

# **Windenergie**

**update**

**05.03.10**

# Bisherige Themen

Historie der Windenergienutzung

Aufbau von Windenergieanlagen

Exkurs: Getriebe

Klassifizierung von Anlagen

Windverhältnisse – Turbulenzen – Betzsches

Gesetz - Strömungen

Ertragsberechnungen / Windparkplanung

Statistiken: Deutschland/ Europa / weltweit

Amortisation

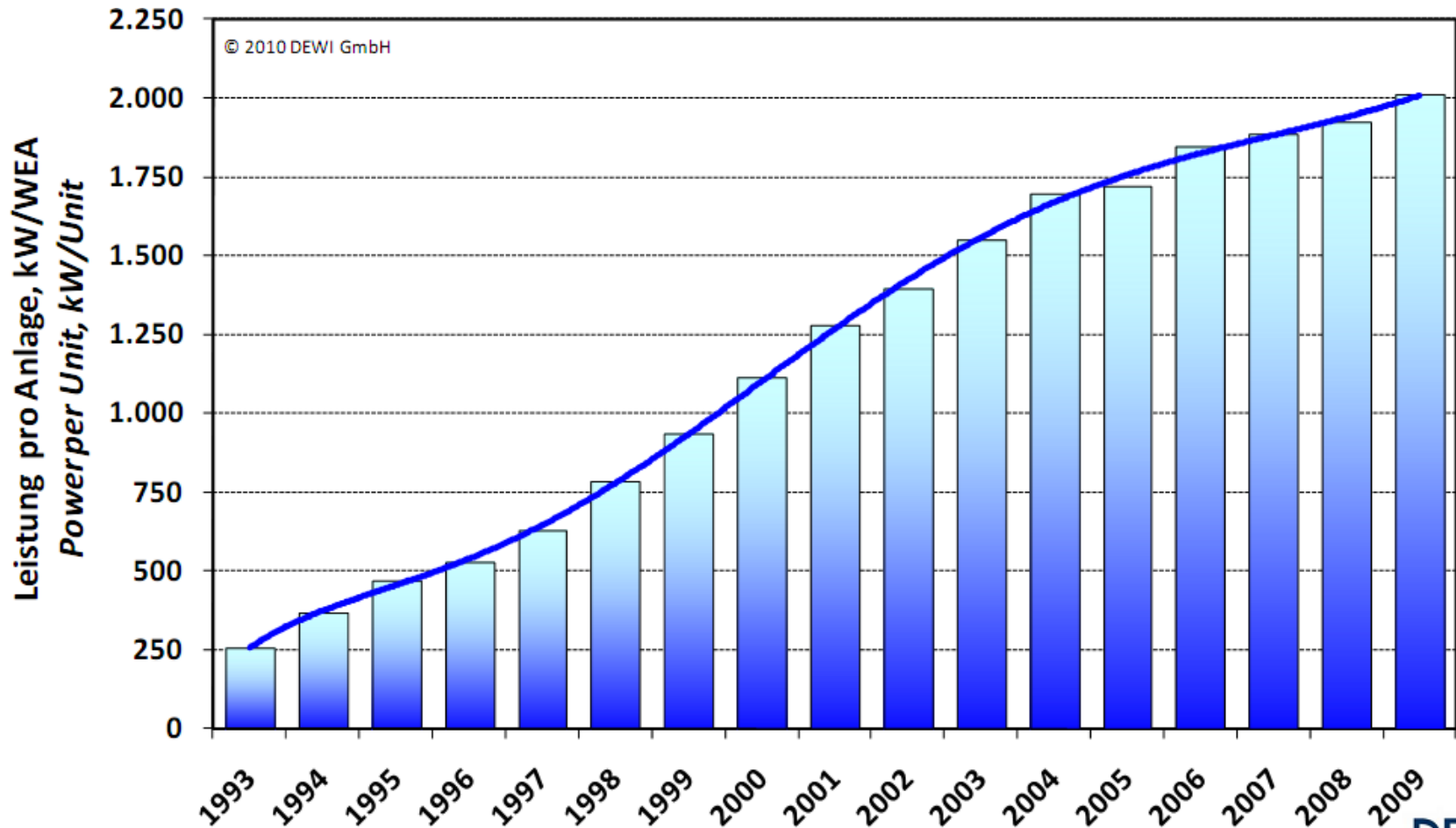
Ökonomie

Anhang Erneuerbare Energien

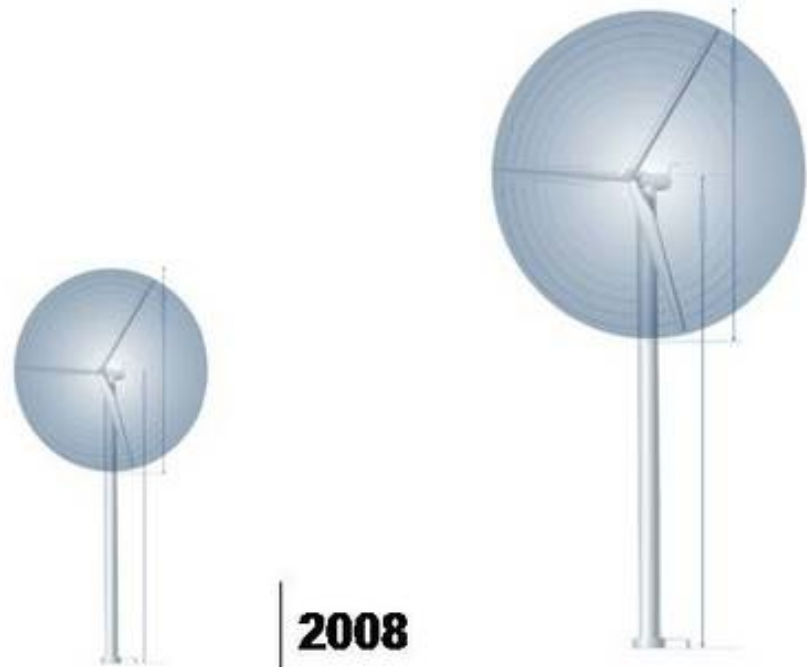
# Heutige Themen

Leistungsentwicklung der Windenergieanlagen  
Standorte der Windparks in Deutschland  
Verteilung Bundesländer / BaWü  
Anlagenhersteller – Marktanteile  
Europa und Global: Installierte Leistung  
Offshore – Wirtschaftszonen  
Offshore – Windparks - Netzanschluss  
Offshore – Gründungsarten  
Nebenfeld Windenergie

# Durchschnittlich installierte Leistung / WEA



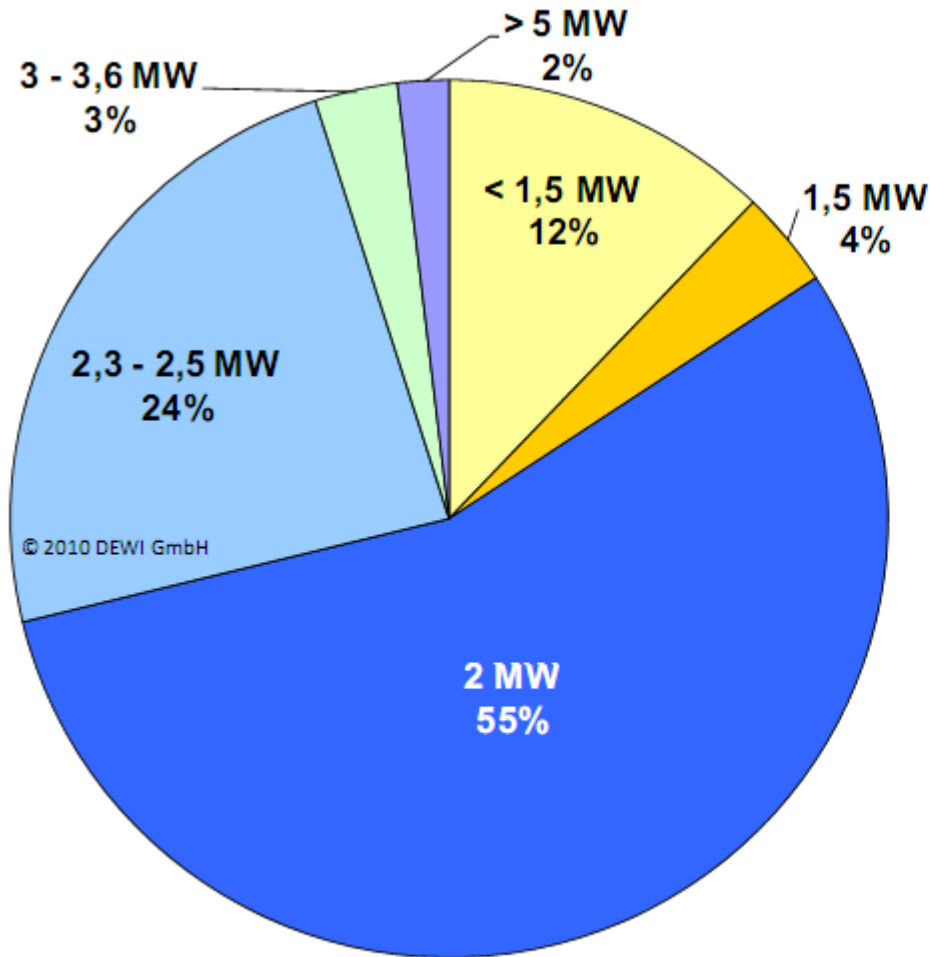
# Entwicklung der Anlagentechnik



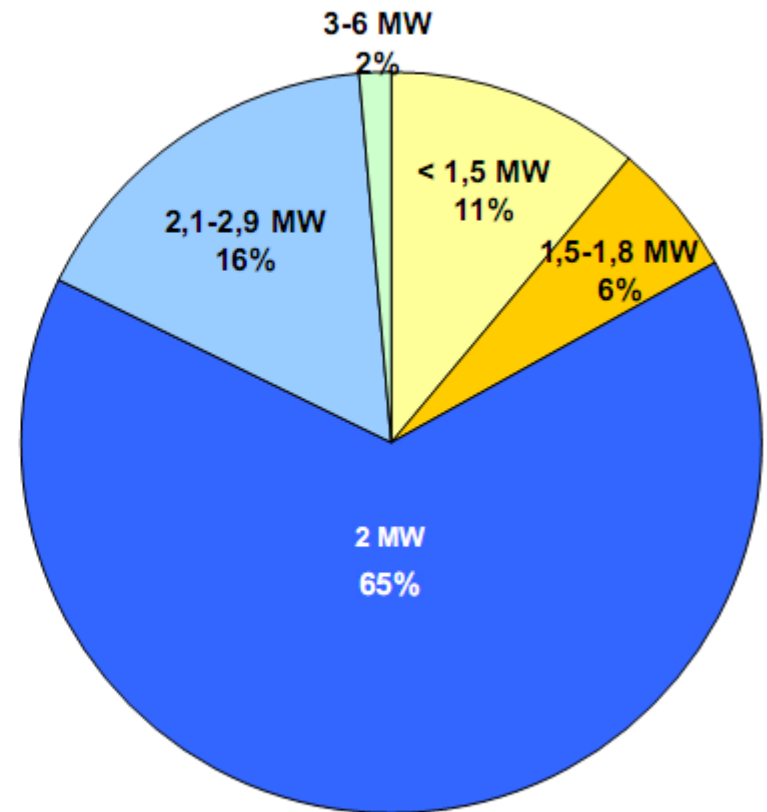
Marktübliche Windenergieanlagen:

	<b>1995</b>	<b>2008</b>
<b>Nennleistung</b>	500 kW	2.000 kW
<b>Rotordurchmesser</b>	40 m	80 m
<b>Nabenhöhe</b>	50 m	100 m
<b>Ertrag</b>	1,0 Mio. kWh/a	6,0 Mio. kWh/a
<b>Volllaststunden</b>	2.000 h/a	3.000 h/a

# Neu errichtete Maschinen – D - WEA Klassen



Basis: 952 neu  
errichtete WEA in 2009



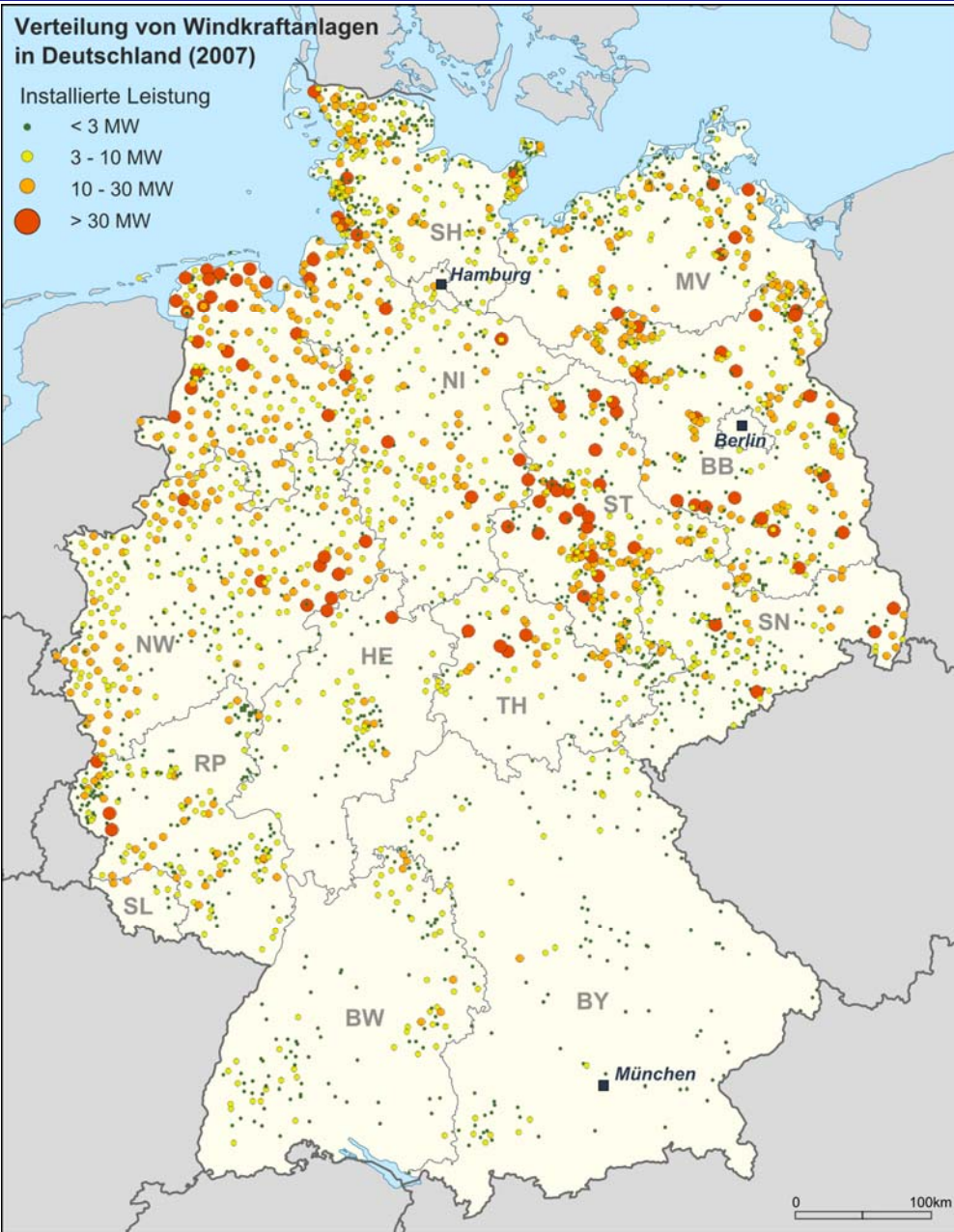
Basis: 866 neu  
errichtete WEA in 2008

# Standorte und Wind

## Verteilung von Windkraftanlagen in Deutschland (2007)

### Installierte Leistung

- < 3 MW
- 3 - 10 MW
- 10 - 30 MW
- > 30 MW



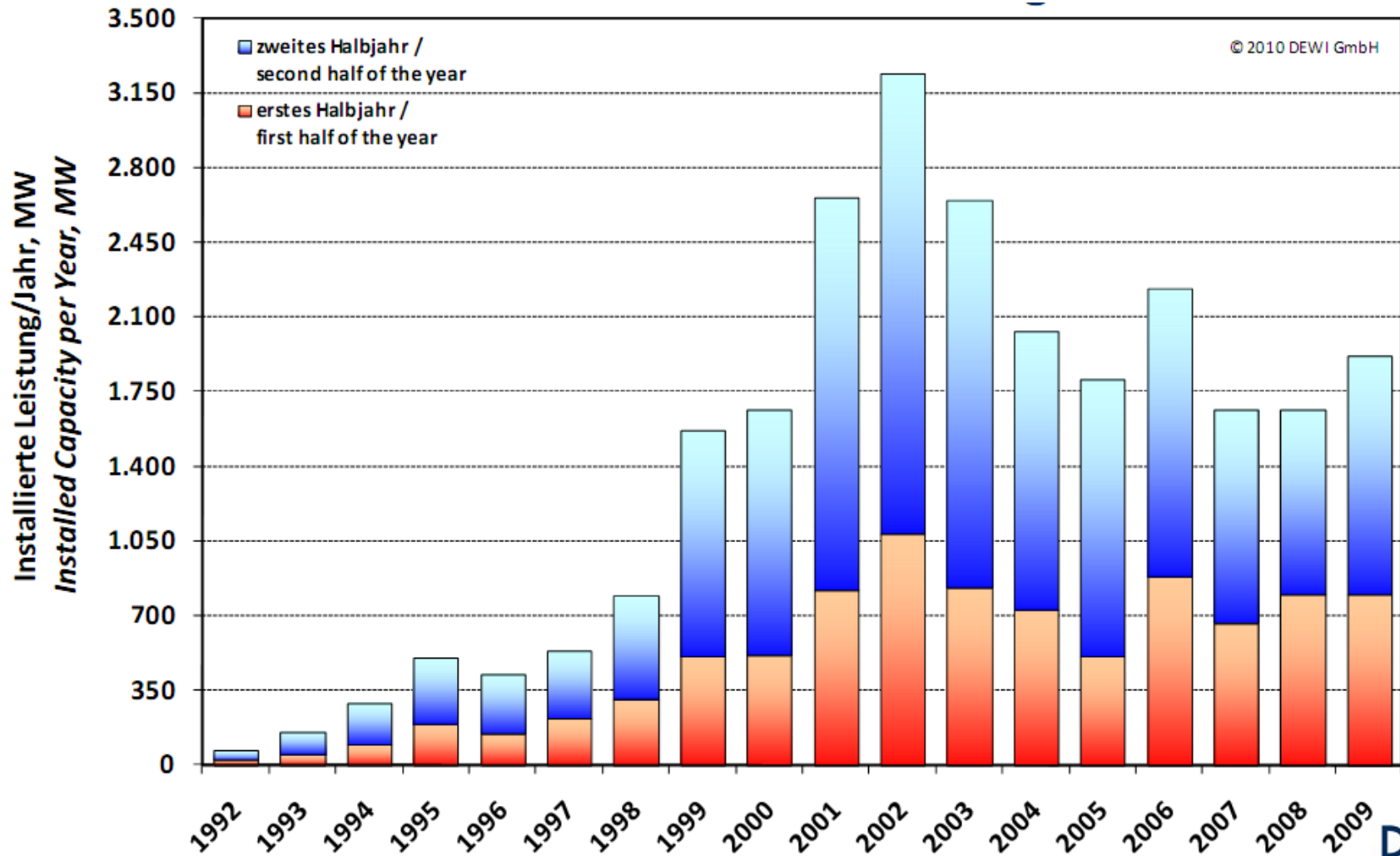
## Deutschland gesamt

Windgeschwindigkeiten  
in 120 Meter Höhe

- 0,0 – 3,0 m/s
- 3,0 – 4,5 m/s
- 4,5 – 5,5 m/s
- 5,5 – 6,0 m/s
- 6,0 – 7,0 m/s
- 7,0 – 8,0 m/s
- mehr als 8,0 m/s

