Climate Change

Climate Change
10/07
ISSN 1862-4359

Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO2-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)

Umwelt Bundes Amt
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 202 41 182
UBA-FB 000943

Climate Change
10/07
ISSN 1862-4359

Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO_2-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)

von

Manfred Horn
Hans-Joachim Ziesing

DIW, Berlin

Felix Christian Matthes
Ralph Harthan

Öko-Institut, Berlin

Gerald Menzler

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Essen

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
http://www.umweltbundesamt.de
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: http://www.umweltbundesamt.de

Redaktion: Fachgebiet I 4.2
Franziska Eichler

Dessau, Juli 2007

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer	2.	3.

4. Titel des Berichts
Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO_2-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten
(Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)

5. Autor(en), Name(n), Vorname(n)
Manfred Horn; Hans-Joachim Ziesing (DIW Berlin)
Felix Christian Matthes; Ralph Harthan (Öko-Institut)
Gerald Menzler (VIK)

6. Durchführende Institution (Name, Anschrift)
DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin
Öko-Institut, Novalisstr. 10, D-10115 Berlin
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Richard-Wagner-Straße 41, D-45128 Essen (Unterauftrag)

7. Fördernde Institution (Name, Anschrift)

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
D-06844 Dessau

8. Abschlussdatum
August 2006

9. Veröffentlichungsdatum

10. UFOPLAN-Nr.
202 41 182

11. Seitenzahl
320

12. Literaturangaben
48

13. Tabellen und Diagramme
96 + 71

14. Abbildungen

15. Zusätzliche Angaben

16. Kurzfassung
Der Bericht gibt einen statistischen Überblick über die bisherige KWK-Nutzung in Deutschland, untersucht die allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf eine Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit der KWK, diskutiert Wirksamkeit des KWK-G im Hinblick auf dessen emissionsseitigen Zielerfül-lungsbeitrag, analysiert die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in unterschiedlichen Typen von neuen KWK-Anlagen, befasst sich mit den mittel- und längerfristigen Potenzialen sowie mit den Hemmnissen gegenüber dem Einsatz von KWK-Anlagen, stellt Modellsimulationen für die unter wirtschaftlichen Aspekten zu erwartende Entwick-lung der KWK in Abhängigkeit von verschiedenen politischen Rahmenbedingungen vor und spricht schließlich vor dem Hintergrund der Untersuchungsergebnisse Empfehlungen mit Blick auf die weiteren Fördernotwendigkeiten und möglichkeiten der KWK aus.

17. Schlagwörter
Kraft-Wärme-Kopplung, Energiestatistik, Wirtschaftlichkeitsrechnungen, CO_2-Emissionsminderung, Ökologische Bewertung, Hemmnisanalyse, Förderinstrumente, Emissionshandel, KWK-Gesetz, Szenarienrechnungen

18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No.	2.	3.

5. Report Title
Determination of the potential for utilising combined heat and power and of the target reduction of CO2 emissions, inclusive of cost analysis (increased use of combined heat and power).

5. Author(s), Family Name(s), First Name(s)
Manfred Horn; Hans-Joachim Ziesing (DIW Berlin)
Felix Christian Matthes; Ralph Harthan (Öko-Institut)
Gerald Menzler (VIK)

6. Performing Organisation (Name, Address)
DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin
Öko-Institut, Novalisstr. 10, D-10115 Berlin
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Richard-Wagner-Straße 41, D-45128 Essen (Subcontractor)

7. Sponsoring Agency (Name, Address)

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
D-06844 Dessau

8. Report Date
August 2006

9. Publication Date

10. UFOPLAN-Ref. No.
202 41 182

11. No. of Pages
320

12. No. of References
48

13. No. of Tables, Diagrams
96 + 71

14. No. of Figures

15. Supplementary Note

16. Abstract
The report provides a statistical overview of CHP utilisation up to now in Germany, analyses the general economic and political conditions with a view to evaluating the competitiveness of CHP, discusses the effectiveness of the German CHP Act with respect to its contribution to meeting emissions-related goals, analyses the cost-effectiveness of investments in different types of new CHP installations, addresses mid- and longer term potential as well as impediments to the utilisation of CHP installations, presents model simulations of how CHP is expected to develop in the context of economic conditions subject to various general political conditions and makes recommendations with an eye to additional requirements and opportunities to support CHP, against the background of the findings of the analysis.

18. Keywords
Combined Heat and Power Production, Energy Statistics, Economic Assessment, CO_2 Mitigation, Environmental Assessment, Analysis of Restraints, Policy Tools, Emissions Trading, CHP Support Act, Scenario Calculations

18. Price	19.	20.

Förderhinweis

Dieses Projekt wurde finanziell vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und vom Umweltbundesamt im Rahmen des Umweltforschungsplanes gefördert.

Die Förderer übernehmen keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen der Förderer übereinstimmen.

Zusammenfassung

Anlass und Schwerpunkte der Untersuchung

Mit ihrem Beschluss vom 18. Oktober 2000 hat die Bundesregierung die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu einem zentralen Element ihres Klimaschutzprogramms erklärt. Über die Ausweitung des KWK-Einsatzes sollte für den Zeitraum bis 2010 ein Minderungsbeitrag von 23 Mio. t CO_2 im Vergleich zum Basisniveau von 1998 erbracht werden. Zur Umsetzung dieser Ziele wurde an Stelle der ursprünglich vorgesehenen Quotenregelung im Ergebnis eines schwierigen und konfliktreichen politischen Prozesses ein Paket aus der „Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO_2-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000“ und dem "Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)" vom 19. März 2002 (KWK-G) verabschiedet.

Dieses am 1. April 2002 in Kraft getretene Gesetz sollte vor allem dem Ziel dienen, den KWK-Bestand zu sichern, Anreize für die Modernisierung zu geben sowie bei kleinen KWK-Anlagen und bei Brennstoffzellen den Ausbau zu fördern. Im Ergebnis des Gesetzes und der Vereinbarungen mit der deutschen Wirtschaft soll bis 2010 im Vergleich zu 1998 durch Nutzung der KWK eine Minderung der jährlichen CO_2- Emissionen in Deutschland in einer Größenordnung von 10 Mio. t und bis 2010 von insgesamt bis zu 23 Mio. t, mindestens aber 20 Mio. t, erzielt werden.“

Schon im Vorfeld der Diskussion um das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz waren Zweifel geäußert worden, dass damit das ursprünglich verfolgte Emissionsminderungsziel erreicht werden könne. Sollte sich dies bei der vorgesehenen Zwischenüberprüfung herausstellen, wären aber nach § 12 Abs. 1 2. Satz KWK-G von der Bundesregierung geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung vorzuschlagen.

Vor diesem Hintergrund beauftragte das Umweltbundesamt das DIW Berlin und das Öko-Institut mit dem Vorhaben „Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO_2-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)“. Der dazu vorgelegte Endbericht

- gibt einen statistischen Überblick über die bisherige KWK-Nutzung in Deutschland ,
- untersucht die allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf eine Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit der KWK,
- diskutiert Wirksamkeit des KWK-G im Hinblick auf dessen emissionsseitigen Zielerfüllungsbeitrag,
- analysiert die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in unterschiedlichen Typen von neuen KWK-Anlagen,

- befasst sich mit den mittel- und längerfristigen Potentialen sowie mit den Hemmnissen gegenüber dem Einsatz von KWK-Anlagen,
- stellt Modellsimulationen für die unter wirtschaftlichen Aspekten zu erwartende Entwicklung der KWK in Abhängigkeit von verschiedenen politischen Rahmenbedingungen vor

und

- spricht schließlich vor dem Hintergrund der Untersuchungsergebnisse Empfehlungen mit Blick auf die weiteren Fördernotwendigkeiten und -möglichkeiten der KWK aus.

Heterogenes Bild der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland

Die statistische Datenbasis zur Erfassung der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und speziell der KWK-Stromerzeugung weist erhebliche Mängel auf. So ergibt sich auch aus den unterschiedlichen Quellen ein äußerst heterogenes Bild, wie nachstehende Tabelle zeigt.

Vor dem Hintergrund der in dieser Tabelle zum Ausdruck kommenden uneinheitlichen Datenbasis lässt sich eine konsistente Gesamtbilanz der vom KWK-G erfassten KWK-Strommengen im Verhältnis zur gesamten KWK-Stromerzeugung nicht aufstellen. Dies umso weniger, als noch nicht einmal die Daten für die KWK-Stromerzeugung selbst als gesichert gelten können. So erscheinen die Angaben des Statistischen Bundesamtes für die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung mit den gut 52 TWh im Jahr 2004 bei Weitem überhöht. Legt man dafür die Angaben der AGFW zugrunde, so dürfte es sich größenordnungsmäßig lediglich um rund 34 TWh handeln. Zusammen mit der vom Statistischen Bundesamt genannten KWK-Strommenge der industriellen Kraftwerke in Höhe von etwa 23 TWh ergeben sich für 2004 rund 57 TWh. Der Verband der Netzbetreiber beziffert für dieses Jahr die förderfähig KWK-Strommenge mit 55 TWh und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) veranschlagt die gesamte KWK-Stromerzeugung auf etwa 63 TWh.

Einschließlich der verbleibenden Unsicherheiten dürfte sich damit die KWK-Stromerzeugung in einer Bandbreite von 55 bis 65 TWh bewegen. Die Datenunsicherheiten erschweren nicht nur eine genaue statistische Darstellung der Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, sie beeinträchtigen auch die Bewertung der im Zeitverlauf von den KWK-Anlagen erbrachten CO_2-Minderungseffekte erheblich.

Schätzungen der KWK-Stromerzeugung in Deutschland von 1998 bis 2004

Quellen/Berichtskreis	Spalte	Einheit	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Statistisches Bundesamt/VIK: Industrie, insgesamt[1)]	1	TWh_{brutto}	28,2	25,3	25,5	26,0	24,7	25,4	24,7
	2	TWh_{netto}	26,3	23,5	23,7	24,2	23,0	23,5	22,9
AGFW-Unternehmen[2)] (a)	3	TWh_{netto}	28,1	28,2	29,3	28,4	28,7	29,6	29,1
AGFW-Unternehmen[2)] (b)	4	TWh_{netto}	1,8	2,0	2,0	5,8	4,6	5,3	4,7
Summe AGFW[2)]	5=3+4	TWh_{netto}	29,9	30,1	31,3	34,2	33,3	34,9	33,8
Summe Industrie + Allgemeine Versorgung	6=2+3	TWh_{netto}	54,3	51,7	53,0	52,6	51,6	53,2	52,0
	7=2+5	TWh_{netto}	56,1	53,6	55,0	58,4	56,3	58,4	56,7
Statistisches Bundesamt: Allgemeine Versorgung	8	TWh_{netto}						50,3	52,4
Statistisches Bundesamt: Industrie + Allgemeine Vers.	9=2+8	TWh_{netto}						73,8	75,3
VDN: Förderfähige KWK-Strommengen	10	TWh_{netto}						52,4	54,9
Nachrichtlich: IER-Angaben[3)]	11	TWh_{netto}	53	51	52	54	58	63	63
Nachrichtlich: IER-Angaben[4)]	12	TWh_{netto}					37,0	58,4	57,2

1) Angaben für 1995 bis 2001 nach Schätzungen des VIK zur KWK-Bruttoerzeugung; die Nettoerzeugung für diese Jahre wird hier mit einem Eigenverbrauchsanteil von 7% geschätzt; von 2002 an wird nur die Nettostromerzeugung ausgewiesen; die Bruttowerte werden in diesem Fall entsprechend der Relation der gesamten industriellen Bruttostromerzeugung zur gesamten industriellen Nettostromerzeugung differenziert nach Einsatzbrennstoffen geschätzt.- 2) Soweit bei den Umfragen der AGFW erfasst, (a) Stromerzeugung aus eigenen KWK-Anlagen, (b) Fremdbezug von KWK-Strom.- 3) Angaben geschätzt auf der Basis des in der IER-"Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes", Schlussbericht, Juli 2005, in Abbildung 2-1 dargestellten Balkendiagramms.- 4) Vom KWKG erfasste Anlagen nach IER (Juli 2005), Tab. 5-2. Angaben für 2002 ab April.

Quellen: Statistisches Bundesamt; AGFW; VDN; IER 2005; Berechnungen desVIK.

Wenn auch diese Daten- bzw. Konsistenzlücken nicht geschlossen werden konnten, lässt sich mit Partialbetrachtungen zumindest der aktuelle Entwicklungstrend einigermaßen richtungssicher bestimmen. Eine signifikante Ausweitung der KWK-Strommengen aus dem Anlagenbestand gegenüber 1998 ist danach bis zum Jahr 2004 aus den vorliegenden statistischen Daten nicht abzulesen. Unter Berücksichtigung der bekannten Modernisierungsvorhaben im Bereich der allgemeinen Versorgung, des Zubaus von kleinen KWK-Anlagen bis zu 2 MW sowie der bekannten KWK-Projekte im Bereich der Industrie dürfte die im Erfassungsbereich des KWK-G sowie im marktgetriebenen KWK-Ausbau erzielte zusätzliche KWK-Stromerzeugung für den Zeithorizont 2005 im Vergleich zu 1998 maximal 15 TWh betragen.

Die unsichere statistische Datenbasis erschwert nun aber nicht nur Aussagen über die mit dem KWK-G erreichten Effekte, sondern gleichzeitig auch die daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen hinsichtlich der weiteren Förderung der KWK. Unabhängig davon, wie das KWK-G im Hinblick auf die tatsächlich zu erwartende Minderung der CO_2-Emissionen zu werten ist, ließe sich eine Fördernotwendigkeit damit begründen, dass die angestrebte Expansion der Kraft-Wärme-Kopplung an wirtschaftlichen Gründen scheitern könnte. Dabei hängen die Ergebnisse entsprechender Wirtschaftlichkeitsberechnungen wesentlich auch von der Entwicklung der wirtschaftlichkeitsbestimmenden Rahmenbedingungen ab.

Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen tragen nur in begrenztem Umfang zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden KWK-Anlagen bei

Die Konkurrenzfähigkeit von KWK-Anlagen wird von einer Vielzahl von Faktoren bestimmt. Dazu gehören die „originären" wirtschaftlichkeitsbestimmenden Faktoren wie die Strompreise und Brennstoffpreise sowie die Investitionskosten (bei Neuanlagen) und die sonstigen Betriebskosten der KWK-Anlagen ebenso wie die regulativen, politisch bestimmten Rahmenbedingungen, zu denen an erster Stelle das KWK-G 2002 selbst, die relevanten Bestimmungen im Zusammenhang mit der Ökosteuer und dem Emissionshandel sowie die KWK-bezogenen Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gerechnet werden können. Perspektivisch von Bedeutung ist aber auch die EU-Richtlinie über die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die ökonomischen Probleme der Kraft-Wärme-Kopplung Ende der 1990er Jahre/Anfang des neuen Jahrhunderts hängen in erheblichem Maße zusammen mit dem im Zuge der wettbewerblichen Orientierung hervorgerufenen und durch die großen Kraftwerks-Überkapazitäten ermöglichten teilweise drastischen Verfall der Strompreise bei gleichzeitig kräftig steigenden Erdgaspreisen. Mit dem zeitweiligen Rückgang der Erdgaspreise in den Jahren 2002 bis zum Herbst 2004 und dem tendenziellen Anstieg der Strompreise im Verlauf der Jahre 2003 und 2004 haben sich die Bedingungen zunächst zwar wieder zugunsten der KWK verändert, doch hat sich seit Ende 2004 die Schere zwischen Strom- und Erdgaspreisen trotz weiterhin kräftig steigender Strompreise erneut geöffnet. Wenn insoweit mit dem Auseinanderklaffen von Strom- und Gaspreisen die Wettbewerbsfähigkeit der KWK beeinträchtigt wird, so ist nicht zu übersehen, dass sich gleichzeitig die Konkurrenzfähigkeit der KWK auf der Wärmeseite durch die stark gestiegenen Gaspreise prinzipiell erhöht, da sich mit der Erhöhung der Gaspreise zugleich auch den Spielraum für eine Anhebung der (anlegbaren) Fernwärmepreise vergrößert.

Angesichts der im Vergleich zu den Konkurrenzenergien nur moderaten Fernwärmepreisentwicklung haben sich die negativen Wirkungen hoher Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen stärker niedergeschlagen als die potentiellen Preiserhöhungsspielräume auf der Erlösseite. Hinzu kommen die erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der längerfristigen Gaspreisentwicklungen auch und gerade vor dem Hintergrund der drastischen Veränderungen auf den Welterdölmärkten.

Prinzipiell günstig wirken sich aber die veränderten gesetzlichen Regulierungen auf die Kraft-Wärme-Kopplung aus. Das gilt nicht nur für das zum Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile insbesondere des Bestands an KWK-Anlagen umgesetzte KWK-G 2002, sondern auch für die Sonderregelungen, die im Rahmen des EEG-2004 sowie der Regelungen zum Emissionshandels zugunsten der KWK getroffen worden sind. Die EU-KWK-Richtlinie und die entsprechenden Anschlussaktivitäten können dagegen bisher als weitgehend unwirksam für den verstärkten Einsatz der KWK in Deutschland angesehen werden.

Als gesichert kann gelten, dass sich die wirtschaftliche Grundlage der KWK-Anlagen ohne diese Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen insbesondere in den frühen 2000er-Jahren derart verschlechtert hatten, dass deren Bestand nachhaltig gefährdet und Modernisierungsmaßnahmen allenfalls in begrenztem Umfang durchgeführt worden wären.

Mit dem KWK-G 2002 allein dürften CO_2-Minderungsziele nicht erreicht werden

Die Schaffung fairer Rahmenbedingungen bzw. die Honorierung ökologischer und energiewirtschaftlicher Vorteile für die bestehenden KWK-Anlagen bildet nur eine Dimension der politischen Flankierung für die Kraft-Wärme-Kopplung. Auch wenn der Rückkgang von Stromerzeugung aus bestehenden KWK-Anlagen inzwischen gestoppt werden konnte und sogar eine Ausweitung der KWK-Stromerzeugung feststellbar ist, so ergeben sich signifikante CO_2-Minderungs- und Energiespareffekte vor allem durch Neu- bzw. Modernisierungsinvestitionen im KWK-Bereich.

Eine hierzu im Frühjahr 2003 vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU), unter Beteiligung der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW), bei den Mitgliedsunternehmen durchgeführte und 2004 nachrecherchierte Umfrage zu Modernisierungsvorhaben im Rahmen des KWK-G, die vom Öko-Institut ausgewertet wurde, führte zu dem Ergebnis, dass bis Ende 2005 (Inbetriebnahme bis Ende 2005 ist Voraussetzung für die Förderung nach KWK-G 2002) insgesamt 26 neue Anlagen (größer 2 MW) mit einer Netto-Stromerzeugungsleistung von insgesamt 2 257 MW und einer Nettostromerzeugung von 12,6 TWh, davon 8,7 TWh KWK-Strom gemäß FW 308, im Zeitraum 2003 – 2005 ans Netz gegangen sein dürften.

Den Gesamtemissionen der KWK-Anlagen von ca. 6,2 Mio. t CO_2 stehen je nach Referenzfall ca. 10,0 (hälftiger Mittellastmix aus modernen Stein- und Erdgaskraftwerken als Referenzfall der ungekoppelten Stromerzeugung und hälftiger Erdgas/Öl-Mix als Referenzsystem auf der Wärmeseite) bis 12,3 Mio. t CO_2 (hälftiger Mittellastmix aus bestehenden Stein- und Erdgaskraftwerken und hälftiger Erdgas/Öl-Mix) gegenüber, die durch den Ersatz ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung vermieden werden. Im Saldo folgt also durch die so genannten Modernisierungsanlagen eine *Brutto-CO_2-Vermeidung* von etwa 3,8 – 6,2 Mio. t CO_2.

Da das KWK-Gesetz jedoch auf die Modernisierung, das heißt den Ersatz bereits existierender KWK-Anlagen abstellt, kann das genannte CO_2-Vermeidungsvolumen nicht vollständig in Ansatz gebracht werden. Vielmehr muss noch abgeschätzt werden, welche CO_2-Minderungen bereits durch die bestehenden KWK-Anlagen realisiert worden waren, um letztendlich die *Netto-CO_2-Vermeidung* zu erhalten. Im Ergebnis zeigt sich als *Netto-Effekt der zusätzlichen Emissionsminderung* – je nach stromseitig unterstelltem Referenzsystem – eine CO_2-Minderung von *ca. 3,3- 5,0 Mio. t CO_2*. Davon sind über 85 % der Emissionsvermeidung dem KWK-Prozess zuzurechnen.

Folgt man den Ergebnissen dieser Umfrage und den dazu getroffenen Annahmen, lässt sich somit zumindest für den Bereich der von der VKU-Umfrage erfassten Unternehmen für das Jahr 2005 die durch das KWK-G 2002 bewirkte Emissionsminderung auf 3,3 bis 5 Mio. t CO_2 veranschlagen. Damit wäre das mit dem Gesetz angestrebte Ziel von 10 Mio t CO_2 deutlich verfehlt worden.

Zusätzliche Emissionsminderungsbeiträge könnten aber durch den Bau zusätzlicher kleiner KWK-Anlagen bewirkt werden, die nach dem KWK-G 2002 besonders gefördert werden. Im Rahmen einer vom Öko-Institut in den Jahren 2004 und 2005 durchgeführten Befragung von Herstellern kleiner KWK-Anlagen wurde untersucht, inwieweit die Förderung nach KWK-G bzw. EEG zu einer Belebung des Absatzes von kleinen KWK-Anlagen in Deutschland geführt hat.

Danach nahm die abgesetzte Leistung (potenziell) KWK-G geförderter Anlagen von rund 54 MW_{el} im Jahr 2002 nur geringfügig auf rund 57 MW_{el} im Jahr 2003 zu. Der Absatz konnte sich aber 2004 gegenüber dem Vorjahr verdoppeln (rund 114 MW_{el}). Für 2005 wird jedoch schon wieder ein leicht fallender Absatz (rund 106 MW_{el}) erwartet. Die Analyse zeigt, dass die ggf. durch das KWK-G-geförderten Anlagen leistungsbezogen nur einen vergleichsweise geringen Anteil am gesamten Markt kleiner KWK-Anlagen ausmachen. Marktbestimmend für den BHKW-Absatz bleibt das Segment der Anlagen für den Export sowie der EEG-geförderten Anlagen.

Den seit 2002 abgesetzten BHKW, die im Rahmen des KWK-G förderfähig wären, kann – unter Maßgabe der gleichen Referenzsysteme wie in der VKU-Umfrage genutzten Referenzsysteme für die ungekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung – eine jährliche Emissionsminderung von ca. 0,5 bis 0,7 Mio. t CO_2 zugerechnet werden. Dagegen lässt sich der jährliche CO_2-Minderungseffekt der über das EEG geförderten BHKW, die seit 2002 in Betrieb genommen wurden, auf etwa 1,7 bis 2,2 Mio. t CO_2 beziffern.

Auch durch Einbeziehung der zusätzlichen kleinen KWK-Anlagen in die Bewertung der lediglich durch das KWK-G bewirkten Emissionsminderungen ändert sich also nichts an der grundsätzlichen Aussage, wonach das Gesetz seine Ziele nicht vollständig erfüllen dürfte.

Exkurs: Anmerkungen zur IER-Studie zur Wirksamkeit des KWK-G

Mit der im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) vom IER vorgelegten „Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ sind eine Reihe von Daten vorgelegt worden, die im Kontext der vorstehenden Analyseergebnisse sowie der weiter oben dokumentierten statistischen Daten nicht unkommentiert bleiben sollen.

Der Vergleich zu den zuvor dargestellten Ergebnissen der VKU-Umfrage (die immerhin den Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung vollständig abdeckt) geht das IER von insgesamt 58 modernisierten Anlagen aus (VKU: 34 Anlagen). Die Abweichung der installierten Leistung beträgt allerdings nur etwa 700 MW. Damit dürften auch die größeren Kraftwerksinvestitionen im Industriebereich mit einiger Wahrscheinlichkeit mit Förderung des KWK-G errichtet worden sein.

Auf der Grundlage transparent dargestellter Referenzsysteme - aber hinsichtlich der anderen Daten aber nur teilweise nachvollziehbar - werden in der IER-Studie die CO_2-Minderungen im Bereich des geförderten KWK-Anlagenbestandes sowie der KWK-Modernisierung bis 2005 auf 8,5 – 10 Mio. t CO_2 und bis 2010 auf 11,7 – 13,7 Mio. t CO_2 veranschlagt. Diese Ergebnisse sind mit denjenigen nach der VKU-Umfrage lediglich für die *modernisierten Anlagen* größenordnungsmäßig vergleichbar - ähnliches gilt auch mit Blick auf die Minderungseffekte kleiner KWK-Anlagen. Die Plausibilität der CO_2-Einsparung durch die *Bestandsanlagen*, die nach den Berechnungen des IER immerhin den größten Minderungsbeitrag leisten (2005: 5,6 – 6,4 Mio. t CO_2; 2010: 5,1 – 5,7 Mio. t CO_2) erschließt sich jedoch aus den (wenigen) dokumentierten Daten nicht. Hier sind genauere Erklärungen, vor allem zu den zu Grunde liegenden Daten unabdingbar. Nur dadurch, dass IER die CO_2-Minderungseffekte durch die Bestandsanlagen in seinen Rechnungen berücksichtigt, kommt das Institut zu dem Ergebnis, dass das KWK-G 2002 das gesetzte Ziel für 2005 wie für 2010 voll erfüllt. Berücksichtigt man lediglich die Minderungseffekte der modernisierten Anlagen, wäre nach der IER-Studie der Gesetzeszweck in beiden Jahren ebenfalls nicht erreicht.

Entwicklung der industriellen KWK

Ebenso wie die Kraft-Wärme-Kopplung im Bereich der allgemeinen Versorgung waren die industriellen Stromerzeugungsanlagen von den seit Ende der neunziger Jahre beträchtlich veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen betroffen. Das letztlich verabschiedete KWK-Gesetz aus dem Jahr 2002 beschränkte sich jedoch im Grundsatz auf die allgemeine Versorgung und schloss industrielle Stromerzeugungsanlagen nur insoweit ein, als deren KWK-Strom in eben die Netze der „allgemeinen Versorgung mit Elektrizität“ eingespeist wird. Die Sicherung der Bestandsanlagen (Vermeidung von Stilllegungen) konnte durch das KWK-G erreicht werden, während die Anreize für eine Modernisierung der alten Bestandsanlagen für die Industrie nur in einigen Fällen ausreichend waren.

Für die Jahre 2002 und 2003 kann erstmals eine statistisch ausreichend abgesicherte Emissionsbilanz erstellt werden. Bekannt sind die Netto-Wärme- und -Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung sowie die dafür zusammen eingesetzte Brennstoffmenge, es errechnet sich eine CO_2-Minderung durch die industrielle KWK-Erzeugung in einer Größenordnung von 6,5 Mio. t (2003). Legt man die vom VIK vorgenommene Schätzung der KWK-bedingten CO_2-

Emissionsminderung für das Jahr 1998 in Höhe von 3,2 Mio. t zugrunde, und vergleicht diese mit den geschätzten Emissionsminderungen im Jahr 2003 mit 6,5 Mio. t CO_2, so resultiert ein Minderungsbeitrag der industriellen KWK von ca. 3,3 Mio. t CO_2, der überwiegend der marktgetriebenen KWK-Entwicklung zuzurechnen ist.

Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen auch unter den veränderten Rahmenbedingungen nicht gesichert

Nach den im Rahmen der Untersuchung ermittelten Ergebnissen dürfte das mit dem KWK-Gesetz angestrebte Emissionsminderungsziel für 2005 und 2010 verfehlt werden. Daher erscheint eine Novellierung, wie sie bei mangelndem Erfolg im Gesetz festgeschrieben ist, unumgänglich. Diese Gelegenheit könnte genutzt werden, um ggf. auch den Zubau neuer KWK-Anlagen zu fördern. Ob und wie weit dies der Fall sein sollte, hängt nicht zuletzt davon ab, wie die künftige Wettbewerbsfähigkeit solcher Anlagen eingeschätzt werden kann. Entsprechende Aussagen wurden auf der Basis von Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen unterschiedlichster Typen von KWK-Anlagen (in einem Leistungsband von 0,8 kW_{el} bis 200 MW_{el}) entwickelt. Dabei wurden diese Rechnungen ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen durchgeführt, um auf diese Weise Aussagen über die grundsätzliche Förderbedürftigkeit entwickeln zu können. Differenziert wurde zwischen der wirtschaftlichen Bewertung von Bestandsanlagen auf der Grundlage der variablen Kosten auf der einen Seite und den Neuinvestitionen auf Basis der Vollkosten auf der anderen Seite. Weiterhin wurde den Rechnungen alternativen CO_2-Zertifikatspreisen von 0 €/t CO_2, 10 €/t CO_2 und 20 €/t CO_2 sowie Diskontierungszinssätze von 4 %, 8 % und 12 % zu Grunde gelegt.

Unter Berücksichtigung der im Einzelnen dokumentierten Annahmen u.a. hinsichtlich der Brennstoffpreisentwicklung, der Wärmeerlöse, des Diskontierungszinssatzes, der Investitionskosten und der Nutzungsdauer sowie technischer Merkmale der Anlagen lassen sich im Hinblick auf die *Neuinvestitionen* folgende Ergebnisse ableiten:

1. Bei einer mittleren Verzinsung von 8 % liegen mit Ausnahme der Erdgas-GuD-KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 MW die Stromerzeugungskosten bei allen anderen der hier betrachteten großen KWK-Anlagen mehr oder weniger deutlich oberhalb des Preisbandes für den alternativen Strombezug. Im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten der ausgewählten reinen Kondensationskraftwerke schneiden die erdgasgefeuerten KWK-Anlagen vor allem bei Nicht-Berücksichtigung der CO_2-Zertifikatspreise spürbar schlechter ab; mit zunehmenden CO_2-Zertifikatspreisen verbessert sich die Situation tendenziell. Gegenüber Steinkohle-Kondensationskraftwerken erreichen die großen Erdgas-GuD-KWK-Anlagen selbst bei steigenden Preisen schon ab 10 €/t CO_2 Vorteile; gegenüber dem Braunkohle-Kondensationskraftwerke wäre dies aber erst unter der Annahme sinkender Energiepreise und Zertifikatspreisen von etwa 20 €/t CO_2 der Fall.

2. Bei einer Verzinsung von 12 % gilt dies auch für die 100 MW-Erdgas-GuD-Anlage. Allerdings sind die Abstände bei den erdgasgefeuerten Anlagen (abgesehen von der 10 MW Gasturbinenanlage) spürbar geringer als bei der Steinkohlen-KWK-Anlage, vor allem dann, wenn ein hoher CO_2-Zertifikatspreis unterstellt wird.
3. Wird mit einer Verzinsung von lediglich 4 % gerechnet, dann geraten die erdgasbasierten KWK-Anlagen (bei der unterstellten – hohen - Jahresbenutzungsdauer von 5 000 Stunden) mehr und mehr in den wirtschaftlich interessanten Bereich.
4. Unter den ausgewählten kleinen KWK-Anlagen liegen die Stromerzeugungskosten bei den Neuinvestitionen in fast allen Varianten deutlich oberhalb des angenommenen Preisbandes der alternativen spezifischen Strombezugskosten; lediglich die größeren Anlagen (BHKW mit 50 kW oder die 9,5 kW-Anlage) könnten sich etwas über dem unteren Preisrand bewegen..

Anders sieht die Situation bei alten, neuen und modernisierten *Bestandsanlagen* aus. Sofern für die kleinen KWK-Anlagen die alternativen Strombezugskosten ebenfalls in einer Bandbreite von 10 bis 16 ct/kWh angesetzt werden können, ist deren wirtschaftlicher Betrieb (nachdem die Investitionen ja getätigt worden sind) in jedem Fall gesichert. Nicht ganz so eindeutig fällt die Bewertung für die großen KWK-Anlagen aus, doch lassen die Ergebnisse (abgesehen von der 10 MW-Erdgas-Gasturbinenanlage) erkennen, dass sich hier die variablen Kosten meist innerhalb oder sogar noch unterhalb der angenommen Bandbreite der alternativen Strombezugskosten bewegen. Insoweit ist eine Fördernotwendigkeit für die Bestandsanlagen nicht unbedingt gegeben. Allerdings können die Vollkosten der KWK-Bestandsanlagen nahezu in keinem Fall gedeckt werden.

Ausdrücklich ist darauf hinzuweisen, dass die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen entscheidend auch von der jeweiligen Jahresbenutzungsdauer abhängt. Mit wenigen Ausnahmen geraten die KWK-Anlagen erst bei Benutzungsstunden von mindestens 4 000 Stunden in einen annähernd wirtschaftlich interessanten Bereich.

Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Begründung einer weiteren Förderung von KWK-Anlagen

Die Forderung nach einer weiteren Förderung von KWK-Anlagen hängt zumindest von der Erfüllung der beiden folgenden Voraussetzungen ab:

1. KWK-Anlagen müssen in der Lage sein, einen signifikanten Beitrag zur Energieeinsparung wie zur Minderung der CO_2-Emissionen zu leisten.
2. Die Förderbedürftigkeit muss aufgrund fehlender Wettbewerbsfähigkeit gegeben sein.

Die Bewertung der erstgenannten Bedingung fällt weitgehend eindeutig aus: Sieht man von weniger relevanten Ausnahmen ab (etwa ein Vergleich von kohlenbasierten KWK-Anlagen mit erdgasbasierten Systemen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme), so werden KWK-Anlagen im Regelfall sowohl zur Primärenergieeinsparung wie zur CO_2-Emissionsminderung beitragen.

Folgt man den mittel- und langfristigen klimaschutzpolitischen Zielvorstellungen der Bundesregierung, so wird deutlich, dass zu deren Realisierung alle technischen Möglichkeiten genutzt werden müssen. Dabei kann die verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung – wie viele Untersuchungen zeigen – eine wichtige Rolle spielen. Diese Rolle wird sie allerdings nur auf der Grundlage *zusätzlicher* KWK-Anlagen spielen können. Die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnungen legen nun aber die Folgerung nahe, dass Neuinvestitionen in diesem Bereich vorerst ohne eine weitere Förderung zumindest nicht in dem energie- und umweltpolitisch für notwendig erachteten Umfang gebaut werden dürften.

Alles in allem kann somit nicht nur die Förder*würdigkeit*, sondern auch die Förder*bedürftigkeit* als gegeben angesehen werden, so dass auch die zweite Bedingung für eine weitere Förderung der KWK für den Bereich der Neuanlagen erfüllt ist.

Mittel- und längerfristig große KWK-Potenziale, deren Ausschöpfung aber vielfältige Hemmnisse entgegen stehen

Die künftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung und deren weitere Förderung sind nur dann sinnvoll, wenn es tatsächlich noch ausreichende Fern- und Nahwärmepotenziale gibt, die mit Hilfe von KWK-Anlagen ausgeschöpft werden können. Angesichts des absehbar hohen Ersatzinvestitionsbedarfs im Kraftwerkssektor dürften zumindest stromseitig ohnehin keine Potenzialbeschränkungen bestehen, da in den kommenden etwa zwanzig Jahren alters- wie ausstiegsbedingte Kraftwerksstilllegungen in einer Größenordnung von 40 bis 50 GW ersetzt werden müssen. Im Hinblick auf den Wärmemarkt wird allerdings häufig auf verstärkte Energieeinsparerfolge hingewiesen und daraus gefolgert, dass im Unterschied zur Stromseite keine ausreichenden Wärmebedarfspotenziale für eine signifikante Ausweitung einer effizienten KWK-Nutzung mehr existieren.

Dieses Argument erscheint vor dem Hintergrund des in Deutschland im Vergleich zu vielen anderen europäischen Ländern sehr niedrigen Fernwärmeversorgungsbeitrages allerdings wenig stichhaltig. Folgt man dem Referenzszenario, das das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln und die Prognos AG im April 2005 vorgelegt haben (EWI/Prognos 2005), soll sich an diesem vergleichsweise geringen Gewicht der Fernwärme zwar nichts Grundlegendes ändern. Allerdings weisen EWI/Prognos im Hinblick auf die Entwicklung der KWK darauf hin, dass „auf die nicht getrennt ausgewiesenen KWK-Anlagen auf Basis fossi-

ler Energieträger ... in 2030 mehr als ein Drittel der Leistung und rund die Hälfte der Stromerzeugung aller Must-run-Anlagen (entfallen).“ Für diese sog. Must-run-Anlagen, also Anlagen, deren Einsatz „nicht durch den aktuellen Strompreis und damit auch nicht durch die Marktkräfte bestimmt“ ist, wird eine erhebliche Ausweitung angenommen, und zwar bezogen auf die Bruttoleistung von 47,9 GW im Jahr 2000 auf 83,4 GW im Jahr 2030; ihre Bruttostromerzeugung soll gleichzeitig von 112,6 TWh um etwa das 2,7fache auf 303.1 TWh gesteigert werden. Legt man die zitierten Anteile für die fossil basierten KWK-Anlagen zugrunde, so müssten diese im Jahr 2030 eine Bruttoleistung von nahezu 30 000 MW mit einer Bruttostromerzeugung von größenordnungsmäßig 150 TWh aufweisen. Bezogen auf die für 2030 vorhergesagte gesamte Bruttostromerzeugung wäre das etwa ein Viertel. Vergleicht man dies mit dem geschätzten gegenwärtigen Stromerzeugungsanteil von vielleicht 10 bis 12 %, so impliziert dies - anders, als die weiter oben skizzierte Entwicklung des Fernwärmeverbrauches signalisiert - eine erhebliche Ausweitung der KWK-Nutzung, zumal in den Zahlen die auf Biomasse beruhende KWK noch nicht enthalten ist.

Im Übrigen kommen die meisten der aktuell vorliegenden Untersuchungen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass für die Kraft-Wärme-Kopplung noch ein beträchtliches Zubaupotenzial existiert. So gibt die im Rahmen der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“ vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart vorgenommene Schätzung allein für den Wärmemarkt im Bereich von Wohngebäuden ein - je nach Siedlungstypen unterschiedliches - meist aber kräftig steigerungsfähiges Fernwärmepotenzial an. Unabhängig davon wird auch eine nennenswerte Ausweitung der KWK-Stromerzeugung erwartet. Schon für den Referenzfall wird angenommen, dass sie von knapp 51 TWh im Jahre 2000 bis 2020 um 76 % auf fast 90 TWh steigt. Unter der Voraussetzung stärker steigender Energiepreise wird sogar mit einer Zunahme um das 2,6-fache gerechnet, so dass der KWK-Strom im Jahre 2020 etwa 134 TWh ausmachen könnte.

Auch andere Untersuchungen halten eine wesentliche Ausweitung der KWK-Stromerzeugung für möglich. So kam die Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ zu dem Ergebnis, dass die KWK einen wesentlichen Beitrag zu der vorgegebenen Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis zur Mitte des Jahrhunderts leisten könnte. Während sich der Anteil der KWK an der Nettostromerzeugung im Referenz-Szenario der Enquete-Kommission bis Mitte des Jahrhunderts lediglich auf rund ein Fünftel erhöhen dürfte, könnte er in einem Szenario, das vorrangig auf eine Steigerung der Energieeffizienz im Umwandlungssektor abstellt (Szenario Umwandlungseffizienz), schon im Jahr 2020 bei gut einem Viertel und zur Jahrhundertmitte reichlich zwei Fünftel betragen. Auch in Kombination mit einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien (sog. Szenario REG/REN-Offensive) spielt die KWK mit Anteilen an der Nettostromerzeugung von beinahe einem Drittel eine wesentliche Rolle. Lediglich in dem Szenario, in dem die angestrebten Treibhausgasemissions-

minderungen über einen verstärkten Zubau von Kernkraftwerken verwirklicht werden soll, käme die KWK kaum über ihren heutigen Energieversorgungsbeitrag hinaus.

Andere Untersuchungen, wie die des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), kommen im Übrigen in der Tendenz zu ähnlichen Ergebnissen. In einem so genannten Nachhaltigkeitsszenario würde sich nach den Berechnungen von DLR/WI die KWK-Stromerzeugung bis zum Jahre 2030 auf 138 TWh erhöhen und dann einen Stromerzeugungsanteil von knapp 30 % (bei einer allerdings insgesamt sinkenden Stromerzeugung) erreichen.

Vor dem Hintergrund der zitierten und weiterer Studien sowie angesichts des vergleichsweise niedrigen Ausbauzustandes der KWK erscheint die Feststellung gerechtfertigt, dass einer auch deutlichen Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung zumindest keine potenzialbedingten Restriktionen entgegenstehen dürften.

Dass sich die genannten KWK-Potenziale nicht von allein erschließen lassen werden, ist nicht nur eine Folge der vielfach nicht gegebenen Wettbewerbsfähigkeit, vielmehr ist dies – darauf wird in einer umfangreichen Literatur immer wieder hingewiesen - auch auf eine Vielzahl weiterer Hemmnissen zurück zu führen, die einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung behindern. Die folgende Übersicht gibt einen Eindruck von der Vielfalt dieser Hemmnisse, die je für sich genommen oder in einer wechselseitigen Verstärkung dem KWK-Ausbau entgegen wirken. Angesichts des hohen Konzentrationsgrades auf dem Strommarkt (nur vier Unternehmen beherrschen mehr als 80 % der Stromerzeugung) sind in diesem Zusammenhang insbesondere die marktstrukturellen Hindernisse nicht zu vernachlässigen.

Übersicht über potenzielle Hemmnisse gegenüber einem verstärkten KWK-Ausbau

Wirtschaftliche Hemmnisse

• Hohe Investitionskosten
  o vor allem für die Wärmetransport- und –verteilungsnetze
  o bei kommunaler KWK durch innerstädtische Lagen
• Ungünstige Relation der Input-(insb. Erdgas-) und Output-Preise (Strom/Wärme)
• Verschlechterung der Rahmenbedingungen für KWK-Contracting-Projekte
  o langfristige Abnahmebindung (Lieferverträge vor allem in der Industrie) nur noch schwer erzielbar
  o Netzbetreiber-Risiko für Contractoren
• Nutzer-Investor-Dilemma (z.B. für Wohnungsbaugesellschaften)
  o Ungünstige Eigentums- und Mietrechtsregelungen
• Finanzierungshemmnisse
  o Bindung von KWK-Projekten überwiegend an Akteure mit schwacher Eigenkapitalausstattung
  o Erwartung schneller Amortisation bei Investoren in Industrie und Gewerbe
• Gemeindewirtschaftsrecht
• Hohe Durchdringung des Wärmemarktes mit Erdgas
  o Querverbundunternehmen streben eher Erdgas- als Fern-/Nahwärmeabsatz an
• Ungenügende Berücksichtigung externer Kosten

Anwendungsbezogene Hemmnisse

• mangelnde Wärmedichte
  o in den noch nicht netzseitig erschlossenen Gebieten für die zentrale KWK
  o tendenziell abnehmende Wärmedichte durch zunehmende Energieeinsparung
• ungünstige Wärme-/Strom-Verbrauchsrelation vor allem für dezentrale KWK-Standorte

Marktstrukturelle Hemmnisse

• Konzentration/Marktmacht zentraler Energieanbieter (Strom/Erdgas)
  o Dominante Ausrichtung der Stromerzeugungskonzerne auf zentrale Stromerzeugungstechnologien
  o Zurechnung des KWK-Vorteils auf erzeugten Strom, statt wie früher auf Wärme
  o Dominanz des Gasmarktes durch wenige, zudem eng mit der Stromwirtschaft verknüpfte Akteure
  o Oligopole sind Preisgeber auf den Strommärkten
  o Konditionen für Bezug von Zusatz- und Reservestrom, Durchleitung, Vergütung für Überschuss-strom u.ä.
  o Zwang zum wärmegeführten Betrieb
  o ‚Auskaufen' von KWK-Projekten, Take-or-Pay-Verträge
• Mangelhafte Netzzugangsbedingungen, sowohl zu Strom- wie (auf der Inputseite) zu Gasnetzen
  o vermiedene Netznutzungsentgelte

Informationelle und personelle Hemmnisse

• Fehlende Information
  o auf Seiten potenzieller Investoren und Berater, vor allem für dezentrale KWK-Projekte
  o auf der Kundenseite (‚KWK-Eigenschaft des Stroms' ist nur schwer vermarktbar)
• Fehlende Motivation bei vielen Stadtwerken

Administrative Hemmnisse

• Vergleichsweise aufwendige Genehmigungsverfahren
  o Immissionsschutzrecht
  o Bauplanungsrecht

Modellsimulationen zeigen: Die weitere Entwicklung der KWK hängt entscheidend von der Wahl der Instrumente ab

Mit anlagenbezogenen Wirtschaftlichkeits-Untersuchungen für KWK-Anlagen, wie sie zuvor skizziert wurden, können erste Hinweise herausgearbeitet werden, ob sich aus der Sicht von Betreibern oder Investoren der Betrieb oder die Errichtung solcher Anlagen wirtschaftlich darstellen lässt. Die isolierte Betrachtung einzelner Anlagen berücksichtigt jedoch speziell für die Neuerrichtung von KWK-Anlagen nicht, ob es im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung nicht noch andere Optionen gibt, die für die jeweiligen Investoren wirtschaftlich (deutlich) attraktiver sind. Eine Auswertung der aktuell verfolgten Neubauprojekte im Kraftwerkssektor zeigt, dass sich gerade Investoren, bei denen ein verstärktes Interesse an der KWK vermutet werden kann (d.h. vor allem Stadtwerke) alternativ zur Errichtung eigener KWK-Anlagen beim Bau von Gemeinschaftskraftwerken engagieren, die ganz überwiegend als Kondensationskraftwerke geplant sind.

Um die Perspektiven der KWK in diesem Kontext näher analysieren zu können, wurden integrierte Modellrechnungen für den bevorstehenden Ersatzinvestitionszyklus in der deutschen Stromwirtschaft durchgeführt, auf deren Grundlage die Perspektiven der KWK in Abhängigkeit von verschiedenen Ausgestaltungsvarianten von für die KWK-Entwicklung zentralen Instrumenten bewertet werden können. Die Analysen erfolgen mit dem integrierten Investitionsmodell des Öko-Instituts für den Strommarkt (ELIAS), das den Reinvestitionszyklus in Strommärkten in Abhängigkeit einer Vielzahl von Rahmenbedingungen abbildet.

Unter Berücksichtigung der im Einzelnen dokumentierten Annahmen wurde mit dem Optimierungsmodell zunächst der Beitrag der KWK in einer ambitionierten Klimaschutzstrategie bestimmt. Exemplarisch wird hier angenommen, dass eine solche Strategie – unter Berücksichtigung des Verzichts auf die Kernenergie – im Stromsektor bis zum Jahr 2030 Emissionsminderungen von ca. 30% gegenüber den aktuellen Emissionsniveaus anstrebt. Werden ambitionierte Klimaschutzziele unterstellt, so ist damit zu rechnen, dass sich in der Tendenz höhere Zertifikatspreise ergeben.

- Als *idealtypisches Modell* für die unter Gesichtspunkten der Kosteneffizienz optimale Reinvestitionsstrategie im Bereich der Stromerzeugung kann des Weiteren die Modellierung eines Emissionshandelssystems mit Auktionierung der Zertifikate dienen. Die Stromerzeugung aus *neuen* KWK-Anlagen steigt danach bis zum Jahr 2030 auf 86 TWh und liegt dann bei einem Anteil von etwa 15% der gesamten Nettostromerzeugung. Trotz Ansatz der (aus aktueller Sicht wohl eher wahrscheinlichen) hohen Brennstoffpreisvariante für Erdgas und der Referenzvariante für Steinkohle dominiert im Jahr 2030 die Stromerzeugung aus sehr effizienten Erdgas-GuD-(Kondensations-) Kraftwerken. Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke werden in diesem Szenario nahezu nicht mehr gebaut. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien folgt einem modellexogen vorgegebenen Pfad und liegt im Jahr 2030 bei etwa 30% der gesamten Nettostromerzeu-

gung. Die CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung sinken (unter Berücksichtigung der emissionsmindernden Effekte der KWK außerhalb des Stromerzeugungssystems) um etwa 31%.

- Den Kontrastpunkt für diese idealtypische Entwicklung bildet eine Modellsimulation unter der Annahme, dass das deutsche *Zuteilungsmodell für Neuanlagen im Rahmen des Emissionshandels auch in den weiteren Handelsperioden unverändert fortbesteht*, Der KWK-Ausbau sinkt nach dieser Optimierungsrechnung für den Fall hoher Zertifikatspreise auf deutlich weniger als die Hälfte unter den „optimalen" Wert der zuvor skizzierten Auktionierungsvariante. Letztlich entfällt lediglich ein Drittel der gesamten Erdgasverstromung auf Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung. Vor dem Hintergrund der brennstoffdifferenzierten Neuanlagenausstattung, die nahezu keine Preissignale für einen Brennstoffwechsel setzt, bleibt der Anteil der Braun- und Steinkohleverstromung dominierend. Insgesamt lassen sich in diesem Szenario die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030 lediglich stabilisieren.
- Eine ähnliche Situation ergibt sich für die Fortführung des derzeitigen deutschen Zuteilungssystems im Fall *niedrigerer Zertifikatspreise*, obwohl diese Situation – geringere CO_2-Minderungsbeiträge führen tendenziell zu höheren Zertifikatspreisen – eine eher geringere Wahrscheinlichkeit hat. Die Stromerzeugung neuer KWK-Anlagen steigt hier bis 2030 nur auf 25 TWh, der Anteil der Erdgasverstromung am gesamten Stromaufkommen beträgt nur 15%. Entsprechend ergibt sich gegenüber 2000 auch ein etwas größerer Anstieg der CO_2-Emissionen von ca. 2%.

Für diese Grundvarianten der Simulation wurde eine ganze Reihe von Variantenrechnungen durchgeführt, die erkennen lassen, dass die Bandbreite der Preisentwicklungen für die CO_2-Zertifikate unter Maßgabe einer Fortführung des derzeitigen Zuteilungsmodells zwar einen deutlichen, aber keineswegs dominierenden Einfluss auf die Investitionsentwicklung bei der KWK einerseits und der CO_2-Emissionen des Gesamtsystems andererseits hat.

Maßgeblich ist in Bezug auf den CO_2-Emissionshandel vor allem das Allokationsverfahren für die Neuanlagen. Solange hier eine kostenlose Zuteilung mit Differenzierung nach Brennstoffen erfolgt, ist ein signifikanter Impuls für die Erdgasverstromung im Allgemeinen sowie die KWK im Besonderen nicht zu erwarten. Erst mit einem Übergang zur Auktionierung (oder einem für Neuinvestitionen wirkungsähnlichen Zuteilungsmodell) kann der CO_2-Emissionshandel die aus Gründen der ökonomischen Effizienz sinnvolle Größenordnung der Investitionen in die KWK anstoßen.

Im Ergebnis der Modellrechnungen kann sich eine Flankierung der KWK über technologiespezifische Instrumente als notwendig erweisen, solange eine entsprechende Neuausrichtung des Emissionshandelssystems nicht erfolgt bzw. die KWK-spezifischen Probleme im Emissionshandel nicht anderweitig gelöst werden. Eine Fortsetzung des KWK-G über das Jahr 2010

hinaus könnte beispielsweise dazu beitragen, die KWK-Investitionen in eine Größenordnungen zu bringen, die sich in den hier vorgelegten Berechnungen aus Gründen einer ökonomisch effizienten Klimapolitik als sinnvoll erweist.

Empfehlungen

Soweit sowohl die Fördergründe als auch die Förderbedürftigkeit der KWK gegeben sind, stellt sich die grundsätzliche Frage nicht nur nach dem geeigneten Fördermodell, sondern auch – in pragmatischer Hinsicht – nach der politischen Umsetzungsfähigkeit der jeweiligen Maßnahmen. Diese hängt nicht zuletzt auch von der politischen Bereitschaft ab, eine entsprechende Gesetzesänderung in Angriff zu nehmen. Unabhängig davon sollten für die darauf zielende Diskussion entsprechende Vorschläge gemacht werden. Dazu werden nicht nur die auch kurzfristig als möglich erscheinenden Verbesserungen des vorliegenden KWK-G diskutiert, sondern ebenso ein grundsätzliche Wechsel der Förderphilosophie.

Vorab sei aber darauf hingewiesen, dass angesichts der veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Förderung hocheffizienter KWK-Anlagen vor allem auf Anreize zur Errichtung neuer KWK-Anlagen abstellen sollte. Eine über die im KWK-G vorgesehenen Zeiträume hinausgehende Förderung von Bestandsanlagen erscheint als weniger notwendig.

Erwähnt sei auch, dass der vielfach vertretenen Auffassung, mit der Einführung des Emissionshandelssystems sei eine technologiespezifische Förderung der KWK nicht länger nötig, hier nicht gefolgt wird, da das Emissionshandelssystem nach den bisherigen Erfahrungen eine Reihe von Unvollkommenheiten aufweist und zudem dem Ausbau der KWK vielfache Hemmnisse entgegenstehen, die selbst von einem perfekten Emissionshandelssystem nicht adressiert würden. Gleichwohl sollte eine verbesserte Funktionalität des EU-Emissionshandelssystems eine prioritäre Rolle auch für die angestrebte Entwicklung der KWK spielen. So sollte in der mittelfristigen Perspektive eine Änderung der EU-Emissionshandelsrichtlinie derart verfolgt werden, bei der die der KWK-Wärmeproduktion zuzurechnenden Brennstoffeinsätze bzw. die damit verbundenen CO_2-Emissionen von der Zertifikats-Nachweispflicht befreit werden. Fortgeführt werden sollte zumindest das schon in der ersten Handelsperiode angewandte Doppel-Benchmark-Verfahren. Unabdingbar erscheint weiterhin eine Ablösung der brennstoffspezifischen Neuanlagenzuteilung durch andere Modelle, mit denen eine volle Bepreisung der CO_2-Emissionen erreicht werden kann.

