

# Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien

## Kurzfassung der Studie

### **AGFW**

ARBEITSGEMEINSCHAFT FERNWÄRME e.V.  
BEI DER VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE

Frankfurt, 6. März 2000

### **Gesamtkoordination:**

H. Besch; H. Neuffer; Dr. F.-G. Witterhold

### **Projektsteuerung:**

I. Schönberg, MVV AG, Mannheim

### **Bearbeitung:**

Prof. Dr. E. Jochem; Dr. P. Radgen; C. Schmid, W. Mannsbart (Fraunhofer ISI, Karlsruhe)

Prof. Dr. W. Pfaffenberger, W. Schulz (bremer energie institut, Bremen)

Prof. Dr. A. Voss; M. Blesl; Dr. U. Fahl (IER, Stuttgart)

Prof. Dr. J. Zschernig; J. Sager (TU Dresden, Dresden)

Prof. Dr. H. Fahlenkamp, D. Hölder, C. Dötsch (Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0327244 (BWi) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

**AGFW:** Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW), Frankfurt, 2000.

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	III	
Abbildungsverzeichnis .....	IV	
Tabellenverzeichnis .....	V	
<b>0</b>	<b>Einführung zur Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“ .....</b>	<b>1</b>
<b>1</b>	<b>Ausgangssituation, Aufgabenstellung und methodisches Vorgehen.....</b>	<b>1</b>
1.1	Ausgangssituation und Problemstellung .....	1
1.2	Aufgaben und Ziele der Vorstudie.....	4
1.3	Methodisches Vorgehen .....	5
<b>2</b>	<b>Kurzfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>9</b>
2.1	Liberalisierte Marktbedingungen und Stand der KWK.....	9
2.2	Technische Optionen und Entwicklungslinien .....	31
2.3	Beitrag der KWK/FW zum Klimaschutz.....	40
2.4	Hemmnisse, Marktunvollkommenheiten und Maßnahmen zu ihrer Überwindung .....	56
<b>3</b>	<b>Politische und unternehmerische Handlungsoptionen .....</b>	<b>61</b>
3.1	Bewertungskriterien und zeitliche Horizonte für ein kurzfristig angelegtes Aktionsprogramm .....	62
3.2	Kurzfristig wirksames Maßnahmenbündel zur Stärkung der KWK-Nutzung in der liberalisierten Energiewirtschaft .....	64
3.3	Direkter Übergang vom einer Bonusregelung zu einer CO <sub>2</sub> - Steuer.....	73
<b>4</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>76</b>

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1-1:</b>	CO <sub>2</sub> -Emissionsentwicklung und CO <sub>2</sub> -Minderungsziele in Deutschland.....	3
<b>Abbildung 1-2:</b>	Gegenstandsbereiche der Vorstudie .....	5
<b>Abbildung 1-3:</b>	Methodische Vorgehensweise in der Vorstudie .....	6
<b>Abbildung 1-4:</b>	Quantifizierung der Maßnahmen zum Erhalt/Ausbau der KWK.....	7
<b>Abbildung 2-1:</b>	Spezifischer Heizenergiebedarf eines Einfamilienhauses (Energieagentur NRW 1995).....	13
<b>Abbildung 2-2:</b>	Berechnete Verteilung des Wärmebedarfs nach Temperaturniveaus für unterschiedliche Branchen im Jahr 2005.....	14
<b>Abbildung 2-3:</b>	Erforderliche Stromerlöse für einen kostendeckenden Betrieb von neuen KWK-Anlagen (bei einer Wärmegutschrift von 30 DM/MWh) in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen.....	19
<b>Abbildung 2-4:</b>	Marktpreise für Strom, mit denen KWK-Anlagen gegenwärtig konkurrieren (Grenzkosten), Vollkosten des Kond.- und Stromerzeugungskosten der KWK-Referenzanlagen in Abhängigkeit von Wärmegutschriften unterteilt nach Netzeinspeisungsebenen Anlagenparks mit exemplarischen Entgelten gemäß VV2 .....	20
<b>Abbildung 2-5:</b>	Erforderliche Stromerlöse von bestehenden KWK-Anlagen (Wärmegutschrift von 30 DM/MWh) in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen	22
<b>Abbildung 2-6:</b>	Erforderliche Stromerlöse von bestehenden KWK-Anlagen ohne Kapitalkosten (Wärmegutschrift von 30 DM/MWh) .....	23
<b>Abbildung 2-7:</b>	Aufschlüsselung des anlegbaren Wärmepreises auf relevante Kostenpositionen	24
<b>Abbildung 2-8:</b>	Stromgestehungskosten einer 100 MW <sub>el</sub> GuD-HKW Anlage in Abhängigkeit von der Wärmegutschrift .....	26
<b>Abbildung 2-9:</b>	Stromgestehungskosten einer 100 MW <sub>el</sub> GuD-HKW Anlage in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl.....	27
<b>Abbildung 2-10:</b>	Stromgestehungskosten einer 100 MW <sub>el</sub> GUD-HKW Anlage in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl und der Wärmegutschrift.....	28
<b>Abbildung 2-11:</b>	Erforderliche Wärmeerlöse für KWK-Anlagen bzw. Wärmeerzeuger (ermittelt nach dem EEG, Stand Januar 2000).....	31
<b>Abbildung 2-12:</b>	Entwicklungsrichtung der Stromerzeugung .....	33
<b>Abbildung 2-13:</b>	CO <sub>2</sub> -Emission verschiedener Erzeugersysteme (Referenz für Stromerzeugung: Steinkohle-Mittellastkraftwerk $\eta_{\text{Gaskessel}} = 90 \%$ , $e_{\text{CO}_2} = 180 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}$ $\eta_{\text{KW}} = 39,7 \%$ , $e_{\text{CO}_2} = 830 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{\text{el}}$ .....	37
<b>Abbildung 2-14:</b>	CO <sub>2</sub> -Emission verschiedener Erzeugersysteme (Referenz: $\eta_{\text{Gaskessel}} = 90 \%$ , $e_{\text{CO}_2} = 180 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}$ , Kraftwerksmix, $\eta_{\text{KW}} = 36 \%$ , $e_{\text{CO}_2} = 570 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{\text{el}}$ ) ..	38
<b>Abbildung 2-15:</b>	Nutzung regenerativer Energieträger bei der Kraft-Wärme-Kopplung .....	39
<b>Abbildung 2-16:</b>	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland im Referenzfall.....	42
<b>Abbildung 2-17:</b>	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Deutschland im Referenzfall .....	43
<b>Abbildung 2-18:</b>	Anteile und absolute CO <sub>2</sub> -Minderung der verschiedenen Sektoren in Abhängigkeit des CO <sub>2</sub> -Minderungsziels .....	45
<b>Abbildung 2-19:</b>	Struktur des Energieträgereinsatzes in KWK-Anlagen und in Heizwerken .....	46
<b>Abbildung 2-20:</b>	Zusammensetzung des CO <sub>2</sub> -Minderungbeitrag der verschiedenen Sektoren im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO <sub>2</sub> “ .....	48
<b>Abbildung 2-21:</b>	Beitrag verschiedener Maßnahmen zur Schließung der CO <sub>2</sub> -Minderungslücke im Jahr 2005 .....	50
<b>Abbildung 2-22:</b>	CO <sub>2</sub> -Minderungskosten für verschiedene Minderungsziele im Jahr 2005 bezogen auf den Referenzfall.....	51

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1-1</b>	Prognose der Entwicklung der Strompreise bis 2005 (real, Preisbasis 1996) ohne Mehrwertsteuer und Stromsteuer .....	2
<b>Tabelle 2-1:</b>	Strom- und Wärmebedarf sowie Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren 1991 und 1998 in Deutschland .....	11
<b>Tabelle 2-2:</b>	Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen .....	11
<b>Tabelle 2-3:</b>	Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Anlagentypen .....	11
<b>Tabelle 2-4:</b>	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Deutschland .....	13
<b>Tabelle 2-5:</b>	Eckdaten der betriebswirtschaftlichen Berechnungen.....	16
<b>Tabelle 2-6:</b>	Erzeugungskosten Strom in Deutschland.....	17
<b>Tabelle 2-7:</b>	Spotpreise - Jahresmittel (Pf/kWh, real, Basis 1999) .....	17
<b>Tabelle 2-8:</b>	Parameter neuer Referenzanlagen .....	18
<b>Tabelle 2-9:</b>	Erforderlicher Stromerlös von neuen KWK-Anlagen (bei 4000 Vollbenutzungsstunden und einer Wärmegutschrift von 30 DM/MWh).....	19
<b>Tabelle 2-10:</b>	Wärmeerzeugungskosten bei längerfristiger Betrachtung (Vergleichsbasis Stromgutschrift GuD-Kondensationskraftwerk bei 4000 Vh/a: 7,6 Pf/kWh).....	21
<b>Tabelle 2-11:</b>	Parameter bestehender KWK-Anlagen .....	21
<b>Tabelle 2-12:</b>	Kurzübersicht über die geplanten Einspeisevergütungen für regenerative Energien .....	30
<b>Tabelle 2-13:</b>	Vergleich der KWK-Nettostromerzeugung im Referenzfall und im Fall Referenz - 60 t CO <sub>2</sub> .....	47
<b>Tabelle 2-14:</b>	Sensitivität Anlagenalter des Bestandes.....	52
<b>Tabelle 2-15:</b>	Betriebswirtschaftliche Analyse zum Referenzfall.....	54
<b>Tabelle 2-16:</b>	Betriebswirtschaftliche Analyse zum Reduktionsfall –60 Mio. t CO <sub>2</sub> .....	55
<b>Tabelle 2-17:</b>	Liste der betrachteten Maßnahmen und Handlungsoptionen seitens des Bundes und der Wirtschaft zur Förderung der KWK und Fernwärme in Deutschland; (Bei der Bewertung der Maßnahmen bestehen teilweise unterschiedliche Einschätzungen der Gutachter, die parallel dargestellt werden).....	60
<b>Tabelle 3-1:</b>	Vorschlag eines Maßnahmenbündels zum Erhalt und zur Beschleunigung der KWK-Nutzung.....	71

## 0 Einführung zur Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“

Die Zusammenfassung dient zwei Zielen: Zunächst werden die wesentlichen Ergebnisse der Langfassung der o.g. Studie referiert (vgl. Kapitel 1 und 2); auf dieser Basis werden dann mögliche Maßnahmen und Strategien diskutiert, die kurzfristig (2000-2001) ergriffen werden könnten (vgl. Kapitel 5 der Langfassung). Als Akteure kommen hierbei nicht nur die Bundesregierung, die wichtige Rahmenbedingungen zum Marktgeschehen wird setzen müssen, in den Fokus, sondern auch die Betreiber von Heizkraftwerken und KWK-Anlagen und deren Verbände, aber auch andere Akteure wie z. B. Contracting-Unternehmen und Forschungseinrichtungen. Da die Übergangsphase der Liberalisierung der europäischen Stromwirtschaft in den Jahren 2000-2005 eine besondere Herausforderung für die KWK-Entwicklung darstellt, wird auch ein kurzfristig wirksames Maßnahmenbündel zur Diskussion gestellt (vgl. Kapitel 3.2).

Dem Leser sei zum Verständnis in Erinnerung gerufen, dass diese vorgelegte Analyse im Rahmen einer Vorstudie durchgeführt wurde und langfristig abgesicherte Aussagen auch Analysen mit einschließen müssten, die bis 2010 und 2020 reichen. Weiterführende Arbeiten sollen in einer geplanten Hauptstudie erfolgen (vgl. Langfassung der Vorstudie).

### 1 Ausgangssituation, Aufgabenstellung und methodisches Vorgehen

#### 1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Mit der Verabschiedung des Energiewirtschaftsgesetzes und der Liberalisierung des Strommarktes haben sich die Wettbewerbsbedingungen für die KWK grundlegend geändert. Der Gebietsschutz ist aufgelöst und die klassische Rollenverteilung Verbundversorger, regionale Versorger und kommunale EVU's wird zunehmend aufgelöst. Der Wettbewerb hat zu einem erheblichen Preisverfall auf dem Strommarkt geführt (**Tabelle 1-1**), der nicht nur die Sondervertragskunden, sondern auch die privaten Endkunden erreicht hat. Bei vorhandenen Überkapazitäten von 10-15 % im Erzeugungspark in Deutschland und Westeuropa wird der Preiskampf auf dem Niveau kurz-/mittelfristiger Grenzkosten geführt. Verteilungskosten für Netzebenen und Umspannung hingegen werden gemäß Verbändevereinbarung zu 100 % als Durchleitungskosten ausgewiesen, d. h., Vollkosten der Stromverteilung werden im Regelfall erlöst.

**Tabelle 1-1** Prognose der Entwicklung der Strompreise bis 2005 (real, Preisbasis 1996) ohne Mehrwertsteuer und Stromsteuer

	1996 <sup>1</sup>	1999 <sup>2</sup>	2005	Veränderung 1996-2005
<b>Industrie</b>				
- Hoch- u. Mittelspannung	12,5	10,5	8,1	-35%
- Niederspannung	21,5	18,0	15,8	-25%
<b>Handel u. Gewerbe</b>				
- Hoch- u. Mittelspannung	18,2	15,2	12,2	-33%
- Niederspannung	21,3	18,2	16,4	-23%
<b>Öffentliche Einrichtungen</b>				
- Hoch- u. Mittelspannung	16,4	k.A.	11,5	-30%
- Niederspannung	20,4	k.A.	15,8	-23%
<b>Gewerbetarif</b>	27,7	23,5	20,0	-27%
<b>Haushaltstarif</b>	23,6 <sup>3</sup>	k.A.	20,0	-15%

<sup>1</sup> Durchschnittserlöse lt. BMWi, Ref. Energiewirtschaft

<sup>2</sup> VEA Bundesstrompreisvergleiche zu jeweiligen Preisen

<sup>3</sup> Inkl. Sondertarif für Nachtstrom-Speicherheizungen

Quellen: BMWi 1998, VEA 1999, Prognos 1999, eigene Schätzungen

Im Vertrieb müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU's) mit und ohne Eigenerzeugung bestehen und marktfähige Preise bieten. Verteilerunternehmen, die zu 100% Strom beziehen, profitieren zur Zeit noch von der Liberalisierung. Preisrückgänge im Einzelhandel werden durch günstige Bezugsbedingungen auf der Großhandelsebene überkompensiert. Mittel- und langfristig dürften bei nivellierten Großhandelspreisen und gesteigerter Wechselbereitschaft der Endkunden jedoch die Margen des Stromverkaufs abschmelzen und nur noch Angebote mit „Mehrwert“ (=Dienstleistungen) marktfähig sein.

Die sofortige vollständige und nicht (wie in anderen Ländern) gelenkte Liberalisierung geht in der Marktberaumungsphase zu Lasten der Unternehmen, die in der Vergangenheit in umweltpolitisch gewünschte KWK-Anlagen investiert hatten. KWK-Anlagen mit Erzeugungskosten von 6-12 Pf/kWh<sub>el</sub> belasten bei Großhandelspreisen frei Stadtnetz bzw. Betriebsgrenze von derzeit 4 bis 5 Pf/kWh die EVU's und die industrielle Kraftwirtschaft gleichermaßen und verursachen eine so nicht erwartete Entwicklung der Ergebnisse in den Unternehmen.

Die Marktberaumung im Zuge der Liberalisierung mit Preisen auf dem Niveau kurzfristiger Grenzkosten ist für alle Unternehmen, die KWK-Anlagen betreiben, problematisch. Für die kommunalen EVU's gilt, dass sie mit ihrem hohen Anteil an Stromeigenerzeugung in KWK-Anlagen infolge der im Querverbund übernommenen Aufgaben der Daseinsvorsorge (u.a. ÖPNV) meist fehlenden Rückstellungen der neuen Situation nur kurzfristig gewachsen sind. Die Erfolge der Rationalisierungsmaßnahmen und Erträge aus neuen Geschäftsfeldern (wie z. B. Anlagen-Contracting und Gebäudemanagement) werden sich erst mittelfristig auswirken und können kurzfristige Ergebniseinbrüche nicht kompensieren. Die Folge kann ein Stopp von Investitionen in die KWK und Fernwärme sein.

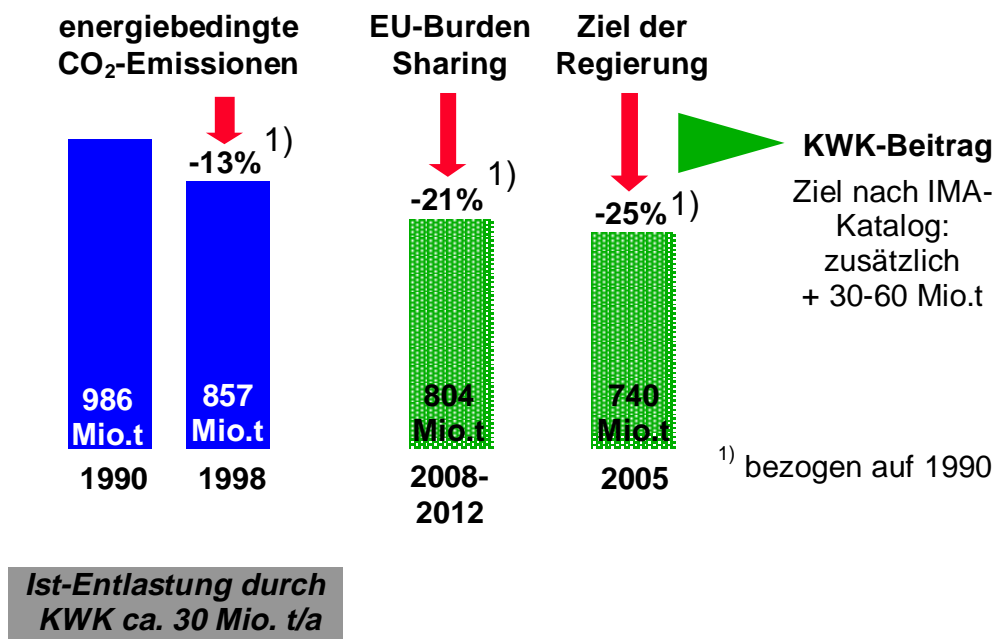
Für viele kleine und mittlere EVU's dürfte diese Entwicklung zum Verlust der unternehmerischen Selbstständigkeit führen und damit auch zu Strukturen, in denen auf Grund der Beteiligung überregionaler Erzeuger und der Entscheidungen in der Marktberaumungsphase dauerhaft die Basis für lokale KWK-Anlagen und damit auch der Fernwärme gefährdet ist. Darüber hinaus geht die ökonomisch erwünschte Trennung zwischen Netzen und Erzeugern verloren, und es entstehen durch vertikale Integration neue marktbeherrschende Strukturen.

Ähnliche Entwicklungen vollziehen sich unter anderen Gesichtspunkten auch in der industriellen KWK, die aufgrund der besseren Auslastung durch den Wärmebedarf meist günstigere Voraussetzungen hat. Bei Strompreisangeboten unter den variablen Kosten der eigenen KWK lohnt sich der Betrieb teilweise nicht mehr, was bereits zu Stilllegungen geführt hat. Inwieweit es sich bei den z.B. von der VIK bezifferten 500 MW in den letzten 2 Jahren um erwünschte Stilllegungen ineffizienter Anlagen handelte oder nicht, ist derzeit nicht bekannt.

Konträr zu diesen Entwicklungen wird der KWK aufgrund ihrer höheren Energienutzung im Rahmen der vorhandenen Ziele zur CO<sub>2</sub>-Minderung, d.h.

- der Selbstverpflichtung der deutschen Bundesregierung zur 25 %-igen Reduktion bis zum Jahr 2005, sowie
- des verbindlichen EU-Beschlusses zum Burden Sharing im Rahmen der internationalen Verpflichtung des Protokolls von Kyoto der EU mit einer Minderung der Treibhausgase von 21 % für Deutschland bis 2008/2012

von der Energie- und Klimapolitik eine bedeutende Rolle zugewiesen. Der Beitrag der KWK zur Erreichung der Klimaschutzziele wird im Katalog der interministeriellen Arbeitsgruppe (IMA) von 1997 mit einer zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Entlastung von 30-60 Mio. t CO<sub>2</sub> beziffert; dies entspräche in etwa einer Verdopplung der KWK in den kommenden fünf bzw. 8 bis 12 Jahren (IMA, 1997) (vgl. **Abbildung 1-1**).



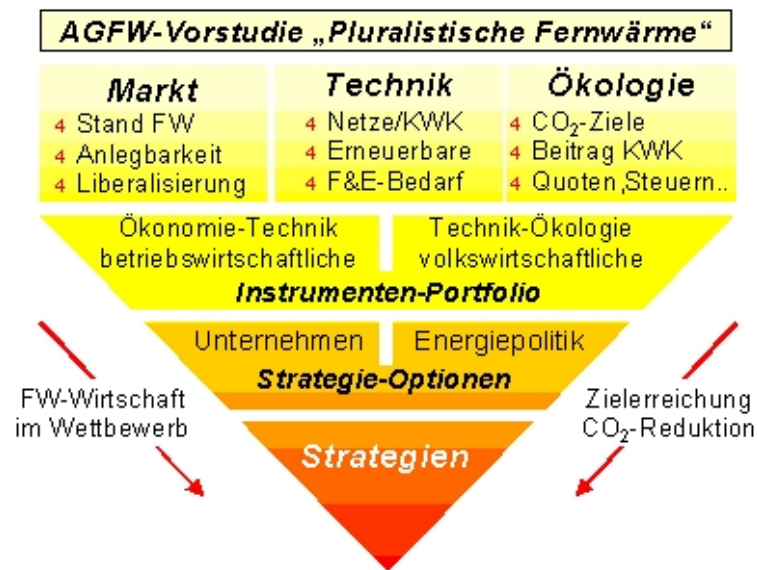
**Abbildung 1-1:** CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung und CO<sub>2</sub>-Minderungsziele in Deutschland

## 1.2 Aufgaben und Ziele der Vorstudie

Der bestehende energie- und klimapolitische Zielkonflikt zwischen international bindender Verpflichtung einerseits und der derzeitigen Marktrealität andererseits sollte im Rahmen der Vorstudie analysiert, die mittelfristig technisch-wirtschaftlichen Potentiale der KWK sollten quantifiziert und geeignete Maßnahmen zur Überwindung dieses Zielkonfliktes aufgezeigt werden.

In dieser Vorstudie wurde zunächst durch Analyse der Ausgangssituation die notwendige Basis hergestellt (s. Kapitel 2 bis 5 der Langfassung), um die verschiedenen Technologielinien der KWK zu bewerten und geeignete Strategien zu deren Erhalt und Ausbau empfehlen zu können. Im Einzelnen sollten hierbei folgende Aspekte mit einem Zeithorizont bis 2005 untersucht werden (vgl. **Abbildung 1-2**):

- Analyse der Ausgangssituation Markt – Technik – Ökologie
  - heutiger Stand der Siedlungs-KWK und Fernwärme sowie der industriellen Kraftwärmewirtschaft
  - die aktuelle Strompreisentwicklung in der Marktanpassungsphase
  - Ziele des nationalen Klimaschutzes.
- Bewertung der KWK-Technologielinien unter Effizienz-, Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissions-Aspekten in der Marktanpassungsphase und ihrer längerfristigen Perspektiven
  - technisch-ökonomisch (einzelwirtschaftliche Bewertung, Entwicklungspotentiale der KWK-Technik und der Fernwärme)
  - technisch-ökologisch (potentieller Beitrag der KWK zu Zielen des Klimaschutzes, auch relativ zu anderen technischen Möglichkeiten (Technologieranking))
  - energiewirtschaftliche Bedeutung der KWK (u.a. Brennstoffdiversifikation, Komplementärtechnologie Fernwärme für erneuerbare Energien) unter kurzfristigen Aspekten der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung.
- Erläuterung von Instrumenten zum Erhalt der KWK, Beschreibung von Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten beim Ausbau der KWK und Formulierung einer Empfehlung zur Implementierung eines Maßnahmenbündels seitens geeigneter Akteure. Dabei sollte zwischen kurzfristig zu ergreifenden Maßnahmen und solchen mit längerem Vorbereitungsbedarf unterschieden werden.

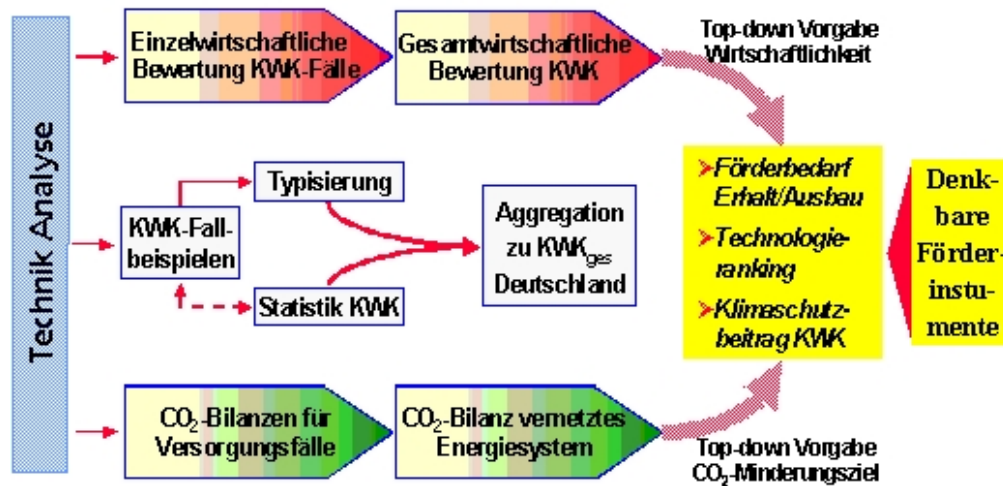


**Abbildung 1-2:** Gegenstandsbereiche der Vorstudie

Das Maßnahmenbündel sollte sich an den übergreifenden Zielen des Klimaschutzes und den einzelwirtschaftlichen Erfordernissen der Industrie- und Siedlungs-KWK orientieren.

### 1.3 Methodisches Vorgehen

Eine integrale Bewertung der KWK ist nur möglich, wenn die KWK im Gesamtsystem Energiewirtschaft sowohl hinsichtlich ihrer Wettbewerbsfähigkeit als auch hinsichtlich ihrer CO<sub>2</sub>-Effizienz bewertet wird. Methodisch wurden hierzu für Technologielinien der KWK und typische Versorgungsfälle Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Sensitivitätsanalysen sowie CO<sub>2</sub>-Bilanzen erstellt (s. **Abbildung 1-3**). Die Fallbeispiele für einzelne Technologielinien können über eine Typisierung und über Statistiken zum Bestand in Deutschland bzw. zu einer Gesamtaussage zur KWK im Energiemarkt aggregiert werden. Je nach Betrachtungshorizont und entsprechend gesetzten Rahmenbedingungen des Strom-, Wärme- und Brennstoffmarktes sind hieraus Aussagen zum Stand oder zur Entwicklung der KWK abzuleiten. Als Ergebnis der Studie resultieren Abschätzungen zum deutschlandweit auflaufenden wirtschaftlichen Defizit aus dem Betrieb vorhandener KWK-Anlagen beim aktuellen Strompreisniveau sowie zur Wirtschaftlichkeit eines KWK-Zubaus auf Vollkostenbasis.



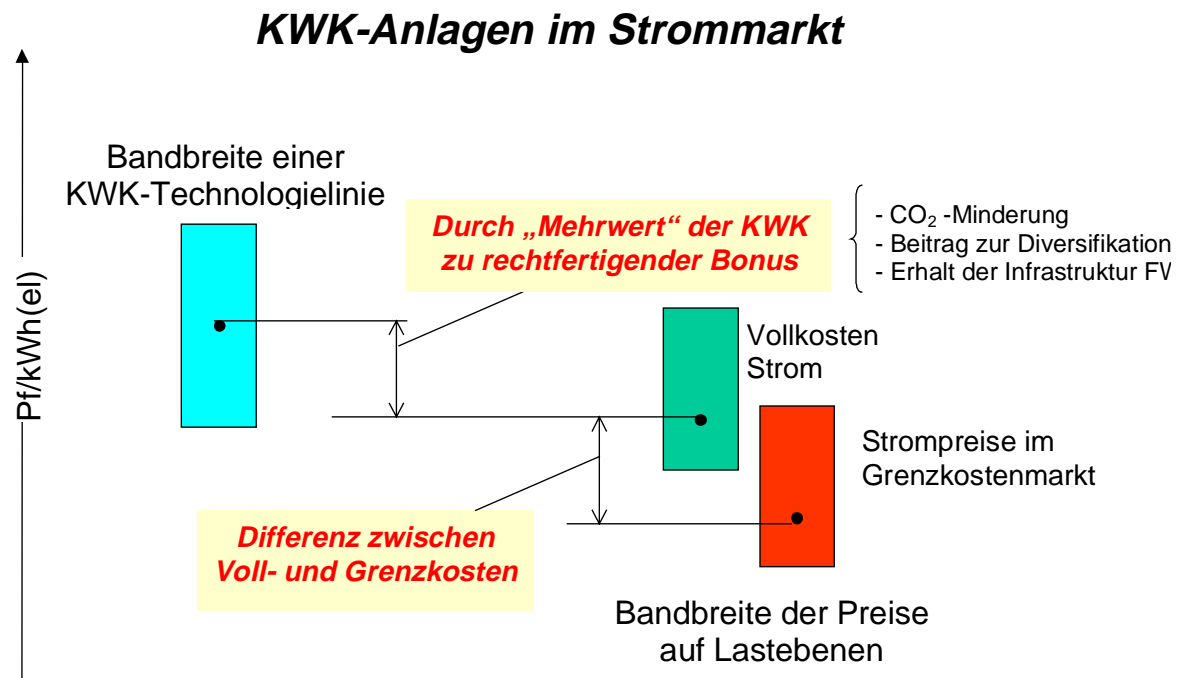
**Abbildung 1-3:** Methodische Vorgehensweise in der Vorstudie

Durch Spiegeln der einzelwirtschaftlichen Gegebenheiten der Technologielinien wird der jeweilige Abstand zu den Grenzkosten bzw. Vollkosten im Strommarkt aufgezeigt und so

- das durch die Liberalisierung induzierte und
- das technologiebedingte, durch einen „Mehrwert“ aufzuwiegende Defizit

der KWK quantifiziert („Deltas“). Die Einschätzungen zu den Effekten der Liberalisierung und der Unterstützungsbedarf zum Erhalt der KWK oder Eckpunkte für Anreizsysteme zum Ausbau der KWK basieren auf diesen Einschätzungen der Wettbewerbssituation.

Die Rechtfertigung einer KWK-Förderung besteht darin, das CO<sub>2</sub>-Minderungsziel volkswirtschaftlich möglichst effizient und weitere Ziele (u.a. Beschäftigungswirkung, Angebotsdiversifikation Brennstoffe, Preisstabilität, technologiekompatibel zu Zukunftstechnologien) zu erreichen, vgl. **Abbildung 1-4**. Deshalb wurde in der Vorstudie die volkswirtschaftliche Effizienz der CO<sub>2</sub>-Minderung durch KWK bezogen auf die Selbstverpflichtung einer 25%-igen Reduktion bis zum Jahr 2005 analysiert. Auch hier wurden zunächst anlagen- bzw. versorgungsfallbezogene Analysen durchgeführt, die in eine energetische und ökologische (CO<sub>2</sub>) Bewertung der KWK münden.



**Abbildung 1-4:** Quantifizierung der Maßnahmen zum Erhalt/Ausbau der KWK

Der Beitrag der KWK für ein volkswirtschaftliches Gesamtoptimum der CO<sub>2</sub>-Minderung kann jedoch aufgrund der Vernetzung der Energiesysteme nicht unmittelbar aus Einzelfällen bzw. betriebswirtschaftlichen Betrachtungen abgeleitet werden. Modellrechnungen zum volkswirtschaftlich effizienten Mitteleinsatz wurden mit dem Energiesystemmodell E<sup>3</sup>Net durchgeführt, in dem die nach Sektoren aufgeteilte gesamte Energienachfrage und -erzeugung Deutschlands und deren Vernetzung abgebildet ist. Als Optimierungskriterium wurde das Ziel „Minimale Kosten für das CO<sub>2</sub>-Emissionsziel 2005 gemäß Verpflichtung der Bundesregierung“ vorgegeben. Auf dieser Basis wurde der volkswirtschaftlich effiziente Beitrag der KWK sowie die integralen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten (volkswirtschaftliche Betrachtung) zur Erfüllung der Selbstverpflichtung berechnet.

Eine solche Rechnung zeigt, wie die Volkswirtschaft in der wirtschaftlich günstigsten Weise CO<sub>2</sub>-Minderungsziele erreichen kann. Einzelwirtschaftliche Akteure entscheiden jedoch nicht auf der Basis einer gesamtwirtschaftlich "richtigen" Bewertungsskala, sondern aufgrund der für ihren eigenen Entscheidungszusammenhang für relevant erachteten Größen. So unterscheiden sich die zugrundegelegten Zinssätze und andere Größen systematisch voneinander.

In dieser Studie werden einzelwirtschaftliche Betrachtungen immer auf der Basis von einzelwirtschaftlichen Parametern und gesamtwirtschaftliche Analysen auf der Basis von gesamtwirtschaftlichen Parametern durchgeführt. In welchem Verhältnis stehen dann die Ergebnisse der beiden unterschiedlichen Betrachtungen?

Zunächst ist sichergestellt, dass technische Größen (Anlagenkennziffern), die in die Rechnungen eingehen, identisch sind. Die volkswirtschaftliche Analyse mit E<sup>3</sup>Net ergibt, dass KWK in sehr kostengünstiger Weise zur Erreichung von Klimaschutzziele beitragen kann. In einzelwirtschaftlichen Entscheidungen schlägt sich jedoch das Klimaschutzziel nicht unmittelbar nieder. In bestimmten Versorgungsfällen ist eine KWK-Lösung einzel-

wirtschaftlich ohnehin vorteilhaft. Soweit das nicht der Fall ist, gibt das Auseinanderklaffen von gesamtwirtschaftlicher und einzelwirtschaftlicher Wirtschaftlichkeit einen Hinweis auf die politische Gestaltungsaufgabe im Rahmen der Klimaschutzpolitik.