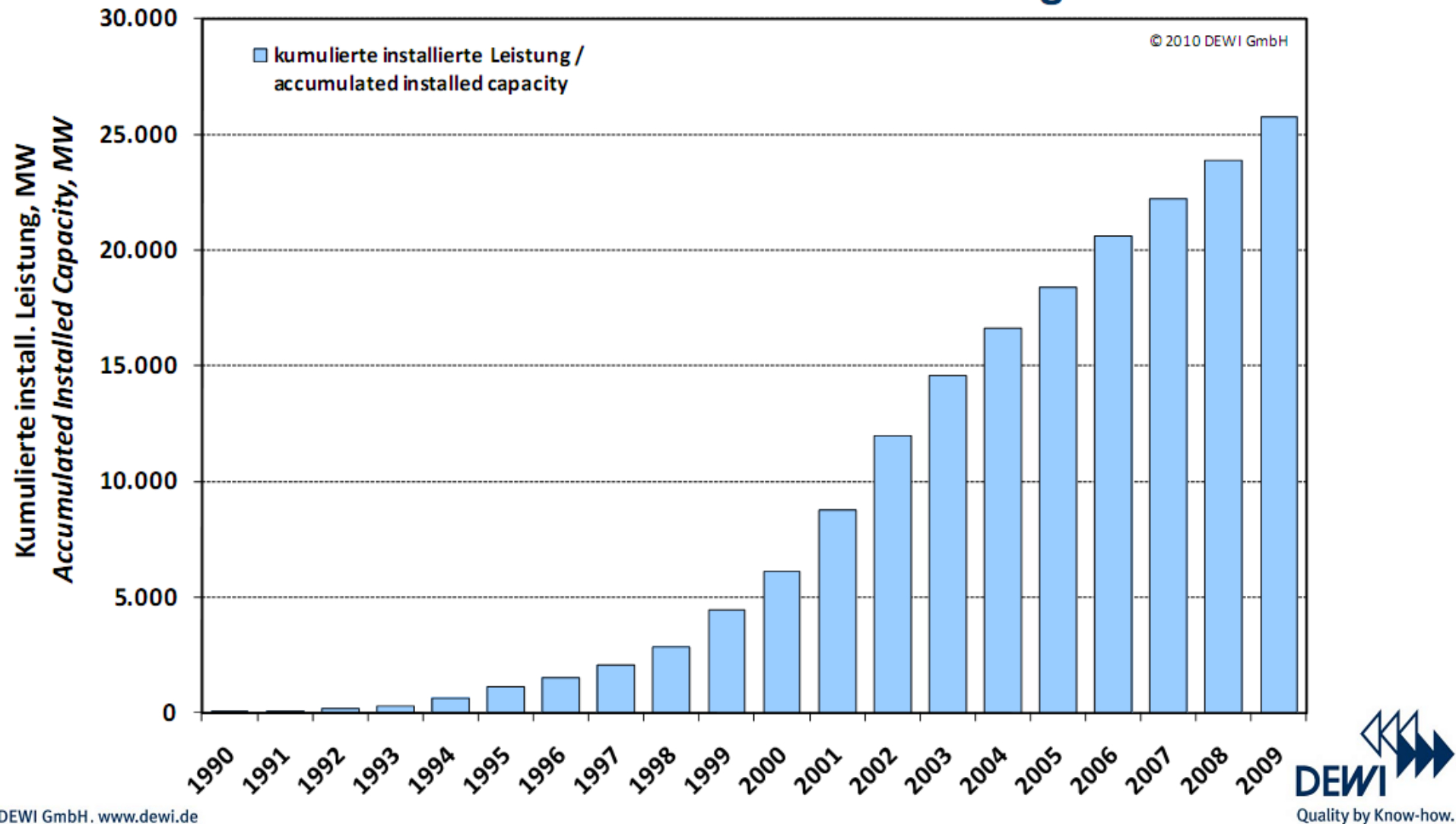


# Windenergie – D - neu installierte Leistung

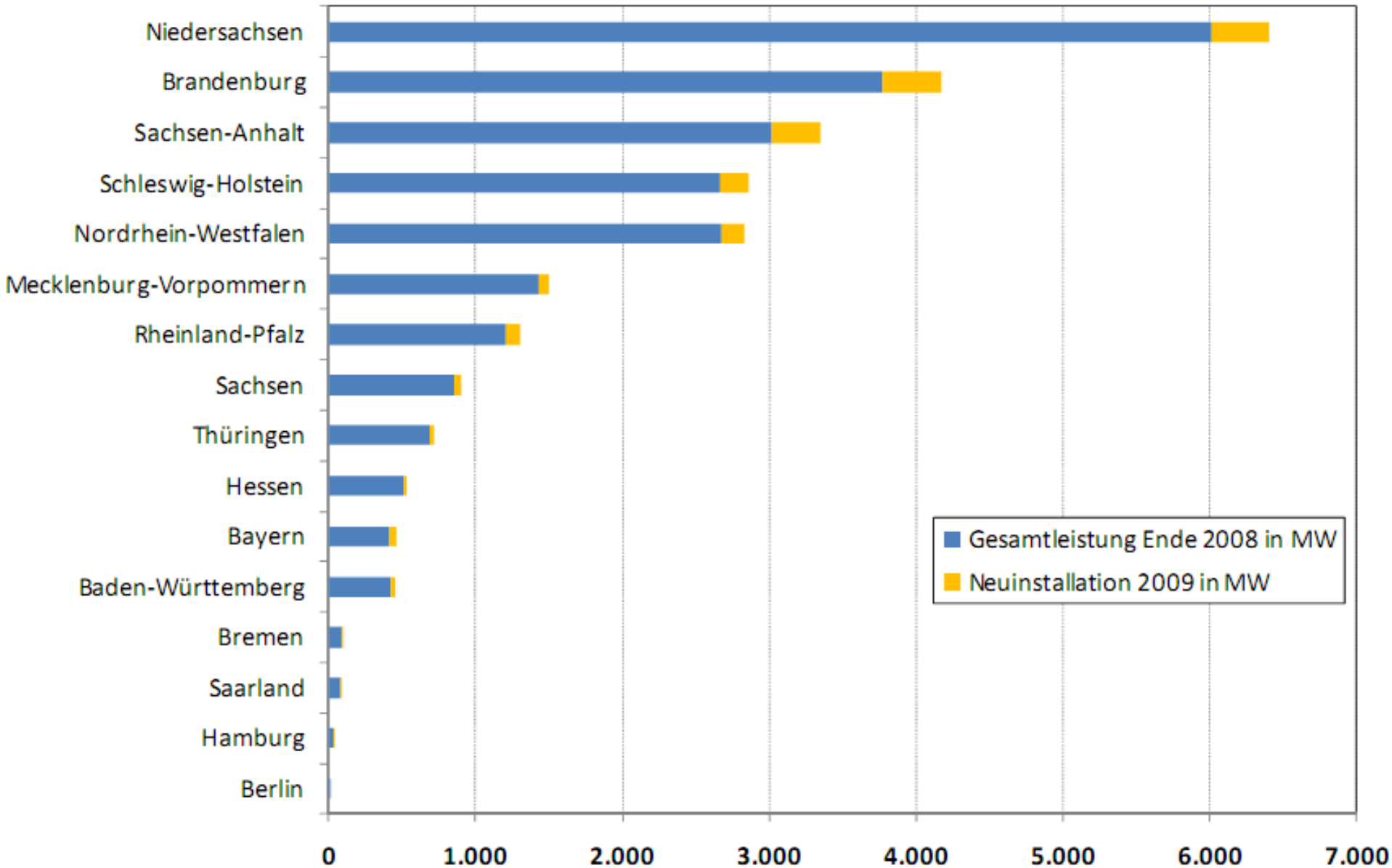




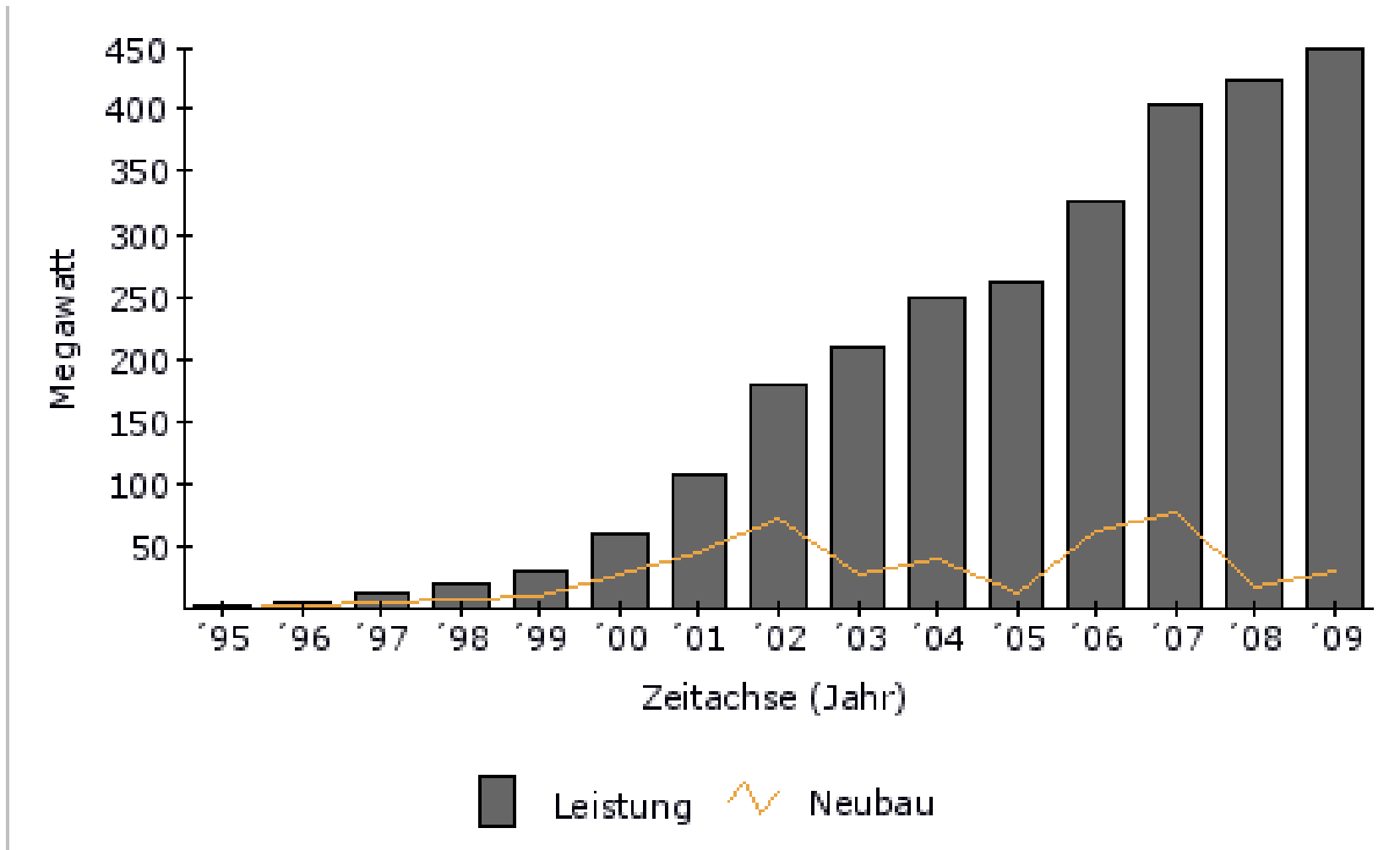
# Deutschland - Kumulierte Installierte Leistung



