

Erste Niedersächsische Energietage in Hannover

31. Oktober - 01. November 2007

Workshop (Nr.2)
Kraftwerke mit untertägigen Energiespeichern

Grundlast von der Nordsee

Prof. Dr.-Ing. H.-P. Beck, Prof. Dr. K. M. Reinicke



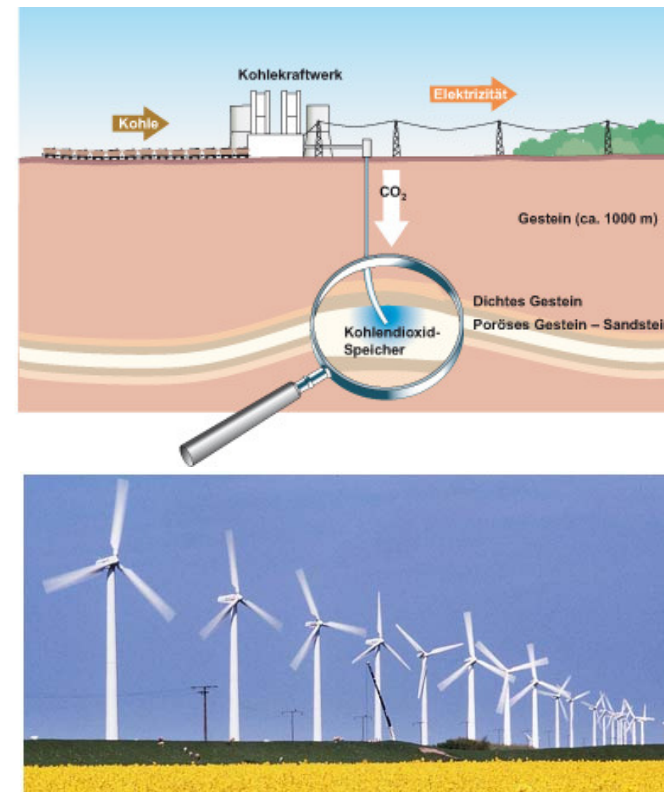
TU Clausthal



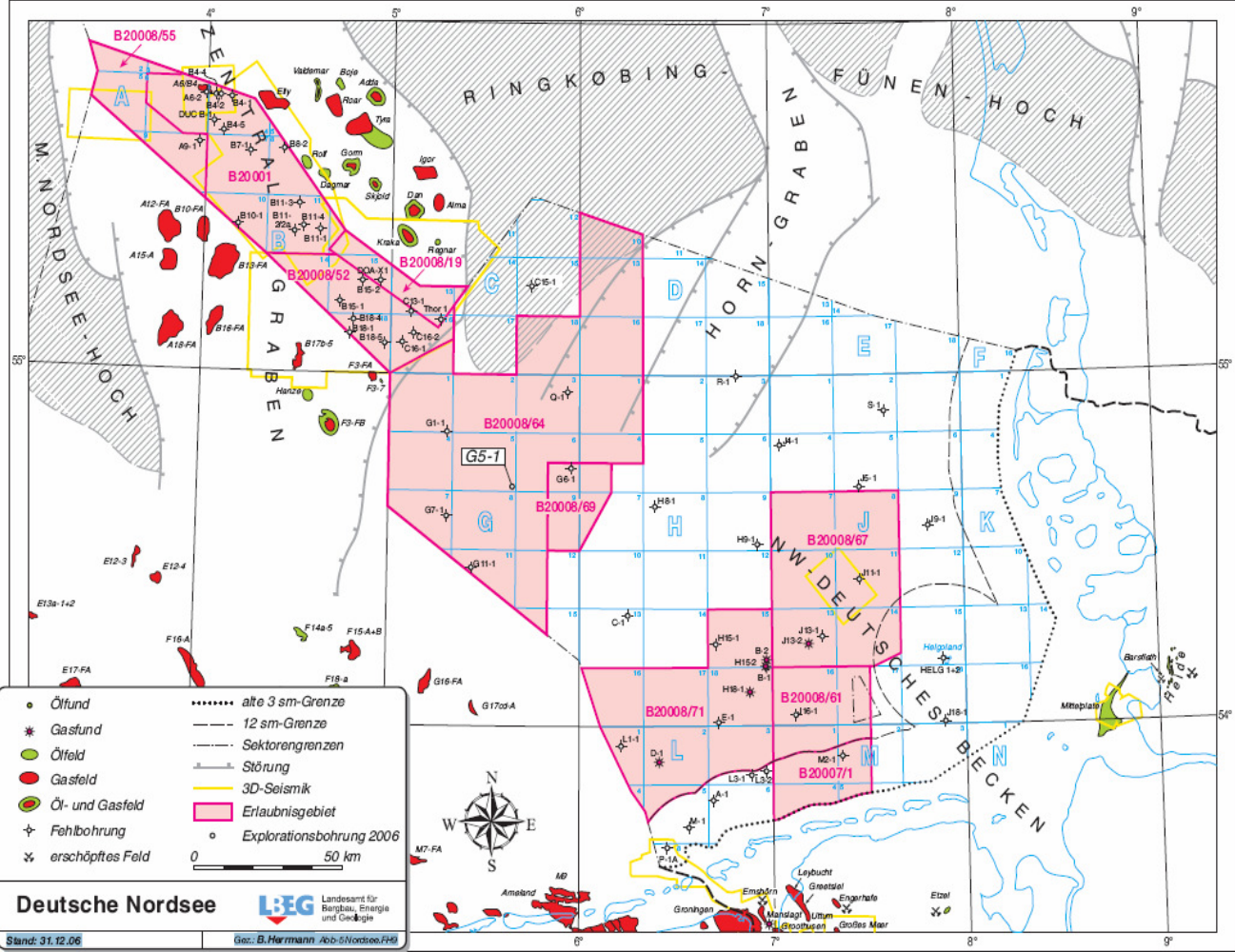
Niedersachsen

Das deutsche Dilemma

- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2020
- 40 neue konventionelle Kraftwerke geplant
- CO₂-Einspeicherung nicht vor 2012 marktreif
- Planungsziel: Anteil regenerativer Energie im Energiemix 20% bis 2020

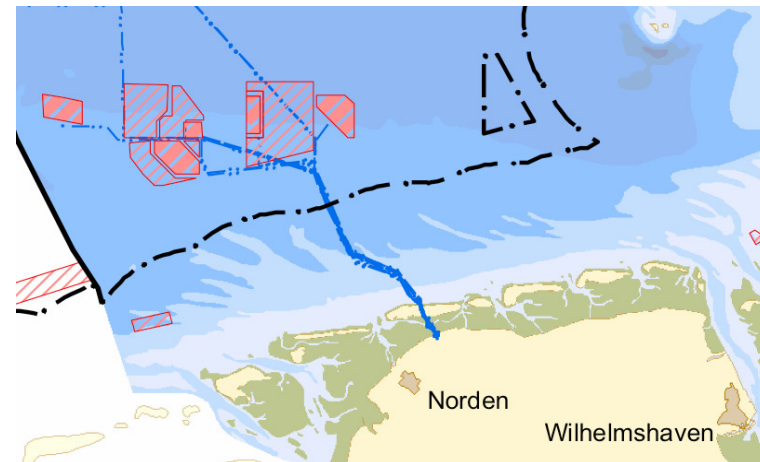


Erlaubnisgebiete in der Deutschen Nordsee



Teil der Lösung: Offshore-Windparks

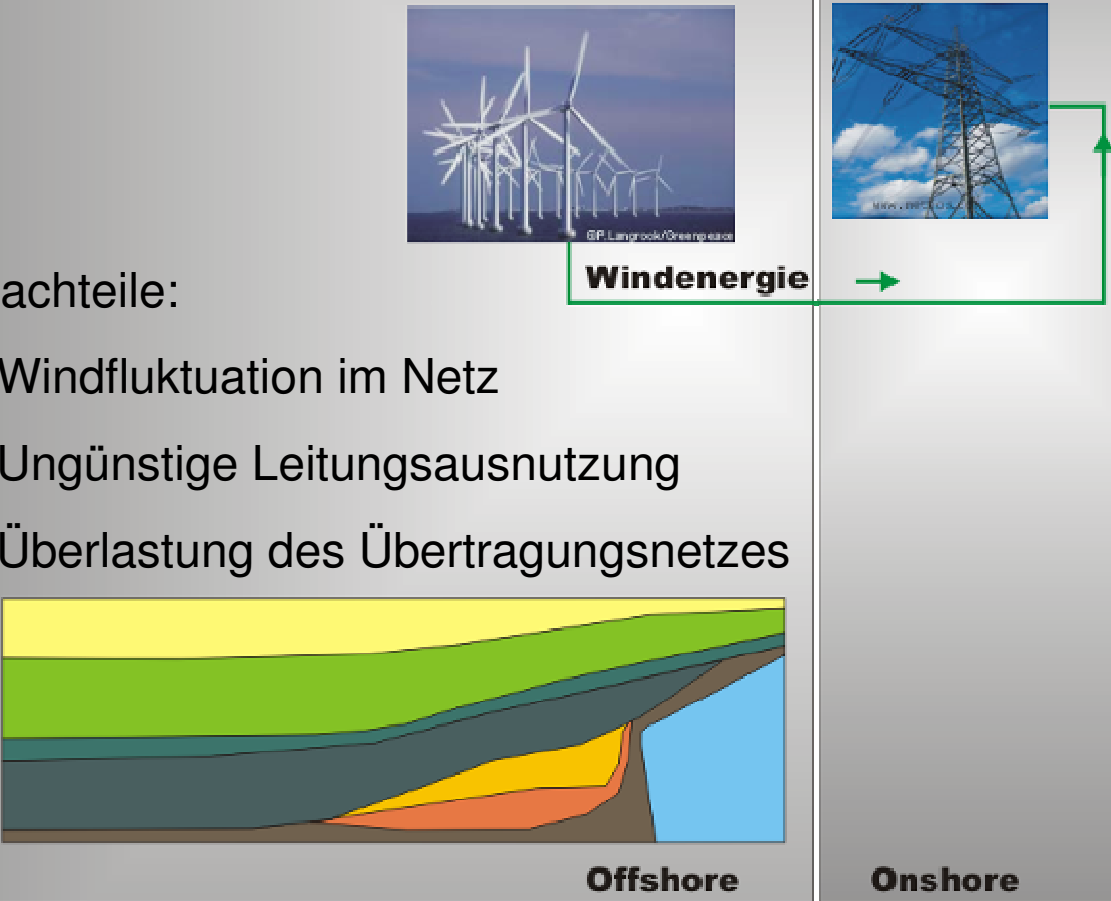
- 18 Windparks in deutscher Nord- und Ostsee
- sowie 3 Stromleitungen zur Netzanbindung genehmigt,
- aber die Windenergie hat einen Nachteil...



Netzintegration durch Leitungsbau (DENA-Studie I)

Nachteile:

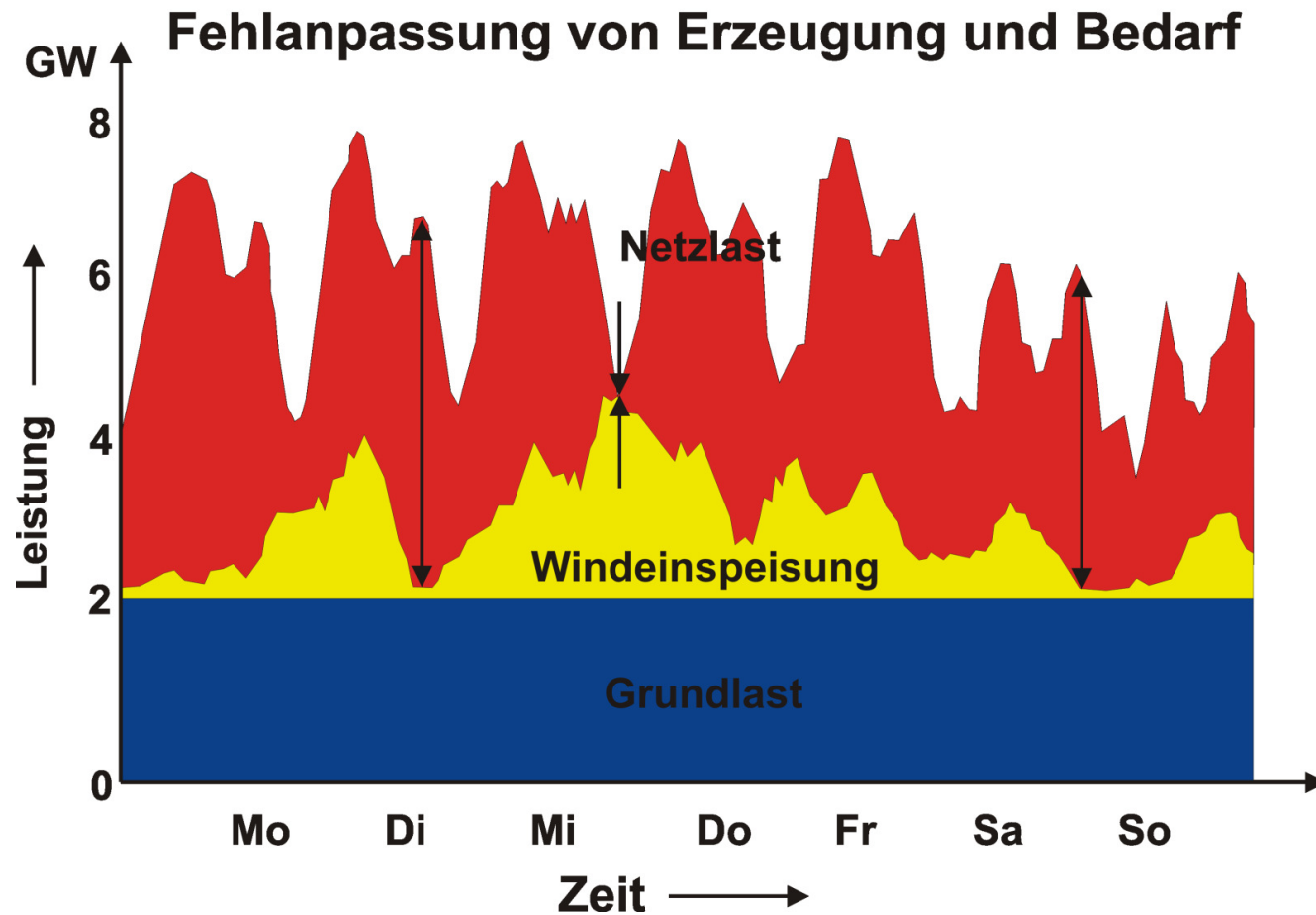
- Windfluktuation im Netz
- Ungünstige Leitungsausnutzung
- Überlastung des Übertragungsnetzes



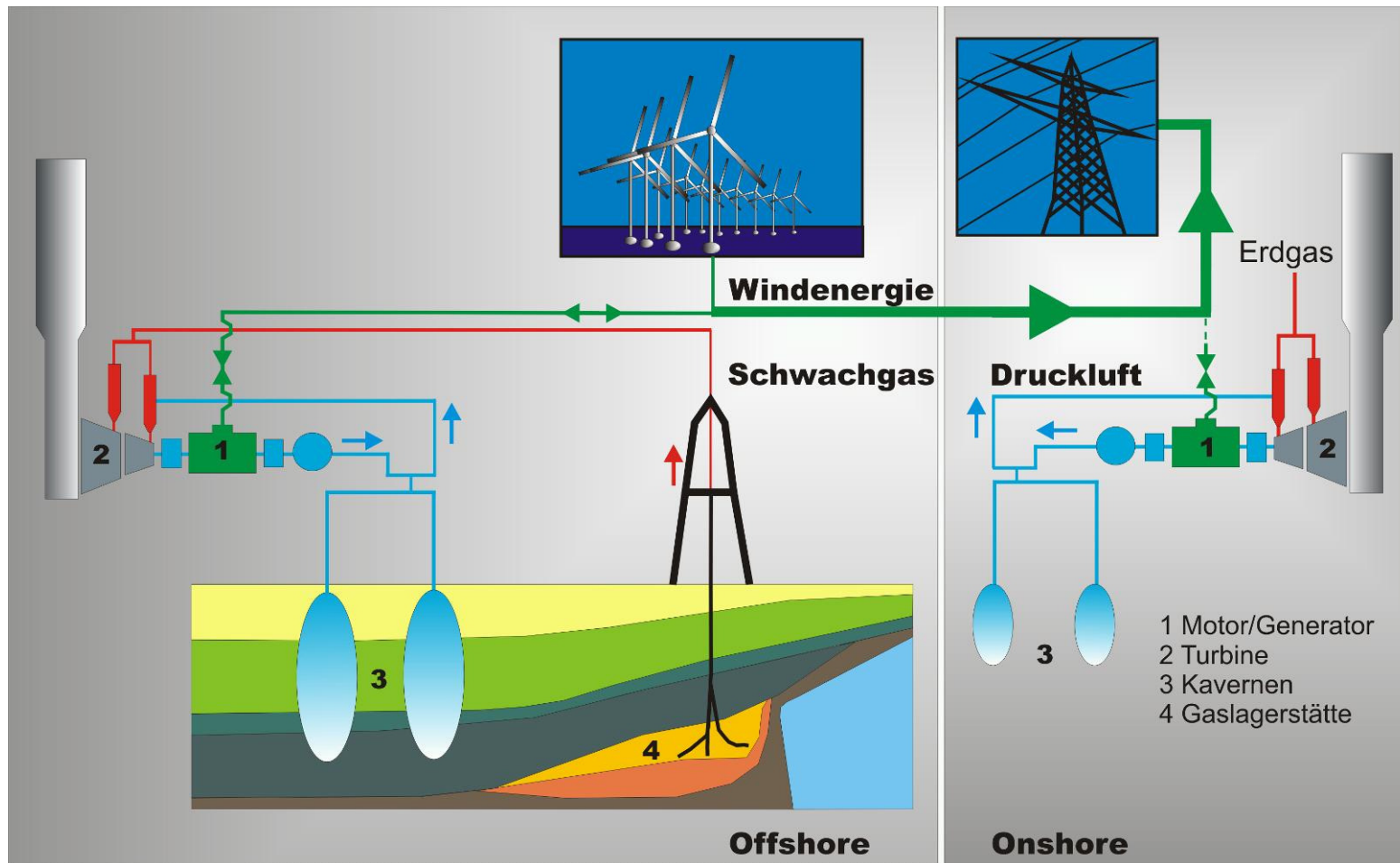
The diagram illustrates the flow of wind energy from offshore to onshore. On the left, a photograph shows a field of wind turbines. Below it, a cross-section of the sea and land is shown with various colored layers representing different geological or environmental zones. On the right, a photograph shows a high-voltage power line tower. A green arrow labeled 'Windenergie' points from the offshore area towards the onshore area, indicating the direction of energy transmission.

Offshore **Onshore**

Schwankendes Windangebot



Gesamtkonzept – Kombination von Grundlast- und Regelenergiekraftwerk



Daten der Forschungsplattform Fino 1



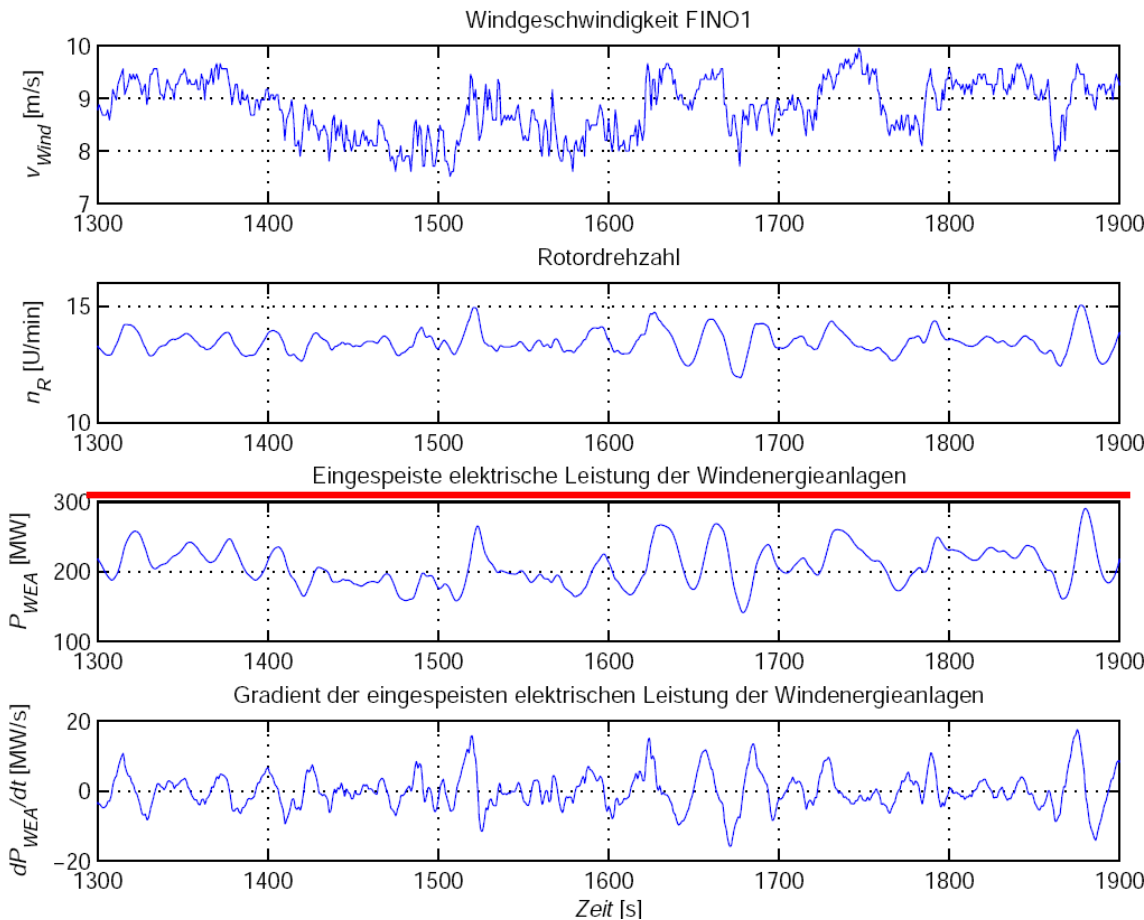
Zugang zu den Winddaten der Jahre 2004-2007

- Daten: Sekundenwerte
- Windgeschwindigkeit in 90 und 100m Höhe
- Windrichtung auf 90 m Höhe

Ziel:

Zeitreihe der Windleistung zur Modellierung des Verlaufs der elektrischen Leistung des Windenergieparks

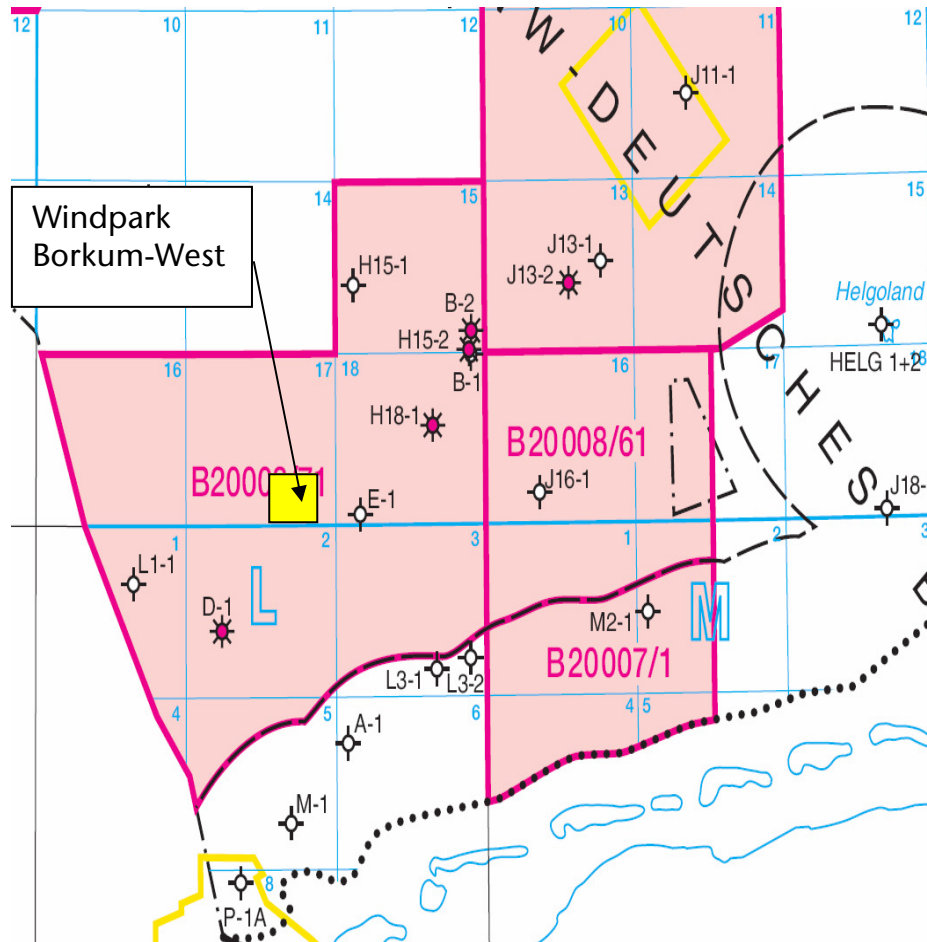
Erste Simulationsergebnisse - skaliert auf 300 MW



- $T = 600$ s
- $T_{ERS} = 2$ s
- $T_n = 8$ s

- $n_R = 13,45$ min⁻¹
Min: 12 min⁻¹
Max: 15 min⁻¹

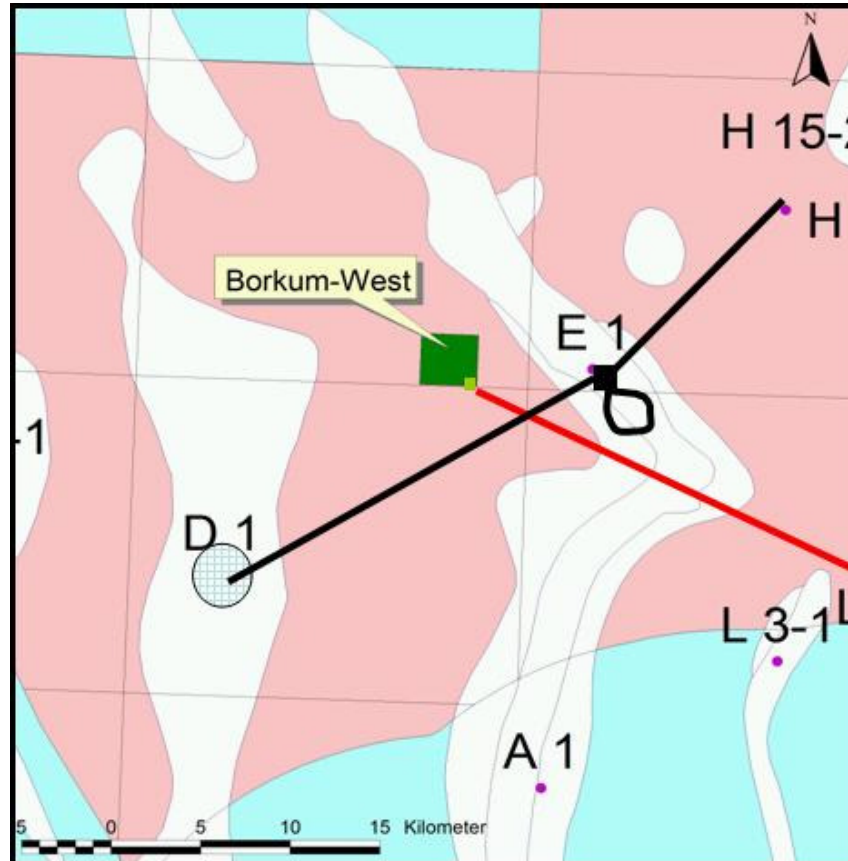
Kenntnisse über das Projektgebiet



- Erlaubnis B 20000/71 der Wintershall AG
- Endpunkt der Hochspannungsleitung = Standort der Offshore-Umspannstation $54^{\circ}00'00,00''N$, $6^{\circ}37'23,86''E$
- Ergebnis der Nordseebohrkampagnen der 1960er und 1980er:

Bohrungsbezeichnung	Breitengrad	Längengrad	Teufe
D-1	$53^{\circ}53'59''$	$6^{\circ}24'43''$	4471 m
H 15-2	$54^{\circ}10'13,72''$	$6^{\circ}57'52,14''$	4552 m
H 18-1	$54^{\circ}05'52,3''$	$6^{\circ}52'52,09''$	4540 m
B-2	$54^{\circ}11'27''$	$6^{\circ}58'12''$	4660 m

Konsequenzen der Bohrplanung



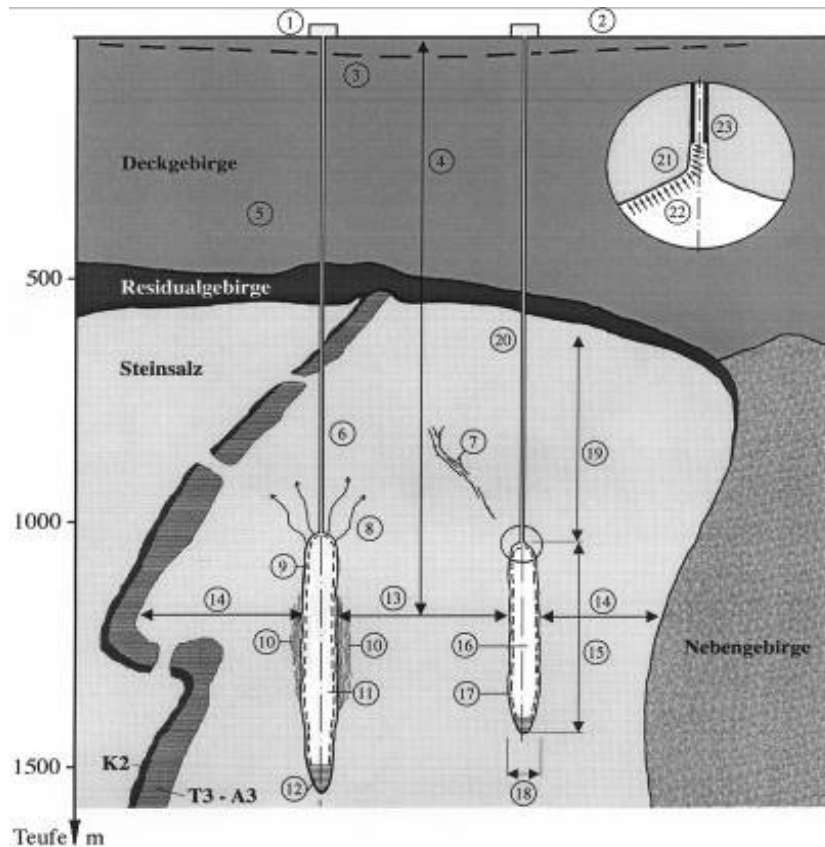
Mehrere Bohransatzpunkte sowie Offshore-Installationen sind notwendig

Lösungsvorschlag:
Zentralplattform mit Tie-Backs

Vorteil:

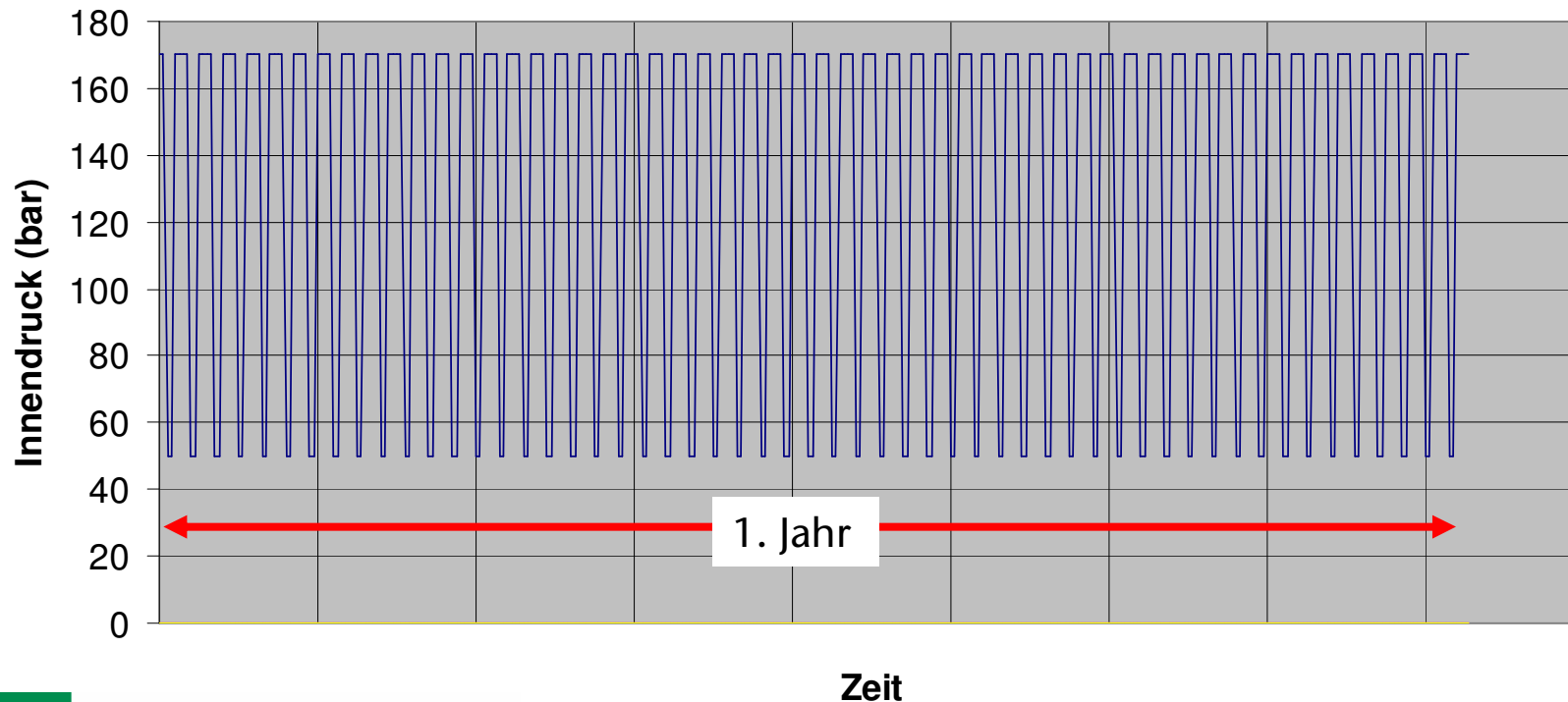
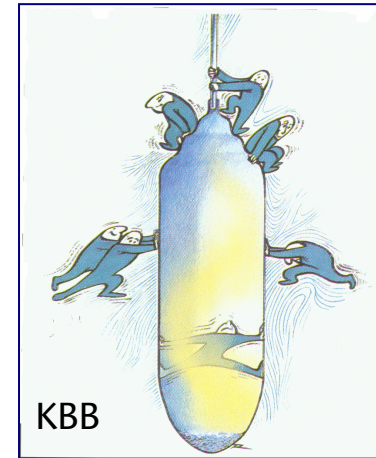
- Tie-Back kann als Röhrenspeicher dienen
- Ständige Gasbereitstellung kann garantiert werden

Aufgaben der Tragwerksplanung

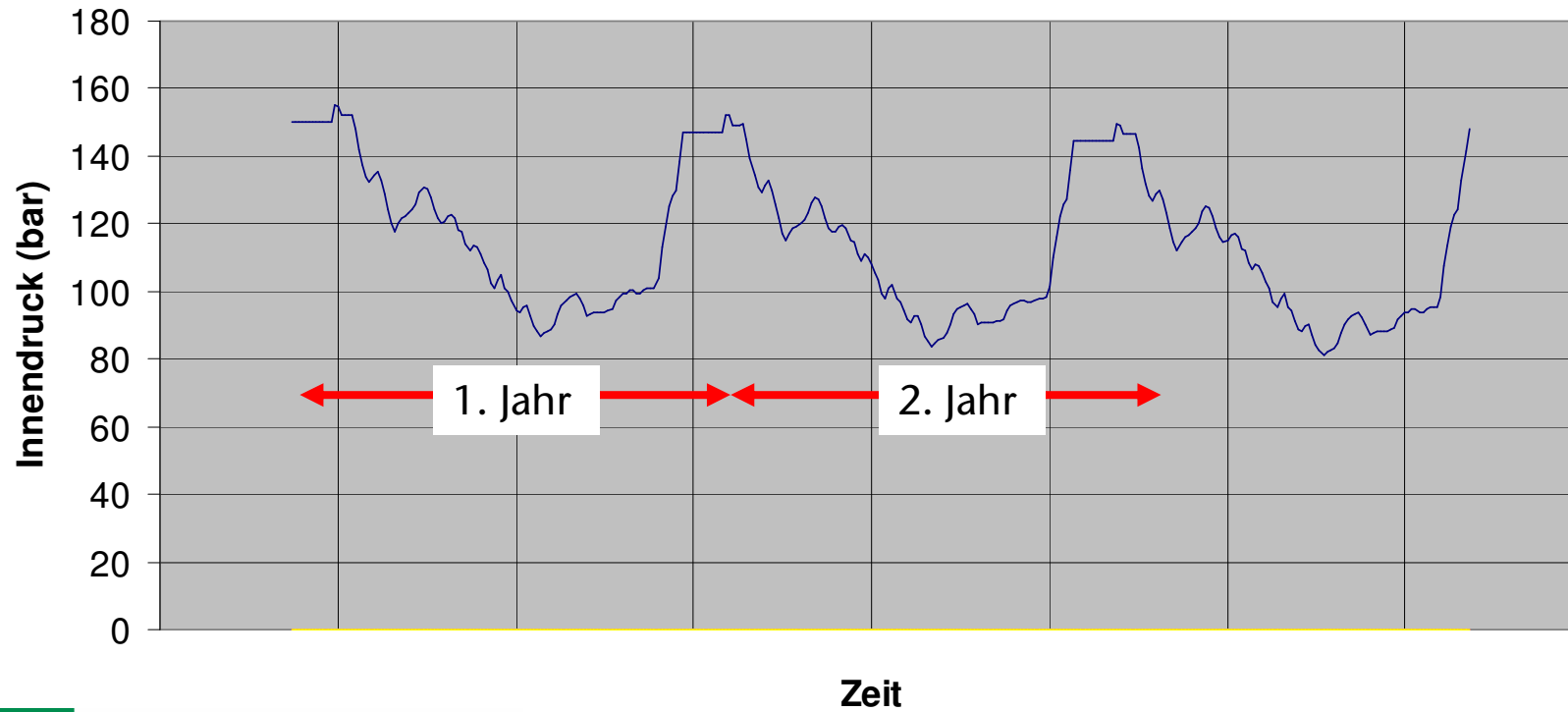
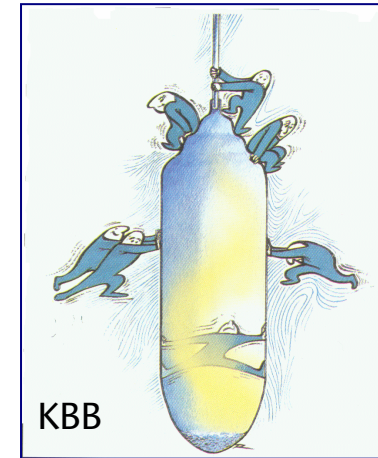


- **Standicherheit**
- **Dichtheit**
- **Gebrauchsfähigkeit**
- **Wirtschaftlichkeit**
- Höhe, Durchmesser, Teufe
- min., max. Innendruck
- Maximaler Innendruck
- Abstand zu
 - Nachbarkavernen
 - Salzstockrand
 - Grenzflächen
- Dichtheit des Gebirges und Verrohrung
- Druckänderungsrate

Druckluftspeicherung (frequent turnover)

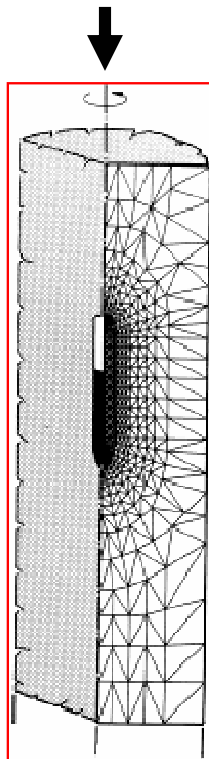


Saisonale Speicherung von Erdgas



Gegenüberstellung vorhandener und ertragbarer Beanspruchungen

Vorhandene Beanspruchungen
Berechnungen

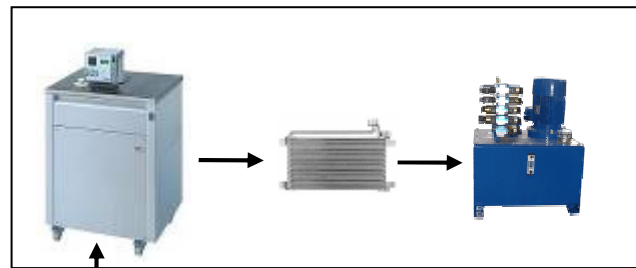


Ertragbare Beanspruchungen
Laborversuche

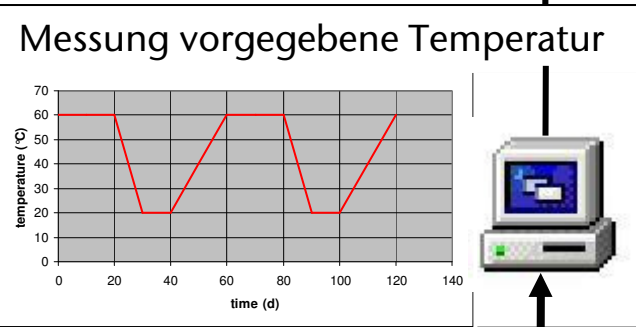


Forschungsbedarf Geomechanik

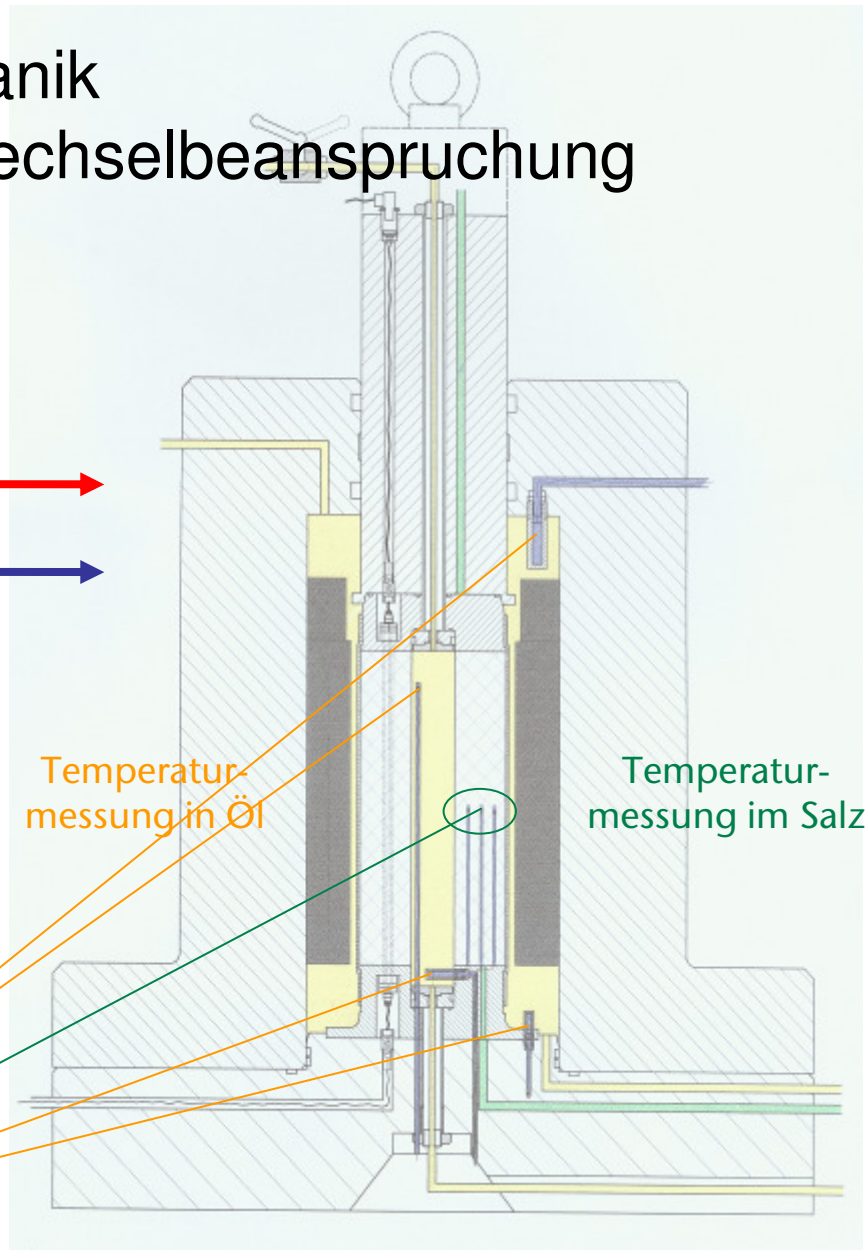
Laboruntersuchungen p-T-Wechselbeanspruchung



Temperaturregelung

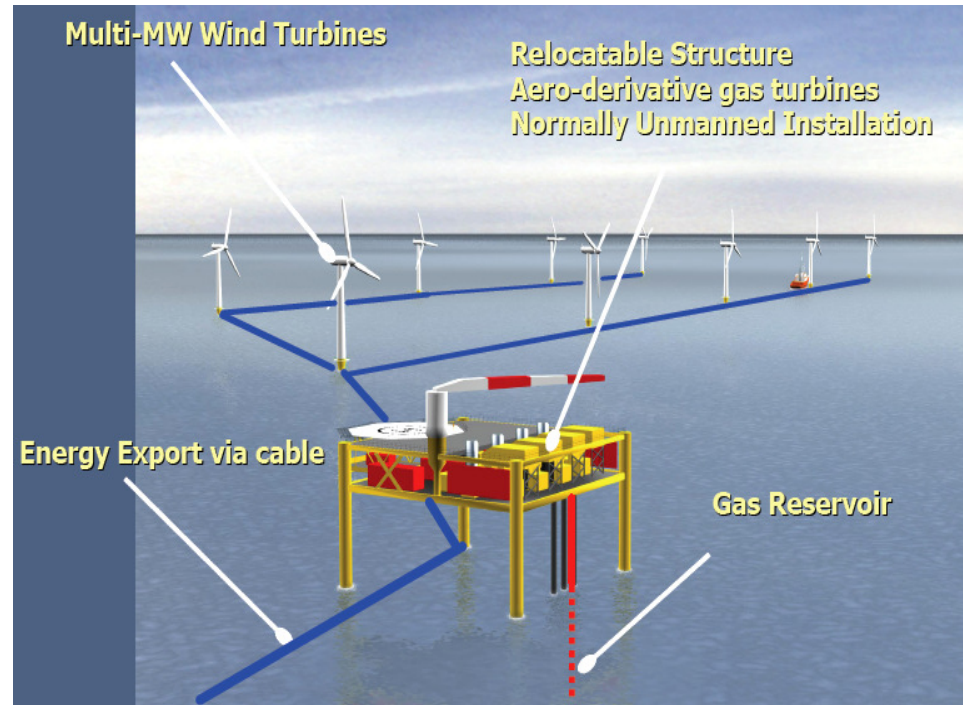


Messung der aktuellen Temperatur



Investitionskosten für ein 300 MW Verbundkraftwerk

- Windpark = 682 Mio. €
- CAES = 184 Mio. €
- Gasturbine = 93 Mio. €
- Plattform = 80 Mio. €
- Gasproduktion = 100 Mio. €



Investitionskosten für ein 300 MW Verbundkraftwerk

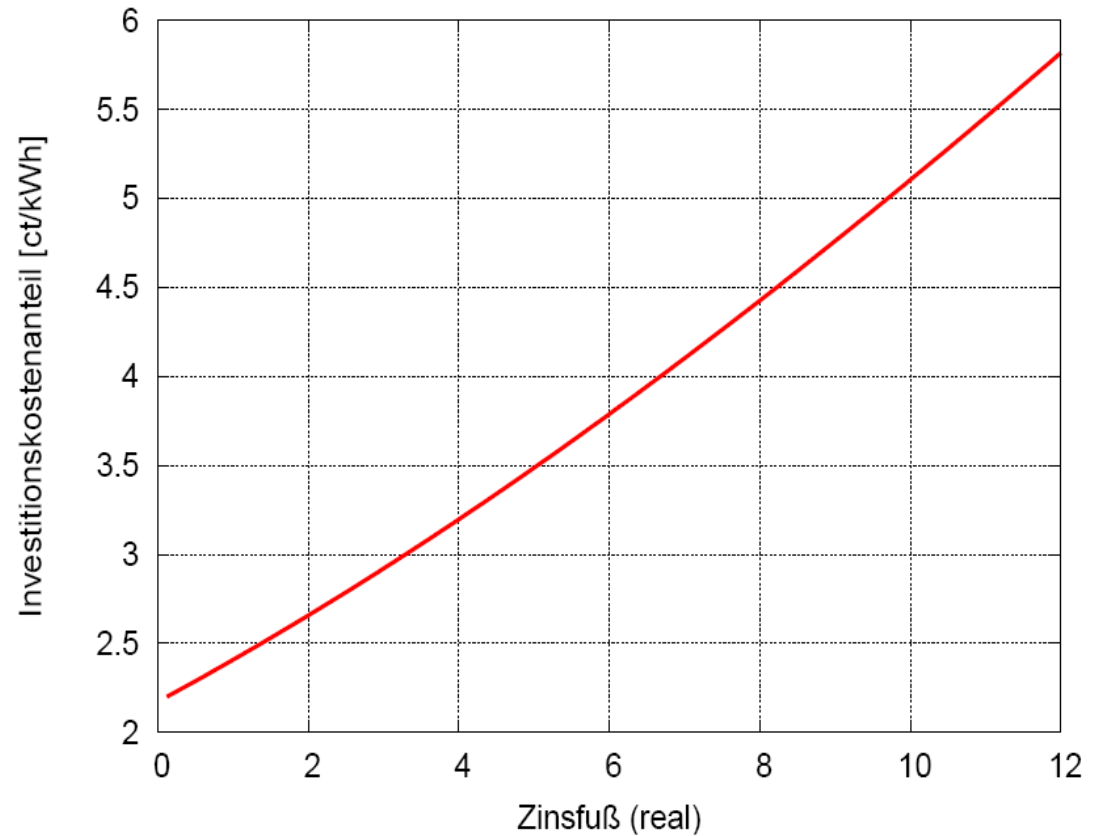
Position	Anteil	Kosten
1. Windpark	60%	682 Mio€
2. CAES	16%	184 Mio€
3. Gasturbinen	8%	93 Mio€
4. Plattform	7%	80 Mio€
5. Gasgewinnung	9%	100 Mio€
Gesamt	100%	1 140 Mio€

Investitionskosten pro kWh

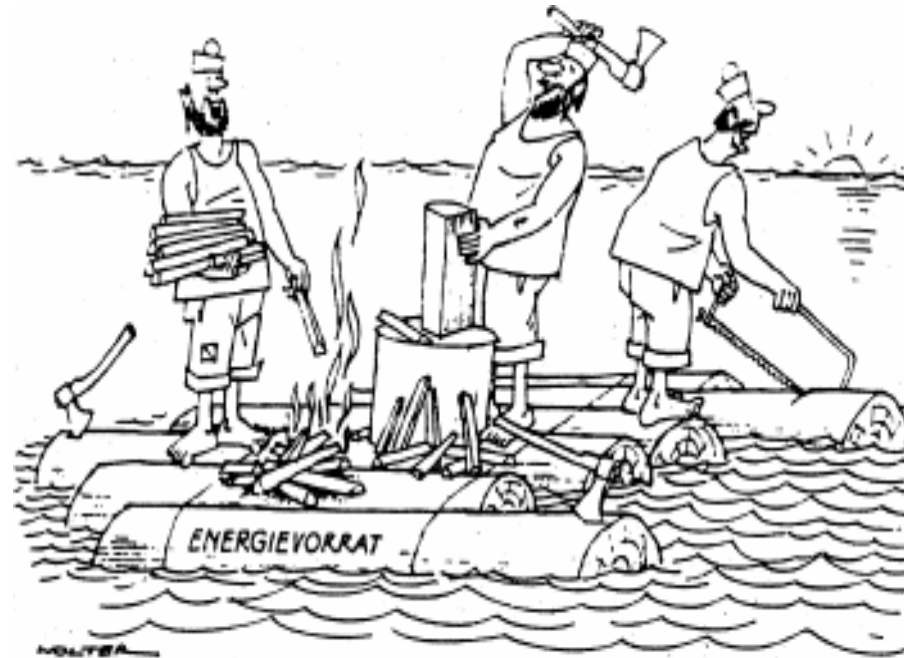
$$z = 300 \text{ MW} * 8760 \text{ h} = 2\,628\,000 \text{ MWh}$$

$$n = 20$$

$$C = 1\,140 \text{ Mio €}$$



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

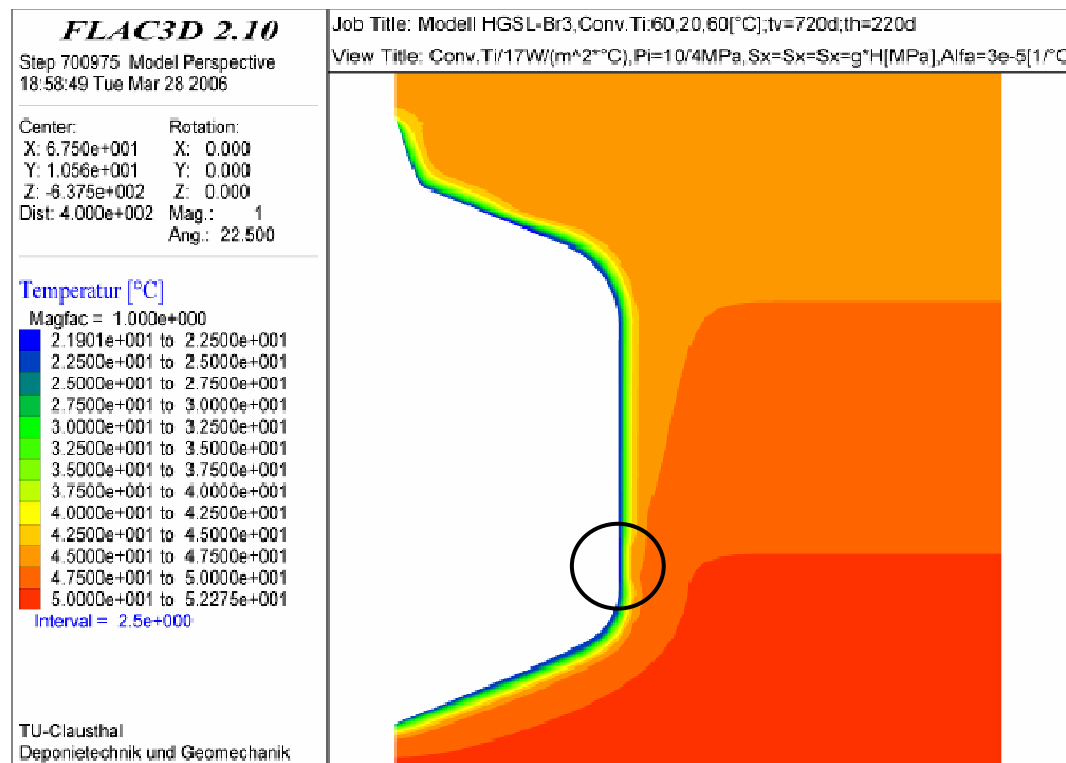


„So leben wir, so leben wir, so leben wir alle Tage...“

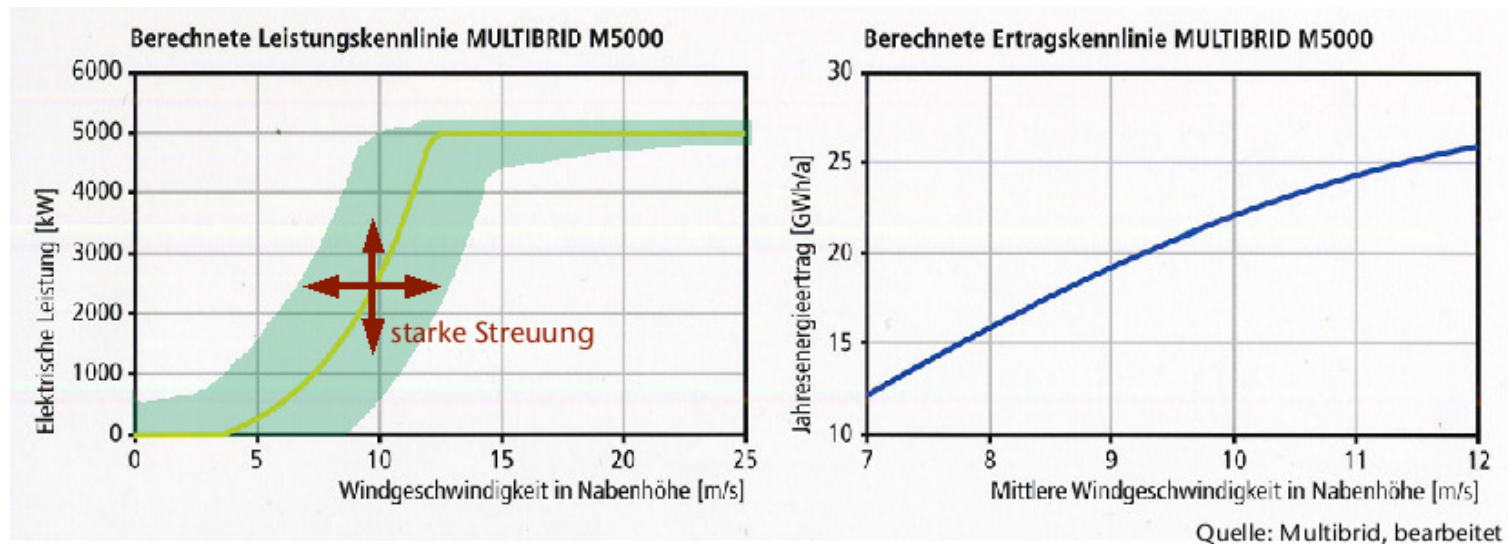
Anhang

CAES - Forschungsbedarf Geomechanik

Thermische Wechselbeanspruchung in Folge Kompression/Dekompression der Luft

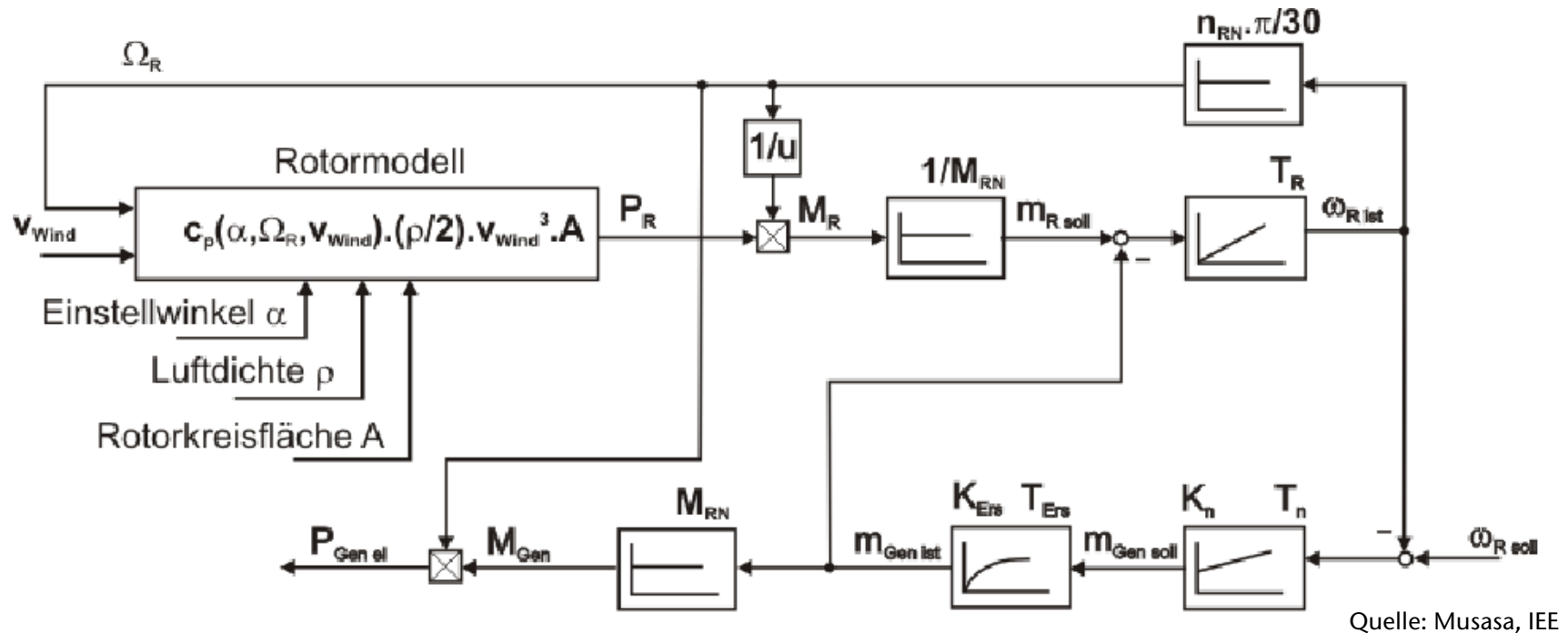


Auslegung der WEA mit Hilfe von Kennlinien



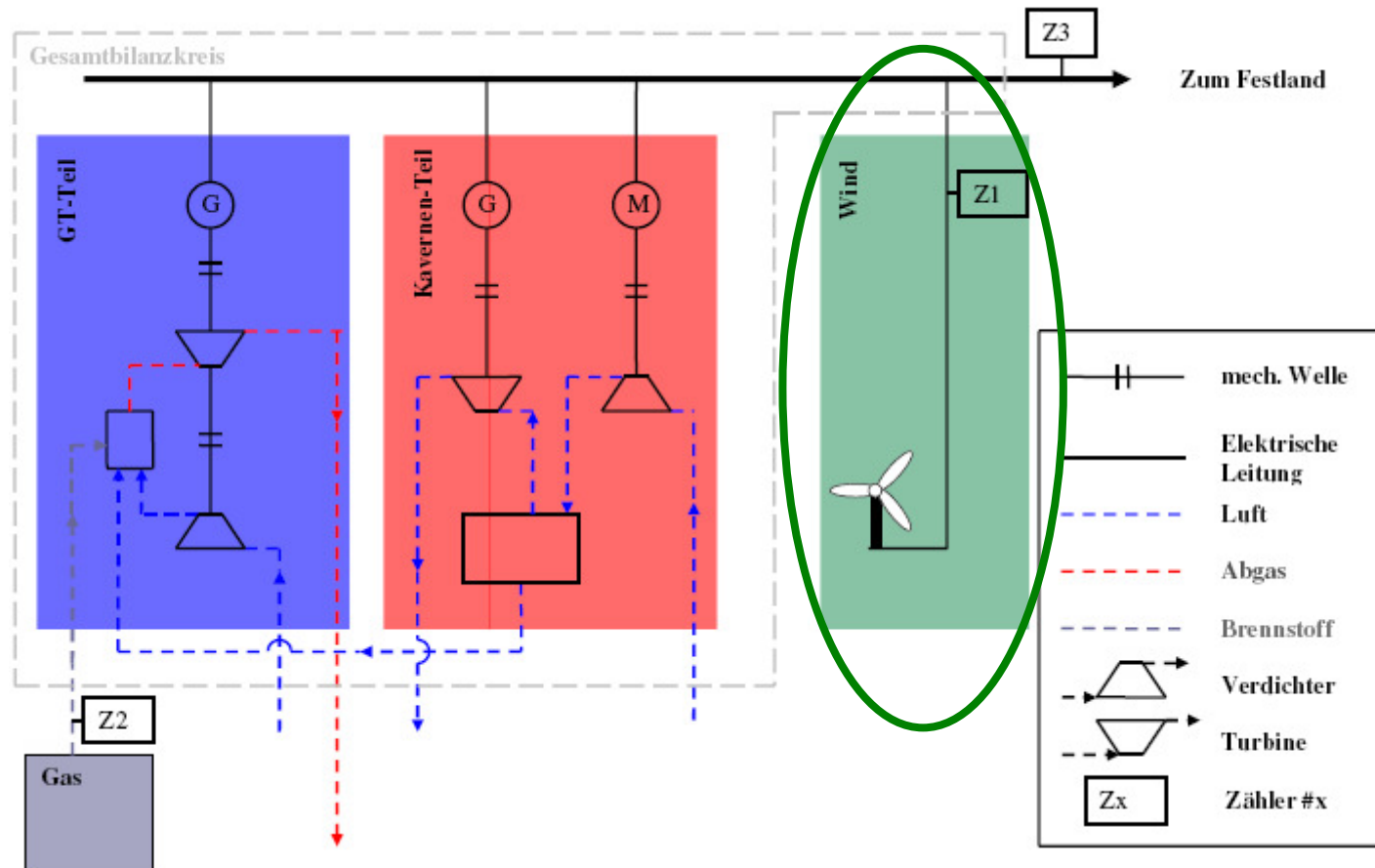
- Leistungskennlinie gibt mittlere Leistung in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe an – tatsächliche Augenblickswerte streuen sehr stark (vgl. DIN EN 61400-12-1:2006)
- daher ungeeignet, um Augenblickswerte der Leistung und damit Leistungsgradienten zu ermitteln – Lösung Simulation

Simulation einer WEA

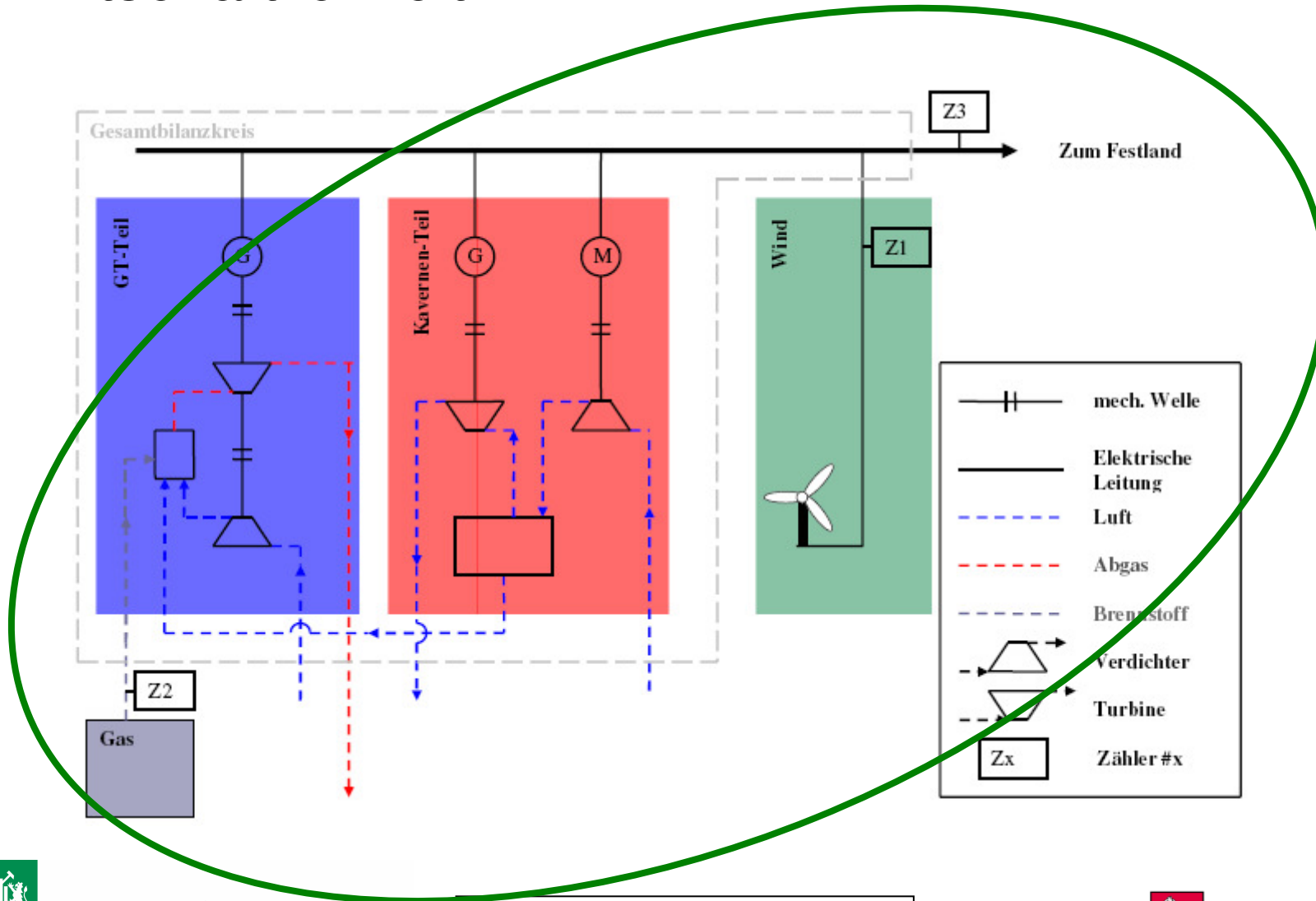


- erstes Modell: berücksichtigt Windgeschwindigkeit und Massenträgheit des System
- Rotordrehzahl schwankt zwischen 12 und 15 min-1

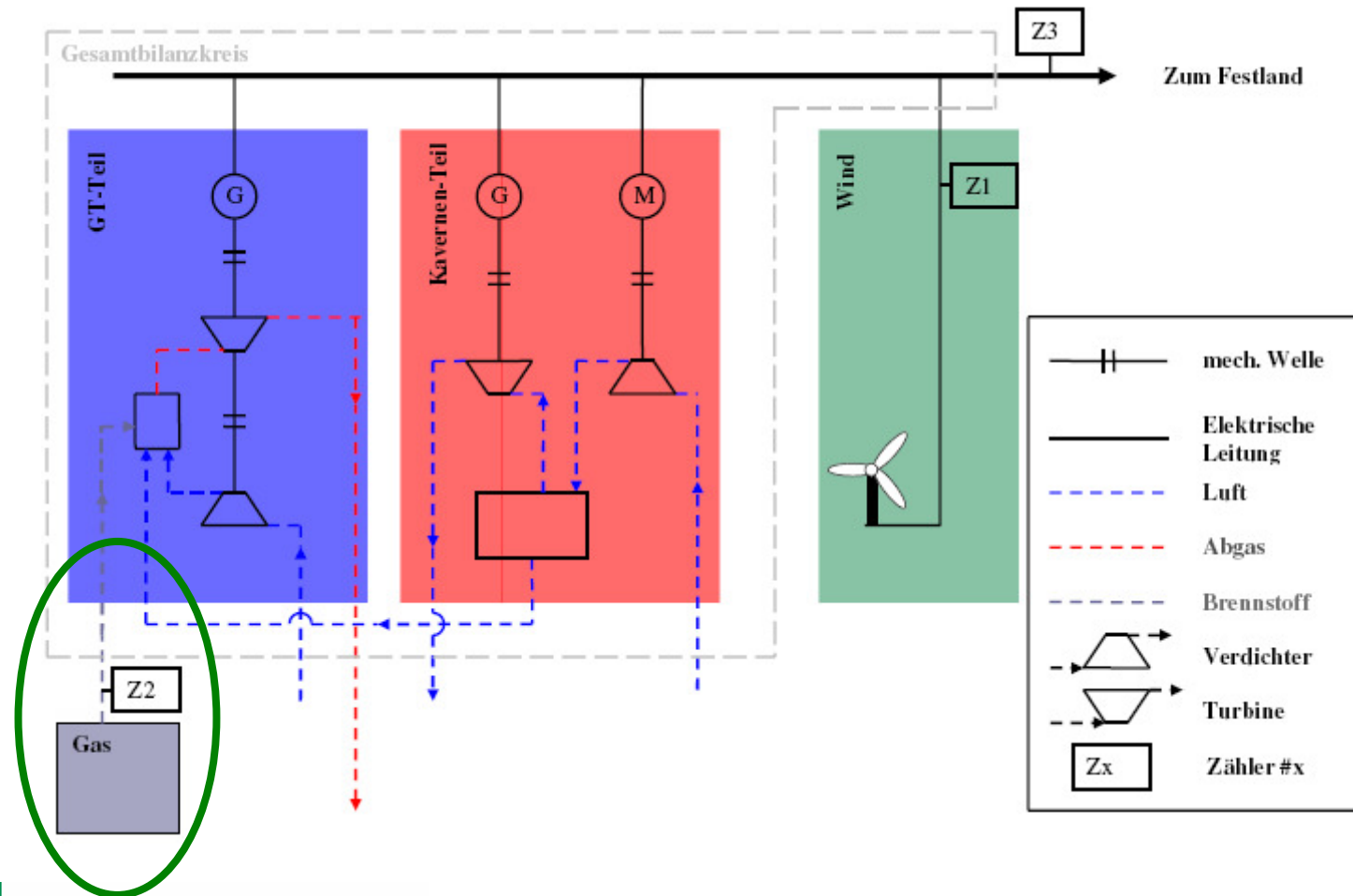
Kraftwerksverbund nach dem Clausthaler Konzept - Wind



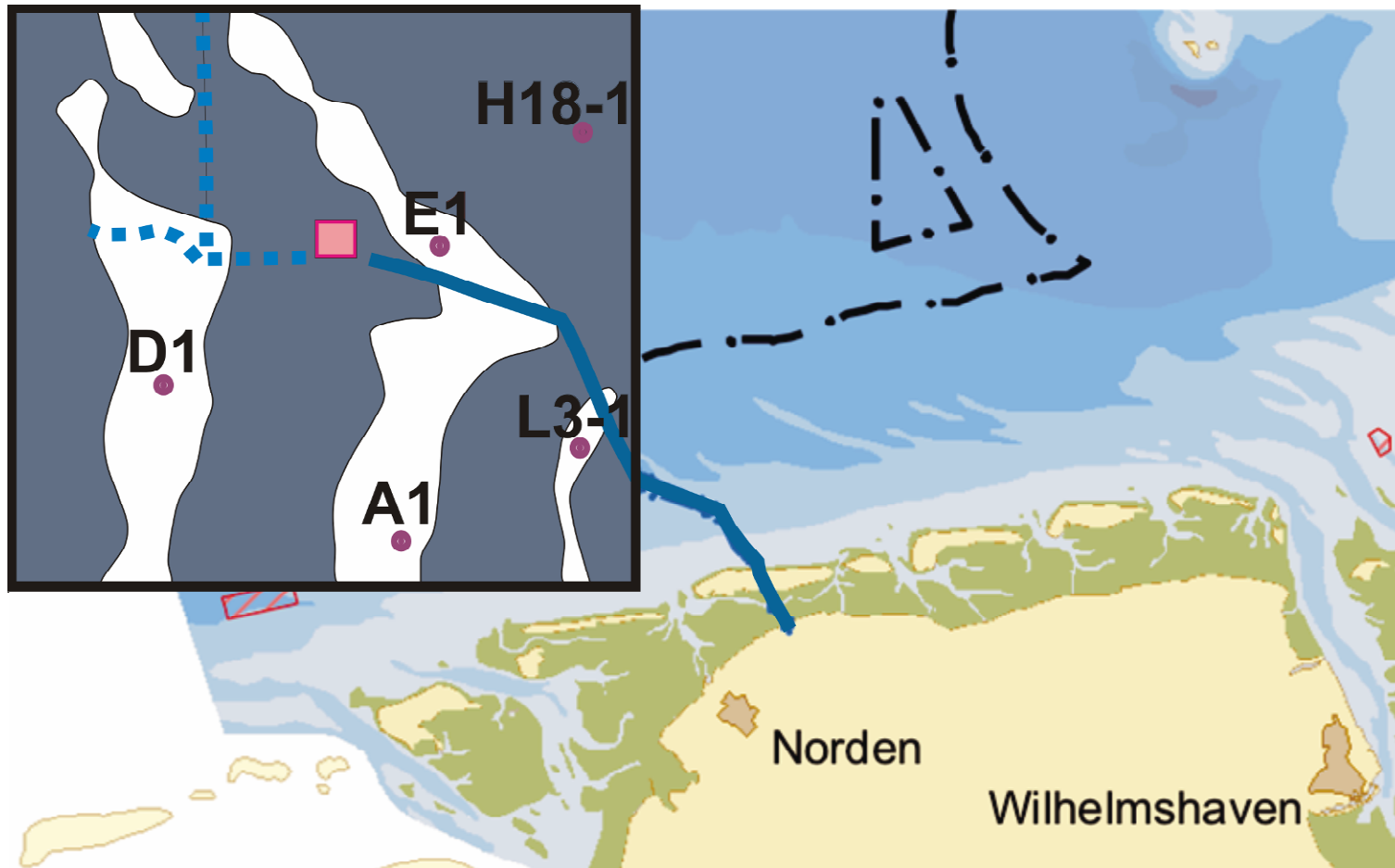
Kraftwerksverbund nach dem Clausthaler Konzept - Wirtschaftlichkeit



Kraftwerksverbund nach dem Clausthaler Konzept - Erdgas



Geographie und Geologie einer Anlage in der Nordsee

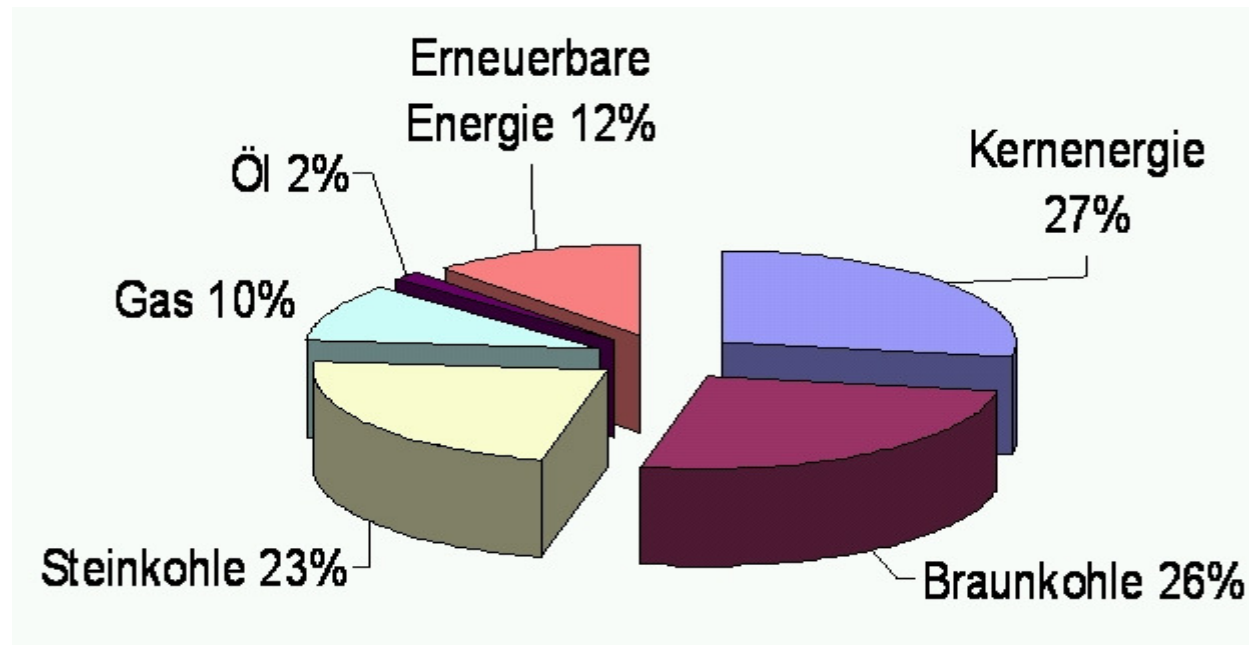


Schlussfolgerungen Gemeinsame Entwicklung Wind/Gas

- Hohe Zuwachsraten im Bereich OFFSHORE Windstromerzeugung mit Investitionen im Milliarden Euro Bereich zu erwarten
- Gemeinsame Entwicklung von Nordsee Windstrom und stickstoffreichen Erdgasvorkommen führt zu verbesserten Wirtschaftlichkeiten durch
 - gemeinsame Investitionen in Infrastruktur
 - gemeinsamen Betrieb
 - Nachnutzungsmöglichkeit
- Unzureichende Wirtschaftlichkeiten auf Basis Stand der Technik
- Verbesserte Wirtschaftlichkeiten möglich durch
 - Optimierung des Netzanbindung
 - innovativer Ansätze
 - Weiterentwicklung des Standes der Technik



Anteile der elektrischen Energie in Deutschland



Quelle: Analyse der energiewirtschaftlichen Situation 2005 in Deutschland / 15.
Zittauer Seminar zur energiewirtschaftlichen Situation in den Ländern Mittel-
und Osteuropas vom 26. bis 28. September 2005

Berechnung: Investitionskosten in ct/kWh

- Summe C der Investitionskosten c_i der j Komponenten des Clausthaler Konzepts

$$C = \sum_{i=1}^j c_i$$

- Über n Betriebsjahre gleichbleibender Zahlungsstrom a

$$a = C \frac{r (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

- Verteilung von a auf die Energiemenge pro Jahr z

$$s = \frac{a}{z}$$

Kraftwerksverbund nach dem Clausthaler Konzept - Kaverne

