



EIFER

EUROPÄISCHES INSTITUT FÜR ENERGIEFORSCHUNG  
INSTITUT EUROPEEN DE RECHERCHE SUR L'ENERGIE  
EUROPEAN INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH

# Wind Offshore – Umwelt Kosten EEG

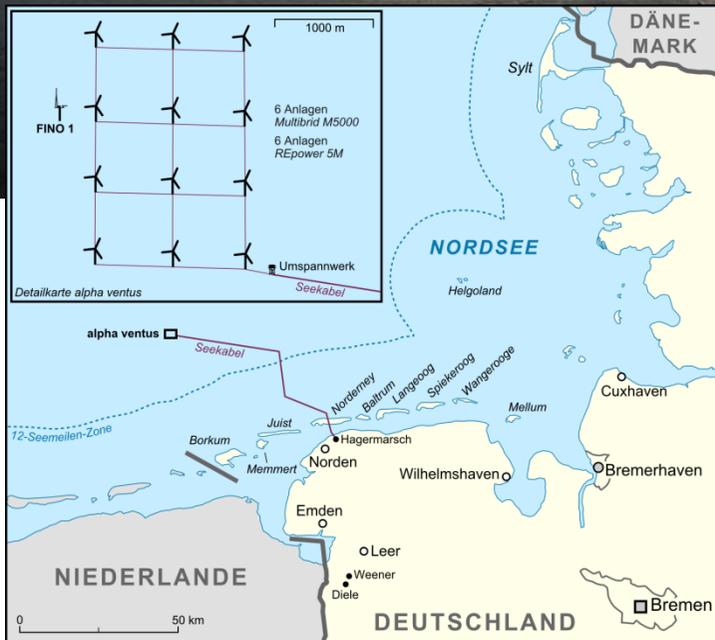
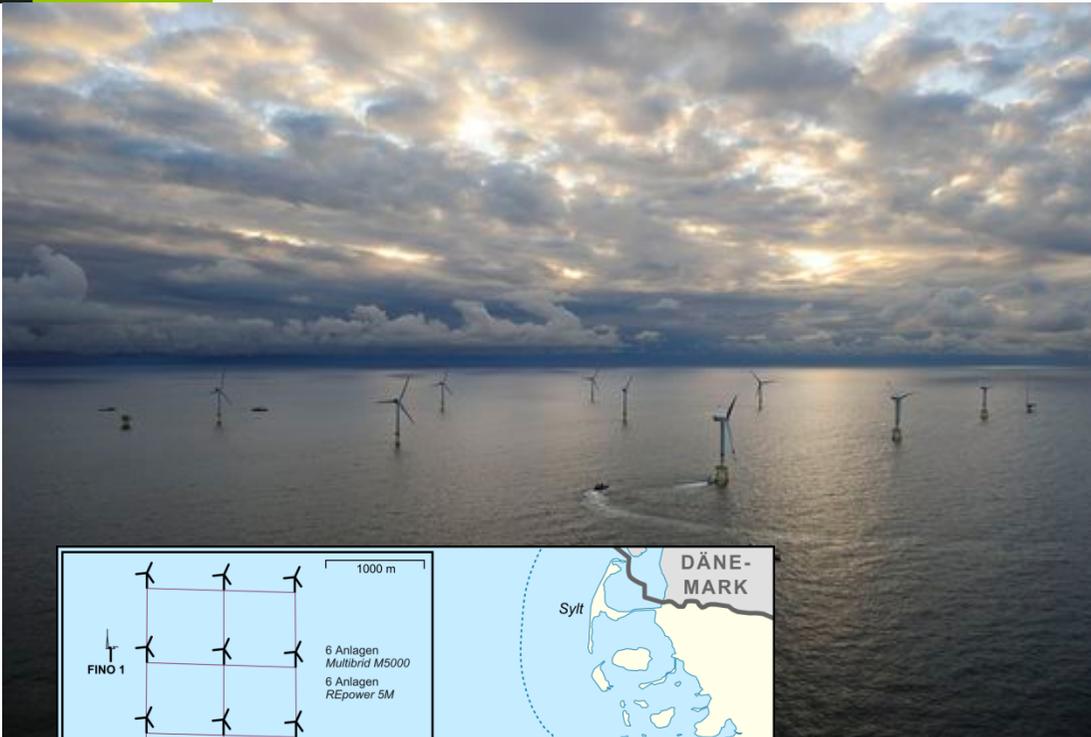
KIT