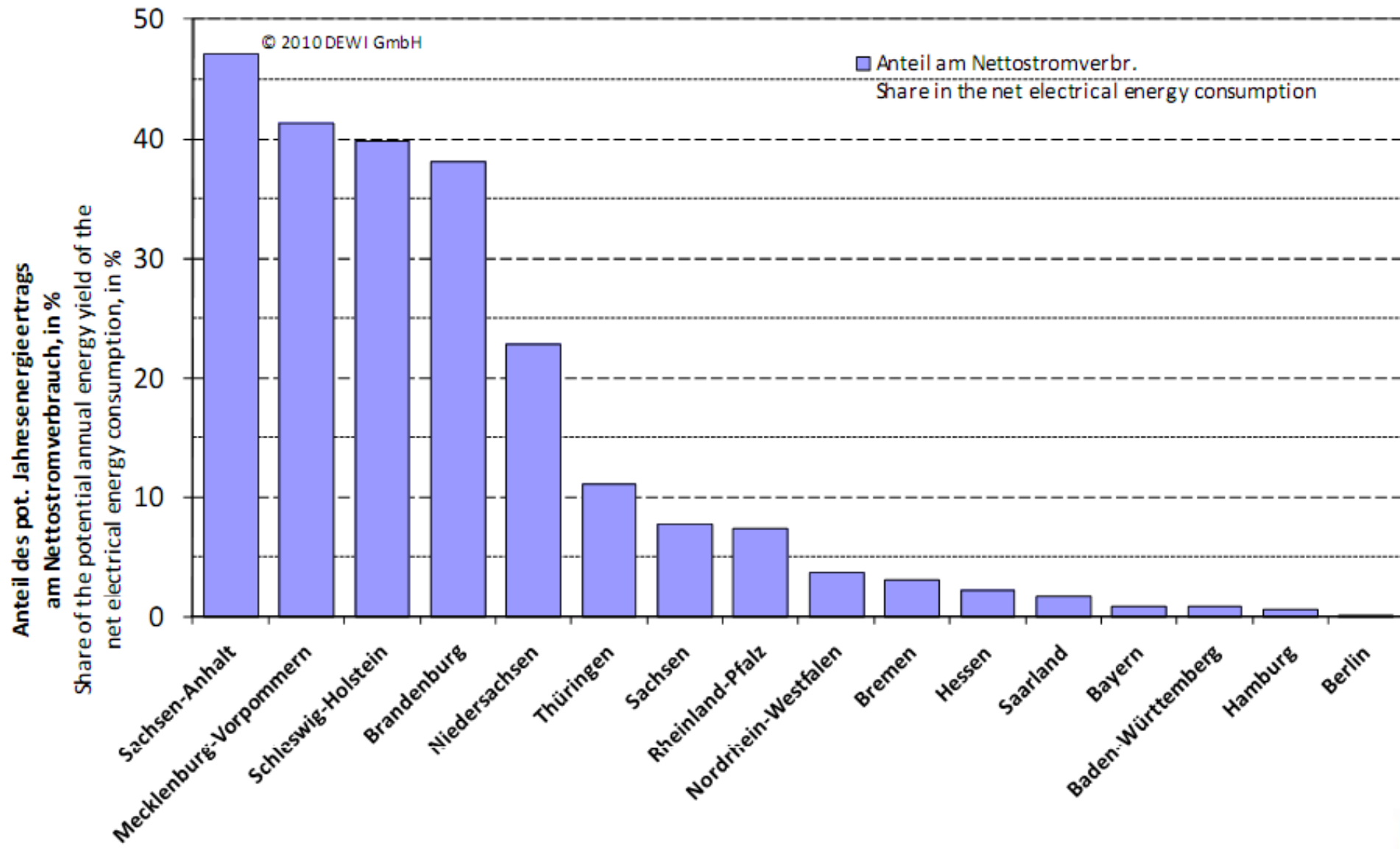
# Bundesländer – inst. Leistung



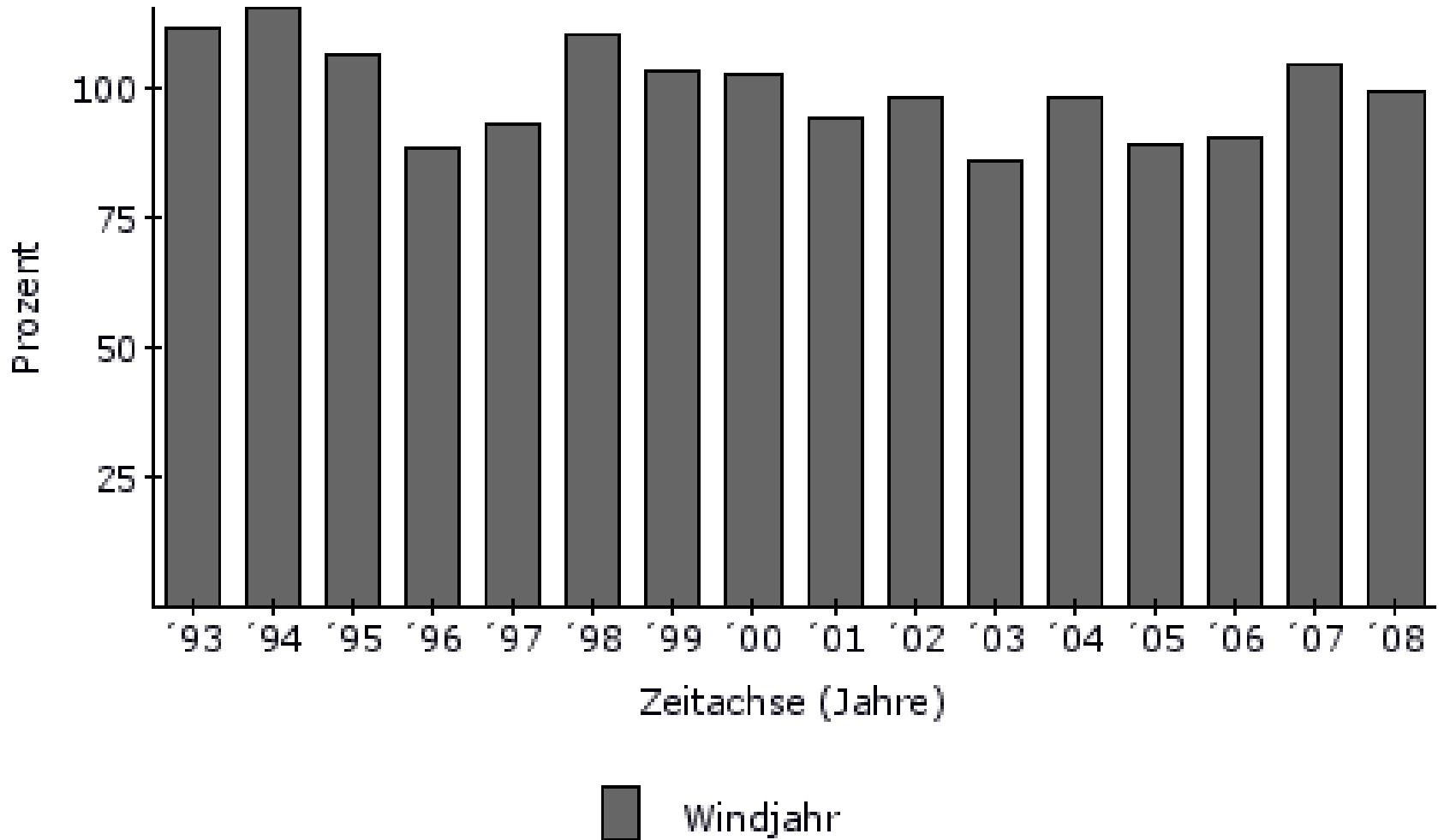
# Windenergie in Baden Württemberg



# Anteil der Windenergie am el. Energie“verbrauch“



# Windjahr zum langjährigen Mittel

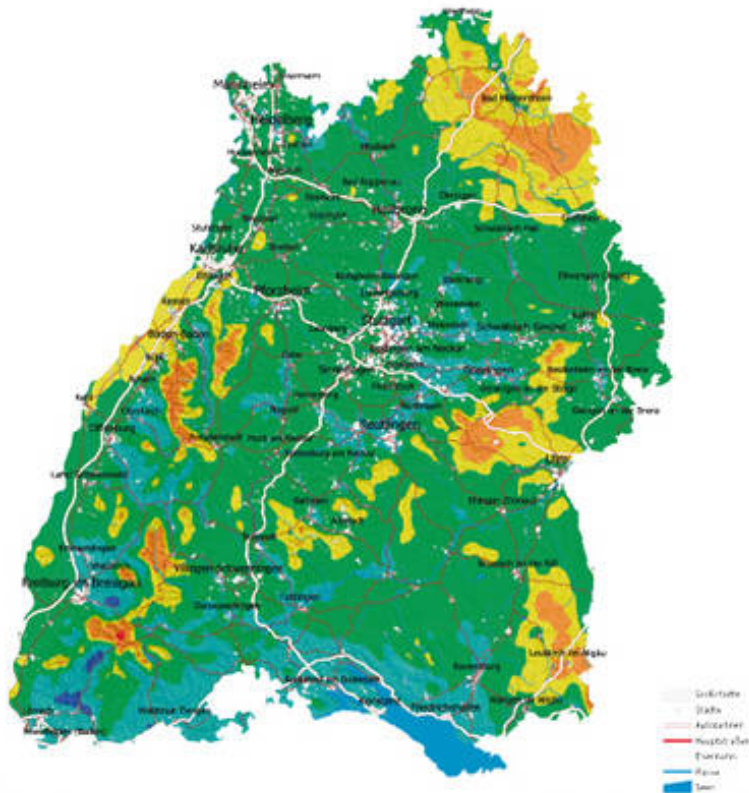
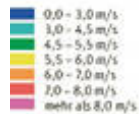


# Verhältnisse in Baden-Württemberg

Baden-Württemberg



Windgeschwindigkeiten  
in 120 Meter Höhe



Brandenkopf (Schwarzwald, 945m): E58 – 1MW - 2300 Volllaststunden.

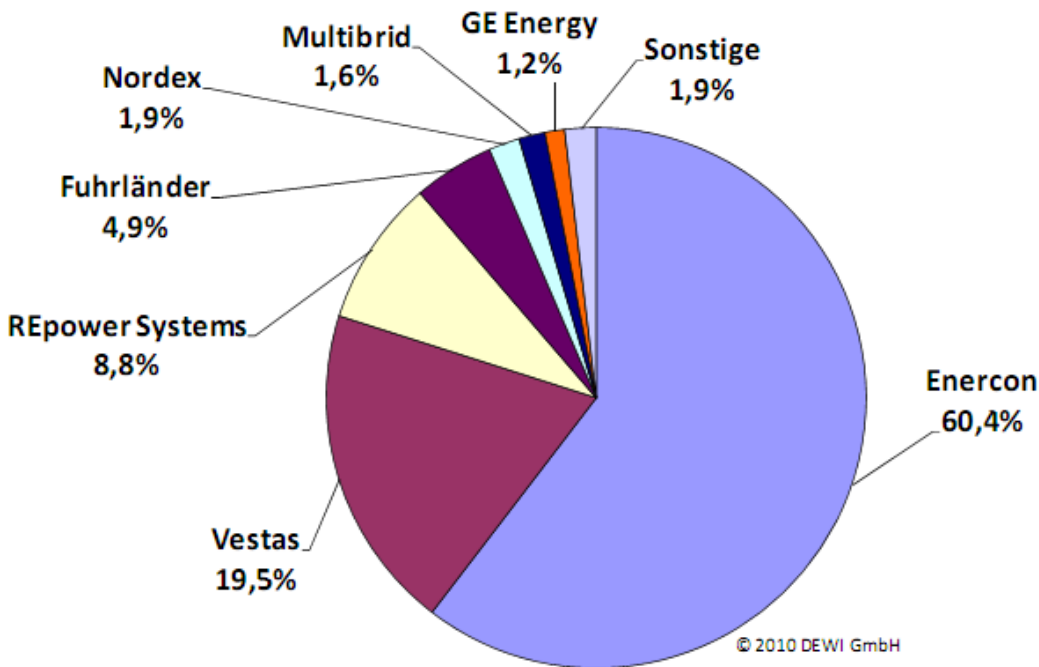
Elzach: E66 mit 2000 Volllaststunden

Karlsruhe: FL-MD77 - seit Mai 2002 in Betrieb:  
Erwirtschaftet: 17.600.000 kWh bei € 0.09 = 1.587.000 €

Gesamtkosten: 1,964 M€

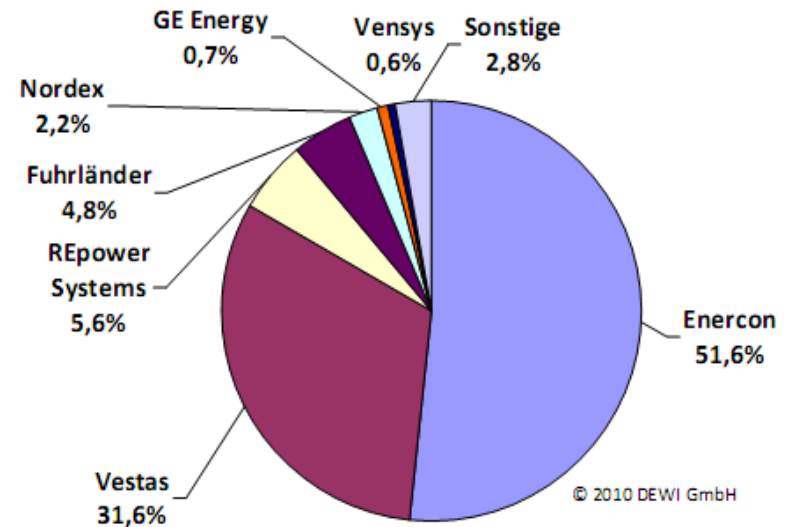
Fazit: auch in BaWü ist wirtschaftliche Windenergienutzung möglich