Betrachtet wird in der Vorstudie der Zeithorizont bis 2005, auf den die Modellrechnungen und Prognosen ausgerichtet wurden. Je nach Betrachtungshorizont und entsprechend gesetzten Rahmenbedingungen des Strom-, Wärme- und Brennstoffmarktes sind hieraus Aussagen zum derzeitigen Stand oder zur Entwicklung der KWK abzuleiten. Entsprechend resultieren fundierte Einschätzungen zum deutschlandweit kumulierten Defizit der KWK beim aktuellen Grenzkostenwettbewerb bzw. zur Wirtschaftlichkeit eines KWK-Zubaus auf Vollkostenbasis.

Weitergehende Analysen bis 2010/2020 mit der notwendigen tieferen Durchdringung der Sachverhalte und langfristige Wechselwirkungen Technologie-Ökonomie-Ökologie bleiben der Hauptstudie vorbehalten.

## 2 Kurzfassung der Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse und Kernaussagen aus den Kapiteln zwei (Liberalisierte Marktbedingungen und Stand der KWK), drei (Technik), vier (Ökologie) und fünf (Hemmnisse, Marktunvollkommenheiten und Maßnahmen zu ihrer Überwindung) der Langfassung dargestellt, in denen die technisch-ökonomischen und energie- sowie klimapolitischen Rahmenbedingungen umrissen werden, die als Grundlage für den technologisch-ökologischen Vergleich, das Technologieranking sowie die entwickelten Maßnahmen bzw. die abschließende Empfehlung dienen.

### 2.1 Liberalisierte Marktbedingungen und Stand der KWK

#### 2.1.1 Stand der KWK-Nutzung durch öffentliche Versorger, Industrie und Kleinverbrauch sowie derzeitige Marktbedingungen

KWK wird überall dort eingesetzt, wo zeitgleich Bedarf an thermischer und mechanischer Energie besteht. Typischerweise finden sich solche Potentiale in verschiedenen Industriezweigen und Dienstleistungsbranchen, die überwiegend für den eigenen Bedarf produzieren, aber auch in der Erzeugung von Nah- und Fernwärme durch öffentliche Versorgungsunternehmen (die sogenannte Siedlungs-KWK).

**Siedlungs-KWK-Anlagen** werden überwiegend durch öffentliche Energieversorger betrieben - zu ca. drei Viertel (bezogen auf die KWK-Stromerzeugung) durch kommunale EVU's. 1998 wurden 66 % der insgesamt 98,7 TWh an Fernwärme in 621 KWK-Anlagen erzeugt. 90 % der Wärme wird in Dampfturbinen oder GuD-Anlagen erzeugt, die aber nur knapp 35 % der Anlagen ausmachen. 46 % der insgesamt erzeugten Fernwärme wird an Haushalte, 27 % an Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) und 18 % an Industriebetriebe geliefert (s. **Tabelle 2-1**)<sup>1</sup>. Der Strom-Output der öffentlichen KWK-Anlagen lag 1998 bei 28,1 TWh (inkl. Fremdbezug bei 33,1 TWh), das entspricht 5,4 % der öffentlichen Stromversorgung, 1,3 % mehr als Anfang der 90er Jahre.

In den 90er Jahren stieg die Trassenlänge des Fernwärmenetzes in den alten Bundesländern kontinuierlich und lag 1998 bei 13.700 km. Die Netzeinspeisung stieg seit 1990 um etwa 25 %, dabei ging der Trend zur Verdichtung von existierenden Versorgungsgebieten und zu Nahwärmekonzepten mit kleineren System auf Basis von BHKW. Seit der Liberalisierung der Stromwirtschaft ist der Ausbau der Fernwärmeerzeugung und des Netzes durch die Verminderung der Stromerlöse der KWK-Erzeugung fast zum Erliegen gekommen.

---

<sup>1</sup> Die Zahlen beruhen auf den Auswertungen der AGFW-Umfragen und umfassen daher nur Zahlen der teilnehmenden Unternehmen. Der überwiegende Teil der deutschen Fernwärmewirtschaft wird dadurch aber abgedeckt und die angegebene Lieferstruktur dürfte nicht wesentlich von den realen Verhältnissen abweichen.

Die in der DDR stark verbreitete Fernwärmenutzung der 80er Jahre konnte ihre Stellung nach 1990 zwar im Wesentlichen halten. Der Fernwärmebedarf sank aber seit 1990 sehr deutlich infolge des Rückgangs der industriellen Produktion, der zunehmenden Anwendung der verbrauchsabhängigen Heizkostenabrechnung, von Wärmedämmmaßnahmen und der Substitution durch erdgasbetriebene Heizkessel. Der Anteil der Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen in den neuen Bundesländern stieg durch den Ersatz alter Heizwerke durch effiziente GuD-Heizkraftwerke aber an, der Anteil entspricht inzwischen mit 66 % dem bundesdeutschen Durchschnitt.

In der **Industrie** sank der Eigenanteil bei der Stromerzeugung in den 90er Jahren von 74 auf 53 TWh, der Anteil aus KWK-Anlagen (inkl. Bergbau; Anlagen über 1 MW Nennleistung) blieb dabei aber laut Statistischem Bundesamt nahezu konstant bei ca. 40 TWh (KWK-Definition nach VIK). 1997 erzeugten diese Anlagen außerdem 70 TWh an Wärme, das sind 59 % des Wärmebedarfs unter 100°C (s. **Tabelle 2-1**). Auch hier erfolgt die Erzeugung vornehmlich mit Dampfturbinen, die als Gegendruckmaschinen mit einer festen Stromkennzahl oder als Entnahme-Kondensationsmaschinen mit einem variablen Wärme-Strom-Verhältnis betrieben werden, und Gasturbinen. Kleinere Anlagen unter 1 MW sind bei den genannten Zahlen für die Industrie nicht berücksichtigt.

BHKW-Anlagen werden neben der Industrie bevorzugt im Kleinverbrauchssektor – also zur Versorgung öffentlicher Gebäude, Krankenhäuser, Bürogebäuden, etc. – eingesetzt. 1998 gab es insgesamt 5500 BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 2,1 GW auf der Basis von Gas- und Dieselmotoren. Gegen Ende der 90er Jahre stieg vor allem die Anzahl an Kleinst-BHKW's. Für die BHKW-Anlagen kann man davon ausgehen, dass die Anlagen über 1 MW – die den höchsten Anteil an der Erzeugung haben – bereits in den anderen Quellen der kommunalen und industriellen Berichterstattung erfasst sind und die zahlreichen kleineren Anlagen zusammen genommen nur einen kleinen Anteil an der gesamten Erzeugung ausmachen. Eine genaue Erfassung der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen ist für den Kleinverbrauchssektor nicht verfügbar.

In der Summe ergibt die Stromerzeugung in **industriellen und öffentlichen KWK-Anlagen einen Anteil von ca. 12 % an der gesamten Stromerzeugung** in Deutschland. Damit liegt Deutschland bei der KWK-Nutzung im europäischen Durchschnitt. Die Zahl liegt aber deutlich unter der von Nachbarländern mit vergleichbarem Klima und eher ungünstigerer Industriestruktur, aber ansonsten anderen Rahmenbedingungen (Niederlande: 35 %; COGEN Europe 1999), zum Beispiel in Bezug auf Einspeisekonditionen oder andere Regelungen.

In der westdeutschen öffentlichen KWK-Wirtschaft dominieren die kohlebefeuelten Heizkraftwerke, Stein- und Braunkohle machen dabei einen Anteil von 58 % am Brennstoffeinsatz in den alten Bundesländern aus. Im Gegensatz dazu wurde in den 90er Jahren in den neuen Ländern der Einsatz von alten braunkohlegefeuerten Heizkraftwerken durch den Neubau erdgasbetriebener GuD-Anlagen überkompensiert. Dementsprechend verschob sich die Brennstoffstruktur sehr stark von der Braunkohle zu Erdgas, das 1997 einen Anteil von 67 % hat. Zusammengenommen bleibt eine leichte Dominanz des Kohleeinsatzes. In einigen Städten wird außerdem Fernwärme aus Müllverbrennungsanlagen ausgekoppelt (**Tabelle 2-2** und **Tabelle 2-3**).

Die Brennstoffstruktur der industriellen Stromeigenerzeugungsanlagen wird mit einem Anteil von 64 % vom Einsatz von Erdgas und anderen Gasen (z. B. Klärgas) bestimmt, das vorwiegend in Gasturbinen zum Einsatz kommt. Bei kleineren Anlagen werden wie auch im Kleinverbrauchsektor Motoren-BHKW auf der Basis von Erdgas, Klärgas oder Diesel eingesetzt.

**Tabelle 2-1:** Strom- und Wärmebedarf sowie Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren 1991 und 1998 in Deutschland

Erzeuger- bereich	Jahr	Strom- verbrauch	Stromer- zeugung	Stromer- zeugung aus KWK		Wärme- bedarf (< 100°C)	Wärmeer- zeugung	Wärmeer- zeugung aus KWK	
				TWh	TWh			TWh	%
öffentliche Versorger	1991	-	459,1	18,7	4,1%	-	98,9	56,3	57%
	1998	-	493,3	28,1 <sup>4</sup>	5,4%	-	98,7	65,4	66%
Industrie	1991	223,8	73,7	39,2	18%				
	1998	215,5 <sup>2</sup>	51,5	40,5 <sup>2,3</sup>	19%	119 <sup>2</sup>		70,2 <sup>2</sup>	59%
Klein- verbrauch	1997	124		~3 <sup>1</sup>	2%	313		~4 <sup>1</sup>	1%

<sup>1</sup>Schätzungen, zur Herleitung s. Langfassung Kap. 2.2.1.4  
<sup>2</sup> 1997 <sup>3</sup>inkl. Kond.- und -Entnahmebetrieb <sup>4</sup>ohne Fremdbezug

Quellen: StaBu, FS 4 R 6.4; AGFW-Hauptberichte; VIK-Statistiken; AGFW/ASUE/VIK 1996

**Tabelle 2-2:** Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen

	Jahr	Steinkohle	Braun- kohle	Gas	Öl	Sonstige (Müll, etc.)	Gesamt (in TWh)
Öffentliche KWK	1998	41%	12%	39%	2%	6%	133
Industrie	1997	13% <sup>1</sup>	3% <sup>1</sup>	64% <sup>1</sup>	9% <sup>1</sup>	11% <sup>1</sup>	76

<sup>1</sup> Werte gelten für ind. Stromeigenerzeugungsanlagen insgesamt; keine Aufschlüsselung für KWK-Anlagen verfügbar.

Quellen: ET 7/96; StaBu FS 4, R.6.4; AGFW-Hauptbericht 1997

**Tabelle 2-3:** Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Anlagentypen

Sektor	Jahr	Dampf- turbinen		Gas- turbinen		GuD- Anlagen		Motoren		Gesamt	
		MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl
Öffentliche KWK	1998	8370	168	1067	47	1602	20	420	386	11459	621
Industrie	1997	5880		1378		() <sup>1</sup>		208		7466	

<sup>1</sup> nicht getrennt aufgeschlüsselt; in Dampfturbinen enthalten  
<sup>2</sup> Split nach 1995; Anlagen über 1 MW auch in Industrie/ kommunale KWK abgedeckt, daher Doppelzählung (v.a. bei Gasturbinen)

Quellen: ET 7/96; ET 7/99; StaBu FS 4, R.6.4 ; AGFW-Hauptbericht 1997

Unter den **Marktbedingungen** vor der Liberalisierung ging man davon aus, dass die KWK-Nutzung in Deutschland und in der EU bis 2010 verdoppelt werden könne (BMU 1997). Seit Einführung der Liberalisierung in Deutschland beobachtet man aber Preisrückgänge für bezogenen Strom um 30 bis 40 % und mehr für die Industrieunternehmen im Vergleich zum Preisniveau vor etwa einem bis zwei Jahren. Damit kam der Zubau von KWK-Neuanlagen seit 1998 praktisch zum Erliegen. In der Industrie ist seit 1999 eine Außerbetriebnahme von Anlagen in Gang und einige Stadtwerke erwägen die Außerbetriebnahme. Derzeit gibt es keine Untersuchung, ob es sich hierbei aus Energieeffizienz-Gesichtspunkten um eine sinnvolle Marktberreinigung handelt oder nicht.

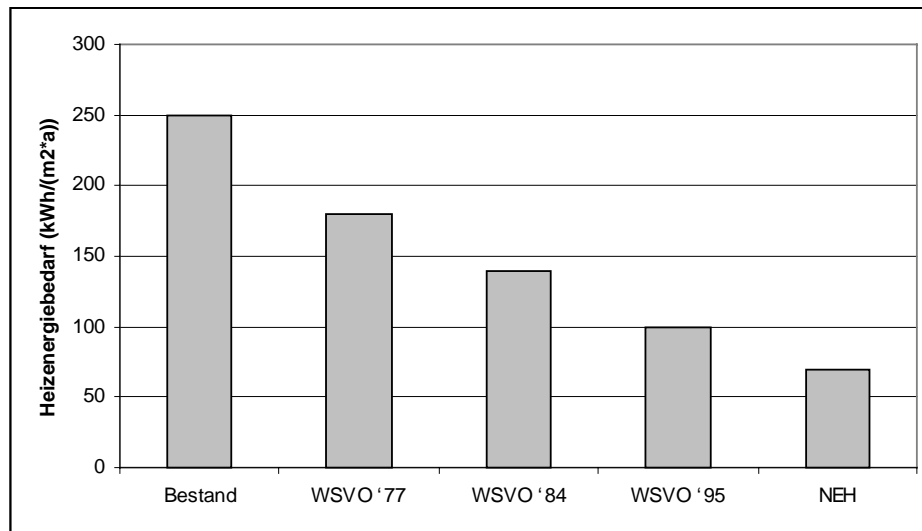
Hauptgrund des erheblichen Preisrückgangs sind bedeutende Stromerzeugungsüberkapazitäten, die derzeit auf Basis von Grenzkosten von 3 bis 4 Pf/kWh (Großhandelsebene) bei abgeschriebenen Anlagen ausgelastet werden. Die KWK-Betreiber können heute häufig nur noch dann ihre Anlagen wettbewerbsneutral betreiben, wenn sie über abgeschriebene und hinreichend effiziente Anlagen verfügen. Die industriellen Betreiber sind flexibel bei KWK-Anlagen Stilllegungen, weil sie meist ausreichend Kesselkapazitäten zur Wärmeerzeugung haben. Danach kann die Wärmeversorgung des Betriebes auch nach Stilllegung der Stromerzeugung auf KWK-Basis sichergestellt werden.

### **2.1.2 Anwendung und Potentiale der KWK in der Wärmewirtschaft sowie in Industrie und Kleinverbrauch bis 2005**

#### **Wärmebedarfsentwicklung bis 2005 in der öffentlichen Versorgung**

In der öffentlichen Versorgung dient die Fernwärme zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Während der Warmwasserbedarf in den letzten Jahren und wohl auch in der Zukunft als relativ konstant anzusehen ist, muss insbesondere in der Raumwärmeversorgung mit einem Rückgang der Nachfrage aufgrund sinkenden Raumwärmebedarfs durch bessere Wärmedämmstandards im Neubaubereich und der Sanierung von Gebäuden im Bestand ausgegangen werden (vgl. **Abbildung 2-1**).

Trotz der weiter leicht ansteigenden Wohnfläche pro Einwohner und der steigenden Komfortansprüche wird dieser Rückgang nicht dauerhaft durch die Erschließung neuer Abnehmer in Neubau oder durch die Verdichtung der Anschlüsse kompensiert werden können, so dass in Zukunft mit einem Rückgang des Wärmebedarfs gerechnet werden muss. **Tabelle 2-4** stellt die Ergebnisse der Nachfrageentwicklung im Bereich Haushalte auf Basis des Energiereports von Prognos/EWI (1999) dar.



**Abbildung 2-1:** Spezifischer Heizenergiebedarf eines Einfamilienhauses (Energieagentur NRW 1995)

**Tabelle 2-4:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Deutschland

Endenergieverbrauch der Haushalte in TWh/a	1992	2000	2005
Raumwärme	514	546	537
Warmwasser	69	73	71
Summe	582 100%	618 106%	608 104%

Quelle: Prognos/EWI, 1999

Während ohne Änderungen der existierenden Rahmenbedingungen kein nennenswertes Anwachsen der Fernwärmeleistung mehr zu erwarten ist, bestehen weitere Potentiale zur Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in der öffentlichen Versorgung durch die weitere Erhöhung des KWK-Anteils in der Fernwärmeerzeugung von derzeit ca. 70 % und durch Maßnahmen zur Erhöhung der Stromkennzahl bestehender Anlagen, z.B. durch Topping mit Gasturbinenanlagen.

### Wärmebedarfsentwicklung bis 2005 in der Industrie

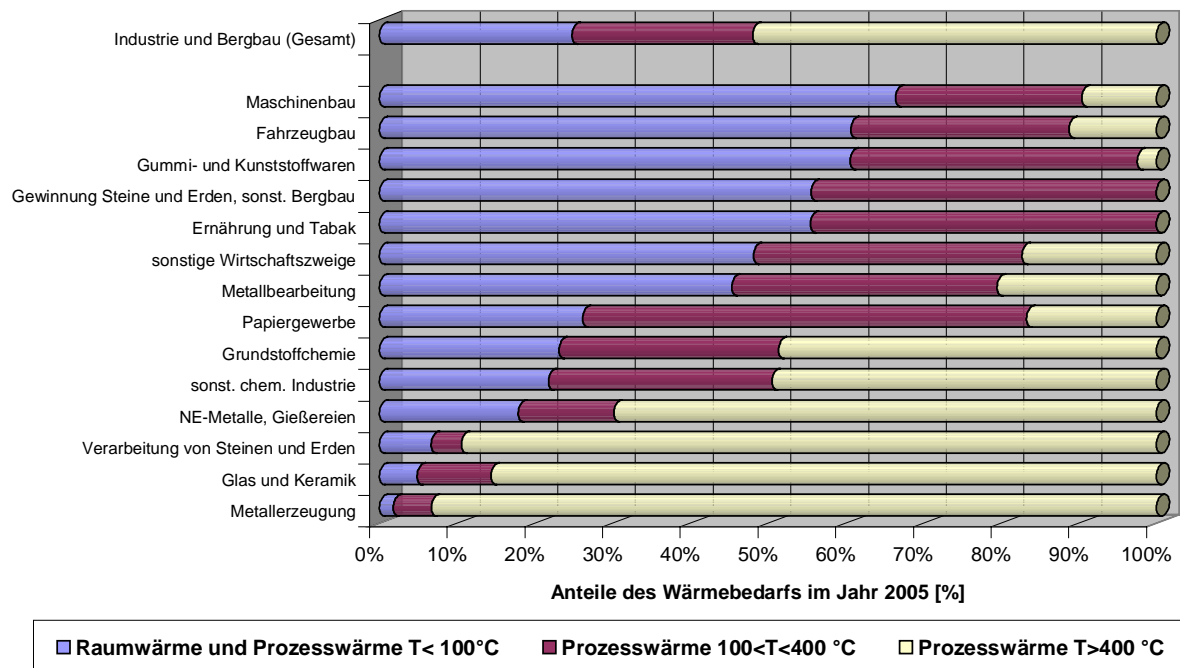
Verschiedene Einflüsse wirken sich auf den Energiebedarf in der Industrie aus:

- Eine erhöhte Energieeffizienz führt zu einer Verminderung des Wärme- und Strombedarfs.
- Das wirtschaftliche Wachstum erhöht den absoluten Energieverbrauch.
- Brennstoff- und Wärmeanwendungen werden teilweise durch Stromanwendungen substituiert.

In der Summe gehen die Schätzungen von einem leichten Rückgang beim Raumwärmebedarf aus, der aber durch einen leicht steigenden Verbrauch an Prozesswärme bis

100°C ausgeglichen wird, so dass der durch KWK abdeckbare Wärmebedarf in Industrie und Kleinverbrauch bis 2005 etwa gleich bleiben dürfte. Dagegen ist beim Stromverbrauch eher mit steigendem Bedarf zu rechnen, so dass die Strombedarfskennziffer wie in der Vergangenheit weiter steigen dürfte.

Nach ersten Berechnungen wird der Wärmebedarf der Industrie in 2005 ca. 480 TWh betragen. Dabei wird der Anteil von Prozesswärme oberhalb von 400 °C, der nicht über KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann auf ca. 247 TWh zurückgehen. **Abbildung 2-2** zeigt die Anteile des Wärmebedarfs aufgeteilt nach Temperaturbereichen und Branchen.



Quelle: FhG-ISI, 1999.

**Abbildung 2-2:** Berechnete Verteilung des Wärmebedarfs nach Temperaturniveaus für unterschiedliche Branchen im Jahr 2005.

Daraus ergibt sich, dass ca. 50 % des Wärmebedarfs in der Industrie durch KWK-Anlagen gedeckt werden könnte, was die großen Ausbaureserven der KWK in der Industrie belegt.

### Wärmebedarfsentwicklung bis 2005 im Kleinverbrauch

Der Wärmebedarf im Sektor Kleinverbrauch wird vergleichbar dem Sektor Haushalte maßgeblich durch den Raumwärmebedarf charakterisiert. Entsprechend der Verknüpfung zwischen beheizter Fläche und Beschäftigten wird der Wärmebedarf im Sektor Kleinverbrauch zu einem großen Teil durch die Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bestimmt. Die Beschäftigtenzahlen im Bereich Banken, Versicherungen und Öffentlicher Dienst sind rückläufig, für den Sektor Kleinverbrauch insgesamt wird jedoch mit nahezu konstanten Beschäftigtenzahlen in den kommenden Jahren und damit einem konstanten Wärmebedarf gerechnet. Der zweite Einflussfaktor ist die Entwicklung der Bruttowertschöpfung in den relevanten Verbrauchssektoren. Hier wird derzeit ein geringfügiges Wachstum bis 2005 erwartet, dass sich im wesentlichen in einer Zunahme des Prozesswärmebedarfs spiegeln dürfte. Für den Sektor Kleinverbrauch wird deshalb von einem geringfügig er-

höhtem Wärmebedarfs im Jahre 2005 in Höhe von ca. 326 TWh ausgegangen, wobei deutliche Veränderungen des Fernwärmeanteil an der Wärmeversorgung nicht zu erwarten sind.

### **Erschließung zusätzlicher Absatzpotentiale für Nah- und Fernwärme**

Die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK), also die Kombination einer KWK-Anlage mit einer Kältemaschine eröffnet zusätzliche Potentiale zur besseren Auslastung von KWK-Anlagen durch zusätzliche Wärmeabnahme in den bedarfsarmen Sommermonaten. Das wirtschaftliche Potential für die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung ist jedoch aufgrund des durch den Strompreisrückgang drastisch reduzierten anlegbaren Kältepreises sehr gering und auf Einzelfälle mit hohen Vorlauftemperaturen im Sommer oder Dampfnetze beschränkt.

Der Kältebedarf, der mittels Fernwärme-Kälte-Kopplung gedeckt werden könnte, beträgt nach Schätzungen 2,5 bis 3  $\text{GW}_{\text{th}}$  (entsprechend 1,3 Mio. MWh/a) für das gesamte Bundesgebiet. Hiervon kann aufgrund lokaler Restriktionen (Netzhydraulik etc.) nur ca. die Hälfte technisch genutzt werden, so dass sich ein technisch nutzbares Kältepotential von ca. 0,65 Mio. MWh/a ergibt, bzw. beim Einsatz von Absorptionskältemaschinen eine Wärmearbeit von 1,1 Mio. MWh/a. Dies entspricht ca. 1 % des Wärmeabsatzes der in der AGFW zusammengeschlossenen Energieversorger. Hieraus wird deutlich, dass die KWKK keine großen neuen Absatzpotentiale erschließt, wohl aber im Einzelfall die Auslastung der KWKK-Anlagen und damit ihre Wirtschaftlichkeit nachhaltig verbessern kann.

### **2.1.3 Preisprognosen für Strom und Brennstoffe**

#### **Fossile Brennstoffe**

Eine auch nur mittelfristige Prognose der Entwicklung auf den Energiemärkten, um daraus Anhaltspunkte für die Entwicklung der nächsten fünf Jahre zu gewinnen, fällt z.Zt. besonders schwer. Der Weltölmarkt hat im Jahre 1998 bis Anfang 1999 ein Tief durchlaufen, das in Bezug auf die letzten 10 Jahre einmalig war. Im Anschluss daran hat sich im Laufe des Jahres 1999 der Ölpreis wieder in einer Größenordnung bewegt, wie sie (ausgedrückt in den nominalen Werten der jeweiligen Jahre) zuletzt im Jahre 1990 erreicht wurde.

Es spricht vieles dafür, dass der Weltölpreis mittelfristig insgesamt eher auf hohem Niveau bleibt. Wir unterstellen daher für unsere Untersuchung einen realen Ölpreis von 20 US\$ pro Barrel Öl. Die Preise für die anderen Brennstoffe (mit Ausnahme der Steinkohle) orientieren sich an diesem Wert.

Eine wesentliche Determinante für die Umrechnung der Preise auf Deutschland ist der Wechselkurs zum US\$. Konjunkturelle Schwankungen zwischen USA und Europa können den Wechselkurs zwischen Euro und US\$ beeinflussen. Die Prognose von Währungsrelationen ist noch unsicherer als die Prognose von Energiepreisen. Angesetzt wird daher das gegenwärtige Wechselkursniveau zwischen US\$ und Euro.

Bei der Entwicklung der Gaspreise bestehen z.Zt. große Unsicherheiten, weil das Ausmaß und die Auswirkungen der einsetzenden Liberalisierung nur schwer abgeschätzt werden können. Die Entwicklung auf dem Strommarkt ist hier nicht unmittelbar auf den Gasmarkt zu übertragen, da neben möglicher Veränderungen der inländischen Transportpreise auf Grund der Liberalisierung der Netze auch Anpassungsreaktionen der Lieferländer eintreten können. Unser Ansatz unterstellt, dass in größerem Umfang Preissenkungen auf der Großhandelsstufe eintreten, dass aber die Endverbraucherpreise zunächst noch nicht davon berührt werden. Andere Entwicklungen sind aber ebenfalls plausibel begründbar. Die in dieser Untersuchung berücksichtigten Brennstoffpreise sind aus **Tabelle 2-5** ersichtlich.

**Tabelle 2-5:** Eckdaten der betriebswirtschaftlichen Berechnungen

	Energie- wirtschaft	Industrie	Großhandel	Haushalte
<b>Eckdaten in Geldwerten von 1999 ohne Steuern</b>				
Kalkulationszins	10%	10%		5 (7,5)% <sup>1</sup>
<b>Brennstoffpreise für 2000 bis 2005 (Pf/kWh)</b>				
Heizöl			4,3	5,9 <sup>2</sup>
Erdgas allgemein		2,6		7,7 <sup>2</sup>
Erdgas f. Kraftw., KWK-Anl.	2,3			
Importkohle	1,1			
<b>Strompreise (Pf/kWh)</b>				
Erzeug.-Preise eines Spotmarktes	3,5 (2000)			
	4,2 (2005)			
<sup>1</sup> in Klammer: Wert für Eigentümerhaushalte				
<sup>2</sup> Angaben inkl. Mwst.				

## Strompreise

In einem offenen, deregulierten Strommarkt muss man unterscheiden zwischen dem Strompreis als Preis für den Strom ab Kraftwerk, den Preisen für die Nutzung der Netze verschiedener Stufen und dem Strompreis, den schließlich ein Kunde bezahlt. Der letztere kann alle Preiselemente enthalten und muss darüber hinaus auch Mess- und Vertriebskosten decken.

Die **Tabelle 2-6** zeigt eine Schätzung der gesamten Erzeugungskosten für Strom in Deutschland für die Jahre 1996 bis 1998 und die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten auf dieser Basis. Die Gesamtkosten liegen in der Größenordnung von 30 Mrd. DM und die durchschnittlichen Kosten bei etwa 7 Pf/kWh. In den nächsten Jahren ist damit zu rechnen, dass diese Kosten noch weiter sinken werden, da auf Grund der Altersstruktur der Erzeugungsanlagen die Kapitalkosten rückläufig sein werden und – bei konstantem Brennstoffpreisniveau – auf Grund der größeren Bedeutung neuerer Anlagen mit verbesserten Wirkungsgraden auch die Brennstoffkosten leicht fallen könnten. Darüber hinaus spielt eine Rolle, dass die Rückstellungen für die Endlagerung von Kernbrennstoffen, die in die Brennstoffkosten eingerechnet sind, ab dem Jahr 2004 auslaufen.

**Tabelle 2-6:** Erzeugungskosten Strom in Deutschland

<b>Pro Jahr:</b>		<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>
Kapital	Mrd. DM	8,0	7,9	7,7
Betrieb	Mrd. DM	10,1	10,1	10,0
Brennstoff	Mrd. DM	13,3	13,1	13,4
<b>Gesamtkosten</b>	<b>Mrd. DM</b>	<b>31,4</b>	<b>31,1</b>	<b>31,1</b>
Nettoerzeugung	TWh	450,8	452,0	457,0
<b>spezifische Kosten</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>7,0</b>	<b>6,9</b>	<b>6,8</b>
Quelle: Eigene Berechnungen / Schätzungen, VDEW Statistik				
<sup>1</sup> Die Kapitalkosten werden auf der Basis linearer Abschreibungen ermittelt.				
<sup>2</sup> In den Werten der Tabelle ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen enthalten				

Die für den KWK-Bereich relevanten alternativen Bezugskosten, die einen Maßstab für die Stromgutschrift der KWK darstellen, sind hier mit Hilfe eines komplexen Kraftwerksmodelles ermittelt worden, das die zu erwartenden Preise eines idealen Spotmarktes für "Überschussmengen" (zu kurzfristigen Grenzkosten angebotenen Strommengen) ermittelt. Diese Berechnungen mit dem Modell EUDIS sind vom Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) an der Universität Köln durchgeführt worden (im Unterauftrag des Bremer Energie Instituts). Die ermittelten jahresdurchschnittlichen Spotpreise (Erzeugerebene) weisen wie aus **Tabelle 2-7** ersichtlich ist, nur geringe Unterschiede in Abhängigkeit von Lastzeiten auf und steigen bis 2005 auch nur geringfügig an. Die durch Überkapazitäten gekennzeichnete Situation wird demnach noch über 2005 hinausgehen.

**Tabelle 2-7:** Spotpreise - Jahresmittel (Pf/kWh, real, Basis 1999)

	<b>Arbeitstage</b>		<b>Feiertage</b>	
	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>
Band	3,5	4,3	3,0	3,2
Schwachlast	2,5	2,7	2,5	2,6
Mittellast	3,3	2,8	3,1	3,1
Spitze	3,9	5,1	3,3	3,5

Zur Ermittlung der Stromgutschriften für die KWK sind weiterhin vermiedene Kosten der Netznutzung aufgrund der üblichen Anordnung der KWK-Anlagen an Stromverbrauchsschwerpunkten zu berücksichtigen, die sich an der neuen Verbändevereinbarung (VV2) vom Herbst 1999 orientieren.

## 2.1.4 Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen im Siedlungs- und industriellen Bereich, der Fernwärmeverteilung und des Einsatzes erneuerbarer Energien

KWK-Anlagen erzeugen zwei wirtschaftlich verwertbare Produkte. Die Gesamtwirtschaftlichkeit hängt dann davon ab, welcher Stromerlös erzielt wird und welche Wärmegutschrift angesetzt wird und in welchem Mengenverhältnis beide Produkte erzeugt werden. Im liberalisierten Strommarkt bildet sich der Strompreis am Markt, die jeweilige Wärmegutschrift ist dagegen sehr stark von den örtlichen Bedingungen (anlegbarer Wärmepreis der Erzeugung) abhängig.

### 2.1.4.1 Analyse für die Siedlungs-KWK

Die Analyse erfolgt auf der Basis einiger neuer und einiger vorhandener Referenzanlagen beispielhaft. Die zugrunde gelegten Kenndaten sind in **Tabelle 2-8** zusammengestellt. Methodisch wird so vorgegangen, dass zu den einzelnen Anlagen die erforderliche Stromgutschrift in Abhängigkeit vom Anlageneinsatz ausgewiesen wird, die zum kostendeckenden Betrieb erforderlich ist, wenn die Wärmegutschrift für Auskopplung aus KWK 30 DM/MWh beträgt. Der zugrundegelegte Zins beträgt 10 %/a.

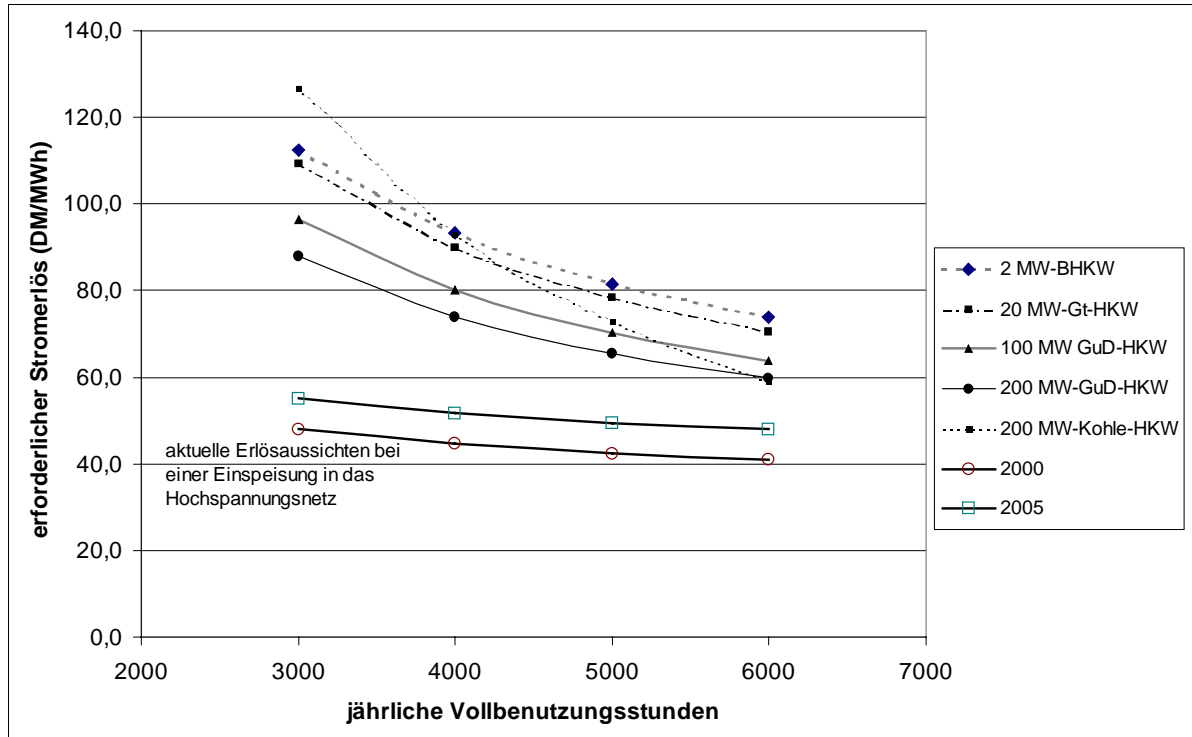
**Tabelle 2-8:** Parameter neuer Referenzanlagen

	Variante	BHKW	BHKW	GT-	GuD-	GuD-	Kohle
		200 kW	2*1 MW	HKW 20 MW	HKW 100 MW	HKW 200 MW	-HKW 200 MW
1	Nutzungsdauer [a]	14	16	16	20	20	25
2	Variable Betriebskosten [DM/MWh]	25	15	10	10	10	2,5
3	Brennstoff [DM/MWh(Hu)]	26	23	23	23	23	11,1
4	Fixe Betriebskosten [DM/(kW a)]	90,0	39,0	53,00	55,00	41,25	131,25
5	Kapitaldienst [DM/(kW a)]	339,37	191,72	178,94	140,95	123,33	275,42
<b>6</b>	<b>Ges. Fixkosten [DM/(kW a)] (4+5)</b>	<b>429,37</b>	<b>230,72</b>	<b>231,94</b>	<b>195,95</b>	<b>164,58</b>	<b>406,67</b>
7	el. Wirkungsgrad	34%	39%	31%	45%	45%	35%
8	therm. Wirkungsgrad	54%	50%	54%	45%	44%	50%
9	Stromkennziffer (Strom/Wärme)	0,63	0,78	0,57	1,00	1,02	0,70
10	spez. Investition [DM/kW(el)]	2500	1500	1400	1200	1050	2500

Bei der Analyse von *neuen Anlagen* zeigt sich, dass der erforderliche Stromerlös und der am Markt derzeit erzielbare Erlös divergieren (**Abbildung 2-3**). Bezogen auf die jährlichen Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen von 4000 h/a müsste für einen wirtschaftlichen Betrieb der einzelnen Anlagen der Stromerlös erzielt werden, der in der **Tabelle 2-9** dargestellt ist.