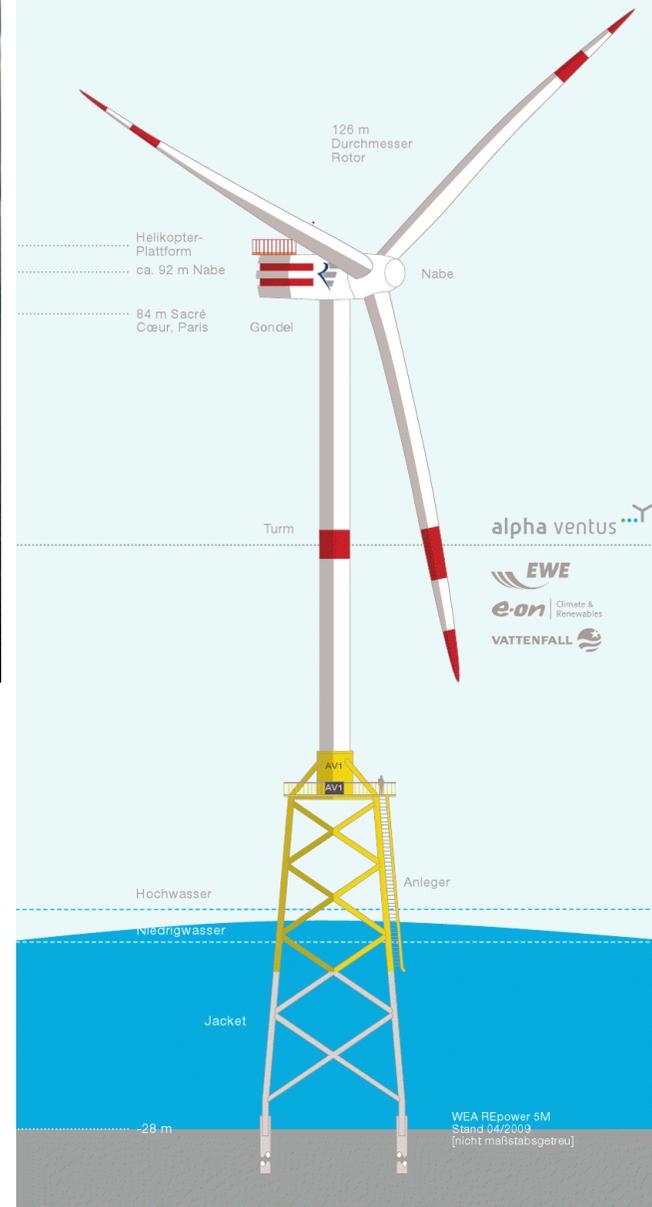


EIFER

# Offshore Alpha Ventus



..... 157 m Kölner Dom  
..... 155 m Blattspitze

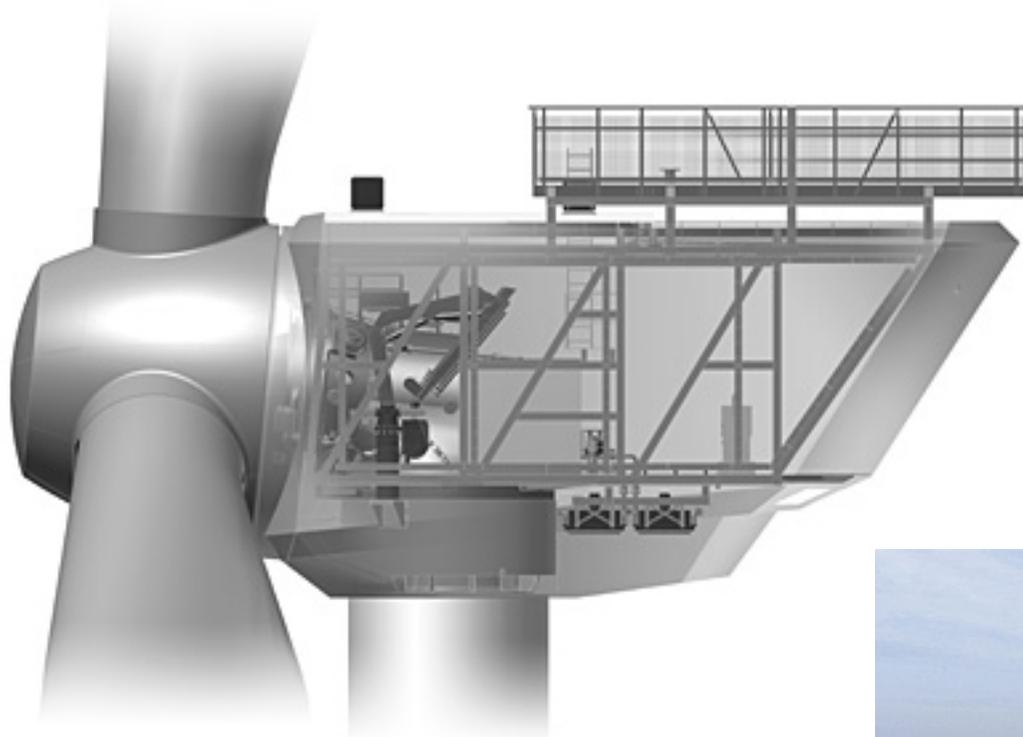




EIFER

# Offshore

Areva (Multibrid) M5000



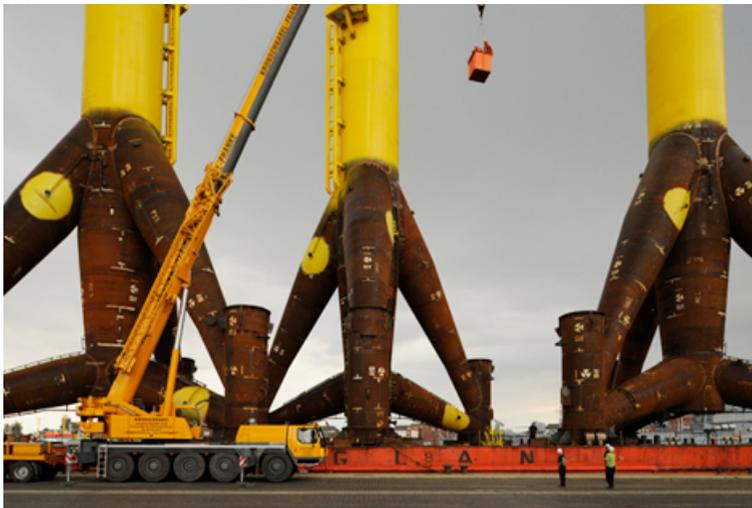


EIFER

# Offshore Deutschlandspezifisch



- 45-60 km vor der Küste
- 30-40 m Wassertiefe
- 5 MW Klasse als Einstieg





EIFER

# Offshore Alpha Ventus





EIFER

# Offshore Transport





EIFER

# Offshore

## Bard 1





EIFER

# Offshore

Alstom

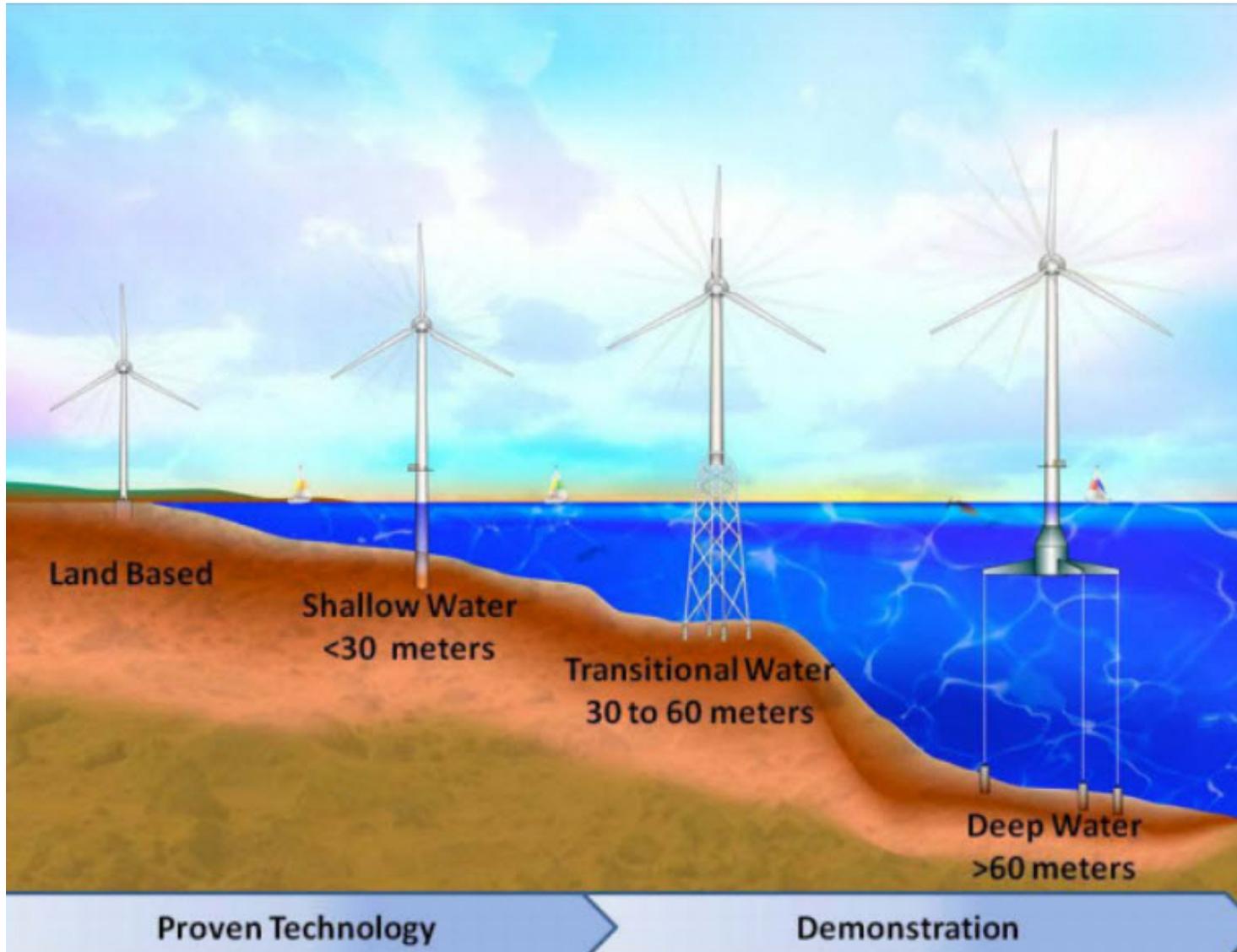




EIFER

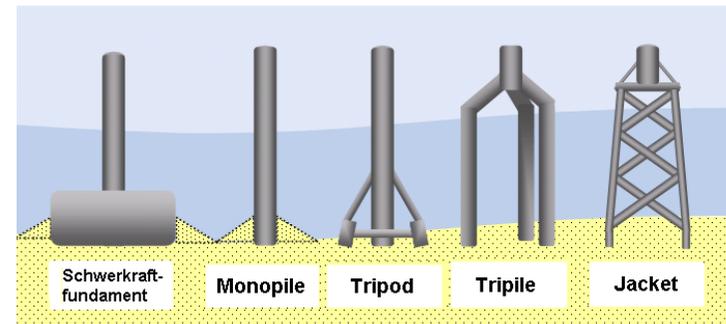
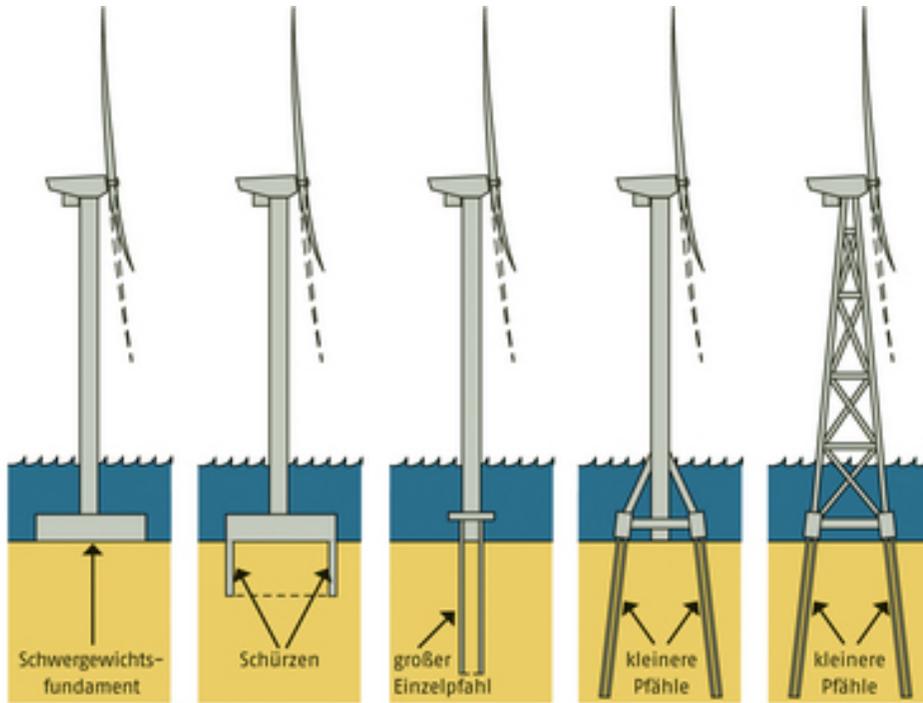
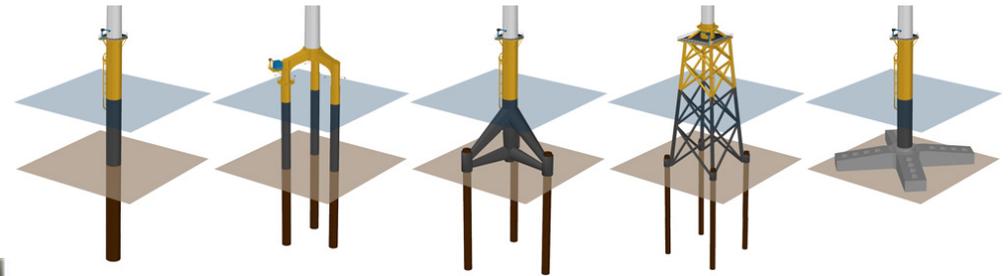
# Offshore

Fundamente / Gründungen

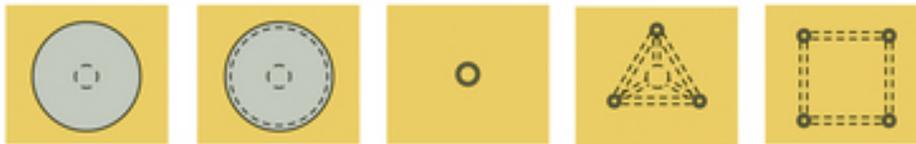




# Offshore Gründungen



Draufsicht in Höhe des Meeresbodens:



a Flachgründung ohne Schürzen

b Flachgründung mit Schürzen

c Monopile-gründung

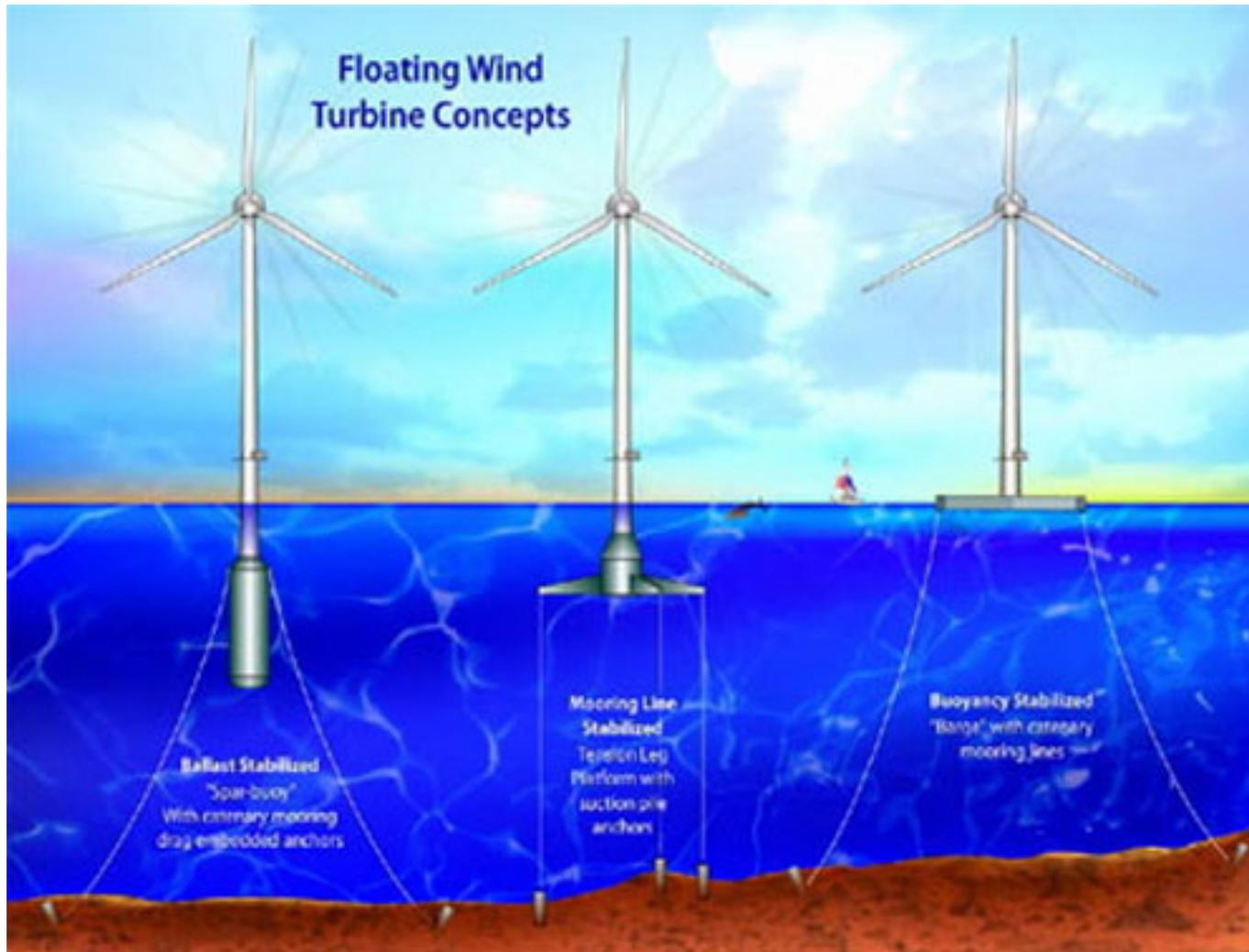
d Tripod-gründung

e Jacket-gründung



EIFER

# Offshore Floating

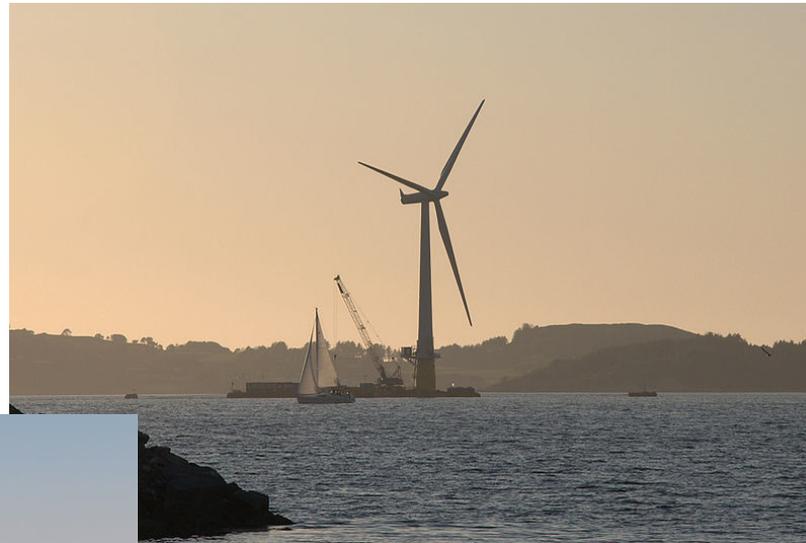




EIFER

# Offshore Floating

Erste schwimmende Turbine  
2009 Norwegen (Hywind)



Zweite schwimmende Turbine  
2011 Portugal (WindFloat)