Ungeachtet dessen wird auch künftig eine weitere KWK-spezifische Förderung notwendig sein. Dazu kommen unterschiedliche Möglichkeiten in Betracht.

Verbesserungen im Rahmen des bestehenden KWK-G 2002

Hier werden fünf Ansatzpunkte gesehen:

a) Fristenverlängerungen für die Inbetriebnahme modernisierter Anlagen,
b) Öffnung des Modells für den Zubau von KWK-Anlagen,
c) Generelle Öffnung des Modells für KWK-Stromerzeugung jenseits der Einspeisung in die Netze der allgemeinen Versorgung,
d) Laufzeitverlängerung für die Zulagen,
e) Erhöhung der Zulagensätze.

Diese verschiedenen Optionen können zumindest teilweise miteinander kombiniert werden und führen in unterschiedlichem Maße zur Veränderung des existierenden KWK-G, das aber in seiner Grundkonstruktion erhalten bleiben könnte.

Die Analyse dieser verschiedenen Einzeloptionen hat gezeigt, dass ausreichende Anreize für Investitionen im KWK-Bereich zur Umsetzung der angestrebten CO_2-Minderungsbeiträge durch KWK nur dann gesetzt werden können, wenn verschiedener Änderungen kombiniert werden. Der Vorteil der Bezugnahme auf die bestehenden Regelungen wäre in jedem Fall die vergleichsweise kurzfristige Umsetzbarkeit.

Systemwechsel zu einem Quotenmodells mit handelbaren Zertifikaten

Das hinsichtlich der verschiedenen Ausgestaltungsoptionen bereits im Vorfeld der Entscheidungen über das KWK-G umfangreich beschriebene und diskutierte Quotenmodell könnte mit zwei verschiedenen Ansatzpunkten eingeführt werden:

a) Einführung eines Quotenmodells für die gesamte KWK-Stromerzeugung
b) Einführung eines Quotenmodells für die KWK-Stromerzeugung aus Neuanlagen.

Auch wenn ein Quotenmodell in den beschriebenen Ausgestaltungsvarianten eine effektive und effiziente Zielerreichung für die Ausweitung der KWK-Stromerzeugung bzw. die zusätzliche CO_2-Minderung über den Einsatz der KWK erwarten lässt, setzt nach den empirischen Erfahrungen ein grundsätzlicher Systemwechsel erhebliche (politische) Anstrengungen voraus, zumal zunächst noch vielfältige Detailfragen – nicht zuletzt auch im Hinblick auf die Kompatibilität mit dem europäischen Emissionshandel - geklärt werden müssten.

Maßnahmen auf der Wärmeseite des KWK-Systems

Wie die verschiedenen Wirtschaftlichkeitsanalysen deutlich gezeigt haben, ergibt sich die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen vor allem über die anlegbaren Preise auf Seite der KWK-Wärmeproduktion. Die Förderung der KWK auf der Wärmeseite kann über verschiedene Ansätze erfolgen:

- Die konsistenteste Form der wärmseitigen Flankierung der KWK besteht in einer Veränderung der relativen Wettbewerbsposition durch eine Verteuerung der konkurrierenden Energieträger, d.h. vor allem von Heizöl und Erdgas sowie ggf. auch der Fern- oder Nahwärme aus ungekoppelter Erzeugung.
- Schaffung eines KWK-Wärmebonus, der aus Anreizsicht sinnvollerweise für den Absatz von Wärme aus KWK gewährt wird.
- Spezielle Förderprogramme für die Verdichtung und die Erweiterung von Fern- und Nahwärmenetzen.
- Schließlich zeigt der europäische Vergleich, dass mit innovativen Technologien für die Wärmeverteilung sowie neuartigen Verlegetechniken die Kosten der Wärmeverteilung erheblich verringern und damit die anlegbaren Wärmepreise frei Kraftwerk erhöhen, und damit die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen verbessern können.

Eine besondere Rolle für entsprechende Maßnahmen ergibt sich auch in der Wechselwirkung mit dem EU-Emissionshandelssystem, für das flankierende Maßnahmen auf der Wärmeseite des KWK-Prozesses die ökologische Integrität bei Systemgrenzen überschreitenden Technologien wie der KWK sichern können.

Fazit: KWK bleibt eine zentrale Option in einer Strategie des Ressourcen- und Klimaschutzes, die ohne weitere Förderung ungenutzt bleiben könnte

Die verschiedenen Analysen aus sehr unterschiedlichen Perspektiven haben gezeigt, dass der KWK in einer Strategie des Ressourcen- und Klimaschutzes auch unter dem Gesichtspunkt der ökonomischen Effizienz eine wichtige Rolle zukommt. Kraft-Wärme-Kopplung ist und bleibt damit eine zentrale Technologie für eine nachhaltige Energiewirtschaft, ihre fördernde Flankierung ist und bleibt vor dem Hintergrund der Internalisierung externer Kosten angemessen.

Zwar haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die KWK insbesondere seit der Übergangsphase der Strommarktliberalisierung in Deutschland tendenziell verbessert, die Entwicklung der KWK ist bisher aber weit davon entfernt, sich als weitgehend autonomer Trend durchzusetzen. Die KWK bedarf weiterhin politischer Flankierung, mit der Beitrag dieser Technologie zur Ressourcenschonung und Emissionsminderung hinreichend honoriert wird. Dies bedeutet nicht notwendigerweise, dass dies allein über technologiespezifische Poli-

tiken und Maßnahmen erfolgen muss. Gerade global marktsteuernde Instrumente wie das EU-Emissionshandelssystems werden im Grundsatz eine wichtige Rolle bei der klimapolitischen Flankierung der KWK spielen müssen.

Die nähere Analyse zeigt jedoch auch, dass die verschiedenen Instrumente zur Honorierung der besonderen Ressourceneffizienz und Emissionsminderungsbeiträge – speziell das EU-Emissionshandelssystem - in der Realität noch vergleichsweise weit von den idealtypischen Anreizeffekten entfernt sind. Die Handlungsfenster für die Anpassung gerade des EU-Emissionshandelssystems sind noch dazu begrenzt. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit eines integrierten Politikansatzes zur (sinnvollen) Flankierung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Dabei sollte neben den originären Instrumenten der Klimapolitik jedoch auch der Einfluss verschiedener Regelungen aus dem Bereich der Strom- und Gasmarktregulierung nicht unterschätzt werden. Gerade die Honorierung von (langfristig) vermiedenen Netzkosten bei dezentraler Stromerzeugung wie auch die Verbesserung der Konditionen für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom bilden eine wichtige Komponente für die wirtschaftliche Attraktivität der KWK. Schließlich kann die fortgesetzte Liberalisierung der Gasmärkte einen wesentlichen Beitrag leisten, um die Bezugskonditionen für den künftig wohl wichtigsten Brennstoff der KWK zu verbessern und wiederum die Wirtschaftlichkeit der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion zu verbessern.

Neben diesen Ansätzen zur direkten oder indirekten Förderung der KWK als Technologie bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die Informationslage zur Strom- und Wärmeproduktion in KWK sowohl zeitpunktbezogen als auch in der Zeitreihe nach wie vor stark verbesserungsbedürftig ist. Gerade die weiterhin ausstehende Konsolidierung einer konsistenten und transparenten Datenbasis zur Entwicklung der KWK in Deutschland bildet eine wichtige Voraussetzung sowohl für das Monitoring der eingegangenen Verpflichtungen sowie zur adäquaten Entwicklung und Anpassung von Politiken und Maßnahmen zur Flankierung der KWK.

Executive Summary

Background to and key aspects of the analysis

The German Federal Government made combined heat and power (CHP) a central element of their climate protection program as a result of their resolution on the 18th October 2000. By expanding the energy production from CHP, a reduction contribution of 23 million t CO_2 in comparison to the 1998 base level should be achieved in the period up to 2010. In place of the quota regulation that was originally tabled in order to reach these goals, a package was drawn up – the result of a difficult political process riddled with conflicts – from the "Agreement between the German Federal Government and German industry on the reduction of CO_2 emissions and the support of CHP, supplementary to the Climate Protection Agreement of 9th November 2000" and the "German Federal Act for the Retention, Modernisation and Expansion of Combined Heat and Power (CHP Act)" passed on 19th March 2002.

This Act, which came into force on the 1st April 2002, is above all intended to serve the purpose of safeguarding existing CHP stock, providing incentives for modernisation, and supporting the expansion of small CHP installations and fuel cells. A reduction in Germany's annual CO_2 emissions in the range of 10 million t by 2010 in comparison to 1998 should be realised specifically by dint of CHP utilisation, as a result of this Act and the agreements with German industry. Furthermore, a total reduction of up to 23 million t, or at the very least 20 million t, is expected by 2010.

Doubts had already been aired before discussion officially began on the Combined Heat and Power Act, as to whether the emissions reduction goal that was originally pursued could be met in this way. If this should turn out to be the case in the scheduled interim audit, appropriate measures for meeting the goals would then be recommended in accordance with § 12, para. 1, sent. 2 of the German CHP Act by the German Federal Government.

Against this background, the German Federal Environmental Agency commissioned the German Institute for Economic Research (*DIW Berlin*) and the Institute for Applied Ecology (*Öko-Institut*) this project: "Determination of the potential for utilising combined heat and power and of the target reduction of CO_2 emissions, inclusive of cost analysis (increased use of combined heat and power)." The final report hereby tendered

- provides a statistical overview of CHP utilisation up to now in Germany,
- analyses the general economic and political conditions with a view to evaluating the competitiveness of CHP,
- discusses the effectiveness of the German CHP Act with respect to its contribution to meeting emissions-related goals,
- analyses the economics of different types of new CHP investments,

- addresses mid- and longer term potential as well as impediments to the utilisation of CHP installations,
- presents model simulations of how CHP is expected to develop in the context of economic conditions subject to various general political conditions

and, finally,

- makes recommendations with an eye to additional requirements and opportunities to support CHP, against the background of the findings of the analysis.

Heterogeneous character of CHP utilisation in Germany

The statistical pool comprising data on combined heat and power installations and, in particular, of electricity production from CHP betrays considerable deficiencies. An extremely heterogeneous profile emerges, even when a variety of sources is considered, as the table below demonstrates.

Against the background of the inconsistent pool of data depicted in this table, a consistent point balance of the volume of CHP electricity production stemming from the German CHP Act in relation to the total CHP electricity production cannot take place. Indeed, it is further exacerbated by the fact that not even the data on CHP electricity production can be regarded as statistically firm. In this context, data from the German Federal Statistical Office concerning CHP electricity production in the public supply seem to be far too high, at about 52 TWh in 2004. If data from the German Heat and Power Association (*AGFW*) are taken as a basis for this purpose, the amount would only be in the region of about 34 TWh. Together with the volume of CHP electricity produced by industrial power plants (which is recorded separately by the German Federal Statistical Office), amounting to around 23 TWh, a total of around 57 TWh emerges for 2004. The German Association of Electricity Network Operators (*VDN*) estimates the CHP electricity volume eligible for support in this year at 55 TWh; the Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy at the University of Stuttgart (*IER*) estimates the total CHP electricity production at approximately 63 TWh.

Taking into account enduring uncertainties, CHP electricity production should hereby reach the region of 55 to 65 TWh. Data uncertainties not only impede a precise statistical reproduction of the role played by combined heat and power in Germany, they also considerably hamper evaluation of CO_2 reduction effects brought about by CHP installations over time.

Estimations of CHP electricity production in Germany from 1998 to 2004

Sources/Reports	Column	Unit	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Federal Statistical Office/VIK: Industry, in total[1)]	1	TWh_{gross}	28.2	25.3	25.5	26.0	24.7	25.4	24.7
	2	TWh_{net}	26.3	23.5	23.7	24.2	23.0	23.5	22.9
AGFW companies[2)] (a)	3	TWh_{net}	28.1	28.2	29.3	28.4	28.7	29.6	29.1
AGFW companies[2)] (b)	4	TWh_{net}	1.8	2.0	2.0	5.8	4.6	5.3	4.7
Total AGFW[2)]	5=3+4	TWh_{net}	29.9	30.1	31.3	34.2	33.3	34.9	33.8
Total Industry + Public Supply	6=2+3	TWh_{net}	54.3	51.7	53.0	52.6	51.6	53.2	52.0
	7=2+5	TWh_{net}	56.1	53.6	55.0	58.4	56.3	58.4	56.7
Federal Statistical Office: Public Supply	8	TWh_{net}						50.3	52.4
Federal Statistical Office: Industry + Public Supply	9=2+8	TWh_{net}						73.8	75.3
VDN: Electricity eligible for KWK-G subsidies	10	TWh_{net}						52.4	54.9
Memo item: IER data[3)]	11	TWh_{net}	53	51	52	54	58	63	63
Memo item: IER data[4)]	12	TWh_{net}					37.0	58.4	57.2

1) Data for 1995 to 2001 according to estimations by VIK regarding to gross CHP production; the net production for these years is estimated with an own consumption share of 7%; from 2002 onwards, only the net electricity production is included; In this case, the gross values are estimated commensurate to the relation of the total industrial gross electricity production to the total industrial net electricity production, differentiated by input fuel .- 2) Covered in the scope of the AGFW surveys, (a) electricity production from their own CHP plants, (b) external supply of CHP electricity.- 3) Data estimated on the basis of the IER study "Analysis of the Effectiveness of the Combined Heat and Power Act", Final Report, July 2005, in Figure 2-1 of the bar charts.- 4) Plants covered by the CHP Act in IER (July 2005), Tab. 5-2. Data for 2002 from April.

Sources: German Federal Statistical Office; AGFW; VDN; IER 2005; VIK calculations.

Even though these gaps in data and consistency could not be bridged, the direction of the current development trend can be identified in some degree from fragmentary observations. Existing statistical data do not infer that a significant expansion took place between 1998 and 2004 in the CHP electricity production from existing installations in comparison to 1998. Taking into account modernisation investments in the field of public supply, the construction of additional small CHP installations of up to 2 MW, and known CHP projects in industry, additional CHP electricity production engendered within the scope of the German CHP Act and market-driven CHP expansion should amount to a maximum of 15 TWh for 2005 in comparison to 1998.

However, the fragmentary nature of the pool of statistical data exacerbates not only making assertions on effects accomplished via the German CHP Act, but also on conclusions to be drawn from them with regard to the further support of CHP. Independently of how the German CHP Act is to be appraised in the context of the CO_2 emissions reduction that is actually expected, the necessity of support is reinforced by the following assertion: the intended expansion of combined heat and power could founder on economic grounds. At the same time, the results of the respective economic calculations depend substantially on the development of general conditions affecting the economy.

General economic and political conditions contribute to improvement of competitiveness of existing CHP installations in a limited fashion only

The competitiveness of CHP installations is determined by a plethora of factors. Among them are the "original" factors which affect cost-effectiveness, such as electricity prices and fuel prices as well as investment costs (in the case of new installations) and the miscellaneous operation costs of CHP installations. Likewise, the general, politically-determined regulatory conditions constitute another factor, among which the German 2002 CHP Act itself can be ranked at the top, followed by the relevant provisions connected to the German eco-tax and emissions trading and, finally, the CHP-related regulations of the German Renewable Energy Act (*EEG*). The EU Guidelines on the support of CHP are also important in this context.

The economic problems which surrounded combined heat and power at the end of the 1990s and the start of the new millennium are very closely linked with the (in part, drastic) fall in electricity prices, elicited within the vein of its commitment to competitiveness and enabled by the large overcapacities of power plants, as natural gas prices rose strongly. As a result of the temporary fall in natural gas prices from 2002 until autumn 2004 and the tendential rise in electricity prices in the course of 2003 and 2004, the tide turned anew, this time initially to the benefit of CHP once again. However, since 2004 drew to a close, the aperture emerged once again between electricity and natural gas prices in spite of further robust increases in electricity prices. If the competitiveness of CHP is infringed by the increasing disparity between electricity and gas prices, it cannot be overlooked that the competitiveness of CHP rises concomitantly in the case of heat. In this context, considerable upsurges in gas prices normally always boost the competitiveness of CHP in the case of heat, since the scope for a lift in (viable) district heating prices expands synchronously with an increase in gas prices.

In view of the development of district heating prices – which is moderate in comparison to other energy competitors – the negative effects of higher natural gas prices have had more repercussions for the economics of CHP installations than for the potential scope for price increases for heat sales. The considerable uncertainties concerning longer term developments in gas prices and the history of dramatic changes in global natural gas markets also need to be taken into account here.

Even so, the amended legal regulations do seem to be favourable towards CHP in principle. This is not only true of the German CHP Act from 2002, implemented to even out the economic disadvantages of existing CHP installations in particular, but also of the special regulations which were introduced to the benefit of CHP within the framework of emissions trading regulations and the German Renewable Energy Act of 2004. On the other hand, the EU CHP Directive and the related activities can, on the whole, be regarded as being ineffective in terms of increasing CHP utilisation in Germany.

Without amendments to the general legal conditions, the economic basis of CHP installations would have deteriorated - particularly in the years immediately after the new millennium - in such a way that existing installations would have been lastingly endangered and modernisation measures could have been at best implemented in a limited fashion.

CO_2 reduction goals shall not be achieved by virtue of the German CHP Act alone

The introduction of fair basic conditions and the remuneration of existing CHP installations by means of ecological benefits and benefits specific to the energy industry only constitute one dimension of the political flanking of combined heat and power. Even when the decrease of electricity production from existing CHP installations could have been arrested in the meantime, and even when an expansion in CHP electricity production were discernible, significant CO_2 reduction effects and effects of energy savings would result, predominantly due to new and modernisation investments in the field of CHP.

On this basis, a survey was carried out with member companies in spring 2003 by the German Association of Communal Utilities (*VKU*) in cooperation with the German Heat and Power Association (*AGFW*); it was then analysed in 2004. The survey addressed modernisation procedures within the framework of the new German CHP Act and was analysed by the Institute for Applied Ecology (*Öko-Institut*). The conclusion was reached that a total of 26 new installations (over 2 MW) with a net electricity production capacity of 2 257 MW collectively and a net electricity production of 12.6 TWh (8.7 TWh of which was comprised of electricity from CHP in accordance with FW 308) are likely to have joined the network in period from 2002 to 2005 (commissioning by the close of 2005 is a prerequisite of support pursuant to the German CHP Act of 2002).

The total emissions of CHP installations, which amount to around 6.2 million t CO_2, are countered by – depending on the reference case at hand – around 10.0 (based on a 50/50 mix from new hard coal- and natural gas-fired plants for power production and a 50/50 mix from oil and gas heating systems as reference systems) to 12.3 million t CO_2 (based on a 50/50 mix from existing hard coal- and natural gas-fired plants for power production and a 50/50 mix from oil and gas heating systems as reference systems) that were avoided by virtue of the replacement of non-combined electricity and heat production. On balance, a *gross CO_2 avoidance* amounting to approximately 3.8 to 6.2 million t results from the so-called modernised installations.

However, due to the fact that the German CHP Act is based on modernisation, which means in effect replacing existing CHP installations, the specified volume of avoided CO_2 cannot be applied in its entirety. Rather, estimations still need to be made with regard to which CO_2 reductions were brought about by existing CHP installations, so that the *net CO_2 reduction* can ultimately be obtained. As a result, a CO_2 reduction of around 3.3 – 5.0 million t CO_2 emerges - depending on the reference system applied in the case of electricity - as the *net effect of ad-*

ditional emissions reductions. Here, over 85 % of the emissions reduction is attributable to the CHP process.

On the basis of the survey results and the assumptions drawn from them, the emissions reduction for 2005 facilitated by the German CHP Act from 2002 is estimated – at least for the scope of companies covered by the survey of the German Association of Communal Utilities (*VKU*) – at 3.3 to 5 million t CO_2. In this case, the target level set by the Act would be missed by a large margin.

Additional contributions to emissions reductions could be brought about by the construction of additional small CHP installations which are being specially supported under the German CHP Act from 2002. Within the framework of a survey of manufacturers of small CHP installations carried out by the Institute for Applied Ecology (*Öko-Institut*) in 2004 and 2005, the degree to which support by the CHP Act and the Renewable Energy Act led to a boost in the sales of small CHP installations in Germany was studied.

The sold capacity of those installations potentially supported by the German CHP Act increased only slightly, from 54 MW_{el} in 2002 to around 57 MW_{el} in 2003. The sales level did double, though, in 2004 compared to the previous year (around 114 MW_{el}). A slight fall in the sales level is, however, expected for 2005 (around 106 MW_{el}). The analysis reveals that the installations, supported where appropriate by the CHP Act, only constitute a comparatively small share of the total market for small CHP installations in terms of capacity. The segment of export installations and those installations supported by the German Renewable Energy Act continues to dominate the market for sales of block heat and power plants.

An annual emissions reduction of around 0.5 to 0.7 million t CO_2 can be correspondingly ascribed to sold block heat and power plants which would be eligible for support under the German CHP Act, if the same reference systems for alternative power and heat production are applied as in the VKU survey. By contrast, the annual CO_2 reduction effect of block heat and power plants commissioned under the German Renewable Energy Act and entering operation from 2002 onwards can be estimated at around 1.7 to 2.2 million t CO_2.

Even when additional small CHP installations are included in the assessment of reduction effects brought about by the German CHP Act, the basic tenet still stands that the Act shall not manage to fulfil its objectives in their entirety.

Excursus: Comments on IER study on effectiveness of German CHP Act

A set of data was provided by the IER study, commissioned by the German Federal Ministry of Economics and Technology (*BMWi*), entitled "Analysis of the Effectiveness of the German Combined Heat and Power Act". These data should not be passed over in the context of the preceding analysis results and the statistical data specified earlier.

In comparison to the results of the Association of Communal Utilities (*VKU*) survey discussed earlier (which, after all, did fully cover the area of public district heating supply), the Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER) proceeds from 58 modernised installations (*VKU*: 34 installations). However, the discrepancy in installed capacity only amounts to about 700 MW. On account of this, the larger power plants, in which industry invested, probably should have been built under the German CHP Support Act.

On the basis of transparently-presented reference systems – which were not at all comprehensible in the context of other data –, the CO_2 reductions in the field of those existing CHP installations that are being supported as well as in the field of CHP modernisation are estimated to reach 8.5 – 10 million t CO_2 by 2005 and 11.7 – 13.7 million t CO_2 by 2010 in the *IER* study. These results are broadly similar in terms of magnitude to those following from the *VKU* survey, which merely refer to *modernised installations*; the reduction effects of small CHP installations are also comparatively similar. The credibility of CO_2 savings as a result of existing installations – which should after all constitute the greatest contribution to reduction (5.6 – 6.4 million t CO_2 in 2005; 5.1 – 5.7 million t CO_2 in 2010) - cannot, however, be deduced from the (scant) documented data. Precise clarification is vital here, above all with regard to basic data. Only because the IER takes into account the CO_2 reduction effects brought about by existing installations, does it reach the conclusion that the German CHP Act from 2002 conclusively fulfils its target levels for 2005 and for 2010. If only the reduction effects of the modernised installations are considered, the objective of the Act would not be met in either of the two years, according to the IER study.

Development of industrial CHP

Like combined heat and power in the area of public supply, industrial electricity production plants were affected by the general conditions of the energy industry which had changed considerably since the end of the 1990s. The CHP Act from 2002 which was ultimately passed was, however, limited in principle to public supply and only incorporated industrial electricity production plants in so far that their CHP-electricity is fed into the networks of "public supply with electricity". It was possible to assure the safeguarding of existing installations (avoidance of closures) by dint of the CHP Act; incentives for industry to modernise old existing installations were, on the other hand, only in some cases sufficient.

An emissions balance for 2002 and 2003 that is deemed statistically satisfactory, can be estimated for the first time. The net heat and electricity production in combined heat and power are already known, as is the fuel quantity deployed in total in these processes. Hereby, a CO_2 reduction in the range of 6.5 million t (2003) is reached by virtue of industrial CHP production. If the estimate made by the VIK of the reduction in CO_2 emissions stemming from CHP in 1998 (i.e. 3.2 million t) is taken as a basis, and compared to the estimated emission reduction for 2003 (i.e. 6.5 million t CO_2), a reduction contribution of 3.3 million t CO_2 from industrial CHP results, which can predominantly be attributed to market-driven CHP development.

Economics of CHP installations remain unprotected under the new general conditions

Following the conclusions reached within the scope of the analysis, the intended emissions reduction goal for 2005 and 2010 specified in the German CHP Act should be regarded as missed. For this reason, an amendment – a possibility stipulated in the Act in the case of insufficient success - would seem to be essential. This opportunity could be used to support the construction of new additional CHP installations, if necessary. Whether and to what extent this should be the case depends not least upon how the future competitiveness of such installations can be gauged. Statements to this effect were made on the basis of calculations on the cost-effectiveness of existing installations and new investments in very different types of CHP installations (with a capacity range of 0.8 kW_{el} to 200 MW_{el}). So that statements could be made about what essentially requires support, these calculations were carried out without taking support measures into account. A differentiation was drawn between the economic evaluation of existing installations on the basis of varying costs on the one hand, and new investments on the basis of absorbed costs on the other hand. Moreover, the alternative prices of CO_2 certificates (i.e. 0 €/t CO_2, 10 €/t CO_2 and 20 €/t CO_2) and discount factors (i.e. 4 %, 8 % and 12 %) were taken as a basis for the calculations.

The following findings regarding *new investments* can be deduced, taking into account individually-specified assumptions, such as those concerning fuel price development, heat revenue, discount factors, investment costs, load utilisation period and technical characteristics of installations:

a. Electricity production costs of all large CHP installations under discussion lie - with the exception of the natural gas combined cycle CHP plant which has an electricity capacity of 100 MW – more or less significantly above the price range for alternative electricity supply, when a medium interest level of 8% is assumed. In comparison to the electricity production costs of selected condensation only power plants, the natural gas-fired CHP installations score conspicuously less well, above all when the prices of CO_2 certificates are not taken into account. The higher the price of CO_2 certificates, the more the situation tends to improve. In contrast to hard coal condensation power plants, the large natural gas

combined cycle CHP plants already accrue benefits at 10 €/t CO_2, even in the case of rising prices. By contrast, benefits could be first accrued in the case of lignite condensation power plants when energy prices were falling and the prices of certificates were around 20 €/t CO_2.

b. The same is true of the 100 MW natural gas combined cycle power plant, when a 12% interest level is assumed. However, the intervals between the respective levels are noticeably smaller in the case of natural gas-fired installations (apart from the 10 MW gas-turbine plant) than those of hard coal CHP installations, above all when a higher CO_2 certificate price is assumed.

c. Calculating on the basis of an interest level of only 4 %, natural gas-based CHP installations (assuming a – high – annual load utilisation rate of 5000 hours) increasingly saunter into economically-advantageous territory.

d. In the context of new investments, electricity production costs in the case of new investments amongst selected small CHP installations lie, in almost all cases, well above the assumed price range of the costs of alternative non-generic electricity supply. The larger plants (block heat and power plants with 50 kW or the 9.5 kW plant) could hover slightly above the lower price margin.

