

„Netzregulierung und Klimaschutz – zwei voneinander unabhängige Herausforderungen?“

Vortrag auf der Tagung

Macht und Moral: Netzindustrien in der Diskussion

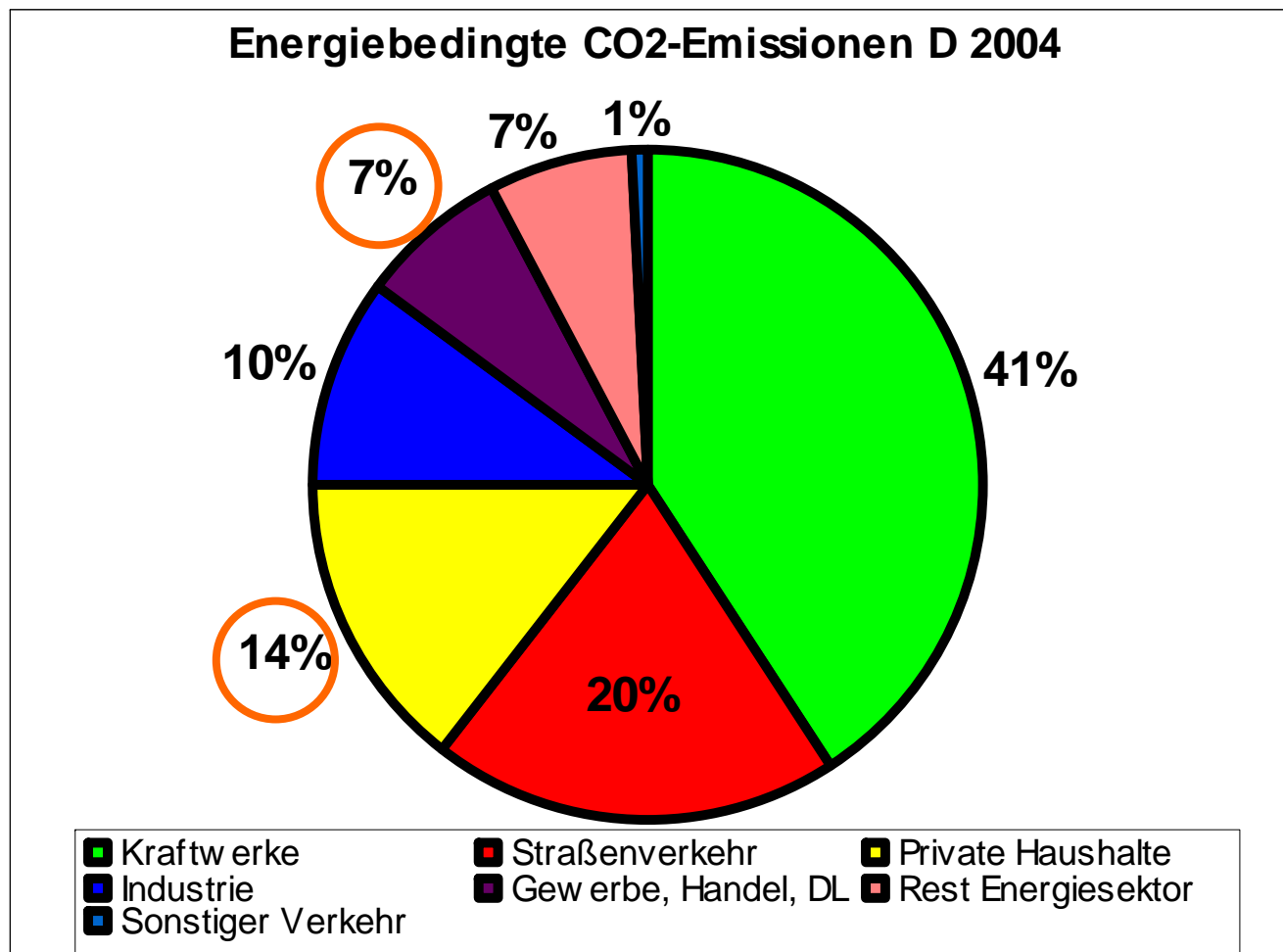
des Gerhard-Weisser-Instituts

**Prof. Dr. Uwe Leprich
Hochschule für Technik und Wirtschaft
des Saarlandes**

Bochum, den 28. Februar 2008

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung
2. Konsequenzen für die Netzregulierung
 - a) Netzanschluss
 - b) Netzzugang
 - c) Netznutzung / Netzentgeltregulierung
 - d) Netzoptimierung
3. Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

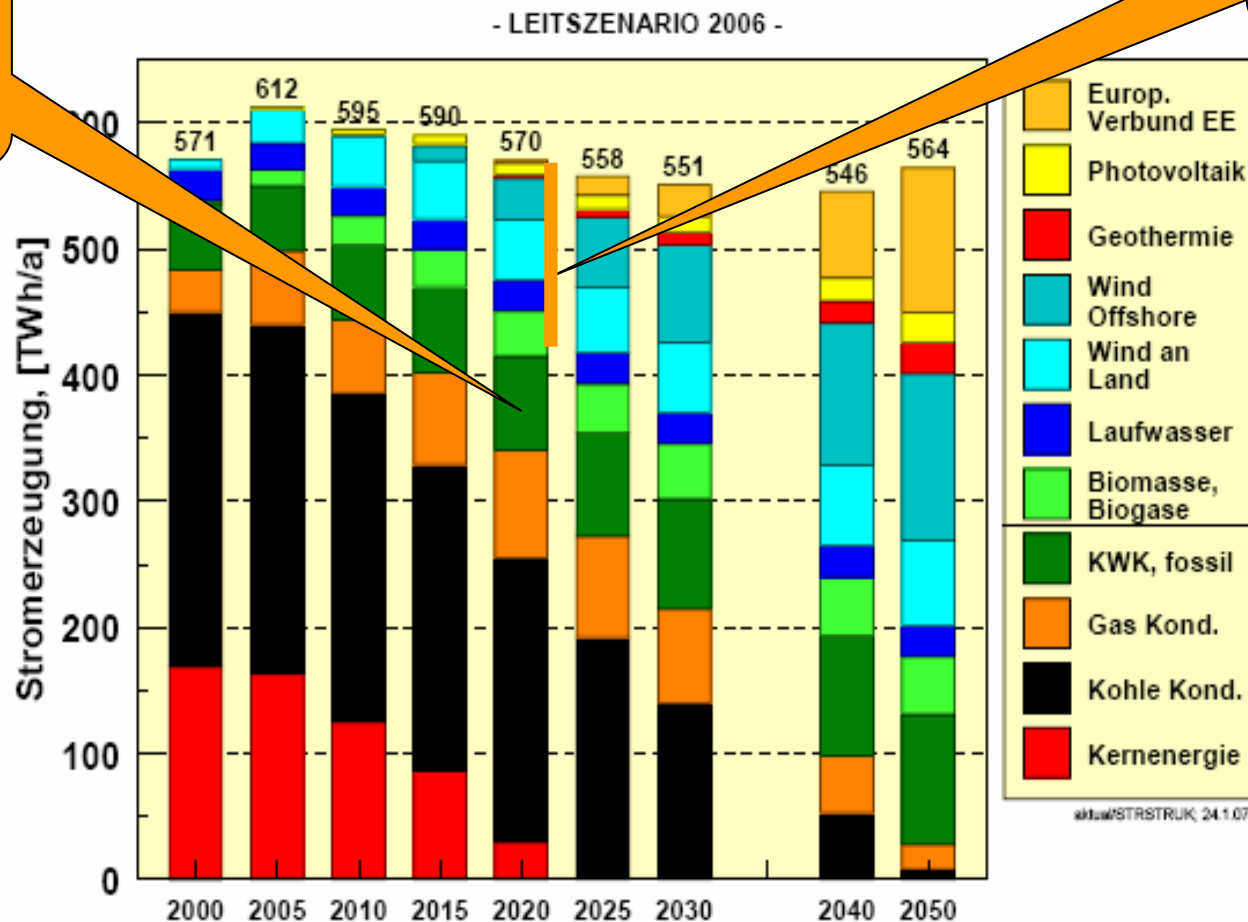
Wo sind die größten Klimaschutzpotenziale?