EIFER

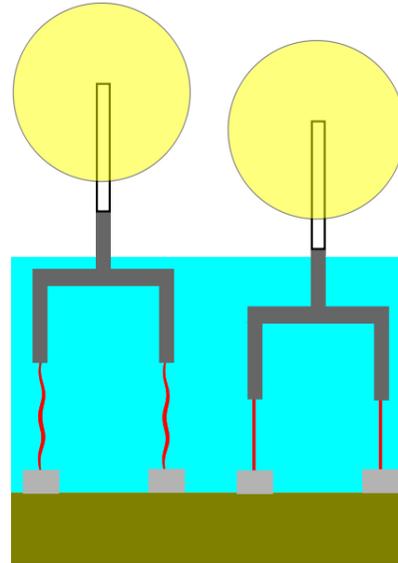
# Offshore

## Floating - Hywind

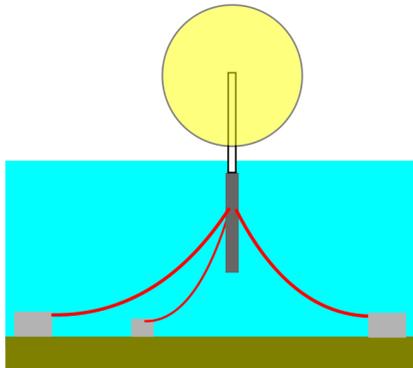




# Offshore Floating



Blue H - Spannung



Hywind - Durchhang  
60t zusätzlicher Ballast

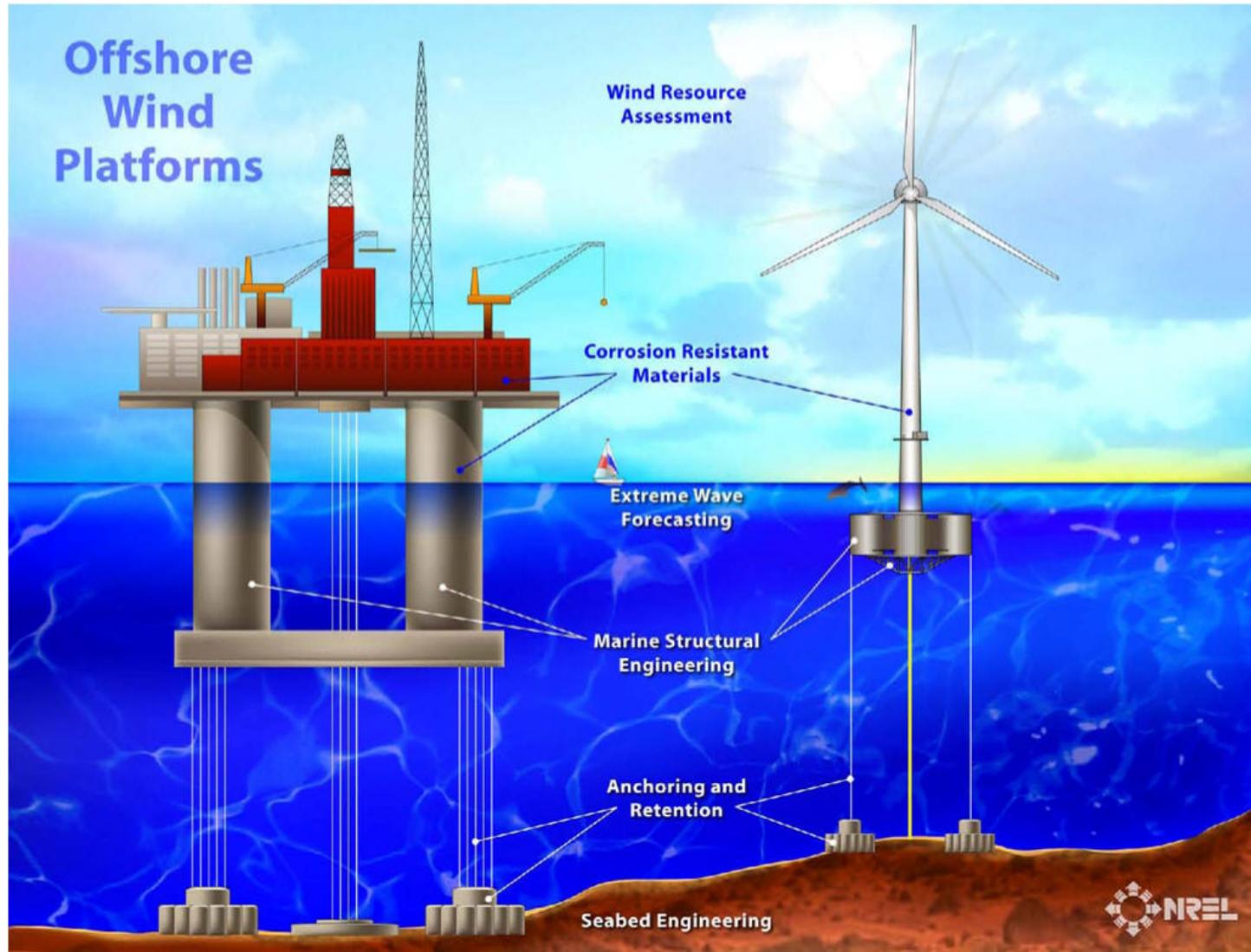


WindFloat



EIFER

# Offshore Floating





# Offshore

## Gründungen – Übersicht

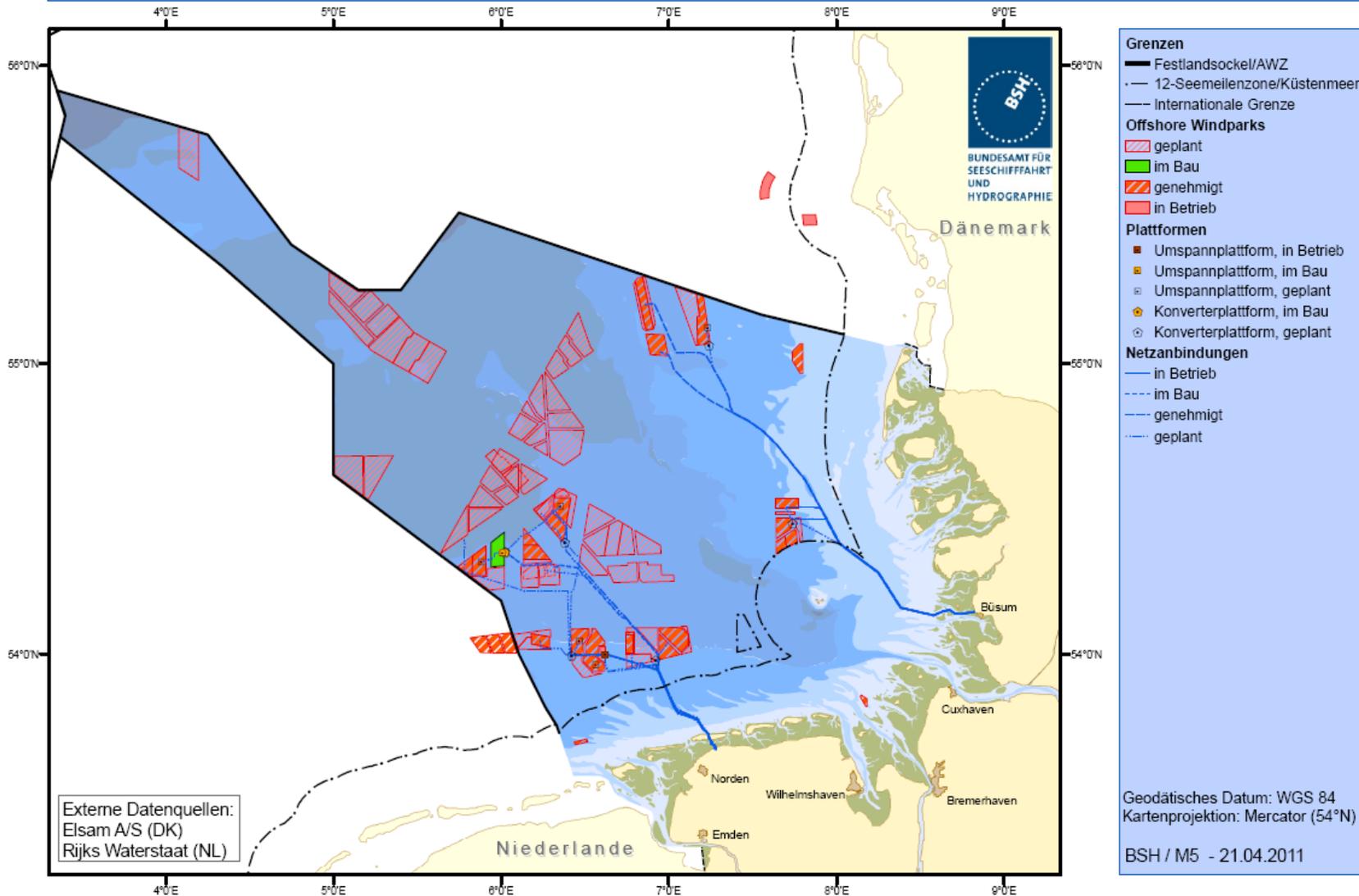
Fundamenttyp	Wassertiefe in Meter	Beispiele für die Anwendung	Vorteile	Nachteile
Monopile	bis 20	Horns Rev	gute Kollsicherung	große Rammhammer
Jacket	20 – 50	alpha ventus	Erfahrungen aus der Ölbranche	hoher Stahlverbrauch
Tripod	20 – 50	alpha ventus	kleiner Durchmesser der Pfähle	nicht einsetzbar bei Steinhindernissen im Grund
Tripile	25 – 40	BARD I	Leichtbauweise	bisher nur eine Testanlage
Schwerkraftfundament	bis 10	Nysted, Lillgrund	geringer Stahlverbrauch, keine Rammung	hohe Kosten bei Anwendung in großen Tiefen
Bucket	bis 30	Testphase	keine Rammung	wenig Erfahrung
Schwimmendes Fundament	80 – 700	Testphase, Hywind	für große Wassertiefe geeignet	wenig Erfahrung



EIFER

# Offshore Deutschland - Nordsee

## Nordsee: Offshore Windparks

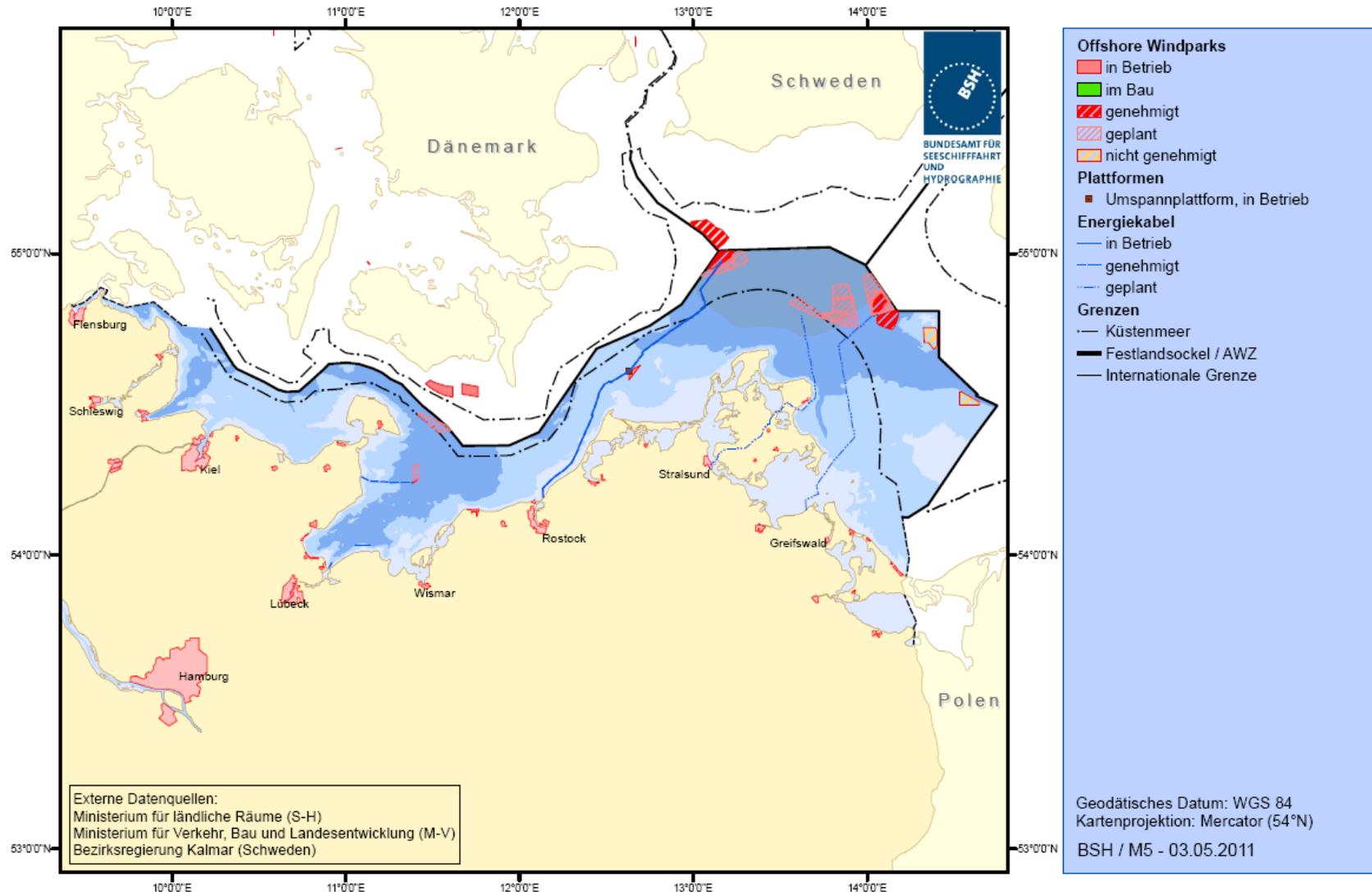




EIFER

# Offshore Deutschland - Ostsee

## Ostsee: Offshore Windparks





## Offshore Windbedingungen

- Geringe Rauigkeit bei schwachem (und konstantem) Wind
- Sehr schwache Windscherung
  - » Turmhöhe mit  $3/4$  des Rotordurchmessers ausreichend
- Weniger Turbulenzen
  - » Höhere Lebensdauer der Anlagen ?
- 50% mehr Energiegehalt als Landwind



## Dimensionierungsgrundlagen:

- Packeisdruck
- Wellenhöhe
- Beschaffenheit des Seebettes
- Die Größe der Windkraftanlage selbst ist nur bedingt ausschlaggebend

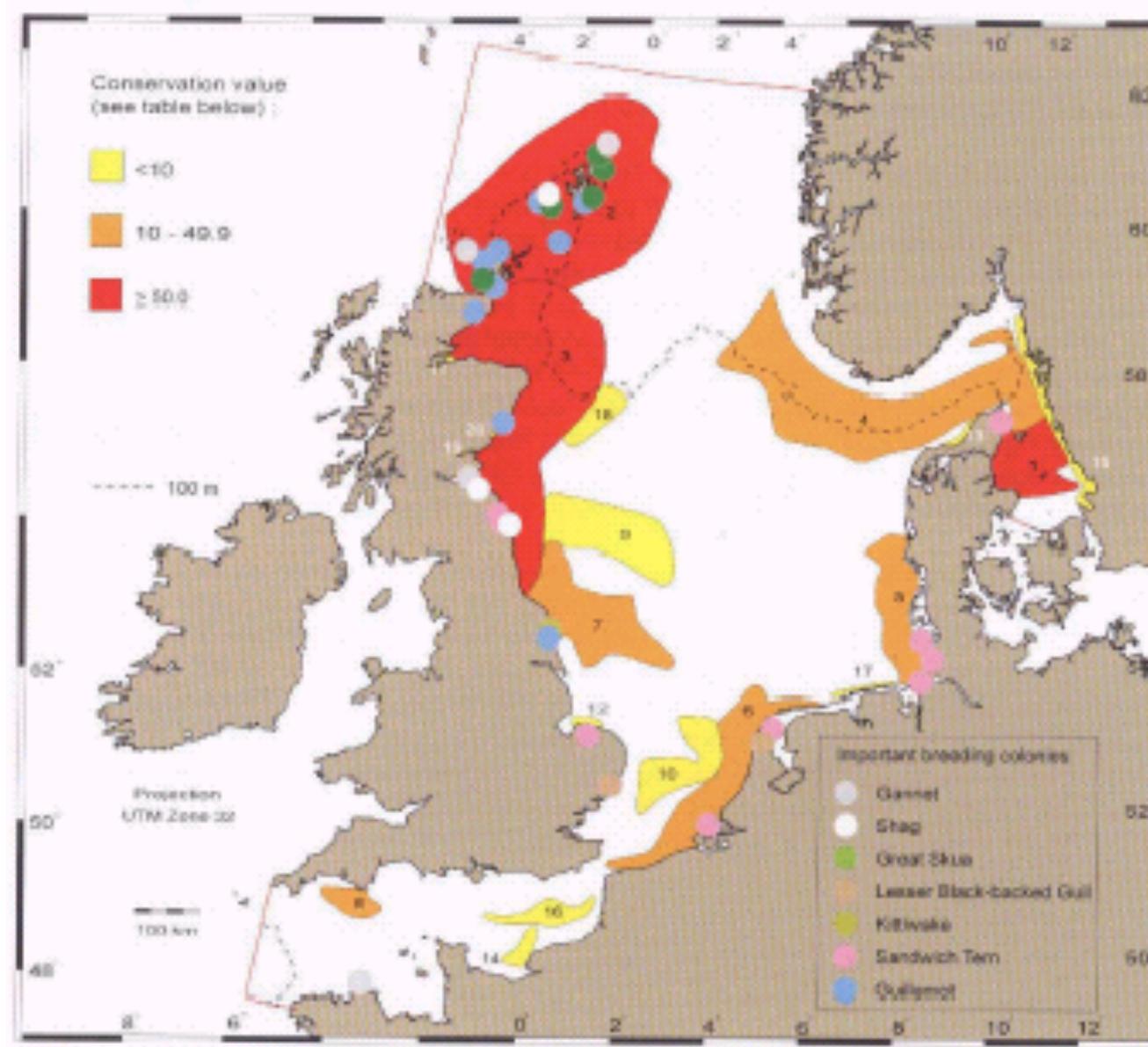


## Eingrabung im Seebett

» Schutz vor Beschädigungen durch  
Fischereigerät und Anker

- **Bei leichtem Untergrund mittels Hochdruck-Wasserstrahltechnik**
- **Bei schwerem Untergrund eingraben oder einpflügen**







## Offshore

Fragen zum Markt !