# WEA Hersteller an neu inst. Leistung



**2009**

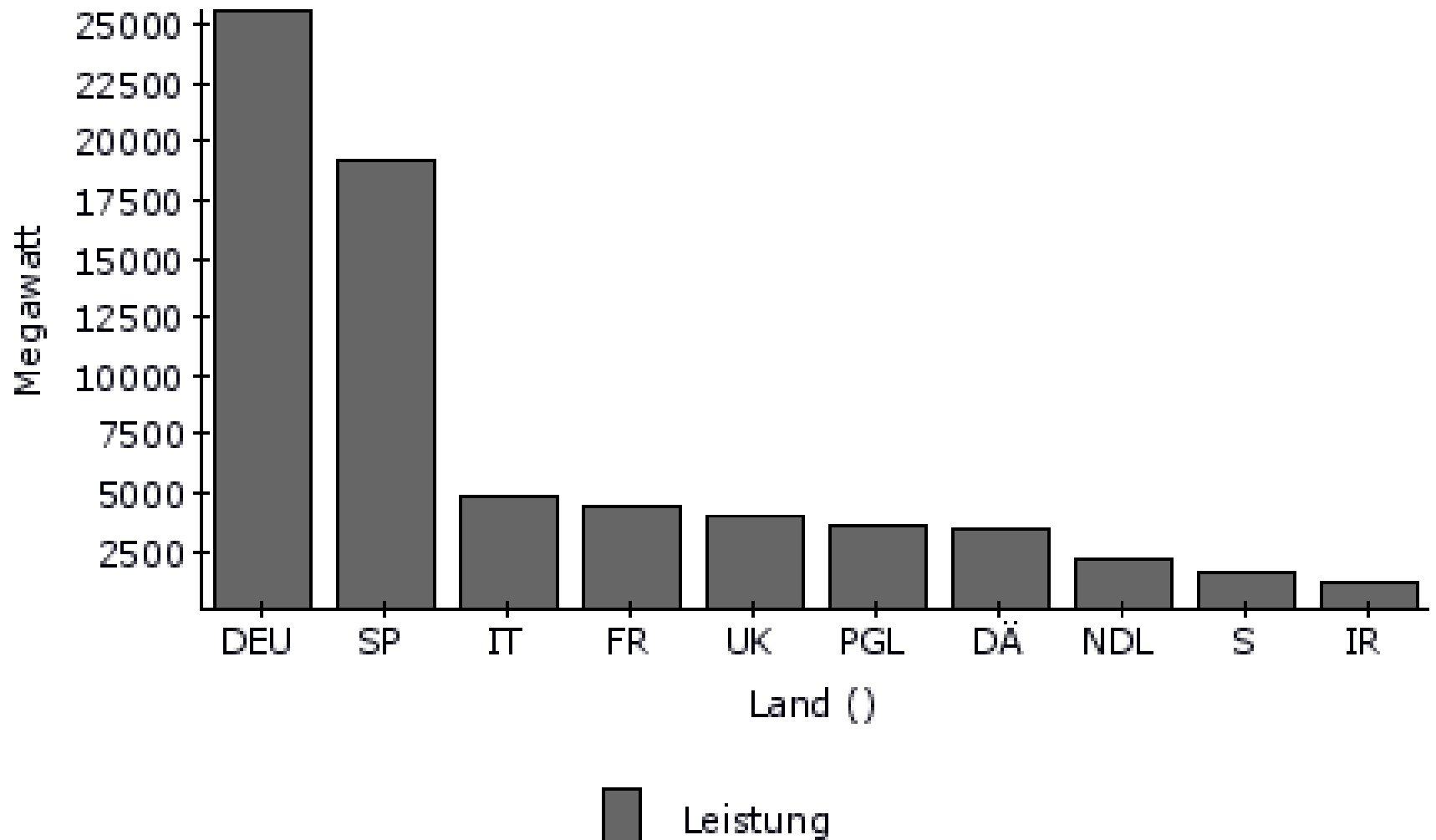
Basis 1.917 MW



**2008**

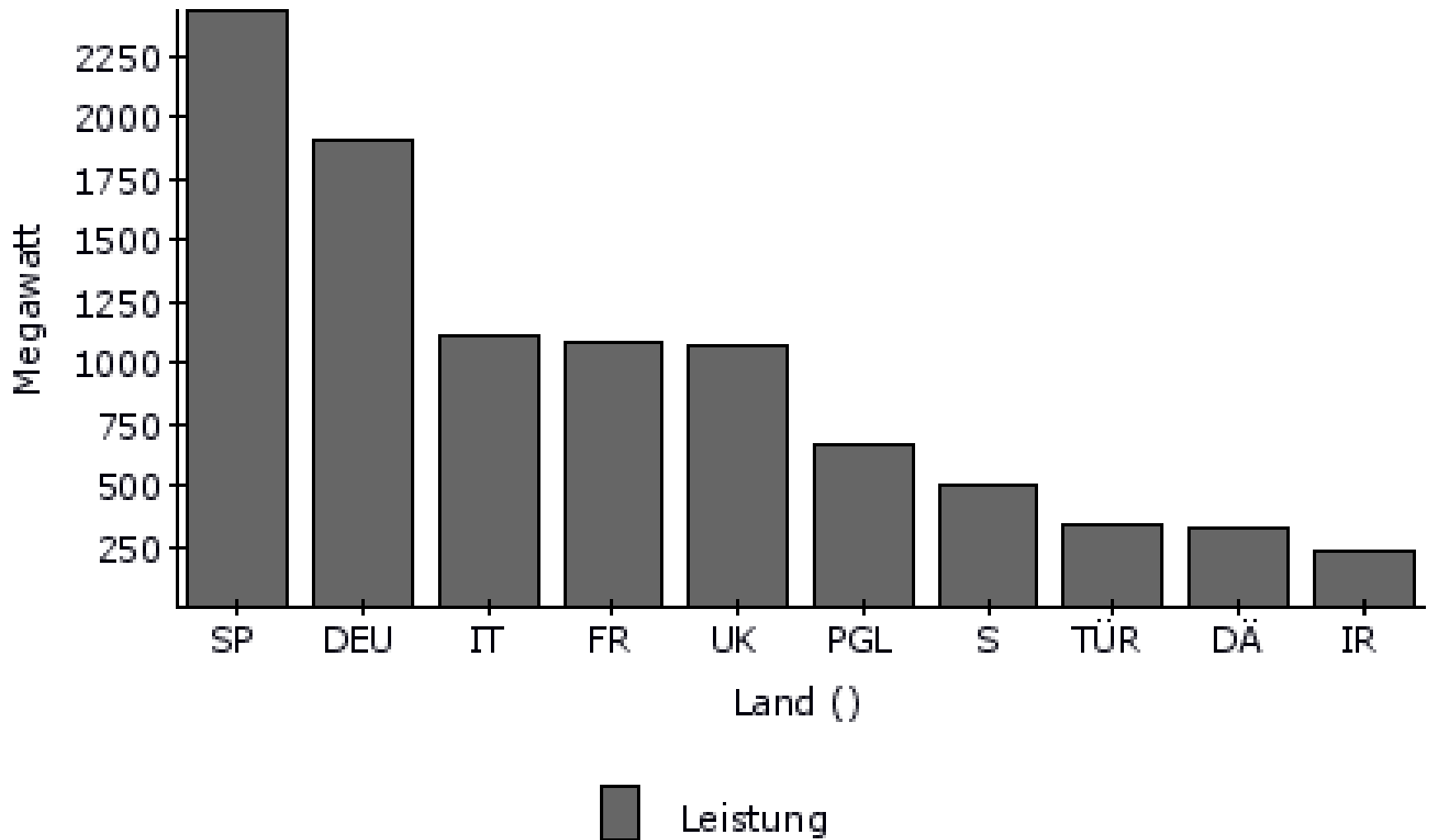
Basis 1.665 MW

# Europa – inst. Leistung in MW - 2009

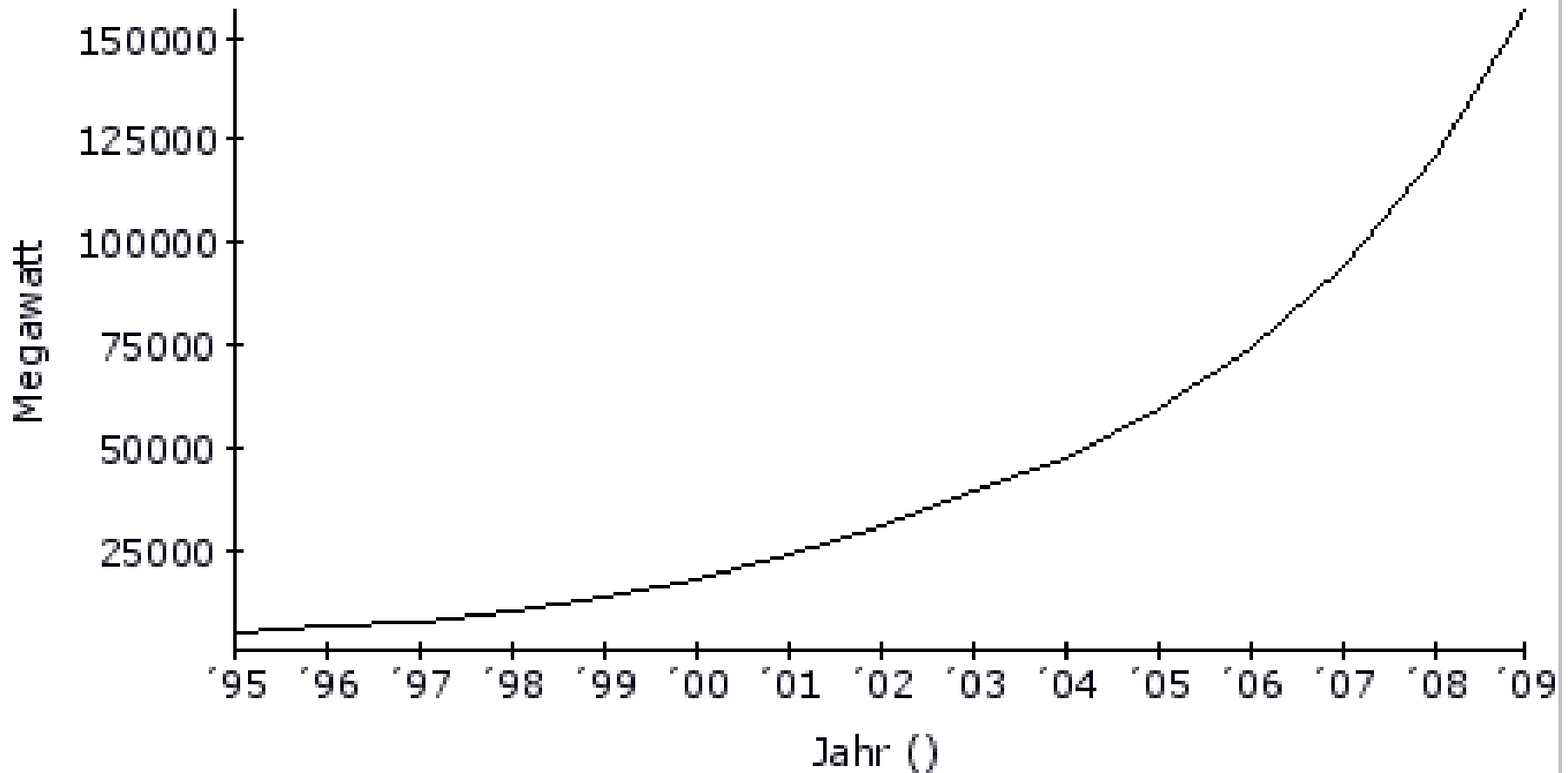




# Europa – Neubau in MW - 2009

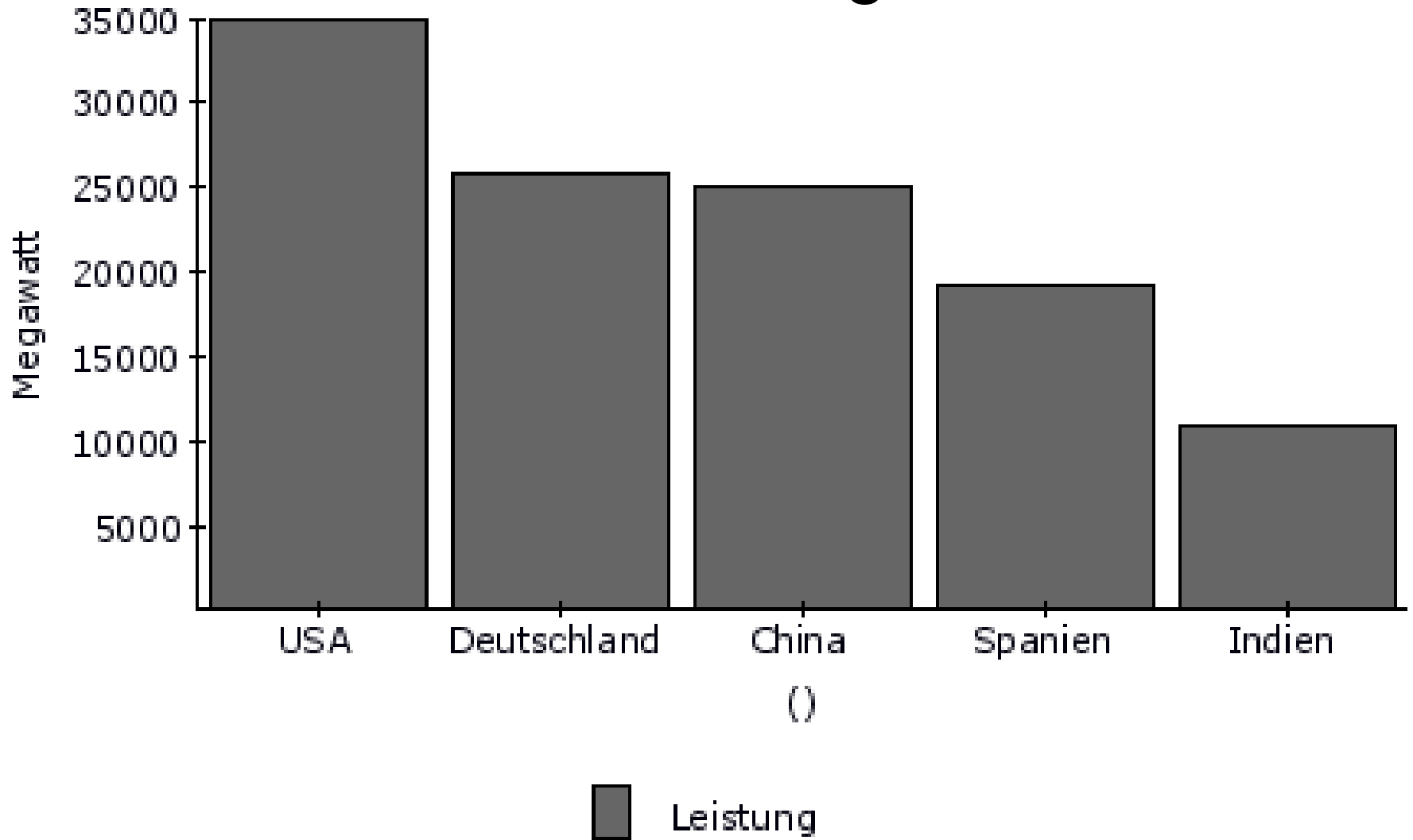


# Global installierte WEA Leistung (MW)

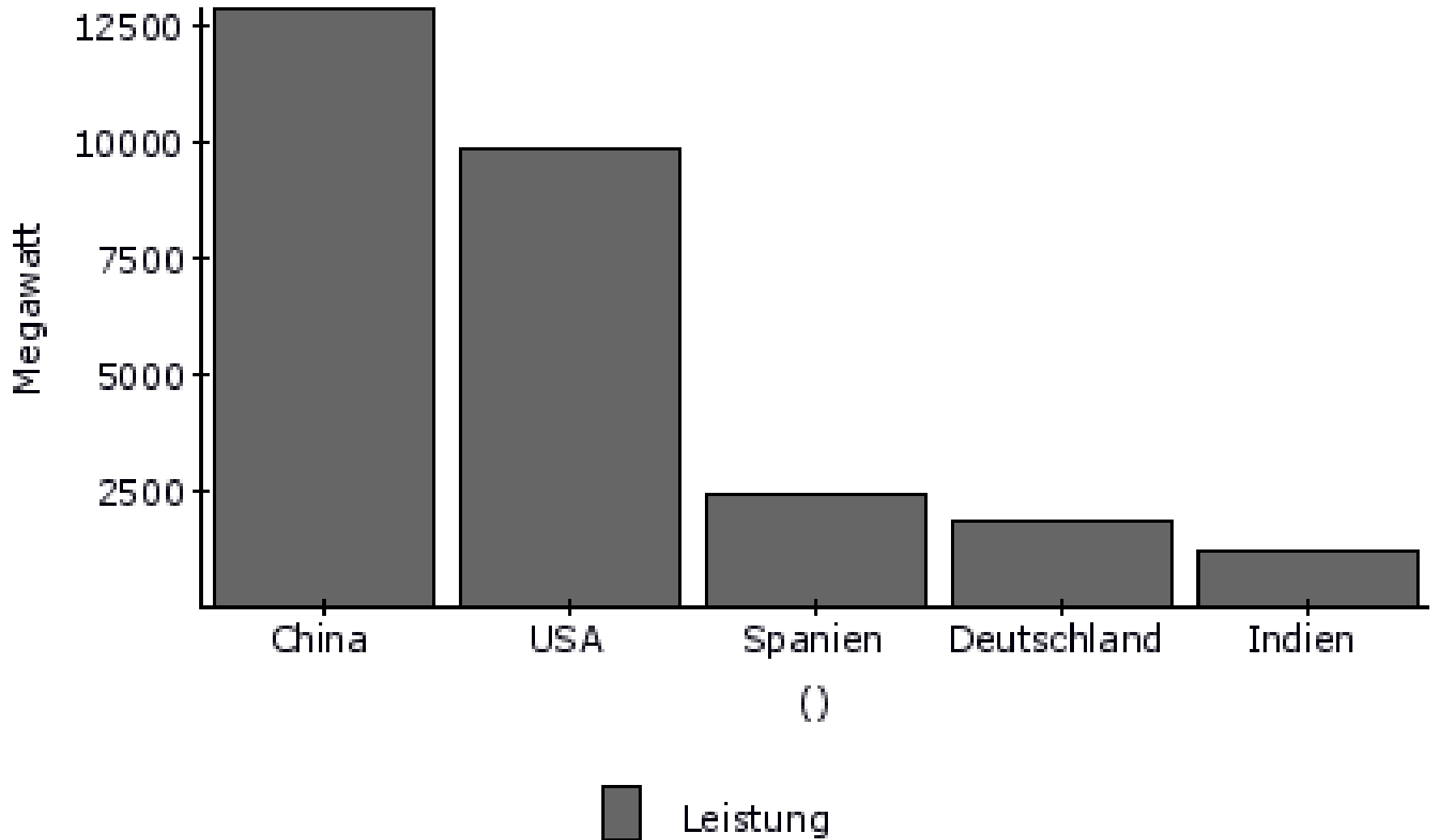


~ Leistung

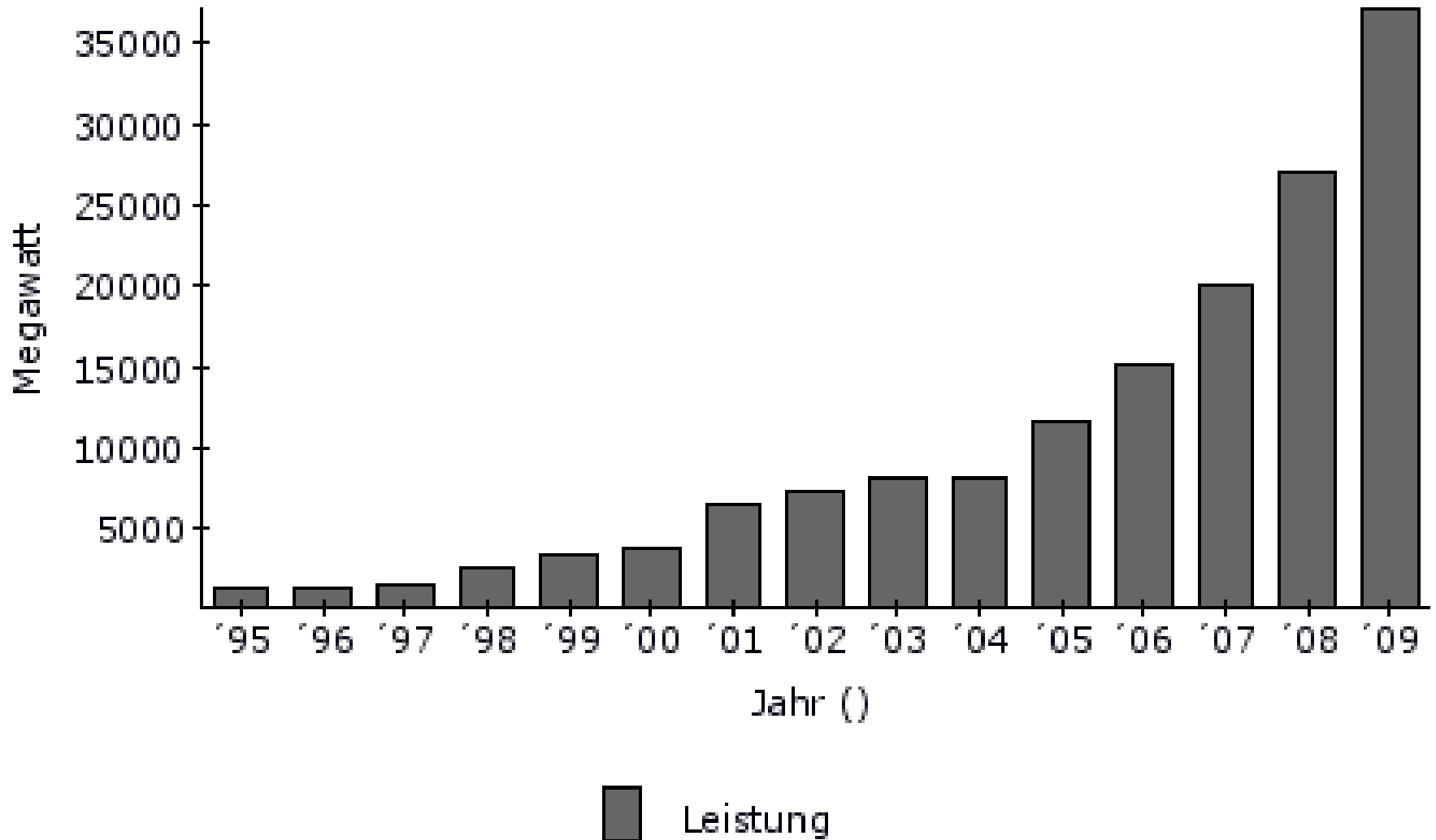
# Installierte Leistung - 2009



# Neubau in MW - 2009

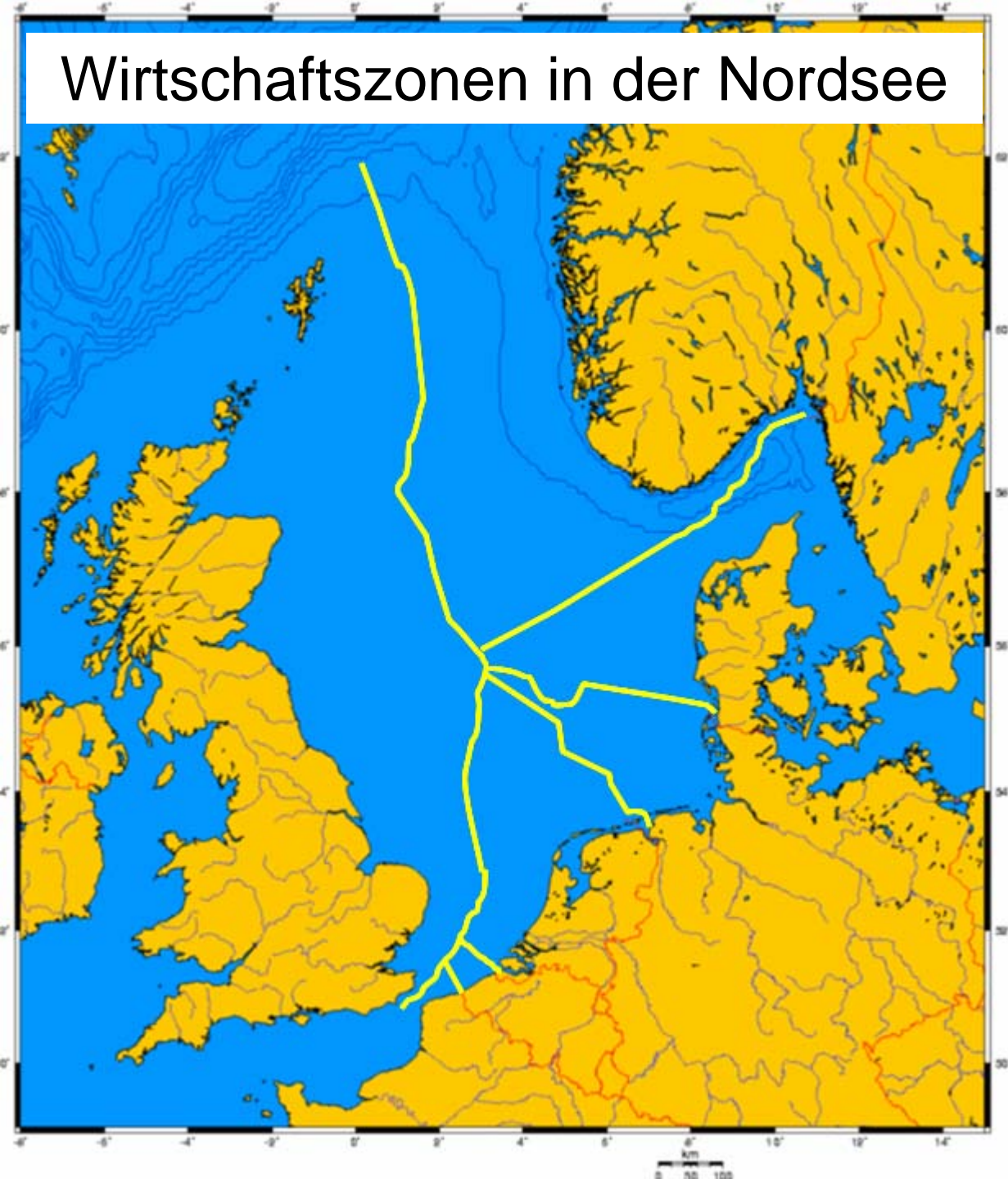


# Global: jährlicher Neubau in MW



# Wirtschaftszonen in der Nordsee

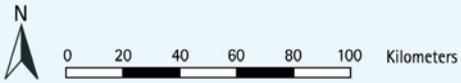
— Präsentation 05.03.10 —



## Wind Farms in the Wadden Sea and adjacent North Sea

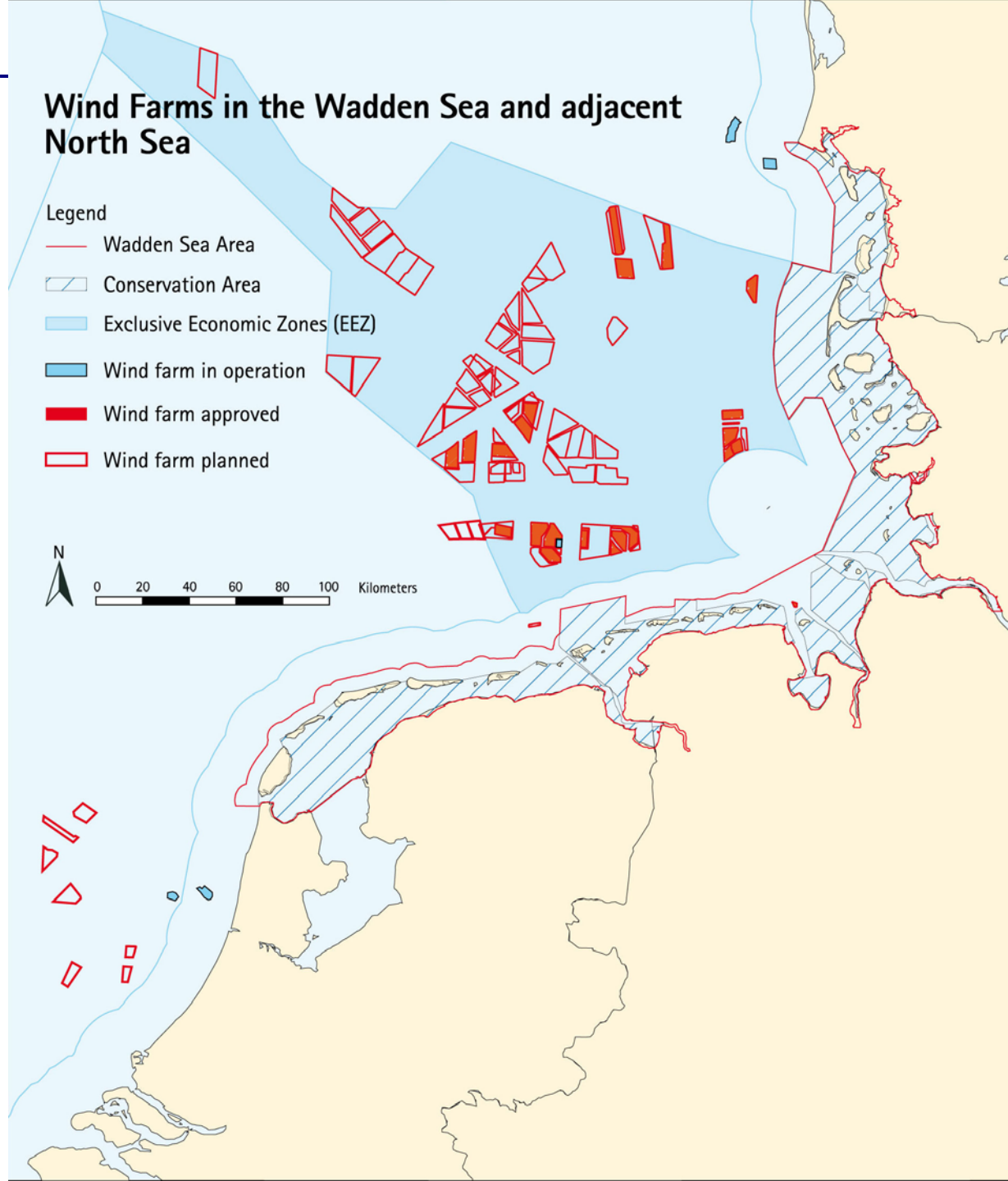
