

---

# Grundzüge der Elektrizitätswirtschaft

PD Dr. Christian von Hirschhausen (Lehrstuhlvertretung)  
cvh@mailbox.tu-dresden.de



**Technische Universität Dresden**  
**DREWAG-Stiftungslehrstuhl EnErgiewirtschaft / EnergyEconomics**

Energiewirtschaft 1  
Vorlesung 3.1 Elektrizitätswirtschaft

# Fachkern „Energiewirtschaft“

## Gliederung WS 2003/04

---

Organisation / Termine

1. Grundlagen
2. Ressourcen- und Regulierungs- Management
3. Märkte, Unternehmensstrategien,  
Energiepolitik

# Gliederung

---

## 3.1 Elektrizitätswirtschaft

3.2 Gaswirtschaft

3.3 Kohlewirtschaft

3.4 Mineralölwirtschaft

3.5 Erneuerbare Energieträger

3.6 Emissions-Handel

# VL Elektrizitätswirtschaft: Agenda

---

3.1.1 Marktstruktur

3.1.2 Energiepolitik

## Wirtschaftsfaktor Stromversorgung in der EU 2000

Land	Beschäftigte	Jahresumsatz Mrd. €	Jahresinvestitionen Mrd. €
Deutschland	137.000	34,2	3,4
Frankreich	113.990	28,2	5,4
Großbritannien	62.000	25,9	4,1
Italien	96.200	31,4	3,6
Schweden	20.000	5,1	0,9
Spanien	29.111	13,1	2,0
<b>EU 15</b>	<b>594.455</b>	<b>175,1</b>	<b>23,6</b>

Stand 2000

Quellen: Eurelectric, Brüssel; VDEW

# Besonderheiten des Gutes Elektrizität

---

- Fehlende Speicherbarkeit „Echtzeittransport“
- Leitungsgebundenheit
- Hoher Fixkostenanteil bei Erzeugung und Transport
- Größenvorteile im Erzeugungs- und Netzbereich
- Tageszeitliche und saisonale Nachfrageschwankungen
- Flüsse im vermaschten Netz nach den Kirchhoff'schen Regeln
  - Zuflüsse entsprechen Abflüssen
  - Stromfluss umgekehrt proportional zum Widerstand (Länge)

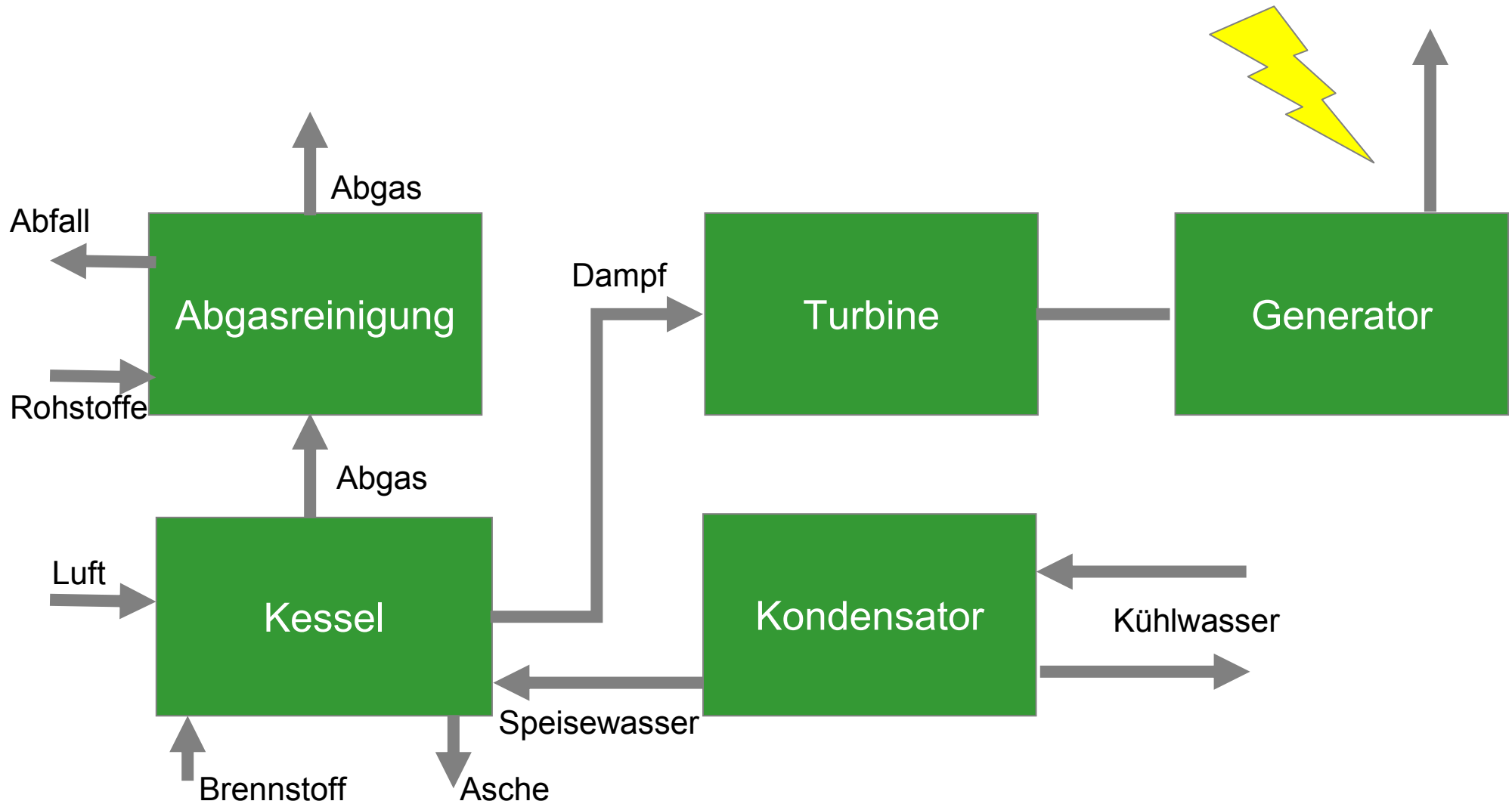
Quelle: Prof. Dr. Winje, VL Energiewirtschaft TU Berlin

# Begriffe der elektrischen Arbeit

<b>Bruttostromerzeugung</b>	Im Kraftwerk erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen.
<b>- Kraftwerkseigenverbrauch</b>	Elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen verbraucht wird. Der Verbrauch von nicht-elektrischen Neben- und Hilfsanlagen (z.B. Bürobeleuchtung im EVU) ist nicht Eigenverbrauch.
<b>= Nettostromerzeugung</b>	Erzeugung – Eigenverbrauch
<b>+ Bezug</b>	Elektrische Arbeit, die von Dritten bezogen wird (z.B. Bezug von anderen EVU oder aus industrieller Erzeugung).
<b>= Netzeinspeisung</b>	Elektrische Arbeit, die vom EVU in das Netz eingespeist wird.
<b>- Pumpstromverbrauch</b>	Elektrische Arbeit zum Fördern des Speicherwassers bei Pumpspeichieranlagen. Gilt analog für andere Speichieranlagen.
<b>= Abgabe</b>	Die Menge von Arbeit, die das EVU an das Netz zur Verfügung der Verbraucher abgibt. Arbeitsverluste im Netz sind hierin noch enthalten.
<b>- Arbeitsverluste im Netz</b>	Verluste, die durch Transport und Umspannung bedingt sind.
<b>= Nutzbare Abgabe</b>	Gesamte Abgabe an Verbraucher, einschl. der Abgabe an das EVU selbst.
<b>- Betriebsverbrauch</b>	Verbrauch des EVU in den betriebseigenen Einrichtungen
<b>= Abnahme</b>	Von den Abnehmern (Kunden des EVU) an den Übergabestellen dem Netz entnommene elektrische Arbeit

Nach Pfaffenberger (1998)

# Schema eines Dampfkraftwerks



Nach Pfaffenberger (1998, S.45)



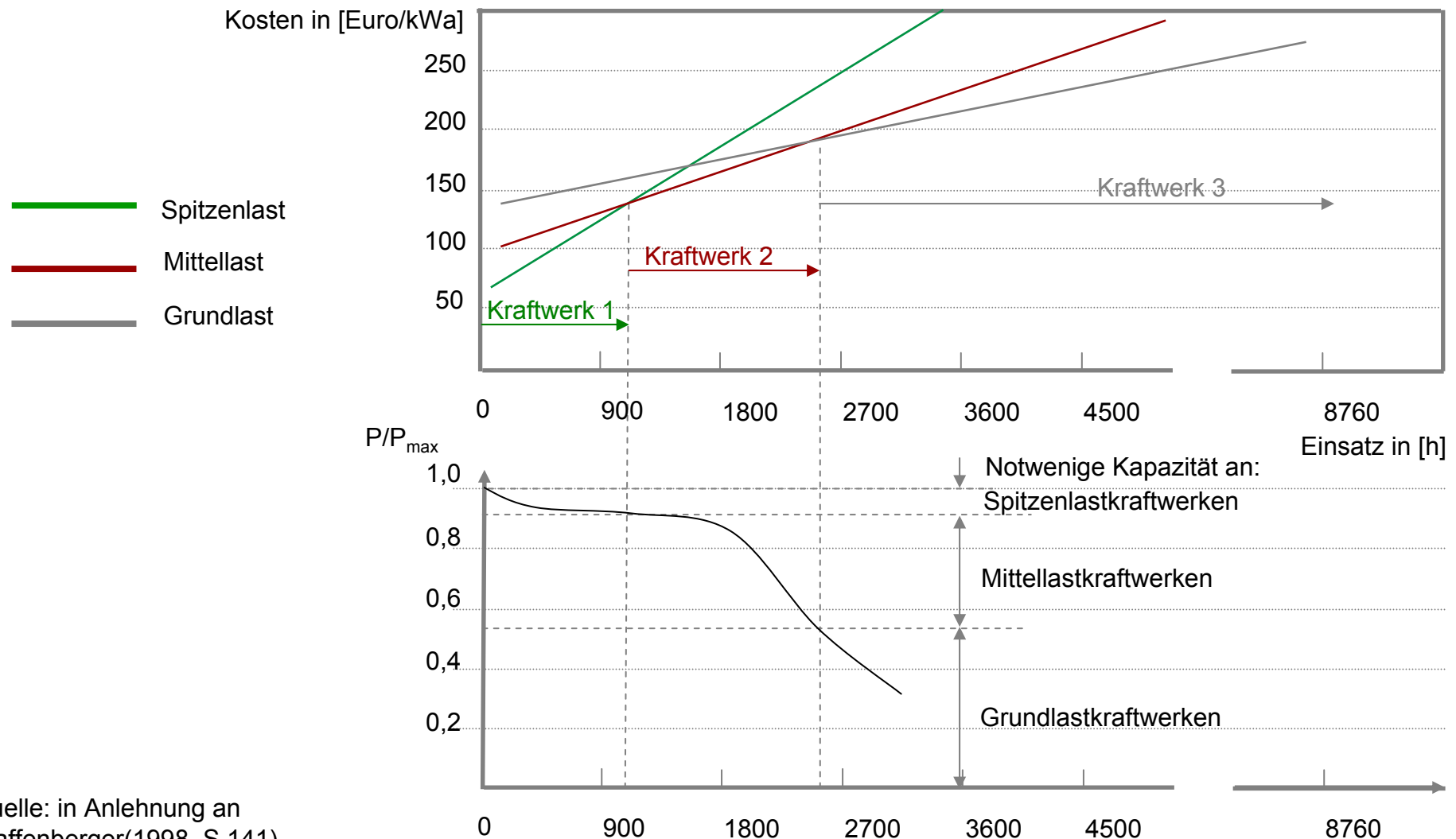
## Anhaltswerte für Investitionskosten und variable Betriebskosten von Kraftwerken