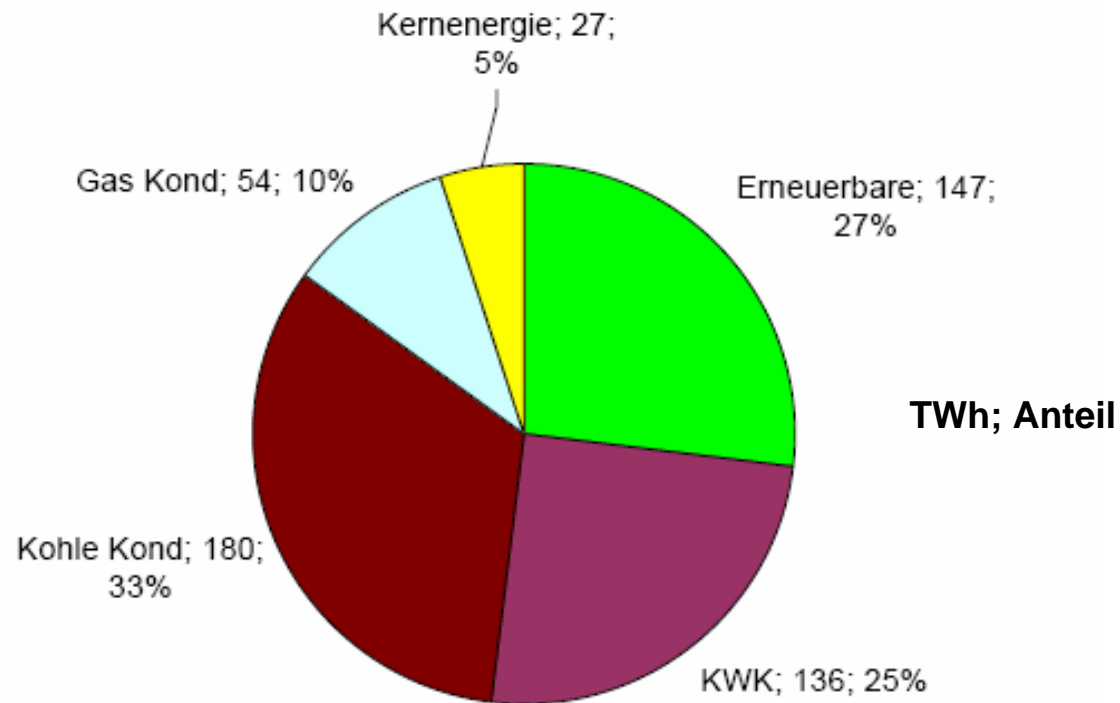
Struktur der Bruttostromerzeugung

**REG:
20 %**

**KWK:
15 %**



Quelle: BMU 2007



- 27% Erneuerbare Energien
- 25% Kraft-Wärme-Kopplung
- 11% Verbrauchssenkung (absolut)

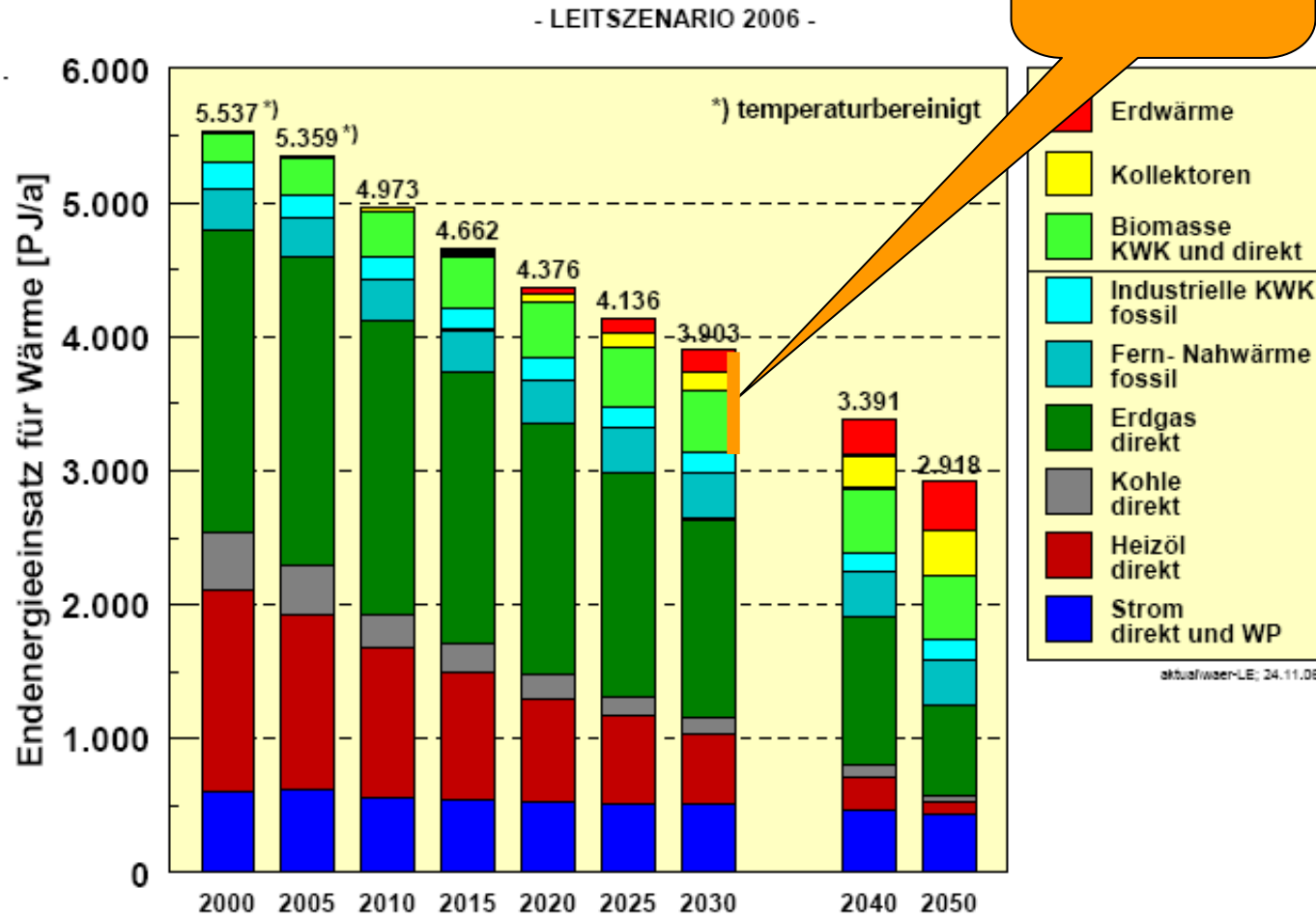
- erheblich größerer Anteil dezentraler Stromerzeugung / Einspeisung in der Stromverteilnetz
- erheblich größerer Anteil fluktuierender Stromerzeugung (Wind On- und Offshore; Solarstromimporte)
- absoluter Rückgang des aktuellen Stromverbrauchs

➔ Stromnetzbetreiber stehen vor großen Herausforderungen

Wärmebereitstellung nach dem Leitszenario 2006

Leprich, 28. Februar 2008

7



20 %
REG

Quelle: BMU 2007

- erheblich größerer Anteil der Nah- und Fernwärme
- erheblich größerer Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung
- davon ein erheblicher Anteil netzgebunden (große Biomasse; Solarwärme; Geothermie)
- absoluter Rückgang des aktuellen Wärmeverbrauchs

