

Energieversorgung durch moderne Kraftwerke

Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung der sog. „Erneuerbaren Energien“
in Deutschland im Angesicht des prognostizierten Klimawandels

Thomas Heinzow
Diplom-Sozialökonom
Diplom-Betriebswirt
Meteorologe

**Forschungsstelle Nachhaltige
Umweltentwicklung der
Universität Hamburg**

© T. Heinzow 1/12/2007

Gemeinsame Sitzung
Allgemeiner Wirtschaftsverband
Oldenburgische IHK
IHK für Ostfriesland und Papenburg
in Wilhelmshaven am 22.04.2008

Energieversorgung durch moderne Kraftwerke

Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung der sog. „Erneuerbaren Energien“
in Deutschland im Angesicht des prognostizierten Klimawandels

- 1. Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland**
- 2. Ersatzbedarf an Kraftwerksleistung**
- 3. Kraftwerkstechniken**
- 4. Potentiale der sog. „Erneuerbaren Energien“**
- 5. Probleme und Risiken der Windenergie**
- 6. Erdgaskraftwerke und Versorgungssicherheit**
- 7. „Virtuelle Kraftwerke“ und BHKW**
- 8. Kosten der CO₂-Emissionsminderung und beste Strategie**
- 9. Volkswirtschaftliche Folgen der Direktsubventionierung**
- 10. Zusammenfassung**

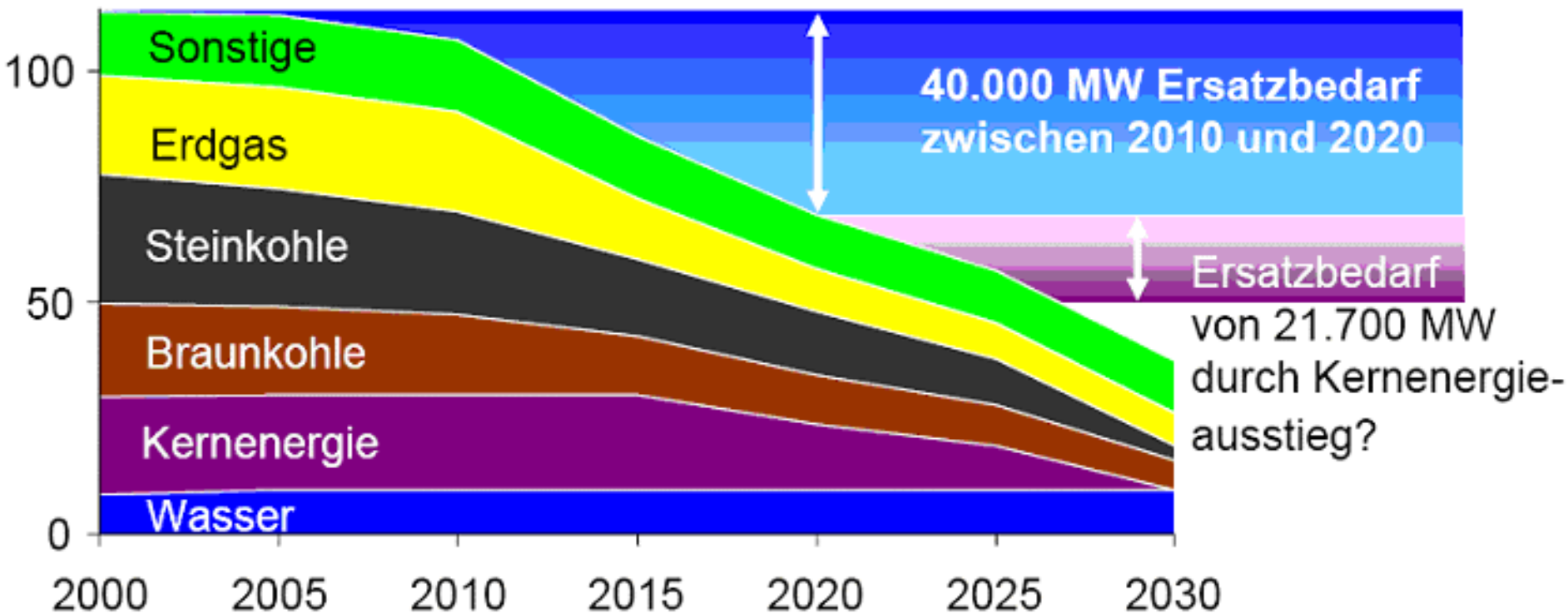
Stromerzeugungsentwicklung in der BRD 1993 - 2006

Stromerzeugung in Deutschland 1993 - 2006 in TWh			
Primärenergieträger	1993	2006	Änderung
Kernenergie	153	167	14
Braunkohlen	147	152	5
Steinkohlen	146	136	-10
Öl + Gas	43	84	41
Windkraft	1	31	30
Wasserkraft	19	22	3
Biomasse	-	16	16
Müll	2	7	5
Photovoltaik	-	2	2
Restbrennstoffe	12	13	2
Fossil	489	539	50
Nicht Fossil	34	90	56
Insgesamt	523	629	106

Deutschland ab 2010

Kraftwerkskapazitäten < 40 Jahre

Installierte
Leistung in GW



Quelle: Erzeugungsmarktmodell RWE

Holger Gassner

Konzern-Energie-/Umweltpolitik

RWE AG

Ersatzbedarf = Stromlücke = 332 TWh

Altes Braunkohlekraftwerk 1950 MW

≈ 13.650.000 MWh/Jahr



Braunkohlekraftwerk der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerke AG (RWE)
Grevenbroich, 21. Januar 1974 Photographie
Quelle: Bundesbildstelle, Bonn

KKW Brokdorf an der Elbe

1370 MW = 9.680.000 MWh/Jahr



Modernste deutsche Kraftwerkstechnik



Quelle: FAZ.net 19.04.08

Leistungsfähigste Gasturbine der Welt mit 340 MW bei einem Gewicht von 400 t. Wirkungsgrad im GuD-Betrieb 60% bei 530 MW Gesamtleistung. Im Grundlastbetrieb bei 8000 Vollaststunden 4,4 Millionen MWh Geplant ist ein Einsatz im Mittellastbereich bei 3000 bis 7000 Vollaststunden