Kraftwerkstechnologie	spez. ca. Investitionskosten [€/kWel]	Brennstoffkosten [Ursprungseinheit] Basisjahr 2000	Netto-Wirkungsgrad ca.	variable Betriebskosten [€/MWhel]
Kernkraft	1.500,- bis 3.000,-	1,1 €/GJ	33% - 36%	0,6
Braukohle	1.200,- bis 2.000,-	1,6 €/GJ	40% - 49%	1,5 bis 2,5
Steinkohle	1.300,- bis 2.000,-	1,8 €/GJ	38% - 50%	1,5 bis 2,5
mit Kohlevergasung:	bis 2.500,-		bis 52%	
Erdgas-GUD	500,- bis 1.000,-	2,8 €/GJ	55% - 60%	1,-
Gasturbinen	250,- bis 500,-	2,8 €/GJ	35% - 38%	1,-
Wasser (Neubau:)	4.000,- bis 7.500,-	0	99%	
(Modernisierung:)	1.000,- bis 2.000,-			
Wind	800,- bis 1.300,-	0	99%	

Quelle: Schneider, Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, 1998; Hirschl, Markt- und Kostenentwicklung ern. Energien, 2002

# Kostenoptimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks

## Kostenfunktion der Kraftwerke



Quelle: in Anlehnung an Pfaffenberger(1998, S.141)

## Einsatzbereiche von Kraftwerken

Art	zeitlich auftretender elektrischer Energiebedarf	spezifische Investitionskosten	spezifische Brennstoffkosten	Energieträger
Grundlast	$T_B > 6000 \text{ VBh/a}$	hoch	niedrig	Kernenergie Braunkohle Laufwasser
Mittellast	$1500 \text{ VBh/a} < T_B < 6000 \text{ VBh/a}$	mittel	mittel	Steinkohle
Spitzenlast	$T_B < 1500 \text{ VBh/a}$	niedrig	hoch	Speicherwasser Erdgas Heizöl

$T_B$  = jährliche Betriebsdauer in Vollastbetriebsstunden (VBh/a)

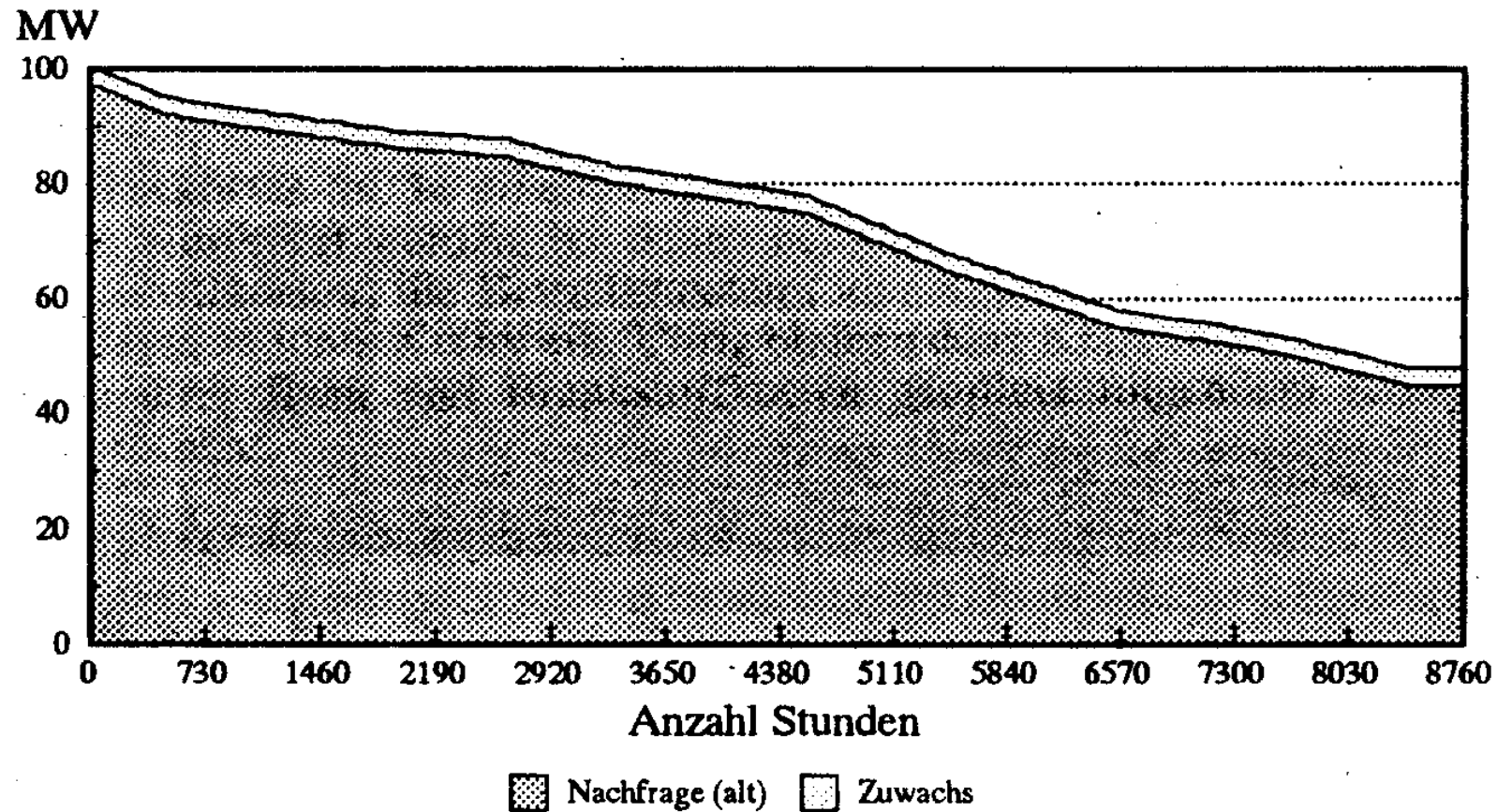
$$T_B = \frac{\text{Jahresarbeit}}{\text{Nennleistung}} = \frac{A_a}{P_N}$$

- weitere Einflussgrößen:
- Alter der Anlage
  - Standort
  - Wirkungsgrad
  - Wärmeauskopplung
  - Änderung der Brennstoffpreise

Quelle: nach Prof. Dr. Winje, VL Energiewirtschaft TU Berlin

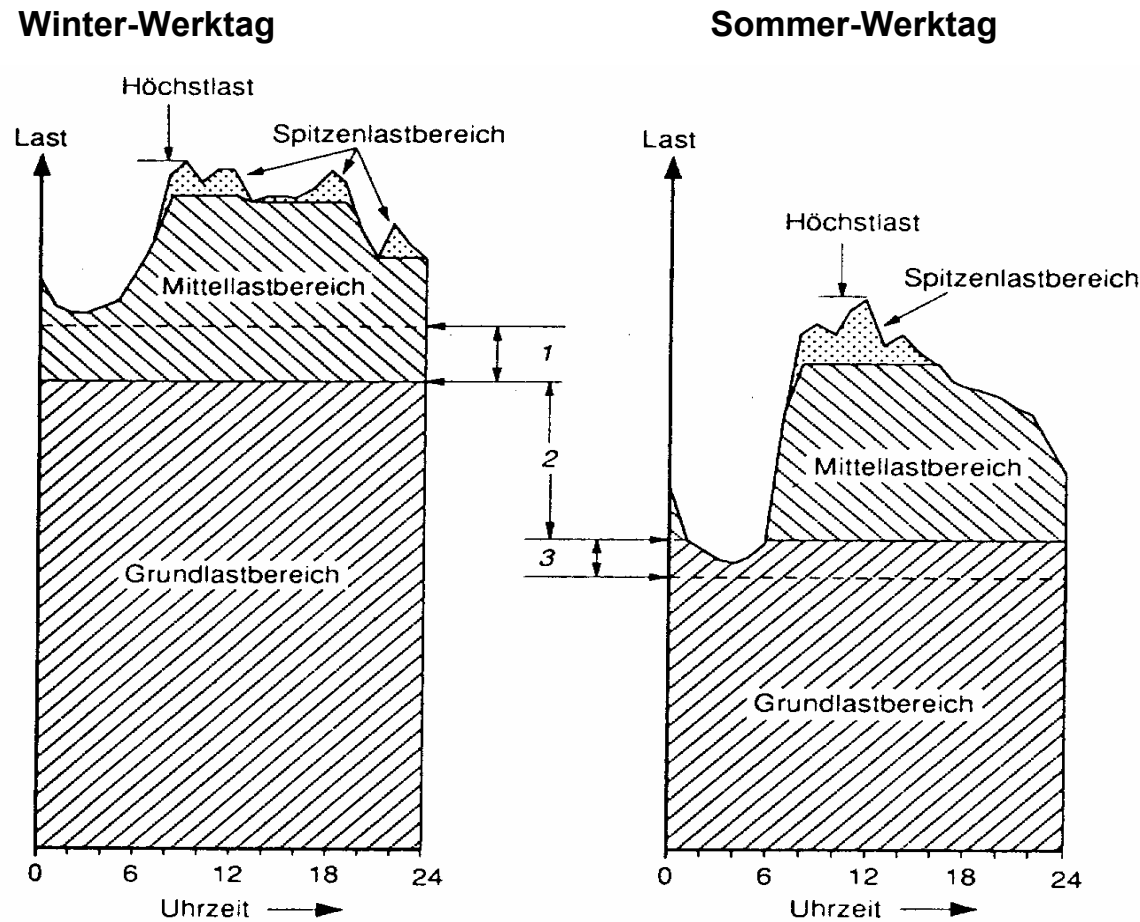
# Jahresdauerlinie

Jahresdauerlinie  
Verschiebung durch Nachfragewachstum



Quelle: Pfaffenberger (1998, S. 140)

# Tageslastganglinien eines EVU an einem typischen Werktag im Sommer und Winter



Quelle: Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, VDEW (Frankfurt)