Das 200 kW BHKW ist nicht in **Tabelle 2-9** enthalten, weil sich die Wärmekosten dieser Leistungsklasse in der Regel an einem höheren Wärmekostenniveau einer alternativen Heizkessellösung orientieren. Im Fall der Eigenerzeugung kommen die Anlagen mit unter 2 MW elektrischer Leistung zusätzlich in den Genuss einer Stromsteuerentlastung von

aktuell 2,5 Pf/kWh bzw. 0,5 Pf/kWh in Bereichen mit reduzierter Stromsteuerveranlagung. Bei einer Auslastung von 5000 h/a und 40 DM/MWh zulässigen Wärmeerzeugungskosten, müsste das 200 kW BHKW einen Stromerlös von mindestens 124 DM/MWh (ohne Berücksichtigung einer Stromsteuerentlastung von 5 bis 25 DM/MWh) erhalten, um gerade noch wirtschaftlich zu sein.



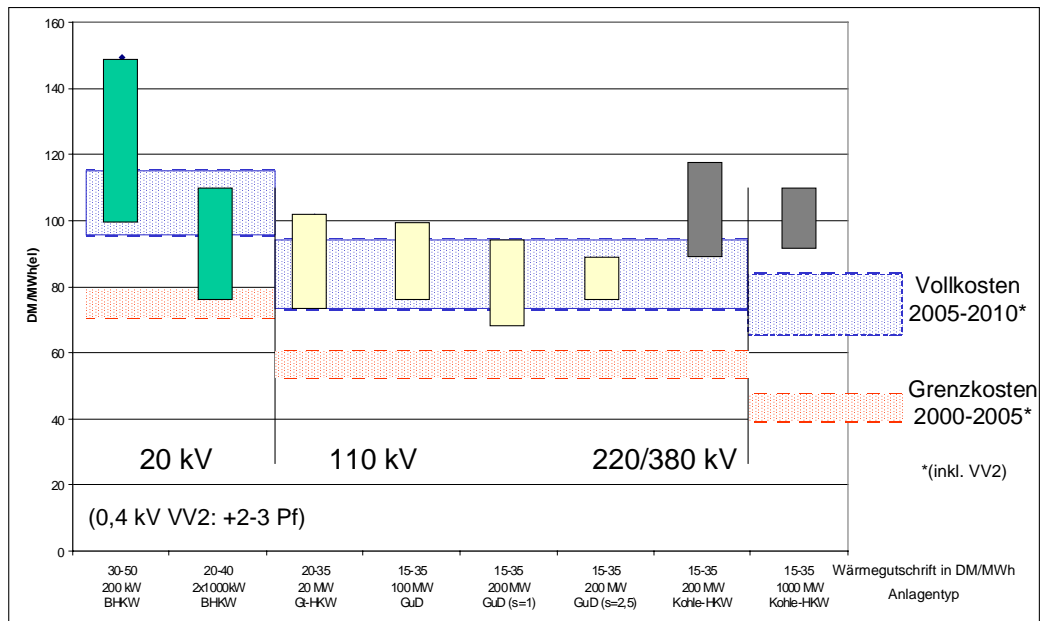
**Abbildung 2-3:** Erforderliche Stromerlöse für einen kostendeckenden Betrieb von neuen KWK-Anlagen (bei einer Wärmegutschrift von 30 DM/MWh) in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen

Dezentrale KWK-Anlagen ersparen Strombezug und die damit verbundenen Netzkosten, was bei den Rechnungen berücksichtigt ist. Die Strompreise im Großhandelsmarkt gelten ab Kraftwerk, die hier verwendeten Preise gelten frei Stadtnetz (also Großhandelspreis + Netzentgelt). Als Netzentgelte wurden vereinfachend für Anlagen, die in das Hochspannungsnetz einspeisen, 10 DM/MWh und für BHKW Anlagen, die in das Mittelspannungsnetz einspeisen bzw. den Bezug aus dem Mittelspannungsnetz entsprechend mindern, 30 DM/MWh angesetzt.

**Tabelle 2-9:** Erforderlicher Stromerlös von neuen KWK-Anlagen (bei 4000 Vollbenutzungsstunden und einer Wärmegutschrift von 30 DM/MWh)

Variante	BHKW 2*1 MW	GT- HKW 20 MW	GuD- HKW 100 MW	GuD- HKW 200 MW	Kohle- HKW 200 MW
Erforderlicher Stromerlös [DM/MWh]	93	90	80	73	93

**Abbildung 2-4** enthält eine Darstellung der Strommarktsituation und der Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von den Netzeinspeisungsebenen und der Wärmegutschrift. Die Erzeugungskostenangaben für die KWK-Anlagen basieren auf 4000 h/a. Die Bandbreiten ergeben sich aus der Variation der Wärmegutschriften.



**Abbildung 2-4:** Marktpreise für Strom, mit denen KWK-Anlagen gegenwärtig konkurrieren (Grenzkosten), Vollkosten des Kond.- und Stromerzeugungskosten der KWK-Referenzanlagen in Abhängigkeit von Wärmegutschriften unterteilt nach Netzeinspeisungsebenen Anlagenparks mit exemplarischen Entgelten gemäß VV2

Bis zum Jahre 2005 ist nur mit moderatem Anstieg der Preise am Großhandelsmarkt für Strom zu rechnen. Der Neubau von KWK-Anlagen ist also in den nächsten Jahren nur da wirtschaftlich, wo erheblich höhere Wärmeerzeugungskosten als 30 DM/MWh möglich sind. Im Allgemeinen wird man daher in den nächsten Jahren nicht mit einem Ausbau der KWK rechnen können.

Bei der wirtschaftlichen Bewertung des KWK-Stroms ist zu berücksichtigen, dass der Eigenerzeugung im Strombezugsportfolio ein zusätzlicher Nutzen als Call-Option zuzuordnen ist, der sich aus optionspreistheoretischen Analysen (u.a. zukünftiger Marktpreis, Volatilität der Strompreise, höhere Flexibilität als Optionspapier, Betriebsrisiko) ergibt. Ferner werden KWK-Anlagen bevorzugt in den Zeiten hoher Strompreise (Tag, Winter) mit Volllast betrieben.

Längerfristig wird sich dies bei veränderter Kapazitätssituation am Strommarkt jedoch anders darstellen. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ist daher auch ein Vergleich mit neuen Kondensationsanlagen interessant. Denn bei Zubaubedarf wird sich mittelfristig die Frage stellen, ob ein Zubau mit oder ohne KWK-Option erfolgen soll. Bei einigen Referenzanlagen ergeben sich Wärmeerzeugungskosten von nahe bei oder sogar weit unter 30 DM/MWh (**Tabelle 2-10**). Ist aber Wirtschaftlichkeit grundsätzlich gegeben, so kann aufgrund der günstigen Gestaltungsmöglichkeiten der Stromerzeugung

bei GuD-Anlagen auch eine höhere Auslastung der Anlage erreicht werden, so dass sich im realen Betrieb noch wesentlich günstigere Ergebnisse erzielen lassen würden.

**Tabelle 2-10:** Wärmeerzeugungskosten bei längerfristiger Betrachtung (Vergleichsbasis Stromgutschrift GuD-Kondensationskraftwerk bei 4000 Vh/a: 7,6 Pf/kWh)

Variante	BHKW	BHKW	GT-HKW	GuD-HKW	GuD-HKW	Kohle-HKW
	200 kW	2*1 MW	20 MW	100 MW	200 MW	200 MW
Wärmeerzeugungskosten (DM/MWh)	65	20	32	24	17	35

Bestehende Anlagen weisen niedrigere Wirkungsgrade auf, waren teurer zu bauen und sind auch teurer zu betreiben. Aufgrund der teilweise erfolgten Abschreibung können jedoch die Kapitalkosten erheblich niedriger ausfallen.

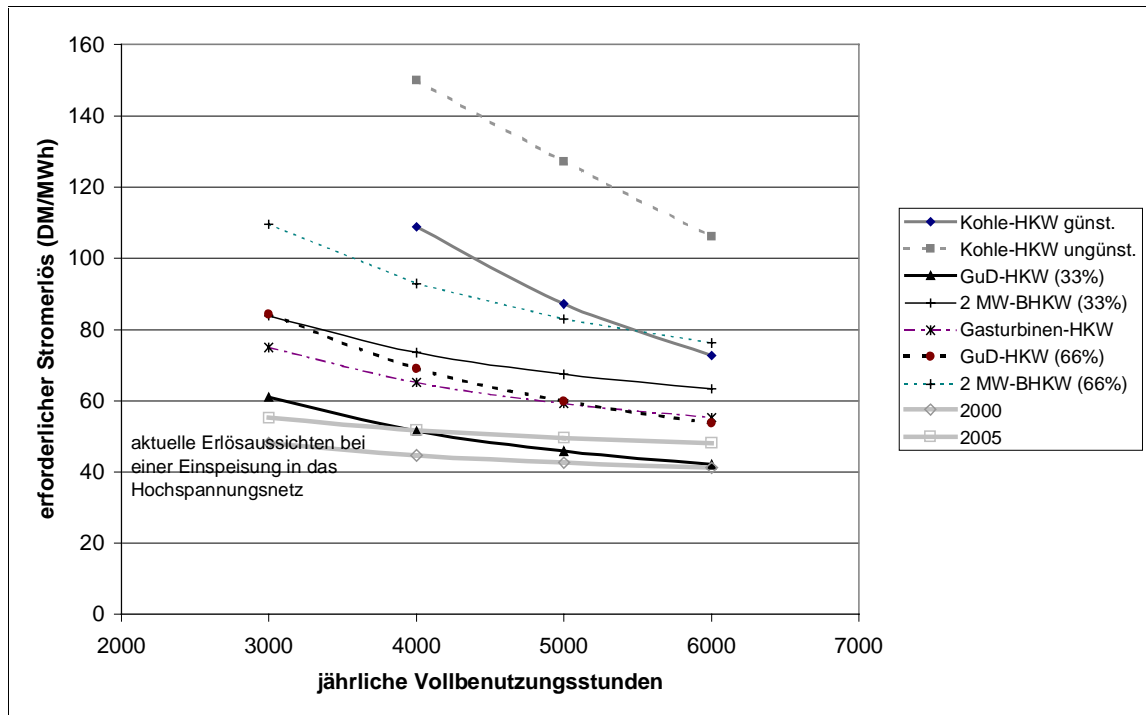
Bei den Berechnungen sind für das Kohle-HKW zwei Varianten von Anlagen gleicher Feuerungswärmeleistung berücksichtigt worden, die in etwa das existierende Spektrum an Betriebsbedingungen reflektieren sollen (**Tabelle 2-11**). Vereinfachend wird an dieser Stelle lediglich die Gegendruck-Fahrweise betrachtet, die ein festes Verhältnis zwischen der Strom- und Wärmeauskopplung aufweist und eine maximale gekoppelte Wärmeerzeugung beinhaltet. In der Realität lassen viele der größeren kommunalen HKW eine Kondensationsentnahme-Betriebsweise zu, die eine Anhebung des Stromoutputs zu Lasten des Wärmeoutputs erlaubt. Unter den gegenwärtigen Bedingungen des Strommarktes ist diese teilweise stromgeführte Fahrweise jedoch kaum noch lohnend. Bei den Berechnungen wurde unterstellt, dass die jährlichen Kapitalkosten bereits auf 33% bzw. für das BHKW und das GuD-HKW alternativ auf 66 % reduziert sind.

**Tabelle 2-11:** Parameter bestehender KWK-Anlagen

Variante	BHKW	GT-HKW	GuD-HKW	Kohle-HKW <sup>1</sup>	
	2x1MW	20 MW	133 MW	77 MW	55 MW
1 Nutzungsdauer [a]	16	16	20	25	25
2 Variable Betriebskosten [DM/MWh]	20	10	10	10	10
3 Brennstoff [DM/MWh(Hu)]	23	23	23	11,1	11,1
4 Fixe Betriebskosten [DM/(kW a)]	46,8	55,0	52,56	225,38	305,82
5 Kapitaldienst [DM/(kW a)]	230,07	191,72	140,95	341,52	341,52
6 <b>Ges. Fixkosten [DM/(kW a)] (4+5)</b>	<b>276,87</b>	<b>246,72</b>	<b>193,51</b>	<b>566,90</b>	<b>647,34</b>
7 el. Wirkungsgrad	35%	29%	44%	27%	19%
8 therm. Wirkungsgrad	50%	52%	44%	46%	46%
9 Stromkennziffer (Strom/Wärme)	0,8	0,6	1	0,6	0,40
10 spez. Investition [DM/kW(el)]	1.800	1.500	1.200	3.100	3.100

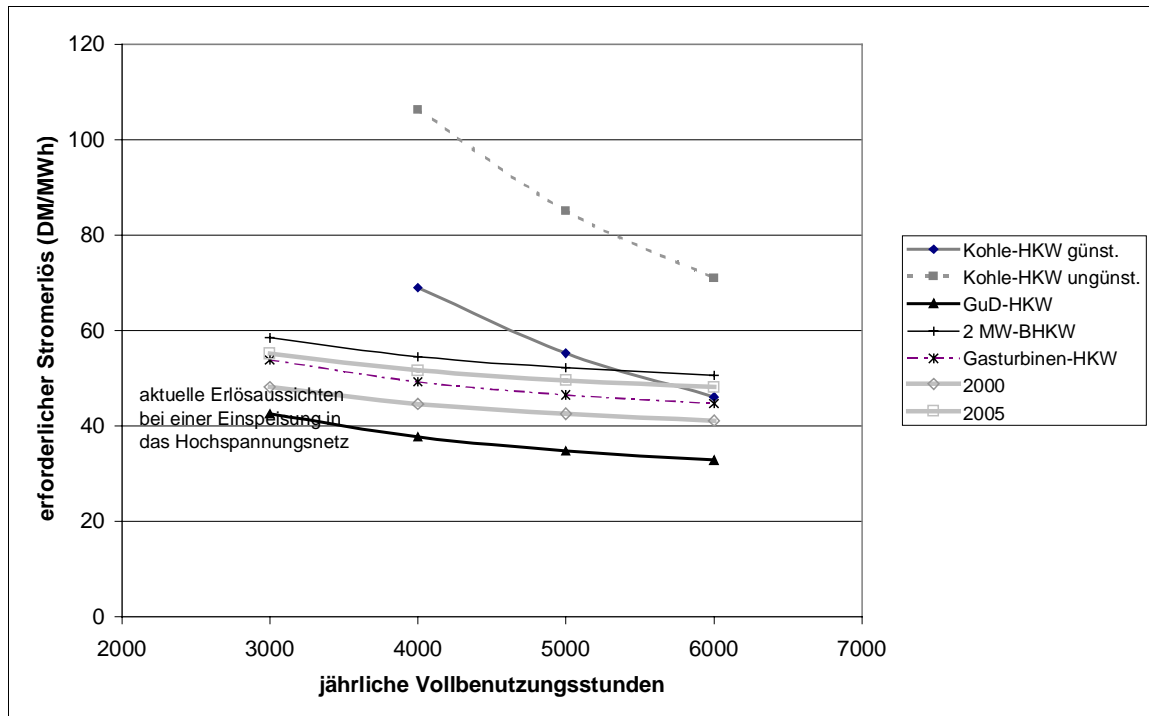
Es zeigt sich, dass allenfalls das GuD-HKW bei stark abgesenkten jährlichen Kapitalkosten (unter 33%) die Zone aktueller Strompreisangebote erreichen kann. Da aber die GuD-HKW erst in jüngerer Zeit entstanden sind, fehlt die Basis für eine derartige Absenkung der jährlichen Kapitalkosten. Darüber hinaus sind gut ausgelastete Gasturbinen-HKW mit gutem Wirkungsgrad, die in das Mittelspannungsnetz einspeisen, aufgrund einer zusätzli-

chen Stromgutschrift von ca. 2 Pf/kWh bei auf 30% reduzierten Kapitalkosten nicht weit von einer Konkurrenzfähigkeit im aktuellen Strommarkt entfernt (**Abbildung 2-5**).



**Abbildung 2-5:** Erforderliche Stromerlöse von bestehenden KWK-Anlagen (Wärme- gutschrift von 30 DM/MWh) in Abhängigkeit von den Vollbenutzungs- stunden der KWK-Anlagen

In einer theoretische Grenzbetrachtung wurde außerdem der Extremfall untersucht, dass keine Kapitalkosten einkalkuliert werden. Es zeigt sich, dass Kohle-HKW unter den gegenwärtigen Marktbedingungen nicht wirtschaftlich sind (**Abbildung 2-6**).



**Abbildung 2-6:** Erforderliche Stromerlöse von bestehenden KWK-Anlagen ohne Kapitalkosten (Wärmegutschrift von 30 DM/MWh)

#### 2.1.4.2 Wirtschaftlichkeit der Wärmeverteilung

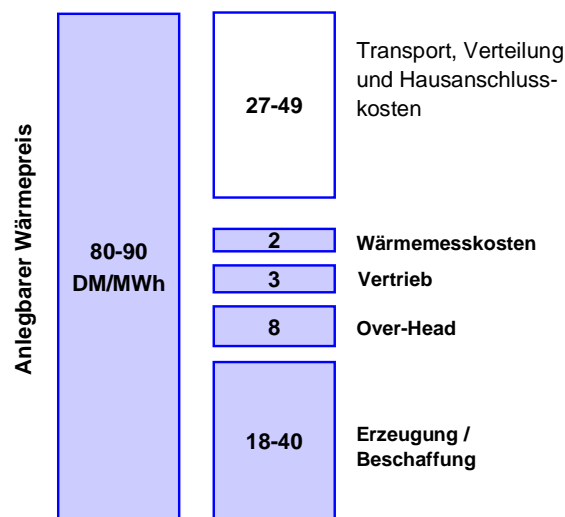
Ein wesentliches Argument für die Nahwärmeversorgung von Neubaugebieten ist die Flexibilität und Zukunftsoffenheit hinsichtlich der Wahl der Energieträger und der eingesetzten Nutzungstechnik. Die Nachrüstung verbesserter Technologien (Brennwertnutzung, Abgasreinigung, Regelungstechnik) und vor allem die Umrüstung auf zukünftige, neue Technologien (zum Beispiel Brennstoffzellen oder Nutzung regenerativer Energiequellen) sind in einer zentralen Anlage einfacher möglich als in einer Vielzahl von Einzelheizungen.

Der Fernwärmenetzbau bindet hohe Investitionskosten, wobei der Tiefbau mit einem Anteil von 60 – 70 % daran den größten Anteil hat. Beim Ziel, die Kosten im Fernwärmeleitungsbau effektiv zu senken, wurden daher im Rahmen des AGFW-Projektes »Neuartige Wärmeverteilung« insbesondere Techniken zur Reduktion der Tiefbaukosten untersucht und entwickelt. Hierbei wurden bei Neuerschließung - je nach Maßnahme - Kosteneinsparungen zwischen 15 und 35 %, in Sonderfällen bis 50 % erzielt. Kostensenkende Maßnahmen sind: Leitungslängen minimieren durch kürzeste Wege durch privaten Grund; Zusammenfassung mehrerer Gebäude; Erschließung im Neubaugebiet vor Straßenerstellung; gemeinsame, koordinierte Verlegung mit anderen Gewerken (Abwasser, Trinkwasser, Stromversorgung); Vorstrecken der Hausanschlüsse; Flachverlegung und Verzicht auf Schachtbauwerke; Verlegung der Leitungen durch Kellerräume und Tiefgaragen.

Bei Verdichtungsmaßnahmen im Innenstadtbereich können bei Nutzung dieser Erkenntnisse im Vergleich zu konventionell verlegten Fernwärmeleitungen 20-40% der Kosten

eingespart werden. Im Einzelnen bedeutet das, dass grabenlos gebaut wird; die Fernwärmeleitungen kaltverlegt werden; die Fernwärmeleitungen übereinanderverlegt werden; eine stabilisierte Sandmischung verwendet wird; die Baumaßnahme in einer Tagesbaustelle abgewickelt wird; Hausanschlussleitungen mittels Anbohrung (ohne Stilllegung der Transportleitung) verlegt werden. Auch die flexiblen Verlegesysteme haben hieran einen großen Anteil, da sie kompensationsfreie Verlegung bei freier Trassengestaltung ermöglichen; hierdurch können die Verlegekosten ebenfalls deutlich reduziert werden. In Deutschland beginnen die flexiblen Leitungen sich in der Unterverteilung durchzusetzen.

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Nahwärmenetzes erfordert die Berechnung der wärmeleistungsbezogenen Kosten (DM/MWh). Diese sind in besonderem Maße vom individuellen Wärmebedarf (Wärmebedarf pro Wohneinheit in MWh/WE) und der spezifischen Netzlänge (m/WE) abhängig. Da diese Daten - je nach lokalen Bedingungen - sehr verschiedenen sind, können die wärmeleistungsbezogenen Kosten (DM/MWh) nur individuell für ein Netz bzw. eine Netzerweiterung berechnet werden. Die Zielkosten für das Wärmeverteilungsnetz ergeben sich aus den Erträgen für die Fernwärme vermindert um die Kosten für Vertrieb/Verwaltung und Wärmeerzeugung.



**Abbildung 2-7:** Aufschlüsselung des anlegbaren Wärmepreises auf relevante Kostenpositionen

Bei einem anlegbaren Fernwärmepreis von zur Zeit ca. 80-90 DM/MWh verbleiben bei Erzeugungskosten von 18 bis 40 DM/MWh, Wärmemesskosten von 2 DM/MWh und Vertriebs-/Verwaltungskosten von 11 DM/MWh für den Netzbau, -betrieb und die Hausstationen ca. 27 bis 49 DM/MWh. Bei geringeren Wärmeenergieerzeugungskosten - beispielsweise bei Abwärme - kann die Fernwärme auch bei höheren Netzkosten evtl. wirtschaftlich betrieben werden, vgl. **Abbildung 2-7**. Günstige Wärmeverteilungskosten schaffen auf der KWK-Seite Freiräume für die Erzeugungskosten, so daß die wirtschaftlichen Chancen der KWK eng mit den Anstrengungen zur Kostensenkung im Wärmenetz verknüpft sind.

### 2.1.4.3 Analyse von industriellen KWK-Anlagen

Neben der öffentlichen KWK sind auch die industriellen KWK Anlagen im Bestand bedroht, da in vielen Fällen die Vollkosten der Anlagen nicht mehr durch den Strom- und Wärmeabsatz finanziert werden können. Im Falle extrem niedriger Strombezugspreise können die Strombezugskosten sogar unter die Grenzkosten der Eigenerzeugung fallen, so dass die Erzeugungsanlagen umgehend stillgelegt werden. Problematisch bei der Analyse ist dabei insbesondere, dass man nicht von einem festen Preis für den Bezug von Fremdstrom ausgehen kann. Vielmehr ist in der derzeitigen Situationen des Kampfes um Marktanteile davon auszugehen, dass sich die Angebote der Energieversorgungsunternehmen für die Stromversorgung nach den Kosten der vorhandenen oder potentiellen Eigenstromerzeugung richtet. Betreibern energieeffizienter KWK-Anlagen bekommen demnach niedrigere Preise für den Fremdstrombezug geboten (E&M, 12/1999; Suttor, 2000).

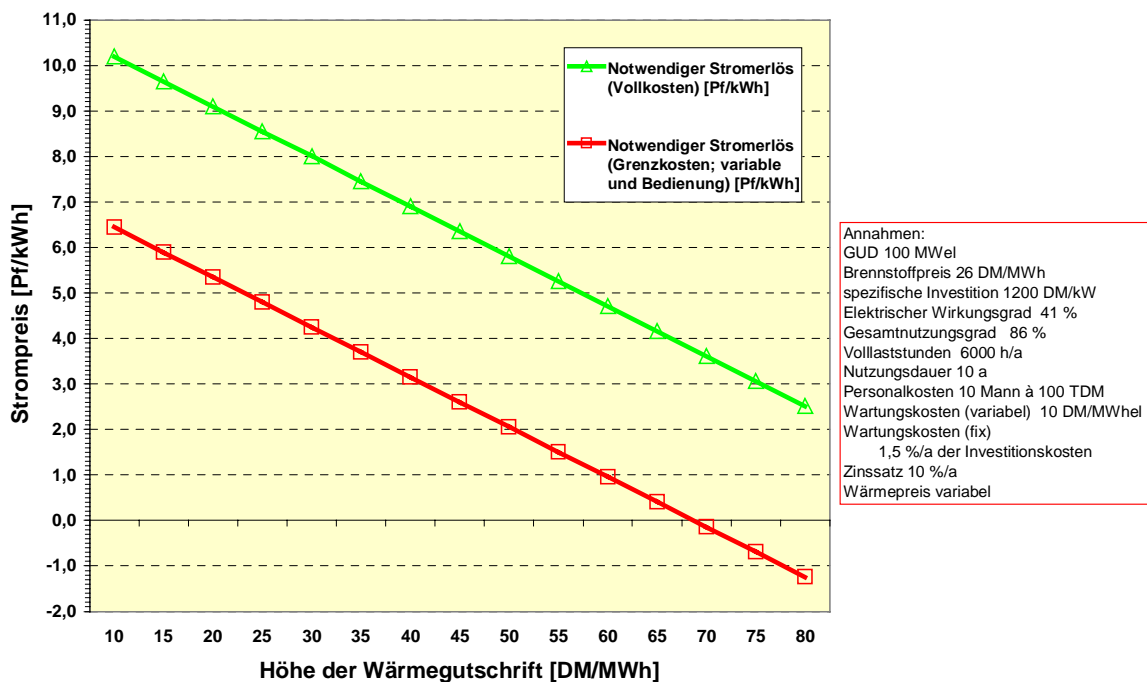
Im Gegensatz zur öffentlichen KWK lässt sich zudem keine typische Anlagenkonfiguration definieren. Vielmehr werden unterschiedlichste Anlagen bei stark variierenden Randbedingungen eingesetzt. Die Wirtschaftlichkeit der KWK ist dabei von vielen Parametern wie z.B. die Anzahl der Volllaststunden, der Wirkungsgrade und des Personalbedarfs abhängig. Eine detaillierte und vollständige Abbildung dieses Sachverhaltes ist im Rahmen dieser Vorstudie nicht möglich. Deshalb wurde für eine erste Analyse der industriellen KWK eine häufig anzutreffende Anlagenkonfiguration für verschiedene Betriebsparameter analysiert. Die Ergebnisse dieser Rechnungen werden im folgenden dargestellt. Gegenüber der öffentlichen KWK weist die industrielle KWK meist den Vorteil höherer Volllaststunden auf. Andererseits kommen häufig kleinere KWK-Anlagen mit höheren spezifischen Investitionskosten zum Einsatz. Unterschiede können sich zudem bei den Brennstoffbezugspreisen oder aus der zugrunde gelegten Nutzungsdauer der Anlagen ergeben.

Ausgewählt für die Parameterstudien der Vorstudie wurde ein GUD-HKW mit einer elektrischen Leistung von 100 MW<sub>el</sub>. Dabei sind aufgrund der Wärmeauskopplung auf höherem Temperaturniveau niedrigere elektrische Wirkungsgrade als bei der öffentlichen KWK anzusetzen. Die jeweils geltenden Randbedingungen sind in den Diagrammen enthalten. Steuerliche Fragen oder die Kosten der Verteilung wurden dabei in keinem Fall berücksichtigt. Unterschieden wird zwischen Vollkosten und Grenzkosten. Als Grenzkosten werden die variablen Betriebskosten der Anlagen einschließlich der Personalkosten zum Betrieb der Anlagen betrachtet. Der Kostenunterschied zwischen Vollkosten und Grenzkosten beträgt unter den getroffenen Annahmen ca. 3 Pf/kWh<sub>el</sub>. Eine starke Abhängigkeit existiert dabei zwischen dem Brennstoffpreis und den Stromgestehungskosten.

Da Kohleanlagen meist einen niedrigeren Brennstoffpreis aufweisen als GuD-Anlagen auf Gasbasis, ergibt sich unter den gewählten Randbedingungen, dass Kohleanlagen durchaus günstiger im Wettbewerb dastehen könnten als gasgefeuerte Anlagen. Eine detaillierte Analyse würde aber Vergleichsrechnungen für eine Steinkohleanlage voraussetzen, die erst in der Hauptstudie durchgeführt werden können. Die unterschiedlichen Wirkungsgrade und Personalkosten der beiden Anlagenkonfigurationen könnten sonst durchaus zu einem anderen Ergebnis führen.

Bei der analysierten GuD-Anlage wirken sich Unterschiede im elektrischen Wirkungsgrad nur gering auf die Stromerzeugungskosten aus. So schwanken die Stromgestehungskosten im Bereich des elektrischen Wirkungsgrades zwischen 35 und 45 % um ca. 1 Pf/kWh. Dabei wurde unterstellt, dass der Gesamtnutzungsgrad sich entsprechend der Änderung des elektrischen Wirkungsgrades vergrößert oder verkleinert.

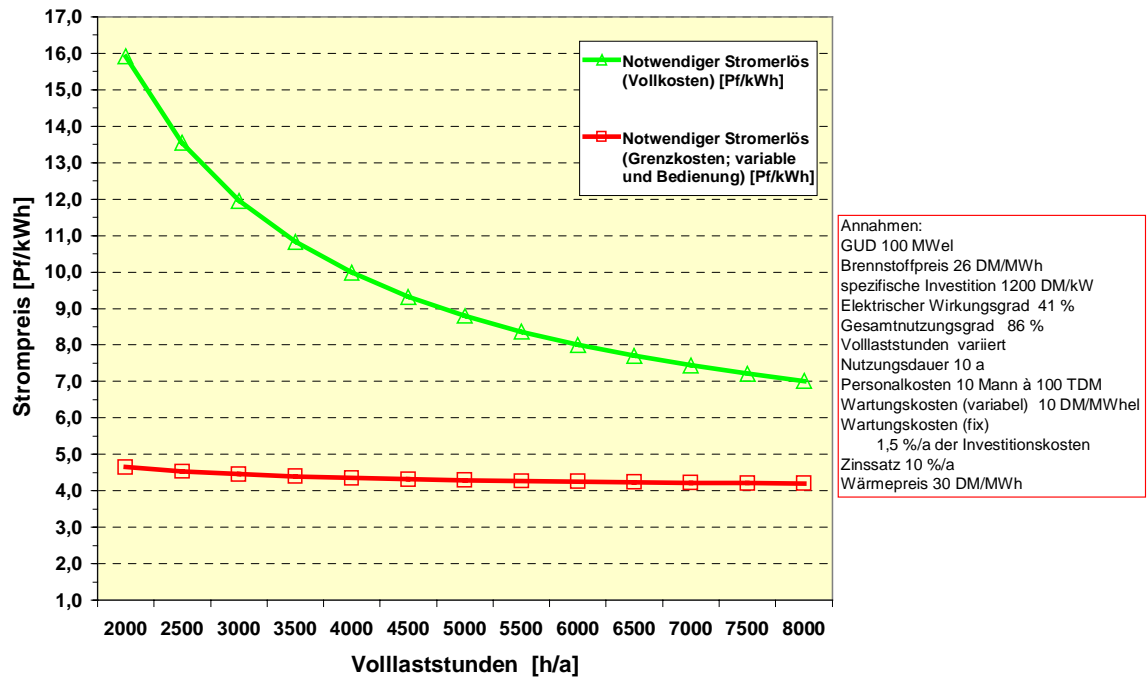
Einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage haben demgegenüber die anlegbaren Wärmepreise und die Volllaststundenzahl. Eine Besonderheit bei der Variation der anlegbaren Wärmepreise ist, dass bei günstigen Bedingungen durchaus negative Strompreise auftreten können, wenn die Erlöse aus der Wärmeabgabe bereits die Gesamtkosten der KWK-Anlage decken. Dieser Fall dürfte in der Praxis jedoch nicht auftreten. **Abbildung 2-8** stellt den entsprechenden Zusammenhang dar.