The situation is different with regard to old, new and modernised *existing installations*. If the costs of alternative electricity supply can likewise be set within the region of 10 to 16 ct/kWh in the case of small CHP installations, the cost-effectiveness of their operation (after investments have been made) would definitely be secure. Assessment of large CHP installations does not turn out to be as conclusive; nevertheless, the results reveal (with the exception of the 10 MW gas turbine plant fired by natural gas) that the variable costs mostly hover within, or even a little below, the assumed margins of the costs of alternative electricity supply. In this context, it can be deduced that support is not essential for existing installations. At the same time, the absorbed costs of the CHP existing installations can almost never be covered.

It should be emphasised that the cost-effectiveness of CHP installations also crucially depends on the respective annual load utilisation period. With few exceptions, CHP installations first shift onto territory which could be economically advantageous when hours of utilisation reach at least the 4000 mark.

Conclusions with a view to grounds for continuing the support of CHP installations

The demand for continuing the support of CHP installations depends on both the following prerequisites – at the very least - being fulfilled:

1. CHP installations have to be able to make a significant contribution to energy savings such as the reduction of CO_2 emissions.

2. Support is made requisite due to a lack of competitiveness.

Broadly speaking, any assessment of the first condition mentioned can be omitted: disregarding less relevant exceptions (for example, a comparison of coal-based CHP installations with natural gas-based systems of separate production of electricity and heat), it is clear that CHP installations will contribute to primary energy savings as well as to the reduction of CO_2 emissions as a rule.

Considering the mid- and long term objectives of the climate protection policies of the German Federal Government, it becomes clear that all technical possibilities have to be used in order to realise them. An increased utilisation of CHP – as many studies show – can play an important role here. It will, however, only be able to play this role on the basis of *additional* CHP installations. Economic calculations carried out within the scope of this analysis suggest that new investments in this field should, for the time being, be made without the help of further support, at least those not lying within the parameters deemed necessary by energy and environmental policies.

All in all, not only *support conferred on the basis of merit*, but also *support conferred on the basis of need* can be taken as given, meaning that the second condition for the continued support of new CHP installations is fulfilled.

Great CHP potential in the mid- and longer term, the tapping of which is impeded by a variety of restraints

The future development of combined heat and power and its continued support are only constructive if there is actually still sufficient district and local heating potential which can be tapped with CHP installations. In the light of the predictably high demand for replacement investments in the power plant sector, no restrictions on potential (at any case not as regards electricity) should be permitted, since power plants closed as a result of their age or because of phasing-out, which have capacities in the region of 40 to 50 GW, have to be replaced in roughly the next twenty years. At the same time, more successes in terms of energy savings are frequently mentioned in the context of the heat market and, as a result, it can be inferred that there is no longer sufficient heat demand potential to enable efficient CHP utilisation to significantly expand.

However, this argument does not appear to be particularly solid against the background of the very low contribution of district heating supply in Germany, in comparison to many other European countries. If the reference scenario is followed that the Institute of Energy Economics University of Cologne and Prognos AG presented in April 2005 (EWI/Prognos 2005), then there shall be no fundamental changes to the comparatively marginal importance accorded to district heating in Germany. Specifically on the subject of the development of CHP, EWI/Prognos do point out, however, that "the CHP plants based on fossil energy carriers, which are not stated separately, will account for more than a third of the capacity and around half of the electricity production of all must-run plants in 2030." A considerable increase is assumed in these so-called must-run plants (i.e. plants whose operation "is not determined by the current electricity price and is therefore not regulated by market forces"). It is expected that their gross capacity will increase from 47.9 GW in 2000 to 83.4 GW in 2030; their gross electricity production should experience a 2.7 fold increase in the same time frame, rising from 112.6 TWh to 303.1 TWh. Taking the cited shares as a basis, fossil-based CHP plants should bear a gross capacity of almost 30 000 MW and a gross electricity production in the range of 150 TWh in 2030. This would constitute around a quarter of the total gross electricity production predicted for 2030. Compared to the share of current electricity production estimated at around 10 to 12%, this would imply a considerable expansion in CHP utilisation, even more so given the fact that CHP based on biomass is not included in the data. This contrasts with that, which the development of district heat consumption signalised above.

Furthermore, most of the analyses that are currently available likewise arrive at the conclusion that there is a considerable potential for the construction of additional installations in the case of combined heat and power. This is the case with the estimation made by the Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy University of Stuttgart (*IER*) within the scope of the *AGFW* study entitled "Pluralistic Heat Supply" that the district heat potential for the heat market in the area of residential buildings (it differs of course in accordance with the type of settlement) is generally capable of considerable growth. Independently of this, it is also anticipated that CHP electricity production will significantly expand. Even in the reference case, it is assumed that production will rise by 76% between 2000 and 2020 from almost 51 TWh to almost 90 TWh. Providing that energy prices experience a more pronounced rise, a 2.6 fold increase can be expected, meaning that CHP electricity could account for around 134 TWh in 2020.

Other analyses also regard a fundamental expansion in CHP electricity production as possible. In this way, the Enquete Commission of the 14th German Bundestag, under the heading "Sustainable Energy Supply against the Background of Globalisation and Liberalisation", came to the conclusion that CHP could make a significant contribution to the intended reduction of greenhouse gas emissions by 80% by the mid-century. Whilst the share of CHP in net electricity production in Germany should, according to the reference scenario of the Enquete

Commission, only rise to around a fifth by the mid-century, it could amount, in a scenario which is predominantly based on an increase in energy efficiency in the transformation sector (transformation efficiency scenario), to a quarter in 2020 and to a good two fifths by the middle of the century. Coupled with the reinforced expansion of renewable energies (the so-called REG/REN offensive scenario), CHP also plays a crucial role with shares of net electricity production reaching almost a third. In a scenario where the target reductions in greenhouse gas emissions are supposed to be realised by increasing the construction of new nuclear power plants, CHP would scarcely move beyond its current contribution to energy supply.

On their part, other analyses - such as those carried out by the German Aerospace Centre (*DLR*) and the Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy (*WI*) - tend to arrive at similar conclusions. In a so-called sustainability scenario, CHP electricity production would rise to 138 TWh by 2030 according to calculations by the DLR/WI, comprising an almost 30% share of electricity production (albeit in the context of a total electricity production that was sinking).

Against the background of the cited studies and additional ones, and in view of the comparably slight nature of CHP expansion, the tenet that potential-related restrictions should not be allowed to oppose even a broad expansion of CHP does seem to be justified.

That the above-mentioned CHP potential cannot be tapped by itself is not simply a matter of CHP not being competitive in many cases. Rather, it is more a consequence of – as is stated repeatedly in a wide range of literature – a plethora of further restraints which impede a reinforced expansion of combined heat and power. The following overview gives an impression of the diversity of these restraints, which thwart CHP expansion either individually or by virtue of mutual reinforcement. In view of the high degree of concentration within the electricity market (four companies dominate more than 80% of the market), the market-structural restraints in particular should not be overlooked in this context.

Overview of the potential restraints on intensified CHP expansion

Economic restraints

• High investment costs
  o Above all for the heat transport and distribution networks
  o In the case of block CHP in inner-city sites
• Unfavourable relation of input (in particular, natural gas) and output prices (electricity/heat)
• Worsening of the general conditions for CHP contracting projects
  o Long-term supply obligation (delivery contracts, above all in industry) achievable only with difficulty
  o Network operator risk for contractors
• User-investor dilemma (e.g. for residence building contractors)
  o Unfavourable property and tenant regulations
• Financing restraints
  o Predominantly committing CHP projects to actors with a weak equity endowment
  o Expectation of swift amortisation in the case of investors in trade and industry
• Municipal economic law
• Great penetration of the heat market by natural gas
  o Combination utilities tend to aim for natural gas rather than district or local heat turnover
• Insufficient consideration of external costs

Application-related restraints

• A lack of heat density
  o In those areas for central CHP that have not yet been tapped in network terms
  o A tendential decrease in heat density by dint of increasing energy savings
• Unfavourable relation between heat, electricity and consumption, above all in decentralised CHP sites

Market-structural restraints

• Concentration/market power of central energy suppliers (electricity/natural gas)
  o Electricity production companies predominantly orientated towards central electricity production technologies
  o Attribution of CHP benefit to produced electricity instead of heat (as happened previously)
  o Gas market dominated by a few actors closely linked to the electricity industry
  o Oligopolies are the price-setters in electricity markets
  o Conditions for the supply of additional and reserve electricity, wheeling and compensation for excessive electricity, amongst others
  o Compulsion towards heat-led operation
  o ‚Selling-off' of CHP projects, take-or-pay contracts
• Deficient newtwork access conditions, to electricity as well as to (on the input side) gas networks
  o Compensation for avoided use of network

Information- and personnel-related restraints

• Missing information
  o In the case of potential investors and advisors, above all for decentralised CHP projects
  o For customers (‚CHP characteristic of electricity' is difficult to market)
• A lack of motivation at many public utilities

Administrative restraints

• Comparatively lengthy approval procedure
  o Federal immission control act
  o Planning laws

Model simulations reveal: further development of CHP depends crucially on the choice of instruments

As already outlined, initial indications for operators or investors can be fleshed out from plant-specific economic analyses for CHP plants, as to whether the cost-effectiveness of the operation or implementation of such installations can be reproduced. A consideration of individual plants in isolation does not take into account – especially as regards the installation of new CHP plants - whether there are other options in the field of electricity and heat production which would be (considerably) more attractive economically for the respective investors. An analysis of new construction projects currently being carried out in the power plant sector reveals that investors, for whom an increased interest in CHP can be supposed (i.e. above all with regard to public utilities), become involved in the construction of their own CHP installations during the construction of joint venture power generating plants which were predominantly planned as condensation power plants.

In order to be able to analyse the prospects of CHP more closely in this context, integrated model calculations were carried out for the pending cycle of replacement investments in the German electricity industry, on the basis of which the prospects of CHP can be assessed, subject to assorted configuration versions of instruments central to CHP development. The analyses proceed from the integrated investment model created by the Institute for Applied Ecology (*Öko-Institut*) for the electricity market (ELIAS); this model reproduces the reinvestment cycle in electricity markets subject to a diversity of basic conditions.

Allowing for the assumptions specified individually, the contribution of CHP within an ambitious climate protection strategy was determined by using the optimisation model. As an example, it is assumed in this context that such a strategy - in due consideration of the abandonment of nuclear energy – aims at achieving emissions reductions in the electricity sector of around 30% by 2030, in comparison to current emissions levels. If ambitious climate protection goals are undertaken, it can be then assumed that higher certificate prices will arise.

- The modelling of an emissions trading system including certificate auctioning can serve as an *ideal-type model* for optimal reinvestment strategies in the field of electricity production, with due consideration of economic principles. Electricity production from *new* CHP installations would rise as a result to 86 TWh by 2030, comprising a share of around 15% of total net electricity production. In spite of the approach of high fuel price variants for natural gas and the reference models for hard coal, electricity production from highly efficient natural gas combined cycle condensation power plants will dominate in 2030. Hard coal and lignite power plants will almost never be built again in this scenario. The development of electricity production from renewable energies follows an exogenously defined track, constituting around 30% of the total net electricity production for Germany in 2030. The CO_2 emissions from electricity production will sink by about 31% (taking into account the emissions reduction effects of CHP outside of the electricity production system).

- A model simulation, which forms the counter point for this ideal type of development, is based on the assumption that the German *allocation model for new installations within the framework of emissions trading continues to remain unchanged in further trading periods*. According to its optimisation calculation, CHP expansion sinks in the case of higher certificate prices to markedly less than a half of the "optimal" value of the auctioning option outlined earlier. Finally, combined heat and power installations account for a mere third of the total electricity converted from natural gas. Against the background of the fuel-differentiated configuration of new plants, which sets almost no price signals at all for a fuel switch, the share of electricity produced from the conversion of lignite and hard coal continues to dominate. All in all, only a stabilisation of the CO_2 emissions can be achieved by 2030 in this scenario.
- A similar situation arises with regard to the continuation of the current German allocation system in the case of lower certificate prices, although this situation – small contributions to CO_2 reduction tend to lead to higher certificate prices – is not really that probable. The electricity production of new CHP installations only rises to 25 TWh by 2030 in this case, whilst the share of electricity from converted natural gas only amounts to 15% of the total electricity produced. As a consequence, a somewhat larger increase of around 2% in CO_2 emissions arises, in comparison to 2000.

For these basic simulation models, a whole series of different calculations were carried out which reveal that the margins of price developments for CO_2 certificates exercise a clear, but nevertheless not at all dominating, influence on the development of investments in CHP on the one hand, and on the CO_2 emissions of the whole system on the other hand, if the actual allocation scheme would continued for the future.

The allocation procedure is especially decisive for new installations with regard to CO_2 emissions trading. As long as free allocation takes place in this context in a fuel-differentiated fashion, it is not anticipated that the conversion of natural gas into electricity will be stimulated in any significant way, either generally, or specifically with regard to CHP. Not until a transition to auctioneering (or to an allocation model which has a similar effect for new investments) is made, will emissions trading be able to boost the constructive (in terms of economic efficiency) scale of investments in CHP.

As a result of model calculations, flanking CHP with technology-specific instruments proves necessary. If the re-design of the emissions trading scheme ist not successful in the short-term or the CHP-specific problems within the emissions trading scheme cannot be solved within the scheme, extending the CHP Act beyond 2010 could contribute, for instance, to bringing CHP investments into parameters which prove constructive in the context of economically-efficient climate protection policy, according to calculations produced in this analysis.

Recommendations

So far there are grounds for and a need for support in the case of CHP, a pivotal issue then surfaces, not only with regard to which support model is appropriate, but also – pragmatically speaking – as to the political capacity to implement the relevant measures. This depends not least on the political willingness to proceed with an amendment in this context. Independently of this, relevant proposals should be made for discussion of this issue. To this end, improvements to the current CHP Act - which could also arise at short notice – and a fundamental change to support philosophy need to be discussed.

It should be pointed out in advance that the support of highly-efficient CHP installations should above all be based on incentives to build new CHP plants in the face of general economic conditions that have changed. The support of existing installations which stretches beyond the time periods scheduled in the CHP Act does not seem to be as necessary.

It also needs to be mentioned that the frequently-held view that the technology-specific support of CHP is no longer requisite because of the introduction of an emissions trading system, is not embraced in this analysis. This is due to the fact that, judging by experiences gained up to now, the emissions trading system betrays an array of imperfections. Additionally, myriad restraints impede the expansion of CHP, which would not be addressed even by a perfect emissions trading system. At the same time, the improved functionality of the EU emissions trading system should also play a primary role in the intended development of CHP. In the mid-term outlook, a modification of the EU emissions trading guidelines should be pursued, whereby the fuel inputs assigned to CHP heat production and the CO_2 emissions linked with these are exempted from the obligation to submit certificates. At the very least, the double benchmark procedure which was applied in the first trading period should be continued.

Moreover, it does seem vital that fuel-specific allocation to new installations be replaced by other models, by means of which a complete pricing of CO_2 emissions can be accomplished.

Irrespective of this, additional CHP-specific support will be necessary in future. To this end, various possibilities come into question.

Improvements within the scope of the current 2002 CHP Act

Five starting points can be hereby distinguished:

a. Extending the time for putting new modernised installations into operation,
b. Widening the model to encompass the construction of additional CHP plants,
c. Expanding the general model to include CHP electricity production beyond input in the networks of public supply,
d. Lengthening running time for subsidies,
e. Increasing subsidy rates.

These various options can - at least in part – be combined together and lead in differing degrees to a modification of the current CHP Act, which could nevertheless retain its principle construction. Analysis of these different individual options has revealed that sufficient incentives for investments in the field of CHP, in order to realise the target contributions to CO_2 reduction, can only be brought about by virtue of CHP when various alterations are interwoven. Drawing on existing regulations would in any case yield the advantage of a comparatively short-term realisability.

Change of system to a quota model with tradeable certificates

The quota model, which, in terms of the various design options, was already extensively discussed and delineated ahead of decisions on the CHP Act, could be ushered in with the help of two distinct starting points:

a) Inauguration of a quota model for the total CHP electricity production

b) Inauguration of a quota model for CHP electricity production from new installations.

Even when in the specified design options, it seems as though a quota model would effectively and efficiently meet objectives by dint of CHP utilisation with regard to the expansion of CHP electricity production and additional CO_2 reduction, a fundamental change of system would - according to experiences in practice – require considerable (political) endeavour. This is even more so the case, since manifold details have to be clarified beforehand - not least of all with regard to compatibility with the EU emissions trading scheme.

Measures regarding the heat side of the CHP system

As various economic analyses have clearly demonstrated, the economics of CHP installations hinge on the (viable) prices inherent to CHP heat production. Support of CHP in the case of heat can proceed on the basis of several approaches:

- The most consistent form of heat-specific flanking of CHP lies in changing the relative competitive position by increasing the prices of competing energy carriers, i.e. above all of fuel oil and natural gas and, if necessary, of district or local heat from non-combined production.
- Creation of a CHP heat bonus, which is granted – from an incentive perspective, prudently so - for the sale of heat from CHP.
- Special support programs for the consolidation and expansion of district and local heating networks.
- Lastly, a cross-European comparison reveals that the costs of heat distribution decrease considerably when innovative technologies for heat distribution and new types of laying techniques come into effect. In this way, the yields from heat sales from the power station can rise and the cost-effectiveness of CHP installations can thereby be enhanced.

A special role is thereby accorded to measures relevant to interaction with the EU emissions trading system and to flanking measures concerning heat in the CHP process, which can safeguard the ecological integrity of technologies like those of CHP which transgress system boundaries.

Conclusion: CHP continues to be a pivotal option in a strategy for resource and climate protection which could have to lie fallow without further support

Diverse analyses from very different perspectives have demonstrated that CHP plays an important role in a strategy of resource and climate protection, also from the point of view of economic efficiency. Combined heat and power is and remains a pivotal technology for a sustainable energy industry; flanking subsidies are commensurate to external costs against the background of internalisation.

To be sure, the basic economic conditions for CHP have tended to improve, in particular since the transitional phase of the liberalisation of the electricity market in Germany. The development of CHP is, however, still a long way from establishing itself as a far-reaching, autonomous trend. CHP requires further flanking policies, by means of which the contributions of these technologies to resource conservation and emissions reduction are sufficiently rewarded. This does not necessarily mean that this should happen via technology-specific policies and measures alone. Global market-determining instruments like the EU emissions trading system will, in principle, have to play an important role in the context of the flanking of CHP with climate protection policies.

Closer analysis also shows, however, that the various instruments to reward special resource efficiency and contributions to emissions reduction – especially the EU emissions trading system – are in reality comparatively far from ideal types of incentive effects.

The windows of opportunity for adjusting the EU emissions trading system are still too limited for this purpose. As a result, an integrated policy approach to the (constructive) flanking of combined heat and power becomes necessary in this context.

In the course of this, the influence exercised by various regulations from the fields of electricity and gas market regulation should – along with the original instruments of climate protection policy – not be underestimated. The remuneration of (long-term) avoided network costs in the case of decentralised electricity production and the improvement of the terms for the supply of additional and reserve electricity do constitute an important component of the economic attractiveness of CHP.

Finally, the continued liberalisation of gas markets can make a fundamental contribution to improving the supply conditions for the most important fuel of CHP in the future and improving in turn the cost-effectiveness of combined electricity and heat production.

Alongside these approaches to directly or indirectly supporting CHP as technology, it should however be pointed out that the nature of information on electricity and heat production within CHP remains very much in need of improvement, in terms of specific points in time as well as the time series. The consolidation of a consistent and transparent pool of data on CHP development in Germany, which is still pending, constitutes an important prerequisite for monitoring obligations that have already been taken on and for the appropriate development and adjustment of policies and measures to flank CHP.

Inhaltsverzeichnis

1 Vorbemerkungen 65

2 Zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland 69

2.1 Zur Datenbasis 69
2.2 Statistische Angaben zur KWK im Überblick 71
2.3 Angaben nach den Abrechnung des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) 75
2.4 Angaben der AGFW 80
2.5 Kraft-Wärme-Kopplung in der industriellen Kraftwirtschaft 83
2.6 Schätzung des Anteil des geförderten KWK-Stroms aus dem Bereich Industrie und Gewerbe 89
2.7 Schlussfolgerungen 91

3 Allgemeine wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen für die KWK und Perspektiven für die Wettbewerbsfähigkeit der KWK 94

3.1 Vorbemerkungen 94
3.2 Entwicklung der wirtschaftlichkeitsbestimmenden Faktoren 94
3.2.1 Die Entwicklung der Strompreise 94
3.2.2 Die Entwicklung der Erdgaspreise 100
3.2.3 Die wirtschaftliche Gesamtsituation der KWK im Lichte der Relation von Strom- und Gaspreise 103
3.3 Politische Rahmensetzungen 110
3.3.1 Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz 2002 (KWK-G 2002) 110
3.3.2 Öko-Steuerregelungen und KWK 111
3.3.3 Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) auf die KWK 113
3.3.4 Implikationen des Emissionshandels (Zuteilungsplan 200-2007) für die KWK 114
3.3.5 KWK-Richtlinie der EU 116
3.4 Schlussfolgerungen 118

4 Entwicklung des Marktes für neue KWK-Anlagen 119

4.1 Vorbemerkungen 119
4.2 Auswertung der aktualisierten VKU-Modernisierungsumfrage für den Bereich der allgemeinen Versorgung 120
4.2.1 Methodische Vorbemerkungen 120
4.2.2 Datenauswertung 120
4.3 Ergebnisse der BHKW-Befragung 127
4.3.1 Vorbemerkungen 127
4.3.2 Methodik 128
4.3.3 Auswertung 131
4.4 Zusammenfassung der Umfragen 146
4.5 Exkurs: Anmerkungen zur IER-Studie zur Wirksamkeit des KWK-G 148
4.6 Entwicklung der industriellen KWK 153
4.7 Investitionen und Arbeitsplatzeffekte 155
4.8 Zusammenfassende Bewertung 156

5 Perspektiven der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen 157

5.1 Vorbemerkungen 157
5.2 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen 157
5.2.1 Technische Parameter der untersuchten KWK-Anlagen 157
5.2.2 Ökonomische Parameter der untersuchten KWK-Anlagen 158
5.3 Ergebnisse der Modellrechnungen und Sensitivitätsanalysen 162
5.3.1 Ergebnisse im Überblick 162
5.3.2 Exkurs: Zur Wirtschaftlichkeit von industriellen KWK-Anlagen 169
5.4 Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Begründung einer weiteren Förderung von KWK-Anlagen 171

6 Mittel- und längerfristige Potenziale sowie Hemmnisse für den Einsatz der KWK 173

6.1 Zur bisherigen Entwicklung der Fernwärmeversorgung sowie deren Perspektiven nach dem aktuellen EWI/Prognos-Referenzszenario bis 2030 173
6.2 Überblick über vorliegende Schätzungen der KWK-Potenziale 177
6.3 KWK Potenziale in der Industrie 183
6.4 Hemmnisse gegenüber einer weiteren Steigerung der KWK-Nutzung 187
6.4.1 Vorbemerkungen 187
6.4.2 Wirtschaftliche Hemmnisse 189
6.4.3 Anwendungsbezogene Hemmnisse 191
6.4.4 Marktstrukturelle Hemmnisse 192
6.4.5 Informationelle und personelle Hemmnisse 195
6.4.6 Administrative Hemmnisse 197

7 Dynamische Modellsimulationen zur Wirkung verschiedener Instrumente auf die Entwicklung der KWK 198

7.1 Vorbemerkungen und methodischer Ansatz 198
7.2 Zentrale Basis- und Rahmendaten 200
7.3 Modellergebnisse 207

8 Empfehlungen 213

8.1 Hintergrund 213
8.2 Maßnahmenvorschläge 215
8.2.1 Vorbemerkungen 215
8.2.2 Verbesserungen des EU-Emissionshandelssystems mit besonderem Blick auf die KWK 216
8.2.3 Verbesserungen im Rahmen des bestehenden KWK-G 220
8.2.4 Systemwechsel zu einem Quotenmodells mit handelbaren Zertifikaten 226
8.2.5 Maßnahmen auf der Wärmeseite des KWK-Systems 229

9 Fazit 232

10 Literaturverzeichnis 234

10.1 Literatur 234
10.2 Dokumente 236
10.3 Statistische Quellen und Periodika 237
10.4 Unveröffentlichte Quellen 238

Anhang 1: **Auswertungstabellen zur BHKW-Umfrage 239**

Anhang 2: **Tabellen und Abbildungen zu den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen 244**

Anhang 3: **Detailergebnisse der Modellsimulation für die Entwicklung der KWK 268**

Anhang 4: **Modelldokumentation 281**

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Anteil der KWK-Stromerzeugung an der jeweiligen Stromerzeugung insgesamt in der EU-15, 2002 74

Abbildung 2-2 Absolute KWK-Stromerzeugung in der EU-15, 2002 74

Abbildung 2-3 Entwicklung der förderfähigen KWK-Strommengen sowie des Finanzvolumens nach KWK-G 2002 bis 2011 79

Abbildung 2-4 Entwicklung des Zuschlags auf Netznutzungsentgelte für Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von weniger als 100 MWh (Gruppe A) nach KWK-G 2002 bis 2011 80

Abbildung 2-5 Modernisierungen und Neubau von KWK-Anlagen in Deutschland von 1990 bis 2005 (ohne Müllheizkraftwerke) 82

Abbildung 2-6 Modernisierungen und Neubau von KWK-Anlagen in Deutschland von 1990 bis 2005 (kumulierte Werte, ohne Anlagenabhänge und ohne Müllheizkraftwerke) 83

Abbildung 3-1 Strompreise für industrielle Sonderabnehmer (HS), 1998 bis 2005 95

Abbildung 3-2 Entwicklung des VIK-Strompreisindex (MS) sowie der Strompreise für Sonderabnehmer (HS), Januar 2002 bis Dezember 2005 95

Abbildung 3-3 Spotpreise Phelix Daily Peak an der EEX, Anfang 2002 bis Ende 2005 96

Abbildung 3-4 Spotpreise Phelix Daily Base an der EEX, Anfang 2002 bis Ende 2005 97

Abbildung 3-5 EEX Grundlast Jahresfuture (Phelix) bis zum Lieferzeitraum Januar 2011 98

Abbildung 3-6 Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EEX vom dritten Quartal 2000 bis zum vierten Quartal 2005 99

Abbildung 3-7 Veränderungen des durchschnittlichen Preises für Baseload-Strom an der EEX im Vergleich zum vierten Quartal 2000 99

Abbildung 3-8 Erdgasimportpreise (Grenzübergangswerte) von 1991 bis 2005 101

Abbildung 3-9 Entwicklung der Erdgasimportpreise, 3. Quartal 2000 bis 4. Quartal 2005 102

Abbildung 3-10 Entwicklung des Weltmarkpreises für Rohöl (Sorte Brent), 1990 bis Ende Oktober 2005 102

Abbildung 3-11 Entwicklung der Rohöl- und Erdgasimportpreise in Deutschland von 1991 bis 2005 103

Abbildung 3-12 Erdgasimport- und –inlandspreise sowie Strompreise für Sonderabnehmer in Deutschland, Anfang 1998 bis September/Oktober 2005 104

Abbildung 3-13 Verhältnis der Indizes der Entwicklung der Erdgasimportpreise sowie der Strompreise für Sonderabnehmer (HS), Januar 1998 = 100 104

Abbildung 3-14 Entwicklung der Erzeugerpreise für Fernwärme in den Jahren von 1998 bis 2005, 2000 = 100 105

Abbildung 3-15 Entwicklung der monatlichen Erzeugerpreise für Fernwärme, Januar 1998 bis Dezember 2005 106

Abbildung 3-16 Entwicklung der Preise von Fernwärme, Erdgas und Heizöl, leicht von 1998 bis 2005 107

Abbildung 3-17 Fernwärme-Preisentwicklung von 1991 bis 2005 für die Verbrauchertypen Wohngebäude mit 15 kW und 200 kW Anschlusswert bei 1500 Ausnutzungsstunden pro Jahr 108

Abbildung 3-18 Streubreite der Fernwärmepreise (Mischpreise) nach der Kurzumfrage der AGFW vom 1. Oktober 2005 nach Fernwärme-Versorgungsunternehmen 109

Abbildung 4-1 Leistungsverteilung der geplanten Modernisierungsanlagen 121

Abbildung 4-2: Absatz kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005 132

Abbildung 4-3: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005 133

Abbildung 4-4: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 135

Abbildung 4-5: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 136

Abbildung 4-6: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 137

Abbildung 4-7: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MWel), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 138

Abbildung 4-8: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 140

Abbildung 4-9: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, gasförmige Brennstoffe, 2002 – 2004 141

Abbildung 4-10: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 142

Abbildung 4-11: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 143

Abbildung 5-1 Stromerzeugungsmehrkosten bei ausgewählten neuen KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Diskontierungszinssatz (ohne CO_2-Einpreisung) 166

Abbildung 5-2 Stromerzeugungskosten neuer KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Diskontierungszinssatz und von den Energiepreisänderungen (ohne CO_2-Einpreisung) 167

Abbildung 5-3 Stromerzeugungskosten ausgewählter KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Jahresvollbenutzungsdauer (ohne CO_2-Einpreisung; Diskontierungssatz 8 %; steigende Energiepreise) 168

Abbildung 5-4 Stromerzeugungskosten einer 23,8 MW_{el}-KWK-Anlage auf Erdgasbasis in Abhängigkeit von der Jahresvollbenutzungsdauer und der Höhe der CO_2-Einpreisung (Diskontierungssatz: 8 %; steigende Energiepreise) 169

Abbildung 5-5 CO_2-Emissionen durch KWK-Anlagen im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme 172

Abbildung 6-1 Altersbedingte Stilllegungen und Kernenergieausstieg: Ersatzkapazitätsbedarf im Bereich der allgemeinen Versorgung 173

Abbildung 6-2 Anteil des KWK-Stroms an der gesamten Netto-Stromerzeugung in den Szenarien der Enquete-Kommission, 2010-2050 180

Abbildung 6-3 KWK-Stromerzeugung (netto) in den Szenarien der Enquete-Kommission, 2010 bis 2050 180

Abbildung 6-4 KWK-Kapazitäten in den Szenarien der Enquete-Kommission, 2010 bis 2050 181

Abbildung 6-5 Stromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario von DLR/WI bis 2030 182

Abbildung 6-6 Stromerzeugungsstruktur im Nachhaltigkeitsszenario von DLR/WI bis 2030 182

Abbildung 7-1 Auslaufen der Bestandskraftwerke und Projektion für die Nettostromerzeugung in Deutschland, 2000-2030 201

Abbildung 7-2 Varianten für die Brennstoffpreisentwicklung (Preisbasis 2000), 2000-2030 204

Abbildung 7-3 Varianten für die anlegbaren Wärmepreise (Preisbasis 2000), 2000-2030 205

Abbildung 7-4 Nettostromerzeugung für die Auktionsvariante bei hohen Zertifikatspreisen (Referenzvariante für Steinkohle und Hochpreisvariante für Erdgas), 2000-2030 208

Abbildung 7-5 Nettostromerzeugung für die Fortsetzung der deutschen Zuteilungsvariante nach NAP 2005-2007 bei hohen Zertifikatspreisen (Referenzvariante für Steinkohle und Hochpreisvariante für Erdgas), 2000-2030 209

Abbildung A2-1 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 % 246

Abbildung A2-2 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 4 % 246

Abbildung A2-3 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei steigenden Energie- preisen bei einem Zinssatz von 4 % 247

Abbildung A2-4 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei sinkenden Energie- preisen bei einem Zinssatz von 4 % 247

Abbildung A2-5 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer kleiner KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 % (ohne CO_2-Einpreisung, da keine Teilnahme am Emissionshandel) 248

Abbildung A2-6 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 % 249

Abbildung A2-7 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 4 % 249

Abbildung A2-8 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 % 250

Abbildung A2-9 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 % 250

Abbildung A2-10 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 % 251

Abbildung A2-11 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 % 251

Abbildung A2-12 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 % 254

Abbildung A2-13 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 8 % 254

Abbildung A2-14 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei steigenden Energie- preisen bei einem Zinssatz von 8 % 255

Abbildung A2-15 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei sinkenden Energie- preisen bei einem Zinssatz von 8 % 255

Abbildung A2-16 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer kleiner KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 % (ohne CO_2-Einpreisung, da keine Teilnahme am Emissionshandel) 256

Abbildung A2-17 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 % 257

Abbildung A2-18 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 8 % 257

Abbildung A2-19 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 % 258

Abbildung A2-20 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 % 258

Abbildung A2-21 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 % 259

Abbildung A2-22 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 % 259

Abbildung A2-23 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 % 262

Abbildung A2-24 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 12 %....262

Abbildung A2-25 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei steigenden Energie- preisen bei einem Zinssatz von 12 % 263

Abbildung A2-26 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei sinkenden Energie- preisen bei einem Zinssatz von 12 % 263

Abbildung A2-27 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer kleiner KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 % 264

Abbildung A2-28 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 % 264

Abbildung A2-29 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 12 %....265

Abbildung A2-30 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 % 265

Abbildung A2-31 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 % 266

Abbildung A2-32 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 % 266

Abbildung A2-33 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 % 267

Abbildung A3-1 Ergebnisübersicht Variante Auktion 1 269

Abbildung A3-2 Ergebnisübersicht Variante Auktion 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)....270

Abbildung A3-3 Ergebnisübersicht Variante Auktion 2 271

Abbildung A3-4 Ergebnisübersicht Variante Auktion 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig)....272

Abbildung A3-5 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 273

Abbildung A3-6 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (Fortführung KWK-G)....274

Abbildung A3-7 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)....275

Abbildung A3-8 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig, Fortführung KWK-G) 276

Abbildung A3-9 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 2 277

Abbildung A3-10 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 2 (Fortführung KWK-G)....278

Abbildung A3-11 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)....279

Abbildung A3-12 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig, Fortführung KWK-G) 280

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Schätzungen der KWK-Stromerzeugung in Deutschland von 1998 bis 2004 71

Tabelle 2-2 Förderfähige KWK-Strommengen sowie Zuschlagzahlungen der Netzbetreiber an die Anlagen-Betreiber nach KWK-G 2002 bis 2005 75

Tabelle 2-3 Struktur des förderfähigen KWK-Stroms sowie der Zuschläge nach KWK-G 2002 und Anlagenkategorien bis 2005 76

Tabelle 2-4 Erfassung des belastungsfähigen Letztverbrauchs nach KWK-G 2002 bis 2005 77

Tabelle 2-5 Entwicklung der förderfähigen KWK-Strommengen sowie des Finanzvolumens nach KWK-G 2002 bis 2011 78

Tabelle 2-6 Strommengen und Zuschläge nach KWK-G 2002 nach Letztverbrauchergruppen bis 2011 79

Tabelle 2-7 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung im Bereich der allgemeinen Versorgung von 1995 bis 2003 (ohne Fremdbezug) bis 2004 81

Tabelle 2-8 Bruttostromerzeugung in industriellen Stromerzeugungsanlagen in Deutschland von 1992 bis 2004 84

Tabelle 2-9 Stromerzeugung aus industriellen KWK-Anlagen in Deutschland von 1992 bis 2004 86

Tabelle 2-10 Elektrische Leistung industrieller Stromerzeugungsanlagen in Deutschland von 1995 bis 2004 nach Wirtschaftszweigen 86

Tabelle 2-11 Stromerzeugung industrieller Stromerzeugungsanlagen in Deutschland von 1995 bis 2004 nach Energieträgern 87

Tabelle 2-12 Strom- und Wärmeerzeugung in Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe 2002 bis 2004 nach Energieträgern 88

Tabelle 2-13 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe 2002 bis 2004 nach Anlagearten 89

Tabelle 2-14 Strombilanz der industriellen Stromerzeugungsanlagen 2002 bis 2004 90

Tabelle 3-1 Erdgasimportpreise (Grenzübergangswerte) von 1991 bis 2005 101

Tabelle 3-2 Zuschlagzahlungen nach dem KWK-G 2002 110

Tabelle 3-3 Mineralöl-/Erdgas- und Ökosteuersätze für Strom und Heizstoffe 112

Tabelle 3-4: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Deponiegas, Klärgas oder Grubengas betrieben werden (§ 7 EEG) 113

Tabelle 3-5: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Bioenergie betrieben werden, 2004 (§ 8 EEG) 113

Tabelle 3-6 Spezifischer geldwerter Vorteil der KWK-bezogenen Regelungen im Zuteilungsgesetz 2007 116

Tabelle 4-1 Leistung, Stromerzeugung und CO_2-Emissionen der neuen KWK-Anlagen 122

Tabelle 4-2 Hypothetische Emissionen der durch die neuen KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Neuanlagen- Referenzsystem) 123

Tabelle 4-3 Hypothetische Emissionen der durch die neuen KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Bestandsanlagen- Referenzsystem) 124

Tabelle 4-4 Leistung, Stromerzeugung und CO_2-Emissionen der ersetzten KWK-Anlagen 124

Tabelle 4-5 Hypothetische Emissionen der durch die alten KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Neuanlagen-Referenzsystem) 125

Tabelle 4-6 Hypothetische Emissionen der durch die alten KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Bestandsanlagen-Referenzsystem) 125

Tabelle 4-7: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Bioenergie betrieben werden, 2004 127

Tabelle 4-8: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Deponiegas, Klärgas oder Grubengas betrieben werden, 2004 128

Tabelle 4-9: Definition von Brennstoffkategorien 130

Tabelle 4-10: Technologien kleiner KWK-Anlagen und Anzahl anbietender Unternehmen 2004 und 2005 131

Tabelle 4-11: Stromerzeugung in BHKW, die nach KWK-G beziehungsweise EEG gefördert werden können, 2002 – 2004 145

Tabelle 4-12: Wärmeerzeugung in BHKW, die nach KWK-G beziehungsweise EEG gefördert werden können, 2002 – 2004 145

Tabelle 4-13: Energieerzeugung und CO_2-Minderung neuer und modernisierter KWK-Anlagen, Inbetriebnahmen 2002 bis 2005 146

Tabelle 4-14 Vergleich der VKU-Umfrage mit den Daten des IER-Gutachtens 148

Tabelle 4-15 Vergleich der Einspeisemengen nach KWK-G 2002 nach den IER-Angaben und der VDN-Mittelfristprognose (Stand 23.09.2005), 2002 bis 2010 150

Tabelle 4-16 Vergleich der Daten des IER-Gutachtens für die gesamte KWK-Stromerzeugung sowie die nicht geförderten KWK-Strommengen in den vom KWK-G erfassten Anlagen 151

Tabelle 4-17 CO_2-Einsparungen durch KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Referenz- system Strom 152

Tabelle 5-1 Überblick über die wichtigsten Parameter der untersuchten KWK-Anlagen 158

Tabelle 5-2 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 % 163

Tabelle 5-3 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 % 164

Tabelle 5-4 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 % 165

Tabelle 5-5 Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Brennstoffkosten 170

Tabelle 5-6 Die primärenergetischen Vorteile von KWK-Anlagen 171

Tabelle 6-1 Entwicklung der (öffentlichen) Fernwärme in Deutschland von 1990 bis 2004 174

Tabelle 6-2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs Fernwärme 1995 bis 2030 in der Abgrenzung der Energiebilanz nach Sektoren im EWI/Prognos-Referenzszenario 175

Tabelle 6-3 Bruttoleistung und Bruttostromerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks und der Must-run-Anlagen im EWI/Prognos-Referenzszenario in den Jahren 2000 bis 2030 176

Tabelle 6-4 Fernwärmeanteile und Fernwärmepotenziale in den Siedlungstypen 177

Tabelle 6-5 Bestand und Potenziale des Anteils an Nutzenergie, der mit Fernwärme gedeckt wird, im Bereich der Wohngebäude in zeitlicher Entwicklung 178

Tabelle 6-6 Die Szenarien der Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung ...“ im Hinblick auf die Energieversorgungsbeitrage der Kraft-Wärme-Kopplung bis 2050 179

Tabelle 6-7 IST-KWK-Stromerzeugung und Gesamtwärmebedarf 183

Tabelle 6-8 Dampfbedarf und KWK-Strompotenzial in der Industrie nach ausgewählten Branchen 184

Tabelle 6-9 Schätzung des KWK-Strompotenzials in der Industrie 185

Tabelle 6-10 Zusammenfassende Daten aus der VIK-Kesseldatei 186

Tabelle 7-1 Zentrale Parameterannahmen für die berücksichtigten Neubauoptionen auf Basis fossiler Brennstoffe 203

Tabelle 7-2 Variantenrechnungen mit dem Optimierungsmodell 211

Tabelle A1-1: An der Umfrage zum Absatz von kleinen KWK-Anlagen beteiligte Unternehmen 239

Tabelle A1-2: Absatz kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005 240

Tabelle A1-3: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005 240

Tabelle A1-4: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 241

Tabelle A1-5: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 241

Tabelle A1-6: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 241

Tabelle A1-7: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 242

Tabelle A1-8: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 242

Tabelle A1-9: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MWel), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004 242

Tabelle A1-10: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 243

Tabelle A1-11: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004 243

Tabelle A2-1 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 % 244

Tabelle A2-2 Variable Stromerzeugungskosten neuer und modernisierter sowie alter Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 % 245

Tabelle A2-3 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 % 252

Tabelle A2-4 Variable Stromerzeugungskosten neuer und modernisierter sowie alter Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 % 253

Tabelle A2-5 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %.....260

Tabelle A2-6 Variable Stromerzeugungskosten neuer und modernisierter sowie alter Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %.....261

1 Vorbemerkungen

Mit ihrem Beschluss vom 18. Oktober 2000 hat die Bundesregierung die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu einem zentralen Element ihres Klimaschutzprogramms erklärt. Über die Ausweitung des KWK-Einsatzes sollte für den Zeitraum bis 2010 ein Minderungsbeitrag von 23 Mio. t CO_2 (im Vergleich zum Basisniveau von 1998) erbracht werden, wobei als Hintergrund dafür die Verdoppelung der KWK-Stromproduktion angenommen worden war.

Um dies zu erreichen, war ursprünglich eine umfassende Quotenregelung für den KWK-Ausbau vorgesehen. Mit dem dazu geplanten Ausbaugesetz sollte zugleich das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 12. Mai 2000 abgelöst werden, bei dem es lediglich um eine Soforthilfe zur Sicherung des Bestandes der öffentlichen KWK ging. Hintergrund dieser gesetzlichen Maßnahmen war die Tatsache, dass sich im Gefolge der Liberalisierung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von KWK-Anlagen so weit verschlechtert hatten, dass Anlagen teilweise bereits stillgelegt wurden und ein weiterer Abbau drohte.

An Stelle der vorgesehenen Quotenregelung zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist im Ergebnis eines schwierigen und konfliktreichen politischen Prozesses ein Paket aus der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO_2-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000“ (im folgenden KWK-V, paraphiert am 25. Juni 2001, unterzeichnet am 19. Dezember 2003) und dem "Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)" vom 19. März 2002 (im folgenden KWK-G) gekommen.

Die Vereinbarung enthält die Zusage, dass im Rahmen der allgemeinen Klima-Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft vom 9. November 2000

„...zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der unterzeichnenden Wirtschaft/Energiewirtschaft Einvernehmen [besteht], daß ... durch die Energiewirtschaft eine Emissionsreduktion von insgesamt bis zu 45 Mio. t CO_2/Jahr bis zum Jahr 2010 erreicht wird. Dieser Beitrag soll durch Erhalt, Modernisierung und Zubau von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (einschließlich kleiner Blockheizkraftwerke (BHKW) und der Markteinführung von Brennstoffzellen) mit einem Minderungsziel (Basis 1998) von insgesamt möglichst 23 Mio. t CO_2/Jahr, jedenfalls nicht unter 20 Mio. t CO_2/Jahr in 2010 erreicht werden. Des weiteren soll eine CO_2-Minderung bis zu 25 Mio. t/Jahr in 2010 über andere Maßnahmen erfolgen ...“

Die in der Anlage „KWK/ Nah- und Fernwärme/ BHKW und Brennstoffzellen“ der KWK-V spezifizierten Maßnahmen sollen bis zum Jahr 2010 einen CO_2-Minderungsbeitrag von möglichst 23 Mio. t CO_2, mindestens aber 20 Mio. t CO_2 p.a. erbringen:

1. Planung, Errichtung und Betrieb neuer KWK-Anlagen
   (marktgetriebener Zubau ohne weitere Fördermaßnahmen)
2. Erneuerung bestehender KWK-Anlagen
   (Modernisierung mit Förderung im Rahmen eines Bundesgesetzes)
3. Förderung von Blockheizkraftwerken bis zu 2 MW und Brennstoffzellen
   (im Rahmen eines Bundesgesetzes)
4. Erhöhte Wärmeabgabe in Nah- und Fernwärmenetze
   (ohne weitere Fördermaßnahmen)

Das am 1. April 2002 in Kraft getretene KWK-G dient vor allem der Umsetzung der Punkte 2 und 3 der KWK-V. Das Ziel dieses Gesetzes, das sich im Wesentlichen auf eine Bestandssicherung mit dem Anreiz zur Modernisierung beschränkt und einen expliziten Ausbau lediglich bei kleinen KWK-Anlagen und bei Brennstoffzellen vorsieht, wird in § 1 Abs. 1 KWK-G spezifiziert:

„Bis zum Jahr 2005 soll im Vergleich zum Basisjahr 1998 durch Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung eine Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland in einer Größenordnung von 10 Millionen Tonnen und bis zum Jahr 2010 von insgesamt bis zu 23 Millionen Tonnen, mindestens aber 20 Millionen Tonnen, erzielt werden.“

Schon im Vorfeld der Diskussion um dieses Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz waren Zweifel daran geäußert worden, dass damit das ursprünglich verfolgte Emissionsminderungsziel erreicht werden könne. Auch in diesem Kontext wurde ein Monitoring vorgesehen, das bis Ende 2004 eine Zwischenüberprüfung über die Erreichung der im KWK-G für 2005 und 2010 genannten Ziele vornehmen sollte. Sollten nach dem Ergebnis dieser Zwischenüberprüfung die genannten Ziele und Vorgaben nicht erreicht werden, sind von der Bundesregierung geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung vorzuschlagen. (§ 12 Abs. 1 2. Satz KWK-G).

Vor dem Hintergrund dieser Ausgangslage beauftragte das Umweltbundesamt das DIW Berlin und das Öko-Institut mit dem Vorhaben „Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO_2-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)“, mit dem das Ziel verfolgt wird,

- die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung und der sie beeinflussenden wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen zeitnah zu analysieren,
- die direkten und indirekten Auswirkungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und dessen Praktikabilität zu bewerten und mögliche Fehlentwicklungen zu identifizieren,
- die mittel- und längerfristige Potenziale für den Einsatz von KWK-Anlagen der verschiedenen Anlagenklassen sowie die damit verbundenen Emissionsminderungspotenziale zusammen zu stellen sowie
- Empfehlungen für eine zielführende Ausgestaltung von Instrumenten zur Förderung der KWK zu entwickeln.

Der hier vorgelegte Endbericht gliedert sich in insgesamt acht Kapitel, in denen nach den Vorbemerkungen in diesem Kaptel die folgenden Themen behandelt werden:

- Im zweiten Kapitel soll zunächst ein statistischer Überblick über die bisherige Entwicklung und den derzeitigen Stand (bis 2004) der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gegeben werden.
- Das dritte Kapitel untersucht die allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf eine Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit der Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei soll insbesondere auf die Veränderungen der wichtigsten wirtschaftlichkeitsbestimmenden Faktoren eingegangen sowie eine erste Einschätzung der wirtschaftlichen Gesamtsituation der KWK vorgenommen werden. Mit Blick auf die politischen Rahmenbedingungen soll außer auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz selbst auch eingegangen werden auf die KWK relevanten Bestimmungen bei der Ökosteuer, beim Erneuerbare Energien Gesetzt (EEG), beim Nationalen Allokationsplan 2005-2007 sowie auf die im Februar 2004 verabschiedete KWK-Richtlinie der EU.
- Im vierten Kapitel liegt der Schwerpunkt der Untersuchung auf der Beurteilung der Wirksamkeit des KWK-G im Hinblick auf dessen emissionsseitigen Zielerfüllungsbeitrag. Hierzu wird im Wesentlichen auf Unternehmensbefragungen, vor allem im Bereich der Stadtwerke, sowie auf eine BHKW-Umfrage zurückgegriffen. Ergänzend wird der Einfluss des KWK-G auf die industrielle KWK-Stromerzeugung herausgearbeitet.
- Während im dritten Kapitel vor allem die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der bestehenden KWK-Anlagen diskutiert werden, steht im Mittelpunkt des fünften Kapitels die konkrete Analyse der Wirtschaftlichkeit von unterschiedlichen Typen von neuen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die daraus zu ziehenden, verallgemeinerungsfähigen Schluss-

folgerungen für die wirtschaftliche Bewertung neuer Anlagen erlauben auch eine erste Antwort auf die Frage nach der Förderungsbedürftigkeit der KWK.

- Kapitel sechs befasst sich mit den mittel- und längerfristigen Potentialen sowie mit den Hemmnissen gegenüber dem Einsatz von KWK-Anlagen. In einem Exkurs soll dabei auf die Ergebnisse des aktuellen Referenzszenarios eingegangen werden, die vor Kurzem vom Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln und der Prognos AG im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit vorgelegt worden sind. Ein Überblick über vorliegende Schätzungen der KWK-Potenziale sowie über die vielfältigen Hemmnisse, denen sich der Ausbau der KWK gegenübersieht, rundet dieses Kapitel ab.
- Im Kapitel sieben werden die im Rahmen dieses Vorhabens erarbeitete Modellsimulationen für die unter wirtschaftlichen Aspekten zu erwartende Entwicklung der KWK in Abhängigkeit von verschiedenen Rahmenbedingungen und politischen Rahmensetzungen mit ihren Annahmen und Ergebnissen vorgestellt.
- Vor dem Hintergrund der in diesem Vorhaben entwickelten Ergebnisse werden schließlich im achten Kapitel Empfehlungen mit Blick auf die weiteren Fördernotwendigkeiten und -möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung diskutiert. Dabei werden einerseits Möglichkeiten der Novellierung im Rahmen des bestehenden KWK-G als auch ein denkbarer Systemwechsel etwa zu einem Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten angesprochen.

Für die hier vorliegende Studie wurde eine Vielzahl von Daten aus der amtlichen Statistik, aus Verbandsstatistiken und aus Einzelerhebungen zusammengestellt und ausgewertet. Sofern auf Einzelauswertungen zurückgegriffen wird, werden die entsprechenden Quellen spezifisch genannt. Bei der amtlichen Statistik sowie bei den Verbandstatistiken werden die jeweiligen Periodika bzw. die Internet-Bezugsadressen[1] aufgeführt. Auf diese Daten wird mit dem Aktualitätsstand vom Frühjahr 2006 Bezug genommen.

[1] Teilweise handelt es sich bei den elektronisch bezogenen Daten um kostenpflichtige Informationsangebote, die nicht frei verfügbar sind.

2 Zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland

2.1 Zur Datenbasis

Die statistische Datenbasis zur Erfassung der Kraft-Wärme-Kopplung und speziell der KWK-Stromerzeugung im Sinne des Regelwerks der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW), Arbeitsblatt FW 308, weist erhebliche Lücken auf. Vorab sei darauf hingewiesen, dass die Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nicht zur Verfügung standen. Dies ist umso bedauerlicher als dem BAFA, das die für die Erteilung von Zulassungen für KWK-Anlagen im Rahmen des KWK-G zuständige Stelle ist, zugleich auch die Auswertung der mit der Erzeugung des KWK-Stroms in Zusammenhang stehenden Daten obliegt. Die vom BAFA an das Statistische Bundesamt gelieferten Daten dienen dort lediglich nachrichtlichen Zwecken und sind für Dritte nicht zugänglich. Daher konnte bei den folgenden Angaben nur auf die nachstehenden Datenquellen zurückgegriffen werden, die in den nachfolgenden Abschnitten näher beschrieben werden:

- In den von der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.* für die Bundesrepublik Deutschland regelmäßig veröffentlichten Energiebilanzen bzw. in den dazu gehörigen - aktuelleren - Auswertungstabellen liegen Angaben über die Entwicklung der Fernwärme der allgemeinen Versorgung nach energieträgerstrukturiertem Aufkommen und nach sektorstrukturierter Verwendung vor. Ein gesonderter Ausweis der KWK-Stromerzeugung ist damit allerdings nicht verbunden.
- In der vom *Statistischen Bundesamt* jährlich veröffentlichten Fachserie 4/Reihe 6.4.: „Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe“ wird die industrielle KWK-Stromerzeugung erst von 2002 an gesondert ausgewiesen. Für die Vorjahre wird lediglich die industrielle Stromerzeugung insgesamt genannt.
- In der vom *Statistischen Bundesamt für die allgemeine Versorgung* veröffentlichten Daten zur Stromerzeugung (Erhebungsbogen 066K) mit gesondertem Ausweis für die Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung für die Jahre 2003 und 2004.
- Die *AGFW-Hauptberichte* (jährliche Veröffentlichungen) enthalten Angaben über die Stromerzeugung in KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung. Diese Angaben, die auf freiwilligen Umfragen in den Mitgliedsunternehmen beruhen, stellen allerdings keine vollständige Erfassung dar. Zusätzlich ausgewiesen wird die zum Fremdbezug aus Heizkraftwerken zugehörige (geschätzte) Stromerzeugung.
- Angaben und Schätzungen der *VIK*, veröffentlicht in den jeweiligen VIK-Jahresstatistiken auf der Grundlage der Angaben des Statistischen Bundesamtes.

- Der *Verband der Netzbetreiber* (VDN) veröffentlicht Daten über die förderfähigen KWK-Strommengen (also die Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung).
- Angaben des *Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER)* im Rahmen der „Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes" im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) vom Juli 2005; für die (anders als in der hier vorgelegten Untersuchung) auch unmittelbar die Daten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) genutzt werden konnten.
- Erhebungen von *Eurostat* über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der EU im Jahr 2002.

Festzustellen ist allerdings, dass nach wie vor keine Konsistenz zwischen den einzelnen Datenquellen besteht und aufgrund der mangelhaften Datenlage auch nicht herstellbar ist. Dies hat verschiedene Ursachen:

- Teilweise werden unterschiedliche Berichtskreise (die zudem noch – wie bei den AGFW-Hauptberichten – von Jahr zu Jahr wechseln) erfasst,
- wegen unterschiedlicher Abschneidegrenzen werden kleine Anlagen vielfach gar nicht erhoben (z.B. werden vom Statistischen Bundesamt nur Anlagen mit einer Leistung von 1 MW und mehr berücksichtigt),
- unsicher ist, ob der KWK-Strom methodisch tatsächlich durchgängig nach eindeutigen Kriterien (z.B. nach FW 308) berichtet wird oder ob in den Angaben – sei es wegen unterschiedlicher methodischer Abgrenzungen oder wegen unterschiedlicher Interpretationen bei den Bericht erstattenden Unternehmen – auch größere Mengen Kondensationsstrom enthalten sind,
- Inkonsistenzen und Fehler schon bei der Beantwortung amtlicher Fragebögen etc.

Daher sind die folgenden Angaben eher als Anhaltswerte, denn als statistisch abgesicherte Daten anzusehen. Es bleibt abzuwarten, ob sich diese – statistisch äußerst unbefriedigende - Situation im Zuge der mit dem Energiestatistikgesetz gewonnenen Erfahrungen verbessern wird.

2.2 Statistische Angaben zur KWK im Überblick

Aus den genannten Quellen ergibt sich das in Tabelle 2-1 zusammengefasste Bild. Noch nicht verfügbar waren die Angaben, die die Deutsche Emissions-Handelsstelle (DEHSt) über die dem Emissionshandel unterliegenden KWK-Anlagen erfasst hat.[2]

Tabelle 2-1 Schätzungen der KWK-Stromerzeugung in Deutschland von 1998 bis 2004

Quellen/Berichtskreis	Spalte	Einheit	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Statistisches Bundesamt/VIK: Industrie, insgesamt[1)]	1	TWh_{brutto}	28,2	25,3	25,5	26,0	24,7	25,4	24,7
	2	TWh_{netto}	26,3	23,5	23,7	24,2	23,0	23,5	22,9
AGFW-Unternehmen[2)] (a)	3	TWh_{netto}	28,1	28,2	29,3	28,4	28,7	29,6	29,1
AGFW-Unternehmen[2)] (b)	4	TWh_{netto}	1,8	2,0	2,0	5,8	4,6	5,3	4,7
Summe AGFW[2)]	5=3+4	TWh_{netto}	29,9	30,1	31,3	34,2	33,3	34,9	33,8
Summe Industrie + Allgemeine Versorgung	6=2+3	TWh_{netto}	54,3	51,7	53,0	52,6	51,6	53,2	52,0
	7=2+5	TWh_{netto}	56,1	53,6	55,0	58,4	56,3	58,4	56,7
Statistisches Bundesamt: Allgemeine Versorgung	8	TWh_{netto}						50,3	52,4
Statistisches Bundesamt: Industrie + Allgemeine Vers.	9=2+8	TWh_{netto}						73,8	75,3
VDN: Förderfähige KWK-Strommengen	10	TWh_{netto}						52,4	54,9
Nachrichtlich: IER-Angaben[3)]	11	TWh_{netto}	53	51	52	54	58	63	63
Nachrichtlich: IER-Angaben[4)]	12	TWh_{netto}					37,0	58,4	57,2

1) Angaben für 1995 bis 2001 nach Schätzungen des VIK zur KWK-Bruttoerzeugung; die Nettoerzeugung für diese Jahre wird hier mit einem Eigenverbrauchsanteil von 7% geschätzt; von 2002 an wird nur die Nettostromerzeugung ausgewiesen; die Bruttowerte werden in diesem Fall entsprechend der Relation der gesamten industriellen Bruttostromerzeugung zur gesamten industriellen Nettostromerzeugung differenziert nach Einsatzbrennstoffen geschätzt.- 2) Soweit bei den Umfragen der AGFW erfasst, (a) Stromerzeugung aus eigenen KWK-Anlagen, (b) Fremdbezug von KWK-Strom.- 3) Angaben geschätzt auf der Basis des in der IER-"Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes", Schlussbericht, Juli 2005, in Abbildung 2-1 dargestellten Balkendiagramms.- 4) Vom KWKG erfasste Anlagen nach IER (Juli 2005), Tab. 5-2. Angaben für 2002 ab April.

Quellen: Statistisches Bundesamt; AGFW; VDN; IER. (2005), Berechnungen des VIK

Folgt man den Angaben vom Statistischen Bundesamt zur industriellen KWK und der AGFW zum Bereich der allgemeinen Versorgung (ohne Fremdbezug), so summiert sich die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2004 auf rund 52 TWh (netto) einschließlich des Fremdbezugs von AGFW-Unternehmen ergeben sich knapp 57 TWh (netto). Bemerkenswert ist die Tatsache, dass sich danach das Niveau der KWK-Stromerzeugung seit 1998 kaum verändert hat; in der

[2] Aus dem Zuteilungsverfahren zur Pilotphase des EU-Emissionshandelssystems ist nur eine summarische Angabe für die auf Basis der Netto-KWK-Stromproduktion vorgenommenen Sonderzuteilungen bekannt. Angesichts der komplizierten Zuteilungsgrundlagen (teilweise auf Grundlage historischer Daten für unterschiedliche Basisperioden, teilweise auf Grundlage prognostizierter Produktionswerte) ist ohne weitere Differenzierung der DEHSt-Daten ein Vergleich bzw. eine Bewertung nicht möglich.

Industrie war es im Jahr 2004 sogar niedriger und im Bereich der AGFW nur geringfügig höher als 1998. In der Summe stimmt das Ergebnis für 2004 vergleichsweise gut mit den Angaben des VDN überein, der für dieses Jahr eine förderfähige KWK-Strommenge von knapp 55 TWh (netto) ausweist. Über diesen Werten liegen die Schätzungen des IER, das für 2004 eine gesamte KWK-Stromerzeugung von etwa 63 TWh (netto) und eine Stromerzeugung in den vom KWKG erfassten Anlagen von gut 57 TWh (netto) angibt. Eurostat wiederum nennt für das Jahr 2002 eine KWK-Stromerzeugung von knapp 56 TWh (netto) (für dieses Jahr geht das IER von etwa 58 TWh (netto) aus).

Da der KWK-Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, in den VDN-Angaben nicht enthalten ist, müsste die gesamte KWK-Strommenge tatsächlich entsprechend höher ausfallen. Dafür spricht im Übrigen auch die (prinzipielle) Untererfassung bei der AGFW-Erhebung. Um welche Größenordnung es sich dabei handeln könnte, ist allerdings nicht klar. Folgte man der IER-Schätzung, wonach die gesamte KWK-Stromerzeugung im Jahr 2004 um reichlich 6 bis 11 TWh höher war als sich aus den Industrie- und AGFW-Daten (einschließlich Fremdbezug) ergibt, so könnte es sich hier möglicherweise um die Größenordnung der von der AGFW nicht erfassten KWK-Stromerzeugung handeln.

Ein gewisser Teil der nicht erfassten KWK-Stromerzeugung könnte auch auf die kleinen, nicht über das KWK-G geförderten KWK-Anlagen erklärt werden. Nach einer BHKW-Umfrage des Öko-Instituts bei Herstellern wurden in den Jahren 2002 und 2003 insgesamt 262 MW dieser Anlagen im Inland abgesetzt. Unterstellt man deren Betrieb über das gesamte Jahr 2003 hinweg mit 5000 Benutzungsstunden, so errechnet sich allerdings nur eine maximale Stromerzeugung von rund 1,3 TWh.

Die genannte Stromerzeugungsdifferenz wundert auch weniger als die Tatsache, dass IER für die Jahre von 1998 bis 2004 von einer Steigerung der KWK-Stromerzeugung um 10 TWh, also immerhin um fast ein Fünftel, ausgeht. Dies steht aber in deutlichem Widerspruch zu den Trends, die sich sowohl für die Industrie als auch für den Bereich der allgemeinen Versorgung aus Tabelle 2-1 erkennen lassen. Es ist auch angesichts der bekannten Modernisierungsaktivitäten im KWK-Anlagenbestand wenig wahrscheinlich, dass sich aufgrund der KWK-G-Förderung schon bis zum Jahr 2003 eine zusätzliche KWK-Stromerzeugung in dem genannten Ausmaß ergeben haben sollte. Insgesamt erscheint danach die vom IER ausgewiesene Ausweitung wenig plausibel. Hinweise zum methodischen Vorgehen und zur Detaillierung der Datenbasis (wie und in welcher Qualität die nach Bekunden des IER je Einzelanlage erfassten Daten ermittelt worden sind) fehlen, so dass eine fundierte Bewertung dieses Datenmaterials nicht möglich ist.

Für eine höhere KWK-Stromerzeugung als für die Industrie und von AGFW ausgewiesen, sprechen freilich auch die Angaben des Statistischen Bundesamtes zur KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung (lt. Erhebungsbogen 066K) in Höhe von immerhin rund 50 TWh 2003 und reichlich 52 TWh 2004. Zusammen mit der entsprechenden Erzeugung der industriellen KWK-Anlagen würde sich daraus sogar ein Erzeugungsniveau von knapp 74 TWh (2003) bzw. gut 75 TWh (2005) errechnen. Allerdings dürften in den Angaben zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung in der allgemeinen Versorgung noch erhebliche Mengen an Kondensationsstrom enthalten sein, die das Bild deutlich nach oben verzerren.

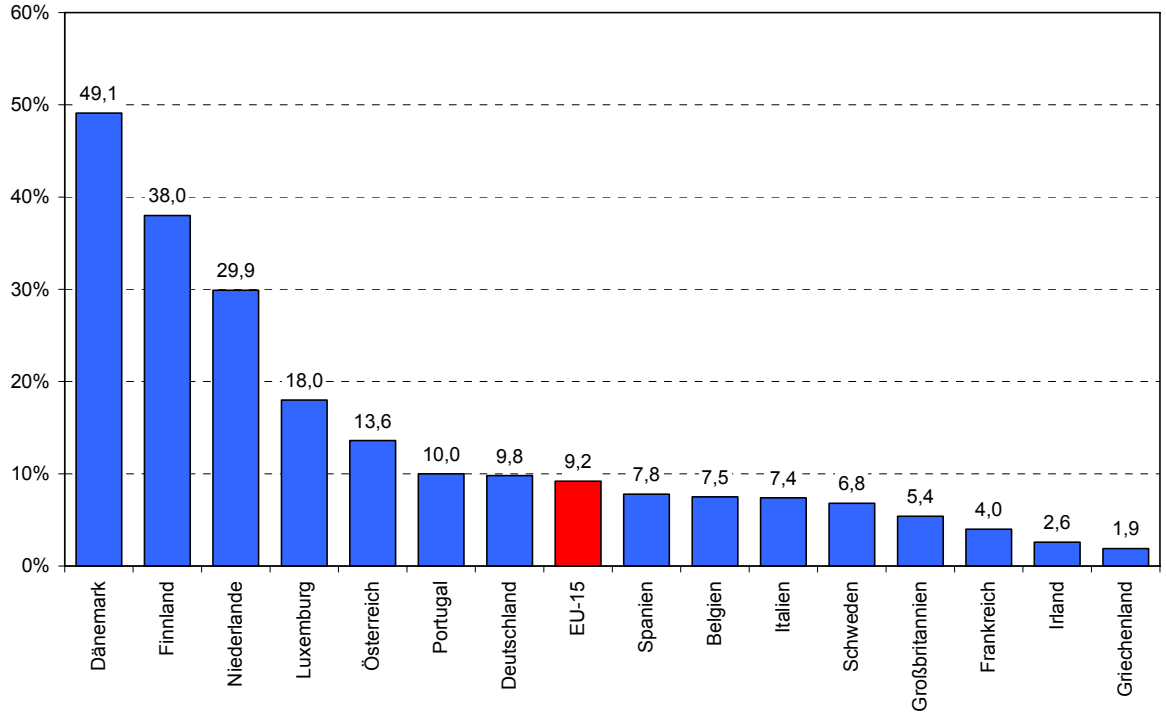
Vor diesem Hintergrund eine eindeutige Aussage über den Umfang der KWK-Stromerzeugung in Deutschland zu treffen, erscheint als außerordentlich problematisch. Bisher ist die tatsächliche KWK-Stromerzeugung in Deutschland offenkundig nur in Bandbreiten anzugeben: Fasst man für das Jahr 2004 die Angaben der AGFW für die KWK-Stromerzeugung aus eigenen KWK-Anlagen mit 29,1 TWh und für die zum Fremdbezug aus Heizkraftwerken zugehörige Stromerzeugung mit 4,7 TWh zusammen, so ergibt sich für den Bereich der allgemeinen Versorgung eine KWK-Stromerzeugung in Höhe von rund 34 TWh; zusammen mit den Angaben des Statistischen Bundesamtes zur KWK-Stromerzeugung in Industriekraftwerken in Höhe von 22,9 TWh errechnet sich eine Nettostromerzeugung in KWK von knapp 57 TWh.

Bezogen auf die vom Statistischen Bundesamt ausgewiesene Nettostromerzeugung im Jahr 2004 in Höhe von etwa 543 TWh (498,8 TWh allgemeine Versorgung sowie 44,2 TWh industrielle Stromerzeugung) würde dies einem Anteil von rund 10,5 % ausmachen.

Mit diesen Anteilen liegt Deutschland europaweit (EU-15) etwa im Mittelfeld (Abbildung 2-1).

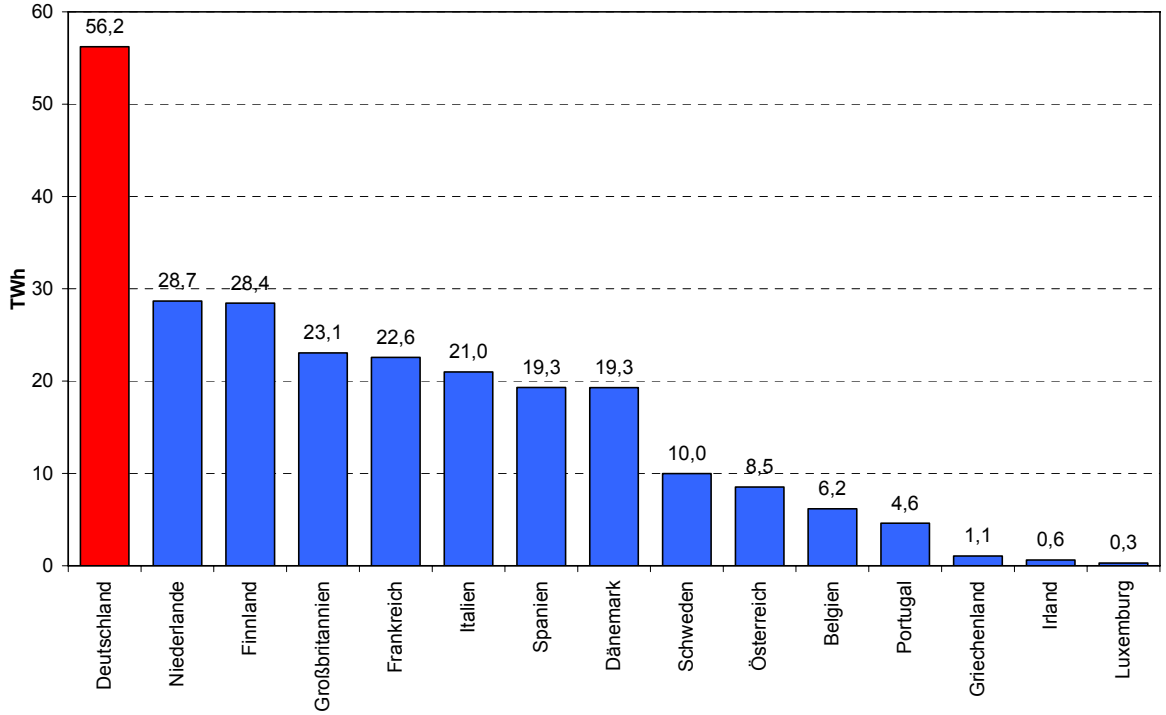
Nach Erhebungen von Eurostat für das Jahr 2002 (Eurostat 2005) betrug der KWK-Anteil damals im Durchschnitt aller EU-15 Mitgliedstaaten etwas mehr als 9 % und in Deutschland knapp 10 %; eine wesentlich größere Bedeutung hat die KWK dagegen in Dänemark (Anteil: 49 %), in Finnland (38 %) und in den Niederlanden (30 %); von den größeren EU-Ländern spielt dagegen die KWK nur eine untergeordnete Rolle in Großbritannien (5,4 %) und Frankreich (4 %). Erwähnt sei, dass nach den Eurostat-Angaben das absolute Niveau der KWK-Stromerzeugung in Deutschland mit rund 56 TWh doppelt so hoch ist wie bei den beiden nächstgroßen KWK-Produzenten Niederlande und Finnland (mit reichlich 28 %) (Abbildung 2-2).

Abbildung 2-1 Anteil der KWK-Stromerzeugung an der jeweiligen Stromerzeugung insgesamt in der EU-15, 2002



Quelle: Eurostat 2006.

Abbildung 2-2 Absolute KWK-Stromerzeugung in der EU-15, 2002



Quelle: Eurostat 2006.

Im Folgenden sollen weitere statistische Details auf der Basis der Angaben der VDN, der AGFW zur KWK in der allgemeinen Versorgung sowie des Statischen Bundesamtes zur industriellen KWK skizziert werden.

2.3 Angaben nach den Abrechnung des Verbandes der Netzbetreiber (VDN)

Seitens des Verbands der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW werden regelmäßig die Daten über die förderfähigen KWK-Strommengen veröffentlicht. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den förderfähigen KWK-Strommengen nicht um die KWK-Stromerzeugung, sondern um die Einspeisung von KWK-Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung mit Elektrizität handelt.

Die entsprechenden Angaben liegen bisher für das „Rumpfjahr“ 2002 (vom 1.4.2002 bis zum 31.12.2002) sowie für die Jahre 2003 bis 2005 vor (Tabelle 2-2; nachrichtlich sind in dieser Tabelle auch die nach dem KWK-Gesetz aus dem Jahr 2000 geförderten KWK-Strommengen für die Zeit vom 01.01.2002 bis zum 31.03.2002 ausgewiesen).

Tabelle 2-2 Förderfähige KWK-Strommengen sowie Zuschlagzahlungen der Netzbetreiber an die Anlagen-Betreiber nach KWK-G 2002 bis 2005

Kat.	Anlagenkategorie	Förderfähiger KWK-Strom								Zuschläge			
		1.4 bis 31.12.2002		2003		2004		2005		1.4 bis 31.12. 2002	2003	2004	2005
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Mio. Euro			
1	**Alte Bestandsanlagen** (Inbetriebnahme bis zum 31.12.1999)	13815	44,4	15503	29,6	16022	29,2	14429	24,5	211,4	237,2	221,1	199,1
2	**Neue Bestandsanlagen** (Inbetriebnahme einer neuen Anlage oder einer mit mindestens 50 % Kostenaufwand modernisierten Anlage zwischen 01.01.1990 und 31.03.2002)	16920	54,4	36290	69,2	36547	66,6	35550	60,5	258,9	555,2	504,4	490,6
3	**Modernisierte Anlagen** (alte Bestandsanlage, modernisiert und zwischen 01.04.2002 und 31.12.2005 wieder in Dauerbetrieb genommen)	320	1,0	484	0,9	1947	3,5	8238	14,0	5,6	8,4	33,8	139,2
4	**Neue kleine KWK-Anlagen** (größer 50 kW_{el} bis zu 2 MW_{el}) (Inbetriebnahme ab 01.04.2002) und bis zu 50 kW_{el} (Inbetriebnahme nach dem 31.12.2005)	30	0,1	113	0,2	283	0,5	432	0,7	0,7	2,9	6,8	10,4
5a	**Neue kleine KWK-Anlagen bis 50 kWel** (Inbetriebnahme zwischen 01.04.2002 und 31.12.2005)	15	0,0	58	0,1	74	0,1	124	0,2	0,7	2,9	3,8	6,3
5b	**Neue Brennstoffzellen** (Inbetriebnahme ab 01.04.2002)	0	0,0	2	0,0	4	0,0	6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
Summe		31100	100,0	52450	100,0	54877	100,0	58779	100,0	477,2	806,8	770,1	845,9
	Nachrichtlich: Abrechnung nach **KWK-G alt** für die Periode 01.01. bis 31.03.2002	18223	xxx							187,7			
*) Aus der jeweiligen Jahresabrechnung (für 2005 Stand: 24.05.2006). Abweichungen in den Summen rundungsbedingt-													

Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

- Im ersten Quartal 2002 wurde KWK-Strom in Höhe von 18,2 TWh mit Zuschlägen in Höhe von knapp 188 Mio. € gefördert; in den übrigen drei Quartalen nach dem KWK-G 2002 waren es 31,1 TWh mit Zuschlägen von 477 Mio. €; zusammen also im Jahre nahezu 50 TWh bzw. 665 Mio. €.

- Für Jahr 2003 wurde insgesamt eine förderfähige KWK-Strommenge in Höhe von knapp 52,5 TWh mit Zuschlägen von etwa 807 Mio. € ausgewiesen.

- Im Jahr 2004 war der förderfähige KWK-Strom mit knapp 55 TWh um 4,6 % höher als 2003; wegen der 2004 bereits einsetzenden Degression der Zuschläge gingen die Zuschläge gleichzeitig aber um 4,5 % auf 770 Mio. € zurück.

- Im Jahr 2005machte der förderfähige KWK-Strom knapp 59 TWh. Das bedeutet eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr um gut 7 %. Da sich die Struktur des förderfähigen KWK-Stromes zugunsten der modernisierten Anlagen mit spezifisch höheren Zuschlägen veränderte, stiegen die absoluten Zuschläge sogar um fast 10 % auf 846 Mio. €.

- In den Jahren 2003 wie 2004 entfiel der mit Abstand größte Teil des KWK-Stroms und der Zuschläge (rund zwei Drittel) auf die Förderung von sog. neuen Bestandsanlagen und nahezu 30 % auf die alten Bestandsanlagen. Der Anteil modernisierter Anlagen lag unter 5 % und derjenige in den Kategorien der neuen Anlagen jeweils unterhalb von einem Prozent. Erst 2005 änderte sich die Struktur leicht, vor allem zugunsten der modernisierten Anlagen (Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3 Struktur des förderfähigen KWK-Stroms sowie der Zuschläge nach KWK-G 2002 und Anlagenkategorien bis 2005

Kat.	Anlagenkategorie	Struktur des förderfähigen KWK-Stroms in %				Struktur der Zuschläge in %			
		1.4 bis 31.12. 2002	2003	2004	2005	1.4 bis 31.12.2002	2003	2004	2005
1	Alte Bestandsanlagen	44,4	29,6	29,2	24,5	44,3	29,4	28,7	23,5
2	Neue Bestandsanlagen	54,4	69,2	66,6	60,5	54,2	68,8	65,5	58,0
3	Modernisierte Anlagen	1,0	0,9	3,5	14,0	1,2	1,0	4,4	16,5
4	Neue kleine KWK-Anlagen	0,1	0,2	0,5	0,7	0,1	0,4	0,9	1,2
5a	Neue kleine KWK-Anlagen bis 50 kWel	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,4	0,5	0,7
5b	Neue Brennstoffzellen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

*) Aus der jeweiligen Jahresabrechnung (für 2005 Stand: 24.05.2006). Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

- Die spezifische Belastung der Letztverbraucher durch die Förderung nach dem KWK-G belief sich im Mittel aller Letztverbraucherkategorien im Jahr 2005 auf 0,171 ct/kWh. Da die spezifische Belastung für die stromintensive Industrie mit einer Strommenge von mehr

als 100 MWh (Kategorie C) auf 0,025 ct/kWh und für alle übrigen Verbraucher mit einer Strommenge von ebenfalls mehr als 100 MWh (Kategorie B) mit 0,05 ct/kWh festgelegt wurde, ergibt sich für alle anderen Letztverbraucher (Kategorie A) eine spezifische Belastung von 0,341 ct/kWh (Tabelle 2-4).

Tabelle 2-4 Erfassung des belastungsfähigen Letztverbrauchs nach KWK-G 2002 bis 2005

Kat.	Letztverbrauchs-kategorie	Strommenge				Zuschlag							
		1.4 bis 31.12. 2002	2003	2004	2005	1.4 bis 31.12. 2002	2003	2004	2005	1.4 bis 31.12. 2002	2003	2004	2005
		GWh				Mio. Euro				ct/kWh			
A	Strommenge bis zu 100.000 kWh aller Letztverbraucher	153298	209290	210002	211112	387,6	685,0	647,1	720,8	0,253	0,327	0,308	0,341
B	Strommenge oberhalb 100.000 kWh, nicht Kategorie C	165385	224696	217782	217044	82,7	112,3	108,9	108,5	0,050	0,050	0,050	0,050
C	Strommenge oberhalb 100.000 kWh, stromintensive Industrie	28183	37712	56677	65994	7,0	9,4	14,2	16,5	0,025	0,025	0,025	0,025
Summe		346866	471698	484461	494150	477,3	806,8	770,1	845,9	0,138	0,171	0,159	0,171
Nachrichtlich: Abrechnung nach **KWK-G alt** für die Zeit vom 01.01.-31.03.2002		95256				187,7				0,197			
*) Aus der jeweiligen Jahresabrechnung (für 2005 Stand: 24.05.2006). Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.													

Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

Folgt man den Vorausschätzungen des VDN vom September 2005, so ist aufgrund des begrenzten Förderzeitraums und der degressiv ausgestalteten Zuschlagsätze für die förderfähigen KWK-Strommengen wie für die entsprechenden Finanzvolumina bis zum Jahr 2011 eine deutliche Abnahme zu erwarten. Im Einzelnen ergibt sich folgendes Bild (Tabelle 2-5 und Abbildung 2-3):

- Nach Schätzungen der VDN werden die förderfähigen Strommengen im Jahr 2006 mit 63,3 TWh ihren Höhepunkt erreichen; im Jahr 2010 werden es nur noch etwa 14 TWh und im Jahr 2011 lediglich 0,3 TWh sein. Kumuliert ergibt sich eine Strommenge von ungefähr 425 TWh.
- Die Zuschläge werden ebenfalls deutlich zurückgehen und im Jahr 2010 bei rund 245 Mio. € liegen, im Jahr 2011 werden sie nur noch knapp 18 Mio. € betragen; die kumulierten Zuschläge werden mit rund 5,6 Mrd. € berechnet. Damit würde der politisch angestrebte (wenn auch gesetzlich nicht fixierte) maximale Förderbetrag von 8,7 Mrd. DM – entsprechend knapp 4,5 Mrd. € – deutlich überschritten.

- Von dem kumulierten Finanzvolumen entfallen rund drei Viertel auf die Förderung der alten und neuen Bestandsanlagen (Kategorien 1 und 2) und nur etwa ein Fünftel auf modernisierte Anlagen (Kategorie 3). Der Anteil der neuen kleinen KWK-Anlagen (Kategorie 4 und 5a) und der Brennstoffzellen (Kategorie 5b) beträgt zusammen genommen lediglich 4 %.

Bezogen auf die Struktur des kumulierten Finanzvolumens nach Letztverbraucherkategorien zeigt sich, dass die Gruppe A, also diejenige, bei der anders als in den Gruppen B (0,05 ct/kWh) und C (0,025 ct/kWh) die spezifische Belastung nicht fixiert ist, insgesamt mit 4,5 Mrd. € bzw. 80 % belastet ist, während die Finanzvolumina für die stromintensive Industrie (Gruppe C) über den gesamten Zeitraum von 2002 bis 2011 kaum 120 Mio. € und das der Gruppe B etwa 950 Mio. € ausmachen (Tabelle 2-6).

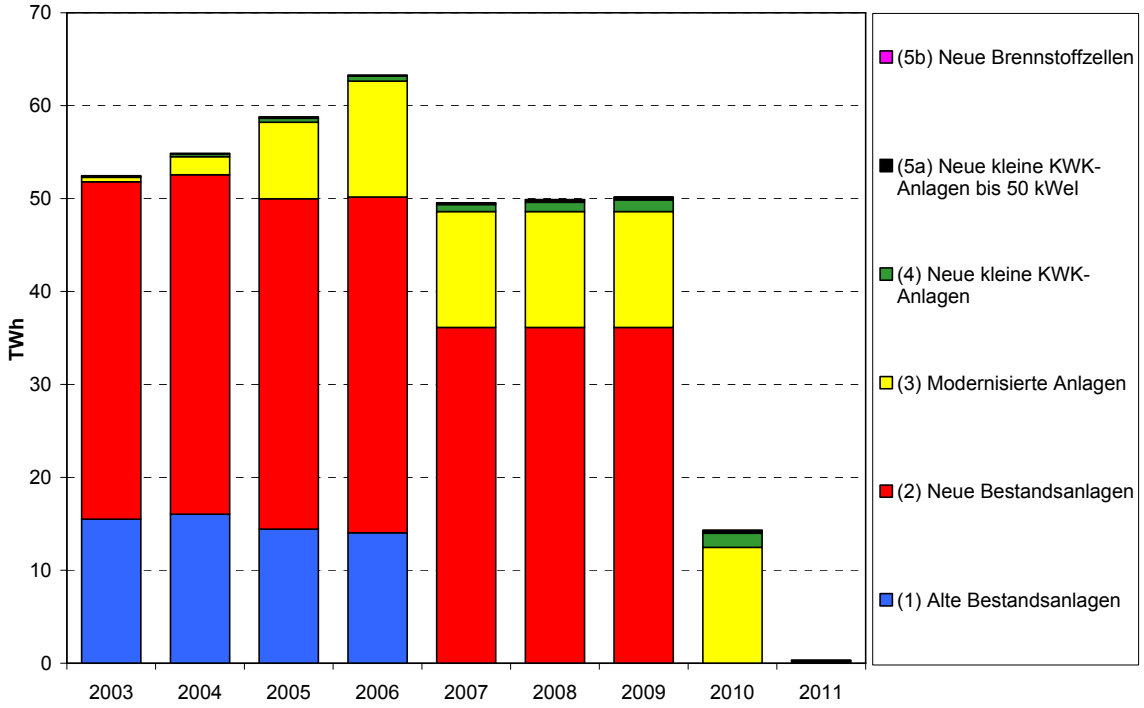
Tabelle 2-5 Entwicklung der förderfähigen KWK-Strommengen sowie des Finanzvolumens nach KWK-G 2002 bis 2011

	2002*	2003*	2004*	2005*	2006**	2007**	2008**	2009**	2010**	2011**	Summe
	Förderfähige KWK-Strommengen in GWh										
Gesamt	31099	52450	54876	58779	63293	49550	49902	50177	14321	344	424791
Kat.1	13818	15503	16022	14429	14032						73804
Kat.2	16920	36289	36547	35550	36131	36131	36131	36131			269830
Kat.3	320	484	1947	8238	12477	12477	12477	12477	12477		73374
Kat.4	29	113	283	432	539	750	1000	1250	1500		5896
Kat.5a	14	58	74	124	108	162	244	244	244	244	1516
Kat.5b	0	2	4	6	6	30	50	75	100	100	373
	Entwicklung des Finanzvolumens gemäß KWK-G in Mio.Euro										
Gesamt	477,3	806,8	770,1	845,9	809,4	675,7	536,9	443,3	245,1	17,6	5628,0
Kat.1	211,4	237,2	221,1	199,1	136,1						1005,0
Kat.2	258,9	555,2	504,4	490,6	444,4	444,4	296,3	202,3			3196,5
Kat.3	5,6	8,4	33,9	139,2	210,9	204,6	204,6	198,4	198,4		1203,9
Kat.4	0,7	2,9	6,8	10,4	12,1	16,9	21,0	26,3	29,1		126,2
Kat.5a	0,7	2,9	3,8	6,3	5,5	8,3	12,5	12,5	12,5	12,5	77,5
Kat.5b	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	1,5	2,6	3,8	5,1	5,1	19,1

*) Aus der jeweiligen Jahresabrechnung (für 2005 Stand: 24.05.2006).- **) Lt. Mittelfristprognose per 23.09.2005.
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

Abbildung 2-3 Entwicklung der förderfähigen KWK-Strommengen sowie des Finanzvolumens nach KWK-G 2002 bis 2011



Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

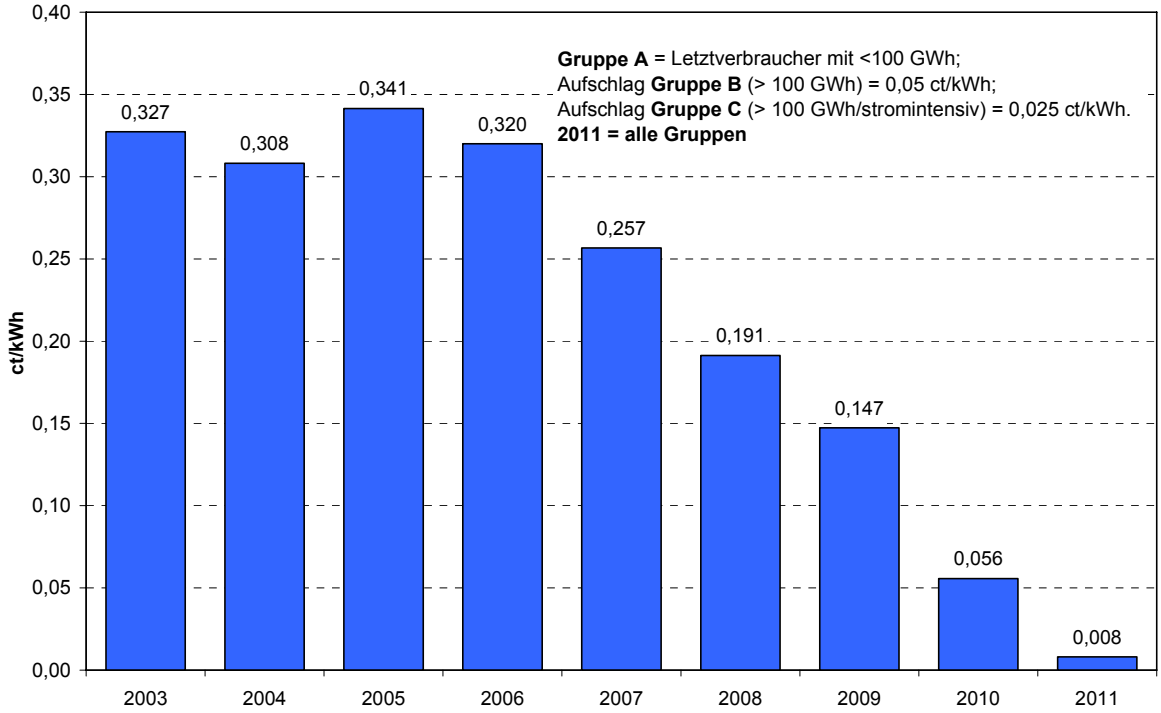
Tabelle 2-6 Strommengen und Zuschläge nach KWK-G 2002 nach Letztverbrauchergruppen bis 2011

	Einheit	2002*	2003*	2004*	2005*	2006**	2007**	2008**	2009**	2010**	2011**	Summe 2002 bis 2011
Gesamt	GWh	346866	471698	484461	494150	486347	488293	490246	492207	494176	496153	4744597
Gruppe A	GWh	153298	209290	210002	211112	214888	215747	216610	217477	218347	219220	2085991
Gruppe B	GWh	165385	224696	217782	217044	214595	215453	216315	217180	218049	218921	2125420
Gruppe C	GWh	28183	37712	56677	65994	56865	57092	57321	57550	57780	58011	533185
Finanzvolumen gesamt	Mio. Euro	477,3	806,8	770,1	845,9	809,4	675,7	536,9	443,3	245,1	17,6	5628,0
Gruppe A	Mio. Euro	387,6	685,0	647,1	720,8	687,8	553,7	414,4	320,3	121,6		4538,3
Gruppe B	Mio. Euro	82,7	112,3	108,9	108,5	107,3	107,7	108,2	108,6	109,0	***)	953,2
Gruppe C	Mio. Euro	7,0	9,4	14,2	16,5	14,2	14,3	14,3	14,4	14,4		118,8
Aufschlag Gruppe A	ct/ kWh	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2

*) Aus der jeweiligen Jahresabrechnung (für 2005 Stand: 24.05.2006).- **) Lt. Mittelfristprognose per 23.09.2005.
***) Aufschlag errechnet für Gruppen A, B und C. Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

Abbildung 2-4 Entwicklung des Zuschlags auf Netznutzungsentgelte für Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von weniger als 100 MWh (Gruppe A) nach KWK-G 2002 bis 2011



Quellen: VDN (http://www.vdn-Berlin.de); Berechnungen des DIW Berlin.

Die spezifische Belastung der Gruppe A geht von 0,341 ct/kWh im Jahr 2005 deutlich zurück auf nur noch 0,056 ct/kWh im Jahr 2010 (Abbildung 2-4).

2.4 Angaben der AGFW

Nach den Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) hat sich die Leistung der KWK-Anlagen im Bereich der allgemeinen Versorgung in den Jahren 1995 bis 2004 um rund 9000 MW auf zuletzt gut 10 600 MW erhöht. Davon sind rund 80 % in den alten Bundesländern, entsprechend 20 % in den neuen Bundesländern installiert. Die KWK-Stromerzeugung hat gleichzeitig um reichlich 8 TWh auf etwa 29 TWh zugenommen; davon etwa 73 % in den alten Bundesländern. Mit dem im Vergleich zur Leistungssteigerung schnelleren Zunahme der KWK-Stromerzeugung hat sich zugleich die Auslastung der Anlagen deutlich verbessert, und zwar von kaum mehr als 2 100 Stunden im Jahr 1995 auf rund 2 740 Stunden im Jahr 2004 (Tabelle 2-7). Allerdings ist festzustellen, dass die Entwicklung seit Ende der neunziger Jahre im Wesentlichen stagniert. Die installierte Leistung der erfassten Anlagen war 2004 sogar

deutlich niedriger als 1997 als sie mit rund 11460 MW ihren bisherigen Höchststand erreicht hatte.

Tabelle 2-7 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung im Bereich der allgemeinen Versorgung von 1995 bis 2003 (ohne Fremdbezug) bis 2004

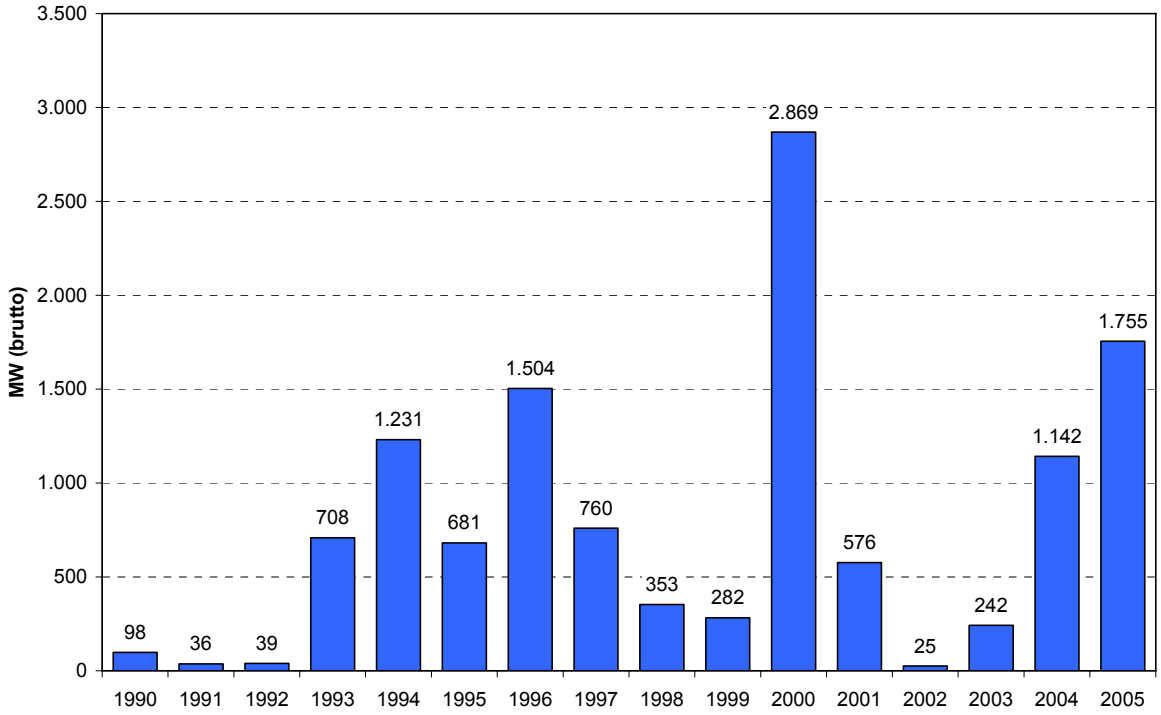
		Einheit	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
KWK-Leistung	Alte Bundesländer	MW		8260	9309	8909	8363	8819	8326	8231	8586	8526
	Neue Bundesländer			1756	2150	2064	2312	2150	2157	2218	2138	2103
	Deutschland		9711	10016	11459	10973	10675	10969	10483	10449	10724	10629
KWK-Arbeit	Alte Bundesländer	Mio. kWh		19314	19272	19668	19549	20772	19447	19953	21498	21224
	Neue Bundesländer			6504	7143	8404	8602	8485	8944	8719	8140	7887
	Deutschland		20717	25818	26415	28072	28151	29257	28391	28672	29638	29111
Auslastung	Alte Bundesländer	h/a		2338	2070	2208	2338	2355	2336	2424	2504	2489
	Neue Bundesländer			3704	3322	4072	3721	3947	4146	3931	3807	3750
	Deutschland		2133	2578	2305	2558	2637	2667	2708	2744	2764	2739

Quelle: AGFW, jährliche Hauptberichte der Fernwärmeversorgung.

Bei den AGFW-Angaben ist jedoch – wie bereits mehrfach betont wurde - zu berücksichtigen, dass sie das Ergebnis freiwilliger Erhebungen bei den Mitgliedsunternehmen sind, an deren sich zudem von Jahr zu Jahr wechselnde Unternehmen beteiligen. Insofern handelt es sich dabei auch nicht um Vollerhebungen. Vor diesem Hintergrund sollten die Zeitreihendaten auch nicht überinterpretiert werden. Allerdings ist nicht anzunehmen, dass sich unter Berücksichtigung der wechselnden Teilnehmer an der Befragung eine grundsätzlich andere Tendenz als in Tabelle 2-7 ergeben würde. Rechnet man die zum Fremdbezug aus Heizkraftwerken zugehörige Stromerzeugung hinzu (2001: 5,80 TWh; 2002: 4,62 TWh; 2003: 5,27 TWh; 2004: 4,7 TWh), so verfügten im Jahr 2004 die AGFW-Unternehmen über eine KWK-Stromerzeugung in Höhe von knapp 34 TWh.

Unabhängig von der in Tabelle 2-7 dargestellten Gesamtentwicklung sind die Angaben der AGFW zu den Modernisierungen und Neubauten von KWK-Anlagen von Interesse, die in Deutschland von 1990 an registriert worden sind. Danach zeigt sich im Zeitablauf ein sehr heterogenes Bild (Abbildung 2-5). Während es Anfang der neunziger Jahre zu keinen wesentlichen Investitionsaktivitäten gekommen ist, gab es Mitte der neunziger Jahre nicht zuletzt im Zusammenhang mit den Ersatzinvestitionsaktivitäten in den neuen Bundesländern einen ersten größeren Schub: So wurden von 1993 bis 1997 Modernisierungs- und Neubauinvestitionen mit einer Leistung von insgesamt knapp 4 900 MW vorgenommen. Ein Spitzenwert wurde im Jahr 2000 mit einer Leistung von fast 2 900 MW erreicht; in diesen Zahlen schlagen sich aber vor allem das Braunkohlekraftwerke Lippendorf (1 866 MW_{el}, 230 MW_{th}) und die RWE-Anlage in Dormagen mit 480 MW_{el} nieder.

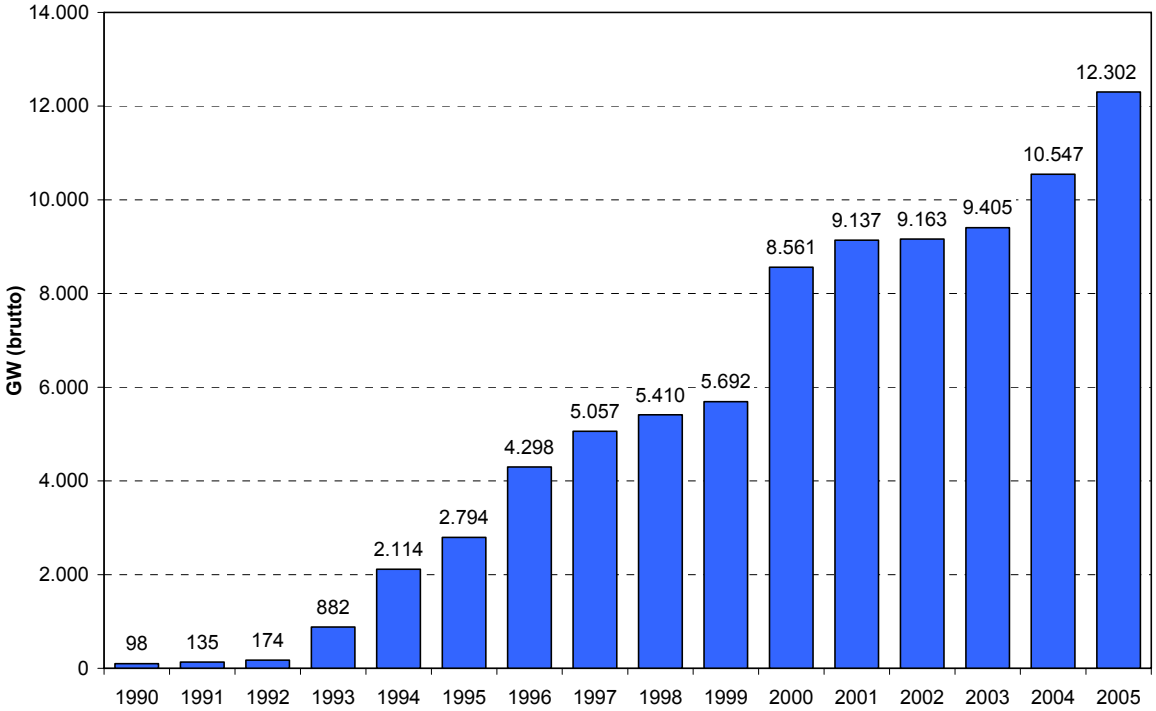
Abbildung 2-5 Modernisierungen und Neubau von KWK-Anlagen in Deutschland von 1990 bis 2005 (ohne Müllheizkraftwerke)



Quelle: AGFW, persönliche Mitteilung.

Die Modernisierungen im Rahmen des KWK-G 2002 in den Jahren von 2002 bis 2005 summieren sich auf eine elektrische Leistung von rund 3 160 MW. Dabei zeigen sich nennenswerte Wirkungen des Modernisierungsgesetzes erst in den Jahren 2004 und 2005 mit Leistungswerten von 1 142 MW bzw. 1 755 MW, während 2002 praktisch noch keine und im Jahr 2003 nur sehr geringe Wirkungen festzustellen waren. Kumuliert über die Jahre von 1990 bis 2005 errechnet sich eine elektrische Leistung von 12 300 MW (Abbildung 2-6); in diesem Wert sind Müllheizkraftwerke sowie Kraftwerksabgänge nicht enthalten. Rund 70 % dieser kumulierten Leistung wurden bereits in den neunziger Jahren erbracht.

Abbildung 2-6 Modernisierungen und Neubau von KWK-Anlagen in Deutschland von 1990 bis 2005 (kumulierte Werte, ohne Anlagenabhänge und ohne Müllheizkraftwerke)



Quelle: AGFW, persönliche Mitteilung.

Hervorzuheben ist, dass der mit Abstand größte Teil – rund 80 % - der kumulierten Modernisierungs- und Neubauleistung auf Erdgasanlagen entfällt. Der Rest umfasst im wesentlichen Braunkohlen- (u.a. Lippendorf) und Steinkohlenkraftwerke (u.a. Rostock).

2.5 Kraft-Wärme-Kopplung in der industriellen Kraftwirtschaft

Während die im Rahmen des KWK-G erhobene Datenbasis auf die in die Netze der allgemeinen Versorgung abgegebene KWK-Strommenge abstellt, ist davon auszugehen, dass zusätzlich auch für den Eigenverbrauch produzierte KWK-Strommengen zu bilanzieren sind. Die Abgrenzung der in das Netz der allgemeinen Versorgung abgegebenen KWK-Strommengen hat jedoch erhebliche Freiheitsgrade, die offensichtlich im Lauf der Jahre mit steigender Intensität genutzt werden konnten. Eine gesonderte Analyse der im Bereich der industriellen KWK-Stromproduktion realisierten Produktionsmengen ist daher sinnvoll und notwendig.

Die folgenden Daten basieren auf den jährlichen Erhebungen des Statistischen Bundesamtes. Dabei umfasst der Gültigkeitsbereich die Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus mit Stromerzeugungsanlagen lediglich mit einer Leistung von 1 MW und mehr. Bei

den Erhebungen bis einschließlich 2001 wurde nicht differenziert nach KWK-Strom und Kondensationsstrom. Erst beginnend mit dem Jahr 2002 wurde die Statistik für die industriellen Stromerzeugungsanlagen auf eine neue Grundlage gestellt, die nun auch unmittelbar den getrennten Ausweis von KWK-Strom und KWK-Wärme ermöglicht. Dargestellt werden können die elektrische Leistung und die elektrische Arbeit, untergliedert nach Erzeugungstechnik und Brennstoffeinsatz sowie weiterhin nach Wirtschaftszweigen und Bundesländern. Allerdings wird nun der Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen nur für die Strom- und Wärmeerzeugung gemeinsam ausgewiesen, während bis einschließlich 2001 lediglich die anteilige Brennstoffmenge für die Stromscheibe berücksichtigt worden ist. Die Wärmeseite blieb bei den damaligen Erhebungen völlig außer Betracht. Die Stromerzeugung aus Dampfturbinen (DT) wurde bis 2001 untergliedert in Kondensations- sowie Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen.

Tabelle 2-8 Bruttostromerzeugung in industriellen Stromerzeugungsanlagen in Deutschland von 1992 bis 2004

	1992	1993	1994	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Brutto-Stromerzeugung in Mio. kWh										
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	32702	31657	28636	28264	16325	15480	15248	12969	14093	15009	15607
Verarbeitendes Gewerbe	37004	34879	36014	38162	36839	34343	35597	34820	32683	33145	32704
Insgesamt	69706	66536	64650	66426	53165	49824	50846	47789	46776	48153	48311

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 6.4, jährlich.

In Tabelle 2-8 wird zunächst die Bruttostromerzeugung in industriellen Stromerzeugungsanlagen von 1992 bis 2004 nach Wirtschaftsbereichen dargestellt. Es ist erkennbar, dass vor allem die Stromerzeugung im Bergbau stark rückläufig war, während im verarbeitenden Gewerbe nur ein schwacher Rückgang zu verzeichnen war. Der Rückbau erfolgte vor allem bei den Kondensationsturbinen im Steinkohlen- und Braunkohlenbergbau. Dazu dürften allerdings teilweise auch statistische Umgruppierungen von der industriellen Kraftwirtschaft in die allgemeine Versorgung beigetragen haben. Es sei auch darauf hingewiesen, dass Contracting-Anlagen u.U. nicht in der Statistik erfasst sind, wenn diese von einem EVU betrieben werden. Generell ist festzuhalten, dass die Besonderheiten der KWK im Bergbau - hoher Anteil Kondensationsanlagen und überproportional hoher Anteil Kondensationsstrom aus den EK-DT - eine Trennung vom verarbeitenden Gewerbe erfordern.

Während nach der neuen Erhebung des Statistischen Bundesamtes von 2002 an unmittelbar der KWK-Strom der industriellen Stromerzeugungsanlagen ausgewiesen werden kann, sind für die Vorjahre vom VIK eigene Berechnungen durchgeführt worden. Dabei handelt es sich notwendiger Weise um eine vereinfachte Schätzung, zumal die anteilige KWK-

Stromerzeugung aus Entnahme-Kondensations- (EK-) Dampfturbinen nur in Ausnahmefällen messtechnisch zu erfassen ist. Im Rahmen der AGFW-Hauptstudie „Pluralistische Wärmeversorgung“ (AGFW 2005a) wurde im Jahr 2000 eine komplexe Befragung unter Betreibern industrieller KWK-Anlagen durchgeführt. Die Umfrage erfasste118 Standorte mit 298 Anlagen und erreichte mit 326 Betrieben eine nahezu vollständige Abdeckung der relevanten Anlagen. Die Berechnung der KWK-Stromerzeugung auf Basis der Richtlinie FW 308 führte zum Ergebnis, dass etwa 21% der Stromerzeugung aus den EK-Turbinen KWK-Strom sind.

Auf Basis der Erkenntnisse aus diesen Berechnungen wurde für die KWK-Nettostromerzeugung in der Industrie durch den VIK eine Hochrechnung vorgenommen, die auf den folgenden Annahmen basiert:

- Relevant für die KWK-Stromerzeugung ist die Stromerzeugung in Gegendruck- und Entnahmekondensations-Turbinen, Verbrennungsmotoren und Gasturbinen, für die differenzierte Stromerzeugungsdaten vorliegen.
- Die *Anteile der KWK-Stromerzeugung* bei Gasturbinen und Gegendruckdampfturbinen können zu 95 % als KWK angenommen, die der EK-Turbinen wird vereinfachend mit 25 % veranschlagt.