# Deutsche Merit Order

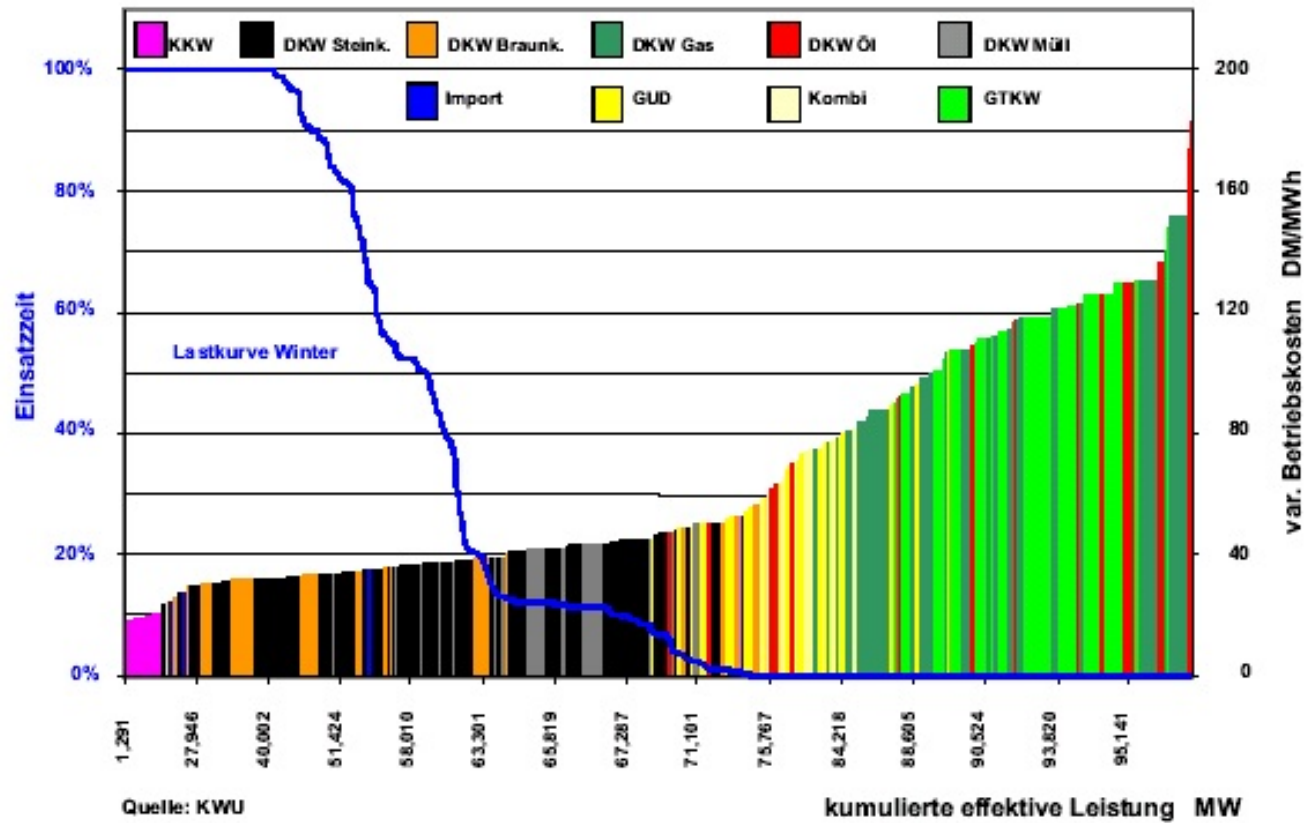
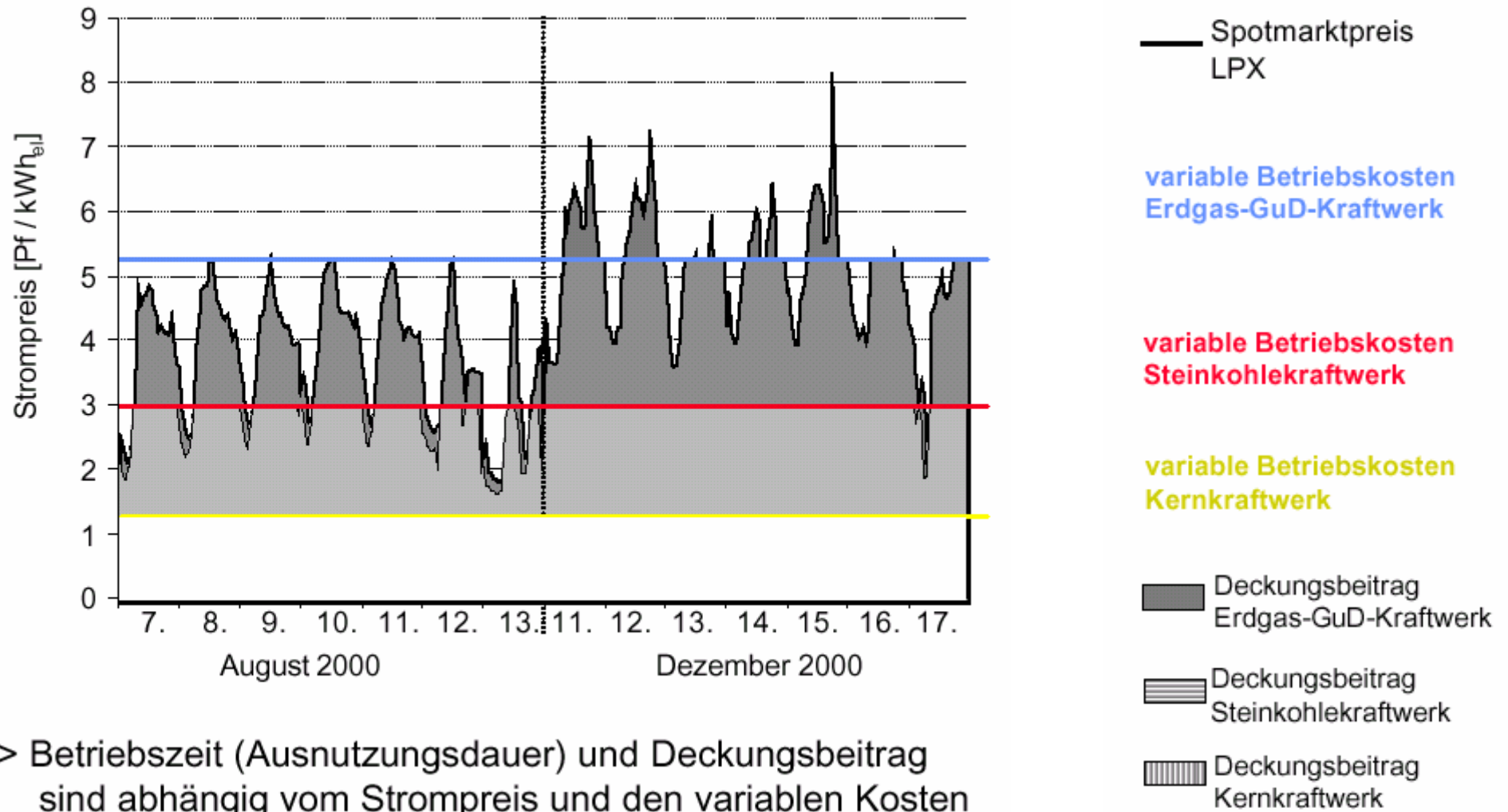


Abbildung 3: „Merit Order“ der Kraftwerke und Winterlastkurve (Deutschland)

Quelle: Prof. Dr.-Ing. A. Voß, Universität Stuttgart, (2000; 4)

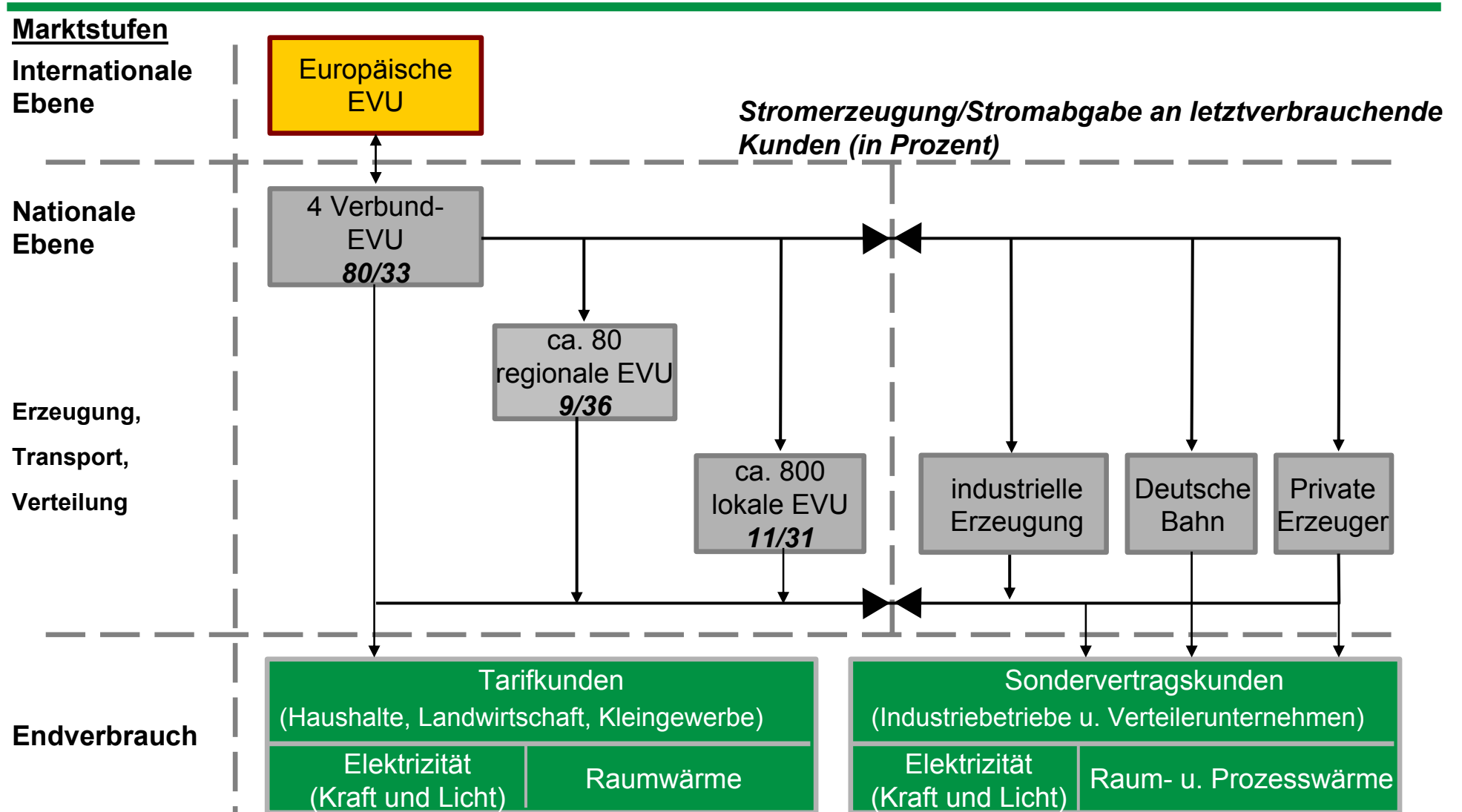
# Fixkostendeckung von Börsenpreisen



=> Betriebszeit (Ausnutzungsdauer) und Deckungsbeitrag sind abhängig vom Strompreis und den variablen Kosten

Quelle: LPX

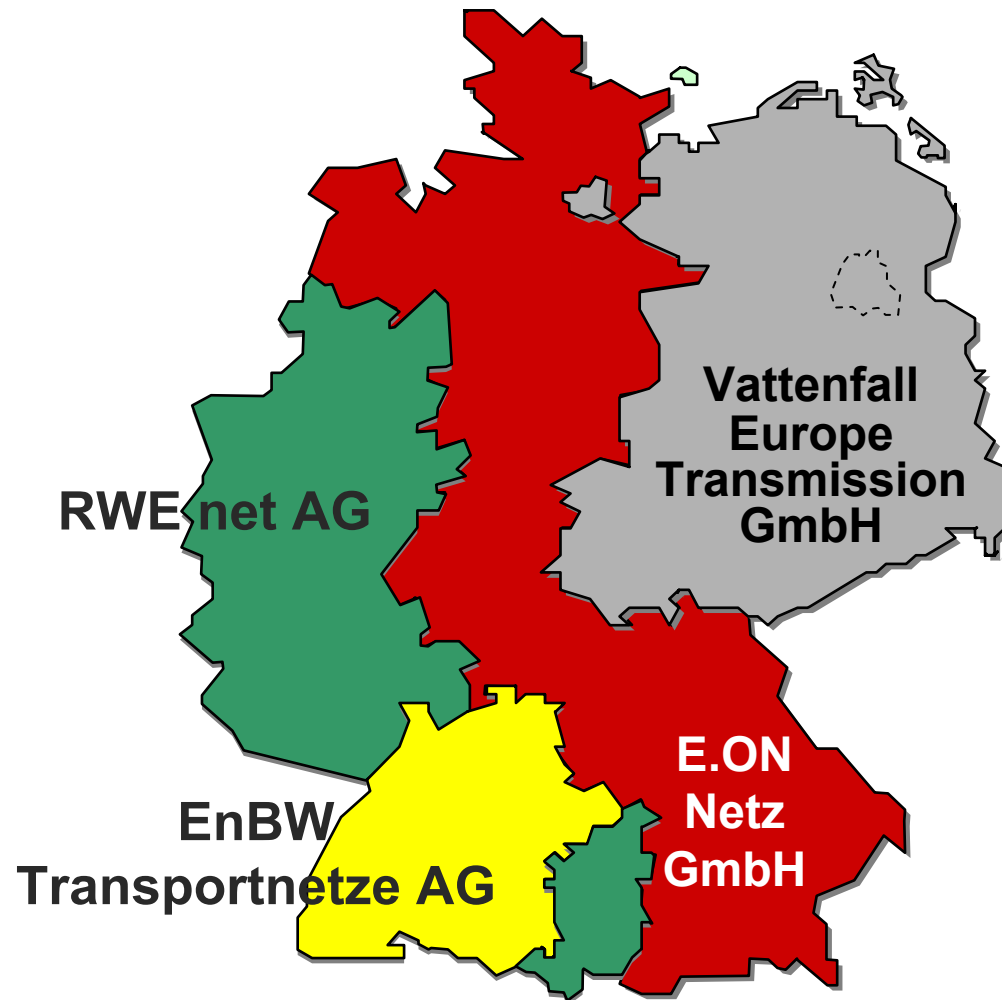
# Marktstufen und Teilmärkte des Energieträgers Elektrizität in Deutschland



nach Prof. Dr. Winje, VL Energiewirtschaft TU Berlin

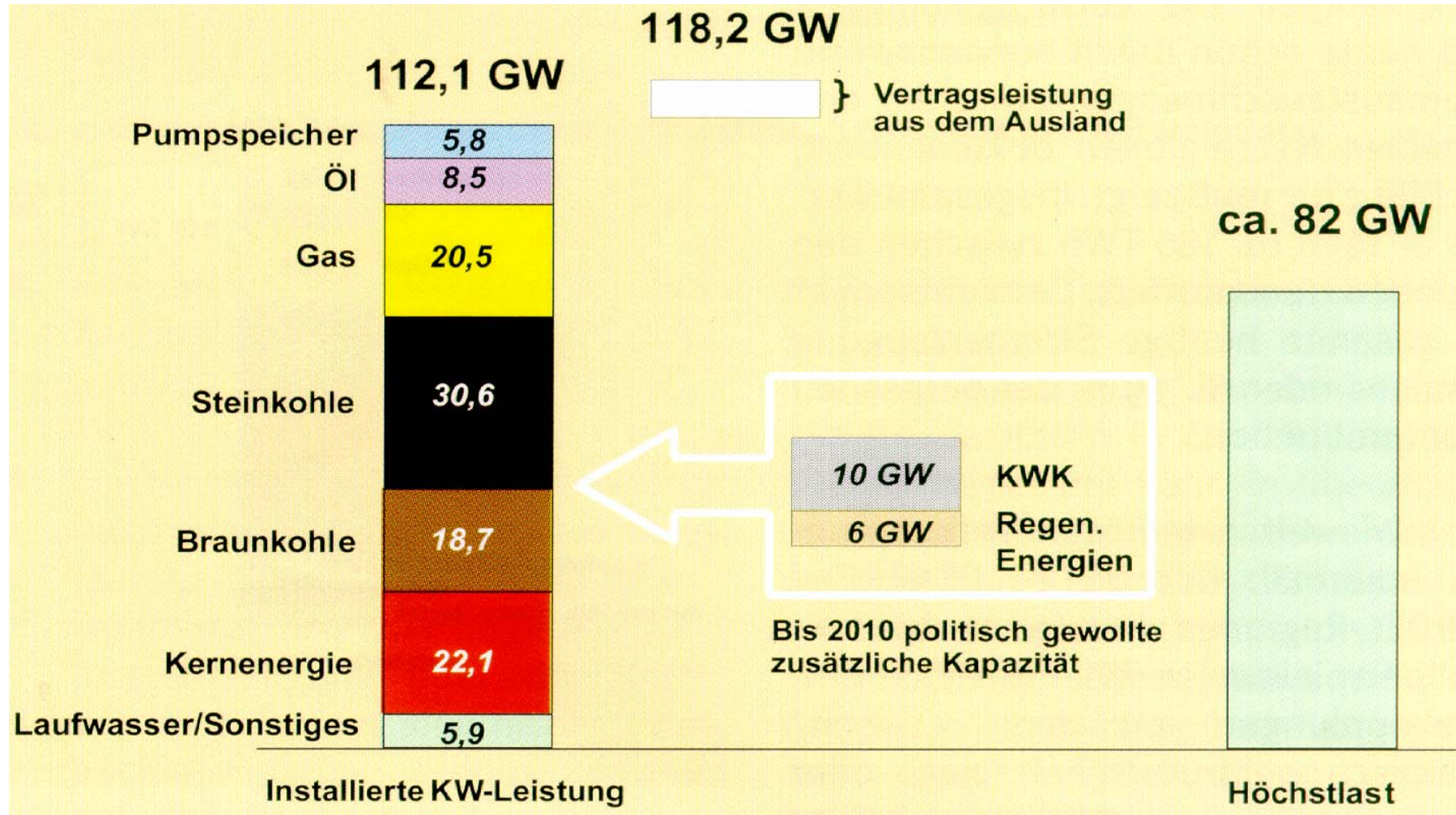


# Regelzonen bzw. Systembetreiber in Deutschland



nach VDN

# Kraftwerkskapazität und Höchstlast in Deutschland 1999



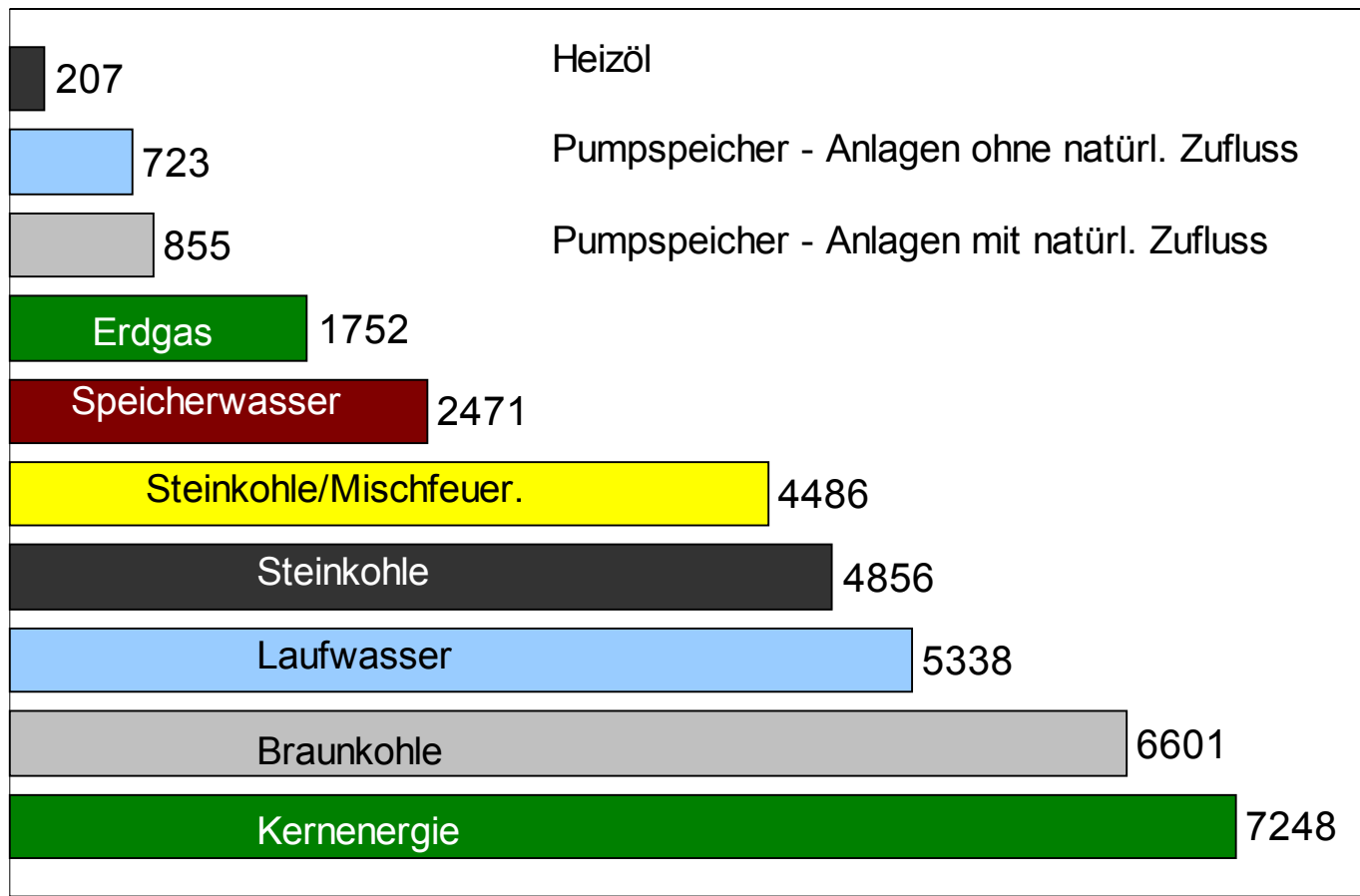
Quelle: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 10

# Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland

Leistungsdaten (Nettowerte in GW)		3. Mittwoch des Monats 11.00 Uhr											
		Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1	Wasserkraftwerke	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
2	Kernkraftwerke	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
3	Konventionelle Wärmekraftwerke	66,9	66,8	66,7	66,5	66,5	66,0	65,7	65,4	65,4	65,3	65,0	65,0
4	Regenerative Energiequellen ohne Wasser	8,5	8,5	8,6	8,9	9,0	9,3	9,5	9,6	9,8	10,2	10,7	10,9
5	Nicht eindeutig identifizierbare Energiequellen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Inländische Kraftwerksleistung ( 6 = 1+2+3+4+5 )	105,4	105,3	105,3	105,4	105,5	105,3	105,2	105,0	105,2	105,5	105,7	105,9
7	Nicht einsetzbare Leistung	10,9	11,3	10,7	9,9	10,1	10,2	10,6	10,6	10,5	11,4	11,7	11,8
8	Revisionen (Wärmekraftwerke)	1,2	2,4	5,4	7,7	8,9	11,5	8,9	11,4	7,4	4,1	3,0	2,0
9	Ausfälle (Wärmekraftwerke)	2,6	2,1	1,8	2,2	2,7	3,9	2,5	2,1	5,9	3,7	4,0	4,7
10	Reserve für Systemdienstleistungen der ÜNB	8,3	8,1	8,2	8,0	7,9	8,0	7,8	7,8	8,1	8,0	8,1	8,2
11	Stundengesicherte Nettoleistung zur Bedarfsdeckung ( 11 = 6 - (7+8+9+10) )	82,4	81,4	79,2	77,6	75,9	71,7	75,4	73,1	73,3	78,3	78,9	79,2
12	Last	73,4	69,5	69,4	69,5	66,5	68,8	68,1	68,2	70,8	69,7	71,6	75,1
13	Marge zur Monats-Höchstlast	4,7	4,4	3,5	2,9	4,0	2,8	3,6	3,6	5,1	6,3	6,0	4,6
14	Verbleibende Leistung ohne Austausch ( 14 = 11-12 )	9,0	11,9	9,8	8,1	9,4	2,9	7,3	4,9	2,5	8,6	7,3	4,1
15	Physikalische Importe	9,1	8,6	9,8	10,6	11,0	10,6	9,7	11,3	10,0	7,4	11,2	11,4
16	Physikalische Exporte	6,0	5,2	4,1	4,2	4,6	4,2	4,1	4,5	4,1	4,3	4,8	5,9
17	Physikalischer Austauschsaldo ( 17 = 15-16 )	3,1	3,4	5,7	6,4	6,4	6,4	5,6	6,8	5,9	3,1	6,4	5,5
18	Verbleibende Leistung mit Austausch ( 18 = 14+17 )	12,1	15,3	15,5	14,5	15,8	9,3	12,9	11,7	8,4	11,7	13,7	9,6

Quelle: VDN Leistungsbilanz Rückschau 2002

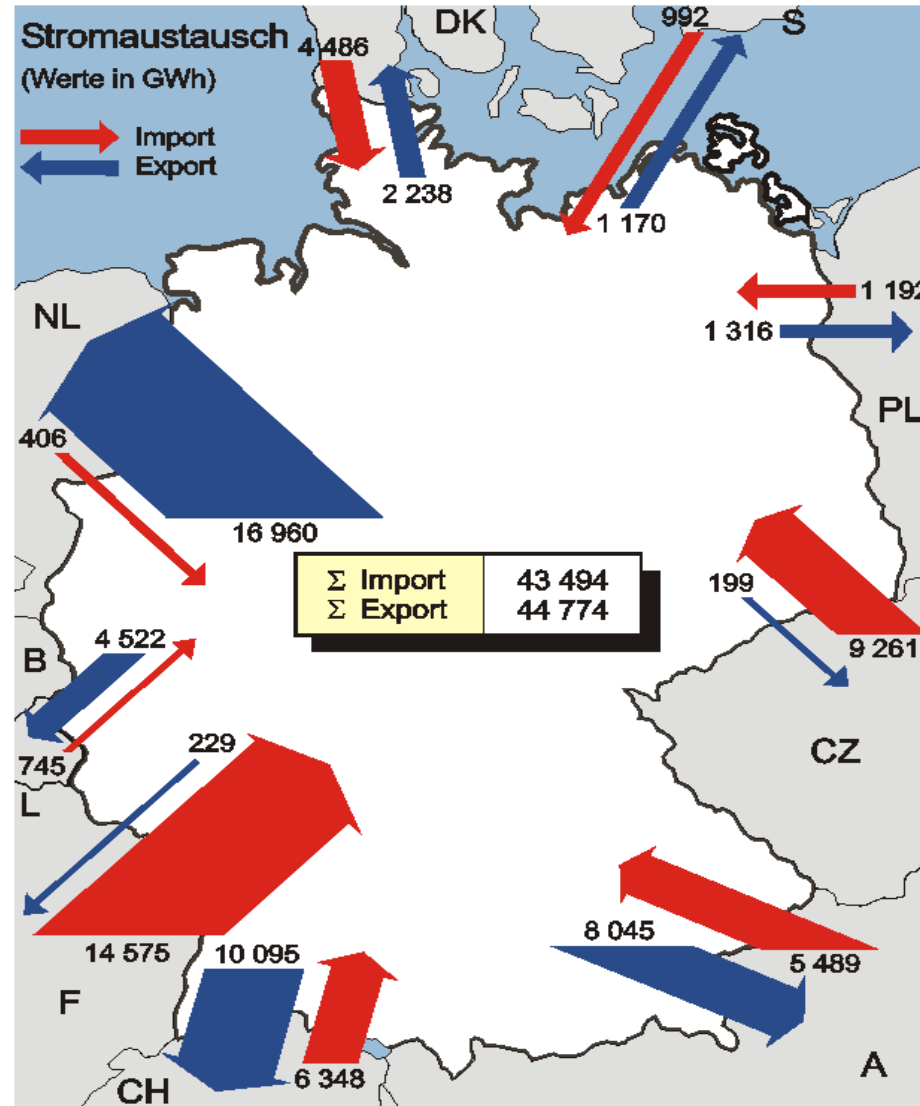
## Ausnutzungsdauer der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung nach Energieträgern 1998 in Stunden/Jahr



Mit Berücksichtigung des Kernkraftwerkes Mühlheim-Kärlich, das aus juristischen Gründen nicht in Betrieb ist, betrüge die Ausnutzungsdauer 6839 h

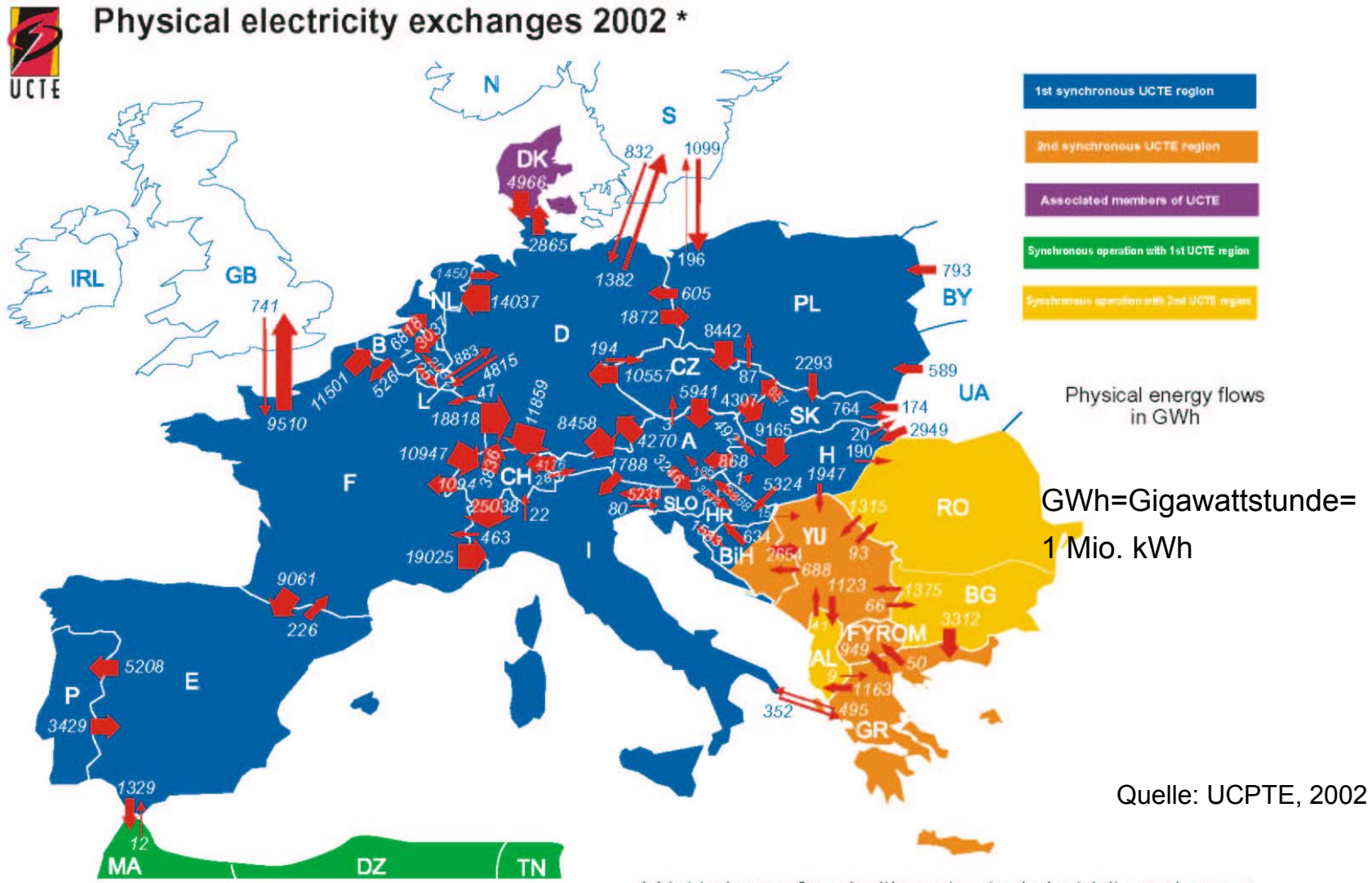
Quelle: VDEW, Strommarkt Deutschland 1998

# Stromtausch mit den Nachbarländern



Quelle: Deutsche  
Verbundgesellschaft (DVG),  
Heidelberg, 2002

# Physikalischer Energieaustausch in Europa



## Grundfrage: Wie werden die Koordinationsprobleme innerhalb verschiedener Marktgestaltungen gelöst?

---

Können Märkte die Koordinierungsaufgaben der Stromwirtschaft lösen? Wenn ja, welche Bereiche können

Marktgestaltung bedeutet

- Definition bzw. Eingrenzung von Monopolbereichen
- Ausgestaltung der Regulierungsregeln
- Evtl. Schaffung von neuen Koordinationsinstitutionen
- Evtl. Definition von Durchführungsregeln

Unterschiede ergeben sich in der Stärke des Eingriffs (ex-post vs. ex-ante Regulierung)

# VL Elektrizitätswirtschaft: Agenda

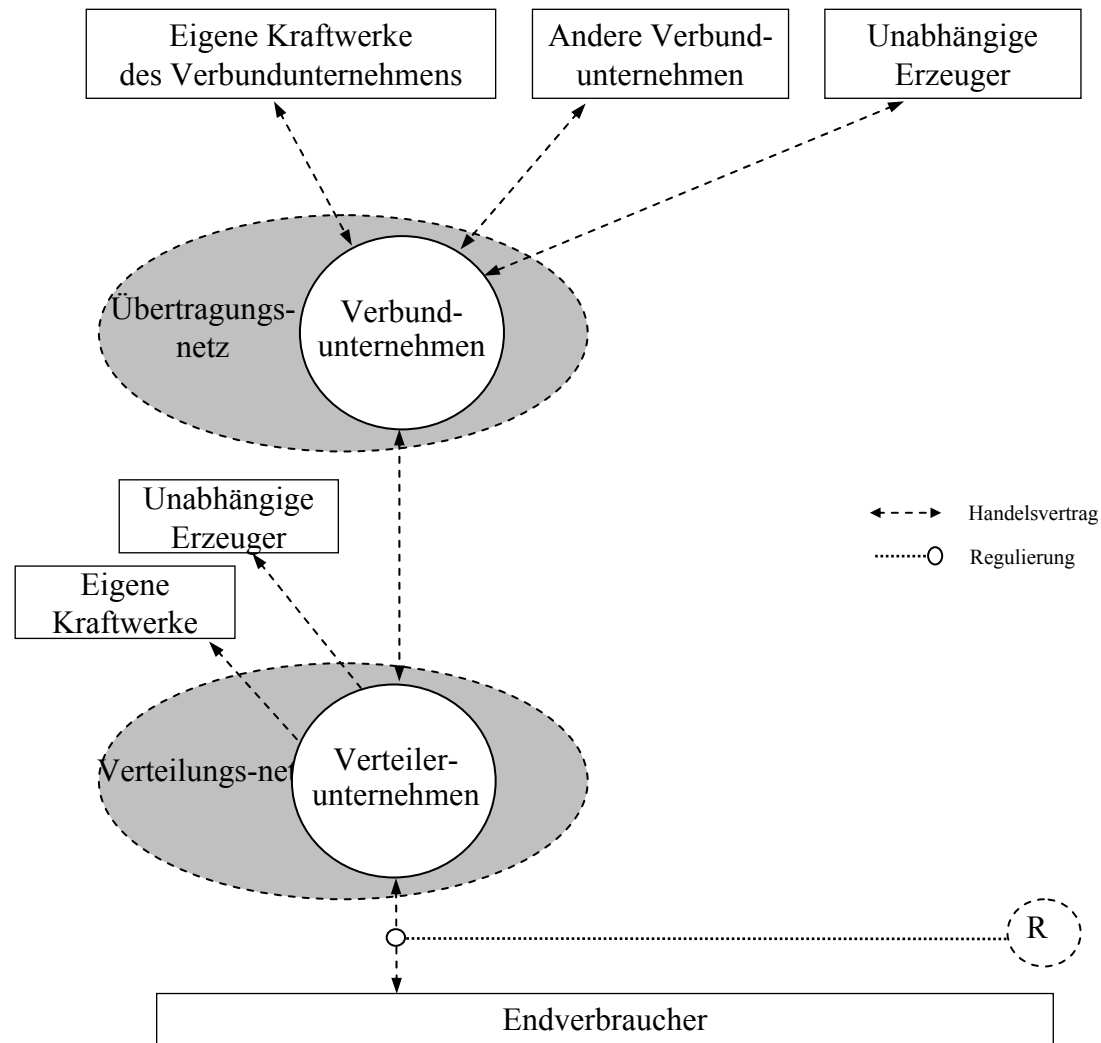
---

3.1.1 Marktstruktur

3.1.2 Energiepolitik

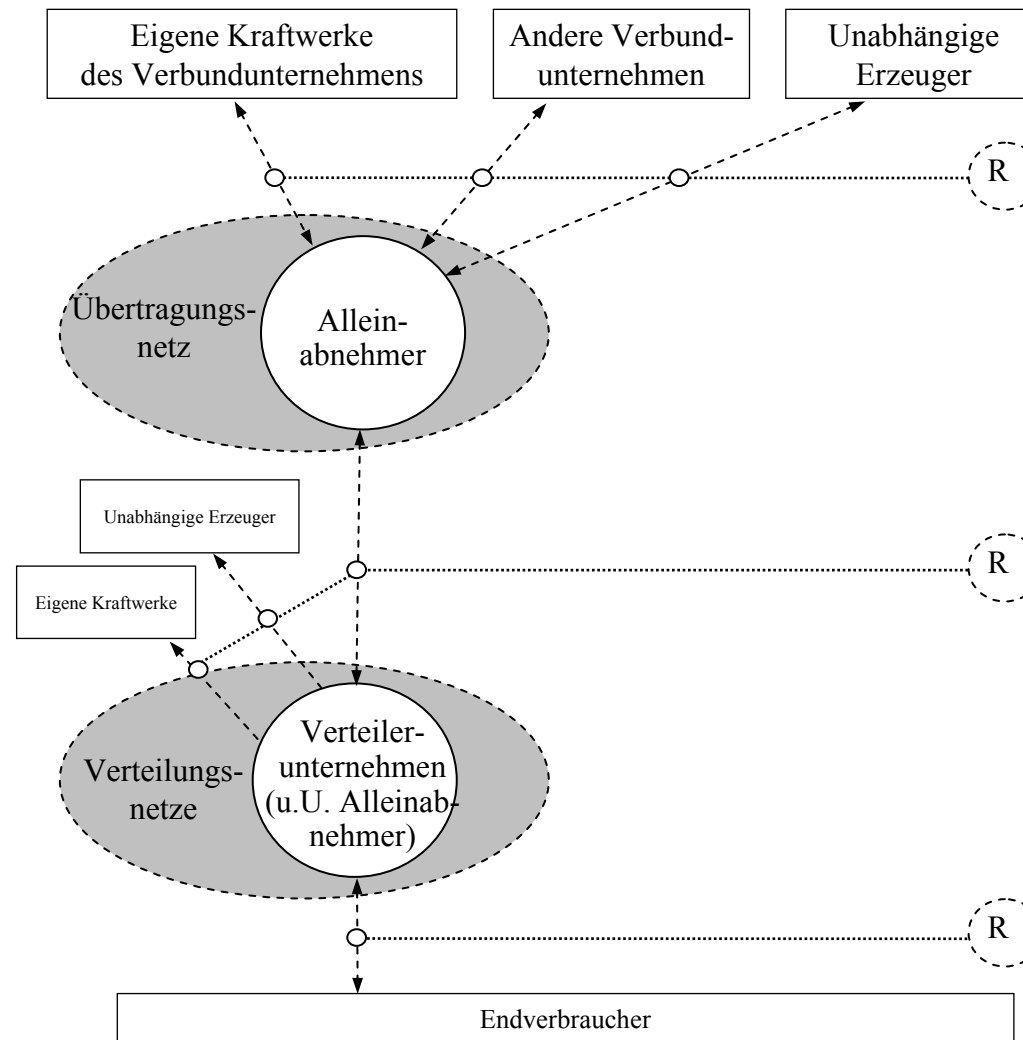


# Strom, altes integriertes Modell



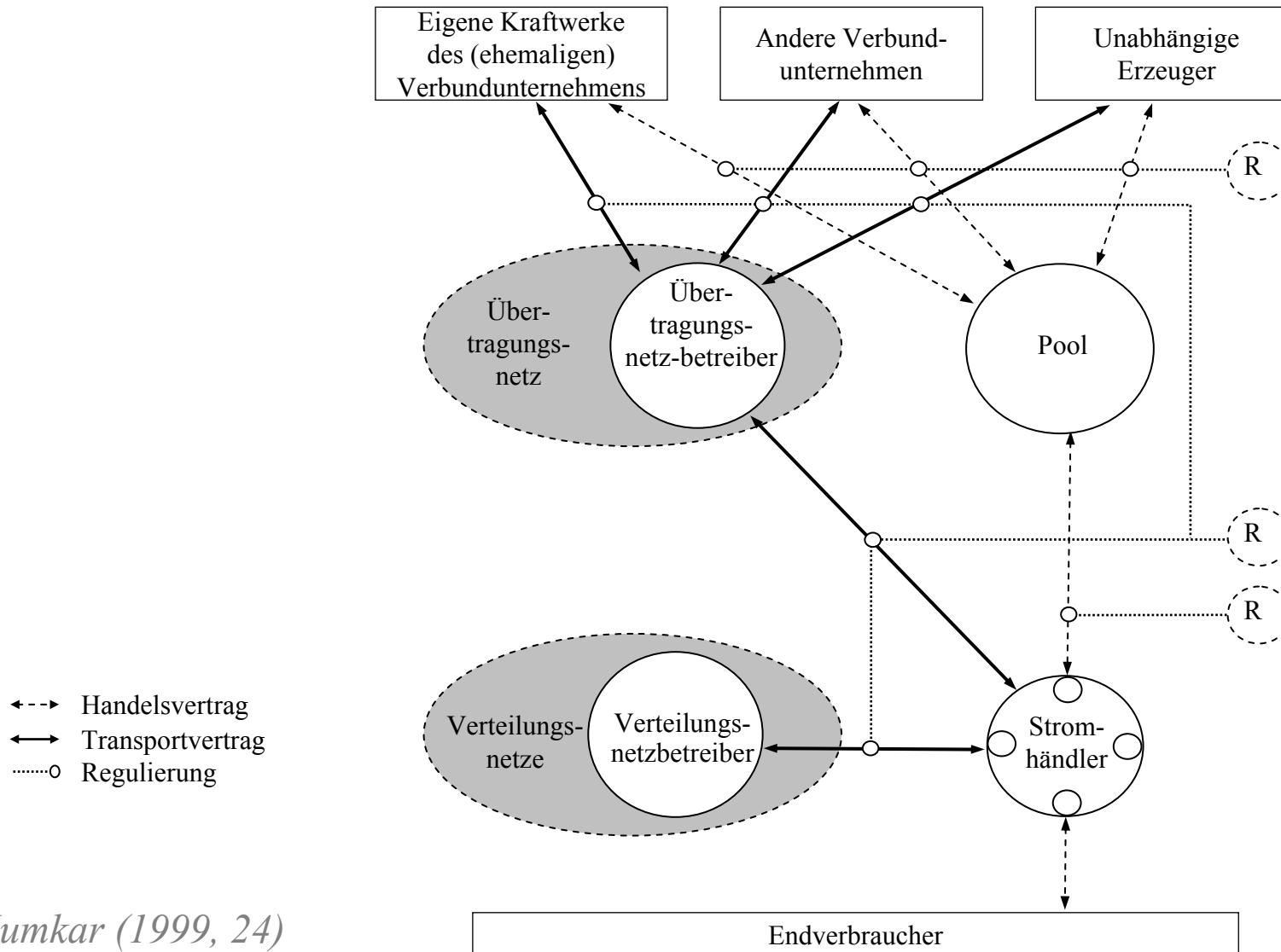
*Kumkar (1999, 7)*

# Alleinabnehmermodell



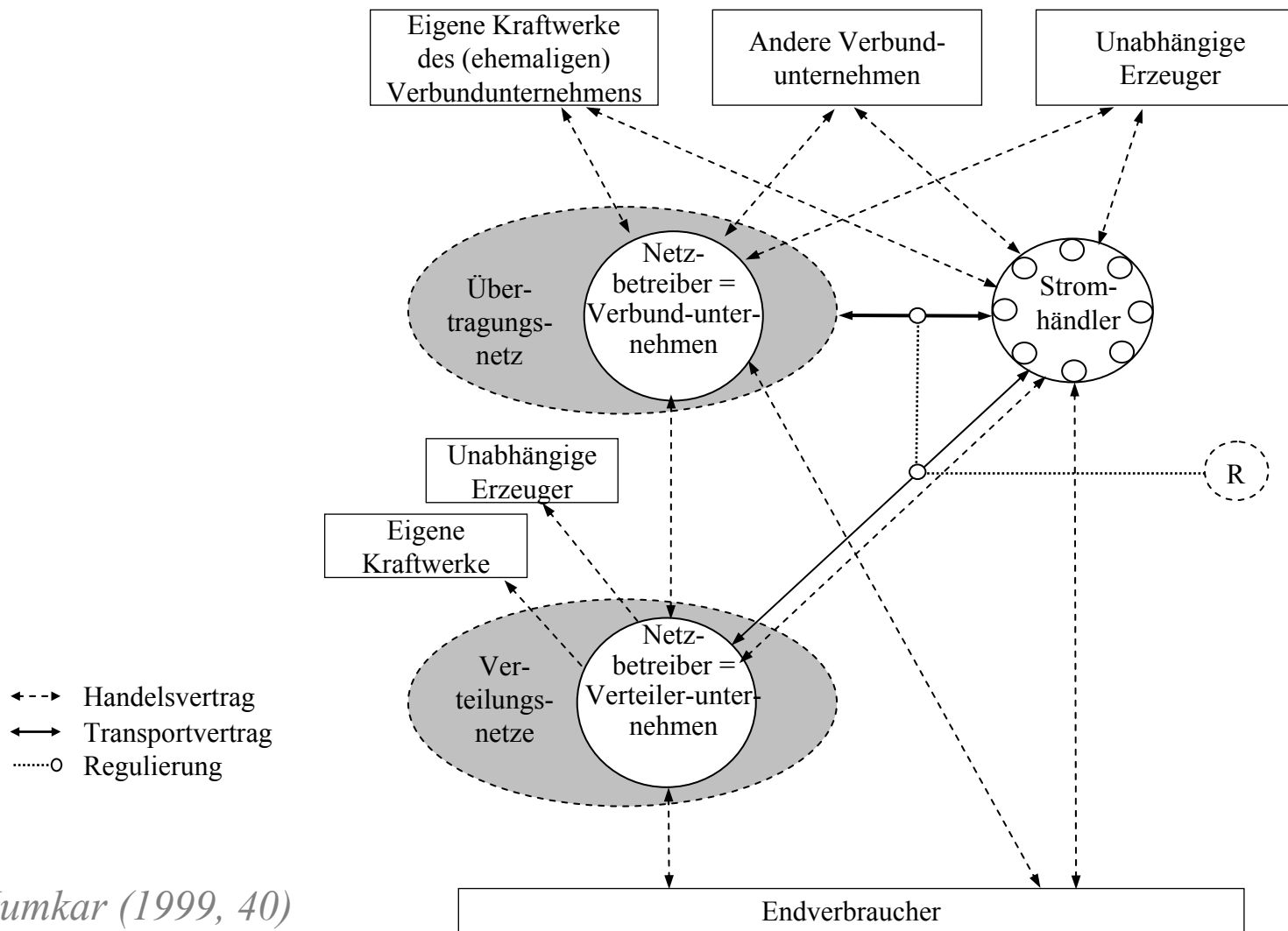
Kumkar (1999, 17)

# Strompool



Kumkar (1999, 24)

# Allgemein zugängliches Netz (common carrier)



*Kumkar (1999, 40)*

# Vergleich von Marktmodellen

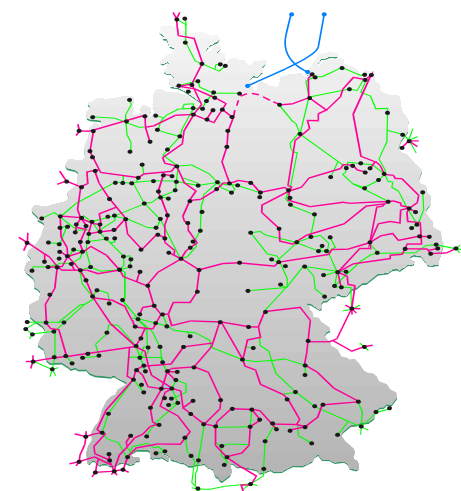
	Integriertes Modell (Umfassende Regulierung)	Alleinabnehmer- modell (Single Buyer)	Poolmodell	Common Carrier Modell (Third Party Access, bilaterales, dezentrales Modell)
Wettbewerbsform	Gebietsmonopole für Erzeugung + Netz	Gebietsmonopole für Erzeugung + Netz, Ankaufspflicht des Monopolisten von IPP	Monopolisierter Großhandelsmarkt (Zwangspool), Netzzugang für bestimmten Kundenkreis	Freie Strommärkte, Börsen etc., Netznutzungsrechte
Langfristige Koordination  (Netz + Erzeugung)	Durch Monopolisten	Durch Monopolisten + IPP	Erzeugung: durch Marktteilnehmer  Netz: Durch Netzbetreiber	Erzeugung: Marktteilnehmer  Netz: Ausbaupflicht der Netzbetreiber