- Wer baut die benötigten Kraftwerke, wenn er auf grund der Windkraft nicht mehr einen Ertrag kalkulieren kann ?
- Können 70% des Energiemarktes abgeschottet werden in einem von der Liberalisierung geprägten Umfeld ?



EIFER

# Offshore

Aktuelle Zahlen Europa

- **Europaweit**
  - 1.662 WEA
  - 55 Windparks
  - 10 Länder
  - 4.995 MW
- **2012**
  - 239 WEA
  - 1.165 MW
  - Ca. 4 Mrd. €
- **Ranking (Kapazität)**
  - 60% GB
  - 18% Dänemark
  - 8% Belgien
  - 6% Deutschland



EIFER

# Offshore

Utgrunden - Schweden





EIFER

# Überblick

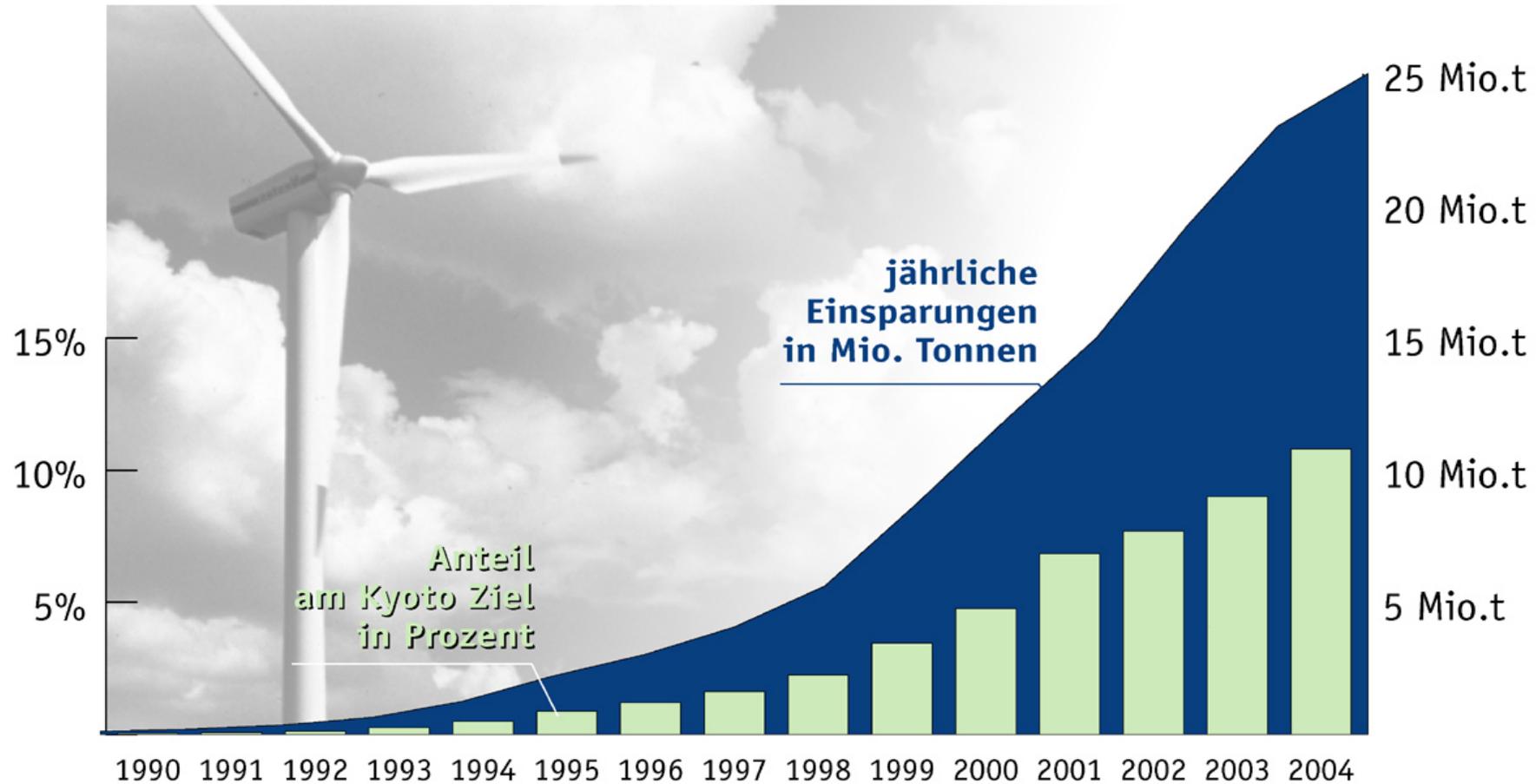
Umwelt, Kosten, EEG

- **Umweltbeeinflussung**
  - Schall
  - Reflexion
  - Infraschall
- **Kosten von Windkraftanlagen**
  - Invest
  - Betrieb
  - Kostenstrukturen
- **EEG 2009**
  - Änderungen



EIFER

# CO2-Bilanz





EIFER

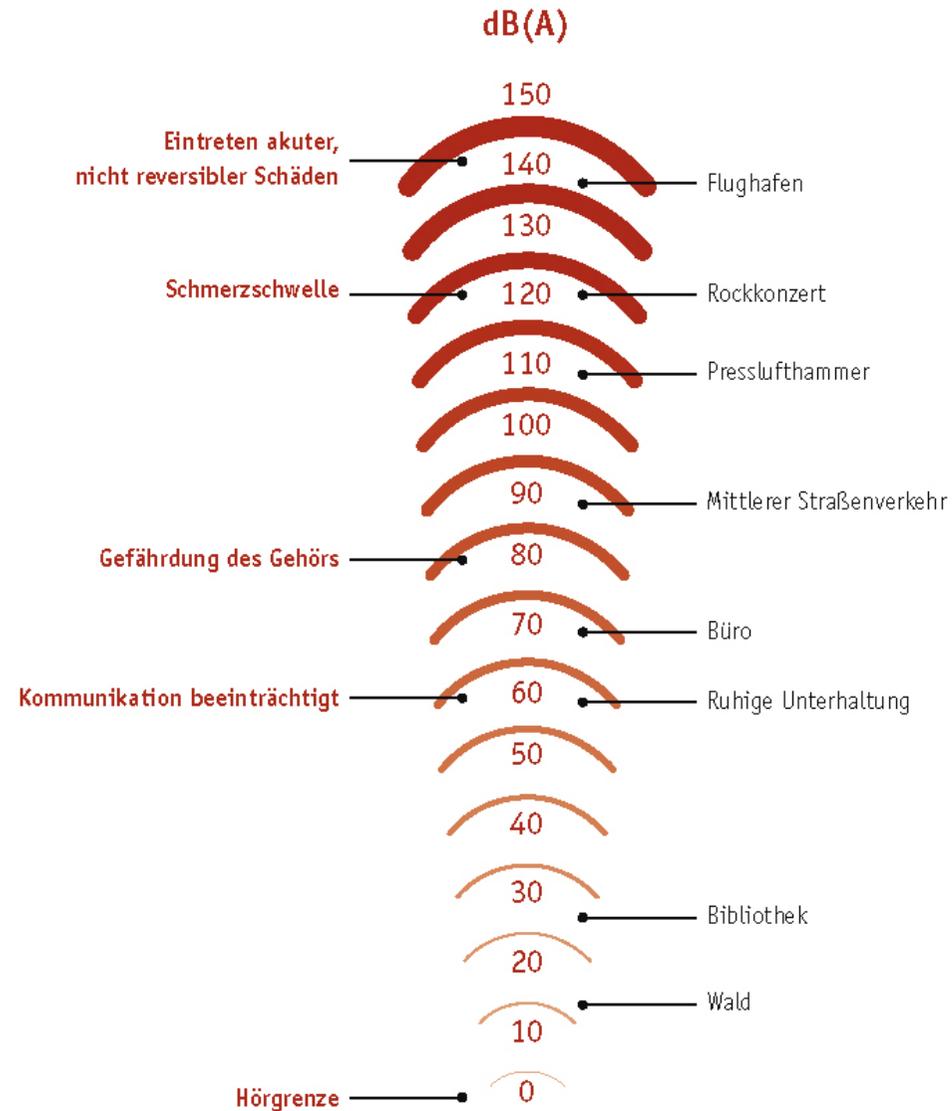
# Ökologische Bilanz





Maximale Belastung für die an Windenergieanlagen angrenzende Wohnbebauung: 45 Dezibel (dBA)

Durchschnittliche Lärmbelastung in Städten und Durchgangsstraßen: 55-75 dBA (Tag und Nacht)





## Als Discoeffekt wird das Auftreten von Lichtreflexen an den Rotorblättern bezeichnet

- Ursache dieses Effektes: spiegelnde Oberflächen
- wetterabhängig: kann nur an sonnigen Tagen im Nahbereich von WEA bemerkt werden.
- nur zufällig und kurzzeitig wahrnehmbar.
- mit Beeinträchtigungen an einem Ort über mehrere Stunden ist nicht zu rechnen

**Aufgrund der Verwendung von matten Farben für die Oberflächen von WEA spielt der Diskoeffekt bei neueren Anlagen keine Rolle mehr**



# Schattenwurf

## Der bei Sonnenschein von den Rotorblättern ausgehende, sich bewegende Schlagschatten.

- Schattenwurfzeiten hängen vom Zusammenspiel der Wetterbedingungen, Windrichtung und Sonnenstand sowie vom Betrieb der Anlage ab.
- **Theoretisch maximal mögliche Einwirkzeit:**
  - ⇒ stets Sonnenschein, bestimmte Windrichtung und drehende Rotoren

### **Reale Einwirkzeit:**

- ⇒ Berechnung unter normalen, durchschnittlichen Wetterbedingungen

### **Gewichtete Beschattungsdauer**

- ⇒ Theoretisch maximal mögliche Einwirkzeit, gewichtet nach Aufenthaltsdauer der Anwohner in den betroffenen Bereichen (Wohnzimmer, Toilette, Veranda, etc.).

**Der von Bäumen und Laternen am Wegrand ausgehende Schatten während einer Auto- oder Zugfahrt kann als wesentlich intensiver betrachtet werden.**



## Schattenwurf bei der Planung

- An Standorten, bei denen Schattenschlag auftreten kann, ist schon im Baugenehmigungsverfahren gutachterlich nachzuweisen, dass Nachbarn nicht durch unzumutbare Schattenemissionen beeinträchtigt werden.
- Zur Vermeidung von Schlagschatten ist es auch möglich Steuerungselemente zu installieren, welche die Anlagen bei Eintreten entsprechender Witterungsbedingungen automatisch abstellen

**In Schleswig Holstein gilt ein reales Beschattungsaufkommen von 15h/Jahr als maximal zumutbar. Mit dem Grenzwert von 30h/Jahr gewichteter Beschattungsdauer wird dieser Grenzwert in der Regel weit unterschritten.**

Quelle: Studie - Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen, Universität Kiel, 2000, Staatliches Umweltamt Schleswig.



EIFER

## Infraschall

**Als Infraschall bezeichnet man Luftschallwellen unterhalb des menschlichen Hörbereichs.**

**Menschlicher Hörbereich: 20 Hz - 20.000 Hz**

Die ständige Präsenz von Infraschall im menschlichen Lebens- und Arbeitsbereich führte schon früh zu einer ausführlichen Untersuchung durch das Bundesgesundheitsamt. Auch beschäftigte sich die Berufsgenossenschaft für Feinmechanik und Elektronik mit den Auswirkungen von Infraschall auf den Menschen.

**FAZIT: Von einer unterschweligen, gesundheitsschädlichen Gefährdung durch Infraschall ist nicht auszugehen!**

Quelle: Bundesgesundheitsamt (1982), Zeitschrift für Lärmbekämpfung (1999)



# Infraschall - Vergleiche

**Technische Quellen** : Straßenverkehr, Flugzeuge, Discotheken, Heizungs- und Klimaanlage, Industriearbeitsplätze, etc.

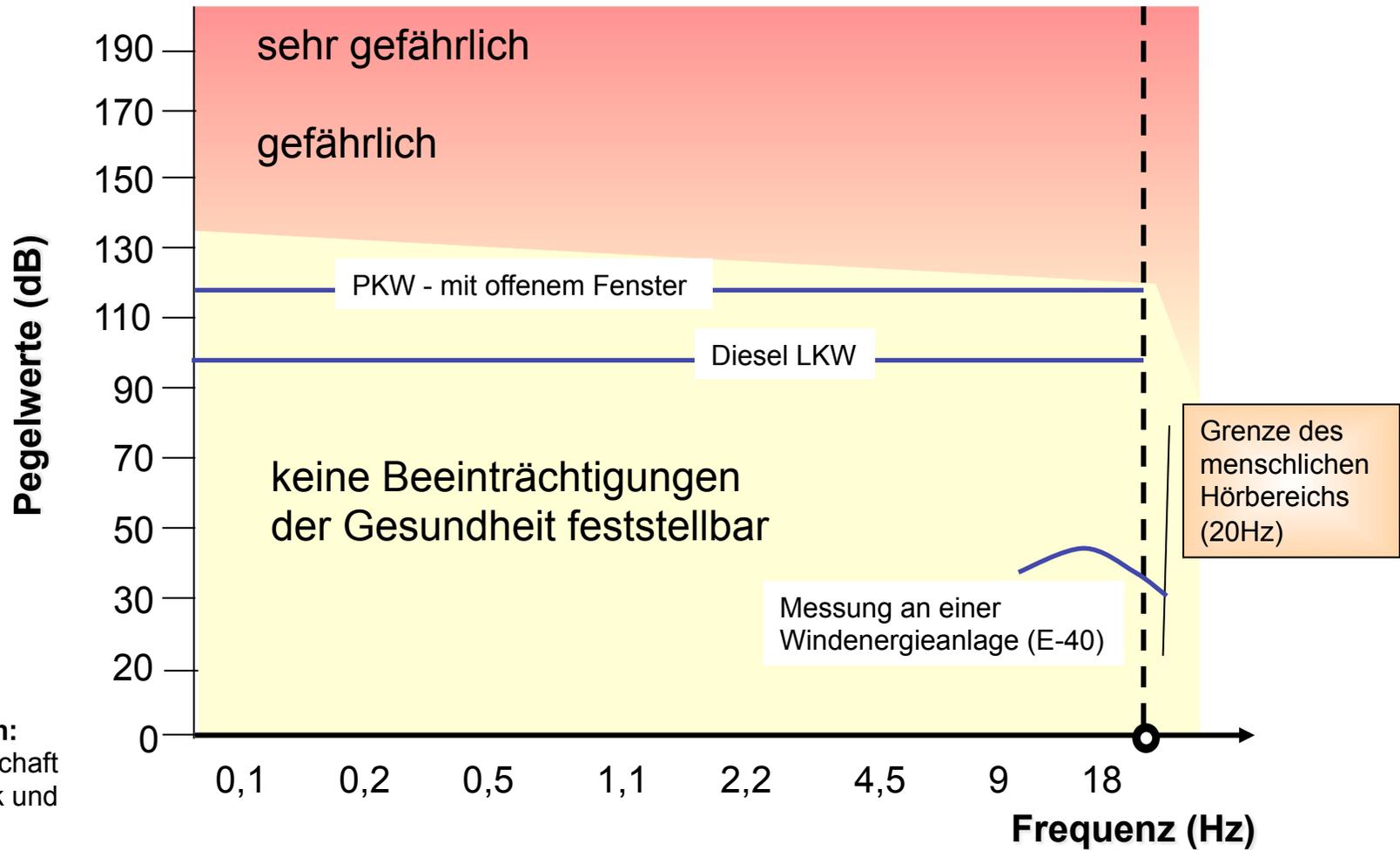
**Natürliche Quellen** : Gewitter, Erdbeben, Wasserfälle und Meeresbrandung, etc.

