



---

**„Langfristszenarien zur Integration von Regenerativen  
Energietechnologien in das Verbundsystem“**

**Stephan Kohler**  
(Geschäftsführer der dena)

Vortrag auf der DPG-Tagung, AKE, 09. März 2005 in Berlin

# Deutsche Energie-Agentur GmbH

## Gesellschafter

---

**50 Prozent**

**Bundesrepublik Deutschland**

vertreten durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und  
Arbeit;

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit;

Bundesministerium für Verkehr-, Bau- und  
Wohnungswesen

**50 Prozent**

**Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)**

**Geschäftsführung**

**Stephan Kohler**

# Deutsche Energie-Agentur GmbH

## Aufsichtsrat

Aufsichtsratsvorsitzender

**Wolfgang Clement**

Bundesminister für Wirtschaft und  
Arbeit

Stellv. Aufsichtsratsvorsitzender

**Detlef Leinberger**

Vorstandsmitglied  
der KfW Bankengruppe

Aufsichtsratsmitglieder

**Dr. Tessen von Heydebreck**

Vorstandsmitglied  
der Deutschen Bank

**Wolfgang Kroh**

Vorstandsmitglied  
der KfW Bankengruppe

**Dr. Manfred Stolpe**

Bundesminister für Verkehr, Bau-  
und Wohnungswesen

**Jürgen Trittin**

Bundesminister für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

# Deutsche Energie-Agentur GmbH

## Kompetenz- und Handlungsfelder



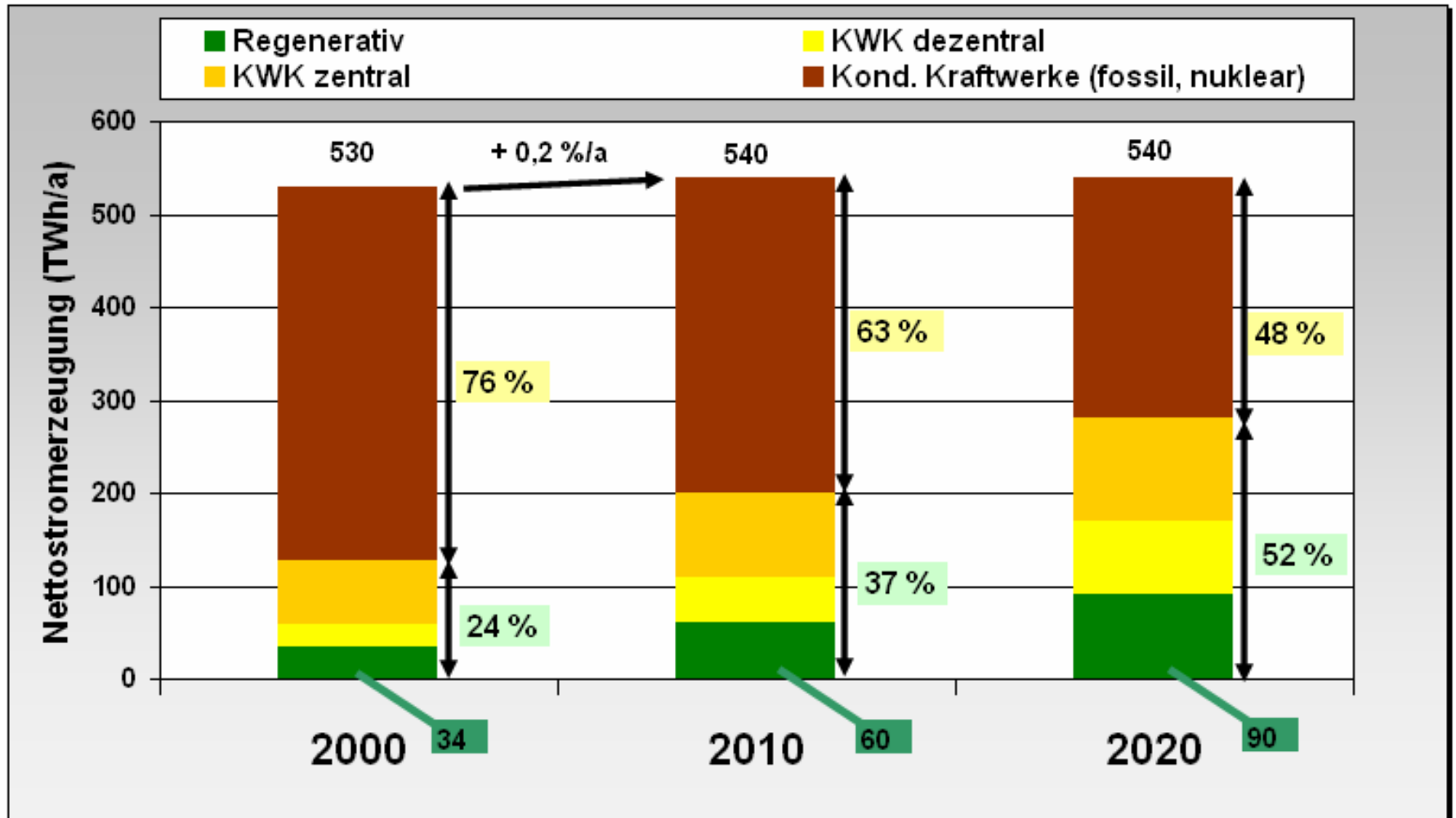
# Stromsektor Deutschland

## Erneuerungs- und Umstrukturierungsprozess

- **115.000 MW in Deutschland z.Z. installierte Kraftwerksleistung**
- **40.000 MW Kraftwerkersatzbedarf bis zum Jahr 2020 aufgrund**
  - **altersbedingter Stilllegung fossiler Kraftwerke und**
  - **Stilllegung von Atomkraftwerken**
- **Ausbau regenerativer Energien (Ziele laut Erneuerbare Energien Gesetz, 2004):**
  - **mindestens 12,5 % bis 2010 und**
  - **mindestens 20 % bis 2020**
- **Nutzung von Effizienz- und Einsparpotenzialen (Nachfrageseite):**  
**Mindestens Stabilisierung des Stromverbrauchs auf rd. 500 TWh/a bis 2020**