### Legend

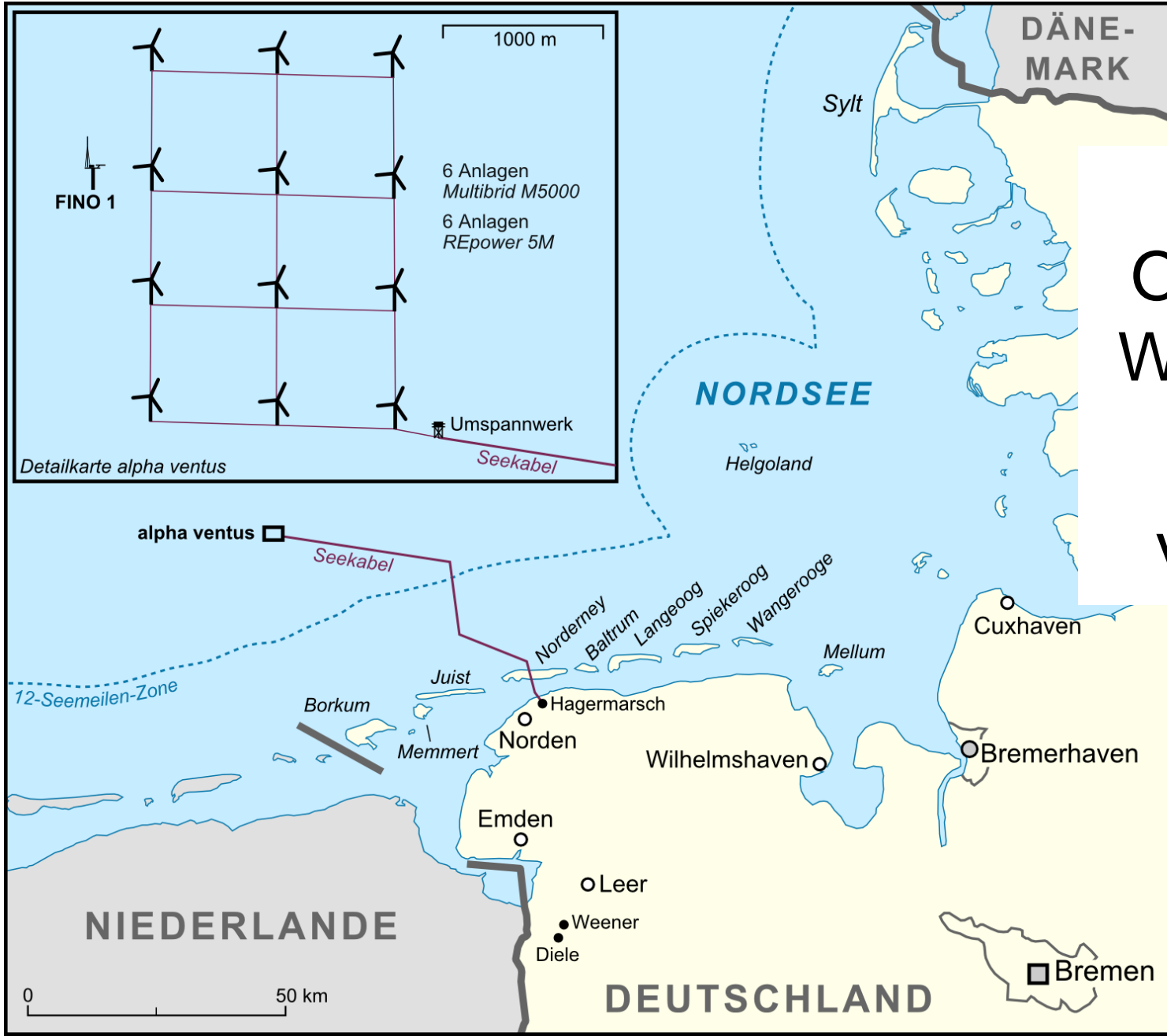
- Wadden Sea Area
- ▨ Conservation Area
- ▭ Exclusive Economic Zones (EEZ)
- Wind farm in operation
- Wind farm approved
- ▭ Wind farm planned



# Offshore Windparks

Status Oktober  
2009





# Lage Offshore Windpark Alpha Ventus

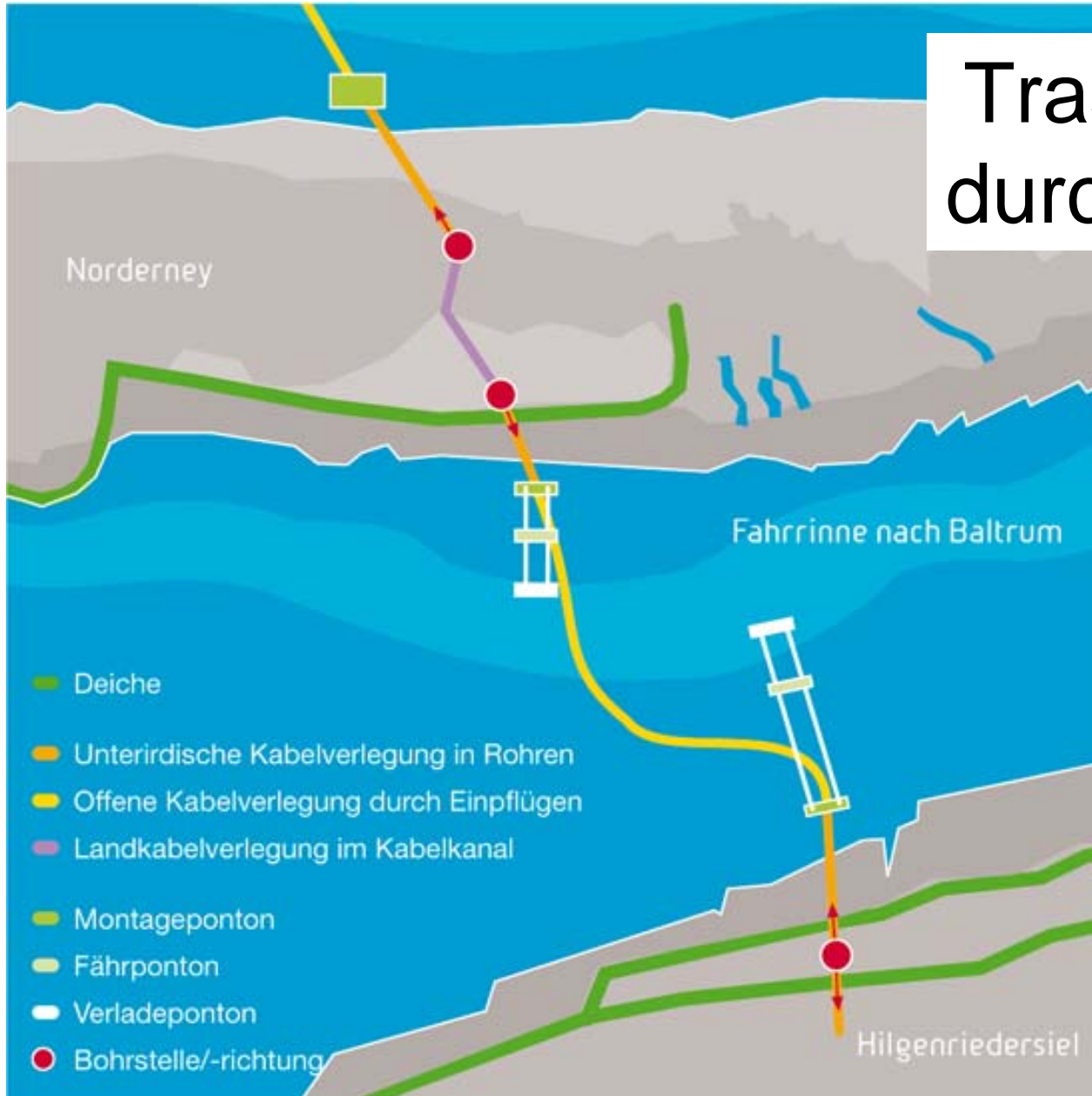


# Kranschiff für Alpha Ventus

2 Kräne a 7100to bei 31.2m Ausladung,  
200mx90m – Besatzung max. 736  
Eigentümer: Heerema Marine Contractors (NL)



# Trassenführung durch Norderney



## Kenndaten Alpha Ventus

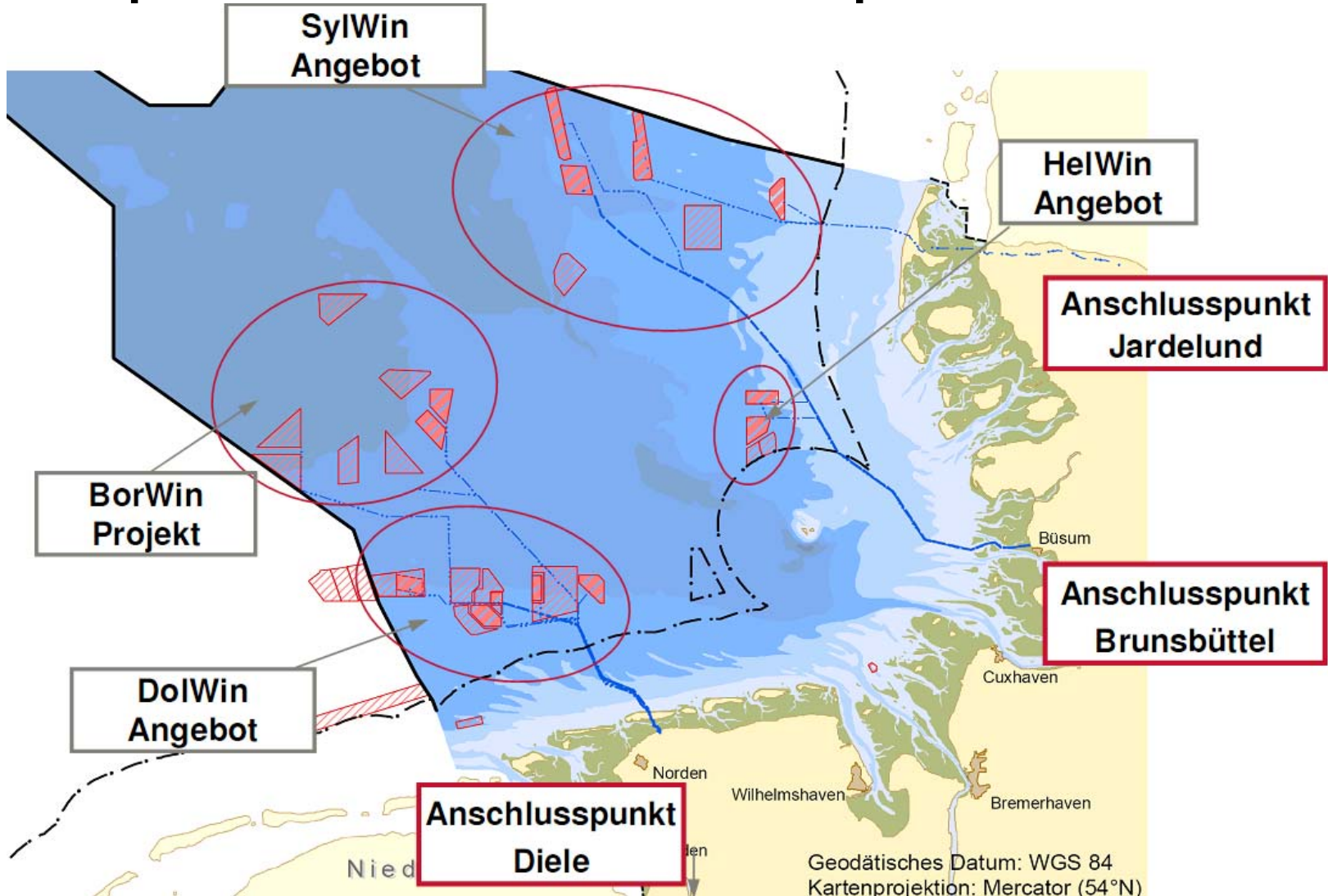
- 12 x 5MW
- Invest 250 mio €
- Rotor 116m, NH85m, 309to, gesamt 1000to (areva)
- Gründung: Tripod 25m kantenlänge
- Rotor 126m, NH92m (repower)
- Gründung: Jacket 57m, 320to
- Umspannstation: 1300 to, 60m Höhe