**Abbildung 2-8:** Stromgestehungskosten einer 100 MWel GuD-HKW Anlage in Abhängigkeit von der Wärmegutschrift

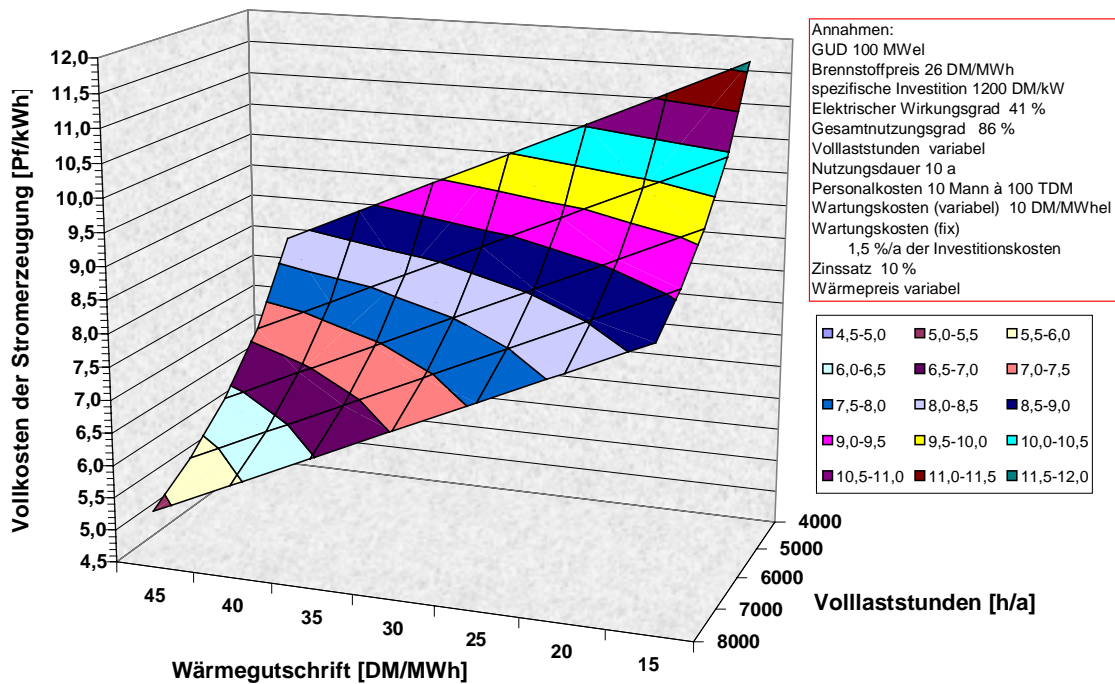
Unter Berücksichtigung der weiteren Annahmen, insbesondere der hohen Volllaststundenzahl von 6000 h/a, ergibt sich meist noch ein Deckungsbeitrag durch den Weiterbetrieb der Anlage, d.h. dass keine Anlagenstillungen zu erwarten sind, sofern nicht größere Reparaturen oder Nachrüstungen durchzuführen sind. Ein Zubau neuer Anlagen dürfte unter diesen Bedingungen jedoch eher unwahrscheinlich sein. Wie schwierig ein weiterer Zubau von KWK Anlagen in der Industrie zu erreichen sein dürfte, zeigt sich insbesondere auch, wenn die Volllaststundenzahl variiert wird (**Abbildung 2-9**).

Während die Grenzkosten der Stromerzeugung in dieser KWK-Anlage nahezu unbeeinflusst von der Volllaststundenzahl bei ca. 4,5 Pf/kWh liegen, verdoppeln sich die Vollkosten der Stromerzeugung bei einem Rückgang der Volllaststunden von 8000 auf 2000 h/a. Letzterer Fall dürfte aber in der Praxis nicht auftreten, wenn man für industrielle KWK Anlagen von einer Untergrenze von 4000 h/a ausgeht.



**Abbildung 2-9:** Stromgestehungskosten einer 100 MW<sub>el</sub> GuD-HKW Anlage in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl

Fasst man die beiden Einflussfaktoren anlegbarer Wärmepreis und Volllaststundenzahl noch einmal in einer gemeinsamen Darstellung zusammen (**Abbildung 2-10**), so wird schnell deutlich, dass auch die industrielle KWK unter wirtschaftlichen Problemen leidet. Selbst bei einer Volllaststundenzahl von 8000 h/a und einem anlegbaren Wärmepreis von 45 DM/MWh, also unter sehr günstigen Randbedingungen, ergeben sich Stromgestehungskosten in Höhe von ca. 5,5 Pf/kWh. Dabei ist die Frage der energetischen Effizienz der Anlagen nach ersten Berechnungen nur von untergeordneter Bedeutung.



**Abbildung 2-10:** Stromgestehungskosten einer 100 MW<sub>el</sub> GUD-HKW Anlage in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl und der Wärmegutschrift

Da GUD-Anlagen in dieser Größenordnung nur bei großen Industrieunternehmen anzutreffen sind, stehen die Kosten der Eigenstromerzeugung den Bezugskonditionen für Fremdstrom im Bereich von 4 bis 6 Pf/kWh gegenüber.

Der Erhalt bestehender KWK-Anlagen in der Industrie dürfte sich dabei stark an den mit dem Betrieb der KWK-Anlagen zu erzielenden Deckungsbeiträge und weniger an den Vollkosten orientieren. Der weitere Ausbau der industriellen KWK wird dagegen allein von den möglichen Kostenvorteilen der Eigenstromerzeugung auf Vollkostenbasis bestimmt. Unter den derzeitigen Randbedingungen niedrigster Fremdstrombezugskonditionen erfolgt deshalb wahrscheinlich kein Zubau der energie- und klimapolitisch sinnvollen industriellen KWK-Anlagen.

#### 2.1.4.4 Analyse von KWK-Anlagen auf Basis regenerativer Energien

Zu den Regenerativen Energien bzw. Energieträgern gehören die Wasserkraft, die Windkraft, die Biomasse, die Photovoltaik, die Solarthermie und die Geothermie. Außerdem werden Deponie-, Klär- und Grubengas sowie in manchen Ländern auch Hausmüll als erneuerbare Energien eingestuft. Die Wasserkraft, die bisher den größten Beitrag zur Stromerzeugung liefert, bietet nur noch ein geringes Ausbaupotential. Die Windkraft als zweitgrößter Stromerzeuger im Bereich der Regenerativen Energien wird zur Zeit deutlich ausgebaut und weist noch ein beachtliches nutzbares Potential auf. Jedoch kann die Windkraft trotz ihres großen Beitrags zur Stromerzeugung keinen Leistungsbeitrag liefern, da die Windleistung starken Schwankungen unterworfen ist. Ein weiteres Problemfeld ist in zunehmendem Masse die mangelnde Akzeptanz bei den Bürgern vor Ort, da Wind-

kraftanlagen das Landschaftsbild verändern. Die Biomasse, hierzu zählen beispielsweise Holz, Energiepflanzen, Rapsöl und landwirtschaftliche Reststoffe (Gülle), kann entweder zur Wärmeerzeugung oder in der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Holz und Energiepflanzen bieten hierbei ein beachtliches Ausbaupotential, wobei positive Nebeneffekte wie Waldpflege und Sicherung von Arbeitsplätzen vor Ort auftreten. Biomasse-Heizanlagen bzw. -Heizkraftanlagen stellen Wärme und Strom - im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien - unabhängig von äußeren Einflüssen (Wind, Sonnenschein etc.) zur Verfügung, so dass ihre Leistung nicht durch konventionelle Kraftwerke besichert werden muss. Diese Heiz-(Kraft-)Anlagen benötigen Nah-/Fernwärmenetze zur Wärmeverteilung und sind kompatibel zu konventionellen KWK-Anlagen.

Ein beachtliches theoretisches Ausbaupotential bieten auch die Solarthermie/Photovoltaik und die Geothermie; diesen Potentialen stehen - aufgrund der hohen Kosten - jedoch nur geringe wirtschaftlich nutzbare Potentiale gegenüber. Solange durch technische Fortschritte keine deutliche Kostenreduktion erreicht wird, werden diese Energien auch in den nächsten Jahren keinen bedeutenden Beitrag zur Energieversorgung liefern können.

### **Wirtschaftliche Situation der KWK mit erneuerbaren Energien**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das am 25.02.2000 in dritter Lesung im Deutschen Bundestag verabschiedet wurde und das bestehende Stromeinspeisegesetz vom 29.04.1998 ablöst, legt neue, höhere Vergütungssätze für die Stromeinspeisung aus regenerativen Energien fest. Für die Kraft-Wärme-Kopplung betragen diese Sätze zwischen 17 Pf/kWh<sub>el</sub> und 20 Pf/kWh<sub>el</sub> für die Biomassennutzung (siehe **Tabelle 2-12**). Noch höhere Vergütungen (99 Pf/kWh<sub>el</sub>) erhält die Photovoltaik. Im Vergleich zum bisherigen Stromeinspeisegesetz (1998) sind nicht nur einzelne Fördersätze angehoben worden, sondern auch Geothermie und Grubengas erstmalig zur Stromerzeugung bei der Förderung berücksichtigt. Bei der Biomassennutzung wird zusätzlich die Grenze der maximalen Leistung von 5 auf 20 MW<sub>el</sub> angehoben.

**Tabelle 2-12:** Kurzübersicht über die geplanten Einspeisevergütungen für regenerative Energien.

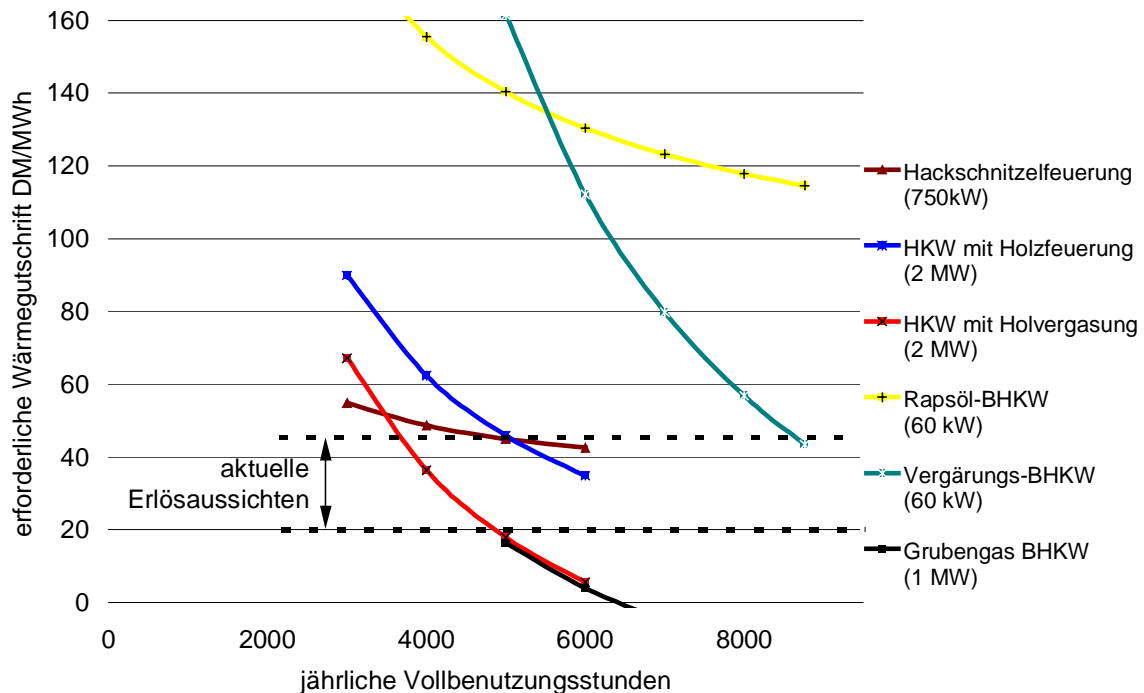
	Maximale Leistung	Einspeisevergütung*	bei installierter Leistung	Absenkung der Vergütung für Neuanlagen
Wasserkraft	5 MW	15,0 Pf/kWh 13,0 Pf/kWh	bis 0,5 MW über 0,5 MW	
Windenergie	-	17,8 Pf/kWh**	-	ab 2002 jährlich um 1,5 %
Solarenergie	5 / 0,1 MW	99,0 Pf/kWh	-	ab 2002 jährlich um 5,0 %
Geothermie	-	17,5 Pf/kWh 14,0 Pf/kWh	bis 20 MW über 20 MW	
Deponiegas	5 MW	15,0 Pf/kWh 13,0 Pf/kWh	bis 0,5 MW über 0,5 MW	
Klärgas	5 MW	15,0 Pf/kWh 13,0 Pf/kWh	bis 0,5 MW über 0,5 MW	
Grubengas	-	15,0 Pf/kWh 13,0 Pf/kWh	0,5 MW über 0,5 MW	
Biomasse	20 MW	20,0 Pf/kWh 18,0 Pf/kWh 17,0 Pf/kWh	0,5 MW 0,5-5 MW über 5 MW	ab 2002 jährlich um 1,0 % " "

Für Altanlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, gilt als Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000

\* Bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung über der angegebenen Leistung in Kilowatt gilt dies nur für den Teil des eingespeisten Stroms des jeweiligen Abrechnungsjahres, der dem Verhältnis der angegebenen Leistung in Kilowatt zur Leistung der Anlage in Kilowatt entspricht.

\*\* Bei der Windenergienutzung ist die Einspeisevergütung zeitlich auf ca. 5 Jahre befristet; Details siehe Gesetz

Die wirtschaftliche Situation von Biomasse KWK-Anlagen verdeutlicht **Abbildung 2-11**. Hierbei werden nicht wie in den vorhergehenden Abschnitten die erforderlichen Stromerlöse betrachtet, da diese durch das EEG festliegen, sondern die erforderlichen Wärme-gutschriften.



**Abbildung 2-11:** Erforderliche Wärmeerlöse für KWK-Anlagen bzw. Wärmeerzeuger (ermittelt nach dem EEG, Stand Januar 2000)

Es wird deutlich, dass ein Rapsöl-BHKW zur Zeit unter keinen Umständen wirtschaftlich betrieben werden kann, wogegen ein mit Biogas (Vergärung) betriebenes BHKW bei sehr hohen Vollbenutzungsstunden (>8000) dies ermöglicht. Heizkraftwerke auf Basis einer Holzfeuerung bzw. einer Holzvergasung können bei mehr als 6000 bzw. 4000 Vollbenutzungsstunden die Wärme zu konkurrenzfähigen Kosten erzeugen. Hier zeigen sich die wirtschaftlichen Vorteile der Holzvergasung gegenüber der Holzfeuerung, da der strombezogenen Wirkungsgrad der Holzvergasung deutlich höher ist.

Die hier vorgestellten KWK-Systeme auf Basis von Biomasse können trotz EEG nur bei Wärmeauskopplung, d.h. Verkauf der Wärme, wirtschaftlich betrieben werden. Für den forcierten Einsatz dieser Energien ist daher der Ausbau von Nah-/Fernwärme eine unabdingbare Notwendigkeit.

## 2.2 Technische Optionen und Entwicklungslinien

### 2.2.1 Technische Entwicklung der Fern-/Nahwärme und der KWK

#### Stand der Technik bei der Erzeugung

Als Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnet man das technische Prinzip der zeitgleichen und gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Durch Nutzung der bei thermischer Stromerzeugung notwendigerweise anfallenden Abwärme sind bei Kraft-Wärme-Kopplung Einsparungen an Brennstoffenergie von ca. 20 % möglich, wenn beim Vergleich der gekoppelten und ungekoppelten Stromerzeugung adäquate Technologien verwendet und

Endenergien (Strom und Heizwärme) in gleicher Qualität und Quantität bereitgestellt werden.

In guter Übereinstimmung mit den von der Thermodynamik bevorzugten exergetischen Brennstoffaufteilungsverfahren wird beim Gutschriftenverfahren mit Referenzkraftwerk der Heizwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung nur der Brennstoffmehraufwand der gekoppelten gegenüber der ungekoppelten Stromerzeugung angelastet. So liegen beispielsweise die Primärenergieumwandlungsfaktoren für Nah- und Fernwärme aus modernen KWK-Anlagen zwischen 0 und 0,6  $MWh_{Br} / MWh_{th}$ . Bezogen auf die Primärenergieumwandlungsfaktoren dezentraler Heizkessel von etwa 1,2  $MWh_{Br} / MWh_{th}$  sind durch moderne KWK-Anlagen Primärenergieeinsparungen bei der Heizwärmebereitstellung von 50 bis 100% zu erreichen. Allgemein verbindlich ist die Bestimmung der Primärenergieumwandlungsfaktoren zur Bewertung von Wärmeversorgungssystemen in der DIN 4701-10 geregelt.

Prinzipiell können alle Technologien und alle Primärenergieträger der thermischen Stromerzeugung (Kohle, Öl, Gas, Müll, Biomasse, etc.) zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Einerseits gibt es ausgereifte Techniken wie Dampf- und Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren, die über viele Jahre in der Praxis erprobt sind und sich bewährt haben, andererseits existieren noch erhebliche Optimierungspotentiale bei in Anwendung stehenden Verfahren und Entwicklungspotentiale bei neuen Technologien, wie z. B. der Brennstoffzelle.

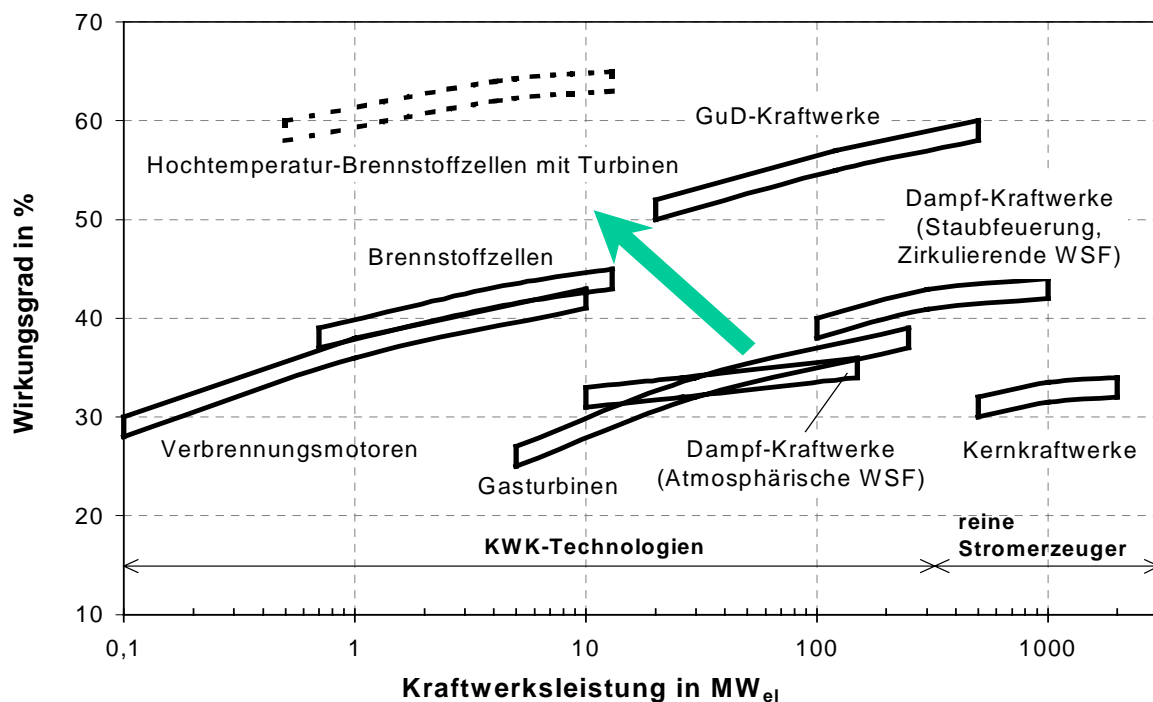
Die Entwicklung der Kraftwerkstechnologie war lange Zeit auf die Entwicklung fossil befeuerter Dampfkraftwerke beschränkt. Die stetige Effizienzsteigerung führte zu technologisch bedingten, größeren Einheitsleistungen, so dass nach anfänglich paralleler Nutzung der Koppelprodukte Strom und Wärme auf Grund des zunehmenden Wärmeüberschusses zur ungekoppelten, reinen Stromerzeugung in zentralen Großkraftwerken übergegangen wurde. Mit dem Eintritt des Erdgases in die Energiewirtschaft setzte eine Diversifizierung der Technologien ein. Neben Dampfturbinen kam es zu einem verstärkten Einsatz von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren sowie zu Kombinationen aus Gas- und Dampfturbinen. Seit den 90er Jahren kommt die Brennstoffzelle hinzu. Die auf Erdgas basierenden Technologien sind dabei nicht auf große Einheitsleistungen angewiesen, um Wirkungsgrade zu erreichen, die über denen der Dampfkrafttechnologie liegen. Daher sind die auf Gasbasis arbeitenden Anlagen besonders dafür geeignet, als dezentrale, kleine Energieversorgungseinheiten eingesetzt und wegen der energetischen und ökologischen Vorteile der gekoppelten Energieerzeugung als KWK-Anlagen ausgeführt zu werden.

Eine fortschrittliche Energieversorgung ist heute durch kleine bis mittlere, dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit höchsten elektrischen und Gesamtwirkungsgraden gekennzeichnet. Auf Grund der hohen elektrischen Wirkungsgrade der GuD-Heizkraftwerke ist es aus ökonomischer und ökologischer Sicht sinnvoll, wenn diese befähigt werden, bei nicht vorhandenem Wärmebedarf als reine Stromerzeuger arbeiten zu können. Trotz dieser stromgeführten Sommerfahrweise ist es aus Gründen einer nachhaltigen Energieversorgung nicht sinnvoll, Erdgas im großen Maßstab zur ungekoppelten Stromerzeugung einzusetzen. Ein GuD-Kondensationskraftwerk mit dem höchsten derzeitig erreichbaren elektrischen Wirkungsgrad von etwa 60 % stellt demnach keine

reale Alternative für die Stromversorgung und die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland dar.

Moderne Dampf-Kraftwerke auf Kohlebasis erreichen heute elektrische Wirkungsgrade von etwa 45 %. Heizkraftwerke auf Dampfturbinenbasis erreichen auf Grund einer einfacheren Prozessgestaltung und der Wärmeauskopplung elektrische Wirkungsgrade von 36 % und Gesamtwirkungsgrade von 85 bis 90 %, vgl. **Abbildung 2-12**.

Große Gasturbinenanlagen erreichen heute elektrische Wirkungsgrade zwischen 30 und 40 %, was im wesentlichen auf eine stetige Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur auf inzwischen 1200 bis 1300°C und des Verdichtungsverhältnisses auf bis zu 30:1 zurückzuführen ist. Der kombinierte Gas- und Dampfturbinenprozess, bei dem die Energie der heißen Abgase der Gasturbine für einen nachgeschalteten Dampfturbinenprozess genutzt wird, ermöglicht heute elektrische Wirkungsgrade von etwa 60 % im Kondensationsbetrieb bzw. von etwa 50 % im Gegendruckbetrieb, bei dem der Gesamtwirkungsgrad wiederum bei 85 bis 90 % liegt.



**Abbildung 2-12:** Entwicklungsrichtung der Stromerzeugung

Dieselmotoren weisen mit durchschnittlich 35 bis 40 % deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade auf als Otto-Gasmotoren mit 30 bis 35 %. In Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich mit Gasturbinen und Verbrennungsmotoren ebenfalls Gesamtwirkungsgrade von 85 bis 90 % erzielen, ohne dass der elektrische Wirkungsgrad durch die Wärmenutzung vermindert wird.

Eine Steigerung der maximal erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade und maximalen Nutzung der in der Brennstoffenergie enthaltenen Arbeitsfähigkeit ist an zwei Optionen

gebunden. Entweder müssen die äußeren Bedingungen der thermodynamischen Prozesse der Energieumwandlung verbessert werden, was beispielsweise an höhere Arbeitstemperaturen und Drücke und folglich widerstandsfähigere Technologien und Werkstoffe gebunden ist, oder die inneren Exergieverluste der Apparate- und Anlagen müssen minimiert werden, was einer Verbesserung des Gütegrades der Anlagen entspricht. Beide Optionen sind an einen erhöhten konstruktiven und materiellen Aufwand gebunden. Da der ökonomisch sinnvolle Spielraum beider Optionen bereits weitestgehend ausgereizt ist, wird eingeschätzt, dass die technische Entwicklung innerhalb der nächsten 5 Jahre keine Technologiesprünge mit sich bringt, die kurzfristig in die Praxis umgesetzt werden können. Dem Stand von 2005 wird praktisch eine "lineare" Extrapolation zugrunde gelegt, die einer Optimierung des heute erreichten Standes entspricht und einen substituierenden Zuwachs an modernen/modernisierten, energiesparenden und daher umweltfreundlicheren Anlagen unterstellt. Der umweltentlastende Effekt, der aus der Technologieumstellung resultiert, wird durch die Brennstoffumstellung von Kohle auf Erdgas erheblich verstärkt.

Erst die Brennstoffzellentechnologie als Ersatz für die stark mit Irreversibilitäten behaftete Verbrennung kann in Verbindung mit Wärmekraftprozessen zu einem Qualitätssprung in die Wirkungsgradbereiche deutlich über 60 % führen.

Mit der Brennstoffzelle können Wasserstoff direkt und andere gasförmige Energieträger wie Erdgas, Bio- und Grubengas oder verdampfte flüssige Kraftstoffe nach zellenspezifischer Gasaufbereitung und Reformierung bzw. partieller Oxidation auf elektrochemischen Wege in Gleichstrom umgewandelt werden. Die bei allen Wärmekraftprozessen durch das Carnot'sche Gesetz beschriebene Wirkungsgradbegrenzung entfällt, so dass in einer Brennstoffzelle zumindest theoretisch sehr hohe Wirkungsgrade erreicht werden können.

Brennstoffzellen werden in Abhängigkeit ihrer Arbeitstemperatur in Hoch-, Mittel- und Niedertemperaturzellen unterschieden. Während die Niedertemperatur-Brennstoffzelle (PEM - Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) aufgrund der Wärmeabgabe auf einem Temperaturniveau von 70 bis 100°C nur in Verbindung mit einer Niedertemperaturheizung als Wärmequelle genutzt werden kann, sind die Mitteltemperatur-Brennstoffzellen (PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell) in der Lage, Wärme auf dem Temperaturniveau von Fernwärmesystemen auszukoppeln. Die Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC - Solid Oxide Fuel Cell und MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell) eignen sich darüber hinaus auch zur Kopplung mit Wärmekraftprozessen mit abschließender Wärmeauskopplung. Für die Fernwärmeversorgung sind somit die Mittel- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen interessant, während die Niedertemperatur-Brennstoffzellen vorwiegend zur objektbezogenen Strom- und Wärmeversorgung und für kleine Nahwärmenetze in Frage kommen.

Durch die Kombination von Hochtemperaturbrennstoffzellen mit Gasturbinen (Entspannung/Nachverbrennung des Abgases) und/oder Dampfturbinen (thermische Nutzung der heißen Abgase) kann ein Qualitätssprung in Wirkungsgradbereiche deutlich oberhalb von 60 % erzielt werden. Die anderen Brennstoffzellen bieten vom Wirkungsgrad her nur im sehr kleinen Leistungsbereich sowie bei Teillast Vorteile gegenüber der Motorentechnologie.

Die Brennstoffzellentechnologie befindet sich derzeit noch in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase. Abgesehen von der PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell), die marktverfügbar ist, sind bisher nur Einzelanlagen gebaut worden. Daher existieren keine fundierten Kostendaten. Für die PAFC liegen die derzeitigen Kosten bei ca. 8.000 -10.000 DM/kW<sub>el</sub>, wobei dieser Preis vor allem durch die fehlende Konkurrenz am Markt bestimmt ist. Für alle anderen Brennstoffzellentypen liegen die Kosten für Demonstrationsanlagen derzeit oberhalb von 20.000 DM/kW<sub>el</sub>. Daher wird die Brennstoffzellentechnologie in den nächsten 5 - 10 Jahren voraussichtlich keine breite Bedeutung in der stationären Energieversorgung erlangen. Die Erwartung, dass die großen Entwicklungsanstrengungen der Automobilindustrie, die die PEM-Brennstoffzelle als Antriebsaggregat einsetzen will, zu wesentlichen Kostendegressionen im Bereich des stationären Einsatzes führen wird, muss angesichts der stark unterschiedlichen Einsatzbedingungen (Standzeiten, Lastwechsel) aber relativiert werden.

Wichtigste Anwendungsgebiete der Kraft-Wärme-Kopplung sind die kommunale Nah- und Fernwärme sowie die Versorgung der Industrie mit Strom und Prozesswärme. Die jeweils einsetzbaren Technologien sind dabei prinzipiell gleich. In zwei Punkten unterscheiden sich kommunale und industrielle Kraft-Wärme-Kopplung aber wesentlich. Einerseits ist das mittlere Temperaturniveau der zu Produktionszwecken benötigten Wärme wesentlich höher als bei der Heizwärmeversorgung. Die elektrischen Wirkungsgrade industrieller KWK-Anlagen mit Dampfturbinen sind durch die Wärmeauskopplung bei höheren Temperaturen deshalb naturgemäß geringer. Der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber der getrennten Energieerzeugung schrumpft dadurch etwas. Andererseits besteht bei der kommunalen Wärmeversorgung eine charakteristische Außentemperaturabhängigkeit, während der Prozesswärmebedarf vom Produktionsprofil abhängt und deshalb ganzjährig relativ gleichmäßig anfällt. Daraus resultiert eine wesentlich höhere Volllaststundenzahl der industriellen gegenüber der kommunalen Kraft-Wärme-Kopplung.

### **Technik der Wärmeverteilung**

Durch Umsetzung der Erkenntnisse des AGFW-Projektes »Neuartige Wärmeverteilung« können bei Neuanschlüssen Kosteneinsparungen zwischen 15 und 35 %, in Sonderfällen bis 50 % erzielt werden. Bei Verdichtungsmaßnahmen im Innenstadtbereich können im Vergleich zu konventionell verlegten Fernwärmeleitungen ca. 26 % der Kosten eingespart werden. Kostensenkende Maßnahmen sind: Leitungslängen minimieren durch Nutzung von privatem Grund; Zusammenfassung mehrerer Gebäude; Erschließung im Neubaugebiet vor Straßenerstellung; gemeinsame, koordinierte Verlegung mit anderen Gewerken (Abwasser, Trinkwasser, Stromversorgung); Vorstrecken der Hausanschlüsse; Flachverlegung und Verzicht auf Schachtbauwerke; Verlegung der Leitungen durch Kellerräume und Tiefgaragen, Kaltverlegung, Übereinanderverlegung, grabenlose Verlegung, Einsatz einer stabilisierten Sandmischung, Tagesbaustelle, Hausanschlussleitungen mittels Anbohrung sowie flexible Verlegesysteme zur kompensationsfreien Verlegung bei freier Trassengestaltung.

Dieses Rationalisierungspotential wird bisher allerdings nur in geringem Umfang genutzt, so dass alleine die Umsetzung dieser Erkenntnisse den dominierenden Kostenblock

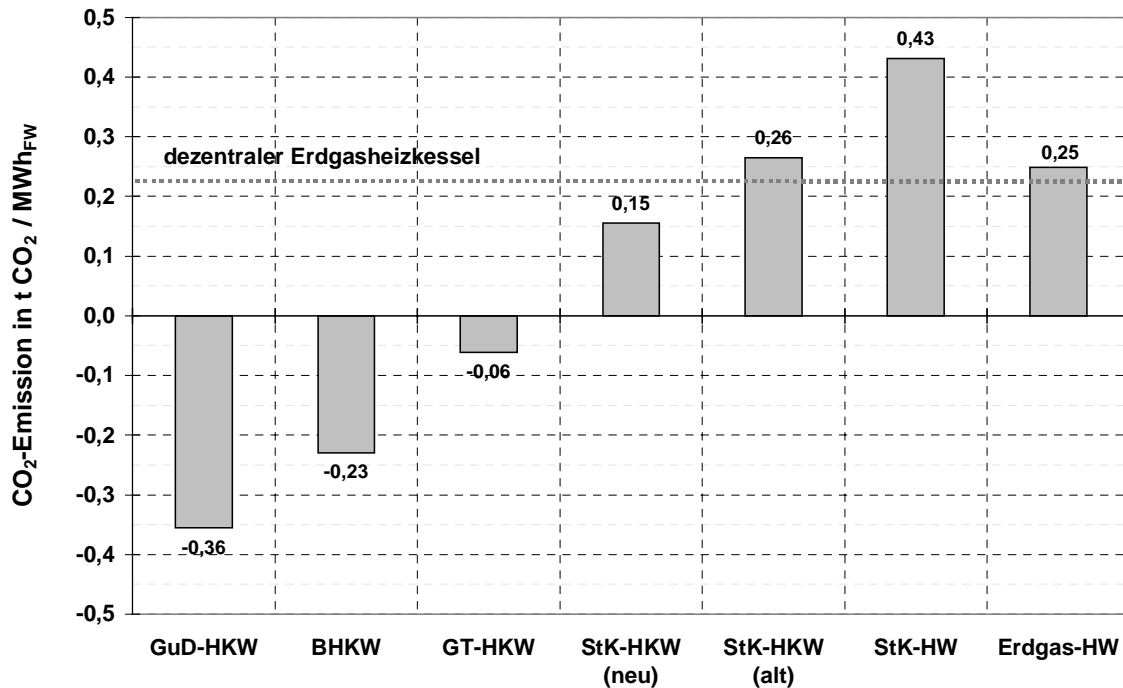
Tiefbau deutlich verringern kann. Darüber hinaus bestehen im Bereich der Arbeitsorganisation, Materialbeschaffung und Auftragsvergabe weitere Einsparpotentiale, die es zu nutzen gilt.

### **Ökologische Bewertung der Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung**

Der weiteren Entwicklung der Fernwärme- und industriellen Wärmeversorgung aus Kraft-Wärme-Kopplung werden ein extensiver und ein intensiver Ausbau unterstellt. Im Rahmen des extensiven Ausbaus werden weitere Wärmeabnehmer als Fernwärmekunden an vorhandene oder neu zu erschließende Netze angeschlossen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird. Demgegenüber beinhaltet der intensive Ausbau der Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung vor allem den Ersatz alter Kohle-Heizkraftwerke durch neue, auf Erdgas-Basis arbeitende Technologien bzw. die Nachrüstung von Kohle-Heizkraftwerken mit Gasturbinen zu GuD-Kombianlagen.

