

# **Viabile Scenarios for a Future Electricity Supply based 100% on Renewable Energies**

**Wirtschaftlich realisierbare Stromversorgung für Europa und seine Nachbarn  
zu 100% aus erneuerbaren Energien**

**Dr.-Ing. Dipl.-Phys. Gregor Czisch**

**Ausgangsfragen:**

**Ist eine rein regenerative Stromversorgung  
für Europa und seine Nachbarn möglich  
(Potentiale, Zeitverhalten, Technik)?**

**JA!**

**Welche Lösungen bieten sich  
aus ökonomischer Sicht?**

**Wie wirken sich unterschiedliche  
technologische, wirtschaftliche und  
politische Randbedingungen aus?**

# Solarthermische Kraftwerke

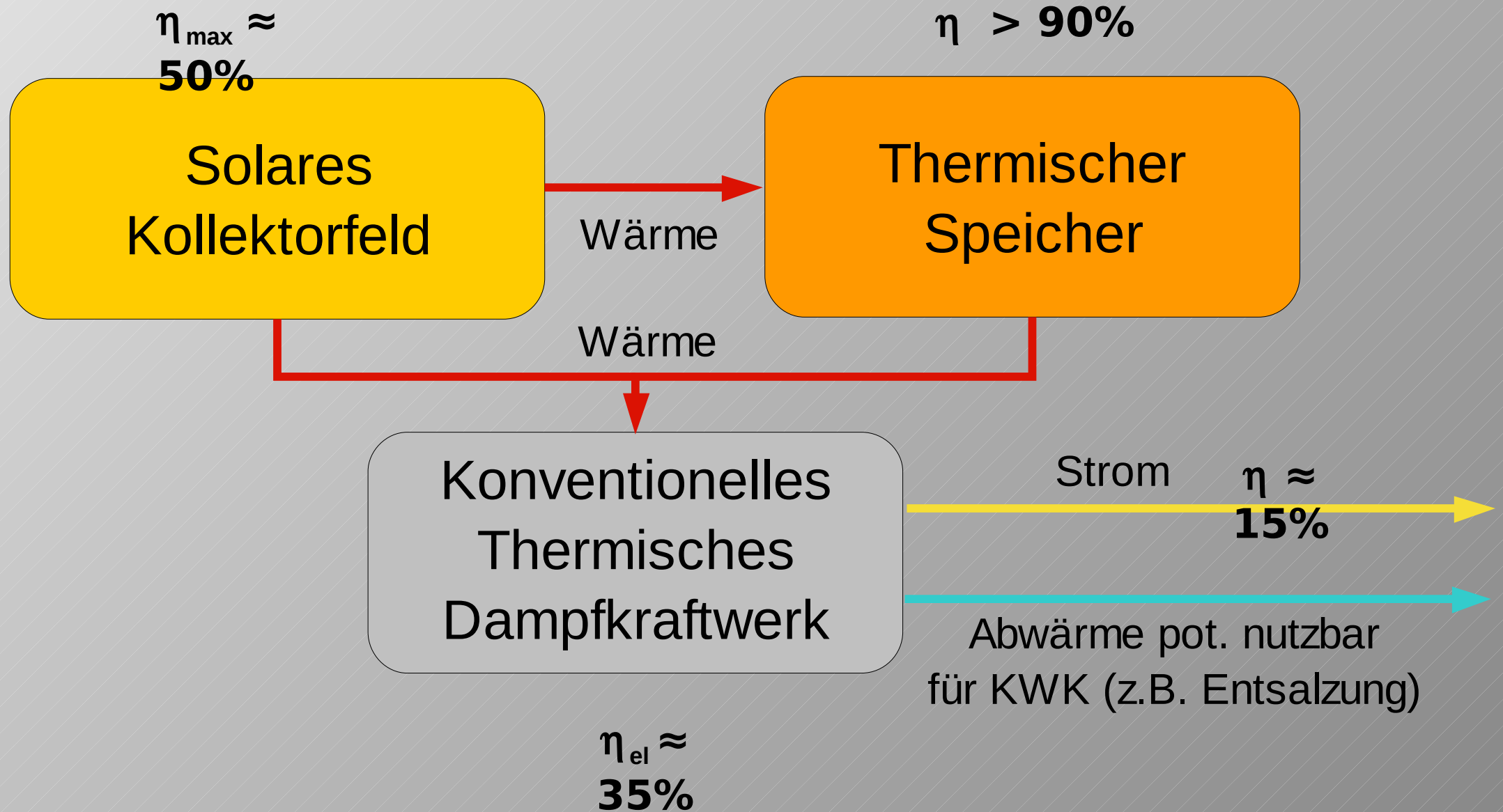


Photoquelle: <http://www.kjcsolar.com/24bit/segs0046.jpg>

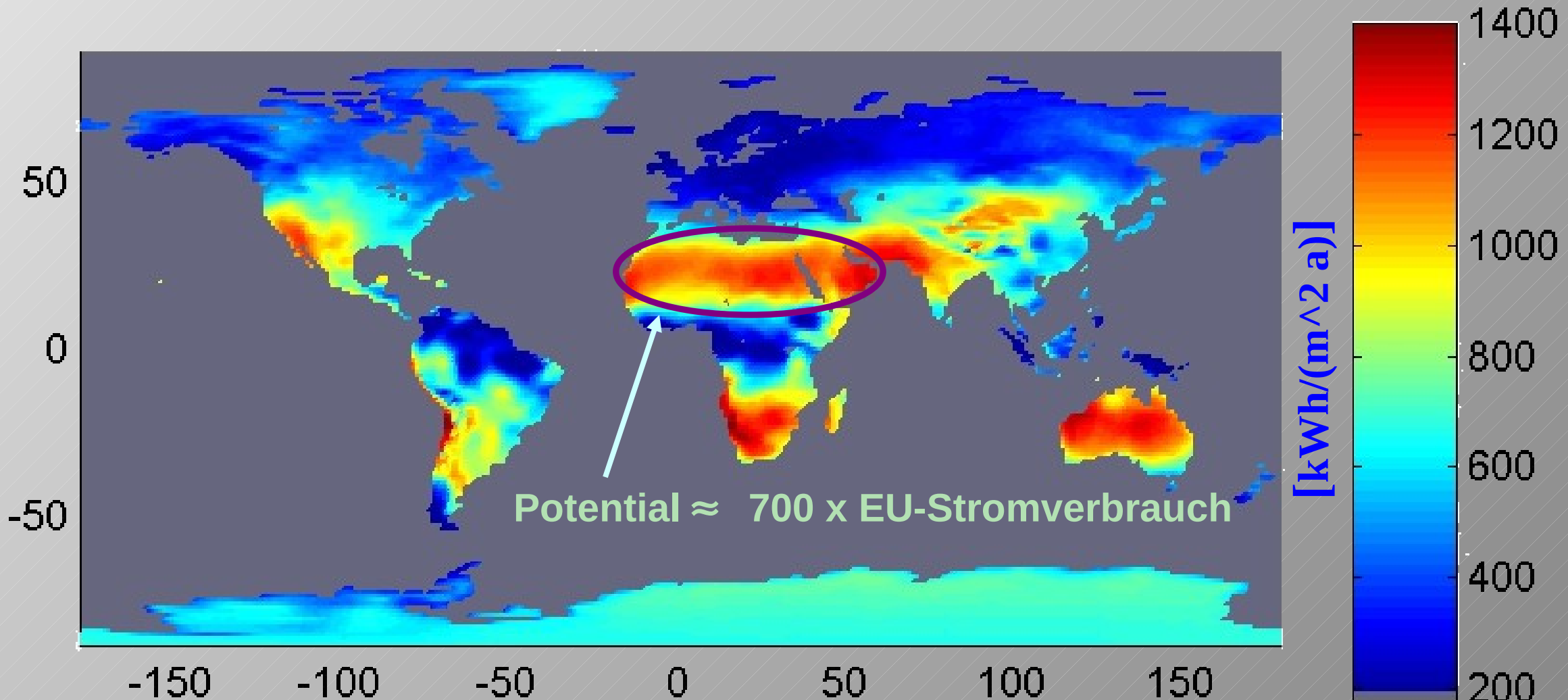
G. Czisch, 09.10.2006



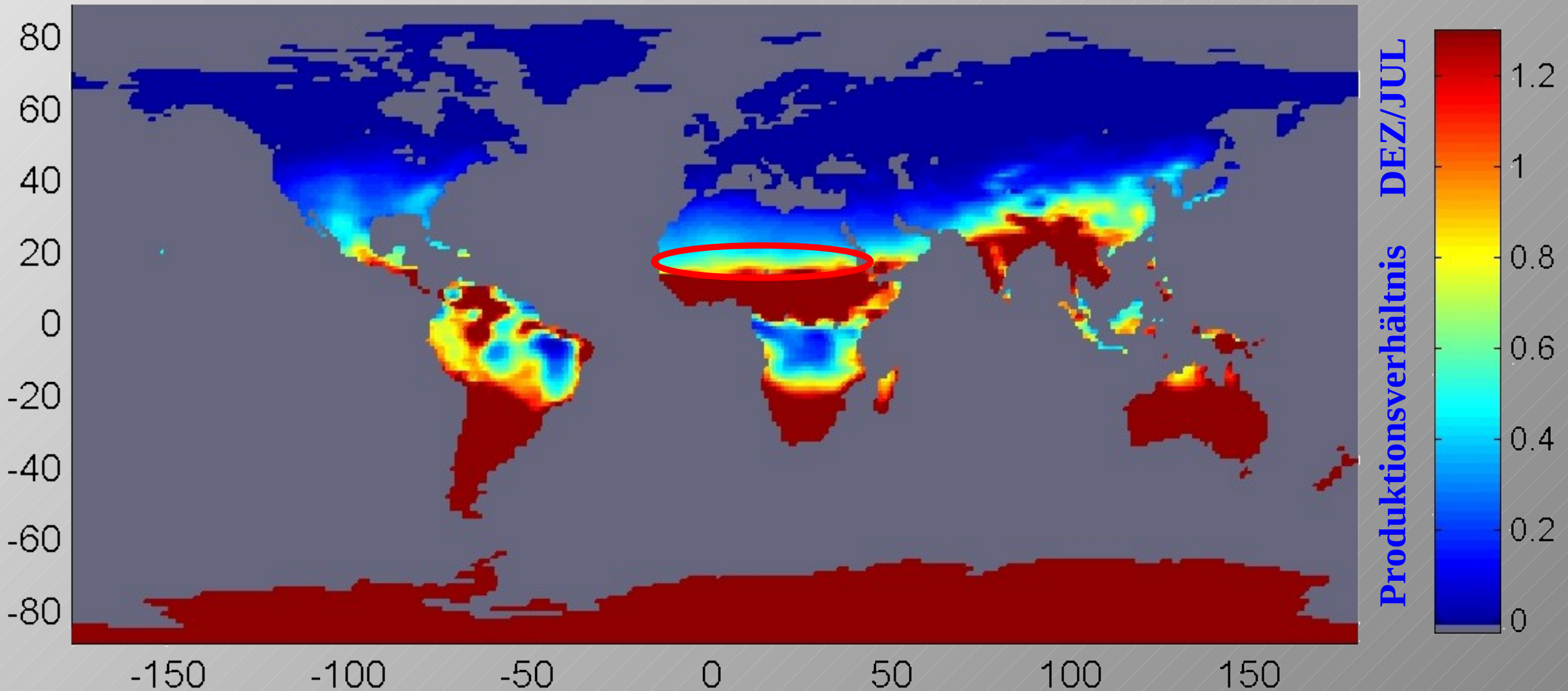
# Prinzipschaltbild solarthermische Kraftwerke



# Potentielle mittlere jährliche Wärmeerzeugung aus Spiegelrinnen für solarthermische Kraftwerke (1983 – 1992)



# Saisonaler Vergleich (DEZ $\Leftrightarrow$ JUL) der Wärmeproduktion aus Spiegelrinnen für solarthermische Kraftwerke (1983 – 1992)



# Stromtransport

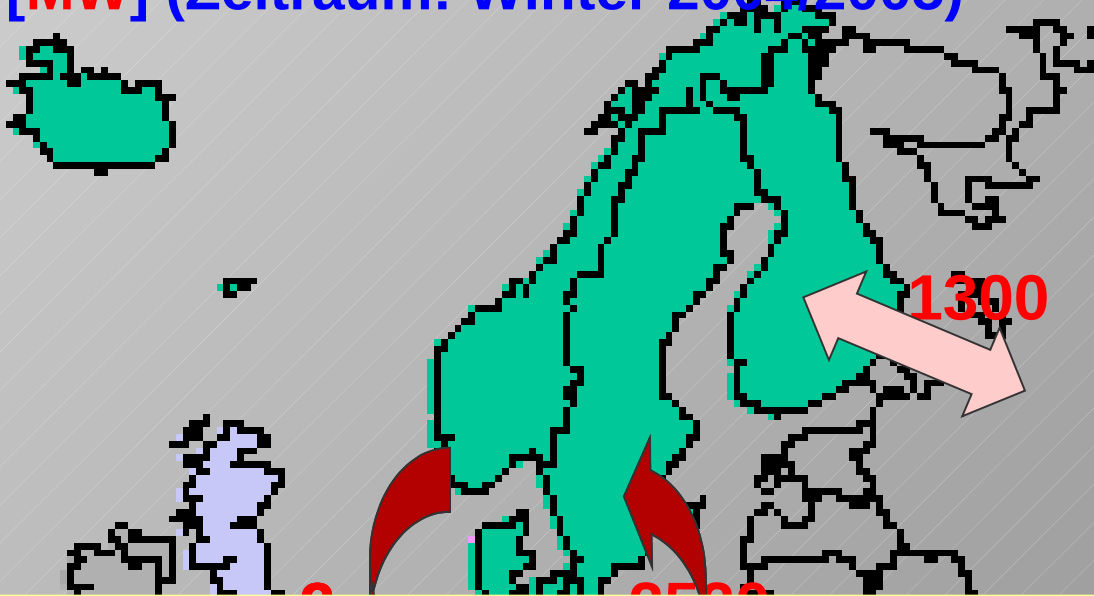


Photoquelle: <http://www.nrel.gov/data/pix/searchpix.cgi>

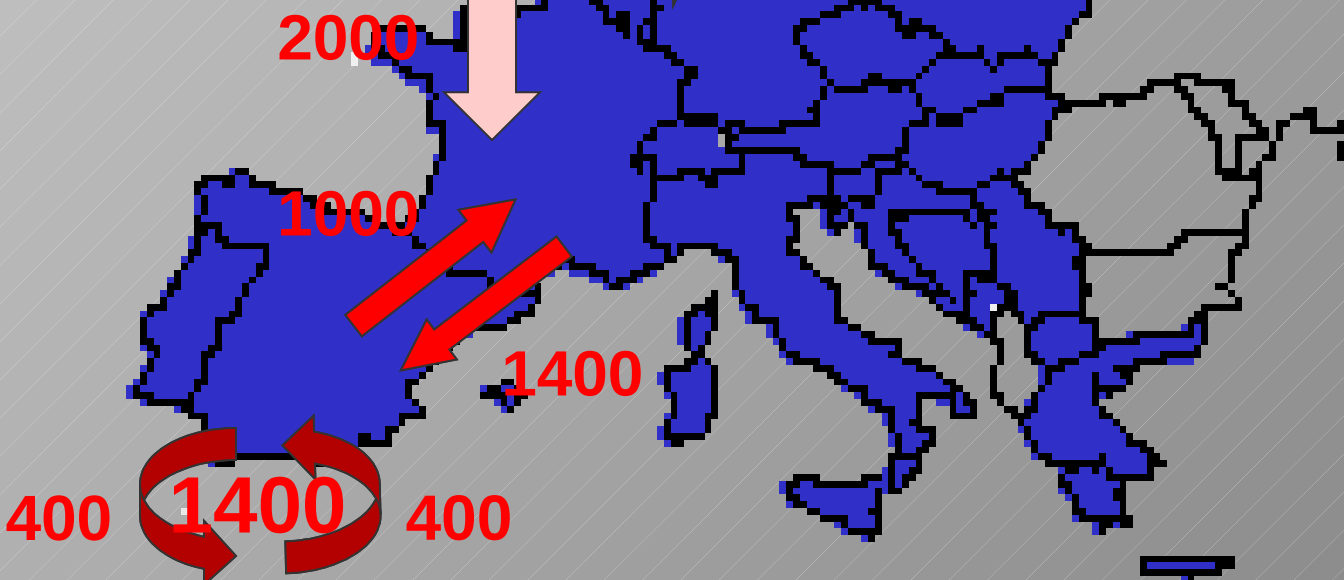
G. Czisch, 09.10.2006

# Einige geschätzte netto Übertragungskapazitäten zwischen Ländern der UCTE und ihren Nachbarn [MW] (Zeitraum: Winter 2004/2005)

- UCTE
- NORDEL
- UKTSOA
- ATSOI



Mit **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** können große Leistungen verlustarm und kostengünstig über weite Entfernungen transportiert werden.



Quelle der Karte: ETSO 2001; Datenquelle: ETSO 2005

# Kosten der Stromproduktion mit solarthermischen Kraftwerken

**Speicherkosten 60 €/kWh<sub>el</sub>**

Solarkraftwerk	Eingangsdaten	Kosten
Solarvielfaches Solarfeld	2,5 185 [€/m <sup>2</sup> ]	2775 [€/kW <sub>el.</sub> ]
Speicherkapazität	14 [VLh]	
Speicher	60 [€/kWh <sub>el</sub> ]	840 [€/kW <sub>el.</sub> ]
Kraftwerksteil	525 [€/kW <sub>el.</sub> ]	525 [€/kW <sub>el.</sub> ]
<b>Gesamtinvestition</b>		<b>4140 [€/kW<sub>el.</sub>]</b>
Lebensdauer	25 [a]	
Betriebskosten/a	2% [% der Inv. K.]	
Versicherungskosten/a	1% [% der Inv. K.]	
Zinssatz	5% [%/a]	
<b>Jährliche Kosten</b>		<b>418 [€/kW<sub>el.</sub>*a]</b>
η Kraftwerk	37% [%]	
η Speicher	92% [%]	
Erzeugung über Speicher	70% [%]	

HGÜ-System	Eingangsdaten
Leistungsklasse	5 [GW]
Nennspannung	+600 [kV]
Ausführung	Doppelbipol.
<b>Umrichterstationen</b> [Häusler 1999]	<b>2 * 60 [€/kW]</b>
<b>Freileitung</b> [Häusler 1999]	<b>70 [€/kW*1000 km]</b>
<b>Seekabel</b>	<b>700 [€/kW*1000 km]</b>
Lebensdauer	25 [a]
Betriebskosten	1% [% der Inv. K /a]
Zinssatz	5%

Standort		Iberische Halbinsel	Süd-marokko	Mauretanien	Brügge Belgien
Wärmeproduktion	[kWh/m <sup>2</sup> ]	610	1140	1190	300
Stromerzeugung (2 Wochen Revision sonst 97% Verfügbarkeit)	Auslastung [h/a]	3000	5570	5820	1470
<b>Stromgestehungskosten vor Ort</b>	<b>[€ct/kWh]</b>	<b>14</b>	<b>7,5</b>	<b>7,2</b>	<b>29</b>
Entfernung v. Kassel	[km]	2500	4400	5300	500
davon See-Trassen	[km]	0	40	40	0
Transport-systemkosten	[€/kW <sub>el.</sub> *a]	24	36,5	42	12,5
Transportverluste überschlägig		6%	13%	16%	2%
<b>Stromkosten In Kassel</b>	<b>[€ct/kWh]</b>	<b>15,7</b>	<b>9,4</b>	<b>9,4</b>	<b>30</b>



# Wasserkraft



## Speicherwasserkraftwerke



## Laufwasserkraftwerke

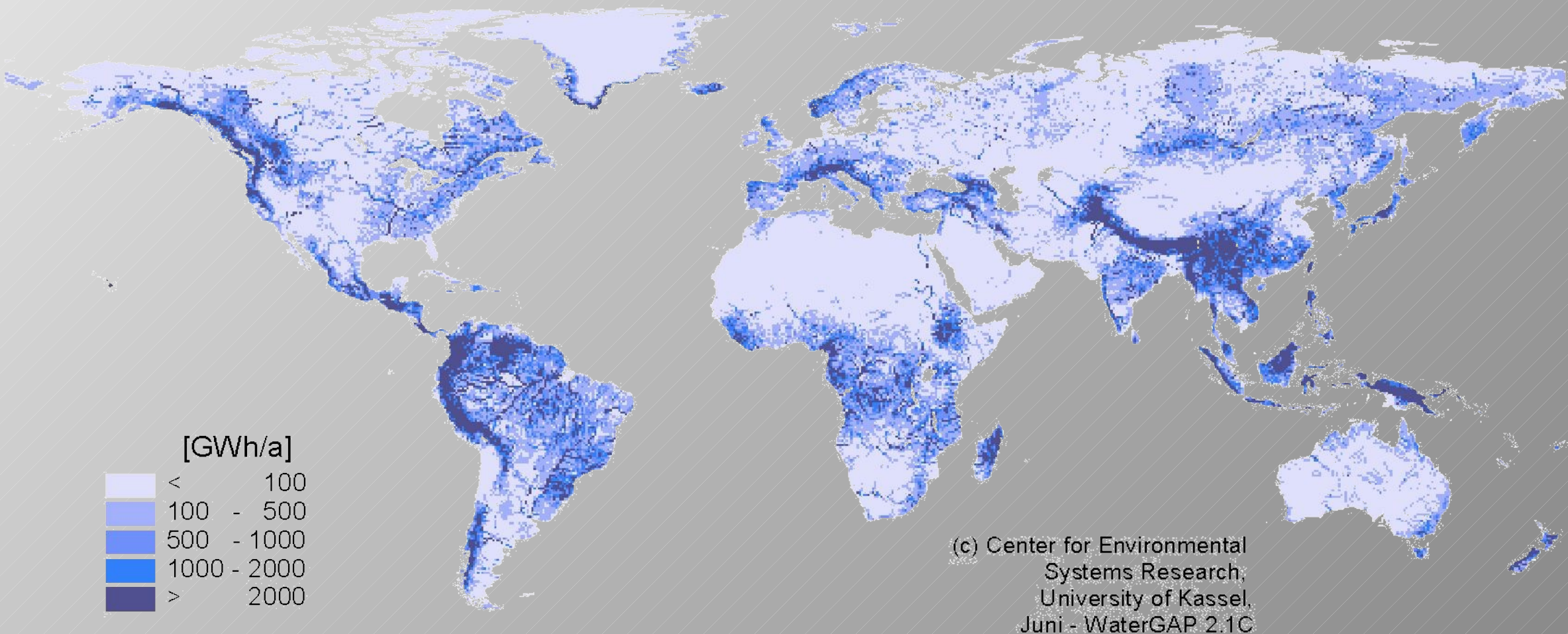


# Speicherwasserkraftwerke in Westeuropa (UCTE und NORDEL): Nennleistung, Speicherkapazität und jährliche Stromproduktion

Daten der UCTE 1998	Leistung: Speicher- und gemischten Pumpspeicherkraftwerke	Speichervermögen: Speicher- und gemischten Pumpspeicherkraftwerke	Erzeugungsvermögen: Speicher- und gemischten Pumpspeicherkraftwerke
	[GW]	[TWh]	[TWh]
Slovenien/Kroatien	1.4	1.8	?
Schweiz	8.2	8.4	18.0
Rest Jugoslawien	2.0	2.0	?
Portugal	2.1	2.6	4.2
Österreich	5.6	3.2	7.0
Luxemburg	0.0	0.0	0.0
Italien	7.5	7.9	17.6
Griechenland	1.9	2.4	2.8
Frankreich	11.6	9.8	18.2
Deutschland	1.4	0.3	1.1
Belgien	0.0	0.0	0.0
Spanien	7.7	18.4	16.7
<b>Summe UCTE</b>	<b>49 [GW]</b>	<b>57 [TWh]</b>	<b>86 [TWh]</b>
Daten zu NORDEL			
Norwegen	27.3	84.1	112.6
Finnland	2.9	4.9	12.6
Schweden	16.2	33.7	63.6
<b>Summe NORDEL</b>	<b>46 [GW]</b>	<b>123 [TWh]</b>	<b>189 [TWh]</b>
<b>Summe NORDEL + UCTE</b>	<b>96 [GW]</b>	<b>180 [TWh]</b>	<b>275 [TWh]</b>



# Brutto-Wasserkraft-Potential (0.5° x 0.5° Zellen)

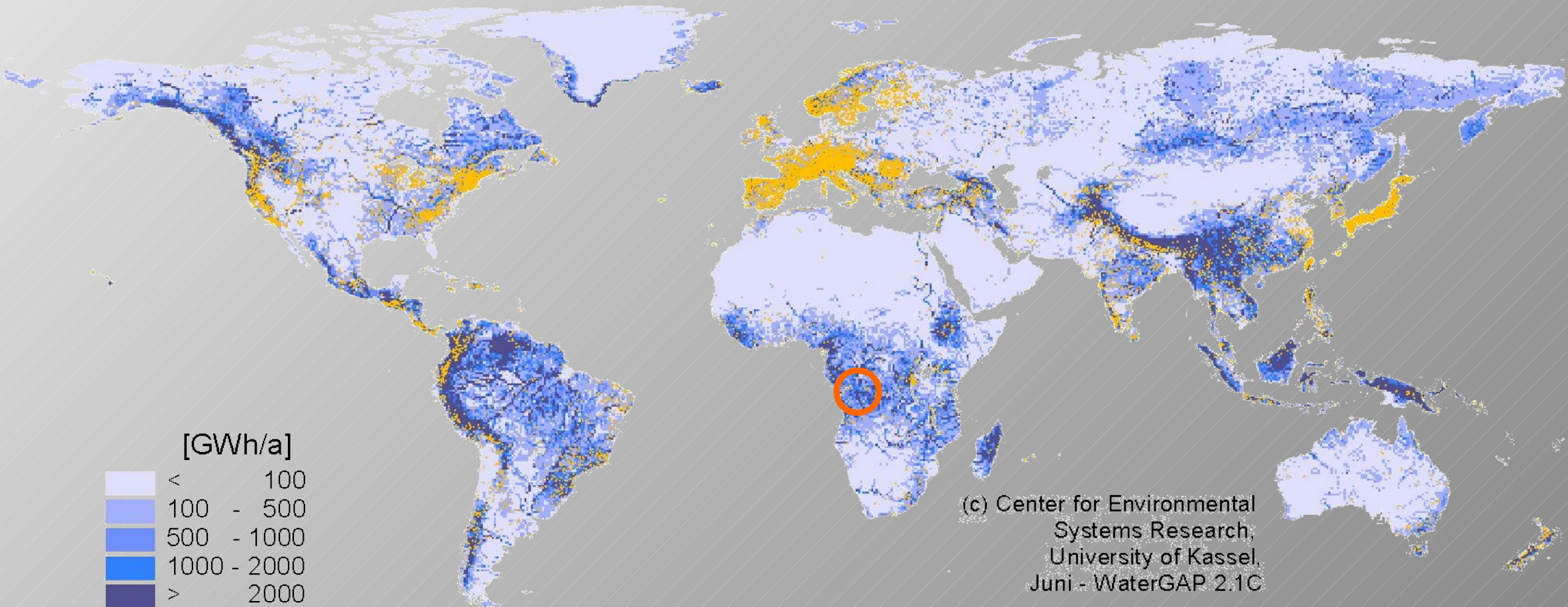


**Weltweites Brutto-Wasserkraft-Potential 45 000TWh (ohne Antarktis)**

**Weltweite jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft 2 500TWh**



# Brutto-Wasserkraft-Potential (0.5° x 0.5° Zellen) und Wasserkraftwerke



**Weltweites Brutto-Wasserkraft-Potential 45 000TWh (ohne Antarktis)**  
**Weltweite jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft 2 500TWh**  
**Weltweit installierte Wasserkraftkapazität 750 GW (740 GW dargestellt)**



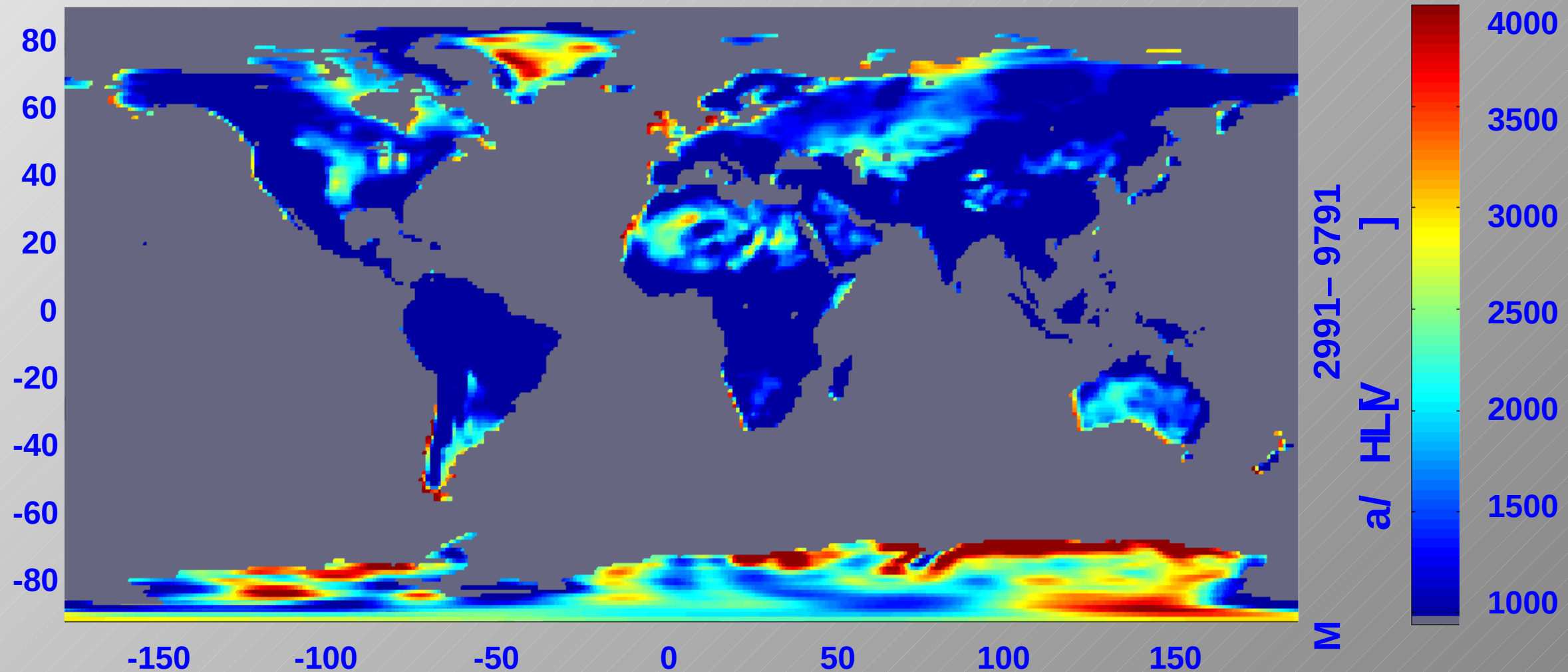
# Windkraft



Photoquelle: <http://www.nrel.gov/data/pix/searchpix.cgi>

G. Czisch, 09.10.2006

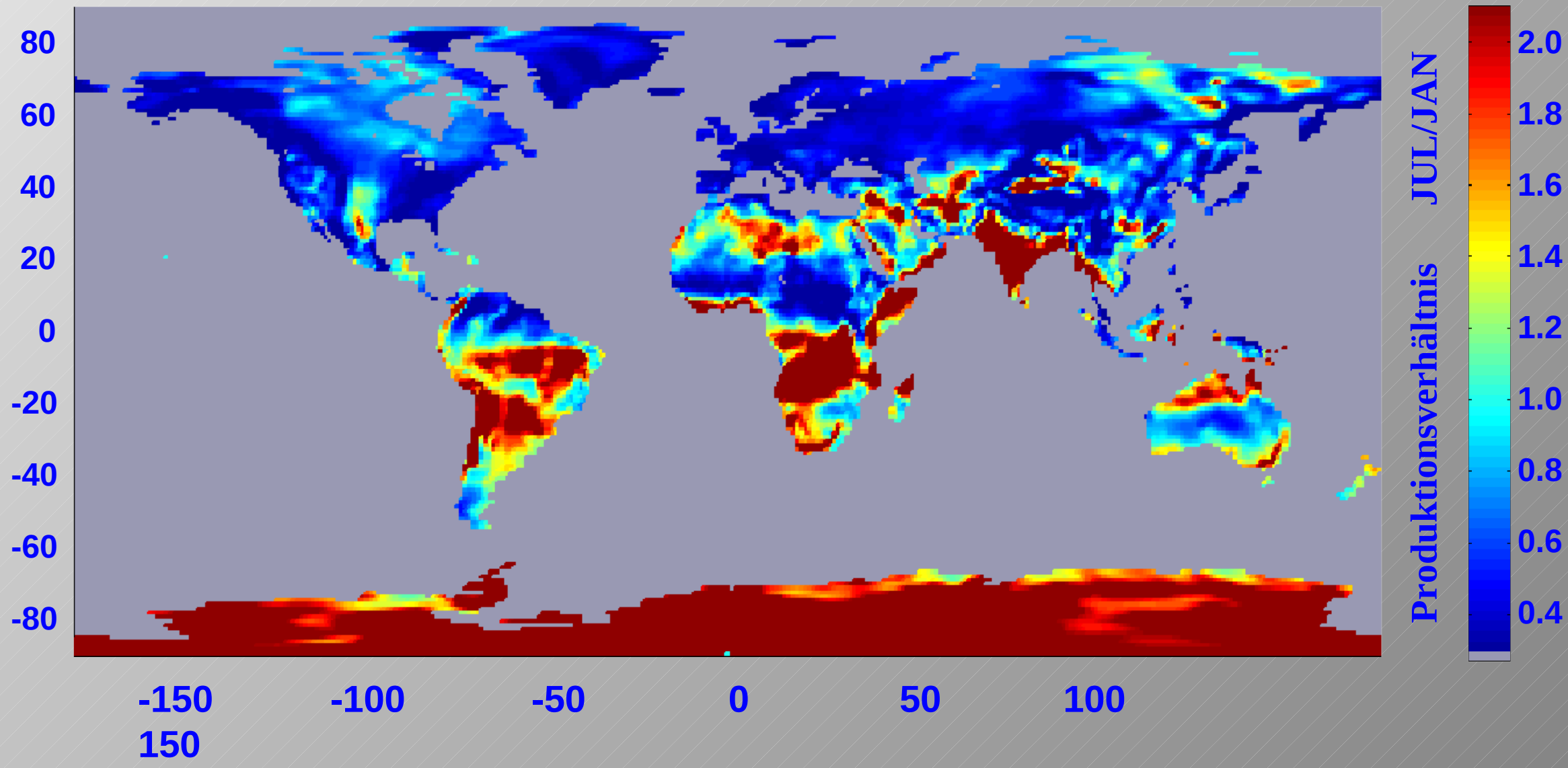
# Potentielle jährliche Stromerzeugung von 1.5 MW Windkraftanlagen (NH = 80m) mit variabler Drehzahl: Ausgewiesen in Volllaststunden [VLH] pro Jahr



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

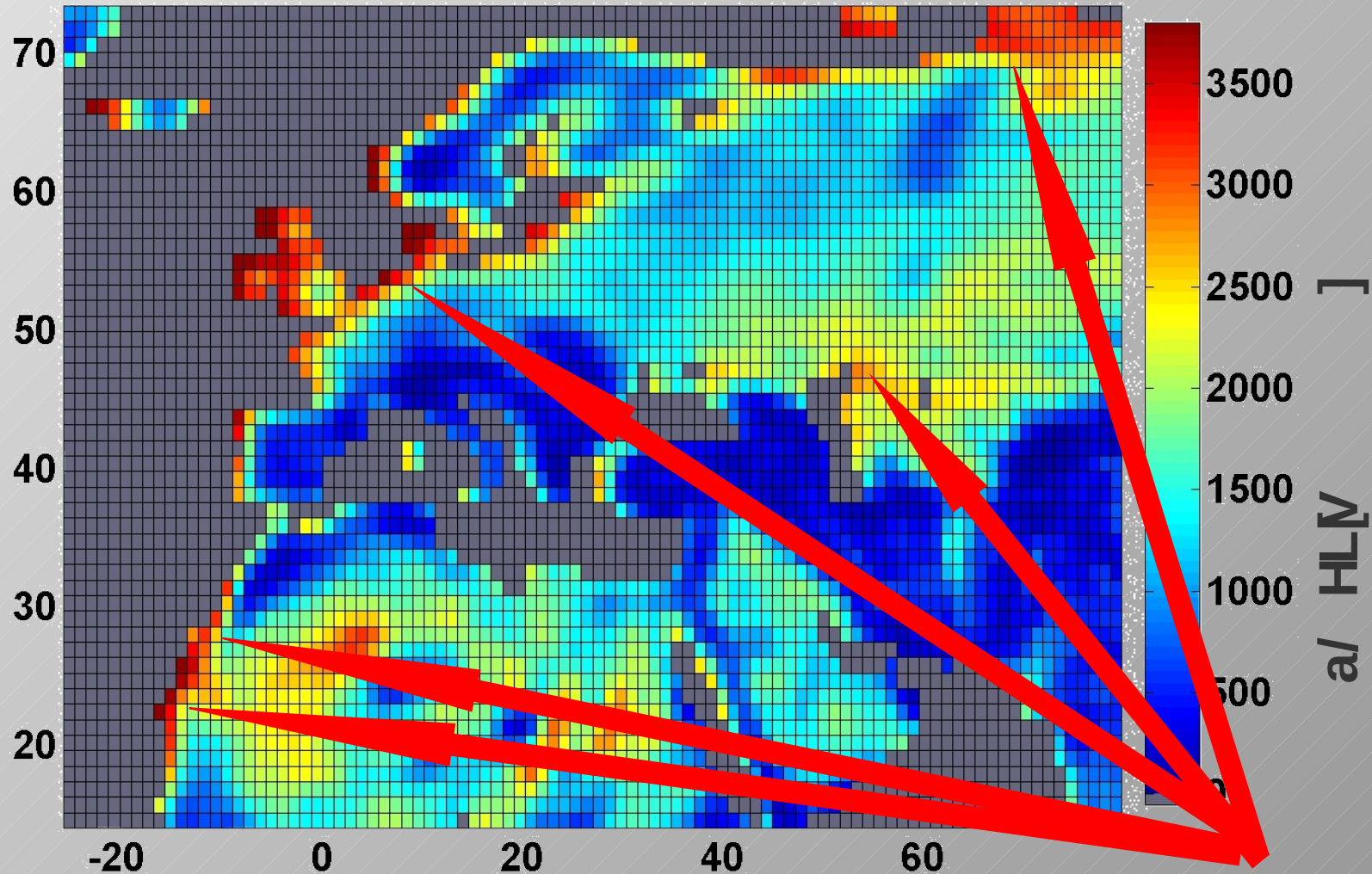
G. Czisch, 09.10.2006

# Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Windenergie (JUL $\leftrightarrow$ JAN) (mittlere Monatswerte aus 15 Jahren)



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992  
G. Czisch, 09.10.2006

# Potentielle jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen (NH = 80m, NL = 1.5 MW) in Europa und seiner Nachbarschaft in Vollaststunden [VLH] pro Jahr



Stromverbrauch  
EU & Norwegen:  
2100 TWh

Potentielle Wind-  
Energie-Produktion an  
Landstandorten mit  
mehr als 1500 VLH  
bei 4 – 8 MW/km<sup>2</sup>:  
120 000 – 240 000 TWh

Mittlere jährliche Prod.:  
2050 VLH  
in Ost- & West Sibirien

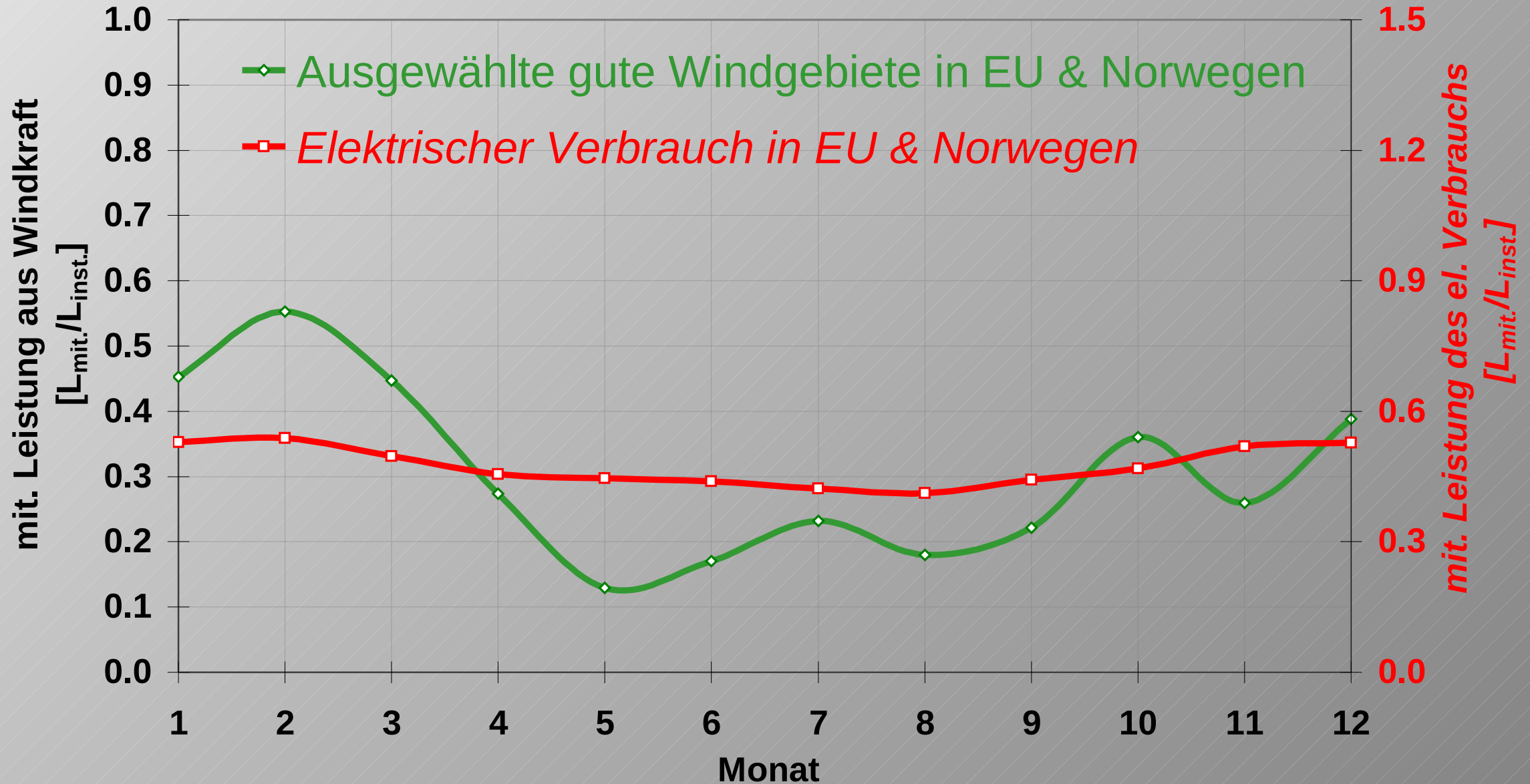
2000 VLH  
5000 TWh  
bei 2.49 MW/km<sup>2</sup>

Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992



# Monatsmittelwerte von **Stromverbrauch** und Stromerzeugung aus

Windenergie in ausgewählten guten Windgebieten  
Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und **elektrischer Verbrauch**

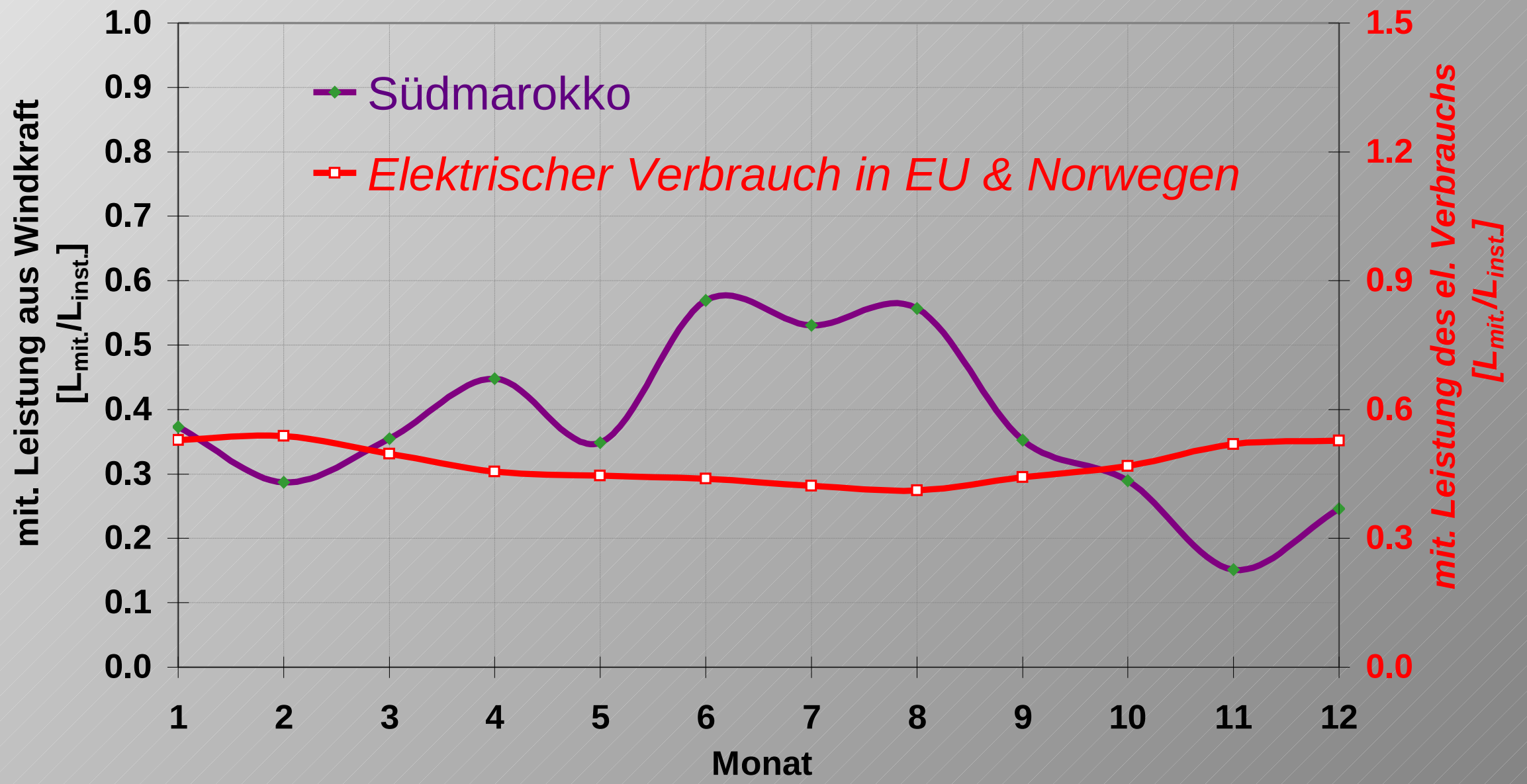


Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

G. Czisch, 09.10.2006

# Monatsmittelwerte von **Stromverbrauch** und Stromerzeugung aus

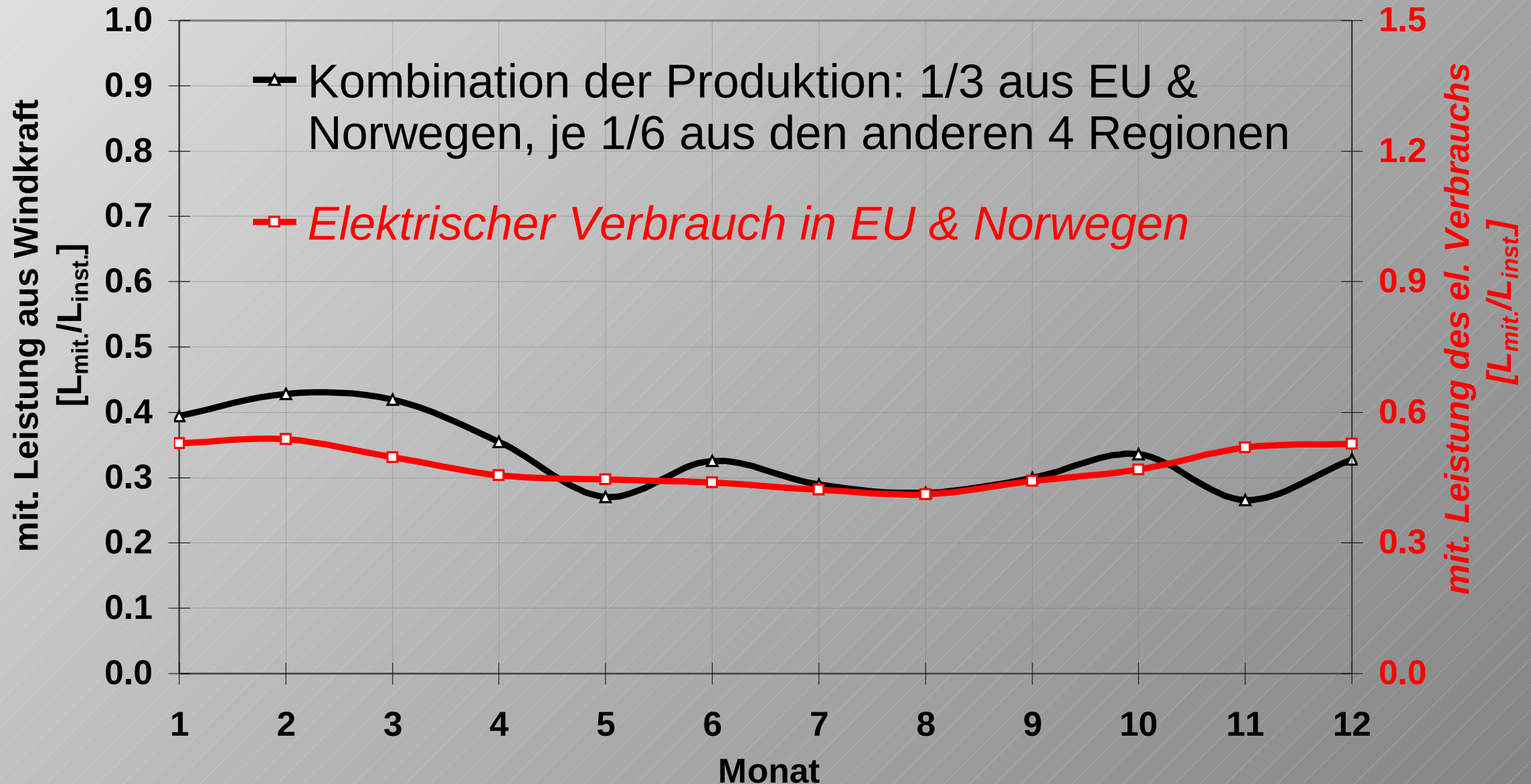
Windenergie in ausgewählten guten Windgebieten  
Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und **elektrischer Verbrauch**



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

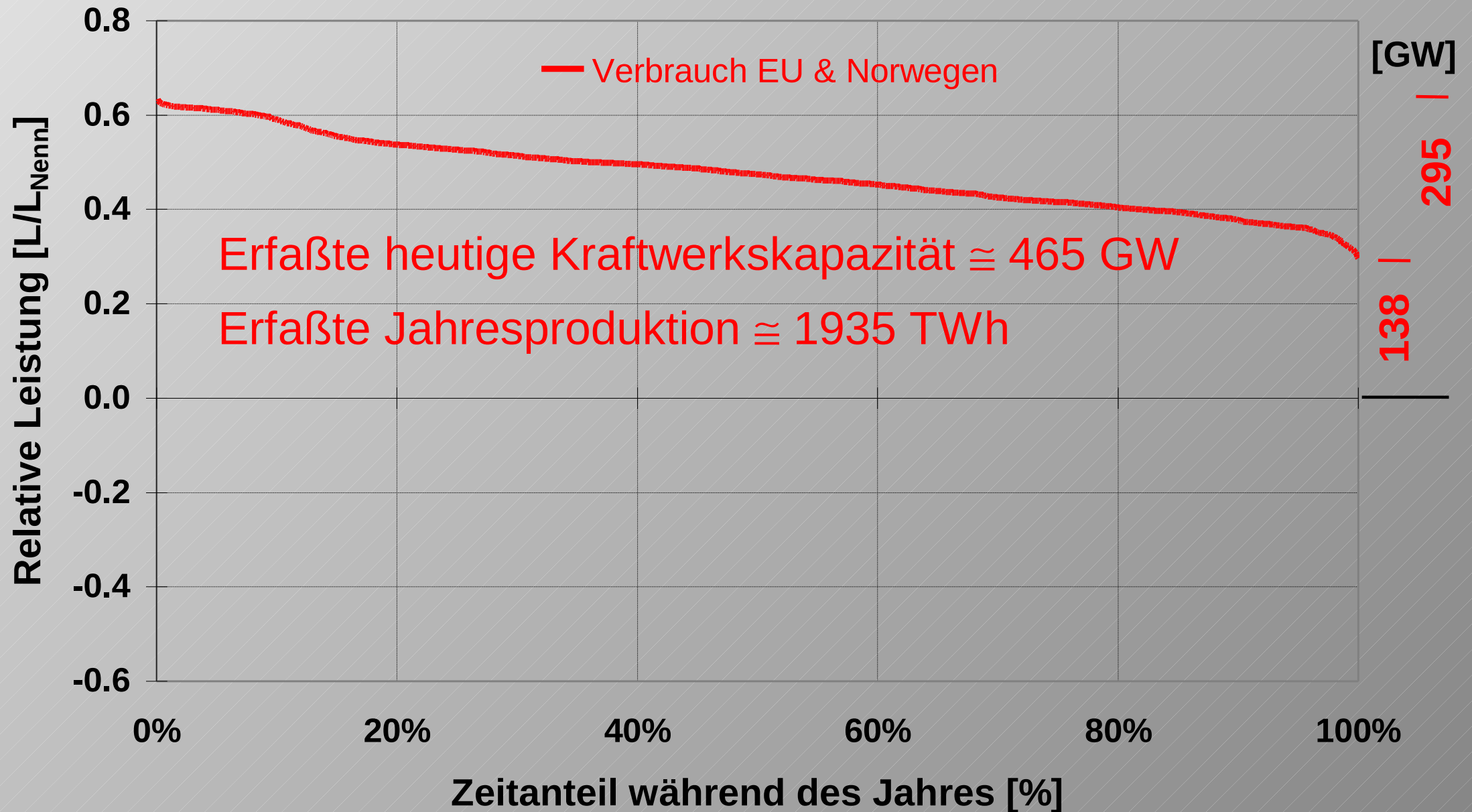
# Monatsmittelwerte von **Stromverbrauch** und Stromerzeugung aus **Windenergie** in ausgewählten guten Windgebieten

Monatsmittelwerte: **Stromerzeugung** aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und **elektrischer Verbrauch**



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

# Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



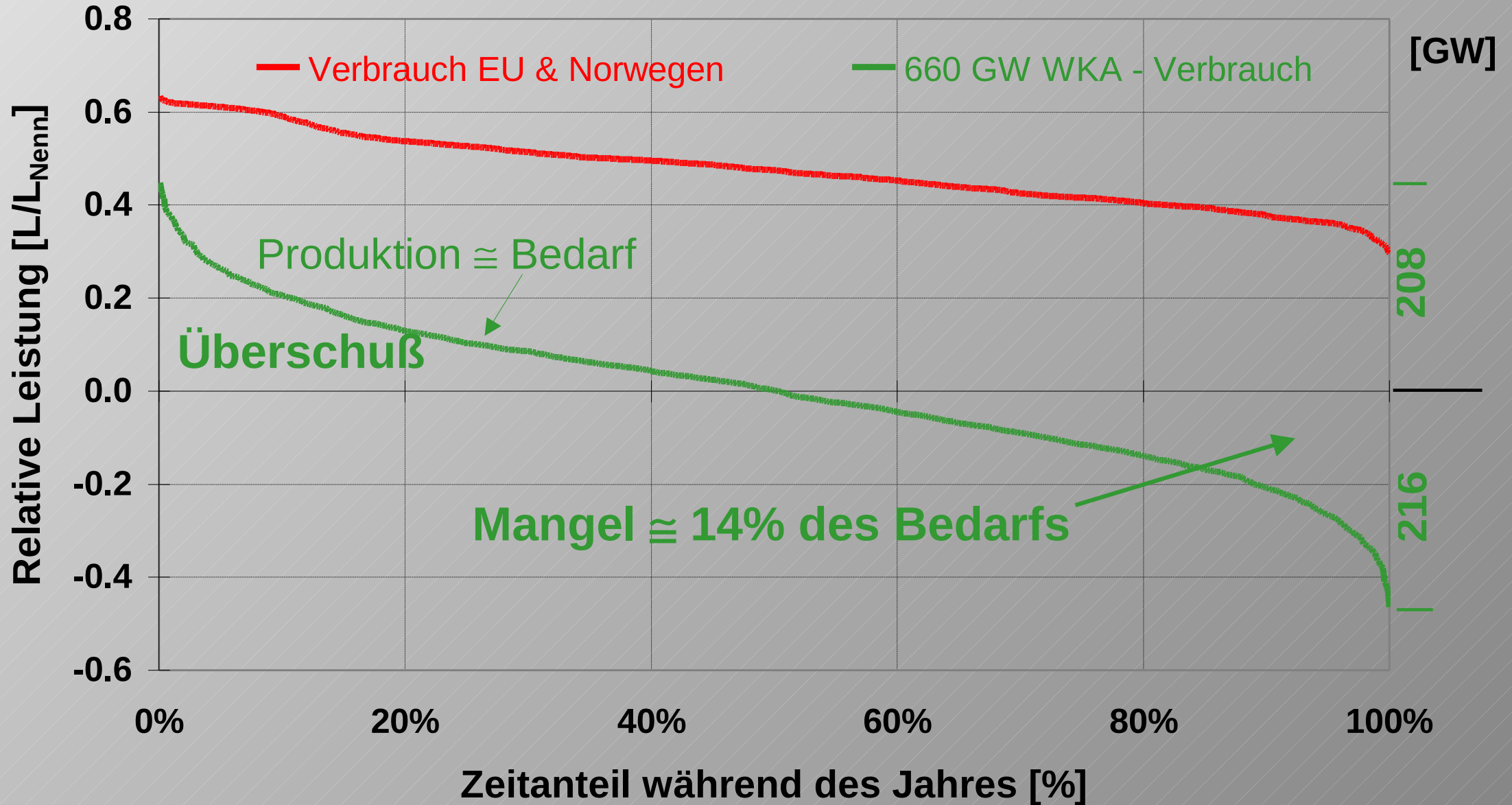
Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

G. Czisch, 09.10.2006



# Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

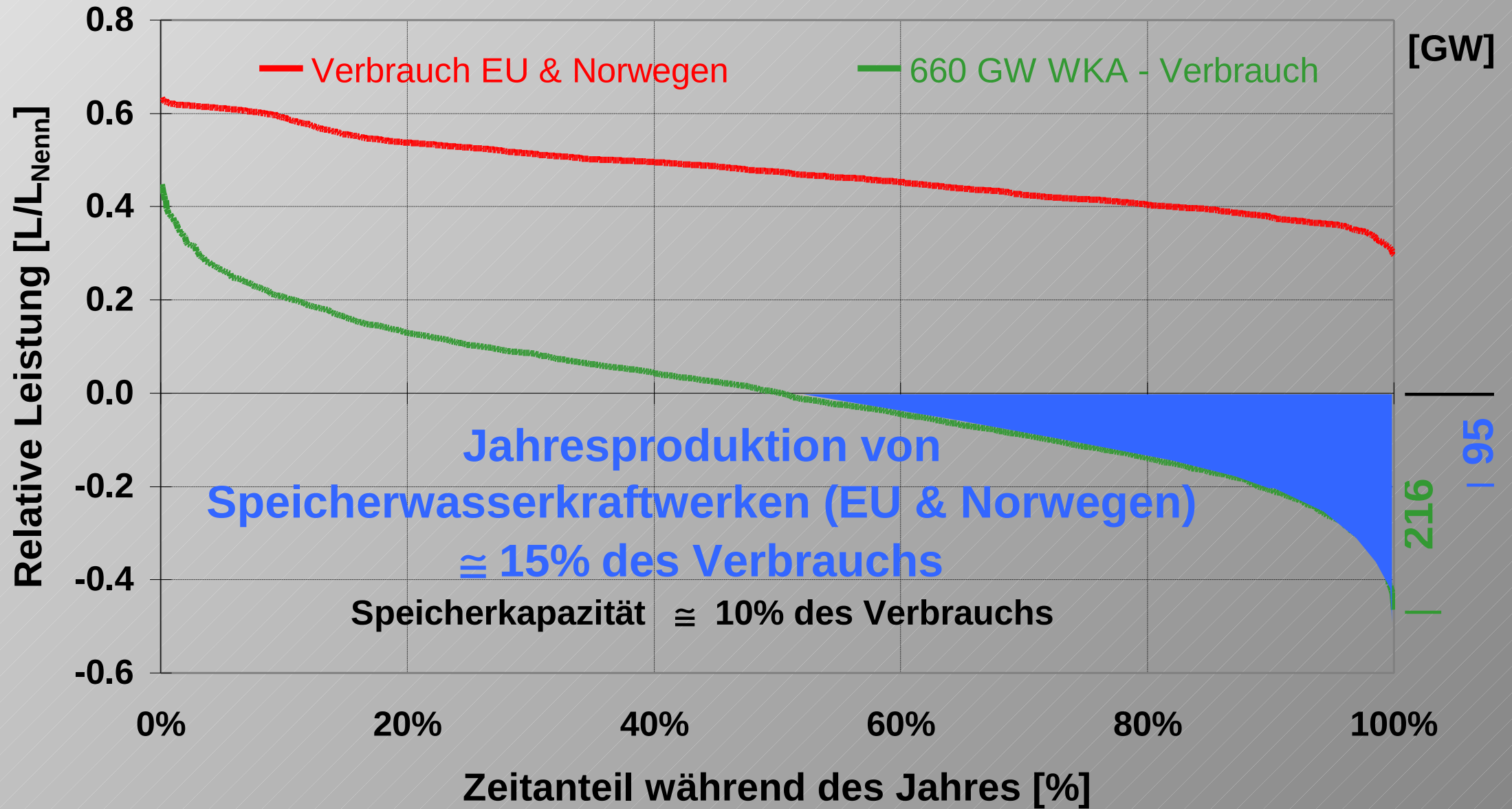
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

# Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

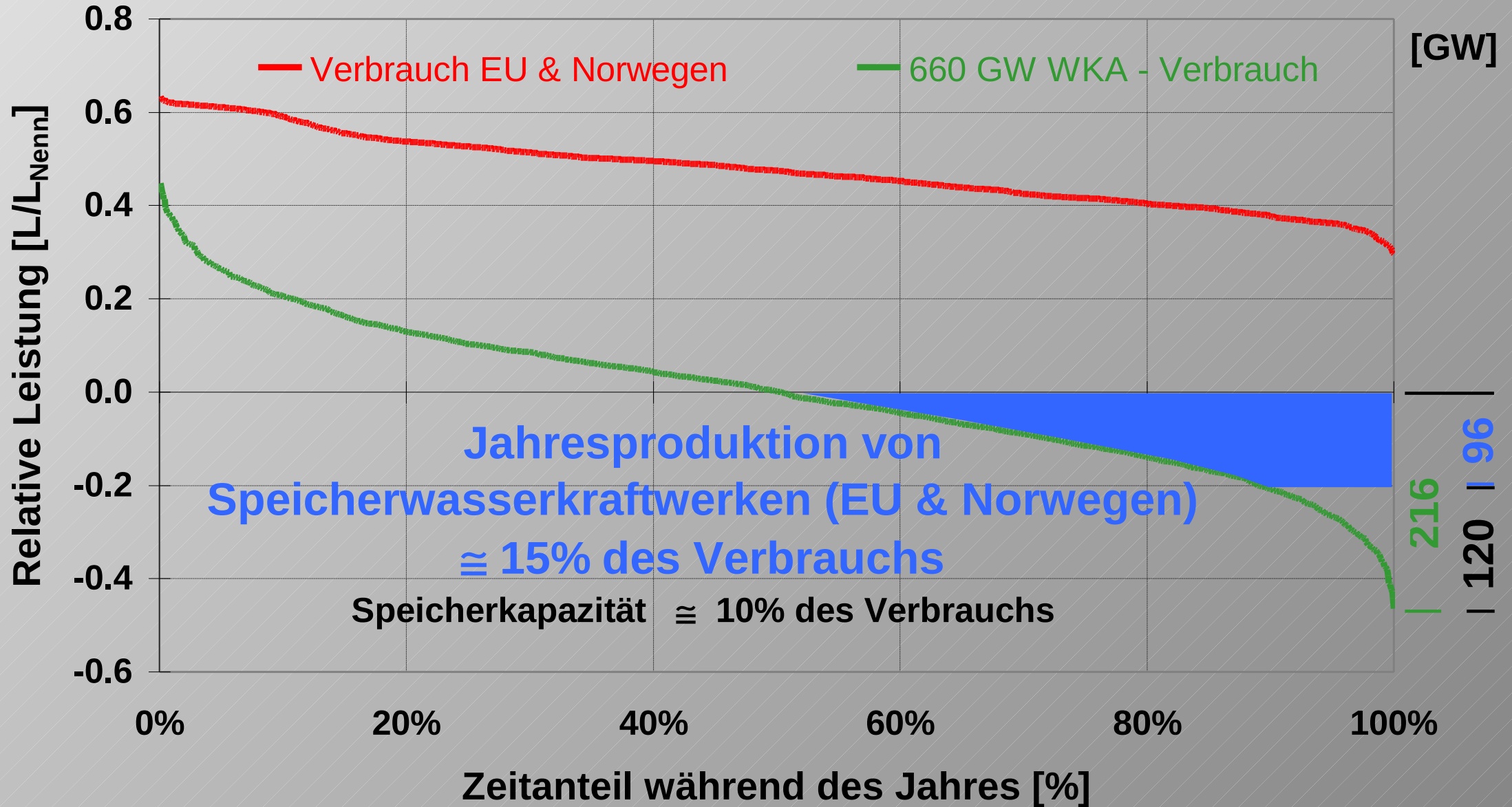
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

# Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

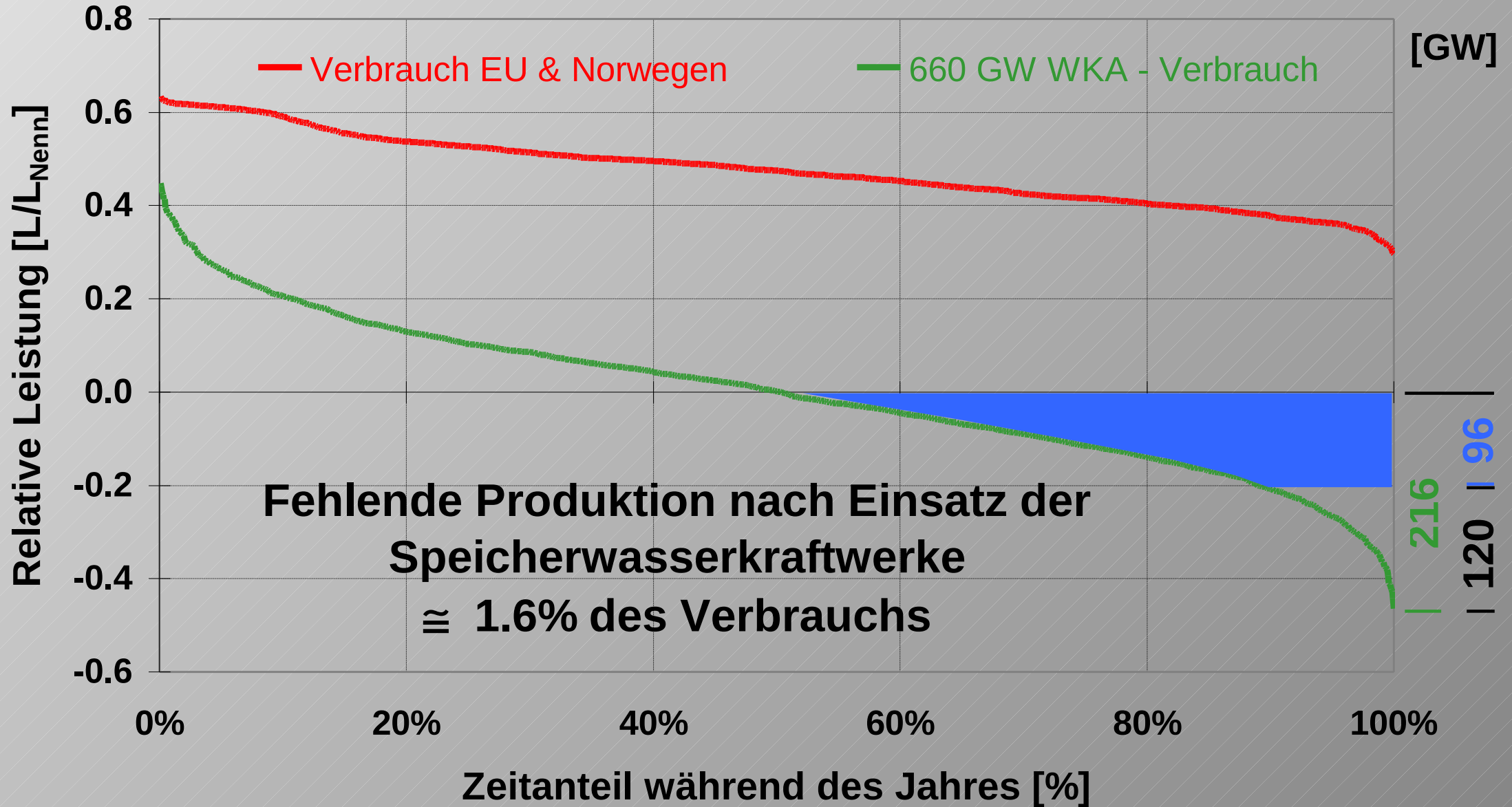
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

# Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

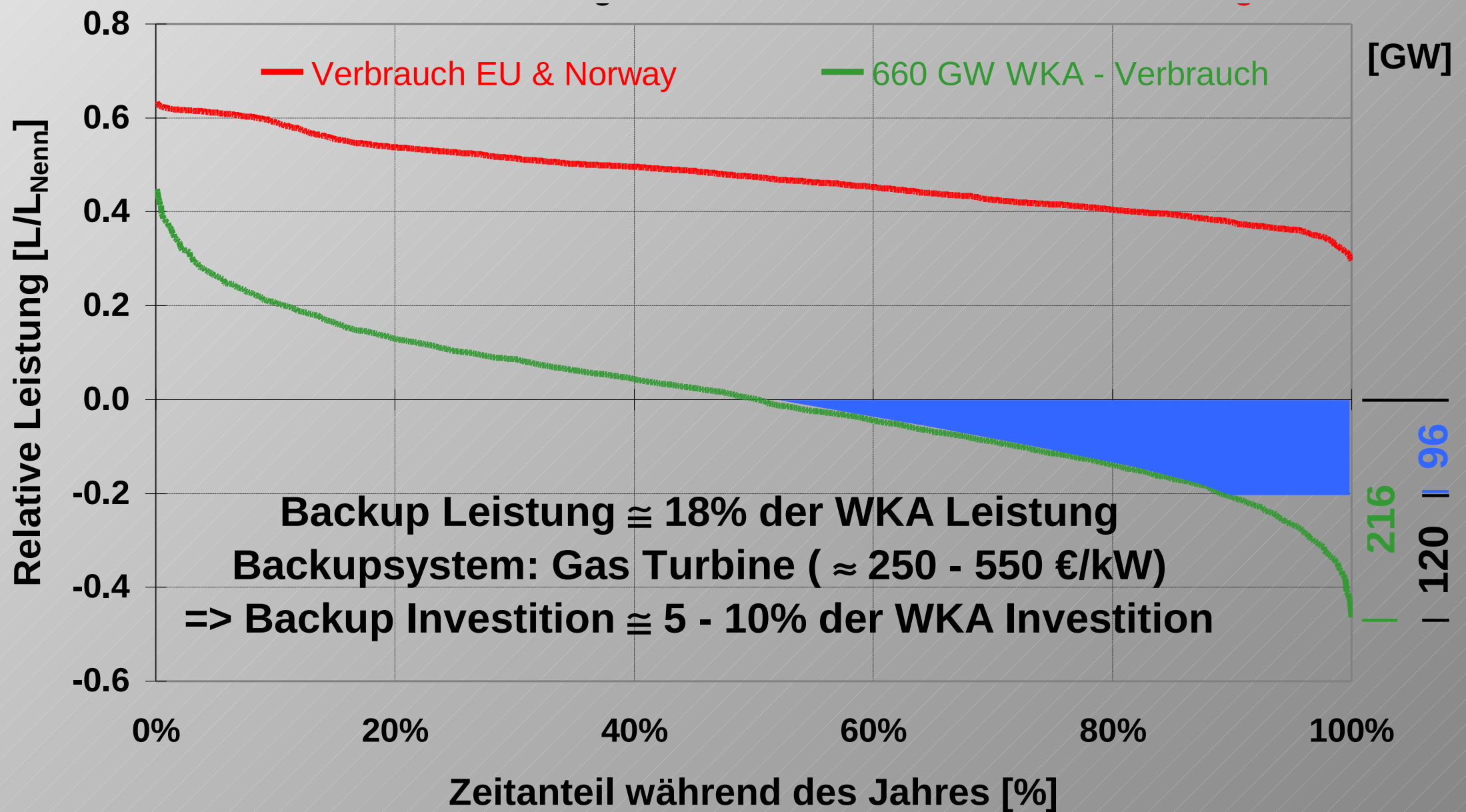
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

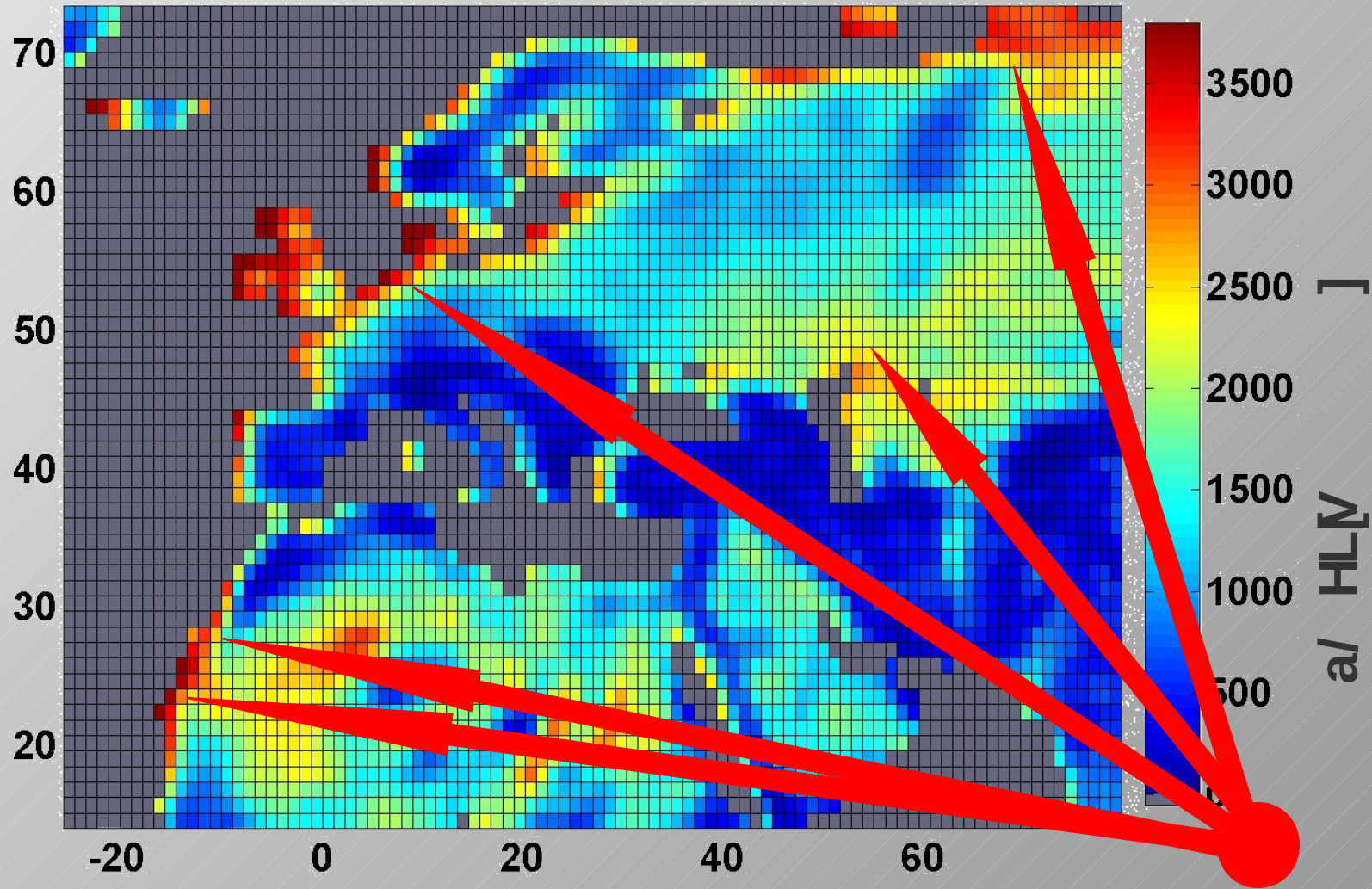


# Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

# Potentielle jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen (NH = 80m, NL = 1.5 MW) in Europa und seiner Nachbarschaft in Vollaststunden [VLH] pro Jahr



**Stromverbrauch  
EU & Norwegen:  
2100 TWh**

**Potentielle Wind-  
Energie-Produktion an  
Landstandorten mit  
mehr als 1500 VLH  
bei 4 – 8 MW/km<sup>2</sup>:  
120 000 – 240 000 TWh**

**Mittlere jährliche Prod.:  
2050 VLH**

Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

# Kosten-Kalkulation für Windstrom aus entfernten Regionen

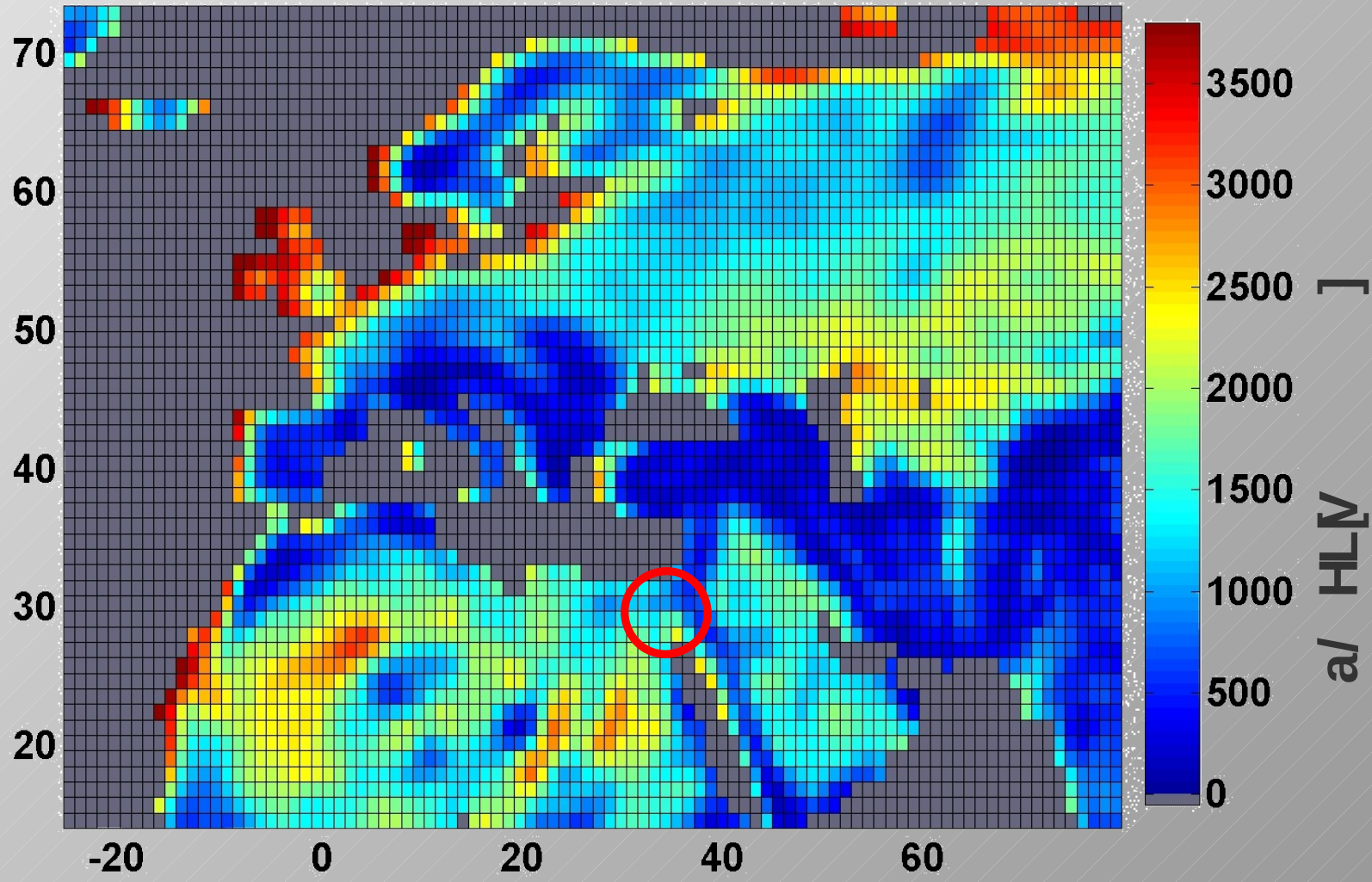
Region	Volllaststunden	Entfernung zu Kassel			Kosten			mitl. Verluste
	[h/a]	[km]			[€/kWh]			[%]
		Land	See	Land & See	vor Ort	in Kassel	Verlustkosten	
a) Nordussland und Westsibirien	3100	4200	0	4200	3.1	4.4	0.5	10.4%
b) Kasachstan	2600	4300	0	4300	4.1	5.9	0.7	10.2%
c) Südmarokko	3400	4400	40	4440	3.0	4.5	0.5	10.4%
d) Mauretanien	3000	4900	40	4940	3.2	4.8	0.6	10.8%

Eingangsdaten für die Kostenrechnung					
Transport-System (HGÜ)			Wind Parks		
	Wert	Einheit		Wert	Einheit
HGÜ Spannung	+/- 600	[kV]			
Umrichter Kosten	2 * 60	[€/kW]	Gesamt-Investitions-Kosten	1000	[€/kW]
Umrichter-Verluste (Vollast)	2 * 0.55	[%]			
Freileitungskosten	70	[€/(kW * 1000 km)]			
See-Kabel-Kosten	700	[€/(kW * 1000 km)]			
Leitungsverluste	4	[% / (1000 km)]			
Jährliche Betriebs-Kosten [% Gesamt-Investition]	1	[%]	Jährliche Kosten Betriebs-Kosten [% Gesamt-Investition]	2	[%]
Real-Zins	5	[%]	Real-Zins	5	[%]
Rechnerische Lebensdauer	25	[a]	Rechnerische Lebensdauer	20	[a]

Nennleistung HGÜ = Nennleistung Windkraft ≈ 5 GW



# Potentielle jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen (NH = 80m, NL = 1.5 MW) in Europa und seiner Nachbarschaft in Vollaststunden [VLH] pro Jahr



**Stromverbrauch  
EU & Norwegen:  
2100 TWh**

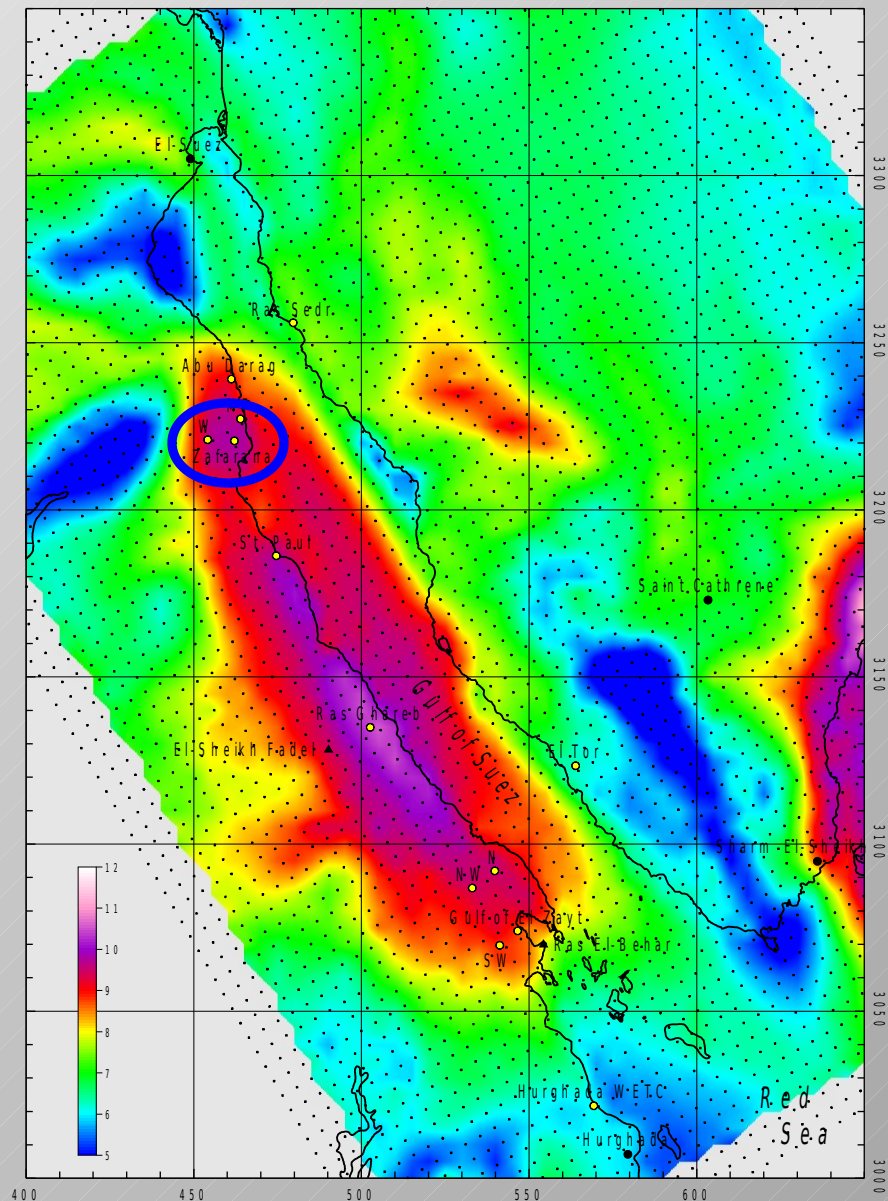
**Potentielle Wind-  
Energie-Produktion an  
Landstandorten mit  
mehr als 1500 VLH  
bei 4 – 8 MW/km<sup>2</sup>:  
120 000 – 240 000 TWh**

**Mittlere jährliche Prod.:  
2050 VLH**

Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992



# Mehr als 20 GW Windstrompotential mit 4000 – 6000 VLH Anlagenauslastung am Ägyptischen Roten Meer



- KAMM/WAsP mesoskaliges Modell
  - 60 x 81 Gitterpunkte
  - 5 km Auflösong
  - 28 vertikale Schichten von 0 -- 6000 m ü.G.
- Wetterdaten
  - NCEP/NCAR Reanalysedaten 1965-98
- Bestehender Windpark: Zafarana

# Windpark bei Zafarana in Ägypten

**Errichtet 2002**

**Danida/KfW zinsverbilligter Kredit (Zinssatz 3% über  
601 MW Nordex WKA (Abbildung von Nordex-online)**

**4570 Vollaststunden (VLh)**

**Investitionskosten > 1000€/kW**

**Vergütung = 2.9 US\$/kWh => interner Zinsfuß =**

**5.36%**

**10\$/tCO<sub>2</sub> => interner Zinsfuß = 9.5%**

**Zahlen von UNEP Collaborating Centre, Risø  
([uccee.org/WindCDM](http://uccee.org/WindCDM))**

**Eigenkapitalrendite 19% mit CDM bei 2 - 10 US\$/t<sub>CO2</sub> => 21 -  
29%**

Zusammengestellt von Gregor Giebel, Risø & Gregor Czisch, ISET

**bei 20 US\$/t<sub>CO2</sub> => ca.**

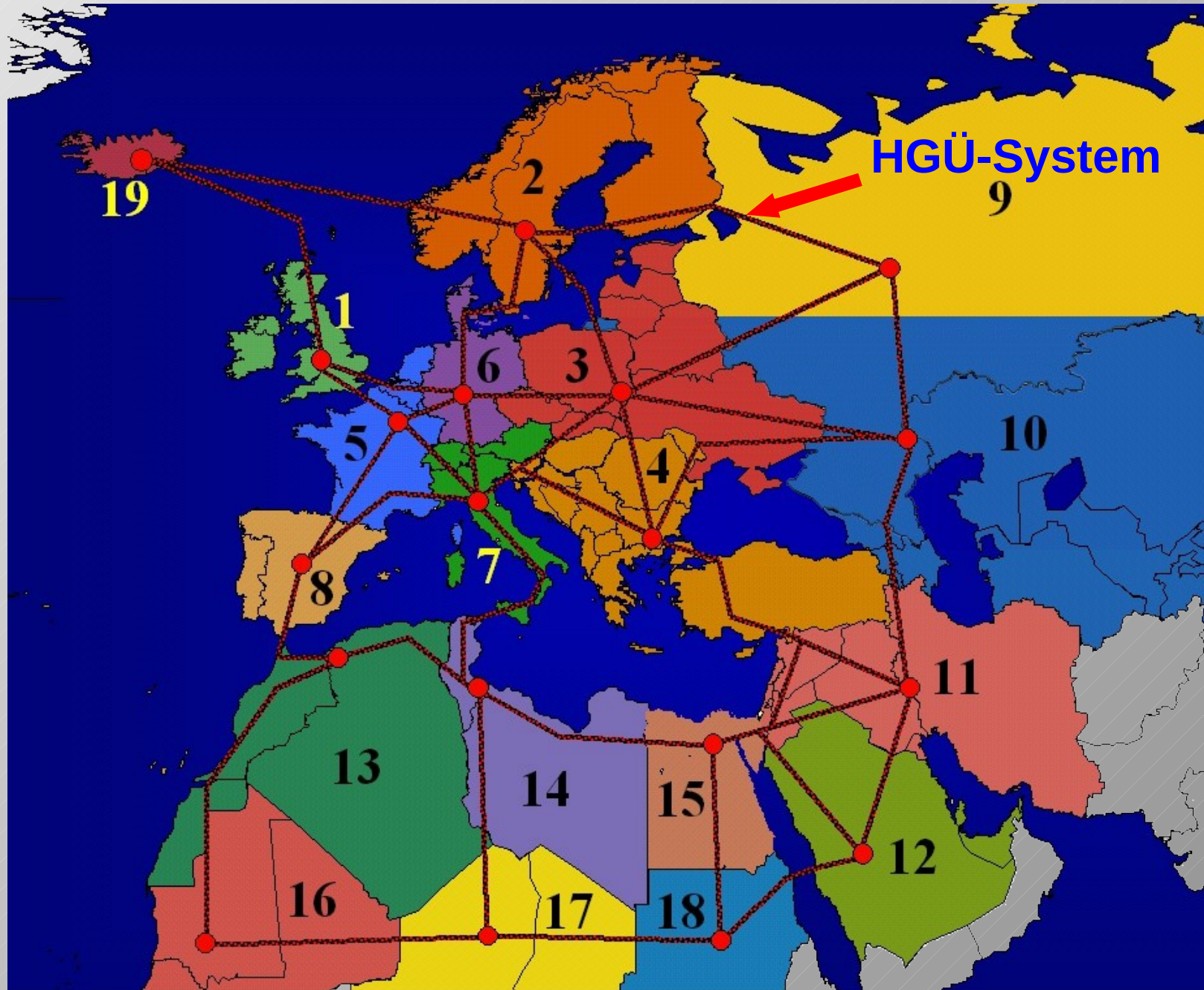
## Gulf von Suez – Wind Potential (berechnet von Risø National Laboratory)

Sandort	Windgesch.	Auslastung	
	V [m/s]	[%]	[h]
Abu Darag	9.6	52.7	4620
<b>Zafarana</b>	<b>9.7</b>	<b>53.3</b>	<b>4673</b>
St. Paul	9.2	48.7	4273
Ras Ghareb	11.0	65.7	5762
<b>Golf von El-Zayt</b>	<b>11.6</b>	<b>69.5</b>	<b>6090</b>
Golf von El-Zayt	11.3	66.8	5860
Golf von El-Zayt	11.7	68.9	6037

$$2.9 \text{ USc/kWh} * 4673/6090 \approx \mathbf{2.2 \text{ USc/kWh!}}$$



# Mögliches Stromversorgungsgebiet



Bevölkerung ca.  
1,1 Mrd. Einwohner

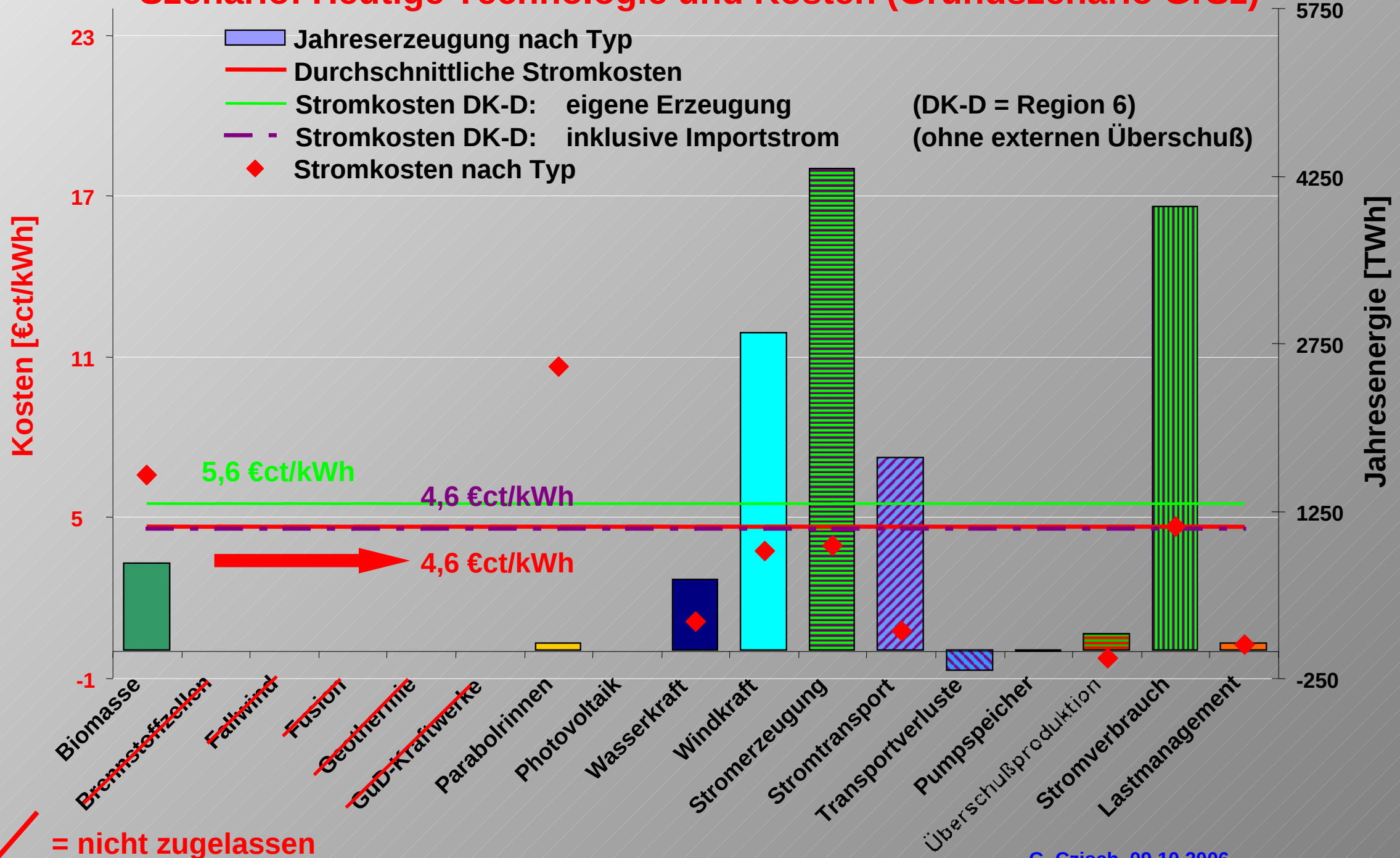
Stromverbrauch  
4000 TWh/a

Größte Distanz  
8000 km  
(Nordwest-Sibirien  
⇔  
Süd-Mauretanien)



# Jährliche Stromproduktion nach Typ, Strom-Verbrauch, -Transport, -Überschuss und -Kosten

Szenario: Heutige Technologie und Kosten (Grundszenario GrSz)



# Einfache volkswirtschaftliche Betrachtungen

**Stromproduktionskosten nach Grundszenario  $\cong$  4,6 €ct/kWh**

Erzeugung inklusive Ferntransport, Transportverluste und Speicherung

**=> Jährliche Kosten für EU & Norwegen 1,1% des BIP**

**Heutige Ausgaben für Strom sind > 2% des BIP (BRD ca. 3%)**

Erzeugung, Transport, Verteilung und Speicherung

**Davon Ausgaben für reine Stromerzeugung  $\approx$  0,8% des BIP**

**=> Mehrkosten  $\approx$  0,3% des BIP**

**Kostenreduktionspotential groß**

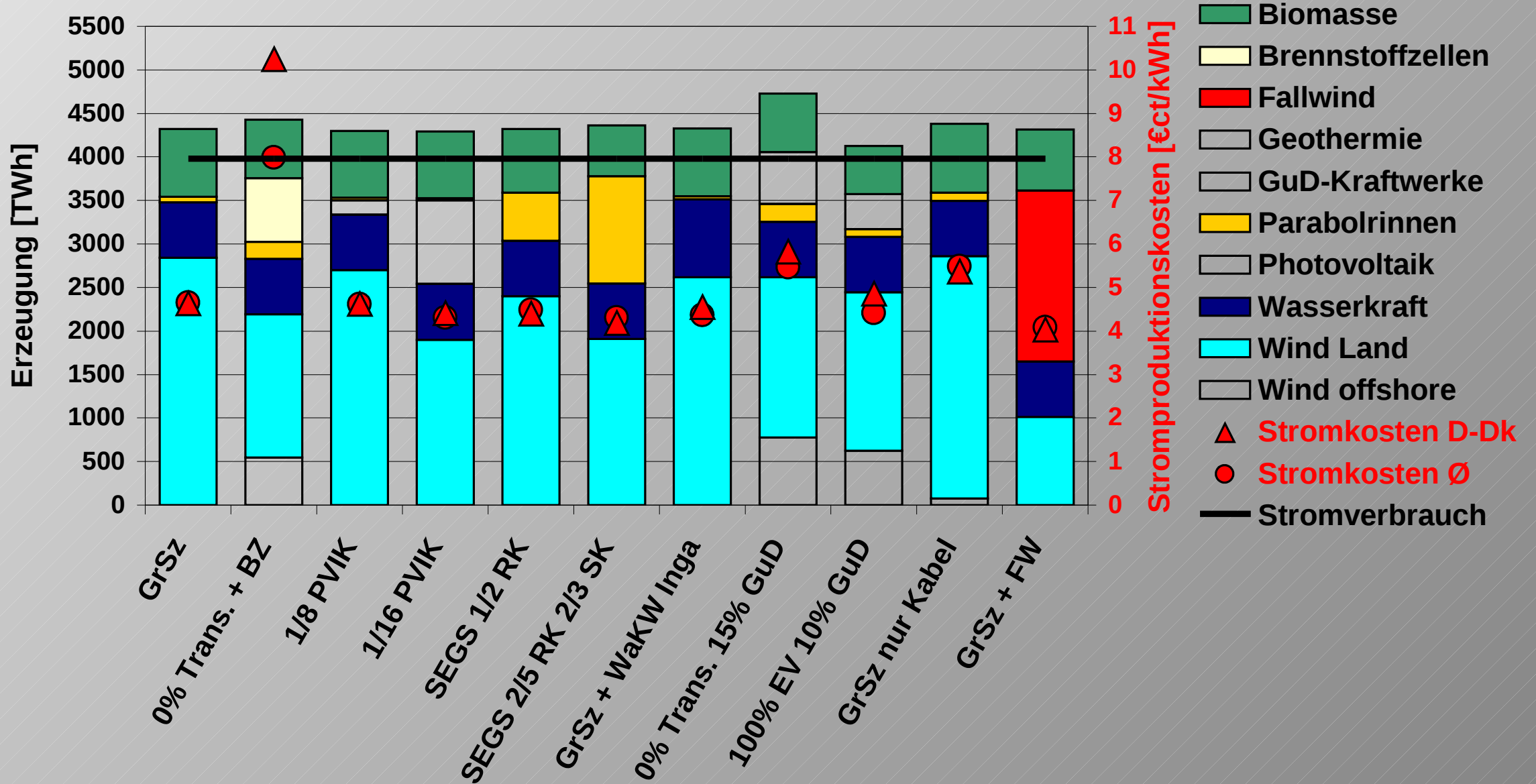
**➔ Reg. Stromversorgung evtl. billiger als die heutige**

**Terminmarkt EEX: German-BaseLoad-Cal-07  $\cong$  5,6 €ct/kWh**

**> 6 €ct/kWh erreicht**

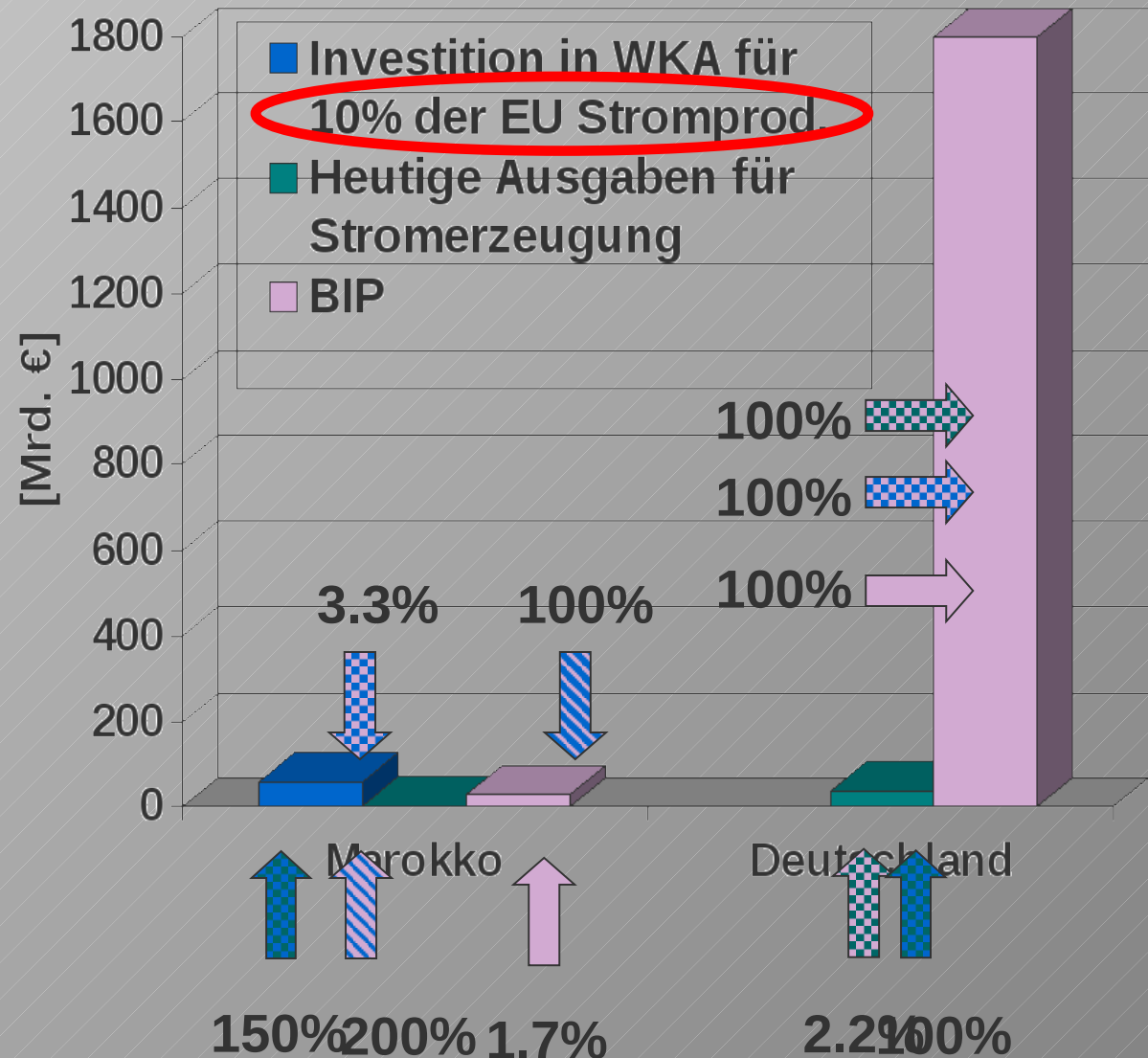
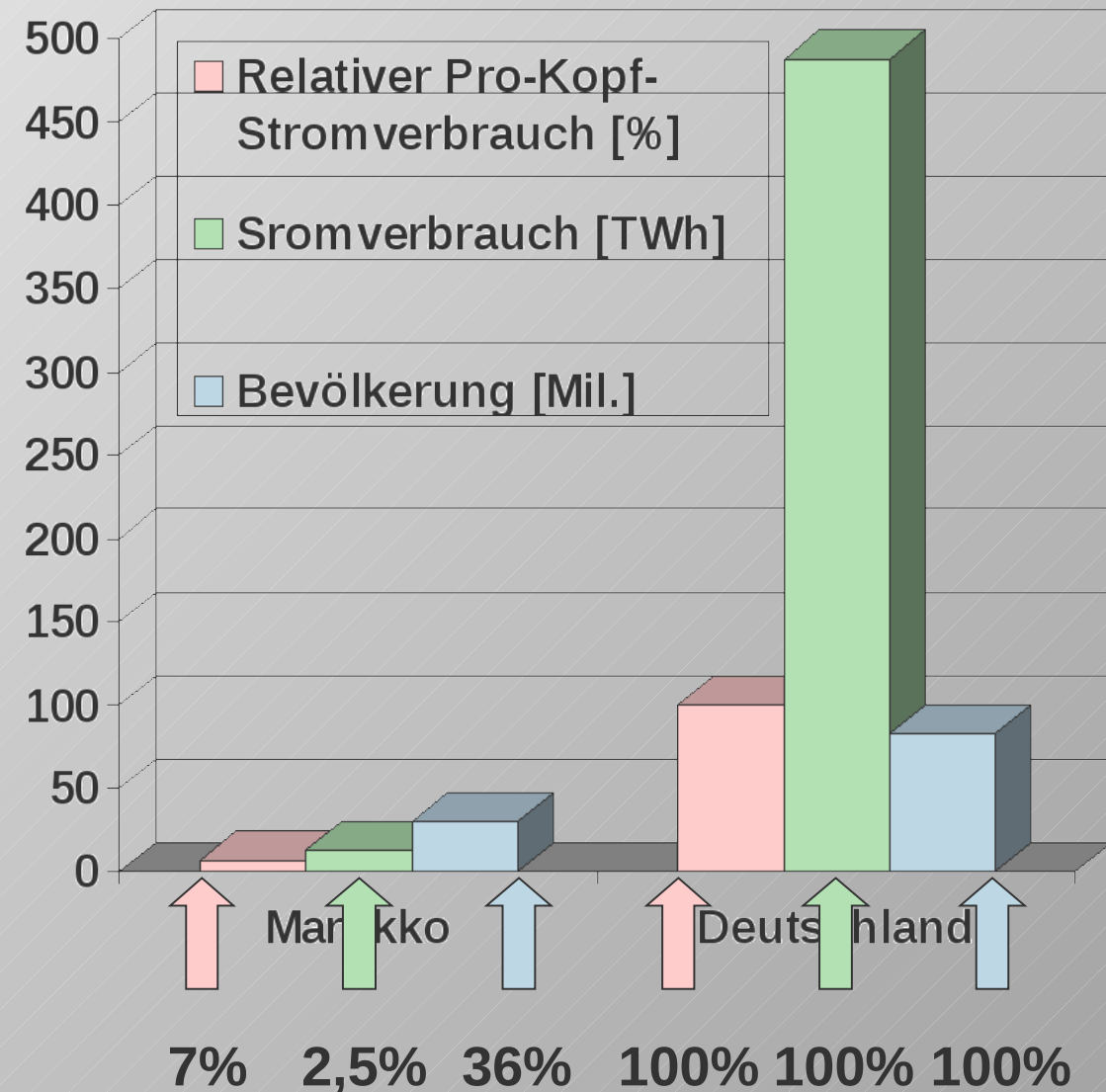
# Jährliche Stromproduktion nach Typ, und Kosten der Stromerzeugung

Jahreserzeugung der einzelnen Kraftwerkstypen in verschiedenen Szenarien



# Vergleich von möglichen Partnern für eine großräumige Stromversorgung mit regenerativen Energien

(volkswirtschaftliche Daten aus den späten 1990'ern)





# EEG mit Vergütung für regenerativen Strom aus Nachbarländern als Teil einer Umsetzungsstrategie für eine großräumige Stromversorgung

## Beispiel Windstromproduktion in Südmarokko (konservativ 3400VLh):

- Phase 1** bis ca. 1 GW (wegen begrenzter Kapazität der Marokkanischen Stromversorgung)
- Stromgestehungskosten für Windstrom volkswirtschaftlich **< 3€ct/kWh**
  - Stromgestehungskosten für Windstrom erhöhte Eigenkapitalrendite (EKR) 20% auf 30% des Gesamtkapitals **< 4€ct/kWh**
  - Anrechnung CDM mit (20 €/t<sub>CO2</sub>, 0,6 kg<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub>) ca. **- 1,2€ct/kWh**
  - Unterstellte Einspeisevergütung auf dem Strommarkt **- 2,0€ct/kWh**
  - Betrag der durch EEG gedeckt werden müsste **0,8€ct/kWh**

## **Phase 2** bis ca. 5 GW (Einspeisung über HGÜ in bestehendes Südspanisches Netz)

- Kosten für HGÜ-Leitung und Verluste bei erhöhter EKR **<1,2€ct/kWh**
- Betrag der durch EEG gedeckt werden müsste **2,0€ct/kWh**

## **Phase 3** mehr als 100GW denkbar

(Einspeisung über verschiedene HGÜ-Trassen in verschiedenen Punkten des UCTE-Netzes )

- Kosten für HGÜ-Leitung und Verluste bei erhöhter EKR **<1,8€ct/kWh**
- Betrag der durch EEG gedeckt werden müsste **2,6€ct/kWh**

# Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

- Die Potentiale regenerativer Energien sind mehr als ausreichend.  
=> Eine regenerative Vollversorgung Europas ist möglich.
  - Das Zeitverhalten des Dargebots erneuerbarer Energien verbessert sich mit Größe und günstiger Wahl der Erzeugungsgebiete.
  - Wasserkraft und Biomasse bieten sich als Backup und Speicher an.
  - Kosten für Backup und Transport werden nicht dominant.
  - Internationale Kooperation und Stromtransport könnten eine Schlüsselrolle bei der zukünftigen Stromversorgung einnehmen.
  - Die Stromkosten müssen nicht weit über den heutigen liegen.
  - **Die Ergebnisse der Szenarien verweisen den Handlungsbedarf und den Großteil der Verantwortung in den Bereich der Politik.**
- 
- Die Ziele Entwicklungshilfe und Umbau der Stromversorgung lassen sich gemeinsam sehr gut verfolgen.