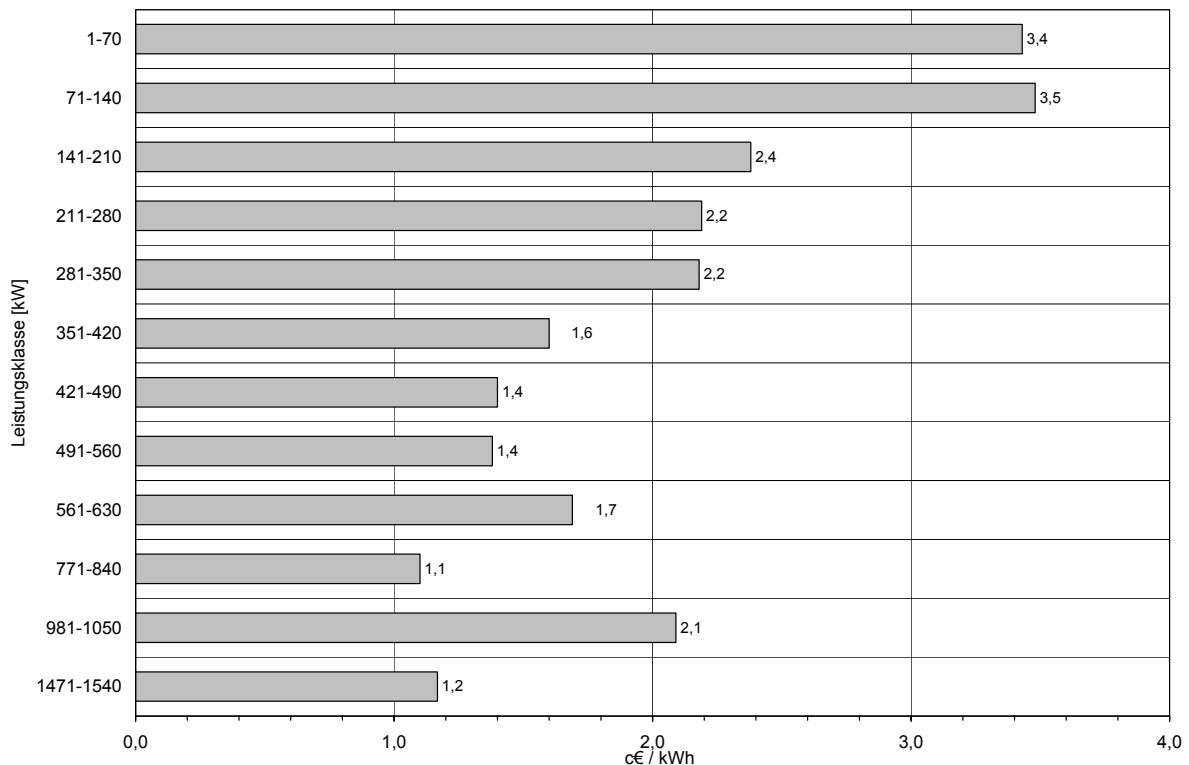
Betriebskosten und Jahresarbeit

Bezieht man die Betriebskosten der Windenergieanlagen in den einzelnen Leistungsklassen auf die von ihnen erbrachte Jahresarbeit so ergibt sich das folgende Bild: Die Betriebskosten bei "kleineren" Anlagen bis etwa 350 kW Nennleistung liegen im Mittel etwa zwischen 2 und 3,5 c€ pro erzeugter Kilowattstunde Windstrom. Bei Anlagen mit größeren Nennleistungen ab etwa 400 kW liegen die durchschnittlichen Betriebskosten zwischen etwa 1 und 2 c€ pro Kilowattstunde.

Operational Costs and Annual Energy Yield

When the operational costs of wind turbines in individual power classes are related to the annual energy yields produced by them, the following picture emerges: The operational costs of "smaller" turbines, of up to about 350 kW rated power, lay on average at between 2 and 3.5 c€ per generated kilowatt hour of wind power. In the case of turbines with greater rated powers, from around 400 kW, the average operational costs lay between around 1 and 2 c€ per kilowatt hour.

Abb. 46: Durchschnittliche jährliche Betriebskosten pro kWh Jahresarbeit



Insurance Costs

Most of the WTs in the WMEP, especially those in the middle to large size group, are insured against machine damage, stoppage and third party damage. The annual average values for some power classes are presented in terms of rated power size (€/kW). The tendency toward lower specific costs per kW installed capacity, with increasing plant size, is also clear in this evaluation.

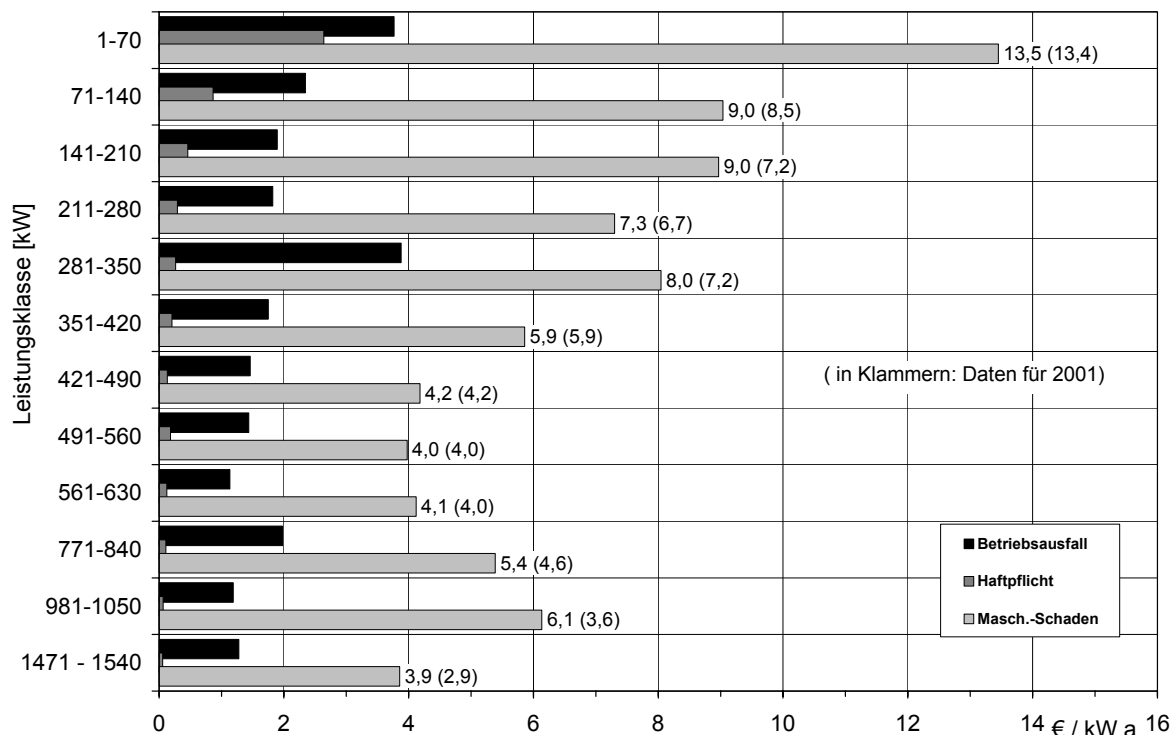
The majority of insurance contributions are assigned to the area of "machine damage insurance". These lay at between 4 and 14 €/kW according to the power class, whereby here the lower rated power classes also show specifically higher costs. In comparison to the results from the previous year, the insurance premiums for machine damage insurance increased in most power classes (in brackets).

Versicherungskosten

Für die Mehrzahl der im WMEP erfassten WEA, insbesondere Anlagen der mittleren und oberen Leistungsklassen, werden Versicherungen abgeschlossen, die in Maschinenschaden-, Betriebsausfall- sowie Haftpflichtversicherungen unterschieden werden. Deren jährliche Durchschnittswerte sind für einige Leistungsklassen als auf die Nennleistung bezogene Größen (€/kW) dargestellt. Auch in dieser Auswertung wird die Tendenz zu geringeren spezifischen Kosten pro kW installierter Leistung mit zunehmender Anlagengröße deutlich.

Der überwiegende Anteil der Versicherungsbeiträge ist der Sparte "Maschinenschadenversicherung" zuzuordnen. Sie liegen je nach Leistungsklasse etwa zwischen 4 und 14 €/kW, wobei auch hier die kleineren Nennleistungsklassen spezifisch höhere Kosten aufweisen. Im Vergleich zu den Vorjahresergebnissen sind die Versicherungsprämien der Maschinenbruchversicherung in den meisten Leistungsklassen (in Klammern Daten des Vorjahres) angehoben worden.

Abb. 47: Durchschnittliche jährliche Versicherungskosten nach Leistungsklassen



Wartungs- und Instandsetzungskosten

Die Kosten für Wartung und Instandsetzung beinhalten Zahlungen für Reparaturen, Ersatzteile, Betriebsmittel, Arbeitslohn, Fahrtkosten, Service- und Wartungsverträge, usw. gemäß den Angaben der Betreiber. Diese Daten sind um etwaige Versicherungserstattungen der Maschinenschadenversicherung reduziert. Wartungsverträge sind jeweils für etwa 50 bis 100 Prozent der Anlagen im Nennleistungsbereich oberhalb 70 kW Nennleistung gemeldet. Im Leistungsbereich der Kleinanlagen mit Nennleistungen zwischen 1 und 70 kW liegt die Anzahl der gemeldeten Wartungsverträge bei 25 Prozent der ausgewerteten Anlagen.

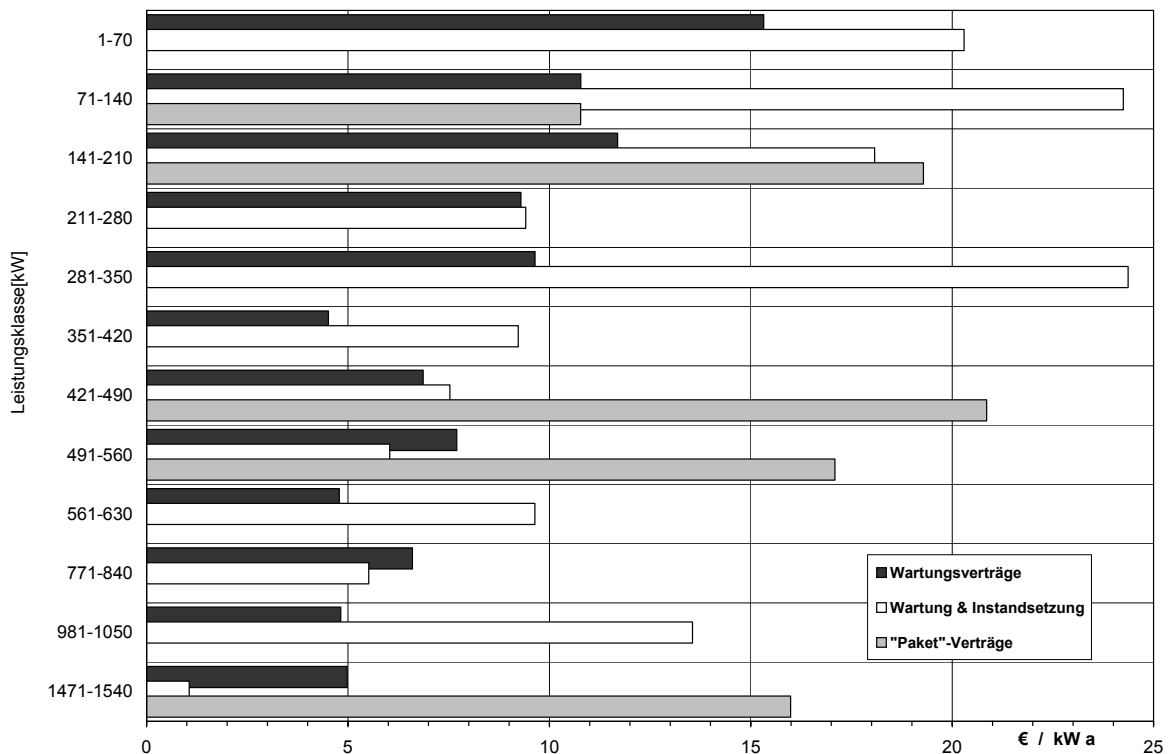
Pakete, die Versicherungs- und Wartungsverträge sowie anfallende Kosten für erforderliche Reparaturen enthalten, werden von etwa 5 Prozent der im WMEP registrierten Anlagen gemeldet. Sie verteilen sich auf nur wenige Leistungsklassen sowie wenige Hersteller. Die Kosten hierfür liegen z. B. in der 1.500-kW-Klasse bei durchschnittlich ca. 24.000 € netto im Jahr.

Mit einem durchschnittlichem Wert von nur 1 €/kW sind die gemeldeten Instandsetzungskosten der Anlagen in der 1,5-MW-Klasse auffallend niedrig. Mit Hinblick auf die nicht vernachlässigbaren Stillstandszeiten (vergl. Abschnitt 3.8 Typenspezifische Auswertungen) wurde hier offensichtlich die überwiegende Anzahl der notwendigen Reparaturen auf Kulanzbasis ausgeführt, bzw. die durch das WMEP getroffene Annahme eines zweijährigen Garantiezeitraums ist für diese Anlagengeneration nicht zutreffend.

Costs for Maintenance and Repair

Costs for maintenance and repair consist of payments made for repair, spare parts, operating supply, wages, travelling expenses, maintenance contracts etc., according to information from the operator. This data is reduced by possible reimbursement from machine damage insurance. Maintenance contracts are registered for each of about 50 to 100% of the plants in the rated power range of over 70 kW. In the power range of small plants, with rated powers of between 1 and 70 kW, the number of registered maintenance contracts lies at 25 percent of the plants registered in the WMEP. Packages, which cover insurance and maintenance contracts, as well as arising costs for necessary repairs, were reported by about 5 percent of the plants registered in the WMEP. They are distributed over only few power classes and manufacturers. The costs for these lay e.g. in the 1,500 kW class at approx. 24,000 € net on average. With an average value of only 1 €/kW, the reported repair costs of plants in the 1.5 MW class are noticeably low. With regard to the not to be neglected downtimes (see section 3.8 Model Specific Evaluations), here the majority of the necessary repairs are clearly completed on the basis of goodwill e.g. the assumption of a two year guarantee period, through the WMEP, does not apply for these plant generations.

Abb. 48: Jährliche Kosten für Wartungen und Instandsetzungen nach Leistungsklassen



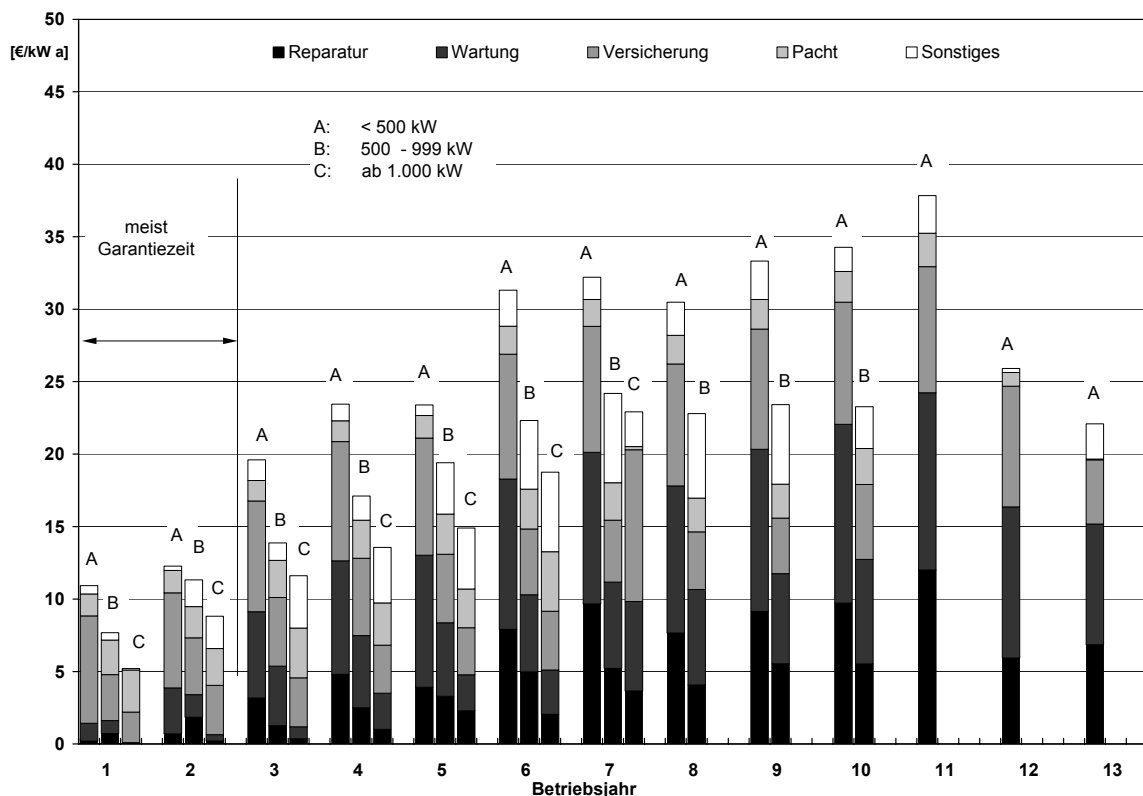
Plant Age and Development of Operational Costs

The development of operating costs over a period of time, together with the reliability and lifetime of wind turbines, plays a decisive role in the financial success of the project. For turbines in the WMEP, this development is depicted for three rated power classes: Plants with less than 500 kW rated power (A), with 500 to 999 kW (B) and plants with more than 1000 kW rated power (C). Furthermore, the costs for repairs, maintenance, insurance (third party damage, machine damage and non-availability insurance), lease and others are here differentiated. Business taxes, plant management and energy purchase costs are not considered in this depiction. The evaluation shows that costs for maintenance and repair increase after the conclusion of the generally two-year guarantee phase. From the eleventh year, the course of maintenance and repair costs is no longer clearly predictable. However, these values are defined only through a relatively small number of turbines. The average values for insurance and lease remain basically constant, due to longer-term contracts. The total annual operational costs for plants under 500 kW lay between 30 and 40 €/kW, from the sixth year of operation, for plants from 500 kW to just on 1 MW these values lay under 25 €/kW.

Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten

Die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten spielt für den finanziellen Erfolg der Projekte zusammen mit Zuverlässigkeit und Lebensdauer der Windenergieanlagen eine entscheidende Rolle. Für die Anlagen des WMEP ist diese Entwicklung für drei Nennleistungsklassen dargestellt: Anlagen mit Nennleistungen kleiner 500 kW (A), 500 bis 999 kW (B) und Anlagen ab 1000 kW Nennleistung (C). Diese Auswertung basiert auf Nennungen der Kostenarten Reparatur, Wartung, Versicherung (Haftpflicht-, Maschinenschaden- sowie Betriebsausfallversicherung), Pacht und Sonstiges. Unternehmenssteuern, Geschäftsführungs- und Strombezugskosten sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt. Die Auswertung zeigt, dass nach Ablauf der meist zweijährigen Garantiephase die Reparatur- und Wartungskosten ansteigen und sich dann, für die kleineren Anlagen auf einen Wert von zusammen etwa 20 €/kW, für die größeren Anlagen auf etwas niedrigere Werte, einstellen. Ab dem elften Jahr ist der Verlauf der Reparatur- und Wartungskosten nicht mehr eindeutig vorhersagbar. Diese Werte sind nur durch eine relativ geringe Anzahl von Anlagen unterlegt. Die Durchschnittswerte für Versicherung und Pacht bleiben aufgrund längerfristiger Verträge etwa konstant, die hier nicht näher spezifizierten sonstigen Kosten unterliegen geringen Schwankungen. Die gesamten jährlichen Betriebskosten liegen bei Anlagen unter 500 kW ab dem sechsten Betriebsjahr zwischen 30 und 40 €/kW, bei Anlagen von 500 kW bis knapp 1 MW unter 25 €/kW.

Abb. 49: Jährliche Betriebskosten



Erträge

2002 wurden durch den Betrieb von Windenergieanlagen im WMEP annähernd 43 Mio. € von den Betreibern erwirtschaftet. Diese Summe enthält die durch EVU ausbezahlten Einspeisevergütungen in Höhe von etwa 40,8 Mio. € sowie bei Windenergieanlagen mit Energieeigennutzung die Einsparungen der Betreiber durch verringerten Strombezug, die sogenannten "vermiedenen Strombezugskosten", in Höhe von 2,0 Mio. €. Nicht enthalten sind hierin dagegen die Betriebskostenzuschüsse aus Bundesmitteln, die € 0,03 für jede ins Netz eingespeiste bzw. € 0,04 für jede eigenverbrauchte Kilowattstunde betragen und die zum Teil noch an Teilnehmer des 250 MW Wind-Programms ausgezahlt werden.

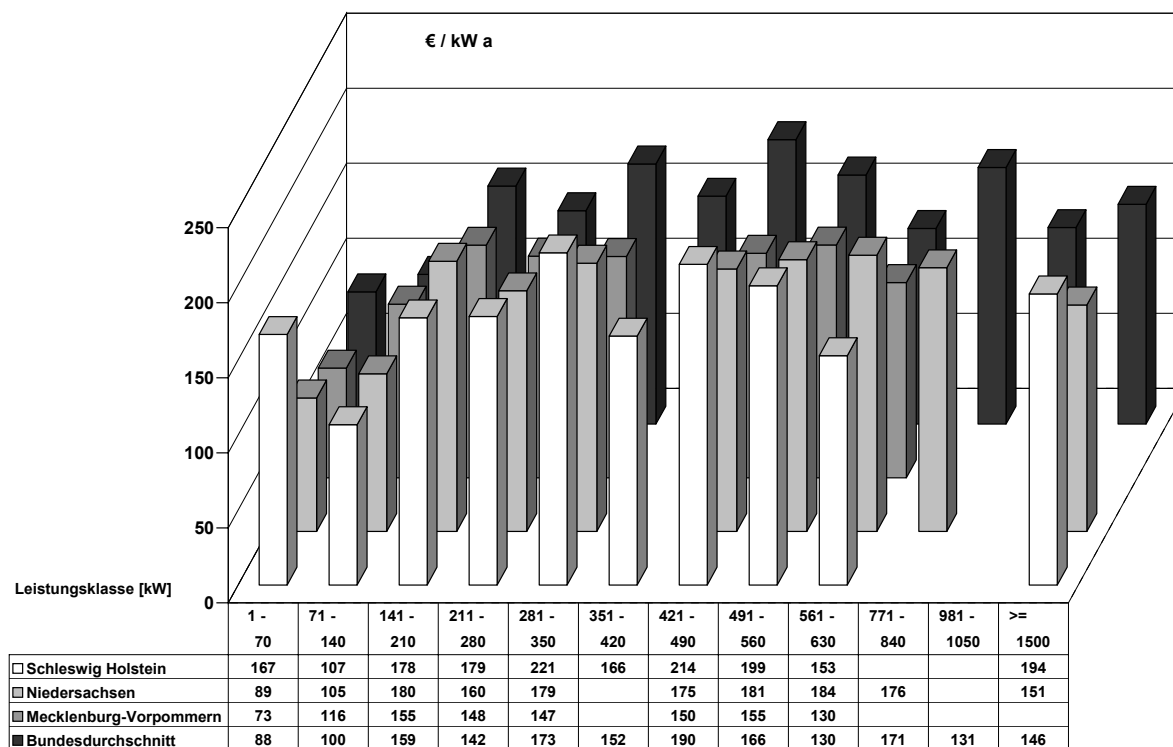
Die Darstellung zeigt die jährlichen Erträge im Bundesdurchschnitt sowie exemplarisch für einige Bundesländer mit hohem Windenergieanteil. In der Auswertung sind, zwecks besserer Vergleichbarkeit, nur Anlagen des WMEP berücksichtigt, für die über das gesamte Jahr 2002 Berichte vorliegen.

Returns

In 2002, WT operators in the WMEP achieved returns of nearly 43 mill. €. This figure includes returns from energy sold to utilities of approximately 40.8 mill. €, and savings of about 2.0 mill. € through reduced energy buying. The result does not include federal government subsidies, which are usually 0.03 € for each kW hour of electricity sold into the grid, or 0.04 € for that consumed in the operator's household, and which are still paid out in part to participants of the 250 MW wind programme.

The figure outlines the federal annual average returns, and also the returns for some individual states with the highest wind energy shares. In order to provide better comparison, the evaluation only considers WTs in the WMEP where reports were available for the whole of 2002.

Abb. 50: Spezifische monetäre Jahreserträge pro kW installierter Leistung



Preistendenzen pro kW installierter Leistung

Die Windenergietechnik in Deutschland hat in den vergangenen Jahren eine bemerkenswerte Entwicklung durchlaufen. Angestoßen durch positive Randbedingungen, wie zum Beispiel staatliche Forschungs- und Fördermaßnahmen, niedrige Zinsen auf dem Kapitalmarkt sowie den Bestimmungen von Stromeinspeisungsgesetz (1991 - 2000) und dem Erneuerbare Energien Gesetz - EEG (ab April 2000), werden Windenergieanlagen als serienmäßige Industriegüter hergestellt. Durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren, Lern- und Wettbewerbseffekte sanken die Marktpreise für Windenergieanlagen. Die Dynamik der Preisentwicklung der spezifischen Kosten mit steigenden Installationszahlen auf dem Windenergiemarkt in Deutschland ist für den Zeitraum 1990 bis 2002 als Lernkurve dargestellt. Ausgehend von rund 1.260 €/kW bei 60 MW kumulierter installierter Nennleistung 1990 fielen die spezifischen Kosten auf rund 930 €/kW bei 11.400 MW installierter Leistung im Jahr 2002. Die genannten Preise sind inflationsbereinigt und auf das Preisniveau von 1995 normiert. Die "Progress Ratio" für diese Lernkurve liegt bei etwa 95 Prozent. Dies bedeutet, dass im Betrachtungszeitraum die Preisreduktion der Anlagen je Verdoppelschritt der kumulierten installierten Leistung real - d. h. inflationsbereinigt - ca. 5 Prozent beträgt. Die Entwicklung der spezifischen Preise stagniert etwa auf dem Niveau der vorangegangenen Jahre.

Aus Wirtschaftlichkeitsgründen bevorzugen die Betreiber Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen und Rotordurchmessern. Diese zusätzlichen Kosten werden in der Darstellung unten nicht erfasst. Eine Berücksichtigung der Effizienzsteigerung der Anlagen zeigt die Grafik auf der folgenden Seite.

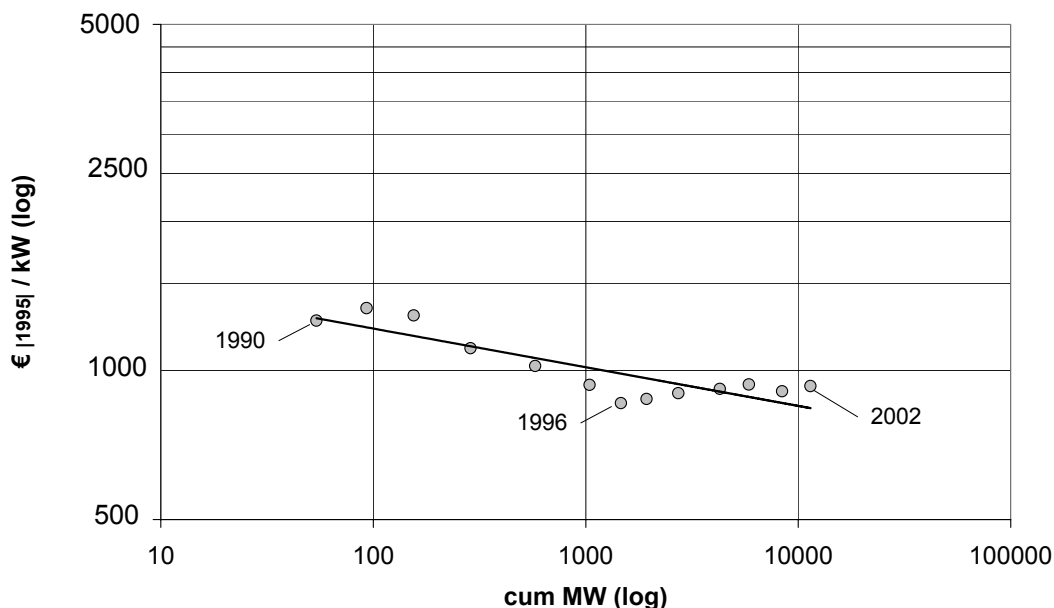
Price Tendencies in the Wind Energy Market per kW Installed Power

Wind energy technology has undergone remarkable developments in previous years in Germany. Supported by positive frame conditions, such as state research and funding measures, low interest rates and the regulations of the Electricity Feed Law (1991 - 2000) and the Renewable Energy Sources Act - EEG (from April, 2000), wind energy plants are now produced in series. The price of wind energy converters has decreased through production in larger quantities, optimised manufacturing methods, experience gained and especially due to competition between manufacturers. The dynamic of the price development of specific costs, with an increase of installation numbers in the German wind energy market, is depicted as a learning curve for the period from 1990 to 2002. From about 1,260 €/kW with 60 MW cumulative installed capacity in 1990, the specific costs have fallen to around 930 €/kW with 11,400 MW capacity in 2002. The included prices are inflation adjusted and standardised to the prices from 1995.

The "progress ratio" lies at about 95 percent for this learning curve, as in previous years. This means that, in this examination period the price reduction of plants, with every doubling of cumulative installed capacity, are really - i.e. inflation adjusted - approx. 5 percent. The development of the specific prices stagnates at about the niveau of previous years.

For economic reasons, operators prefer wind turbines with great hub heights and rotor diameters. These additional costs are not included in the depiction on this page. The increase in turbine efficiency is considered in the figure on the following page.

Abb. 52: Lernkurve Windenergie in Deutschland (€/kW)



Price Tendencies in the Wind Energy Market per kWh Reference Yield

When the increase in efficiency, which can be achieved through great hub heights and rotor diameters, is considered in determining the price tendencies, a learning curve is established which indicates a clearly greater "progress ratio" (89%) on one hand and which furthermore reveals a real price reduction also for preceding years. Instead of the generator rated power (previous Fig.), this evaluation depicts the specific price per kilowatt hour reference yield. The reference yield, according to the Act on Granting Priority to Renewable Energies, is the annual energy yield that a wind turbine provides at a so-called reference location. The reference wind regime is defined as a Rayleigh distribution with 5.5 m/s average annual wind speed at a height of 30 m and a roughness length of $z_0 = 0,1$ m.

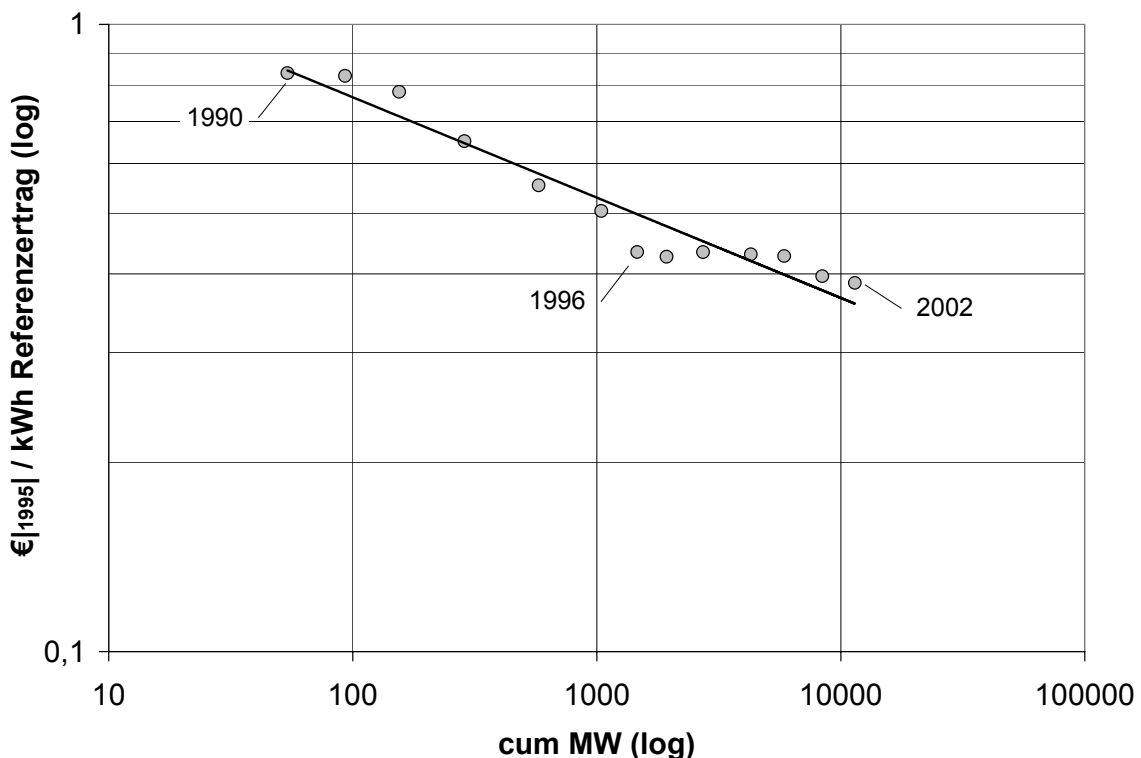
The following values result from calculations for this learning curve: with approx. 60 MW cumulative power in 1990, approx. 0.84 € per kilowatt hour reference yield. For 2002 the price niveau lay at around 11,400 MW cumulative power real, about 0.38 € per kilowatt hour reference yield. This corresponds to a price reduction of around 11% per doubling step.

Preistendenzen pro kWh Referenzertrag

Berücksichtigt man bei Ermittlung der Preistendenzen die durch größere Nabenhöhen und vergrößerte Rotordurchmesser erzielbare Effizienzsteigerung, so erhält man eine Lernkurve, die einerseits eine deutlich größere "Progress Ratio" (89%) aufweist, und weiterhin auch für die zurückliegenden Jahre reale Preisreduktionen erkennen lässt. Anstelle der Generatornennleistung (*vorige Abb.*) wird als Bezugsgröße für den Anlagenpreis der Referenzertrag eingesetzt. Der Referenzertrag ist nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Jahresarbeit, die eine Windenergieanlage am sogenannten Referenzstandort erbringt. Das Windregime am Referenzstandort wiederum ist definiert als Rayleighverteilung mit 5,5 m/s mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit in 30 m Höhe und einer Rauigkeitslänge $z_0 = 0,1$ m.

Rechnerisch ergeben sich für diese Lernkurve die folgenden Werte: bei ca. 60 MW kumulierter Leistung in 1990 ca. 0,84 € je Kilowattstunde Jahresarbeit (Referenzertrag). Für 2002 ist das Preisniveau bei etwa 11.400 MW kumulierter Leistung real etwa 0,38 € je Kilowattstunde Jahresarbeit. Dies entspricht einer Preisreduzierung von rund 11% pro Verdoppelungsschritt.

Abb. 53: Lernkurve Windenergie in Deutschland (€/ kWh Referenzertrag)



Entwicklung der Einspeisevergütung für Windenergie

Am 1.4.2000 wurde das seit 1991 geltende Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) durch das "Erneuerbare Energien Gesetz - (EEG)" abgelöst, in dem Netzzugang und Einspeisevergütung für erneuerbare Energien geregelt werden. Für Strom aus Windenergie ist hierin eine differenzierte Vergütung (Anfangsvergütung, Endvergütung) vorgesehen, die von der Windhöffigkeit der jeweiligen Standorte abhängt. Dies ist im Gesetz (EEG §7(3)) durch den "Referenzertrag" definiert. Hiernach ist für Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2001 in Betrieb gegangen sind, zunächst eine Anfangsvergütung von 9,1 c€/kWh für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren festgeschrieben. Je nach Standortqualität wird die Einspeisevergütung anschließend nach dem "Referenzertragsmodell" auf einen Wert von 6,19 c€/kWh abgesenkt. An ertragsstarken Standorten kann die Absenkung unmittelbar nach Ablauf des fünften Betriebsjahres beginnen, an windschwachen Standorten erfolgt die Zahlung der erhöhten Anfangsvergütung bis zu 20 Jahre lang. Je nach Standortqualität ergibt sich somit, über 20 Jahre betrachtet, eine durchschnittliche Einspeisevergütung zwischen 9,1 und 6,92 c€/kWh.

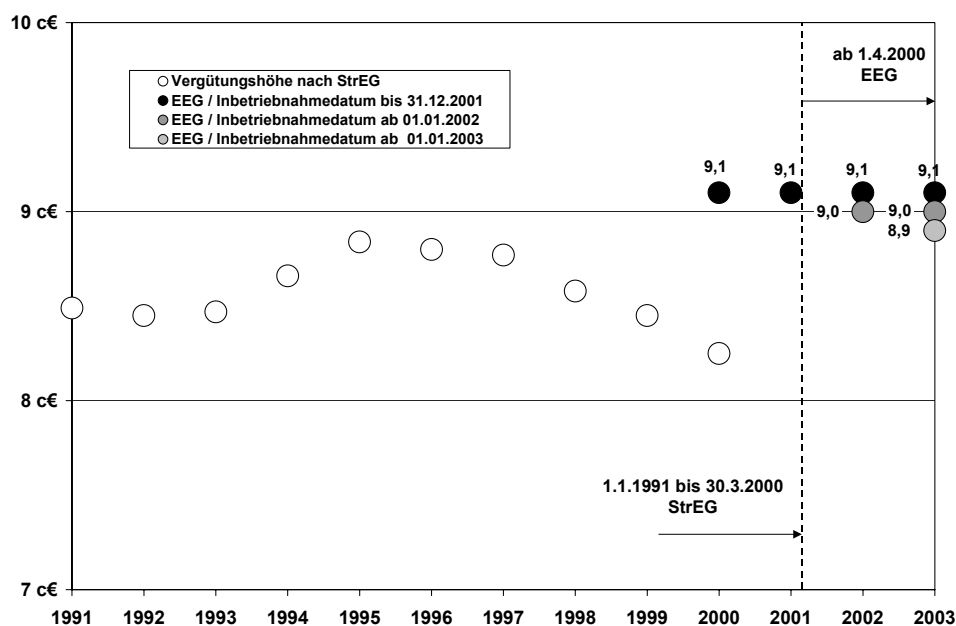
Nach § 7(3) EEG werden die Mindestvergütungen beginnend mit dem 1.1.2002 "jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 1,5% gesenkt". Die Mindestvergütungssätze liegen demnach für Anlagen die in 2002 in Betrieb gehen bei 9,0 und 6,1 c€/kWh, für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum in 2003 bei 8,9 und 6,0 c€/kWh.

Price Developments in Returns Achieved by Energy Sales

On the 1st April 2000, the Electricity Feed Law that had been in place since 1991 was replaced by the "Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), in which grid access and feed-in reimbursements for renewable energies were to be regulated. Here, differentiated reimbursements (initial reimbursement, end reimbursement) for power from wind energy were planned, which are dependent on the available wind at respective locations. This is defined in the Act (EEG § 7(3)) through the "reference yield". Accordingly, for wind turbines that commenced operation before 31.12.2001, an initial reimbursement of 9.1 c€/kWh exists, for a minimum period of five years. Depending on the location quality, the reimbursement level decreases to 6.19 c€/kWh, according to the "reference yield model". At locations with strong yield, the decrease may take place immediately after the completion of the fifth year. At locations with weaker yields, the initial level of reimbursement may be paid for up to 20 years. According to location quality, an average reimbursement figure of between 9.1 and 6.92 c€/kWh results over a twenty year period.

According to § 7(3) EEG, the minimum reimbursement from the 1.1.2002 is "decreased each year by 1.5% for each newly operating plant from this point in time". Therefore, the minimum reimbursement levels for plants which began operation in 2002 laid at 9.0 and 6.1 c€/kWh, for plants beginning operation in 2003 at 8.9 and 6.0 c€/kWh.

Abb. 54: Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie



Generating Costs and Annual Energy Yield

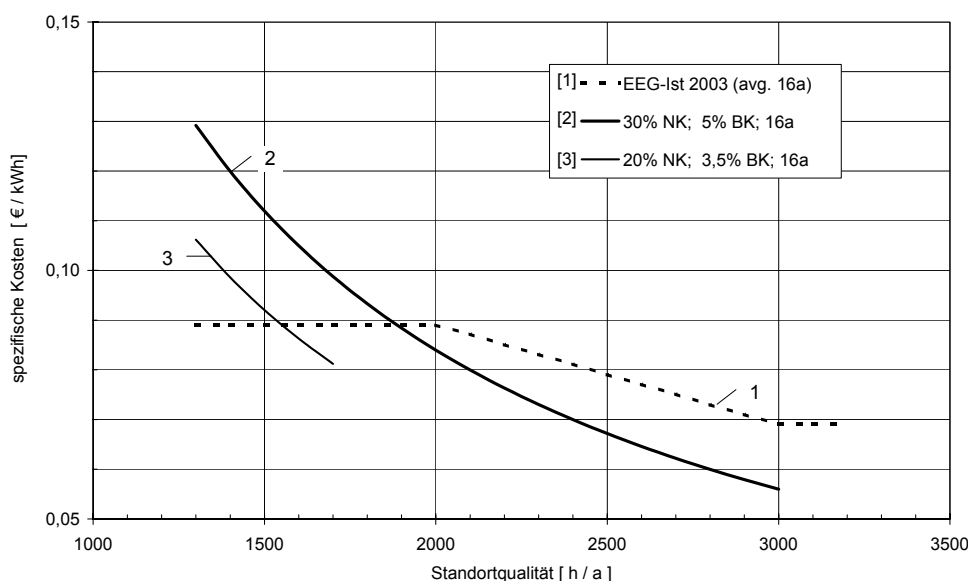
The average feed-in reimbursement (Curve 1) and also the specific generating costs (Curve 2) of wind energy plants in the 1,500 to 2,000 kW class, currently dominating the market, are graphed in relation to their annual electricity production (€/kWh). Curve 3 presents a variant with somewhat more favourable data. According to the reference yield model, the average reimbursement for wind turbines that began operation in 2003 lies between 8.9 and 6.9 c€/kWh, depending on location quality. The following are the basic frame conditions: specific WT costs per plant 870 €/kW, additional investment costs 30% (20%), operational costs 5% (3.5%), annuity 11% (10.3%), finance period according to a depreciation period of 16 years, energy yield 1,300 to 3,000 full load hours. An average annual energy yield of 1,900 full load hours is necessary to fully finance a wind turbine over a period of 16 years, which corresponds to an annual production of 3.8 mill. kWh for a 2 MW plant. This result can be obtained by turbines in favourable wind locations, e.g. coastal sites, but also by very good inland sites. When the reference yield lays e.g. also by 3.8 mill. kWh, for plants which began operation before the end of 2003, an increased rate of 8.9 c€/kWh is paid for a period of sixteen years and one month (194 months), according to the Renewable Energy Sources Act. The decrease to the reduced payment (6.0 c€/kWh) takes place from the 195th operational month. This calculates to - assuming a twenty year operating period - an average reimbursement of 8.34 c€/kWh.

Stromgestehungskosten und Jahresarbeit

Die durchschnittliche Einspeisevergütung (Kurve 1) sowie die spezifischen Stromgestehungskosten (Kurve 2) derzeitig den Markt dominierender Windenergieanlagen der 1.500 kW bis 2.000 kW-Klasse sind in Abhängigkeit ihrer jährlichen Stromproduktion dargestellt. Kurve 3 zeigt eine Variante mit etwas günstigeren Eckdaten. Nach dem Referenzertragsmodell liegt die durchschnittliche Vergütung für Windenergieanlagen, die in 2003 in Betrieb genommen werden, je nach Standortqualität zwischen 8,9 und 6,9 c€/kWh. Alle Werte wurden hier entsprechend der steuerlichen Abschreibungsdauer (AfA) über einen Zeitraum von 16 Jahren gemittelt. Es liegen die folgenden Randbedingungen zu Grunde (in Klammern die Werte für Kurve 3): spez. WEA-Kosten ab Werk 870 €/kW, Investitionsnebenkosten 30% (20%), Betriebskosten 5% (3,5%), Annuität 11% (10,3%), Finanzierungszeitraum entsprechend Abschreibungsdauer 16 Jahre, Energieertrag 1.300 bis 3.000 Volllaststunden.

Zur vollständigen Finanzierung einer Windenergieanlage über einen Zeitraum von 16 Jahren ist eine durchschnittliche Jahresarbeit von etwa 1.900 Volllaststunden erforderlich, was bei einer 2-MW-Anlage einer Jahresproduktion von 3,8 Mio. kWh entspricht. Diese kann an windgünstigen Standorten, z.B. in Küstennähe, durchaus aber auch an sehr guten Binnenlandstandorten erreicht werden. Liegt der "Referenzertrag" ebenfalls bei 3,8 Mio. kWh, so wird nach EEG für Anlagen, die bis Ende 2003 in Betrieb genommen werden, die erhöhte Vergütung von 8,9 c€/kWh über einen Zeitraum von sechzehn Jahren und zwei Monaten gezahlt (194 Monate). Die Absenkung auf die reduzierte Einspeisevergütung (6,0 c€/kWh) erfolgt dann ab dem 195. Betriebsmonat. Rechnerisch ergibt sich - unter Annahme eines zwanzigjährigen Betriebszeitraums - dann eine durchschnittliche Vergütung von 8,34 c€/kWh.

Abb. 55: Gestehungskosten für Strom aus Windenergie



Stromgestehungskosten im Vergleich

Diese Darstellung zeigt exemplarisch für Anlagenkonfigurationen (Typ, Rotordurchmesser, Nabenhöhe) mit den in 2002 höchsten Installationszahlen mit Nennleistungen von 600, 1.000, 1.300, 1.500, 1.800 und 2.000 kW die spezifischen Stromgestehungskosten unter Zugrundelegung der gleichen Randbedingungen wie in Kurve 1 der Grafik auf der [vorangegangenen Seite](#). Für eine Anlage mit 1.000 kW Nennleistung kann z. B. bei 2.000 Volllaststunden - entsprechend 2.000.000 kWh pro Jahr - mit Stromgestehungskosten knapp oberhalb der Einspeisungsvergütung (0,09 €/kWh) gerechnet werden. Die Markierungen (X) in den jeweiligen Bändern kennzeichnen die Volllaststundenzahl der ausgewählten Anlagen mit einem Jahresenergieertrag in Höhe von 100% des Referenzstandortes.

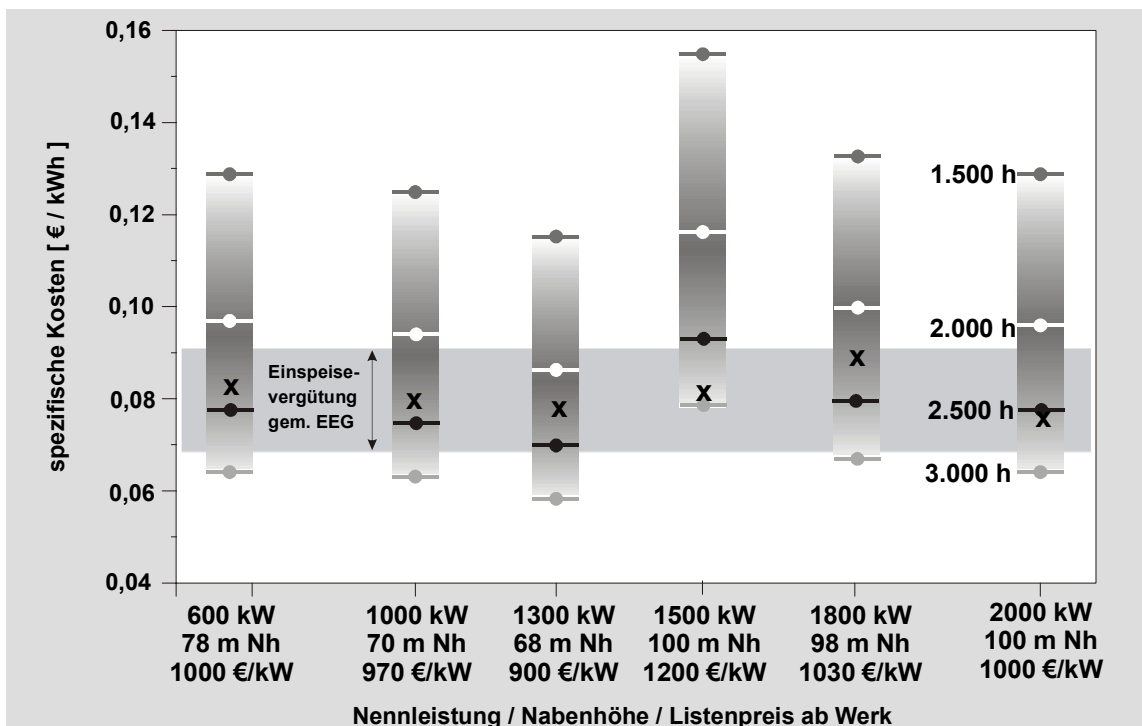
Die WEA-Preise hängen auch mit der gewählten Nabenhöhe zusammen, welche wiederum Einfluss auf den jährlichen Energieertrag und somit auf die Stromgestehungskosten hat. Die jeweiligen Nabenhöhen der ausgewählten Anlagen sind in der Grafik explizit angegeben. Daten zu den Preisen und Referenzerträgen der Anlagen stammen aus Marktübersichten.

Comparative Generating Costs

This figure describes specific generating costs in €/kWh for turbine configurations (type, rotor diameter, hub height) with the highest installation figures for 2002, with rated powers of 600, 1,000, 1,300, 1,500, 1,800 and 2,000 kW, under the same frame conditions as Curve 1 of the figure on the preceding page. A turbine with 1,000 kW rated power and 2,000 hours of full load (2,000,000 kWh per year), for example, will have specific generating costs slightly above the feed in reimbursement level (9 c€/kWh). The marking (X) in respective columns indicates the number of full load hours of selected turbines with an annual energy yield at 100% of the reference location.

WT prices also relate to the selected hub height, which in turn influences the annual energy yield and, therefore, the electricity generating costs. The respective hub heights of the selected plants are given explicitly in the depiction. Data concerning the prices and reference yields of the plants are derived from market overviews.

Abb. 56: Vergleich der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Anlagengrößen



Variable Reimbursement Level According to the EEG (old plants)

In keeping with the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (EEG), all WTs that began operation before 01.04.00 are subject to the so-called "Altanlagenregelung" (Old Plants Regulation). According to this regulation, the period of increased reimbursement is fixed to at least four years. An extension of this period of increased reimbursement is also planned, in relation to location quality. All wind turbines in the WMEP are subject to the "Old Plants Regulation".

The table depicts the values of the average level of feed in reimbursement resulting from the Electricity Feed Law and the EEG from the beginning of operation until 01.04.00, the average feed in reimbursement for an operational period of twenty years, the date of effect of reduced feed in reimbursement according to the EEG and also the quality of the location. The details concerning location quality are based on the reported yields of WTs in the WMEP, and also on the manufacturer's statements (not binding) concerning reference yield.

Variable Vergütungshöhen nach EEG (Altanlagen)

Nach dem Wortlaut des EEG unterliegen alle WEA, die vor dem 1.4.2000 in Betrieb gegangen sind, der sog. "Altanlagenregelung". Hiernach ist der Zeitraum der erhöhten Vergütung auf mindestens vier Jahre festgelegt. Je nach Standortqualität ist auch hier eine Verlängerung des Zeitraumes der erhöhten Vergütung vorgesehen. Alle Windenergieanlagen des WMEP fallen unter die Altanlagenregelung.

Die Tabelle zeigt exemplarisch für einige ausgewählte Standorte und Anlagen, die sich aus dem StrEG und dem EEG ergebenden Werte der durchschnittlichen Höhe der Einspeisevergütung ab Inbetriebnahmedatum bis zum 1.4.2000, die durchschnittliche Einspeisevergütung für eine 20-jährige Betriebszeit, den Termin des Inkrafttretens der reduzierten Einspeisevergütung nach dem EEG sowie die Qualität der Standorte. Die Angabe zur Standortqualität beruht auf den gemeldeten Erträgen der WEA im WMEP sowie unverbindlichen Herstellerangaben zum Referenzertrag.

Tab. 17: Vergütungshöhe für ausgewählte Anlagen des WMEP nach StrEG und EEG

Standort	Typ	Inbetriebnahme	mittl. Vergütung bis 31.3.2000 nach StrEG [c€/ kWh]	Absenkung auf EEG-Tarif 2	mittl. Vergütung über 20 a [c€/ kWh]	Standortqualität
Koxhausen	Enercon E40	Juni 1994	8,64	Januar 2018	8,95	79%
Wünnenberg	NEG Micon NM 1500/64	Juni 1997	8,54	Juni 2019	8,85	80%
Möhnesee	AN Bonus 600/41	November 1994	8,64	August 2017	8,95	82%
Schülp	Tacke TW 600	November 1994	8,64	April 2004	7,47	136%
Emden	Enercon E66	Juli 1997	8,54	April 2004	7,11	151%
Reussenköge	Enercon E40	Februar 1994	8,64	April 2004	7,52	153%
Oevenum auf Föhr	Vestas V27/225	September 1991	8,59	April 2004	7,87	181%

Variable Vergütungshöhe nach EEG (Neuanlagen)

Für Windenergieanlagen, die nach dem Inkrafttreten des EEG (1.4.2000) in Betrieb genommen werden, gelten die auf der vorangehenden Seite genannten Bestimmungen über Höhe und Zeitdauer der Einspeisevergütungen. Die untenstehende Tabelle zeigt exemplarisch für einige Standorte mit Ertragswerten zwischen 75 und 175 Prozent des Referenzertrages, den sich ergebenden Zeitpunkt der Absenkung auf den Einspeisetarif 6,19 c€/kWh sowie die sich hieraus ergebende durchschnittliche Vergütung über eine 20-jährige Betriebszeit.

Die Mindestsätze der Einspeisevergütungen werden weiterhin gemäß EEG §7.3 ab dem 1.1.2002 "jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins Komma fünf vom Hundert gesenkt". Somit werden die Einspeisevergütungen für 2002 in Betrieb gegangene WEA bei 9 bzw. 6,1 c€/kWh liegen und für 2003 in Betrieb gehende WEA voraussichtlich bei 8,9 bzw. 6,0 c€/kWh.

Variable Reimbursement Level According to the EEG (new plants)

The regulations concerning the level and duration of the feed in reimbursement, given on the previous page, also apply for wind turbines that began operation after the commencement of the EEG (01.04.00). The table below depicts the resulting point of the reduction of the feed in reimbursement to 6.19 c€ / kWh, for some locations with yield values of between 75 and 175 percent of the reference yield, and also the resulting average reimbursement over a twenty year operational period.

According to the EEG §7.3, from 01.01.02 the minimum charges of the feed in reimbursement will be "reduced by 1.5 from 100 annually for each new plant beginning operation from this time". Thereby, the feed in reimbursement for WTs that began operation in 2002 lies at 9 or 6.1 c€/kWh and for those starting up in 2003 at 8.9 or 6.0 c€/kWh.

Tab. 18: Exemplarische Vergütungshöhen für Neuanlagen nach EEG

Standortqualität	Inbetriebnahmezeitraum	Absenkung auf EEG-Tarif 2	Mittle.Vergütung über 20 a [c€ / kWh]
75%	Januar 2001	Januar 2022	9,10
100%	Januar 2001	März 2017	8,54
125%	Januar 2001	Juli 2011	7,72
150%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
175%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
75%	Januar 2002	Januar 2023	9,00
100%	Januar 2002	März 2018	8,44
125%	Januar 2002	Juli 2012	7,62
150%	Januar 2002	Januar 2007	6,83
175%	Januar 2002	Januar 2007	6,83
75%	Januar 2003	Januar 2024	8,90
100%	Januar 2003	März 2019	8,34
125%	Januar 2003	Juli 2013	7,52
150%	Januar 2003	Januar 2008	6,73
175%	Januar 2003	Januar 2008	6,73

Model Specific Evaluations

In this chapter, model specific evaluations and information concerning the most important WT models and model groups in the '250 MW Wind' programme, are each listed in alphabetical order on two pages. The presentation of these evaluations is designed to supply the reader with detailed information concerning the monitored WTs. Besides results from the current year, these evaluations include the results of previous years, where appropriate. One example is the annual mean plant availability from 1992 to 2002.

The given data is collated from log books, reports on maintenance and repair and on operational costs as well as from ISET measurements. The individual evaluations are briefly described in the following.

WT model:

The **model** concerned, but also series of similar models, united to **model groups**.

Technical data:

The features of **rated power**, **hub height**, **rotor diameter** and **swept rotor area** for each WT model are given here. When more than one option is possible, e.g. for hub height and rotor diameter, the range of occurring values is given. The **specific power** provides the ratio of rated power to swept rotor area. The **number of blades**, **type of generator**, method of **power control** and the **speed characteristics** are also listed.

WTs in the WMEP:

The **number of WTs** in the WMEP and their distribution in the location categories of coast, lowland plain or low mountain region are listed (see Chapter 3.2). The equivalent **full load period** and the **specific energy yield** reflect the 2002 mean value of power output in relation to the rated power (hours of full load) and the swept rotor area (specific energy yield) respectively. Total values are given, as well as individual values for each site category.

Technical availability:

The temporal development of technical availability is presented through tables. The **year** of each evaluation, the **number of WTs** at the time, the **average age** for all WTs of individual models in the WMEP and also the number of WTs with **maintenance and repair reports** are listed. The **technical availability** (in %) and the **period of non-availability** (in hours) are defined for individual years in correspondence with

3.8 Typenspezifische Auswertungen

In diesem Kapitel sind typenspezifische Auswertungen und Informationen zu den wichtigsten Anlagentypen bzw. -typgruppen im "250 MW Wind"-Programm auf jeweils zwei Seiten in alphabetischer Reihenfolge zusammengestellt. Die typenspezifischen Auswertungen sollen dem Leser detaillierte Basis- und Detailinformationen zu den ausgewerteten Windenergieanlagen veranschaulichen. Diese Auswertungen zeigen neben dem aktuellen Auswertungsjahr - soweit sinnvoll - auch Ergebnisse aus vorangegangenen Jahresauswertungen, zum Beispiel die durchschnittliche Anlagenverfügbarkeit von 1992 bis 2002.

Die Daten sind aus Logbuchangaben, Wartungs- und Instandsetzungsberichten, Betriebskostenberichten sowie aus ISET-Messungen zusammengestellt. Die Inhalte der einzelnen Auswertungen werden im Folgenden kurz beschrieben.

WEA-Typ:

WEA-Typ kennzeichnet den ausgewerteten **Anlagentyp** bzw. mehrere, zu **Typgruppen** zusammengefasste Baureihen von Windenergieanlagen.

Technische Daten:

Hier sind als Basisinformation **Nennleistung**, **Nabenhöhe**, **Rotordurchmesser** und **Rotorkreisfläche** der jeweils betrachteten Anlagen angegeben. Im Falle mehrerer möglicher Angaben, z.B. zu Nabenhöhe und Rotordurchmesser, ist der Bereich der vorkommenden Werte dargestellt. Die **spezifische Leistung** gibt das Verhältnis von Anlagenennleistung zu Rotorkreisfläche an. Weiterhin werden die **Blattzahl**, die **Generatorbauart**, das Verfahren zur **Leistungsbegrenzung** sowie das **Drehzahlverhalten** aufgeführt.

Anlagen im WMEP:

Hier sind die **Anzahl** der Anlagen im WMEP sowie ihre Aufteilung auf die drei Standortkategorien Küste, Tiefebene und Mittelgebirge benannt (vgl. [Kap 3.2](#)). Die äquivalenten **Volllaststunden** bzw. der **spezifische Energieertrag** spiegeln die für 2002 berechneten Mittelwerte der auf die Nennleistung (Volllaststunden) bzw. die Rotorkreisfläche (spez. Energieertrag) bezogenen Jahresarbeit insgesamt sowie für die drei Standortkategorien einzeln wider.

Technische Verfügbarkeit:

Die technische Verfügbarkeit ist tabellarisch in ihrer zeitlichen Entwicklung dargestellt. Gezeigt werden das **Jahr** der jeweiligen Auswertungen, die **Anzahl der WEA** zu diesen Zeitpunkten, das **Durchschnittsalter** der Windenergieanlagen dieses Typs im WMEP sowie die Anzahl der berücksichtigten WEA mit Wartungs- und Instandsetzungsberichten (**W&I-Berichte**). Aus diesen wird in Anlehn-

nung an die "Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft" der VDEW die **technische Verfügbarkeit** (in Prozent) sowie die **Nicht-verfügbarkeitszeit** (in Stunden) für die einzelnen Jahre berechnet.

Betriebskosten:

Die angegebenen jährlichen **Kosten** werden aus den **Betriebskostenberichten** der Betreiber zu Wartung und Instandsetzung, Versicherungen, Pachtbeiträgen usw. berechnet und stellen Mittelwerte der jährlichen Aufwendungen für den Betrieb der Windenergieanlagen dar. Interessant ist hierbei vor allem die zeitliche Entwicklung der Kosten mit zunehmendem Anlagenalter.

Spezifische Energieerträge:

Die oberen Grafiken der rechten Seiten zeigen die spezifischen, also auf die Rotorfläche der jeweiligen Anlagen bezogenen, monatlichen Energielieferungen (Y-Achse) über den gemessenen Monatsmittelwerten der Windgeschwindigkeit (X-Achse) als sogenannte Punktwolke. Über diesen monatlichen Einzelergebnissen (Punkten) ist zusätzlich eine Regressionsgerade abgebildet, die eine Mittelung bildet. Zur Verbreiterung der Typen- und Standortvielfalt wurden auch die Ergebnisse von Anlagen mit einbezogen, die zwar selbst über keine eigene WMEP-Windmessung verfügen, in deren unmittelbarer Nähe jedoch WMEP-Windmessungen durchgeführt werden. Die Vergleichbarkeit dieser Standorte bezüglich der monatlichen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit wurde von den WMEP-Regionalbetreuern vor Ort geprüft.

Aufgrund der gegebenen technischen und finanziellen Möglichkeiten stehen an den meisten Standorten nur Windmessdaten aus 10 m Messhöhe zur Verfügung. Für einen Vergleich verschiedener Anlagentypen ist dies nicht von Belang. Bei der Bewertung der einzelnen Messpunkte muss diese Rahmenbedingung aber unbedingt beachtet werden.

Entscheidenden Einfluss auf die Höhe der spezifischen Energielieferung haben die Nabenhöhen, die Zuverlässigkeit der Anlagen und die Rauhigkeiten der jeweiligen Standortumgebung. Als zusätzliche Information sind daher für die einzelnen Auswertungen die Bandbreiten der Nabenhöhen mit angegeben, die bei der Interpretation der Grafiken zu berücksichtigen sind. Der spezifische Energieertrag (kWh/m^2) wurde aus den plausibilisierten Energielieferungsberichten der Stromzähler berechnet.

Instandsetzung:

Diese Grafik zeigt, nach Hauptkomponenten gegliedert, die Ergebnisse des Auswertungsjahres 2002 im Vergleich mit der Gesamtheit aller bisherigen Instandsetzungsarbeiten an den jeweiligen WEA-Typen bzw. Typgruppen. Die Darstellung gibt den prozentualen Anteil an der Gesamtzahl der gemeldeten Störungen an, wobei die Sortierung jeweils in absteigender Reihenfolge der Anteile des

the 'Definition of Terms in the Energy Industry' by the VDEW.

Operational costs:

The annual operational **costs** are calculated from **operational costs** reports on maintenance and repair, insurance, lease etc. as submitted by the operators. These present the annual mean expenditure for operating WTs. The temporal development of costs with growing plant age is of particular interest.

Specific energy production:

The diagrams above on the right detail the monthly specific energy production (Y axis), also in relation to the swept rotor area for individual plants, over the measured monthly mean wind speed (X axis). Individual coordinates are shown together with their regression line. To increase the variety of models and sites, results from WTs with no on-site WMEP measurements were included, where a WMEP measurement site was nearby. The compatibility of the locations was checked by regional contractors of the WMEP on site.

For technical and financial reasons, most of the wind measurements provided are at 10 m height. This is not relevant when comparing WT models, but should be considered when evaluating the individual measurement location.

The level of specific energy production is significantly dependant on hub height, plant reliability and site roughness. Consequently, the range of hub heights is given for each evaluation as additional information. These must be considered when interpreting the diagrams. The specific energy production (kWh / m^2) was calculated from confirmed meter readings.

Repairs:

The graph compares the 2002 results for each main component with the total occurrences for the same model, or model group, since the start of the WMEP. The depiction provides the percentage proportion of reported occurrences in relation to all reported plant failures, whereby sorting follows the proportion of the total data stock in increasing sequence. Thereby, the most frequently affected components in different WT types can be registered at a glance. Additionally, the frequency of reported **malfunctions per operational year** is given for 2002, and for the total monitoring period in the WMEP.