Die konsequenteste Ausnutzung des energetischen Potentials der Brennstoffe findet in den hohen elektrischen Wirkungsgraden kombinierter GuD-Anlagen Ausdruck. Begünstigend zu den hohen Wirkungsgraden kommt der Einsatz des im Vergleich zu Kohle kohlenstoffarmen Erdgases hinzu, so dass die aus GuD-Heizkraftwerken ausgekoppelte Fernwärme die geringste spezifische CO<sub>2</sub>-Emission aufweist, wie aus **Abbildung 2-13** hervorgeht. Heizkraftwerke mit Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren, die vergleichbare energetische Kennziffern wie Heizkraftwerke auf Kohlebasis erreichen, sind letzteren hinsichtlich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission aufgrund der eingesetzten Brennstoffe dennoch überlegen. Die Unterteilung der verschiedenen Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung anhand der verwendeten Brennstoffe offenbart einen klaren ökologischen Vorteil für die Technologielinie "Gas" gegenüber der Technologielinie "Kohle". Innerhalb der Technologielinien ist die Höhe der elektrischen Wirkungsgrade maßgebend für die ökologische Technologierangfolge.

Die auf die konsumierte Fernwärme bezogene CO<sub>2</sub>-Emission verschiedener Erzeugersysteme wurde anhand des "Gutschriftenverfahrens mit Referenzkraftwerk" bestimmt, wobei das Referenzkraftwerk den Mix der in der Mittellast arbeitenden Steinkohle-Kraftwerke repräsentiert. Bei der Wahl des Referenzkraftwerkes wurde davon ausgegangen, dass sich die Kraft-Wärme-Kopplung in Konkurrenz zur ungekoppelten Mittellaststromerzeugung befindet. Dies ist diskussionswürdig, kommt der Realität aber vermutlich am nächsten, da die KWK-Anlagen vor allem in den Winter- und Übergangsmonaten zum Einsatz kommen, in denen auch der Strombedarf die ganzjährig bereitzustellende Grundlast übersteigt.

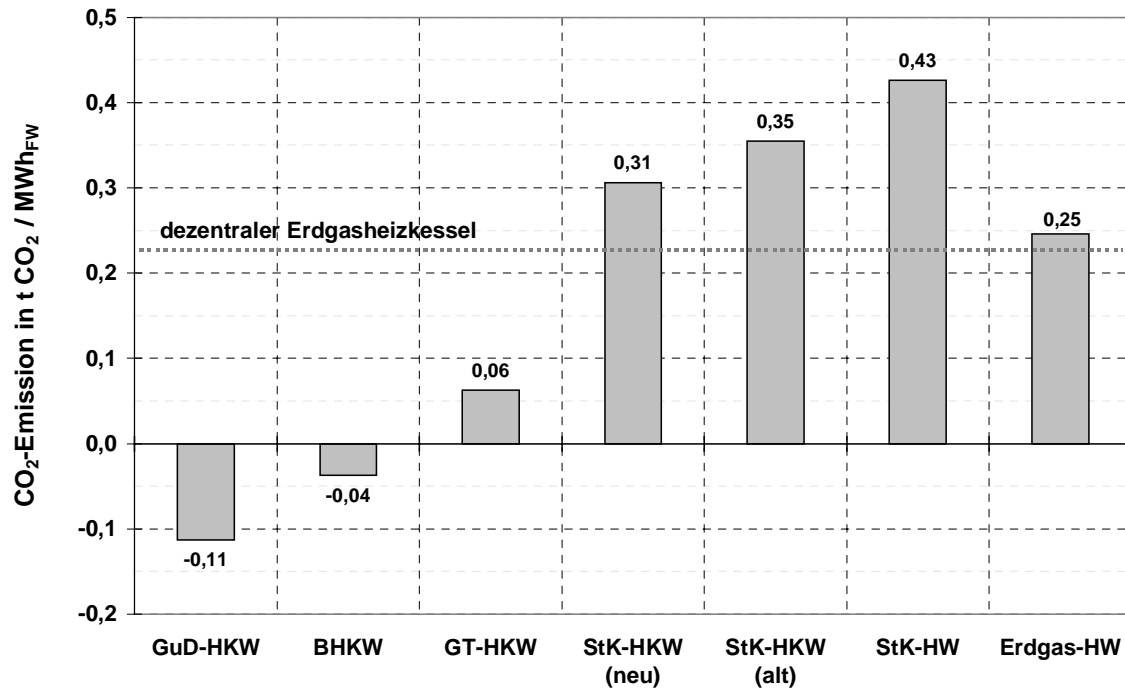


**Abbildung 2-13:** CO<sub>2</sub>-Emission verschiedener Erzeugersysteme (Referenz für Stromerzeugung: Steinkohle-Mittellastkraftwerk)

$$\eta_{\text{Gaskessel}} = 90 \%, e_{\text{CO}_2} = 180 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}$$

$$\eta_{\text{KW}} = 39,7 \%, e_{\text{CO}_2} = 830 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{\text{el}}$$

Der Einfluss, den die ungekoppelte Referenzstromerzeugung auf die Bewertung der Fernwärme ausübt, wird deutlich, wenn anstelle der Steinkohle-Mittellastkraftwerke der gesamte deutsche Strom-Mix als Referenzkraftwerk vereinbart wird. Durch die hohen Anteile der emissionsfreien Stromerzeugung in Kern- und Wasserkraftwerken an der Gesamtstromerzeugung wird die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Fernwärme stärker mit Emissionen belastet. Die Bewertung der Fernwärme ist somit an die sinnvolle Wahl einer Referenzstromerzeugung gebunden, die anhand der tatsächlich vorherrschenden Stromerzeugungsstruktur zu treffen ist. In Ländern mit einem hohen Anteil der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger schneidet die Kraft-Wärme-Kopplung erwartungsgemäß besser ab als in Ländern mit hohem Wasser- oder Kernkraftanteil. Keinen Einfluss hat die Wahl der Referenzstromerzeugung auf den internen Vergleich der KWK-Technologien. Die ökologischen Vorteile der KWK-Anlagen auf Erdgasbasis gegenüber der Technologielinie "Kohle" bleiben bestehen.



**Abbildung 2-14:** CO<sub>2</sub>-Emission verschiedener Erzeugersysteme (Referenz:  $\eta_{\text{Gaskessel}} = 90\%$ ,  $e_{\text{CO}_2} = 180 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}$ , Kraftwerksmix,  $\eta_{\text{KW}} = 36\%$ ,  $e_{\text{CO}_2} = 570 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{\text{el}}$ )

Insofern ist es naheliegend, nicht nur moderne GuD-Heizkraftwerke neu zu errichten, sondern bestehende Dampfturbinenanlagen zusätzlich mit Gasturbinen zu GuD-Anlagen zu erweitern. Das führt neben einer Steigerung der Gesamtleistung zu einer Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades.

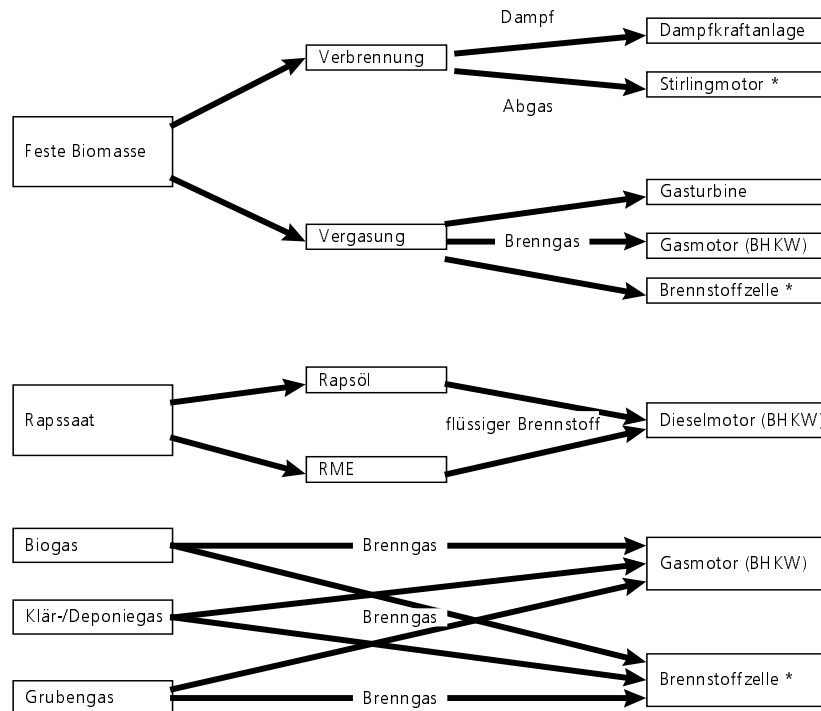
Für die Nachrüstung von Gasturbinen gibt es verschiedene Möglichkeiten der Einbindung der Abgase. Diese können als erwärmte Verbrennungsluft, zur Speisewasservorwärmung sowie zur Erzeugung eines Teils bzw. des gesamten Frischdampfes genutzt werden.

Der Wirkungsgradgewinn ist grundsätzlich von der Art der Gasturbineneinbindung und dem Leistungsanteil der Gasturbine an der Block-Gesamtleistung abhängig. Da Dampfp Parameter und Dampfturbinenbeaufschlagung bei Nachrüstung nicht für den GuD-Betrieb optimiert sind, liegen die erzielbaren Blockwirkungsgrade etwas niedriger als bei NeubauguD-Kraftwerken. Durch die vollständige Ertüchtigung eines Kohle-Heizkraftwerkes zum GuD-Heizkraftwerk wird die elektrische Leistung in etwa verdreifacht. Der elektrische Wirkungsgrad wird dadurch auf etwa 45 % angehoben. Der auskoppelbaren Fernwärme muss durch diese Maßnahme ein CO<sub>2</sub>-Minderungspotential annähernd dem von NeubauguD-Heizkraftwerken zugeordnet werden.

Die Investitionskosten in die Nachrüstung einer Gasturbinenanlage in ein Dampfturbinen-Kraftwerk liegen je nach Zustand der Alt-Anlage bei 20 % bis 60 % der Investitionskosten eines leistungsgleichen GuD-Neubaus und weisen die Nachrüstung von Gasturbinen in Kohle-Heizkraftwerke als eine kosteneffiziente Maßnahme zur CO<sub>2</sub>-Emissionsvermeidung bzw. -minderung im Energieerzeugungssektor aus.

## 2.2.2 Technik für die Nutzung regenerativer Energieträger in der KWK

Die KWK auf Basis regenerativer Energien umfasst die Nutzung fester Biomasse (Holz, Stroh, Energiepflanzen), flüssiger Biomasse (Rapsöl) und brennbarer Gase, die entweder erzeugt werden (Biogas) oder als Koppel-/Abfallprodukt anfallen (Deponie-/Klärgas, Grubengas). Regenerative Energien, die nur zur Stromerzeugung dienen (Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik) werden im Folgenden nicht betrachtet. In der **Abbildung 2-15** sind die heutigen bzw. zukünftigen technischen Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Brennstoffe zur Kraft-Wärme-Kopplung aufgezeigt.



\* in der Entwicklung

**Abbildung 2-15:** Nutzung regenerativer Energieträger bei der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Nutzung fester regenerativer Energieträger (Biomasse) zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme kann prinzipiell durch Verbrennung oder Vergasung erfolgen. Bei der Verbrennung wird Dampf erzeugt und in einer Dampfkraftanlage genutzt; bei der Vergasung kann das Brenngas mit einer Gasturbine, mit einem Gasmotor oder zukünftig mit einer Brennstoffzelle zur KWK eingesetzt werden. Derzeit ist nur die Verbrennung mit Dampfkraftprozess (Dampfturbine und bedingt Dampfkolbenmotor) als Stand der Technik anzusehen. Die Vergasung der Biomasse mit anschließender Nutzung in einer Gasturbine oder einem Gasmotor wird zur Zeit in einzelnen Anlagen getestet. Die aufwendige Gasreinigung stellt jedoch noch das Haupthindernis dar. Die Leistung von Kraftwerken auf Basis fester Biomasse ist auf ca. 50 MW<sub>el</sub> beschränkt, da wegen der notwendigen Brennstofflogistik größere Kraftwerke ein zu großes Bio-Brennstoff-Einzugsgebiet haben und damit zu hohe Transportkosten, aber auch vermehrt Emissionen durch den Transport verursachen.

Als flüssiger, regenerativer Energieträger wird in Deutschland nahezu ausschließlich Rapsöl bzw. Rapsmethylester eingesetzt; die Nutzung erfolgt im Regelfall in einem Diesel-BHKW. Andere Öle und Bio-Ethanol spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Biogas entsteht durch die Vergärung organischer Substanzen (Gülle, organische Reststoffe etc.) und wird in einem Gas-BHKW zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme genutzt. Ein Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die landwirtschaftlichen Reststoffe als qualitativ hochwertiger Dünger nutzbar sind. Deponie- bzw. Klärgas fallen als Koppel-/Abfallprodukte bei der Deponierung von Abfall bzw. bei der Klärschlammfäulung in einem Klärwerk an. Auch wenn diese Gase zumeist in BHKW's genutzt werden, kann die Wärme - außer betriebsintern beim Klärwerk - selten genutzt werden. Daher werden diese Systeme meist als reine Stromerzeuger betrieben. Grubengas, das permanent aus stillgelegten Bergwerksschächten austritt, wird zur Zeit kalt abgefackelt. Zukünftig könnte das Grubengas in BHKW's genutzt werden, wobei auch hier die Restriktion gilt, dass - sofern sich kein Wärmeabnehmer in räumlicher Nähe befindet - nur der Strom als Energie genutzt wird.

Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Geothermie, ist bei günstigen geologischen Voraussetzungen mittels des Hot-Dry-Rock-Verfahrens technisch möglich, jedoch aufgrund geringer Betriebserfahrungen und hoher Kosten für Bohrung und technisches Equipment in Deutschland bisher ohne Bedeutung.

## 2.3 Beitrag der KWK/FW zum Klimaschutz

### 2.3.1 CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung und nationale Klimaschutzziele

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich verpflichtet, die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25% gegenüber 1990 zu reduzieren. Auch die neue Bundesregierung hält an diesem Ziel fest.

Derzeit betragen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland etwa 870 Millionen Tonnen, die zwischen den Jahren 1990 und 1998 erzielte Reduktionsquote liegt bei 13 %. Bei Berücksichtigung der überdurchschnittlich milden Witterung im Basisjahr ergibt die temperaturbereinigte Betrachtung einen Rückgang um rund 14,5 %. Seit dem Auslaufen der Sonderentwicklungen in den neuen Bundesländern (1993/94) konnten die Emissionen nur noch in geringem Umfang reduziert werden. In den verbleibenden Jahren bis 2005 sind somit verstärkte Anstrengungen notwendig, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen weiter zu verringern (Größenordnung 130 Mio. t; siehe auch **Abbildung 1-1**)).

Auch die Ende 1999 veröffentlichten Ergebnisse der Prognos/EWI-Studie zur "längerfristigen Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt" (Zeithorizont 2020) zeigen auf, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland ohne weitergehende Klimaschutzmaßnahmen künftig im Vergleich zum Niveau von 1998 nur mäßig zurückgehen werden, d. h., das Ziel der Bundesregierung würde nicht erreicht.

Von den kurzfristig möglichen Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung in Deutschland könnte nach dem Katalog der "Interministeriellen Arbeitsgruppe CO<sub>2</sub>-Reduktion" (IMA) der Bundesregierung vor allem der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen großen Beitrag liefern (genannt wurden ca. 30 bis 60 Mio. t CO<sub>2</sub>). Alle anderen Maßnahmen würden zusammen ungefähr eine CO<sub>2</sub>-Minderung in gleicher Höhe ermöglichen.

### 2.3.2 Szenarioanalysen zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Jahr 2005

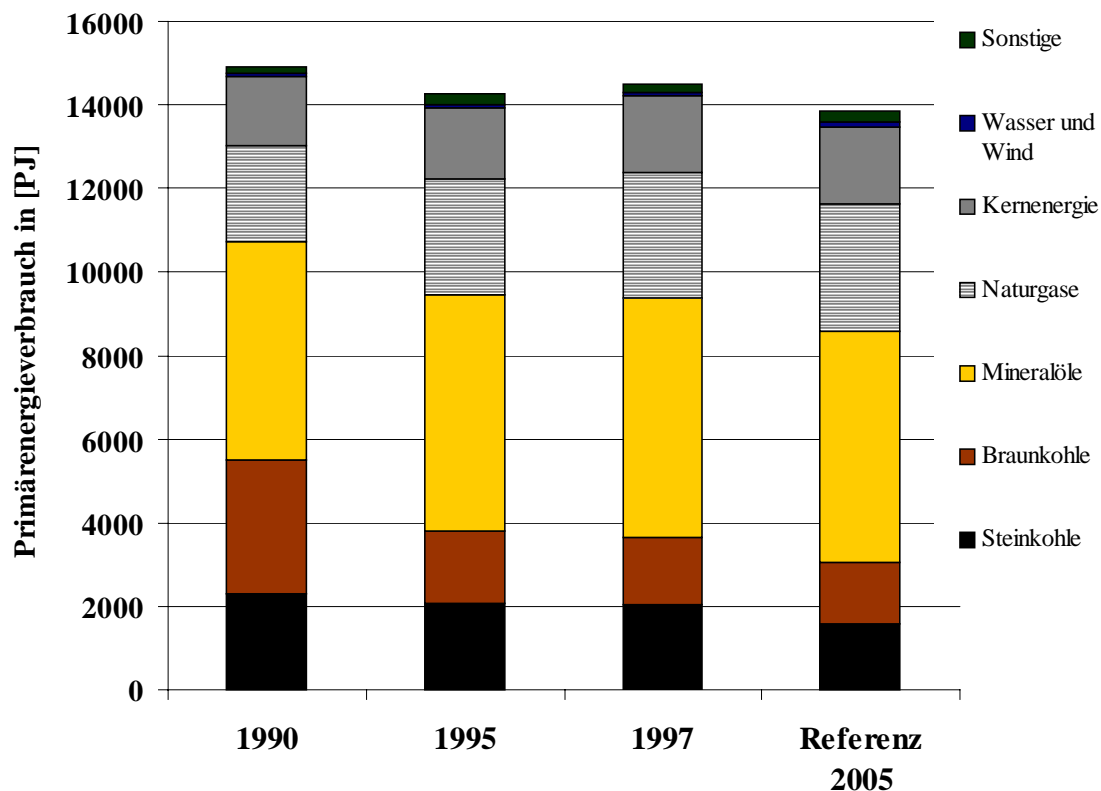
Um den Beitrag der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen zur Erreichung nationaler Minderungsziele zu untersuchen, werden Modellrechnungen mit Hilfe des Energiesystemmodells E<sup>3</sup>Net durchgeführt. Das verwendete Modell E<sup>3</sup>Net bildet das gesamte Energiesystem von der Förderung bzw. dem Import der Primärenergieträger bis hin zur Nutzenergie bzw. den Energiedienstleistungen in den Sektoren Haushalte, Industrie, Kleinverbraucher und Verkehr ab. Mit Hilfe des methodischen Ansatzes der Linearen Optimierung wird unter jeweils vorgegebenen Restriktionen (wie z. B. CO<sub>2</sub>-Minderungszielen) der kostenminimale Pfad von Niveau und Struktur der Energieversorgung zur Deckung eines vorgegebenen Bedarfs an Energiedienstleistung bzw. an Nutzenergiebedarf ermittelt. Insofern sind die jeweiligen Kosten, im Zusammenhang mit den exogenen Vorgaben und den verfügbaren technologischen Optionen, das zentrale Steuerprinzip. Zur Einordnung der im folgenden erläuterten Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass entsprechend des methodischen Ansatzes die exogen vorgegebene Nachfrage nach Energiedienstleistung unverändert bleibt. Gegebenenfalls auftretende Rückwirkungen der Kosten für die CO<sub>2</sub>-Minderung auf das Wirtschaftswachstum sowie auf die Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen werden nicht erfasst. Für alle Modellrechnungen wurden die folgenden energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen unterstellt:

- Die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke beträgt 40 Zeitjahre. Ein Ersatz durch einen Neubau von Kernkraftwerken findet nicht statt.
- Es soll einen Mindesteinsatz von deutscher Steinkohle in Deutschland in Höhe von 700 PJ im Jahr 2005 erfolgen.
- Ebenso ist ein Mindesteinsatz von ostdeutscher Braunkohle von 640 PJ und von westdeutscher Braunkohle von 810 PJ unterstellt.
- Der Grenzübergangswert für Rohöl beträgt konstant 20 \$<sub>99</sub> pro bbl, zwischen 2000 und 2005. Importsteinkohle kostet im gleichen Zeitraum 80 DM<sub>99</sub> pro t. Der Grenzübergangswert für Erdgas steigt linear von 1,42 Pf<sub>99</sub>/kWh für das Jahr 2000 auf 1,48 Pf<sub>99</sub>/kWh im Jahr 2005 an.
- Das Bruttoinlandsprodukt wächst real um durchschnittlich 2,2 % bis zum Jahr 2005. Die Bevölkerung nimmt von 82,1 Mio. (1998) auf 83,6 Mio. im Jahr 2005 zu.

Um den Beitrag der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen zur Erreichung künftiger CO<sub>2</sub>-Minderungsziele ermitteln zu können, wird von einer Referenzentwicklung der Energieversorgung in Deutschland ausgegangen, die keine über die bereits eingeleiteten Maßnahmen hinausgehenden Klimaschutzstrategien unterstellt. Die Referenzentwicklung wurde ebenfalls unter der Prämisse eines volkswirtschaftlich optimalen Systems erarbeitet. Dabei handelt es sich keineswegs um eine Prognose für den Zeitraum 2005, in der

zusätzlich die Interessenlage und Verhaltensmuster der jeweiligen Akteure und bestehende Hemmnisse zu berücksichtigen wären. Wegen des unterstellten optimalen volkswirtschaftlichen Systems erklärt sich, dass die KWK bereits im Referenzfall eine bedeutende Option darstellt (unabhängig davon, ob im gegenwärtigen Marktgeschehen die Unternehmen Entsprechendes im KWK-Bereich umsetzen würden).

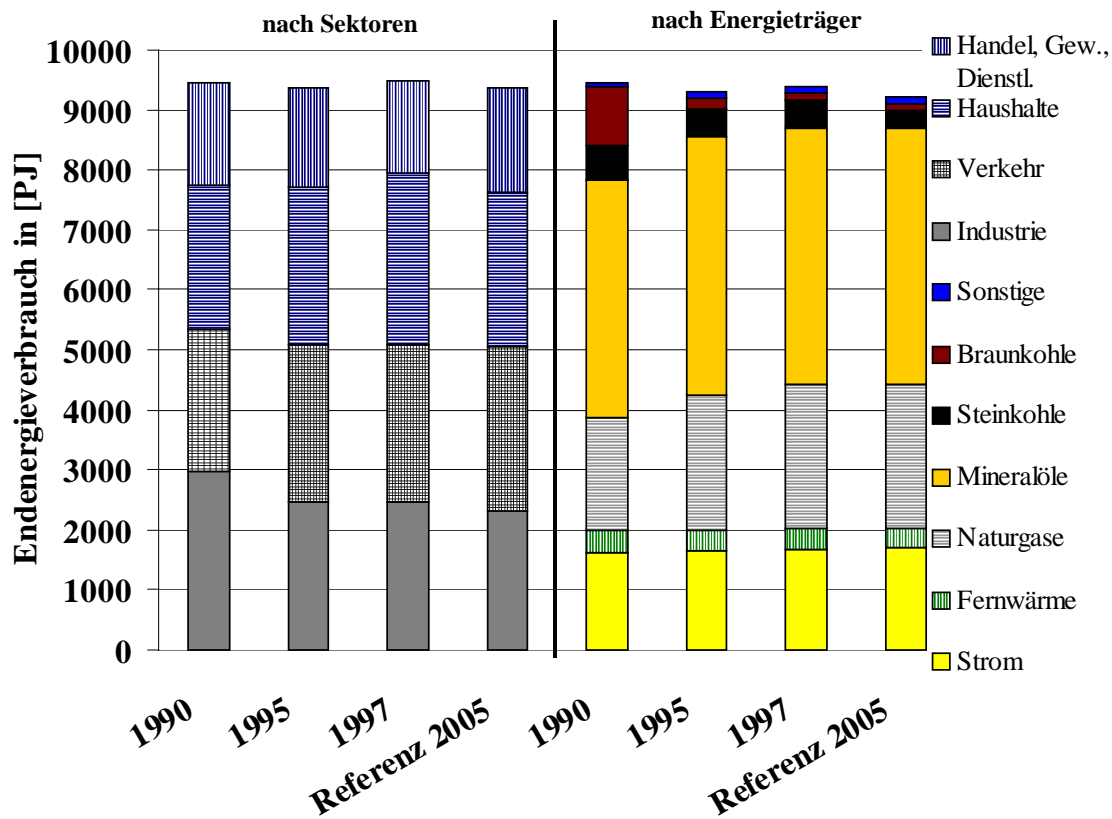
Basierend auf den Rahmenannahmen sinkt der Primärenergieverbrauch von rund 14500 PJ im Jahr 1997 auf ca. 13870 PJ im Jahr 2005 in Deutschland (vgl. **Abbildung 2-16**). Dies entspricht einer Reduktion um 4 %. Hierbei reduziert sich der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch von ca. 25 % im Jahr 1997 auf 22 % im Jahr 2005 bzw. von 3634 PJ auf rund 3040 PJ. Der Verbrauch an Mineralölen sinkt von 5750 PJ in 1997 auf rund 5530 PJ in 2005. Dagegen steigt der Primärenergieverbrauch an Naturgas zwischen 1997 und 2005 um ca. 190 PJ von ca. 2799 PJ auf rund 2990 PJ an. Das entspricht einer Anteilsteigerung von rund 1,5 Prozentpunkte. Der Anteil der Kernenergie nimmt leicht von 1858 PJ auf rund 1830 PJ ab. Der Primärenergieverbrauch der „Sonstigen“ (Biomasse, Müll) und von Wind und Wasser steigt um 130 PJ im Vergleich zwischen 1997 und 2005.



**Abbildung 2-16:** Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland im Referenzfall

Der Endenergieverbrauch verbleibt im Jahr 2005 in etwa auf dem Niveau des Jahres 1997 (vgl. **Abbildung 2-17** linke Seite). Hierbei steigt der Endenergieverbrauch in den Sektoren Verkehr von rund 2640 PJ auf ca. 2740 PJ und im Handel und Gewerbe von 1536 PJ auf ca. 1745 PJ. Dagegen ist der Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie

(übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) von rund 2460 PJ auf ca. 2320 PJ und der Haushalte von 2837 PJ auf ca. 2743 PJ rückläufig.



**Abbildung 2-17:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Deutschland im Referenzfall

Die anteiligen Veränderungen der Energieträger am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2005 sind gering (vgl. Abbildung 2-16 rechte Seite). Die hauptsächlichen Veränderungen ergeben sich durch den Rückgang des Endenergieverbrauchs an Kohlen um 195 PJ in der Referenzentwicklung gegenüber 1997. Der Endenergieverbrauch an Mineralölen bleibt konstant auf dem Niveau des Jahres 1995. Der im Mineralölverbrauch enthaltene Endenergieverbrauch an Kraftstoffen steigt dagegen an, da trotz sinkendem Flottenverbrauch die erhöhten Fahrleistungen des Fahrzeugbestandes nicht kompensiert werden. Dagegen ist der Endenergieverbrauch an leichtem Heizöl rückläufig. Der Endenergieverbrauch an Fernwärme geht um 27 PJ zurück. Der Stromverbrauch steigt um 77 PJ in der Referenzentwicklung gegenüber 1997 an, dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von rund 0,7 %.

In der Referenzentwicklung ergeben sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2005 zu rund 800 Mio. t. Dies entspricht einer Abnahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 8 % bzw. von 69 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1997. Der Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist im wesentlichen auf den Rückgang des Verbrauchs an Stein- und Braunkohle zurück zu führen. Insgesamt würde aber die von der Bundesregierung eingegangene Selbstverpflichtung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25 % gegenüber 1990, zu reduzieren um rund 60 Mio. t verfehlt. Im Vergleich zu Prognos/EWI sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im

Jahr 2005 um 55 Mio. t geringer, da im Modell keine Hemmnisse bzw. begrenzte Umsetzungsraten berücksichtigt werden, d. h., alle Entscheidungen fallen auf Grund kostenoptimaler Gesichtspunkte (Prognos/EWI, 1999). Außerdem wurde im Vergleich zu Prognos/EWI für die Modellrechnungen von einer anderen Nachfrageentwicklung ausgegangen.

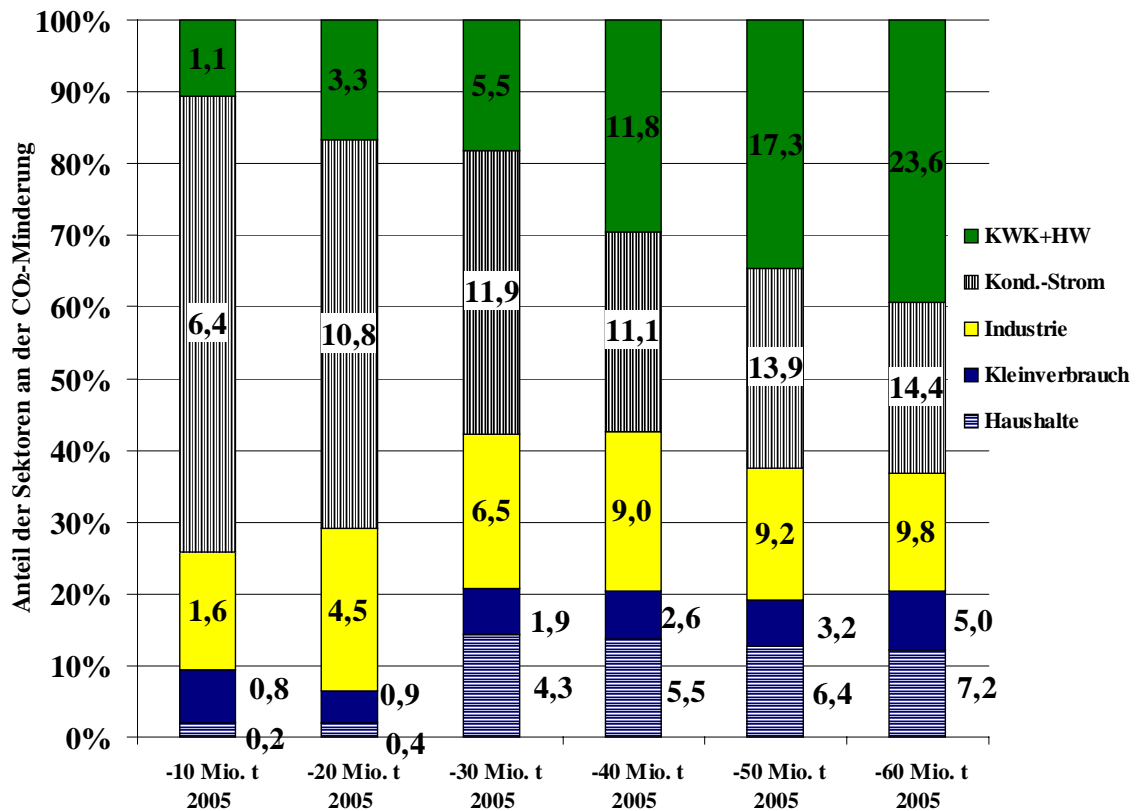
In sogenannten CO<sub>2</sub>-Minderungsszenarien wurden nun die Maßnahmen untersucht, die zur kosteneffizienten Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Richtung auf die Erreichung des Reduktionsziels beitragen können. Dabei wurden ausgehend von den 800 Mio. t an CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzfall, die im Jahr 2005 zu erreichenden CO<sub>2</sub>-Emissionen schrittweise um 10 Mio. t reduziert. Die Minderungsszenarien werden im folgenden mit „Referenz –X Mio. t CO<sub>2</sub>“ bezeichnet, wobei X für die gegenüber dem Referenzszenario reduzierte CO<sub>2</sub>-Menge im Jahr 2005 steht.

Die für das Jahr 2005 sukzessive verschärften CO<sub>2</sub>-Ziele erfordern zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in den verschiedenen Bereichen der Energieversorgung, die jeweils entsprechend ihrer Kosteneffizienz ausgewählt werden. Der Beitrag der verschiedenen Sektoren der Energieversorgung zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in den Minderungsszenarien ist in **Abbildung 2-18** dargestellt.

Der Anteil der KWK-Anlagen und Heizwerke an den CO<sub>2</sub>-Einsparungen für die unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele steigt von 11 % auf 39 % kontinuierlich an. Bei einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 10 Mio. t gegenüber dem Referenzfall entfällt auf den Sektor KWK und Heizwerke nur einen Beitrag von 1,1 Mio. t. Im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“, das dem nationalen Minderungsziel entspricht, tragen die KWK und Heizwerke mit 23,6 Mio. t zum Erreichen des vorgegeben CO<sub>2</sub>-Einsparziels bei. Auf sie entfällt mit rund 40 % der größte Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Minderungen von 60 Mio. t gegenüber der Referenzentwicklung.

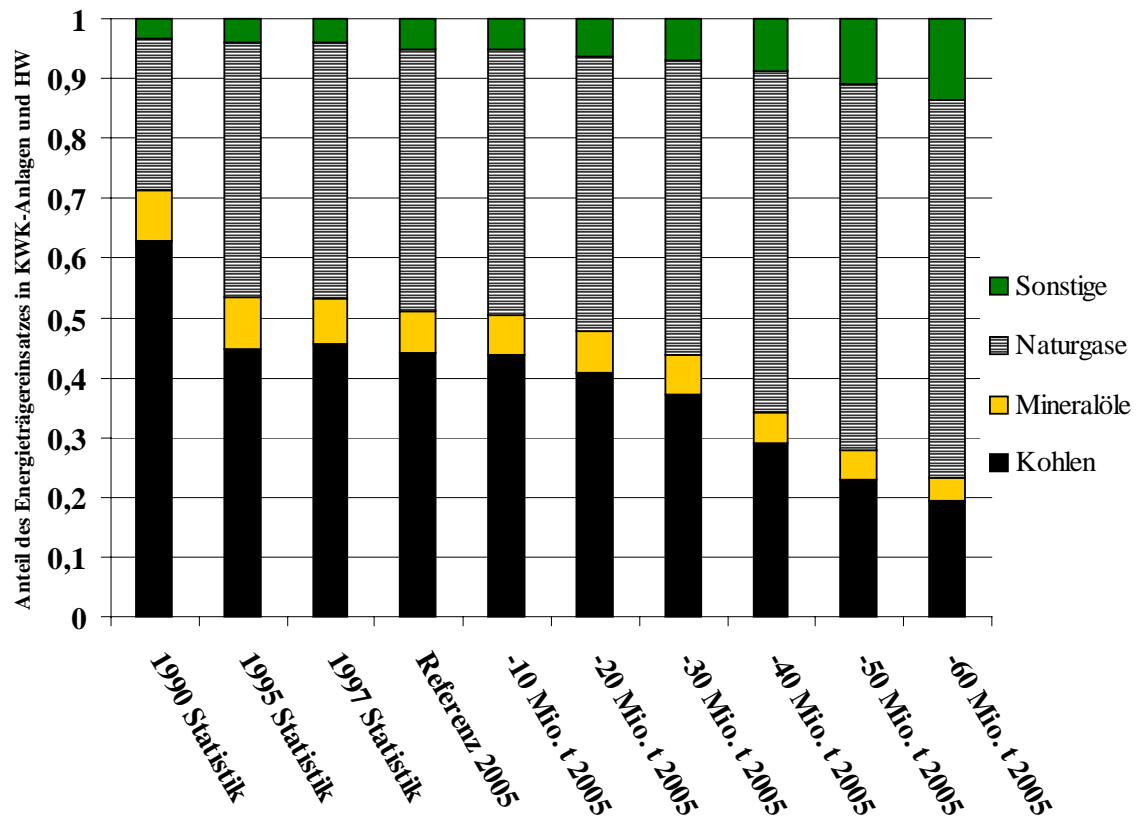
Bezogen auf die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1997 sind zur Erreichung des 25%-igen Minderungsziel die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2005 um insgesamt 130 Mio. t zu reduzieren (von 870 auf 740 Mio. t CO<sub>2</sub>/a). Im Rahmen eines kosteneffizienten Maßnahmenbündels tragen die KWK-Anlagen und Heizwerke mit rund 51 Mio. t zur notwendigen CO<sub>2</sub>-Minderung bei. Der sich im Referenzfall für 2005 ergebende volkswirtschaftlich sinnvolle Beitrag lag bei 27 Mio. t CO<sub>2</sub>/a, d. h. etwa dem heutigen Wert von ca. 30 Mio. t CO<sub>2</sub>/a.

Wie aus **Abbildung 2-18** ersichtlich wächst der Anteil der KWK und Heizwerke an der CO<sub>2</sub>-Minderung mit wachsender Minderungsnotwendigkeit zu Lasten des Beitrags aus dem Bereich der Kondensationsstromerzeugung. Dies resultiert aus der mit der Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele einhergehenden Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen. So nimmt die Stromerzeugung mit Verschärfung der Minderungsziele um rund 14 TWh zu. Die in KWK-Anlagen und Heizwerke erzeugte Nah- und Fernwärme steigt dabei von 119 TWh im Referenzfall auf 121,5 TWh im „Referenzfall – 60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ nur wenig an.



**Abbildung 2-18:** Anteile und absolute CO<sub>2</sub>-Minderung der verschiedenen Sektoren in Abhängigkeit des CO<sub>2</sub>-Minderungsziels

Die in den Minderungsszenarien ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Bereich der KWK-Anlagen und Heizwerke ergeben sich zum einen durch den höheren Gesamtwirkungsgrad sowie die höheren Stromkennziffern der neuzugebauten KWK-Anlagen und zum anderen aus der Verschiebung der in den KWK-Anlagen und Heizwerken eingesetzten Brennstoffe hin zu Brennstoffen mit geringerem Kohlenstoffgehalt (siehe **Abbildung 2-19**). Der Anteil der eingesetzten Kohlen geht von 44 % im Referenzfall auf 19 % im „Referenzfall – 60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ zurück. Im Gegenzug steigt der Anteil des eingesetzten Naturgase von 44 % auf 63 % an. Der Anteil der „Sonstigen“ Brennstoffe, worunter neben Müll auch Biomasse, Klärgas und Deponiegase subsummiert sind, erhöht sich von 5 % auf 14 %. Aus **Tabelle 2-13** ist die auf die verschiedenen Energieträger entfallende Stromerzeugung zu entnehmen.



**Abbildung 2-19:** Struktur des Energieträgereinsatzes in KWK-Anlagen und in Heizwerken

Aus **Tabelle 2-13** ist ersichtlich, dass der Beitrag der KWK zur Erreichung des nationalen Minderungsziels im Jahr 2005 nur über einen massiven Zubau neuer KWK-Anlagen auf Erdgasbasis zu erzielen wäre.

Die installierte elektrische Leistung der KWK-Anlagen der öffentlichen und industriellen Erzeugung ergeben sich im „Referenzfall – 60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ im Jahr 2005 zu 28,1 GW, d. h. die gesamte installierte elektrische Leistung der KWK-Anlagen wäre um 44 % höher als im Referenzfall. Auf gasbetriebene KWK-Anlagen entfielen rund 20 GW.

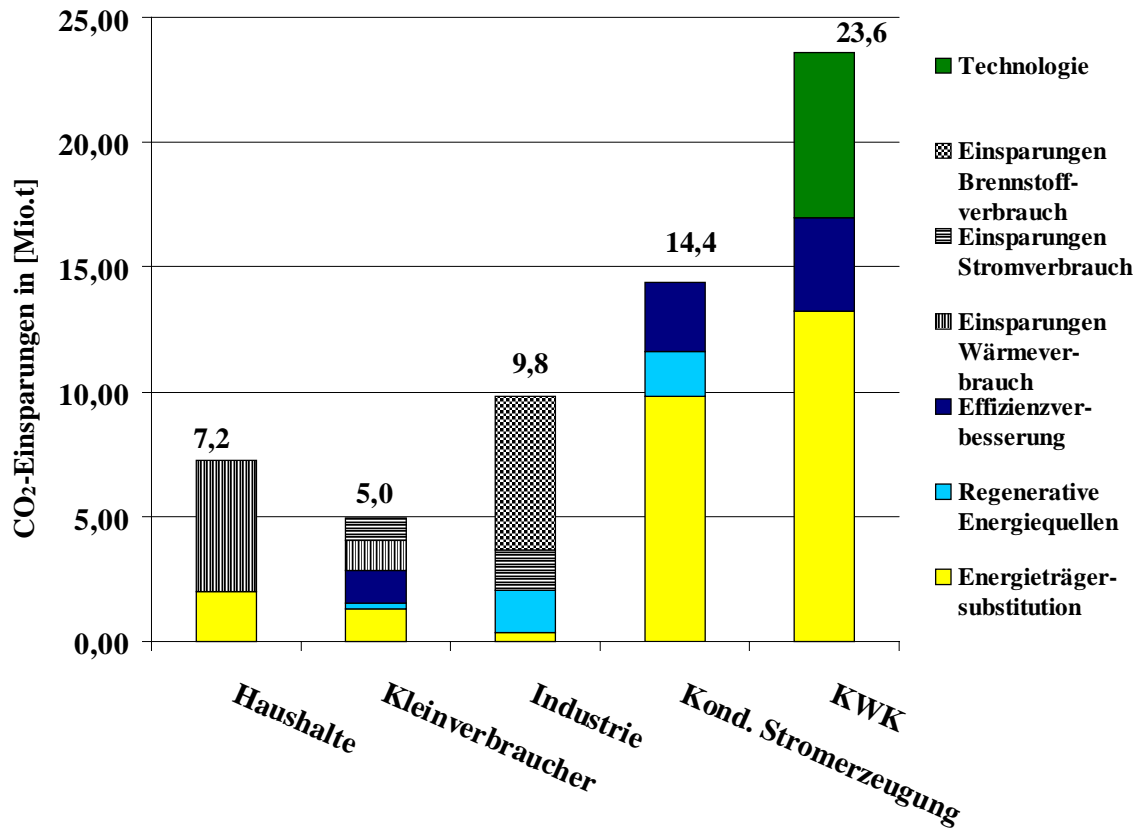
Ob unter den derzeitigen Randbedingungen ein derartige Kapazitätsausweitung von erdgasbefeuerten KWK-Anlagen überhaupt zu realisieren wäre, ist mit einem großen Fragezeichen zu versehen. Die modellgestützten Analyseergebnisse sind insofern auch nicht als Prognose zu verstehen, sie verdeutlichen nur, dass die Erreichung des 25-%igen nationalen CO<sub>2</sub>-Minderungsziels erheblicher Anstrengungen bedarf, und dass dem Ausbau gasgefeuerter KWK eine bedeutende Rolle für die Erreichung des Ziels zukommt. Dies trifft auch zu, wenn das Minderungsziel für 2005 weniger stringent wäre oder wenn seine Erreichung zeitlich gestreckt würde. Auch höhere Anforderungen an die Kapitalrentabilität, die sich bei einem betriebswirtschaftlichen Kostenkalkül ergeben, schränken die zuvor gemachten Aussagen nicht ein.

**Tabelle 2-13:** Vergleich der KWK-Nettostromerzeugung im Referenzfall und im Fall Referenz -60 t CO<sub>2</sub>

	Referenz 2005			Referenz – 60 Mio. t CO <sub>2</sub> 2005		
	Neu Installierte Kapazität	Installierte Kapazität	Netto- stromer- zeugung	Neu instal- lierte Kapazität	Installierte Kapazität	Netto- stromer- zeugung
	[MW <sub>el</sub> ]	[MW <sub>el</sub> ]	[TWh]	[MW <sub>el</sub> ]	[MW <sub>el</sub> ]	[TWh]
Gas						
- GuD 200 MW	1094	2836	11	4894	6636	21
- GuD 100 MW	286	3206	14	2986	5906	24
- GuD 50 MW	80	3410	16	2014	5344	25
- BHKW (2 MW)	240	827	3	1007	1594	6
- BHKW (0,2 MW)	114	623	3	319	828	4
<b>Gesamt Gas</b>	<b>1814</b>	<b>10902</b>	<b>47</b>	<b>11220</b>	<b>20308</b>	<b>79</b>
Kohle-HKW	1257	7453	27	803	6483	7
BHKW (Mineralöl)	228	390	2	250	412	2
Müll HKW	13	500	2	16	503	2
Holz/Biomasse HKW	60	90	0,6	156	186	1
Biogas-BHKW	30	120	1	78	168	1
<b>Summe</b>	<b>3401</b>	<b>19455</b>	<b>78</b>	<b>12522</b>	<b>28060</b>	<b>92</b>

Kohlegefeuerte Heizkraftwerke sind dagegen keine Option, die für die Erreichung des Klimaschutzziele von Bedeutung ist. Der Neubau der kohlebefeueren Heizkraftwerke geht im Fall „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ beinahe auf die geplante bzw. bereits seit 1995 realisierte Neubaukapazität zurück. Hierbei ist zu beachten, dass durch die CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgabern teilweise bestehende Kohle-Heizkraftwerke geringer ausgelastet werden, bzw. vorzeitig außer Betrieb gehen und als kalte Reserve in der Kapazitätsbilanz berücksichtigt werden. Neben dem verstärkten Einsatz von Erdgas nimmt aufgrund der CO<sub>2</sub>-Neutralität die neu installierte Kapazität der Biomasse-Heizkraftwerke von 60 MW<sub>el</sub> auf 156 MW<sub>el</sub> und der Biogas-BHKW von 30 MW<sub>el</sub> auf 78 MW<sub>el</sub> zu. Für die Biomasseverfeuerung werden vor allem Forstabfälle, Restholz und Grünschnitt eingesetzt, das im begrenzten Maße kostengünstig erschlossen werden kann. Bei den Biogasen handelt es sich vorwiegend um Klär-, Deponie- und Grubengas. Die neu installierte Kapazität der BHKW und die häufig damit verbundene Objektversorgung müsste sich vervierfachen. Neben dem geringen Auf- und Ausbau der Nahwärmenetze nutzt die Fernwärme im wesentlichen die vorhandene Netzinfrastruktur.

Untersucht man die zuvor beschriebenen sektoralen CO<sub>2</sub>-Minderungen im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ näher und ordnet sie einzelnen technologischen Maßnahmenbereichen zu, so ergibt sich das in **Abbildung 2-20** dargestellte Bild.



**Abbildung 2-20:** Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Minderungbeitrag der verschiedenen Sektoren im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“

Aus **Abbildung 2-20** folgt, dass aufgrund des massiven KWK-Zubaus im Fall „Referenz – 60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ und der damit verbundenen verstärkten Nettostromerzeugung der KWK-Anlagen allein 6,6 Mio. t CO<sub>2</sub> („Technologie“) eingespart werden. Die Effizienzverbesserung der Neuanlagen, d.h. die verbesserten Nutzungsgrade gegenüber den Altanlagen, führt dazu, dass 3,7 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Der Wechsel von CO<sub>2</sub>-reichen zu CO<sub>2</sub>-ärmeren bzw. CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträgern trägt im Sektor KWK und Heizwerke zu weiteren CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 13,3 Mio. t CO<sub>2</sub> bei.

Im Vergleich dazu werden im Sektor Kondensationskraftwerke durch den verstärkten anteiligen Einsatz von Erdgas anstatt von Kohlen im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ 9,8 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden. Durch Effizienzverbesserung im Kraftwerkmix aufgrund der vorzeitigen Stilllegung von Kondensationskraftwerken mit schlechtem Wirkungsgrad werden 2,7 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart. Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energie für die Stromerzeugung, d.h. vor allem der weitere Ausbau der Windenergie um rund 1,7 GW im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“, trägt mit 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub> zum Erreichen des Minderungsziels bei.

Im Sektor Haushalte werden die größten CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ aufgrund des verbesserten Wärmeschutzes an der Gebäudehülle erreicht. Die Wärmeschutzmaßnahmen umfassen vor allem die Dachdämmung von Ein-/Zweifamilienhäusern bzw. Mehrfamilienhäusern im Renovierungszyklus und den Neubau

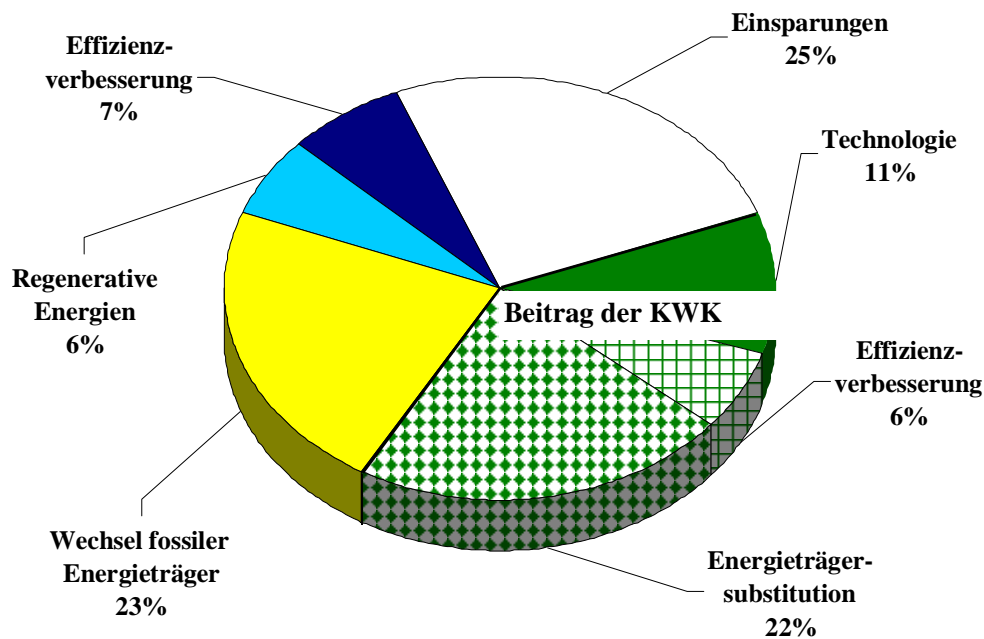
im verbesserten Niedrigenergiehausstandard. Diese Einsparungen im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ im Vergleich zur Referenzentwicklung betragen insgesamt 5,2 Mio. t CO<sub>2</sub>. Mit 0,2 Mio. t CO<sub>2</sub> tragen die regenerativen Energien in diesem Sektoren kaum zum Minderungsziel bei. Sie werden nur in geringem Maße verstärkt zur Warmwasserversorgung (Solarthermie) eingesetzt. Aufgrund des verstärkten Einsatzes von Erdgas (Brennwertkessel und Wärmepumpe) anstatt von Heizöl in den Gebäudeheizungen werden dagegen rund 2 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden. Der Stromverbrauch der Haushalte bleibt im Vergleich der Szenarien weitgehend unverändert.

Dagegen werden im Sektor Kleinverbraucher durch den reduzierten Stromverbrauch (z. B. durch Einsparungen bei der Beleuchtung) 0,9 Mio. t. CO<sub>2</sub> im Szenario „Referenz – 60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ im Vergleich zur Referenzentwicklung vermieden. Durch verstärkte Wärmedämmung (hauptsächlich Flachdachdämmung bei Nichtwohngebäuden) können ca. 1,2 Mio. t. CO<sub>2</sub> eingespart werden. Durch Effizienzverbesserung der Anlagen zur Bereitstellung von Nutzenergie (z. B. vorzeitiger Ersatz von Altanlagen) werden die Gesamtemissionen um 1,3 Mio. t. CO<sub>2</sub> reduziert. Der Wechsel fossiler Energieträger bewirkt Einsparungen in Höhe von 1,3 Mio. t. CO<sub>2</sub>, der verstärkte Einsatz regenerativer Energien (Biomasse, Biogase) rund 1,2 Mio. t. CO<sub>2</sub> Emissionsminderung.

Im Bereich Industrie werden durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien (Biomasse) rund 1,7 Mio. t CO<sub>2</sub> im Szenario „Referenz –60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ im Vergleich zur Referenzentwicklung vermieden. Der Übergang von CO<sub>2</sub>-reichen zu CO<sub>2</sub>-ärmeren Energieträgern bewirkt eine Vermeidung von rund 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dagegen können durch energetische Optimierung der Produktionsprozesse ca. 6,2 Mio. t CO<sub>2</sub> aufgrund des reduzierten Brennstoffeinsatzes und 1,6 Mio. t. CO<sub>2</sub> durch Senkung des Stromverbrauchs eingespart werden.

Fasst man den Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Minderung der unterschiedlichen Maßnahmenkategorien in den einzelnen Sektoren zusammen, so ergibt sich die in Abbildung 2-20 dargestellte Aufteilung.

Der Beitrag der KWK beträgt insgesamt 39 %. Der Zubau an KWK („Technologieeffekt“) bewirkt mit 11 % einen größeren Minderungsbeitrag als der verstärkte Einsatz von regenerativer Energien in den anderen Sektoren. Insgesamt wird durch einen veränderten Energieträgereinsatz 51 % (inkl. Erneuerbare Energien) der Minderung erzielt. Durch Einsparungen können immerhin ein Viertel der notwendigen CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden. Die Effizienzverbesserung von Energiewandlungstechniken trägt insgesamt mit 13 % zur Reduktion bei.



**Abbildung 2-21:** Beitrag verschiedener Maßnahmen zur Schließung der CO<sub>2</sub>-Minderungslücke im Jahr 2005

Die Realisierung der Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland wäre mit zusätzlichen Kosten verbunden. Die durchschnittliche Kostendifferenz<sup>2</sup> pro Jahr im Vergleich zum Referenzfall ohne Minderungsvorgaben steigt mit dem Minderungsziel an (vgl. rechte Skala **Abbildung 2-22**). Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten der CO<sub>2</sub>-Minderung betragen im Szenario „Referenz -10 Mio. t CO<sub>2</sub>“ 156 Mio. DM<sub>98</sub>/a, im Szenario „Referenz -40 Mio. t CO<sub>2</sub>“ 1,6 Mrd. DM<sub>98</sub>/a und steigen im Szenario „Referenz-60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ auf rund 4 Mrd. DM<sub>98</sub>/a an. Die durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten (vgl. linke Skala in **Abbildung 2-22**) belaufen sich auf 16 DM/t im Szenario „Referenz -10 Mio. t CO<sub>2</sub>“. Sie steigen im Szenario „Referenz -40 Mio. t CO<sub>2</sub>“ auf 40 DM/t an und betragen im Szenario „Referenz-60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ ca. 68 DM/t. Aus **Abbildung 2-21** ist im weiteren ersichtlich, dass ab einer Minderung von 30 Mio. t die Steigung der beiden Kostenkurven deutlich zunimmt, da dann CO<sub>2</sub>-Reduktionspotentiale mit deutlich höheren Kosten erschlossen werden müssen. Die der KWK zuzurechnenden Kosten der CO<sub>2</sub>-Minderung können in einer ersten Näherung durch die Gewichtung der gesamten Zusatzkosten pro Jahr mit dem Anteil der KWK und Heizwerke der CO<sub>2</sub>-Minderung bestimmt werden. Die auf die KWK entfallenden Zusatzkosten (vgl. rechte Skala in **Abbildung 2-22**) ergeben sich unter dieser Annahme im Szenario „Referenz -10 Mio. t CO<sub>2</sub>“ zu

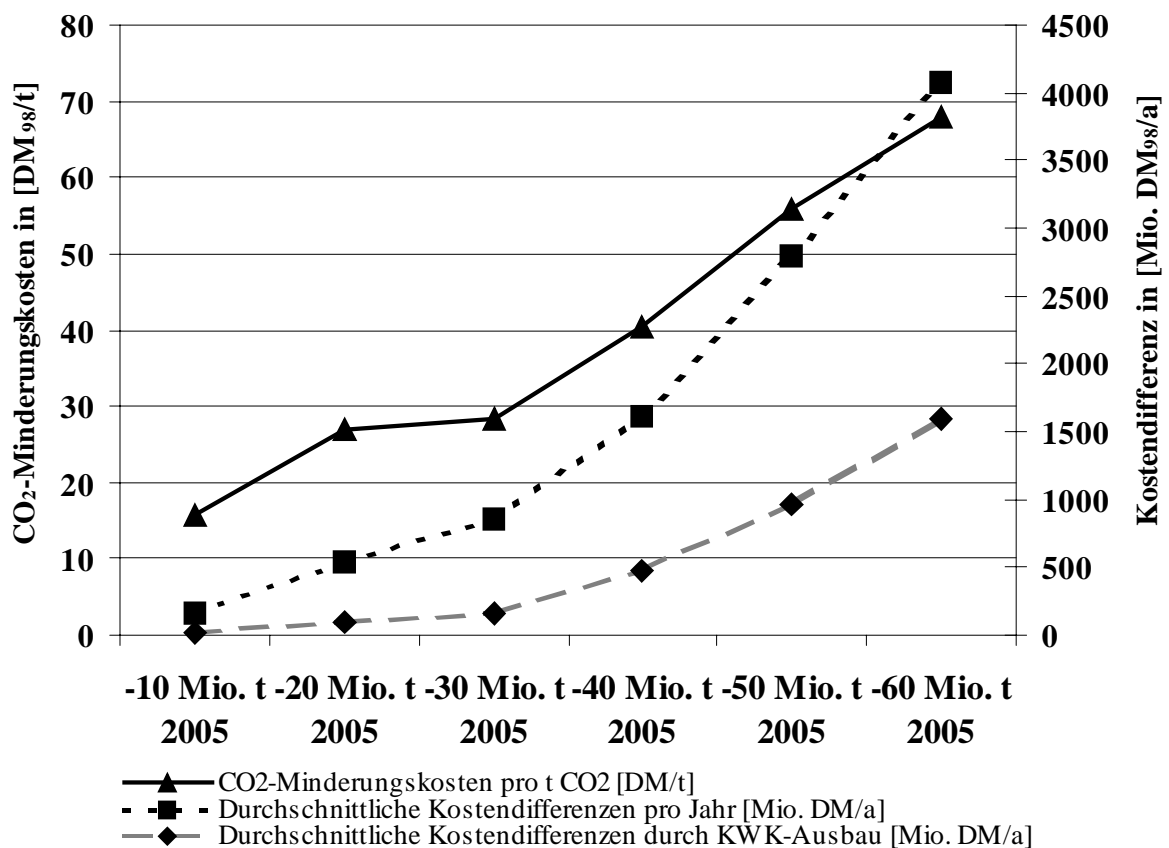
<sup>2</sup> bezogen auf den Analysezeitraum (2000-2005) und ermittelt mit einem realen Zinssatz von 2,4%/a.

17 Mio. DM<sub>98</sub>/a, im Szenario „Referenz -40 Mio. t CO<sub>2</sub>“ zu 476 Mio. DM<sub>98</sub>/a und steigen im Szenario „Referenz-60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ auf 1,6 Mrd. DM<sub>98</sub>/a an.

Die modellgestützten Szenarioanalysen zeigen, dass unter den zugrunde gelegten energiepolitischen Rahmenannahmen die KWK auf Basis Erdgas und CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträgern aus volkswirtschaftlicher Sicht eine wichtige Rolle für eine kosteneffiziente Erreichung der kurzfristigen Klimaschutzziele in Deutschland zu kommt.

Eine Absicherung und Fundierung dieser Aussagen erfordert weitere Analysen, die über das Jahr 2005 hinausgehen und die Variation wesentlicher Rahmenannahmen z. B. der Energieträgerpreisentwicklung beinhalten. Erforderlich erscheint weiterhin eine differenzierte Abbildung der KWK und Fernwärme in dem verwendeten Modellinstrumentarium, um

- einen direkten Bezug zwischen Erzeugungsanlagen und Versorgungsgebieten herzustellen,
- die Ausbau- und Verdichtungspotentiale der Fern- und Nahwärme detailliert zu erfassen,
- die mangelnde differenzierte Berücksichtigung der lokalen Verbraucherstruktur zu verbessern.



**Abbildung 2-22:** CO<sub>2</sub>-Minderungskosten für verschiedene Minderungsziele im Jahr 2005 bezogen auf den Referenzfall

### 2.3.3 Betriebswirtschaftliche Analyse

Die vorstehende Analyse zum CO<sub>2</sub>-Einsparungspotential der KWK fußt auf einer volkswirtschaftlichen Betrachtung. Im Folgenden wird beispielhaft gezeigt, wie sich dies in einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung darstellt. Hierzu werden die oben beschriebenen Referenzanlagen und die zur Analyse ihrer Wirtschaftlichkeit verwendeten Parameter zugrunde gelegt. Der gesamte Anlagenbestand wird also als aus einer entsprechenden Anzahl solcher Anlagen gemischt angesehen. Die tatsächliche Anlagenvielfalt ist natürlich größer. An dieser Stelle geht es aber nicht darum, die einzelnen Bedingungen einzelner Unternehmen genau abzubilden, sondern ein betriebswirtschaftliches Spiegelbild der gesamtwirtschaftlichen Analyse zur Reduktion von CO<sub>2</sub> zu erstellen. Insofern ist eine solche stilisierte Betrachtung angemessen.

**Tabelle 2-15** zeigt eine Darstellung eines Anlagenbestandes zum Referenzfall der gesamtwirtschaftlichen Analyse und **Tabelle 2-16** die entsprechenden Angaben zum Reduktionsfall „Referenzfall – 60 Mio. t CO<sub>2</sub>“. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen fußen auf den Parametern des Kapitels 2.1.4, insbesondere sind hier wieder die zugrundegelegten Wärmepreise und die am Großhandelsmarkt zu erzielenden Strompreise von Bedeutung. Die Tabellen zeigen jeweils die fehlenden Deckungsbeiträge, die dadurch entstehen, dass die Jahreskosten abzüglich der zulässigen Wärmeerzeugungskosten vom Großhandelspreis für Strom nur teilweise gedeckt werden, wie das folgende Schema erläutert:

Jahreskosten der Anlagen (Kapitalkosten, Brennstoff und Betrieb)
- Wärmegutschrift (30 DM/MWh)
- Stromgutschrift (Großhandelspreis frei Stadtnetz)
= Fehlender Deckungsbeitrag

Im Referenzfall liegt der fehlende Deckungsbeitrag bei ca. 1,9 Mrd. DM, im Reduktionsfall bei ca. 2,9 Mrd. DM.

Für die Berechnung der Kosten des Anlagenbestandes ist eine Annahme über den Abschreibungsgrad der Altanlagen erforderlich. Die Angaben in den Tabellen beziehen sich auf die Annahme eines Restwertes der Anlagen von 50 %. **Tabelle 2-14** zeigt die Abhängigkeit des Ergebnisses bei anderen Annahmen. Deutlich wird, dass im Reduktionsfall das Ergebnis wesentlich durch die neuen Anlagen bestimmt wird.

**Tabelle 2-14:** Sensitivität Anlagenalter des Bestandes

	Fehlende Deckungsbeiträge [MDM]	
<b>Referenz</b>	Restwert 50%	1871,0
	Restwert 33%	1242,3
	Restwert 25%	928,0
<b>Reduktionsfall</b>	Restwert 50%	2963,8
	Restwert 33%	2486,7
	Restwert 25%	2248,1

Vergleicht man die Mengenbilanz der beiden Fälle, so zeigt sich deutlich, dass im Reduktionsfall die KWK in etwa genau so viel zur Stromerzeugung beiträgt wie im Referenzfall. Jedoch übernehmen neue Anlagen auf Erdgasbasis erheblich größere Teile. Dies ist für die Erreichung des CO<sub>2</sub>-Ziels erforderlich.

Im Reduktionsfall kann ein großer Teil der existierenden Kohle-HKW nur noch in sehr geringem Umfang eingesetzt werden, weil nur auf diese Weise das CO<sub>2</sub> Reduktionsziel erreicht werden kann. Diese Anlagen (24 von 28 Altanlagen) verursachen hohe fixe Kosten, ohne dass sie in nennenswertem Umfang zur Erzeugung von Wärme und Strom beitragen. Die Analyse beschreibt insofern eine Übergangssituation. Solche Anlagen müssten aus betriebswirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Allerdings bedarf es hierzu einer betriebswirtschaftlichen Umsetzung der CO<sub>2</sub> Reduktionsziele. Das Reduktionsziel ist gesamtwirtschaftlich definiert. Ein einzelner Betreiber von KWK-Anlagen kann daraus für seinen Anlagenbestand keine mit seinen betriebswirtschaftlichen Entscheidungsparametern verbundene Zielsetzung ableiten. Hierzu bedarf es einer Brücke, die mithilfe energie-/klimapolitischer Instrumente hergestellt werden muss.

Dies gilt in besonderem Masse für die im Reduktionsfall neu zu bauenden Anlagen. Gemessen am zu erzielenden Strompreis des Großhandelsmarktes sind im Zeitraum bis 2005 neu zu bauende KWK-Anlagen nicht wirtschaftlich zu betreiben und werden deshalb auch nicht gebaut werden. Die gesamtwirtschaftliche Analyse hat gezeigt, dass eine Reduktion von CO<sub>2</sub> kostengünstig mit KWK-Anlagen erfolgen kann. Die betriebswirtschaftliche Analyse zeigt das Defizit, das bei einer Umstrukturierung der KWK entsprechend dem Reduktionsfall auftreten würde. Es liegt zwischen 2 bis 3 Mrd. DM je nachdem welche Kosten für alte Anlagen angesetzt werden. Ein real relevanter Wert liegt eher bei 2 Mrd. DM, da im Fall eines konsequenten Einsatzes von KWK als Mittel der Treibhausgasreduktion alte unwirtschaftliche Anlagen auf Kohlebasis stillgelegt werden müssten. Allerdings müssten dann noch einmalige Stilllegungskosten berücksichtigt werden.

**Tabelle 2-15:** Betriebswirtschaftliche Analyse zum Referenzfall

Referenz		BHKW 200 kW	BHKW 2x1MW	GuD 50 MW	GuD 100 MW	GuD 200 MW	K-HKW 200 MW	Summe
Anzahl	alte Anlagen	2545	294	67	29	9	31	2974
	neue Anlagen	570	120,0	1,6	2,9	5,5	6,3	706
	Gesamt	3115	414	68	32	14	37	3680
el. Leistung [MW]	alte Anlagen	509	587	3330	2920	1742	6196	15284
	neue Anlagen	114	240	80	286	1094	1257	3071
	Gesamt	623	827	3410	3206	2836	7453	18355
Stromerzeugung [TWh]	alte Anlagen	2,3	2,4	16,0	12,6	6,5	22,2	73,6
	neue Anlagen	0,5	1,0	0,4	1,2	4,1	4,5	11,7
	Gesamt	2,8	3,3	16,4	13,9	10,6	26,7	85,3
Wärmeerzeugung [TWh]	alte Anlagen	4,0	3,3	18,0	13,2	6,6	36,9	96,2
	neue Anlagen	0,8	1,2	0,4	1,2	4,0	6,4	14,1
	Gesamt	4,8	4,5	18,4	14,5	10,6	43,4	110,3
Investitionen [MDM]	neue Anlagen	285	360	128	343,2	1148,7	3142,5	5407,4
Jahreskosten [MDM]	alte Anlagen 1)	405,7	292,2	1690,0	1204,9	604,1	2714,3	6911,1
	neue Anlagen	100,5	126,9	45,1	128,0	423,4	665,1	1489,0
	Gesamt	506,2	419,1	1735,0	1332,9	1027,5	3379,3	8400,1
Fehlende Deckungsbeiträge [MDM]	alte Anlagen 1)	82,5	60,1	409,8	214,2	93,4	533,1	1393,1
	neue Anlagen	32,0	35,2	14,9	32,7	108,3	254,7	477,8
	Gesamt	114,5	95,3	424,7	246,9	201,7	787,9	1871,0

1) Angenommen ist eine bereits vollzogene Abschreibung auf die Hälfte des Anschaffungswerts

**Tabelle 2-16:** Betriebswirtschaftliche Analyse zum Reduktionsfall –60 Mio. t CO<sub>2</sub>

<b>Reduktion 60 Mt</b>		<b>BHKW 200 kW</b>	<b>BHKW 2x1MW</b>	<b>GuD 50 MW</b>	<b>GuD 100 MW</b>	<b>GuD 200 MW</b>	<b>K-HKW 2) 200 MW</b>	<b>Summe</b>
Anzahl	alte Anlagen	2545	294	67	29	9	28	2971
	neue Anlagen	1595	504	40	30	24	4	2197
	Gesamt	4140	797	107	59	33	32	5169
el. Leistung [MW]	alte Anlagen	509	587	3330	2920	1742	5680	14768
	neue Anlagen	319	1007	2014	2986	4894	803	12023
	Gesamt	828	1594	5344	5906	6636	6483	26791
Stromerzeugung [TWh]	alte Anlagen	2,2	2,1	15,8	11,7	5,5	4,6	41,9
	neue Anlagen	1,4	3,7	9,5	11,9	15,4	2,9	44,8
	Gesamt	3,6	5,8	25,3	23,6	20,8	7,5	86,7
Wärmeerzeugung [TWh]	alte Anlagen	3,9	3,0	17,7	12,2	5,6	8,7	51
	neue Anlagen	2,2	4,7	10,2	11,9	15,0	4,1	48
	Gesamt	6,1	7,7	27,9	24,2	20,6	12,8	99,3
Investitionen [MDM]	neue Anlagen	798	1.511	3.222	3.583	5.139	2008	16260
Jahreskosten [MDM]	alte Anlagen 1)	400	275	1673	1143	540	939	4970
	neue Anlagen	278	505	1124	1276	1720	425	5329
	Gesamt	678	780	2797	2419	2260	1364	10298
Fehlende Deckungsbeiträge [MDM]	alte Anlagen 1)	84	62	411	222	101	446	1325
	neue Anlagen	90	151	377	351	508	162	1638
	Gesamt	174	213	788	572	609	608	2964

1) Angenommen ist eine bereits vollzogene Abschreibung auf die Hälfte des Anschaffungswerts

2) Die Tabelle zeigt den Durchschnitt der Kohle-HKW. Jedoch werden für verschiedene Anlagen sehr unterschiedliche Einsatzbedingungen unterstellt.