# Netzanschluss offshore windparks

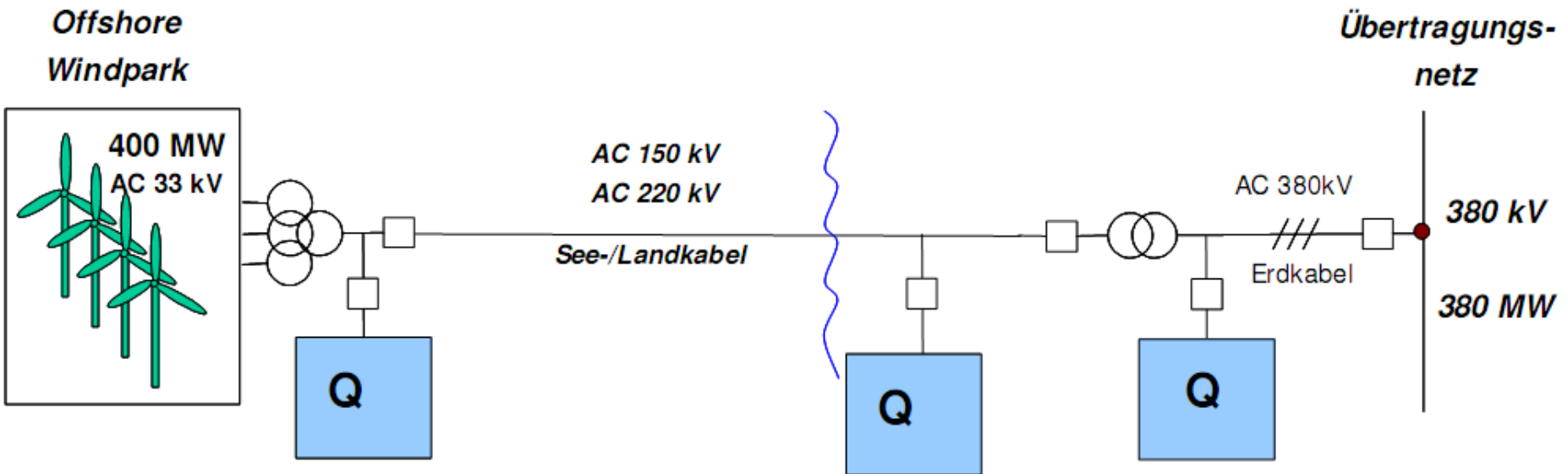


Montage des Umspannwerks

# Windparks und Anschlusspunkte



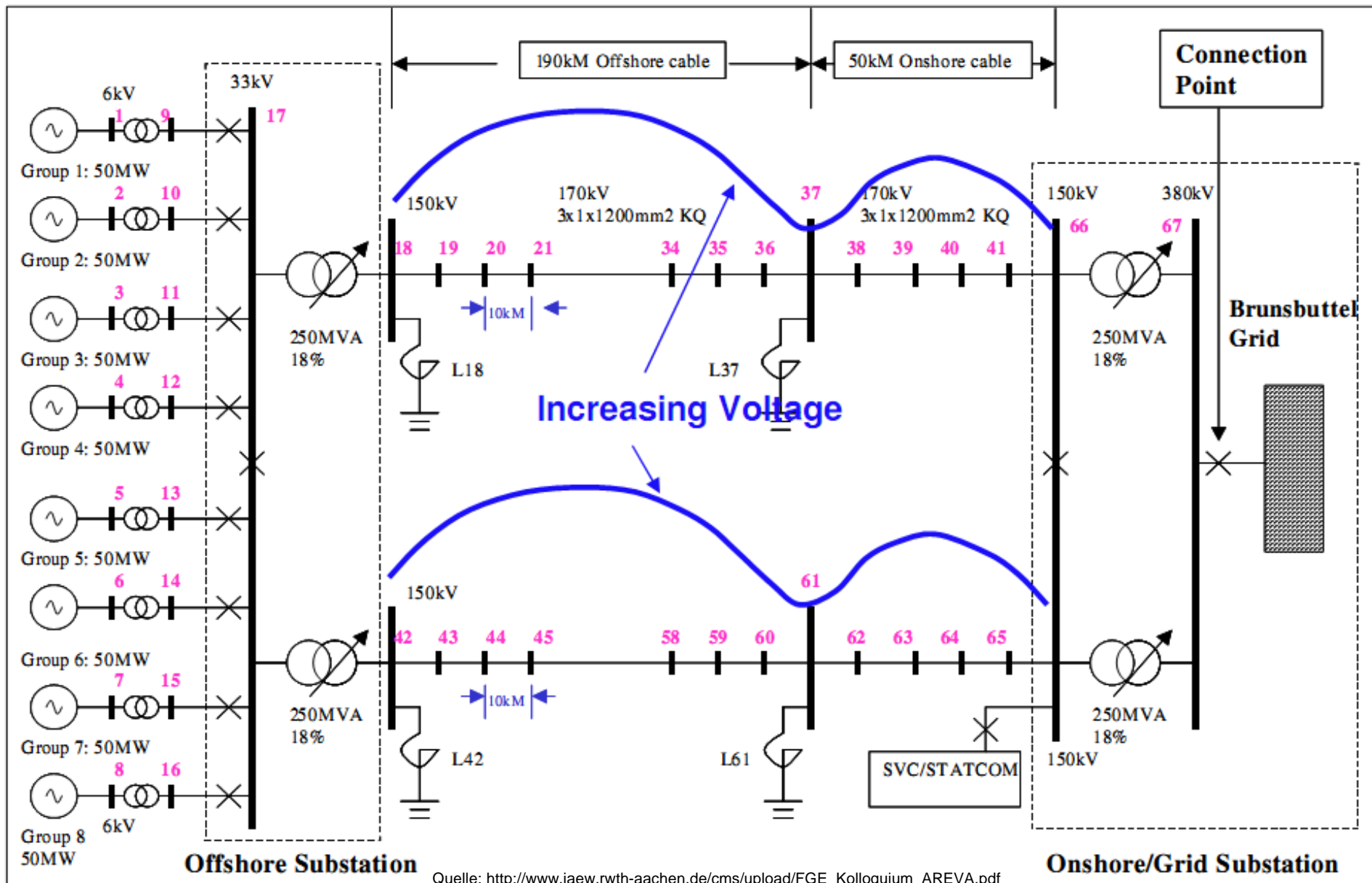
# Anbindung über AC



## ◆ Kompensationseinrichtungen

- Spule Offshore
- Spule Anlandungspunkt
- SVC/STATCOM Onshore

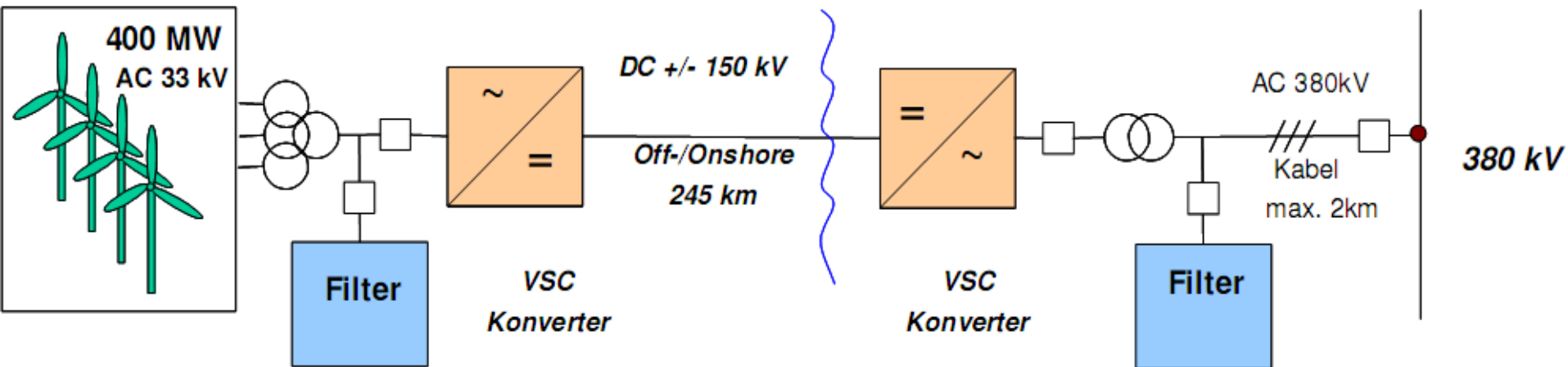
# Problem: Spannungsanstieg bei AC



# Alternative: DC Ankopplung 150kV

Offshore  
Windpark

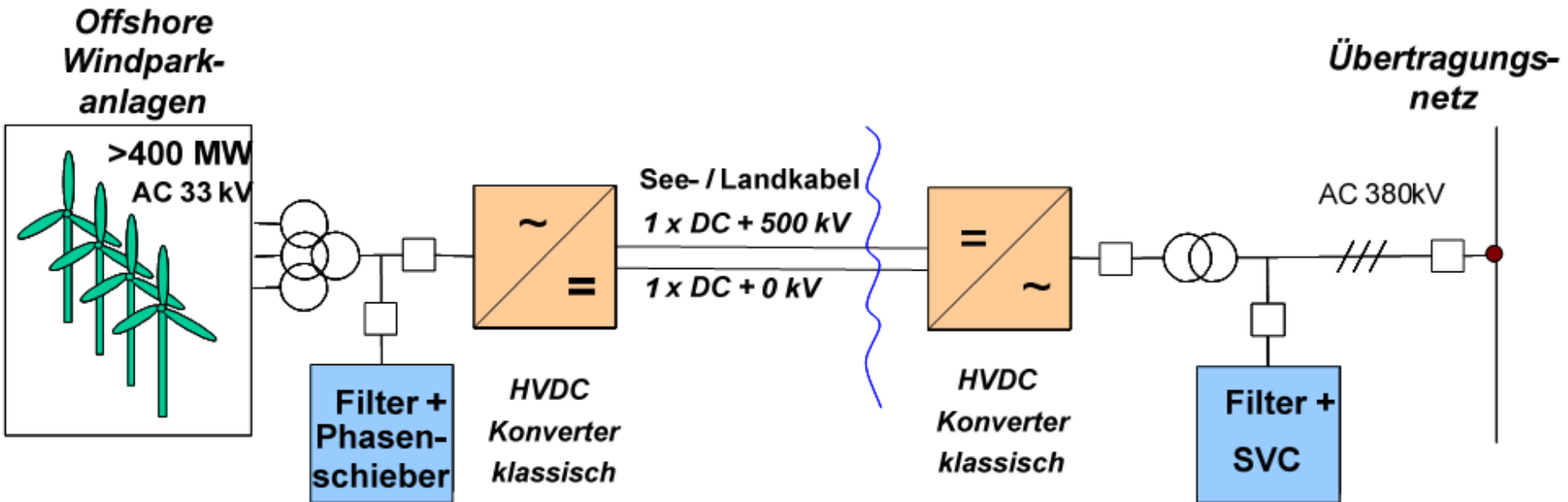
Anschlussort



- ◆ Spannungsebene +/- 150 kV
- ◆ Kompensations Zubehör
  - Filter Offshore
  - Filter Onshore



# Alternative: DC Ankopplung 500kV



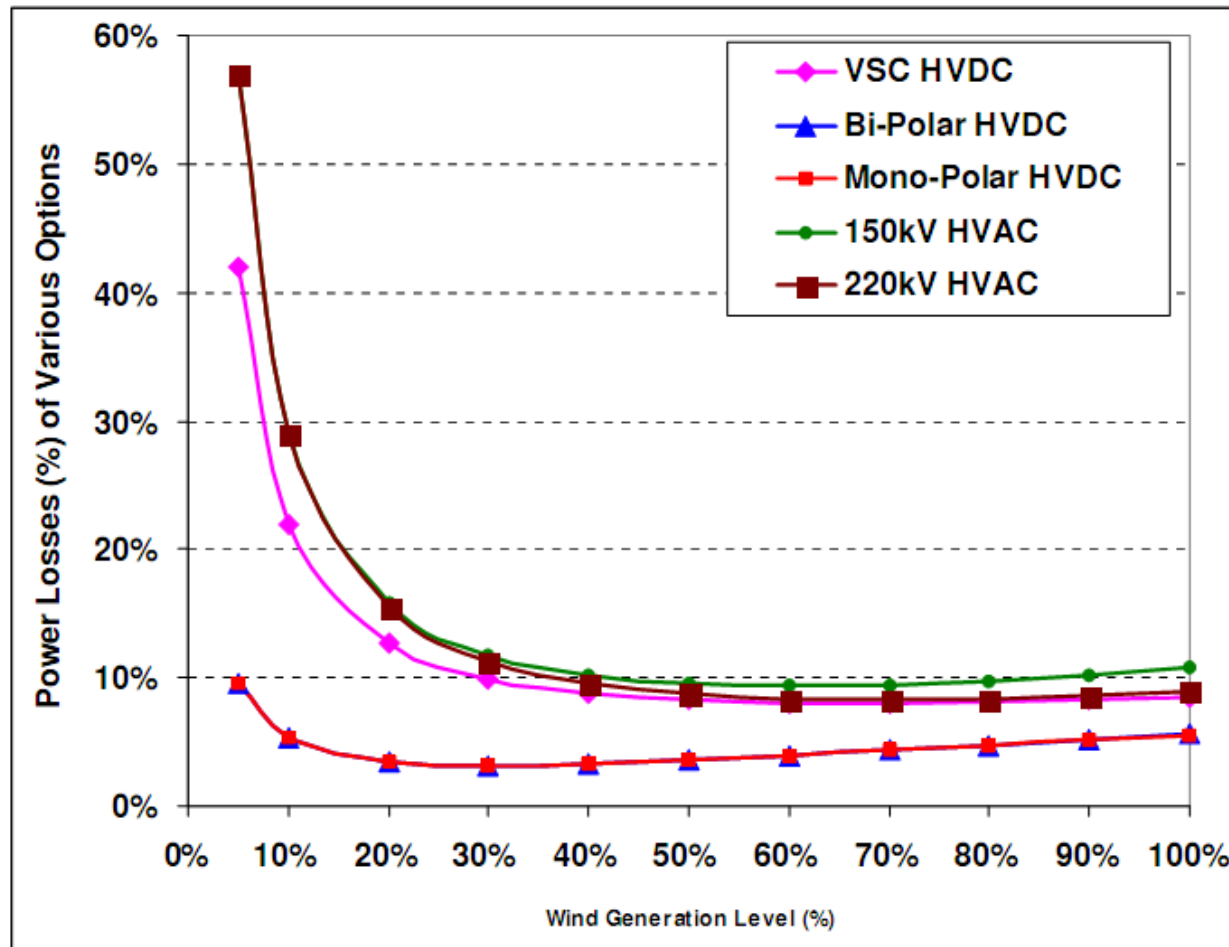
## ◆ Kompensationseinrichtungen

- Filter + Phasenschieber Offshore
- Filter + SVC Onshore

# Variantenvergleich der Verluste

VSC: Voltage Source Converter

LCC: Line Commutated Converter



**Assume:**

- Transformer copper loss: 0.5% @400MW
- Transformer iron (no-load) loss: 0.1% @400MW
- LCC HVDC Converter loss: 0.75% @400MW per converter (CIGRE)
- VSC HVDC Converter loss: 2% @400MW per converter (CIGRE)  
1% @0MW per converter (CIGRE)

Quelle: Bazargan, M.; Pahlke, Th.; Weber, Th.; Yao, L.: Grid integration of Sandbank 24 offshore Windfarm using LCC HVDC connection. CIGRE 37th Session 2008. Paris (France): September 2008

# Beispiel: Areva- UW

## *Barrow (UK), 90 MW*

- ▶ Inbetriebnahme: 06.2006
- ▶ Plattform: Umspannwerk 33 kV / 132 kV

- ◆ Länge – 23m
- ◆ Breite – 15m
- ◆ Höhe – 10m
- ◆ Gewicht – 440 Tonnen

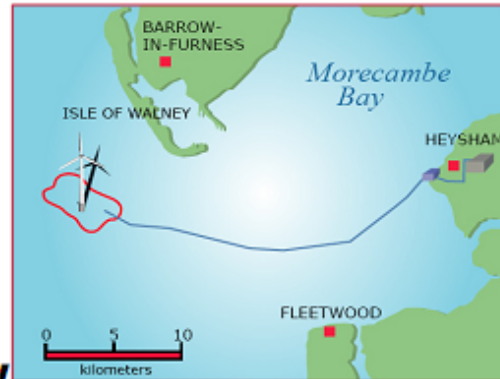
- ▶ Leistung: 30 x 3 MW = 90 MW

- ▶ AC Anschluss nach Heysham S/s (UK)

- ▶ Kabellänge: 28 km  
(24 km Seekabel)