Plant age and technical availability:

This form of evaluation was again included in the model specific evaluations due to the request of numerous readers. The tables provide information concerning e.g. the **average technical availability** as well as the **mean non-availability period** of single plant models, depending on their age. The respective plant models, or model types, are grouped in **age categories** of 12 month periods, in order to obtain an overview of the age dependent availability or reliability of the wind turbines. These evaluations generally only consider plants that have submitted either maintenance and repair reports or written confirmations of trouble-free operation to the WMEP. The basic definitions of this table have already been introduced in Chapter 3.6. - Reliability.

Important Information:

Some of the included plant types are only represented in the WMEP in very small numbers. Because a great interest exists in the operational results from the WMEP for these plants, they are included in the evaluations, despite their low statistical representation. This factor should be taken into consideration when examining the results.

gesamten Datenbestandes erfolgt. Dadurch können auf einen Blick die am meisten betroffenen Komponenten bei den verschiedenen WEA-Typen erfasst werden. Zusätzlich wird die Häufigkeit der registrierten **Störungen pro Betriebsjahr** für das Auswertungsjahr 2002 sowie für den gesamten Beobachtungszeitraum im WMEP mit angegeben.

Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Diese Auswertungsform wurde auf Wunsch zahlreicher Leser der Jahresauswertung wieder mit in die typenspezifischen Auswertungen aufgenommen. Tabellarisch zusammengefasst geben die Auswertungen Informationen z. B. über die **durchschnittliche technische Verfügbarkeit** sowie die **mittlere Nichtverfügbarkeitszeit** der einzelnen Anlagentypen in Abhängigkeit ihres Anlagenalters wieder. Die jeweiligen Anlagentypen bzw. -Typgruppen sind in sogenannte **Laufzeitklassen** mit jeweils 12 Monaten Breite zusammengefasst, um einen Überblick über die altersabhängige Verfügbarkeit bzw. Zuverlässigkeit der Windenergieanlagen zu erhalten. Diese Auswertungen berücksichtigen grundsätzlich nur solche Anlagen, über die dem WMEP entweder Wartungs- und Instandsetzungsberichte oder schriftliche Bestätigungen über störungsfreien Betrieb vorliegen. Die zugrunde liegenden Definitionen dieser Tabelle sind bereits in [Kapitel 3.6](#) - Zuverlässigkeit - zusammengestellt.

Wichtiger Hinweis:

Einige der hier vorgestellten Anlagentypen sind nur mit wenigen Exemplaren im WMEP vertreten. Da jedoch ein großes Interesse an den vom WMEP ermittelten Betriebsergebnissen dieser Anlagen besteht, wurden diese, trotz der geringen statistischen Repräsentativität, mit in die typenspezifischen Auswertungen einbezogen. Wir bitten dieses bei der Betrachtung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

WEA - Typ : Aeroman

Technische Daten

Nennleistung :	33 kW
Rotordurchmesser :	14,8 m
Nabenhöhe :	15,8 32 m
Rotorkreisfläche:	172 m ²
Spezifische Leistung:	192 W/m ²
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	3	7	-	10
Volllaststunden 2002	2554	1108	-	1542
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	490	212	-	295

Technische Verfügbarkeit

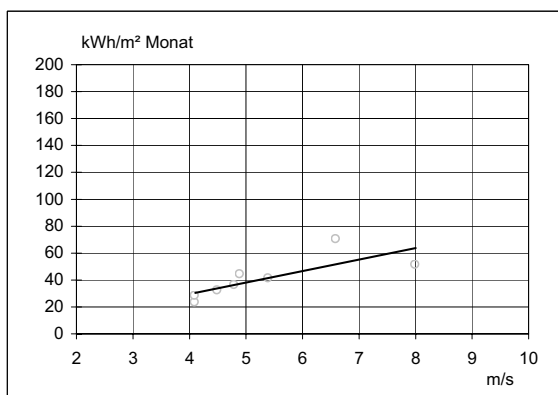
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	3	6	10	13	13	13	13	13	12	12	10
Durchschnittsalter [Jahre]	1,0	1,1	1,5	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,2	8,1	8,7
WEA mit W&I-Bericht	2	3	9	11	12	13	13	11	7	9	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	88,3	88,6	98,1	99,3	99,5	99,5	99,6	99,2	98,1	96,8	99,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	1026	716	162	57	45	44	35	67	164	265	8

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		3	9	10	12	12	13	13	11	9	6
Mittlere Kosten [€]		1992	402	1095	1044	1017	1187	1677	1093	3150	955
Mittlere Kosten [€/kW]		60	12	33	32	31	36	51	33	95	29

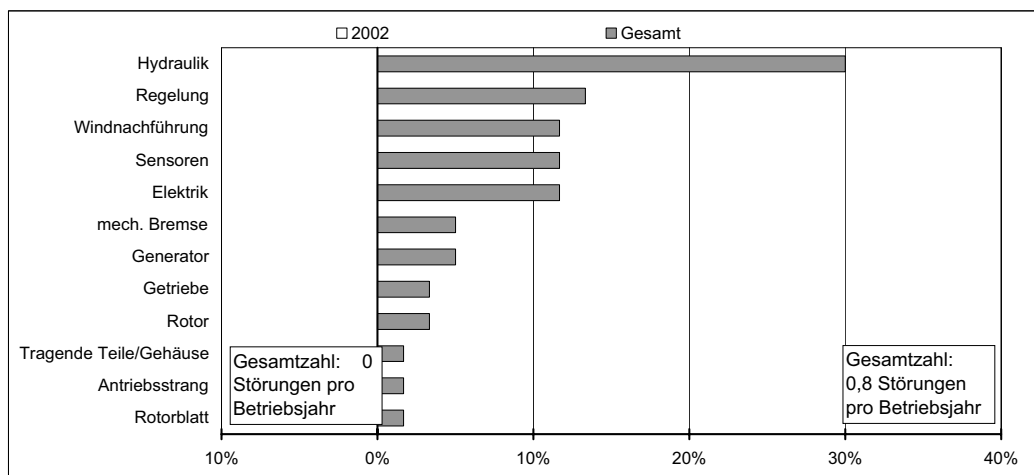
WEA - Typ : Aeroman

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 8
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	-	-	-	-
96 - 108	4	1	-	8760	100,0%
108 - 120	3	2	29	17520	99,8%
120 - 132	1	1	2	7896	100,0%
Summe	10	4	31	34176	99,9%

WEA - Typ : AN Bonus 100/150**Technische Daten**

Nennleistung :	100 150 kW
Rotordurchmesser :	23 m
Nabenhöhe :	30 40 m
Rotorkreisfläche:	415 m ²
Spezifische Leistung:	361 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	13	29	11	53
Volllaststunden 2002	1291	844	1150	1017
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	466	305	415	367

Technische Verfügbarkeit

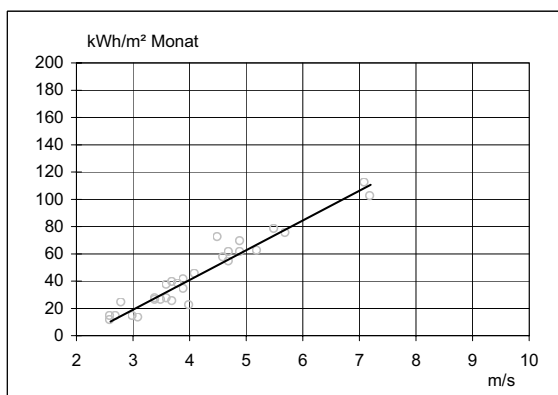
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	47	64	72	74	75	75	74	73	73	66	57
Durchschnittsalter [Jahre]	1,5	2,0	2,8	3,7	4,6	5,6	6,7	7,7	8,6	9,4	10,3
WEA mit W&I-Bericht	44	61	71	73	72	72	73	71	70	54	43
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,6	99,5	99,5	99,6	99,4	99,6	99,1	99,4	99,2	99,4	98
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	34	40	43	34	49	31	82	57	68	50	160

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		56	68	73	75	74	71	72	67	50	39
Mittlere Kosten [€]		2899	3229	3945	4512	4359	5941	3512	4283	4239	6174
Mittlere Kosten [€/kW]		20	22	27	30	29	40	24	29	28	41

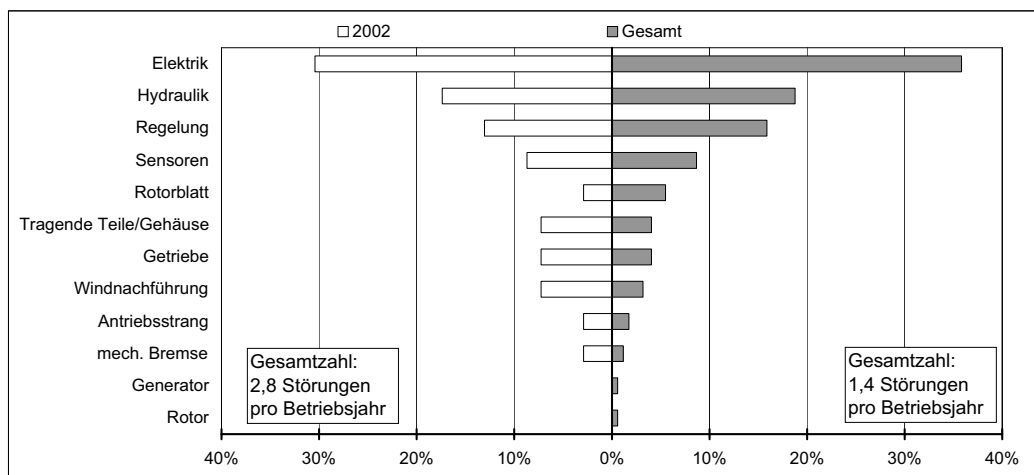
WEA - Typ : AN Bonus 100/150

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 5
Standorte: 4
Auswertemonate: 35
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	4863	17520	72,2%
96 - 108	8	7	143	61320	99,8%
108 - 120	17	16	721	140160	99,5%
120 - 132	14	13	1076	86568	98,8%
132 - 144	4	4	94	35040	99,7%
144 - 156	12	1	4	8760	100,0%
Summe	57	43	6901	349368	98,0%

WEA - Typ : AN Bonus 300

Technische Daten

Nennleistung :	300 kW
Rotordurchmesser :	33 m
Nabenhöhe :	30 40 m
Rotorkreisfläche:	855 m ²
Spezifische Leistung:	351 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	2	1	1	4
Volllaststunden 2002	2030	1576	1040	1669
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	712	553	365	586

Technische Verfügbarkeit

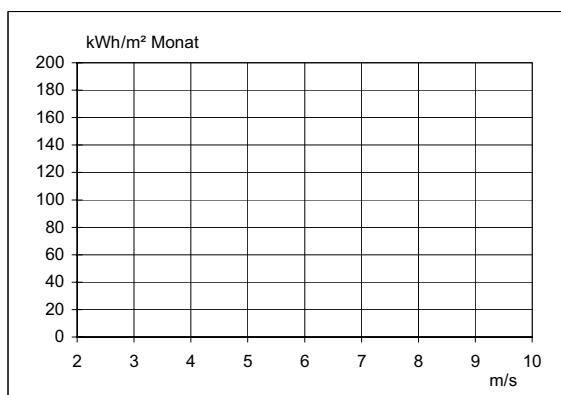
Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	4	4	4	4	4	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,3	0,9	1,9	2,9	3,9	4,9	5,9
WEA mit W&I-Bericht	1	4	4	4	4	4	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	100	99,8	99,4	99,5	99,4	99,5	99,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	0	16	49	45	48	41	41

Betriebskosten

Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	3	4	4	4	4	4
Mittlere Kosten [€]	1158	2882	4024	5042	5785	6006	5707
Mittlere Kosten [€/kW]	4	10	13	17	19	20	19

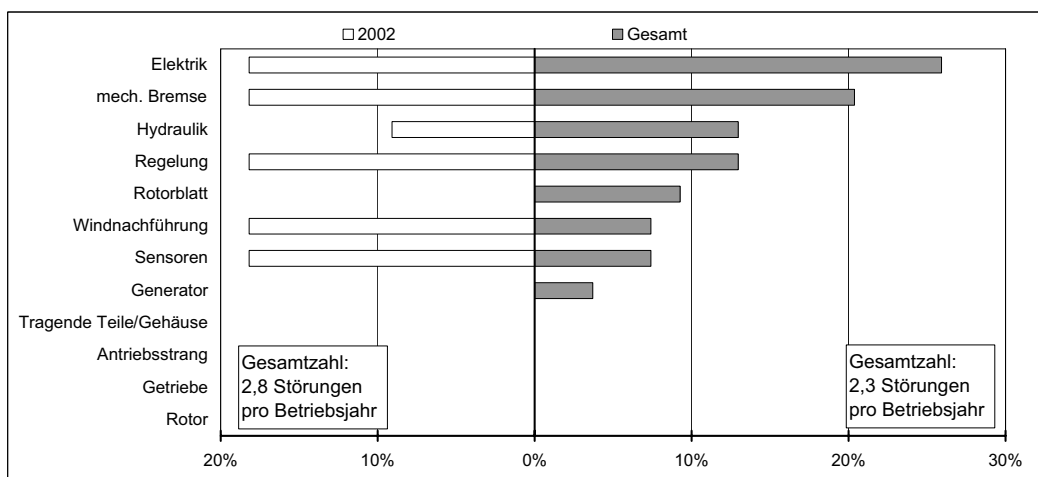
WEA - Typ : AN Bonus 300

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	2	2	19	17520	99,9%
72 - 84	2	2	144	17520	99,2%
Summe	4	4	163	35040	99,5%

WEA - Typ : AN Bonus 450

Technische Daten

Nennleistung :	450 kW
Rotordurchmesser :	35 37 m
Nabenhöhe :	35 42,3 m
Rotorkreisfläche:	962 1075 m ²
Spezifische Leistung:	419 468 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	42	-	-	42
Volllaststunden 2002	1620	-	-	1620
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	694	-	-	694

Technische Verfügbarkeit

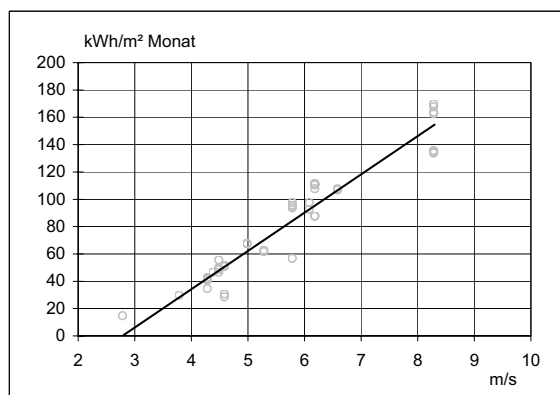
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	13	23	39	39	42	42	42	42	42	42	37
Durchschnittsalter [Jahre]	0,8	1,2	1,5	2,5	3,3	4,3	5,3	6,3	7,3	8,2	8,9
WEA mit W&I-Bericht	13	23	36	39	41	42	42	42	41	36	35
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,3	99	99,1	98,3	99,6	99,6	99,2	99,1	98,3	99,5	98,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	30	66	64	148	37	33	73	78	149	43	124

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		23	33	39	42	41	42	42	41	36	27
Mittlere Kosten [€]		5498	5810	7434	7932	8593	10859	11152	10994	12191	13306
Mittlere Kosten [€/kW]		12	13	17	18	19	24	25	24	27	30

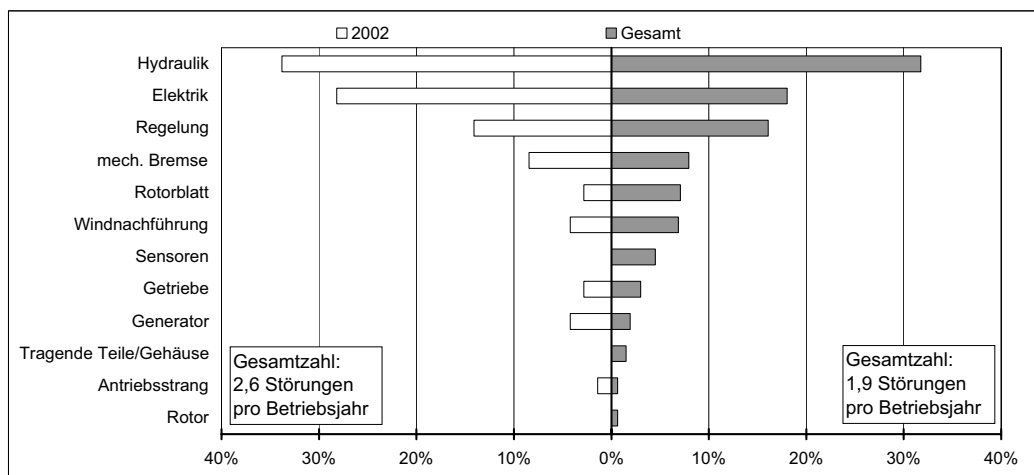
WEA - Typ : AN Bonus 450

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 8
Standorte: 3
Auswertemonate: 45
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	3	3	129	26280	99,5%
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	16	15	770	131400	99,4%
108 - 120	10	9	2487	78840	96,8%
120 - 132	8	8	955	61536	98,4%
Summe	37	35	4339	298056	98,5%

WEA - Typ : AN Bonus 600

Technische Daten

Nennleistung :	600 kW
Rotordurchmesser :	41 44 m
Nabenhöhe :	42,8 50 m
Rotorkreisfläche:	1320 1521 m ²
Spezifische Leistung:	395 454 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	1	1	3	5
Volllaststunden 2002	1630	1082	1259	1298
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	741	427	572	577

Technische Verfügbarkeit

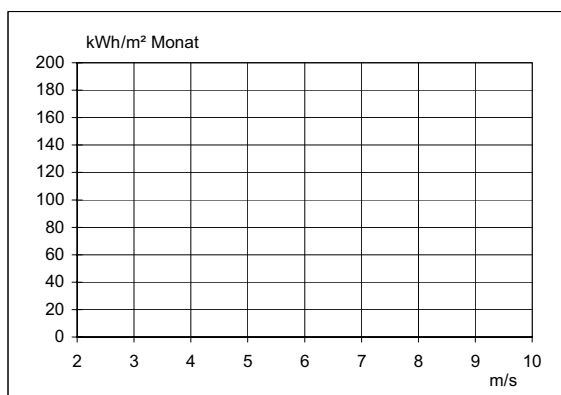
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	4	5	5	5	5	5	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,4	1,1	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1
WEA mit W&I-Bericht	1	3	4	5	5	5	5	5	5
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,6	96,3	98,3	99,6	98,9	97,6	98,6	99,6	98,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	5	143	153	36	97	207	123	31	92

Betriebskosten

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		1	4	5	5	5	5	5	5
Mittlere Kosten [€]		5059	4663	5806	11697	10044	13398	9011	10085
Mittlere Kosten [€/kW]		8	8	10	19	17	22	15	17

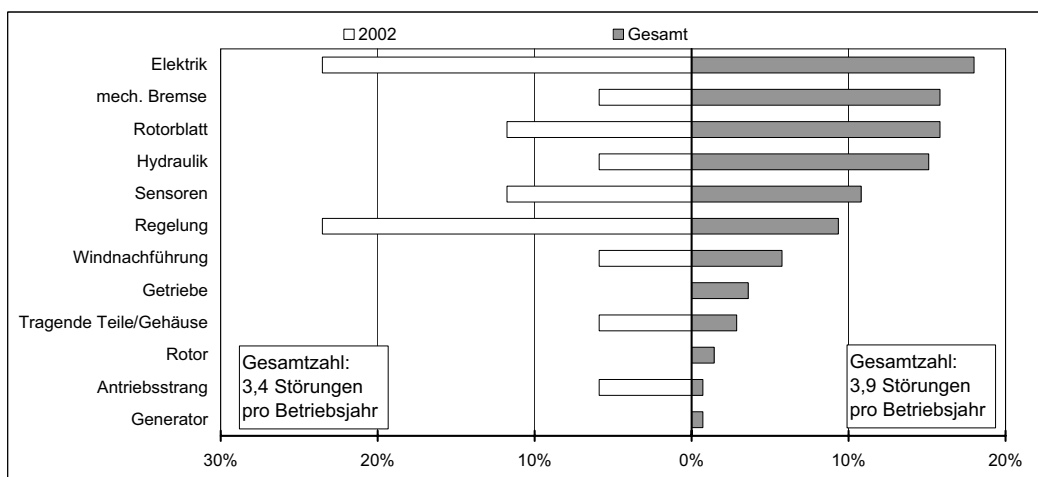
WEA - Typ : AN Bonus 600

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	1	1	212	8760	97,6%
84 - 96	3	3	125	26280	99,5%
96 - 108	1	1	126	8760	98,6%
Summe	5	5	462	43800	98,9%

WEA - Typ : AN Bonus 1 MW

Technische Daten

Nennleistung :	1000 kW
Rotordurchmesser :	54 m
Nabenhöhe :	50 60 m
Rotorkreisfläche:	2290 m ²
Spezifische Leistung:	437 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	a-s-c
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	3	3
Volllaststunden 2002	-	-	1462	1462
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	638	638

Technische Verfügbarkeit

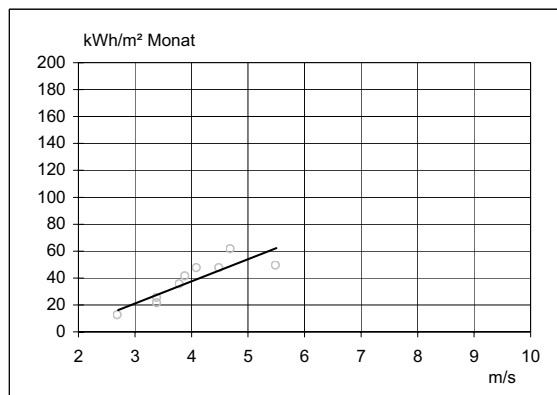
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	3	3	3	3	3
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
WEA mit W&I-Bericht	1	3	3	3	3	3
Tech. Verfügbarkeit [%]	87,2	96,1	97	98,6	98,4	94,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	280	325	262	119	141	511

Betriebskosten

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	3	3	3	3	3
Mittlere Kosten [€]	1105	5268	6965	9191	16339	28234
Mittlere Kosten [€/kW]	1	5	7	9	16	28

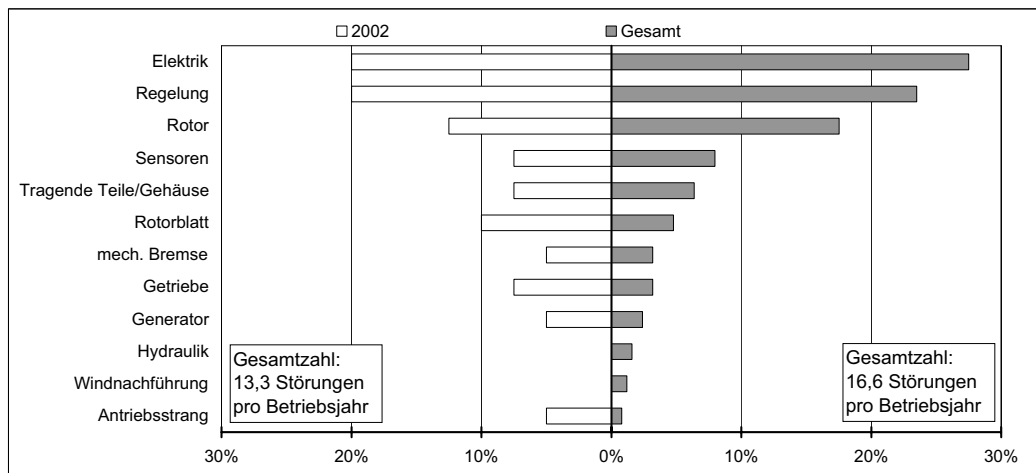
WEA - Typ : AN Bonus 1 MW

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 9
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	2	2	1140	17520	93,5%
60 - 72	1	1	394	8760	95,5%
Summe	3	3	1534	26280	94,2%

WEA - Typ : Enercon E 16/17/18

Technische Daten

Nennleistung :	55 80 kW
Rotordurchmesser :	16,2 20 m
Nabenhöhe :	22 40 m
Rotorkreisfläche:	206 314 m²
Spezifische Leistung:	255 344 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	9	57	22	88
Volllaststunden 2002	760	494	786	594
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	229	139	219	168

Technische Verfügbarkeit

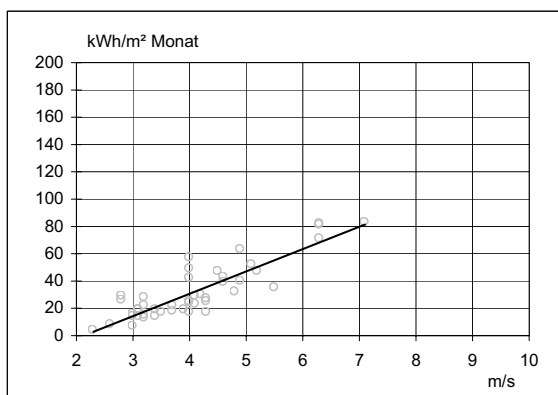
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	86	102	107	108	108	108	107	107	104	94	65
Durchschnittsalter [Jahre]	1,3	2,1	3,0	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,8	9,5	10,1
WEA mit W&I-Bericht	61	94	107	108	108	107	106	100	89	67	43
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,4	99,3	99,3	98,9	99,4	99,3	99	99,4	99,2	99,5	98,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	52	61	64	98	56	61	87	57	66	39	91

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		91	104	108	107	103	105	101	86	72	45
Mittlere Kosten [€]		905	1294	2199	1741	2430	1977	2255	2576	2864	3406
Mittlere Kosten [€/kW]		11	16	28	22	30	25	28	32	36	43

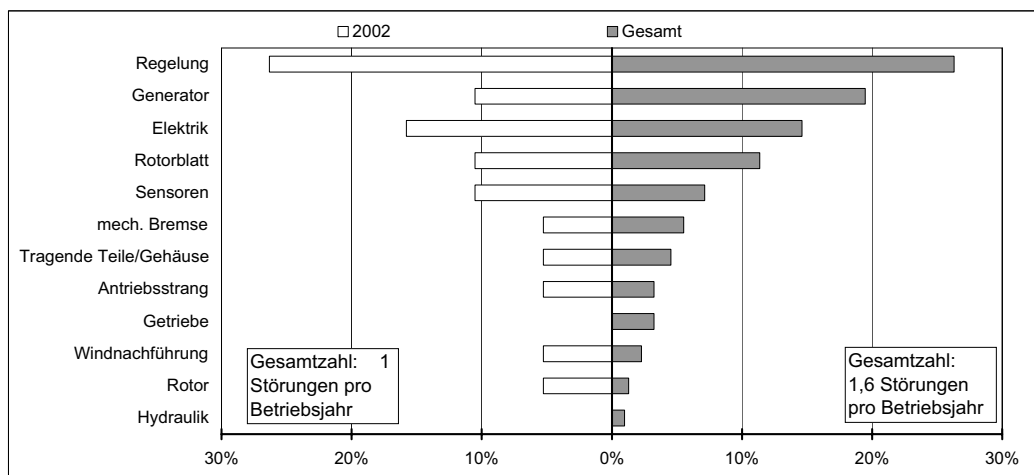
WEA - Typ : Enercon E 16/17/18

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 7
Standorte: 7
Auswertemonate: 53
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	1	1	8	8760	99,9%
96 - 108	5	5	45	43800	99,9%
108 - 120	17	15	1924	131400	98,5%
120 - 132	31	19	382	125976	99,7%
132 - 144	4	2	1504	17520	91,4%
144 - 156	7	1	36	8760	99,6%
Summe	65	43	3900	336216	98,8%

WEA - Typ : Enercon E 30

Technische Daten

Nennleistung :	200 kW
Rotordurchmesser :	30 m
Nabenhöhe :	50 m
Rotorkreisfläche:	707 m ²
Spezifische Leistung:	283 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron-vielpolig
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	1	3	3	7
Volllaststunden 2002	3491	1508	1795	1914
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	988	427	508	542

Technische Verfügbarkeit

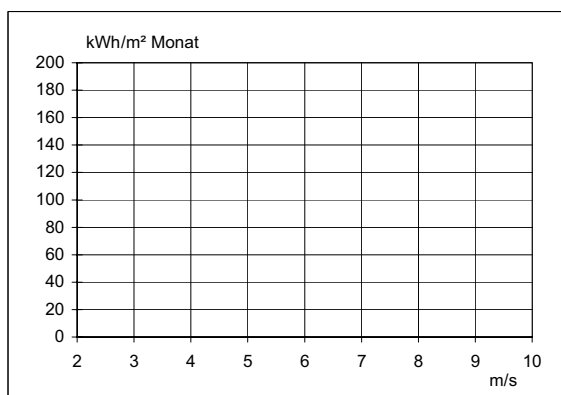
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	4	7	7	7	7	7	7	7
Durchschnittsalter [Jahre]	0,3	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0
WEA mit W&I-Bericht	4	6	7	7	7	7	7	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,7	99,5	99,5	99,4	98,7	99,5	99,4	97,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	38	42	42	50	113	47	49	248

Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	3	6	7	7	7	7	7	7
Mittlere Kosten [€]	1967	1430	2221	2821	3958	4598	4813	4661
Mittlere Kosten [€/kW]	10	7	11	14	20	23	24	23

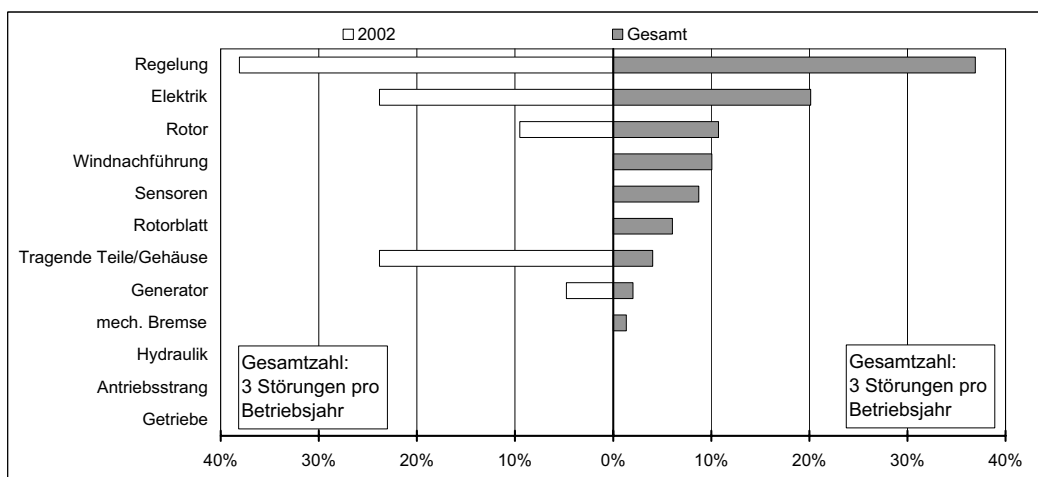
WEA - Typ : Enercon E 30

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	3	3	1524	26280	94,2%
84 - 96	4	4	214	35040	99,4%
Summe	7	7	1738	61320	97,2%

WEA - Typ : Enercon E 32/33

Technische Daten

Nennleistung :	280 300 kW
Rotordurchmesser :	32 33 m
Nabenhöhe :	32,5 44 m
Rotorkreisfläche:	804 855 m²
Spezifische Leistung:	327 373 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	80	19	13	112
Volllaststunden 2002	1258	1156	873	1196
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	439	405	302	417

Technische Verfügbarkeit

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	108	134	135	135	135	135	134	134	134	121	101
Durchschnittsalter [Jahre]	1,2	1,9	2,9	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,7	10,3
WEA mit W&I-Bericht	97	133	133	135	135	135	134	127	132	102	74
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,8	98,8	98,8	98,7	99,1	99	98,8	98,3	97,6	98	98,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	89	99	106	111	79	90	107	152	206	160	75

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		123	134	131	134	133	135	135	125	89	67
Mittlere Kosten [€]		4496	4836	5891	6174	7274	7164	8012	11533	9592	15308
Mittlere Kosten [€/kW]		15	16	20	21	24	24	27	39	32	51

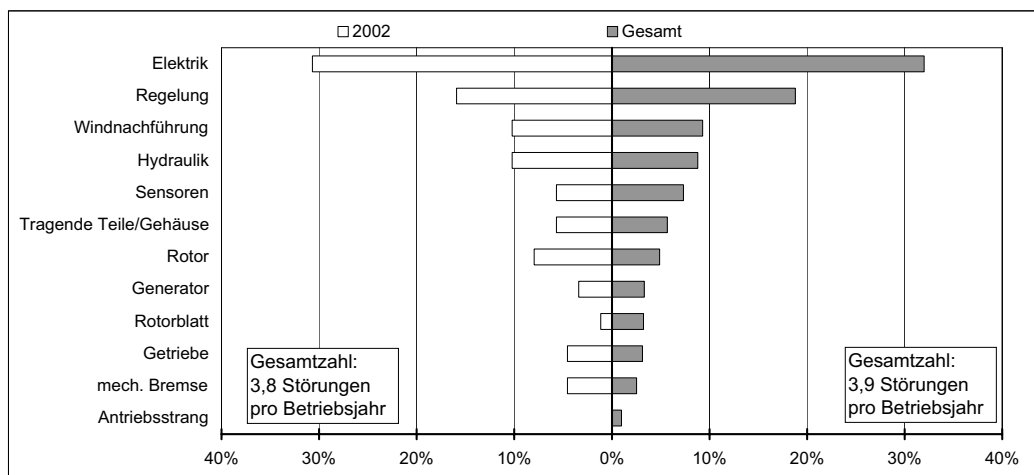
WEA - Typ : Enercon E 32/33

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 15
Standorte: 7
Auswertemonate: 112
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	-	8760	100,0%
108 - 120	26	22	1722	192720	99,1%
120 - 132	54	48	3305	193608	98,3%
132 - 144	11	-	-	-	-
144 - 156	9	3	531	26280	98,0%
Summe	101	74	5557	421368	98,7%

WEA - Typ : Enercon E 40

Technische Daten

Nennleistung :	470 500 kW
Rotordurchmesser :	40,3 m
Nabenhöhe :	42 65 m
Rotorkreisfläche:	1276 m ²
Spezifische Leistung:	392 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron-vielpolig
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	38	16	22	76
Volllaststunden 2002	2537	1554	1604	2060
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	980	609	629	800

Technische Verfügbarkeit

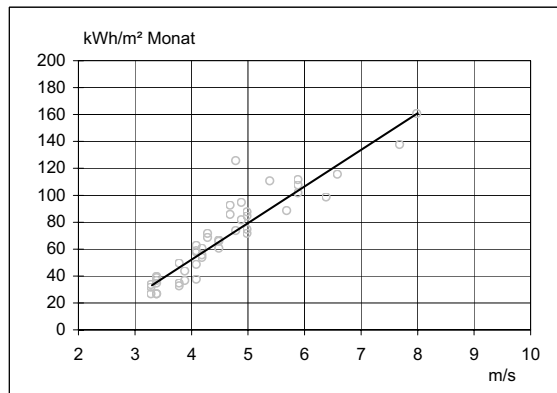
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	4	49	69	70	71	71	71	72	72	76
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,5	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	6,1	7,1	7,7
WEA mit W&I-Bericht	4	37	67	70	70	70	70	66	72	70
Tech. Verfügbarkeit [%]	77,1	97,8	98,6	99,5	99,5	99,1	99,2	99	99,4	98,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	402	107	117	46	46	80	69	84	49	101

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		27	65	68	68	70	69	68	63	71
Mittlere Kosten [€]		1573	3511	3624	5366	7101	10769	12368	11488	10538
Mittlere Kosten [€/kW]		3	7	7	11	14	22	25	23	21

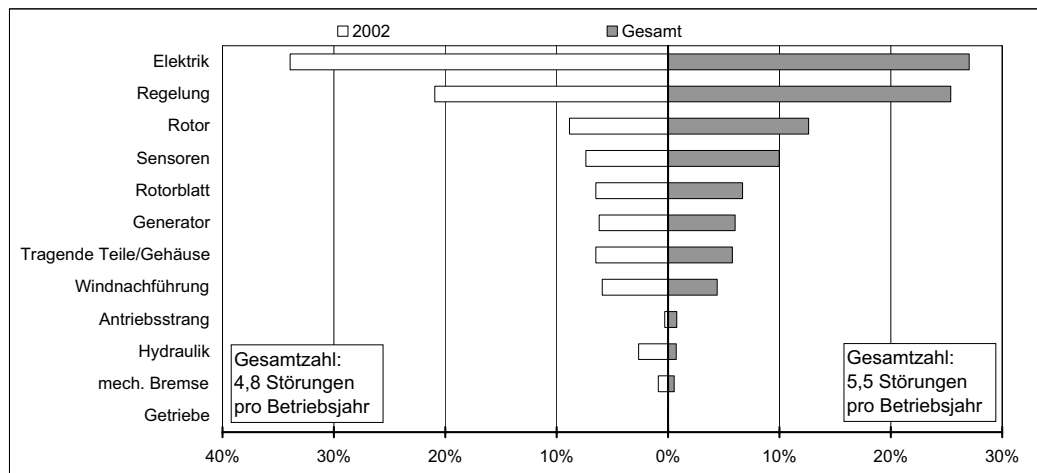
WEA - Typ : Enercon E 40

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 7
Standorte: 5
Auswertemonate: 46
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	4	2	79	17520	99,5%
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	1	1	44	8760	99,5%
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	1	1	88	8760	99,0%
72 - 84	1	1	120	8760	98,6%
84 - 96	19	17	1280	148920	99,1%
96 - 108	46	44	5274	385440	98,6%
108 - 120	4	4	213	35040	99,4%
Summe	76	70	7099	613200	98,8%

WEA - Typ : Enercon E 66

Technische Daten

Nennleistung :	1100 1800 kW
Rotordurchmesser :	66 71,6 m
Nabenhöhe :	64,8 68 m
Rotorkreisfläche:	3421 4026 m ²
Spezifische Leistung:	322 447 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron-vielpolig
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	1	1	4	6
Volllaststunden 2002	2584	2146	1343	1684
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	1133	941	555	716

Technische Verfügbarkeit

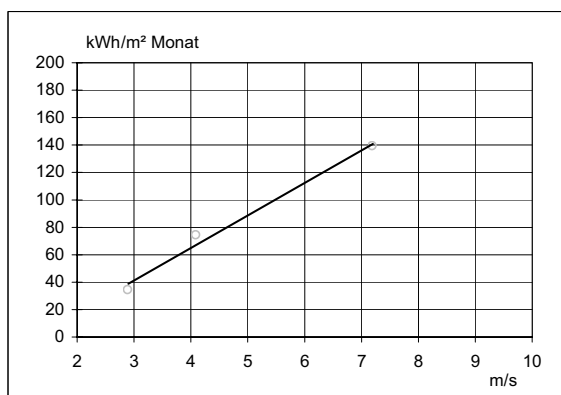
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	3	5	5	5	5	6
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,2	2,2	3,2	4,2	4,5
WEA mit W&I-Bericht	2	5	5	5	5	6
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,8	98,3	98,2	97,3	98	98,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	65	121	158	238	178	159

Betriebskosten

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	2	5	5	5	5	6
Mittlere Kosten [€]	3478	4523	15437	15000	17392	23259
Mittlere Kosten [€/kW]	2	3	11	11	12	16

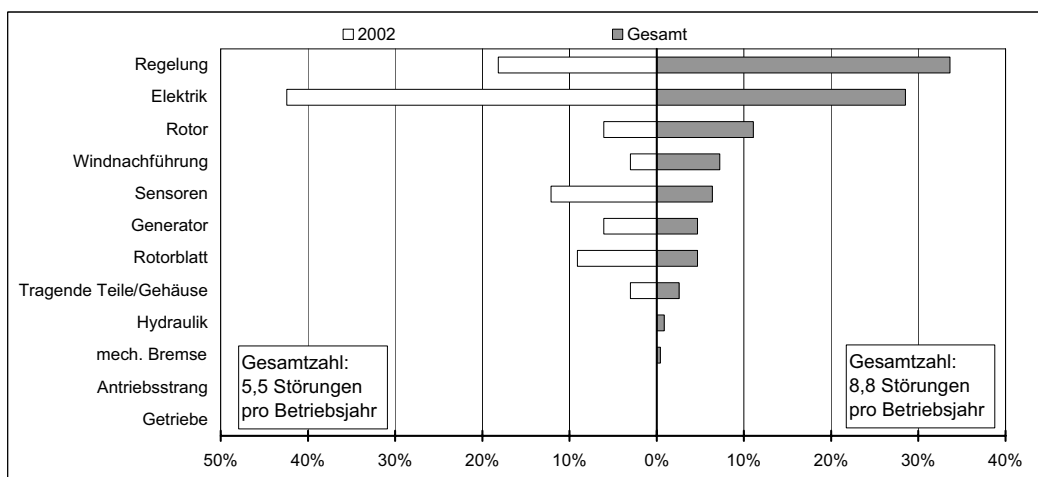
WEA - Typ : Enercon E 66

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 2
Standorte: 2
Auswertemonate: 3
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	1	1	35	8760	99,6%
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	2	2	685	17520	96,1%
60 - 72	3	3	232	26280	99,1%
Summe	6	6	952	52560	98,2%

WEA - Typ : Fuhrländer astOs 100

Technische Daten

Nennleistung :	100 kW
Rotordurchmesser :	21 m
Nabenhöhe :	34,5 m
Rotorkreisfläche:	346 m ²
Spezifische Leistung:	289 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	10	10
Volllaststunden 2002	-	-	984	984
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	284	284

Technische Verfügbarkeit

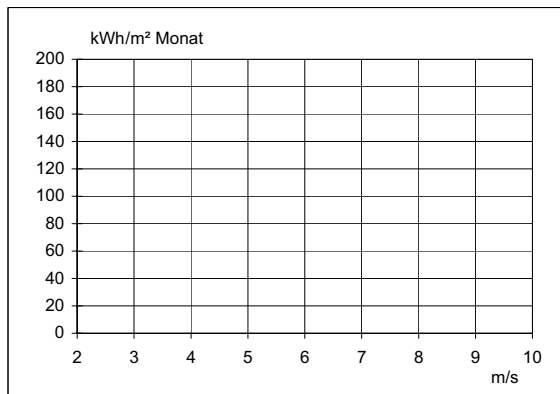
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	7	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2	9,2
WEA mit W&I-Bericht	6	10	10	8	10	10	10	10	8	9
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,9	99,8	100	99,8	99,9	99,8	99,9	98,3	97	99,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	3	12	3	16	8	15	10	148	264	71

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Mittlere Kosten [€]	1130	1209	1303	1121	1122	1061	1318	1315	1286	1991
Mittlere Kosten [€/kW]	11	12	13	11	11	11	13	13	13	20

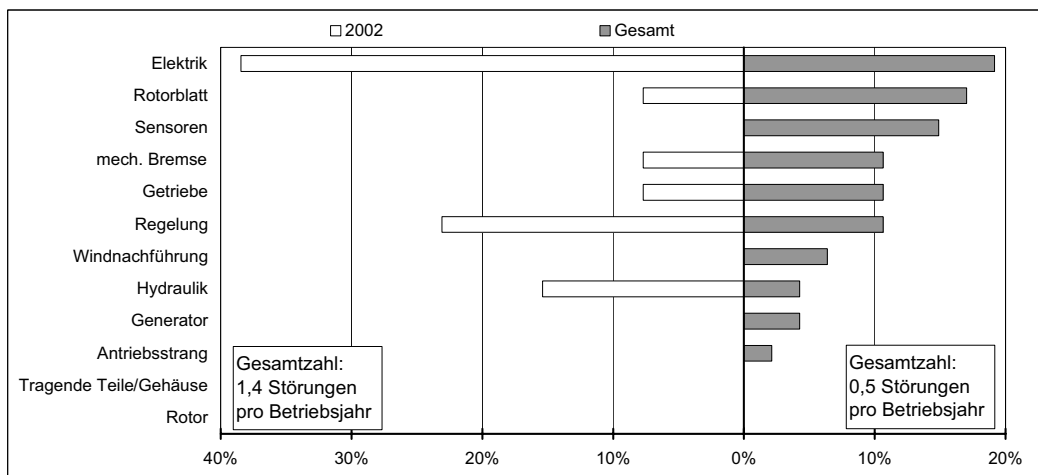
WEA - Typ : Fuhrländer astOs 100

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	3	2	559	17520	96,8%
108 - 120	7	7	80	61320	99,9%
Summe	10	9	639	78840	99,2%

WEA - Typ : Fuhrländer astOs 250

Technische Daten

Nennleistung :	250 kW
Rotordurchmesser :	29,5 m
Nabenhöhe :	41,5 m
Rotorkreisfläche:	683 m ²
Spezifische Leistung:	366 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	8	8
Volllaststunden 2002	-	-	1133	1133
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	414	414

Technische Verfügbarkeit

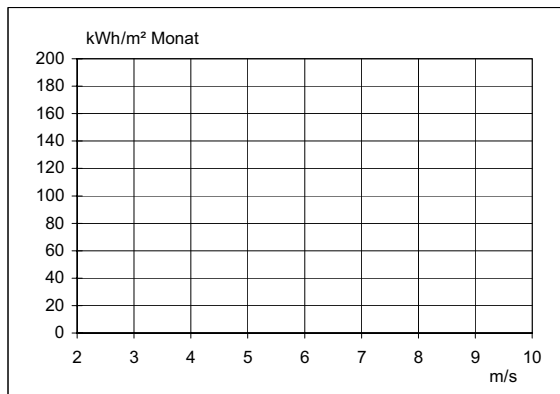
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	7	8	8	8	8	8	8	8
Durchschnittsalter [Jahre]	0,8	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,5
WEA mit W&I-Bericht	7	8	8	8	7	8	7	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,7	97,8	99,6	99	99,6	99,6	99,9	99,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	87	179	38	89	32	37	13	58

Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	7	8	7	8	8	8	8	7
Mittlere Kosten [€]	1824	3931	3086	3345	3888	3496	5115	5348
Mittlere Kosten [€/kW]	7	16	12	13	16	14	20	21

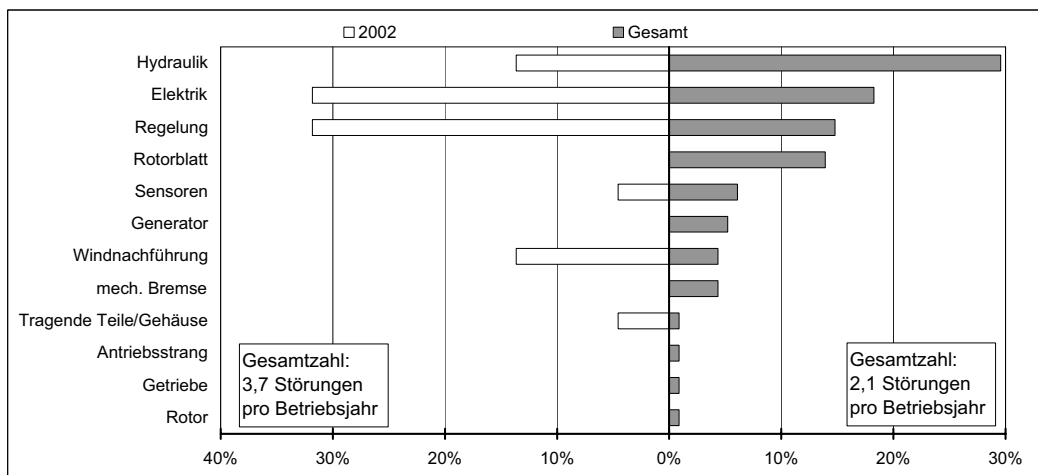
WEA - Typ : Fuhrländer astOs 250

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	1	1	41	4344	99,1%
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	7	6	364	52560	99,3%
Summe	8	7	405	56904	99,3%

WEA - Typ : GET Danwin 27

Technische Daten

Nennleistung :	225 kW
Rotordurchmesser :	29,1 m
Nabenhöhe :	40 m
Rotorkreisfläche:	665 m ²
Spezifische Leistung:	338 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	6	2	-	8
Volllaststunden 2002	1234	1596	-	1325
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	418	540	-	449

Technische Verfügbarkeit

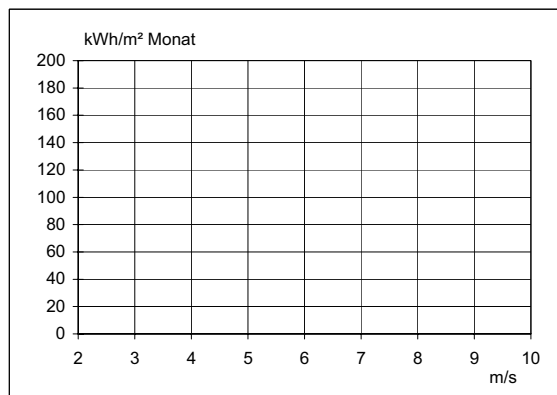
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	4	8	8	8	8	8	8	8
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	1,1	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,4
WEA mit W&I-Bericht	1	4	8	8	8	8	8	8	8
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,7	98,8	99,4	98,5	99,4	95,6	99,3	99,7	99,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	74	99	47	127	54	386	58	29	73

Betriebskosten

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	4	8	8	8	8	8	8	8
Mittlere Kosten [€]	1050	4618	5062	4888	9024	8294	6116	6052	6304
Mittlere Kosten [€/kW]	5	21	22	22	40	37	27	27	28

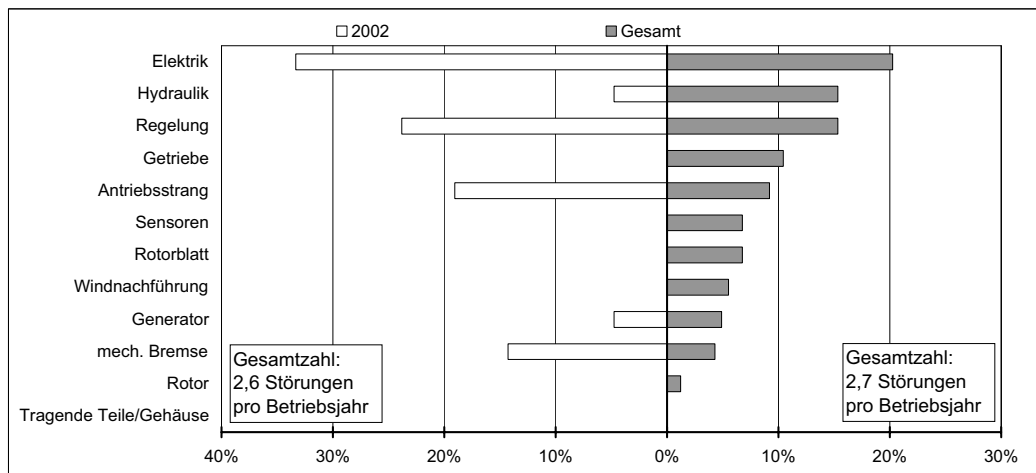
WEA - Typ : GET Danwin 27

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	4	4	-	35040	100,0%
84 - 96	2	2	161	17520	99,1%
96 - 108	2	2	424	17520	97,6%
Summe	8	8	585	70080	99,2%

WEA - Typ : GET 41

Technische Daten

Nennleistung :	600 kW
Rotordurchmesser :	41 46 m
Nabenhöhe :	47,5 65 m
Rotorkreisfläche:	1320 1662 m ²
Spezifische Leistung:	361 454 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	2	3	-	5
Volllaststunden 2002	1158	1442	-	1328
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	526	601	-	571

Technische Verfügbarkeit

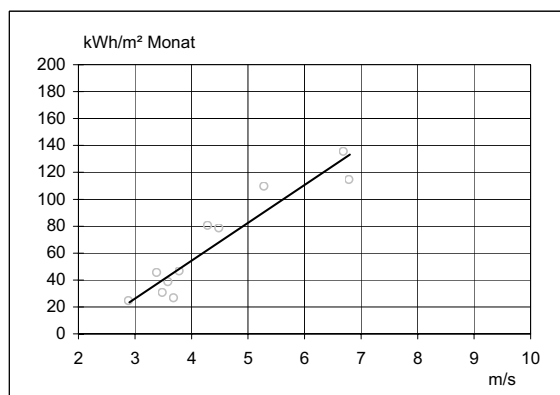
Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	7	7	6	5	5	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,7	2,7	3,6	4,6	5,6	6,6
WEA mit W&I-Bericht	7	6	5	5	5	5	5
Tech. Verfügbarkeit [%]	84,6	97,9	95,6	83,5	97,4	97,6	95,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	901	187	386	1444	230	206	431

Betriebskosten

Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	7	6	5	5	5	4	4
Mittlere Kosten [€]	13925	5619	21142	20880	20018	17591	16289
Mittlere Kosten [€/kW]	23	9	35	35	33	29	27

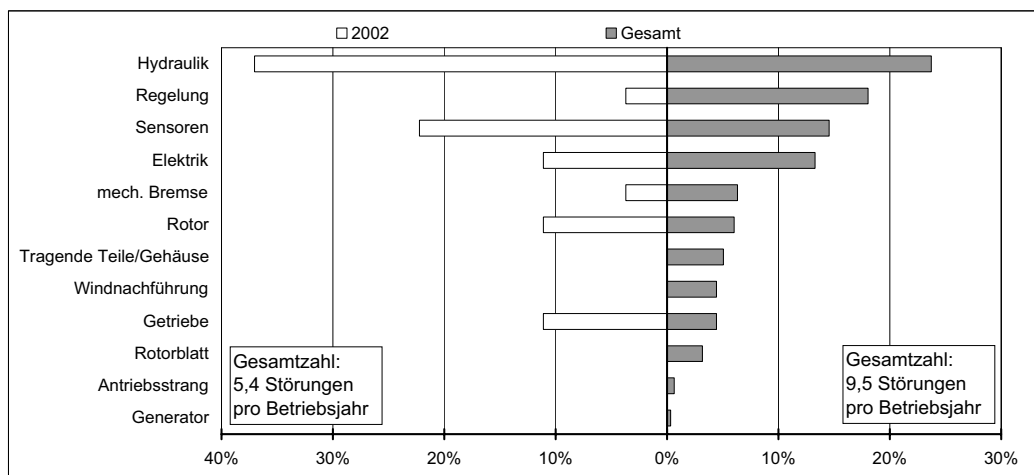
WEA - Typ : GET 41

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 2
Standorte: 2
Auswertemonate: 11
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	5	5	2153	43800	95,1%
Summe	5	5	2153	43800	95,1%

WEA - Typ : HSW 30

Technische Daten

Nennleistung :	30 33 kW
Rotordurchmesser :	12,5 m
Nabenhöhe :	22,4 m
Rotorkreisfläche:	123 m ²
Spezifische Leistung:	269 W/m ²
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	3	-	3
Vollaststunden 2002	-	535	-	535
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	131	-	131

Technische Verfügbarkeit

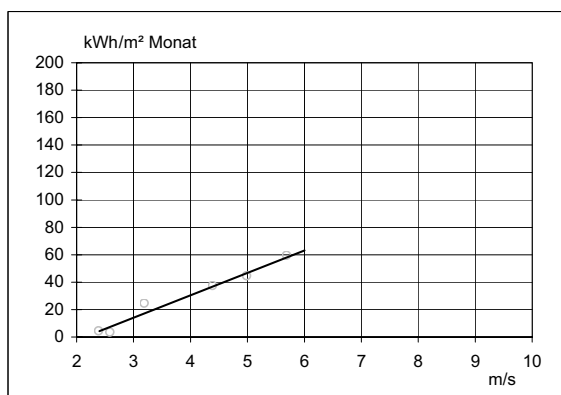
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	10	11	11	11	11	11	11	11	10	7	4
Durchschnittsalter [Jahre]	1,7	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,2	9,7	10,0
WEA mit W&I-Bericht	9	11	11	11	11	11	11	10	8	6	1
Tech. Verfügbarkeit [%]	96,8	96,5	97,5	98,1	97,9	98,1	96,9	95,1	96,1	87,1	100
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	233	304	215	169	188	168	268	427	336	976	2

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		11	10	11	11	10	11	11	8	5	2
Mittlere Kosten [€]		1163	1545	2472	1680	2498	1635	1899	1919	1548	1960
Mittlere Kosten [€/kW]		38	50	80	55	82	53	62	62	50	65

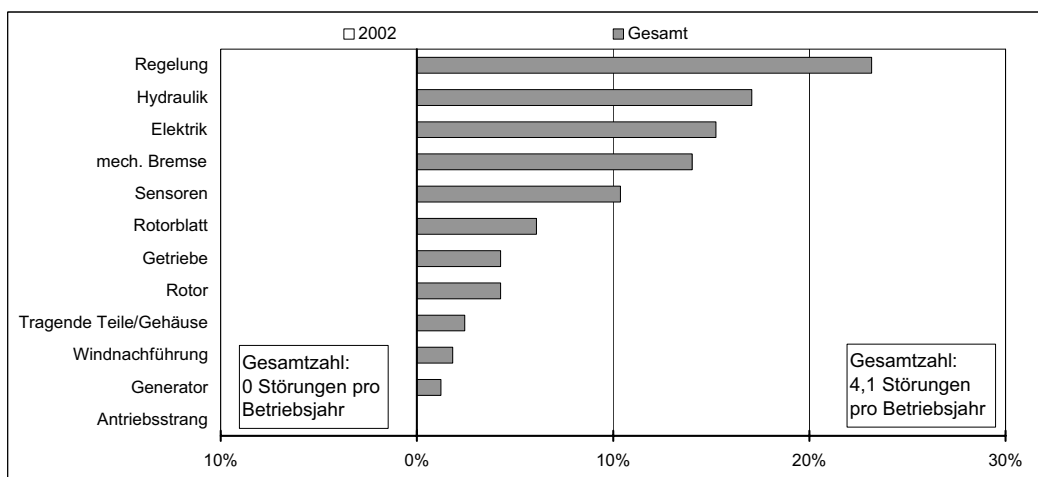
WEA - Typ : HSW 30

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 3
Standorte: 3
Auswertemonate: 8
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	1	-	-	-	-
120 - 132	3	1	2	5376	100,0%
Summe	4	1	2	5376	100,0%

WEA - Typ : HSW 250

Technische Daten

Nennleistung :	250 kW
Rotordurchmesser :	25 28,5 m
Nabenhöhe :	28,5 50 m
Rotorkreisfläche:	491 638 m ²
Spezifische Leistung:	392 509 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	62	-	-	62
Volllaststunden 2002	273	-	-	273
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	109	-	-	109

Technische Verfügbarkeit

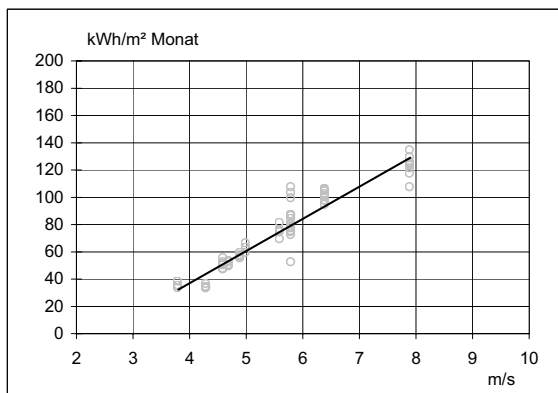
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	61	70	70	70	70	70	70	70	69	34	8
Durchschnittsalter [Jahre]	1,7	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	9,7	9,8
WEA mit W&I-Bericht	61	68	70	69	69	70	70	70	68	30	5
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,8	98,8	98,8	99,5	98,4	98,8	98,4	98,9	98,3	99,2	99,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	104	101	107	48	142	109	143	92	148	60	44

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		68	70	69	69	66	70	68	62	15	1
Mittlere Kosten [€]		8059	2451	13185	33734	8977	11527	12462	11371	9780	8481
Mittlere Kosten [€/kW]		32	10	53	135	36	46	50	45	39	34

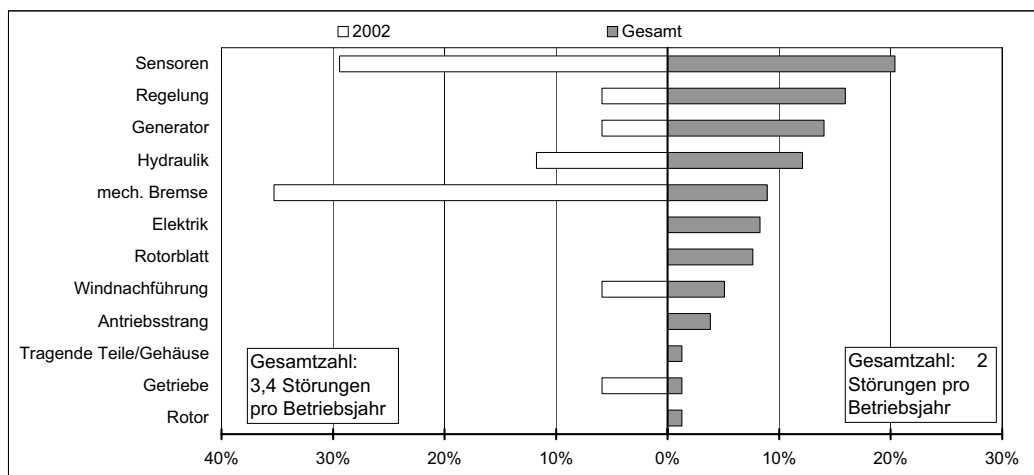
WEA - Typ : HSW 250

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 14
Standorte: 4
Auswertemonate: 79
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	8	5	222	43800	99,5%
Summe	8	5	222	43800	99,5%

WEA - Typ : Jacobs 500/600

Technische Daten

Nennleistung :	500 600 kW
Rotordurchmesser :	37 43 m
Nabenhöhe :	40 50 m
Rotorkreisfläche:	1075 1452 m ²
Spezifische Leistung:	379 465 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	4	-	-	4
Volllaststunden 2002	2042	-	-	2042
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	823	-	-	823

Technische Verfügbarkeit

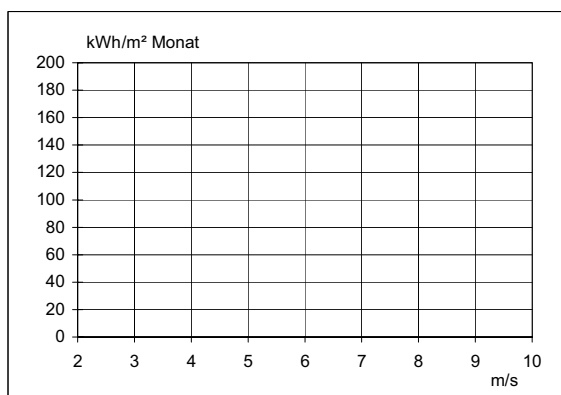
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	3	4	4	4	4	4	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,6	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4
WEA mit W&I-Bericht	1	3	4	4	4	3	3	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,2	97	96	99,6	99,7	95	97	94,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	9	161	326	33	26	443	261	465

Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		3	4	4	4	4	4	4
Mittlere Kosten [€]		8483	8991	9707	14401	18779	17893	26825
Mittlere Kosten [€/kW]		16	17	18	27	36	34	51

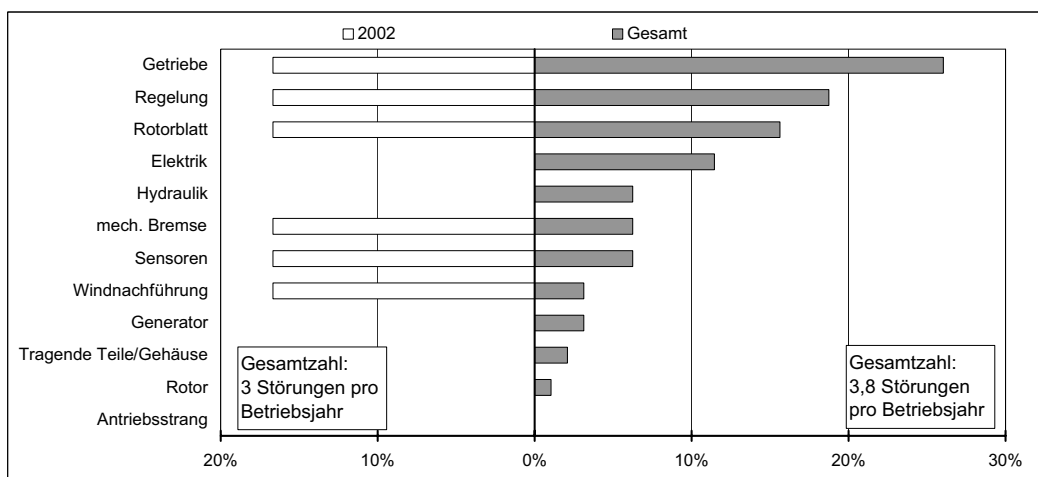
WEA - Typ : Jacobs 500/600

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	1	-	-	-	-
72 - 84	2	2	930	17520	94,7%
84 - 96	1	-	-	-	-
Summe	4	2	930	17520	94,7%