➔ Gasnetzbetreiber stehen vor großen Herausforderungen

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung

➤ 2. **Konsequenzen für die Netzregulierung**

a) Netzanschluss

b) Netzzugang

c) Netznutzung / Netzentgeltregulierung

d) Netzoptimierung

3. Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

Strom

- 4 Übertragungsnetzbetreiber
- ca. 877 Verteilnetzbetreiber

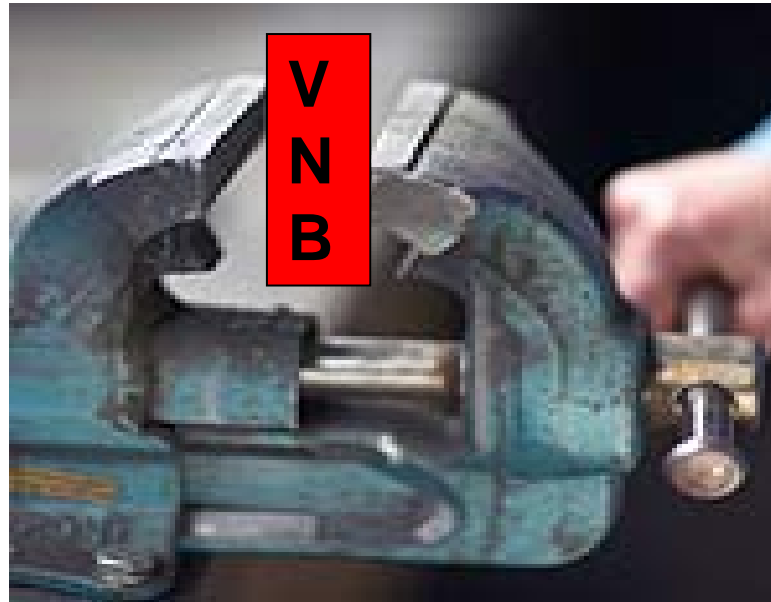
Gas

- 15 Ferngasnetzbetreiber
- 737 Ortsgasnetzbetreiber

- Der Anschluss dezentraler Anlagen verursacht Aufwand und Kosten, die nicht zusätzlich erstattet werden (Transaktionskosten, mögliche Netzverstärkungen etc.), sie vermindern bei Eigenerzeugung das Absatzvolumen, sie erschweren das Energiedatenmanagement, sie erhöhen das Risiko falscher Lastprognosen, sie erhöhen möglicherweise den Regelenergiebedarf etc.
- Objektversorgungen und Arealnetze verringern den Umsatz, führen zum Verlust der Kunden und verteuern kurz- und mittelfristig für die übrigen Kunden das Netz
- Stromeffizienzaktivitäten der Verbraucher schmälern das Absatzvolumen
- Ausgaben für Forschung & Entwicklung / Innovationen werden kaum erstattet bzw. honoriert

→ Abwehrhaltung gegenüber diesen Aktivitäten ist inhärent

- liberalisierungsbedingte Mehrkosten
- EEG- und KWK-G-induzierte Kosten
- hohe Gewinn- und Renditeansprüche



- Benchmarking-Berichte der EU
- Vergleichsmarktbetrachtungen
- Medienschele

Im Schraubstock zwischen „Vergleichsmarktkonzept“, „Ohnehin“-Zusatzkosten und Gewinnerwartungen der Anteilseigner waren die VNB gezwungen, alle „unnötigen“ Ausgaben tunlichst zu vermeiden.

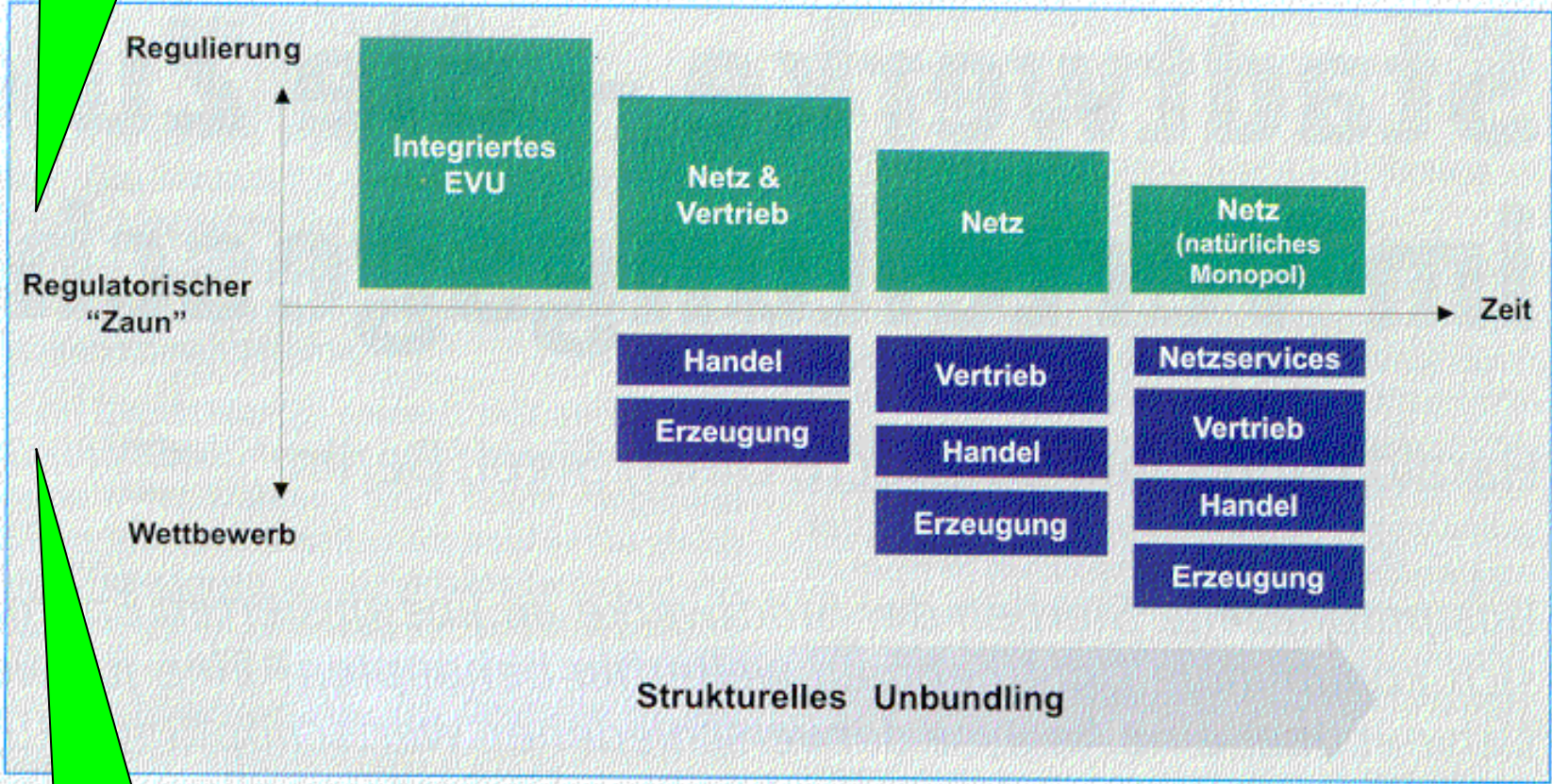
Der Schlüssel:

in der Netzregulierung die „richtigen“
Anreize zur Unterstützung der
Zielperspektiven durch die Strom-
und Gasnetzbetreiber setzen !

Ansatzpunkte der Netzregulierung



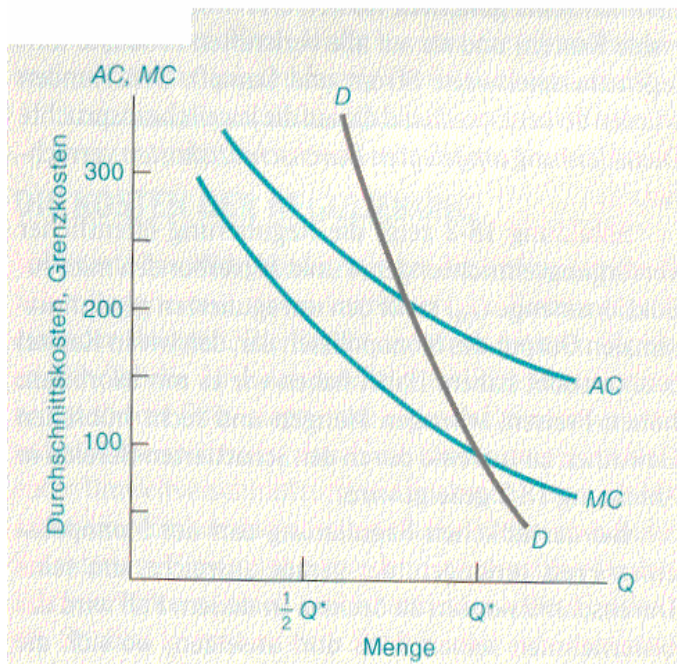
kontinuierliche
Regulierung



„Market Design“

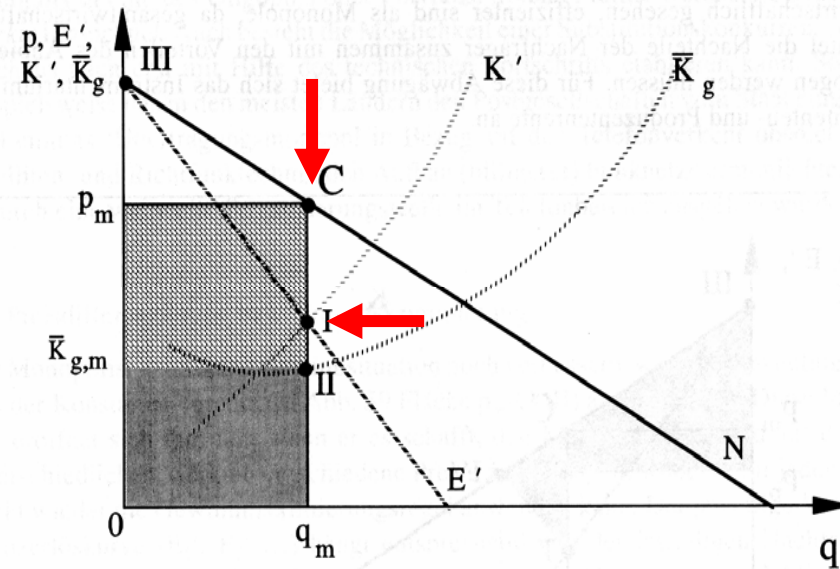
Marktversagen durch „natürliches“ Monopol