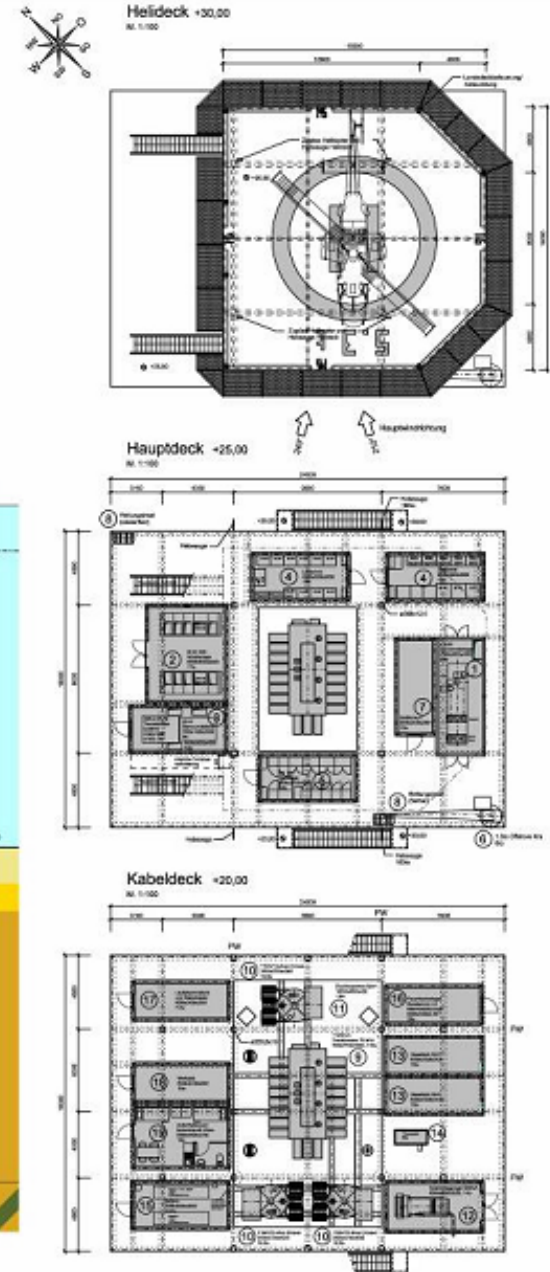
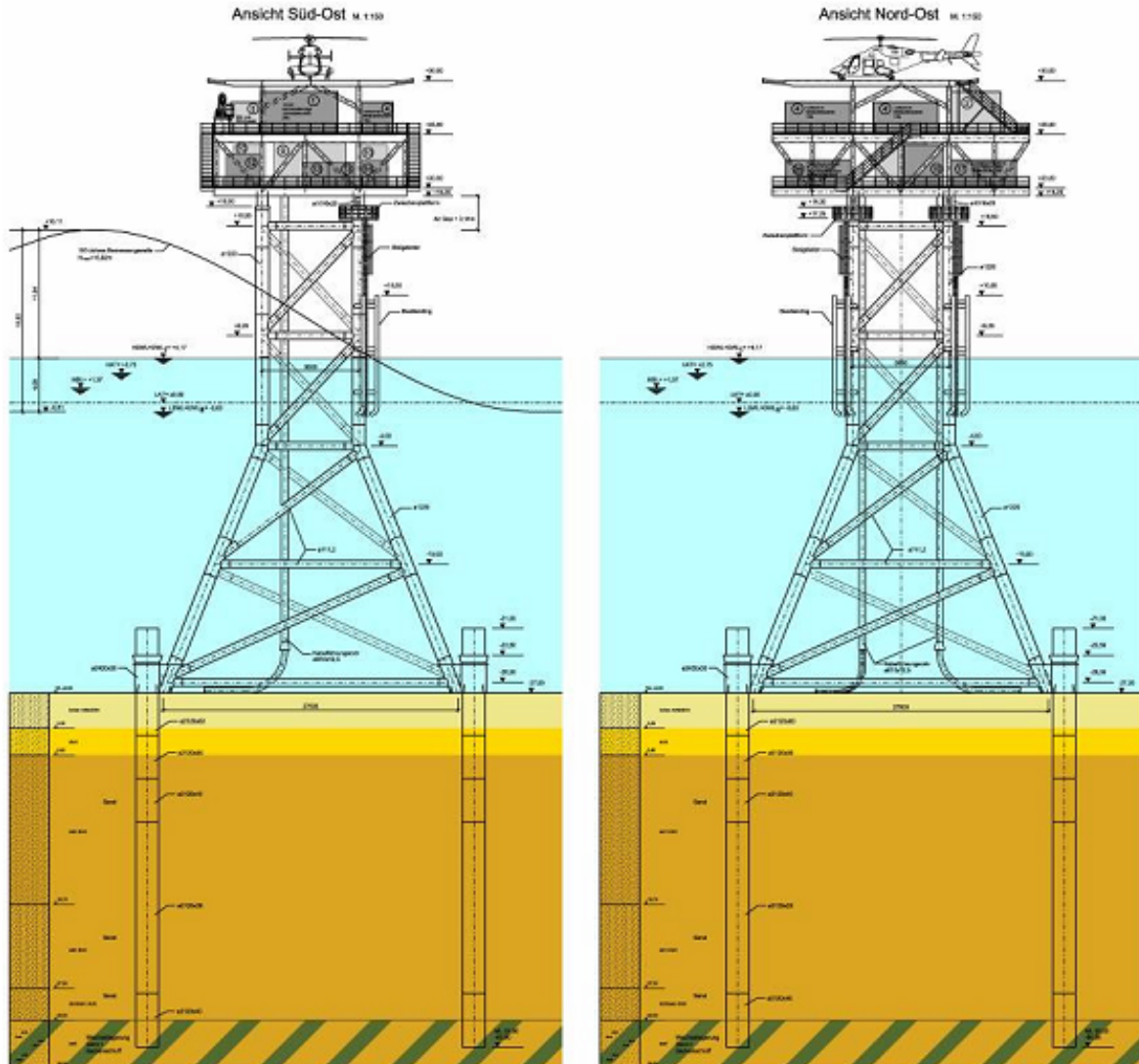
- ▶ Wassertiefe: ca. 20 m

- ◆ Tidenhub 10 m
- ◆ Hohe Wellen



► DOTI - Alpha Ventus 60 MW

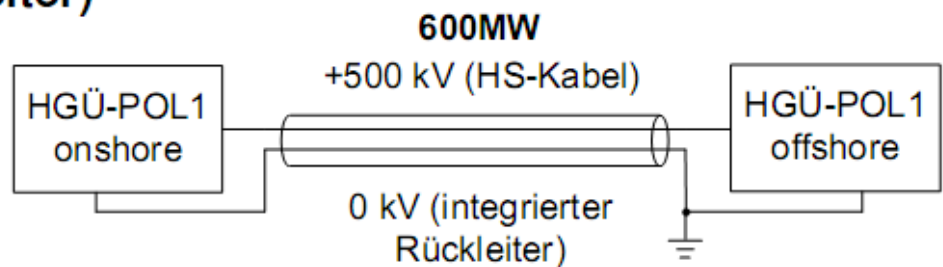
DOTI: Deutsche Offshore Testfeld Infrastruktur GmbH



# Mögliche Ausbaustufe

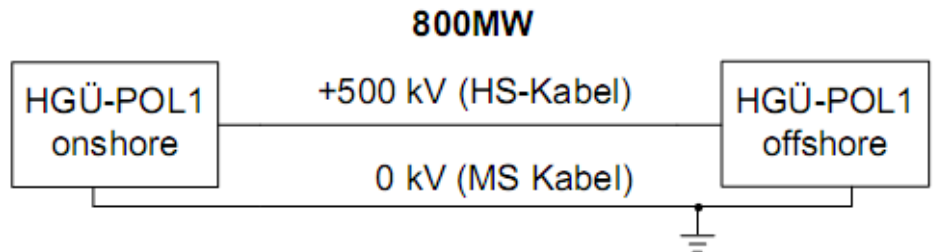
- ▶ **600MW HGÜ (Kabel mit integriertem Rückleiter)**

HGÜ: Hochspannung-Gleichstromübertragung



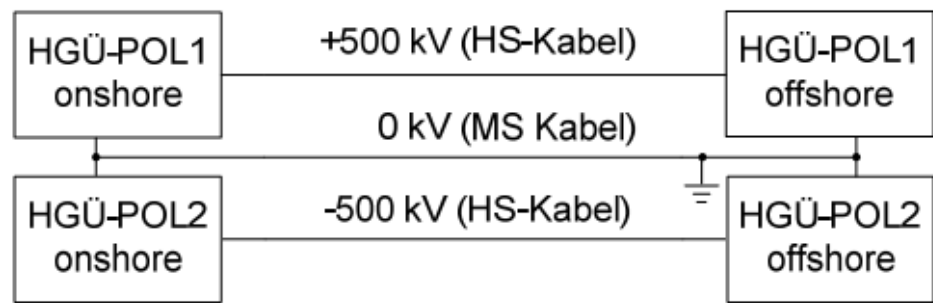
- ▶ **800 MW HGÜ (zwei getrennte Kabel – HS und MS)**

HS: Hochspannung  
MS: Mittelspannung



- ▶ **ca. 1600 MW (drei getrennte Kabel – 2 x HS und 1 x MS)**

Ausbau zum ca.1600MW-Bipol

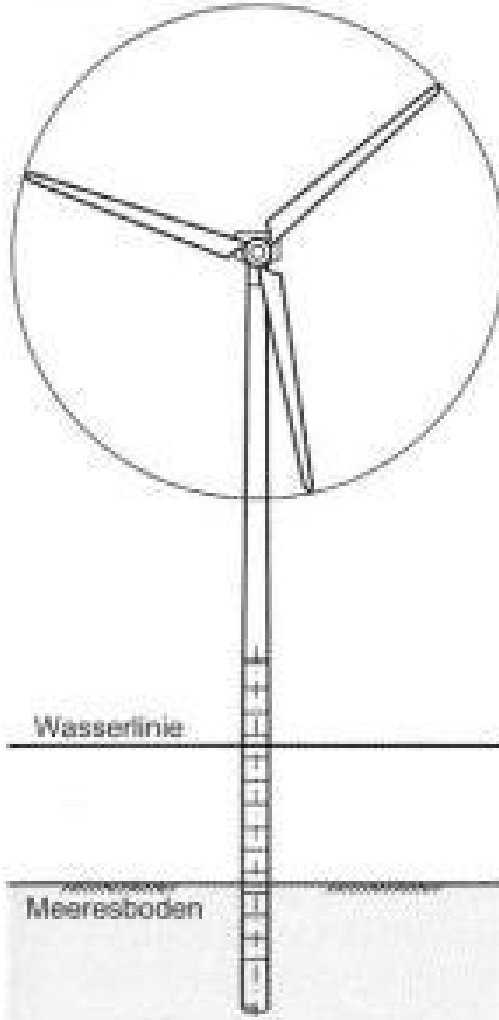


# Alpha Ventus - Umspannstation

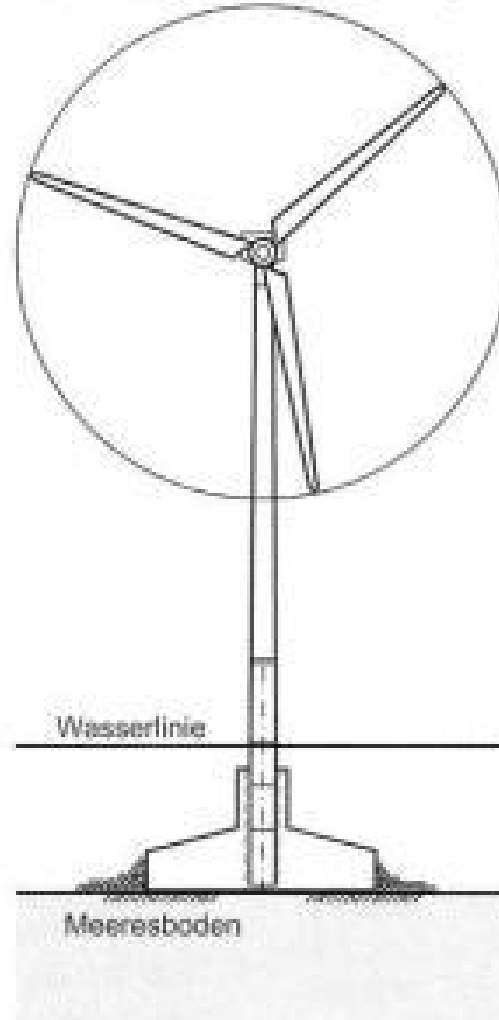


# Offshore - Gründung

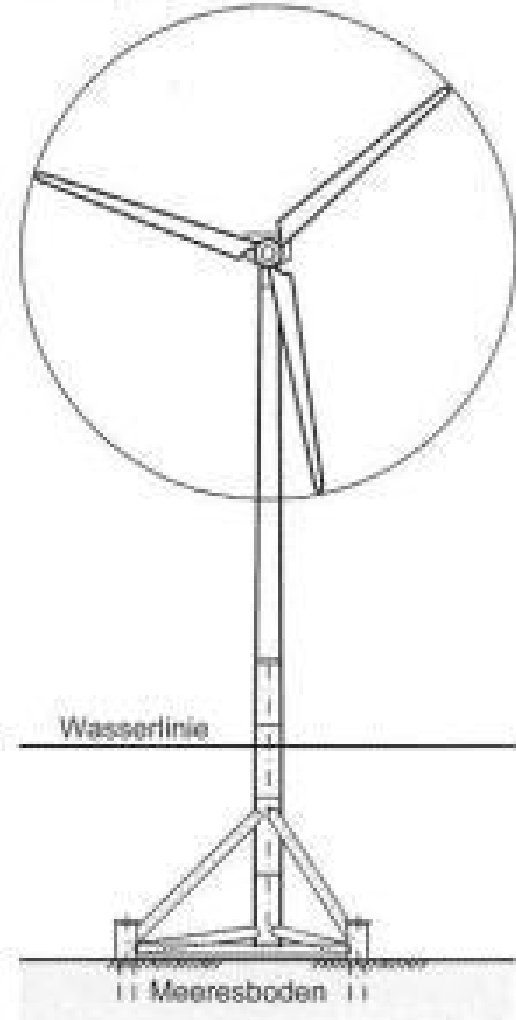
a) Monopile



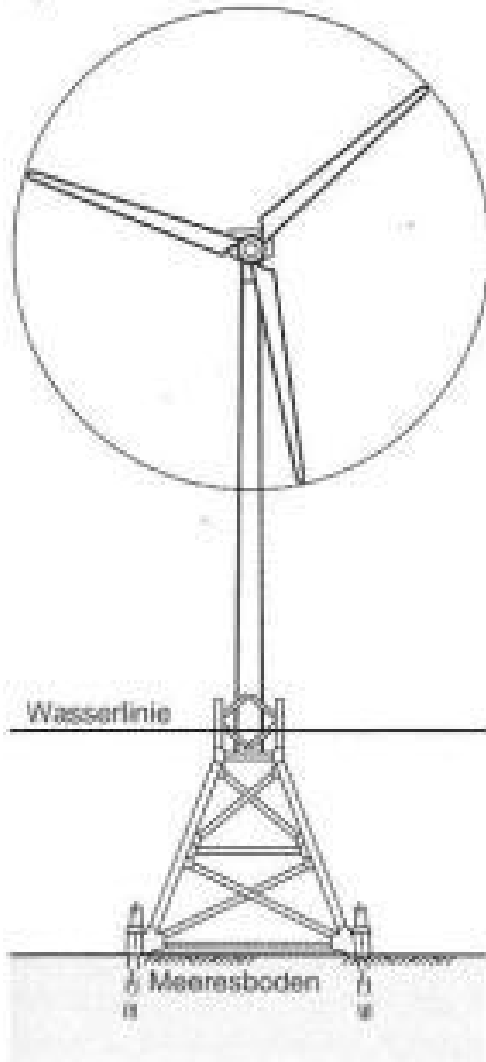
b) Schwergewichtsgründung



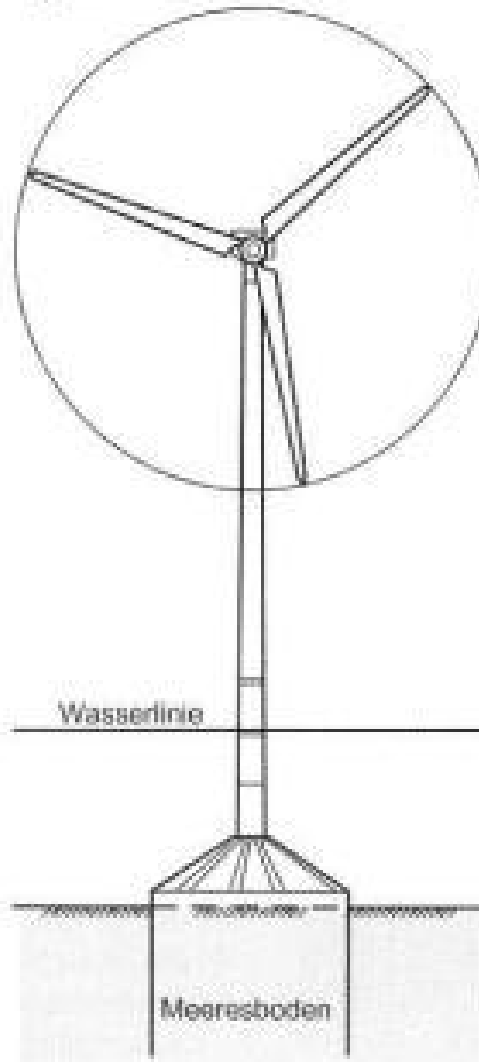
c) Tripod



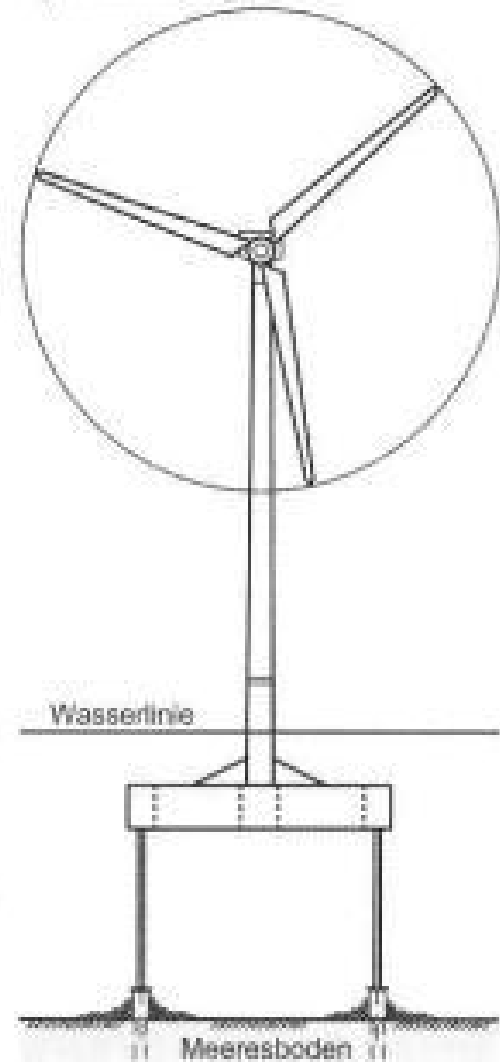
d) Jacket



e) Suction bucket



f) Tension leg





**a) Monopile**

Einzelnes Stahlrohr, gerammt oder gebohrt. In das Gründungsrohr wird das Stahlrohr des Anlagenturms eingestellt und der Zwischenraum mit hochfestem Mörtel verpresst. Diese als „grouted joint“ bezeichnete Verbindung ermöglicht die Korrektur von möglichen Schiefstellungen des Gründungsrohrs.

**b) Schwergewichtsgründung**

massive Flächengründung, auch durch absenkbare Stahl- oder Betonkästen realisierbar. Nur bis ca. 25m wirtschaftlich.

**c) Tripod**

Größere Wassertiefen. Abstützung durch drei Verstreben, zusätzlich horizontale Aussteifungen auf Meeresbodenhöhe. An den Enden der Tripod-Elemente befinden sich Hülsen, die mit im Boden liegenden Pfählen durch Verpressen verbunden werden.

**d) Jacket**

Verankerung auf Fachwerkstruktur aus Hohlprofilen, diese wird mit Pfählen im Meeresboden verankert. Hohe Steifigkeit.

**e) Suction Bucket**

Eimerartiges Stahlfundament mit der Öffnung nach unten durch ein Vakuumverfahren in den Meeresboden eingebracht wird. Seine Steifigkeit erhält das System zusätzlich durch das eingeschlossene Bodenvolumen. Bei der Bucket-Lösung handelt es sich um eine verhältnismäßig einfache Struktur mit leichter Rückbaufähigkeit.

**f) Tension Leg**

Schwimmende Gründungsstruktur, tauchend über Zugabspannungen im Meeresboden verankert. Einfaches Einschwimmen der Anlage zum vorgesehenen Standort möglich.