Geräuschquellen (Schalldruckpegel im Bereich 1-20 Hz)	Infraschall- pegel dB(IL)	Hörschall- pegel dB(A)
Elektro-Hochofen	117	102
PKW (Seitenfenster geöffnet)	126	83
Schnellzug - Schlafwagenabteil, Fenster offen	107	55
Diesel LKW (Fenster geschlossen)	103	96
Büroräume	97	52
Büroräume - Lüftungsanlage	80	33
<b>WEA 500kW in 300m Abstand</b>	<b>67-77</b>	<b>40</b>
<b>WEA 500kW in 500m Abstand</b>	<b>63-73</b>	<b>33</b>

Quelle: Berufsgenossenschaft für Feinmechanik und Elektronik; Magnuson & Malmquist (Infraschall am Arbeitsplatz); Exposé über Infraschall, Dipl.-Ing. A.Buhmann



# Infraschall - Gesundheit

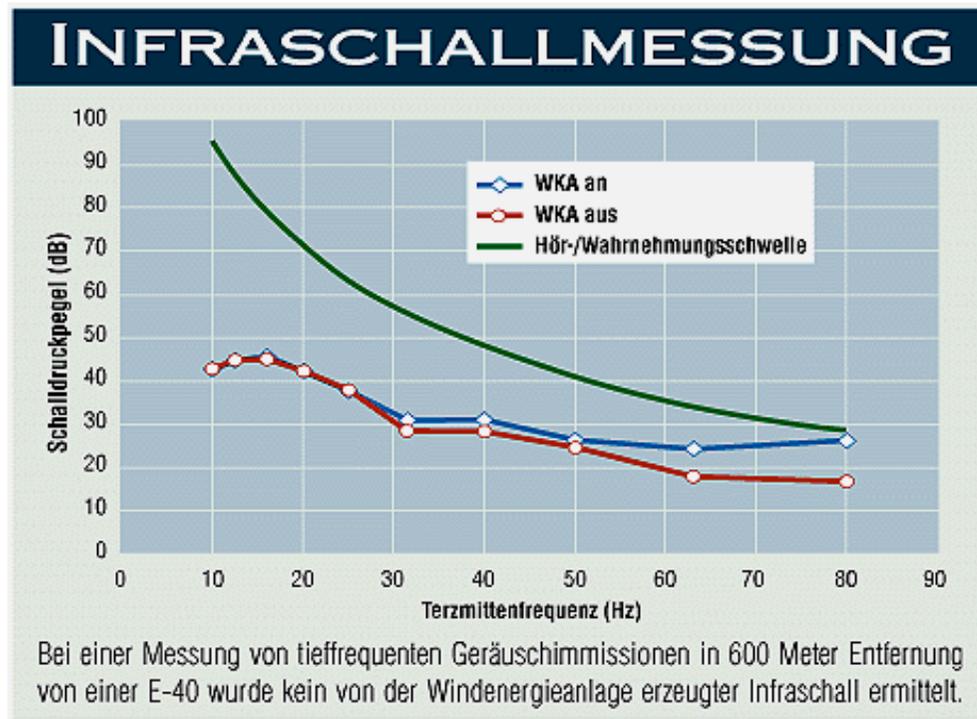


Darstellung nach:  
Berufsgenossenschaft  
der Feinmechanik und  
Elektronik



## Quellen von Infraschall:

- ⇒ aerodynamisch: Schräganströmung des Rotors, Wechselwirkung mit dem Turm
- ⇒ mechanisch: Schwingungen der Anlage bzw. Anlagenkomponenten



Quelle: KÖTTER Consulting Engineers GmbH

## Messung an einer E-40 im Auftrag von ENERCON.

Bei einer Windgeschwindigkeit zwischen sieben und acht Metern pro Sekunde und einer Leistung von 250 bis 330 Kilowatt wurden in einer Entfernung von 600 Metern keine durch die Windenergieanlage verursachten Infraschall-Immissionen gemessen.



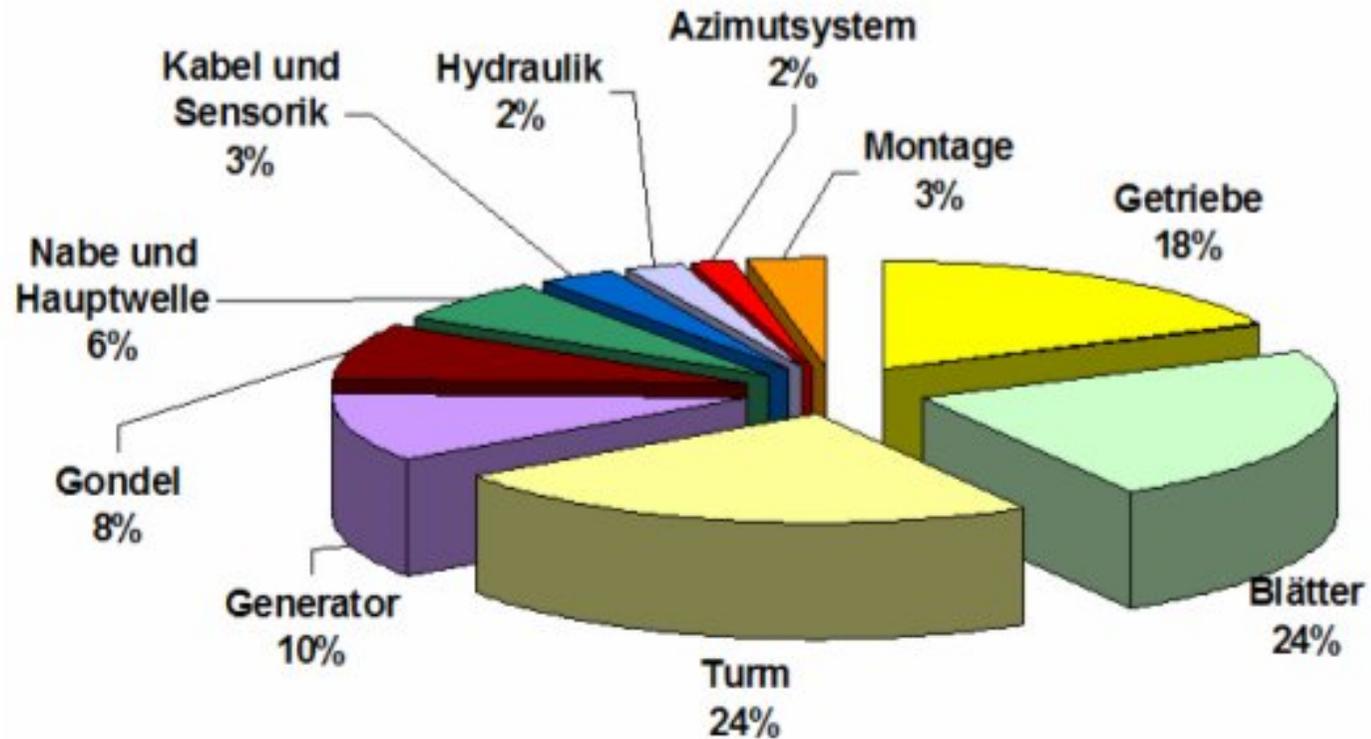
- Schall und Infraschall Offshore ?
- Bruch des Rotorsystems
- Feuer
  - Höhe der WKA !
- Vogelschlag ?
- Fledermäuse ?



- Wind
- Investition
  - Projektentwicklung
  - Technische Investition
  - Finanzierung
- Betrieb
  - Betriebskosten
  - Kapitalkosten
- Leistung
  - Normierte Leistungskurve, Verfügbarkeit
  - Standorteinflüsse, Parkaufstellung
  - Verfügbarkeit, Netzleistungsfähigkeit



# Kostenstruktur der WKA (ca. 800-1.000 €/kW)



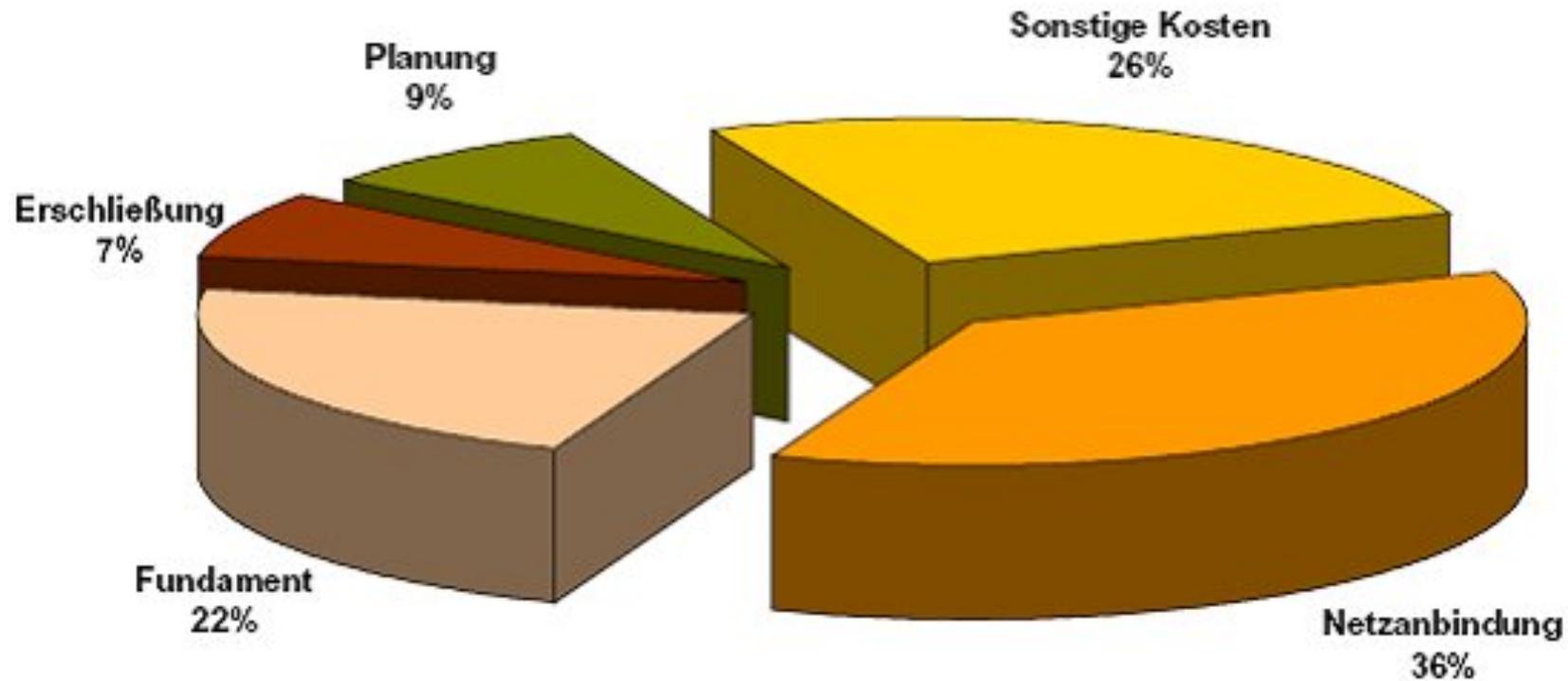
Kostenstruktur von 1,2 MW Windkraftanlagen. Quelle: DEWI



- **Zwei Anlagen**
  - Vestas V39, eine 600 kW-Anlage mit 39 m Rotordurchmesser
  - Vestas V47, eine 660 kW-Anlage mit 47 m Rotordurchmesser
- **V47 hat 45,2% mehr Ertrag als V39**
  - Preis +33%
  - Preis pro KW +21%
  - Preis pro m<sup>2</sup> -8,4%
  - Preis pro kWh -8,4%