## 2.4 Hemmnisse, Marktunvollkommenheiten und Maßnahmen zu ihrer Überwindung

In diesem Kapitel sind die Hemmnisse und Marktunvollkommenheiten behandelt, ebenso mögliche Handlungsoptionen zu ihrer Überwindung, die teilweise als Alternativen zu verstehen sind und in Kapitel 5 der Langfassung ausführlich beschrieben sind. Der Vorschlag von Einzelmaßnahmen zu einem Maßnahmenbündel erfolgt in Kapitel 3.

### 2.4.1 Hemmnisse, Marktunvollkommenheiten und Motivationen der Akteure in den Anwendungsfeldern der KWK und Fernwärme

#### Wesentliche Einflüsse in der Marktberaumungsphase

- Wie im Kapitel 2.1 und 2.2 angedeutet, wirken die *Preise auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten*, welche die großen Stromerzeuger anbieten können, so intensiv auf die Kosten und Grundsatzabwägungen der KWK-Betreiber, insbesondere der industriellen Betreiber, dass Anlagen seit 1999 stillgelegt werden; bis Anfang Januar 2000 wurden in der Industrie 500 MW stillgelegt (VIK, 2000). Gemäß dieser Kurzerhebung des VIK im Januar 2000 gaben 19 % der 140 befragten Betriebe an, die Stilllegung der KWK ernsthaft zu erwägen. Ein Teil dieser Anlagen hätte allerdings bei Preisen auf der Basis langfristiger Grenzkosten eine sehr gute Wettbewerbsposition wegen ihrer Energieeffizienz und ihrer hohen Benutzungsstunden.
- Die *Siedlungs-KWK*, meist integriert in die Fernwärmeversorgung kommunaler Querverbundunternehmen, konnte in der Vergangenheit *keine oder kaum Rücklagen* bilden, da die Überschüsse in der Regel zur Mitfinanzierung anderer kommunaler Aufgaben (z.B. Verkehrsbetriebe, Schwimmbäder, Theater) verwendet wurden. Nach Angaben des VKU (1999) wurden seit April 1998 rd. 15 % aller kommunalen Anlagen stillgelegt und bei vielen die Leistung zurückgenommen (Fischedick/Hennicke, 2000).
- Eine *schnelle Reaktion* durch Fusionen, Markterweiterung oder andere unternehmerische Optionen *scheitert in vielen Fällen an den langen Entscheidungswegen* in den Gemeindeparlamenten und/oder am *Gemeindewirtschaftsrecht*, das die wirtschaftliche Betätigung von Stadtwerken über die Gemeindegrenze hinaus einschränkt oder untersagt. Die Bedeutung des lokalen Beitrags zum Klimaschutz wird heute vielerorts in den Gemeinderatsausschüssen noch heftig diskutiert, während neue Verträge sich nahezu ausschließlich an wirtschaftlichen Kriterien orientieren. Der Erlös aus der Netzbenutzung der Letztverteiler bleibt allerdings erhalten.
- Für Contracting-Unternehmen ist angesichts der unklaren Strompreisentwicklungen das langfristige Risiko im KWK-Bereich derzeit höher als früher.
- Wie lange die Marktberaumungsphase noch andauern wird, ist derzeit wegen des europäischen Binnenmarktes schwer abzuschätzen, der etwa 50 GW Überkapazität hat und infolge der Liberalisierung KWK-Zuwächse (1,6 GW in Frankreich, 1 GW in Spanien) in solchen Ländern, die der KWK angemessene Rahmenbedingungen geben.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese negativen Einflüsse auf den Bestand der KWK bei der Liberalisierungs-Gesetzgebung nicht hinreichend vorausbedacht wurden. Es besteht für die Periode 2000-2005 die Gefahr eines deutlichen Rückgangs der KWK-Nutzung, wenn in 2000-2001 nicht merkliche energiepolitische Maßnahmen zum Erhalt energieeffizienter KWK-Anlagen ergriffen werden. Die Zielsetzung des letzten IMA-Berichtes der Bundesregierung aus dem Jahre 1997, der von einer näherungsweise Verdopplung der KWK-Nutzung spricht (BMU 1997), steht hier ebenfalls in Frage.

### **Hemmnisse, Marktunvollkommenheiten und Motivationen als permanentes Einflussgeflecht**

Als weitere Einflüsse auf die Nutzung der KWK, die unabhängig von der Liberalisierung wirksam sind, seien hier genannt (vgl. Suttor o. J.):

- Bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) sowie bei kommunalen Energieversorgern war und ist Eigenkapitalmangel eine der bedeutenden Ursachen für unterlassene Investitionen in KWK-Anlagen sowie in Fernwärmesysteme. Zum Teil gibt es auch eine Scheu bei KMU, in größerem Umfang für derartige Investitionen Fremdkapital aufzunehmen, obwohl die Gesamtkostenlage dadurch etwas verbessert werden könnte. Allerdings wirkt hier das Engagement der Contracting-Unternehmen kompensierend auf diese Mangellage.
- Fehlendes Fachpersonal, Zeitmangel im Produktionsalltag, Scheu vor externer Beratung und hohe Transaktionskosten bewirken ein Defizit an energietechnischen Kenntnissen, auch für KWK und deren Beitrag zur Verbesserung des gesamten Geschäftsergebnisses. Dies gilt insbesondere für KMU und kleine Stadtwerke.
- Für KWK-Projekte in Industrie und Kleinverbrauch, aber auch bei Stromverteilern besteht nach wie vor die Praxis der Verbundunternehmen, in der Zeit der Anlagen-Vorprojektierung durch entsprechende Neugestaltung der Stromlieferverträge die Realisierung von KWK-Projekten zu verhindern. Dabei wird - falls nötig - gezieltes "Auskaufen" mittels (temporär) attraktiver Strompreise betrieben. (VDEW 1997; Suttor, E&M 1999). Dieser Tatbestand ist wenig dokumentiert, sondern wird nur mündlich weitergegeben, da die betroffenen Partner beide – zu Lasten Dritter – profitieren.
- Für potentielle KWK-Betreiber bemisst sich die Wirtschaftlichkeit von KWK-Investitionen anhand aktuelle Bezugsbedingungen, d.h. als Alternative gehen niedrige Stromgestehungskosten eines weitgehend abgeschriebenen Kraftwerksparks in die Betrachtungen ein und nicht die Erzeugungskosten eines alternativ neu zu errichtenden Kraftwerks (Disparität des stromwirtschaftlichen Kalküls).
- In diese hemmende Rolle fallen auch die im internationalen Vergleich hohen Preise für Spontan- und Wartungsreserve, die bisher den eigenerzeugten Strom mit Kosten um knapp 1 Pf/KWh belasteten. Die Liberalisierung und die zweite Verbände-Vereinbarung haben dieses Hemmnis allerdings erheblich abgebaut.
- Inwieweit bestehende Spielräume der neuen Verbände-Vereinbarung zur Netzbenutzung zum Nachteil von KWK-Betreibern, insbesondere von kleinen Betreibern, ausgenutzt werden, müsste ebenfalls erhoben werden.

- Für den Bau, Betrieb und Umbau von KWK-Anlagen sind teilweise umfangreiche und zeitaufwendige Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und dessen Verwaltungsvorschriften erforderlich, die gerade für KMU und kleinere kommunale Betriebe ein Hemmnis darstellen können.
- Viele Investitionsentscheidungen langfristiger Betriebsinfrastrukturinvestitionen, wie z.B. KWK-Anlagen, werden heute mit dem gleichen Risiko bewertet wie kurzfristig zu ersetzende Investitionen in Produktionsanlagen ("Nicht mehr als 3 Jahre pay back"). Damit werden sehr rentable langfristige Investitionen in KWK-Anlagen überhaupt nicht in Investitionsüberlegungen einbezogen. Dies eröffnet Contracting-Unternehmen, die im Regelfall über einen längeren Zeitraum kalkulieren, Marktchancen.
- Eine vergleichbare Wirkung hat die aktuelle unternehmerische Strategie der schlanken Produktion, die möglichst alle Nebenanlagen vermeidet oder für das Outsourcing freigibt.
- Es gibt eine Reihe weiterer, zum Teil kleinerer Hemmnisse, die nur Teilmärkte der KWK-Nutzung betreffen, darunter: die noch nicht erfolgte Gleichstellung der Contractoren mit den Eigenerzeugern machen hohe Aufwendungen notwendig, um von der Mineralölsteuer befreit zu werden.
- Schließlich sind in den Strompreisen oder eigenen Strom- und Wärmegestehungskosten externe Effekte durch energiebedingte Emissionen oder berufsbedingte Unfälle nicht enthalten. Deshalb kann es zu ungleichen ökonomischen Bewertungen des Stroms aus beispielsweise kohlebetriebenen Kondensationskraftwerken und gasbetriebenen KWK-Anlagen kommen.
- In besonders starkem Maß ist die auf Fernwärme basierende KWK durch das strategisch betriebene, politisch unterstützte Vordringen von Erdgas in nah-/fernwärmewürdige Gebiete behindert.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Reihe von Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten dazu führt, dass auch langfristig ein Teil der rentablen Potentiale der KWK, die insbesondere im Bereich der GuD-KWK-Anlagen und der BHKW gesehen werden müssen, derzeit nicht ausgeschöpft werden. An diesen Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten, aber auch den Chancen von Kostensenkungen anzusetzen, sollte der eigentliche Fokus der Energie- und Klimapolitik sowie der Marktüberlegungen der Technologieproduzenten und Energiedienstleister sein.

#### **2.4.2 Instrumente und Handlungsoptionen für die Entwicklung von KWK und Fernwärme**

Vor der Kurzbeschreibung der möglichen Maßnahmen der Politik und der Handlungsoptionen anderer Akteure seien zunächst die Bewertungskriterien aufgezählt. Verständlicherweise konzentrieren sich die Bewertungen auf die wesentlichen Aspekte in dieser Vorstudie.

## Kriterien zur Maßnahmen-Selektion und –Bewertung

Zunächst gibt es einige wenige grundsätzliche Überlegungen zum Bewertungsrahmen: die Ziele der Maßnahmen und die Finanzierung der Maßnahmen. Die Maßnahmen zielen nicht auf eine volle Bestandserhaltung aller KWK-Anlagen in der Phase 2000-2005 ab. Es sollen vielmehr die langfristig wirtschaftlichen und ökologisch sinnvollen Anlagen erhalten und die KWK-Nutzung nach einer Übergangsphase, d. h. gegen Ende der Marktberingung, *deutlich ausgebaut* werden. Durch die Liberalisierung wird der Technologiewettbewerb in Zukunft auf einem niedrigeren Kostenniveau stattfinden. Damit besteht die Herausforderung, die *Kosten für KWK-Anlagen und die Fernwärmeverteilung zu senken*.

Als eigentliche **Bewertungskriterien** für die Maßnahmen wurden verwendet:

- **kurzfristig implementierbar** (Einpassungsfähigkeit in die aktuelle nationale Energiepolitik)
- **wettbewerbskonform**
- **EU-rechtskompatibel** (Rechtskompatibilität gegenüber dem nationalen und EU-Recht (interner Markt),
- **Kontroll- und Verwaltungsaufwand klein,**
- **Effizienz und CO<sub>2</sub>-Minderungswirkung** (technologische und ökologische Treffsicherheit der Maßnahme)
- **Mitnahmeeffekte klein** (insbesondere bei finanziellen Anreizen).

Schließlich werden die Maßnahmen auch nach ihrer *kurzfristigen Wirksamkeit sowie Implementierbarkeit* bewertet, soweit es um das Ziel geht, die effizienten und (bei Vollkostenbetrachtung) rentablen KWK-Anlagen während der Marktberingungsphase zu erhalten.

Die Bewertung anhand dieser Kriterien muss sich allerdings im Rahmen dieser Vorstudie auf diese zentralen Bewertungsaspekte konzentrieren. Eine Bewertung der Maßnahmen im Hinblick auf indirekte Wirkungen (z. B. Beschäftigung, Außenhandel, Innovationseffekte) erfolgt in dieser Vorstudie nicht, sondern muss der Hauptstudie überlassen bleiben.

Da die Liberalisierung der Stromwirtschaft in ihrer Marktberingungsphase einen Teil des rentablen Bestandes der KWK sowie ihren Ausbau mit hocheffizienten Anlagen aufgrund der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung gefährdet, stehen *verständlicherweise pretiale und finanzielle Instrumente oder eine Mengensteuerung im Vordergrund* der Diskussion (vgl. **Tabelle 2-17**, Maßnahme 1-6).

Längerfristig, d.h. nach Ende der Marktberingungsphase, ist aus grundsätzlichen Erwägungen als generelles Instrument eine CO<sub>2</sub>-Steuer (oder Treibhausgas-Steuer) oder es sind CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate (Treibhausgas-Zertifikate) denkbar. Die CO<sub>2</sub>-Steuer als allgemeines Instrument für alle Energieverbrauchssektoren scheiterte in den 90er Jahren an den unterschiedlichen nationalen Interessen und mangelnder Harmonisierungsbereitschaft selbst unter den Mitgliedstaaten der EU. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikatslösung hat im Rahmen der Verpflichtungen des Kyoto Protokolls bessere Realisierungschancen, einmal wegen ihrer höheren Flexibilitätsspielräumen über Ländergrenzen hinweg und der schwierigen Durchsetzbarkeit von Steuern in den USA.

Hinzu kommen als weitere Maßnahmenbereiche – eher als begleitende Maßnahmen zu bezeichnen - *Kostensenkungsmaßnahmen* sowie *rechtliche Veränderungen, Fortbildung und Anpassungsmaßnahmen der Unternehmen selbst*, allerdings mit sehr unterschiedlichen Wirkungszeiten (vgl. **Tabelle 2-17**). Diese begleitenden Maßnahmen werden in ihrer Wirkung häufig unterschätzt, sei es weil die politische Diskussion auf eine oder zwei Haupt-Instrumente fokussiert ist, sei es weil die (kleineren) Hemmnisse der Innovationskette zu wenig bekannt sind oder zu wenig von den Akteuren beachtet werden.

**Tabelle 2-17:** Liste der betrachteten Maßnahmen und Handlungsoptionen seitens des Bundes und der Wirtschaft zur Förderung der KWK und Fernwärme in Deutschland; (Bei der Bewertung der Maßnahmen bestehen teilweise unterschiedliche Einschätzungen der Gutachter, die parallel dargestellt werden)

	Maßnahmen	Bewertungskriterien					
		kurzfristig implementierbar (< 3 Monate)	wettbewerbskonform	EU-rechtskompatibel	Kontroll- und Verwaltungsaufwand klein	Effizienz- und CO <sub>2</sub> -Minderungswirkung	Mitnahmeeffekte klein
1	Preislich weitgehende Sonderregelung der Ökoststeuer bei KWK-Strom (keine Steigerung)	ja	±	+	ja	gering, kurzfristige Symbolik	ja
2	Bonus-Regelung (vgl. Fischedick) oder StromvergütungsG.	ja	+	+	mittel	groß	mittel
3a	Quoten-Regelung auf Erzeugerebene (BEI, ISI, TUD, UMSICHT)	Nein	±	+	Ja	abhängig von Quote	mittel (anfangs)
3b	Quoten-Regelung beim Erzeuger/Stromhändler (IER)	ja	-	?	Groß	/-	hoch
4a	KWK-Anteils/Kaufpflicht beim Endverteiler (Vgl. Bundesratsinitiative) (BEI, ISI, TUD, UMSICHT)	Nein	+	+	Mittel	Abhängig von Quote	?
4b	KWK-Anteils/Kaufpflicht beim Endverteiler (Vgl. Bundesratsinitiative) (IER)	ja	-	?	groß	-	hoch
5a	CO <sub>2</sub> -Steuer auf alle fossilen Brennstoffe (BEI, ISI, TUD, UMSICHT)	nein, nur langfristig	+	+	mittel	abhängig von Höhe	ja
5b	CO <sub>2</sub> -Steuer auf alle fossilen Brennstoffe (IER)	ja	ja	ja	klein	groß	nein
6a	CO <sub>2</sub> -Zertifikatshandel (BEI, ISI, TUD, UMSICHT)	nein, nur langfristig	+	+	mittel	je nach Reduktionsziel	ja
6b	CO <sub>2</sub> -Zertifikatshandel (IER)	nein	ja	ja	klein	groß	nein
7	Verordnung zur Netzbenutzung nach § 6 Abs. 2 EnWG	nein	+	+	+	mittel	ja
8	Gleichstellung von Contractoren zu Eigenerzeugern VO nach §11, No. 4 StromStG	ja	+	+	+	mittel	0

Maßnahmen		Bewertungskriterien					
		kurzfristig im-plementierbar (< 3 Monate)	wettbewerbs-konform	EU-rechtskom-patibel	Kontroll- und Verwaltungs-aufwand klein	Effizienz- und CO <sub>2</sub> -Minderungs-wirkung	Mitnahme-effekte klein
9	Standardisierung für Antragsverfahren zur Mineralölsteuer-Befreiung für BHKW	ja	+	+	+	gering	0
10	Investitionsanreize: verbesserte Kreditprogramme ERP, DtA, KfW	ja	±	ja	groß/mittel	langfristig, je nach Anreiz	mittel/groß
11	FuE des BMWi zur Kostenreduktion von FW- und KWK-Komponenten	nein	+	+	+	langfristig groß	ja
12	Freistellung von Kapitalerträgen aus KWK- und FW-Beteiligungen bei EStG	nein	±	?	mittel	mittel	ja/ mittel
13	degressive Entschädigung der Mehraufwendungen der KWK (KWK-Vorschaltgesetz)	ja	±	+	mittel	mittel abnehmend	ja
14	FW-Investitionen als Infrastruktur bei Neubaugebieten	ja	eher nein	+	ja	langfristig groß	mittel/groß
15	kooperative Beschaffung für Systemkomponenten der FW	nein	+	+	ja	mittel?	0
16	Angebotsmarketing grüner Strom und grüne Wärme	ja	+	+	ja	langfristig mittel	0
17	Förderung des Contracting von KWK und Nahwärme	nein	+	+	ja	langfristig mittel	ja
18	Freistellung von Kapitalerträgen aus KWK- und FW-Beteiligungen bei EStG	nein	±	mittel	mittel	mittel	ja/mittel

### 3 Politische und unternehmerische Handlungsoptionen

Die im Folgenden diskutierten und vorgeschlagenen politischen und unternehmerischen Maßnahmen konzentrieren sich auf die Phase der Marktbereinigung der Stromerzeugung, zugleich aber auch auf das Ziel, die Stromerzeugung aus KWK bis 2010 etwa zu verdoppeln; d. h., es geht kurzfristig zwar um den Erhalt des ökologisch und ökonomisch effizienten Teils des KWK-Anlagenbestands, aber zugleich auch um Modernisierung/Repowering und in wenigen Jahren auch um den Ausbau der KWK-Nutzung zur Unterstützung des CO<sub>2</sub>-Minderungsziels der Bundesrepublik Deutschland.

### 3.1 Bewertungskriterien und zeitliche Horizonte für ein kurzfristig angelegtes Aktionsprogramm

In den vorangegangenen Kapiteln wurde eingehend dargelegt, dass die Stromerzeugung – und damit auch KWK-Nutzung – infolge der Liberalisierung der Stromversorgung in Deutschland (und Europa) zunächst eine *Phase der Marktberreinigung* durchläuft, d. h., energetisch und betrieblich relativ ineffizientere Kondensationskraftwerke, aber auch KWK-Anlagen werden außer Betrieb genommen oder in ihren Betriebsstunden reduziert. Die Frage, wie lange die Marktberreinigungphase in Deutschland dauern wird, lässt sich wegen der unternehmerischen Veränderungen und europaweiten Fusionen sowie den Wechselwirkungen mit west- und osteuropäischen Stromerzeugern und -nachfragern nicht einfach abschätzen. Derzeit gehen die meisten Fachleute davon aus, dass diese Phase etwa 5 bis 7 Jahre dauern könnte und damit eher nach 2005 abgeschlossen wäre. Diese Phase ist in mehrfacher Hinsicht aus energie- und klimapolitischen Gründen, aber auch aus dem beschäftigungs- und wettbewerbspolitischen Blickwinkel kritisch:

- Wegen der Strompreisorientierung an den kurzfristigen Grenzkosten könnten jene KWK-Anlagen von der **Stilllegung** miterfasst werden, die in einem normalen Marktgeschehen (d. h. unter Vollkostenbedingungen) eine solide profitable Kostensituation aufweisen und weiterhin zur Emissionsminderung beitragen würden.<sup>3</sup> Dies bedeutet im Grunde unerwünschte Kapitalvernichtung bei Heizkraftwerken und industriellen KWK-Anlagen sowie BHKW's, aber auch unerwünschter Personalabbau, der bei den dezentral verteilten KWK-Anlagen besonders Standorte mit weniger Beschäftigungsalternativen betreffen würde.<sup>4</sup>
- Die Strompreisbildung in der Marktberreinigungphase führt auch dazu, dass der **Neubau von KWK-Anlagen** weitgehend **zum Erliegen** kommt; insbesondere sind hiervon kleinere Anlagen auf Basis von Einzelinvestoren bei Unternehmen in Industrie und Kleinverbrauch, Independent Power Producers und Contracting-Unternehmen betroffen. Dies mag aus kurzfristiger Sicht energiewirtschaftlich wegen der Preisvorteile erwünscht sein, aber mittelfristig ist es nach ersten Erhebungen von Nachteil, weil viele Unternehmen ihre stillgelegten KWK-Anlagen nicht mehr in Betrieb nehmen werden – und dies umso mehr, je länger keine energiepolitischen Maßnahmen kurzfristig ergriffen werden. Nach fünf oder mehr Jahren Marktberreinigungphase werden sie auch heutige Pläne und Überlegungen zu KWK-Investitionen ad acta gelegt haben. Auch die KWK-Technologie-Produzenten sind von Kontinuitäten der Nachfrage abhängig, um die Produktionskapazitäten zu erhalten, die Kosten durch Lernprozesse weiter zu senken und das benötigte Personal für Betrieb, Wartung und Instandhaltung auszubilden bzw. zu halten.

---

<sup>3</sup> Dies wurde bei einer Umfrage des VIK im Januar 2000 und bei Beobachtungen der AGFW und des VKU (1999) sowie von Contracting-Unternehmen und dem UBA bestätigt.

<sup>4</sup> Unter den stillgelegten Anlagen von derzeit rd. 500 MW im Industriebereich und denjenigen im kommunalen Bereich befinden sich auch nicht abgeschriebene neuere GuD-Anlagen und BHKWs (vgl. z.B. Kaier, 1999).

Ein **technologischer Fadenriss** einer im Grunde sehr zukunftssträchtigen Energietechnologie macht **wegen kurzfristiger Kostenersparnisse** bei der Stromverwendung aus volkswirtschaftlicher Sicht **keinen Sinn**.

- Wegen der weitaus größeren finanziellen Flexibilität der (inzwischen sehr) wenigen großen Stromerzeugungsunternehmen der Verbundebene in Deutschland besteht in der Marktberaumungsphase auch die Gefahr, dass die schwierige Phase KWK-betreibender Unternehmen zu wirtschaftlichen Abhängigkeiten, Übernahmen oder erzwungenem Outsourcing führt, so dass **oligopolartige Marktstrukturen** sich in naher Zukunft stärker ausbilden könnten, als es der Gesetzgeber bei Verabschiedung des EnWG beabsichtigt hatte.

Wenn als Ergebnis die KWK-Anwendung, die heute knapp 30 Mio. t CO<sub>2</sub> vermeidet, bis 2005 stagniert oder sich gar rückläufig entwickelte (wie es 1998/1999 allein in der Industrie mit etwa 500 MW der Fall war), dann stünde damit auch der *Beitrag der KWK zur CO<sub>2</sub>-Minderung* der Bundesrepublik Deutschland *zur Disposition*. Inwieweit diese Menge in anderen Sektoren der Energienutzung zusätzlich zu vergleichbaren Netto-Gewinnen bzw. –Kosten erreichbar wäre, ist nach Berechnungen in dieser Untersuchung äußerst zweifelhaft (vgl. Kapitel 2.2 und 2.3).

Für die im Folgenden skizzierten Maßnahmenbündel des Staates auf Bundesebene und der Wirtschaft stehen daher folgende **Einzelziele** im Vordergrund der Überlegungen:

- Diejenigen vorhandenen KWK-Anlagen sind vor *Stilllegung zu bewahren*, die gegenüber den langfristigen Grenzkosten der getrennten Strom- und Wärmeherzeugung einen Kostenvorteil haben. Auch sollten diejenigen Anlagen erhalten bleiben, die aufgrund ihres ökologischen Vorteils (d.h. ihrer geringeren Emissionen) einen vertretbaren Mehraufwand gegenüber den Vollkosten aufweisen.
- Dieser Schutz gegenüber bestehenden Anlagen sollte nicht dazu führen, dass bestehende Rationalisierungspotentiale bei Personal, Wartung und sonstiges nicht genutzt würden, d. h., *wettbewerbliche Prozesse* zur Kostensenkung sollten unbedingt *erhalten* bleiben, um langfristige Innovationsanstrengungen kostengünstiger CO<sub>2</sub>-Minderungstechnologien zu unterstützen.
- Bestehende *wirtschaftliche Potentiale der KWK* (bei langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung), die durch die derzeitige Strompreisbildung verdeckt sind, sollten von investitionswilligen Unternehmen *realisiert* werden können.

Bei diesen Einzelzielen wird auch vorausgesetzt, dass keine Technologielinie oder Betreibergruppe der KWK-Nutzung bevorzugt wird, sondern der Wettbewerb auch zwischen allen Anwendungen der KWK erhalten bleibt.<sup>5</sup>

Neben diesen mehr kurzfristig auf die Marktberaumungsphase ausgerichteten Einzelzielen gibt es die **langfristigen energiepolitischen Herausforderungen**:

---

<sup>5</sup> Die Annahme der Begründung zum Änderungsantrag des Gesetzes zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung vom 22.2.2000, dass die industrielle KWK-Nutzung weniger gefährdet sei, und man bis zu einem KWK-Ausbau-Gesetz zuwarten könne, ist nicht zutreffend.

- Da die Stromerzeugungskosten infolge der absehbaren Rationalisierungserfolge (insbesondere beim Faktor Arbeit) auch langfristig niedriger als vor Beginn der Liberalisierung liegen dürften, müssen *Kostenreduktionen bei KWK-Anlagen* und den Fern-/Nahwärmesystemen erreicht werden, um den technologischen Wettbewerb auf dem niedrigen Kostenniveau führen zu können.
- Eine klimaverträgliche Energieversorgung und –nutzung mit dem Erfordernis einer *langfristigen Reduktion der Treibhausgase* erscheint aus heutiger Sicht erforderlich zu werden; z. B. –80 % bis 2050 gegenüber 1987, wie es die Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages im Jahre 1990 empfohlen hat und auch im zweiten Bewertungsbericht von IPCC (1995) im Grundsatz bestätigt wurde. Hinzu kommen auch erforderliche *Reduktionen der konventionellen externen Kosten der Energiewandlung und -nutzung* durch Agrar- und Forstschäden, Korrosions- und Gesundheitsschäden, berufsbedingte Unfälle u. a., die für die Bundesrepublik derzeit auf etwa 10 bis 30 Mrd. DM pro Jahr geschätzt werden.
- Schließlich sind auch die Fördermaßnahmen der konventionellen Energieträger in die Betrachtung mit einzubeziehen, um einen offenen Wettbewerb unter den emissionsarmen Energietechnologien zu gewährleisten.

### **3.2 Kurzfristig wirksames Maßnahmenbündel zur Stärkung der KWK-Nutzung in der liberalisierten Energiewirtschaft**

Auf der Basis der oben gemachten Überlegungen (vgl. Kapitel 3.1) wird im folgenden ein kurzfristig wirksames Maßnahmenbündel vorgeschlagen, das unter Berücksichtigung folgender Kriterien zusammengestellt wurde:

- schnelle Implementierbarkeit im Jahre 2000 und kurzfristige Wirksamkeit (Dieses Kriterium versucht, auf die drohende Stilllegung von KWK-Anlagen zu reagieren, die bei langfristigen Grenzkosten rentabel sind<sup>6</sup>),
- ein merklicher Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt (d. h. die ökologische Treffsicherheit der Maßnahmenwirkung),
- Rechtskompatibilität gegenüber dem nationalen und EU-Recht,
- Einpassungsfähigkeit in die aktuellen Gegebenheiten der nationalen Energiepolitik und Energiegesetze,
- möglichst geringer Kontroll- und Verwaltungsaufwand.

Der hier vorgelegte Vorschlag geht von einer deutlichen Zunahme der Stromerzeugung durch KWK bis zum Jahr 2010 aus (vgl. Kapitel 2.3), um eine kostenminimale Gesamt-CO<sub>2</sub>-Reduktion für die Bundesrepublik Deutschland im kommenden Jahrzehnt zu erreichen. Der Vorschlag umfasst

---

<sup>6</sup> Der VIK (Januar 2000) spricht von 5.000 MW und der VKU von mindestens einem Drittel der KWK-Kapazität, die von Stilllegungen unmittelbar bedroht sind.

- einmal **zentrale Instrumente** als mögliche allgemeine und kurzfristig wirksame Maßnahmen,
- zum anderen **eine Reihe von begleitenden, zum Teil zielgruppen- und leistungsspezifischen Maßnahmen**, die für den Innovationsprozess in diesem Technologiebereich mit entscheidend und bei der Beurteilung einer kosteneffizienten Zielerreichung nicht zu unterschätzen sind.

Bei den generellen Instrumenten wird außerdem unterschieden zwischen *kurzfristig (d. h. in 2000) wirksamen Instrumenten der Mengen- bzw. Preissteuerung* und zwei, als Alternative zu verstehende Instrumente, die einer längeren Umsetzungszeit bedürfen, nämlich einer CO<sub>2</sub>-Steuer oder dem Handel von Treibhausgaszertifikaten.

Die in **Tabelle 3-1** dargestellten allgemeinen Maßnahmen und Maßnahmenbündel werden im Folgenden kurz kommentiert und nach Akteursgruppen gegliedert (weitere Einzelheiten zu den jeweiligen Instrumenten vgl. Kapitel 5 Langfassung):

### **Kurzfristig im Jahre 2000 wirksame Maßnahmen auf Bundesebene**

Als generelles, kurzfristig wirksames Instrument auf Bundesebene kommen eine Bonus- oder Quotenregelung in Frage, die allerdings aus wettbewerblichen Gründen auf die Marktanpassungsphase beschränkt sein sollte:

- Derzeit erwägt die Bundesregierung, kurzfristig ein Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung zu verabschieden (KWK-Vorschaltgesetz), das eine Bonuszahlung (feste Einspeisevergütung) für Strom aus öffentlichen KWK-Anlagen vorsieht, so dass im Jahre 2000 wenigstens eine Vergütung von 9 Pf/kWh entsteht. Diese Mindestgrenze wird jährlich um 0,5 Pf/kWh gesenkt. Das Gesetz soll spätestens Ende 2004 außer Kraft treten (Entwurf vom 22.2.2000).

So sehr dieses Gesetz angemessen schnell auf die derzeitige Situation der Marktanpassungsphase neue Rahmenbedingungen setzt, so sehr muss die Beschränkung auf einen Teil der öffentlichen KWK-Anlagen in Frage gestellt werden. Es sind weitere Stilllegungen sowohl bei den vom Gesetz ausgeschlossenen BHKW's im Kleinverbrauchs- und Industriebereich und den größeren (auch neuen) KWK-Anlagen in der Industrie zu erwarten. Insofern müsste das Gesetz die Vergütungsregelung auf alle KWK-Anlagen ausweiten. Dabei muss jedoch durch entsprechende Überprüfung und Zertifizierung größerer Anlagen sichergestellt werden, dass nur der tatsächlich in KWK erzeugte Strom gefördert wird (vgl. Müller, 2000). Gemessen an den eingangs genannten Kriterien dürfte allerdings die Zielgenauigkeit dieser Maßnahme sehr unklar sein, zumal nicht abzusehen ist, inwieweit sich der europäische Strommarkt noch entwickelt<sup>7</sup>. Eine derartige Regelung fester Einspeisevergütungen erzeugt auch wenig Wettbewerb unter den KWK-Betreibern, da keine Suchprozesse seitens der Stromab-

<sup>7</sup> Beispielsweise könnten rentable KWK-Investitionen in französischen Industriezweigen mit sehr hohen Jahresnutzungsstunden (z. B. Papierindustrie, Raffinerien, chemische Industrie), die bis heute gar keine KWK hatten, die Überkapazitäten der EdF noch weiter erhöhen, die dann auf den deutschen Markt zusätzlich drängen könnten; in 1999 entstanden in Frankreich 1600 MW KWK-Anlagen, deren Strom mit 40c/kWh zwischen Oktober und April vergütet wird

nehmer bzw. Letztverteiler ausgelöst werden. Die feste Einspeisevergütung kann dabei als Ersatz für Stranded Investment-Regelungen angesehen werden, sie bietet jedoch keine Perspektiven für die Zukunft und sollte deshalb möglichst umgehend durch eine wettbewerbskonforme Lösung ersetzt werden. Andererseits hat diese Vergütungsregelung mit dem abnehmenden Bonus den Vorteil, den Stromhändlern keine neuen Anforderungen wie bei der Ankaufspflicht nach dem Quotenmodell zu stellen (weitere Vorteile siehe Fishedick/Hennicke, 2000).