Kurzfristige Koordination  (Netz + Erzeugung)	Unternehmensintern	Durch Monopolisten + IPP, Systemführung durch Monopolisten	Durch Poolbetreiber aufgrund von Geboten der Marktteilnehmer	Über freie Strommärkte, nur Regelmarkt monopolisiert
Regulierung	Endpreisregulierung, Renditeregulierung	Beschaffungspraxis des Single Buyer	Großhandelsmarkt, u.U. Strukturregulierung der Netzbetreiber	Netznutzung, Systembetrieb
Beispiele	Status quo vor Deregulierung in allen Elektrizitätswirtschaft	Frankreich, einzelne Deutsche Stadtwerke	Alter Englischer Pool (1990 bis 2001), USA: New York, PJM	Deutschland, Skandinavien, Neuseeland

Nach Kumkar (1999)

# Vier Spannungsebenen der Stromnetze in Deutschland

Die deutschen Stromversorger unterhalten Stromnetze mit insgesamt 1,6 Millionen Kilometer Leitungen und über 500 000 Transformatoren.

Verteilungsnetz-ebene	Spannungsbereich	Reichweite	Abnehmer
<b>Höchstspannung</b>	220 ... 380 kV	überregional	regionale Stromversorger, sehr große Industriebetriebe, Abwicklung des Stromhandels mit dem Ausland
<b>Hochspannung</b>	36 ... 110 kV	regional	lokale Stromversorger und Industriebetriebe
<b>Mittelspannung</b>	6 ... 36 kV	regional	Industrie und größere Gewerbebetriebe
<b>Niederspannung</b>	0,4 ... 6 kV	lokal	Haushalte, Gewerbe, und Landwirtschaft



- 380-kV-Betriebsspannung
- 220-kV-Betriebsspannung
- HGÜ-Freileitung/Kabel
- Umspannwerke

Quelle: Verband der Netzbetreiber - VDN - beim VDEW, Berlin

# Kostenermittlung

Die Kostenermittlung erfolgt jährlich nach dem Grundsatz der Nettosubstanzerhaltung

Die Kosten werden getrennt für Umspannungen und Netzebenen auf Grundlage von einer auf das Netz beschränkten Gewinn- und Verlustrechnung sowie Kostenträgerrechnung ermittelt.