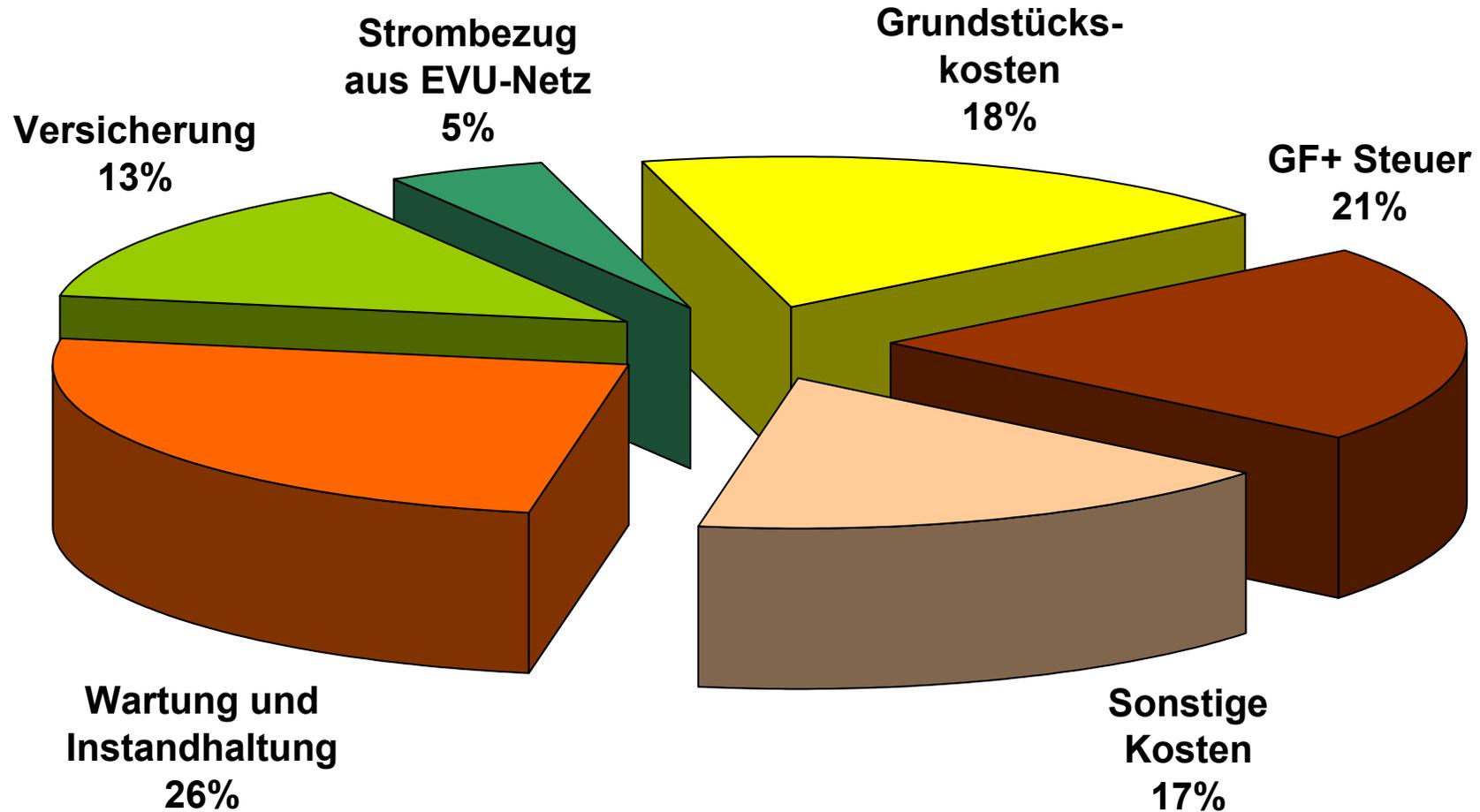


## Investitionsnebenkosten (30% Anlagenkosten)



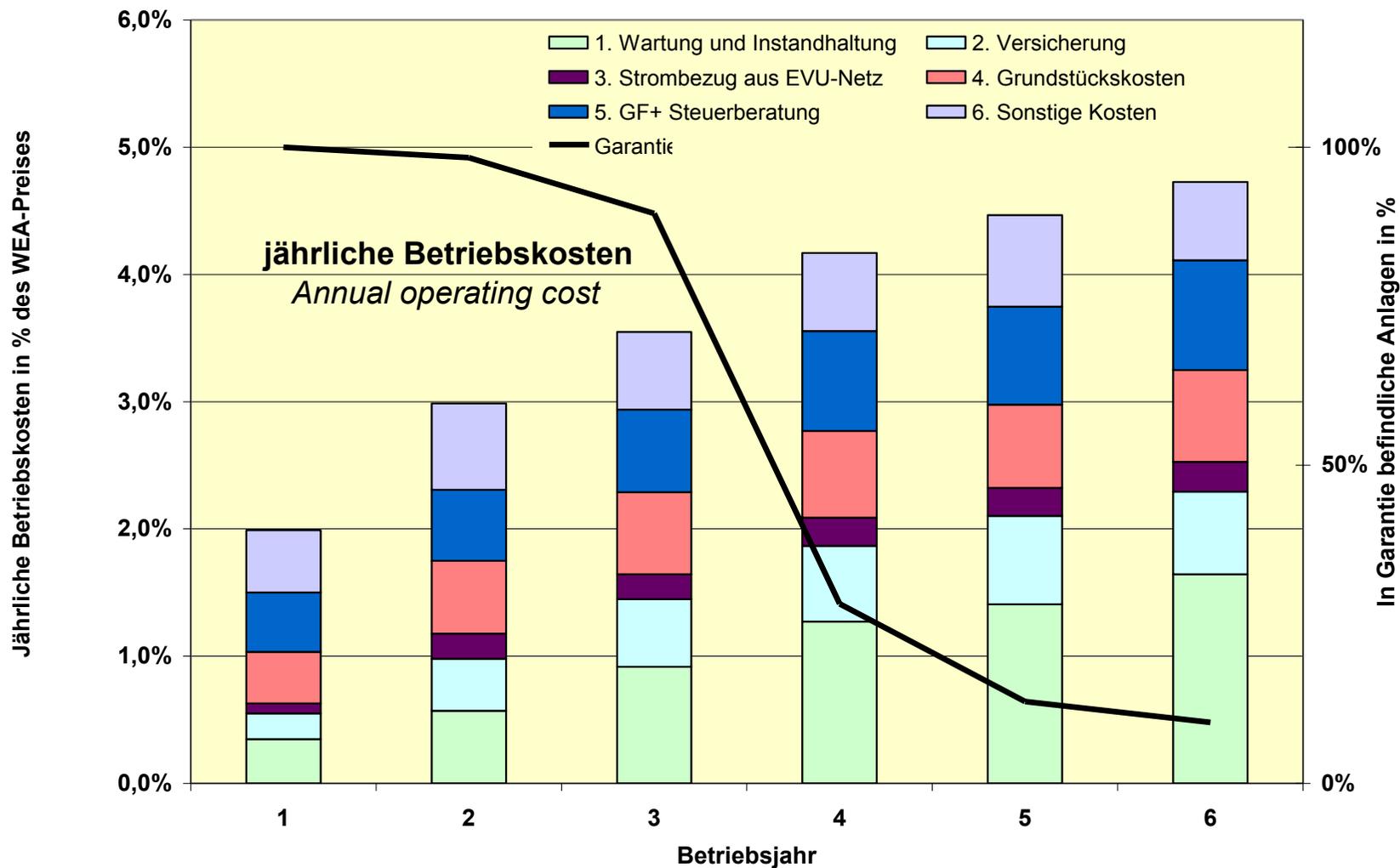
Investitionsnebenkosten über die Jahre 1994-2001. Quelle: DEWI

# Betriebskosten





# Jährliche Betriebskosten





## DEWI Studie 2002

### Gesamte Betriebskosten

- 1. Dekade: 4,8% der WEA-Investition = 24% der Einspeiseerlöse
- 2. Dekade: 6,6% der WEA-Investition = 33% der Einspeiseerlöse

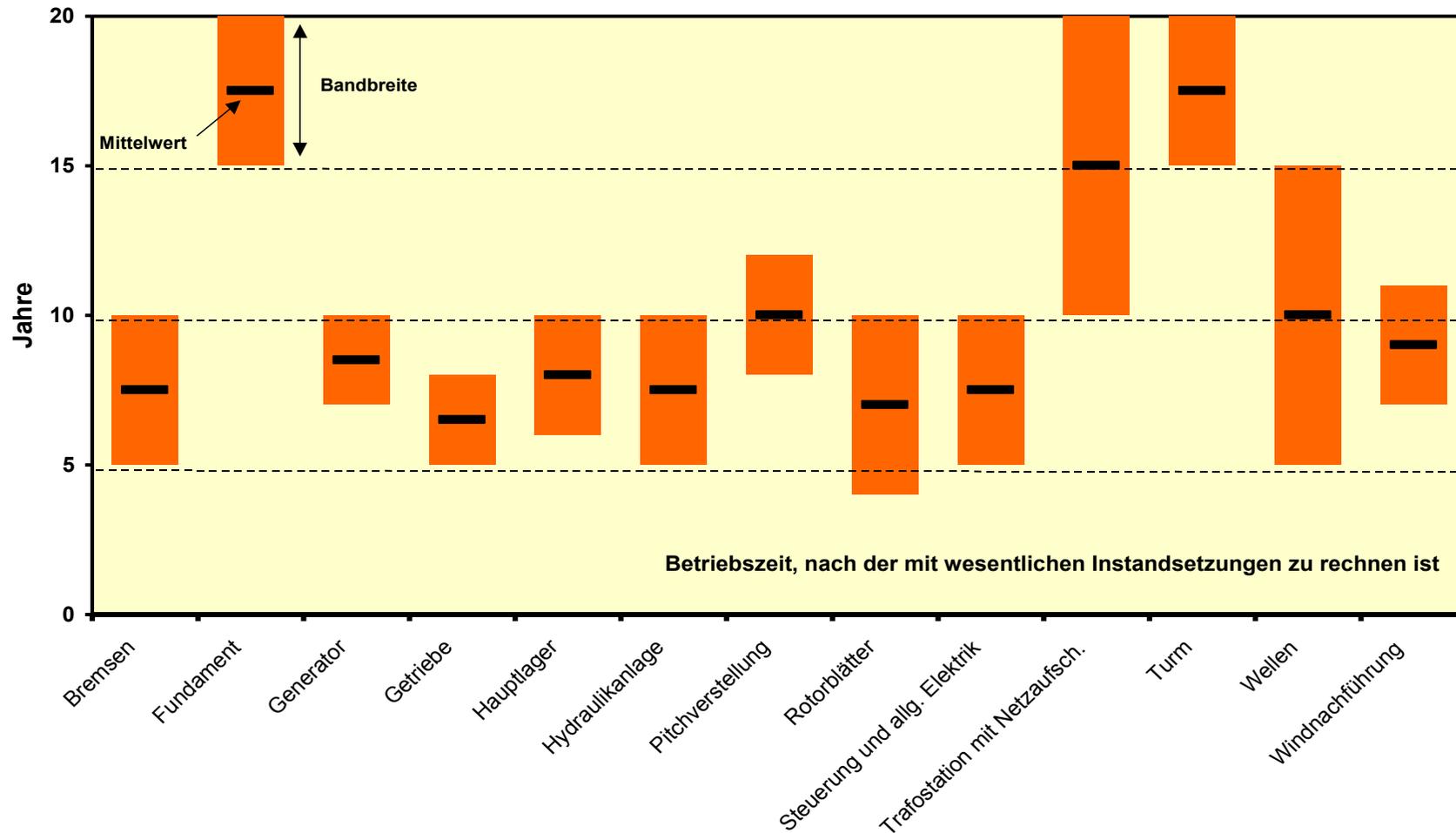
### Davon Instandhaltung

- 1. Dekade: 1,8% der WEA-Investition = 9% der Einspeiseerlöse
- 2. Dekade: 3,6% der WEA-Investition = 18% der Einspeiseerlöse

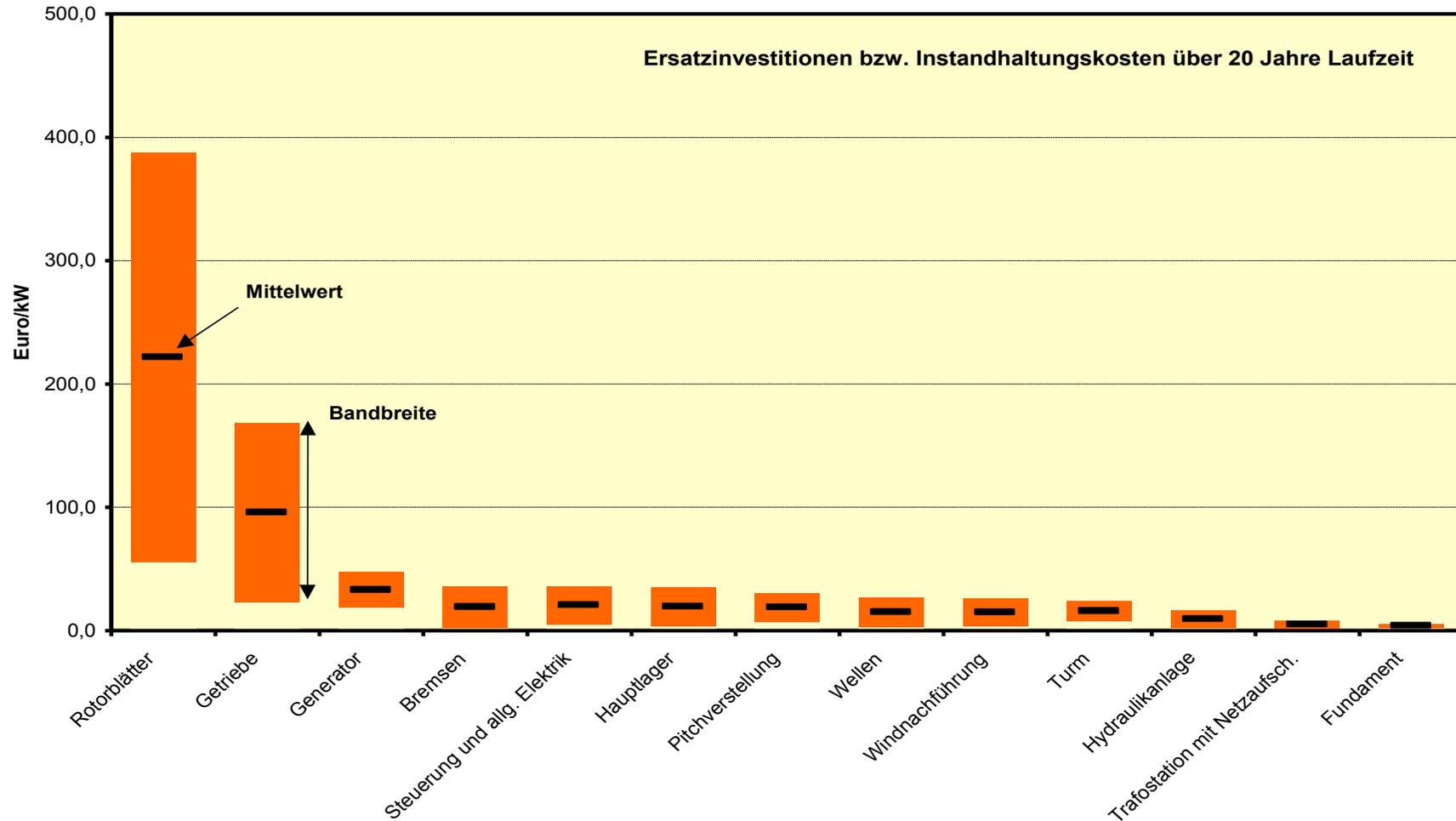
### Annahmen:

- WEA-Investition: 895 €/kW
- Preissteigerung: 1%/a
- Ausnutzung 2.000 h/a
- Einspeisevergütung: 9 ct/kWh
- Ersatzinvestitionen: 54% der WEA-Investition (= 483 €/kW)