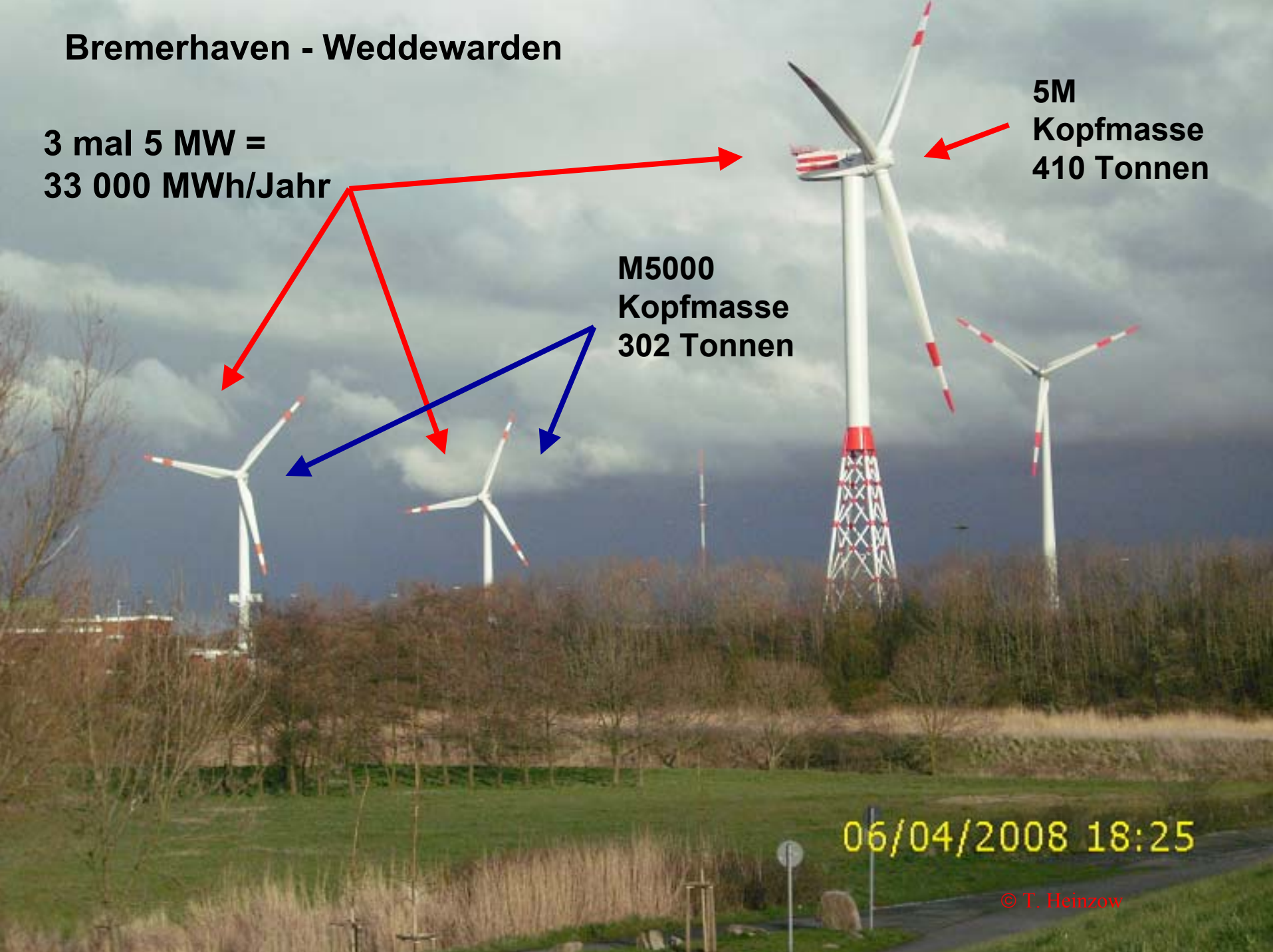
Bremerhaven - Weddewarden

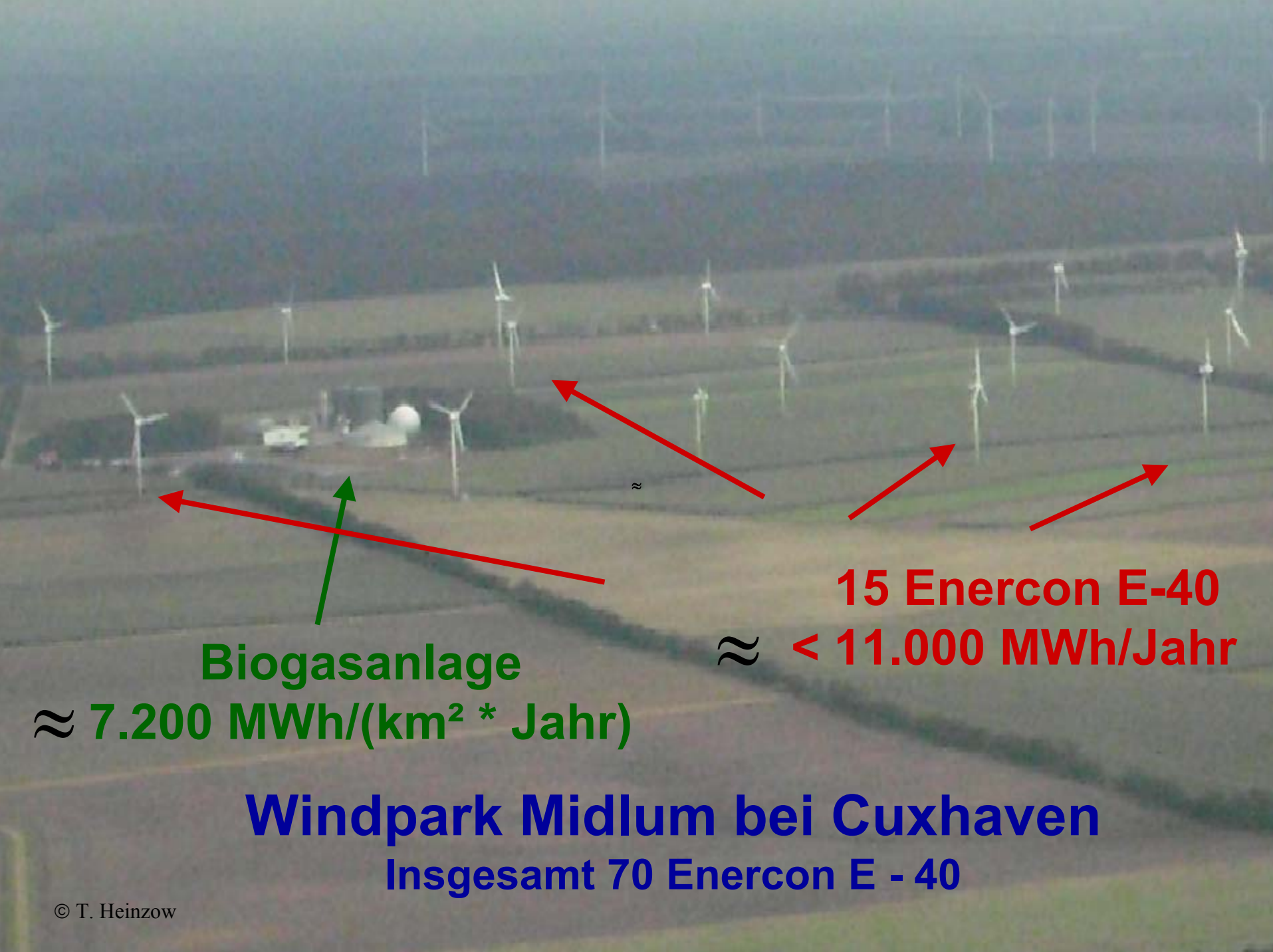
3 mal 5 MW =
33 000 MWh/Jahr

M5000
Kopfmasse
302 Tonnen

5M
Kopfmasse
410 Tonnen

06/04/2008 18:25





Biogasanlage

≈ 7.200 MWh/(km² * Jahr)

≈

**15 Enercon E-40
< 11.000 MWh/Jahr**

Windpark Midlum bei Cuxhaven

Insgesamt 70 Enercon E - 40

Dies sind keine modernen Kraftwerke, die sehen nur so aus. Technisch und betriebswirtschaftlich handelt es sich um auf „neu“ getrimmte ineffiziente Alttechnologie. Der Gigantismus signalisiert fälschlich „Effizienz“.