Die AC-Kurve eines natürlichen Monopolisten fällt selbst dort noch, wo sie die DD-Kurve der Branche schneidet. Eine effiziente Produktion erfordert daher eine Konzentration und muß daher von einem einzigen Unternehmen erbracht werden.



Der Netzbereich ist ein „natürliches“ Monopol. Ohne staatliche Eingriffe werden hier in aller Regel Monopolgewinne erzielt.

Preisbildung im Monopol



Quelle: Samuelson/Nordhaus 1996

Über „Marktversagen“ hinaus: Gemeinwohlaspekte

- Versorgungssicherheit als „meritorisches“ Gut
- Kontrolle ökonomischer Macht
- Gerechtigkeit / besonderer Verbraucherschutz
- Umweltschutz / Nachhaltigkeitsziele

- Anreize zur Kostensenkung / Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität
- Erhalt der Unternehmenssubstanz / Schutz vor Monopolmissbrauch
- Rechtssicherheit durch explizite Normensetzung / Flexibilität durch rasche Anpassungsmöglichkeiten
- Transparenz von Marktdaten gegenüber der Behörde und der Öffentlichkeit / Wahrung von Geschäftsgeheimnissen
- Grad der Entflechtung der Marktfunktionen / Regulierungsintensität (je stärker die Entflechtung der Marktstufen, desto weniger eingriffsintensiv die Regulierung)

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung
2. Konsequenzen für die Netzregulierung
 - a) **Netzanschluss**
 - b) Netzzugang
 - c) Netznutzung / Netzentgeltregulierung
 - d) Netzoptimierung
3. Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

Der Netzanschluss für dezentrale Anlagen sollte

- nicht-diskriminierend
- zu den ökonomisch minimal notwendigen Kosten
- zu für den Anlagenbetreiber nicht prohibitiv hohen Kosten
- am richtigen Standort
- rasch
erfolgen.

- „zu hohe“ Anschlusskosten für die Anlagenbetreiber
- Verweigerung von Netzanschluss, wenn „wirtschaftlich nicht zumutbar“
- Verweigerung von Netzanschluss, wenn Netzkapazität nicht ausreicht
- Verschleppung von notwendigem „unverzöglichem Ausbau“
- z.T. nur schwache Signale für aus Netzsicht optimalen Standort

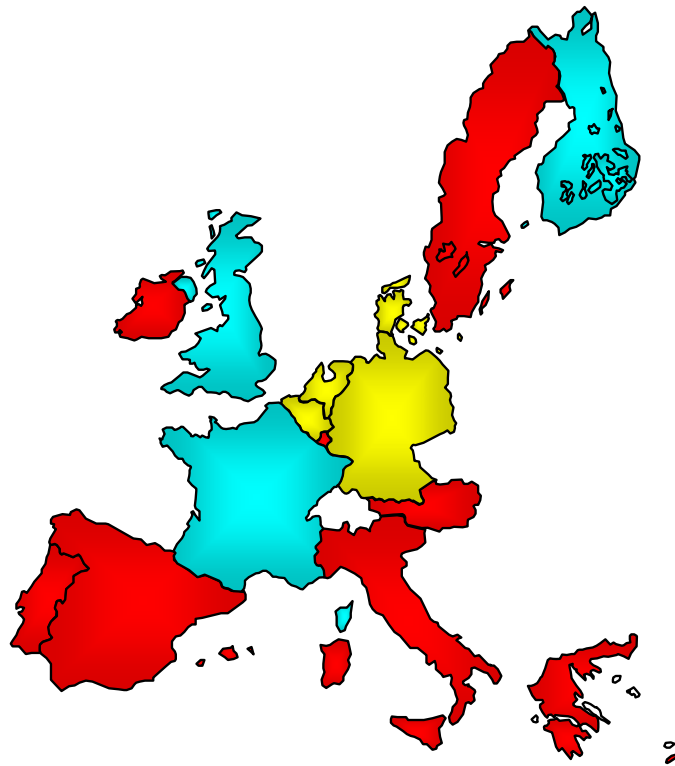
Verweigerung von Netzanschlüssen



Der Netzbetreiber E.DIS verweigert in mehreren Fällen den Anschluss auch kleiner PV-Anlagen an sein Netz mit (sinngemäß) folgender Begründung:

Im Versorgungsgebiet der E.DIS werde mehr Strom aus Windanlagen eingespeist, als überhaupt zum gleichen Zeitraum verbraucht werden könne. Deshalb müsse überschüssiger Strom in andere Versorgungsgebiete mit weniger Windanlagen weitergeleitet werden. Dies geschehe über die 110 kV-Hochspannungsleitungen der E.DIS, die eigentlich ja zur Versorgung der E.DIS-Kunden diene. Die Energieflussrichtung in diesen Leitungen habe sich nicht nur umgekehrt, sondern die Leitungen seien inzwischen sogar durch die rückwärts fließende elektrische Energie überlastet. Der Neubau einer 110 kV Hochspannungsleitung sei bereits beantragt, das Genehmigungsverfahren daure erfahrungsgemäß mehrere Jahre, bis dahin sei der Anschluss weiterer - selbst kleiner - EE-Anlagen leider nicht möglich.

**Ist das Netz wirklich
„voll“ ?**



Predominant Charging Philosophy

- Deep
- Mixed or no standard
- Shallow

Charging Method	Summary
"Shallow"	Generator pays only for the cost of equipment needed to make the physical connection to the grid. Costs of reinforcement are borne by DNOs.
"Deep"	Generator pays all costs associated with its connection. Includes the cost of physical connection to the grid and any upstream grid reinforcement costs.

Quelle: Knight (ELEP project), 2006

Ökonomische Begründung für „flache“ Anschlussgebühren



- Reduktion der Transaktionskosten bei Anlagen- und Netzbetreibern, daher Beitrag zur Effizienz
- Schaffung von Investitionssicherheit und damit verbunden Senkung von Investitionsrisiken
- Kosten für DG möglichst niedrig, damit auch Marktzutrittsschranken niedrig
- Kalkulation einfach und transparent

- Berücksichtigung der induzierten Mehrkosten für den Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung
- regelmäßige Vorlage von Netzverstärkungs- und –ausbauplanungen
- Anreize zum „unverzöglichen“ Netzausbau
- explizite Standortsignale für die Anlagenbetreiber

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung
2. Konsequenzen für die Netzregulierung
 - a) Netzanschluss
 - b) **Netzzugang**
 - c) Netznutzung / Netzentgeltregulierung
 - d) Netzoptimierung
3. Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

- prioritärer Netzzugang für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung („priority access“)
- Integration der Anlagen in das Netzlastmanagement der Netzbetreiber im Sinne einer Gesamtkostenoptimierung

- absoluter Vorrang für EEG-Anlagen in Deutschland, auch gegenüber KWK-Anlagen
- obligatorische Einwilligung zum Erzeugungsmanagement bei neuen Windkraftanlagen gefährdet u.U. Investitionen