# Häufigkeit von Instandsetzung



# Ersatzinvestitionen

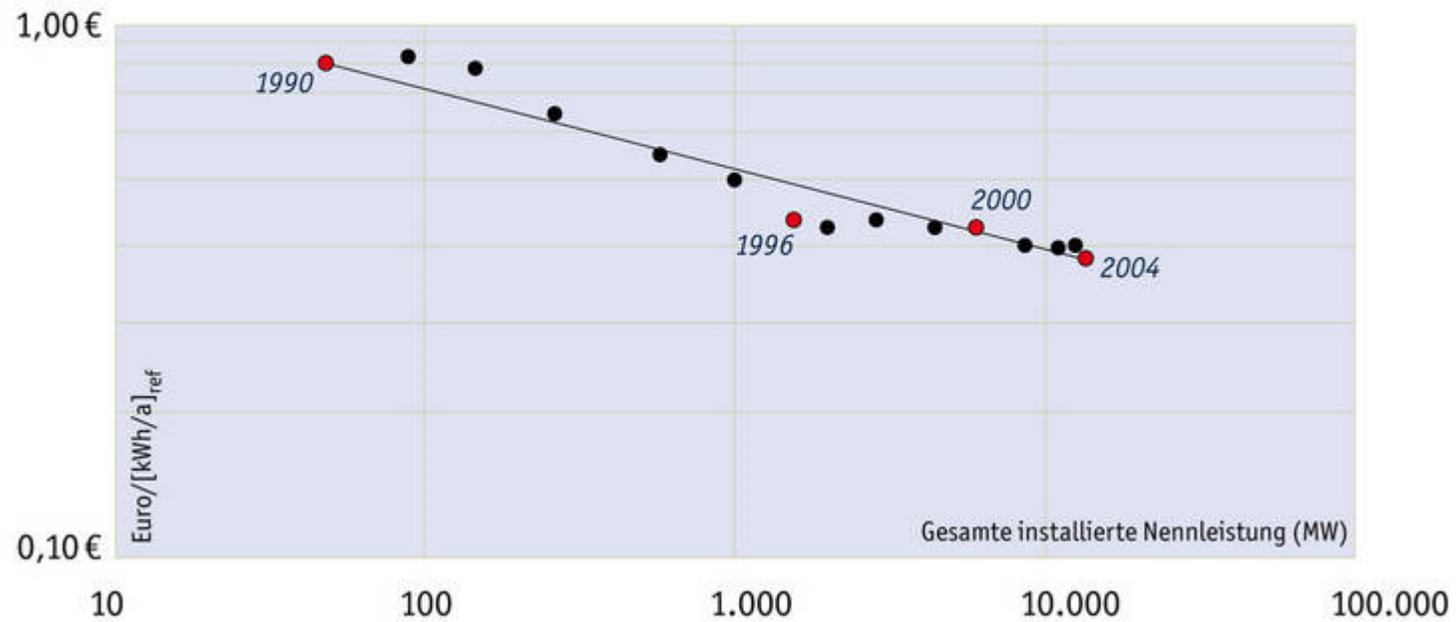




## Windkraftanlagen werden immer günstiger

Lernkurve Windenergie.

WEA-Preis pro kWh Jahresenergieertrag (Referenzstandort)



Grafik: Bundesverband WindEnergie e.V.  
Quelle: ISET, 2005

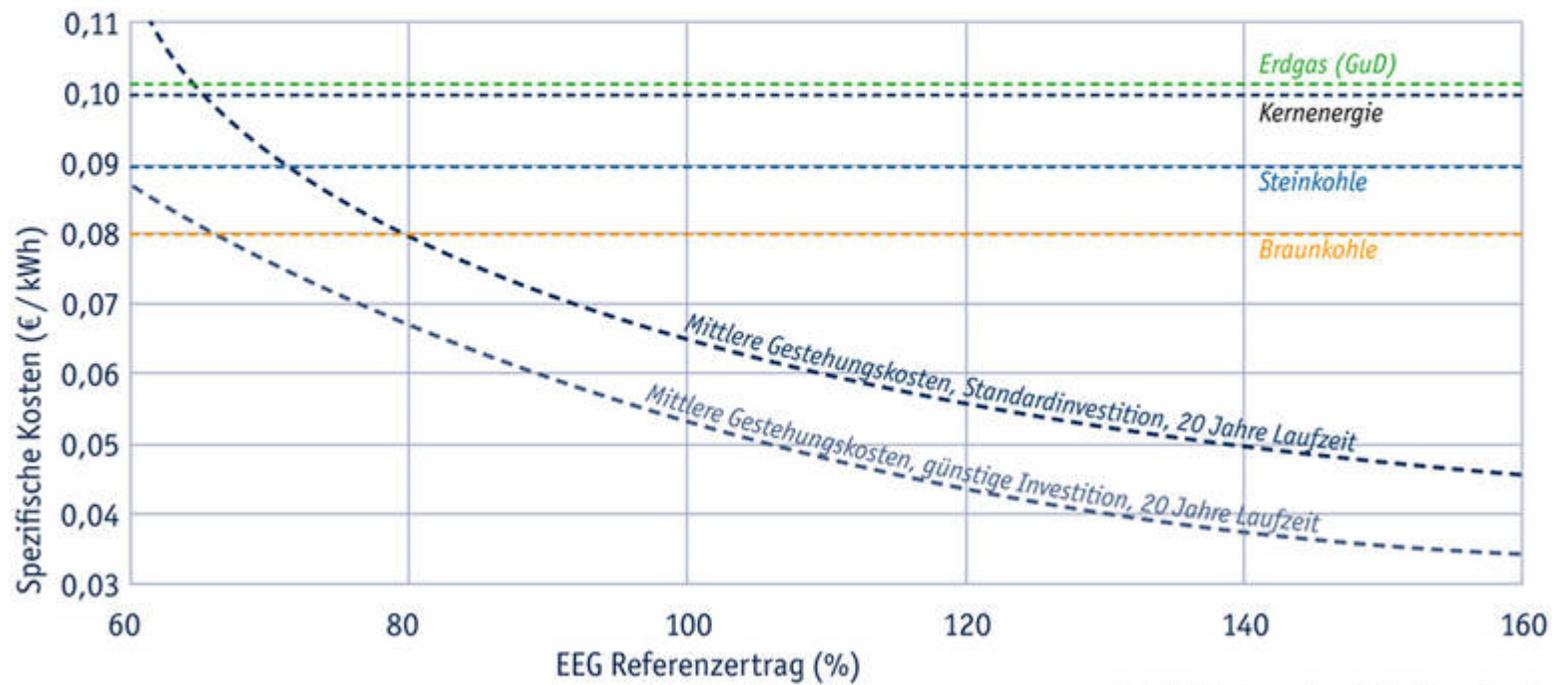


- Definition laut EEG
  - 30 m Höhe
  - 5,5 m/s Windgeschwindigkeit im Jahresmittel.
- Beispiel mit typischer Windverteilung:
  - 1,5 MW
  - 100m Turmhöhe
  - 4,5 Mio. kWh



## Gestehungskosten im Vergleich

Windenergie auf dem Weg zur günstigsten Stromquelle

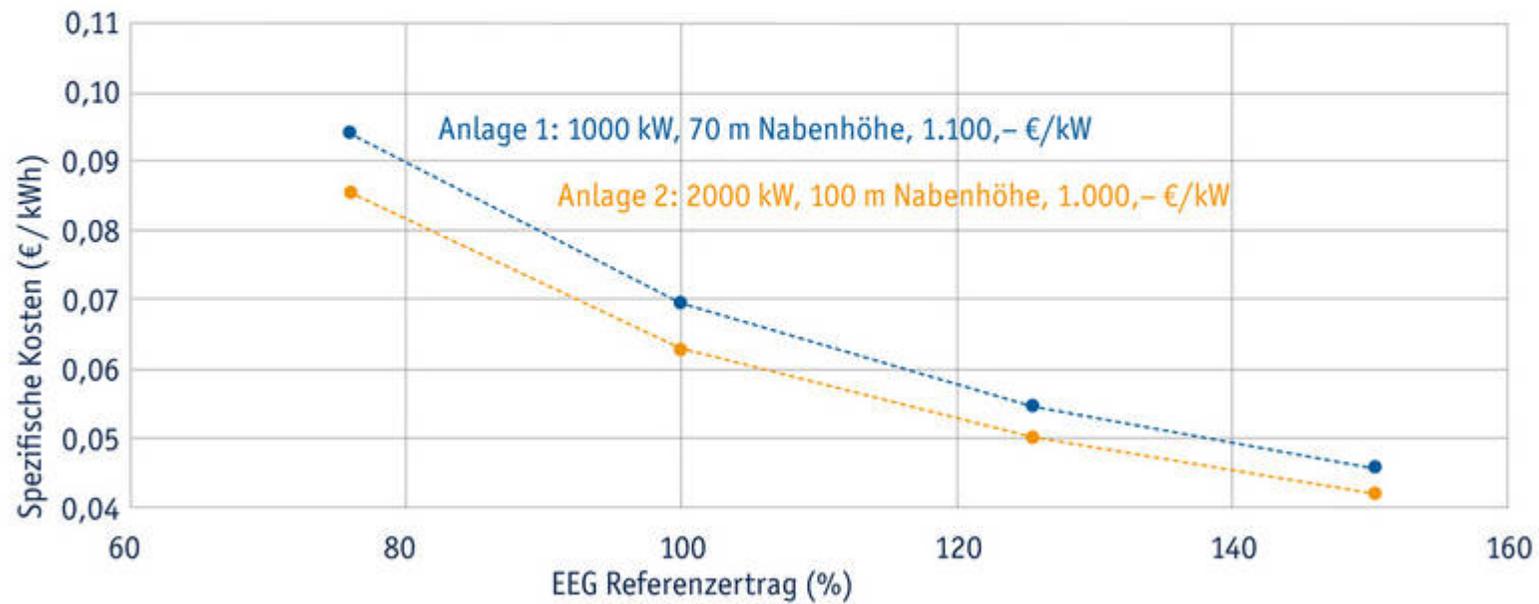


Grafik: Bundesverband WindEnergie e.V.  
Quelle: ISET, 2005



## Gestehungskosten im Vergleich

Vergleich der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Anlagengrößen



Grafik: Bundesverband WindEnergie e.V.  
Quelle: BWE, ISET, 2005



$$A = \frac{(1+p)^n \cdot p}{(1+p)^n - 1}$$

mit :

A = jährliche Kapitalkosten [%]

p = Realzins (inflationbereinigt) [%]

n = Kapitalrückführungsdauer [a]

n [a]	Zinssatz p [%]					
	3	4	5	6	7	8
5	21,840 %	22,460 %	23,100 %	23,740 %	24,390 %	25,050 %
10	11,720 %	12,330 %	12,950 %	13,590 %	14,240 %	14,900 %
15	8,337 %	8,994 %	9,634 %	10,300 %	10,980 %	11,680 %
20	6,722 %	7,358 %	8,024 %	8,719 %	9,439 %	10,190 %
25	5,743 %	6,401 %	7,095 %	7,823 %	8,581 %	9,368 %
30	5,102 %	5,783 %	6,505 %	7,265 %	8,059 %	8,883 %
35	4,654 %	5,358 %	6,107 %	6,897 %	7,723 %	8,580 %
40	4,326 %	5,052 %	5,828 %	6,646 %	7,501 %	8,386 %

**0,05 – 0,13 €/kW**



## Vergütung für neue Windenergieanlagen an Land

### EEG 2004: §10

- Anfangsvergütung (2009):  
**7,87 ct/kWh**
- Grundvergütung (2009):  
**4,97 ct/kWh**
- Degression:  
**2% p.a.**
- **Keine** Kopplung an Erzeugerpreis-Index.

### EEG 2009: §29

- Anfangsvergütung (2009):  
**9,20 ct/kWh**
- Grundvergütung (2009):  
**5,02 ct/kWh**
- Degression:  
**1% p.a.**
- **Keine** Kopplung an Erzeugerpreis-Index.



## Systemdienstleistungs-Bonus (SDL)

### EEG 2004

Keine Regelung

**EEG 2009:** (§29 Abs. 2 Satz 4; §66 Abs. 1 Nr. 6 i.V.m.; §64 Abs. 1 Nr 1)

- **NEU:** SDL-Bonus für **Neuanlagen:** 0,5 ct/kWh zur Anfangsvergütung
- **NEU: Altanlagen** (Inbetriebnahme ab 1.1.2002) erhalten für fünf Jahre einen SDL-Bonus von 0,7 ct/kWh wenn die entsprechende Nachrüstung bis zum 31.12.2010 erfolgt ist.



## Repowering

### EEG 2004: §10 Abs. 2

- **Verlängerung der Laufzeit** der Anfangsvergütung um 2 Monate pro 0,6 % Referenzertrag.
- **Kriterien:**
  - bestehende Anlagen ersetzen oder erneuern.
  - im selben Landkreis
  - Inbetriebnahme bis zum 31.12.1995
  - Leistung mindestens verdreifachen

### EEG 2009: §30

- **NEU: Bonus auf die Anfangsvergütung** von 0,50 cent/kWh
- **Kriterien:**
  - eine oder mehrere Anlagen endgültig ersetzen
  - im selben oder benachbarten Landkreis
  - Inbetriebnahme mindestens vor 10 Jahren
  - Leistung mindestens verdoppeln, maximal verfünffachen



## Gesetzliches Schuldverhältnis

**EEG 2004:**

Keine Regelung

**EEG 2009: §4**

- **NEU:** „freiwillige“ Vereinbarungen zu Lasten des Betreibers sind verboten.



## Einspeisemanagement

### EEG 2004:

- Kein Anspruch auf finanzielle Kompensation.
- Vorrangige Einspeisung Erneuerbarer Energien gegenüber fossiler KWK.
- Gleichrangigkeit aller Erneuerbarer Energien.

### EEG 2009: (§6, 11, 12 i.V.m; §66 Abs. 1)

- **NEU:** Anlagen über 100 kW müssen eine Einrichtung für ferngesteuerte Reduzierung und Abrufung der Ist-Einspeisung (1/4-h) vorhalten.
- Altanlagen (Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009) müssen dies erst ab dem 1.1.2011 erfüllen.
- **NEU:** Finanzielle Kompensation durch Netzbetreiber auf Basis einer Vereinbarung.
- **NEU:** Netzbetreiber muss Einspeisemanagement optimieren.
- **NEU:** Einbezug von fossiler KWK in den Vorrang.
- **NEU:** Windenergie (wie PV und Wasserkraft) ist nachrangig zu regeln.



## Erweiterung der Netzkapazität und Schadensersatz

### EEG 2004:

- Verpflichtung zum Netzausbau.