Bremerhaven - Weddewarden

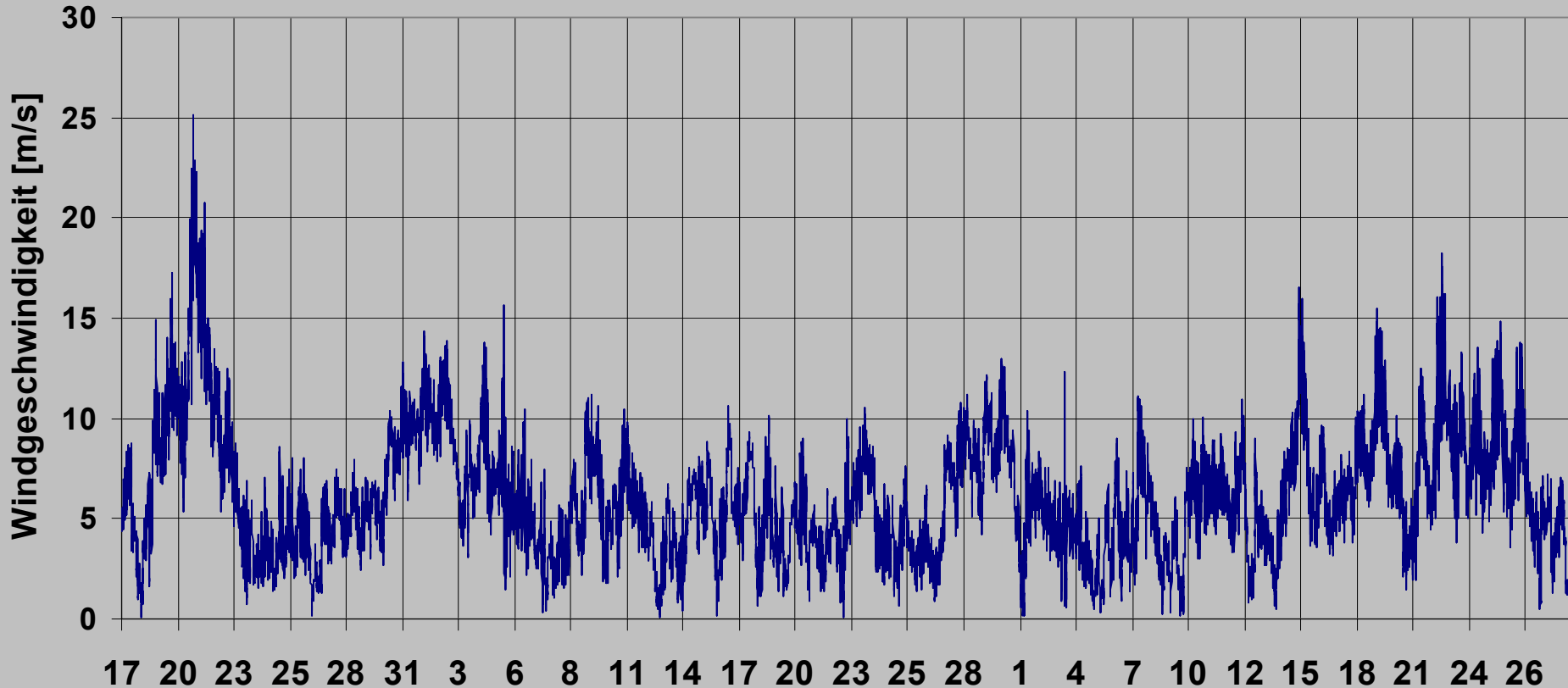
06/04/2008 18:14

Sind Windkraftanlagen wirklich eine junge Technologie?

- Ende des 19. Jahrhundert erfolgte erste Stromerzeugung mit Windmühlen
- Theoretisch maximaler Wirkungsgrad nach Betz (1920) 59%
- Technische und ökonomische Potentiale zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung sind nur noch gering
- Technisch und betriebswirtschaftlich gesehen ist es eine **Alttechnologie**. Die wesentlichen Komponenten werden seit mehr als 100 Jahren gebaut und können kaum noch weiterentwickelt und verbilligt werden
- Der jetzige Gigantismus führt zu sinkender Effizienz weil die Rotorflächen $\sim r^2$ und die Kosten $\sim r^{3,3}$ steigen
- Wird trotzdem fälschlich als **junge Technologie** vermarktet und als Erlösung vom Übel des CO-2-Problems von Meteorologen, Lobbyisten und Ideologen gepriesen

Windverhältnisse über Hamburg im Frühjahr

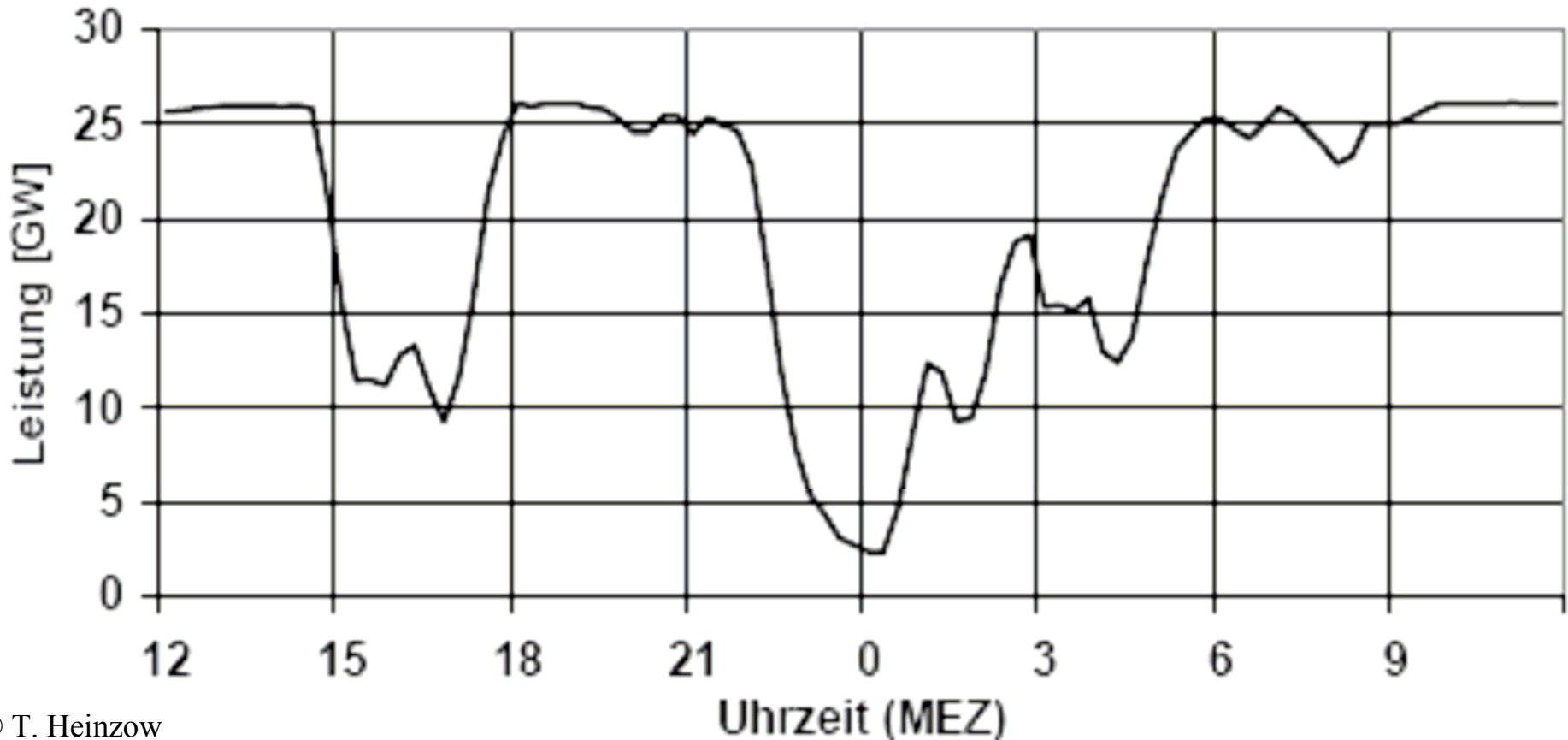
Wind in 110m - Hamburg - 17.3.04 - 28.5.2004



Mittelwert = 6,1 m/s = Windstärke 4

Simulation der Folgen eines Orkans in der Nordsee

Abb. 5: Orkantief "Jeanette" v. 27/28.02.2002
Simulierte Leistung Offshore



Anfahrverhalten Steinkohlekraftwerk

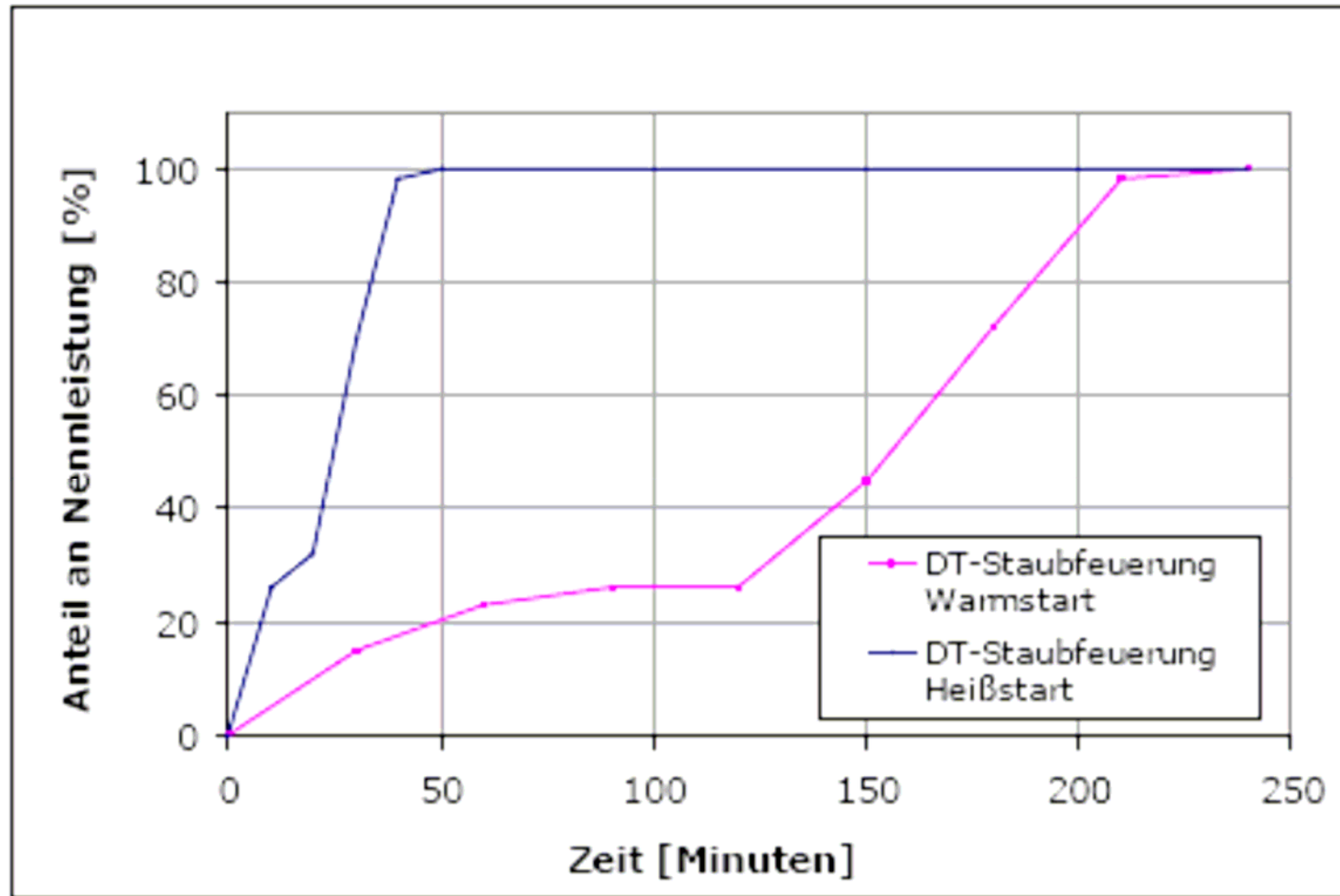


Abbildung 4-7: Anfahrtdiagramm eines Steinkohlekraftwerks [E.ON 2005]

Anfahrverhalten GuD-Kraftwerke

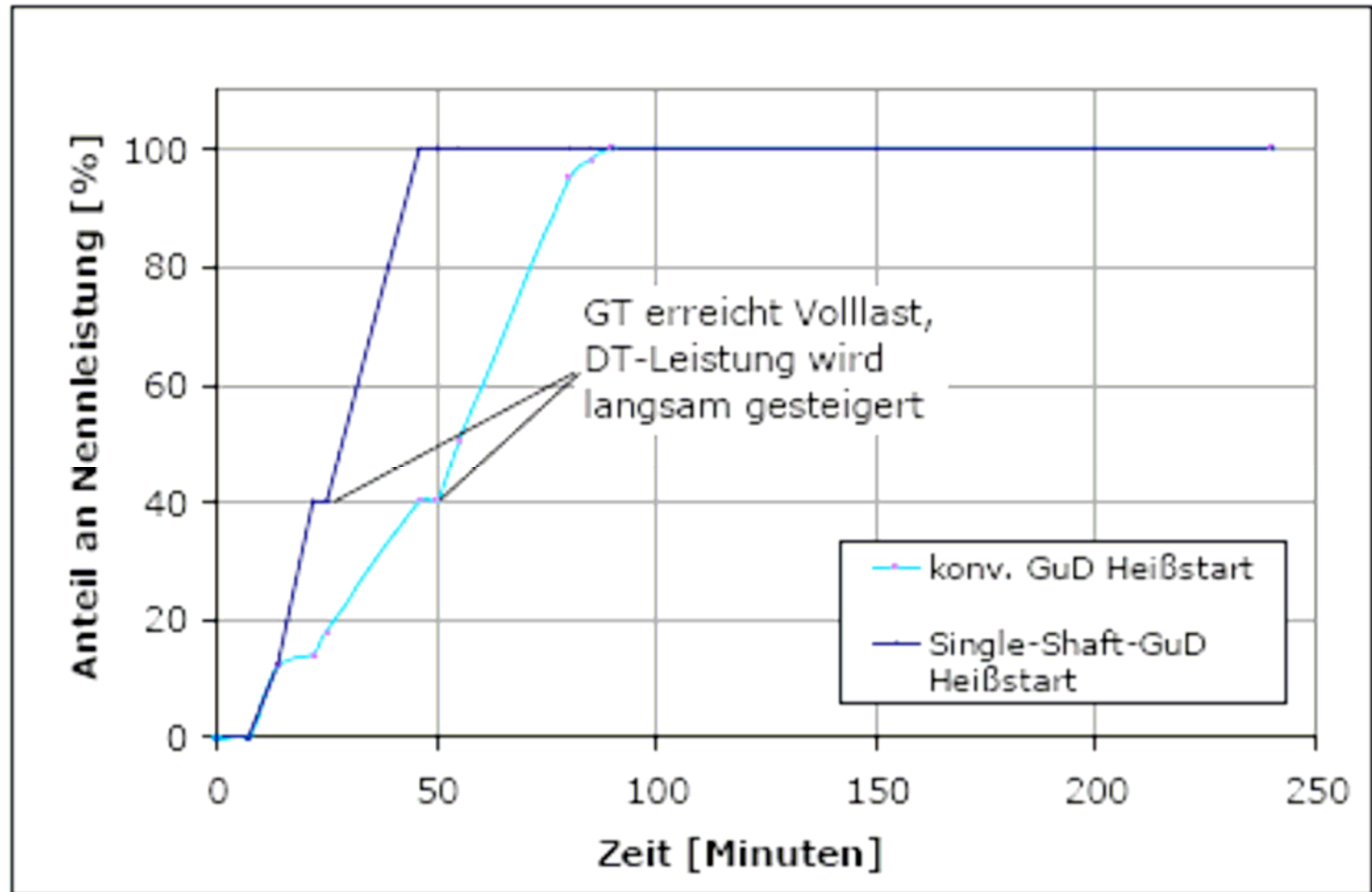


Abbildung 4-8: Anfahrtdiagramm eines GuD-Kraftwerks [Siemens 2004]

Laständerungspotentiale der Kraftwerkstypen in % der Nennleistung

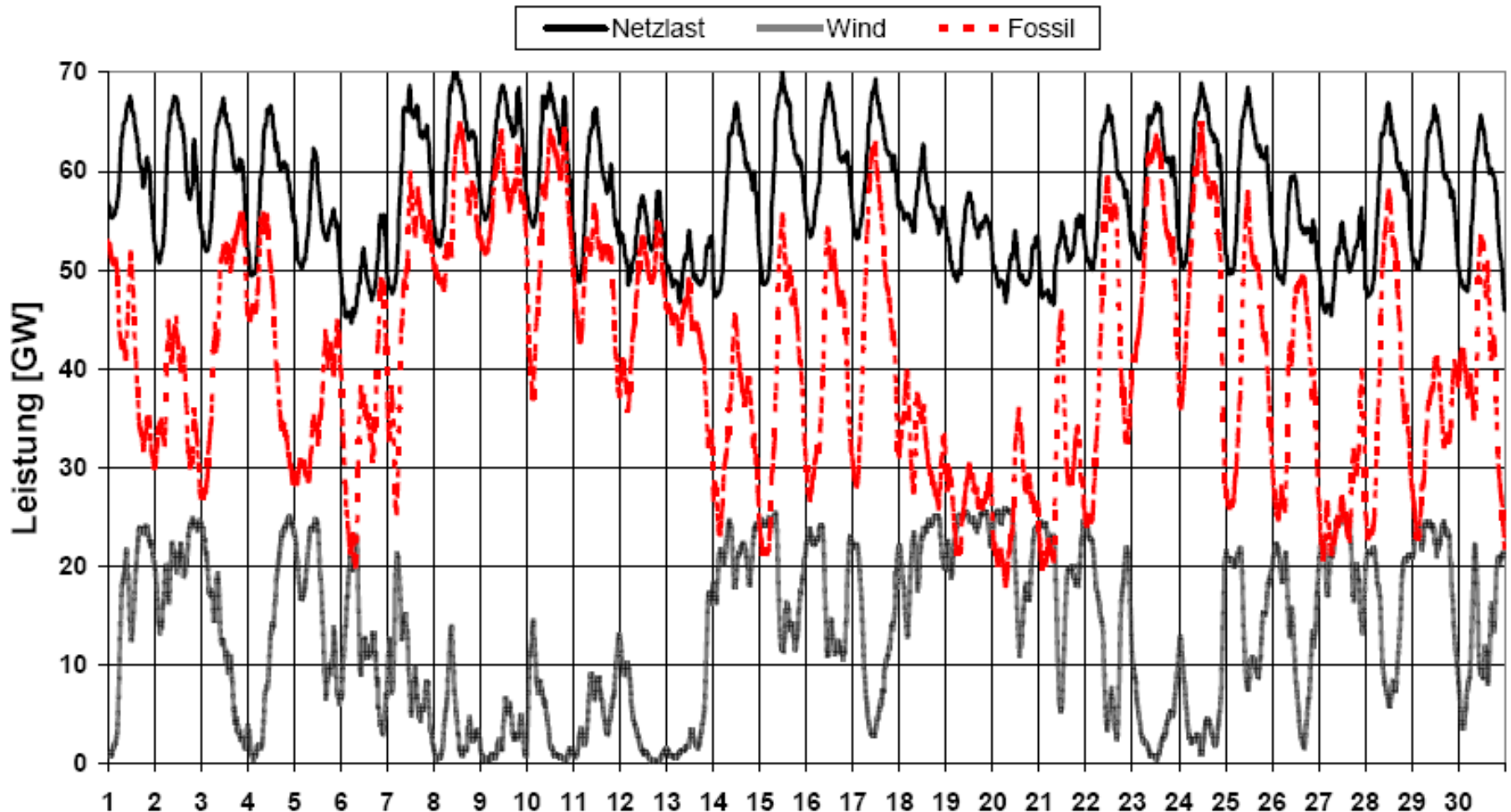
- **Braunkohlekraftwerk** \pm **2 % pro Minute**
- **Steinkohlekraftwerk** \pm **4 - 6 % pro Minute**
- **Gasturbine** \pm **10 % pro Minute**
- **GuD-Kraftwerk** \pm **6 % pro Minute**

Pumpspeicherkraftwerke

- **Turbinenbetrieb** \pm **50 % pro Minute**
- **Pumpbetrieb** \pm **20 % pro Minute**

Fluktuation der Windstromerzeugung Simulation von 25 000 MW in der Nordsee

April 2003: Netzlast und fossile Stromerzeugung bei Windstromeinspeisung



Effektive Nennleistungen und spezifische Investitionskosten

Die effektive Nennleistung ist die tatsächlich im Jahresmittel erbrachte fiktive Dauerleistung in MW pro 1000 MW installierte Maximalleistung (Nennleistung)

$$\text{Nennleistung}_{\text{eff}} = \text{Nennleistung} * \text{Vollaststunden} / \text{Jahresstunden}$$

Primärenergie-träger	Effektive Nennleistung [MW]	Investition pro kW _{eff} [€]	Nutzungsart
Kernenergie:	820	3100	Grundlast
Braun-/Steinkohle:	780	1800	Grundlast
Steinkohle:	500	2400	Mittellast
Erdgas:	460	1000	Mittel-/Spitzenlast
Wasser	330	6000	Grundlast
Wind an Land:	170	7000	Fluktuativ
Wind auf See:	390	8400	Fluktuativ
Biogas:	800	4400	Grundlast
Solarpanels:	91	62000	Fluktuativ

Die sog. „Erneuerbare Energien“ haben somit die höchsten spezifischen Investitionskosten

Kostenstruktur der Windstromerzeugung

<u>Windstromerzeugung an Land</u>	<u>€/kW_{eff}</u>	<u>Cent/kWh</u>
• Kapitalkosten	818	9,33
• Kapitalkosten Reservekraftwerk	54	0,62
• Reparatur- und Wartungskosten	72	0,82
• Brennstoffkosten Reservekraftwerk	20	0,23
• Summe der Kosten	<u>964</u>	<u>11,00</u>

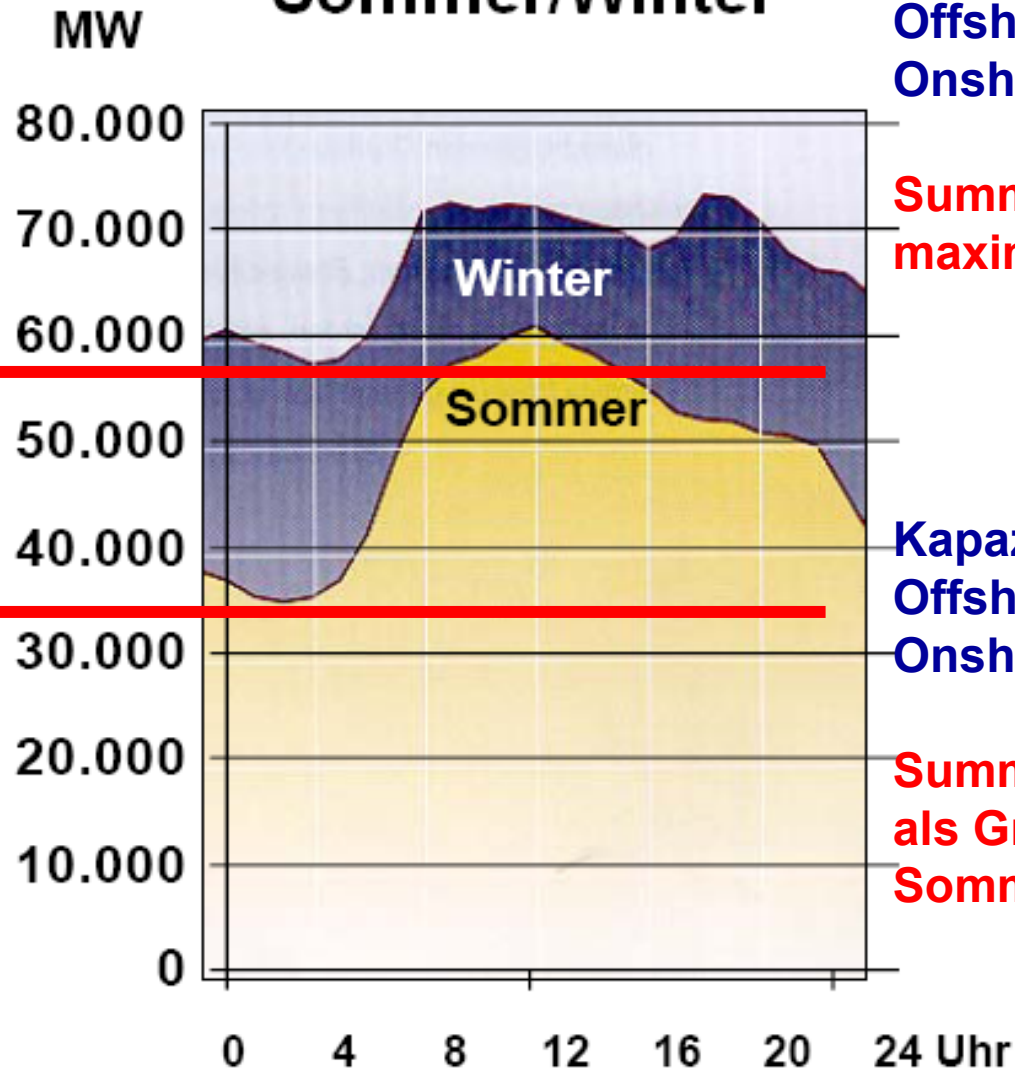
<u>Windstromerzeugung auf See</u>	<u>€/kW_{eff}</u>	<u>Cent/kWh</u>
• Kapitalkosten	1042	11,89
• Kapitalkosten Reservekraftwerk	40	0,46
• Reparatur- und Wartungskosten	105	1,20
• Brennstoffkosten Reservekraftwerk	20	0,23
• Summe der Kosten	<u>1207</u>	<u>13,78</u>

Kostenstruktur der Wärmekraftwerke

	Cent/kWh
• Biomais 500 kW Nennleistung	
• Kapitalkosten	5,87
• Betriebs-, Reparatur- und Wartungskosten	2,40
• <u>Biomassekosten</u>	<u>3,75</u>
	<u>12,02</u>
• Braunkohlekraftwerk 1000 MW	
• Kapitalkosten	1,37
• <u>Brennstoff</u>	<u>1,00 (0,74)</u>
	<u>2,37 (2,11)</u>
• Steinkohlekraftwerk 1000 MW	
• Kapitalkosten	1,83
• <u>Brennstoff</u>	<u>2,66 (1,97)</u>
	<u>4,49 (3,80)</u>
• GuD-Kraftwerk 500 MW	
• Kapitalkosten	1,14
• <u>Brennstoffkosten</u>	<u>4,50 (4,40)</u>
	<u>5,64 (5,54)</u>

***Quellen:** Landwirtschaftskammern, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, BMWi,
Stat. Bundesamt, eigene Berechnungen

Stromnachfrage Sommer/Winter



Kapazität
Offshore 50 000 MW
Onshore 30 000 MW

**Summe ist größer als
maximale Netzlast**

Kapazität
Offshore 25 000 MW
Onshore 30 000 MW

**Summe ist größer
als Grundlast im
Sommer**

**Grundlast
Winter**

**Grundlast
Sommer**

Quelle: **Holger Gassner**
Konzern-Energie-/Umweltpolitik
RWE AG

Windstrompotentiale und Kosten

Nennleistung		Produktion			Kosten	
[GW]		[TWh/a]			[Mrd €/a]	[Cent/kWh]
Land	See	Land	See	Summe		
30	25	26 (49*)	94 (95*)	121	21,1	17,4
45	25	34 (74*)	94 (95*)	128	24,1	25,0
30	50	9 (49*)	141 (190*)	150	36,4	24,2

- Technisch ersetzbar sind in Deutschland ca. 50% der jeweiligen Tagesgrundlast durch fluktuierende Stromerzeugung.
- Maximal könnten in Deutschland etwa 150 TWh Strom mit Windmühlen erzeugt werden, **zu Kosten von 24 Cent/kWh.**
- Dies entspricht linear gerechnet Vermeidungskosten von **485 €** pro vermiedene Tonne CO₂.
- Dynamisch gerechnet ist der Wert jedoch noch größer.
- Die Investitionskosten betragen im 1. Fall **130 Milliarden €** und im 3. Fall **220 Milliarden €** zu heutigen Preisen

* theoretisch mögliche Produktion Winddaten: B. Brümmer

Besondere Folgen der intensiven Windenergienutzung

- insbesondere in der Nordsee -

- Schwankungen der Stromproduktion werden gigantisch - mehr als 60 000 MW innerhalb einer Stunde sind möglich, wenn nicht eingegriffen wird, was jedoch den Windstrompreis erhöht
- Die Produktionsprognosen werden noch ungenauer
- Das Risiko von kostenträchtigen Blackouts steigt immens
- Mit Biogasanlagen oder Blockheizkraftwerken lässt sich das Netz nicht stabilisieren, sondern nur durch teures Abschalten der Windmühlen und Nutzung von teurem Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerksstrom
(Foto eines Pumpspeicherkraftwerkes wird später gezeigt)
- Windstromnutzung führt zu hohen CO₂- Vermeidungskosten (**bis zu 550 € pro Tonne** je nach ersetzttem Brennstoff und Szenario)
- Ab Windstärke 6 (> 14 m/s Windgeschwindigkeit) in Nabenhöhe der Windmühlen müssten alle fossilen Kraftwerke in Deutschland abgeschaltet werden, dazu je nach Windstärke, Tages- und Jahreszeit auch **bis zu 60%** der teuren Windmühlen, was deren „Rentabilität“ senkt, so dass der Zwangsabnahmepreis („Vergütung“) mit steigender installierter Kapazität steigen muss und nicht bei **9 bis 15 Cent** pro kWh liegt, sondern effektiv bei **24 Cent/kWh**

Bioenergiepotentiale Stroh

• Fläche Deutschland	352 022 km ²
• Ackerfläche	120 000 km ²
• Getreideernte	40 bis 50 Mio. Tonnen
• Strohertrag	40 bis 50 Mio. Tonnen
• Energiegehalt	4,76 MWh pro Tonne
• Primärenergie Stroh max.	190 TWh
• Nutzbar maximal	95 TWh
• Bei Co-Verbrennung im Kohlekraftwerk	45 TWh
• Primärenergieverbrauch	4 000 TWh
• Primärenergieverbrauch Steinkohle	578 TWh
• Verstromung Steinkohle	366 TWh

Bioenergiepotentiale Silomais

• 10% der Ackerfläche	12 000 km ²
• Bruttostromertrag Biogas	2 GWh pro km ²
• Bruttostromertrag	24 TWh
• Nettostromertrag	18 TWh
• Nettopotential an der Stromerzeugung	2,5 %

Nachteile:

- **Nitratverseuchung** des **Grundwassers**
- Zu 67% wird nutzlos Wasser transportiert (**kostenintensiv**)
- Maisanbau erzeugt sehr viel **Lachgas (Distickstoffoxyd)** wegen der notwendigen Nitratdüngung
- Lachgas ist **300 mal so klimaschädlich wie CO₂**
- Die Nutzung von Biogas aus Maisanbau hat deshalb einen höheren Treibhauseffekt zur Folge als die Nutzung von Erdgas zur Stromproduktion, gleiches gilt für Alkohol aus Mais und Rapsöl. Der fossile Treibstoffverbrauch wurde nicht berücksichtigt. Biodiesel ist bis zu 1,7mal so schädlich wie Normaldiesel.

Schließung der Stromlücke durch GuD-Kraftwerke

Szenario 1 (ohne Windenergie, mit Strohnutzung)

- **284 TWh** entsprechen **43 Milliarden m³** Erdgas und damit ca. **45%** des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs
- Kapazität der Ostseepipeline soll **55 Mrd. m³**
- Es müssten **117 GuD-Kraftwerke à 530 MW Leistung** gebaut werden

Szenario 2 (mit Windenergie)*

- **124 TWh** entsprechen **19 Milliarden m³** Erdgas und damit ca. **19 %** des derzeitigen Verbrauchs
- Es müssten trotzdem **117 GuD-Kraftwerke à 530 MW Leistung** gebaut werden, weil **Standby-Leistung** benötigt wird

*Ohne Berücksichtigung der Auswirkungen des schlechteren Wirkungsgrades der Standby-Kraftwerke

Zwischenfazit 1

- Mit den sog. „Erneuerbaren Energien“ lässt sich die Stromlücke von 332 TWh bis 2020 und auch später nicht schließen
- **Gleiches gilt für die Kapazitätslücke von 62 000 MW, die in jedem Fall geschlossen werden muß**

- Potential Biomasse 58 TWh
- Potential Onshore-Windenergie 49(9) TWh (unstetig)
- Potential Offshore-Windenergie 190(141) TWh (unstetig)

- Potentiale sind bis 2020 technisch und ökonomisch nicht umsetzbar

Versorgungssicherheit

- Der Ersatz von 62 000 MW Kraftwerkskapazität entspricht etwa 50% der im Jahr 2020 benötigten Engpassleistung
- Gazprom oder andere Lieferanten werden zusätzliche Gaslieferungen derzeit nicht leisten können
- Bei einem Ausfall der Gaslieferungen reicht die verbleibende Kraftwerkskapazität nicht aus, um den Strombedarf zu decken
- Zur Absicherung der Stromversorgung muss deshalb jeder der drei fossilen Energieträger 30% der Engpassleistung von 120 MW sicherstellen können
- Der Ausfall eines Energieträgers hätte dann erst mal keine gravierenden wirtschaftlichen Folgen
- Die Brennstoffkosten für Gaskraftwerke werden sich, wenn der Ölpreis bei **68 € = 100 \$ pro Barrel** bleibt, fast verdoppeln und ca. **7,2 Cent** pro kWh Strom statt wie jetzt **4,5 Cent** betragen
- Die Brennstoffkosten eines Kohlekraftwerkes betragen derzeit **2,7 Cent/kWh (elektrisch)** und werden nur mäßig steigen, weil die Kohlevorräte zu heutigen Förderkosten für 250 Jahre reichen

Zukunft bei Untätigkeit

- Bei einem **zukünftigen Brennstoffpreis von 7,2 Cent pro kWh erzeugtem Strom** ist kein Kraftwerksbetreiber in der EU wettbewerbsfähig, der Grundlast mit einem GuD-Kraftwerk erzeugen und verkaufen will (muss?)
- Investitionen in derartige Kraftwerke werden deshalb und wegen der Versorgungsunsicherheit mit Erdgas (lange Pipelines, mögliche Terrorattacken) weitgehend unterbleiben
- Die alten Kraftwerke werden aus Kostengründen und weil es keine technische Nutzungsbegrenzung gibt weiter genutzt werden
- Allenfalls wird die KKW-Erzeugungskapazität durch GuD-Kraftwerke ersetzt werden weil die Investitionskosten niedrig sind
- **Die Grundlast werden dann die alten Kohlekraftwerke liefern**
- Die **CO₂-Emissionen werden also ansteigen**

Zwischenfazit 2

- **Da aus obigen Gründen nur ein Ersatz der KKW-Kapazität erfolgt - GuD-Kraftwerke werden nicht zur Grundlastherzeugung gebaut werden - , wird Deutschland Strom importieren müssen oder Grundlaststrom aus alten Anlagen (Kaltreserve) beziehen**
- **Leitungskapazitäten zum Import stehen nicht ausreichend zur Verfügung**
- **Zusätzliche Erzeugungskapazitäten in der EU stehen ebenfalls nicht hinreichend zur Verfügung**
- **Wie soll das Problem gelöst werden?**
- **Ist das von der Politik verursachte Problem überhaupt lösbar?**

Lösung durch Blockheizkraftwerke und das „Virtuelle Kraftwerk“?

- Blockheizkraftwerke brauchen Erdgas
 - Elektrischer Wirkungsgrad Blockheizkraftwerk < 37%
 - Wirkungsgrad mit Abwärmenutzung < 55 %
 - Blockheizkraftwerke brauchen im Sommer einen Kühlturm
 - GuD-Kraftwerk ohne KWK erreicht 58 - 60 %
 - GuD-Kraftwerk mit KWK erreicht 70 %
 - Kohlekraftwerk mit KWK erreicht 64 % > BHKW (55%)
- ====> BHKW sind keine Lösung wegen schlechter Wirkungsgrade und höherer Betriebs- und Brennstoffkosten**
- Das „Virtuelle Kraftwerk“ soll aus Biogas-, Wind-, Solar- und Pumpspeicherkraftwerken bestehen, so dass Grundlast bereit gestellt werden kann

Kraftwerk Goldisthal: Quelle: Tobias Rosenbaum

©Tobias Rosenbaum
www.Herrnhaus.de



Das „virtuelle Kraftwerk“

- Die Pumpspeicherkapazität beträgt in D derzeit 6000 MW
- Goldisthal kann ca. 8400 MWh speichern
- Mit dem Kraftwerk Goldisthal könnten im Verbund 8 Anlagen des Typs 5M von Repower betrieben werden
- Kosten Goldisthal: ca. 1 Milliarde €
- Dauerleistung wäre dann 6,2 MW = 0,054 TWh/Jahr
- 6 mal Goldisthal wären dann 0,324 TWh/Jahr
- Biogaspotential 24 TWh
- Grundlasterzeugungspotential mit Wind 33,5 TWh

Fazit: Versorgungslücke bleibt – „Virtuelle Kraftwerke“ nebst Biogasblockheizkraftwerken sind keine Lösung, einmal die Lachgasproblematik ausgeblendet

Szenariovergleich: Kein Neubau versus Neubau

	Vollaststunden	Nennleistung	Strommenge	Emissionen 1	Emissionen 2
	[h]	[MW]	[TWh]	[Mio. t CO2]	[Mio. t CO2]
Steinkohle	6500	32000	208	198	160
Braunkohle	6800	19000	129	155	123
Erdgas	2800	53000	148	57	51
Wind (Land)	1500	21000	32	-	-
Wind (See)	3350	25000	84	-	-
Bio	?	?	70	-	-
Wasser	2450	9000	22	-	-
	Summe	113000	693	411	333

Annahmen:

1. Ersatz der KKW-Kapazität nur durch GuD und Nutzung der Kraftwerkskapazitäten nach Stromerzeugungskosten
2. Kein Zubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken
3. Ausbau der Windenergie auf See auf 25 000 MW
4. Im 2. Fall Ersatz alt durch neu

Quelle: Eigene Annahmen
Eigene Berechnungen

Die CO₂-Vermeidungskosten der Technologien

- **Biogas aus Mais** **Verstärkt Treibhauseffekt**
- **Biodiesel, Ethanol** **Verstärkt Treibhauseffekt**
- **Biogas (Mist, Gülle)** **130 - 160 €/t - sinnvoll**
- **Wind Nordsee** **150 - 550 €/t - zu teuer**
- **Wind Binnenland** **90 - 300 €/t - zu teuer**
- **Solarstrom** **700 - 1800 €/t - indiskutabel**

- **Co-Verbrennung** **- 10 - 40 €/t sinnvoll und kostengünstig**
- **Neue Kraftwerke** **- 10 - 40 €/t sinnvoll und beste Option**

Wirtschaftliche Folgen der Direktsubventionierung von Windmühlen und Biogas aus Mais zur Stromerzeugung

- **Investitionen in Windmühlen und BHKW verhindern die Erneuerung des fossilen Kraftwerksparks**
- **Investitionen in Offshore-Windmühlen und BHKW führen zu untragbaren CO₂-Vermeidungskosten**
- **Die Kaufkraft der Bevölkerung wird vermindert**
- **Die über das EEG erfolgende Direktsubventionierung von nicht wettbewerbsfähigem Strom vernichtet langfristig Arbeitsplätze. Zwei Studien (Studie Bremen und Studie Münster) haben das bewiesen.**
- **Die Nutzung der Windenergie als Alttechnologie ist wirtschaftlich nicht vertretbar, auch nicht zum Schutze des „Klimas“, da ökonomisch kontraproduktiv**

Zusammenfassung

- **Die Biogasnutzung (Mais) ist kontraproduktiv (Lachgas)**
- **Das Biomassepotential (Stroh etc.) ist unzureichend**
- **Die Windenergie ist kein Ersatz für Grundlast und gefährdet massiv die Netzstabilität**
- **Ersatz der stillzulegenden Kraftwerkskapazitäten durch Erdgas allein gefährdet Versorgungssicherheit**
- **Der Verzicht auf den Ersatz alter Technik durch modernste Technik führt zu steigenden Strompreisen**
- **Verzicht auf Ersatz der alten Kohlekraftwerke durch effizientere führt zu Mehremissionen von 78 Millionen Tonnen/Jahr und höheren Staubemissionen und zu mehr Landschaftsverbrauch**
- **Ersatz der Kernkraft nur durch Erdgas führt zu stark und unkalkulierbar steigenden Strompreisen**
- **Auf die modernste Kraftwerkstechnik (620 und 700°-Technik) und KWK kann die nächsten Jahrzehnte nicht verzichtet werden**

Kohleheizkraftwerk Wedel - Ersatz ab 2012 geplant

**Stört dieses das Erlebnis
Obstmarschenweg und Elbe?
Vergrault es Touristen?**



21/04/2008 20:56

Es gibt m.E. keine ökonomischen und insbesondere auch keine ökologischen Gründe in Deutschland Mais für die Biogasproduktion anzubauen und mit Windmühlen diese wunderschöne Landschaft zu verschandeln, um überteuren und unzuverlässigen Strom zu produzieren

Ich danke für Ihre Aufmerksamkeit