3.2.7 Tripile

Modifikation des Monopile-Konzepts, drei etwa 80 m lange Pfähle sind bis zu 40 m tief gerammt. Pfahldurchmesser kann im Vergleich zur Monopile-Lösung reduziert werden und beträgt etwa 3 m. Auf den Pfahlköpfen erfolgt die Montage eines Stützkreuzes, das die Anlage mit Turm, Gondel und Rotor trägt.

3.2.8 Quadropod

Bei der Quadropod-Gründung handelt es sich um eine Modifikation des Tripod-Konzepts mit vier statt drei Verstreben. Hierbei wird ebenfalls eine erhöhte Gründungssteifigkeit bei großen Wassertiefen erzielt





# Positionierung eines Tripods

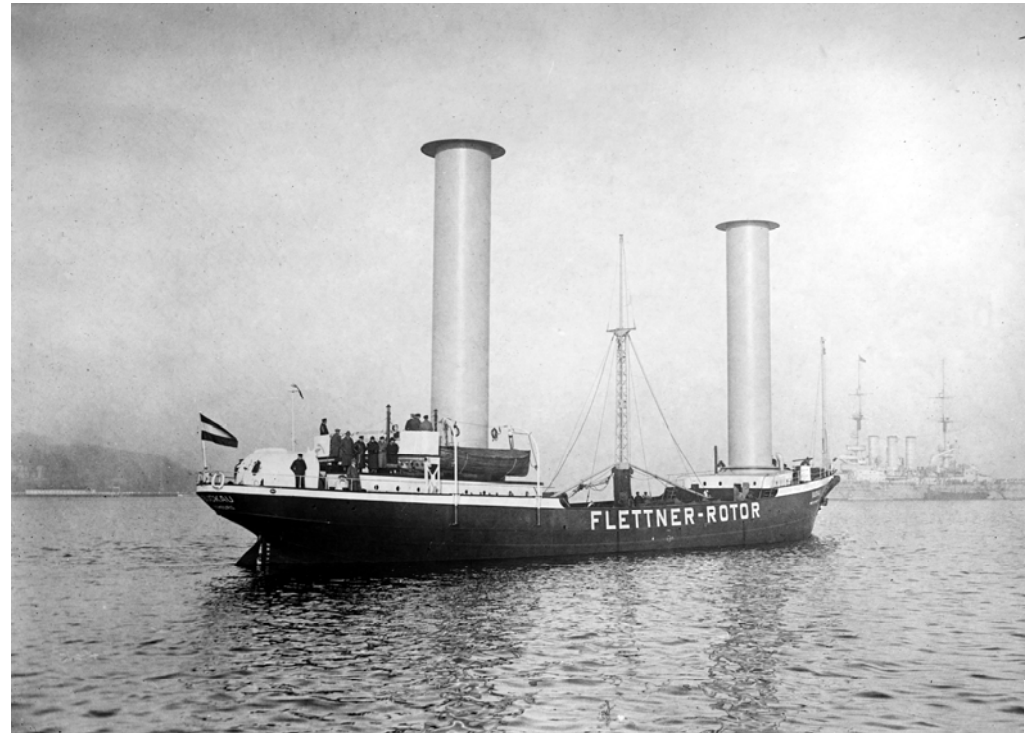
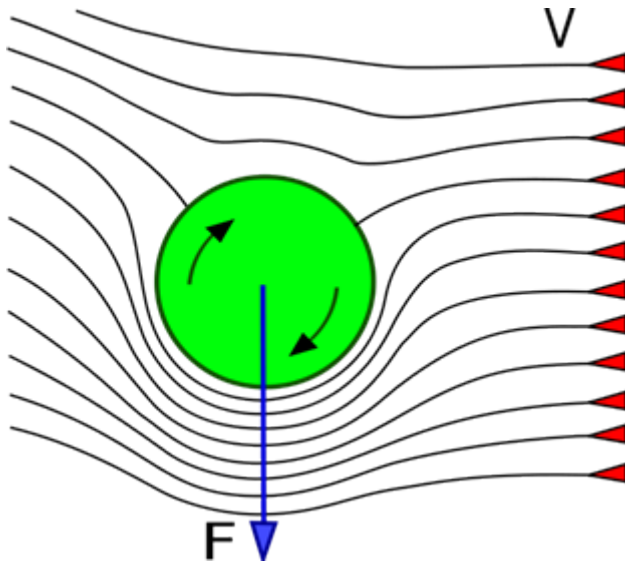






# Interessantes Nebenfeld - Windenergie

## Magnus-Effekt

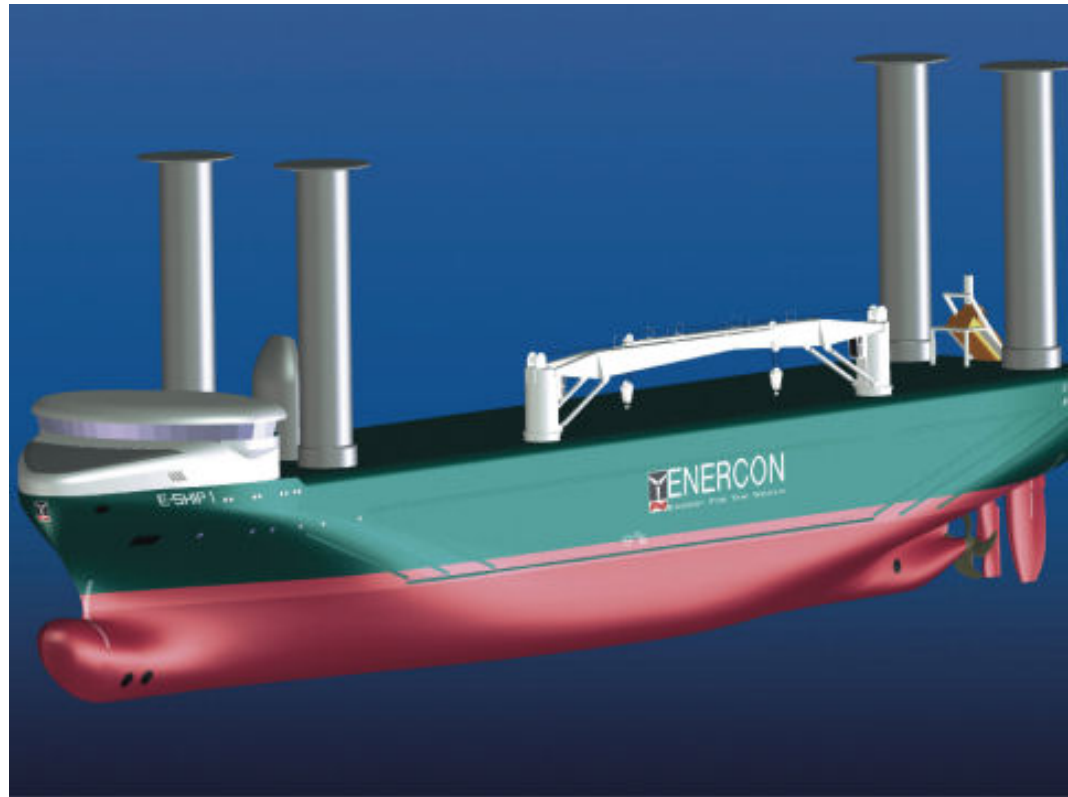


Buckau (später Baden-Baden): Probefahrt 1924 –

Atlantiküberquerung New York 9.5.1926

Barbara (2077BRT), 3 Rotoren

Nach 1930 haben sich Dieselantriebe durchgesetzt



E-ship 1



## Stand 31.12.2009

© 2010 DEWI GmbH	A Stand/Status 31.12.2009	B Nur/only 2009
<b>1. Gesamte Anzahl WEA</b> 1. Number of WTGS	21.164	952
<b>2. Gesamte installierte Leistung, MW</b> 2. Installed Capacity, MW	25.777,01	1.916,80
<b>In 1. A berücksichtigte Anzahl abgebauter WEA</b> Number of WTGS removed and taken into account in 1. A	557	76
<b>In 2. A berücksichtigte abgebaute Leistung, MW</b> Capacity (MW) removed and taken into account in 2. A	231,70	36,70
<b>In 1. A, B berücksichtigte Anzahl WEA (Repowering)</b> Number of WTGS (repowering) taken into account in 1. A, B	329	55
<b>In 2. A, B berücksichtigte Leistung (Repowering), MW</b> Capacity (repowering, MW) taken into account in 2. A, B	653,20	136,20
<b>In 1. A, B berücksichtigte Anzahl WEA (Offshore)</b> Number of WTGS (Offshore) taken into account in 1. A, B	15	12
<b>In 2. A, B berücksichtigte Leistung (Offshore), MW</b> Capacity (Offshore, MW) taken into account in 2. A, B	72,00	60,00
<b>durchschnittl. installierte Leistung, kW/WEA</b> Average Installed Power, kW/WTGS	1.217,96	2.013,45

© 2010 DEWI GmbH	Install. Leistung pro Jahr MW	Install. Leistung kumuliert MW	Anzahl WEA pro Jahr	Anzahl kumuliert	installierte WEA- Durchschnittsleistung pro Jahr kW
1990	36,53	55,06	228	405	164,30
1991	50,85	105,90	295	700	168,80
1992	68,29	173,74	399	1.084	178,60
1993	152,00	325,74	591	1.675	255,80
1994	292,61	618,35	792	2.467	370,60
1995	503,72	1.120,87	1.062	3.528	472,20
1996	427,64	1.546,38	806	4.326	530,50
1997	533,62	2.079,97	853	5.178	628,90
1998	793,46	2.871,48	1.010	6.185	785,60
1999	1.567,68	4.439,16	1.676	7.861	935,37
2000	1.665,26	6.104,42	1.495	9.359	1.113,80
2001	2.658,96	8.753,72	2.079	11.438	1.278,96
2002	3.239,96	11.994,22	2.321	13.752	1.395,93
2003	2.644,53	14.609,07	1.703	15.387	1.552,87
2004	2.036,90	16.628,75	1.201	16.543	1.696,00
2005	1.807,77	18.414,92	1.049	17.556	1.723,33
2006	2.233,13	20.621,86	1.208	18.685	1.848,62
2007	1.666,81	22.247,39	883	19.461	1.887,67
2008	1.667,12	23.896,91	867	20.288	1.922,86
2009	1.916,80	25.777,01	952	21.164	2.013,45

# Regionale Verteilung in D

Bundesland <i>Federal State</i> © 2010 DEWI GmbH	Install. Leistung 01.01.-31.12.09 MW	Install. Leistung Gesamt 31.12.09 MW	Anzahl WEA 01.01.-31.12.09	Anzahl Gesamt 31.12.09
Niedersachsen	391,00	6.407,19	198	5.268
Brandenburg	402,70	4.170,36	210	2.853
Sachsen-Anhalt	340,70	3.354,36	159	2.238
Schleswig-Holstein	193,40	2.858,51	84	2.784
Nordrhein-Westfalen	156,70	2.831,66	98	2.770
Mecklenburg-Vorpommern	67,20	1.497,90	36	1.336
Rheinland-Pfalz	94,20	1.300,98	50	1.021
Sachsen	50,30	900,92	25	800
Thüringen	25,10	717,38	13	559
Hessen	24,80	534,06	14	592
Bayern	56,30	467,03	28	384
Baden-Württemberg	29,60	451,78	16	360
Bremen	6,80	94,60	4	60
Saarland	6,00	82,60	3	67
Nordsee	60,00	60,00	12	12
Hamburg	12,00	45,68	2	59
Berlin	0,00	2,00	0	1
Ostsee	0,00	0,00	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>1.916,80</b>	<b>25.777,01</b>	<b>952</b>	<b>21.164</b>

# Top 5 Bundesländer 2009

	Bundesland	Install. Leistung Gesamt 31.12.09 MW
	© 2010 DEWI GmbH	
1	Niedersachsen	6.407,19
2	Brandenburg	4.170,36
3	Sachsen-Anhalt	3.354,36
4	Schleswig-Holstein	2.858,51
5	Nordrhein-Westfalen	2.831,66

	Bundesland	Install. Leistung 01.01.-31.12.09 MW
	© 2010 DEWI GmbH	
1	Brandenburg	402,70
2	Niedersachsen	391,00
3	Sachsen-Anhalt	340,70
4	Schleswig-Holstein	193,40
5	Nordrhein-Westfalen	156,70

	Bundesland	Anteil am Netto- stromverbrauch %
	© 2010 DEWI GmbH	
1	Sachsen-Anhalt	47,08
2	Mecklenburg-Vorpommern	41,29
3	Schleswig-Holstein	39,82
4	Brandenburg	38,12
5	Niedersachsen	22,78

# Anteil Wind am Verbrauch

Bundesland Federal State	Anzahl WEA bis 31.12.2009 Number of WTGS until 31.12.2009	Inst. Leistung bis 31.12.2009 Inst. Capacity until 31.12.2009 MW	pot. Jahres- energieertrag, Pot. Annual Energy Yield GWh	Brutto- / Nettostrom- verbrauch 2008 * Energy Consumption 2008 * GWh	Anteil am Brutto-/ Nettostromverbrauch, Share on the Gross and Net Energy Consumption %
Sachsen-Anhalt	2.238	3.354,36	6.421	15.514 / 13.637	41,39 / 47,08
Mecklenburg-Vorpommern	1.336	1.497,90	2.803	7.721 / 6.787	36,30 / 41,29
Schleswig-Holstein	2.784	2.858,51	5.662	16.175 / 14.218	35,00 / 39,82
Brandenburg	2.853	4.170,36	7.325	21.858 / 19.213	33,51 / 38,12
Niedersachsen	5.268	6.407,19	12.037	60.117 / 52.843	20,02 / 22,78
Thüringen	559	717,38	1.265	13.028 / 11.452	9,71 / 11,04
Sachsen	800	900,92	1.518	22.287 / 19.590	6,81 / 7,75
Rheinland-Pfalz	1.021	1.300,98	2.061	31.688 / 27.854	6,50 / 7,40
Nordrhein-Westfalen	2.770	2.831,66	4.932	154.749 / 136.027	3,19 / 3,63
Bremen	60	94,60	175	6.574 / 5.779	2,66 / 3,02
Hessen	592	534,06	836	44.262 / 38.907	1,89 / 2,15
Saarland	67	82,60	135	9.169 / 8.060	1,47 / 1,67
Bayern	384	467,03	645	88.643 / 77.919	0,73 / 0,83
Baden-Württemberg	360	451,78	654	91.755 / 80.654	0,71 / 0,81
Hamburg	59	45,68	81	17.186 / 15.106	0,47 / 0,54
Berlin	1	2,00	4	15.873 / 13.952	0,02 / 0,03
Nordsee	12	60,00	208		
Ostsee	0	0,00	0		
gesamte Bundesrepublik Total Germany	21.164	25.777,01	46.758	616.600 / 542.000	7,58 / 8,63

\* Grundlage ist der aktuell gültige Windindex (IWET) als Mittelwert der Jahre 2003-2008, Brutto- und Nettostromverbrauch lt. BDEW (2008, Bundesländer hochgerechnet)

# Offshore Windparks – Stand 2009

Präsentation 05.03.10

Name (company)	Capacity (MW)	Location	Characteristics	Status
Alpha Ventus (Prokon Nord)	60	43 km north of Borkum	12 turbines in pilot phase (planned 208)	Approved November 2001
Borkum Riffgrund-West (Energiekontor)	280	50 km northwest of Borkum	80 turbines in pilot phase (planned 458)	Approved February 2004
Borkum Riffgrund (PNE2 Riff I GmbH)	231	34 km north of Borkum	77 turbines in pilot phase (planned 180)	Approved February 2004
Amrumbank West (Amrumbank West GmbH)	400	36 km southwest of Amrum	80 turbines	Approved June 2004
Nordsee Ost (Winkra mbH)	400	30 km northwest of Helgoland	80 turbines in pilot phase (planned 250)	Approved June 2004
Butendieck (Butendieck GmbH)	240	37 km west of Sylt	80 turbinen	Approved December 2002
Sandbank 24 (Sandbank 24 GmbH)	480	90 km west of Sylt	96 turbines in pilot phase (planned 980)	Approved August 2004
North Sea Windpower (Enova GmbH)	240	39 km north of Juist	48 turbines in pilot phase (planned 286)	Approved February 2005
DanTysk (Gesellschaft für Energie und Oekologie mbH)	400	70 km west of Sylt	80 turbines in pilot phase (planned 300)	Approved August 2005

# Offshore Windparks – Stand 2009

Präsentation 05.03.10

Name (company)	Capacity (MW)	Location	Characteristics	Status
Nördlicher Grund (Nördlicher Grund GmbH)	400	84 km west of Sylt	80 turbines in pilot phase (planned 402)	Approved December 2005
Global Tech I (Nordsee Windpower GmbH & Co.KG)	400	93 km north of Juist	80 turbines in pilot phase (planned 320)	Approved May 2006
Hochsee Windpark Nordsee (EOS Offshore AG)	400	90 km north of Borkum	80 turbines	Approved July 2006
Gode Wind (Plambeck Neue Energien AG)	400	38 km north of Juist	80 turbines	Approved Aug. 2006
BARD Offshore 1 (BARD Engineering GmbH)	400	89 km northwest of Borkum	80 turbines	Approved April 2007
Meerwind Ost & Meerwind Süd (Meerwind Südost GmbH & Co Rand KG und Meerwind Südost GmbH & Co Föhn KG)	200	24 km north of Helgoland	40 turbines (each)	Approved May 2007
Hochsee Windpark He dreiht (EOS Offshore AG)	400	85 km north of Borkum	80 turbines in pilot phase (planned 119)	Approved December 2007
Borkum West II (Prokon Nord Energiesysteme GmbH)	400	45 km north of Borkum	80 turbines	Approved June 2008
Gode Wind II (PNE Gode Wind II GmbH)	240 - 400	33,7 km north of Juist	80 turbines	Approved July 2009
Delta Nordsee II (Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH)	192	38,9 km northwest of Juist	32 turbines	Approved August 2009