WEA - Typ : Kano-Rotor 30

Technische Daten

Nennleistung :	30 kW
Rotordurchmesser :	12,1 13,4 m
Nabenhöhe :	30,5 m
Rotorkreisfläche:	115 141 m ²
Spezifische Leistung:	213 261 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	16	5	21
Volllaststunden 2002	-	737	451	669
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	166	108	152

Technische Verfügbarkeit

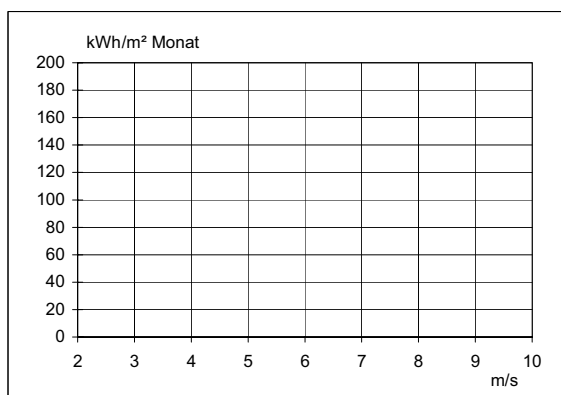
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	11	17	20	23	23	23	21	21	21	21	18
Durchschnittsalter [Jahre]	0,8	1,4	2,1	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	7,7	8,6	9,3
WEA mit W&I-Bericht	6	16	20	18	22	20	20	19	19	18	12
Tech. Verfügbarkeit [%]	87,2	98,8	98,8	99,8	99,6	99,1	97,1	94,4	98,7	98,6	95,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	734	87	95	16	34	81	257	489	114	123	334

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		16	19	20	22	20	20	20	20	19	13
Mittlere Kosten [€]		162	214	304	222	314	499	656	565	1182	679
Mittlere Kosten [€/kW]		5	7	10	7	10	17	22	19	39	23

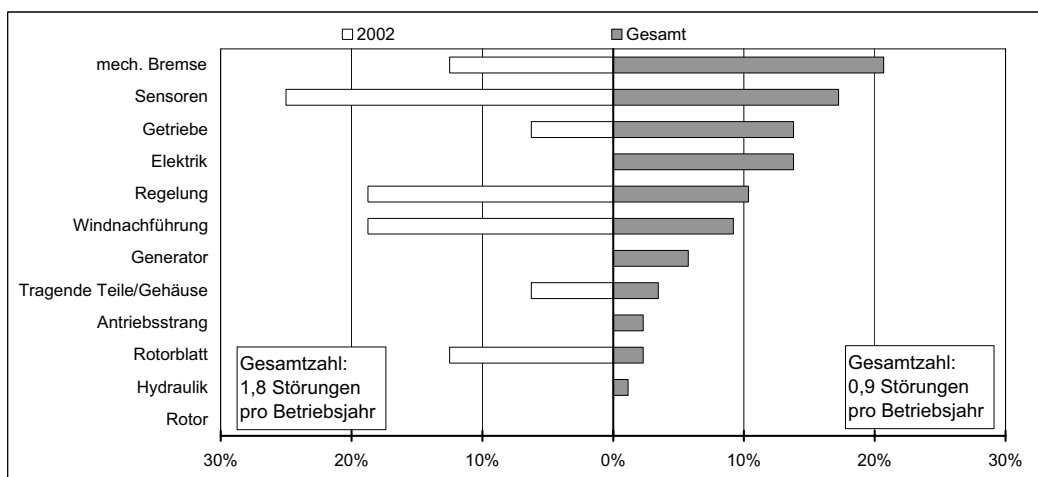
WEA - Typ : Kano-Rotor 30

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	3	2	2	17520	100,0%
96 - 108	3	2	151	17520	99,1%
108 - 120	5	5	3649	43800	91,7%
120 - 132	6	2	4	9624	100,0%
132 - 144	1	1	204	8760	97,7%
Summe	18	12	4010	97224	95,9%

WEA - Typ : Krogmann 15

Technische Daten

Nennleistung :	50 kW
Rotordurchmesser :	15 m
Nabenhöhe :	24 37 m
Rotorkreisfläche:	177 m ²
Spezifische Leistung:	283 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	22	12	34
Volllaststunden 2002	-	571	347	492
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	162	98	139

Technische Verfügbarkeit

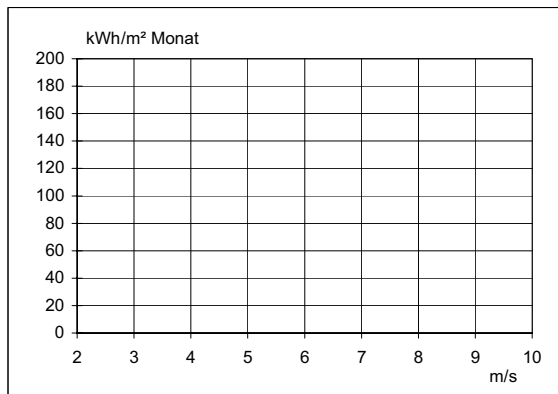
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	33	39	47	49	49	48	44	43	42	36	31
Durchschnittsalter [Jahre]	1,3	2,0	2,6	3,5	4,4	5,4	6,3	7,3	8,2	8,9	9,6
WEA mit W&I-Bericht	26	35	45	45	46	42	44	39	35	23	20
Tech. Verfügbarkeit [%]	94,6	95,6	96,9	96,9	98,6	97,7	95,7	93,4	97	96,6	94,6
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	405	357	246	273	121	197	374	581	256	297	449

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		34	42	48	47	42	44	39	35	28	22
Mittlere Kosten [€]		1495	1584	1019	1487	1390	1608	1872	1585	1362	1606
Mittlere Kosten [€/kW]		30	32	20	30	28	32	37	32	27	32

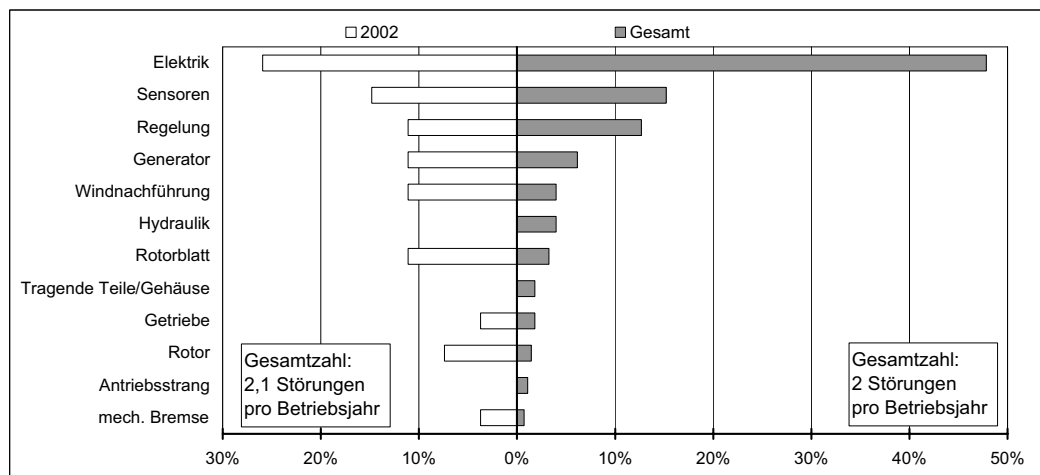
WEA - Typ : Krogmann 15

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	209	17520	98,8%
96 - 108	8	7	5668	61320	90,8%
108 - 120	6	4	2189	35040	93,8%
120 - 132	11	6	668	44376	98,5%
132 - 144	3	1	239	8760	97,3%
144 - 156	1	-	-	-	-
Summe	31	20	8972	167016	94,6%

WEA - Typ : Lagerwey LW 15/18

Technische Daten

Nennleistung :	30 80 kW
Rotordurchmesser :	15,6 18 m
Nabenhöhe :	25 43 m
Rotorkreisfläche:	191 254 m ²
Spezifische Leistung:	157 392 W/m ²
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron/Mutator
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	16	30	20	66
Volllaststunden 2002	866	547	550	625
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	305	169	169	202

Technische Verfügbarkeit

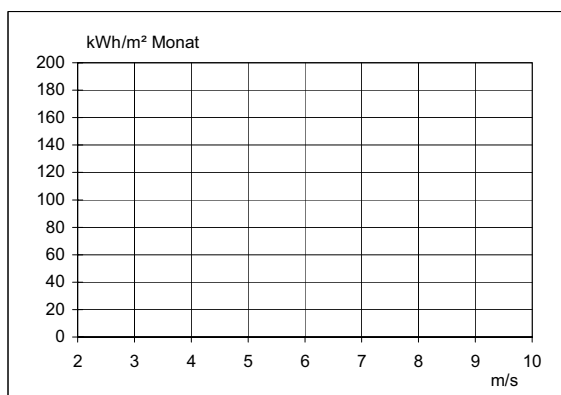
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	55	77	88	90	90	90	90	90	84	72	56
Durchschnittsalter [Jahre]	1,6	2,0	2,7	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,4	9,1	9,8
WEA mit W&I-Bericht	46	72	88	88	88	89	89	76	69	56	33
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,4	97,9	99,3	99,6	99,5	99,6	98,8	98,7	98,3	98,9	95,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	125	169	62	37	43	35	101	111	139	91	395

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		69	84	87	86	87	89	83	69	57	42
Mittlere Kosten [€]		647	1261	1032	1324	1299	1696	1986	2356	2537	4265
Mittlere Kosten [€/kW]		9	18	15	19	18	24	28	32	35	57

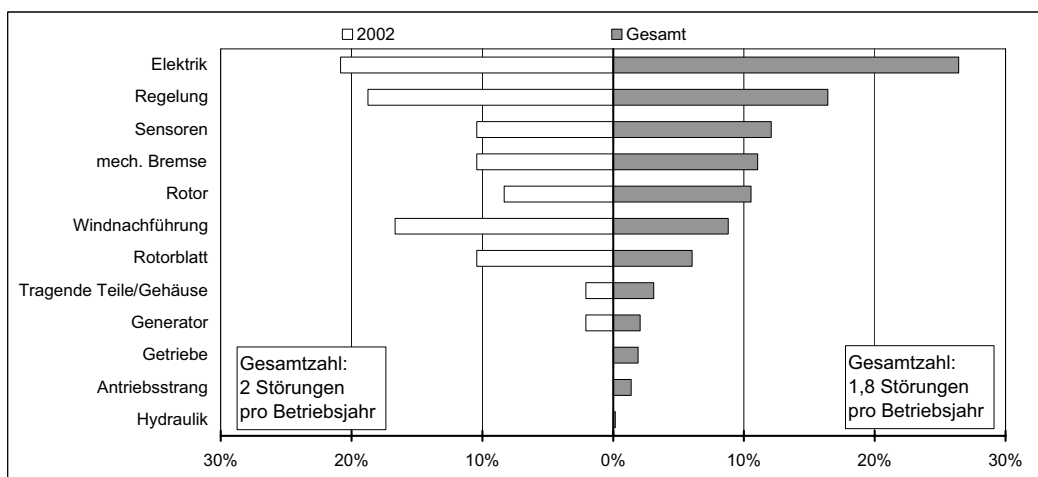
WEA - Typ : Lagerwey LW 15/18

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	14	17520	99,9%
96 - 108	11	7	5144	61320	91,6%
108 - 120	22	15	6267	131400	95,2%
120 - 132	13	6	1606	42912	96,3%
132 - 144	2	1	5	8760	99,9%
144 - 156	6	2	10	17520	99,9%
Summe	56	33	13045	279432	95,3%

WEA - Typ : Lagerwey LW 27/30

Technische Daten

Nennleistung :	250 kW
Rotordurchmesser :	27 30 m
Nabenhöhe :	32 50 m
Rotorkreisfläche:	573 707 m ²
Spezifische Leistung:	354 437 W/m ²
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron/Mutator
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	1	6	5	12
Volllaststunden 2002	214	731	988	795
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	93	319	408	337

Technische Verfügbarkeit

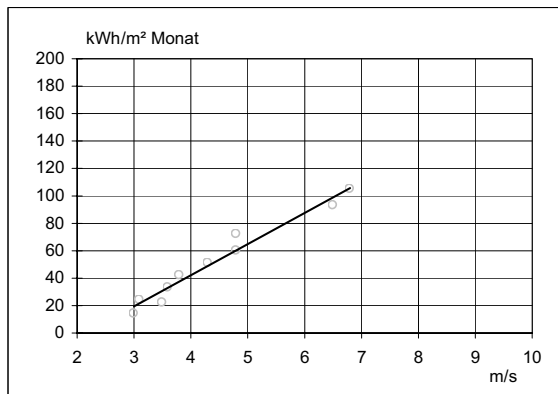
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	6	11	12	12	12	12	12	12	12
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,9	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	6,8	7,8
WEA mit W&I-Bericht	6	11	12	12	12	12	12	12	12
Tech. Verfügbarkeit [%]	69,3	99,2	99,2	99,3	97,8	94,3	96,8	95,7	89
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	437	55	71	63	194	501	285	375	955

Betriebskosten

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	5	10	12	12	12	12	12	12	12
Mittlere Kosten [€]	1125	1153	1976	2548	6341	7005	6310	10140	-826
Mittlere Kosten [€/kW]	5	5	8	10	25	28	25	41	-3

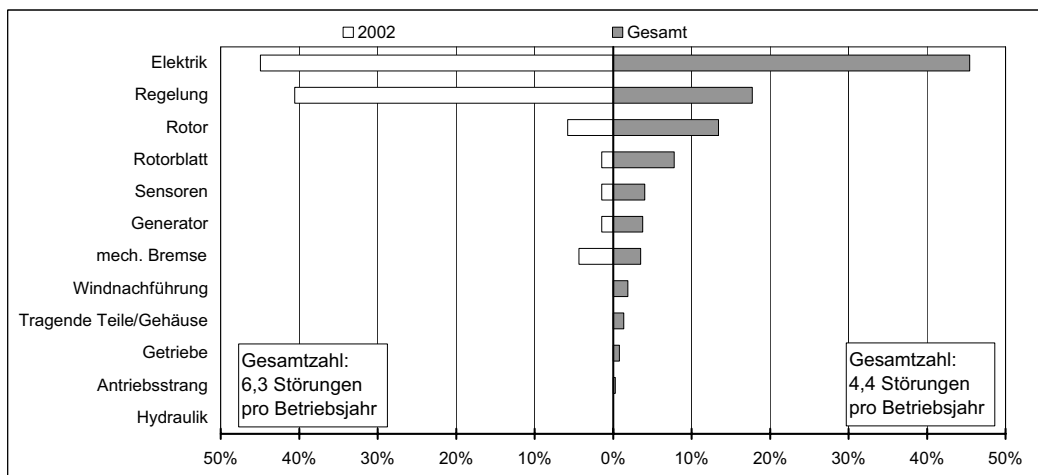
WEA - Typ : Lagerwey LW 27/30

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 2
Standorte: 2
Auswertemonate: 10
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	1	1	464	8760	94,7%
84 - 96	6	6	10220	52032	80,4%
96 - 108	5	5	776	43800	98,2%
Summe	12	12	11460	104592	89,0%

WEA - Typ : Micon M 450/530/570

Technische Daten

Nennleistung :	150 250 kW
Rotordurchmesser :	24 29,6 m
Nabenhöhe :	30 36 m
Rotorkreisfläche:	452 688 m ²
Spezifische Leistung:	254 471 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	25	5	12	42
Volllaststunden 2002	937	1100	1158	1020
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	395	518	434	421

Technische Verfügbarkeit

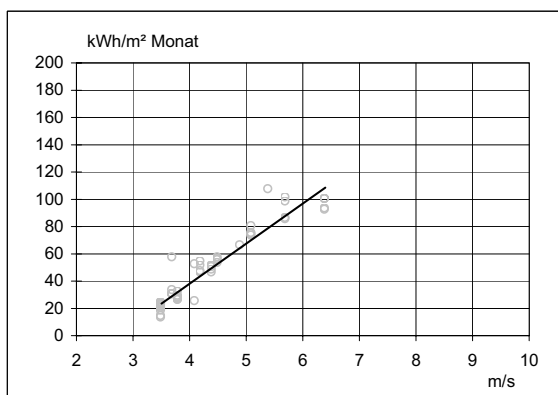
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	28	42	48	48	48	48	48	47	47	45	32
Durchschnittsalter [Jahre]	1,2	1,6	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	7,3	8,3	9,1	9,7
WEA mit W&I-Bericht	22	42	48	47	41	47	44	42	36	36	24
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,2	99,5	99,4	99,4	99,8	99,6	99,5	99,5	99,1	99,4	99,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	65	38	50	49	21	33	45	41	76	50	43

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		39	47	48	48	45	46	47	45	40	27
Mittlere Kosten [€]		1781	3090	4093	3970	4426	5280	5736	5171	6280	8718
Mittlere Kosten [€/kW]		8	14	18	17	19	23	25	23	28	39

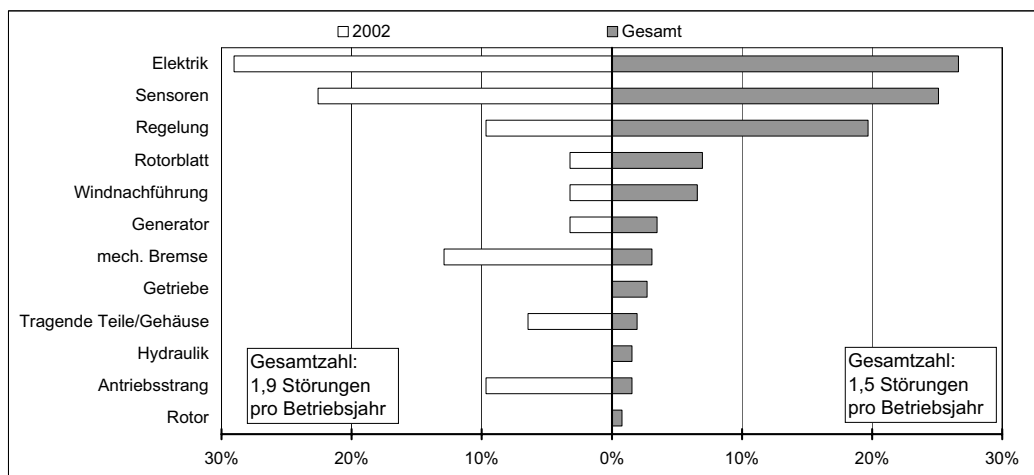
WEA - Typ : Micon M 450/530/570

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 6
Standorte: 3
Auswertemonate: 58
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	6	4	433	35040	98,8%
108 - 120	14	13	332	113880	99,7%
120 - 132	8	6	211	40680	99,5%
132 - 144	1	1	65	8760	99,3%
144 - 156	3	-	-	-	-
Summe	32	24	1040	198360	99,5%

WEA - Typ : Micon M 700/750

Technische Daten

Nennleistung :	225 400 kW
Rotordurchmesser :	29,6 31 m
Nabenhöhe :	36 m
Rotorkreisfläche:	688 755 m²
Spezifische Leistung:	323 530 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	3	10	23	36
Volllaststunden 2002	2042	1291	1448	1454
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	1082	449	497	532

Technische Verfügbarkeit

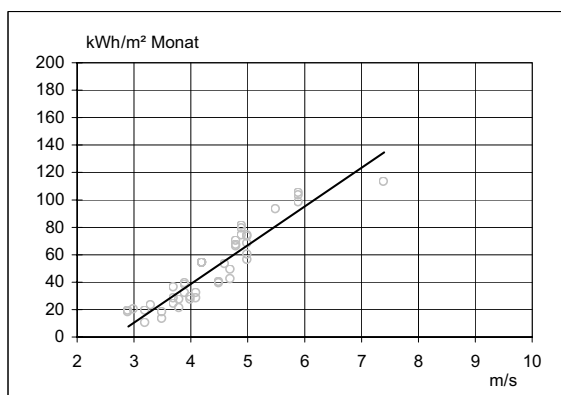
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	7	24	35	36	36	36	36	36	35	35
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,5	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2
WEA mit W&I-Bericht	6	20	34	36	36	36	36	35	35	35
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,4	98,6	98,9	99,7	99,3	99,6	99,3	99,4	99,6	99,6
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	29	60	88	23	60	39	62	56	34	39

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	5	17	34	36	36	36	36	34	35	30
Mittlere Kosten [€]	2377	2481	4600	3012	4158	4581	4335	5952	6507	7627
Mittlere Kosten [€/kW]	6	9	18	12	16	18	17	23	25	29

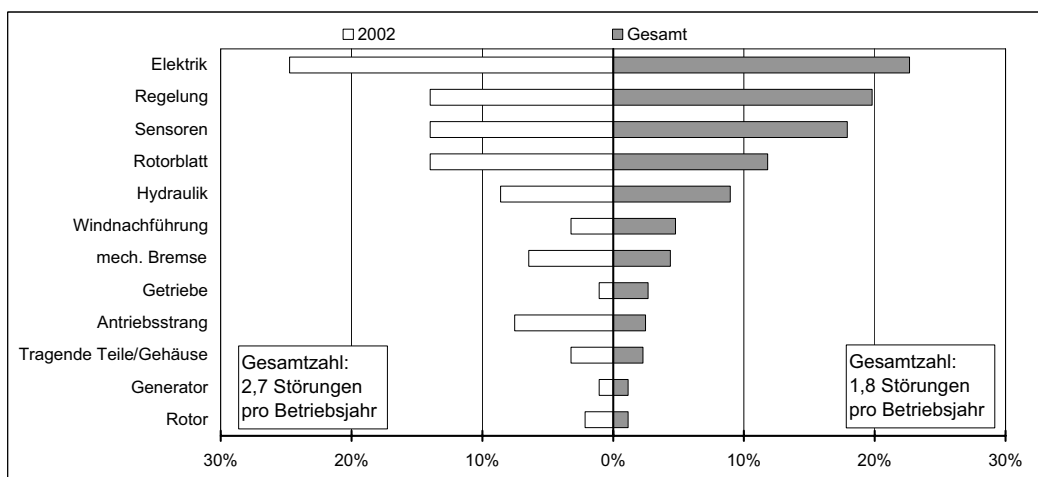
WEA - Typ : Micon M 700/750

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 6
Standorte: 4
Auswertemonate: 44
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	1	1	25	8760	99,7%
84 - 96	10	10	390	87600	99,6%
96 - 108	17	17	723	148920	99,5%
108 - 120	7	7	218	61320	99,6%
Summe	35	35	1356	306600	99,6%

WEA - Typ : Micon M 1500

Technische Daten

Nennleistung :	500 600 kW
Rotordurchmesser :	43,4 m
Nabenhöhe :	46 53 m
Rotorkreisfläche:	1479 m ²
Spezifische Leistung:	406 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	4	5	9
Volllaststunden 2002	-	1491	1255	1360
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	584	509	542

Technische Verfügbarkeit

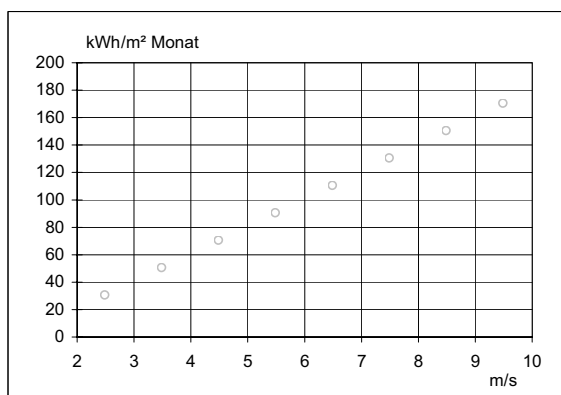
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	7	9	9	9	9	9	9	9
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,7	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5
WEA mit W&I-Bericht	2	7	9	9	9	9	9	9	9
Tech. Verfügbarkeit [%]	96,7	97	97,1	96,7	98,7	99,4	99,7	99,7	98,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	68	158	242	291	118	51	24	27	112

Betriebskosten

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		5	9	9	9	9	9	8	7
Mittlere Kosten [€]		4959	4194	8515	10595	16694	11306	11666	9657
Mittlere Kosten [€/kW]		9	7	14	18	28	19	20	16

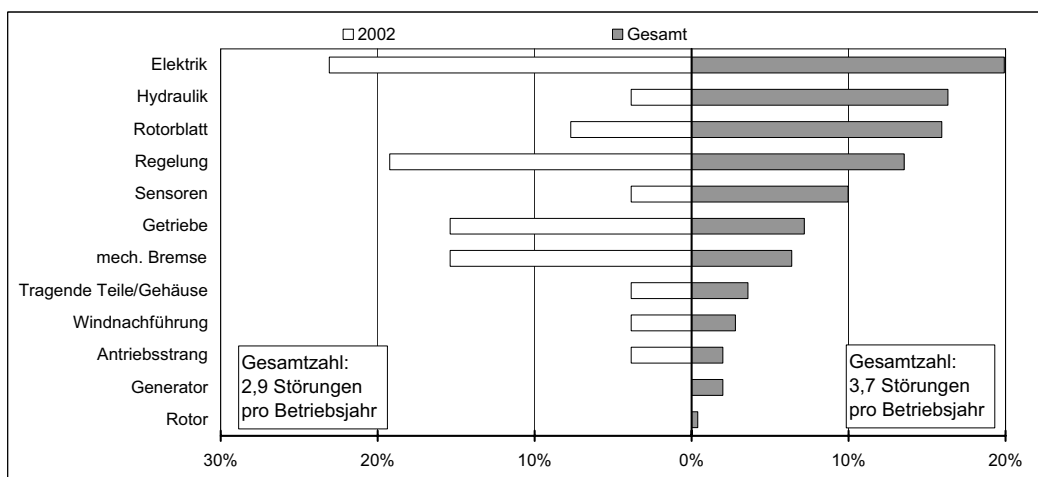
WEA - Typ : Micon M 1500

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	2	2	60	17520	99,7%
84 - 96	5	5	922	43800	97,9%
96 - 108	2	2	29	17520	99,8%
Summe	9	9	1012	78840	98,7%

WEA - Typ : NEG Micon NM 1500

Technische Daten

Nennleistung :	1500 kW
Rotordurchmesser :	64 m
Nabenhöhe :	68 80 m
Rotorkreisfläche:	3217 m ²
Spezifische Leistung:	466 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	1	2	3
Volllaststunden 2002	-	2117	1347	1604
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	987	628	748

Technische Verfügbarkeit

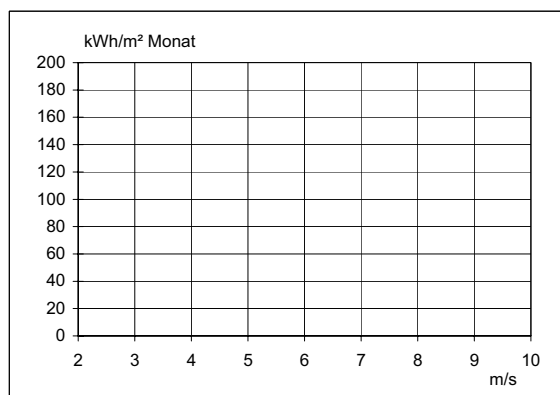
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	2	3	3	3	3
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,1	1,7	2,7	3,7	4,7
WEA mit W&I-Bericht	1	2	3	3	3	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,3	96,4	97,7	96,4	98,1	98,4
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	119	274	191	318	170	144

Betriebskosten

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	2	3	3	3	3
Mittlere Kosten [€]	9331	12441	15980	14958	15240	17685
Mittlere Kosten [€/kW]	6	8	11	10	10	12

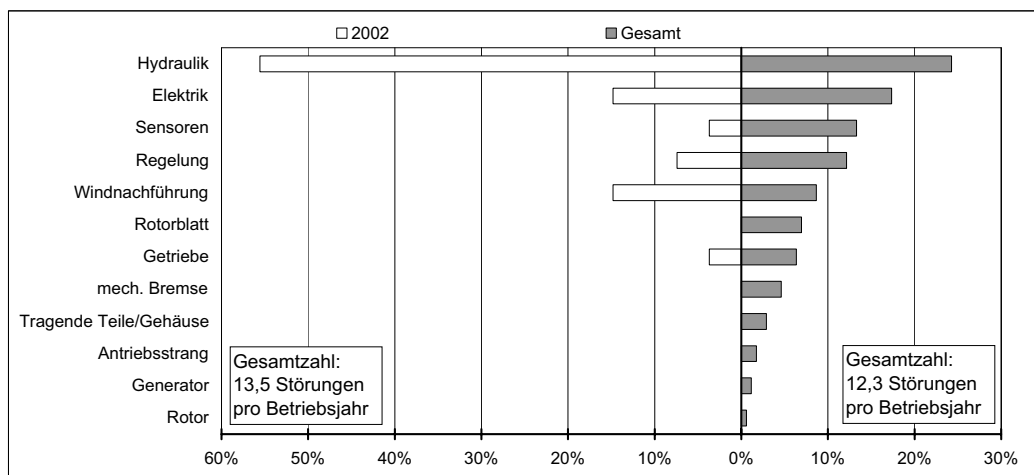
WEA - Typ : NEG Micon NM 1500

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 8
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	1	-	-	-	-
48 - 60	1	1	170	8760	98,1%
60 - 72	1	1	117	8760	98,7%
Summe	3	2	287	17520	98,4%

WEA - Typ : NedWind 40/43/44

Technische Daten

Nennleistung :	500 kW
Rotordurchmesser :	40,8 43,8 m
Nabenhöhe :	39,2 65 m
Rotorkreisfläche:	1307 1507 m ²
Spezifische Leistung:	332 382 W/m ²
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron/Kaskade
Art der Leistungsbegrenzung :	a-s-c
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	2	2
Volllaststunden 2002	-	-	848	848
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	302	302

Technische Verfügbarkeit

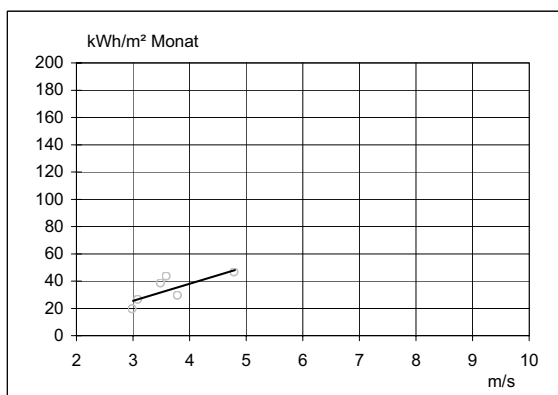
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	2	2	2	2	2	2	2
Durchschnittsalter [Jahre]	1,0	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2
WEA mit W&I-Bericht	1	2	2	2	2	2	2	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	98,4	98,7	99,7	99,3	77,3	92,2	86,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	29	95	118	28	59	1993	686	1207

Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	2	2	2	2	2	2	2
Mittlere Kosten [€]	839	4284	3713	5319	12308	25158	12234	30231
Mittlere Kosten [€/kW]	2	9	7	11	25	50	24	60

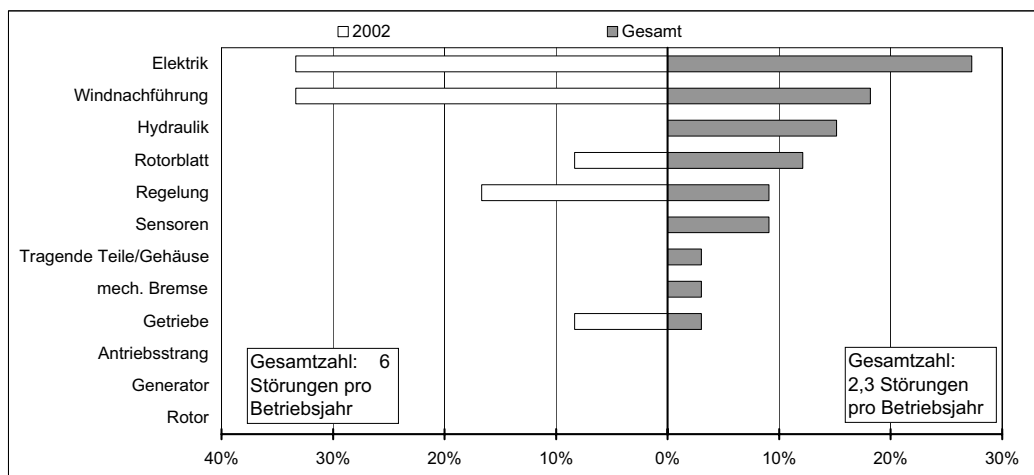
WEA - Typ : NedWind 40/43/44

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 8
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	1	1	2165	8760	75,3%
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	249	8760	97,2%
Summe	2	2	2414	17520	86,2%

WEA - Typ : Nordex N 27/29

Technische Daten

Nennleistung :	150 250 kW
Rotordurchmesser :	27 29,7 m
Nabenhöhe :	31,5 50 m
Rotorkreisfläche:	573 693 m²
Spezifische Leistung:	262 437 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	11	14	22	47
Volllaststunden 2002	2021	1704	1554	1708
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	589	446	473	492

Technische Verfügbarkeit

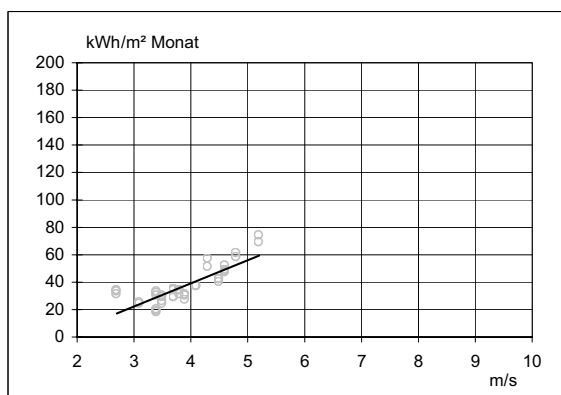
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	17	32	45	47	47	47	47	47	47	47	45
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,0	1,5	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,5	8,4	9,3
WEA mit W&I-Bericht	15	28	40	46	42	47	47	45	44	43	33
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,3	99,3	99,2	99	99,1	99,3	99,1	99	99	99,3	98,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	113	46	62	86	75	62	82	88	89	59	157

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		26	40	44	46	47	47	46	46	44	39
Mittlere Kosten [€]		1594	3131	4348	4222	5541	4460	5619	5926	5975	7323
Mittlere Kosten [€/kW]		10	19	26	25	33	26	33	35	36	42

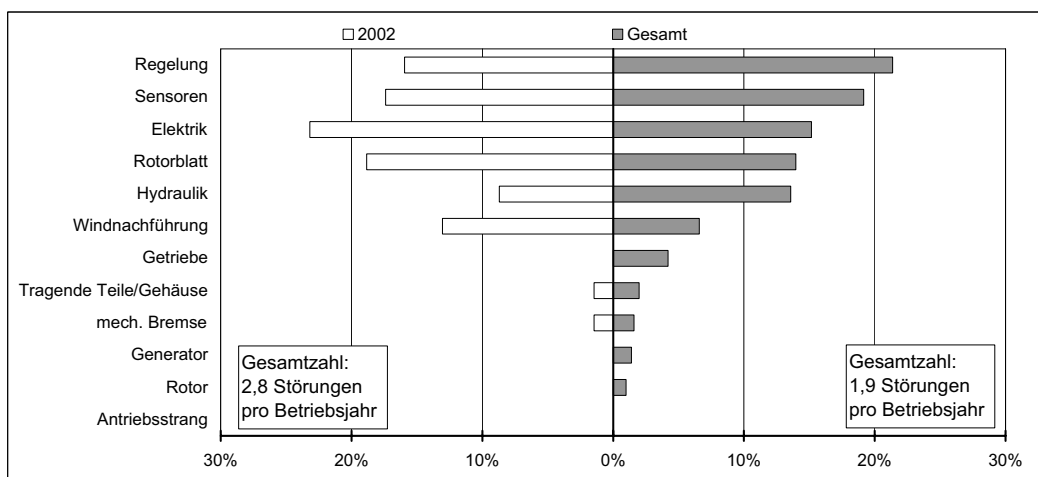
WEA - Typ : Nordex N 27/29

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 5
Standorte: 2
Auswertemonate: 40
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	813	17520	95,4%
96 - 108	13	11	2511	96360	97,4%
108 - 120	15	12	1722	105120	98,4%
120 - 132	15	8	150	59952	99,7%
Summe	45	33	5196	278952	98,1%

WEA - Typ : Nordex N 52/54

Technische Daten

Nennleistung :	800 1000 kW
Rotordurchmesser :	52 54 m
Nabenhöhe :	60 60,5 m
Rotorkreisfläche:	2124 2290 m ²
Spezifische Leistung:	377 437 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	4	1	5
Volllaststunden 2002	-	1879	1371	1777
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	708	599	686

Technische Verfügbarkeit

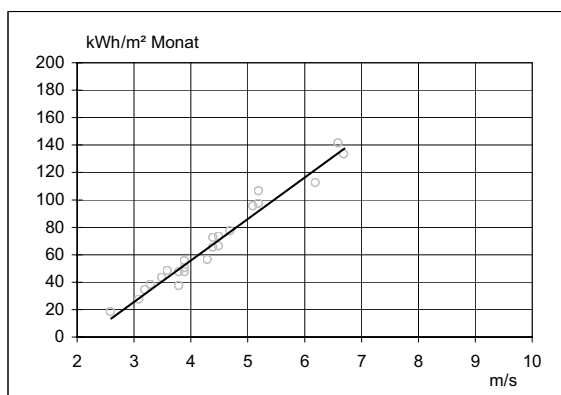
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	5	5	5	5	5	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6
WEA mit W&I-Bericht	2	5	5	5	5	5	5	5
Tech. Verfügbarkeit [%]	79,1	96,6	98,8	99	98,3	96,3	99	98,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	110	186	108	86	149	323	86	133

Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		3	5	5	5	5	5	5
Mittlere Kosten [€]		5381	8260	11574	16714	16767	15209	17746
Mittlere Kosten [€/kW]		7	10	14	20	20	18	21

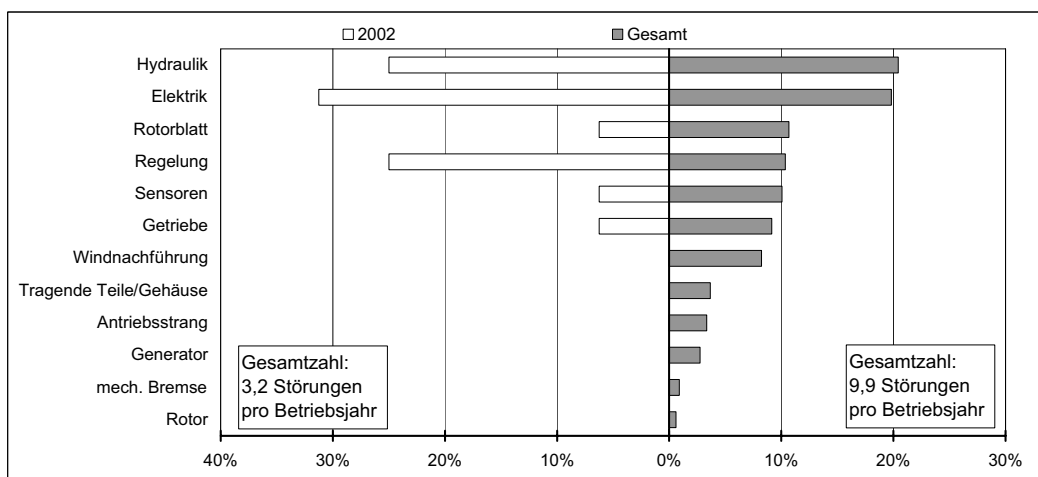
WEA - Typ : Nordex N 52/54

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 3
Standorte: 3
Auswertemonate: 23
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	3	3	575	26280	97,8%
84 - 96	2	2	91	17520	99,5%
Summe	5	5	666	43800	98,5%

WEA - Typ : Nordtank NTK 150

Technische Daten

Nennleistung :	150 kW
Rotordurchmesser :	24,6 m
Nabenhöhe :	32,7 m
Rotorkreisfläche:	475 m ²
Spezifische Leistung:	316 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	5	13	-	18
Volllaststunden 2002	1258	1204	-	1219
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	397	380	-	385

Technische Verfügbarkeit

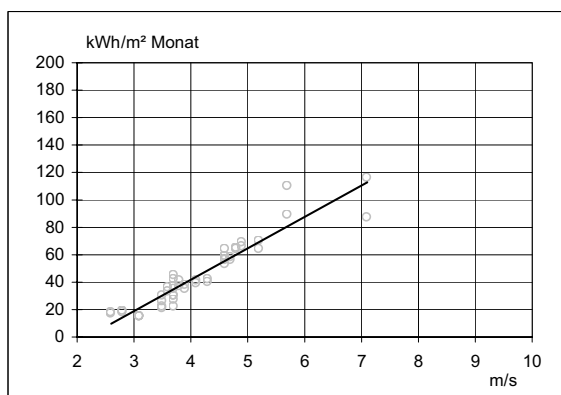
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	18	25	25	25	24	24	24	24	24	18	14
Durchschnittsalter [Jahre]	1,5	2,0	3,0	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,3	9,9
WEA mit W&I-Bericht	16	25	24	24	24	24	24	24	20	15	13
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,6	99,8	99,7	99,5	99,7	99,7	99,9	99,8	99,5	99,5	97,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	34	14	27	40	30	23	11	15	39	42	165

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		22	25	24	23	23	24	24	19	15	14
Mittlere Kosten [€]		2305	2923	4310	4741	5077	5364	5537	5128	5375	9409
Mittlere Kosten [€/kW]		15	19	29	32	34	36	37	34	36	63

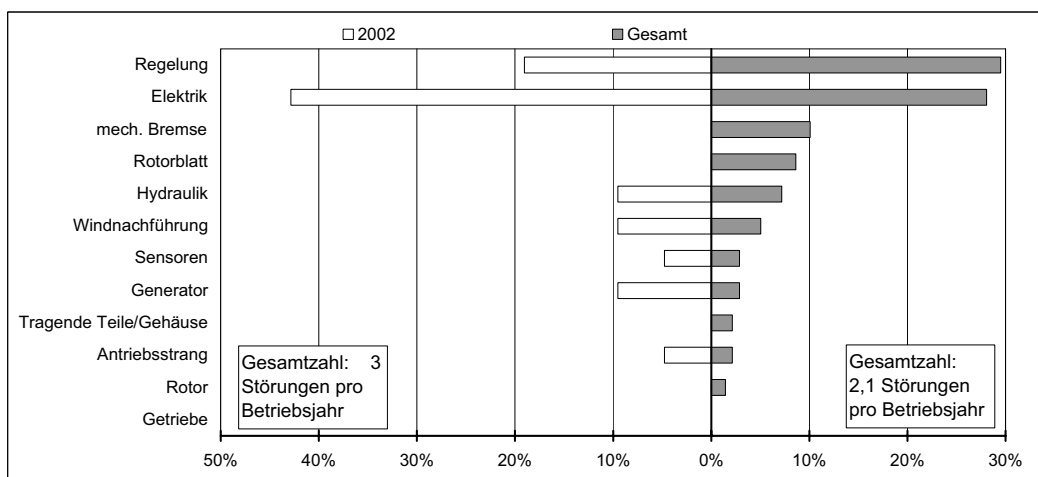
WEA - Typ : Nordtank NTK 150

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 4
Standorte: 2
Auswertemonate: 46
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	7	7	583	61320	99,1%
120 - 132	6	5	1559	23688	93,4%
132 - 144	1	1	8	8760	99,9%
Summe	14	13	2149	93768	97,7%

WEA - Typ : Nordtank NTK 300

Technische Daten

Nennleistung :	300 kW
Rotordurchmesser :	31 m
Nabenhöhe :	31 32,5 m
Rotorkreisfläche:	755 m ²
Spezifische Leistung:	397 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	34	3	-	37
Volllaststunden 2002	1347	1078	-	1325
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	536	429	-	527

Technische Verfügbarkeit

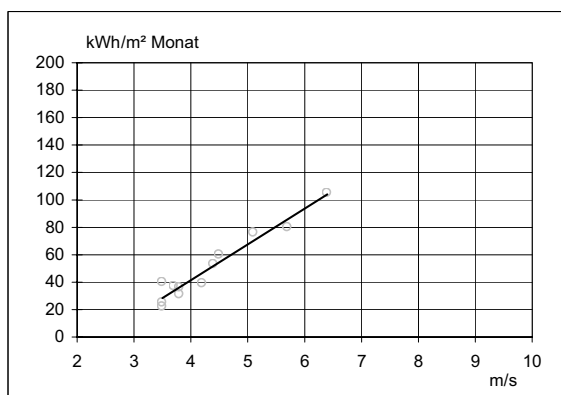
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	19	32	36	37	37	37	37	37	37	37	34
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,1	1,9	2,9	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,7
WEA mit W&I-Bericht	15	31	35	37	37	37	37	36	33	34	25
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	99,6	99,2	99,6	99,8	97,9	99,3	99,8	99,8	99,6	99,4
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	16	33	67	35	21	187	60	18	16	39	49

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		31	36	37	37	37	37	35	33	29	23
Mittlere Kosten [€]		2605	3274	5082	5480	7956	6368	7603	5962	7830	9341
Mittlere Kosten [€/kW]		9	11	17	18	27	21	25	20	26	31

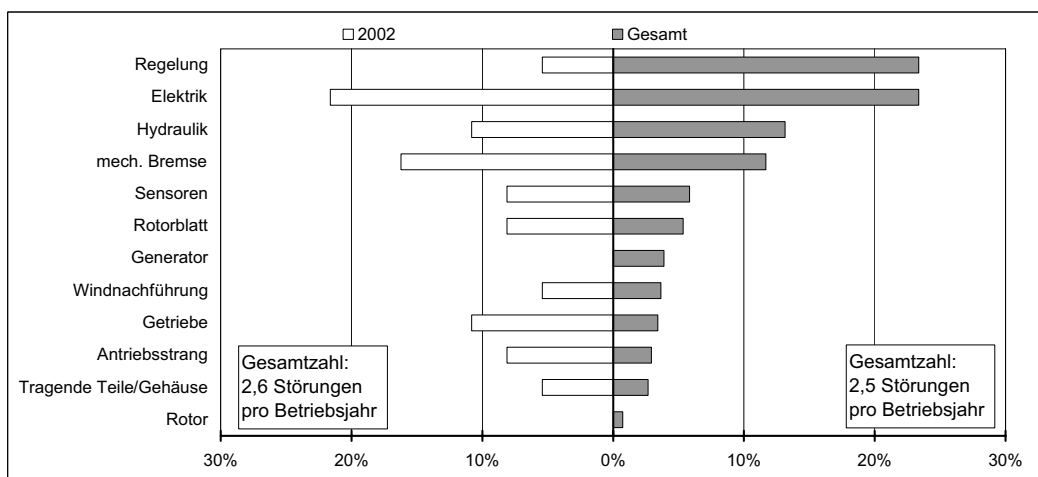
WEA - Typ : Nordtank NTK 300

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 12
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	1	1	36	8760	99,6%
96 - 108	4	4	139	35040	99,6%
108 - 120	13	9	912	78840	98,8%
120 - 132	16	11	146	80328	99,8%
Summe	34	25	1233	202968	99,4%

WEA - Typ : Nordtank NTK 500

Technische Daten

Nennleistung :	500 kW
Rotordurchmesser :	37 41 m
Nabenhöhe :	35 50 m
Rotorkreisfläche:	1075 1320 m ²
Spezifische Leistung:	379 465 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	11	4	4	19
Volllaststunden 2002	1831	1474	1482	1682
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	823	558	561	712

Technische Verfügbarkeit

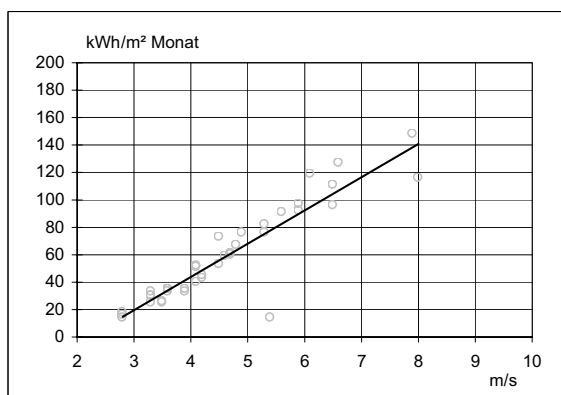
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	6	9	16	20	19	19	19	19	19	19
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,1	1,5	2,1	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2
WEA mit W&I-Bericht	5	9	15	19	19	19	18	18	18	15
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	98,8	99,7	99,7	98,5	99	97,7	98,4	99,7	97,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	20	84	20	22	135	90	205	137	28	193

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	6	9	13	19	19	19	19	19	19	16
Mittlere Kosten [€]	4283	5533	6304	6999	10286	9726	12653	9757	13171	15428
Mittlere Kosten [€/kW]	9	11	13	14	21	19	25	20	26	31

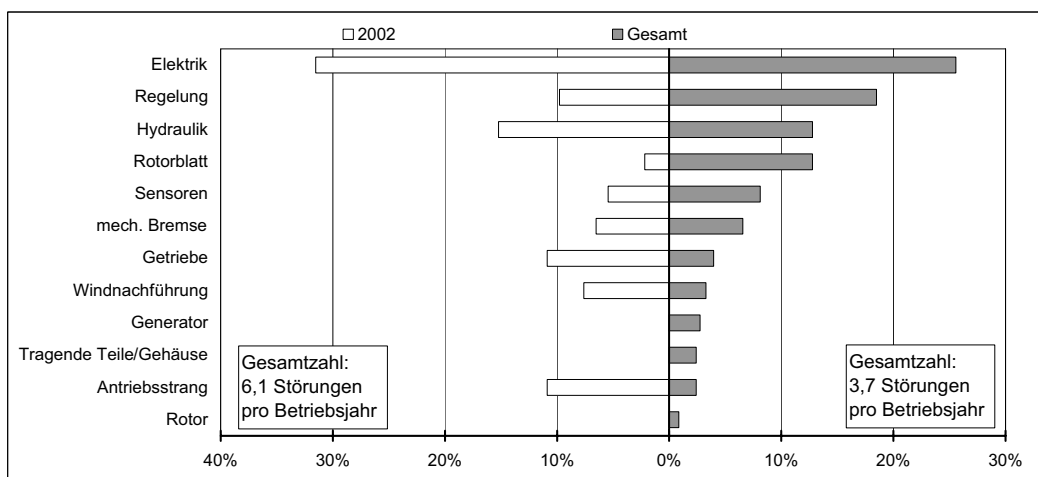
WEA - Typ : Nordtank NTK 500

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 7
Standorte: 4
Auswertemonate: 38
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	4	1	44	8760	99,5%
84 - 96	6	6	633	52560	98,8%
96 - 108	3	2	49	17520	99,7%
108 - 120	6	6	2175	52560	95,9%
Summe	19	15	2901	131400	97,8%

WEA - Typ : Seewind 110/132

Technische Daten

Nennleistung :	110 132 kW
Rotordurchmesser :	20 22 m
Nabenhöhe :	25,2 34,2 m
Rotorkreisfläche:	314 380 m²
Spezifische Leistung:	289 420 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	1	23	17	41
Volllaststunden 2002	1091	986	912	958
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	382	345	327	338

Technische Verfügbarkeit

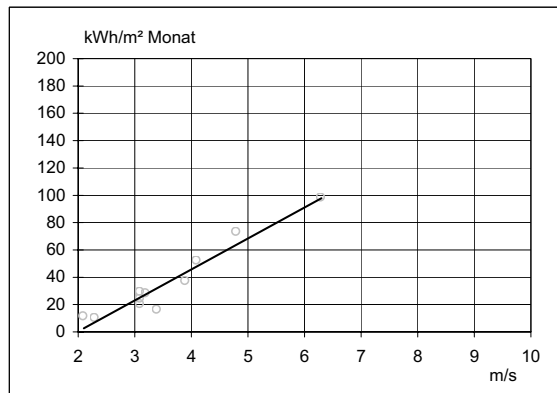
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	10	35	42	43	43	43	42	42	41	41
Durchschnittsalter [Jahre]	0,6	0,9	1,7	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,6
WEA mit W&I-Bericht	9	32	41	42	43	43	35	32	28	30
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,3	98,2	98,9	98,7	99,5	99,5	97,6	98,2	98,8	97,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	139	125	89	109	47	41	212	159	109	240

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	7	30	41	43	42	42	41	39	38	37
Mittlere Kosten [€]	1437	3872	1964	2397	2749	2296	3358	2197	2248	3039
Mittlere Kosten [€/kW]	13	35	18	22	25	21	30	20	20	27

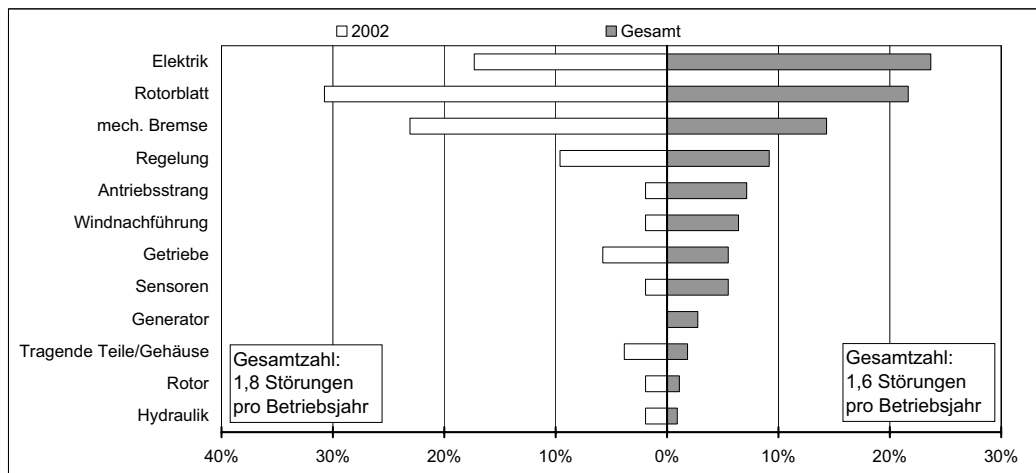
WEA - Typ : Seewind 110/132

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 11
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	1	1	15	8760	99,8%
84 - 96	7	5	1846	43800	95,8%
96 - 108	23	15	2856	131400	97,8%
108 - 120	10	9	2477	78840	96,9%
Summe	41	30	7193	262800	97,3%

WEA - Typ : Südwind Serie 1200

Technische Daten

Nennleistung :	30 45 kW
Rotordurchmesser :	12,5 m
Nabenhöhe :	30,5 36,5 m
Rotorkreisfläche:	123 m ²
Spezifische Leistung:	367 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	2	16	8	26
Volllaststunden 2002	1018	535	471	552
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	334	151	117	155

Technische Verfügbarkeit

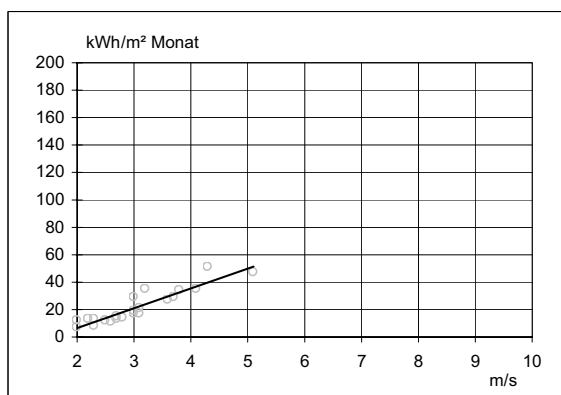
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	15	24	32	32	32	32	32	28	28	28	24
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,2	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	6,9	7,9	8,9	9,7
WEA mit W&I-Bericht	10	21	30	28	30	31	29	25	19	17	18
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,6	98	98,1	97,1	98,6	97,1	94,6	95,8	89,7	91,9	89,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	96	150	160	251	120	254	476	365	904	682	871

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		18	31	30	31	30	27	26	23	25	19
Mittlere Kosten [€]		494	626	930	1196	1309	1382	973	1470	1242	1258
Mittlere Kosten [€/kW]		15	18	28	36	39	41	29	43	37	36

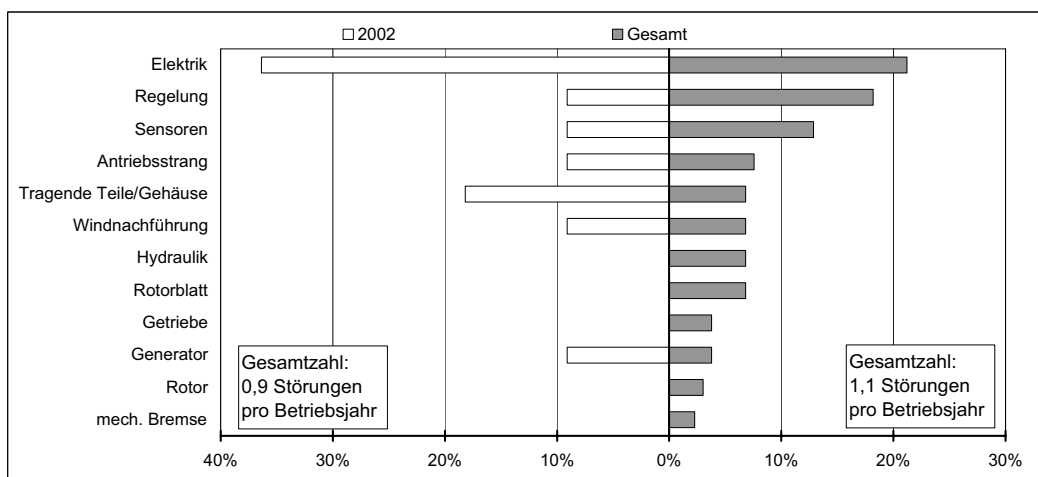
WEA - Typ : Südwind Serie 1200

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 2
Standorte: 2
Auswertemonate: 22
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	5	5	4409	43800	89,9%
108 - 120	8	7	7923	61320	87,1%
120 - 132	9	4	2519	31200	91,9%
132 - 144	1	1	826	8760	90,6%
144 - 156	1	1	9	8760	99,9%
Summe	24	18	15686	153840	89,8%

WEA - Typ : Südwind N 3127

Technische Daten

Nennleistung :	270 kW
Rotordurchmesser :	31 m
Nabenhöhe :	41,7 51,7 m
Rotorkreisfläche:	755 m ²
Spezifische Leistung:	358 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	2	4	4	10
Volllaststunden 2002	1711	1682	1464	1601
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	612	602	524	573

Technische Verfügbarkeit

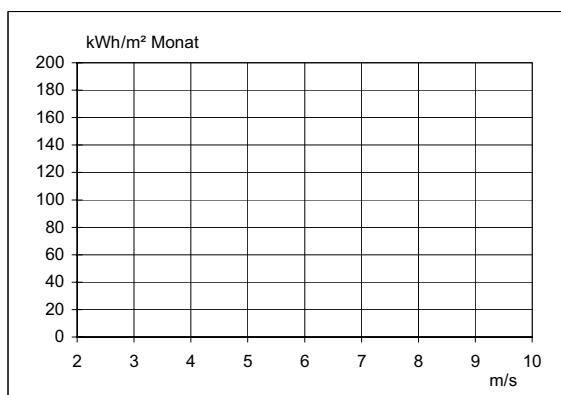
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	10	10	10	10	10	10	10	10
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6
WEA mit W&I-Bericht	1	10	10	10	10	9	10	9	10
Tech. Verfügbarkeit [%]	100	98	99	98,7	98,5	93,5	97,3	99,3	99,4
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	0	104	89	116	133	572	236	61	52

Betriebskosten

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	10	10	10	10	10	9	10	10
Mittlere Kosten [€]	1194	2464	4797	5173	5333	5208	4702	5685	6092
Mittlere Kosten [€/kW]	4	9	18	19	20	19	17	21	23

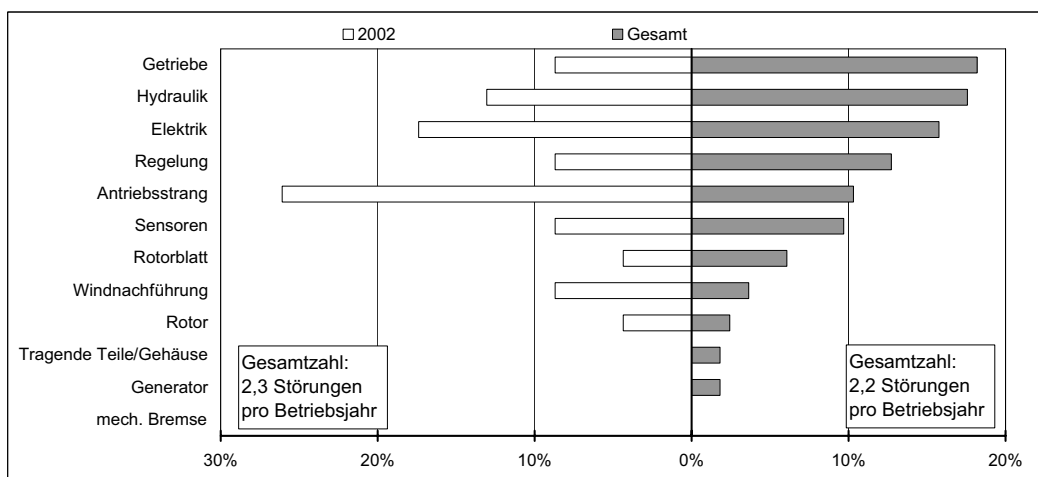
WEA - Typ : Südwind N 3127

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	9	9	506	78840	99,4%
96 - 108	1	1	19	8760	99,8%
Summe	10	10	525	87600	99,4%

WEA - Typ : Tacke TW 45/60/80

Technische Daten

Nennleistung :	45 80 kW
Rotordurchmesser :	12,5 21 m
Nabenhöhe :	24 40 m
Rotorkreisfläche:	123 346 m ²
Spezifische Leistung:	231 367 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	51	9	60
Volllaststunden 2002	-	936	1087	959
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	222	256	227

Technische Verfügbarkeit

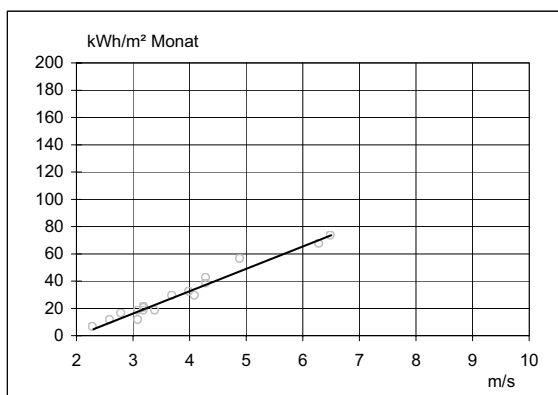
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	32	59	64	64	62	62	61	61	61	60	53
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,1	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,7
WEA mit W&I-Bericht	19	55	60	59	55	58	60	53	50	46	38
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,4	99	99,5	98,5	99,7	99,8	99,4	98,6	98,7	99,5	99,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	105	71	45	132	23	17	51	124	117	41	74

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		50	55	58	59	59	61	58	53	52	41
Mittlere Kosten [€]		315	754	1184	1401	1321	1891	2070	1933	1674	1950
Mittlere Kosten [€/kW]		5	11	17	20	19	27	29	27	23	26

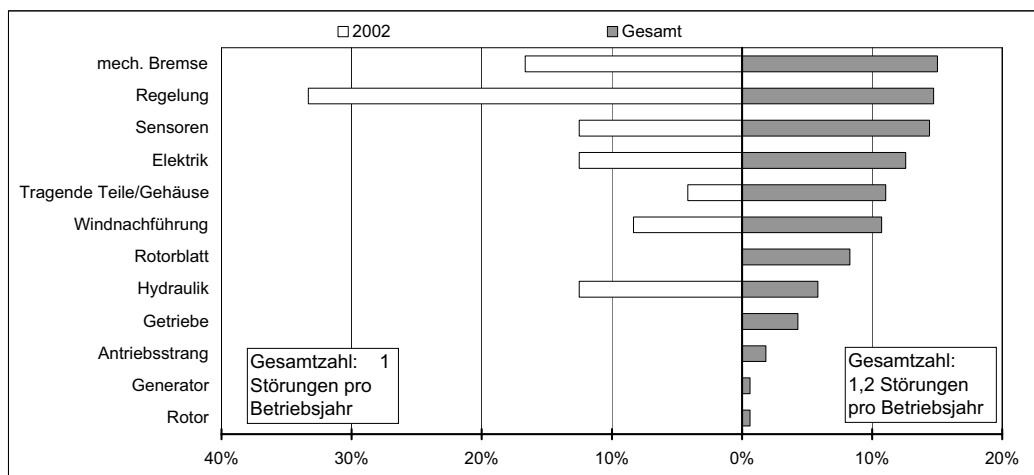
WEA - Typ : Tacke TW 45/60/80

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 2
Standorte: 2
Auswertemonate: 20
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	4	2	81	17520	99,5%
108 - 120	26	22	1757	192720	99,1%
120 - 132	23	14	986	100392	99,0%
Summe	53	38	2824	310632	99,1%

WEA - Typ : Tacke TW 150/250

Technische Daten

Nennleistung :	150 250 kW
Rotordurchmesser :	21 26 m
Nabenhöhe :	30 55 m
Rotorkreisfläche:	346 531 m²
Spezifische Leistung:	433 553 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	9	6	-	15
Volllaststunden 2002	1178	635	-	961
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	570	300	-	462

Technische Verfügbarkeit

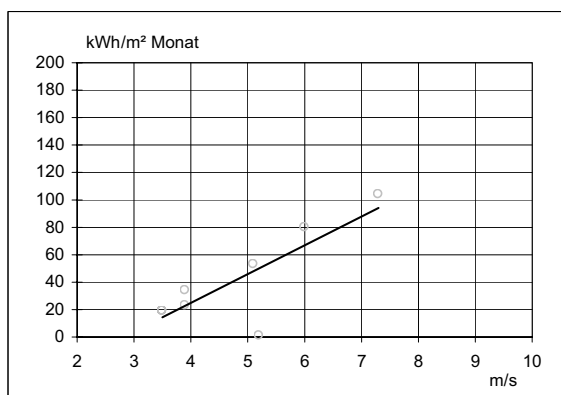
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	8	17	21	21	21	21	21	20	19	19	14
Durchschnittsalter [Jahre]	1,2	1,3	2,1	3,1	4,1	5,1	6,0	7,0	8,0	8,9	9,5
WEA mit W&I-Bericht	4	15	21	21	21	17	20	19	16	16	12
Tech. Verfügbarkeit [%]	97	98	98,6	98	97,9	97,8	94,6	96	95,4	96	96,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	245	144	117	178	188	196	472	348	406	335	305

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		13	18	18	17	18	20	19	18	16	13
Mittlere Kosten [€]		1307	1792	2479	3913	2954	6040	4830	5571	6142	6356
Mittlere Kosten [€/kW]		5	7	10	16	12	25	20	23	25	26

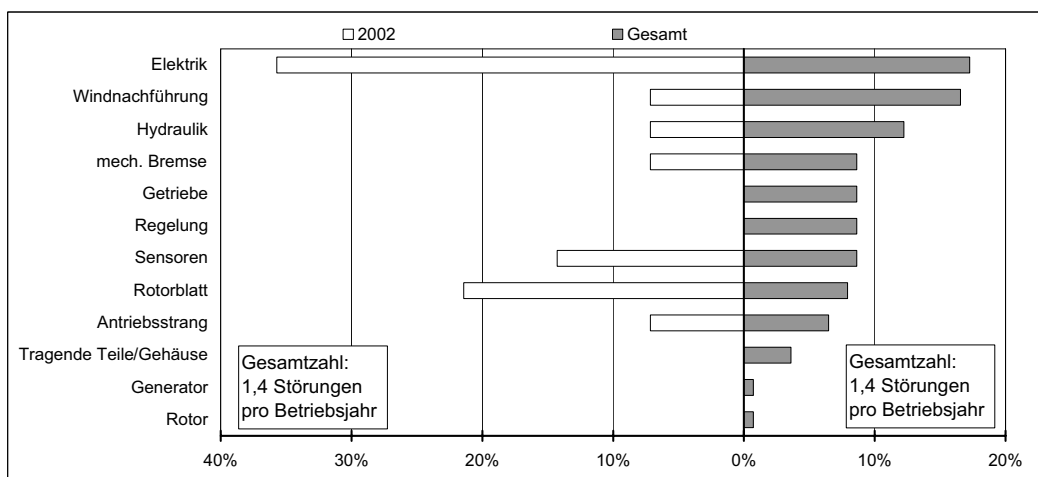
WEA - Typ : Tacke TW 150/250

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 3
Standorte: 2
Auswertemonate: 8
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	4	3	3147	26280	88,0%
108 - 120	8	8	381	69264	99,4%
120 - 132	2	1	132	8760	98,5%
Summe	14	12	3660	104304	96,5%

WEA - Typ : Tacke TW 300

Technische Daten

Nennleistung :	300 kW
Rotordurchmesser :	33 m
Nabenhöhe :	40 50 m
Rotorkreisfläche:	855 m ²
Spezifische Leistung:	351 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	4	4
Volllaststunden 2002	-	-	1264	1264
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	443	443

Technische Verfügbarkeit

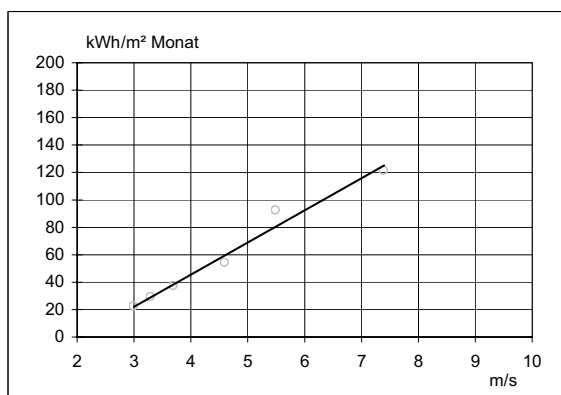
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	4	4	4	4	4	4	4	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,3	1,3	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	7,3
WEA mit W&I-Bericht	2	4	4	4	4	4	4	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	98	97,3	98,7	98,9	96,9	96,1	97,2	96,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	82	234	114	95	268	339	248	273

Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		4	4	4	4	4	4	4
Mittlere Kosten [€]		993	3214	4340	6608	8091	5893	18449
Mittlere Kosten [€/kW]		3	11	14	22	27	20	61

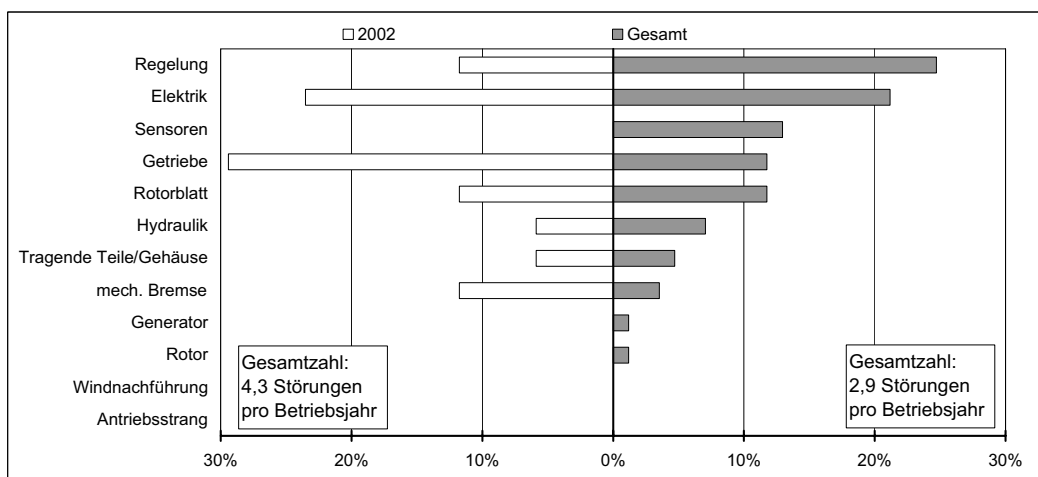
WEA - Typ : Tacke TW 300

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 6
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	4	4	1090	35040	96,9%
Summe	4	4	1090	35040	96,9%

WEA - Typ : Tacke TW 500/600

Technische Daten

Nennleistung :	500 600 kW
Rotordurchmesser :	36 43 m
Nabenhöhe :	40 50 m
Rotorkreisfläche:	1018 1452 m ²
Spezifische Leistung:	413 491 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	29	5	15	49
Volllaststunden 2002	1230	1481	1211	1250
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	564	612	500	549

Technische Verfügbarkeit

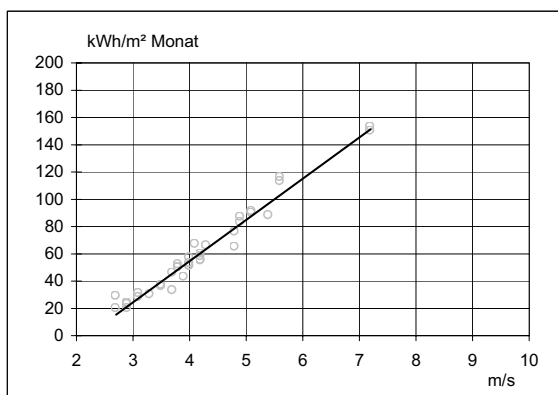
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	14	27	45	48	48	48	48	48	48	49
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,7	1,3	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,0
WEA mit W&I-Bericht	12	23	42	48	48	48	48	43	43	35
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	96,8	93,6	97,9	99,1	98,4	97,3	98,6	98,2	97,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	8	196	497	183	75	136	238	120	160	204

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	12	23	41	45	48	48	45	48	38	38
Mittlere Kosten [€]	2098	3355	5933	6136	7715	10794	13116	12236	15006	10426
Mittlere Kosten [€/kW]	4	6	11	11	14	20	24	22	27	19

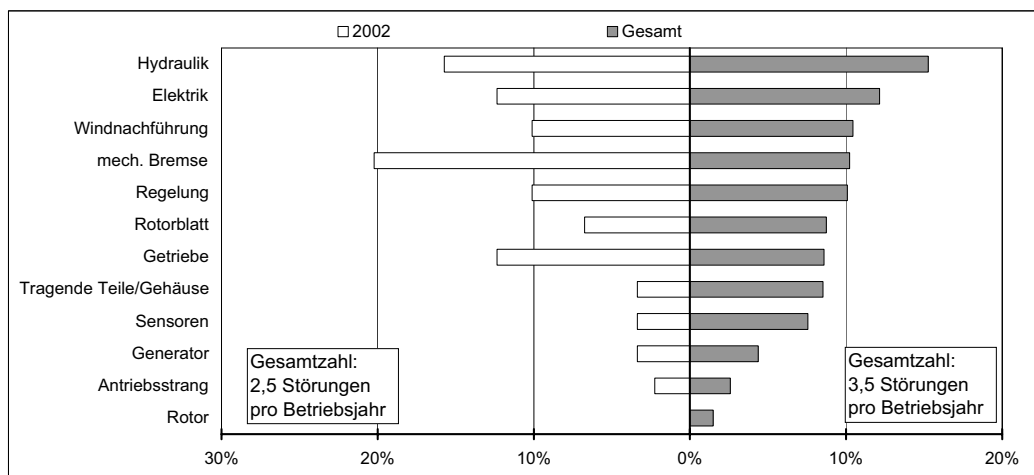
WEA - Typ : Tacke TW 500/600

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 7
Standorte: 4
Auswertemonate: 41
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	1	1	19	8760	99,8%
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	4	3	292	26280	98,9%
84 - 96	17	14	1270	122640	99,0%
96 - 108	13	5	2952	43800	93,3%
108 - 120	14	12	2623	105120	97,5%
Summe	49	35	7156	306600	97,7%

WEA - Typ : Tacke TW 1.5

Technische Daten

Nennleistung :	1500 kW
Rotordurchmesser :	65 m
Nabenhöhe :	80 m
Rotorkreisfläche:	3318 m ²
Spezifische Leistung:	452 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron-doppeltg
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	1	1
Volllaststunden 2002	-	-	1052	1052
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	476	476

Technische Verfügbarkeit

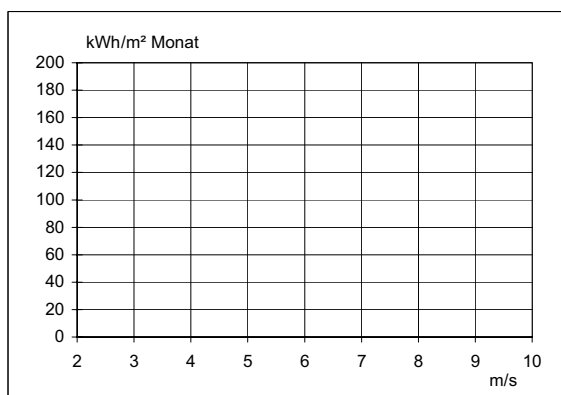
Jahr	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	1	1	1	1	1
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,7	2,7	3,7	4,7
WEA mit W&I-Bericht	1	1	1	1	1
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,6	97,7	94,1	96,8	94,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	152	198	515	276	457

Betriebskosten

Jahr	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	1	1	1	1
Mittlere Kosten [€]	8388	9636	10155	9633	12437
Mittlere Kosten [€/kW]	6	6	7	6	8

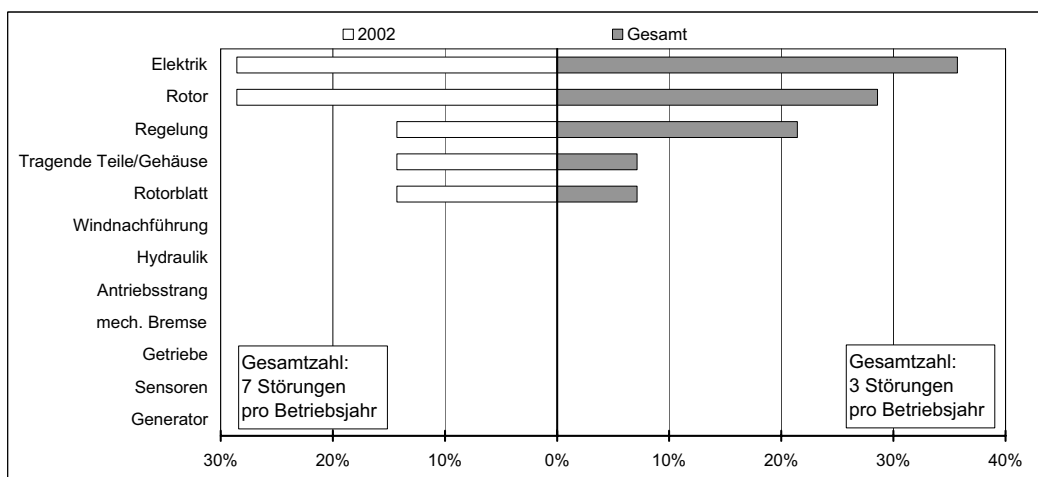
WEA - Typ : Tacke TW 1.5

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	1	1	457	8760	94,8%
Summe	1	1	457	8760	94,8%

WEA - Typ : Ventis 20-100

Technische Daten

Nennleistung :	100 kW
Rotordurchmesser :	20 m
Nabenhöhe :	30,5 42,5 m
Rotorkreisfläche:	314 m ²
Spezifische Leistung:	318 W/m ²
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	13	9	15	37
Volllaststunden 2002	990	351	691	713
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	315	112	220	227

Technische Verfügbarkeit

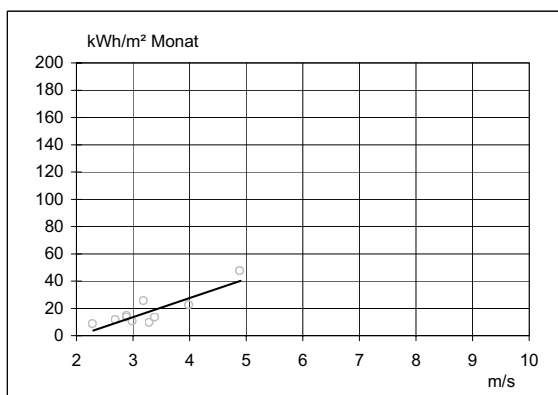
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	24	36	43	45	45	45	40	37	37	35	33
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,1	1,8	2,7	3,7	4,7	5,6	6,7	7,6	8,7	9,6
WEA mit W&I-Bericht	18	34	41	45	43	41	39	35	31	30	28
Tech. Verfügbarkeit [%]	90,6	96,3	92,8	75,8	91,7	95,3	92,4	91,3	90,5	93,9	91,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	350	270	585	2085	728	413	631	766	830	538	685

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		30	41	39	43	39	38	35	32	31	27
Mittlere Kosten [€]		288	1139	2141	3116	3481	5509	4681	5728	3078	3945
Mittlere Kosten [€/kW]		3	11	21	31	35	55	47	57	31	39

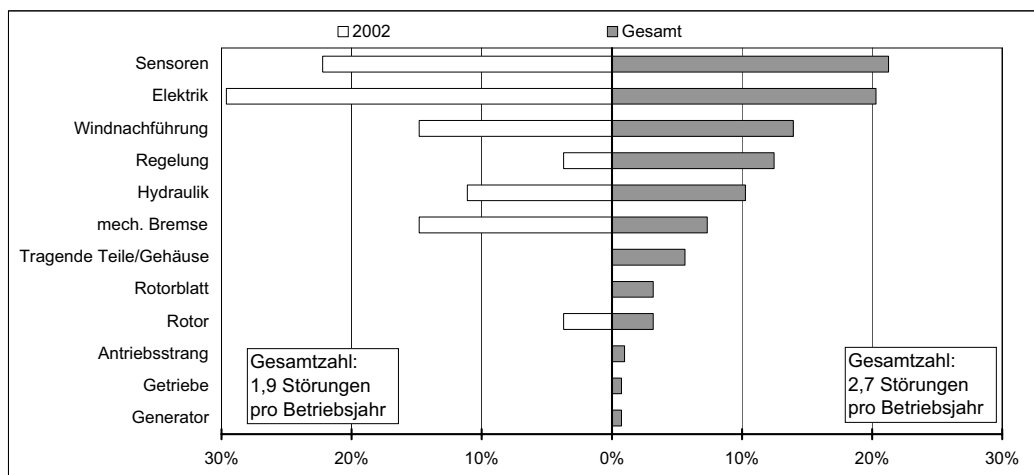
WEA - Typ : Ventis 20-100

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 12
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	7896	17520	54,9%
96 - 108	5	4	382	35040	98,9%
108 - 120	10	8	7294	70080	89,6%
120 - 132	16	14	3597	93192	96,1%
Summe	33	28	19168	215832	91,1%

WEA - Typ : Vestas V 17/20

Technische Daten

Nennleistung :	75 110 kW
Rotordurchmesser :	17 20 m
Nabenhöhe :	23,4 40,6 m
Rotorkreisfläche:	227 314 m²
Spezifische Leistung:	318 350 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	2	3	3	8
Volllaststunden 2002	1212	1080	855	1029
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	424	371	299	357

Technische Verfügbarkeit

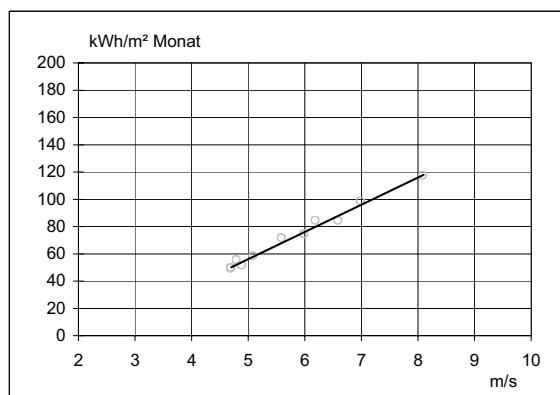
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	4	6	11	11	11	11	11	10	9	8	7
Durchschnittsalter [Jahre]	2,0	2,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,1	7,6	8,2	9,0
WEA mit W&I-Bericht	3	5	11	11	10	11	11	9	8	7	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,8	99,9	99,7	99,1	99,8	99,9	99,1	98,4	99,4	99,9	99,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	18	4	23	76	16	8	74	138	51	6	25

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		5	10	11	11	11	10	10	8	8	7
Mittlere Kosten [€]		1318	1609	2493	3037	3334	3406	5457	3064	3458	4165
Mittlere Kosten [€/kW]		15	16	25	31	33	35	55	29	33	38

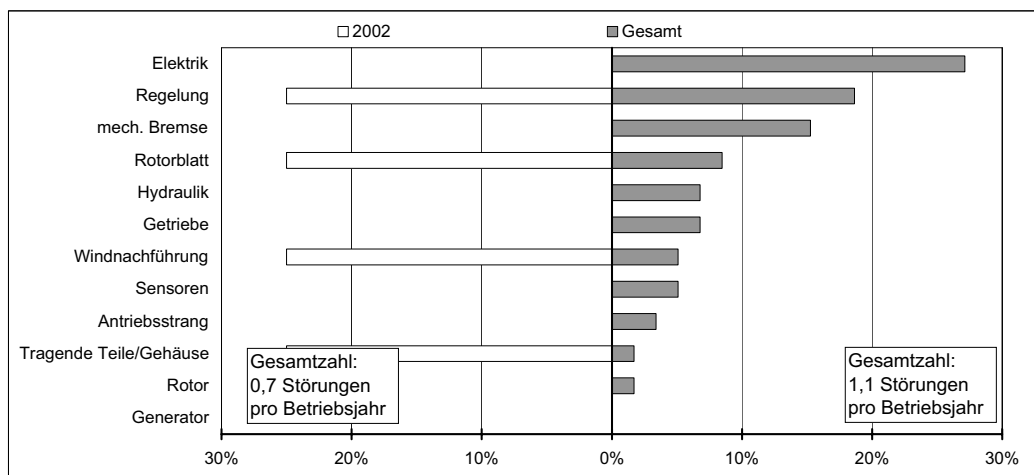
WEA - Typ : Vestas V 17/20

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 3
Standorte: 3
Auswertemonate: 16
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	5	5	142	43800	99,7%
108 - 120	1	1	27	8760	99,7%
120 - 132	1	1	3	7608	100,0%
Summe	7	7	173	60168	99,7%

WEA - Typ : Vestas V 25/27/29**Technische Daten**

Nennleistung :	200 225 kW
Rotordurchmesser :	25 29 m
Nabenhöhe :	30 50,5 m
Rotorkreisfläche:	491 661 m²
Spezifische Leistung:	341 407 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	55	13	4	72
Volllaststunden 2002	1048	904	1447	1044
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	413	352	554	410

Technische Verfügbarkeit

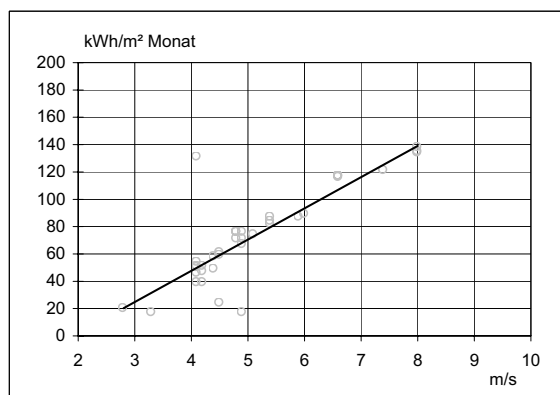
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	71	95	100	102	101	101	101	101	98	80	57
Durchschnittsalter [Jahre]	1,7	2,1	3,0	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,8	9,4	10,0
WEA mit W&I-Bericht	61	87	95	94	99	100	101	87	75	63	47
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,6	99,7	99,7	99,7	99,6	99,7	99,7	99,6	99,4	99,8	99,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	30	21	27	26	33	29	24	31	48	20	36

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		80	97	99	99	91	95	89	68	63	44
Mittlere Kosten [€]		3899	4810	5959	6349	7578	5935	6713	6915	6248	7703
Mittlere Kosten [€/kW]		18	23	28	30	36	28	31	32	29	35

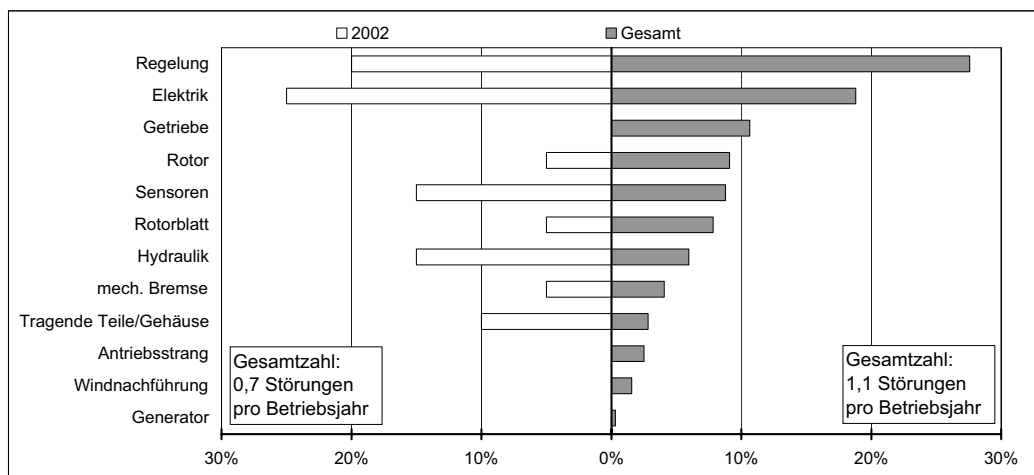
WEA - Typ : Vestas V 25/27/29

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 6
Standorte: 6
Auswertemonate: 36
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	159	17520	99,1%
96 - 108	5	3	26	26280	99,9%
108 - 120	24	24	389	210240	99,8%
120 - 132	15	12	548	67728	99,2%
132 - 144	-	-	-	-	-
144 - 156	11	6	588	52560	98,9%
Summe	57	47	1709	374328	99,5%

WEA - Typ : Vestas V 39/42/44/47**Technische Daten**

Nennleistung :	500 660 kW
Rotordurchmesser :	39 47 m
Nabenhöhe :	40,5 76 m
Rotorkreisfläche:	1195 1735 m ²
Spezifische Leistung:	380 433 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	15	18	14	47
Volllaststunden 2002	2044	1305	1120	1486
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	857	548	454	619

Technische Verfügbarkeit

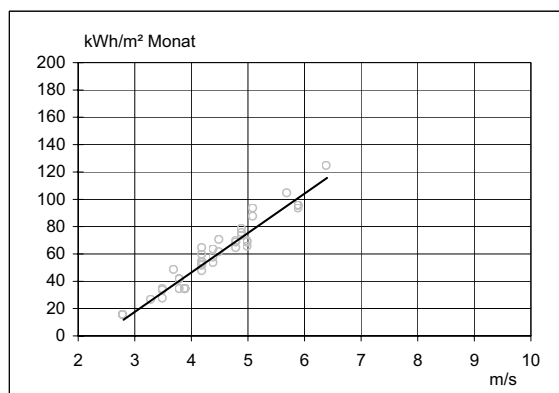
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	4	29	41	45	45	45	45	45	45	47
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,6	1,2	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	7,8
WEA mit W&I-Bericht	1	26	38	44	45	45	45	45	43	39
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,6	98,8	97,9	99,2	99,4	99,4	99,4	99,2	99,3	99,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	23	63	165	72	55	56	55	68	64	74

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	3	21	34	45	44	45	45	43	39	39
Mittlere Kosten [€]	2700	4139	11486	6914	9746	9037	12795	11691	12074	13003
Mittlere Kosten [€/kW]	5	8	23	13	19	18	25	23	24	25

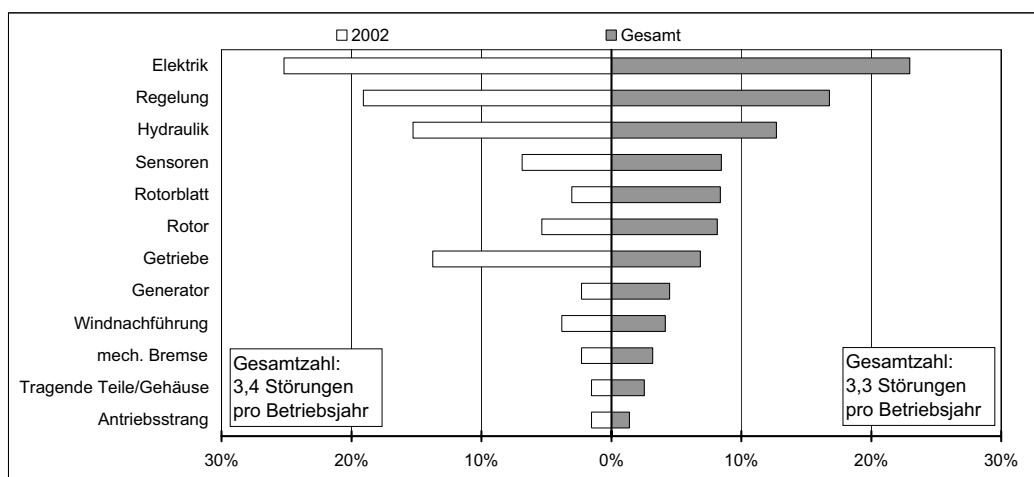
WEA - Typ : Vestas V 39/42/44/47

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 6
Standorte: 4
Auswertemonate: 41
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	2	2	335	17520	98,1%
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	4	2	61	17520	99,7%
84 - 96	12	8	1013	70080	98,6%
96 - 108	25	23	1331	201480	99,3%
108 - 120	4	4	159	35040	99,5%
Summe	47	39	2899	341640	99,2%

WEA - Typ : Vestas V 63/66

Technische Daten

Nennleistung :	1500 kW
Rotordurchmesser :	63 m
Nabenhöhe :	60 m
Rotorkreisfläche:	3117 m ²
Spezifische Leistung:	481 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	var-slip

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	1	-	8	9
Volllaststunden 2002	2132	-	1506	1576
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	1026	-	726	759

Technische Verfügbarkeit

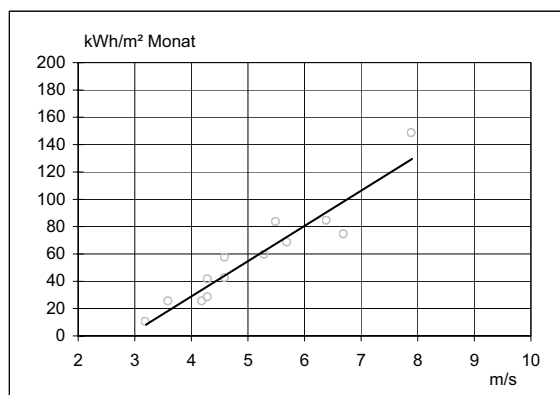
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	2	2	2	2	9
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	2,0
WEA mit W&I-Bericht	2	2	2	2	2	8
Tech. Verfügbarkeit [%]	97	96,7	93	98,1	93,9	97,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	93	293	611	165	533	222

Betriebskosten

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		2	2	2	2	9
Mittlere Kosten [€]		26452	27428	26873	28800	16465
Mittlere Kosten [€/kW]		18	18	18	19	10

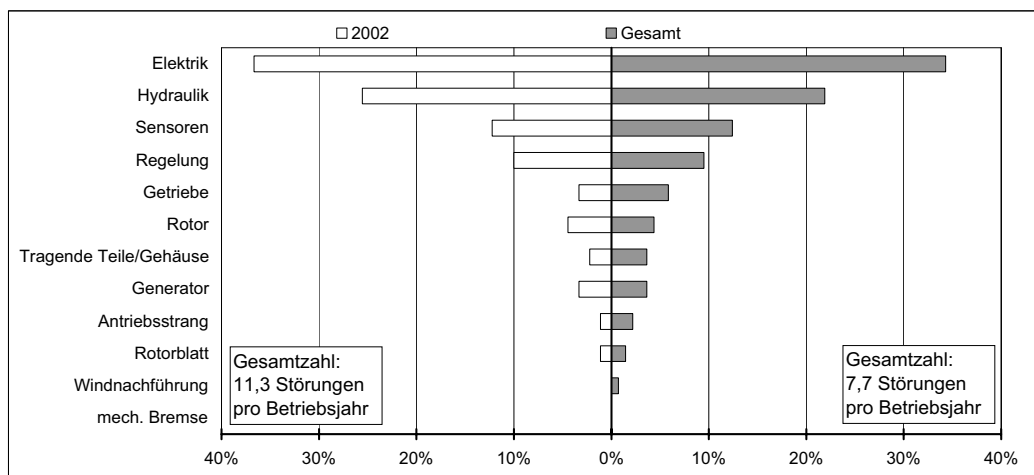
WEA - Typ : Vestas V 63/66

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 2
Standorte: 2
Auswertemonate: 13
Meßhöhe: 30m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	7	7	290	61320	99,5%
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	2	1	1487	8760	83,0%
Summe	9	8	1776	70080	97,5%

WEA - Typ : Wenus Inventus

Technische Daten

Nennleistung :	5 kW
Rotordurchmesser :	6 m
Nabenhöhe :	13 20 m
Rotorkreisfläche:	28 m ²
Spezifische Leistung:	177 W/m ²
Blattzahl:	4
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	13	13
Volllaststunden 2002	-	-	302	302
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	53	53

Technische Verfügbarkeit

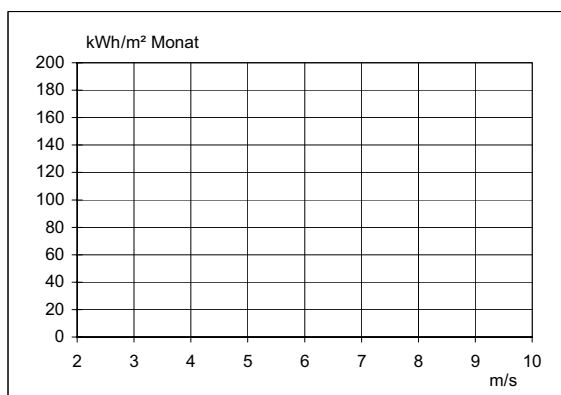
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	9	12	15	16	18	18	18	16	16	16	12
Durchschnittsalter [Jahre]	1,2	1,8	2,3	3,1	3,7	4,7	5,7	6,5	7,5	8,4	8,8
WEA mit W&I-Bericht	8	12	14	13	15	16	17	14	12	9	10
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,2	96,9	99,1	99,3	99,4	99,8	98,4	97,9	94,7	97,6	92,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	215	228	73	63	48	21	137	187	470	188	620

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		10	14	15	18	15	16	14	13	10	8
Mittlere Kosten [€]		114	647	188	178	127	308	106	108	86	27
Mittlere Kosten [€/kW]		23	129	38	36	25	62	21	22	17	5

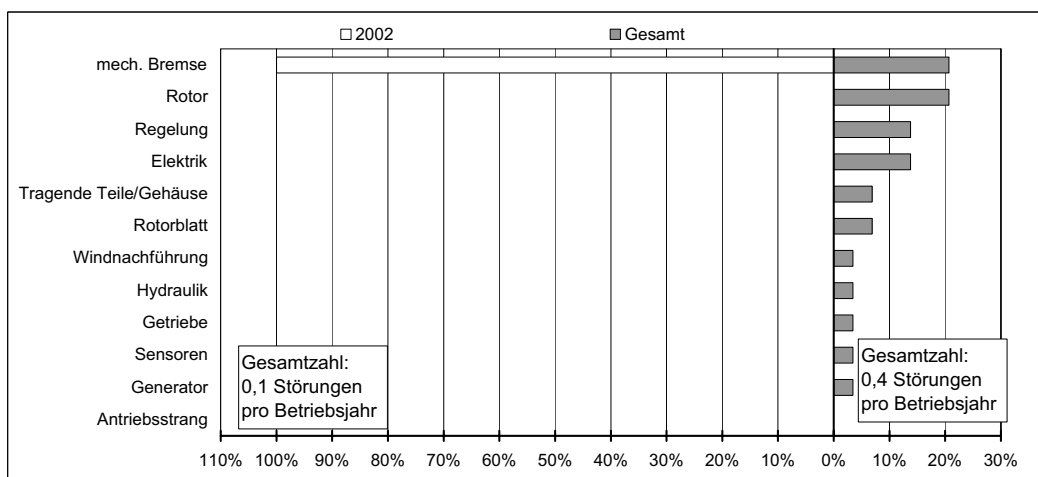
WEA - Typ : Wenus Inventus

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	2	2	-	17520	100,0%
84 - 96	1	-	-	-	-
96 - 108	3	2	-	17520	100,0%
108 - 120	3	3	1858	26280	92,9%
120 - 132	2	2	3492	9888	64,7%
132 - 144	1	1	850	8760	90,3%
Summe	12	10	6200	79968	92,2%

WEA - Typ : WKA Dülmen DWA

Technische Daten

Nennleistung :	46 55 kW
Rotordurchmesser :	15 16 m
Nabenhöhe :	30 36 m
Rotorkreisfläche:	177 201 m ²
Spezifische Leistung:	260 311 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	4	-	4
Volllaststunden 2002	-	610	-	610
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	182	-	182

Technische Verfügbarkeit

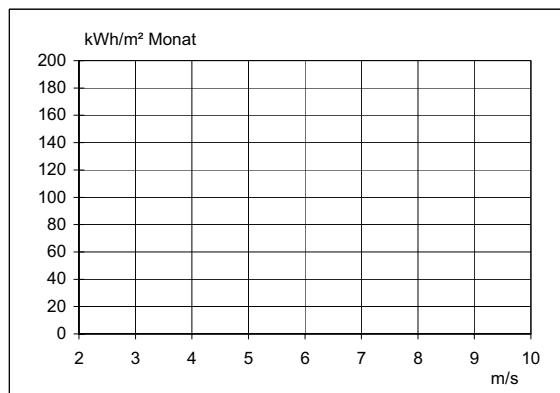
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	5	7	7	7	7	6	6	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,9	1,5	2,5	3,5	4,5	5,8	6,8	7,8	8,8
WEA mit W&I-Bericht	1	5	5	6	5	6	5	5	3	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	93,5	92,6	75,7	96,4	99,9	99,8	99	95	99,4	93,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	72	562	2094	318	6	13	85	439	53	602

Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		3	6	6	6	6	6	5	5	4
Mittlere Kosten [€]		0	1271	1249	1416	1237	4680	1563	2163	2188
Mittlere Kosten [€/kW]		0	24	23	26	23	87	29	41	40

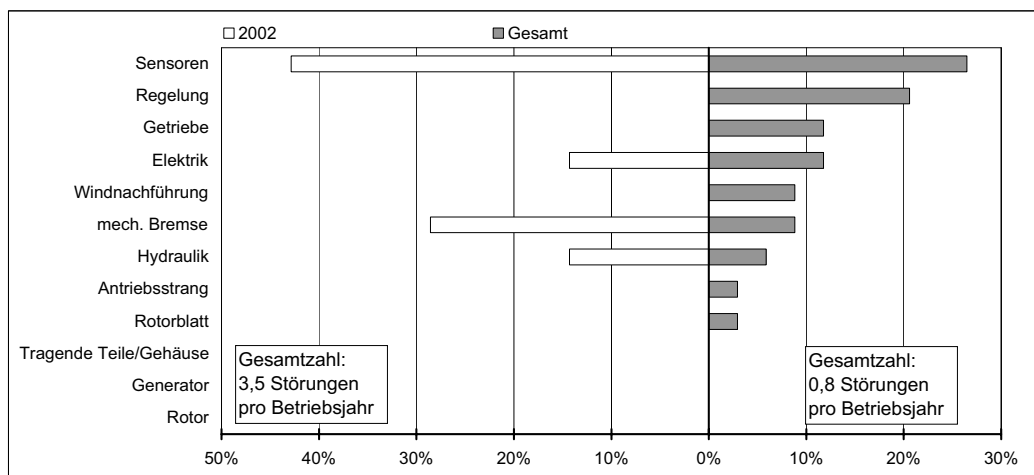
WEA - Typ : WKA Dülmen DWA

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl:
Standorte:
Auswertemonate:
Meßhöhe:

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	1	1	4	8760	100,0%
96 - 108	2	-	-	-	-
108 - 120	2	1	1200	8760	86,3%
Summe	5	2	1204	17520	93,1%

WEA - Typ : WTN 200

Technische Daten

Nennleistung :	200 kW
Rotordurchmesser :	26 m
Nabenhöhe :	30 40 m
Rotorkreisfläche:	531 m ²
Spezifische Leistung:	377 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	12	5	1	18
Volllaststunden 2002	1539	809	747	1292
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	580	305	281	487

Technische Verfügbarkeit

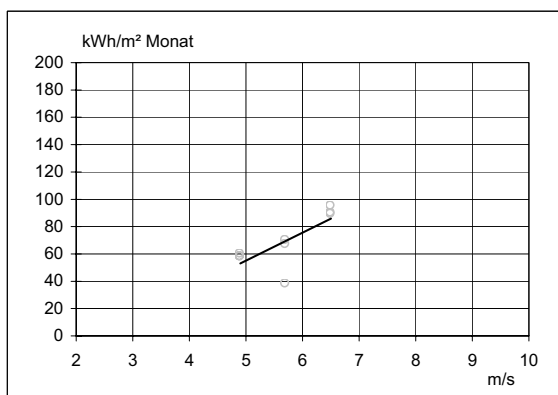
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	13	16	18	19	19	19	19	18	18	18	13
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,5	2,3	3,1	4,1	5,1	6,1	7,3	8,3	9,2	10,2
WEA mit W&I-Bericht	13	16	18	19	18	19	19	18	18	18	11
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	99,8	99,4	99,8	99,5	99,5	99,7	99,8	99,4	99,6	99,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	18	17	48	18	40	42	28	16	49	31	73

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		14	17	17	19	19	19	18	18	18	12
Mittlere Kosten [€]		5783	3314	4198	5727	6526	6518	6720	7355	6333	7596
Mittlere Kosten [€/kW]		29	17	21	29	33	33	34	37	32	38

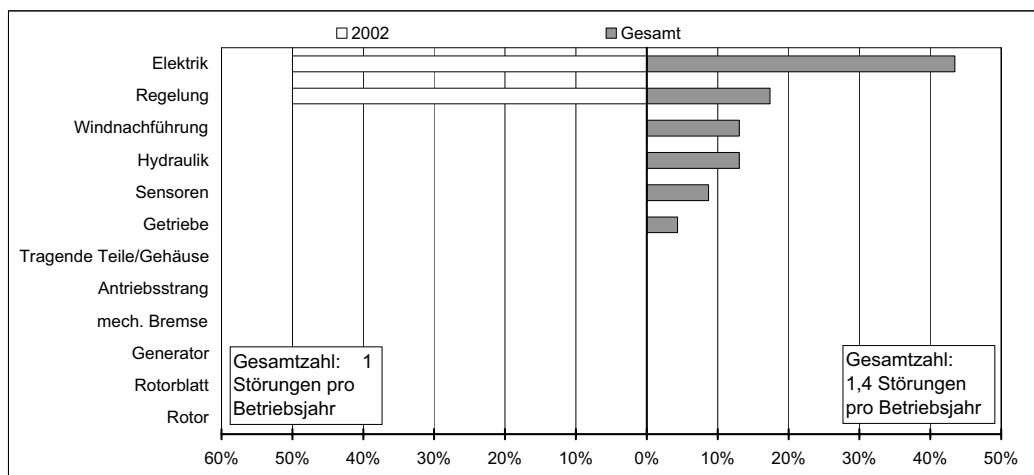
WEA - Typ : WTN 200

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 3
Standorte: 1
Auswertemonate: 9
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	2	2	34	17520	99,8%
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	11	9	773	78840	99,0%
Summe	13	11	807	96360	99,2%

WEA - Typ : Wind World W 2500/2700

Technische Daten

Nennleistung :	150 220 kW
Rotordurchmesser :	25 27 m
Nabenhöhe :	31 43,5 m
Rotorkreisfläche:	491 573 m²
Spezifische Leistung:	262 448 W/m²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	24	10	4	38
Volllaststunden 2002	1286	849	1501	1194
Energieertrag 2002 [kWh/m²]	389	222	393	345

Technische Verfügbarkeit

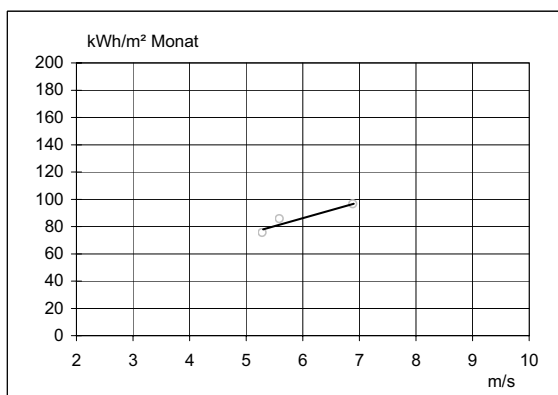
Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	27	34	38	38	38	38	38	37	37	37	25
Durchschnittsalter [Jahre]	0,8	1,6	2,4	3,4	4,4	5,4	6,3	7,3	8,3	9,2	9,7
WEA mit W&I-Bericht	21	30	32	37	38	38	38	36	36	36	23
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	99,7	99,5	99	99,2	99,4	99,1	98,9	98,8	99,1	99
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	20	23	42	87	69	54	80	95	104	70	80

Betriebskosten

Jahr	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht		31	36	38	38	38	38	37	38	35	23
Mittlere Kosten [€]		2335	2964	4786	4041	4143	4761	4069	4735	4333	7036
Mittlere Kosten [€/kW]		15	19	30	26	26	30	26	30	27	43

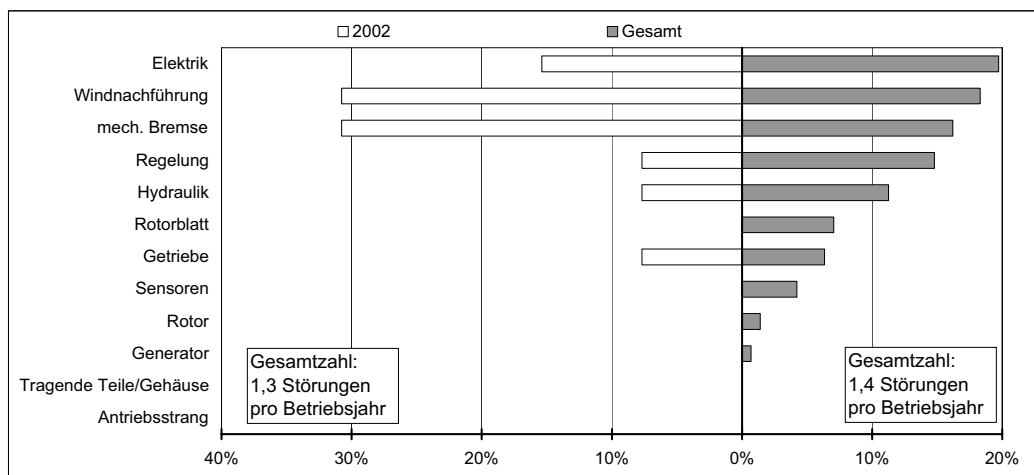
WEA - Typ : Wind World W 2500/2700

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 3
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	4	4	104	35040	99,7%
108 - 120	7	6	1044	52560	98,0%
120 - 132	14	13	690	87984	99,2%
Summe	25	23	1838	175584	99,0%

WEA - Typ : Wind World W 4100

Technische Daten

Nennleistung :	500 kW
Rotordurchmesser :	41 m
Nabenhöhe :	50 m
Rotorkreisfläche:	1320 m ²
Spezifische Leistung:	379 W/m ²
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
Anzahl	-	-	2	2
Volllaststunden 2002	-	-	1352	1352
Energieertrag 2002 [kWh/m ²]	-	-	512	512

Technische Verfügbarkeit

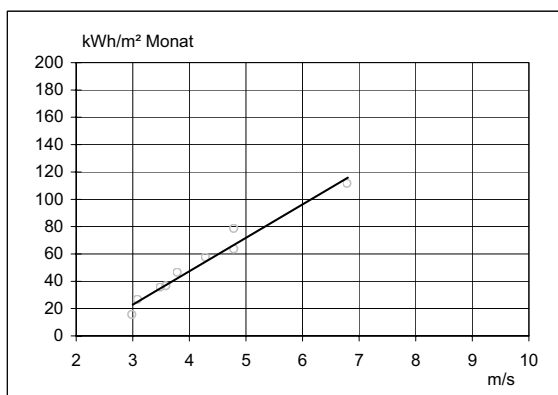
Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anzahl WEA	2	2	2	2	2	2	2
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4
WEA mit W&I-Bericht	1	2	2	2	2	2	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	99,6	99,4	99,6	99,6	97,9	97,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	27	39	50	36	31	188	201

Betriebskosten

Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
WEA mit Betriebskostenbericht	1	2	2	2	2	2	2
Mittlere Kosten [€]	5357	5243	5741	8496	10389	13625	14480
Mittlere Kosten [€/kW]	11	10	11	17	21	27	29

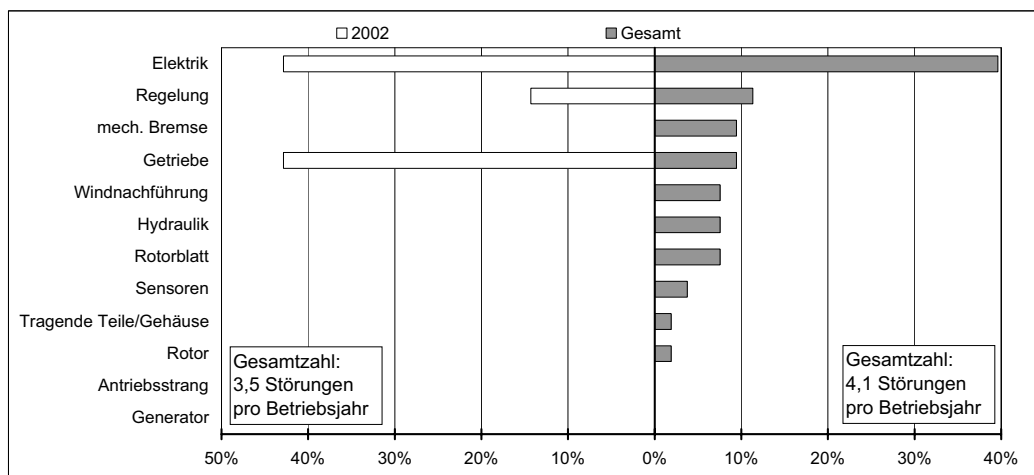
WEA - Typ : Wind World W 4100

Spezifische Energieerträge



WEA-Anzahl: 1
Standorte: 1
Auswertemonate: 9
Meßhöhe: 10m

Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen



Anlagenalter und technische Verfügbarkeit

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	2	2	402	17520	97,7%
Summe	2	2	402	17520	97,7%

Subject-specific evaluations

The data collected by the WMEP offers an enormous pool of information. The possibilities for utilising this information far exceed the spectrum of the WMEP evaluations. Therefore, ISET offers the direct use of the data to the interested public, as well as subject-specific evaluations, which exceed the range of the WMEP base evaluations. The users of the transferred data or evaluations are invited to report about results of general interest, in the context of the annual evaluations of the WMEP. Responsibility for the form and content of the articles lie with the authors.

Three articles have been selected for inclusion in the Wind Energy Report 2003, which are based on important information and data from the WMEP. These works are dedicated to the predictions for electrical power supplied from wind turbines to be expected for the following day, to the experience with current plant technology and the indications that can be derived from it, concerning the development of large offshore wind turbines, and to the estimation and evaluation of the annual available wind energy basing on wind measurements:

1. Windleistungsprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

K. Rohrig, ISET, Kassel

2. The Design Process for a large Offshore-WEC, Lessons learned

M. Lehnhoff, S. Siegfriedsen, T. Witte, aerodyn, Rendsburg

3. ISET-Wind-Index - Kennzahl zur Bewertung des jährlichen Windenergieangebotes

B. Hahn, K. Rohrig, ISET, Kassel

4 Fachspezifische Auswertungen

Die mit dem Instrumentarium des WMEP zusammengetragenen, plausibilisierten Daten bieten einen enormen Informationsgehalt, dessen Nutzungsmöglichkeiten weit über das Spektrum der WMEP-spezifischen Auswertungen hinausgehen. Deshalb bietet ISET allen Interessierten die direkte Nutzung der Daten oder auch spezielle Auswertungen an, die den Umfang der Basisauswertungen des WMEP übersteigen. Den Nutzern dieser Datenweitergabe bzw. Auswertungen wird darüber hinaus angeboten, über Ergebnisse von allgemeinem Interesse auch im Rahmen der Jahresauswertung des WMEP zu berichten. Die Verantwortlichkeit für Form und Inhalte der Beiträge liegt bei den Autoren.

Für den Windenergie Report Deutschland 2003 wurden drei Artikel zu Arbeiten ausgewählt, die auf wichtigen Informationen und Daten aus dem WMEP aufbauen. Diese Arbeiten widmen sich der Vorhersage der am Folgetag zu erwartenden eingespeisten elektrischen Leistung aus Windenergieanlagen, der Entwicklung großer offshore Windenergieanlagen unter Berücksichtigung der Erfahrungen mit der heutigen Anlagentechnik und der Einschätzung und Bewertung des jährlichen Windenergie-Angebotes auf der Basis von Windmessungen

1. Windleistungsprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

K. Rohrig, ISET, Kassel

2. The Design Process for a large Offshore-WEC, Lessons learned

M. Lehnhoff, S. Siegfriedsen, T. Witte, aerodyn, Rendsburg

3. ISET-Wind-Index -Kennzahl zur Bewertung des jährlichen Windenergieangebot

B. Hahn, K. Rohrig, ISET, Kassel

4.1 Windleistungsprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Dipl.-Ing. Kurt Rohrig

Institut für Solare
Energieversorgungstechnik e.V., Kassel

EINLEITUNG

Im Jahr 2002 erzeugten in Deutschland 13500 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt 11.850 MW etwa 17,3 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie [1]. Damit trug die Windenergie mit rund 3,6 % zur elektrischen Energieversorgung bei. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in einigen Netzbereichen zeitweilig die gesamte Netzlast. So müssen in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten Windleistungen aus den deutschen Küstengebieten mit Hilfe des Übertragungsnetzes in andere Regionen transportiert werden. Dies zeigt, dass die Windenergie mittlerweile im Hinblick auf den Betrieb der Netze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung ein nicht mehr zu vernachlässigender Teil des elektrischen Energieversorgungssystems geworden ist. Dieser Aspekt wird sich deutlich verstärken, wenn die Offshore-Potentiale in Nord- und Ostsee in dem in vielen Szenarien vorgesehenen Umfang erschlossen werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) nennt in einer Studie eine "konfliktarm" zu installierende Leistung von ca. 15 GW, mit der rund 12% des deutschen Stromverbrauchs (bezogen auf das Jahr 2000) allein aus Offshore-Windenergie zu decken wäre. Für die Integrierbarkeit dieser immensen Leistungen in das Energieversorgungssystem sind jedoch auch die an Land installierten Windenergieanlagen zu berücksichtigen. Hier ist allein im Gebiet des Netzbetreibers E.ON Netz GmbH bis zum Jahr 2007 mit einer installierten Windleistung von rund 10.000 MW zu rechnen. Diese großen, dargebotsabhängigen Einspeisungen aus Windenergie haben wachsenden Einfluss auf die Auslastung und Sicherheit der Netze, die Fahrweise der sonstigen Kraftwerke, den zunehmenden Stromhandel und auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten deutschen Versorgungssystems. Es ist bereits heute absehbar, dass sowohl mit technischen, wie auch regulativen Maßnahmen auf diese Anforderungen reagiert werden muss. So wird es vermutlich notwendig sein, durch neuartige Betriebsführungskonzepte, große Windparks entsprechend definierten Anforderungen, z.B. der Netzbetreiber, hinsichtlich Wirk- und Blindleistung zu regeln.

Grundlage für die Netzführung und den Einsatz der konventionellen Kraftwerke ist der sog. Lastfahrplan, d.h. der Betrag und der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs für die nahe Zukunft. Dieser Fahrplan wird heute mit modernen, computergestützten Prognoseverfahren, aber auch mit konventionellen Methoden bestimmt. Die erzeugte Leistung aus Wind und anderen Erneuerbaren Energiequellen wird als negativer Verbrauch im System wahrgenommen. Der messbare Betrag der Last im System ist dann die Differenz zwischen dem gesamten Verbrauch und der Windleistung. Der Betrag und Verlauf der Windleistung des folgenden Tages sind die am schwierigsten zu bestimmenden Variablen bei der Kraftwerkeinsatzplanung. Neben Kraftwerksausfällen und stochastischen Lastschwankungen sind nicht vorhergesehene Schwankungen der Windeinspeisung häufigste Ursache für den Einsatz von Regel- und Ausgleichsleistung durch die Systemführung. Der Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen, den Stromversorger/Händler (sog. Bilanzkreise) gemäß dem Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) von den Übertragungsnetzbetreibern abnehmen müssen, wächst ständig und ist von diesen entsprechend zu berücksichtigen.

ANFORDERUNGEN DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER (ÜNB) AN WINDLEISTUNGSPROGNOSEVERFAHREN

Gemäß EEG können Übertragungsnetzbetreiber, in deren Regelzonen mehr EEG-Energie einspeist wird als es dem durchschnittlichen Anteil des Energieabsatzes an Letztverbraucher in den deutschen Regelzonen entspricht (E.ON Netz GmbH und Vattenfall Europe Transmission GmbH), diesen Mehranteil an die Übertragungsnetzbetreiber mit unterdurchschnittlicher Aufnahme von EEG-Energie abgeben (horizontale Verteilung), so dass nach erfolgter Verteilung der Anteil der aufgenommenen EEG-Energie im Verhältnis zum Letztverbraucherabsatz in jeder Regelzone gleich groß ist. Wie zeitnah dieser Ausgleich geschehen soll wird im EEG jedoch nicht geregelt. Zur Zeit erfolgt die horizontale Verteilung des Windaufkommens im Rahmen von Tagesbändern, die am Vortag auf der Basis von Windleistungsprognosen bei E.ON und Vattenfall Europe Transmission festgelegt werden. Der Einsatz eines präzisen und standardisierten, auch von den anderen ÜNB anerkannten Prognoseverfahrens würde das Misstrauen abbauen und kann als Berechnungsgrundlage für den horizontalen Austausch der Windleistung dienen.

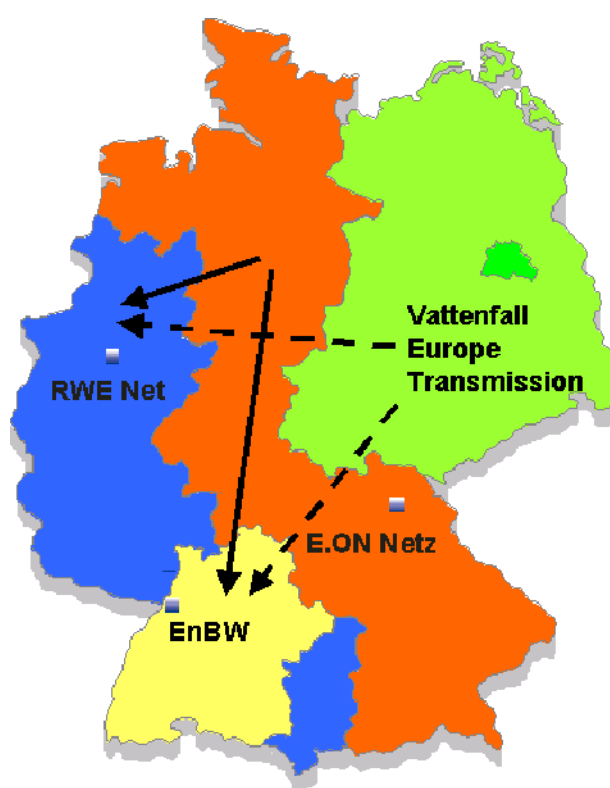


Abb. 1: Horizontalaustausch der EEG Energie

Eine Aufgabe der ÜNB besteht darin, die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisung zu jeder Zeit auszugleichen. Die Netzlast (Summe aller Ausspeisungen) lässt sich mit einer hohen Genauigkeit prognostizieren, die Einspeisungen der konventionellen Kraftwerke liegen in Form von Kraftwerksfahrplänen vor. Der Bedarf an Regelleistung ergibt sich daher im auch aus der Differenz der prognostizierten Einspeisung aus WEA und den tatsächlichen Einspeisewerten. Damit hat die Prognosegüte direkten Einfluss auf die Menge der zu beschaffenden Regelleistung. Steht die Prognose frühzeitig zur Verfügung, so ist die Beschaffung in der Regel kostengünstiger, als wenn aktuell "aus der Not heraus" gehandelt werden muss. Daher wird eine präzise Online-Erfassung und Prognose der Windleistung die Integration der Windenergie in die elektrische Energieversorgung erheblich verbessern und zu einer Reduktion der CO₂ Emissionen führen.

Für die Betriebsführung großer On- und Offshore Windparks und deren Anforderungen an die Windleistungsprognose ist eine Weiterentwicklung, Modifizierung und Anpassung von bestehenden Prognoseverfahren erforderlich.

Neben der Vorhersage des zeitlichen Verlaufs der Summenleistung aller Windenergieanlagen für die nächsten Tage sind kurzfristige, hochaufgelöste Prognosen (von 15 Minuten bis zu 24 Stunden) für einzelne Windparks und Windpark Cluster die Basis für eine gesicherte Netz- und Systemführung. Die Betriebsführung großer On- und Offshore-Windparks stellt neue, erhöhte Anforderungen an die Windleistungsprognose.

ONLINE-ERFASSUNG DER AKTUELL EINGESPEISTEN WINDLEISTUNG

Die Online-Erfassung der abgegebenen Leistung aller in einem Versorgungsgebiet betriebenen WEA kann als genauestes Verfahren zur Unterstützung der Systemführung sowie zur Gewinnung von Basisdaten zur Lastprognose angesehen werden, wobei jedoch die messtechnische Ausstattung sämtlicher WEA kaum zu realisieren ist.

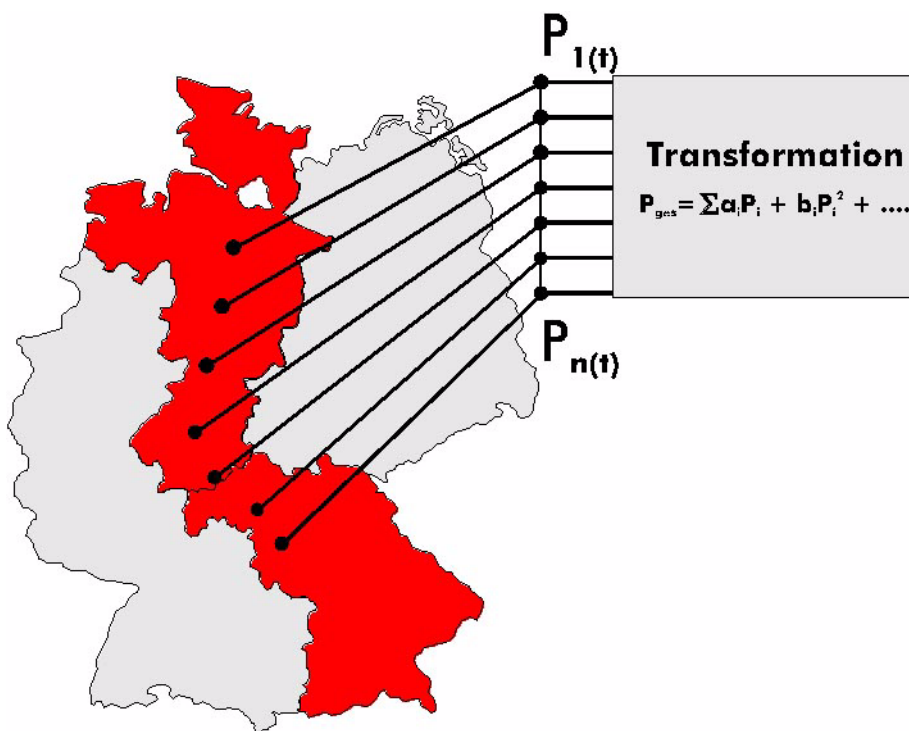


Abb. 2: Schematischer Aufbau des Online-Modells

Im Auftrag der E.ON Netz GmbH wurde am ISET ein Modell (Online-Modell) entwickelt, das die Übertragung von gemessenen Zeitverläufen der Leistung repräsentativer Windparks auf die Gesamteinspeisung aller in der Regelzone betriebenen WEA ermöglicht und der Systemführung zur Verfügung stellt [2]. Die Bestimmung der repräsentativen Windparks und die Entwicklung der Berechnungsalgorithmen basierten auf der langjährigen Erfahrung und dem umfangreichen Bestand an Auswertungen und Messdaten des Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms WMEP[3].

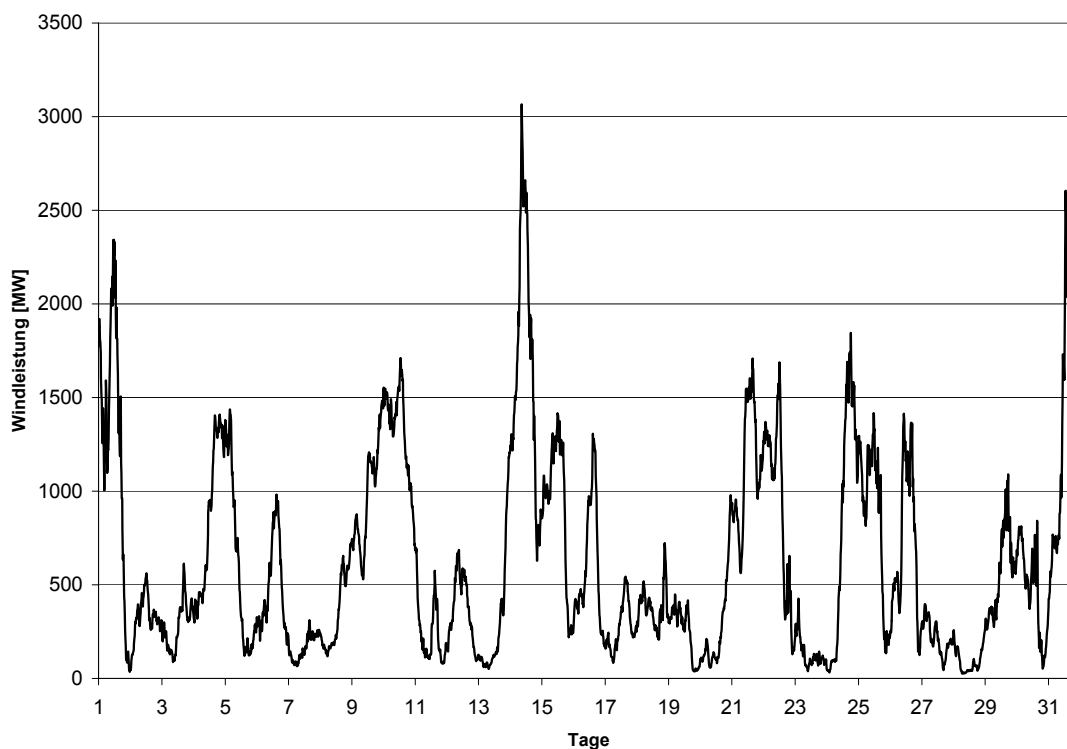


Abb. 3: Mit dem Online-Modell erzeugte Summenganglinie für die Regelzone der E.ON Netz GmbH vom 01. - 31. Mai 2002 in 15-Minuten-Intervallen.

Die für den Lastverteiler online berechnete Summenganglinie wird rückwirkend in regelmäßigen Abständen mit einer über Extrapolation von Wind- und Leistungsdaten berechneten Summenganglinie verglichen [2] und mittels Parameteroptimierung fortlaufend angepasst und verbessert. Dieses Modell ist seit Mitte 1999 im Lastverteiler der E.ON Netz GmbH für die Online-Erfassung der aktuellen Windeinspeisung erfolgreich im Einsatz. Seit Januar 2003 wird das Online-Modell ebenfalls beim Lastverteiler der RWE Net betrieben und wird momentan für die Vattenfall Europe Transmission GmbH angepasst.

KURZZEITPROGNOSE DER WINDLEISTUNG

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und in Zusammenarbeit mit E.ON Netz, Lahmeyer International (LI) und der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) wurde am ISET ein numerisches Modell zur Windleistungsprognose, das Advanced Wind Power Prediction Tool (AWPT) entwickelt [4]. Dieses neue Modell stützt sich auf drei wesentliche Säulen:

- Vorhersage von Windgeschwindigkeit und -richtung des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für ausgewählte, repräsentative Standorte,
- Bestimmung der zugehörigen Windleistung mit Hilfe von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN),
- Hochrechnung der Windleistung auf die Gesamteinspeisung in der Regelzone Versorgungsgebiet mit dem Transformationsmodell (Online-Modell).

Das im Rahmen des FuE-Vorhabens entwickelte Prognosemodell liefert den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für das E.ON Versorgungsgebiet für bis zu 72 Stunden im Voraus. Dazu wurden 16 repräsentative Windparks bzw. Gruppen von Windparks ermittelt und mit Messtechnik ausgestattet. Für repräsentative Standorte stellt der DWD routinemäßig Zeitreihen prognostizierter meteorologischer Parameter in 1-Stunden-Intervallen für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 7 km zur Verfügung. Die hochaufgelöste DWD-Prognose wird durch das nicht-hydrostatische Gitterpunktmodell (Lokal-Modell) erreicht. Die

horizontale Auflösung beträgt heute 7 km bei 35 vertikalen Modellschichten und ca. 106.000 Gitterpunkten pro Schicht. Die erste Prognose wird um 7:00 Uhr MEZ (Mitteleuropäische Zeit) zur Verfügung gestellt und beinhaltet von 0 Uhr des aktuellen Tages an 72 Intervalle je Standort. Die zweite Prognose wird um 19:00 Uhr MET zur Verfügung gestellt und beinhaltet den Zeitraum von 12 Uhr des aktuellen Tages bis 72 Stunden im Voraus. Diese Daten werden ständig mit gemessenen Winddaten des ISET verglichen und mit Hilfe statistischer Verfahren kalibriert, d.h. von systematischen Abweichungen bereinigt.

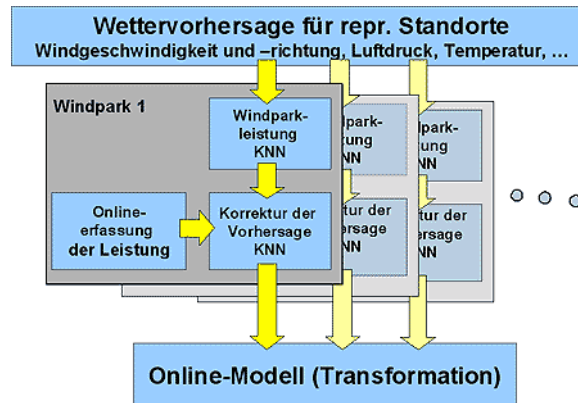


Abb. 4: Schematischer Aufbau des Prognosemodells AWPT

Die zugehörige Leistung der Windparks mit Hilfe von KNN berechnet wird. Die KNN werden mit gemessenen Wind- und Leistungsdaten aus der Vergangenheit trainiert, um die Relation zwischen Windgeschwindigkeit und Windparkleistung zu erlernen. Diese Methode ist anderen Verfahren, die den Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Leistung mit Hilfe von Leistungskennlinien einzelner Anlagen berechnen, überlegen, da der tatsächliche Zusammenhang zwischen gemessener Windgeschwindigkeit und Windparkleistung abhängig von einer Vielzahl von lokalen Einflüssen ist und daher sehr komplex, d.h. physikalisch schwer zu beschreiben ist. Die Vorteile von KNN gegenüber anderen Berechnungsverfahren sind das "Erlernen" von Zusammenhängen und das "Erraten" von Ergebnissen auch bei unvollständigen oder widersprüchlichen Eingangsdaten. Zusätzlich zu den prognostizierten Winddaten werden online gemessene Windparkleistungen als Eingangsgrößen für das Modell genutzt, um eine Kurzzeitprognose von 2 bis 8 Stunden zu optimieren. Die Fähigkeit von KNN, die kurzfristige Vorhersage der Leistung von WEA zu ermöglichen, wurde in der Vergangenheit von mehreren Instituten untersucht [4], [5]. Diese Fähigkeit wird genutzt, um Abweichungen zwischen den Ist-Werten und der Prognose der Windparkleistung auszuwerten und die Vorhersage für die kommenden 2 bis 8 Stunden der aktuellen Situation anzupassen. Je kürzer der Prognosehorizont und je geringer die räumliche Ausbreitung der dargebotsabhängigen Erzeuger ist, umso größer ist die Abhängigkeit der Einspeisung von lokalen Einflüssen als vom globalen Wettergeschehen. Daher nimmt auch die Prognosegüte mit der Verringerung der räumlichen Ausbreitung des Vorhersagegebiets ab. Weiter können aktuelle Änderungen des Wettergeschehens von den rein auf der numerischen Wettervorhersage basierenden Modellen nicht berücksichtigt werden.

Da das lokale Wettergeschehen der nahen Vergangenheit (und Gegenwart) indirekt über die gemessene Leistung der Windparks erfasst wird, kann durch Hinzunahme dieser Informationen die Prognosegüte für kurze Zeithorizonte erheblich verbessert werden. Gerade für die erwähnten Betriebsführungsstrategien sind hochaufgelöste und präzise Windparkprognosen für die nächsten 15 Minuten bis zu 4 Stunden von großer Bedeutung. Im Unterschied zu den Arbeiten von [3], [4] basiert die Kurzzeitprognose nicht ausschließlich auf den Informationen aus der Gegenwart und der nahen Vergangenheit sondern auf den Vergleich von prognostizierten und gemessenen Leistungsdaten. Dazu wird der Output des KNN-Moduls, das die Windparkleistung aus den meteorologischen Parametern berechnet zusammen mit gemessenen Leistungsdaten der nahen Vergangenheit als Input für ein weiteres KNN-Modul verwendet. Durch den Vergleich der Zeitreihen von (meteorologischer) Vorhersage und gemessenen Leistungsdaten der nahen Vergangenheit können besonders Abweichungen des zeitlichen Verlaufs erkannt und korrigiert werden.

Ein großer Vorteil dieser Methode ist, dass der Verlauf der zu erwartenden Windenergieeinspeisung jederzeit neu berechnet, d.h. mit den aktuellen Messdaten kalibriert werden kann. Die aus den Windprognosen des DWD und mit den KNN berechneten Windparkleistungen der repräsentativen Standorte werden dann als Eingangsdaten für das Transformationsmodell genutzt, das dann die Gesamteinspeisung berechnet.

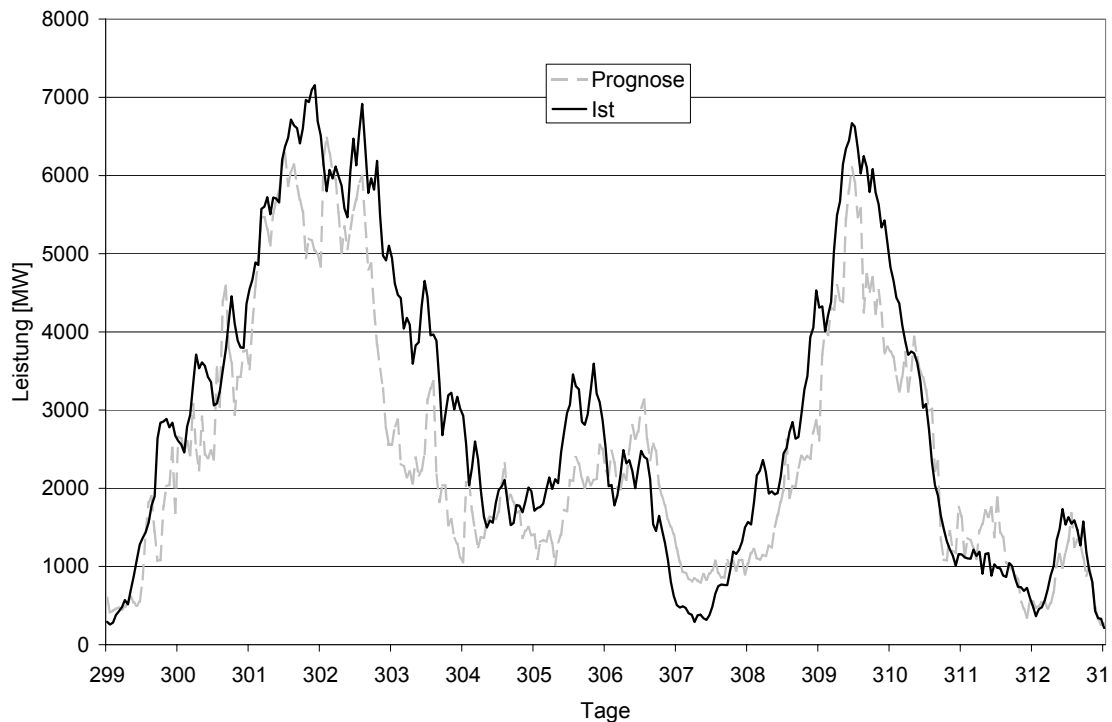


Abb. 5: Prognostizierter und mit Messdaten berechneter Verlauf der Windenergieeinspeisung aller WEA im deutschen Verbundnetz. vom 5. - 19. Dezember 2002

Dieses Prognosemodell ist seit Juli 2001 im Lastverteiler der E.ON Netz implementiert und wird für die Erstellung des Lastfahrplans und zur Kraftwerkseinsatzplanung genutzt. Das Verfahren hat seine besonderen Vorzüge in der Genauigkeit, geringen Rechenzeiten und niedrigen Betriebskosten, da durch die Verwendung des bereits implementierten Transformationsmodells nur eine geringe Anzahl von Vorhersage- und Messstandorten benötigt wird. Der Prognosefehler des Modells liegt bei 8,8% der installierten Nennleistung für die Prognose des Folgetages und bei 6% für die Kurzzeitprognose von 2 bis 8 Stunden.

Im Rahmen eines vom BMWI geförderten Folgevorhabens und in Zusammenarbeit mit der E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission, DWD und AKTIF Technology wird neben der qualitativen Verbesserung, insbesondere für die Anwendung in komplexem Gelände, die Übertragung des Modells auf weitere Versorgungsgebiete bzw. Regelzonen vorgenommen. Das neue Modell (AWPT II) stellt die Windleistungsprognose für die Versorgungsgebiete der E.ON Netz GmbH und der Vattenfall Europe Transmission GmbH sowie für das gesamte deutsche Verbundnetz zur Verfügung. Den Kern eines erweiterten Prognosemodells bildet weiterhin das Transformationsmodell, welches die Übertragung der Windleistungsprognose eines Referenznetzes auf beliebige Versorgungsgebiete in Deutschland ermöglicht. Das Referenzmessnetz wird im neuen Vorhaben von jetzt 16 auf 50 Standorte ausgebaut.

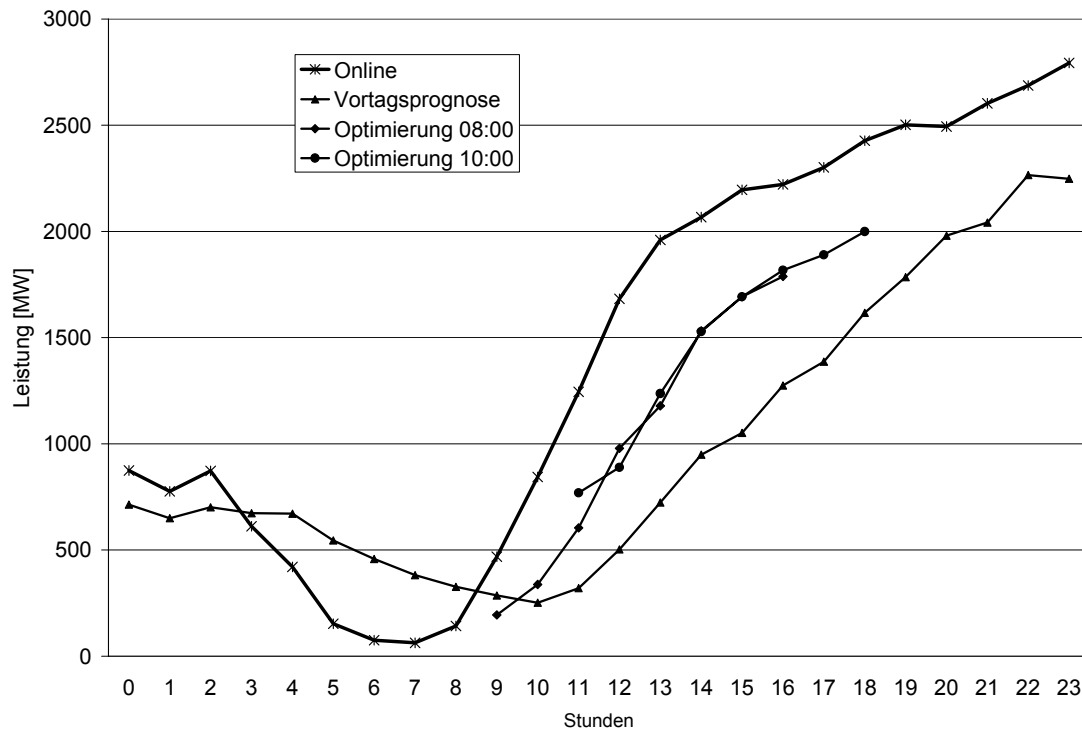


Abb. 6: Typischer Prognosefehler, hervorgerufen durch falsche Vorhersage des Zeitpunkts einer Windfront (Vortagsprognose) und Verbesserung der Prognosegüte durch Hinzunahme von zeitnahen Messdaten aus der nahen Vergangenheit (Optimierung)

Ein weiteres Ziel des Vorhabens ist die Verbesserung von lokalen Prognosen, um die Überlastung von Netzen (Leitungen) vermeiden zu können. Das Transformationsmodell ermöglicht die Übertragung der Referenzprognosen auf jedes beliebige Gebiet in Deutschland. Daher kann das Modell mit gezielten Prognosen für Gebiete mit schwachen Netzen und hoher Windleistung eingesetzt werden um mögliche Engpässe und Überlastungen von Netzen frühzeitig erkennen und vermeiden zu können. Über eine Online-Version des Prognose-Modells werden die Ergebnisse im Internet abrufbar sein. Angeboten werden die Prognose für das deutsche Verbundnetz sowie lokale Prognosen für Windparkbetreiber oder regionale Energieversorger.

Mit dem Modell zur Online-Erfassung der Windstromeinspeisung und dem Prognosemodell wurde am ISET eine Systemlösung zur Integration der Windenergie entwickelt, das momentan bei den Übertragungsnetzbetreibern mit hohem Windenergieanteil bereits betrieben bzw. implementiert wird. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass ein präzises, auf beliebige Regionen übertragbares Rechenmodell zur Windleistungsprognose in Kombination mit dem Modell zur Online-Erfassung die Hindernisse für die Akzeptanz der Windenergienutzung von Seiten der Energieversorger und Netzbetreiber erheblich reduziert und somit die Stellung der Erneuerbaren Energien in der elektrischen Energieversorgung weiter festigt.

LITERATURANGABEN

- [1] Renewable Energy Information System on Internet - REISI, Informationssystem zur Windenergienutzung in Deutschland <http://reisi.iset.uni-kassel.de>
- [2] Cornel Ensslin, Martin Hoppe-Kilpper, Werner Kleinkauf, Kurt Rohrig, Online Monitoring of 1700 MW Wind Capacity in a Utility Supply Area, European Wind Energy Conference 1999

- [3] Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Windenergie Report Deutschland 1999/2000, September 2000.
- [4] B. Ernst, H. Regber, K. Rohrig, P. Schorn; Managing 3000 MW Wind Power in a Transmission System Operation Center, European Wind Energy Conference 2001.
- [5] J. O. G. Tande, L. Landberg, A 10 Sec. Forecast of Wind Turbine Output with Neural Networks, European Wind Energy Conference 1993
- [6] Manfred Menze, Leistungsprognose von Windenergieanlagen mit Neuronalen Netzen, Diplomarbeit ISET 1996

4.2 THE DESIGN PROCESS FOR A LARGE OFFSHORE-WEC, LESSONS LEARNED

M. Lehnhoff, S. Siegfriedsen, T. Witte
 aerodyn Energiesysteme GmbH × Provianthausstr. 9 × 24768 Rendsburg × Germany
 Phone: ++49 43 31 - 12 75-0 × Fax: ++49 43 31 - 12 75-55
 E-Mail: info@aerodyn.de × Internet: www.aerodyn.de

ABSTRACT

Future offshore wind farms will demand the use of large wind turbine systems ranging from 5 to 10 MW. aerodyn works currently on the development of a 5 MW Offshore Wind Turbine for a German Wind Turbine Manufacturer. The design approach had to be adapted to the new demands for offshore application. A project structure, adapted to those has been developed. As an important part, target specifications have been defined in order to ensure a high degree of quality assurance for the development work. The design tools that have been used in the development process, such as FMEA, turned out to be very similar to those utilised in the more advanced automotive and aerospace industry. The requirements to the design that have been identified, do not allow using existing methods. Operation data collected from wind turbines in Germany in the past 12 years has been used to identify critical designs and components. Besides a high quality standard of the turbine, tower top mass and highest possible reliability of the system were the main targets of the development. New methods to design lightweight cast structures have been developed. Measures have been taken to keep corrosive atmosphere consequently outside the nacelle. A high degree of redundancy was found to increase the reliability significantly. A maintenance and repair strategy has been developed, that allows for minimum unforeseen visits. The exchangeability of single drive train components turned out to be a less dominant factor. Preliminary foundation solutions have been developed for the most severe sites in the north sea. The large-scale series production of Multi-Megawatt turbines will require an extension of the industrial manufacturing abilities in Europe, regarding quality, size and number of components.

Keywords: Wind turbine design, Design methods, Offshore-WEC, Large WEC, Manufacturing

1. INTRODUCTION

The future Offshore Wind Farms will come to sizes of several hundred Megawatt installed power, in order to be competitive compared with land based conventional power plants [1]. For these projects, an efficient utilisation is only possible with large wind turbine systems ranging from 5 to 10 MW [2]. The demand for turbines with a rated power of 5 MW and higher can be clearly identified for projects, realised from about 2005 on [1].

The approach to undertake the development of such a turbine can be considered as different from what we have seen so far. Too many design parameters have changed, to simply repeat design processes of the past [3].

aerodyn embraced this challenge and currently undertakes the development of a 5 MW Offshore Wind Turbine. The design process of the main wind turbine components is finalized and the manufacturing is ongoing. This paper is a first review of the past 2 years of development and design work.

2. DEVELOPMENT APPROACH

The first question to ask in this project was: What is actually different compared to a development of a medium size onshore wind turbine?

As the wind community has learned in the last years, the requirements to such large systems are different from those to smaller onshore turbines. First of all have to be mentioned the special ambient conditions offshore, higher reliability due to the reduced accessibility and an increased maintenance rate for the same reason [4].

At least as important are the expectations of the potential Offshore Wind Farm Investors. Those will be more and more utilities and other big players on the energy market, that set the same high standards for Wind energy technology as for conventional power plants.

Financing banks' and insurances' expectations can also be regarded as new challenges. Both rightly have a focus on the technical risks and are eager for well engineered technical concepts combined with experience as well as thorough monitoring [1].

Finally, the currently existing manufacturing and installation limitations give restrictions to the design in certain ways.

All those aspects certainly have an influence on the design approach and need to be observed in finding the right technical concept.

Analysing the new requirements, they can be subsumed under the big headline Quality. To achieve the detailed demands on the technical solution, the quality assurance in the design process was identified as most important.

Consequently the following project structure has been chosen:

1. Detailed definition of requirements to final solution
2. Definition of the design targets for entire system
3. Definition of design targets of major components
4. Definition of turbine concept including preliminary loads
5. Proof of technical and economical feasibility of turbine concept
6. Detailed design

Each of the steps had been finished prior the next one started. Though naturally a lot of problems had to be solved in the course of the detailed design, the strict observance of this procedure was crucial to prevent ending up with a technically not feasible or an economically nonviable solution after many month of development.

3. BASIC DESIGN AND TOOLS

The detailed definition of requirements to the final solution has been done in the course of a feasibility study. A number of different experts gave input in fields, that were novel for the wind energy. This phase was of course very fruitful, because the gain of insight in these new field was enormous. It covered the following parts:

- Market analysis
- Environmental aspects
- Foundation concepts
- Grid connection
- Offshore transportation and assembly
- Financing, economics
- Main design parameter
- Load estimations
- Main system dimension
- Development time schedule

After the feasibility study was finished, all parts of the puzzle the first time have been put together thus laying the foundation for the overall design. Some further considerations have been necessary to do the next step. Consequently, target specifications have been made for the important operation data and components.

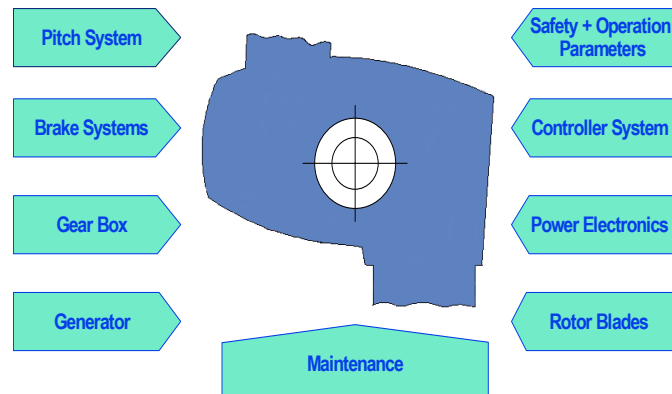


Fig. 1: Target specifications

Once the target specifications had been made and the turbine concept was defined, the technical and economical feasibility had to be proven. At that stage a tool to evaluate the solution was needed. Formerly used evaluation matrices seemed not to deliver results of sufficient quality.

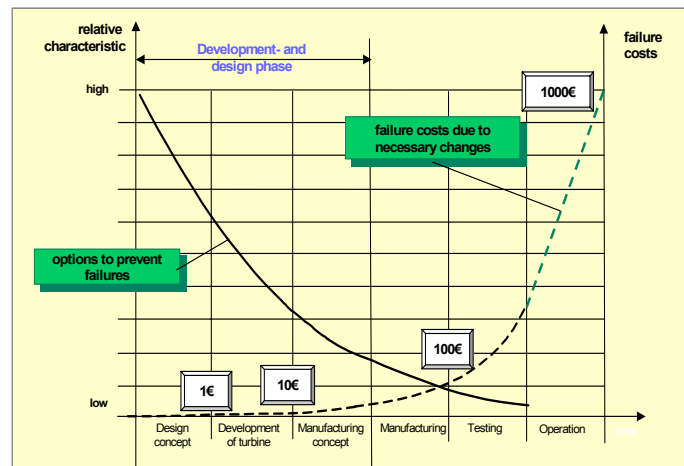


Fig. 2: Effect of failure in the course of the development

FMEA, the Failure Mode and Effects Analysis, well known from the automotive and aerospace industry, seemed to be an appropriate instrument. It gives the possibility to evaluate the entire technical solution at any level of detail or at any design state on basis of clearly defined criteria. Especially in design projects with a very high degree of innovation, FMEA allows at least a qualitative analysis [5] of the reliability of the system.

FMEA could be used at different design stages in order to identify potential risks as a basis for decisions on the further development.

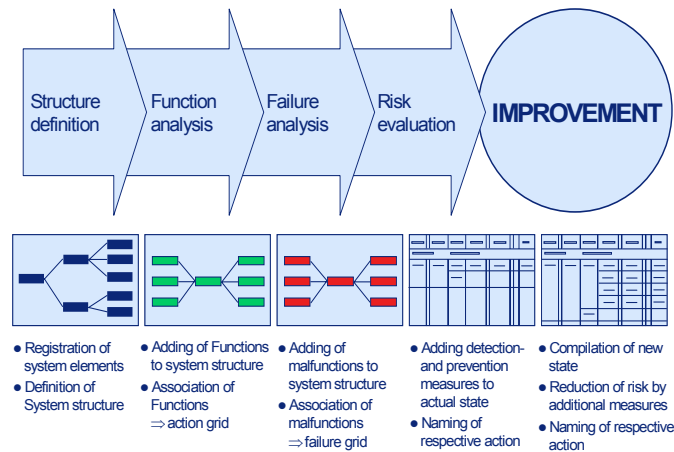


Fig. 3: Sequence of an FMEA

The new aspect was, not only to prevent bugs in the detailed design but to have a tool, that also prevents conceptual mistakes and helps to keep the design process on the right track, regarding the reliability of the system.

One of the most important advantage of the FME analysis was, that the entire design team was forced to define the criteria for the Analysis, and therefore was well integrated in all steps of improvement.

4. DETAILED DEVELOPMENT

The first step in the design process was a thorough investigation of the drive train concept. In a process of basic considerations existing concepts have been compared with novel ones in order to find the best solution for a 5 MW Offshore Wind Turbine.

To evaluate the different solutions, the effects of the design demands on the drive train have been investigated. Together with the results of the FME-Analysis and economical considerations, it was found, that reliability and tower top mass are the decisive criteria for the choice of a drive train concept [4]. Both criteria have the biggest effects on fulfilling the requirements to a successful turbine design.

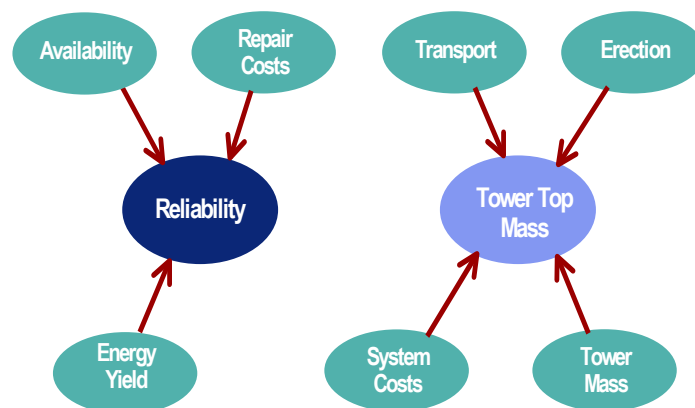


Fig. 4: Effects of reliability and tower top mass

The aim of coming to a lightweight and highly effective drive train could only be achieved with an integrated approach, that includes a very close co-operation with the manufacturers of main bearing, gear box and generator.

The highest possible integration of these components into the load transmitting structure was the matter of a very intensive design phase. As a result of that, main bearing, gear box and generator do not have own housings. All parts are directly fitted into the main frame. The integration went so far, that the bearings of the generator rotor are included in the gearbox.

In order to increase the reliability in excess of the FMEA efforts, data of the German Scientific Measuring and Evaluation Program "250 MW Wind" has been analysed [6]. This program, conducted by ISET, acquires operation data and failures of Wind Turbines in Germany for the past 12 years. From that data base, failure-prone components of existing turbine concepts could be qualitatively identified and consequently avoided. Components, that could not be avoided, such as pumps, filters, fans or drives have been doubled to create a redundancy. That means, the breakdown of a single auxiliary component will not cause a downtime of the wind turbine.

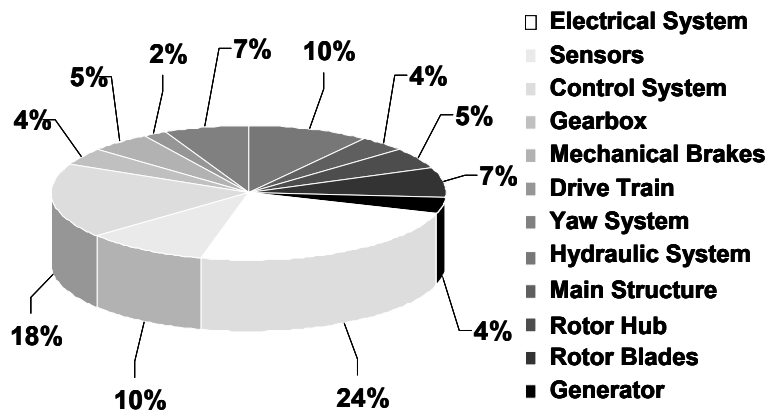


Fig. 5: Reasons for downtime from total number of downtimes [6]

As the ISET data identifies the controller and sensors as very frequent causes for downtime [6], the possibilities to prevent these problems have been investigated. Consequently all sensors, that are critical for the operation of the wind turbine, have been doubled or tripled, depending on the options for cross-checks of the measured values with other sources.

A high influence on the tower top mass is given by the design of the load transmitting structures like hub, main shaft, rotor bearing and mainframe. More than with small turbines, improper design of these large structures leads to an excessive increase of weight and therefore system costs. For that reason new design methods have been examined, especially for cast structures. The aim was to come to a higher utilisation of the material on basis of actual properties.

Firstly patterns with full scale wall thickness have been made under normal manufacturing conditions, so that consequently realistic properties could be expected. In a number of material tests, the fatigue strength of these patterns has been determined. By having these new values, uncertainties that had to be taken into account so far, could be realistically quantified. Especially the effect of dross and smaller defects was now known much better than before.

Additionally the calculation methods to proof the components have been optimised, so that the utilisation of cast structures could be significantly improved. In order to integrate the manufacturing into that new approach, the state of the art quality assurance for cast parts was consequent defined and applied. For all parts solidification simulations have been performed in order to identify potential problems in the cast process in advance. The results could actually help optimising the components.

Finally load paths have been optimised and casings of gearbox and generator have been integrated in the load transmitting structures, so that a remarkable reduction of weight could be achieved.

The development of one of the most cost driving component, the rotor blades, took a significant part of the project. The major tasks to be investigated besides aerodynamic and structure were manufacturing and transport. The size of the blade shells forced the design team to think about new procedures for the lamination process and assembly of the shells. Together with the blade manufacturer a production process has been developed, that is well tuned to the available production facilities.

A new airfoil type has been developed for the thick inner section of the blade. Following extensive wind tunnel tests have been conducted under high Reynolds number conditions. The calculated features of the airfoil have been confirmed by the tests.

One of the old questions to answer was, how to allow for the aggressive offshore-atmosphere. The so far existing solutions are highest possible encapsulation of the nacelle with external coolers and normal ventilation of the nacelle with maximum corrosion protection of the components. Due to the fact, that the drive train of a 5 MW Wind turbine creates relatively high losses looking at the absolute figures, a complete encapsulation would not give the possibility to cool down the nacelle sufficiently. Consequently an air flow had to be allowed and the corrosion problem to be solved. Thorough investigations of systems for drying and cleaning of salty offshore atmosphere followed. A system was chosen and further developed, that removes airborne water droplets and aerosols from the air. The air will be taken in at the bottom of the tower, cleaned and put under slight pressure. Small gaps in the nacelle cover allow an air stream of cleaned air through tower and nacelle. The pressure will be controlled in a way, that under no condition uncleaned air will enter the nacelle.

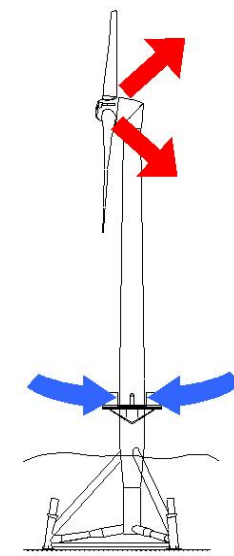


Fig 6: Ventilation system

The simplicity of the air cleaning system makes it very insensitive to failures. Nevertheless two of these systems will be placed to ensure the reliability of internal cooling and corrosion protection.

An important part of the development work was the concept of maintenance and repair. To optimise the concept the FMEA results as well as the ISET data were used. Firstly the mean time between failure (MTBF) of the main components of the wind turbine was determined. The results have been combined with the risk of failure following from the FMEA. From both figures the reliability respectively the failure probability over the time axis have been derived.

Following different scenarios for service and repair over the lifetime of the wind turbine, it was found, that a strategy based on maximum reliability of components and a consequent monitoring combined with preventative maintenance is most economic. In case of a major damage of a main component the complete nacelle would be exchanged. The exchange of the nacelle then can be seen as a complete reset of the failure probability to zero.

Though the exchange of the nacelle is an expensive measure, it is economic, because of the total reduction of failure probability of all components. Also the technical risks and time losses, connected to a repair on the turbine do not apply.

An exchange of a major component two or even three times in a lifetime, as suggested for other offshore wind turbines, would be more risky and more expensive, looking at the necessary effort. And in this case the failure probability of other components still rises till the end of lifetime with the potential risks of additional unforeseen repairs.

The most novel part of this offshore turbine was the investigations of the foundation. In order to be able to meet the highest demands, the conditions of a site with 30 m water depth in the north sea have been taken as basis. As a consequence of that, the foundations for existing projects in the north sea with 2 - 3 MW turbines can not be taken as examples.

In close co-operation with different experts on foundations for offshore structures, different design variants have been examined. As these experts usually gained their experience in the oil and gas industry, where extreme loads dominate, the fatigue analysis was an issue to discuss [1]. Some of the first foundations for Offshore Wind Turbines had been designed with the help of simplified methods. It turned out, that the following necessary overdimensioning in this case again would lead to an excessive increase of weight and costs.

5. MANUFACTURING ASPECTS

The manufacturing capabilities for the single components influenced the whole design process. Co-operation with potential manufacturers already started very early in order to reduce the risk of late detection of fabrication problems.



Fig. 7: Fabrication of the turbine

Generally a number of parts for a 5 MW Wind Turbine hit the limits of high quality industrial production capabilities in Europe. This is especially the case for internal geared rings for gear boxes, bearing rings and for the casting and machining of large cast iron structures. In those cases not the enormousness of the parts is decisive, but the combination of quality demands and size.

For the internally helical geared ring for the gear box the width is decisive regarding machining. On the other side, the unusually high torque on the low speed side of the gearbox demands a very high width and a high quality machining.

For hardening the diameter is decisive. The required quality of the gearing can only be achieved with case hardened rings.

The producibility of the rotor bearings depends on the chosen design. In the currently described project, a single bearing takes all moments and forces. It is made of case hardened steel. For a number of reasons, the maximum outside diameter, that can be hardened in Europe had to be chosen. Also in this case only a very limited number of suppliers is able to produce such a bearing. So far bearings of a comparable size and quality are very seldom needed for other applications, so that the wind industry may define the maximum size of such bearings in the near future.

Finally the manufacturing of cast iron parts is only possible at a few foundries in Europe. Here again the sheer size is not the point, the main issue is the high quality demands regarding the texture und defects in combination with the size. Due to the a.m. higher utilisation, impermissible defects are considerably more critical. In fact, in the course of the project three different foundries have manufactured parts of spheroidal graphite iron. They all only started manufacturing for the wind industry one or two years ago, because of their concentration on very big parts. An increase of the demand for such parts for the wind industry will help increasing the capacities and the understanding of the key items.

It can be stated, that there is currently a capacity shortage in Europe regarding the production of significant numbers of Multi Megawatt turbines. A good co-operation between Wind Turbine designers and component suppliers will be needed, to prevent delivery problems as soon as the large offshore projects will start. Currently there is no other industry in the world, that demands high numbers of such large-sized components at high quality level.

6. REFERENCES

- [1] Offshore Wind Energy - Ready To Power A Sustainable Europe, Final report Concerted Action On Offshore Wind Energy In Europe CA-OWEE. Duwind 2001.006. December 2001
- [2] S. Siegfriedsen, M. Lehnhoff, A. Prehn. Offshore Wind Energy Potential Outside The European Union, OWEMES 2003, Naples 2003
- [3] P. Jamieson, D.C. Quarton. Technology Development For Offshore. EWEC 1999, Nice 1999
- [4] S. Siegfriedsen, M. Lehnhoff, H. Beneke, R. Boldt, B. Orlik. Multibrid Technology A Significant Step To Multi-Megawatt Wind Turbines. EWEC 1999, Nice 1999
- [5] D.H. Mueller, T. Tietjen. FMEA-Praxis. ISBN 3-446-21236-1 Hanser: München Wien, 2000
- [6] B. Hahn. ISET Kassel, selected data from "250-MW Wind" program, 2000

4.3 ISET-Wind-Index - Kennzahl zur Bewertung des jährlichen Windenergieangebotes

Berthold Hahn, Kurt Rohrig
 Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
 Königstor 59
 D-34125 Kassel
 Germany
 Phone: +49 561 7294 329
 Fax: +49 561 7294 260
 E-Mail: bhahn@iset.uni-kassel.de
 Juni 2003

Zusammenfassung

Insbesondere in Jahren mit deutlich unterdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten entstehen bei den Betreibern auf Grund der unerwartet niedrigen Jahresstromproduktion Unzufriedenheiten und sogar Liquiditätsprobleme. Für eine interne Einschätzung der Leistungsfähigkeit eines Windparks und für eine Rechtfertigung gegenüber Anteilseignern und Banken fehlt ein objektiver Maßstab zur Bewertung des jeweiligen "Windjahres". Die Jahreswindverhältnisse setzen sich aus einer solchen Vielzahl, von Standort zu Standort verschiedener, meteorologischer Situationen zusammen, dass sich das Windenergieangebot am einzelnen Standort ganz individuell verschieden entwickelt. Eine einzelne Kennzahl ist zur Beschreibung des "Windjahres" in Deutschland deshalb nicht ausreichend, vielmehr muss die Bewertung des jährlichen Windenergieangebotes für möglichst kleine Gebiete getrennt erfolgen.

Am ISET wurde, mit Unterstützung der Gothaer Rückversicherungen AG, ein Verfahren entwickelt, mit dem für 3.800 jeweils 10 km x 10 km große Planflächen in Deutschland das Verhältnis der jeweiligen Jahreswindenergieangebote bezogen auf das langjährig durchschnittliche Windenergieangebot ermittelt wird. Diese Verhältniszahl, der ISET-Wind-Index, beruht dabei auf Windmessungen an Standorten, die für die Windenergienutzung typisch sind, und stellt damit einen objektiven Maßstab dar. Das Messnetz ist Teil des "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms" (WMEP), Begleitprogramm zur "250 MW Wind" - Fördermaßnahme der Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit

Der ISET-Wind-Index, der regelmäßig aktualisiert werden soll, stellt einen objektiven Maßstab zur Einschätzung des jährlichen Windenergieangebotes dar und soll die Basis für die Entwicklung eines Versicherungsproduktes bilden, dass das Risiko einer Insolvenz in besonders windschwachen Jahren absichert.

Regionale und zeitliche Variation des Jahreswindenergieangebotes

Die zeitliche Variation des Windenergieangebotes wurde zunächst anhand von fünf 50jährige Messreihen der Windgeschwindigkeit des Deutschen Wetterdienstes (DWD) ausgewertet, um die Problematik besonders windschwacher Jahre zu verdeutlichen. Eine fiktive Windkraftanlage hätte nach diesen Auswertungen im schlechtesten Windjahr der vergangenen Dekaden nur 60% des mittleren Jahresertrages geliefert, im besten Jahr sogar 155%. Die 245 Jahresergebnisse schwanken etwa "normalverteilt", aber nicht ganz symmetrisch um den Mittelwert. 62 der Jahresergebnisse lagen unter 95% des Mittelwertes, 64 über 105%. Werden Abweichungen von $\pm 5\%$ als geringe Schwankungen betrachtet, so war das Windangebot in etwa der Hälfte der Jahre ungefähr durchschnittlich und rund 25% aller Jahresergebnisse hätten deutliche Mindererträge nach sich gezogen (Abb. 1). Für die anschaulichere Darstellung der Schwankungen im jährlichen Windenergie Potenzial wird hier bereits der später erklärte Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Stromproduktion verwendet.

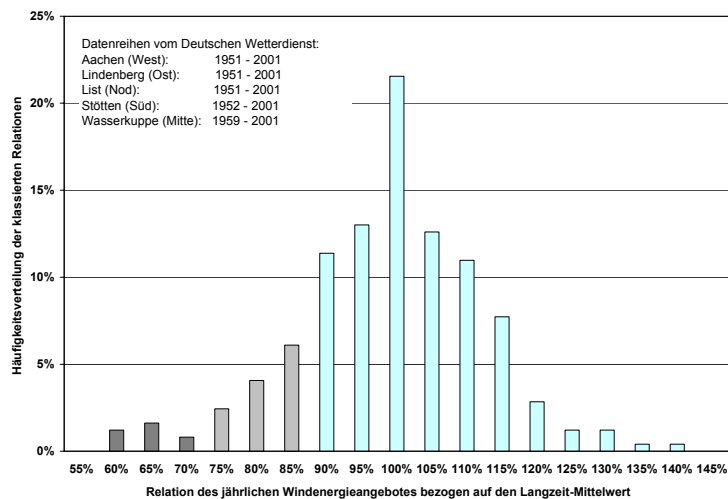


Abb. 1: Häufigkeitsverteilung von windschwachen oder windstarken Jahren um den 50jährigen Mittelwert

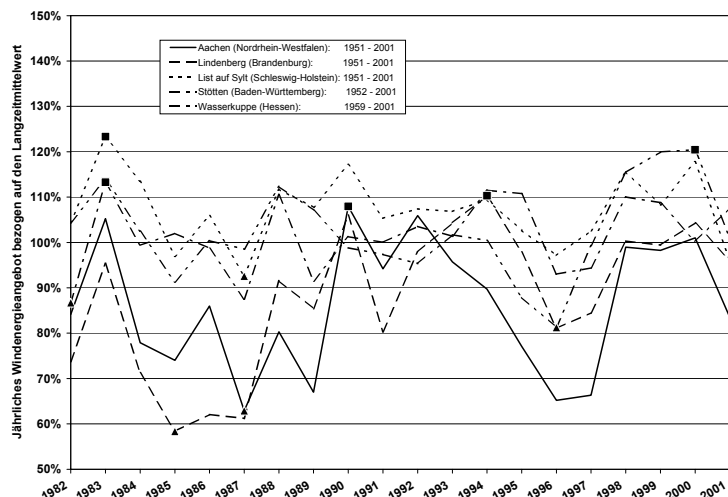


Abb. 2: Verlauf der auf den 50jährigen Mittelwert bezogenen Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit an fünf verschiedenen DWD-Stationen, mit Extremwerten in unterschiedlichen Jahren

Abgesehen von den prinzipiell ähnlichen Schwankungsbreiten der Jahresmittelwerte um den Langzeit-Mittelwert offenbart der Blick auf die fünf langjährigen Zeitreihen auch einen deutlichen Unterschied in der zeitlichen Entwicklung. So wurden z. B. die maximalen und minimalen Jahresmittelwerte in verschiedenen Jahren gemessen und die Extremwerte der einzelnen Messreihen weichen unterschiedlich stark vom langjährigen Mittelwert ab (vgl. Abb. 2).

Diese Voruntersuchungen zeigen, dass es nicht möglich ist, die Fläche Deutschlands in feste Regionen mit gleicher zeitlicher Entwicklung des Windenergieangebotes einzuteilen. Vielmehr muss die Beurteilung des Windenergieangebotes für möglichst kleine Gebiete im Kontext einer möglichst langen Zeitreihe erfolgen.

Abhängigkeit der Stromproduktion von der Jahreswindgeschwindigkeit

Für die Einschätzung, wie sich über- oder unterdurchschnittliche Windgeschwindigkeiten auf die Jahresstromproduktion auswirken, wird zunächst in Erinnerung gebracht, dass die zu einem bestimmten Zeitpunkt im Wind enthaltene Leistung mit der dritten Potenz der momentanen Windgeschwindigkeit ansteigt bzw. abfällt. Für die momentane

Leistungsabgabe einer Windkraftanlage gilt dies allerdings nicht, da der Wirkungsgrad der Umwandlung der im Wind enthaltenen Leistung in elektrischen Strom stark mit der Windgeschwindigkeit variiert.

Mit Hilfe der Jahresstromproduktionen der Windkraftanlagen im WMEP, mit ihren zum Teil bereits zehn Betriebsjahren, wurde eine Näherung für den gesuchten Zusammenhang zwischen Stromproduktion und Windgeschwindigkeit auf empirischem Weg ermittelt. Die Vergleichbarkeit der Betriebsergebnisse wurde durch gezielte Auswahl der Windenergieanlagen und durch eine rechnerische Kompensation unterschiedlicher Nabenhöhen der Anlagen und unterschiedlicher Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten hergestellt.

Die vielfältigen Parameter, die die Jahresstromproduktion beeinflussen, verursachen trotz der genannten Kompensationen eine deutliche Streuung. Es lässt sich aber dennoch eine klare Tendenz erkennen, die mit einer Näherungsfunktion beschrieben werden kann. Innerhalb gewisser Grenzen der Jahreswindgeschwindigkeit lässt sich der Zusammenhang mit der Jahresstromproduktion durch eine quadratische Parabelfunktion ausreichend genau beschreiben.

Datengrundlage des ISET-Wind-Index

Das vom ISET entwickelte Verfahren zur Bewertung des Jahreswindangebotes basiert auf Daten des Referenz-Windmessnetzes, die auf die Umgebungen der Messstationen umgerechnet werden. Dieses Messnetz besteht heute (Stand 06/2003) aus über 60 Stationen mit fast durchgängig 30 m-Masten und außerdem fünf 50 m-Masten.



Abb. 3: Messstandorte im Referenz-Windmessnetz

Die Messdaten werden einheitlich auf 50 m Höhe umgerechnet und Datenlücken werden durch Transformation von Messdaten benachbarter Stationen gefüllt. So entstand seit 1993 bis heute ein Satz von 10 jährigen Datenreihen, der jedes Jahr um die neuen Messdaten ergänzt wird. Für alle Messstandorte werden regelmäßig Monats-, Jahres- und Langzeitmittelwert gebildet bzw. aktualisiert.

Bestimmung der Windgeschwindigkeiten und der Wind-Indizes

Für die unmittelbare Umgebung der Messstandorte wird angenommen, dass sich das Windenergieangebot ähnlich entwickelt wie an den Messstandorten selbst. Für weiter entfernte Gebiete werden die Jahreswindgeschwindigkeiten der fünf am nächsten gelegenen Messstationen zu einem Mittelwert interpoliert.

Dabei wird unterstellt, dass ein Raster von 10 km x 10 km große Planflächen eine genügend feine Gliederung der Gesamtfläche Deutschlands darstellt. Diese Übertragungsrechnung von den Messstandorten auf die 3.800 Planflächen berücksichtigt die Entfernung der jeweiligen Messstation zu der zu berechnenden Planfläche, indem die gemessenen Windgeschwindigkeiten bei der Interpolationsrechnung umgekehrt proportional mit der Entfernung gewichtet einfließen.

Für alle Planflächen und für alle Jahre wird aus den Relationen der Jahresmittelwerte zu den Langzeit-Mittelwerten der Windgeschwindigkeit jeweils die Relation der Jahresstromproduktionen zum Langzeitdurchschnitt der Jahresstromproduktionen berechnet. Diese letztere Relation, der ISET-Wind-Index, beschreibt, wie viel Prozent des langfristig durchschnittlichen Jahreswindangebotes in einem bestimmten Jahr zur Verfügung standen.

Darstellung und Verwendung des ISET-Wind-Index

Zur Veranschaulichung der Ergebnisse werden die für ein bestimmtes Jahr errechneten 3.800 Indizes klassiert. Die Berechnung für die vergangenen neun Jahre zeigt, dass es tatsächlich nicht möglich ist, bestimmte Regionen mit einheitlichem Wind-Index im Vorhinein fest zu definieren. Vielmehr wird deutlich, dass es sich von Jahr zu Jahr neu ergibt, welche Gebiete besonders häufig von den Ausläufern der Wetterfronten überzogen wurden, bzw. welche Gebiete besonders selten betroffen waren.

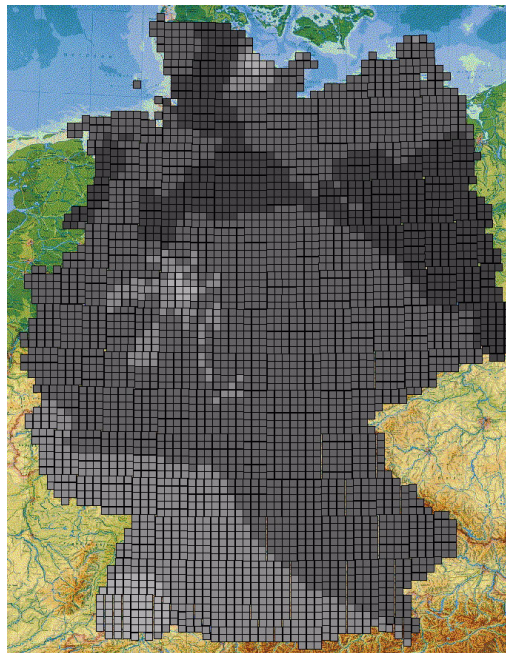


Abb. 4: ISET-Wind-Indizes für die Jahre 1994 (links) und 1996 (rechts). Dunkle Töne stehen für Werte um 80 %, helle Töne für Werte über 100%

Die Betriebsergebnisse einzelner Windenergieanlagen weicher aber durchaus von diesem Wind-Index ab. Der ISET-Wind-Index kann besondere Bedingungen am Standort oder ein besonderes Anlagenverhalten oder Ausfallzeiten nicht berücksichtigen. Vielmehr charakterisiert der ISET-Wind-Index das prinzipielle Windenergieangebot eines Jahres für ein bestimmtes Gebiet.

Schlussfolgerung

Die Auswertungen der langjährigen Messreihen unterstreichen, wie stark in einzelnen Jahren das Windenergieangebot nach oben, aber eben auch nach unten vom langjährigen Mittelwert abweichen kann. Dem Betreiber eines Windparks bietet dieser Wind-Index eine denkbar objektive Einschätzung der Leistungsfähigkeit seiner Windkraftanlage. Da die Finanzierung von Windparks in der Regel sicherlich von konstanten Jahreseinnahmen ausgeht, besteht ein nicht zu unterschätzendes Risiko, in besonders ungünstigen Jahren die Liquidität zu verlieren. Gegenüber Anteilseignern oder der Bank lässt sich mit dem Wind-Index in solchen Jahren ein Einnahmefall neutral begründen.

Literatur

- /1/ M. Durstewitz, C. Enßlin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: "Windenergiereport Deutschland 2002 - Jahresauswertung des WMEP", ISET-Schriftenreihe, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel, 2002

A Glossary of Terms in Figures and Tables

Chapter 2

Tab. 1: Calculated quantities from wind measurements and power measurements of WTs in the WMEP

Anzahl der Netzaufschaltungen	Number of grid connections
Bezogene elektrische Energie	Electricity consumed
Dauer der Netzkopplung	Length of grid connection
Gelieferte elektrische Energie	Electricity produced
Maximalwert der Windgeschwindigkeit	Maximum value of wind speed
Maximalwert der Windrichtung	Maximum value of wind direction
Maximalwert der Wirkleistung	Maximum value of active power
Minimalwert der Windgeschwindigkeit	Minimum value wind speed
Minimalwert der Windrichtung	Minimum value wind direction
Minimalwert der Wirkleistung	Minimum value active power
Mittelwert der Windgeschwindigkeit (im Messintervall)	Mean value of wind speed (in measurement interval)
Mittelwert der Windgeschwindigkeit (nur während Netzkopplung)	Mean value of wind speed (only during grid coupling)
Mittelwert der Wirkleistung	Mean value of active power
Mittlere Windrichtung (in Grad, ungewichtet vektoriell bestimmt)	Mean value of wind direction
Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	Standard deviation of wind speed
Standardabweichung der Windrichtung	Standard deviation of wind direction
Standardabweichung der Wirkleistung	Standard deviation of active power
Teillastdauer ($P_{10Hz} < 100\% P_{Nenn}$)	Length of partial load ($P_{10Hz} < 100\% P_{rated}$)
Vollast-/Überlastdauer ($P_{10Hz} \geq 100\% P_{Nenn}$)	Length of full load / overload ($P_{10Hz} \geq 100\% P_{rated}$)

Tab. 2: Overview of ISET's Data Acquisition Network

DEG-Nr.	No. of equipment
PLZ	Post code
Standort	location
Messhöhe	Measurement height

Fig. 1: Measurement sites of ISET's Data Acquisition Network

Fig. 2: Flow of information in the WMEP

Abfrage der Tagesdatensätze laut Wählliste	Requesting and transmitting measurement data, following list of phone numbers
Anforderung von Sondermesskampagnen	Request for special event measurements
Archivierung auf optischer Platte	Storing on laser disc
Berechnung abhängiger Größen	Evaluation of depending quantities
Dat-Kassetten Backup	Digital tape backup
Datenzentrale	Data centre
Durchführung von Sondermesskampagnen mit Ereignismessung	Execution of special event measurements
Erfassung und Vorverarbeitung der Messgrößen mit DEG am Standort	Acquisition and pre-processing data by data logger on site
Erstellen der Wählliste zur täglichen Datenabfrage	Preparing list of phone numbers for daily data transmission
Fehlerbehandlung	Error treatment
Fernmessnetz	Remote data acquisition network
Festplatte	Hard disc
Inventarisieren	Make an inventory

Komprimierung	Compression
Konvertierung in DB-Format	Conversion into data base format
Laden in Datenbank	Load into data base
Neuaufnahme von DEG	Registration of new data loggers
Optische Platten/Langzeitspeicher	Laser disc/long term storage
Plausibilitätsprüfung	Plausibility check
Selektives Laden	Selective loading
Sperren bzw. Freigabe von Standorten	Deactivation and activation of measurement sites
Temporäre Speicherung für weitere Auswertungen	Temporary storage for further processing
Wählrechner	Computer controlling data transmission via public telephone

Chapter 3.2

Fig. 3: Long-term Development of Installed Wind Power in Germany

Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany in total
Nennleistung	Rated Capacity
WMEP	WMEP programme

Fig. 4: Amounts of CO₂ and Fuel Spared Annually

Annahmen zur Einsparung je kWh Windstrom	Estimated savings per kWh electricity from wind
CO ₂	Carbon dioxide
Kohle	Coal

Fig. 5: Annually Installed Rated Power

Datenquelle	Data source
Deutschland	Germany
WMEP Zubau	WMEP expansion
Zuwachs Nennleistung	Rated Capacity growth

Fig. 6: Installations World-Wide

China	China
Dänemark:	Denmark
Datenquelle	Data source
Deutschland:	Germany
Ende 2002 weltweit installiert:	End 2002 – world-wide installed
Großbritannien:	Great Britain
Indien:	India
Installierte Nennleistung:	Installed Rated Power
Italien:	Italy
Niederlande:	Netherlands
Schweden:	Sweden
Spanien:	Spain
USA:	USA
Zubau:	Extension

Fig. 7: Number of WTs in the Federal States

Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany in total
WMEP	WMEP programme

Fig. 8: Newly Installed WT Power (Coast Line / Inland)

Datenquelle	Data source
Küste	Coast Line
Norddeutsche Tiefebene	North German Lowlands
Mittelgebirgsländer	Federal states in Highland regions

Fig. 9: Installed Capacity in Utilities' Grids

Datenquelle	Data source
Energieversorgungsunternehmen mit mehr als 20 MW installierter Windleistung	Energy supply Utilities with more than 20 MW of installed WT capacity
Installierte Leistung	Installed Capacity
Versorgungsgebiet	Supplied area

Fig. 10: Proportion of WMEP Plants in the Federal States

Anteil des WMEP am Gesamtbestand	Share with WMEP registration of total number
Datenquelle	Data source
Küstenländer	Coastal federal states
Länder der norddeutschen Tiefebene	Federal states in North German Lowlands
Mittelgebirgsländer	Federal states in Highland regions
Repräsentativität	Representativity

Fig. 11: Mean Rated Power and Hub-Heights of WTs in the WMEP

Baden-Württemberg:	Baden-Württemberg
Bayern:	Bavaria
Berlin:	Berlin
Brandenburg:	Brandenburg
Bremen:	Bremen
Hamburg:	Hamburg
Hessen:	Hesse
Mecklenburg-Vorpommern:	Mecklenburg-Lower-Pomerania
Mittlere Nabenhöhe:	Average Hub-Height
Mittlere Nennleistung:	Average Rated Power
Niedersachsen:	Lower Saxony
Nordrhein-Westfalen:	North Rhine-Westphalia
Rheinland-Pfalz:	Rhineland-Palatinate
Saarland:	Saarland
Sachsen:	Saxony
Sachsen-Anhalt:	Saxony-Anhalt
Schleswig-Holstein:	Schleswig-Holstein
Thüringen:	Thuringia

Fig. 12: Rotor Diameter, Hub Height and Rated Power of New Installations

Datenquelle	Data source
Nabenhöhe	Hub height
Nennleistung	Rated power
Rotordurchmesser	Rotor diameter

Fig. 13: Share of New Installations per Rated Power Class

Datenquelle	Data source
-------------	-------------

Fig. 14: WTs Installed in Germany per Rated Power Class

Datenquelle	Data source
Installierte Leistung	Installed Capacity
Installierte Nennleistung	Installed rated power
Anzahl	Number (of evaluated WTs)

Tab. 3: Technical Features 2-, 3-, 4-Blatt

Anzahl ausgewerteter, jeweils neu installierter WEA	Number of considered WEA, newly installed
Asynchron	Induction
Blattzahl	Number of blades
Datenquelle	Data source
Doppelt gespeist	Double-fed
Drehzahlverhalten	Speed characteristics
Generatorbauart	Type of generator

Gestuft	Stepped
Konstant	Constant
Lee	Lee
Leistungsregelung	Power control
Luv	Windward
Rotorposition	Position of rotor related to tower
Synchron	Synchronous
Variabel	Variable
WEA-Anzahl	Number of WTs

Fig. 15: The Largest Manufacturers World-wide, Total Production and Export

Jährlich exportierte Nennleistung	Annually exported rated power
Jährlich weltweit verkaufte Nennleistung	Annual total sales world wide
Ohne den deutschen Markt	Except export to the German market

Fig. 16: Market Shares of Sales 2002

Andere	Other (manufacturers)
Datenquelle	Data source

Tab. 4: Number of Installed WTs per Model Series, Total and in the WMEP

Anzahl WEA im WMEP	WT number in the WMEP
Anzahl WEA in Deutschland	WT number in Germany
Aus WMEP ausgeschieden	WT number resigned from the WMEP
Datenquelle	Data source
Mittlere Nennleistung	Mean rated power
Typgruppe	Model series

Fig. 17: Operators in the WMEP

Betreibergem.	Operator groups
Betriebsges.	Commercial operators
EVU	Utility companies
Firmen	Commercial enterprises
Installierte Leistung	Installed capacity
Private	Private individuals
WEA-Anzahl	Number of WTs

Chapter 3.3

Fig. 18: Comparison of gross wind energy supply in the years 1993-2002 (Basis-WMEP measurements at a height of 10m)

Küstenlinie, Inseln	Coast Line, Islands
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene, bewaldet	North German Lowlands, wooded
Norddt. Tiefebene, unbewaldet	Lowlands Lowlands, unwooded

Tab. 5: Failure Cause Lightning Strike - 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Meldungen gesamt	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Davon Direkteinschläge	Portion of Direct Strikes

Tab. 6: Regional Distribution of Lightning Damage 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Meldungen gesamt	Total number of reports
Davon Direkteinschläge	Portion direct strikes
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Küste	Coast Line
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands
Tiefebene, bewaldet	Lowlands, wooded
Gesamt	Total

Fig. 19: Monthly Lightning Strike Frequency in 2002, compared with Long-term Averages

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

Tab. 7: Failure Cause Icing - 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Anzahl Meldungen	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]

Tab. 8: Regional Distribution of WT Failure through Icing 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Anzahl Meldungen	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]
Küste	Coast Line
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands
Tiefebene, bewaldet	Lowlands, wooded
Gesamt	Total

Fig. 20: Monthly Icing Frequency in 2002, compared with Long-term Averages

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

Tab. 9: Failure Cause Storm - 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Anzahl Meldungen	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]

Tab. 10: Regional Distribution of WT Failure through Storm 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Anzahl Meldungen	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years

Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]
Küste	Coast Line
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands
Tiefebene, bewaldet	Lowlands, wooded
Gesamt	Total

Fig. 21: Monthly Storm Report Frequency in 2002, compared with Long-term Averages

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

Tab. 11: Failure Cause Grid Failure - 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Anzahl Meldungen	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]

Tab. 12: Regional Distribution of WT Failure through Grid Failure 1992-2002

WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
Anzahl Meldungen	Number of reports
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]
Küste	Coast Line
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands
Tiefebene, bewaldet	Lowlands, wooded
Gesamt	Total

Fig. 22: Monthly Grid Failure Frequency in 2002, compared with Long-term Averages

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

Fig. 23: Total number of reported Icing 1992 - 2002

Chapter 3.4

Fig. 243: Electrical Energy Supplied through Wind Power in Germany

Datenquelle	Data source
Alle WEA in Deutschland	All WTs in Germany
WEA im „250 MW Wind“ Programm	WTs in the „250 MW Wind“ programme

Fig. 25: Average Monthly Capacity Factor of WTs in the WMEP (data basis 1990-2002)

Maximalwerte	Maximum values
Minimalwerte	Minimum values
Mittelwerte	Mean values

Fig. 26: Average Development of the Annual Energy Production

Besonders günstiges Frühjahr	Outstanding spring time
Besonders günstiger Dezember	Outstanding December
Mittelwerte	Mean values

Tab. 13: WTs and Energy Production in the Federal States

Beitrag zur Stromversorgung	Contribution to electricity supply
Bundesland	Federal state
Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany in total
Einspeisung aus Wind [MWh]	Feed-in from wind [MWh]
Hochrechnung	Projection
Installierte Wind-Leistung [MW]	Installed WT capacity [MW]
Netto-Stromverbrauch [GWh]	Net electricity consumption [GWh]
WEA-Anzahl	Number of WTs

Fig. 27: Wind Energy Feed-in Related to net Electricity Consumption

Brandenburg	Brandenburg
Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany (total)
Hochrechnung	Projection
Mecklenburg-Vorpommern	Mecklenburg-Lower-Pomerania
Niedersachsen	Lower Saxony
Sachsen-Anhalt	Saxony-Anhalt
Schleswig-Holstein	Schleswig-Holstein

Fig. 28: Equivalent Full Load Periods

Mittlere Volllaststunden	Mean full load hours
--------------------------	----------------------

Fig. 29: Annual Specific Energy Production

Mittlere Volllaststunden	Mean full load hours
--------------------------	----------------------

Fig. 30: Specific Mean Power Output

Bundesdurchschnitt	Federal States' Average
Leistungsklasse	Rated power classes
Spezifische Leistung	Specific power

Fig. 31: Degree of Self-Use

Anteil der selbst genutzten Energie	Share of Energy used at home, not fed into the public grid
Quotient:	Quotient:
Energielieferung WEA / Eigenverbrauch	WT energy production/ own electricity consumption

Fig. 32: Degree of Self-Sufficiency

Deckungsanteil am Eigenverbrauch	Share of own consumption, covered by wind turbine
Quotient:	Quotient:
Energielieferung WEA / Eigenverbrauch	WT energy production/ own electricity consumption

Fig. 33: Energy Flow of WTs Funded by the '250 MW Wind' Programme

Energie für Betreiber mit Eigenverbrauch	Energy consumption of operators with direct use of electricity produced by WT
Netzbezug	Electricity consumption from the grid
Netzeinspeisung	Electricity fed into utility grids

Chapter 3.5

Fig. 34: Comparison of WT Individual and Cumulative Power

Prozent der installierten Leistung	Percentage of Installed Capacity
WEA-Leistung	WT power

Fig. 35: Probability of Power Changes (1 hour interval)

Deutsches Verbundnetz	German power grid
-----------------------	-------------------

E.ON + RWE	E.ON's and RWE's areas consolidated
Häufigkeit	Frequency
Leistungsänderung	Power variation
WP-Gruppe Binnenland	Group of Wind Farms inland
WP-Gruppe Küste	Group of Wind Farms near to shore

Fig. 36: Probability of Power Changes (4 hour interval)

Deutsches Verbundnetz	German power grid
E.ON + RWE	E.ON's and RWE's areas consolidated
Leistungsänderung	Power variation
Wahrscheinlichkeit	Probability
WP-Gruppe Binnenland	Wind farm inland
WP-Gruppe Küste	Wind farm near shore

Fig. 37: Power Duration Curves of Regional WT Groups

Deutsches Verbundnetz	German power grid
P/P _{Nenn}	Power output / rated power
Stunden	Hours
WP-Gruppe Binnenland	Wind farm inland
WP-Gruppe Küste	Wind farm near shore

Chapter 3.6

Fig. 38: Plant Age of WTs in the WMEP

Anzahl WEA	Number of WTs
Jahre	Years
Mittleres Anlagenalter (Jahre)	Mean age (Years)

Tab. 14: Technical Availability

Anlagenalter [Jahre]	Plant age [years]
Freiwillig berichtende Betreiber	Voluntarily reporting operators
Mittlere Nichtverfügbarkeit pro WEA [h]	Average non-availability per WT [h]
Nicht berücksichtigt	Unaccounted
Summe Nennzeiten	Nominal period
Summe Stillstandszeiten	Period of down-times
Technische Verfügbarkeit	Technical availability
WEA-Anzahl im WMEP	Number of WTs in the WMEP
WEA-Anzahl mit Bericht	Number of WT with reports sent in

Fig. 39: Annual Number of Damages to WTs in the WMEP

Betriebsjahr	Operational Year
Schäden	Damages
WEA ab 1,000 kW	WT from 1,000 kW
WEA mit 500 – 999 kW	WT with 500 – 999 kW
WEA unter 500 kW	WT under 500 kW

Fig. 40: Frequency of Causes for Failure

Andere Ursachen	Other causes
Anlagenregelung	Plant control system
Bauteildefekt	Component failure
Bauteillockerung	Loosening of parts
Blitzschlag	Lightning strike
Eisansatz	Icing
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports
Netzausfall	Grid failure
Sturm	High wind
Ursache unbekannt	Cause unknown

Fig. 41: Frequency of Consequences of Failures

Andere Auswirkungen	Other consequences
Anlagenstillstand	Plant stoppage
Geräusentwicklung	Noise
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports
Reduzierte Leistungsabgabe	Reduced power
Überdrehzahl	Overspeed
Überlast	Overload
Verursachung von Folgeschäden	Causing follow-up damage
Vibration	Vibration

Fig. 42: Repairs

Antriebsstrang	Drive train
Elektrik	Electrical system
Elektronische Regelungseinheit	Electronic control system
Generator	Generator
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports
Getriebe	Gear box
Hydraulikanlage	Hydraulic system
Mechanische Bremse	Mechanical brake
Rotorblätter	Rotor blades
Rotornabe	Rotor hub
Sensoren	Sensors
Tragende Teile/Gehäuse	Structural parts/housings
Windrichtungsnachführung	Yaw system

Fig. 43: Statistically determined period between two failures

Mittlerer Ausfallabstand	Meantime between failures
Jahre	Years
Components: see fig. 41	

Fig. 44: Mean Downtime of WTs after Component Damage

Mittlere Ausfallzeit	Mean down time
Tage	Days
Components: see fig. 41	

Tab. 15: Reports on Maintenance and Repairs 2002

See APPENDIX B: Form sheet 'Maintenance and Repair Report'

Tab. 16: Replaced Main Components

Blattsatz	Set of blades
Generator	Generator
Ges.	Total
Getriebe	Gear box
Gierantrieb	Yaw system
Gondel	Nacelle
Mit Tausch	Number of WTs with replacements
Nabe	Hub
Schaltschrank	Control system cabinet
Turm	Tower
Typgruppen	Model series
WEA im WMEP	WTs in the WMEP programme

Chapter 3.7

Fig. 45: Annual Mean Operational Costs per kW Installed Capacity

In Klammern: Daten für 2001	In brackets: data of 2001
Leistungsklasse	Rated power class

Fig. 46: Annual Mean Operational Costs per kWh Annual Production

Leistungsklasse	Rated power class
-----------------	-------------------

Fig. 47: Average Insurance Costs per kW Installed Capacity

Betriebsausfall	Stoppage-insurance
Haftpflcht	Third party damage
Leistungsklasse	Rated power class
Maschinenschaden	Machine-damage insurance

Fig. 48: Annual Costs for Maintenance and Repair per kW Installed Capacity

Leistungsklasse	Rated power class
„Paket“ - Verträge	Special contract offered by manufacturers, including maintenance, repair, and reimbursement for down times
Wartung & Instandsetzung	Maintenance & repairs
Wartungsverträge	Maintenance contracts

Fig. 49: Age dependant development of operational costs

Betriebskosten	Operational Costs
Betriebsjahr	Operational Year
Meist Garantiezeit	General Guarantee Period
Pacht	Lease
Reparatur	Repair
Sonstiges	Others
Versicherung	Insurance
Wartung	Maintenance

Fig. 50: Specific Annual Returns per kW Installed Capacity

Bundesdurchschnitt	Federal States' Average
Leistungsklassen	Rated power classes

Fig. 51: Specific Annual Returns per kW Installed Capacity, in Location Categories

Durchschnitt	Average
--------------	---------

Fig. 52: Learning Curve - Wind Energy in Germany(€/ kW)

Installierte Leistung	Installed Capacity
Kumuliert	Cumulative
Preis	Price

Fig. 53: Learning Curve - Wind Energy in Germany (€/ kWh/a Reference Yield)

Kumuliert	Cumulative
Referenzertrag	Reference Yield

Fig. 54: Development of the Feed-in Reimbursement for Wind Power

EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Inbetriebnahmedatum bis	Date of start-up till
Inbetriebnahmedatum ab	Date of start-up after
Vergütungshöhe nach StrEG	Reimbursement according to the Electricity Feed Law

Fig. 55: kWh Costs of Electric Energy from Wind Turbines

BK	Operational costs
EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
NK	Additional investment costs
Spezifische Kosten	Specific Costs
Standortqualität	Locations quality

Fig. 56: Comparison of kWh Costs for different WT Ratings

Einspeisevergütung	Feed in Tariff
Nennleistung	Rated power
Spezifische Kosten	Specific Costs

Tab. 17: Reimbursement Levels for Selected WMEP Turbines
Absenkung auf EEG-Tarif 2

EEG	Lowering to EEG tariff level 2 "Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Inbetriebnahme	Date of start-up
Mittl. Vergütung bis 31.3.2000 nach StrEG	Mean Reimbursement till 31-3-2000 accord. StrEG
Mittl. Vergütung über 20 a	Mean Reimbursement during 20 years
Standort	Location
Standortqualität	Locations quality
StrEG	Electricity Feed Law
Typ	WT type

Tab. 18: Examples of Reimbursement Levels for New Turbines
Absenkung auf EEG-Tarif 2

EEG	Lowering to EEG tariff level 2 "Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Inbetriebnahme	Date of start-up
Mittl. Vergütung über 20 a	Mean Reimbursement during 20 years
Standortqualität	Locations quality

Chapter 3.8

Technical features

Art der Leistungsbegrenzung	Power regulation
Asynchron	Induction
Blattzahl	Number of blades
Drehzahlverhalten	Speed characteristics
Generatorbauart	Type of generator
Konstant	Constant
Nabenhöhe	Hub height
Nennleistung	Rated power
Rotordurchmesser	Rotor diameter
Rotorkreisfläche	Rotor area
Spezifische Leistung	Specific power

Plants in the WMEP programme

Anzahl	Number
Energieertrag	Energy yield
Gesamt	Total
Kategorie	Category
Küste	Coast Line
Mittelgebirge	Highlands
Tiefebene	Lowlands
Vollaststunden	Full load hours

Technical availability

Anzahl WEA	Number of WTs
Durchschnittsalter [Jahre]	Average age [years]
Jahr	Year
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Average non-availability [hours]
Technische Verfügbarkeit	Technical availability
WEA mit W&I-Bericht	WTs with O&M report

Operational costs

Jahr	Year
Mittlere Kosten	Mean costs
WEA mit Betriebskostenbericht	WT with reports about operational costs

Specific energy yields

Auswertemonate	Months evaluated
Messhöhe	Measurement height
Standorte	Locations
WEA-Anzahl	Number of WTs

Repair measures: share of total number of failures

Antriebsstrang	Drive train
Elektrik	Electrical system
Elektronische Regelungseinheit	Electronic control system
Geber	Sensors
Generator	Generator
Gesamtanzahl	Total number
Gesamtzahl: ... Störungen pro Betriebsjahr	Total number of ... failures per year of operation
Getriebe	Gear box
Hydraulikanlage	Hydraulic system
Mechanische Bremse	Mechanical brake
Rotorblätter	Rotor blades
Rotornabe	Rotor hub
Tragende Teile/Gehäuse	Structural parts/housings
Windrichtungsnachführung	Yaw system

Plant age and technical availability

Mittlere Nichtverfügbarkeit pro WEA	Average non-availability per WT
Laufzeitklasse[Monate]	Plant age [months]
Nichtverfügbarkeitszeit 2002	Period of non-availability 2002
Technische Verfügbarkeit 2002	Technical availability 2002
WEA mit Bericht	WT with reports sent in
WEA-Anzahl im WMEP	Number of WTs in the WMEP

Appendix B

Form sheet 'Maintenance and Repair Report'

Abgeschaltet	Stopped
Aerodynamische Bremsen	Aerodynamic brakes
Andere Auswirkungen	Other consequences
Andere Ursachen	Other causes
Ändern von Regelungsparametern	Changing of control parameters
Anemometer/Windfahne	Anemometer/wind vane
Anfahrt	Journey
Anlagen-Kennnummer	Plant identification number
Anlagen-Reset	Control reset
Anlagenstillstand	Plant stoppage
Anlass der Arbeiten	Reason for repair
Antriebsmotor	Yaw motor
Antriebswellen	Drive shafts
Arbeitszeit	Labour
Azimut-Lagerung	Yaw bearings
Baugr. Regelung/Überwachung	Component group control/monitoring system
Baugruppe Antriebsstrang	Component group drive train
Baugruppe Elektrik	Component group electric system
Baugruppe Rotor	Component group rotor
Bauteilverschleiß oder -defekt	Component wear or failure
Bemerkungen	Comments
Betreiber	Operator
Blattkörper	Blade shell
Blattlager	Pitch bearings
Blattverschraubung	Blade bolts

Form sheet 'Meter Readings, Costs, Tariffs'

Vierteljährlich	Quarter yearly
Wartungsvertrag	Maintenance contract
WEA-Abgabe	WT energy output
WEA-Bezug	WT energy input
Zählerstände	Meter readings
Zählerstände, Kosten, Tarife	Meter readings, tariffs, costs
Zahlweise	Way of payment

Form sheet 'Annual Report on Costs of Operation'

alle Beträge inkl. MWSt.	All amounts incl. VAT
Bemerkungen	Comments
Betreiber	Operator
Betriebsausfallversicherung	Non-availability insurance
Betriebskosten 2002	Costs of operation 2002
Erstattungen aus Versicherungen 2002 (für eingereichte Schadensfälle, in €)	Repayments from insurance 2002 (for claims made, in EURO)
Förderkennzeichen	Reference number of subsidy
Grundstückspacht	Lease for land
Haftpflichtversicherungen	Third party damage insurance
Ja	Yes
Jahresbeitrag in €	Annual premium in EURO
Jahresbericht über Betriebskosten	Annual report on costs of operation
Kosten für Wartung	Maintenance costs
Maschinenschadenversicherung	Machine damage insurance
Nein	No
Ort/Datum	Place/date
Reparaturkosten	Repair costs
Selbstbeteiligung laut Vertrag	Excess as in contract
Sonstige (bitte benennen)	Others (please name)
Sonstige Zusatzkosten (z.B. WEA-Betreuung durch Dritte, Fernüberwachung usw.)	Other additional costs (e.g. WT-supervision by third party, remote control etc.)
Unterschrift	Signature
Versicherungsbeträge und Versicherungsbedingungen	Insurance premiums and conditions
Wartungsvertrag beim WEA-Hersteller	Maintenance contract with manufacturer
Weitere Erstattungen (bitte benennen)	Other repayments
WEA-Kennung	WT identification number
Zusatzkosten für Wartung	Additional maintenance costs

Appendix C

Tab. 19: Measurement sites and wind data 1992 - 2002

Abschluss	End of measurement
Beginn	Start-up of measurement
Höhe ü. NN	Height above sea level
Messhöhe	Measurement Height
PLZ	Post Code
Standort	Location
T _{Umit}	Mean turbulence intensity
V _{mit}	Mean wind speed

Appendix D

Base Data

Anlagentyp	Wind turbine type
Äq. Volllaststd.	Equivalent full load hours
Energieprod.	Energy yield
Kennung	Identification number
Leistungsklasse	Rated power classes
Nabenh.	Hub height
Nennleist.	Rated power
Rotord.	Rotor diameter
Spez. Ertrag	Specific energy yield
Standort	Location
Tage	Days

Appendix E

Individual Site Evaluations

Betreiber	Operator
Betriebsverhalten	Operational behaviour
Breitengrad	Latitude
Datenbasis des Betriebsverhaltens	Data basis of operational behaviour
Datenbasis der Leistung	Data basis of power output
Datenbasis der Windgeschw.	Data basis of wind speed
Datenbasis der Windrichtung	Data basis of wind direction
DEG-Daten verfügbar ab	Measurement data available from
Energielieferung	Energy yield
Gemessen in 10m Höhe	Measured at a height of 10 m
Geogr. Lage	Geographical coordinates
Häufigkeit	Frequency
In 10 m Höhe	At a height of 10 m
Intervall	Interval
ISSET-Kennung	Identification number for WTs
Jahreskenngrößen 2002	Annual values 2002
Längengrad	Longitude
Langjährige Mittel	Long-term mean value
Leistung	Power output
Leistungsdauerlinie	Power duration curve
Maximalwert	Maximum value
Messhöhe	Measurement height
Mittlere Windgeschw.	Mean wind speed
Monat	Month
Netzaufschaltungen	Number of grid connections
Netzkopplungsdauer	Period of grid coupling
Ort	Location
Rel. Häufigkeit	Relative frequency
Richtungsverteilung der Windenergie	Directional distribution of wind energy
Spezifischer Ertrag	Specific energy yield
Turbulenzintensität	Turbulence intensity
Volllaststunden	Full load hours
WEA	Wind turbine
WEA-Abgabe	Energy yield
WEA in WMEP seit	WT in the WMEP since
Weibullparameter	Parameter of Weibull distribution
Weibullverteilung	Weibull distribution
Windgeschwindigkeit	Wind speed
WMEP-Messtechnik	Measurement equipment
Zeit	Time

Glossary in Alphabetical Order

„250 MW Wind“ Programm	“250 MW Wind” programme, German supporting measure	Berechnung abhängiger Größen	Evaluation of depending quantities
2-, 3-, 4-Blatt	2, 3, 4 bladed	Bericht	Report
Ab	Since	Besonders günstiger Dezember	Outstanding December
Abfrage	Requesting	Besonders günstiges Frühjahr	Outstanding spring time
Abgeschaltet	Stopped	Betrag	Amount
Absenkung auf EEG-Tarif 2	Lowering to EEG tariff level 2	Betreiber	Operator
Aerodynamische Bremsen	Aerodynamic brakes	Betreibergemeinschaft	Operator groups
Alle	All	Betriebsausfall	Stoppage-insurance
Alle Beträge inkl. MWSt.	All amounts incl. VAT	Betriebsausfallversicherung	Non-availability insurance
Alter	Age	Betriebsgesellschaft	Commercial operators
Andere	Other (manufacturers)	Betriebsjahr	Operational Year
Andere Auswirkungen	Other consequences	Betriebskosten	Operational Costs
Andere Ursachen	Other causes	Betriebskostenbericht	Report about operational costs
Ändern von Regelungsparametern	Changing of control parameters	Betriebsmonate	Operating months
Anemometer	Anemometer	Betriebsstunden	Hours of operation
Anfahrt	Journey	Betriebsverhalten	Operational behaviour
Anforderung von Sondermesskampagnen	Request for special event measurements	Bezogene elektrische Energie	Electricity consumed
Anlagenalter [Jahre]	Plant age [years]	Bezugstarif	Tariff for buying electricity
Anlagen-Kennnummer	Plant identification number	Bis	Till
Anlagenregelung	Plant control system	BK	Operational costs
Anlagen-Reset	Control reset	Blattkörper	Blade shell
Anlagenstillstand	Plant stoppage	Blattlager	Pitch bearings
Anlagentyp	Wind turbine type	Blattsatz	Set of blades
Anlass der Arbeiten	Reason for repair	Blattverschraubung	Blade bolts
Annahmen zur Einsparung je kWh Windstrom	Estimated savings per kWh electricity from wind	Blattverstellmechanismus	Pitch mechanism
Anteil der selbst genutzten Energie	Share of Energy used at home, not fed into the public grid	Blattzahl	Number of blades
Anteil des WMEP am Gesamtbestand	Share with WMEP registration of total number	Blitzschlag	Lightning strike
Antriebsmotor	Motor	Brandenburg	Brandenburg
Antriebsstrang	Drive train	Breitengrad	Latitude
Antriebswellen	Drive shafts	Bremen	Bremen
Anzahl	Number	Bremsbeläge	Brake pads
Anzahl Meldungen	Number of reports	Bremssattel	Brake shoe
Äquivalente Volllaststunden	Equivalent full load hours	Bremsscheibe	Brake disc
Arbeitszeit	Labour	Bundesdurchschnitt	Federal States' Average
Archivierung auf optischer Platte	Storing on laser disc	Bundesland	Federal state
Asynchron	Induction	CO ₂	Carbon dioxide
Aus WMEP ausgeschieden	Resigned from the WMEP	Dänemark	Denmark
Ausfall	Stoppage	Daten	Data
Ausfallzeit	Down time	Datenbasis	Data basis
Austausch	Replacement	Datenquelle	Data source
Auswertemonate	Months evaluated	Datenzentrale	Data centre
Auswirkungen	Consequences	Dat-Kassetten Backup	Digital tape backup
Azimet-Lagerung	Yaw bearings	Datum	Date
Baden-Württemberg	Baden-Württemberg	Dauer der Netzkopplung	Length of grid connection
Baugruppe	Component group	Davon Direkteinschläge	Portion direct strikes
Bauteildefekt	Component failure	Deckungsanteil am Eigenverbrauch	Share of own consumption, covered by wind turbine
Bauteile	Components	DEG	Data acquisition equipment
Bauteilloockerung	Loosening of parts	Deutsches Verbundnetz	German power grid
Bauteilverschleiß oder -defekt	Component wear or failure	Deutschland	Germany
Bayern	Bavaria	Dichtungen	Sealings
Beitrag zur Stromversorgung	Contribution to electricity supply	Doppelt gespeist	Double-fed
Bemerkungen	Comments	Drehzahlmesser	Rev counter
		Drehzahlverhalten	Speed characteristics
		Durchführung	Execution
		Durchschnitt	Average
		E.ON	German utility

EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law	Häufigkeit	Frequency
Einspeisetarif	Tariff for selling electricity	Hersteller	Manufacturer
Einspeisevergütung	Feed in Tariff	Hessen	Hesse
Einwandfreie Anlagenfunktion	Faultless operation	Hochrechnung	Projection
Eisansatz	Icing	Höhe ü.NN	Height above sea level
Elektrik	Electrical system	HT	High tariff
Elektronische Regelungseinheit	Electronic control system	Hydraulikanlage	Hydraulic system
Ende	End	Hydraulikleitungen	Hydraulic pipes/hoses
Energie für Betreiber mit Eigenverbrauch	Energy consumption of operators with direct use of electricity produced by WT	Hydraulikpumpe	Hydraulic pump
Energieeigennutzung durch den Betreiber	Energy consumption by the operator	In 10 m Höhe	At a height of 10 m
Energieertrag	Energy yield	In Klammern	In brackets
Energielieferung	Energy yield	Inbetriebnahme	Date of start-up
Energieproduktion.	Energy yield	Indien	India
Energieversorgungsunternehmen	Energy supply utilities	Installiert	Installed
Erfassung	Acquisition	Installierte Leistung	Installed capacity
Erstattungen	Repayments	Instandsetzung	Repair
Ertrag	Yield	Intervall	Interval
EVU	Energy supply utilities	Inventarisieren	Make an inventory
Fehlerbehandlung	Error treatment	ISSET-Kennung	Identification number for WTs
Fehlfunktion	Malfunction	Italien	Italy
Fernmessnetz	Remote data acquisition network	Ja	Yes
Festplatte	Hard disc	Jahr	Year
Firmen	Commercial enterprises	Jahresbeitrag	Annual premium
Folgeschäden	Follow up defects	Jahresbericht über Betriebskosten	Annual report on costs of operation
Förderkennzeichen	Reference number of subsidy	Jahreskenngößen	Annual values
Freigabe	Activation	Jährlich	Yearly
Freiwillig berichtende Betreiber	Voluntarily reporting operators	Karten-Index	Identification number for sites
Fundament	Foundation	Kategorie	Category
Garantiezeit	Guarantee Period	Kennung	Identification number
Geber	Sensor	Kohle	Coal
Gehäuse	Housing	Komprimierung	Compression
Gelieferte elektrische Energie	Electricity produced	Konstant	Constant
Gemessen in 10m Höhe	Measured at a height of 10 m	Konvertierung in DB-Format	Conversion into data base format
Generator	Generator	Kosten	Costs
Generatorbauart	Type of generator	Kosten laut Rechnung	Costs stated on bill
Geographische Lage	Geographical coordinates	Kumuliert	Cumulative
Geräuschentwicklung	Noise	Kupplungen	Couplings
Ges.	Total	Küste	Coast Line
Gesamt	Total	Küstenländer	Coastal federal states
Gesamt(an)zahl	Total number	Küstenlinie, Inseln	Coast Line, Islands
Gesamtkosten	Total cost	kWh-Zählerfaktor	Kwh meter factor
Gestuft	Stepped	Laden in Datenbank	Load into data base
Getriebe	Gear box	Lager	Bearings
Getriebewellen	Gear shaft	Länder der norddeutschen Tiefebene	Federal states in North German Lowlands
Gierantrieb	Yaw system	Längengrad	Longitude
Gondel	Nacelle	Langjährige Mittel	Long-term mean value
Gondelrahmen	Nacelle frame	Laufzeitklasse[Monate]	Plant age [months]
Gondelverkleidung	Nacelle cover	Lee	Lee
Großbritannien	Great Britain	Leistung	Power output
Grundstückspacht	Lease for land	Leistungsänderung	Power variation
Gruppe	Group	Leistungsbegrenzung	Power regulation
Gültig ab	Valid from	Leistungsdauerlinie	Power duration curve
Haftplicht	Third party damage	Leistungsklasse	Rated power class
Haftplichtversicherungen	Third party damage insurance	Leistungsmesser	Power meter
Halbjährlich	Half yearly	Leistungsregelung	Power control
Hamburg	Hamburg	Leitungen/Anschlüsse	Cables/connections
		LT	Top tariff
		Luv	Windward
		Maschinenschaden	Machine damage

Maschinenschadenversicherung	Machine damage insurance	Quotient:	Quotient:
Material	Material	Energielieferung WEA / Eigenverbrauch	WT energy production/ own electricity consumption
Maximalwert	Maximum value	Reduzierte Leistungsabgabe	Reduced power output
Mechanische Bremse	Mechanical brake	Referenzertrag	Reference Yield
Mecklenburg-Vorpommern	Mecklenburg-Lower-Pomerania	Regelmäßige Wartung	Scheduled maintenance
Meldungen	Reports	Relais	Relay
Messgröße	Measurand	Relative Häufigkeit	Relative frequency
Messhöhe	Measurement height	Reparatur	Repair
Messkabel und Anschlüsse	Measurement cables and connections	Reparaturkosten	Repair costs
Minimalwert	Minimum value	Repräsentativität	Representativity
Mittelgebirge	Highlands	Rheinland-Pfalz	Rhineland-Palatinate
Mittelgebirgsländer	Federal states in Highland regions	Richtungsverteilung der Windenergie	Directional distribution of wind energy
Mittelwert	Mean value	Rotorblätter	Rotor blades
Mittlere(r)	Mean	Rotordurchmesser	Rotor diameter
Mittlerer Ausfallabstand	Meantime between failures	Rotorkreisfläche	Rotor area
Monat	Month	Rotorlager	Rotor bearings
Nabe	Hub	Rotornabe	Rotor hub
Nabenhöhe	Hub height	Rotorposition	Position of rotor related to tower
Nabenkörper	Hub body	Rüttelschalter	Vibration switch
Nein	No	RWE	German utility
Nennleistung	Rated power	Saarland	Saarland
Nennzeit	Nominal period	Sachsen	Saxony
Netto-Stromverbrauch [GWh]	Net electricity consumption [GWh]	Sachsen-Anhalt	Saxony-Anhalt
Netzaufschaltungen	Grid connections	Schäden	Damages
Netzausfall	Grid failure	Schaltschrank	Control system cabinet
Netzbezug	Electricity consumption from the grid	Schleifringe/Bürsten	Generator brushes
Netzeinspeisung	Electricity fed into utility grids	Schleswig-Holstein	Schleswig-Holstein
Netzkopplungsdauer	Period of grid coupling	Schütze/Schalter	Switches
Neuaufnahme von DEG	Registration of new data loggers	Schweden	Sweden
Nicht abgeschaltet	Not stopped	Selbstbeteiligung laut Vertrag	Excess as in contract
Nicht berücksichtigt	Unaccounted	Selektives Laden	Selective loading
Nichtverfügbarkeit	Non-availability	Sensoren	Sensors
Nichtverfügbarkeitszeit	Period of non-availability	Sicherungen	Fuses
Niederlande	Netherlands	Sondermesskampagnen mit Ereignismessung	Special event measurements
Niedersachsen	Lower Saxony	Sonstiges	Others
NK	Additional investment costs	Spanien	Spain
Norddeutsche Tiefebene	North German Lowlands	Sperren	Deactivation
Norddt. Tiefebene, bewaldet	North German Lowlands, wooded	Spezifisch	Specific
Norddt. Tiefebene, unbewaldet	Lowlands Lowlands, unwooded	Stand des Stundenzählers	Reading of hour counter
Nordrhein-Westfalen	North Rhine-Westphalia	Standardabweichung	Standard deviation
NT	Normal tariff	Standort	Location
Öldruckschalter	Oil pressure switch	Standortqualität	Locations quality
Optische Platten/Langzeitspeicher	Laser disc/long term storage	Stillstandzeiten	Down times
Ort	Location	Störungen	Failures
P/P _{Nenn}	Power output / rated power	Störungsauswirkung	Effect of malfunction
Pacht	Lease	Störungsbehebung	Removal of malfunction
Paket - Verträge	Special contract offered by manufacturers, including maintenance, repair, and reimbursement for down times	Störungsursache	Cause of malfunction
Plausibilitätsprüfung	Plausibility check	StrEG	Electricity Feed Law
PLZ	Post Code	Stromrichter	Inverter
Postleitzahl	Post Code	Stromtarife	Electricity tariffs
Preis	Price	Stunde	Hour
Private	Private individuals	Sturm	High wind
Prozent	Percentage	Summe	Sum
Pumpenantrieb	Pump motor	Synchron	Synchronous
		Tag	Day
		Tagesdatensätze	Daily measurement data files
		Tägliche Datenabfrage	Daily data transmission
		Tausch	Replacement

Technische Verfügbarkeit	Technical availability	Windfahne	Wind vane
Teillastdauer ($P_{10Hz} < 100\%$ P_{Nenn})	Length of partial load ($P_{10Hz} < 100\% P_{rated}$)	Windgeschwindigkeit	Wind speed
Temperaturschalter	Temperature switch	Windmessstation	Measurement site
Temporäre Speicherung	Temporary storage	Windrichtung	Wind direction
Thüringen	Thuringia	Windrichtungsnachführung	Yaw system
Tiefebene	Lowlands	WMEP	Scientific programme accompanying the German "250 MW Wind" supporting measure
Tragende Teile/Gehäuse	Structural parts/housings	WMEP-Messtechnik	Measurement equipment
Turbulenzintensität	Turbulence intensity	Zählerstand	Meter readings
Turm	Tower	Zahlweise	Way of payment
Turmverschraubung	Tower bolts	Zahnkranz / Ritzel	Wheel and pinions
Typ	WT type	Zahnräder	Gear-wheels
Typgruppe	Model series	Zeit	Time
Typische Stillstandzeit in Stunden	Typical down-time [hours]	Zubau	Expansion, Extension, Growth
Überdrehzahl	Overspeed	Zusatzkosten	Additional costs
Überlast	Overload		
Unplanmäßige Reparatur nach Betriebsstörung	Unscheduled repair after malfunction		
Unterschrift	Signature		
Ursache unbekannt	Cause unknown		
Variabel	Variable		
Ventile	Valves		
Verfügbar	Available		
Vergütungshöhe nach StrEG	Reimbursement according to the Electricity Feed Law		
Verschleißteile	Wearing parts		
Versicherung	Insurance		
Versicherungsbedingungen	Insurance conditions		
Versicherungsleistung	Repayments from insurance		
Versorgungsgebiet	Supplied area		
Verursachung	Causing		
Verwendungszweck	Use		
Vibration	Vibration		
Vierteljährlich	Quarter yearly		
Vollast-/Überlastdauer ($P_{10Hz} \geq 100\% P_{Nenn}$)	Length of full load / overload ($P_{10Hz} \geq 100\% P_{rated}$)		
Vollaststunden	Full load hours		
Vorverarbeitung	Pre-processing		
Wählliste	List of phone numbers		
Wählrechner	Computer controlling data transmission via public telephone		
Wahrscheinlichkeit	Probability		
Wartung	Maintenance		
Wartungsvertrag	Maintenance contract		
WEA	Wind turbine		
WEA-Abgabe	WT energy yield		
WEA-Anzahl	Number of WTs		
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]		
WEA-Bezug	WT energy input		
WEA-Kennung	WT identification number		
WEA-Leistung	WT power		
Weibull A	Scale parameter of Weibull distribution		
Weibull k	Shape parameter of Weibull distribution		
Weibullparameter	Parameter of Weibull distribution		
Weibullverteilung	Weibull distribution		
Weitere Erstattungen	Other repayments		
Weltweit	world-wide		
Werte	Values		
Wicklung	Generator windings		

Form Sheets

Appendix B includes the form sheets used in the WMEP:

- Maintenance and Repair Report
- Meter Readings, Costs and Tariffs
- Annual Report of Costs of Operation

B Formblätter

Der Anhang B zeigt die im WMEP verwendeten Formblätter:

- Wartungs - und Instandsetzungsbericht
- Zählerstände, Kosten und Tarife
- Jahresbericht über Betriebskosten

WARTUNGS- UND INSTANDSETZUNGSBERICHT WMEP 250 MW-Wind

Arbeit ausgeführt am

Bericht-Nr.

Tag	Monat	Jahr	

Postleitzahl	Anlagen-Kennnummer
Betreiber	
Hersteller und Typ	

Störungsursache

- | | |
|--------------------------------------|---|
| ☐ Sturm | ☐ Fehlfunktion der Anlagenregelung |
| ☐ Netzausfall | ☐ Bauteilverschleiß oder -defekt |
| ☐ Blitzschlag | ☐ Bauteillockerung |
| ☐ Eisansatz | ☐ Andere Ursachen |
| | ☐ Ursache unbekannt |

Anlaß der Arbeiten

- ☐ Regelmäßige Wartung
(Nur Durchsicht und Funktionskontrolle)
- ☐ Regelmäßige Wartung mit Austausch von Verschleißteilen
oder Beseitigung gefundener Mängel
- ☐ Unplanmäßige Reparatur nach Betriebsstörung

Störungsauswirkung

- | | |
|---|--|
| ☐ Überdrehzahl | ☐ Reduzierte Leistungsabgabe |
| ☐ Überlast | ☐ Verursachung von Folgeschäden |
| ☐ Geräuscentwicklung | ☐ Anlagenstillstand |
| ☐ Vibrationen | ☐ Andere Auswirkungen |

Stillstandzeiten

☐ Nicht abgeschaltet	☐ Abgeschaltet
von	
bis	
	Tag Monat Uhrzeit
Stand des Stundenzählers	

Kosten laut Rechnung

Material		DM
Arbeitszeit		DM
Anfahrt		DM
Gesamtkosten (incl. MwSt.)		DM

Bemerkungen

Der Betreiber

Ort/Datum
Unterschrift

Störungsbehebung

Einwandfreie Anlagenfunktion ohne Reparatur nach :

- ☐ Anlagen-Reset ☐ Änderung von Regelungsparameter

Reparierte oder ausgetauschte Bauteile

- | | |
|---|--|
| ☐ Rotornabe | ☐ Getriebe |
| ☐ Nabenkörper | ☐ Lager |
| ☐ Blattverstellmechanismus | ☐ Zahnräder |
| ☐ Blattlager | ☐ Getriebewellen |
| ☐ Rotorblätter | ☐ Dichtungen |
| ☐ Blattverschraubung | ☐ Mechanische Bremse |
| ☐ Blattkörper | ☐ Bremsscheibe |
| ☐ Aerodynamische Bremsen | ☐ Bremsbeläge |
| ☐ Generator | ☐ Bremssattel |
| ☐ Wicklung | ☐ Antriebsstrang |
| ☐ Schleifringe/Bürsten | ☐ Rotorlager |
| ☐ Lager | ☐ Antriebswellen |
| ☐ Elektrik | ☐ Kupplungen |
| ☐ Stromrichter | ☐ Hydraulikanlage |
| ☐ Sicherungen | ☐ Hydraulikpumpe |
| ☐ Schütze/Schalter | ☐ Pumpenantrieb |
| ☐ Leitungen/Anschlüsse | ☐ Ventile |
| ☐ Geber | ☐ Hydraulikleitungen |
| ☐ Anemometer/Windfahne | ☐ Windrichtungsnachführ. |
| ☐ Rüttelschalter | ☐ Azimut-Lagerung |
| ☐ Temperaturfühler | ☐ Antriebsmotor |
| ☐ Öldruckschalter | ☐ Zahnkranz/Ritzel |
| ☐ Leistungsmesser | ☐ Tragende Teile/Gehäuse |
| ☐ Drehzahlmesser | ☐ Fundament |
| ☐ Regelung | ☐ Turm/Turmverschraubung |
| ☐ Elektron. Regelungseinheit | ☐ Gondelrahmen |
| ☐ Relais | ☐ Gondelverkleidung |
| ☐ Meßkabel und Anschlüsse | ☐ Leiter/Aufstieg |

Hauptkomponentenaustausch

Falls komplette Baugruppe getauscht, bitte hier ankreuzen.

- | | |
|---|---|
| ☐ Gondel, komplett | ☐ Windrichtungsnachführ. |
| ☐ Rotorblatt /-blätter | ☐ Turm |
| ☐ Rotornabe | ☐ Schaltschrank |
| ☐ Getriebe | ☐ Netztrafo |
| ☐ Generator | |

W81 / ISET 6/95

ZÄHLERSTÄNDE, KOSTEN, TARIFE

WMEP 250 MW-Wind

Jahr

Quartal

Mit Energieeigennutzung durch den Betreiber

Postleitzahl	Betreiber	Hersteller und Typ	Anlagen-Kennnummer

Zählerstände											
Datum		Betriebsstunden	WKA-Abgabe		WKA-Bezug	Netz-Einspeisung		Netz-Bezug		NT	NT
Tag	Monat		HT	NT		LT	HT	HT	NT		
kWh-Zählerfaktor :											

Kosten

Nur falls in diesem Quartal fällig

Versicherungen

Zahlweise: Vierteljährlich ☐ Halbjährlich ☐ Jährlich ☐
Haftpflcht

DM

Maschinenschaden

DM

Ausfall

DM

Gesamt (incl. MwSt.)

DM

Versicherungsleistung

DM

Wartungsvertrag

Zahlweise: Vierteljährlich ☐ Halbjährlich ☐ Jährlich ☐
Gesamt (inkl. MwSt.)

DM

Stromtarife

Gültig ab Tag | Monat | Einspeisetarif | Bezugstarif HT | NT | Pf kWh | Pf kWh

Der Betreiber

Ort/Datum
Unterschrift

Jahresbericht über Betriebskosten 2002

Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest "250 MW Wind"



Betreiber/ Ansprechpartner

WEA-Kennung

Betriebskosten in 2002 (alle Beträge in DM inkl. MwSt.)

Instandsetzungskosten

Grundstückspacht

Kosten für Wartungsarbeiten

Kosten für Geschäftsführung

Kosten für Wartungsvertrag

Kosten für Strombezug (inkl. Gebühren)

Wartungsvertrag beim WKA-Hersteller

ja ☐ nein ☐

Andere Kosten wie Partnerkonzept, WEA-Betreuung durch Dritte, Fernüberwachungskosten usw.

Kosten für Versicherungen

Jahresbeitrag in DM

Selbstbeteiligung
laut Vertrag

☐ Haftpflichtversicherung

☐ Betriebsausfallversicherung

☐ Maschinenschadenversicherung

Sonstige, (bitte benennen)

Bemerkungen

Erstattung aus Versicherungen in 2002

(ggf. auch für Schadensfälle aus zurückliegenden Jahren)

☐ Haftpflichtversicherung

☐ Betriebsausfallversicherung

☐ Maschinenschadenversicherung

Weitere Erstattungen, (bitte benennen)

Ort/Datum

Unterschrift

Hiermit bestätige ich, dass die obigen Angaben für 2001 vollständig und richtig sind. Für 2001 habe ich alle an der WEA durchgeführten Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten dem ISET gemeldet. Bislang fehlende W&I-Berichte sowie Energielieferungsberichte habe ich beigelegt.

C Windmessstationen im WMEP

Die Werte der mittleren Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität wurden aus der Gesamtheit aller im Messzeitraum verfügbaren Windmessdaten gebildet. Die Auflistung der Messstandorte ist nach Postleitzahlen geordnet.

Zeilen mit einer Nummer im Feld "Index" kennzeichnen die Standorte, für die spezielle Einzelergebnisse aus den WMEP-Messungen des Jahres 2002 vorliegen. Siehe hierzu "Einzelergebnisse" (Anhang E).

Die Messdaten zu Windgeschwindigkeit und -richtung von allen Stationen sind beim ISET gegen ein Bereitstellungsentgelt zu erhalten. Spezielle Auswertungen sind auf Nachfrage möglich.

Tab. 19: Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2002

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	Tumit [%]	Beginn	Abschluss
	2708	Laucha	320	10	5,2	15%	Dez 94	
	4509	Delitzsch-Selben	100	10	4,2	15%	Aug 98	
	4509	Delitzsch-Selben	100	30	5,1	13%	Aug 98	
	6268	Langeneichstädt	190	10	4,5	15%	Mrz 95	Mai 96
	6268	Langeneichstädt	190	30	5,5	12%	Mrz 95	Mai 96
	7338	Steinsdorf	530	10	3,8	19%	Okt 01	
	7338	Steinsdorf	530	30	3,9	22%	Okt 01	
	7554	Söllnitz	300	10	4	16%	Feb 93	Dez 00
	9496	Satzung	880	16	4	16%	Sep 95	Jan 97
	9496	Satzung	880	41	6,5	12%	Sep 95	Jan 97
	15326	Podelzig	50	10	4	18%	Feb 97	
	15326	Podelzig	50	30	5,2	14%	Feb 97	
19	15926	Luckau	80	10	3,8	18%	Okt 01	
19	15926	Luckau	80	30	4,7	14%	Okt 01	
15	16845	Sieversdorf	25	10	3	22%	Nov 01	
15	16845	Sieversdorf	25	30	4,1	16%	Nov 01	
11	16928	Rapshagen	113	10	4,2	16%	Mrz 93	
	17291	Schmölln	70	10	4,1	17%	Nov 95	
5	17509	Wusterhusen	20	10	4,6	15%	Nov 95	
5	17509	Wusterhusen	20	30	5,4	13%	Nov 95	
4	18146	Rostock-Stuthof	2	10	4,1	18%	Apr 99	
4	18146	Rostock-Stuthof	2	30	5,4	16%	Apr 99	
	18181	Seeheibad Graal-Müritz	2	10	4,7	20%	Dez 93	Sep 99
6	18233	Rakow	6	10	4,4	17%	Aug 95	
	18311	Ribnitz-Körkwitz	5	10	4,2	20%	Apr 94	Sep 99
	18356	Fuhlendorf	4	10	4,9	17%	Sep 95	Sep 99
3	18356	Küstrow	22	10	4,4	17%	Mai 94	
3	18356	Küstrow	22	34	5,7	14%	Mai 94	

Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2002 (Fortsetzung)

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	TUmit [%]	Beginn	Abschluss
	18375	Born am Darß	1	10	4,8	17%	Mrz 96	Nov 99
	18556	Altenkirchen/Rügen	11	10	4,6	20%	Jun 94	Jul 99
	18556	Altenkirchen/Rügen	17	10	5,5	15%	Dez 92	
	18556	Altenkirchen/Rügen	17	30	6,9	12%	Dez 92	
	18569	Trent-Holstenhagen	5	10	5,3	14%	Feb 95	Nov 00
	18573	Rambin	22	10	4,4	16%	Jun 96	Dez 00
10	21039	Hamburg-Neuengamme	2	10	3,5	20%	Aug 95	
10	21039	Hamburg-Neuengamme	2	30	4,3	17%	Aug 95	
	21129	Hamburg-Nincop	1	15	3,6	23%	Sep 92	Dez 99
	21279	Dierstorf	45	10	3,3	23%	Nov 93	Jan 00
	21684	Agathenburg	1	10	3,6	21%	Jun 96	Aug 99
	21684	Agathenburg	1	30	4,7	16%	Jun 96	Aug 99
	21706	Drochtersen	5	10	4	18%	Okt 95	Apr 02
	21717	Fredenbeck	20	10	3,7	21%	Feb 94	Feb 00
	21762	Osterbruch	2	10	4,2	19%	Feb 94	Sep 00
	21781	Cadenberge	1	10	3,2	25%	Jun 94	Dez 96
	23570	Lübeck-Brodt	25	10	3,9	22%	Feb 92	
	23570	Lübeck-Brodt	25	30	5,2	16%	Feb 92	
	23714	Malente-Benz	91	10	3,8	23%	Sep 95	Mai 00
	23730	Schashagen	47	15	4,6	19%	Aug 92	Feb 99
	23769	Klausdorf/Fehmarn	8	10	5,3	16%	Jun 92	Jan 01
	23769	Petersdorf/Fehmarn	2	10	5,5	15%	Jun 92	Jan 01
	23769	Pütsee/Fehmarn	2	10	5,1	19%	Aug 92	Apr 97
	23769	Westermarkelsdorf/Fehmarn	2	10	5,8	14%	Jun 92	Sep 99
	23769	Westermarkelsdorf/Fehmarn	3	10	5,9	14%	Sep 92	
	23769	Westermarkelsdorf/Fehmarn	3	30	7,2	11%	Sep 92	
	23774	Heiligenhafen	47	10	5	19%	Aug 92	Okt 98
	23779	Neukirchen	9	10	4,8	18%	Aug 92	Jan 01
	23827	Garbek	45	10	3,7	21%	Mai 92	Mai 00
	23858	Reinfeld	22	10	3,8	20%	Mai 92	Feb 00
	23936	Diedrichshagen	30	10	3,1	25%	Mai 94	Mrz 01
	23974	Zarnekow	70	10	3,6	23%	Nov 93	Sep 00
	24220	Boksee	60	10	4	20%	Nov 95	Mai 99
	24229	Strande	25	10	5	17%	Feb 92	
	24253	Passade	32	15	4,4	19%	Nov 95	Mrz 01
	24340	Goosefeld	48	10	4,3	18%	Nov 95	Apr 03
	24407	Kragelund	50	10	3,7	23%	Sep 92	Apr 03
	24647	Wasbek	19	10	2,9	27%	Jul 95	
	24819	Nienborstel	35	15	3,2	25%	Nov 95	Aug 99
	24855	Jübek	13	10	4,2	19%	Jun 92	Jul 01
	24872	Groß Rheide	10	10	4,3	19%	Jun 92	
	24872	Groß Rheide	10	30	5,4	14%	Jan 02	
	24879	Neuberend	25	10	3,2	27%	Jun 92	Okt 02
	24881	Breklingfeld	35	10	4	20%	Sep 92	Feb 00
	24894	Twedt	30	10	4,4	18%	Aug 92	Jan 01
1	24994	Jardelund	46	10	3,8	23%	Dez 95	Nov 02
	24999	Wees-Oxbüll	45	10	4,2	20%	Nov 95	
	25541	Brunsbüttel-Westerbelmhusen	1	10	4,9	16%	Okt 96	
	25541	Brunsbüttel	0	10	5	15%	Jul 95	Feb 01
	25541	Brunsbüttel-Westerbelmhusen	1	30	5,8	13%	Okt 96	
	25554	Sachsenbande	0	10	4,6	16%	Mai 92	Feb 01
	25599	Wewelsfleth	0	10	5,1	16%	Mrz 92	Feb 01
	25693	St. Michaelisdonn	1	10	4,6	18%	Dez 91	Aug 99
	25693	Trennewurth	1	10	5,2	14%	Jul 96	Dez 02
	25709	Kaiser-Wilhelm-Koog	2	30	6,6	11%	Aug 97	
	25718	Friedrichskoog-Dieksanderkoog	2	10	5,3	15%	Aug 97	Okt 99
	25746	Norderwörden	2	10	4,6	16%	Jun 95	Jan 03
	25761	Büsum	2	10	5,3	16%	Jan 92	Jan 01
	25764	Schülps	2	10	5,1	16%	Mrz 92	
	25764	Schülps	2	30	6,3	13%	Mrz 92	
	25779	Glüsing	7	10	3,5	23%	Nov 95	Mai 00
	25821	Reußenköge	0	10	5,4	14%	Feb 96	
	25821	Reußenköge	1	10	5,4	16%	Aug 92	Jan 01
	25821	Sönnebüll	33	10	4,7	18%	Jun 92	Dez 02
	25821	Reußenköge	0	30	6,5	12%	Jan 96	
	25826	St. Peter-Ording	1	10	5,3	16%	Apr 92	
	25826	St. Peter-Ording	1	30	6,9	13%	Nov 01	

Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2002 (Fortsetzung)

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	TUmit [%]	Beginn	Abschluss
	25842	Ockholm	0	10	5,3	16%	Mai 92	Feb 01
	25845	Nordstrand	1	10	5,4	15%	Jan 94	
	25845	Nordstrand	1	10	5,8	14%	Aug 95	Aug 01
	25845	Nordstrand	1	30	6,7	13%	Jan 94	
	25849	Pellworm	1	10	6,1	14%	Sep 92	
2	25853	Ahrenshöft	4	30	5,3	16%	Jul 98	
	25856	Hattstedtermarsch	1	10	5,4	15%	Aug 92	Sep 01
	25860	Horstedt	23	10	4,4	20%	Mai 92	Apr 00
	25862	Joldelund	19	10	4,1	21%	Jun 92	Feb 99
	25870	Oldenswort	1	10	5,3	15%	Mai 92	Mrz 01
	25873	Oldersbek	14	10	3,7	25%	Mai 92	Jun 03
	25881	Augustenkoog	0	10	5,8	14%	Jul 95	Nov 99
	25885	Immenstedt	16	10	4,4	19%	Mai 92	Jul 03
	25889	Uelvesbüllkoog	0	10	5,2	16%	Mai 92	Okt 01
	25899	Bosbüll	0	10	5,1	14%	Mai 96	Feb 01
	25899	Dagebüll	1	10	5,9	15%	Mai 92	Mrz 01
	25899	Galmsbüll	0	10	5,4	14%	Sep 95	
	25899	Galmsbüll	1	10	5,4	15%	Mai 92	Jan 00
	25899	Niebüll	0	10	4,5	20%	Mai 92	Sep 00
	25899	Galmsbüll	0	30	6,5	13%	Sep 95	
	25927	Aventoft	1	10	4,7	18%	Jun 92	
	25938	Oevenum/Föhr	2	10	6,1	14%	Mrz 92	
	25938	Oevenum/Föhr	2	30	7,4	11%	Mrz 92	
	26203	Wardenburg	5	10	3,3	23%	Jun 92	Jan 00
	26316	Varel	0	10	4,6	17%	Jun 92	
	26409	Wittmund	0	10	4,6	18%	Nov 92	Jun 96
	26409	Wittmund	5	10	3,7	20%	Mrz 94	Jul 98
	26409	Wittmund	5	30	5	18%	Feb 93	Jul 98
	26419	Schortens	0	10	4,5	17%	Nov 96	Jan 00
	26419	Schortens	0	40	5,9	13%	Nov 96	Jan 00
8	26427	Dunum-Brill	8	10	4,2	18%	Okt 96	
7	26427	Holtgast-Utgast	1,5	10	4,6	17%	Nov 97	
7	26427	Holtgast-Utgast	1,5	30	5,7	14%	Nov 97	
	26434	Wangerland-Neu Augustengroden	1,5	10	5,1	16%	Jun 01	
	26434	Wangerland-Süder Nauens	0	10	4,9	16%	Feb 92	Nov 97
	26434	Wangerland-Wayens	0,8	10	5,3	17%	Apr 92	Okt 96
	26434	Wangerland-Wüppelser Groden	0,7	10	5	16%	Dez 97	Jan 00
	26434	Wangerland-Pakens	0	31,5	6,3	15%	Aug 93	Jan 95
	26434	Wangerland-Neu Augustengroden	1,5	32	6,6	12%	Feb 95	
	26506	Norden-Ostermarsch	0	10	5,4	15%	Jan 92	
	26506	Norden-Süderneuland	0	10	4,8	17%	Jul 93	Feb 01
	26506	Norden-Westermarsch	0	10	5,8	14%	Jun 96	Sep 02
	26506	Norden-Ostermarsch	0	33,5	6,5	14%	Jan 92	
	26506	Norden-Ostermarsch	0	38,5	5,9	13%	Jul 00	
	26506	Norden-Ostermarsch	0	40	6,1	13%	Jul 00	
9	26529	Wirdum	0	10	4,6	16%	Apr 96	
9	26529	Wirdum	0	10	5,1	16%	Nov 93	Apr 96
9	26529	Wirdum	0	34	5,9	12%	Apr 96	
	26553	Dornumersiel	0	10	5,6	15%	Mrz 92	Apr 97
	26553	Nesse	0	10	5,1	16%	Apr 97	
	26624	Südbrookmerland-Moordorf	1	10	3,7	22%	Nov 93	Jan 00
	26723	Emden-Larrelt	0	10	4,3	19%	Apr 02	
	26723	Emden-Larrelt	0	50	6,7	11%	Apr 97	
	26736	Krummhörn-Loquard	-0,3	10	4,8	15%	Jun 96	Okt 99
	26802	Moormerland-Terborg	0	10	4,5	17%	Jun 92	Sep 99
	26802	Moormerland-Terborg	0	30	6	12%	Jun 92	Sep 99
12	26826	Weener	0,1	10	4,3	17%	Mai 96	
	26831	Bunde	0	10	4,8	16%	Nov 93	Jan 00
	26844	Jemgum	0	10	4,9	16%	Nov 92	Mai 96
	26897	Hilkenbrook	9	10	3,7	20%	Apr 92	
	26897	Hilkenbrook	9	30	5	17%	Apr 92	
	26901	Rastdorf	25	10	4	19%	Mrz 92	Okt 00
	26931	Elsfleth	1	20	3,8	22%	Apr 92	
	26969	Butjadingen-Eckwarden	0	10	4,7	18%	Mrz 93	Dez 96
	26969	Butjadingen-Tossens	0	10	5,6	14%	Nov 93	Okt 99
	27246	Borstel	45	10	4,1	17%	Jul 92	Feb 00

Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2002 (Fortsetzung)

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	TUmit [%]	Beginn	Abschluss
13	27308	Kirchlinteln	50	10	3,3	22%	Jun 95	
	27432	Oerel	20	10	4	18%	Okt 93	Jan 00
	27580	Bremerhaven-Weddewarden	1,2	10	4,6	17%	Jul 98	
	27580	Bremerhaven-Weddewarden	1,2	30	5,7	14%	Jul 98	
	27612	Loxstedt	1	10	3,7	21%	Jun 92	Jan 00
	27612	Loxstedt	1	31,5	5,7	14%	Feb 92	Mai 98
	27632	Padingbüttel	0	10	5,3	15%	Apr 96	Sep 02
	27638	Wremen	0	10	5,4	15%	Sep 92	Feb 96
	27638	Wremen	0	30	6,7	12%	Sep 92	Feb 96
	27793	Wildeshausen	35	10	3,4	22%	Jan 94	Feb 00
	28857	Syke-Gessel	40	10	4,5	16%	Jul 95	Jun 02
	28879	Grasberg	5	10	4	18%	Feb 92	Sep 99
	29303	Bergen	80	10	3,1	23%	Aug 93	Feb 00
	29593	Schwiebau	50	10	2,7	28%	Jul 92	Feb 00
	30974	Wennigsen	130	10	4,5	19%	Okt 93	
	30974	Wennigsen	130	38	5,6	16%	Okt 93	
	31177	Harsum	100	10	4,3	17%	Okt 95	Mai 03
	31628	Landesbergen	30	10	3,7	20%	Feb 92	Nov 00
17	31718	Pollhagen	50	10	2,7	26%	Jan 96	
	31812	Bad Pyrmont-Großenberg	300	10	4,7	18%	Okt 92	Jan 00
	31855	Aerzen	140	10	3,1	23%	Sep 92	Jun 98
	32351	Stemwede	46	10	2,7	28%	Okt 92	
	32657	Lemgo	230	10	4,9	17%	Mai 94	Mai 00
	33181	Wünnenberg-Helmern	365	10	4,1	18%	Jul 97	
	33184	Altenbeken	360	10	4,5	17%	Mrz 93	
	33184	Altenbeken	360	30	5,1	17%	Jun 92	
	34639	Schwarzenborn	590	10	4,5	18%	Dez 92	
	36355	Grebenhain	580	10	4,6	18%	Nov 91	
	36355	Grebenhain	580	30	5	16%	Nov 91	
	37083	Göttingen Geismar	230	10	2,7	21%	Jul 99	
	37083	Göttingen Geismar	230	30	4,3	16%	Okt 99	
	37308	Reinholterode	400	10	4,3	17%	Dez 95	
18	37632	Eimen-Mainzholzen	250	20	3,3	21%	Aug 95	
	38275	Haverlah-Steinlah	160	10	4,6	16%	Aug 01	
	38275	Haverlah-Steinlah	160	30	4,9	15%	Feb 99	
	38678	Clausthal-Zellerfeld	600	10	4,5	21%	Sep 93	Jan 95
	38678	Clausthal-Zellerfeld	600	30	5,4	18%	Sep 93	Jan 95
	38690	Vienenburg	150	10	3,9	19%	Jul 93	Jul 01
	39359	Calvörde	60	10	3,3	18%	Sep 00	
	39359	Calvörde	60	30	4,1	16%	Sep 00	
	48157	Münster	55	10	2,7	25%	Jan 92	
	49356	Diepholz	40	10	3,3	24%	Okt 92	Mrz 98
	49356	Diepholz	40	10	3,4	23%	Feb 93	Jan 97
	49586	Merzen/Plaggenschale	60	10	2,5	28%	Aug 95	Jul 98
14	49685	Hoheging	40	10	3,6	20%	Sep 95	
16	49744	Geeste-Dalum	20	10	3,9	18%	Mrz 94	
21	49808	Lingen Mundersum	30	10	2,6	31%	Mrz 92	Jan 97
	49843	Wielen	25	10	3,1	24%	Apr 94	Aug 01
	53949	Dahlem-Berk	610	30	4,7	18%	Nov 97	
	54441	Kirf/Meurich	400	30	4,9	16%	Dez 94	Jun 97
	54441	Kirf/Meurich	400	50	5,4	14%	Dez 94	Jun 97
	54576	Hillesheim	480	10	3,1	24%	Apr 93	Mai 98
	54597	Feuerscheid	542	10	4,5	17%	Okt 92	Jul 01
	54597	Ormont	620	10	4,8	18%	Apr 93	Sep 98
	54597	Ormont	620	30	5,3	19%	Apr 93	Sep 98
	57612	Kroppach	360	10	3,8	18%	Okt 99	
	57612	Kroppach	360	30	4,6	17%	Okt 99	
	58091	Hagen-Dahl	390	10	3,6	24%	Dez 91	
	59469	Ense	230	10	4,1	19%	Jun 93	Apr 00
	59602	Rüthen	340	10	3,5	22%	Apr 92	Okt 00
	59929	Brilon	458	10	3,8	22%	Mai 92	Jul 97
	66629	Freisen	582	10	4,4	19%	Jun 98	
	66629	Freisen	582	30	5,5	15%	Jun 98	
23	67271	Neuleiningen	330	10	4,7	17%	Nov 93	
	79874	Breitnau	1050	10	3,9	20%	Aug 92	
	91781	Weißenburg	600	30	4,6	14%	Jun 98	
	93437	Furth im Wald	525	10	4,9	17%	Nov 93	Mai 95
	95448	Bayreuth	620	10	3,1	23%	Sep 92	Mrz 99
22	96199	Zapfendorf	375	30	3,6	19%	Feb 00	
20	99510	Wormstedt	280	10	4	18%	Feb 97	
20	99510	Wormstedt	280	30	5,2	14%	Feb 97	

Abb. 57: Ausgewählte Windmessstationen im ISET-Messnetz



Base Data 2002

Numbers in the column 'Index' refer to WT-
Locations with measurement data shown in
appendix E as well as the maps in appendix C.

D Stammdaten 2002

Zeilen mit einer Nummer im Feld "Index" kennzeichnen Standorte mit
zusätzlichen Einzelergebnissen aus der WMEP-Messung. Siehe
hierzu "Einzelergebnisse" ([Anhang E](#)) sowie die tabellarische
Zusammenfassung der "Windmessstationen im WMEP" ([Anhang C](#)).

Baden-Württemberg

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 10 kW, 2.598 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
5506-01		71665 Vaihingen-Gündelbach	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	2.262	452	80
5509-01		79848 Bonndorf	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	336	67	12

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 4 WKA, 440 kW, 459.166 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
5507-01		72202 Nagold-Emmingen	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	73.986	673	236
5503-01		77887 Sasbachwalden-Hornisgrinde	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	138.554	1260	441
5504-01		77887 Sasbachwalden-Hornisgrinde	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	187.694	1706	597
5502-01		78576 Emmingen-Liptingen	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	58.932	536	188

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.343.840 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
5508-01		72393 Burladingen-Melchingen	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	745.610	1243	504
5508-02		72393 Burladingen-Melchingen	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	598.230	997	404

Bayern

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 5 WKA, 189,5 kW, 58.659 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
6014-01		85084 Reichertshofen	LMW 2500	3	5,0	14,7	365	735	294	37
6009-01		92685 Floß	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	7.673	207	63
6005-01		94262 Kollnburg	Krogmann 15/50	50	15,0	24,0	58	5.465	109	31
6011-01		94262 Kollnburg	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	17.171	343	97
6010-01		94379 St. Englmar	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	27.615	552	156

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 4 WKA, 340 kW, 269.927 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
6007-01		86643 Rennertshofen	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	104.077	1301	300
6012-01		92681 Erbdorf	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	95.244	1191	275
6006-01		95671 Bärnau	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	64.153	802	252
6008-01		93437 Furth im Wald	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	272	6.453	65	21

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 1 WKA, 200 kW, 149.304 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
6013-01		95353 Presseck	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	149.304	747	281

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 3 WKA, 1500 kW, 2.536.464 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
6018-01		91719 Heidenheim	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	869.643	1739	682
6016-01		93339 Riedenburg-Jachenhausen	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	662.763	1326	520
6015-01		95671 Bärnau	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	1.004.058	2008	787

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 2.188.839 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
6017-01		91781 Weißenburg	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.252.759	2088	863
6019-01		95180 Berg	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	936.080	1560	645

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 3 WKA, 3600 kW, 4.367.424 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
6020-01		87487 Wiggensbach	Nordex N 54/1000	1.000	54,0	60,5	365	1.370.760	1371	599
6021-01	22	96199 Zapfendorf	Enercon E 66	1.100	66,0	68,0	365	1.418.168	1289	415
6017-02		91781 Weißenburg	Tacke TW 1.5	1.500	65,0	80,0	365	1.578.496	1052	476

Brandenburg

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 50 kW, 32.146 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8512-01		14641 Berge	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	32.146	643	182

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 3 WKA, 600 kW, 331.916 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8501-01		17291 Schmölln	WTN 200/26	200	26,0	30,0	90	119.048	595	224
8501-02		17291 Schmölln	WTN 200/26	200	26,0	30,0	90	99.094	495	187
8501-03		17291 Schmölln	WTN 200/26	200	26,0	30,0	90	113.774	569	214

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 6 WKA, 1470 kW, 1.572.433 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8521-01		14778 Golzow	Vestas V 29/225	225	29,0	50,5	365	218.311	970	331
8504-01		14822 Cammer	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	162.530	722	284
8511-01		16928 Gerdshagen	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	294.328	1177	390
8524-01		16928 Preddöhl	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	220.545	882	385
8507-01		16928 Rapschagen	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	330.900	1324	438
8517-01		14641 Markee bei Nauen	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	360	345.819	1281	458

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 4 WKA, 1200 kW, 898.925 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8502-01		15806 Horstfelde	Enercon E 33	300	33,0	37,5	365	314.072	1047	367
8502-02		15806 Horstfelde	Enercon E 33	300	33,0	37,5	363	295.074	984	345
8503-01		15806 Schünow	Enercon E 33	300	33,0	37,5	365	231.744	772	271
8503-02		15806 Schünow	Enercon E 33	300	33,0	37,5	365	58.035	193	68

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 11 WKA, 5500 kW, 6.982.956 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8515-01		14913 Feldheim	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	205.696	411	161
8514-01		14913 Jüterbog	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	917.801	1836	720
8513-01	19	15926 Luckau	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	676.983	1354	531
8513-02	19	15926 Luckau	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	681.767	1364	534
8516-01		16247 Althüttendorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	590.407	1181	494
8506-01		16248 Parstein	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	649.943	1300	544
8509-01	15	16845 Sieversdorf	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	559.182	1118	438
8508-01		17291 Basedow	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	667.485	1335	559
8508-02		17291 Basedow	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	643.206	1286	538
8520-01		17291 Blindow	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	724.336	1449	606
8518-01		17291 Dauer	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	666.150	1332	558

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.433.182 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8519-01		14641 Lietzow	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	826.817	1378	559
8522-01		19348 Pirow	Vestas V 42/600	600	42,0	53,0	365	606.365	1011	438

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 1 WKA, 800 kW, 1.414.011 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8523-01		15326 Podelzig	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.414.011	1768	666

Bremen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 50 kW, 45.360 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3505-01		28197 Bremen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	45.360	907	257

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 4 WKA, 600 kW, 552.080 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3504-01		27574 Bremerhaven	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	110.403	736	266
3506-01		28197 Bremen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	151.097	1007	364
3506-02		28197 Bremen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	140.863	939	339
3503-01		28357 Bremen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	149.717	998	360

Hamburg

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 30 kW, 11.485 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3001-01		21129 Hamburg-Hasselwerder	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	90	11.485	383	94

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 5 WKA, 750 kW, 1.013.811 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3002-01		21037 Hamburg-Ochsenwerder	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	90	74.646	498	157
3003-01		21109 Hamburg-Georgswerder	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	200.674	1338	483
3004-01		21129 Hamburg-Nincop	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	243.203	1621	425
3005-01		21129 Hamburg-Nincop	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	244.235	1628	427
3006-01		21129 Hamburg-Nincop	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	251.053	1674	438

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 1 WKA, 270 kW, 537.052 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3011-01		21039 Hamburg-Curslack	Südwind N 3127	270	31,0	51,7	365	537.052	1989	712

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 2 WKA, 1000 kW, 1.259.225 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3010-01		21039 Hamburg-Neuengamme	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	649.858	1300	509
3007-01		21109 Hamburg-Georgswerder	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	609.367	1219	567

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 4 WKA, 2400 kW, 2.591.358 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
3012-01		21039 Hamburg-Altengamme	AN Bonus 600/44-2	600	44,0	50,0	365	649.041	1082	427
3008-01		21039 Hamburg-Neuengamme	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	633.949	1057	437
3009-01		21039 Hamburg-Neuengamme	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	654.184	1090	450
3009-01	10	21039 Hamburg-Neuengamme	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	654.184	1090	450

Hessen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 60 kW, 13.901 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4009-01		36093 Künzell	Südwind N 1230	30	12,5	36,5	365	13.777	459	112
4000-08		36355 Grebenhain	HSW 30	30	12,5	22,4	1	124	4	1

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 1 WKA, 80 kW, 291 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4000-02		36355 Grebenhain	Enercon E 17	80	17,2	28,5	1	291	4	1

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 2 WKA, 300 kW, 400.048 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4007-01		34576 Homberg	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	334	172.529	1150	415
4004-01		36325 Feldatal	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	227.519	1517	548

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 14 WKA, 3305 kW, 3.236.331 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4008-01		34519 Diemelsee-Flechtdorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	240.845	1070	350
4008-02		34519 Diemelsee-Flechtdorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	218.765	972	318
4008-03		34519 Diemelsee-Flechtdorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	212.037	942	308
4008-04		34519 Diemelsee-Flechtdorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	201.894	897	293
4005-01		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	413.789	1839	601
4005-02		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	442.006	1964	642
4005-03		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	400.827	1781	582
4005-04		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	405.474	1802	589
4011-01		65326 Aarbergen	Vestas V 29/225	225	29,0	31,5	365	254.932	1133	386
4015-01		35080 Bad Endbach	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	282	143.140	573	209
4000-05		36355 Grebenhain	Tacke TW 250	250	24,0	30,0	1	442	2	1
4000-06		36355 Grebenhain	HSW 250	250	25,0	28,5	1	636	3	1
4000-07		36355 Grebenhain	HSW 250 T	250	28,5	28,5	1	582	2	1
4002-01		35759 Mademühlen	Enercon E 33	280	33,0	44,0	293	300.962	1075	352

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 1 WKA, 300 kW, 312.121 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4016-01		36329 Romrod-Zell	AN Bonus 300/33-2	300	33,0	40,0	365	312.121	1040	365

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 1 WKA, 500 kW, 491.640 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4010-01		35759 Driedorf-Münchhausen	Enercon E 40	500	40,3	65,0	272	491.640	983	385

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 6 WKA, 3600 kW, 4.341.044 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4012-01		35759 Driedorf-Waldaubach	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	273	530.640	884	365
4013-01		36355 Grebenhain	AN Bonus 600/41	600	41,0	50,0	365	810.352	1351	614
4014-01		36355 Grebenhain	Vestas V 44/600	600	44,0	53,0	365	767.164	1279	505
4006-03		64342 Seeheim-Jugenheim	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	688.160	1147	474
4006-01		64397 Modautal	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	770.080	1283	530
4006-02		64397 Modautal	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	774.648	1291	533

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 1 WKA, 1000 kW, 1.626.555 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4017-01		35327 Ulrichstein-Rebgeschain	AN Bonus 1MW/54	1.000	54,0	60,0	365	1.626.555	1627	710

Mecklenburg-Vorpommern

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 82 kW, 65.846 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7508-01		23974 Zarnekow	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	365	29.140	788	237
7511-01		18556 Altenkirchen/Rügen	Südwind N 1245	45	12,5	30,5	365	36.706	816	299

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 25 WKA, 2235 kW, 2.657.914 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7500-01		18311 Borg	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	31,0	90	33.942	453	178
7523-01		18320 Neuenlütke	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	31,0	365	56.596	755	296
7522-01		18356 Bodstedt	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	25,0	365	68.382	912	358
7522-02		18356 Bodstedt	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	25,0	365	66.837	891	350
7526-01		18356 Fuhlendorf	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	25,0	365	82.036	1094	429
7526-03		18356 Fuhlendorf	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	25,0	365	68.873	918	360
7516-01		23946 Redewisch	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	31,0	365	88.897	1185	465
7541-01		17440 Hohendorf	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	183	36.883	461	145
7559-01		18249 Penzin	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	92.344	1154	363
7551-01		18314 Bartelshagen 2	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	120.514	1506	474
7522-03		18356 Bodstedt	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	365	107.910	1349	424
7526-02		18356 Fuhlendorf	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	365	98.850	1236	388
7510-01		18356 Michaelsdorf	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	363	131.770	1647	518
7504-01		18556 Schwarbe/Rügen	Enercon E 17	80	17,2	30,0	180	94.981	1187	409
7512-01		18569 Holstenhagen	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	196	128.391	1284	409
7512-02		18569 Holstenhagen	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	196	75.605	756	241
7532-01		18569 Trent	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	139.700	1397	445
7532-02		18569 Trent	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	167.220	1672	532
7514-01		18569 Udars	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	169.300	1693	539
7514-02		18569 Udars	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	24.535	245	78
7543-01		17129 Müssentin	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	141.720	1288	451
7543-02		17129 Müssentin	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	146.280	1330	466
7550-01		18556 Starrvitz/Rügen	Vestas V 20/100	110	20,0	40,6	365	264.674	2406	842
7546-01		19376 Malow	Vestas V 20/100	110	20,0	40,6	365	131.614	1196	419
7531-01		23948 Wohlenhagen	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	120.060	1091	382

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 11 WKA, 1650 kW, 2.657.842 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7562-01		17438 Wolgast	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	78.534	524	189
7515-01		18230 Roggow-Russow	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	316.294	2109	552
7515-02		18230 Roggow-Russow	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	303.461	2023	530
7507-01	6	18233 Rakow	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	258.232	1722	543
7507-02	6	18233 Rakow	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	246.150	1641	518
7503-01		18276 Mühlengiez	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	180	103.046	687	217
7528-01		18356 Michaelsdorf	Micon M 450-150	150	24,0	30,0	365	346.368	2309	766
7530-01		18573 Rambin	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	235.483	1570	567
7530-02		18573 Rambin	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	244.342	1629	588
7521-01		23974 Nantrow	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	284.770	1898	599
7521-02		23974 Nantrow	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	241.162	1608	507

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 28 WKA, 6640 kW, 10.411.076 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7527-01		18119 Rostock	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	262.536	1167	459
7527-02		18119 Rostock	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	344.758	1532	602
7527-03		18119 Rostock	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	354.567	1576	619
7527-04		18119 Rostock	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	371.589	1652	649
7553-01		18190 Sanitz-Oberhof	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	310.038	1378	451
7537-01		18311 Kuhlrade	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	290.779	1292	508
7537-02		18311 Kuhlrade	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	180	174.962	778	306
7534-01		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	444.274	1975	776
7534-02		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	440.050	1956	769
7534-03		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	462.437	2055	808
7534-04		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	460.152	2045	804
7534-05		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	477.205	2121	833
7534-06		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	472.940	2102	826
7534-07		18317 Saal	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	487.927	2169	852
7525-01		19217 Gletzow	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	309.384	1375	540
7525-02		19217 Gletzow	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	289.529	1287	506
7509-01		18181 Seeheilbad Graal-Müritz	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	273	233.953	936	441
7535-01		18198 Wilsen	Micon M 530-250/50	250	26,0	36,0	365	160.598	642	302
7524-02	3	18356 Küstrow	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	322.810	1291	608
7524-03	3	18356 Küstrow	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	313.099	1252	590
7524-04	3	18356 Küstrow	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	289.301	1157	545
7524-05	3	18356 Küstrow	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	288.711	1155	544
7545-01		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	415.911	1664	783
7545-02		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	487.051	1948	917
7545-03		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	505.213	2021	952
7545-04		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	517.476	2070	975
7558-01		23923 Selmsdorf	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	425.979	1578	564
7558-02		23923 Selmsdorf	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	497.847	1844	660

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 19 WKA, 5700 kW, 7.311.242 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7518-01		18276 Hägerfelde	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	389.486	1298	455
7520-01		18311 Ribnitz-Körkwitz	Enercon E 32	300	33,0	34,5	89	0	0	0
7524-01	3	18356 Küstrow	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	456.197	1521	604
7524-06	3	18356 Küstrow	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	536.010	1787	627
7524-07	3	18356 Küstrow	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	527.354	1758	617
7524-08	3	18356 Küstrow	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	536.769	1789	628
7524-09	3	18356 Küstrow	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	561.849	1873	657
7519-01		18375 Born am Darß	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	89	251.016	837	333
7519-02		18375 Born am Darß	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	89	254.280	848	337
7529-01		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	272	349.719	1166	463
7529-02		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	272	353.948	1180	469
7529-03		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	272	312.770	1043	414
7529-04		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	272	333.292	1111	442
7529-05		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	180	268.455	895	356
7529-06		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	180	327.149	1090	433
7517-01		23974 Krusenhausen	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	434.647	1449	508
7517-02		23974 Krusenhausen	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	442.311	1474	517
7517-03		23974 Krusenhausen	Enercon E 33	300	33,0	38,5	365	461.737	1539	540
7540-01		23974 Neu Nantrow	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	514.253	1714	681

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 6 WKA, 2700 kW, 4.437.989 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7568-01		18107 Elmenhorst	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	789.120	1754	734
7568-02		18107 Elmenhorst	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	721.030	1602	671
7568-03		18107 Elmenhorst	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	735.790	1635	684
7547-01		18211 Börgerende-Rethwisch	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	790.954	1758	736
7547-02		18211 Börgerende-Rethwisch	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	776.781	1726	722
7530-03		18573 Rambin	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	624.314	1387	581

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 19 WKA, 9500 kW, 15.488.294 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7560-01		17179 Boddin	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	691.980	1384	579
7560-02		17179 Boddin	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	767.850	1536	643
7556-01		17438 Wolgast	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	882.983	1766	692
7557-01	5	17509 Wusterhusen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	180	502.219	1004	380
7557-02	5	17509 Wusterhusen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	180	503.473	1007	381
7561-01	4	18146 Rostock-Stuthof	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	842.406	1685	660
7561-02	4	18146 Rostock-Stuthof	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	893.130	1786	700
7554-01		18182 Mönchhagen	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	751.575	1503	629
7555-01		18182 Mönchhagen	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	745.352	1491	624
7567-01		18239 Radegast	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	42,1	365	921.657	1843	698
7566-01		18246 Klein Sien	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	1.003.497	2007	787
7548-01		18314 Kenz	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	884.678	1769	741
7564-01		18334 Langsdorf	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	773.847	1548	607
7542-01		18445 Schmedshagen	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	812.143	1624	680
7538-01		18519 Kirchdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	768.314	1537	643
7538-02		18519 Kirchdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	800.185	1600	670
7538-04		18519 Kirchdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	744.164	1488	623
7533-01		18556 Altenkirchen/Rügen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.546.777	3094	1213
7536-01		23936 Upahl	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	652.064	1304	546

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 3 WKA, 1800 kW, 2.573.608 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7569-01		18230 Hohen Niendorf	AN Bonus 600/41	600	41,0	50,0	365	977.914	1630	741
7552-01		18311 Kuhlrade	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	855.101	1425	578
7565-01		18445 Schmedshagen	Vestas V 42/600	600	42,0	53,0	365	740.593	1234	535

Niedersachsen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 37 WKA, 1612 kW, 1.348.514 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1227-01		26349 Jade 2	Südwind N 710	10	7,0	18,5	365	8.466	847	220
1106-01		49828 Georgsdorf	LMW 10/7	10	7,0	24,0	2	27	3	1
1172-01		49163 Bohmte	NEW 100	20	11,3	31,5	272	7.437	372	74
1137-01		21781 Cadenberge	HSW 30	30	12,5	22,4	272	20.973	699	171
1064-01		28844 Weyhe	HSW 30	30	12,5	22,4	212	44	1	0
1313-01		28879 Grasberg	Kano-Rotor 30	30	13,4	30,5	365	30.418	1014	216
1244-01		26382 Wilhelmshaven	HSW 30	33	12,5	22,4	1	85	3	1
1289-01		26419 Schortens	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	45.172	1221	368
1252-01	13	27308 Kirchlinteln	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	29.875	807	243
1028-02		27313 Dörverden	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	41.564	1123	339
1260-01		27313 Dörverden	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	365	36.234	979	295
1161-01		31595 Steyerberg	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	365	26.611	719	217
1279-01	17	31718 Pollhagen	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	29.996	811	244
1205-01		31749 Auetal	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	365	3.705	100	30
1108-01		26969 Butjadingen-Eckwarden	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	273	64.229	1285	363
1188-01		27374 Visselhövede	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	43.360	867	245
1138-01		27793 Wildeshausen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	211	25.478	510	144
1275-01		31595 Steyerberg	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	50.371	1007	285
1136-01		31613 Wietzen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	41.489	830	235
1300-01		31675 Bückeburg-Warber	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	43.445	869	246
1135-01		31718 Pollhagen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	44.939	899	254
1082-01		31737 Rinteln	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	1	225	5	1
1081-01		31812 Bad Pyrmont	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	90	24.461	489	138
1154-01		31855 Aerzen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	47.007	940	266
1128-01		49324 Melle	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	185	17.341	347	98
1109-01		49356 Diepholz	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	273	38.559	771	218
1257-01		49393 Lohne-Kroge	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	48.910	978	277
1249-01		49439 Steinfeld	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	22.301	446	126
1306-01		49696 Molbergen-Peheim	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	48.782	976	276
1247-01		49696 Peheim	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	53.809	1076	304
1124-01		49744 Geeste-Bramhar	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	90	17.149	343	97
1130-01		49808 Lingen Bienerfeld	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	42.257	845	239
1168-01		49832 Andervenne	Lagerwey LW 18/50	50	18,0	40,0	365	81.299	1626	319
1176-01		26632 Ihlow	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	139.311	2322	579
1122-01		26901 Rastdorf	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	273	87.283	1455	363
1269-01		27254 Harbergen	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	365	49.262	821	205
1116-01		49832 Freren	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	151	36.640	611	152

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 48 WKA, 4155 kW, 4.267.753 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1179-01		26434 Wangerland-Neu Augustengroden	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	37,0	365	130.422	1739	682
1184-01		48529 Nordhorn	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	37,0	307	42.093	561	220
1121-01		49451 Holdorf	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	37,0	89	16.327	218	85
1185-01		21423 Winsen	Enercon E 17	80	19,4	32,5	365	68.383	855	231
1142-01		21727 Estorf	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	95.210	1190	322
1175-01		26169 Friesoythe	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	103.026	1288	349
1276-01		26427 Holtgast	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	113.670	1421	447
1196-01		26434 Wangerland-Pievens	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	365	117.380	1467	461
1220-01		26487 Neuschoo	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	177.315	2216	512
1048-01		26605 Aurich	Enercon E 17	80	17,2	30,0	90	38.103	476	164
1143-01		26676 Barßel	Enercon E 18	80	19,4	33,1	365	106.013	1325	359
1131-01		26810 Westoverledingen	Enercon E 18	80	19,4	33,1	365	73.135	914	247
1187-01		26892 Kluse	Enercon E 18	80	18,0	34,0	365	91.544	1144	360
1009-02		26897 Hilkenbrook	Enercon E 17	80	18,0	34,0	90	52.571	657	207
1169-01		26897 Hilkenbrook	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	117.386	1467	397
1277-01		26901 Lorup	Enercon E 18	80	18,0	34,0	365	105.235	1315	414
1162-01		26901 Rastdorf	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	272	109.397	1367	316
1114-01		26909 Neubörger	Enercon E 17	80	17,2	36,7	90	46.584	582	200
1052-01		26919 Brake	Enercon E 17	80	17,2	30,0	90	38.045	476	164
1235-01		27711 Osterholz-Scharmbeck	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	33.700	421	132
1216-01		27777 Ganderkesee	Enercon E 17	80	19,4	28,5	272	52.185	652	177
1163-01		29525 Uelzen	Enercon E 17	80	19,4	36,7	365	83.026	1038	281
1310-01		31702 Lüdersfeld	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	87.983	1100	346
1191-01		31749 Auetal	Enercon E 18	80	19,4	36,7	282	76.830	960	260
1232-01		31863 Coppenbrügge	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	71.562	895	281
1144-01		37197 Hattorf	Enercon E 18	80	19,4	28,5	363	97.800	1223	331
1226-01		38173 Evessen	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	121.284	1516	410
1225-01		38239 Salzgitter-Thiede	Enercon E 18	80	19,4	28,5	365	67.624	845	229
1243-01		48465 Schüttorf	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	90.102	1126	260
1132-01		49716 Meppen	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	220	71.387	892	206
1229-01		49744 Geeste	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	68.880	861	233
1231-01	16	49744 Geeste-Dalum	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	124.051	1551	358
1219-01		49757 Vrees	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	125.075	1563	361
1258-01		49757 Vrees	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	126.669	1583	366
1125-01		21436 Marschacht	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	180	77.200	772	246
1166-01		26409 Wittmund	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	243	0	0	0
1280-01		26936 Stadland 2	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	120.589	1206	384
1146-01		26954 Nordenham	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	273	110.442	1104	352
1240-01		26954 Nordenham	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	148.990	1490	474
1198-01		29640 Schneverdingen	Vestas V 20/100	100	20,0	24,0	365	67.531	675	215
1110-01		31600 Uchte	Ventis 20-100	100	20,0	42,5	365	132.397	1324	421
1159-01		38315 Schladen	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	75.239	752	239
1150-01		49744 Geeste	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	46.061	461	147
1308-01		27404 Seedorf-Godenstedt	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	120.859	1099	385
1180-01		27446 Sandbostel	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	105.900	963	337
1294-01	18	37632 Eimen-Mainzholzen	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	76.850	699	245
1215-01		38678 Clausthal-Zellerfeld	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	120.790	1098	384
1307-01	14	49685 Hoheging	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	124.908	1136	398

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 35 WKA, 5300 kW, 8.338.478 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1266-01		21762 Otterndorf	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	209.077	1394	503
1200-01		21769 Lamstedt	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	255.878	1706	447
1200-02		21769 Lamstedt	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	317.509	2117	555
1221-01		21781 Cadenberge	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	190.156	1268	458
1259-01		26427 Neuharlingersiel	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	371.370	2476	649
1222-01		26506 Norden-Westermarsch	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	272	286.607	1911	501
1273-01		26506 Norden-Westermarsch	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	356.624	2377	623
1165-01		26553 Dornum	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	334.920	2233	585
1165-02		26553 Dornum	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	343.590	2291	600
1134-01		26736 Krummhörn	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	90	165.152	1101	288
1153-01		26736 Krummhörn	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	365	355.245	2368	620
1157-01		26736 Krummhörn	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	365.304	2435	638
1202-01		26736 Krummhörn	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	441.040	2940	770
1211-01		26831 Bunde	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	365	324.523	2163	567
1113-01		26844 Jemgum	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	273	197.074	1314	474
1113-02		26844 Jemgum	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	273	172.384	1149	415
1212-01		26954 Nordenham	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	220.440	1470	531
1214-01		26969 Butjadingen-Langwarden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	273.546	1824	658
1133-01		26969 Butjadingen-Mürwarden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	273	223.204	1488	537
1271-01		26969 Butjadingen-Ruhwarden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	336.720	2245	810
1183-01		27232 Sulingen	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	201	128.962	860	225
1088-01		27246 Borstel	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	90	90.951	606	219
1089-01		27246 Borstel	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	90	86.698	578	209
1141-01		27412 Tarmstedt	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	89	76.402	509	184
1141-02		27412 Tarmstedt	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	89	79.388	529	191
1065-01		27612 Loxstedt	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	90	74.774	498	180
1234-01		27624 Lintig	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	167.406	1116	352
1206-01		27777 Ganderkesee	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	121.555	810	293
1104-01		28832 Achim	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	2	1.258	8	2
1186-01		30890 Barsinghausen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	181.280	1209	436
1278-01		38446 Wolfsburg-Almke	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	271.874	1812	475
1263-01		49586 Merzen/Plaggenschale	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	223.811	1492	391
1261-01		49593 Bersenbrück/Ahausen	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	207.241	1382	362
1262-01		49626 Bippen/Ohre	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	188.305	1255	329
1316-01		26506 Norden-Norddeich	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	698.210	3491	988

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 26 WKA, 6540 kW, 11.558.029 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1173-01		26203 Wardenburg	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	242	133.871	595	234
1192-01		26409 Wittmund	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	273	259.320	1153	453
1304-01		26427 Holtgast	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	180	277.608	1234	417
1303-01		26427 Nord-Dunum	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	365	367.071	1631	552
1148-01		26434 Wangerland-Pakens	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	426.572	1896	745
1147-01		26434 Wangerland-Schillig	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	273	340.596	1514	595
1309-01		26487 Neuschoo	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	365	351.280	1561	528
1213-01		26969 Butjadingen-Waddens	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	416.864	1853	728
1207-01		26409 Wittmund	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	357.400	1430	673
1241-01		26409 Wittmund Carolinensiel	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	438.798	1755	826
1156-01		26427 Holtgast	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	273	250.324	1001	471
1270-01		26427 Holtgast	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	282.570	1130	532
1255-01		26427 Neuharlingersiel	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	489.070	1956	921
1179-02		26434 Wangerland-Neu Augustengroden	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	32,0	365	53.419	214	93
1170-01		26506 Norden-Westermarsch	Nordex N 27/250	250	27,0	35,5	365	503.236	2013	879
1267-01		26553 Dornum	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	411.834	1647	776
1237-01		26553 Nessmersiel	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	451.590	1806	851
1230-01		26736 Krummhörn 4	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	380.698	1523	717
1203-01		26409 Carolinensiel An der L6	Enercon E 32	280	33,0	38,0	303	682.695	2438	798
1208-01		26409 Wittmund	Enercon E 33	280	33,0	37,5	365	718.257	2565	840
1217-01		26409 Wittmund	Enercon E 33	280	33,0	39,6	180	441.675	1577	516
1209-01		26434 Wangerland-Neu Friederikengrod	Enercon E 33	280	33,0	35,6	365	763.428	2727	893
1140-01		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 32	280	33,0	33,4	365	665.874	2378	779
1171-01		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 32	280	33,0	35,6	365	892.788	3189	1044
1236-01		26553 Neßmersiel	Enercon E 33	280	33,0	35,6	365	586.115	2093	685
1210-01		26831 Dollart	Enercon E 33	280	33,0	39,6	365	615.076	2197	719

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 41 WKA, 12300 kWh, 17.664.079 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1321-01		26427 Stedesdorf-Insenhausen	AN Bonus 300/33	300	33,0	30,0	365	574.093	1914	671
1201-01		26434 Wangerland-Fischhausen	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	546.226	1821	724
1158-01		26434 Wangerland-Middoge	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	32,5	365	604.307	2014	801
1158-02		26434 Wangerland-Middoge	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	604.313	2014	801
1026-02		26434 Wangerland-Wayens	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	552.660	1842	732
1100-01		26506 Norden	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	90	241.200	804	320
1190-01		26506 Norden	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	606.345	2021	803
1105-01		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	278.674	929	347
1105-02		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	229.669	766	286
1105-03		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	285.786	953	355
1105-04		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	312.797	1043	389
1105-05		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	303.038	1010	377
1105-06		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	288.557	962	359
1105-07		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	313.583	1045	390
1105-08		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	295.213	984	367
1105-09		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	288.634	962	359
1105-10		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	293.132	977	364
1105-11		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	291.150	971	362
1105-12		26553 Dornumersiel	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	274.622	915	341
1182-01		26553 Dornumersiel	Enercon E 33	300	33,0	34,0	365	688.549	2295	805
1182-02		26553 Dornumersiel	Enercon E 33	300	33,0	32,5	365	686.352	2288	802
1126-01		26553 Nesse	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	273	484.234	1614	642
1251-01		26553 Neßmergrode	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	630.883	2103	836
1054-01		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	33,4	90	316.646	1055	370
1054-02		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	32,0	35,6	90	279.196	931	347
1054-03		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	33,4	90	241.539	805	282
1054-04		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	33,4	90	198.200	661	232
1054-05		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	33,4	90	318.167	1061	372
1054-06		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	33,4	90	336.621	1122	394
1054-07		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	401.543	1338	469
1054-08		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	568.105	1894	664
1054-09		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	589.187	1964	689
1054-10		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	582.276	1941	681
1054-11		26736 Krummhörn	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	621.785	2073	727
1194-01		26736 Krummhörn	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	513.604	1712	680
1195-01		26736 Krummhörn	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	589.606	1965	781
1120-01		26969 Butjadingen-Tossens	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	449.362	1498	525
1120-02		26969 Butjadingen-Tossens	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	458.097	1527	536
1120-03		26969 Butjadingen-Tossens	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	539.186	1797	630
1120-04		26969 Butjadingen-Tossens	Enercon E 32	300	33,0	35,6	273	514.097	1714	601
1322-01		31177 Harsum-Machtsum	AN Bonus 300/33	300	33,0	40,0	365	472.845	1576	553

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 12 WKA, 5400 kWh, 10.291.807 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1238-01		26409 Wittmund	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	836.561	1859	778
1248-01		26419 Schortens	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	666.595	1481	620
1295-01		26427 Neuharlingersiel	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	1.067.908	2373	993
1295-02		26427 Neuharlingersiel	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	1.051.715	2337	978
1283-01		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	799.004	1776	743
1283-02		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	748.338	1663	696
1283-03		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	754.410	1676	702
1283-04		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	847.931	1884	789
1286-01		26524 Hagermarsch	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	951.644	2115	885
1286-02		26524 Hagermarsch	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	932.511	2072	867
1291-01		26937 Stadland - Augustgroden	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	815.410	1812	758
1291-02		26937 Stadland - Augustgroden	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	819.780	1822	762

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 48 WKA, 24000 kW, 47.822.352 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1296-01		26434 Wangerland-Grimmens	Enercon E 40	500	40,3	44,0	365	1.248.369	2497	979
1274-01		26434 Wangerland-Oldorf	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	877.788	1756	816
1290-01		26434 Wangerland-Wüppelser Groden	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	733.756	1468	682
1250-01		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	1.030.604	2061	959
1250-02		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	988.115	1976	919
1250-03		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	1.010.932	2022	940
1250-04		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	964.459	1929	897
1250-05		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	975.654	1951	907
1250-06		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	972.119	1944	904
1250-07		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	1.001.694	2003	932
1293-01		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.522.220	3044	1193
1293-02		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.474.820	2950	1156
1293-03		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.417.160	2834	1111
1293-04		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.419.600	2839	1113
1193-02	9	26529 Wirdum	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	970.140	1940	812
1285-01		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.204.755	2410	944
1285-02		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.213.497	2427	951
1285-03		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.212.329	2425	950
1285-04		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.209.000	2418	948
1285-05		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.205.084	2410	945
1254-01		26723 Emden-Rysum	Tacke TW 500	500	36,0	40,0	89	352.818	706	347
1254-02		26723 Emden-Rysum	Tacke TW 500	500	36,0	40,0	89	349.303	699	343
1054-12		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.229.407	2459	964
1054-13		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.277.010	2554	1001
1054-14		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.223.132	2446	959
1054-15		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.181.345	2363	926
1246-01		26736 Krummhörn	Tacke TW 500	500	36,0	40,0	305	645.951	1292	635
1287-01		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.114.407	2229	874
1287-02		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	796.637	1593	625
1287-03		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.136.160	2272	891
1287-04		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.116.559	2233	875
1287-05		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.103.795	2208	865
1292-01		26736 Krummhörn-Neu Etum	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.048.142	2096	877
1242-01		26736 Krummhörn-Pilsum	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	1.121.460	2243	1043
1223-01		26736 Schoonorth-Osteel	Tacke TW 500	500	36,0	40,0	365	793.586	1587	780
1305-01		26759 Hinte	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	714.053	1428	541
1301-01		26897 Hilkenbrook	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	863.808	1728	677
1281-01		27632 Misselwarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.085.466	2171	909
1281-02		27632 Misselwarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.029.901	2060	862
1281-03		27632 Misselwarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.072.809	2146	898
1298-01		27638 Wremen	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	780.558	1561	726
1298-02		27638 Wremen	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	766.483	1533	713
1298-03		27638 Wremen	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	781.672	1563	727
1298-04		27638 Wremen	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	601.672	1203	560
1329-01		38122 Braunschweig	Enercon E 40	500	40,3	55,0	365	919.540	1839	721
1327-01		38667 Bad Harzburg	Enercon E 40	500	40,3	42,9	365	578.092	1156	453
1327-02		38667 Bad Harzburg	Enercon E 40	500	40,3	42,9	365	714.300	1429	560
1327-03		38667 Bad Harzburg	Enercon E 40	500	40,3	42,9	365	772.191	1544	605

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 5 WKA, 3000 kW, 5.895.930 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1318-01	8	26427 Dunum-Brill	GET 41	600	41,0	50,0	365	916.383	1527	694
1317-01	7	26427 Holtgast-Utgast	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.200.896	2001	827
1317-02	7	26427 Holtgast-Utgast	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.245.696	2076	858
1315-01		26506 Norden-Westermarsch	Vestas V 42/600	600	42,0	53,0	272	1.041.546	1736	752
1299-01		26736 Krummhörn-Loquard	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.491.409	2486	1027

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 1 WKA, 800 kW, 1.544.167 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1314-01	12	26826 Weener	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.544.167	1930	727

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 2 WKA, 3000 kW, 5.356.097 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1323-01		26723 Emden	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	3.875.926	2584	1133
1325-01		37083 Göttingen Geismar	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	1.480.171	987	433

Leistungsklasse , 1 WKA, 1800 kW, 2.662.120 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
1328-01		38667 Bad Harzburg	Enercon E 66	1.800	71,6	64,8	365	2.662.120	1479	661

Nordrhein-Westfalen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 40 WKA, 1610 kW, 1.128.090 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2093-01		47638 Straelen	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	243	479	96	17
2164-01		52156 Monschau	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	2.987	597	106
2157-01		58540 Meinerzhagen 2	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	3.355	671	119
2233-01		59964 Medebach	AEE Peters PG 10	10	6,3	20,3	365	350	35	11
2148-01		32469 Petershagen	NEW 100	20	11,3	31,5	89	2	0	0
2220-01		49525 Lengerich Ringel	NEW 100	20	11,3	31,5	365	7.120	356	71
2067-01		32425 Minden	Kano-Rotor 30	30	12,1	30,5	89	14.365	479	125
2141-01		32429 Minden	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	365	10.918	364	89
2177-01		32429 Minden	Südwind N 1230	30	12,5	36,5	365	20.622	687	168
2147-01		37688 Beverungen	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	33.180	1106	250
2136-01		42929 Wermelskirchen	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	9.834	328	74
2167-01		45739 Oer-Erkenschwick	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	25.109	837	189
2234-01		47447 Moers	Fuhrländer astOs 30	30	12,6	25,0	365	13.458	449	108
2106-01		47574 Goch	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	21.692	723	163
2199-01		48268 Greven	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	22.147	738	167
2181-01		48565 Steinfurt	Südwind N 1230	30	12,5	36,5	365	16.853	562	137
2116-01		48607 Ochtrup	Südwind N 1230	30	12,5	36,5	365	27.858	929	227
2077-01		58730 Fröndenberg	Kano-Rotor 30	30	12,1	30,5	273	24.583	819	214
2051-01		59581 Warstein	HAWI 15	30	10,0	19,0	90	8.937	298	114
2140-01		59581 Warstein	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	360	47.290	1576	385
2125-01		32351 Stewede	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	30.198	604	171
2176-01		32657 Lemgo	Lagerwey LW 18/50	50	18,0	31,0	365	35.471	709	139
2197-01		32683 Barntrup	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	28.261	565	160
2073-01		32758 Detmold	Lagerwey LW 15/50	50	15,6	31,0	119	54.788	1096	287
2107-01		46483 Wesel	Lagerwey LW 18/50	50	18,0	25,0	363	32.547	651	128
2165-01		49497 Mettingen	Lagerwey LW 18/50	50	18,0	40,0	365	75.098	1502	295
2173-01		46359 Heiden-Nordick	DWA 16/55	55	15,0	30,0	365	22.403	407	127
2174-01		48249 Dülmen	DWA 16/55	55	15,0	30,0	365	26.320	479	149
2224-01		48653 Coesfeld	DWA 16/55	55	16,0	36,0	365	44.238	804	220
2075-01		34434 Borgentreich	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	119	43.936	732	183
2071-01		46342 Velen-Nordvelen	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	91	38.821	647	161
2120-01		46342 Velen-Ostendorf	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	69.224	1154	288
2090-01		48301 Nottuln	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	54.696	912	227
2112-01		48369 Saerbeck	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	365	51.945	866	216
2089-01		48432 Rheine	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	365	44.582	743	185
2088-01		48607 Ochtrup	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	273	48.745	812	203
2038-01		48691 Vreden	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	90	27.544	459	115
2057-01		48691 Vreden	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	19	3.040	51	13
2069-01		48703 Stadtlohn	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	273	41.030	684	171
2065-01		52511 Geilenkirchen	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	182	44.064	734	183

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 75 WKA, 6395 kW, 5.985.745 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2074-01		33034 Brakel	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	37,0	180	60.061	801	314
2122-01		48477 Hörstel	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	39,5	365	10.530	140	55
2124-01		59964 Medebach	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	37,0	365	50.995	680	267
2158-01		32312 Lübbecke	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	70.487	881	277
2142-01		32469 Petershagen	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	211	33.330	417	131
2160-01		32469 Petershagen	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	70.459	881	277
2159-01		32469 Petershagen-Südfelde	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	74.187	927	292
2216-01		32545 Bad Oeynhausen	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	50.056	626	197
2099-01		33790 Halle	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	52.431	655	151
2117-01		40822 Mettmann	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	78.514	981	266
2188-01		41372 Niederkrüchten	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	80.100	1001	315
2211-01		41849 Wassenberg	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	66.442	831	261
2161-01		42555 Velbert 11	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	202.906	2536	586
2063-01		44577 Castrop-Rauxel	Enercon E 17	80	17,2	36,7	272	61.135	764	263
2082-01		45525 Hattingen	Enercon E 18	80	18,0	36,7	181	62.060	776	244
2151-01		45549 Sprockhövel	Enercon E 18	80	19,4	36,7	365	83.700	1046	283
2084-01		45739 Oer-Erkenschwick	Enercon E 18	80	19,4	36,7	180	60.004	750	203
2138-01		46325 Borken	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	73.625	920	213
2098-01		46414 Rhede	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	102.755	1284	297
2137-01		46414 Rhede	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	77.177	965	223
2041-01		46419 Isselburg	Enercon E 17	80	18,0	34,0	90	44.253	553	174
2105-01		47509 Rheurdt	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	181	50.627	633	199
2042-01		47906 Kempen	Enercon E 18	80	18,0	34,0	89	38.757	484	152
2143-01		48249 Dülmen	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	82.703	1034	239
2130-01		48291 Telgte	Enercon E 18	80	19,4	32,5	365	49.021	613	166
2103-01		48329 Havixbeck	Enercon E 18	80	19,4	40,0	303	78.940	987	267
2180-01		48329 Havixbeck	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	43,0	365	37.100	464	146
2139-01		48341 Altenberge	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	100.480	1256	290
2119-01		48351 Everswinkel	Enercon E 18	80	19,4	32,5	365	73.317	916	248
2134-01		48356 Nordwalde	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	83.698	1046	242
2169-01		48369 Saerbeck	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	73.344	917	212
2162-01		48432 Rheine	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	74.829	935	216
2114-01		48477 Hörstel	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	53.178	665	180
2037-01		48565 Steinfurt	Enercon E 17	80	17,2	34,0	90	34.609	433	149
2115-01		48565 Steinfurt	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	120.395	1505	348
2128-01		48565 Steinfurt	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	70.501	881	290
2163-01		48565 Steinfurt	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	100.288	1254	204
2100-01		48599 Gronau	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	88.647	1108	256
2152-01		48599 Gronau	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	89.951	1124	260
2155-01		48599 Gronau	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	58.457	731	169
2104-01		48619 Heek	Enercon E 17	80	19,4	34,5	365	72.078	901	244
2079-01		48629 Metelen	Enercon E 18	80	19,4	36,7	181	57.043	713	193
2153-01		48683 Ahaus	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	111.331	1392	321
2212-01		48691 Vreden	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	90.154	1127	260
2132-01		48712 Gescher	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	83.085	1039	240
2166-01		48720 Rosendahl-Osterwick	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	111.684	1396	322
2150-01		48734 Reken	Enercon E 18	80	20,0	38,5	365	81.910	1024	261
2149-01		48739 Legden	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	106.938	1337	309
2108-01		49479 Ibbenbüren	Enercon E 18	80	18,0	36,7	365	85.944	1074	338
2178-01		52074 Aachen	Enercon E 18	80	19,4	32,5	365	157.505	1969	533
2135-01		52511 Geilenkirchen	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	129.777	1622	375
2210-01		52511 Geilenkirchen	Enercon E 18	80	19,4	30,0	365	99.523	1244	337
2097-01		52538 Gangelt	Enercon E 18	80	19,4	28,5	272	121.115	1514	410
2086-01		58239 Schwerte	Enercon E 18	80	19,4	33,1	151	40.137	502	136
2061-01		58256 Ennepetal	Enercon E 17	80	17,2	28,5	12	2.472	31	11
2190-01		58300 Wetter	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	50.835	635	172
2121-01		58339 Breckerfeld	Enercon E 18	80	19,4	28,5	365	64.014	800	217
2111-01		59368 Werne	Enercon E 18	80	19,4	28,5	365	67.425	843	228
2087-01		59469 Ense	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	180	44.334	554	174
2145-01		59469 Ense/Ruhne	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	145.918	1824	421
2102-01		59590 Geseke	Enercon E 18	80	19,4	32,5	274	65.221	815	221
2054-01		58566 Kierspe	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	4	457	5	1
2209-01		46562 Voerde-Lönnen	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	110.149	1001	351
2182-01		47495 Rheinberg	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	67.164	611	214
2183-01		47533 Kleve	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	121.562	1105	387
2184-01		47533 Kleve-Keeken	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	135.540	1232	431
2185-01		47546 Kalkar-Appeldorn	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	106.205	965	338
2208-01		47551 Bedburg-Hau	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	111.279	1012	354
2206-01		47574 Goch	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	106.502	968	339
2207-01		47589 Uedem-Keppeln	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	104.457	950	332
2202-01		47608 Geldern	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	90.610	824	288
2205-01		47623 Kevelaer	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	107.453	977	342
2194-01		57392 Schmallenberg	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	113.295	1030	361
2195-01		57392 Schmallenberg	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	94.056	855	299
2175-01		59302 Oelde	Seewind 20/110	110	20,0	28,2	365	104.524	950	333

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 27 WKA, 4500 kW, 6.194.747 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2068-01		32457 Porta Westfalica	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	273	113.352	756	273
2113-01		32469 Petershagen	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	233.720	1558	408
2062-01		32479 Hille	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	59	72.431	483	127
2198-01		32676 Lüdge-Niese	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	269.649	1798	471
2094-01		33184 Altenbeken	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	268.228	1788	646
2131-01		33184 Altenbeken	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	235.125	1567	566
2213-01		37688 Beverungen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	165.365	1102	398
2058-01		46446 Emmerich	Nordex N 27/150	150	27,0	31,8	6	1.360	9	2
2123-01		48691 Vreden	Tacke TW 150	150	21,0	30,0	272	39.827	266	115
2172-01		59427 Unna Billmerich	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	205.436	1370	494
2146-01		59457 Werl	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	365	199.957	1333	349
2109-01		59469 Ense	Wind World W 2700/150	150	27,0	43,5	365	232.080	1547	405
2109-02		59469 Ense	Wind World W 2700/150	150	27,0	43,5	365	200.340	1336	350
2109-03		59469 Ense	Wind World W 2700/150	150	27,0	43,5	365	232.400	1549	406
2193-01		59469 Ense-Ruhne	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	258.450	1723	451
2095-01		59519 Möhnesee	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	272	182.184	1215	318
2156-01		59519 Möhnesee-Delecke	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	238.325	1589	416
2186-01		59929 Brilon-Thülen	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	267.480	1783	467
2235-01		40882 Ratingen	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	346.491	1732	490
2227-01		46244 Kirchhellen	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	310.460	1552	439
2226-01		48653 Coesfeld	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	321.092	1605	454
2228-01		48653 Coesfeld	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	273.107	1366	386
2231-01		58091 Hagen-Dahl	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	339.224	1696	480
2193-02		59469 Ense	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	275.254	1376	481
2170-01		59602 Rütten-Spitze Warte	Micon M 570-200/40	200	27,0	30,0	363	313.974	1570	548
2170-02		59602 Rütten-Spitze Warte	Micon M 570-200/40	200	27,0	30,0	363	297.228	1486	519
2170-03		59602 Rütten-Spitze Warte	Micon M 570-200/40	200	27,0	30,0	363	302.208	1511	528

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 10 WKA, 2550 kW, 2.408.336 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2198-02		32676 Lüdge-Niese	Nordex N 27/250	250	27,0	40,7	365	333.066	1332	582
2217-01		33039 Nieheim	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	200.564	802	350
2218-01		37688 Beverungen	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	252.027	1008	440
2218-02		37688 Beverungen	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	209.090	836	365
2219-01		37688 Beverungen	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	226.078	904	395
2091-01		46325 Borken	Tacke TW 250	250	26,0	55,0	365	268.923	1076	507
2129-01		48683 Ahaus	Tacke TW 250	250	26,0	55,0	365	232.071	928	437
2118-01		52249 Eschweiler	Nordex N 27/250	250	27,0	41,5	365	300.252	1201	524
2214-01		57392 Schmallenberg-Obringhausen	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	232.348	861	308
2046-01		58091 Hagen-Dahl	Enercon E 32	280	33,0	35,6	90	153.917	550	180

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 3 WKA, 900 kW, 900.920 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2002-02		32257 Bünde	Enercon E 33	300	33,0	44,0	258	243.890	813	285
2014-02		32657 Lemgo	Enercon E 33	300	33,0	34,5	365	448.595	1495	524
2203-01		46325 Borken	Enercon E 33	300	33,0	37,5	365	208.435	695	244

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 2 WKA, 1000 kW, 1.329.222 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2229-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	863.894	1728	654
2215-01		42477 Radevormwald	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	465.328	931	365

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 4 WKA, 2400 kW, 3.032.150 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2225-01		34414 Warburg	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	750.938	1252	517
2077-02		59427 Unna-Bilmerich	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	958.970	1598	660
2222-01		59519 Möhnesee	AN Bonus 600/41	600	41,0	42,8	365	664.542	1108	503
2221-01		59609 Anröchte	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	657.700	1096	453

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 2 WKA, 1320 kW, 1.983.116 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2300-01		33181 Helmern	Vestas V 47/660	660	47,0	65,0	365	1.214.392	1840	700
2157-02		58540 Meinerzhagen	Vestas V 47/660	660	47,0	76,0	365	768.724	1165	443

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 4 WKA, 5000 kW, 6.823.640 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2238-01		33184 Altenbeken	AN Bonus 1MW/54	1.000	54,0	50,0	365	1.439.129	1439	628
2239-01		33189 Schlangen	AN Bonus 1MW/54	1.000	54,0	60,0	365	1.320.440	1320	577
2237-01		33181 Wünnenberg-Helmern	NEG Micon NM 1500/64	1.500	64,0	68,0	365	2.256.848	1505	702
2236-01	21	53949 Dahlem-Berk	Vestas V 63/1.5	1.500	63,0	60,0	365	1.807.223	1205	580

Leistungsklasse , 7 WKA, 11550 kW, 17.893.820 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2301-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	78,0	365	2.316.046	1404	677
2302-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	78,0	365	2.814.102	1706	823
2303-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.193.284	1329	641
2304-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.563.763	1554	749
2304-02		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.862.874	1735	837
2305-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.541.698	1540	743
2305-02		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.602.053	1577	761

Rheinland-Pfalz

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 6 WKA, 155 kW, 157.261 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4507-01		53534 Barweiler	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	272	263	53	9
4520-01		54558 Strohn	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	2.246	449	79
4500-01		54619 Üttfeld	Wenus Inventus 6	5	6,0	13,0	90	1.657	331	59
4522-01		56290 Lieg	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	365	20.027	668	163
4510-01		56357 Holzhausen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	40.666	813	230
4513-01		53520 Reifferscheid	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	92.402	1540	384

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 18 WKA, 1812 kW, 1.896.974 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4506-01		54311 Trierweiler	Enercon E 17	80	19,4	36,7	90	49.327	617	167
4533-01		54578 Mirbach	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	81.085	1014	319
4523-01	23	67271 Neuleiningen	Enercon E 18	80	19,4	28,5	365	122.525	1532	415
4516-01		56472 Hof	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	123.596	1236	357
4516-02		56472 Hof	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	120.984	1210	349
4517-01		56472 Hof	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	114.900	1149	332
4517-02		56472 Hof	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	107.700	1077	311
4518-01		56477 Rennerod	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	363	59.270	593	171
4527-01		56477 Waigandshain	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	98.602	986	285
4525-01		56479 Irmtraut	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	272	54.876	549	158
4531-01		57629 Kirburg	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	96.005	960	277
4532-01		57629 Kirburg	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	112.018	1120	323
4526-01		57629 Norken	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	96.277	963	278
4521-01		54570 Bleckhausen	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	106.773	971	340
4534-01		54608 Bleialf	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	363	170.184	1547	542
4540-01		56291 Wiebelsheim	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	84.287	766	268
4528-01		56745 Weilbern	Seewind 20/110	110	20,0	28,2	365	128.494	1168	409
4544-01		54687 Arzfeld	Seewind 25/132	132	20,0	34,2	365	170.071	1288	541

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 7 WKA, 1125 kW, 1.348.039 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4512-01		54649 Lambertsberg	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	280.869	1872	491
4511-01		56368 Katzenelnbogen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	90	64.264	428	155
4504-01		57520 Langenbach	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	90	74.612	497	180
4504-02		57520 Langenbach	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	177.177	1181	426
4519-01		57586 Weitfeld	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	265.352	1769	463
4514-01		54649 Oberpierscheid	Micon M 530-175	175	26,0	30,0	365	183.566	1049	346
4524-01		56479 Stein-Neukirch	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	302.199	1511	528

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 9 WKA, 2245 kW, 3.081.938 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4536-01		54597 Reuth	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	334.207	1485	479
4535-01		54617 Harspelt	Nordex N 29/250	250	29,7	50,0	365	318.251	1273	459
4548-01		55234 Gau-Heppenheim	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	370.176	1481	542
4549-01		55234 Gau-Heppenheim	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	387.028	1548	566
4542-01		56244 Ettinghausen	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	281.110	1124	411
4546-01		56477 Rennerod	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	247.720	991	362
4543-01		56479 Salzburg	Nordex N 29/250	250	29,7	50,0	365	422.919	1692	610
4539-01		57627 Gehlert	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	363	294.802	1179	431
4545-01		54317 Gusterath	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	425.725	1577	564

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 6 WKA, 1800 kW, 2.649.126 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4552-01		54558 Mückeln	Tacke TW 300	300	33,0	40,0	365	312.622	1042	366
4502-04		54597 Ormont	Enercon E 33	300	33,0	44,0	365	459.999	1533	538
4502-05		54597 Ormont	Enercon E 33	300	33,0	34,0	365	535.334	1784	626
4502-06		54597 Ormont	Enercon E 33	300	33,0	34,0	365	537.229	1791	628
4502-07		54597 Ormont	Enercon E 33	300	33,0	34,0	365	507.948	1693	594
4547-01		56477 Rennerod	Tacke TW 300	300	33,0	40,0	365	295.994	987	346

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 6 WKA, 3000 kW, 4.724.212 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4529-02		54441 Kirf/Meurich	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	824.141	1648	646
4530-01		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	762.400	1525	598
4530-02		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	704.400	1409	552
4530-03		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	833.944	1668	654
4530-04		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	764.338	1529	599
4537-01		56472 Hof	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	834.989	1670	699

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 3 WKA, 1800 kW, 2.528.327 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
4551-01		54311 Trierweiler	AN Bonus 600/41	600	41,0	50,0	365	791.280	1319	599
4550-01		54597 Habscheid-Hallert	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	821.304	1369	566
4550-02		54597 Habscheid-Hallert	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	915.743	1526	631

Saarland

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 2 WKA, 495 kW, 651.367 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
5001-01		66629 Freisen	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	90	152.537	678	266
5002-01		66636 Tholey	Südwind N 3127	270	31,0	51,7	365	498.830	1848	661

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 4 WKA, 2000 kW, 3.192.989 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
5003-01		66625 Nohfelden-Wolfersweiler	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	1.092.569	2185	857
5005-01		66629 Freisen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	273	694.740	1389	526
5005-02		66629 Freisen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	273	714.705	1429	541
5005-03		66629 Freisen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	273	690.975	1382	523

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 1 WKA, 1500 kW, 1.783.860 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
5006-01		66629 Freisen	NEG Micon NM 1500/64	1.500	64,0	80,0	273	1.783.860	1189	555

Sachsen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 90 kW, 78.448 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7002-01		01683 Nossen Eula	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	365	22.625	754	184
7003-01		01458 Ottendorf-Okrilla	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	365	55.823	930	232

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 5 WKA, 485 kW, 460.735 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7001-02		09496 Satzung	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	37,0	365	116.844	1558	611
7004-01		08209 Vogelsgrün	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	61.716	771	243
7005-01		08315 Bernsbach	Vestas V 20/100	110	20,0	24,0	365	79.881	726	254
7005-02		08315 Bernsbach	Vestas V 20/100	110	20,0	24,0	365	105.770	962	337
7005-03		08315 Bernsbach	Vestas V 20/100	110	20,0	24,0	365	96.524	877	307

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 6 WKA, 900 kW, 1.658.565 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7007-01		04668 Schkortitz	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	365	235.798	1572	412
7013-01		04687 Altenhain	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	263.962	1760	461
7018-01		09526 Rübenau	AN Bonus 150/30	150	23,0	40,0	365	194.181	1295	467
7009-01		09619 Ullersdorf	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	308.616	2057	539
7009-02		09619 Ullersdorf	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	317.456	2116	554
7009-03		09619 Ullersdorf	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	338.552	2257	591

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 17 WKA, 4095 kW, 6.353.217 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7019-01		01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	338.600	1505	485
7019-02		01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	319.835	1421	459
7019-03		01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	307.075	1365	440
7019-04		01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	304.445	1353	437
7019-05		01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	294.580	1309	422
7001-03		09496 Satzung	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	430.830	1915	752
7001-04		09496 Satzung	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	464.410	2064	811
7006-01		02763 Mittelherwigsdorf	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	310.756	1243	412
7011-06		09477 Jöhstadt	Nordex N 27/250	250	27,0	41,5	365	350.641	1403	612
7011-07		09477 Jöhstadt	Nordex N 27/250	250	27,0	31,5	365	330.071	1320	576
7011-08		09477 Jöhstadt	Nordex N 27/250	250	27,0	31,5	365	359.137	1437	627
7001-01		09496 Satzung	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	366.168	1465	690
7001-05		09496 Satzung	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	408.276	1633	769
7012-01		09517 Ansprung	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	450.850	1803	597
7012-02		09517 Ansprung	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	452.720	1811	600
7012-03		09517 Ansprung	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	440.493	1762	584
7021-01		01737 Tharandt	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	424.330	1572	562

Leistungsklasse 351 kW - 420 kW, 2 WKA, 800 kW, 1.089.239 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7011-04		09477 Jöhstadt	Micon M 750-400/100	400	31,0	36,0	365	543.210	1358	720
7011-05		09477 Jöhstadt	Micon M 750-400/100	400	31,0	36,0	365	546.029	1365	723

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 11 WKA, 5500 kW, 8.048.402 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7008-01		02708 Laucha	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.063.288	2127	834
7016-01		08541 Zobes	NedWind 40	500	40,8	39,2	365	414.877	830	317
7028-01		09385 Eribach-Kirchberg	Wind World W 4100/500	500	41,0	50,0	365	628.726	1257	476
7011-01		09477 Jöhstadt	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	751.554	1503	629
7011-02		09477 Jöhstadt	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	782.333	1565	655
7011-03		09477 Jöhstadt	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	760.870	1522	637
7011-09		09477 Jöhstadt	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	708.638	1417	556
7023-01		09509 Niedersaida	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	808.244	1616	634
7010-01		09518 Großrückerswalde	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	89	290.456	581	243
7022-01		09526 Dittmannsdorf	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	971.871	1944	762
7017-01		09619 Voigtsdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	867.545	1735	726

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.606.005 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7024-01		02794 Leutersdorf	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	708.905	1182	488
7026-01		09623 Clausnitz	Vestas V 44/600	600	44,0	63,0	365	897.100	1495	590

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 1 WKA, 800 kW, 1.439.000 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
7027-01		04509 Delitzsch-Selben	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.439.000	1799	678

Sachsen-Anhalt

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 90 kW, 94.208 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9015-01		29416 Bierstedt	HAWI 15	30	10,0	20,0	365	11.180	373	142
9003-01		06901 Dorna	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	83.028	1384	345

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 13 WKA, 1290 kW, 1.219.633 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9007-01		38836 Dardesheim	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	107.166	1340	421
9002-01		06268 Barnstädt	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	113.005	1130	360
9000-02		06268 Langeneichstädt	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	180	0	0	0
9004-01		06268 Steigra	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	70.730	707	225
9004-02		06268 Steigra	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	127.148	1271	405
9008-01		06628 Obermöllern	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	128.244	1282	408
9008-02		06628 Obermöllern	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	127.051	1271	404
9008-03		06628 Obermöllern	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	121.522	1215	387
9012-01		06632 Gleina	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	12.820	128	41
9012-02		06632 Gleina	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	116.768	1168	372
9005-01		06647 Lossa	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	78.953	790	251
9005-02		06647 Lossa	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	58.666	587	187
9009-01		38820 Halberstadt	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	157.560	1432	502

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 1 WKA, 200 kW, 391.574 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9023-01		06547 Schwenda	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	391.574	1958	554

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 5 WKA, 1270 kW, 1.076.148 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9006-01		38871 Langeln	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	418.295	1673	554
9017-01		39596 Baumgarten	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	129.668	519	226
9017-02		39596 Baumgarten	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	73.918	296	129
9017-03		39596 Baumgarten	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	106.207	425	185
9019-01		06909 Trebitz	Südwind N 3127	270	31,0	51,7	365	348.060	1289	461

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 1 WKA, 300 kW, 435.519 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9022-01		38822 Athenstedt	Tacke TW 300	300	33,0	50,0	365	435.519	1452	509

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 5 WKA, 2500 kW, 3.759.035 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9020-01		06268 Querfurt	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	1.030.426	2061	808
9010-01		06688 Großkorbetha	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	780.710	1561	612
9010-02		06688 Großkorbetha	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	777.849	1556	610
9013-01		39288 Burg-Gütter	Micon M 1500-500/125	500	43,4	46,0	365	609.200	1218	412
9018-01		39524 Wust	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	560.850	1122	469

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 3 WKA, 1800 kW, 3.023.506 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9025-01		06542 Allstedt	GET 41	600	41,0	65,0	365	986.380	1644	747
9025-02		06542 Nienstedt	GET 41 Alpha	600	46,0	65,0	365	1.038.547	1731	625
9016-01		39167 Hohendodeleben	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	998.579	1664	688

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 1 WKA, 800 kW, 1.616.665 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollarststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
9016-02		39167 Hohendodeleben	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.616.665	2021	761

Schleswig-Holstein

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 16 WKA, 535 kW, 871.323 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0232-01		24808 Jevenstedt	Kano-Rotor 30	30	13,4	30,5	363	39.976	1333	283
0158-01		25779 Fedderingen	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	56.528	1884	426
0142-01		25779 Hennstedt	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	47.156	1572	355
0209-01		25779 Hennstedt	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	39.547	1318	298
0155-01		25917 Stadum	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	56.819	1894	428
0216-01		23769 Albertsdorf/Fehmarn	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	94.836	2874	551
0182-01		25704 Bargaenstedt	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	1	125	4	1
0181-01		25704 Wolmersdorf	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	53.208	1612	309
0191-01		25727 Süderhastedt	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	42.133	1277	245
0218-01		25727 Süderhastedt	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	51.984	1575	302
0193-01		25729 Windbergen	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	275	49.777	1508	289
0144-01		25764 Wesselburener Koog	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	76.572	2320	445
0192-01		25767 Albersdorf	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	58.656	1777	341
0085-01		25870 Oldenswort	HSW 30	33	12,5	22,4	90	21.875	663	178
0185-01		25899 Niebüll	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	81.461	2469	474
0116-01		23769 Gammendorf/Fehmarn	Micon M 300-55	55	19,8	30,0	180	100.670	1830	327

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 13 WKA, 1165 kW, 1.151.612 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0069-01		24159 Kiel	Vestas V 17/75	75	17,0	24,1	90	1.318	18	6
0149-01		23815 Geschendorf	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	88.398	1105	299
0207-01		23820 Reinsbek	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	114.964	1437	389
0078-01		23858 Reinfeld	Enercon E 17	80	17,2	28,5	3	962	12	4
0123-01		24647 Wasbek	Enercon E 18	80	19,4	36,7	365	96.310	1204	326
0108-01		25704 Meldorf	Enercon E 17	80	18,0	30,5	273	79.212	990	311
0223-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Enercon E 18	80	19,4	28,5	365	110.320	1379	373
0204-01		25899 Niebüll-Kornkoog	Enercon E 18	80	18,0	36,7	365	145.200	1815	571
0201-01		23569 Lübeck	Ventis 20-100	100	20,0	42,5	365	59.916	599	191
0138-01		25693 St Michaelisdonn	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	37.412	374	119
0233-01		24329 Sasel	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	160.380	1458	511
0164-01		25767 Arkebek	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	129.132	1174	411
0164-02		25767 Arkebek	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	128.088	1164	408

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 48 WKA, 7935 kW, 12.492.971 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0147-01		23619 Zarpen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	224.113	1494	539
0148-01		23619 Zarpen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	219.640	1464	529
0088-01		23769 Klausdorf/Fehmarn	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	2	2.157	14	4
0113-01		23774 Heiligenhafen	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	82	36.486	243	77
0194-01		24214 Neudorf-Bornstein	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	321.744	2145	562
0165-01		24220 Boksee	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	161.616	1077	389
0122-01		24241 Schierensee	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	174.952	1166	421
0121-01		24855 Dörpstedt b. Jübek	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	236.880	1579	498
0134-01		24855 Jübek	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	273	181.821	1212	438
0134-02		24855 Jübek	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	273	153.907	1026	370
0134-03		24855 Jübek	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	217.924	1453	525
0134-04		24855 Jübek	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	187.740	1252	452
0128-01		24894 Twedt	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	365	280.319	1869	490
0099-01		24980 Nordhackstedt	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	90	109.069	727	229
0215-01		24989 Dollerup	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	405.590	2704	708
0215-02		24989 Dollerup	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	412.628	2751	721
0167-01		25599 Wewelsfleth	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	381.368	2542	666
0140-01		25709 Kronprinzenkoog	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	389.305	2595	680
0140-02		25709 Kronprinzenkoog	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	407.580	2717	712
0111-01		25719 Barlt	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	273	240.286	1602	506
0199-01		25797 Wöhrden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	304.204	2028	732
0212-01		25842 Langenhorn	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	385.823	2572	674
0212-02		25842 Langenhorn	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	392.292	2615	685
0169-01		25850 Bondelum	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	273.509	1823	575
0169-02		25850 Bondelum	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	275.597	1837	580
0064-01		25881 Augustenkoog	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	90	162.060	1080	341
0131-01		25884 Viöl	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	282.470	1883	594
0131-02		25884 Viöl	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	298.831	1992	629
0183-01		25885 Immenstedt	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	259.867	1732	625
0086-02		23570 Lübeck-Brodtten	Adler 25	165	25,0	32,0	1	0	0	0
0075-01		25693 St. Michaelisdonn	Adler 25	165	25,0	32,0	90	88.053	534	179
0072-01		25719 Barlt	Adler 25	165	25,0	32,0	90	117.993	715	240
0072-02		25719 Barlt	Adler 25	165	25,0	32,0	90	130.135	789	265
0095-01		24229 Strande	Micon M 530-175	175	26,0	30,0	90	132.350	756	249
0133-01		25709 Kronprinzenkoog	Micon M 530-175	175	26,0	30,0	365	319.432	1825	602
0133-02		25709 Kronprinzenkoog	Micon M 530-175	175	29,6	30,0	365	365.599	2089	531
0203-01		24876 Hollingstedt	WTN 200/26	200	26,0	40,0	365	303.205	1516	571
0104-01		25853 Drelsdorf	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	90	138.916	695	283
0146-01		25870 Oldenswort	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	180	234.831	1174	478
0127-01		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	419.190	2096	790
0127-02		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	407.569	2038	768
0127-03		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	401.970	2010	757
0127-04		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	403.585	2018	760
0127-05		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	422.515	2113	796
0127-06		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	412.576	2063	777
0126-01		25920 Stedesand	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	318.852	1594	601
0118-01		25924 Emmelsbüll-Horsbüll	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	180	322.642	1613	657
0136-01		25926 Ladelund	WTN 200/26	200	26,0	30,0	89	173.780	869	327

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 44 WKA, 10510 kW, 14.380.922 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0120-01		23769 Gollendorf/Fehmarn	Wind World W 2500/220	220	25,0	31,0	273	342.530	1557	698
0153-01		25709 Kronprinzenkoog	Wind World W 2500/220	220	25,0	31,0	365	331.900	1509	676
0153-02		25709 Kronprinzenkoog	Wind World W 2500/220	220	25,0	31,0	365	342.000	1555	697
0168-01		25761 Hedwigenkoog	Wind World W 2500/220	220	25,0	31,0	365	471.218	2142	960
0160-01		23758 Jahnshof	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	375.699	1670	656
0128-02		24894 Alt-Tolkschuby	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	379.113	1685	551
0208-01		25541 Brunsbüttel-Westerbelmhusen	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	365	429.000	1907	645
0170-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	494.800	2199	864
0170-02		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	438.635	1949	766
0152-01		25746 Nordenwöhrden	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	90	171.600	763	300
0152-02		25746 Nordenwöhrden	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	334	327.200	1454	571
0172-01		25761 Oesterdeichstrich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	473.946	2106	828
0173-01		25761 Oesterdeichstrich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	480.351	2135	839
0174-01		25761 Oesterdeichstrich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	570.579	2536	997
0163-01		25764 Süderdeich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	451.356	2006	788
0135-01		25792 Neuenkirchen Tiebensee	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	422.166	1876	737
0135-02		25792 Neuenkirchen Tiebensee	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	437.611	1945	764
0156-01		25797 Wöhrden	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	428.603	1905	749
0157-01		25797 Wöhrden	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	273	324.068	1440	566
0219-01		25899 Dagebüll	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	612.331	2721	1069
0086-01		23570 Lübeck-Brodten	HSW 250	250	25,0	28,5	1	874	3	2
0086-03		23570 Lübeck-Brodten	HSW 250	250	25,0	28,5	1	850	3	2
0114-01		24819 Nienborstel	Tacke TW 250	250	24,0	30,0	89	46.376	186	103
0213-01		24969 Lindewitt	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	261.840	1047	457
0213-02		24969 Lindewitt	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	343	304.920	1220	533
0053-01		25541 Brunsbüttel	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	90	177.310	709	334
0053-02		25541 Brunsbüttel	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	90	171.510	686	323
0101-01		25724 Neufelderkoog	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	2	2.893	12	5
0101-02		25724 Neufelderkoog	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	2	2.719	11	5
0101-03		25724 Neufelderkoog	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	2	2.287	9	4
0198-01		25764 Süderdeich	Micon M 530-250/50	250	26,0	36,0	187	292.221	1169	550
0189-01		25821 Struckum	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	517.823	2071	686
0125-01		25836 Poppenbüll	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	480.958	1924	906
0109-01		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	90	187.506	750	294
0109-02		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	90	198.342	793	311
0109-03		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	90	172.624	690	271
0109-04		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	90	192.106	768	301
0109-05		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	90	191.988	768	301
0150-01		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	365	516.031	2064	809
0150-02		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	365	554.001	2216	868
0150-03		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	365	514.103	2056	806
0150-04		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	365	496.311	1985	778
0150-05		25845 Nordstrand	HSW 250 T	250	28,5	28,5	365	497.950	1992	781
0090-01		25821 Reußenköge	Enercon E 32	280	33,0	35,6	90	292.673	1045	342

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 24 WKA, 7200 kW, 16.396.153 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0166-01		23714 Malente-Benz	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	383.897	1280	449
0159-01	1	24994 Jardelund	Enercon E 32	300	33,0	38,0	365	536.713	1789	628
0162-01		25704 Elpersbüttel	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	273	440.520	1468	584
0124-01		25704 Nordermeldorf	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	273	493.205	1644	653
0117-01		25709 Kronprinzenkoog	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	59	186.683	622	247
0139-01		25709 Kronprinzenkoog	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	554.807	1849	735
0177-01		25709 Kronprinzenkoog	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	552.431	1841	732
0171-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Enercon E 32	300	33,0	38,0	365	736.060	2454	861
0230-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	608.972	2030	807
0130-01		25821 Struckum	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	655.842	2186	767
0130-02		25821 Struckum	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	594.035	1980	695
0244-01		25842 Langenhorn	AN Bonus 300/33	300	33,0	30,0	365	643.892	2146	753
0129-01		25849 Pellworm	Enercon E 33	300	33,0	35,6	304	736.080	2454	861
0175-01		25881 Tating	Enercon E 32	300	33,0	33,4	365	792.114	2640	926
0175-02		25881 Tating	Enercon E 32	300	33,0	33,4	365	773.904	2580	905
0143-08		25899 Galmsbüll	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	752.433	2508	997
0143-09		25899 Galmsbüll	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	820.696	2736	960
0145-01		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	892.046	2973	1043
0145-02		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	868.672	2896	1016
0145-03		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	890.923	2970	1042
0145-04		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	889.650	2965	1040
0145-05		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	871.688	2906	1019
0145-06		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	848.331	2828	992
0145-07		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 33	300	33,0	35,6	365	872.559	2909	1020

Leistungsklasse 351 kW - 420 kW, 1 WKA, 400 kW, 465.374 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0179-01		25727 Krumstedt	Micon M 750-400/100	400	31,0	36,0	365	465.374	1163	617

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 21 WKA, 9610 kW, 21.700.254 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0186-01		23769 Schlagsdorf/Fehmarn	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	953.360	2119	887
0186-02		23769 Schlagsdorf/Fehmarn	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	955.132	2123	888
0200-01		25541 Brunsbüttel	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	801.790	1782	746
0214-01		25704 Nordermeldorf	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	1.022.775	2273	951
0188-01		25836 Vollerwiek	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	952.805	2117	886
0143-01		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	881.555	1959	916
0143-02		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	874.271	1943	909
0143-03		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	836.416	1859	869
0143-04		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	877.836	1951	912
0143-05		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	841.816	1871	875
0143-06		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	894.913	1989	930
0143-07		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	889.903	1978	925
0217-01		25924 Klanxbüll	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	38	197.610	439	184
0206-01		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.380.868	2938	1083
0206-02		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.395.555	2969	1094
0206-03		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.368.505	2912	1073
0206-04		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.298.008	2762	1018
0205-01		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.275.936	2715	1000
0205-02		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.362.832	2900	1068
0205-03		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.416.168	3013	1110
0205-04		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	365	1.222.200	2600	958

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 22 WKA, 11000 kW, 23.464.950 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0227-01		24217 Stakendorf	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.139.319	2279	893
0231-01		24891 Struxdorf	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	1.021.061	2042	773
0222-01		25541 Brunsbüttel	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	1.102.400	2205	864
0239-01		25693 Trennewurth	Jacobs 41/500	500	41,0	50,0	365	1.200.892	2402	910
0178-01		25693 Volsemenhusen	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	849.086	1698	790
0140-03		25709 Kronprinzenkoog	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	919.764	1840	855
0234-01		25709 Kronprinzenkoog	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	1.135.485	2271	860
0245-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Jacobs 41/500	500	41,0	40,0	365	1.166.008	2332	883
0161-01		25764 Norddeich	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	813.748	1627	757
0226-01		25764 Norddeich	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.210.997	2422	949
0195-01		25813 Simonsberg	Enercon E 40	500	40,3	44,0	365	1.263.600	2527	991
0195-02		25813 Simonsberg	Enercon E 40	500	40,3	44,0	365	1.301.440	2603	1020
0130-03		25821 Struckum	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	920.141	1840	856
0130-04		25821 Struckum	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	967.148	1934	899
0130-05		25821 Struckum	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.084.238	2168	908
0130-06		25821 Struckum	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.052.999	2106	881
0225-01		25899 Galmsbüll	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.226.107	2452	1026
0236-01		25899 Klüxbüll	Jacobs 37/500	500	37,0	50,0	365	761.686	1523	708
0210-01		25924 Emmelsbüll-Horsbüll	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	1.191.118	2382	1108
0145-08		25924 Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	Enercon E 40	500	40,3	44,0	365	1.470.379	2941	1153
1326-01		27383 Schießel-Westeresch	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	819.935	1640	643
1326-02		27383 Schießel-Westeresch	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	847.399	1695	664

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 5 WKA, 3000 kW, 5.037.831 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0229-01		23701 Süsel-Barkau	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	952.192	1587	656
0241-01		24882 Moldenit-Schaalby	GET 41	600	41,0	47,5	365	570.589	951	432
0213-03		24969 Lindewitt	Micon M 1500-600/150	600	43,4	53,0	365	1.165.200	1942	788
0224-01		24980 Hörup	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.203.381	2006	829
0240-01		25797 Wöhrden-Neuenkrug	Jacobs 43/600	600	43,0	50,0	365	1.146.469	1911	789

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 2 WKA, 3000 kW, 6.394.341 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
0243-01		25541 Brunsbüttel	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	3.219.206	2146	941
0246-01	2	25853 Ahrenshöft	NEG Micon NM 1500/64	1.500	64,0	68,0	365	3.175.135	2117	987

Thüringen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 5 kW, 6.049 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8015-01		07580 Linda	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	6.049	1210	214

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 3 WKA, 352 kW, 351.552 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8001-01		07613 Lindau	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	98.279	893	313
8016-01		07819 Schmierzitz	Seewind 20/110	110	22,0	31,2	365	79.363	721	209
8007-01		07613 Lindau	Seewind 25/132	132	20,0	31,2	365	173.910	1317	554

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 2 WKA, 400 kW, 458.927 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8000-01		07554 Sölmnitz	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	241.632	1208	422
8003-01		07806 Kospoda-Meilitz	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	217.295	1086	380

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 5 WKA, 1200 kW, 1.650.108 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8005-01		07554 Hirschfeld	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	312.374	1388	454
8012-01		07586 Niederndorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	278.256	1237	404
8002-01		04626 Mehna	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	364.180	1457	483
8017-01		99510 Wormstedt	Lagerwey LW 30/250	250	30,0	50,0	365	347.649	1391	492
8017-01	20	99510 Wormstedt	Lagerwey LW 30/250	250	30,0	50,0	365	347.649	1391	492

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 6 WKA, 3000 kW, 3.911.134 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8011-01		04626 Heukewalde	Enercon E 40	500	40,3	49,0	365	786.239	1572	616
8006-01		99510 Stobra	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	812.765	1626	637
8017-02		99510 Wormstedt	Wind World W 4100/500	500	41,0	50,0	365	722.809	1446	547
8017-02	20	99510 Wormstedt	Wind World W 4100/500	500	41,0	50,0	365	722.809	1446	547
8017-03		99510 Wormstedt	NedWind 44	500	43,8	65,0	365	433.256	867	288
8017-03	20	99510 Wormstedt	NedWind 44	500	43,8	65,0	365	433.256	867	288

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 6 WKA, 3600 kW, 4.351.157 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
8013-01		04626 Hartha	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	843.094	1405	570
8008-01		04626 Lumpzig	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	835.042	1392	564
8004-01		04626 Vollmershain	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	743.590	1239	503
8010-01		07338 Steinsdorf	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	593.527	989	409
8003-02		07806 Kospoda-Meilitz	Vestas V 44/600	600	44,0	53,0	365	798.968	1332	525
8014-01		98597 Breitenungen	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	536.936	895	370

Appendix E Individual Site Evaluations

Appendix E contains data sheets of 52 data acquisition systems (DEG), which can be used for the characterisation of WT sites and WT performances as well.