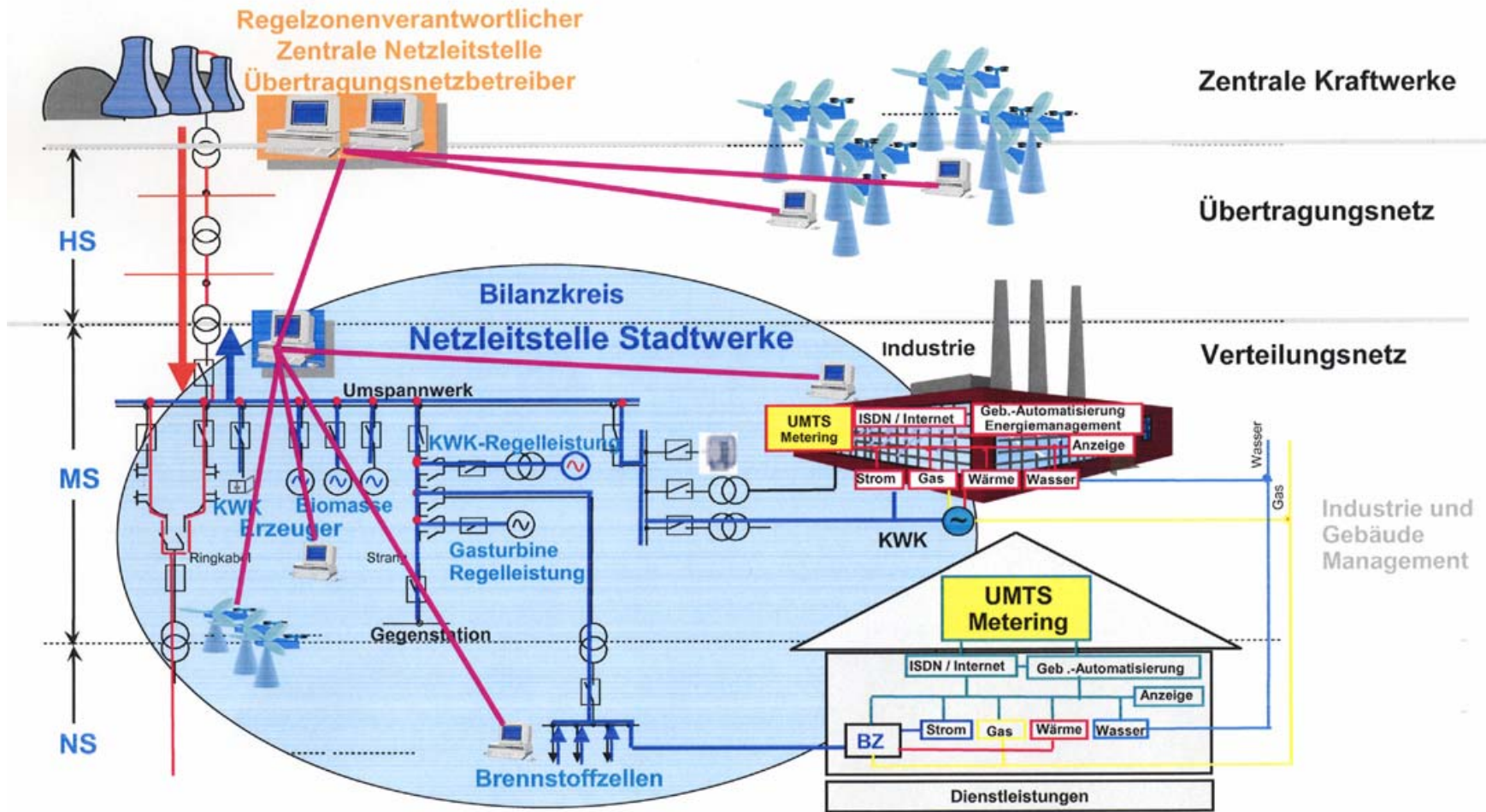
- **Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit auf heutigem Niveau**
- **Wirtschaftlichkeit**
- **wettbewerbsfähige Preise für Endverbraucher**
- **Innovations- und Exportfähigkeit**
- **Verringerung der Abhängigkeit von Energieträgerimporten**
- **Klimaschutz und Risikominimierung:**
  - **Ausstieg aus der Nutzung der Atomenergie**
  - **Nationaler Allokationsplan / CO<sub>2</sub>-Emissionen**
  - **Effizienter Umgang mit endlichen Ressourcen**

# Stromerzeugung Szenario zur Entwicklung bis 2020



# Energieversorgung

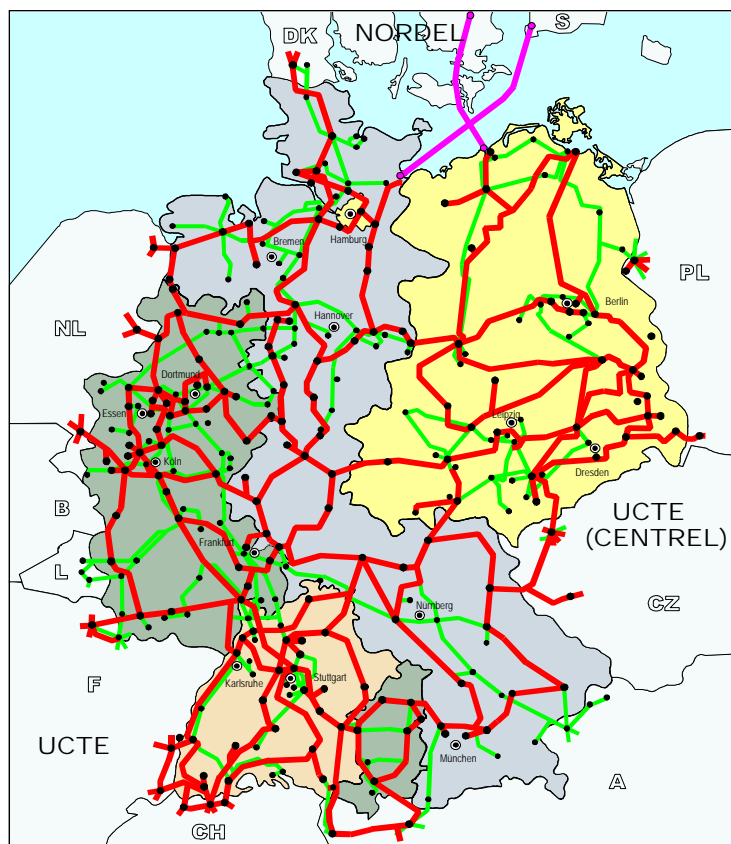
## Struktur zentraler und dezentraler Systeme



Siemens PTD SE, Werner Feldmann, Frankfurt 16.01.2003



# Aufgaben des deutschen Verbundnetzes



## Bisherige Aufgaben:

- **Bilanzausgleich von Kraftwerken und Verbrauchern mit unterschiedlicher Einspeise- und Verbrauchscharakteristik**
- **Vernetzung zur Reduktion von Regel- und Reserveenergie**
- **Pufferfunktion bei Lastschwankungen durch integrierte Speicher**

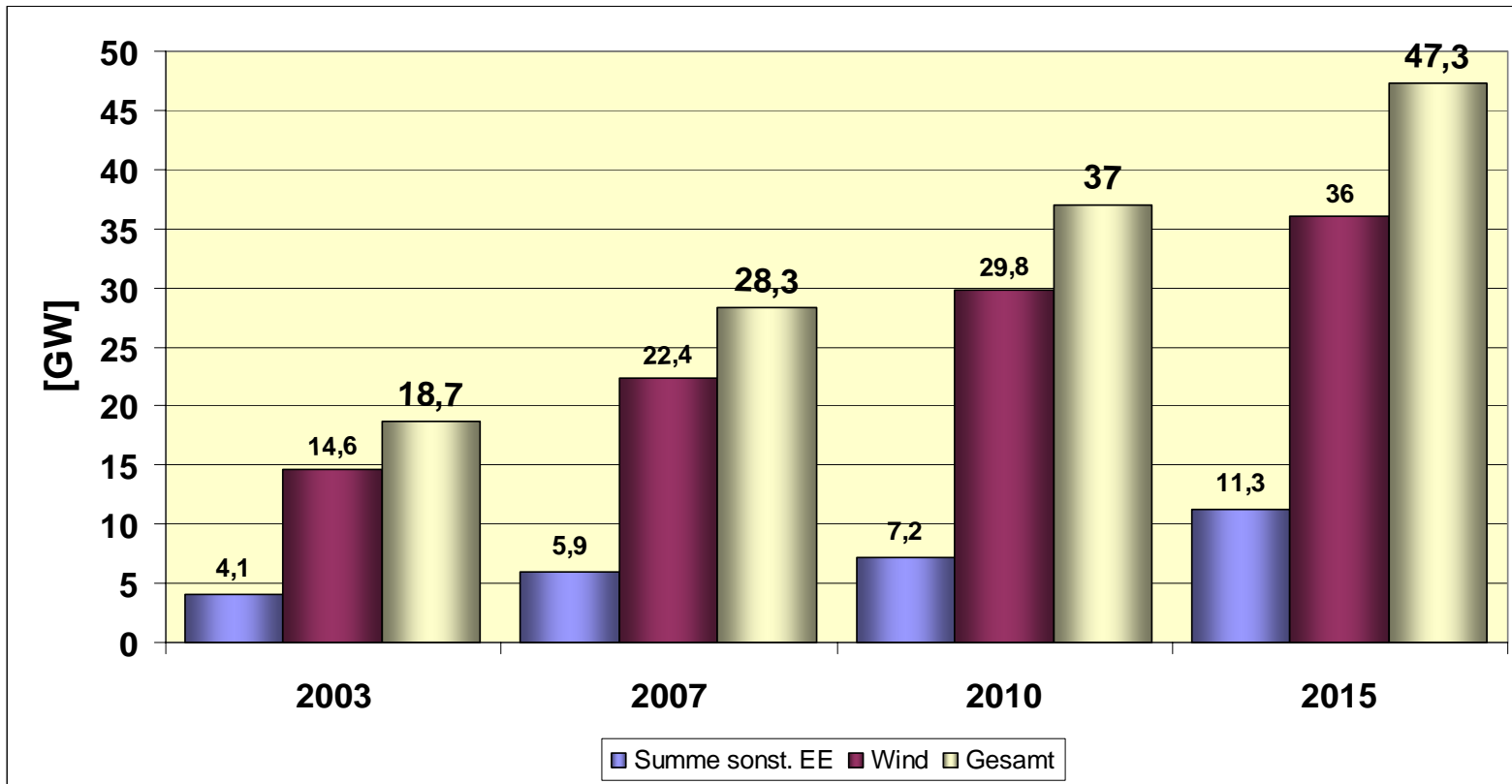
## Zukünftige zusätzliche Aufgaben:

- **Bereitstellung von Transportkapazität für den Stromhandel**
- **Integration geographisch konzentrierter Windenergie-Einspeisungen**
- **Handhabung zunehmender Fluktuationen durch regenerative Stromerzeugung**

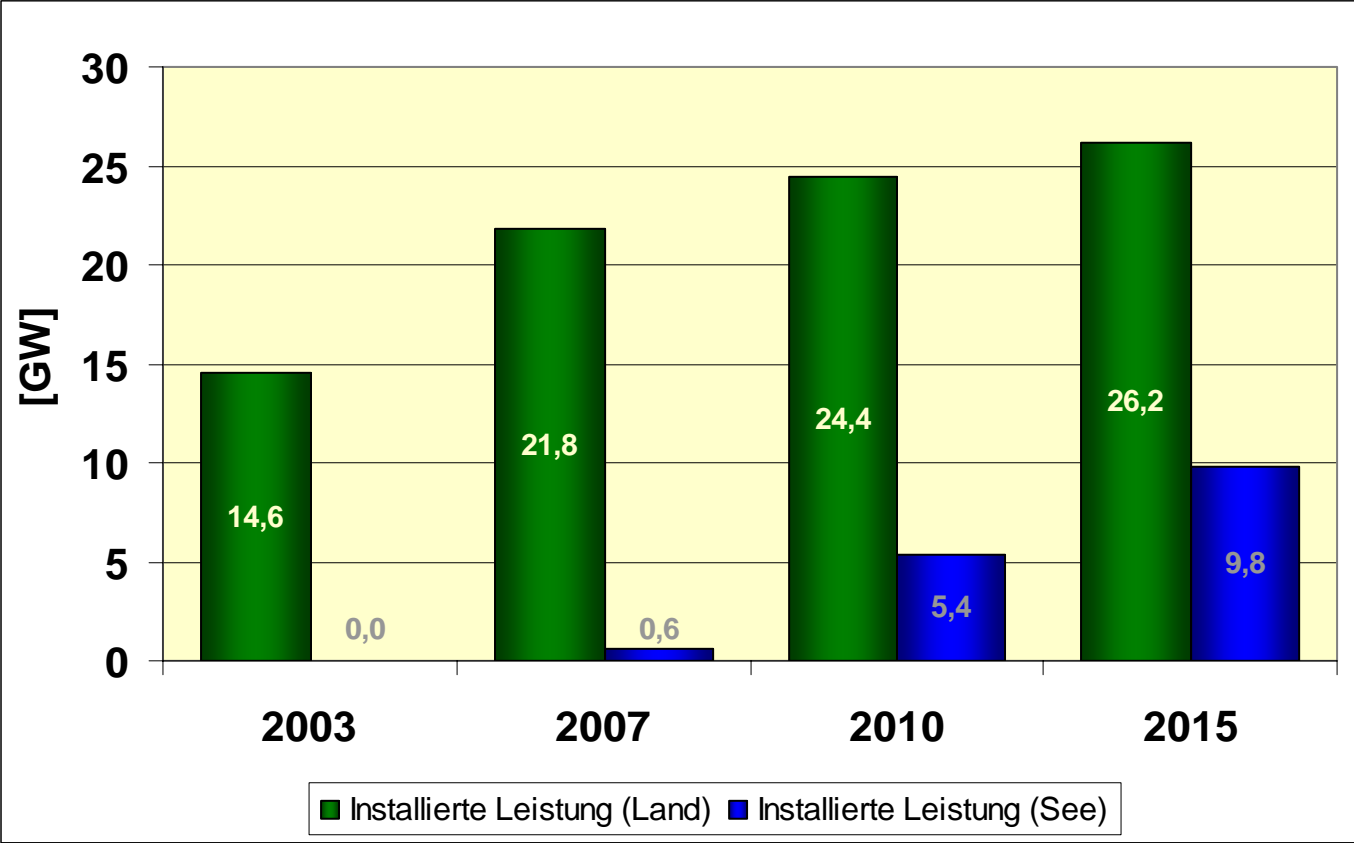
## Ziel:

- **Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit**

# Entwicklung der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien

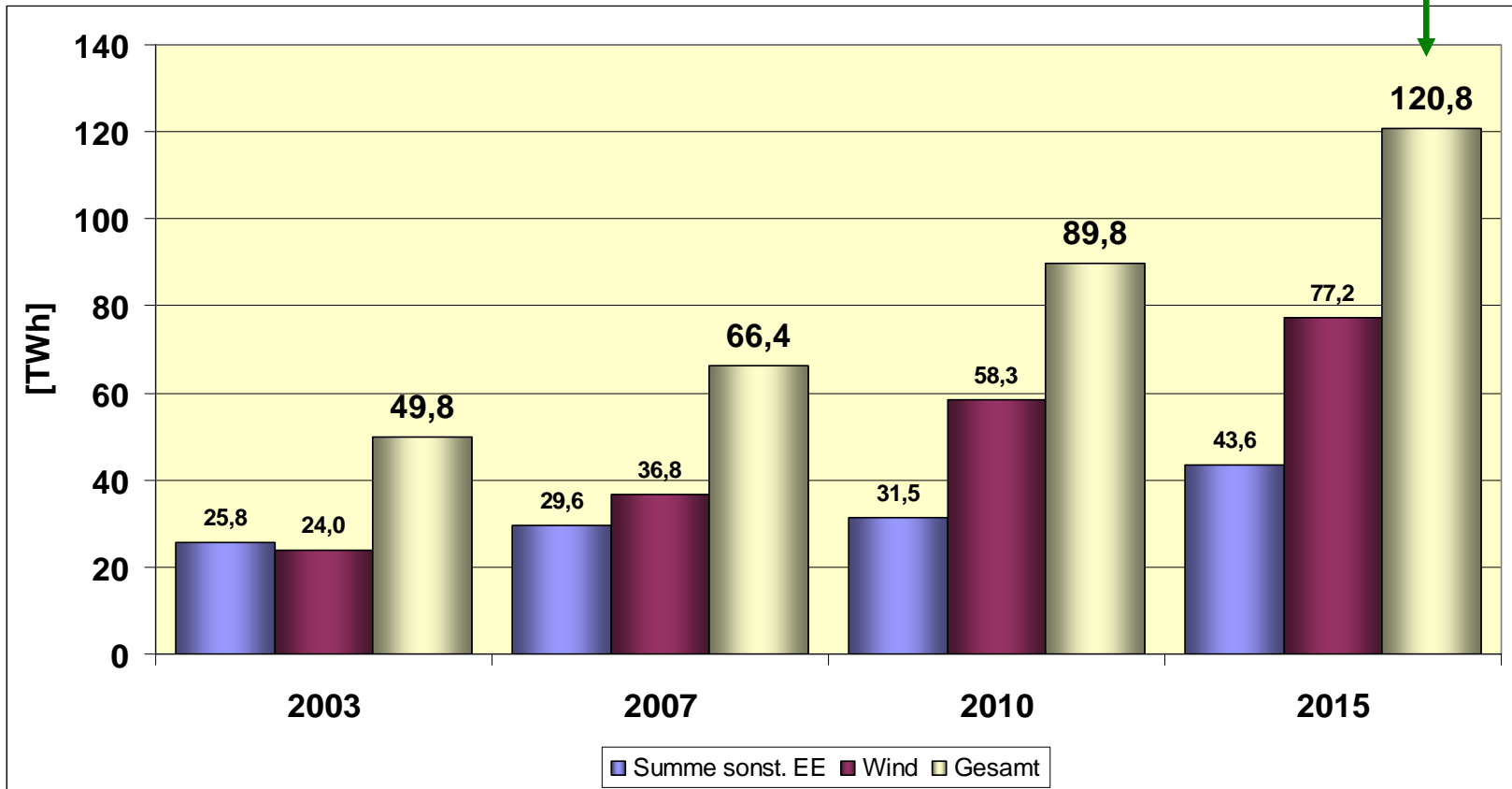


# Entwicklung der installierten Leistung aus Windenergie



# Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

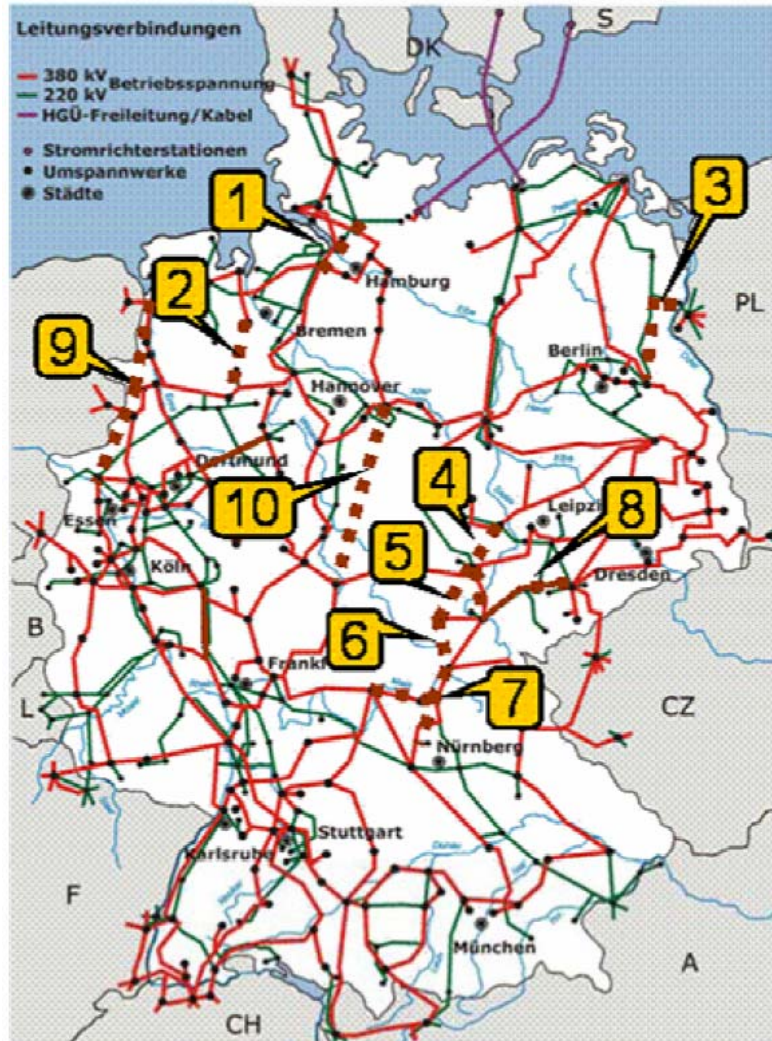
entspricht 20 % an der gesamten Stromerzeugung



# Notwendiger Ausbau des 220/380 kV Verbundnetzes

- Rechtzeitige Verstärkung u. Erweiterung des Verbundnetzes notwendig
- Erweitertes Verbundnetz steht auch für Stromhandel zur Verfügung
- Maßnahmen:
  - **Verstärkung** von 392 km des bestehenden Verbundnetzes, sowie **Bau** von 850 km **neuen** Verbundnetztrassen
  - **Ausbau** des Verbundnetzes um 5% **ermöglicht Integration** des von Bundesregierung geplanten 20%- Anteils Erneuerbarer Energien
- Zeitliche Staffelung des Netzausbaus:
  - **Bis 2007:** Verstärkung von 269 km bestehende Trassen u. 5 km Neubau
  - **2007 bis 2010:** Verstärkung von 97 km bestehende Trassen sowie Neubau von 455 km Verbundnetztrassen
  - **2010 bis 2015:** Verstärkung von 26 km bestehenden Trassen sowie Neubau von 390 km Verbundnetztrassen

# Netzausbau bis 2015



bis zum Jahr 2010: 460 km

- |    |                                 |        |
|----|---------------------------------|--------|
| 1) | Hamburg/Nord – Dollern          | 45 km  |
| 2) | Ganderkesee – Wehrendorf        | 80 km  |
| 3) | Neuenhagen – Bertikow/Vierraden | 110 km |
| 4) | Lauchstädt – Vieselbach         | 80 km  |
| 5) | Vieselbach – Altenfeld          | 80 km  |
| 6) | Altenfeld – Redwitz             | 60 km  |
| 7) | Netzverstärkung Franken         |        |
| 8) | Netzverstärkung Thüringen       |        |

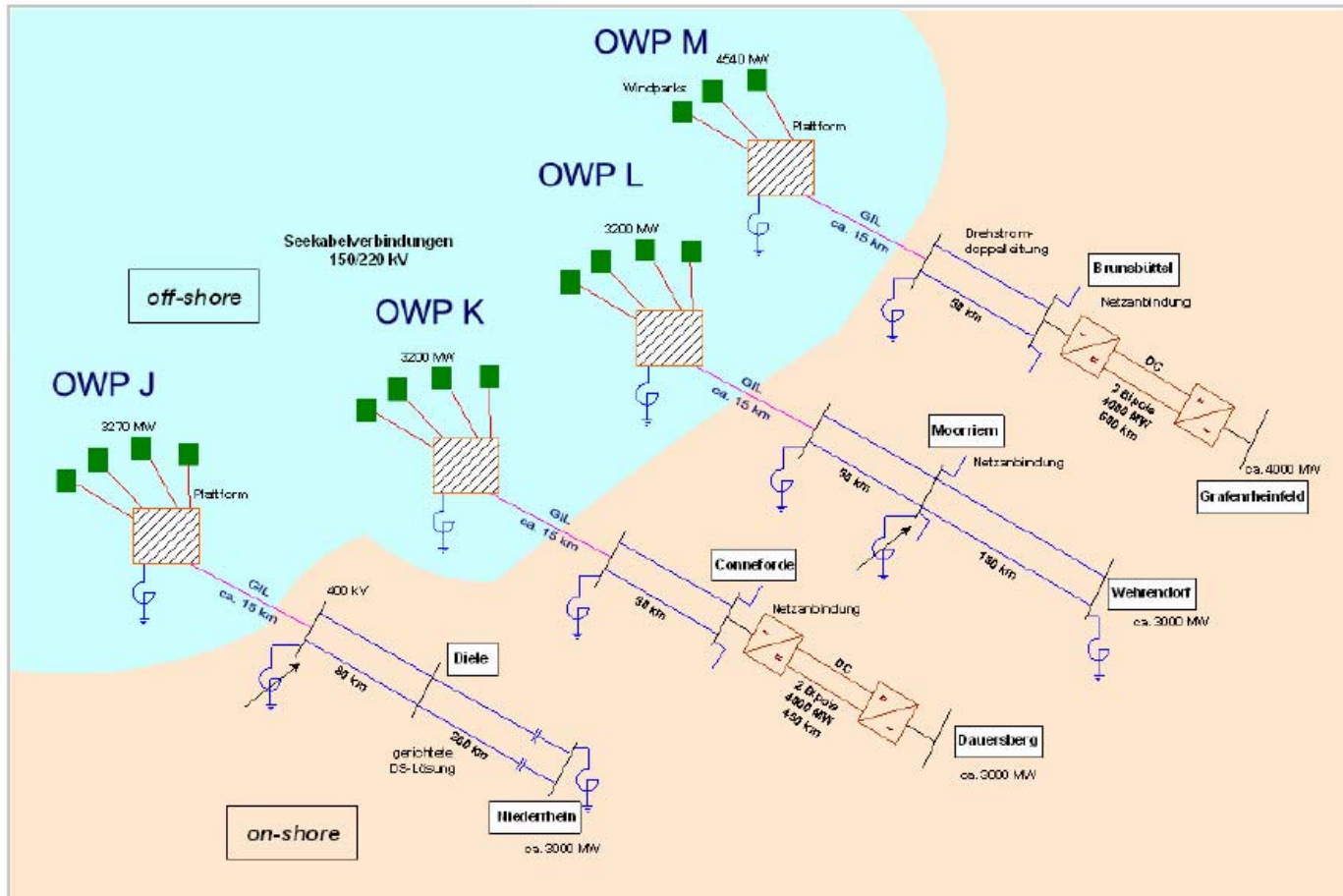
bis zum Jahr 2015: zusätzlich 390 km

- |     |                     |        |
|-----|---------------------|--------|
| 9)  | Diele – Niederrhein | 200 km |
| 10) | Wahle – Mecklar     | 190 km |

# Netzausbau Offshore

- Für den Ausbau der Offshore-Windenergie ist die Anbindung der Windparks an das 380/220 kV Übertragungsnetz an Land notwendig
- Offshore-Netzanbindung wird von den Windparkbetreibern geplant und finanziert
- Offshore-Netz wird nur gebaut, wenn Offshore-Windparks auch tatsächlich errichtet werden
- Für Aufbau eines Offshore-Netzes ist eine abgestimmte Strategie und Konzeption erforderlich, um die Eingriffe in Natur und Umwelt zu minimieren

# Gebündelte Anlandung von Offshore-Windstrom



Ausgehend von den Sammelstationen wird der Windstrom jeweils über gemeinsame, gebündelte Leitungen an Land geführt



# Sicherheit der Stromversorgung

- Bei Ausbau der Windenergie kann die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau gewährleistet werden (wenn technische Maßnahmen zügig umgesetzt werden)
- Bei Eintritt besonderer Fehlersituationen im Verbundnetz können große Windenergieleistungen (konzeptgemäß) vom Netz gehen und zu nicht zulässigen Leistungseinbrüchen führen
- Netzstudie formuliert Handlungsbedarf:
  - Umrüstung von Windenergie-Altanlagen
  - Maßnahmen im Verbundsystem zur Spannungshaltung
  - Ersatz von Windenergie-Altanlagen durch Neuanlagen (Repowering)

# Auswirkungen auf den Kraftwerkspark

- Investitionen in konventionellen Kraftwerkspark werden maßgeblich durch CO<sub>2</sub>-Handel und Brennstoffpreisentwicklungen sowie technischen Fortschritt bestimmt
- Kraftwerks-Erneuerungsbedarf in Höhe von 40.000 MW durch altersbedingte Abschaltung fossiler Kraftwerksleistung und Kernenergieausstieg
- Zusätzliche Auswirkungen durch geplanten Ausbau der regenerativen Energien, insbesondere der Windenergie
- Netzstudie berechnet Auswirkungen für 3 Szenarien, jeweils in 2 Varianten (mit / ohne Windenergie-Ausbau nach 2003)

# Basisszenario ohne CO<sub>2</sub>-Aufschlag

- **Bedingungen**
  - Keine wesentliche Veränderung bei Erdgas, Öl und Steinkohle
  - real konstanter Braunkohlepreis
  - CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen werden bedarfsgerecht und kostenlos zugeteilt
  - CO<sub>2</sub>-Preis geht nicht in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen ein
- Braun- und Steinkohlekraftwerke als Grund- und Mittellastkraftwerke haben im Vergleich zu Erdgas befeuerten Kraftwerken eine bessere Wettbewerbssituation

# Basisszenario mit CO<sub>2</sub>-Aufschlag

## ■ Bedingungen

- Keine wesentlichen Veränderungen bei Erdgas, Öl und Steinkohle
- real konstanter Braunkohlepreis
- CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden versteigert und die CO<sub>2</sub>-Preise steigen (2007: 5 €/t; 2010: 10 €/t; 2015: 12,5 €/t)

➔ Von 2003 bis 2015 steigen die Brennstoffkosten pro MWh bei Braunkohle um 170 %, Steinkohle um 69%, Erdgas um 14 %, Heizöl EL um 6% und Heizöl S um 12 %.

- Braun- und Steinkohlekraftwerke als Grund- und Mittellastkraftwerke haben im Vergleich zu Erdgas befeuerten Kraftwerken eine erheblich verschlechterte Wettbewerbssituation

# Alternativszenario mit CO<sub>2</sub>-Aufschlag

## ■ Bedingungen

- Anstieg des Erdgas- und Ölpreises in 2015 gegenüber 2003
- CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden versteigert und die CO<sub>2</sub>-Preise steigen  
(2007: 5 €/t; 2010: 10 €/t; 2015: 12,5 €/t)

➔ Von 2003 bis 2015 steigen die Brennstoffkosten pro MWh bei  
Braunkohle um 170 %, Steinkohle um 69%, Erdgas um 33%, Heizöl EL um 20% und Heizöl S um 18 %.

- Der Wettbewerbsvorteil, den Erdgas bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen gegenüber den CO<sub>2</sub>-intensiven Energieträgern Braun- und Steinkohle hat, wird durch steigende Erdgaspreise z. T. kompensiert

# Auswirkung des Windenergieausbaus auf Regel- und Reserveleistung

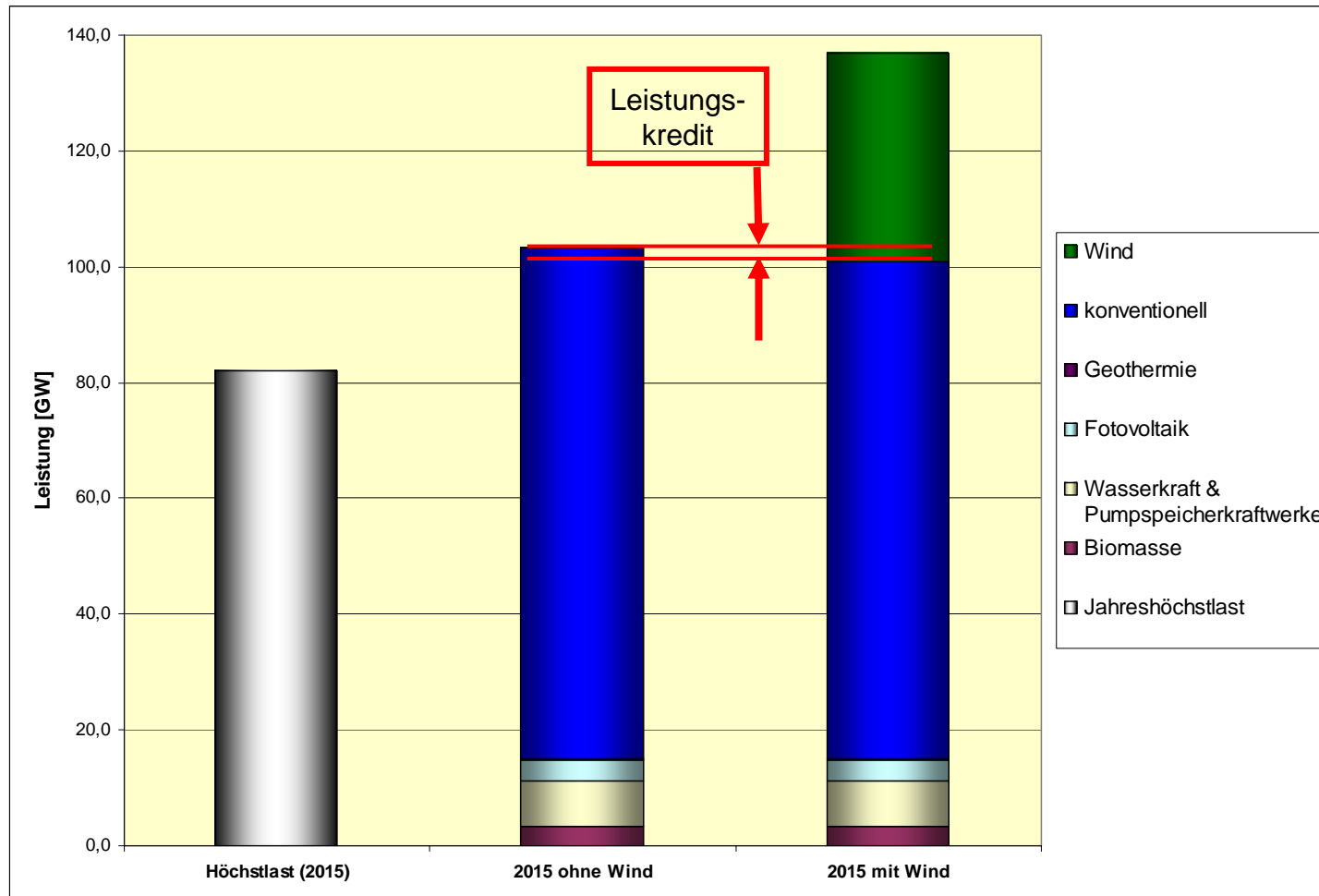
- Ausbau der Windenergie stellt zusätzliche Anforderungen an Regel- und Reserveleistung
- Bedarf hängt von Prognosegenauigkeit der Windenergie ab, die Kosten von der Marktstruktur
- Bedarf an positiver und negativer Regel- und Reserveleistungen:

	<b>Positive Regel- und Reserveleistung</b>	<b>negative Regel- und Reserveleistung</b>
<b>2003</b>	<b>1.200 MW (max. 2.000 MW)</b>	<b>750 MW (max. 1.900 MW)</b>
<b>2015</b>	<b>3.200 MW (max. 7.000 MW)</b>	<b>2.800 MW (max. 5.500 MW)</b>

- Die zusätzlich benötigte Regel- und Reserveleistung wird durch bestehenden Kraftwerkspark bereitgestellt

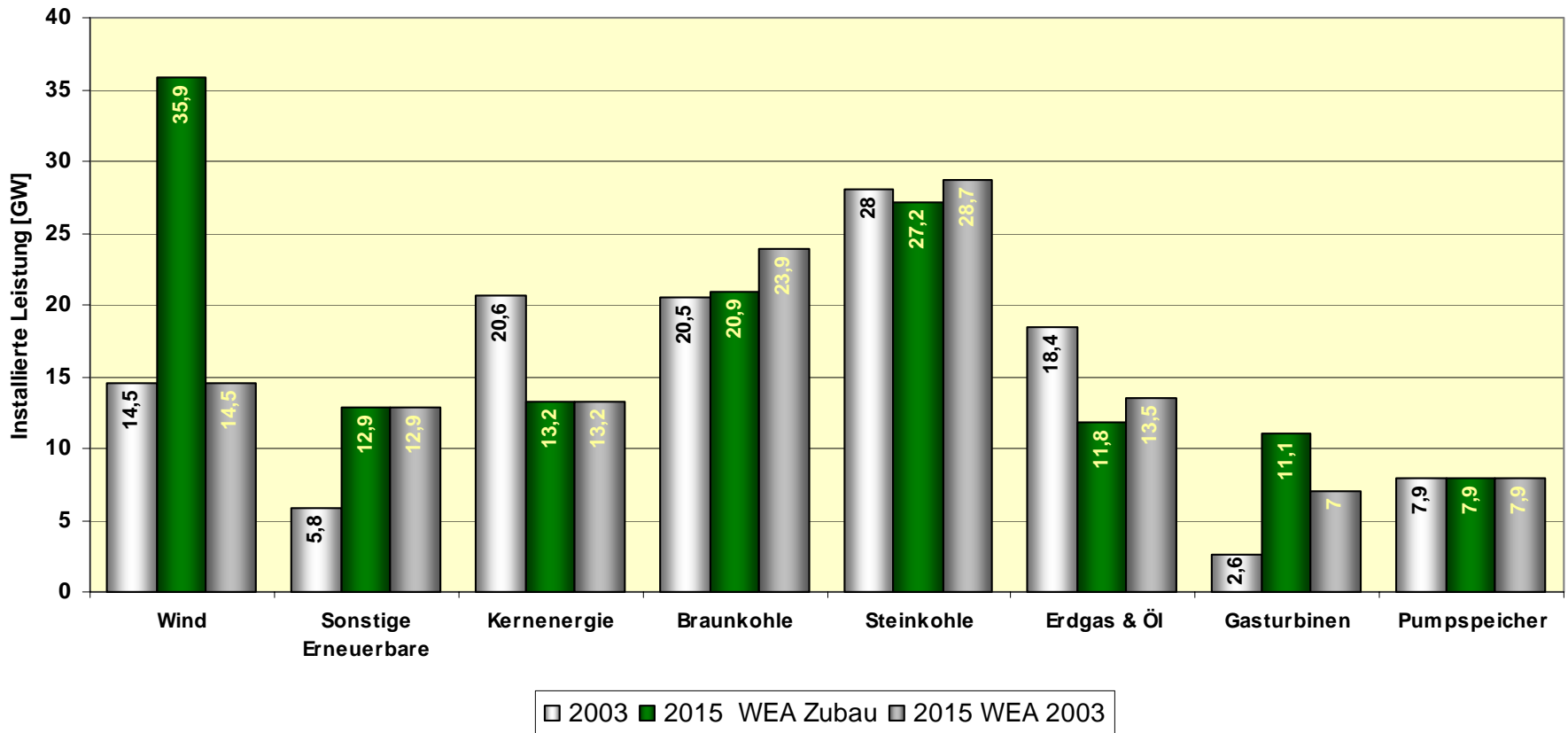
# Höchstlast und installierte Leistung des Kraftwerksparks in 2015 mit und ohne Windenergieausbau

Zugewinn an gesicherter Leistung durch Ausbau der Windenergie (Leistungskredit) im Jahr 2015 ca. 6 % der installierten Windleistung



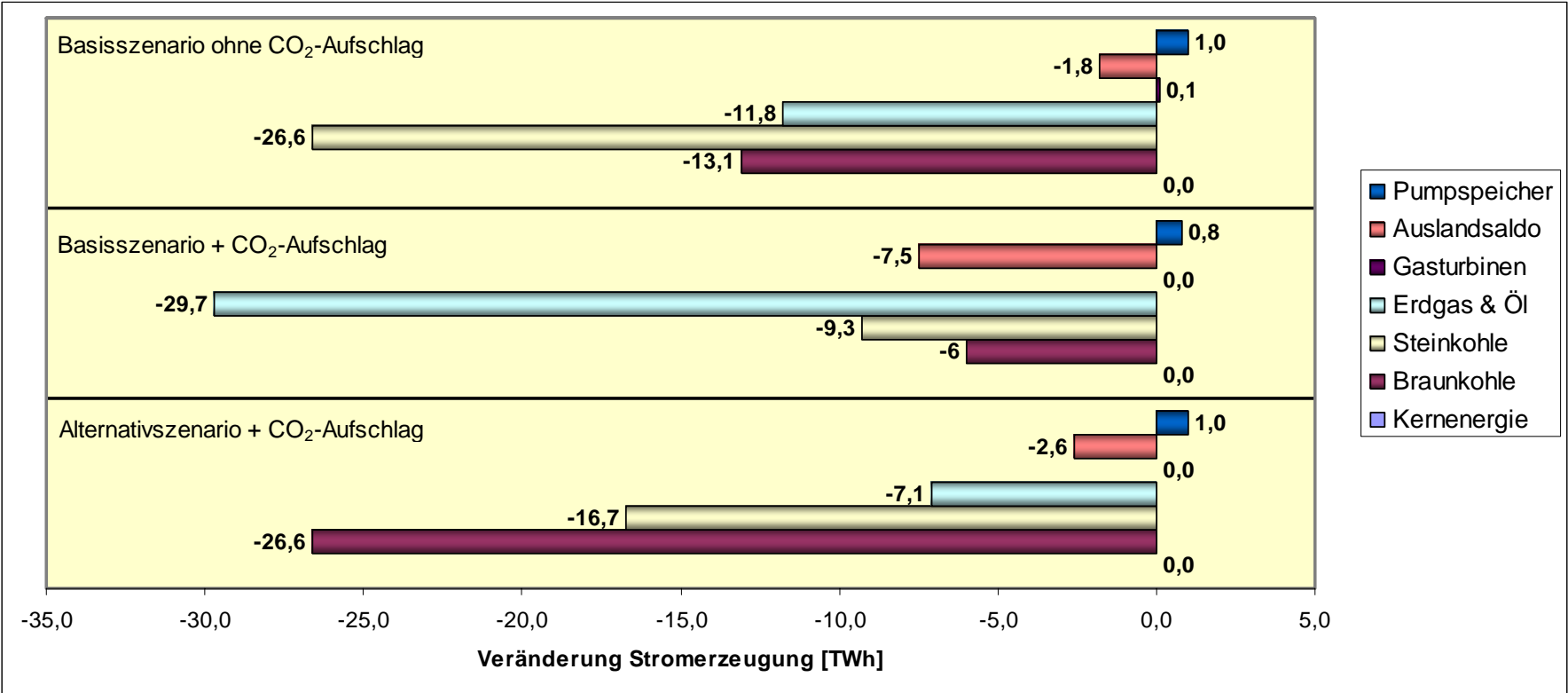
# Vergleich Kraftwerkspark 2003 mit 2015 (mit und ohne weiteren Windenergieausbau)

Alternativszenario + CO2

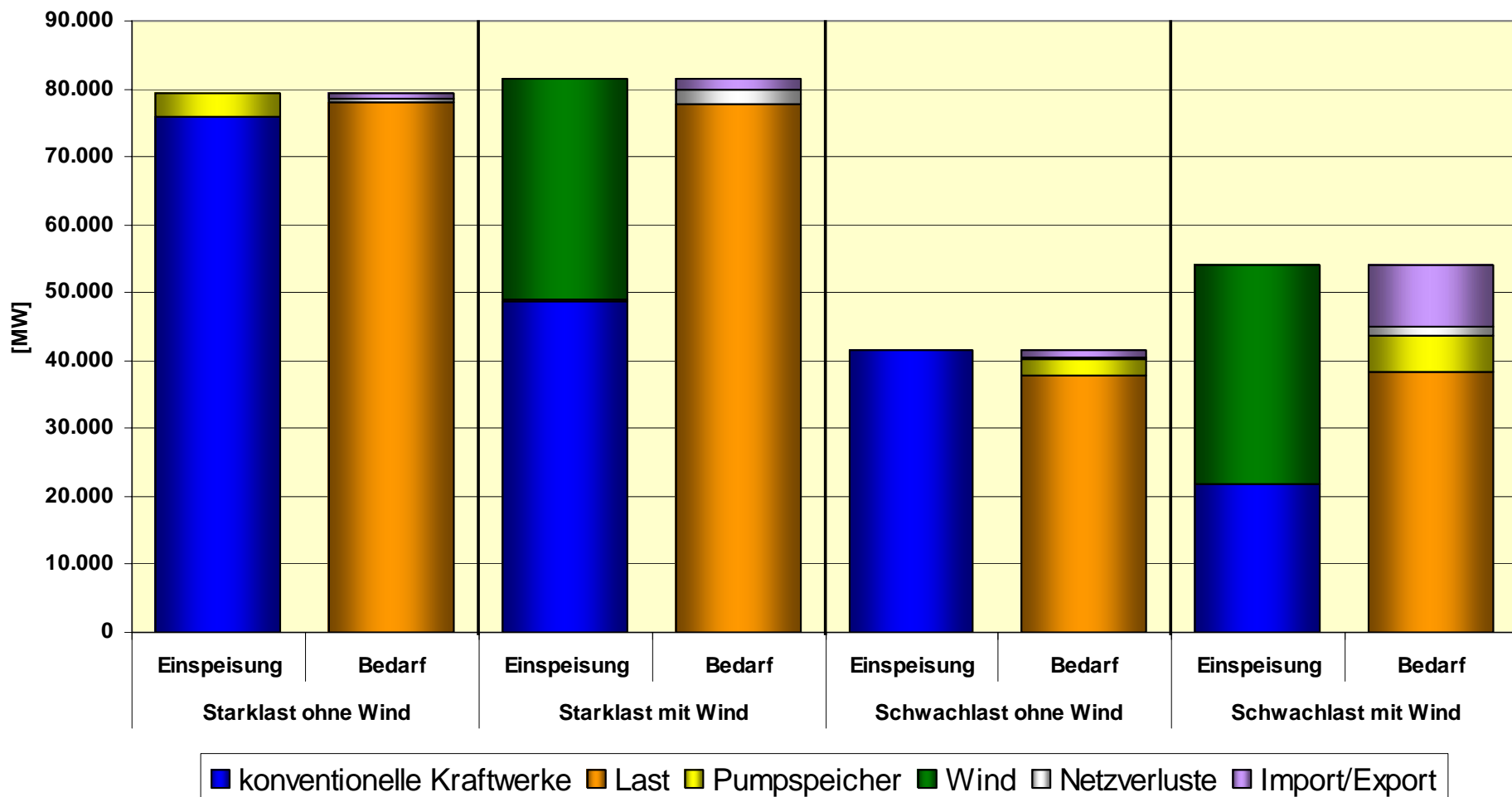




# Einfluss der Windenergie auf Stromerzeugung in 2015



# Leistungsbilanzen für verschiedene Fälle in 2015



# Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -nachfrage

- In bestimmten Lastsituationen (z. B. bei Schwachlast und Starkwind) besteht in wenigen Tagen im Jahr ein Stromerzeugungsüberschuss in Deutschland
- Lösungsansätze:
  - Einspeisemanagement für Windstrom (Abregeln der Windenergieanlagen)
  - Lastmanagement (z. B. Nachtspeicherheizungen, Druckluftanlagen)
  - Zusätzliche Speicher
  - Export von Strom ins Ausland

# CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch Windenergieausbau in 2015

## Basisszenario ohne CO<sub>2</sub>- Aufschlag :

- CO<sub>2</sub>-Emissionen werden stabilisiert und die durch begonnenen Atomausstieg verursachten Zusatzemissionen kompensiert

## Basisszenario mit CO<sub>2</sub>- Aufschlag:

- CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2015 sinken von 251 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 228 Mio. t CO<sub>2</sub> (10%). Reduktion: 23 Mio. t CO<sub>2</sub>

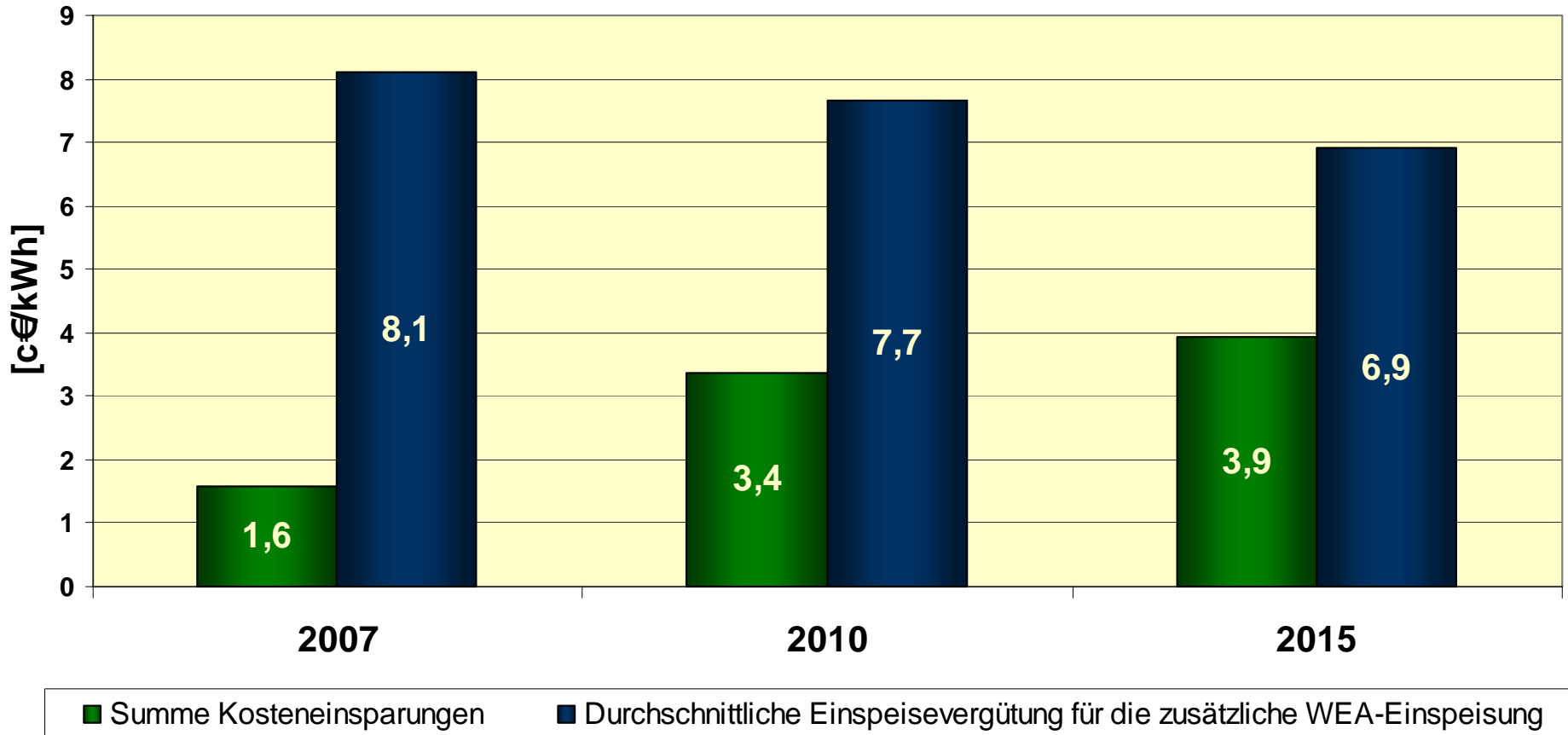
## Alternativszenario mit CO<sub>2</sub>- Aufschlag:

- CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2015 sinken von 302 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 264 Mio. t CO<sub>2</sub> (12%). Reduktion: 38 Mio. t CO<sub>2</sub>

# Kostenaspekte beim Ausbau der Windenergie

- **Kostenerhöhungen ergeben sich durch**
  - EEG-Einspeisevergütung
  - Kosten für Verstärkung und Ausbau des Höchstspannungsnetzes
  - Kosten im konventionellen Kraftwerkspark inklusive Regel- und Reserveenergie
  
- **Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark durch Reduktion der**
  - Brennstoffkosten
  - Kapitalkosten
  - Instandhaltungskosten

# Einspeisevergütung und Kosteneinsparungen durch Windenergiezubau im Alternativszenario



# Mehrkosten durch Ausbau der EE bis 2015 - Nichtprivilegierter Verbrauch -

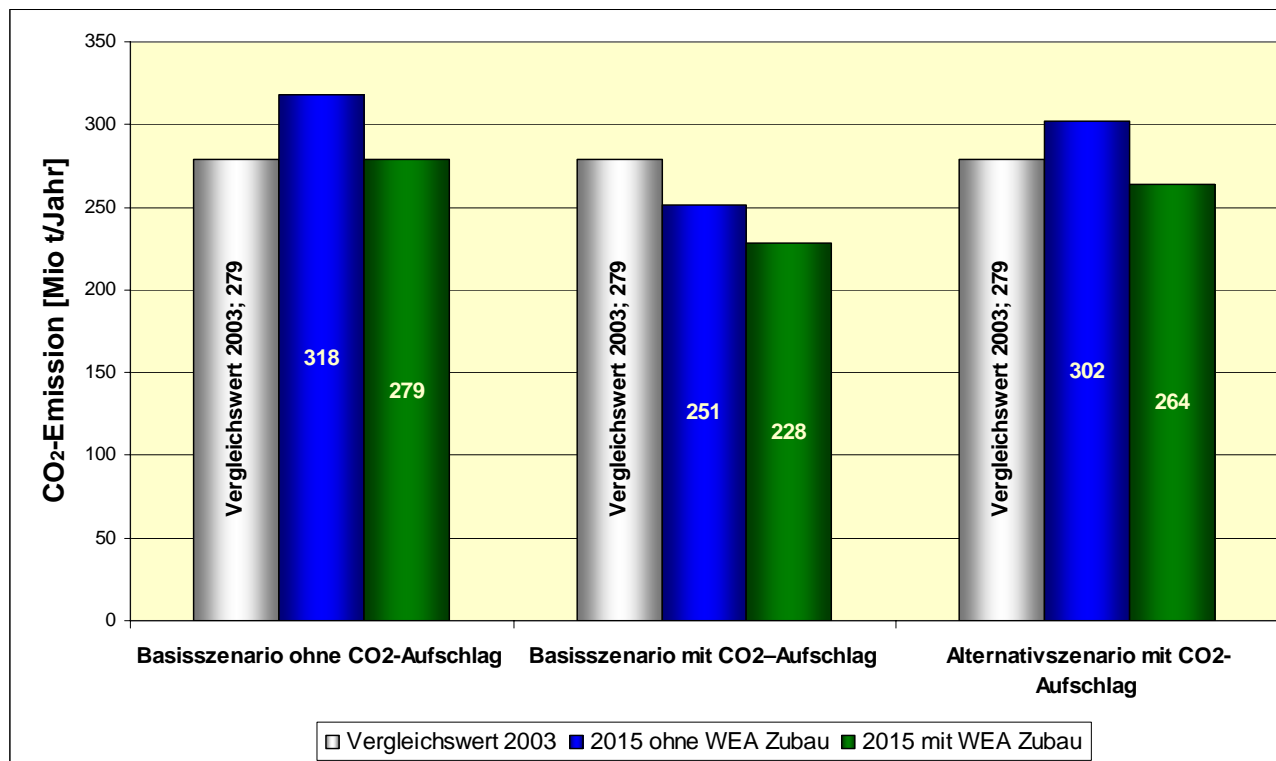
- **Mehrkosten in 2015 gegenüber 2003 durch Windenergieausbau**
  - Basisszenario: 0,485 Cent (2003) / kWh
  - Basisszenario + CO<sub>2</sub>: 0,415 Cent (2003) / kWh
  - Alternativszenario CO<sub>2</sub>: 0,385 Cent (2003) / kWh
  
- **Mehrkosten in 2015 durch Ausbau sämtlicher Erneuerbarer Energien, einschließlich Wind**
  - Basisszenario: 1,105 Cent (2003) / kWh
  - Basisszenario + CO<sub>2</sub>: 0,965 Cent (2003) / kWh
  - Alternativszenario CO<sub>2</sub>: 0,905 Cent (2003) / kWh

# Mehrkosten durch Ausbau der EE bis 2015 - Privilegierter Verbrauch -

- **Mehrkosten in 2015 gegenüber 2003 durch Windenergieausbau**
  - Basisszenario: 0,175 Cent (2003) /kWh
  - Basisszenario + CO<sub>2</sub>: 0,175 Cent (2003) / kWh
  - Alternativszenario CO<sub>2</sub>: 0,175 Cent (2003) / kWh
  
- **Mehrkosten in 2015 durch Ausbau sämtlicher Erneuerbarer Energien, einschließlich Wind**
  - Basisszenario: 0,335 Cent (2003) /kWh
  - Basisszenario + CO<sub>2</sub>: 0,305 Cent (2003) / kWh
  - Alternativszenario CO<sub>2</sub>: 0,295 Cent (2003) / kWh



# Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Kraftwerkspark



## CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch Windenergie (je nach Szenario)

Jahr 2007: 95 bis 168 €/t CO<sub>2</sub>

Jahr 2015: 41 bis 77 €/t CO<sub>2</sub>

# Handlungsbedarf

## Kurz-mittelfristig

- Schaffung der planungsrechtlichen Voraussetzungen für den Netzausbau an Land
- Konzeption für Aufbau und Betrieb eines Offshore-Netzes
- Konzepte zur Lösung des „Spannungstrichterproblems“
- Prüfung der Nachrüstbarkeit von Altanlagen
- Verstärktes Repowering

## Mittel-langfristig

- Aktive Beteiligung der Windenergieanlagen an Netzbetriebsführung: Einspeisemanagement, Netzstützung in Fehlersituationen, Bereitstellung von Regelleistung
- Ausweitung der Betrachtungen auf europäischen Netzverbund

# Inhalte dena-Netzstudie Teil II

- **Vorliegender Teil I deckt Zeitraum bis 2015 ab (20% EE-Ziel der Bundesregierung)**
- **Zeitraum bis 2025 (weiterer Ausbau der Offshore-Windleistung um 10.000 MW) wird in Teil II untersucht:**
  - Betrachtung über UCTE Gebiet hinaus
  - Beteiligung der WEA an Netzbetriebsführung (interaktives Einspeisemanagement) sowie Lastmanagement ausgewählter Verbraucher
  - Einsatzmöglichkeiten und Betriebsführungsstrategien für Speicher
  - Einfluss der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungsbedingungen
  - Handhabung von Netzengpässen
  - Entwicklung und Struktur des Kraftwerksparks
  - Auswirkungen auf Kosten der Stromerzeugung



---

**[www.dena.de](http://www.dena.de)**  
**[www.offshore-wind.de](http://www.offshore-wind.de)**