- **Einführung einer KWK-Quote als § 3a und b in das Energiewirtschaftsgesetz:** ein entsprechender Vorschlag wurde im Bundesrat von den Ländern Schleswig-Holstein und Berlin im November 1999 eingebracht. Es wird hierbei kein Zertifikatehandel unterstellt (wie z. B. bei dem Vorschlag von Traube 1998), sondern die staatliche Überprüfung des Nachweises über die erforderlichen Pflichtkäufe des Letztverteilers. Ein Zertifikatehandel würde wegen der erforderlichen Vorbereitungsarbeiten (z. B. Spielregeln der Anfangsverteilung für Neuinvestoren) den Einführungszeitpunkt der Quotenregelung weiter verschieben. Deshalb sieht der Gesetzentwurf eine Anteilskaufpflichtregelung vor. Die Quote kann durch Eigenerzeugung des Letztverteilers oder des Endkunden (d. h. auch die Unternehmen) erfüllt werden, weiterhin durch Ankauf von KWK-Strom (unter Berücksichtigung von Netzkosten) und schließlich auf der Basis zertifikatgleichen Handels. Letzterer würde wahrscheinlich die größte Bedeutung erlangen, und es würden sich entsprechende Handelsplätze (Internet-Plattformen) bilden. Ein zentraler Handelsplatz sollte vermieden werden, um die Orientierung an den ungünstigsten KWK-Anlagen (mit entsprechenden Mitnahmeeffekten der anderen Anbieter) zu vermeiden. Zugleich ist eine Internet-Stelle einzurichten, die den Abgleich zwischen KWK-Erzeugung und KWK-Pflichterfüllung kontrolliert. Die Kaufpflichtigen haben amtliche Formulare, vergleichbar den Steuererklärungen, auszufüllen. Sanktionsmöglichkeiten sind im geltenden Recht verankert. Eine Verordnung würde Einzelheiten der Zertifizierung und der Verfahrens- sowie Überwachungsregeln festlegen. Das Gesetz könnte im 2. Halbjahr 2000 in Kraft treten und erscheint mit dem EU-Recht kompatibel (Apfelstedt 1998). Eine Binnenmarkt-Klausel des Gesetzentwurfs regelt die KWK-Quote für den importierten Strom.

Diese Mengensteuerung hat den Vorteil, dass

- die Zielsetzung der EU bzw. der Bundesregierung, den KWK-Anteil in dieser Dekade wesentlich zu steigern, auch *zielgerecht und sicher erreicht* würde,
- die Suche der Letztverteiler nach entsprechenden Mengen von KWK-Strom für ihre Pflichtanteile entsprechende Marktprozesse in Gang setzen wird, bei denen *KWK-Betreiber mittelbar miteinander im Wettbewerb* liegen,
- die kleineren rentablen Zusatzinvestitionen des Repowering existierender Anlagen ohne größere Risiken für die Investoren dazu beitragen könnten, *den Strom-Anteil aus KWK-Anlagen zu erhöhen, ohne die Wärmemengen wesentlich zu steigern.*

Wenngleich die durch eine Mengenregelung induzierten Kosten nicht bekannt sind, so liegen sie hochwahrscheinlich unter denjenigen einer Bonusregelung, weil diejenigen KWK-Anlagen mit den geringeren Kosten und effizienteren Konfigurationen den Letztver-

teilern günstigere Konditionen anbieten können und deshalb besser ausgelastet sein dürften als im Fall einer Bonus- bzw. Vergütungsregelung. Außerdem bleibt festzuhalten, dass die Liberalisierung zunächst zu Preisreduktionen zwischen 25 und mehr als 40 % führt und die Kosten einer Quotenregelung die Preisreduktionen vielleicht zur Hälfte wieder kompensieren, d. h., netto wären Preisreduktionen von mindestens 10 bis 20 % zu erwarten. Die Finanzierung der Maßnahmen könnte durch die Nutznießer, die Energieverbraucher selbst erfolgen, da die erforderlichen Mittel zur Stützung der KWK aufgrund der angespannten Lage der öffentlichen Haushalte derzeitige nur wenig Spielräume lässt. Gleichzeitig erfolgt damit auch eine zeitnähere Umlage der erforderlichen Förderbeträge.

Seitens der Autoren wird vorgeschlagen, die Quotenregelung zeitlich zu begrenzen und in eine generelle Maßnahme, eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder einen Treibhausgaszertifikatehandel zu überführen (s. u.).

Für die Wahl der **generellen Maßnahme während der Marktanpassungsphase** sprechen folgende Gründe für die Quotenregelung (die die noch kurzfristiger implementierbare Mindestvergütung des vorliegenden Entwurfs zum KWK-Vorschaltgesetz vielleicht im Herbst 2000 oder ab 2001 ablösen könnte):

- Die *nationale und EU-Rechtskompatibilität*, die in dieser Kurzstudie nicht geprüft werden konnte, ist aufgrund des Anteils Kaufpflicht aus Umweltgründen sehr wahrscheinlich (kein Beihilfetatbestand, keine Sonderabgabe, keine Chancenungleichheit, Einhaltung der Reziprozitätsanforderungen der EU-Stromrichtlinie, Warenverkehrsaufgabe, für die es in vielen Bereichen ähnlich gelagerte Beispiele gibt und die mit Primärenergieeinsparung und CO<sub>2</sub>-Minderung zum Schutz der Umwelt und der Bevölkerung leicht zu begründen wäre).
- Vor dem Hintergrund einer Pflichtquote würde es für ein großes EVU, dessen Erzeugung auf eine große Zahl von Kondensations-Kraftwerken basiert, *keinen Sinn* mehr machen, eine von einem Wettbewerber oder Kunden betriebene/geplante *KWK-Anlage durch entsprechende Strompreisangebote zu verdrängen*. Schließlich würden sich dadurch die Kosten der anzukaufenden KWK-Zertifikate erhöhen. Ein gleich hoher Strompreisaufschlag (z. B. auf der Basis einer Bonusregelung) würde das Motiv konkurrierende KWK-Erzeugung zu verdrängen, kaum mindern, ein Unterbieten könnte sich langfristig doch noch auszahlen.
- Das Quotensystem würde die Motivation der finanziell potenten Verbundunternehmen erheblich steigern, *selbst in die KWK-Erzeugung einzusteigen* (analog zum größten Stromversorger, Imatran Voima, in Finnland), weil die KWK-Vergütungsaufschläge aus einer Belastung der Kondensationsstrom-Erzeugung zu tragen sind. Je nachdem, in welchem Maße sie sich im KWK-Bereich engagieren, würden sie die (in ihrer Höhe dynamischen) anfallen Mehrkosten der KWK-Stromerzeugung beeinflussen können. Dieser Effekt würde sich z.B. beim Bonussystem nur ansatzweise ausnutzen lassen, wenn die Gegenfinanzierung aus einer Belastung der Kondensationsstrom-Erzeugung herühren würde.

Die *Quotenregelung ist ein Wettbewerbsmodell*, das Wettbewerb unter den KWK-Betreibern fördert. Ineffiziente Anlagen werden tendenziell stillgelegt und durch effiziente Anlagen ersetzt. Es würde sich lohnen, die Stromkennzahlen systematisch zu

erhöhen. Das bedeutet zugleich, dass die teuer produzierenden Anlagen, die (unter der Voraussetzung eines transparenten Börsenhandels) den KWK-Kostenaufschlag bestimmen, durch Re- und Neuinvestitionen an Bedeutung verlieren werden.

- Die Höhe bzw. der Anstieg der Pflichtquote lässt sich bereits über Jahre im voraus festlegen, so dass auch den Akteuren eine sichere Orientierungsbasis gegeben ist.

Allerdings gibt es auch Nachteile der Quotenregelung, die insbesondere in der Anfangsphase wirksam sein können. Zunächst ist die Anfangsquote, die ja die ineffizienten Anlagen treffen soll, aufgrund der Unzulänglichkeit der vorhandenen Statistiken nicht mit großer Treffsicherheit zu bestimmen. Denn je höher anfangs die Quote festgelegt wird, desto eher treten anfangs größere Mitnahmeeffekte auf, weil sich der KWK-Aufschlag zum Teil auch am Bestand ineffizienter Anlagen orientieren würde. Das hängt aber in starkem Maße davon ab, wie transparent der Markt gestaltet wird (ein einziger Handelsplatz wäre eher von Nachteil). Die von manchen Befürwortern einer Bonusregelung dargestellten Bedenken, dass eine Quotenregelung gegenüber einer Bonusregelung bei gleicher KWK-Belegung zu höheren durchschnittlichen Aufschlägen führen könnten, entbehren deshalb einer soliden Grundlage, weil der Wettbewerb bei der Quotenregelung durch Neu- und Re-Investitionen viel intensiver sein würde (s. o.).

Möglichweise ist die konsekutive Implementierung, zunächst das Bonussystem, das die teuersten KWK-Anlagen zum Abschalten zwingt, und die nachfolgende Quotenregelung die effiziente Maßnahmenkonfiguration in der Marktanpassungsphase, bevor ab Mitte dieses Jahrzehnts eine CO<sub>2</sub>-Steuerregelung oder CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, das aus volkswirtschaftlicher und ökologischer Sicht angemessene Vorgehen implementiert werden kann, weil dann auf EU- und OECD-Ebene die Notwendigkeiten, Erfahrungen und Verhandlungen zur Konvergenz der generellen Instrumente zwingen.

### **Kurzfristig zu ergreifendes Maßnahmenbündel für einzelne Zielgruppen und KWK-Bereiche**

- Die *Befreiung von der Stromsteuer* für die kleinen Anlagen (kleiner 2 MW) hat derzeit eine wichtige unterstützende Funktion. Ob die jetzige *Befreiung von der Ökosteuern* allerdings ausreicht, um die kleinen KWK-Anlagen (meist BHKW-Anlagen von insgesamt ca. 2,1 GW) zu halten und auszubauen, ist offen.
- Als wesentlich effektiver wäre die *Befreiung aller KWK-Anlagen von den geplanten Zuwächsen der Stromsteuer in den Jahren 2000-2003*, weil alle KWK-Betreiber diese Befreiung als ein wichtiges Signal werten würden, dass die KWK in der schwierigen Übergangsphase politische Unterstützung hätte. Bei etwa 65 Mrd. kWh Strom aus allen KWK-Anlagen wären dies Mindereinnahmen von 180 Mio. DM im ersten Jahr und 700 Mio. DM im vierten Jahr, eine Größenordnung, die bei einer Gesamtsumme der Ökosteuern von über 21 Mrd. DM (Schätzung für 2003; vgl. Schiffer 1999) nicht ins Gewicht fällt und das generelle Anliegen der Verlagerung der Besteuerung von Arbeit und natürlichen Ressourcen nicht gefährden würde.

- Um den *Contracting*-Unternehmen das Langfrist-Risiko etwas abzunehmen, sollte der Bund ein *Bürgschaftsprogramm* für KWK auflegen. Es ist sehr wahrscheinlich, dass dies relativ wenig kostet (höchstens im zweistelligen Mio. DM-Bereich jährlich), aber erhebliche zusätzliche Anstöße auslösen dürfte. Es ist nicht einzusehen, dass Exporte in bestimmte Länder der Welt durch Bürgschaften abgesichert sind, nicht aber rentable Zukunftsinvestitionen im eigenen Land.
- Neben der Marktberaumungsphase werden die Stromerzeugungskosten wegen der inzwischen realisierten Rationalisierungserfolge weiterhin niedriger sein als vor der Liberalisierung. Somit rücken *Kostensenkungen als Hauptziel der Forschung und Entwicklung* für Systeme und Komponenten der KWK-Nutzung und Fern-/Nahwärme noch mehr in den Vordergrund.
- Schließlich wäre es für einige Zielgruppen hilfreich, durch Verordnung *Contractoren den Eigenerzeugern gleichzustellen* und die *Anerkennung zur Befreiung der BHKW-Betreiber von der Mineralölsteuer zu vereinfachen*.

Die in **Tabelle 3-1** genannten Maßnahmen 2 bis 6 auf Bundesebene sind meist auf KWK-Teilbereiche konzentriert, zum Erhalt des Bestandes und der Vielfalt der Anwendungen, zur Motivation von Investoren und Betreiber in Zukunft sind sie aber sehr wichtig.

### Längerfristige Maßnahmen auf Bundesebene

Gegen Ende der Marktberaumungsphase (wenn sich das Strompreisniveau wieder den Vollkosten der Stromerzeugung nähert), wäre zu überlegen, die Quotenregelung durch zwei alternative, generelle Instrumente abzulösen:

- Eine **CO<sub>2</sub>-Steuer** (oder besser noch eine Treibhausgas-Steuer), die auf die kosteneffiziente Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen abzielt, wird eingeführt. Inwieweit diese Steuer die Ökosteuer ablöst oder zusätzlich erhoben würde, müsste vom Gesetzgeber diskutiert werden. Stein- und Braunkohlenutzung würden dadurch relativ stärker belastet als die übrigen fossilen Primärenergieträger. Aus klimapolitischen Gründen ist eine CO<sub>2</sub>-Steuer zielgerecht und mit den begleitenden Maßnahmen 3 bis 7 und 10 bis 14 in **Tabelle 3-1** auch kosteneffizient.

Allerdings müsste eine CO<sub>2</sub>-Steuer, um eine Lenkungswirkung bei der Energieanwendung (und damit auch der KWK-Anwendung) zu erzielen, von nicht unbeträchtlicher Höhe sein. Diese Höhe steht aber wieder im Konflikt mit der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der exportorientierten und im EU-Markt konkurrierenden deutschen Wirtschaft. Solange eine zumindest gemeinsame CO<sub>2</sub>-Steuer der EU – wenn nicht der OECD-Staaten – zustande kommt, dürfte eine auf Deutschland begrenzte CO<sub>2</sub>-Steuer politisch schwer durchsetzbar sein, was die Diskussion in den 90-er Jahren um dieses Instrument in Deutschland und der EU belegt.

- Ähnlich wäre die Wirkung von **Emissionszertifikaten**, die man außerdem auf alle jene Treibhausgase ausdehnen könnte, die eine leichte Messung der Emissionen ermöglichen. Allerdings braucht man auch hier eine gewisse Vorbereitungszeit, um die Spielregeln (Anfangsverteilung der Zertifikate, Neu-Investoren, Börsenteilnehmer, Kontrolle) zu diskutieren, zu vereinbaren und die erforderlichen technischen Voraussetzun-

gen zu schaffen, die ja nicht nur die KWK-Anlagen, sondern alle Energieverbraucher und weitere Treibhausgasemittenten umfassen müssten.

Dieses Instrument hätte vielleicht den Vorteil, dass es sich relativ einfach auf die EU oder andere Annex-B-Länder (z. B. USA) ausdehnen ließe (was in der Hauptstudie näher geprüft werden müsste). Auch bei diesem Instrument müssten die Maßnahmen 3 bis 12 in **Tabelle 3-1** umgesetzt werden.

**Tabelle 3-1:** Vorschlag eines Maßnahmenbündels zum Erhalt und zur Beschleunigung der KWK-Nutzung

Maßnahme (mit kurzen Hinweisen)	Maßnahmen-Nr. in Kap. 5 Langfassung	Bedeutung der Maßnahme
<b>Maßnahmen auf Bundesebene</b>		
• <b>Kurzfristig</b>		
- <b>generelle Maßnahmen</b>		
1 Bundesratsantrag der Länder Schleswig-Holstein und Berlin zur Einführung einer KWK-Quote in § 3a und b, EnWG	(4)	+++
2 Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Mindestvergütung mit abnehmendem Niveau)	(2)	++
- <b>Bündel von Einzelmaßnahmen</b>		
3 KWK-Anlagen, derzeit bis 2 MW von der Ökosteuern (Erdgas- und Stromsteuer) befreit, werden für jede Leistung nicht der Steigerung der Stromsteuer in 2000-2003 unterworfen.	(1)	+
4 Bürgschaftsprogramm bei Contracting von KWK-Neuinvestitionen (Langfristrisiken reduzieren, um Anreiz zu geben)	(17)	+
5 Forschung und Entwicklung mit Hauptziel auf Kostensenkung von Systemen und Komponenten der KWK und Fern-/Nahwärme	(11)	++
6 Einfaches und standardisiertes Anerkennungsverfahren zur Befreiung von der Mineralölsteuer §25 Abs. 3 Nr. 4 MinöStG für BHKW	(9)	+
7 Erlass einer Verordnung, nach der Contractoren Eigenerzeugern gleichgestellt werden (§ 11 Nr. 4 StromStG)	(8)	+
<b>Maßnahmen auf Unternehmens- und Verbandsebene</b>		
8 Freiwillige Initiative der VDEW mit der Veröffentlichung der Preisregeln für Wartungs- und Spontanreserve sowie Strombezug von Eigenerzeugern (mehr Markttransparenz); notfalls Verordnung	(7)	+
9 Kooperative Beschaffung von Komponenten der KWK- und FW-Anlagen (Nutzung von Standardisierungs- und Skaleneffekten)	(15)	+
10 gezielte Fortbildungsprogramme für verschiedene Zielgruppen der KWK- und BHKW-Betreiber (aktualisierte Fortbildung)	(-)	+
11 Produktdifferenzierung bzgl. grünem Strom <b>und</b> grüner Wärme (spezielle Anforderungen, Zertifizierung und Marketing)	(16)	+
<b>Maßnahmen von Kommunen</b>		
12 Fernwärme-Investitionen in Neubaugebieten als Teil der Infrastruktur-Bereitstellung (Langfrist-Aspekt mit Einspeisung solarer Wärme)	(14)	++
• <b>Längerfristig alternative generelle Maßnahmen des Bundes</b>		
13 Erhebung einer CO <sub>2</sub> -Steuer auf alle fossilen Brennstoffe (je energieeffizienter eine KWK, desto geringer die CO <sub>2</sub> -Steuerbelastung)	(5)	+++
14 Handel mit Zertifikaten für Treibhausgasemissionen auf nationaler Ebene (je effizienter die KWK-Anlage, desto geringer der Zertifikatebedarf)	(6)	+++

Welches dieser beiden generellen Instrumente die Politik letztlich einsetzt, um die schnell implementierbare Quotenregelung der KWK abzulösen, wird nicht nur von nationalen Gesichtspunkten her zu beurteilen sein, sondern auch unter der Perspektive des burden sharing der gemeinsamen Verpflichtungen der EU im Kioto-Protokoll und des Emissionszertifikate-Handels zwischen den Annex-B-Staaten. Unter diesem Gesichtspunkt (und der Phobie des amerikanischen Wählers vor Steuern) ist es eher wahrscheinlich, dass die Bundesrepublik langfristig einem Zertifikatmodell sich anschließt. Schon heute führen Global Players wie BP-Connoco und Shell dieses Instrument firmenintern ein, und die Selbstverpflichtungen der Industriebranchen in einer zunehmenden Anzahl von Ländern sind auch vorbereitende Anzeichen branchenspezifischer Zielvorgaben für einen späteren Emissionshandel.

### **Maßnahmen auf Unternehmens- und Verbandsebene**

Simultan zu den Maßnahmen auf Bundesebene bedarf es auch einer Reihe von Initiativen seitens der Wirtschaft, um die Zielsetzung der KWK-Nutzung zu möglichst geringen Kosten in der Energiewirtschaft zu erreichen.

- Nach wie vor bleiben die *Preisregeln für Wartungs- und Spontanreserve* sowie Strombezug für Eigenerzeuger, welche die Stromwirtschaft anwendet, intransparent. Hier sollte eine volle Markttransparenz durch *Veröffentlichung* der Preise seitens der VDEW erfolgen, um dem Vorwurf einer Marktbehinderung entgegenzutreten. Notfalls wäre eine Verordnung denkbar, die diese Markttransparenz der Preisbildung herstellt.
- Die technische Spezifikation von Komponenten der KWK- und FW-Anlagen und eine gebündelte Nachfrage in Form einer *kooperativen Beschaffung* ist eine geeignete Form der Kostensenkung, die bisher in diesem Bereich zu wenig praktiziert wird.
- Auch erscheint ein *gezieltes Fortbildungsprogramm* für Zielgruppen (wie z. B. Contractoren, Betriebsleiter in Industrie- und kommunalen Unternehmen) mit ausgewählten Themen notwendig, um sich den Herausforderungen stellen zu können (z. B. technische Themen wie Repowering, betriebliche Kostenverrechnung und Investitionskosten- und Wirtschaftlichkeitsanalysen, Marketing von grünem Strom und "grüner" Wärme).
- Die *Produktdifferenzierung* von grünem Strom und grüner Wärme sollte auch ein Thema der Verbände (AGFW, VKU, VDEW, VIK und anderer) sein, in der technische Anforderungen und die Zertifizierung spezifiziert und allgemeine Hinweise zum Marketing erarbeitet werden.

### **Maßnahmen von Kommunen**

- Hier sollte juristisch geprüft und unternehmerisch die Strategie verfolgt werden, die Synergien der *Fernwärme-Investition als Teil der Infrastrukturbereitstellung* in Neubaugebieten zu nutzen. Zwei Pilotvorhaben in den neuen Bundesländern sind zwar in jüngerer Zeit wegen des Kostenvorteils der Gasverteilung gescheitert, aber die exergetisch und langfristig vielleicht kosteneffizientere Fernwärmenutzung sollte hier nicht zu früh aus dem Bündel der Maßnahmen herausgenommen werden.

Die begleitenden Maßnahmen 3 bis 12 seitens der Unternehmen, Verbände und Kommunen, die hier genannt und empfohlen wurden, sind nicht als vollständig zu betrachten. Sie

reflektieren die Ergebnisse der Vorstudie, die wesentliche Aspekte und Maßnahmen umfassen sollte, die aber in der Kürze der Zeit selektiv sein musste. Man kann aber davon ausgehen, dass bei Durchführung dieses Maßnahmenbündels ein sehr kosteneffektiver Weg zum Erhalt der effizienten KWK-Anlagen, zu ihrer Umrüstung zu höheren Stromkennziffern und zum Ausbau der KWK beschritten würde, der die wettbewerblichen Prozesse fördert, ohne in der Marktberaumungsphase energiewirtschaftliche und klimapolitische Zielkonflikte zu verstärken.

### **3.3 Direkter Übergang von einer Bonusregelung zu einer CO<sub>2</sub>-Steuer**

Alle Gutachter befürworten geeignete Maßnahmen zum Erhalt und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Um möglichst kurzfristig reagieren zu können, befürworten alle Gutachter eine Bonusregelung für alle Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, d.h. unter Einschluss von Betreibern in Industrie und Kleinverbrauch.

Bei der Wahl einer geeigneten und zeitnah zu implementierenden Anschlussregelung für die Bonusregelungen favorisiert das IER die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer bzw. von Emissionszertifikaten als zweiten Schritt, während die übrigen Gutachter als Zwischenschritt für die Einführung eines Quotenmodells plädieren.

Im folgenden finden sich deshalb einige Anmerkungen des IER, warum das IER die Quotenregelung nicht für geeignet erachtet.

Der im vorherigen Abschnitt erläuterte Vorschlag zur Förderung der KWK erscheint bezüglich seines zentralen Instrumentes einer zeitlich begrenzten Quotenregelung für in KWK-Anlagen erzeugten Strom nicht geeignet, die Förderziele effizient zu erreichen und gleichzeitig den Weg für einen mit der marktwirtschaftlichen Ordnung möglichst kompatiblen Rahmen vorzubereiten, der den ökologischen Vorteilen einer gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme sachgerecht Rechnung trägt.

Aus diesem Grund wird von Seiten des IER hier ein alternatives Fördermodell vorgeschlagen, dass die existierenden KWK-Anlagen, die auf der Basis der längerfristigen Grenzkosten mit einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung konkurrenzfähig sind, erhält und ergänzend dazu den klimaseitigen Vorteilen von gewissen KWK-Anlagen gerecht wird. Zunächst seien aber noch einige Anmerkungen zur Beurteilung eines KWK-Quotenmodells gemacht.

#### **Kritik am KWK-Quotenmodell**

Da bei einer Quotenregelung ein Mengenziel vorgegeben wird, kann man davon ausgehen, dass dieses auch erreicht wird, solange die Pönalen nur so hoch angesetzt werden, dass keinerlei Anreiz für Unternehmen besteht diese Quote eventuell nicht zu erfüllen. Eine Quotenvorgabe für KWK-Strom ist jedoch nicht geeignet um quantitative Klima-

schutzziele zu erreichen, da eine KWK-Quote die sehr unterschiedlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der KWK-Anlagen nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus verbleibt als wichtige Frage, ob denn eine zeitlich befristete KWK-Quotenregelung den eigentlichen Zielen der Förderung gerecht wird, nämlich die längerfristig wettbewerbsfähigen KWK-Anlagen zu erhalten und Anreize für einen eventuellen Ausbau der KWK zur Erreichung der Klimaschutzziele zu schaffen. Für beide Ziele ist eine befristete Quote wenig geeignet, da sie wie bereits schon erwähnt, eine differenzierte Förderung der KWK-Technologien entsprechend ihren spezifischen Treibhausgasemissionen bzw. ihren langfristigen Erzeugungskosten nicht erlaubt.

Die Vorgabe einer Quote für KWK-Strom schafft einen zweiten geschützten Strommarkt. Bei Festsetzung einer niedrigen Quote (geringer als die derzeitige Stromerzeugung in KWK) führt der Wettbewerb unter den KWK-Anlagen dazu, dass die Anlagen mit den geringsten Brennstoffkosten erhalten bleiben. Dies sind aber keineswegs die Anlagen, die klimaökologische Vorteile und längerfristig konkurrenzfähige Kostenstrukturen aufweisen. Bei einer hohen Quote, die gegebenenfalls im Zeitverlauf noch ansteigt, wird der im Wettbewerb sich bildende KWK-Strompreis wegen der vollkommen unelastischen Nachfrage aufgrund der Quotenvorgabe vom Grenzanbieter bestimmt. Dies führt dazu, dass alle anderen Anbieter von KWK-Strom deren Kosten geringer sind als die des Grenzanbieters, Mitnahmegewinne realisieren. Diese reduzieren die Fördereffizienz, da sie Subventionen darstellen, die zur Erreichung des Förderziels eigentlich nicht notwendig sind. Darüber hinaus stellt eine hohe Quote auch nicht sicher, dass die KWK-Anlagen erhalten bzw. zugebaut werden, die zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen und längerfristig wirtschaftlich wettbewerbsfähig sind.

Kritisch ist zu dem in Abschnitt 3.2 unterbreiteten Quotenvorschlag noch anzumerken, dass der Adressat für die Quotenpflicht nicht eindeutig festgelegt ist und dass eine zeitlich auf wenige, Jahre befristete Quotenregelung für die Akteure im KWK-Markt keine verlässliche Planungs- und Entscheidungsgrundlage darstellt.

Hinzu kommt, dass der administrative Aufwand für den Handel mit KWK-Strom, für die Überprüfung der KWK-Stromerzeugung (gegebenenfalls auch im Ausland), für die Nachweisführung der Quotenerfüllung und gegebenenfalls die Abwicklung von Sanktionsmaßnahmen bei Nichterfüllung der Quote erheblich ist. Hierzu bedarf es auch eines zeitlich längeren Vorlaufs. Offen ist darüber hinaus, ob ein Quotenmodell mit dem europäischen Beihilferecht vereinbar ist.

### **Förderung durch einen Marktanpassungsbonus und eine Treibhausgassteuer**

Mit Blick auf die hier verfolgten und oben erläuterten Förderziele erscheint ein Förderkonzept bestehend aus einer zeitlich befristeten Anpassungszahlung für KWK-Strom

und einer verursachergerechten Besteuerung von Umweltinanspruchnahme zielführender und ökonomisch effizienter zu sein.

Vorgeschlagen wird die Einführung einer auf 5 Jahre befristeten Anpassungszahlung für Strom aus KWK-Anlagen. Die Höhe der Anpassungszahlung beträgt im Anfangsjahr 3 Pf/kWh für Strom der in KWK-Anlagen erzeugt wird. Sie reduziert sich jährlich um 0,5 Pf/kWh. Diese befristete Anpassungshilfe soll sicherstellen, dass diejenigen KWK-Anlagen, die längerfristig wettbewerbsfähig sind, die Marktanpassungsphase überstehen. Die Anpassungszahlungen erhalten die KWK-Anlagenbetreiber vom Staat. Sie werden aus dem Bundeshaushalt bereitgestellt. Anspruch auf die Anpassungszahlung haben alle KWK-Anlagenbetreiber.

Flankierend zu der zeitlich befristeten Anpassungsförderung wird eine Treibhausgassteuer (bzw. CO<sub>2</sub>-Steuer) oder eine Treibhausgasemissionszertifikatsregelung eingeführt, um einen verursachergerechten und marktkonformen Rahmen zu schaffen, der es der KWK erlaubt, ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten. Anzustreben ist dabei eine mindestens EU-weite einheitliche Regelung. Mit der Einführung einer verursachungsgerechten Treibhausgassteuer, sollte eine schrittweise Rückführung und Abschaffung der Ökosteuer verbunden werden.

## 4 Literatur

- AGFW/ASUE/VIK: *Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgas*. 1996
- Apfelstedt, G.: *Energiegesetz und Verbändevereinbarung. Stellen sie wettbewerbsfördernde Netzbenutzungsregelungen dar?* Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), Heft 3 1998, S. 26-33.
- Apfelstedt, G.: *Quotenregelung: Mindestanteilskaufpflicht für Ökoenergie als Umweltstandard*. Fernwärme International (1999)6, S. 16 ff.
- Arbeitsgemeinschaft Fernwärme - AGFW e.V. - bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke: *Hauptberichte der Fernwärmeversorgung*. Frankfurt am Main, versch. Jahre
- Bundesministerium für Umwelt (BMU): *Zweiter Bericht des Interministeriellen Ausschusses für Klima*. Bonn 1997
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*. Frankfurt am Main, verschiedene Jahre
- COGEN, *European Cogeneration Review*. Brüssel 1999
- DIN 4701-10, *Vornorm zur energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen – Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung*; 6. Manuskript, Januar 2000
- Energie und Management (E&M): *Das BHKW des Jahres: Das verhinderte BHKW*, 15. Dezember 1999
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET): *BHKW: Neuinstallationen rückläufig (Daten der Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke)*, Heft 7/1999
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET): *Leistungs-Verdopplung in drei Jahren. Zahlen und Trends der Entwicklung des deutschen BHKW-Marktes*, S. 425 - 427 (Daten der Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke), Heft 7/1996
- European Commission, DG Energy: *Evaluation of the Impact of the Liberalisation of the European Electricity Market on the CHP, District Heating and Cooling Sector*. Intermediate Report, Brussels Sept. 1999
- Fischedick, M.; Hennicke, P.: *Bonusregelung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen*. Friedrich Ebert Stiftung Bonn 1999
- Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke: *Daten zur Entwicklung der Neuinstallationen von BHKWs* (siehe Energiewirtschaftliche Tagesfragen Hefte 7/1996 und 7/1999)
- IEPE: *Electricity Industry and Market Dynamics*. Shared Analysis Project; EU DG Energy Volume 8, Brussels Nov. 1999
- IMA (Interministerielle Arbeitsgruppe CO<sub>2</sub>-Reduktion): *Vierter Bericht BMU*, Bonn 1997
- Kaier, U.: *Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland 1999*. Status, Probleme und Zukunft. SEC Consulting Heidelberg, 1999

- Kommission der Europäischen Gemeinschaften: *Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und Abbau von Hindernissen, die ihrer Entwicklung im Wege stehen*, KOM (97) 514 cndg., Brüssel 15.10.1997
- Meinhold, W.: *Nur Zuspruch statt Vorrang für KWK-Strom im neuen EnWG*. Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), Heft 3 1998, S. 2-14
- Meixner, H.: *Neue energierechtliche und steuerpolitische Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung*. Hessen Energie, Wiesbaden Juni/Juli 1999
- Müller: *Grundlagen der Zertifizierung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen*. AGFW Tagung, Erfurt, 23.2.2000.
- Prognos/ EWI: *Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*, Untersuchung im Auftrag des BMWi, Basel 1999
- Schiffer, H.-W.: *Energiesteuern klettern*. VDI Nachrichten vom 3. Dezember 1999, Nr. 48; S. 12
- Statistisches Bundesamt (StaBu): *Fachserie 4, Reihe 6.4*, Wiesbaden, versch. Jahre
- Suttor, W.(Hrsg.: *Praxis Kraft-Wärme-Kopplung*. Praxis KWK, 31. Erg.-Lfg. Teil 5, 8.2 S. 15, Januar 2000
- Suttor, W.: *Kraft-Wärme-Kopplung*. Loseblattsammlung. Heidelberg o.J.
- The Energy Consultative Committee (ECC, Energy and Environment Group): *Input to an Action Plan on Energy Efficiency and Cogeneration*. 2<sup>nd</sup> Draft, Brussels Sept. 1, 1999
- Tönsing, E.; Jochem, E.: *Obstacles and Policies of Independent Power Production in Germany*, in ENER Bulletin 18.1996
- Traube, K.: *Zur Behinderung der Eigenerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung durch die Gestaltung von Stromlieferungsverträgen*, Manuskript einer Studie für das Hessische Umweltministerium, Frankfurt April 1999
- Traube, K.; Münch, D.: *Zur Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft – ein Beitrag zur Debatte um die Reform des Energierechts*. Zeitschrift für neues Energierecht, Heft 1, 1997, s. 17-39
- Traube, K; Riedel, M.: *Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung*. Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), Heft 2 1998
- VDEW 1997
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK): *Tätigkeitsberichte und Statistiken der Energiewirtschaft*, Essen, versch. Jahre
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): *Stromversorger rüsten sich für Wettbewerb*. Stromthemen (1997) 7, S.1-2
- VIK, VKU, VDEW ([www.vik-online.de](http://www.vik-online.de)): *Gemeinsame Verbändeempfehlung zur Förderung der Kooperativen Kraft-Wärme-Wirtschaft (KKWW)*. Essen, Köln, Frankfurt am Main, 22. Mai 1998

VIK: *Status der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung*. Ergebnisse einer KWK-Umfrage im Januar 2000. Essen 27.01.2000

VKU (Verband kommunaler Unternehmen): *persönliche Mitteilung 1999*, zitiert in Fischedick/Hennicke; Kurzexpertise zur Wirksamkeit verschiedener Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Wuppertal Januar 2000