Each data sheet contains the following information and evaluations:

- Indication of the site, including details of geographical latitude and longitude,
- WT base data: Type, rated power, hub height and rotor diameter,
- name of the operator,
- measuring period and availability of the measuring systems by quoting the data-base (in hours),
- monthly mean values of wind speed with details about measuring height,
- monthly energy production of the WT,
- monthly average value of turbulence intensity,
- annual values of the monthly values mentioned above,
- frequency distribution of wind speed in classes of 0 - 20 m/s and Weibull distribution
- distribution of wind energy based on the energetically weighted frequency distribution of the wind direction in 12 sectors,
- power duration curves for WTs with an availability of measurements of more than 7000 hours in 2002 based on 15 minute mean values.
- WT performance

This evaluation shows three curves which are derived from DEG signals. The curves consist of mean values of all 5 minute samples from 2002, classified into wind speed classes of 0.5 m/s width. Using the curves

- grid connection time,
- energy output and
- number of cut-in events

the WT performance at individual sites can be displayed over a longer period of time. The individual curves were generated from at least 60 plausible data sets per wind speed class. The calculation of the mean values is processed with all data of the respective wind speed class, inclusively all reported downtimes due to maintenance or repairing.

E Einzelergebnisse

Der Anhang E "Einzelergebnisse der DEG-Datenauswertung" enthält Datenblätter von insgesamt 52 Datenerfassungsgeräten (DEG), die zur Standortcharakterisierung und Beurteilung der WEA-Leistungsfähigkeit herangezogen werden können.

Jedes Datenblatt enthält die folgenden Angaben und Auswertungen:

- Bezeichnung des Standortes, einschließlich der Angabe der geographischen Länge und Breite,
- WEA-Stammdaten: Typ, Nennleistung, Nabenhöhe und Rotorkreisdurchmesser,
- Name des Betreibers,
- Messzeitraum und Verfügbarkeit der Messtechnik durch Angabe der Datenbasis (in Stunden),
- Monatsmittel der Windgeschwindigkeit mit Angabe der Messhöhe,
- monatliche Stromproduktion der WEA,
- Monatsmittel der Turbulenzintensität,
- zugehörige Jahreswerte zu den zuvor genannten Monatswerten,
- Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Klassen von 0 - 20 m/s, Weibull-Verteilung als Näherungsfunktion,
- Richtungsverteilung der Windenergie auf Basis der energetisch gewichteten Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in 12 Sektoren,
- Leistungsdauerlinien für WEA mit einer Messdatenverfügbarkeit von mehr als 7000 Stunden in 2002, durch Gruppierung der 15min-Leistungswerte,
- Auswertungen zum Betriebsverhalten der WEA mit Messdaten aus mindestens drei Sommer- und drei Wintermonaten.

Diese Auswertung zeigt drei aus den Messsignalen der Datenerfassungsgeräte generierte Messgrößen als Mittelwerte aller 5-Minuten-Intervalle aus 2002, klassiert in 0,5 m/s breite Windgeschwindigkeitsklassen. Anhand der Kurven

- Netzkoppeldauer,
- gelieferte elektrische Energie und
- Anzahl der Netzaufschaltungen

kann das Betriebsverhalten der Windkraftanlagen an den jeweiligen Standorten über einen längeren Zeitraum hinweg dargestellt werden. Die einzelnen Punkte der drei Kurven wurden jeweils aus mindestens 60 plausibilisierten Messwerten pro Windgeschwindigkeitsklasse erstellt. Bei der Berechnung der Mittelwerte werden alle Messwerte der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse, inklusive aller gemeldeten Stillstandszeiten, z. B. durch Wartung und Instandsetzung, berücksichtigt.

Im einzelnen sind die Kurven wie folgt zu interpretieren:

Das Diagramm **"Netzkoppeldauer"** (durchgezogene Linie) zeigt die auf eine Intervalllänge von 5 Minuten bezogene Netzkoppelzeit, in der die Anlage am Netz betrieben wurde. Zeigt die Kurve z.B. bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s einen Wert von 80 Prozent so bedeutet dies, dass die mittlere Netzkoppeldauer aller Messwerte in dieser Windgeschwindigkeitsklasse 4 Minuten pro 5-Minuten-Intervall beträgt.

Die Kurve **"Energief Lieferung"** (gestrichelte Linie) zeigt die im Zeitintervall gelieferte elektrische Energie, bezogen auf das Produkt aus Nennleistung und Intervalllänge (5 Minuten). Beispiel: Ist bei einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s der Wert von 80 Prozent, so bedeutet dies, dass für eine WEA mit 100 kW Nennleistung die mittlere Energielieferung 6,67 kWh im 5-Minuten-Intervall beträgt ($\rightarrow 0,8 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 6,67 \text{ kWh}$). Beträgt der Wert 100 Prozent, so ergibt die Energielieferung im 5-Minuten-Intervall rund 8,3 kWh ($\rightarrow 1,0 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 8,33 \text{ kWh}$).

Die Kurve **"Netzaufschaltungen"** (gepunktete Linie) zeigt die auf die Gesamtzahl der Netzaufschaltungen bezogene Anzahl der Aufschaltungen in der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse (Häufigkeitsverteilung). Das Maximum dieser Häufigkeitsverteilung liegt im allgemeinen bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 3-4 m/s (Einschaltwindgeschwindigkeit).

Zeichenerläuterung (für die nachfolgenden Abbildungen):

*) Monat unvollständig dokumentiert

The individual curves are to be interpreted as follows:

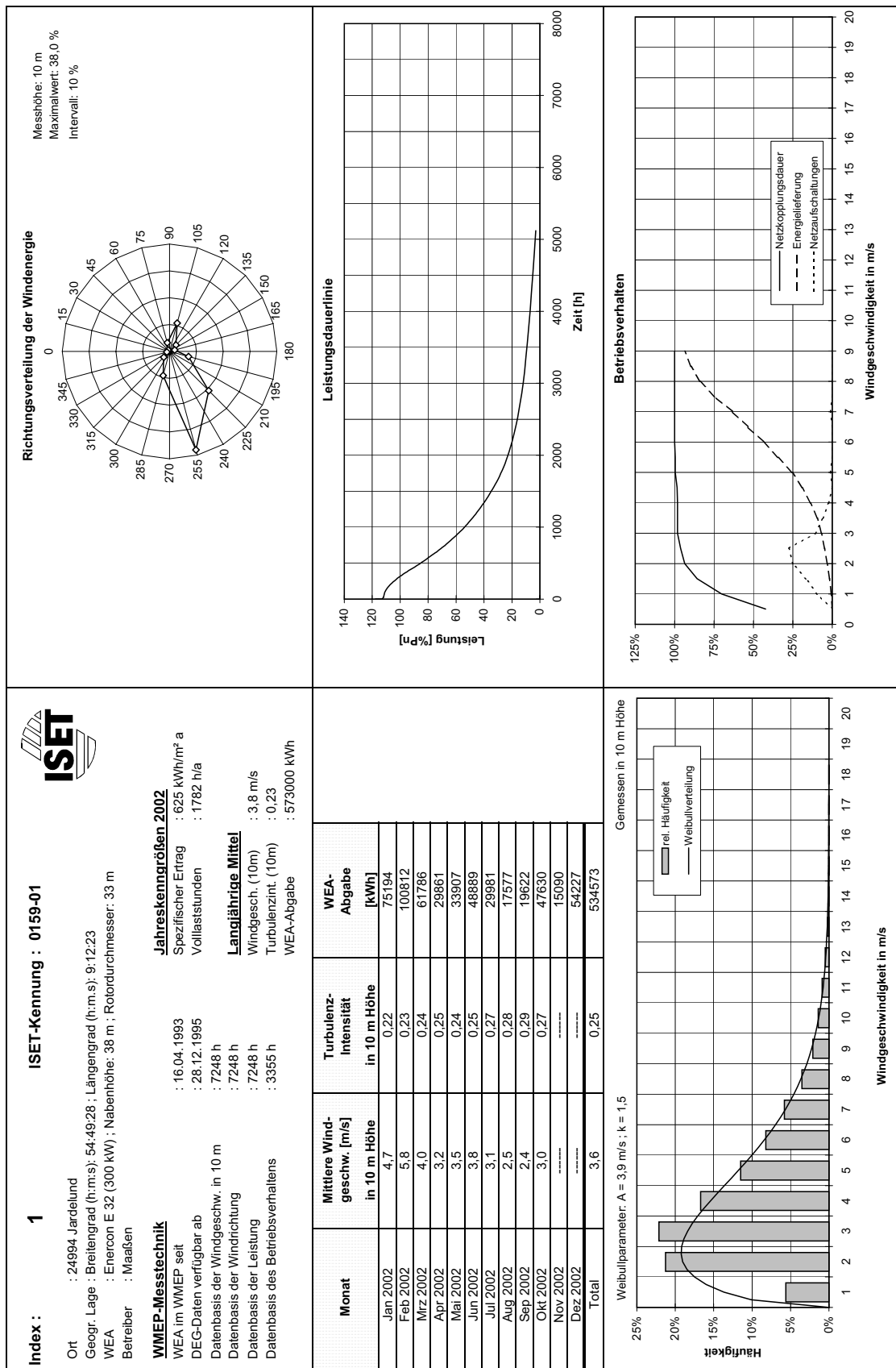
The diagram „grid connection time“ (solid line) gives the time in a five minute period, in which the plant was connected to the grid. E.g. if the value is 80% at a wind speed of 5 m/s the mean grid connection time of all measurements in this wind speed class totals 4 minutes.

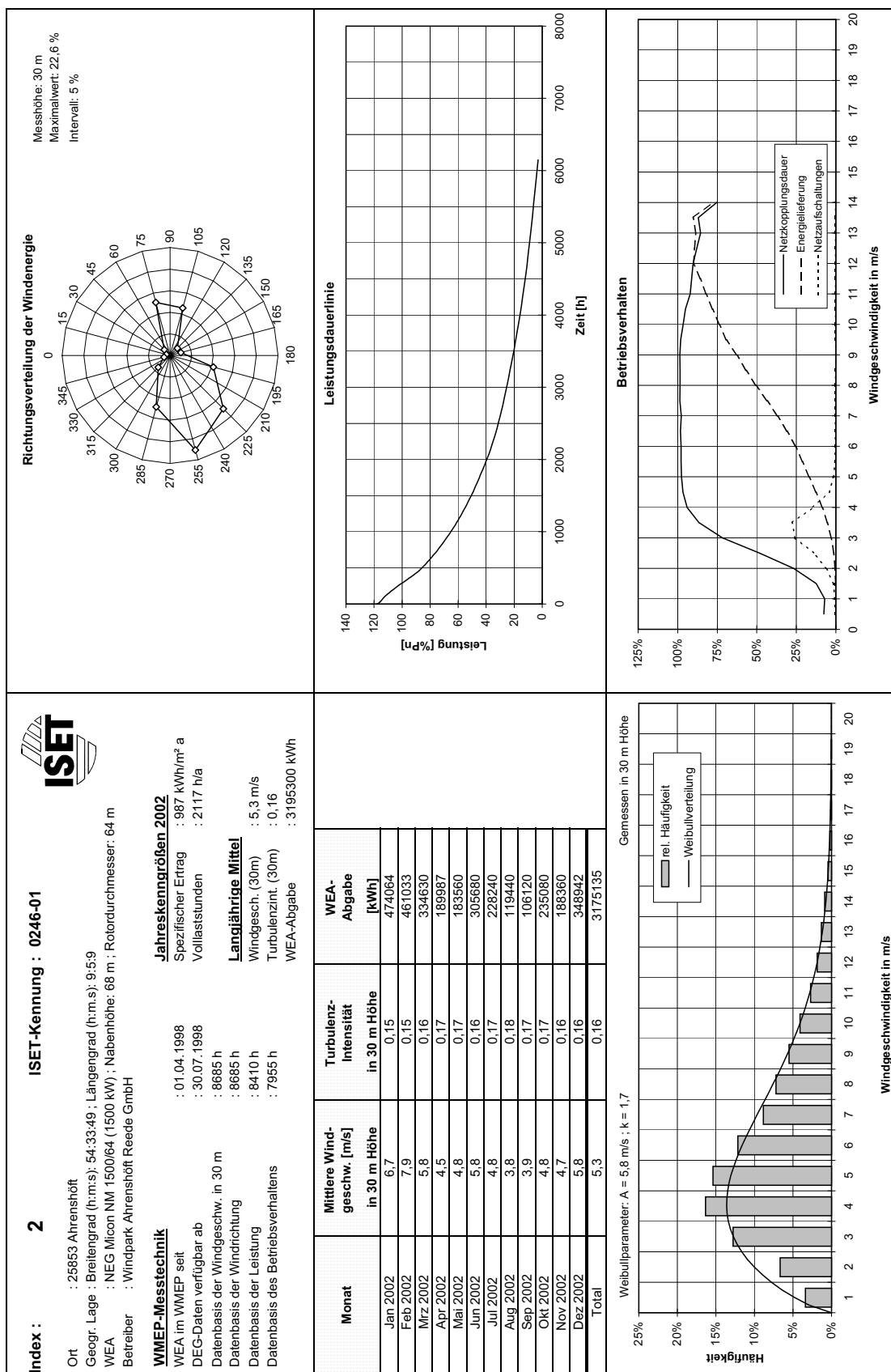
The diagram "mean energy output" (dotted line) gives the electric energy delivered in the time interval, in reference to the theoretical product from rated power and time (5 minutes). Example: If the value ENG equals 80% at a windspeed of 12m/s this shows that the mean energy delivery of a WT with 100 kW rated power totals 6.67 kWh in a 5 minute interval ($\rightarrow 0,8 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 6,67 \text{ kWh}$). If the value ENG equals 100% the mean energy delivery is 8.3 kWh in a 5 minute interval ($\rightarrow 1,0 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 8,33 \text{ kWh}$).

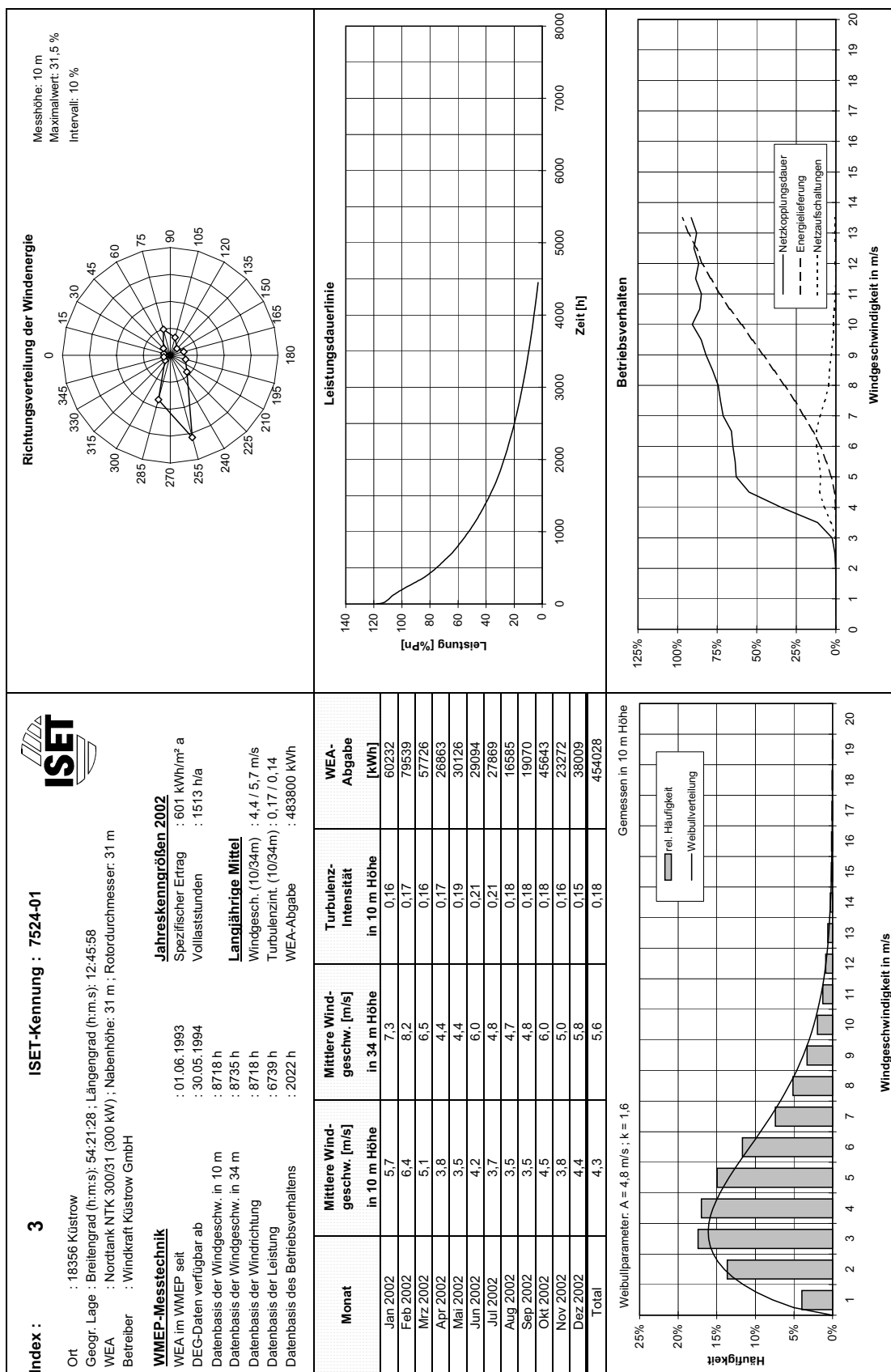
The curve "cut-in events" (dotted line) shows the relative number of switch actions in the respective wind speed class (frequency distribution). The maximum of this frequency distribution is usually at wind speed of about 3-4m/s (cut-in wind speed).

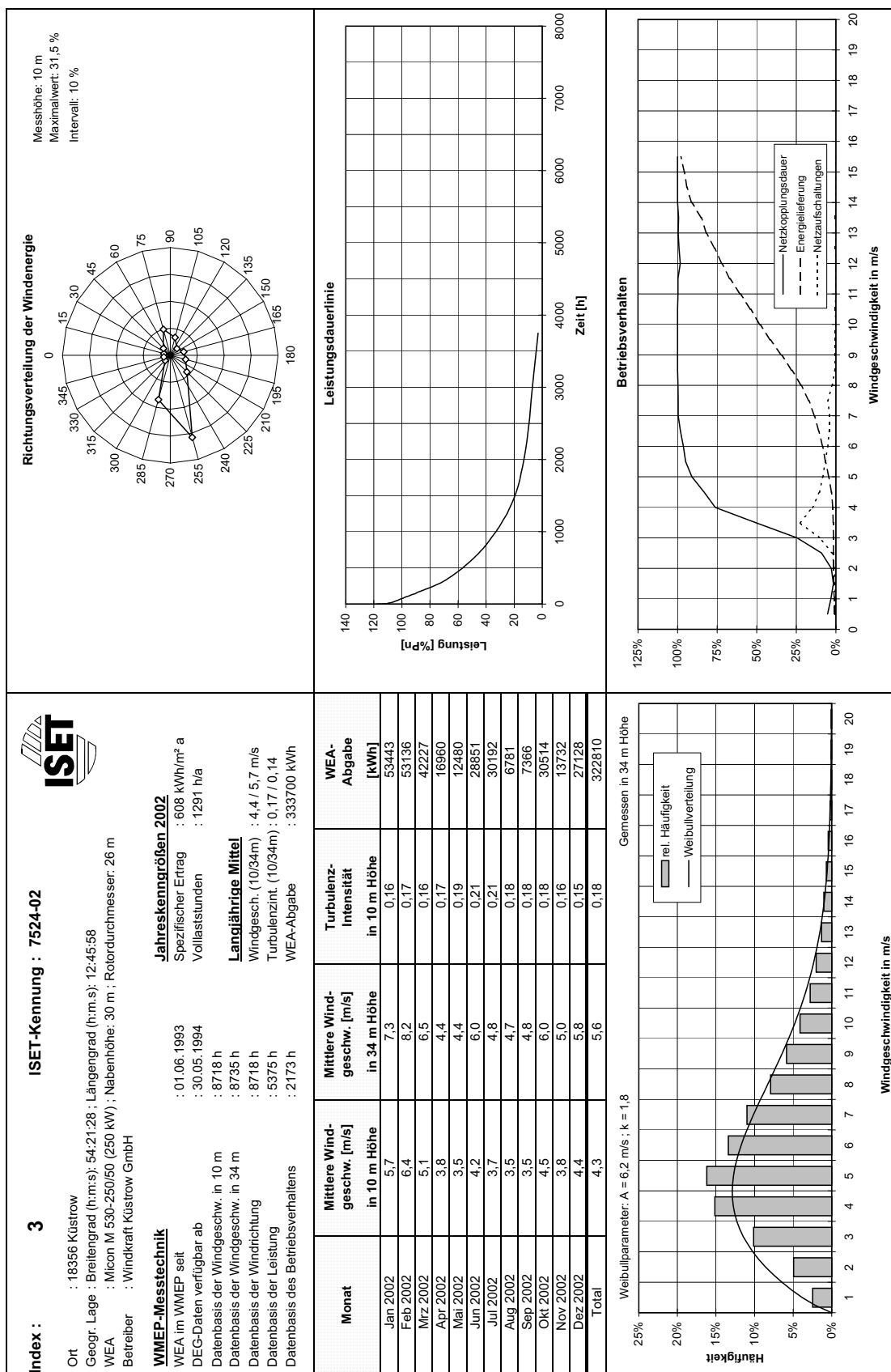
Legend (regarding to the following figures):

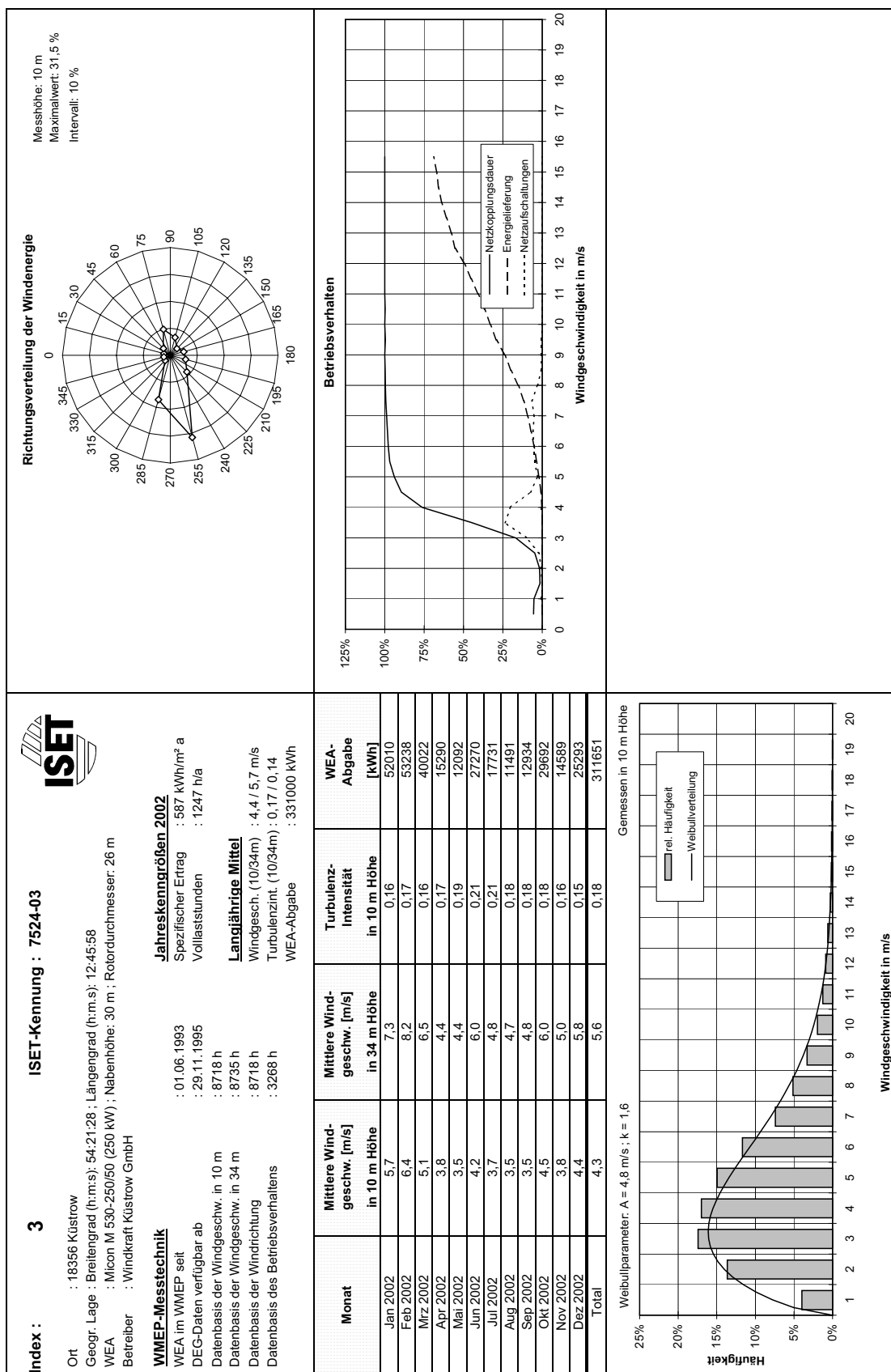
*)Month not completely documented

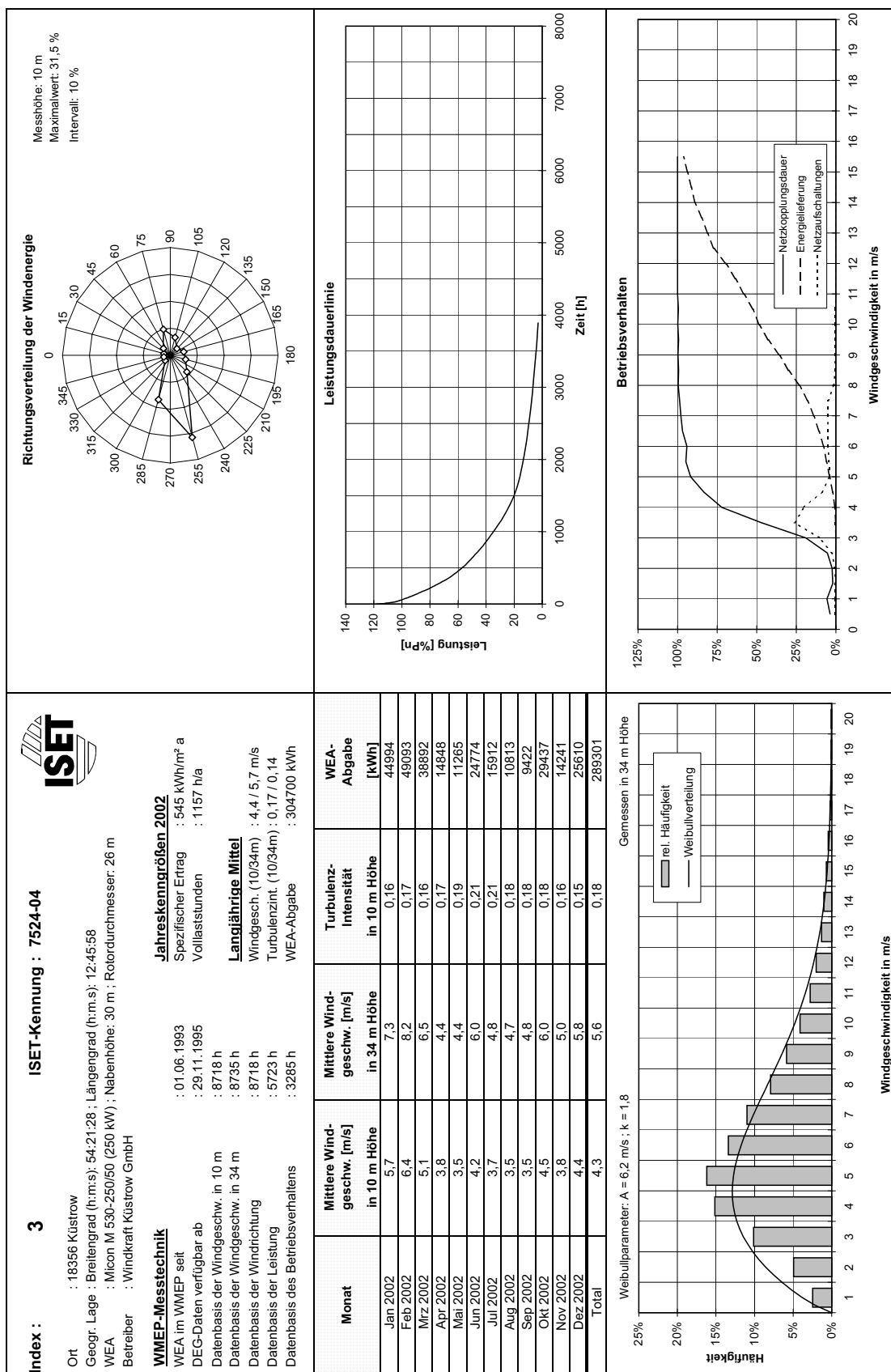


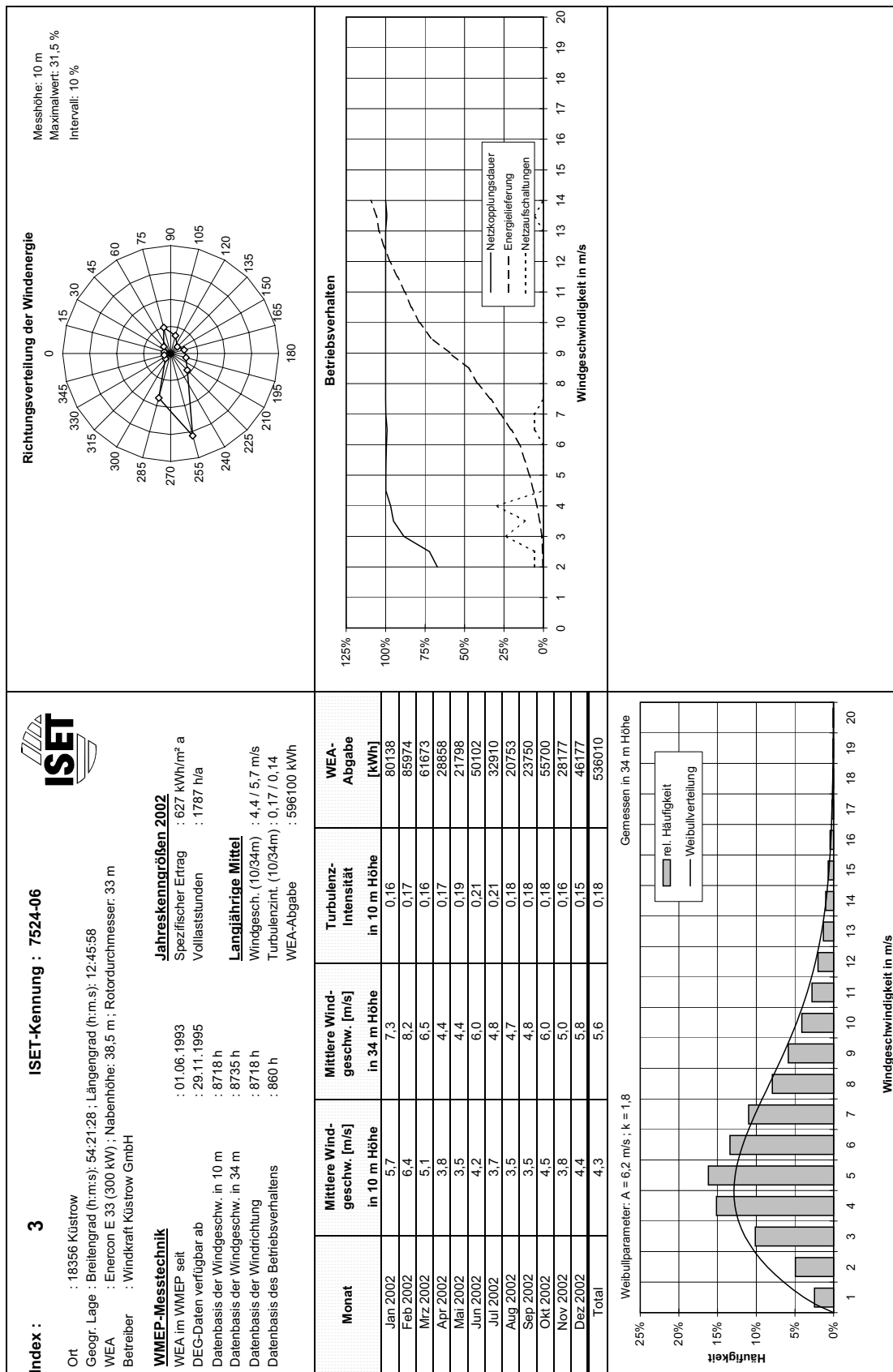


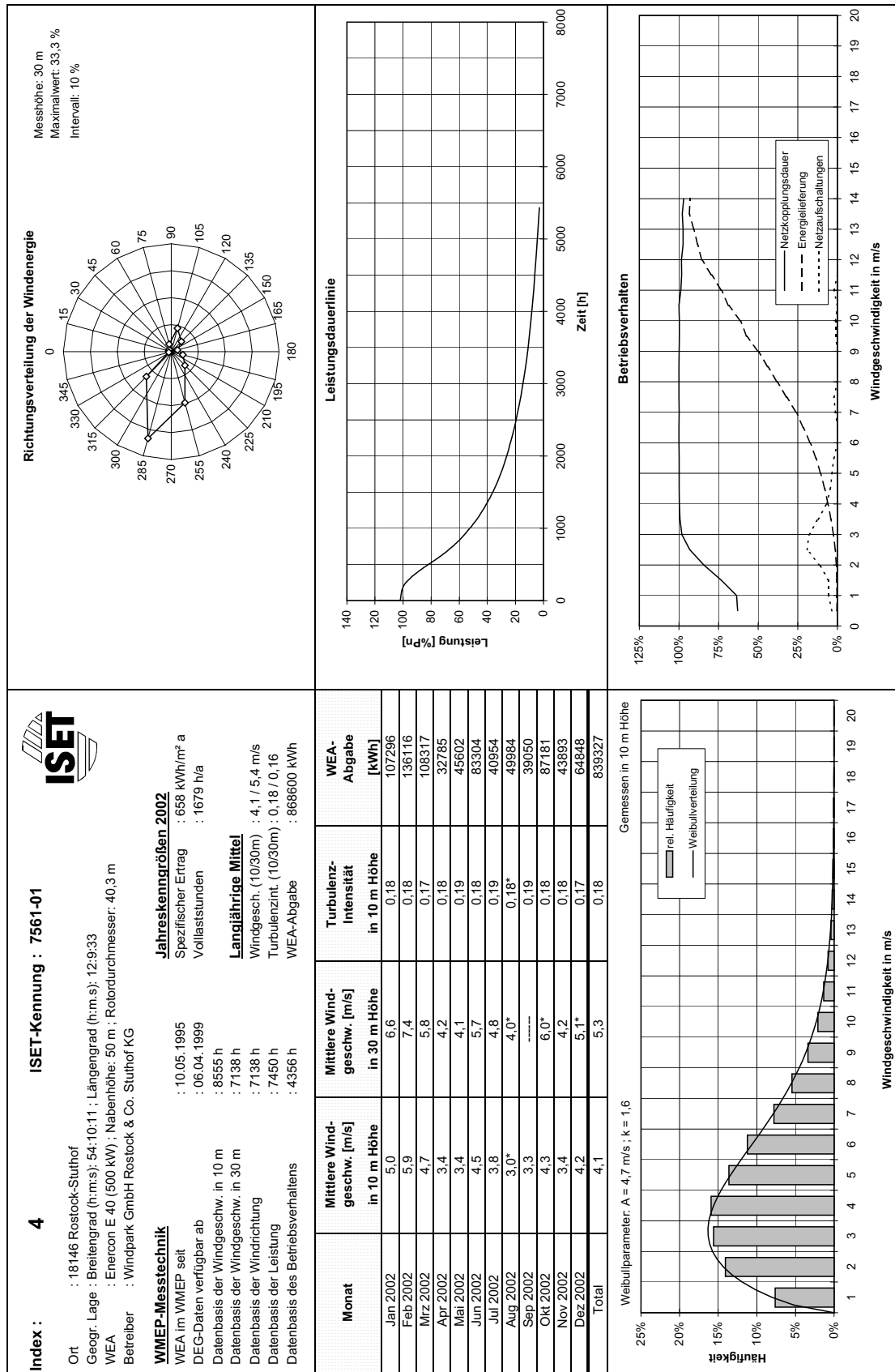


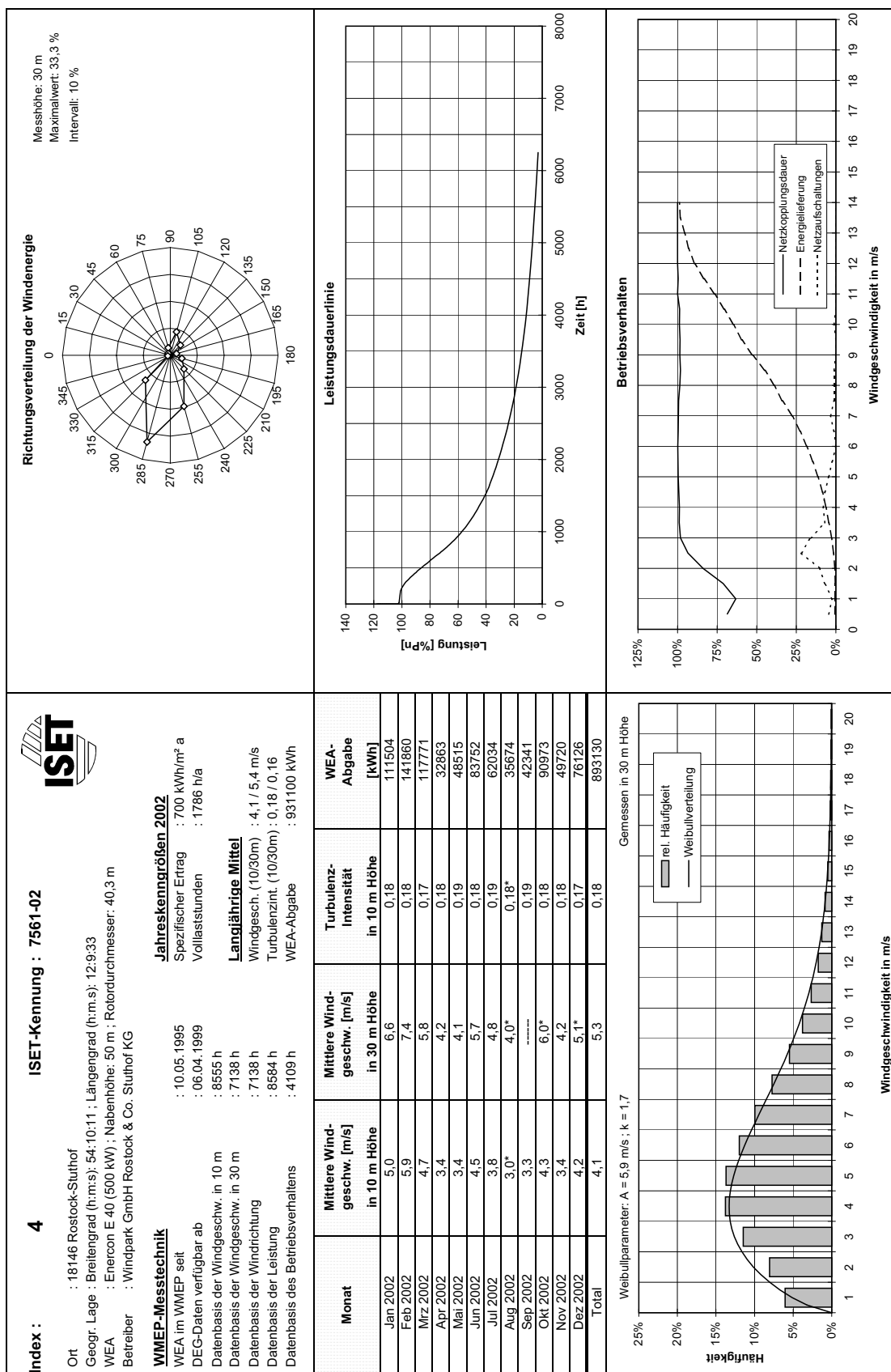


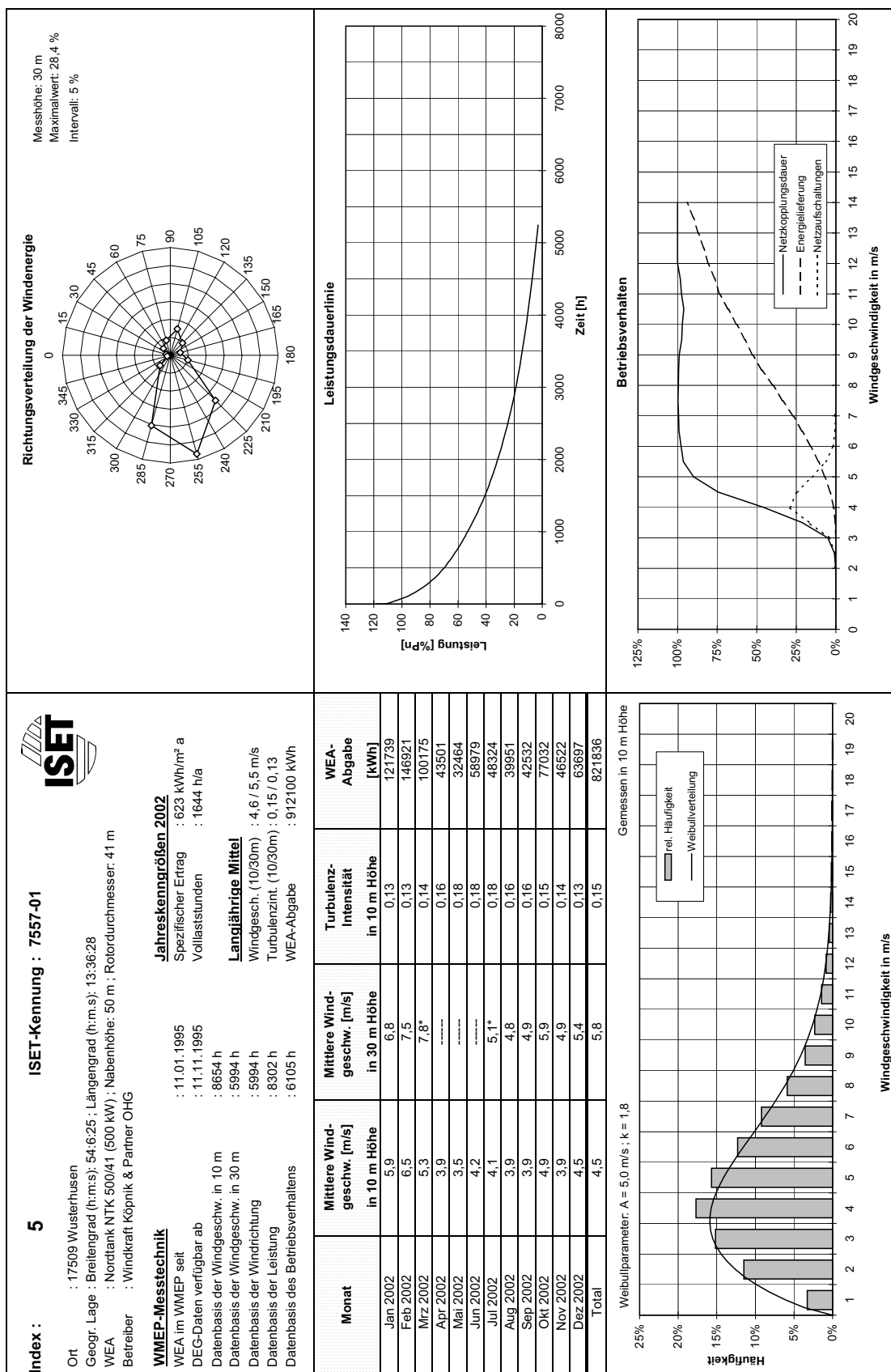


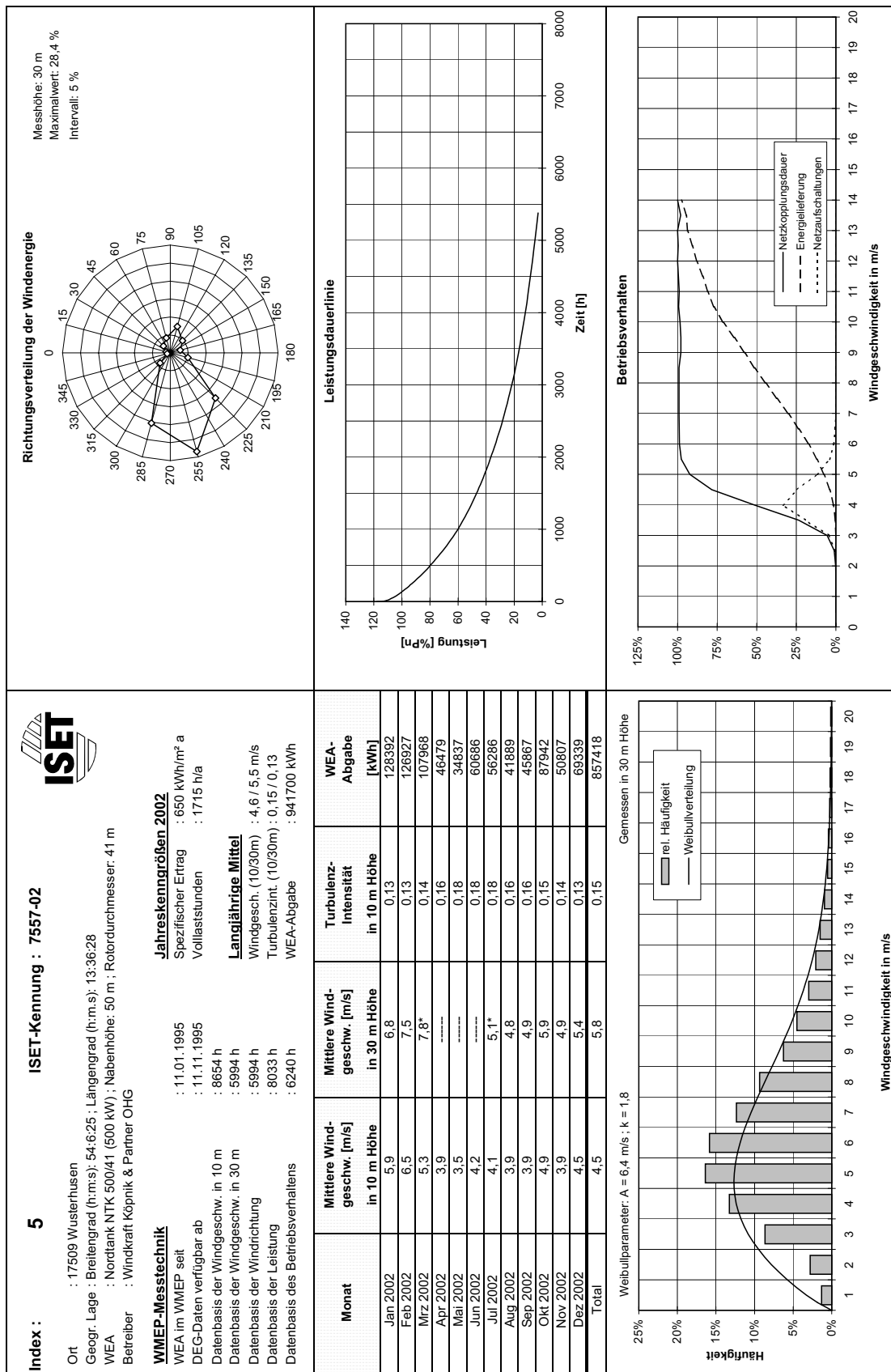


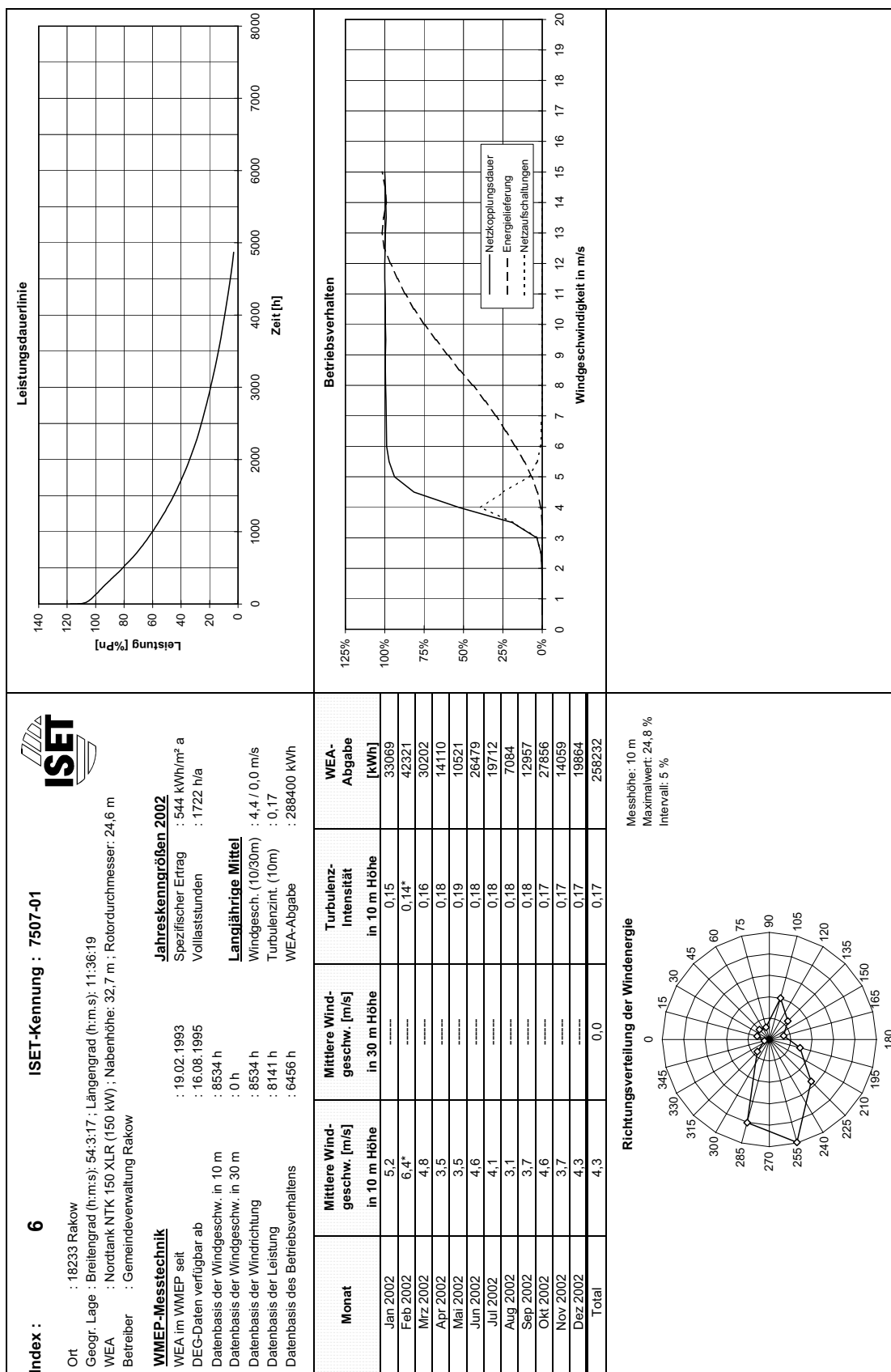












Index : 6

ISSET-Kennung : 7507-02

Ort : 18233 Rakow

Geogr. Lage : Breitengrad (h:m:s): 54:3:17 ; Längengrad (h:m.s.): 11:36:19

WEA : Nordtank NTK 150 XLR (150 kW) ; Nabenhöhe: 32,7 m ; Rotordurchmesser: 24,6 m

Betreiber : Gemeindeverwaltung Rakow

WMEP-Messtechnik

WMEP im WMEP seit DEG-Daten verfügbar ab Datenbasis der Windgeschw. in 10 m Datenbasis der Windrichtung Datenbasis des Betriebsverhaltens

Jahreskenngrößen 2002
Spezifischer Ertrag : 518 kWh/m² a
Volllaststunden : 1641 h/a

Langjährige Mittel
Windgesch. (10m) : 4,4 m/s
Turbulenzint. (10m) : 0,17
WEA-Abgabe : 284200 kWh

Leistungsdauerlinie

Zeit [h]

Leistung [%Pn]

Betriebsverhalten

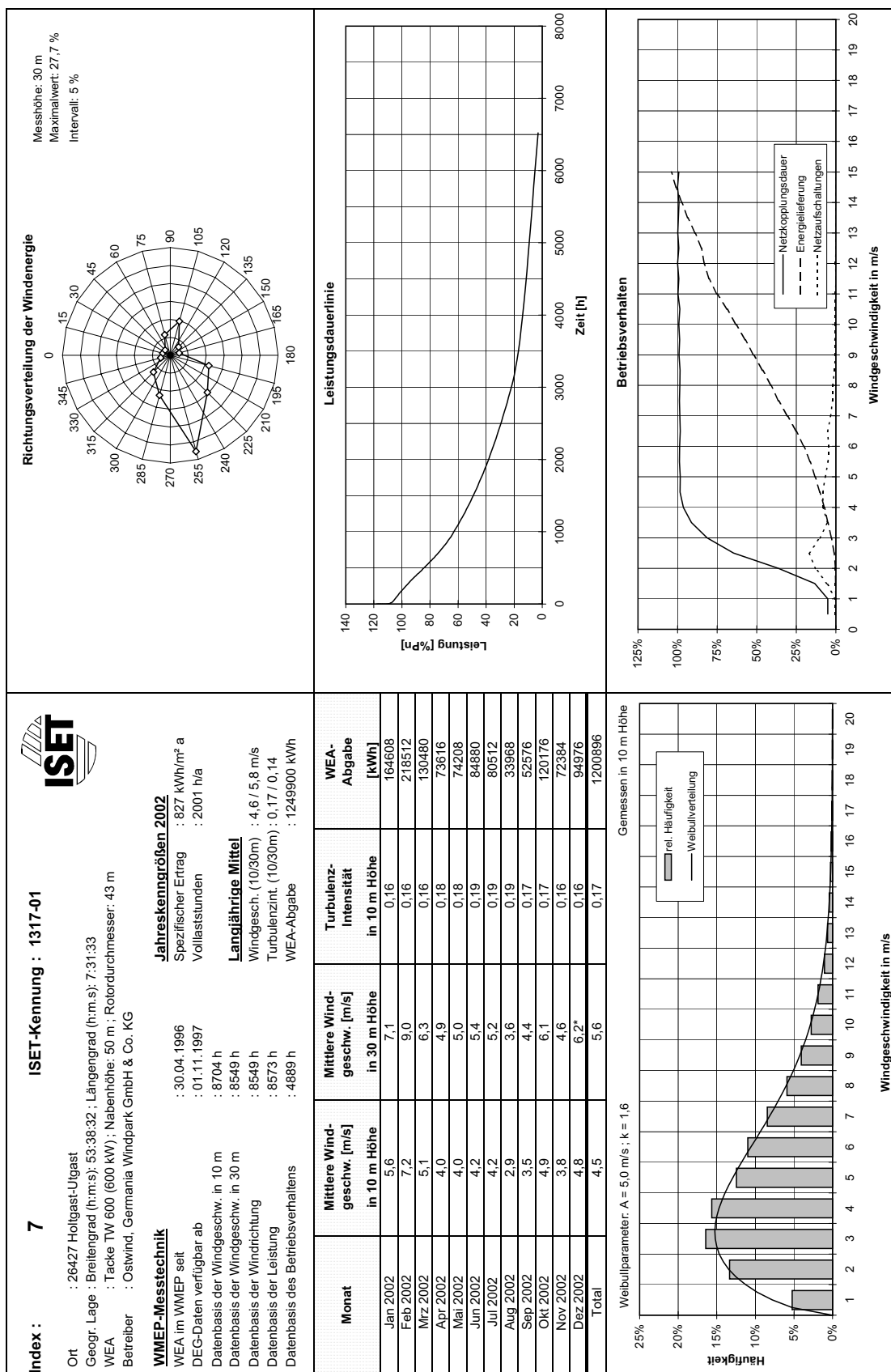
Windgeschwindigkeit in m/s

Netzkopplungsdauer
Energielieferung
Netzausschaltungen

Richtungsverteilung der Windenergie

Messhöhe: 10 m
Maximalwert: 24,8 %
Intervall: 5 %

0 15 30 45 60 75 90 105 120 135 150 165 180 210 225 240 255 270 285 300 315 330 345



ISET