Datengrundlage bilden die Jahreskosten der einzelnen Netzteildienste (Netz, Umspannungen, Systemdienstleistungen, Verluste)

	<b>Kosten- und Erlöspositionen</b>	<b>Datenbasis</b>
	Material und Fremdleistungen	Gewinn- und Verlustrechnung
+	Personalkosten	
+	Fremdkapitalzinsen	
+	Sonstige Kosten	
+	Steuern	
-	Kostenmindernde Erlöspositionen	
+	Kalkulatorische Abschreibungen	Kostenträgerrechnung
+	Steuern auf Scheingewinn	
+	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung	
=	Netznutzungskosten je Netzteildienst	

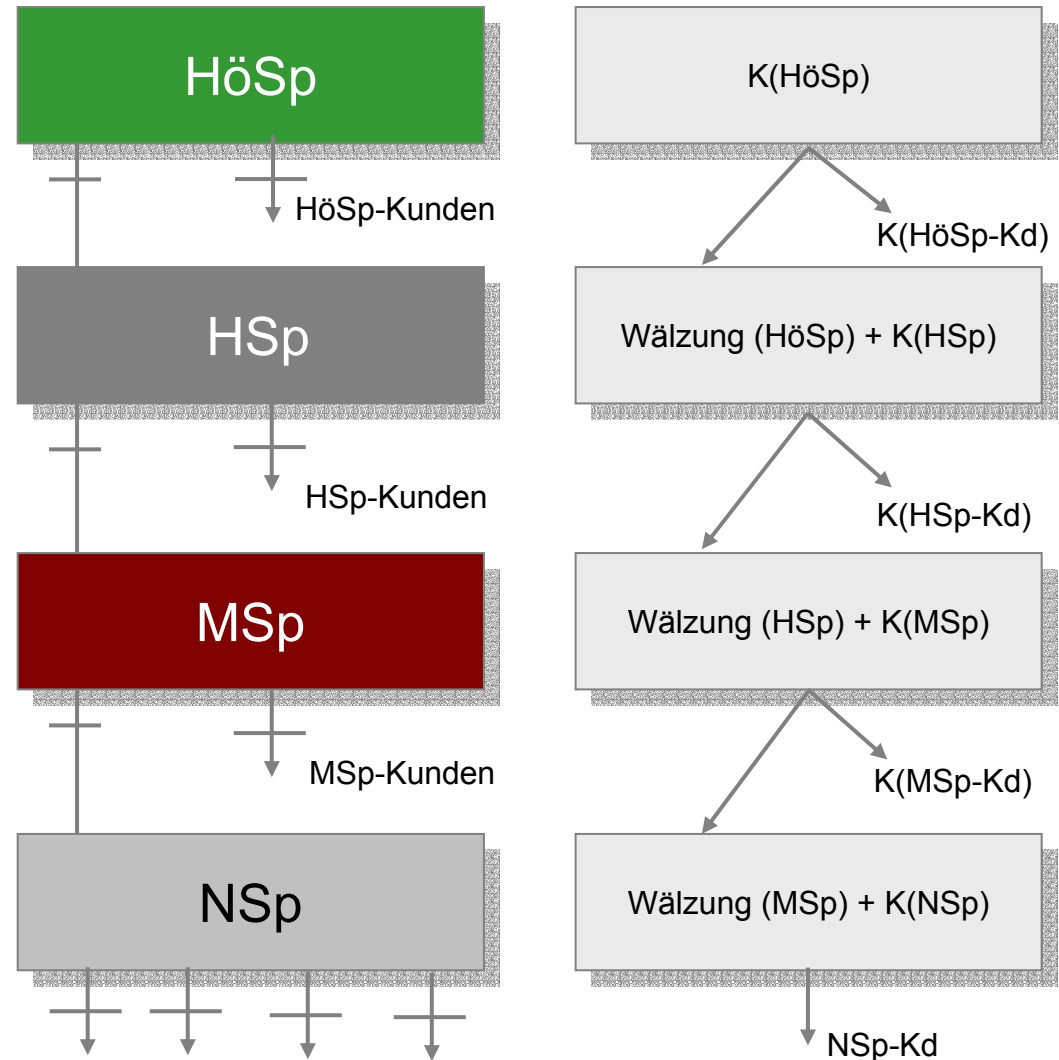
Quelle: VDN, Kommentarband zur VV II plus

# Kostenwälzung

Bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte werden die anteiligen Kosten der vorgelagerten Netzebenen, beginnend bei der Höchstspannung, von Netzebene zu Netzebene gewälzt

In jeder Netzebene werden die Gesamtkosten (gewälzte Kosten und Kosten der Netzebene) jeweils kostenverursachungsorientiert aufgeteilt in die Kostenanteile, die auf die Entnahme aus der Netzebene und die nachgeschaltete Ebene entfallen.

Diese Kostenwälzung wird bis zur Niederspannung fortgesetzt. Sie erfolgt somit stets von der höheren zu der niedrigeren Spannungsebene.



Nach VDN, Kommentarbuch zur VV II Plus



# Vergleichsmarktkonzept nach VV II plus

**Ziel:**  
**Vergleichbarkeit der Netznutzungsentgelte durch Einführung von drei Strukturkriterien**

Veröffentlichung eines Preisvergleichs

Möglichkeit eines Schiedsverfahrens

Niederspannung

1. Strukturmerkmal

Einwohnerdichte <sup>2)</sup> [EW/km <sup>2</sup> ]		
niedrig	mittel	hoch
<2500	...	>3500

2. Strukturmerkmal

Verkabelungsgrad (%)		
niedrig	mittel	hoch
<50	...	>75

3. Strukturmerkmal

Ost / West<sup>3)</sup>

Mittelspannung

niedrig	mittel	hoch
<500	...	>1700

Hochspannung

Abnahmedichte<sup>1)</sup> [MWh/km<sup>2</sup>]

niedrig	mittel	hoch
<5500	...	>15000

Für Höchstspannungsebene wird wegen der geringen Zahl von 6 Netzbetreibern auf die Festlegung von Strukturmerkmalen verzichtet.

- 1) bezogen auf Gesamtfläche
- 2) bezogen auf besiedelte Fläche (Wohn- und Gewerbegebiete gem. Infas)
- 3) Das Land Berlin wird's insgesamt der Strukturklasse „Ost“ zugeordnet

Quelle: VDEW, Verbändevereinbarung 2001, Anlage 3, S. 9

# Beispiel: Strukturdaten der DREWAG

	Einwohner-/ Abnahmedichte	Verkabelungsgrad	Region Ost/West
Niederspannung	5.795 EW/km <sup>2</sup> → HOCH	84,3% → HOCH	OST
Mittelspannung	6.982 MWh/km <sup>2</sup> → HOCH	99,8% → HOCH	
Hochspannung	8.329 MWh/km <sup>2</sup> → MITTEL	25,0% → NIEDRIG	

Quelle: DREWAG

# Netznutzungsentgelte nach dem Vergleichsmarktkonzept

Die erstmalige Umsetzung des Vergleichsmarktkonzepts der Verbändevereinbarung vom Dezember 2002 (VV II plus) führte zu folgenden Ergebnissen\*:

	Niederpannung Ct/ kWh	Mittelspannung Ct/ kWh	Hochspannung Ct/ kWh
Maximalwert**	8,15	5,11	1,70
Mittelwert**	5,55	2,80	1,23
Minimalwert**	2,87	1,54	0,88
Standardabweichung	0,643	0,458	0,176

\* Datenbasis: 10. Oktober 2002

\*\* Über alle Netzbetreiber, die an VDN gemeldet haben, sowie über alle charakteristischen Abnahmefälle

Quelle: Verband der Netzbetreiber VDN beim VDEW, Berlin

# Netznutzungsentgelte der DREWAG

Auf Grundlage einheitlich typischer Abnahmefälle ist ein Vergleich der Netznutzungsentgelte pro Spannungsebene möglich. In der Niederspannung sind parallel zu den Abnahmefällen mit Lastgangzählung auch 3 Abnahmefälle ohne Lastgangzählung dargestellt.

NS ohne Lastgangzählung	1.700 kWh/a	3.500 kWh/a	30.000 kWh/a	Durchschnitt NS
	6,89	6,38	5,59	5,88
NS mit Lastgangzählung	1.600 h/a	2.500 h/a	4.000 h/a	
	6,16	5,51	4,36	
MS mit Lastgangzählung	1.600 h/a	2.500 h/a	5.000 h/a	Durchschnitt MS
	3,58	3,29	2,02	2,96
HS mit Lastgangzählung	2.500 h/a	4.000 h/a	6.000 h/a	Durchschnitt HS
	1,87	1,33	1,03	1,41

**Alle Angaben in Ct/kWh zuzüglich Steuern, Konzessionsabgabe, Verrechnungskosten und Belastungsausgleich KWK nach Gesetz**

Quelle: DREWAG

# Systemdienstleistungen

---

Als Systemdienstleistungen werden die für die Funktionstüchtigkeit des System unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet.

Diese sind zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie notwendig.

Sie bestimmen die Qualität der Stromversorgung.

Es handelt sich dabei um:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- Betriebsführung (einschl. Messung und Verrechnung)

Die Entgeltanteil für die einzelnen Systemdienstleistungen werden beim jeweiligen Netzbetreiber separat ausgewiesen

Quelle: VDN, VDEW

# Berücksichtigung von Verlusten

---

Dem Netzbetreiber fällt die Aufgabe zu, die Verlustmengen entsprechend der augenblicklichen Höhe zu beschaffen.

Durch diese Beschaffung entstehen dem Netzbetreiber Kosten, die nach VV II plus in den Netznutzungsentgelten zu berücksichtigen sind

Bei Netzverlusten werden berücksichtigt:

- Arbeitsverluste und Leistungsverluste
- pro Spannungsebene und Umspannung
- durchschnittliche Werte, da zeitliche Verteilung nicht genau bekannt
- Höhe der Durchschnittsverluste je Spannungsebene wird vom Netzbetreiber bekannt gegeben

Quelle: Kommentarband zur Verbändevereinbarung II plus, Verband der Netzbetreiber VDN beim VDEW, Berlin

# Bilanzausgleich

---

Zielsetzung: Saldierung von Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahmen für mehrere Entnahmestellen

Verbleibende Ungleichgewichte werden vom Regelzonenbetreiber ausgeglichen: Bilanzausgleich

Hierzu werden Bilanzkreise eingeführt:

- virtuelle Gebilde
- Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber Netzbetreiber

Bilanzkreisstruktur:

- Maßgeblich bleiben die Regelzonen der acht Verbundnetzbetreiber
- Bildung von Bilanzkreisen innerhalb der Regelzonen

Quelle: VV II plus und Kommentarband zur Verbändevereinbarung II plus, Verband der Netzbetreiber VDN beim VDEW, Berlin

# Koordinationsleistungen im Strommarkt durch Marktpreise

---

Horizontale Koordination (optimaler Kraftwerksmix)

- Marktpreise  $>$  variable Brennstoffpreise dienen zur Fixkostendeckung der Kraftwerke bei und ergeben idealer Weise den optimalen Kraftwerksmix

Zeitliche Koordination:

- Ex ante: Forward Märkte, Day-ahead Märkte, Intraday-Märkte, Echtzeitmärkte
- Ex post: Echtzeitmärkte: Abrechnung nach realer Lieferung

Strompreise sind zeitliche variabel

Vertikale bzw. räumliche Koordination: Bei Berücksichtigung von Transportverlusten und/oder Netzengpässen ergeben sich räumlich differenzierte Preise (Nodalpreise oder Zonenpreise)

In bilateralen Modellen schwierige Festlegung von räumlichen Preisen aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung der Handelsgeschäfte und Netzengpässe

Quelle: Prof. Dr. Winje, VL Energiewirtschaft, TU Berlin