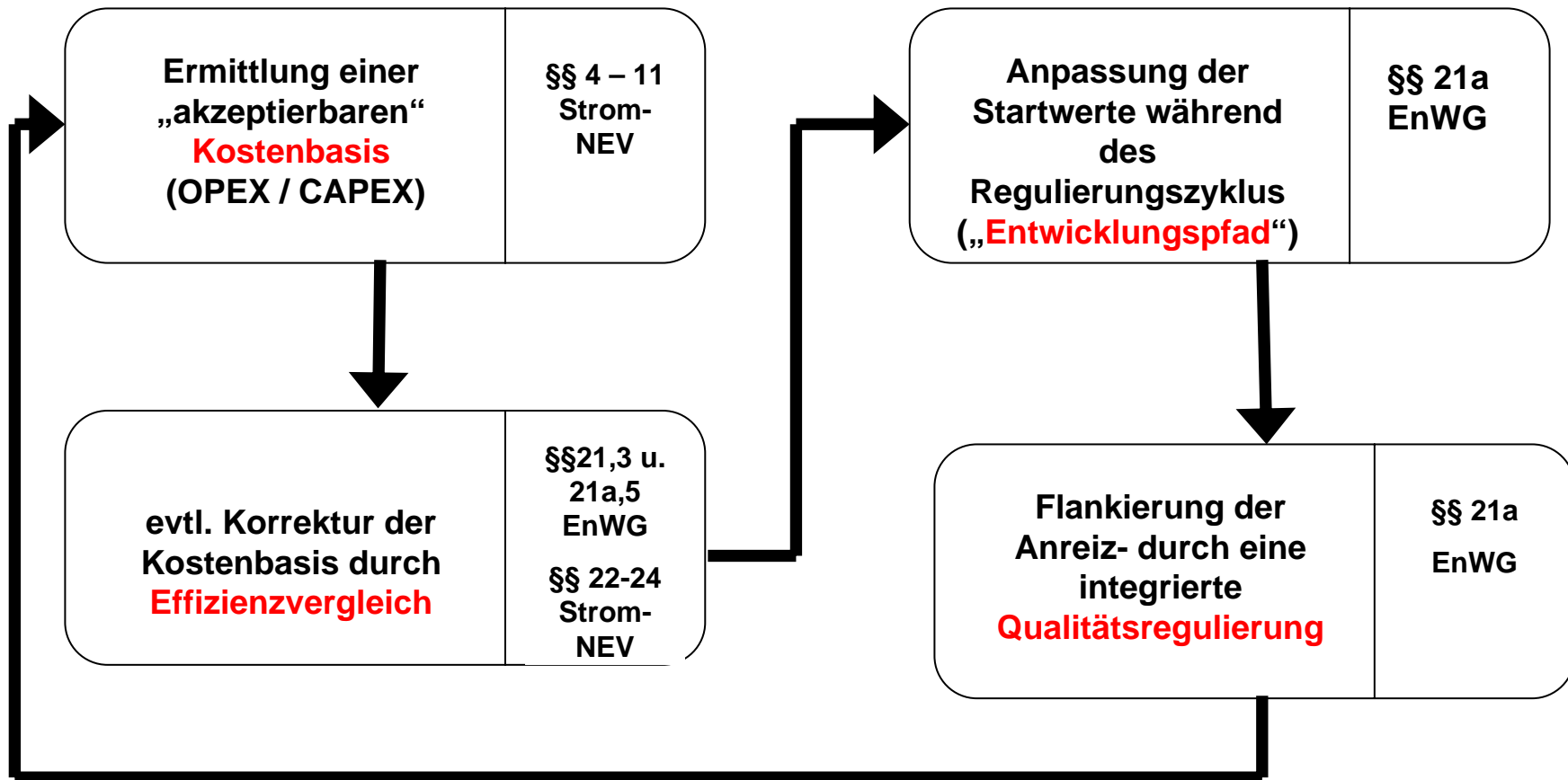
- „priority access“ mit fortschreitender Marktintegration der dezentralen Anlagen entbehrlich, da in der Merit Order der Kraftwerkseinsatzplanung ohnehin in günstiger Position
- Erzeugungsmanagement als Teil eines umfassenden Netzlastmanagements inkl. netz- und marktseitiger Maßnahmen definieren
- die Kosten des Erzeugungsmanagements inkl. der Opportunitätskosten der Anlagenbetreiber in die Netzentgeltfestlegung integrieren

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung
2. Konsequenzen für die Netzregulierung
 - a) Netzanschluss
 - b) Netzzugang
 - c) **Netznutzung / Netzentgeltregulierung**
 - d) Netzoptimierung
3. Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

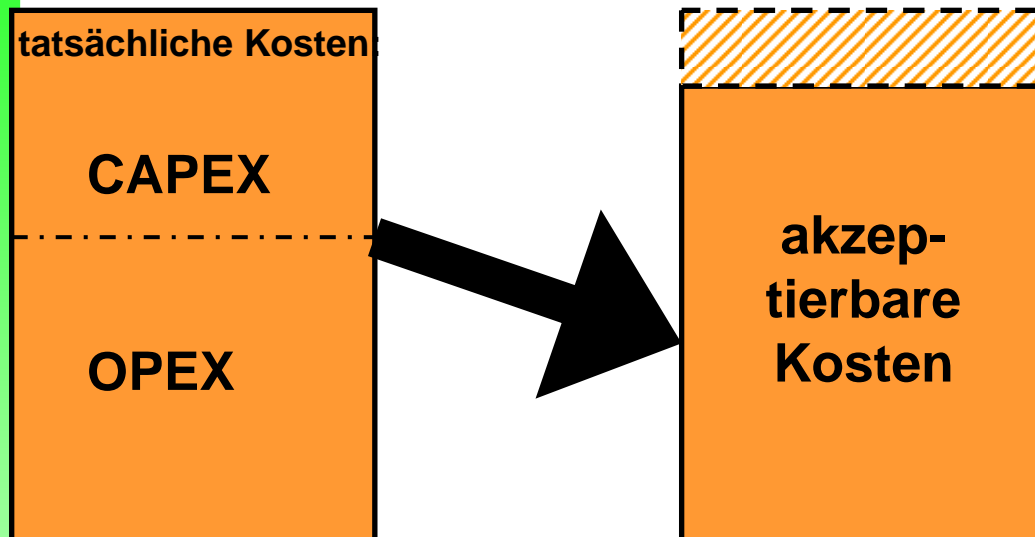
- Erhebung fairer Netznutzungsentgelte zur Abdeckung der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung seitens der Netzbetreiber
- Neutralisierung von Negativanreizen der Netzbetreiber gegenüber dezentralen Anlagen
- Neutralisierung von Negativanreizen der Netzbetreiber gegenüber Effizienzaktivitäten der Verbraucher

- unzureichende Neutralisierung der Netzbetreiber wegen unzureichender Entflechtung des Netzes von den übrigen Stufen der Wertschöpfungskette
- unzureichende Neutralisierung der Netzbetreiber wegen bestehender Fehlanreize im Regime der Netzentgeltgenehmigung
- zu geringe Auszahlung vermiedener Netznutzungsentgelte an die Anlagenbetreiber

Künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte

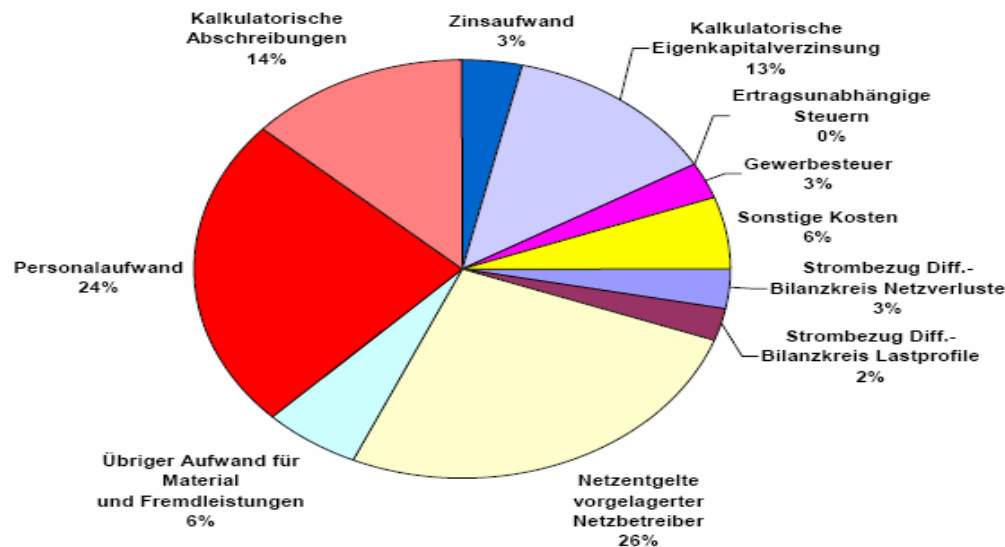


(1) Ermittlung der Kostenbasis



Welche Kosten sind grundsätzlich akzeptierbar, welche nicht ?

Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb (Strukturen)



Beispiel Stromverteilnetz:
 ca. 30% dnb KA;
 30% OPEX; 30% CAPEX; 10% sonst

(1) Zusatzkosten durch dezentrale Anlagen



Kostenkategorie	Verursachung durch
Vertragskosten / Messkosten / sonstige Transaktionskosten	Anzahl der Vertragspartner, d.h. in der Regel Anzahl der Anlagen
Abwicklung von Förderungen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Betriebsführungsaufwendungen	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Leistungscharakteristika
Eventuelle Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten inkl. Netzleitsysteme	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast

- Bei der Prognose der Betriebskosten (OPEX) ist abzusichern, dass die absehbaren Kosten, die durch die Erschließung dezentraler Optionen künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Möglicherweise können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Option und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen.
- Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast zahlen, sind ebenfalls als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen.

(2) Der Effizienzvergleich

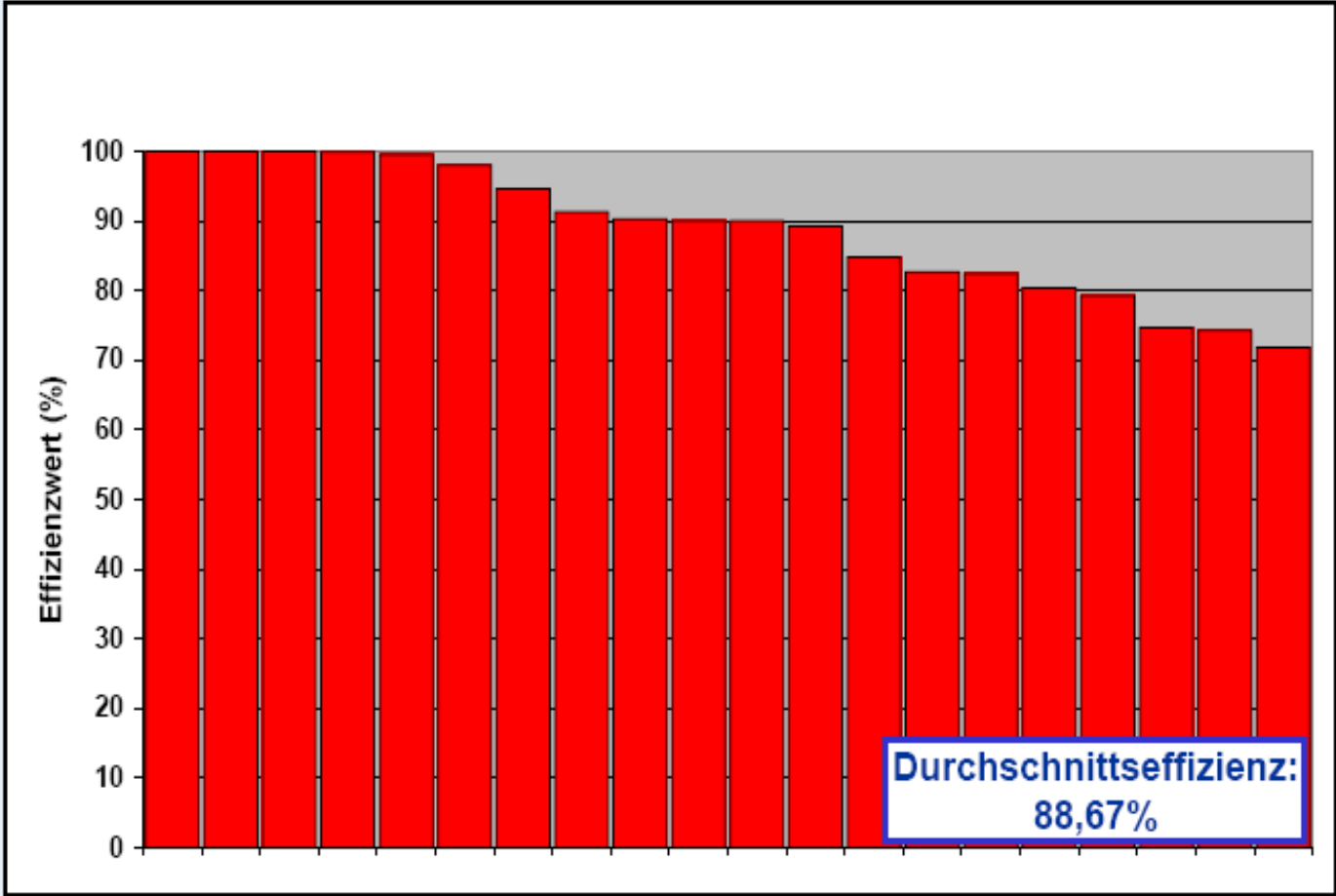


- Der Effizienzvergleich („Benchmarking“) dient der Ermittlung einer individuellen Effizienzvorgabe als Abzugsfaktor von der Erlösobergrenze
- Er bezieht sich auf die gesamten beeinflussbaren Kosten des Netzbetreibers („TOTEX“)
- Er führt letztlich zur Nicht-Anerkennung von Kosten, die nach den Regelungen der Netzentgeltverordnungen als akzeptierbare Kosten anerkannt würden.

(2) Der Effizienzvergleich am Beispiel Österreichs



Benchmarkinganalyse – Effizienzwert 2005

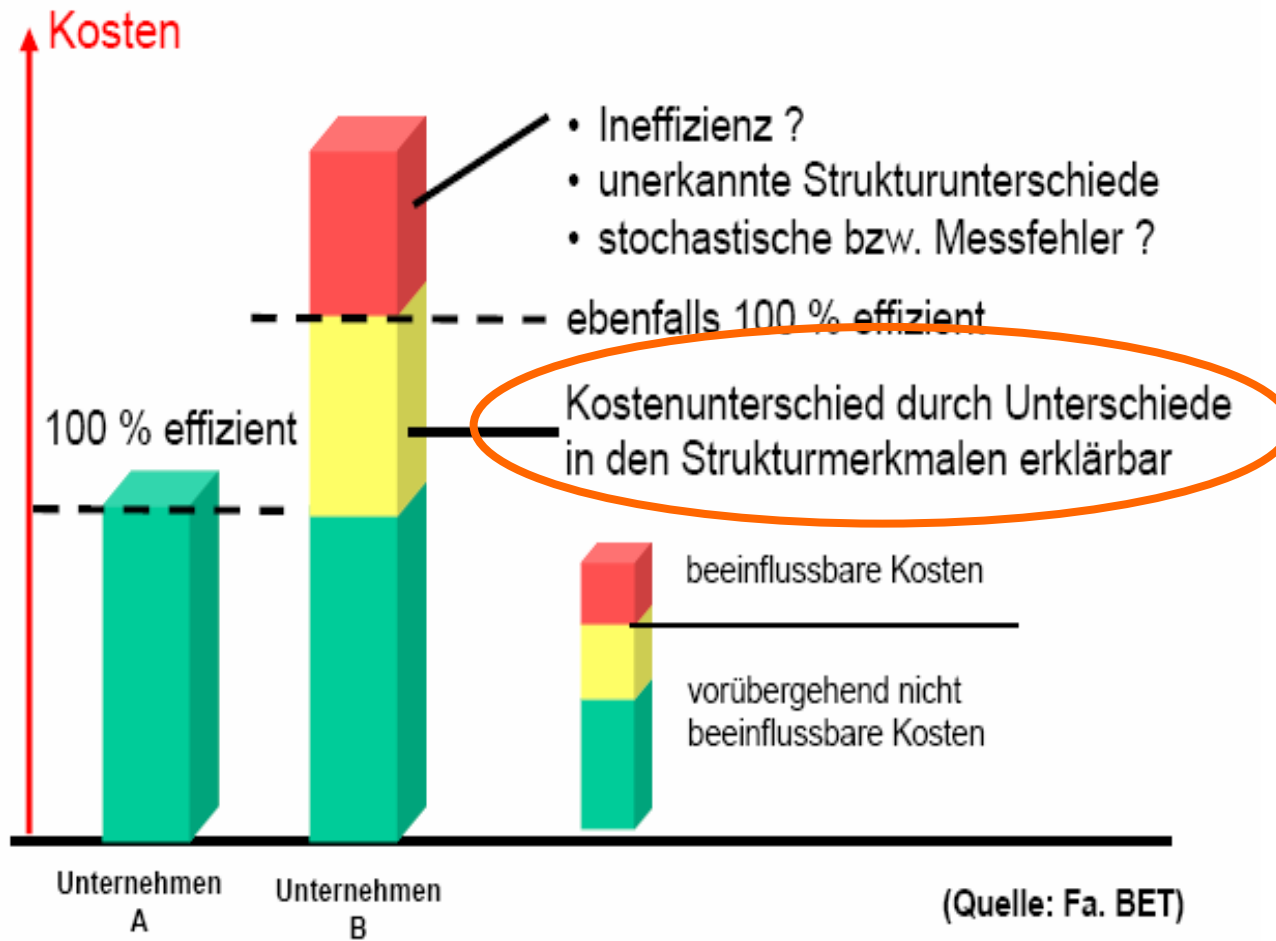


74,76
%

Durchschnittseffizienz:
88,67%

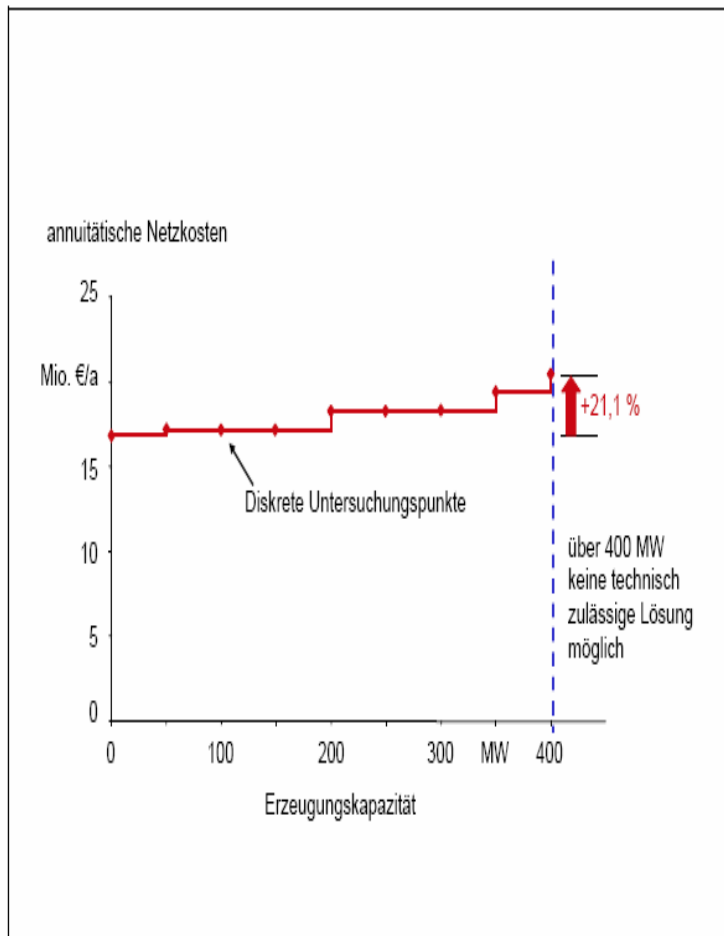
Quelle: Rodgarkia-Dara 2005

(2) Der Effizienzvergleich



(2) Ansätze beim Effizienzvergleich

Der Bericht der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung:



(1040) Die Erkenntnis, dass in der Anschlussebene von Erzeugungsanlagen mit nennenswerten Mehrkosten zu rechnen ist, hat auch die für Mittelspannungsnetze durchgeführte Untersuchung bestätigt. Hier haben sich in dem betrachteten Mittelspannungsnetz Mehrkosten von rund 5 % bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Jahreshöchstlast dieses Netzes ergeben. Diese Mehrkosten fallen, wie zu erwarten ist und durch eine weiterführende Untersuchung bestätigt werden konnte, in der Praxis noch höher aus, da Erzeugungsanlagen im Gegensatz zu der obigen „Grüne-Wiese“-Betrachtung in der Regel in ein bereits bestehendes Netz zu integrieren sind.

Wie schlägt sich diese Erkenntnis quantitativ beim Effizienzvergleich nieder ?

In der Verordnung festgelegte Strukturmerkmale

- Anzahl der Anschluss- bzw. Ausspeisepunkte
- Fläche des versorgten Gebietes
- die Leitungslänge
- die zeitgleiche Jahreshöchstlast die dezentralen Erzeugungsanlagen

Mögliche konkrete Strukturmerkmale bei dezentralen Erzeugungsanlagen:

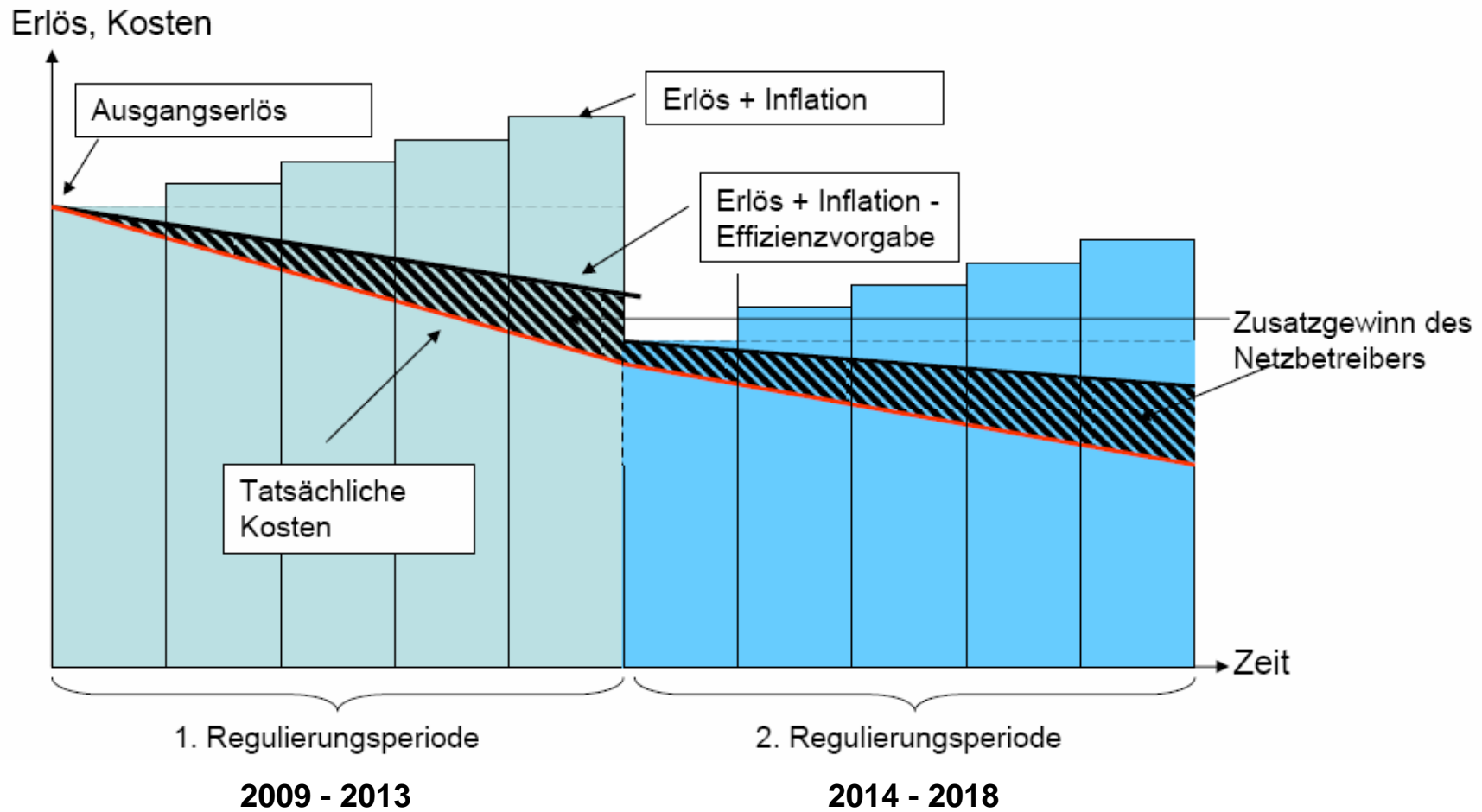
- Strukturmerkmal bei reinem OPEX-Vergleich:
Anzahl der Anlagen
- Strukturmerkmal bei reinem CAPEX-Vergleich:
Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast

Zusatzbemerkung zum Gasnetz- Effizienzvergleich:

Wie lässt sich eine mögliche
Effizienzverschlechterung bei der
Gasnetznutzung durch eine ökologisch
begründete Vorrangpolitik für Nah- und
Fernwärmenetze durch geeignete
Strukturmerkmale berücksichtigen ?