### EEG 2009: §9 und §10

- **NEU:** Netzbetreiber sind neben dem **Ausbau** auch ausdrücklich zur **Optimierung** und Verstärkung vorhandener Netze verpflichtet.
- **NEU:** Bei Verletzen der Pflicht können Einspeisewillige **Schadenersatz** verlangen.



## Direktvermarktung

### EEG 2004:

- Ein- und Ausstieg jederzeit möglich, jedoch durch Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur (BNetzA) nicht akzeptiert.

### EEG 2009: §17

- **NEU:** Monatlicher Ein- und Ausstieg möglich.
- **NEU:** Teilmengen-Vermarktung möglich (fester Prozentsatz der aktuellen Leistung).



## Offshore

### EEG 2004: §10 Abs.3

- Anfangsvergütung (2009):  
**8,74 ct/kWh**
- Grundvergütung (2009):  
**5,95 ct/kWh**
- Degression:  
**2% p.a.**

### EEG 2009: §31

- Anfangsvergütung (2009):  
**13 ct/kWh**
- **NEU: Sprinter-Bonus** auf  
Anfangsvergütung:  
**2 ct/kWh** bei Inbetriebnahme  
bis 31.12.2015
- Grundvergütung (2009):  
**3,50 ct/kWh**
- Degression:  
**5% p.a.** ab 2015



## EEG – 2012

Windkraft Onshore



### **Auswirkungen EEG-Novelle und weiterer Aspekte auf Windenergieausbau**

Vergütungshöhe für 2012 bleibt unverändert bei 8,93 Cent/kWh

Um ein Jahr verlängerter Systemdienstleistungsbonus (bis 31.12.2014)

Bonus für Repowering bleibt erhalten

Erhöhung der Degression von 1 % auf 1,5 % jährlich

**Verringerung baurechtlicher Hürden** (Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen)

**Ankündigung zügigerer Genehmigungsverfahren**

**Umfangreiche Ausweisungen neuer Windflächen**





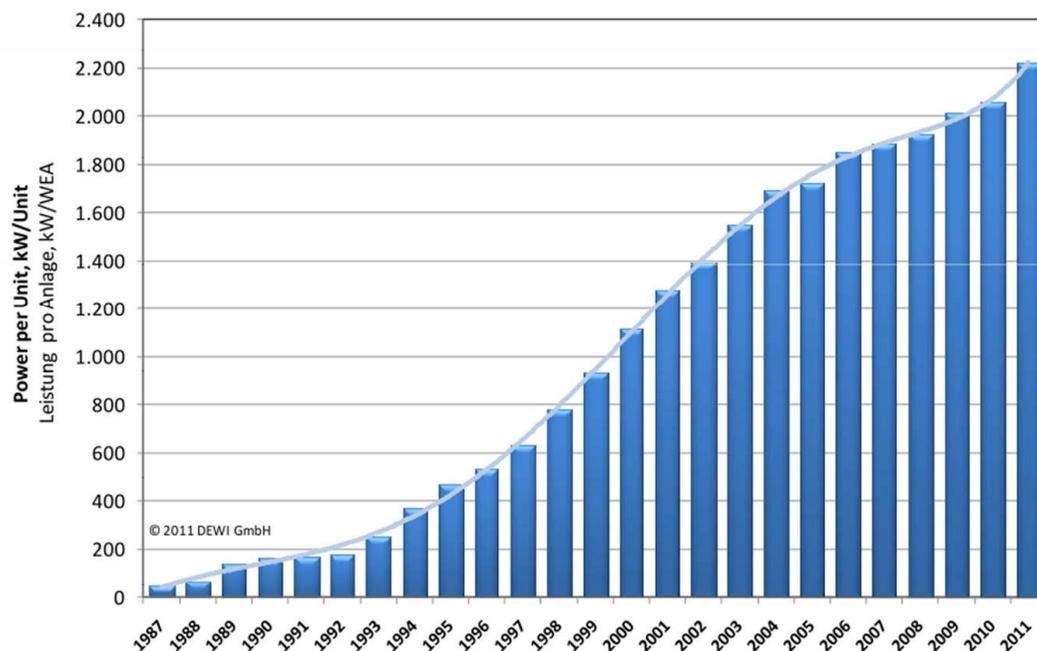
# EEG – 2012

## Windkraft Onshore – Ausbau VKU



### Ausbau der Windenergie

Durchschnittlich installierte Leistung pro WEA



» Anlagen werden:

- » Höher
- » Größer
- » Leistungsstärker
- » Besser integrierbar

Aber auch:

- » Leiser
- » Langsamer
- » Mit neuer Befeuerung nachts unsichtbar





# EEG – 2012

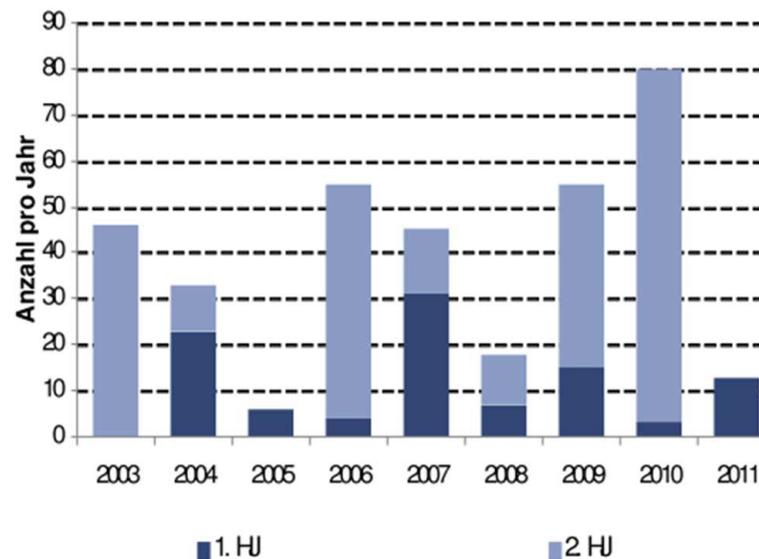
## Windkraft Onshore – Repowering VKU



### Repowering: Alternative zur Neuplanung

- » Möglichkeit der Nutzung sehr guter Standorte
- » Erhöhung der Akzeptanz, da weniger und leisere Anlagen
- » Leistungsbegrenzung auf maximal 5-fache Leistung entfällt im EEG 2012
- » In Schleswig-Holstein ist Repowering auch außerhalb von Vorrangflächen möglich
- » Bisher sehr verhaltenes Repowering  
2010: 6,9 MW  
2011 1HJ: 42 MW aber 793 MW neu

Anzahl repowerter Anlagen





# EEG – 2012

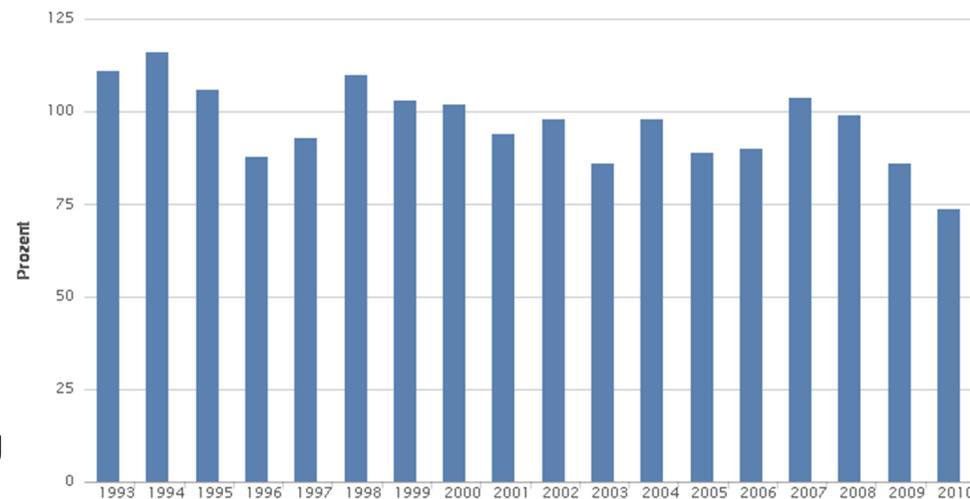
## Windkraft Onshore – Parameter VKU



### Einflussfaktoren Windenergienutzung

- » **Winddargebot**
- » **Förderung**
- » **Häufigkeit von Abregelungen bei Netzüberlastung**
- » **Ausgleichszahlungen**
- » **Strompreis**
- » **Regelung für Direktvermarktung**

Windjahr in Prozent zum langjährigen Mittel



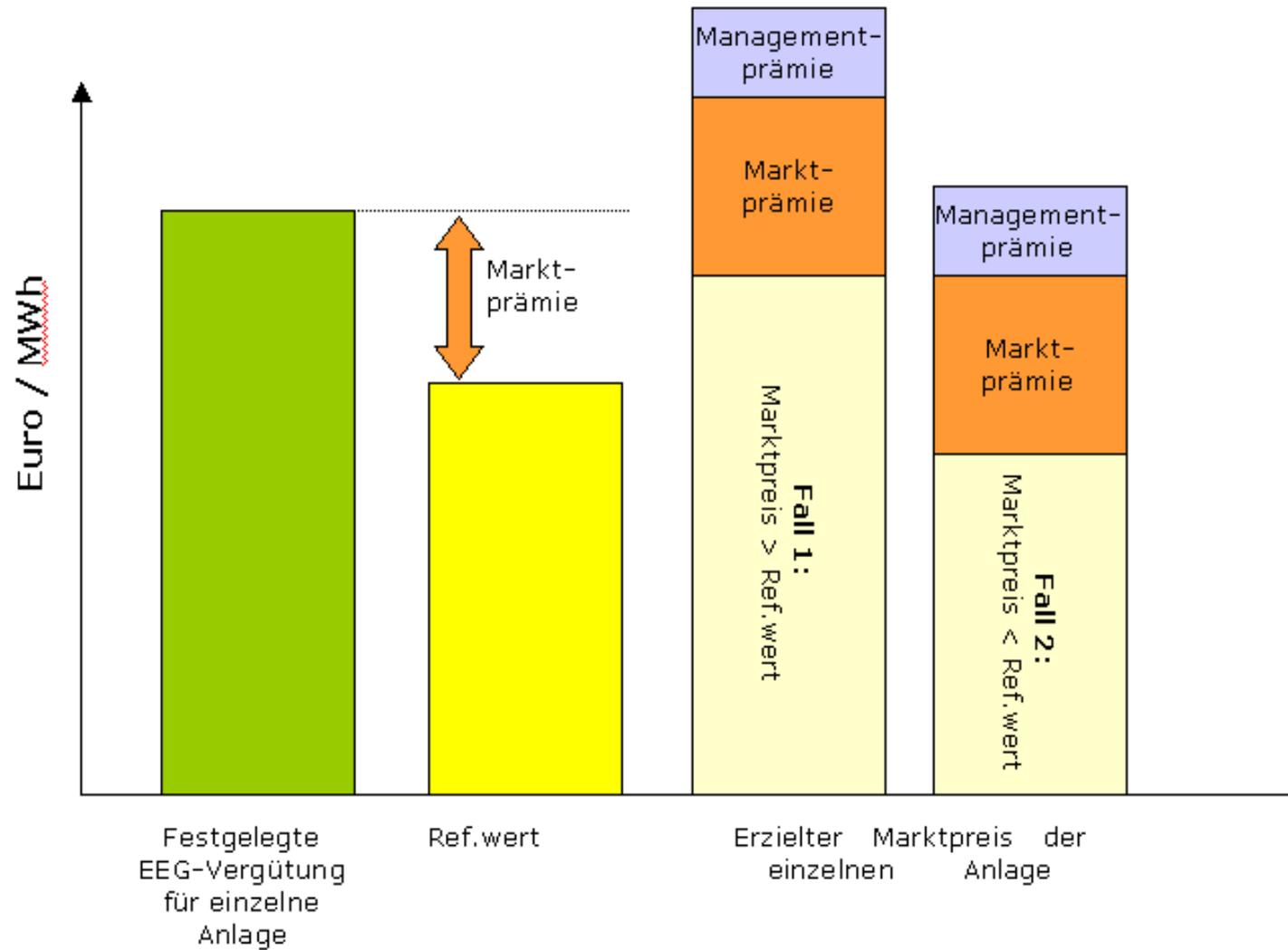


EIFER

## EEG – 2012

Marktprämie

- Differenz zwischen der für jede Energieform festgelegten Vergütung und dem monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis für Strom (EPEX)
- $\text{Marktprämie} = \text{EEG} - (\text{MW} - \text{Pm})$ 
  - MW : Monatsmittelwert Marktpreis
  - Pm : Managementprämie





# EEG – 2012

## Managementprämie

### Höhe der Managementprämie

Jahr	Wind on- und offshore, Solar	Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie
2012	1,2 ct/kWh	0,3 ct/kWh
2013	1,0 ct/kWh	0,275 ct/kWh
2014	0,85 ct/kWh	0,25 ct/kWh
2015	0,7 ct/kWh	0,225 ct/kWh



## EEG – 2014+

Koalitionsvertrag

- Weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035.
- **Photovoltaik:** Jetzt geltende Regelung (u.a. „atmender Deckel“) wird beibehalten
- **Biomasse:** Begrenzung des Zubaus auf überwiegend Abfall- und Reststoffe
- **Wind an Land:** Senken der Fördersätze, insbesondere bei windstarken Standorten
- **Wind an See:** Ausbaupfad auf 6,5 GW für 2020 angepasst, bzw. 15 GW bis 2030
- **Wasserkraft:** Regelungen werden beibehalten



## EEG – 2014+

Koalitionsvertrag II

- Ab 2018 Ermittlung der Förderhöhe über Ausschreibungen mit vorheriger Prüfung in Pilotprojekt
- Degression der Einspeisevergütungen sowie stärker marktwirtschaftlich orientierte Förderung; Streichung von Grünstromprivileg sowie Überprüfung und weitgehende Streichung von Bonusregelungen
- Verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen ab 2017 (bis dahin nur für Neuanlagen ab 5 MW)
- Beibehaltung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien mit Prüfung, ob große Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien einen Grundlastanteil ihrer Maximaleinspeisung garantieren müssen (schrittweise Einrichtung einer „virtuellen Grundlastfähigkeit“ durch Speicher, abschaltbare Lasten, fossile Kraftwerke, nachfrageabhängig regelbare erneuerbare Energien)
- Europarechtskonforme Ausgestaltung des EEG unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie (Erhaltung und zukunftsfähige Weiterentwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung)