



Bundesnetzagentur



# Augen auf beim Leitungskauf !

Chancen und Herausforderungen für  
Infrastruktur-Investoren

**Johannes Kindler**

Vizepräsident der Bundesnetzagentur

**Kölner Gespräche zum Energierecht**

**Universität Köln, 10.07.2008**



# Übersicht

1. Typen von Investoren
2. Kernfragen für Investoren
3. Ausgangsbasis in Deutschland und Europa
4. Chancen
  - Eckpunkte Anreizregulierung
  - Bildung einer einheitlichen Regelzone
5. Herausforderungen
  - Netzausbau, Netzerweiterung und Kraftwerksbau
6. Wie geht es in Europa weiter?
7. Fazit



# 1. Typen von Investoren

- Strategische Investoren (z.B. National Grid)
- Finanzinvestoren mit längerfristiger Ausrichtung  
(z.B. Infrastrukturfonds, Private Equity, Versicherungen)



## 2. Kernfragen für Investoren

### ■ **National:**

- Was/Wo kann ich kaufen?  
Netze/Kraftwerke/Beides?
- Ertragsaussichten, insb.: Was bringt die Anreizregulierung?
- Wie steht es um die deutschen Energieversorgungsnetze?  
(Ausbau- und Modernisierungsbedarf)

### ■ **Europäische Ebene:**

- Welche Entwicklungen bringt das Dritte Richtlinienpaket?
- Wer sind die Akteure?
- Unbundling?



### 3. Ausgangsbasis in Deutschland und Europa

- Erzeugung und Transport/Verteilung privatrechtlich organisiert, aber immer noch hohe Zahl kommunaler Unternehmen
- Große Zahl an Marktteilnehmern (entscheidend aber „Big 4“)
- Deutschland spielt eine zentrale Rolle in Europa bei Erzeugung, Transport sowie als Transitland (Erdgas)



## 4. Chancen für Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze

### Was sind die Chancen für potentielle Investoren?

- In Deutschland **hohes Maß** an **Investitionsfreiheit**
- **Stabile** und **kalkulierbare Regulierung** der Energienetze durch die Bundesnetzagentur (u.a. durch ihre Erfahrungen in anderen Sektoren)
- Insbesondere: **Gute Renditen !**
- **Im Übertragungsnetzbereich:**

Synergien aus einer Zusammenführung der 4 Übertragungsnetze zu einer **einheitlichen Regelzone**, ggf. Weiterentwicklung zur „**Netz AG**“ sind möglich

Ausnahmen von der Regulierung für neue, besonders riskante Infrastrukturprojekte im Gasbereich möglich
- **Im Verteilnetzbereich:**

Große Zahl der Netzbetreiber (z.B. Stadtwerke) führt langfristig zu Umstrukturierungen bzw. einer Neuordnung der Verteilnetze

Derzeit kein Ownership Unbundling vorgesehen



# Chancen für Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze

- **Netzentgeltgenehmigung durch BNetzA bisher:**
  - Kostenbasierte Entgeltprüfung
  
- **Ab 2009 Anreizregulierungssystem:**
  - Vorgabe einer individuellen (effizienzbasierten) Erlösobergrenze
  - Erreichung des Effizienz-Zieles innerhalb von 10 (Strom) bzw. 9 Jahren (Gas) = 2 Regulierungsperioden
  - Gesicherte Renditeerwartungen bzw. festgelegter EK-Zins
  - Ausnahmemöglichkeiten für Neubau- und Pilot-Projekte



# Anreizregulierung Konzept

## Anreize zur Effizienzsteigerung

- Netzbetreiber, welche die Effizienzvorgaben übererfüllen, erwirtschaften **höhere Renditen** als Netzbetreiber, die das nicht schaffen

## Spätestens in der zweiten Regulierungsperiode:

## Weiterreichen der Effizienzverbesserung an den Netzkunden

- in Form von niedrigeren Netznutzungsentgelten

**Dadurch Vorteile für Netzbetreiber und Netznutzer!**



# Anreizregulierung Eigenkapitalzins

▪ **Bisher geltende Werte:**

	Neuanlagen	Altanlagen
Strom	7,91 %	6,5 %
Gas	9,21 %	7,8 %

▪ **Festlegung der Bundesnetzagentur am 07.07.2008**

- **9,29 %** vor Steuern für **Neuanlagen**
- **7,56 %** vor Steuern für **Altanlagen**
- Keine Differenzierung zwischen Strom und Gas
- Neue Zinssätze gelten **ab 01. Januar 2009**

▪ **Festgelegter EK-Zins = Risikoarmer Grundbetrag + Wagniszuschlag**

▪ **Risikoloser Zins → 4,23 %**

(für die Ermittlung enthält der Rechtsrahmen feste Vorgaben:

Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten in den letzten 10 Jahren)



# Anreizregulierung Eigenkapitalzins

- **Wagniszuschlag → 3,59 %**
  - Festlegung der Bundesnetzagentur wurde durch externen Gutachter (Frontier Economics) unterstützt
  - Methodischer Ansatz: **Capital Asset Pricing Modell (CAPM)**
  - **Wagniszuschlag** = Marktrisikoprämie  $\times$  Risikofaktor
  - Marktrisikoprämie: BNetzA wählt Mittelwert von 4,55 %
  - Risikofaktor: BNetzA wählt Mittelwert von 0,79
  
- Steueraufschlag beschränkt sich auf die **Körperschaftsteuer + Soli**  
Einbeziehung Gewerbesteuer bereits in VO geregelt  
(so auch in den BK-Verfahren Telekommunikation)
  
- BNetzA geht von **Mehrerlösen für die Stromnetzbetreiber von 270 bis 300 Millionen p.a.** aus



# Anreizregulierung Eigenkapitalzins Neuanlagen

<i>Umlaufrendite</i>	4,23
<i>Wagniszuschlag</i>	
•Marktrisikoprämie	4,55
•Risikofaktor	0,79
<i>Summe Wagniszuschlag</i>	3,59
<b>Zwischensumme</b>	<b>7,82</b>
Steuerfaktor	1/(1-0,15825)
<b>Ergebnis</b>	<b>9,29</b>



# Anreizregulierung Eigenkapitalzins Altanlagen

<i>Neuanlagen</i>	<i>7,82</i>
<i>abzüglich Preisänderungsrate</i>	<i>1,45</i>
<b>Zwischensumme</b>	<b>6,37</b>
<i>Steuerfaktor</i>	<i><math>1/(1-0,15825)</math></i>
<b>Ergebnis</b>	<b>7,56</b>



# Anreizregulierung Investitionsbudgets

- § 23 ARegV sieht die **Genehmigung von Investitionsbudgets** für Kapitalkosten vor, die für **Netzerweiterung oder Netzumstrukturierungen** in Übertragungsnetzen erforderlich sind
- Genehmigte Investitionsbudgets wirken sich positiv auf die Erlösobergrenze aus
- **Ziel des Verordnungsgebers:**  
Anreiz für die Netzbetreiber zur Durchführung energiewirtschaftlich wichtiger Baumaßnahmen durch die Schaffung zusätzlicher Erlösmöglichkeiten



# Anreizregulierung Investitionsbudgets

BNetzA hat **Leitfäden für die Antragstellung** entwickelt

**Positiv für die Netzbetreiber:**

- Anerkennung von **Investitionen der Jahre 2007 und 2008**  
(anders jedoch der Wortlaut der ARegV)
- Anerkennung der **tatsächlichen Fremdkapitalkosten**

Vor dem Hintergrund aktuell geplanter Großprojekte (z.B. **Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen**) wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zudem folgendes berücksichtigt:

- Ausgleich der **“Vorfinanzierungskosten”**  
(Kapitalisierung Bauzeitinsen)
- Ausgleich der **“Nachfinanzierungskosten”**  
(Kapitalisierung des t-2-Verzuges)



# Anreizregulierung

## Effizienzvergleich

- **Vorgabe von individuellen Erlösobergrenzen** für die Dauer jeweils einer Regulierungsperiode
- Basis für die Entwicklung bildet die (*relative*) *Effizienz* des Netzbetreibers, ermittelt in einer **Best-of-4-Abrechnung** (**SFA** und **DEA** werden je zweimal angewendet, der für den Netzbetreiber günstigste Wert zählt)
- **Vorläufige** Ergebnisse für den **Verteilnetzbereich**:
  - **Strom**: durchschnittlich **90,4 %** -> **nur 9 % Ineffizienz**
  - **Gas**: durchschnittlich **83,3 %** -> **nur 16 % Ineffizienz**
- **Zusätzliche Vorgabe**: „genereller X-Faktor“ (1,25 % p.a. in 1., 1,5 % p.a. in der 2. Regulierungsperiode)
- Ergebnisse für **Übertragungsnetzbetreiber** werden derzeit in einem internationalen Vergleichsverfahren ermittelt.



# Chance und Herausforderung Einheitliche Regelzone

Quelle:   
Verband der Netzbetreiber VON e.V. beim VDEW

- Sitz der Unternehmen
- Sitz der VDN-Geschäftsführung



- |                          |                                     |
|--------------------------|-------------------------------------|
| 1 EnBW Transportnetze AG | 3 RWE Net AG                        |
| 2 E.ON Netz GmbH         | 4 Vattenfall Europe Transmission AG |

Status Quo:  
4 Regelzonen



# Chance und Herausforderung

## Einheitliche Regelzone

- **Vorteile** einer **Vereinheitlichung der vier Regelzonen**:  
Vereinfachung der Marktstruktur, Vermeidung des Gegeneinanderregelns, Einsparpotentiale durch Verringerung des Regelleistungsbedarfes, Erhöhung der Netzsicherheit, Stärkung der Position Deutschlands im europäischen Verbundnetz.  
Bei Netz AG: Einheitliches Netzentgelt im Übertragungsbereich
- Denkbar wäre auch ein **schrittweises Vorgehen** zunächst über die Schaffung einer einheitlichen Regelzone hin zu einer einheitlichen Netzgesellschaft
- **Aber:** Noch sind viele technische, organisatorische und rechtliche Fragen zu klären!
- BNetzA plant **Festlegung zum Einsatz von Regelenergie** und leistet damit Beitrag zur Schaffung einer „als ob“-einheitlichen Regelzone



## 5. Was ist die **Challenge** für Investoren?

- **Verpflichtung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit** trifft **alle** Netzbetreiber („european chain of security of supply“)
- **Haftungsrisiken** bei Unterversorgung und Blackouts
- Neubaumaßnahmen im Netz und bei der Erzeugung stoßen auf große **Widerstände bei Bevölkerung**
- Öffentliches Planungs-, Umwelt- und Genehmigungsrecht, insbes. in seiner Kumulation sehr komplex → überlange Verfahren (europaweit !)
- **Andererseits**: potentielle Beschleunigung durch **EnLAG**



# Was ist die **Challenge** für Investoren?

- Verpflichtung zum diskriminierungsfreien **Anschluss von Kraftwerken** ans Netz
- **Horizontal: Hoher Koordinationsbedarf** zw. **Netzbetreibern** durch zentrale Lage Deutschlands im europäischen Verbundnetz
- **Vertikal: Extrem hoher Koordinationsbedarf** zwischen **Erzeugung** und Verteilung, insbes. durch Integration regenerativer Energien in „klassische“ Systeme
  - Konflikt mit Ownership Unbundling ?
- **Qualitätsregulierung** vsl. ab der 2. Regulierungsperiode
- Netzbetreiber nur „**Transporteur**“, grds. kein Handel zulässig



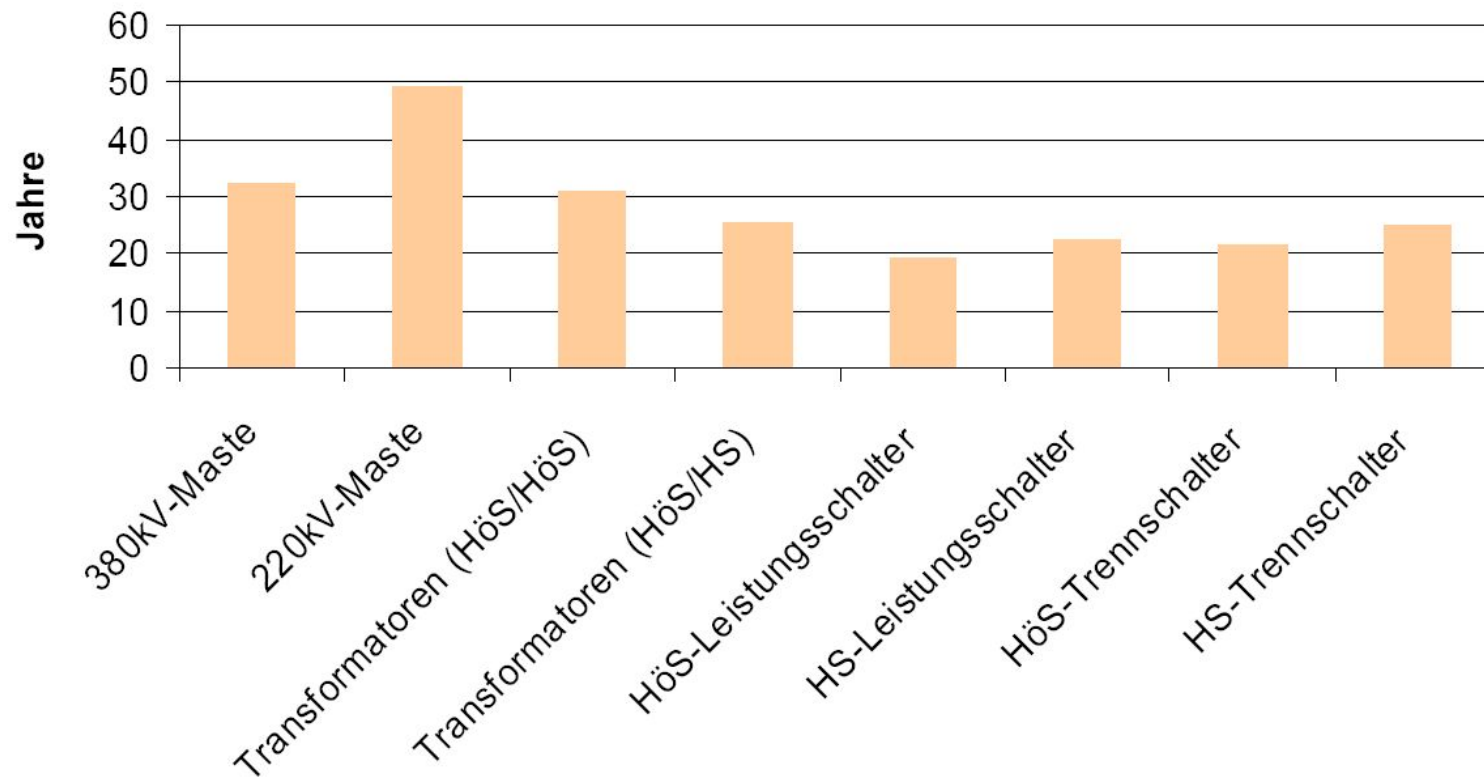
# Was ist die **Challenge** für Investoren?

- **Energieversorgung in Deutschland**, insbesondere deren bislang hohe Qualität, steht stark im **Fokus der Öffentlichkeit!**
- **Daher:**  
**Hohe Erwartungen** an die Energieunternehmen  
Netzbetreiber stehen z.B. vor **enormen Investitionen** in ihre Infrastruktur



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

## Durchschnittsalter der Netzinfrastruktur im Jahr 2007:

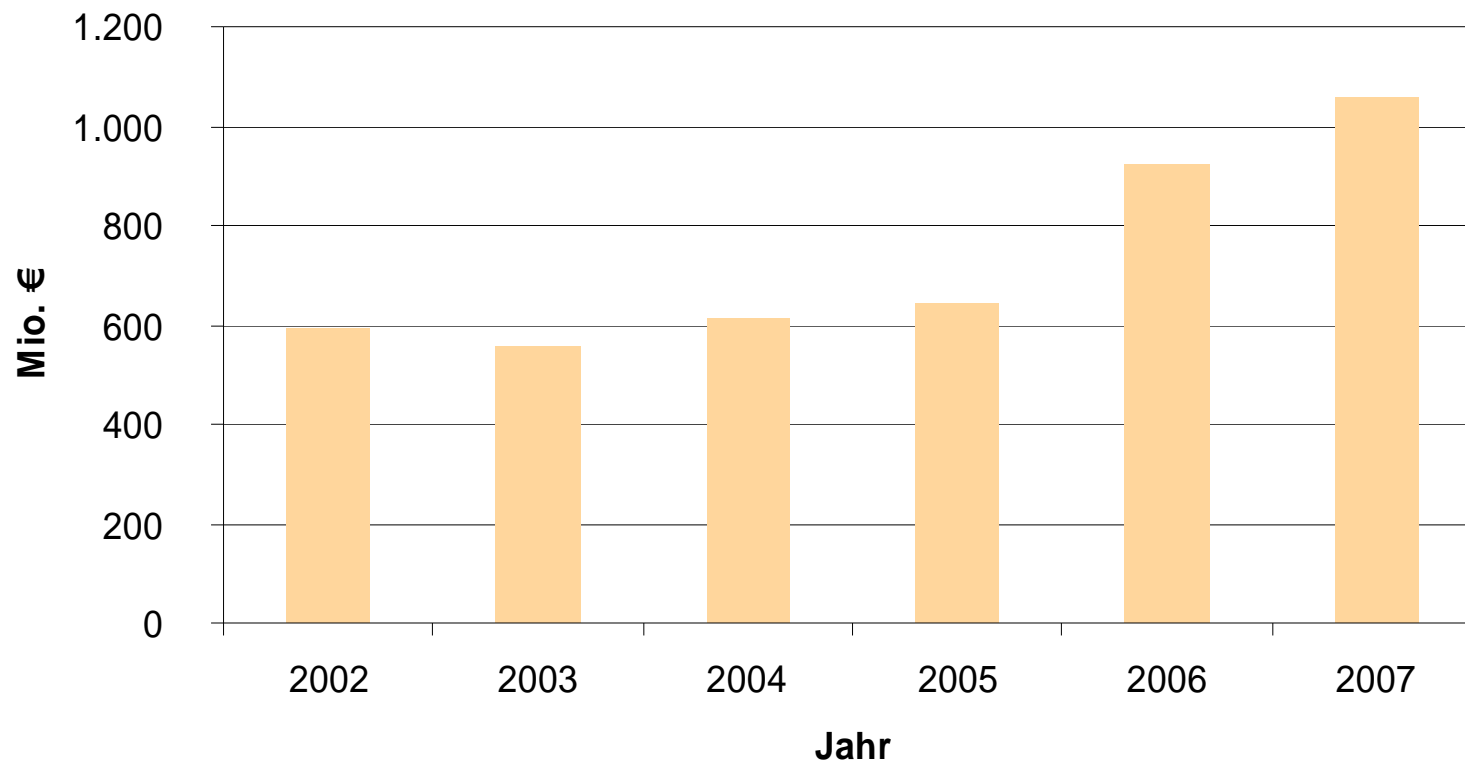


Quelle: Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB, BNetzA 2007



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

Jährliche Ausgaben für die Netzinfrastruktur der ÜNB



Quelle: Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2007, \* Angaben für 2007 sind Plandaten der ÜNB



# Hohe Erwartungen: Investitionen in **Transport** und Erzeugung

- **2006** rd. 922 Mio. € Investitionen ins Netz
- Für den **Zeitraum von 2007 bis 2009 beantragte Investitionsbudgets** für Ausbau und Erneuerung der Netzinfrastuktur (Übertragungsnetz) in Höhe von  
**ca. 6, 2 Mrd. €**

**➔ Trend** zunehmender Investitionen in die Netzinfrastuktur **setzt sich fort**



# Hohe Erwartungen: Investitionen in **Transport** und Erzeugung

- Von 2008 bis 2017 planen die ÜNB`s **159 Maßnahmen**
- Wesentliche **Gründe für Ausbau**
  - **Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte** (Kraftwerkspark) nach Nord- und Westdeutschland
  - **EEG- Ab- und Ferntransport sowie Kernenergieausstieg**
  - Zusätzliche Maßnahmen zur **Erhöhung der Netzstabilität**
  - Zunahme der **Stromtransite**



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

**ABER** bereits jetzt ergibt sich **eine negative Prognose:**

- Anzahl verzögerter Maßnahmen (Stand: 1. Quartal 2008): **38**
- **Gründe für Verzögerungen:**
  - **Lange Planungs- und Genehmigungsverfahren**
  - Änderungen durch Nds. **Erdkabelgesetz**
  - **Widerstand der Bevölkerung**
  - Entwurf zum **EnLAG** als wichtiger Schritt in Ri. Beschleunigung
  - **Lieferengpässe** bei Anlagenherstellern (insbesondere Großkomponenten und 380-kV-Kabel)



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

## Geplante Kraftwerksprojekte 2007-2016:

Kraftwerksprojekte	Energieträger	Geplante Investition in MW (Nettoleistung)
24	Steinkohle	18.908
13	Erdgas	4.636
4	Braunkohle	3.372
4	Windenergie	1.260
2	Biomasse	38
2	Lauf- und Speicherwasser	138
1	Sonstige Erneuerbare Energien	16
1	Mineralprodukte	60
1	Pumpspeicher	70
9	Sonstige (inkl. Energieträger noch nicht bestimmt)	853
<b>61</b>	<b>Gesamte Energieträger</b>	<b>Gesamt: 29.351 MW</b>

Quelle: Erhebung der Bundesnetzagentur, Stand: April 2007



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

## Problem: Planung vs. Genehmigung

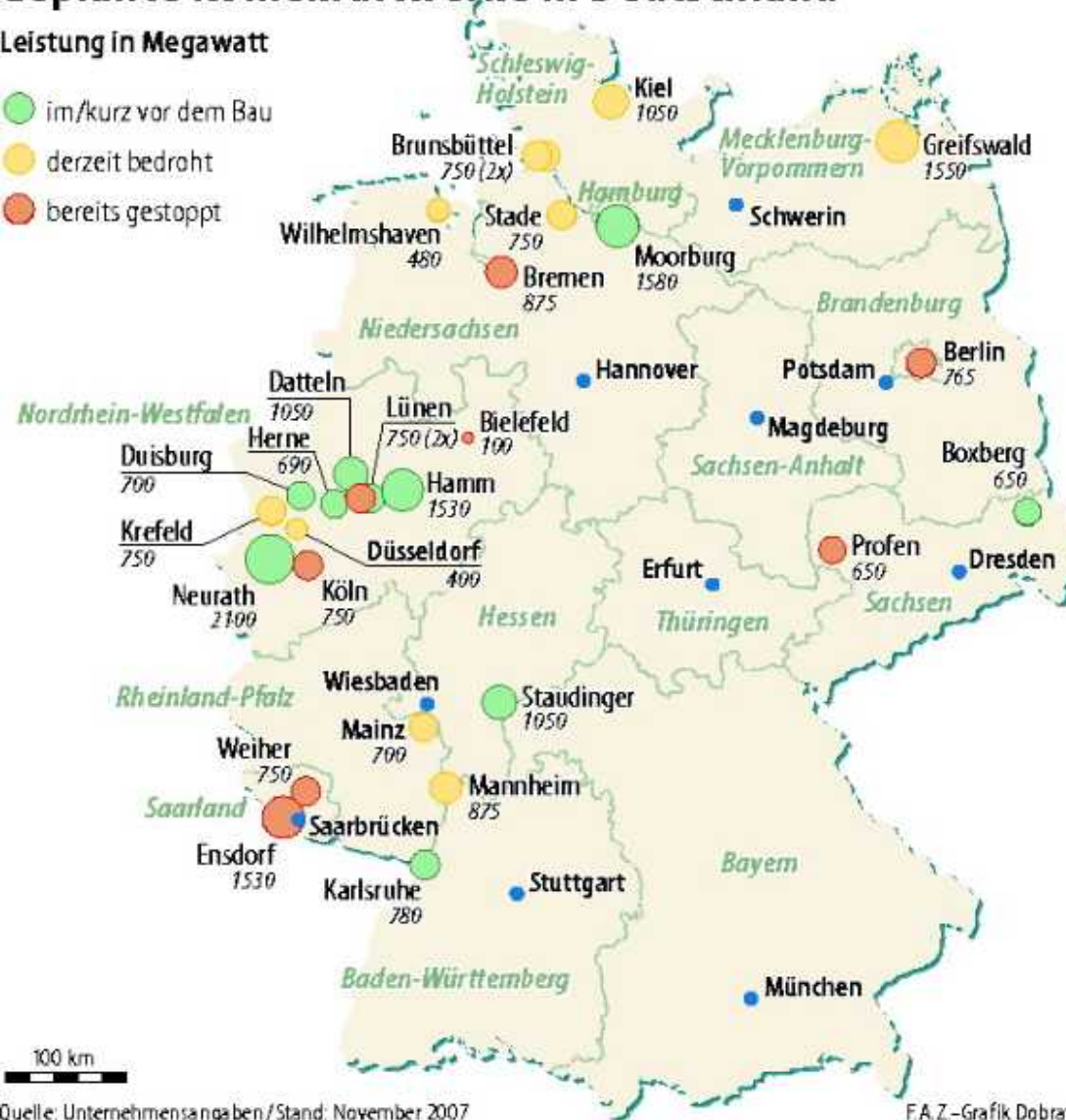
- **Planungen** für den Zeitraum **2007-2016** von insgesamt **61 Kraftwerksprojekten** (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen) mit Gesamtnettoleistung von ca. **29.351 MW**
- **Konkrete (interne) Baubeschlüsse lagen lt. Monitoringbericht 2007 erst für 10.000 MW** vor
  - (extern) genehmigt waren davon ca. 8000 MW,
  - **im Bau** befanden sich ca. **7000 MW**



## Geplante Kohlekraftwerke in Deutschland

Leistung in Megawatt

- im/kurz vor dem Bau
- derzeit bedroht
- bereits gestoppt



100 km

Quelle: Unternehmensangaben / Stand: November 2007

F.A.Z.-Grafik Dobratz



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

**Können die auf den Energiegipfeln zugesagten 20.000 MW an konventioneller Neukapazität bis 2012 noch erreicht werden?**

Nein. Gründe:

- Massiver Rückgang der Akzeptanz der Bevölkerung für Kohlekraftwerke, auch aufgrund der CO<sub>2</sub>-Debatte
- Zweifel der Unternehmen an der Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken durch das neue Emissionshandelsregime
- erheblicher Anstieg der Baukosten



# Hohe Erwartungen: Investitionen in Transport und Erzeugung

## FAZIT

- Langwierige Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen, in der Regel 8-12 Jahre
- Dauer der Umsetzung von Kraftwerksprojekten in der Regel 3-6 Jahre
- Netzausbauplanung der ÜNB erfolgt auch basierend auf geplanten Kraftwerksanschlüssen
- Derzeit hat die Bundesnetzagentur keinen Anlass, das Engagement der ÜNB beim Netzausbau anzuzweifeln
- Verzögerungen entstehen überwiegend aufgrund genehmigungsrechtlicher Rahmenbedingungen und durch die mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung, hier setzt das EnLAG an



## 6. Wie geht es in **Europa** weiter ?

- Independent Transmission Operator (**ITO**) oder doch „nur“ Full Ownership Unbundling (**FOU**) und Independent System Operator (**ISO**) ?
  - Rat sieht ITO als dritte Option neben FOU und ISO
  - Parlament in 1. Lesung der Änderungen zur Strom-RL gegen ITO
  - Ergebnisse des Vermittlungsverfahrens bleiben abzuwarten
  
- Rahmenbedingungen für Netzinvestoren - was ist neu im Energiepaket ?
  - Beispiel: 10-Jahres-Investitionspläne



## → Alternative zu FOU und ISO

### ■ **Zentrale Elemente:**

- vollständige eigenständige Ressourcen und Marktauftritt,
- Management-Entflechtung,
- transparente Netzentwicklungs- und -investitionsplanung.

- Management unterliegt einem Wettbewerbsverbot von 3 Jahren vor + 4 Jahren nach der TSO-Tätigkeit im vertikal integrierten Unternehmen.
- ITO des Rates ist mitbestimmungskonform: Der Aufsichtsrat ist mit 50% +1 Person frei zu besetzen. Die übrigen Mitglieder müssen unabhängig vom VIU sein

### ■ **Besonders kritisch:**

Zugang der Netzgesellschaft zu eigenem Kapital für notwendige Investitionen?

- Investitionsverpflichtung,
  - Ausschreibung an Dritte oder
  - Verpflichtung zur Kapitalerhöhung.
- Minderheitsbeteiligungen von Erzeugern, Händlern, Lieferanten an TSO möglich
  - Effektive Sanktionen durch umsatzabhängige Geldbußen



# EU-Rahmenbedingungen: 10-Jahres-Investitionspläne

- Kommissionsvorschlag (19.9.2007):
  - Abgestuftes System nationaler (jährlich) sowie regionaler und EU-weiter Investitionspläne (alle 2 Jahre)
  - Zeithorizont: mindestens zehn Jahre, um frühzeitig Investitionslücken, insbesondere bei grenzüberschreitenden Kapazitäten zu erkennen
  - Inhalt des EU-Investitionsplans: Modellierung des integrierten Netzes, Entwicklung von Szenarien, einen Bericht über die Angemessenheit der Stromerzeugung und eine Bewertung der Robustheit des Netzes
  - Grundlagen: nationale Investitionspläne der ÜNB sowie Leitlinien für transeuropäische Energienetze (TEN-E)
  - ENTSO entwirft EU-Investitionsplan; Agentur kann Kommission bei Defiziten alarmieren („begründete Stellungnahme“)
  - ÜNB etablieren regionale Kooperation innerhalb ENTSO und erstellen regionalen Investitionsplan



# EU-Rahmenbedingungen: 10-Jahres-Investitionspläne

- 1. Lesung EP am 18.6.2008:
  - Agentur muss EU-Investitionsplan genehmigen, seine Umsetzung überwachen und ggf. Kommission alarmieren
  - Forderung, Agentur solle konkrete Planungshindernisse für Interkonnektor-Bau identifizieren
  - Regulierungsbehörden können bei fehlender Plan-Umsetzung angemessene Strafen gegen ÜNB im Einklang mit Agentur-Empfehlungen verhängen
- Ratstexte nach Energierat am 6.6.2008
  - EU-weiter „Netz-Entwicklungsplan“ nicht verbindlich, baut auf nationalen/regionalen Plänen auf, Agentur gibt lediglich (ggf. begründete) Stellungnahme ab
  - Detaillierte Anforderungen für nationale Netzentwicklungspläne der ÜNB (2. Säule der EEU-Option)
- Herausforderung: Kohärenz von nationalen, regionalen und EU-weiten Investitionsplänen herstellen (top-down und bottom-up)
- ERGEG-Arbeit zur Vorbereitung von Kriterien zur späteren Bewertung von ENTSO-Investitionsplänen durch die Agentur



## 7. Fazit

- Steigender Effizienzdruck bei Netzmanagement wirkt tendenziell renditesenkend
- **Aber:** System der Anreizregulierung gewährleistet trotzdem gute, im internationalen Vergleich wettbewerbsfähige Renditen (s.o.)
- Anfragen zeigen, dass die Netze für in- und ausländische Investoren zunehmend interessant werden
- Unabhängig von der Diskussion um das Ownership Unbundling sehen wir in der Zukunft evtl. neue nationale und ausländische Netzeigentümer und –betreiber
- Schon jetzt kommt Bewegung in die Eigentumsverhältnisse im deutschen Energiebereich (siehe Verkaufsangebot E.ON Netz), dieser Trend mag sich in Zukunft noch verstärken



**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