(3) Die Regulierungsformel (Revenue Cap)

$$R(t) = R(t-1) * (1 + VPI - X)$$



$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t$$

Charakteristika und Elemente

- Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap)
- Periodenlänge 5 Jahre (Gas: 4 Jahre in der ersten RP)
- dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil (KA_{dnb}), **Bestandteil Saldo des Regulierungskontos (RK)**
- vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (KA_{vnb})
- beeinflussbarer Kostenanteil (KA_b)
- Individuelle Effizienzvorgabe (V) → Effizienzvergleich
- Inflationsausgleich durch Verbraucherpreisgesamtindex (VPI)
- genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (PF)
- **Erweiterungsfaktor (EF)**
- **Qualitätsfaktor (Q)**

(3) Erweiterungsfaktor (EF; §10)



Der Erweiterungsfaktor

- berücksichtigt Veränderungen von Kostentreibern innerhalb der Regulierungsperiode
- ist daher grundsätzlich geeignet, Risiken der VNB gegenüber „ungeplanten“ Kostenzuwächsen innerhalb der Regulierungsperiode zu neutralisieren

Als Kostentreiber sind zunächst festgeschrieben:

- Fläche des versorgten Gebiets
- Anzahl der Anschlusspunkte bzw. Ausspeisepunkte
- Jahreshöchstlast

Zusätzlich könnten Anzahl und Leistung dezentraler Anlagen berücksichtigt werden

(3) Regulierungskonto (RK; §5)



Das Regulierungskonto

- saldiert periodenübergreifend Mengenschwankungen
- entschärft den Anreiz zur unterschätzten Mengenprognose
- neutralisiert Mengenreduktionen durch u.a.
 - Netzkundenab-/zugänge
 - Eigenerzeugung
 - Areal-/Objektnetze
 - Anwendungseffizienz

Der Saldo des Regulierungskontos wird gleichmäßig auf die folgende Regulierungsperiode verteilt. Diese Zu- bzw. Abschläge gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

(3) Qualitätsregulierung (QF; §§18-20)



- Aufnahme eines Qualitätselements in die Regulierungsformel
- Bestimmung des Elements soll zur zweiten Regulierungsperiode erfolgen, u.U. bereits auch zur ersten
- Kennzahlen zur Bewertung der Netzzuverlässigkeit sind zu ermitteln
- Dazu gehören zumindest Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung, Häufigkeit der Unterbrechung, Menge der nicht gelieferten Energie und Höhe der nicht gedeckten Last

	Garantierter Kundenstandard	Internationale Praxis (Strom) (gemäß 3. Benchmarking-Bericht der CEER)			Empfehlungen		
		Grenzwert	Pönale	autom. Zahlung	Grenzwert	Pönale	autom. Zahlung
Strom u. Gas	Maximale Unterbrechungsdauer *	4 - 24 Stunden	8 - 120 €	ja	18 Stunden	30,00 €	ja
Strom	Häufigkeit langer Unterbrechungen	2 - 24 (alle Unterbrechungen), 3 Unterbrechungen mit Dauer von je mindestens 3 Stunden (UK)	30 €, unterschiedliche Formeln, z.T. abhängig von Spannungsebene	nein	mehr als 3 Unterbrechungen mit einer Dauer von je mindestens 4 Stunden	30,00 €	nein

* wird bei Gas diese Dauer durch die notwendige Einhaltung von Sicherheitsbestimmungen überschritten, so wird die maximale Dauer entsprechend verlängert und angepasst

Tabelle 15: Übersicht garantierte Kundenstandards für die Netzzuverlässigkeit, deren Grenzwerte und Pönalen

... könnte Netzbetreiber für „dezentrale Effizienz“ belohnen

Mögliche Kennziffern:

- Beitrag der dezentralen Optionen zur Minderung der Netzhöchstlast
- Anteil der Netzreservekapazität im Verhältnis zur Netzhöchstlast
- Verhältnis der Netzanschlussleistung zur Netzhöchstlast
-

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung
2. Konsequenzen für die Netzregulierung
 - a) Netzanschluss
 - b) Netzzugang
 - c) Netznutzung / Netzentgeltregulierung
 - d) **Netzoptimierung**
3. Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

RICHTLINIE 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 26. Juni 2003

über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

Artikel 14

Aufgaben der Verteilernetzbetreiber

(7) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.

Energiewirtschaftsgesetz

§ 14

Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen

(2) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

- Sowohl beim Netzbetrieb als auch beim Netzausbau sind kostenentlastende Optionen im Netzgebiet auf der Angebots- und der Nachfrageseite systematisch zu berücksichtigen
- Minimierung der Gesamtkosten für Verlustenergie ist Bestandteil einer ökonomischen Netzoptimierung
- Minimierung der Gesamtkosten für Systemdienstleistungen ist Bestandteil einer ökonomischen Netzoptimierung

1. Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung

2. Konsequenzen für die Netzregulierung

a) Netzanschluss

b) Netzzugang

c) Netznutzung / Netzentgeltregulierung

d) Netzoptimierung

➤ 3. **Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber**

- Er optimiert sein Netz unter systematischer Berücksichtigung aller „sinnvollen“ dezentralen Angebots- und Nachfrageoptionen („level playing field“-Abwägung), u.a. durch Förderung engpassorientierter Einspeisung
- Er sorgt für den standortoptimierten Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen an das Netz
- Er vernetzt die Anlagen über moderne Steuerungs- und Regelungstechniken und ermöglicht ihren optimalen Beitrag zu seinem Netzlastmanagement
- Er bietet allen dezentralen Einspeisern und Anlagenbetreibern einen umfassenden Service und minimiert ihre Transaktionskosten

- NB als dezentraler Energiemanager zur Netzlastoptimierung
- NB als Partner dezentraler Akteure zur Vermittlung / Unterstützung der Teilnahme an den Teilmärkten
- NB als Initiator und Unterstützer „sinnvoller“ Arealnetz- und Objektversorgungen
- NB als Unterstützer „sinnvoller“ Eigenerzeugung
- NB als Effizienzpartner für die Endkunden / Vermittler

=> positives Leitbild des NB als Systemoptimierer, Marktpartner und wichtiger Akteur für den Umbau der Stromversorgung zu einem nachhaltigeren System

Energy Efficiency Commitment UK

Tabelle 3:
Spezifische Einsparziele im
Rahmen der EESoP 3
Quelle: OFGEM, 2000

Anzahl Kunden (in Mio)	Einsparziel Strom (in GWh)	Einsparziel Gas (in GWh)
0,05	7,7	11,5
0,1	16,3	24,1
0,25	43,6	64,2
0,5	91,4	134
1	191	280
2	399	584
3	613	897
5	1.052	1.539
10	2.188	3.195
15	3.356	4.897

- Der Umbau des Strom- und Wärmesektors ist aus Klimaschutzgründen zwingend notwendig
- Dieser Umbau wird auf Dauer nicht gegen die Interessen der Strom- und Gasnetzbetreiber durchgesetzt werden können.
- Die Interessen der Netzbetreiber sind im Rahmen einer intelligenten Anreizregulierung zu berücksichtigen.
- Richtige Anreize sind eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für die Motivation der Netzbetreiber; auf Dauer bedarf es einer unternehmenskulturellen Umwälzung in der Netzwirtschaft.

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

Prof. Dr. Uwe Leprich
Hochschule für Technik und Wirtschaft
Waldhausweg 14
D-66123 Saarbrücken
Tel. +49 681 – 5867 526
Fax +49 681 – 5867 507

email: uleprich@htw-saarland.de

Homepage: <http://www.htw-saarland.de/fb-wi/personal/dozenten/leprich/publikationen>