Auf dieser Grundlage konnte unter Inkaufnahme gewisser Fehlergrenzen eine Einschätzung der KWK-Strom- und KWK–Wärmeerzeugung vorgenommen werden. Für die Auswertungen wurden weiterhin die Angaben aus der VIK-Jahresstatistik verwendet. Im Vergleich zu den von 2002 an originär vorliegenden Erhebungsergebnissen für die KWK-Nettostromerzeugung scheinen die Ergebnisse der skizzierten Hochrechnung in der Größenordnung plausibel zu sein.

Im Ergebnis zeigt Tabelle 2-9 die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung von 1992 bis 2004, wobei für die Jahre 1992 bis 2001 die Hochrechnung des VIK und für 2002 bis 2004 direkt die statistisch erhobene KWK-Nettostromerzeugung ausgewiesen sind. Als Vergleich ist die gesamte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich des Kondensationsstromes aus den EK-Dampfturbinen, sowie die gesamte industrielle Brutto- bzw. Netto-Stromerzeugung (von 2002 an) aufgeführt. Demnach beträgt der Anteil des KWK-Stroms größenordnungsmäßig 70 % der entsprechenden Gesamterzeugung in KWK-Anlagen; der Anteil an der Stromerzeugung sämtlicher Industriekraftwerke macht etwa die Hälfte aus.

Die KWK-Stromerzeugung im Bereich der industriellen KWK-Anlagen war demnach leicht rückläufig. Zu beachten ist aber auch, dass Betreiberwechsel (z.B. bei Übernahme der Anlagen durch Contractoren aus dem Bereich der Energieversorger) oder Änderungen in der Zuordnung etwa zum Bereich der allgemeinen Versorgung statistisch zu einer Minderung der industriellen Stromproduktion führt, also Struktureffekte nicht ausgeschlossen werden kön-

nen. Der Rückgang der KWK-Stromproduktion von 2001 auf 2002 kann zwar auch mit der Umstellung der amtlichen Statistik erklärt werden, überwiegend aber mit der realen Veränderungen von der Brutto- auf die Netto-Rechnung.

Tabelle 2-9 Stromerzeugung aus industriellen KWK-Anlagen in Deutschland von 1992 bis 2004

	1992	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Brutto-Stromerzeugung (2002 bis 2004 Netto) in Mio. kWh								
Brutto-Stromerzeugung insgesamt	69706	66426	53165	49824	50846	47789	43010	44126	44222
Strom aus KWK-Anlagen insgesamt	44093	44158	39525	35661	35965	37201	keine Angaben		
KWK-Stromerzeugung	29687	30887	28247	25273	25506	25982	22974	23512	22937
Anteil KWK-Strom an KWK-Anlagen in %	67,3	69,9	71,5	70,9	70,9	69,8	keine Angaben		
Anteil KWK-Strom an Stromerzeugung insgesamt in %	42,6	46,5	53,1	50,7	50,2	54,4	53,4	53,3	51,9

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4/Reihe 6.4; Schätzungen des VIK.

Die Tabelle 2-10 zeigt die installierte Nennleistung der Antriebsmaschinen in der Industrie. Auch hier liegen die Gründe für den Rückgang teilweise in der veränderten Zuordnung industrieller Stromerzeugungsanlagen im Bereich des Bergbaus. Als gesichert kann nur gelten, dass sich seit Ende der neunziger Jahre bis zum statistisch zuletzt erfassten Jahr 2004 im industriellen Bereich zumindest keine expansiven Tendenzen gezeigt haben. Ob dies auch in Zukunft so sein wird, bleibt abzuwarten.

Tabelle 2-10 Elektrische Leistung industrieller Stromerzeugungsanlagen in Deutschland von 1995 bis 2004 nach Wirtschaftszweigen

	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	Brutto-Engpassleistung in MW							
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	6.475	3.503	3.398	3.227	3.026	3.044	2.729	2.714
Verarbeitendes Gewerbe	8.161	7.671	7.619	7.066	7.429	7.548	7.693	7.696
Insgesamt	14.636	11.174	11.017	10.293	10.455	10.592	10.422	10.410

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4/Reihe 6.4.

Der Einsatz der verschieden Brennstoffe hat sich von 1995 bis 2004 erheblich verändert (Tabelle 2-11).

Tabelle 2-11 Stromerzeugung industrieller Stromerzeugungsanlagen in Deutschland von 1995 bis 2004 nach Energieträgern

	Wasser	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kokerei-gas	Hoch-ofengas	Heizöl, EL	Heizöl, S	Sonsti-ges	Ins-gesamt
	Brutto-Stromerzeugung in Mio. kWh									
1995	967	24789	7999	16740	8397		3619		3917	66427
2002	396	13508	3080	14578	810	5367	690	1321	7027	46776
2003	368	14510	2964	14718	1451	4672	1140	967	7363	48153
2004	369	14366	2974	14930	1626	3095	731	1417	8803	48311

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4/Reihe 6.4.

Die (relative) Bedeutung von Erdgas zur Stromerzeugung hat zugenommen; im Jahr 2004 war sein Stromerzeugungsanteil mit rund 31 % sogar schon geringfügig höher als derjenige der Steinkohle, deren Anteil in den vergangenen Jahren wie der der Braunkohle deutlich gesunken ist. Sieht man von dem Konglomerat der „sonstigen Energieträger“ ab, rangiert das (Kuppelprodukt) Hochofengas bei der industriellen Stromerzeugung noch vor der Braunkohle; schweres und leichtes Heizöl spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle.

Einen detaillierten Einblick in die Struktur der industriellen Stromerzeugungsanlagen in den Jahren von 2002 bis 2004 gibt Tabelle 2-12.

- Danach machte im Jahr 2004 die KWK-Stromerzeugung mit 22,9 TWh rund 52 % der gesamten industriellen Nettostromerzeugung aus, wobei der KWK-Anteil je nach Energieträgerbasis erheblich schwankt: Während beim Erdgas 95 % und bei der Braunkohle etwa die Hälfte auf KWK-Strom entfielen, waren es bei Steinkohlenanlagen lediglich 15 %.

- Knapp 59 % des gesamten KWK-Stroms entfielen auf das Erdgas, gefolgt von den sonstigen Energieträgern (rund 20 %), der Steinkohle (8,5 %) und der Braunkohle (5,5 %).

- In Abhängigkeit vom KWK-Anteil bewegen sich auch die Gesamtnutzungsgrade in einer großen Bandbreite; der Gesamtnutzungsgrad insgesamt reichte 2004 von knapp 48 % bei den Steinkohlenanlagen über etwa 70 % bei Erdgaskraftwerken bis hin zu fast 90 % bei HS-gefeuerten Kraftwerken – über alle Anlagen gemittelt waren es knapp 64 %. Bezogen allein auf die KWK-Stromerzeugung lag der Gesamtnutzungsgrad bei allen Anlagen in einer Größenordnung von rund 75 bis 85 %.

- Die auf den KWK-Prozess bezogenen Stromkennzahlen schwankten zwischen 0,17 bei KWK-Anlagen auf Kokereigasbasis und 1,0 bei Heizölanlagen. Bei den quantitativ bedeutsamsten Erdgas-Heizkraftwerken betrug die Stromkennzahl 2004 rund 0,34.

Tabelle 2-12 Strom- und Wärmeerzeugung in Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe 2002 bis 2004 nach Energieträgern

		Ein-heit	Wasser	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kokerei-gas	Hoch-ofengas	Heizöl, EL	Heizöl, S	Sonsti-ges	Ins-gesamt
2002	Brutto-Stromerzeugung insgesamt	GWh	396	13508	3080	14578	810	5367	690	1321	7027	46776
	Netto-Stromerzeugung insgesamt		393	12106	2633	13836	741	5028	675	1239	6358	43009
	Netto-Stromerzeugung in KWK			2328	1254	13097	78	796	329	997	4095	22974
	Netto-Wärmeerzeugung insgesamt			9844	7922	43234	380	3844	2648	5090	16277	89239
	Netto-Wärmeerzeugung in KWK			9227	6031	40480	380	3330	997	4562	14911	79918
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg ges.		393	21950	10555	57070	1121	8872	3323	6329	22635	132248
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg KWK			11555	7285	53577	458	4126	1326	5559	19006	102892
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg ges.	TJ	1415	79020	37998	205452	4036	31939	11963	22784	81486	476093
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg KWK			41598	26226	192877	1649	14854	4774	20012	68422	370411
	Brennstoffeinsatz für Strom-/ Wärmeerzeugung insgesamt	TJ		155193	46711	262524	7809	61026	16210	29353	119919	698745
	Brennstoffeinsatz für Strom-/ Wärmeerzeugung in KWK			51885	31976	237975	2045	18676	5894	25142	87354	460947
	Gesamtnutzungsgrad insgesamt	%		50,9	81,3	78,3	51,7	52,3	73,8	77,6	68,0	68,1
	Gesamtnutzungsgrad KWK			80,2	82,0	81,0	80,6	79,5	81,0	79,6	78,3	80,4
	Strom- zu Wärmeerzeugung in KWK = Stromkennzahl	-		0,25	0,21	0,32	0,21	0,24	0,33	0,22	0,27	0,29
2003	Brutto-Stromerzeugung insgesamt	GWh	368	14510	2964	14718	1451	4672	1140	967	7363	48153
	Netto-Stromerzeugung insgesamt		365	12994	2519	13990	1331	4339	1064	884	6641	44127
	Netto-Stromerzeugung in KWK			2652	1242	13312	110	743	532	738	4184	23513
	Netto-Wärmeerzeugung insgesamt			10742	7868	43905	610	3549	1365	4271	17433	89743
	Netto-Wärmeerzeugung in KWK			10208	6130	40674	609	3434	1056	3870	15935	81916
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg ges.		365	23736	10387	57895	1941	7888	2429	5155	24074	133870
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg KWK			12860	7372	53986	719	4177	1588	4608	20119	105429
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg ges.	TJ	1314	85450	37393	208422	6988	28397	8744	18558	86666	481932
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg KWK			46296	26539	194350	2588	15037	5717	16589	72428	379544
	Brennstoffeinsatz für Strom-/ Wärmeerzeugung insgesamt	TJ		168475	58245	269925	13321	51340	13126	24255	128252	726939
	Brennstoffeinsatz für Strom-/ Wärmeerzeugung in KWK			57595	32263	239433	3130	18434	7161	20224	90496	468736
	Gesamtnutzungsgrad insgesamt	%		50,7	64,2	77,2	52,5	55,3	66,6	76,5	67,6	66,3
	Gesamtnutzungsgrad KWK			80,4	82,3	81,2	82,7	81,6	79,8	82,0	80,0	81,0
	Strom- zu Wärmeerzeugung in KWK = Stromkennzahl	-		0,26	0,20	0,33	0,18	0,22	0,50	0,19	0,26	0,29
2004	Brutto-Stromerzeugung insgesamt	GWh	369	14366	2974	14930	1626	3095	731	1417	8803	48311
	Netto-Stromerzeugung insgesamt		364	12903	2506	14221	1494	2876	644	1321	7893	44222
	Netto-Stromerzeugung in KWK			1959	1258	13477	102	174	483	937	4547	22937
	Netto-Wärmeerzeugung insgesamt			7732	6965	43131	617	1297	560	6897	20899	88098
	Netto-Wärmeerzeugung in KWK			7037	6062	39312	617	1297	482	4431	18193	77431
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg ges.		364	20635	9471	57352	2111	4173	1204	8218	28792	132320
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg KWK			8996	7320	52789	719	1471	965	5368	22740	100368
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg ges.	TJ	1310	74286	34096	206467	7600	15023	4334	29585	103651	476352
	Netto-Strom-/Wärmeerzgg KWK			32386	26352	190040	2588	5296	3474	19325	81864	361325
	Brennstoffeinsatz für Strom-/ Wärmeerzeugung insgesamt	TJ		155904	54283	292014	15355	30862	6924	33370	157446	746158
	Brennstoffeinsatz für Strom-/ Wärmeerzeugung in KWK			40269	32687	246538	3132	6206	4755	25615	104589	463791
	Gesamtnutzungsgrad insgesamt	%		47,6	62,8	70,7	49,5	48,7	62,6	88,7	65,8	63,8
	Gesamtnutzungsgrad KWK			80,4	80,6	77,1	82,6	85,3	73,1	75,4	78,3	77,9
	Strom- zu Wärmeerzeugung in KWK = Stromkennzahl	-		0,28	0,21	0,34	0,17	0,13	1,00	0,21	0,25	0,30

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4/Reihe 6.4.

Die Struktur der von 2002 bis 2004 installierten industriellen Stromerzeugungsanlagen nach Anlagearten zeigt Tabelle 2-13.

Tabelle 2-13 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe 2002 bis 2004 nach Anlagearten

		Einheit	Betriebe	Dampf-turbinen	Gas-turbinen	Verbren-nungs-motoren	Wasser-turbinen	Sonstige	Total
2002	Nettostromerzeugung insgesamt	GWh	326	32717	9287	356	397	252	43009
	Nettostromerzeugung KWK		326	13669	8934	328	-	43	22974
	Nettowärmeerzeugung insgesamt		326	69351	18019	531	-	1338	89239
	Nettowärmeerzeugung KWK		326	62313	16948	416	-	242	79919
	Verhältnis Strom/Wärme in KWK = Stromkennzahl	-		0,22	0,53	0,79	-	0,18	0,29
2003	Nettostromerzeugung insgesamt	GWh	332	33585	9530	390	365	2155	46025
	Nettostromerzeugung KWK		332	13833	9285	342	-	52	23512
	Nettowärmeerzeugung insgesamt			69153	18734	495	-	1360	89742
	Nettowärmeerzeugung KWK			63668	17548	426	-	275	81917
	Verhältnis Strom/Wärme in KWK = Stromkennzahl	-		0,22	0,53	0,80	-	0,19	0,29
2004	Nettostromerzeugung insgesamt	GWh	354	33369	9662	499	364	329	44222
	Nettostromerzeugung KWK		354	13031	9396	445	-	65	22937
	Nettowärmeerzeugung insgesamt			70271	15675	718	-	1434	88098
	Nettowärmeerzeugung KWK			61997	14483	581	-	370	77431
	Verhältnis Strom/Wärme in KWK = Stromkennzahl	-		0,21	0,65	0,77	-	0,18	0,30

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4/Reihe 6.4.

Danach stammte im Jahr 2004 mit knapp 57 % der größte Teil der KWK-Stromerzeugung aus Dampfturbinenanlagen und rund 41 % aus Gasturbinen; Verbrennungsmotoren spielen praktisch keine Rolle. Die Stromkennzahl unterscheidet sich stark: Bei Dampfturbinenanlagen betrug sie 0,21, während es bei Gasturbinenanlagen 0,65 waren. Am höchsten ist sie bei den - stromseitig allerdings praktisch irrelevanten - Verbrennungsmotoren mit 0,77.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass mit den Veränderungen der statistischen Erfassung die Datenbasis hinsichtlich der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung erheblich verbessert hat, so dass deren Strukturelemente klarer zum Ausdruck kommen.

2.6 Schätzung des Anteil des geförderten KWK-Stroms aus dem Bereich Industrie und Gewerbe

Nach den Regelungen im KWK-G 2002 ist die Förderung des in industriellen Stromerzeugungsanlagen erzeugten KWK-Stromes von dessen Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung abhängig. Für die Dokumentation der Einspeisemengen ist das BAFA in Verbindung mit den Netzbetreibern zuständig. Die Statistiken des Statistischen Bundesamtes weisen für die Betreiber in Industrie und Gewerbe die Bilanzen gemäß Tabelle 2-14 aus; allerdings lässt sich ein einigermaßen vollständiges Bild zurzeit nur für das Jahr 2002 zeichnen. Danach

wurden in diesem Jahr insgesamt 16,8 TWh in das öffentliche Netz eingespeist, wobei etwa 72 % aus bergbaulichen Industriekraftwerken stammten, entsprechend 28 % aus Anlagen im verarbeitenden Gewerbe. Da die KWK-Stromerzeugung im Bergbau lediglich 1,45 TWh ausmachte, dürfte deren Einspeisung größenordnungsmäßig mindestens zu 90 % auf Kondensationsstrom beruhen. Folgt man dem Proportionalitätsansatz, so könnten es bei der Stromeinspeisung aus dem Bereich des verarbeitenden Gewerbes rund 70 % oder etwa 3,3 TWh gewesen sein.

Tabelle 2-14 Strombilanz der industriellen Stromerzeugungsanlagen 2002 bis 2004

	2002			2003			2004		
	Bergbau	Verarb. Gewerbe	Summe	Bergbau	Verarb. Gewerbe	Summe	Bergbau	Verarb. Gewerbe	Summe
	Angaben in Mio. kWh								
Brutto-Stromerzeugung, gesamt	14093	32683	46776	15009	33145	48154	15607	32704	48311
Netto-Stromerzeugung, gesamt	12487	30522	43010	13293	30832	44126	13849	30373	44222
Netto-Stromerzeugung KWK	1454	21519	22974	1601	21912	23513	1598	21338	22936
Abgabe an öffentl. Netz	12071	4697	16769	12850	4745	17595	13387	4674	18062
dar.: KWK-Strom (geschätzt nach Proportionalitätsansatz)	1406	3312	4717	1548	3372	4920	1545	3284	4829
Abgabe an andere Betriebe	1421	8213	9635						
geschätzte Werte									

Quellen: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4/Reihe 6.4; Berechnungen des DIW Berlin.

Nach Angaben des Verbandes der Netzbetreiber wurde im Jahr 2003 (2004) eine KWK-Strommenge in Höhe von etwa 52,5 TWh (54,9 TWh) gefördert, im Jahr 2002 waren es schätzungsweise 49,3 TWh (vgl. Tabelle 2-2). Folgt man dem Fernwärme-Hauptbericht der AGFW, in dem für 2003 etwa 30 TWh KWK-Strom (2004: 29 TWh) ausgewiesen werden, und rechnet die dem Fremdbezug aus Heizkraftwerken zugehörige Stromerzeugung von reichlich 5 TWh (2004: 4,7 TWh) hinzu, so müssten von den vom VDN genannten 52,5 TWh (54,9 TWh) etwa 35 TWh (33,7 TWh) aus der öffentlichen Versorgung selbst stammen. Entsprechend müssten sich die restlichen 17,5 TWh (21,2 TWh) in Industrie- und Contracting-Anlagen und Anlagen kleiner als 2 MW aufteilen, wobei der Anteil der kleinen KWK-Anlagen an der geförderten Einspeisung von KWK-Strom allerdings unter 1% liegt (Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5). Geht man von dem in Tabelle 2-14 für Industrie und Gewerbe genannten KWK-Strom in Höhe von gut 21 TWh (23 TWh) aus, so müsste davon praktisch die gesamte in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strommenge in den Genuss der Zulagenregelung gekommen sein, und zwar unabhängig davon, ob es sich dabei tatsächlich um KWK-Strom handelt. Angaben über die Stromeinspeisung aus Industriekraftwerken in das öffentliche Netz liegen für 2003 und 2004 zwar nicht vor; unterstellt man aber ähnliche Relationen wie 2002, so könnte sie insgesamt etwa 17,6 TWh bzw. 18,1 TWh betragen haben. Wird weiterhin angenommen, dass der Proportionalitätsansatz gilt, dann dürfte der einge-

speiste KWK-Strom noch unter 5 TWh liegen – also weit weniger als es den oben abgeleiteten 17,5 TWh entspricht.

2.7 Schlussfolgerungen

Vor dem Hintergrund der zuvor skizzierten, teilweise wenig oder nicht belastbaren Datenbasis lässt sich eine konsistente Gesamtbilanz der vom KWK-G erfassten KWK-Strommengen im Verhältnis zur gesamten KWK-Stromerzeugung nicht aufstellen. Dies umso weniger, als noch nicht einmal die Daten für die KWK-Stromerzeugung selbst als gesichert gelten können. So erscheinen die Angaben für die KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung mit den genannten gut 52 TWh im Jahr 2004 bei Weitem überhöht. Legt man dafür die Angaben der AGFW (einschließlich der dem Fremdbezug aus Heizkraftwerken zugerechneten KWK-Stromerzeugung) zugrunde, so dürfte es sich größenordnungsmäßig lediglich um rund 35 TWh handeln. Zusammen mit der gesondert ausgewiesenen KWK-Strommenge der industriellen Kraftwerke in Höhe von etwa 23 TWh ergeben sich 58 TWh. Einschließlich der verbleibenden Unsicherheiten dürfte sich damit die KWK-Stromerzeugung in einer Bandbreite von vielleicht 55 bis 65 TWh bewegen.

Die Datenunsicherheiten erschweren nicht nur eine genaue statistische Darstellung der Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, sie erschweren auch die Bewertung der bisher von den KWK-Anlagen erbrachten CO_2-Minderungseffekte erheblich. Dies ist vor allem relevant für die später noch näher zu diskutierenden folgenden Fragestellungen

- welche CO_2-Minderung der um statistische Struktureffekte bereinigten Ausweitung der KWK-Stromproduktion zugerechnet werden kann?
- wie sich die durch den marktgetriebener KWK-Zubau (ohne weitere staatliche Förderung) realisierten CO_2-Effekte entwickeln?
- welche CO_2-Minderung sich durch die Modernisierung von KWK-Anlagen bzw. den Zubau kleiner KWK-Anlagen um Rahmen der Flankierung durch das KWK-G ergibt?

Unabhängig davon, dass diese Daten- bzw. Konsistenzlücken nicht geschlossen werden konnten, lässt sich mit Partialbetrachtungen zumindest der aktuelle Entwicklungstrend einigermaßen richtungssicher bestimmen.

- Eine signifikante Ausweitung der KWK-Strommengen aus dem Anlagenbestand (d.h. ohne die vor allem im Laufe des Jahres 2005 in Betrieb gegangen Modernisierungs-Anlagen, die durch das KWKG gefördert wurden) ist aus den vorliegenden statistischen Daten nicht abzulesen. Die in der IER-Studie aufgeführte Steigerung der KWK-Stromerzeugung um

10 TWh ist nicht nachvollziehbar und auch im Vergleich mit den bekannten Kraftwerksprojekten eher unplausibel.

- Die bekannten Modernisierungsvorhaben im Rahmen des vom KWK-G erfassen Anlagen (größer 2 MW) weisen eine Netto-Stromerzeugungsleistung von insgesamt 2 257 MW auf. Die zu erwartende Nettostromerzeugung dieser Anlagen beträgt 12,6 TWh, davon 8,7 TWh KWK-Strom gemäß FW 308. Durch die Modernisierungen wird eine in Altanlagen installierte elektrische Leistung von 1 510 MW ersetzt, die in der Vergangenheit eine Nettostromproduktion von 3,7 TWh (davon 2,1 TWh KWK-Strom) realisierten. Es bleibt also ein Zuwachs der Gesamtstromerzeugung von ca. 8,9 TWh bzw. 6,6 TWh KWK-Strom.

- Eine Umfrage zu den in den Jahren 2002 und 2003 abgesetzten fossil betriebenen KWK-Anlagen bis zu 2 Megawatt elektrischer Leistung lässt eine Stromerzeugung von 314 GWh im Jahr 2002 und 642 GWh im Jahr 2003 erwarten. Die in den genannten beiden Jahren abgesetzten Motor-Kraftwerke im Geltungsbereich des EEG (bis zu 20 Megawatt elektrischer Leistung) dürften im gleichen Zeitraum 629 GWh beziehungsweise 1621 GWh Strom produziert haben. Die Beiträge der kleinen KWK-Anlagen zum gesamten KWK-Stromaufkommen dürften also gering geblieben sein (auch wenn man berücksichtigt, dass das EEG-geförderte Stromaufkommen durch BHKW nur teilweise dem KWK-Strom zugerechnet werden kann).

- Eine Auswertung der Daten über die bisher bekannten KWK-Projekte im Bereich der Industrie, die in den Jahren ab 2004 in Betrieb gegangen sind oder deren Inbetriebnahme bis Ende 2005 zu erwarten ist, ergibt eine elektrische Nettoleistung von 1 142 MW. Bei einer Auslastung von ca. 6.000 Stunden folgt daraus eine Nettostromproduktion von ca. 6,8 TWh. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass mit den neuen Anlagen zumindest teilweise die Stromerzeugung aus Altanlagen ersetzt wird und nicht die gesamte Stromerzeugung als KWK-Stromerzeugung betrachtet werden kann, ergibt sich ein deutlich geringerer Wert (in grober Schätzung ca. 5,5 TWh) für den Zuwachs der KWK-Stromerzeugung aus diesem Bereich.

Die im Erfassungsbereich des KWK-G sowie im marktgetriebenen KWK-Ausbau erzielte zusätzliche KWK-Stromerzeugung dürfte somit für den Zeithorizont 2005 maximal 15 TWh betragen.

Schließlich sei darauf verwiesen, dass die unsichere statistische Datenbasis nicht nur Aussagen über die mit dem KWK-G erreichten Effekte, sondern damit gleichzeitig die daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen hinsichtlich der weiteren Förderung erschwert. Unabhängig aber davon, wie das KWK-G im Hinblick auf die tatsächlich zu erwartende Minderung der

CO_2-Emissionen zu werten ist, ließe sich eine Fördernotwendigkeit damit begründen, dass die angestrebte Expansion der Kraft-Wärme-Kopplung an wirtschaftlichen Gründen scheitern könnte. Wie die wirtschaftlichen Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen einzuschätzen ist, wird in Kapitel 5 untersucht. Dabei hängen die Ergebnisse auch wesentlich von der Entwicklung der wirtschaftlichkeitsbestimmenden Rahmenbedingungen ab, die zunächst im folgenden Abschnitt 3 diskutiert wird.

3 Allgemeine wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen für die KWK und Perspektiven für die Wettbewerbsfähigkeit der KWK

3.1 Vorbemerkungen

Die Konkurrenzfähigkeit von KWK-Anlagen wird von einer Reihe von Faktoren bestimmt. Dazu gehören die „originären" wirtschaftlichkeitsbestimmenden Faktoren wie die Strompreise und Brennstoffpreise[3] sowie die Investitionskosten (bei Neuanlagen) und die sonstigen Betriebskosten der KWK-Anlagen ebenso wie die regulativen, politisch bestimmten Rahmenbedingungen, zu denen an erster Stelle das KWK-G 2002 selbst, die relevanten Bestimmungen im Zusammenhang mit der Ökosteuer und dem Emissionshandel sowie die KWK-bezogenen Regelungen des EEG gerechnet werden können. Perspektivisch von Bedeutung dürfte die vom Europäischen Parlament und vom Rat vorgelegte Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung sein. Zu den wirtschaftlichkeitsbestimmenden sowie zu den politischen Rahmensetzungen sollen im Folgenden die wichtigsten Aspekte hervorgehoben werden.

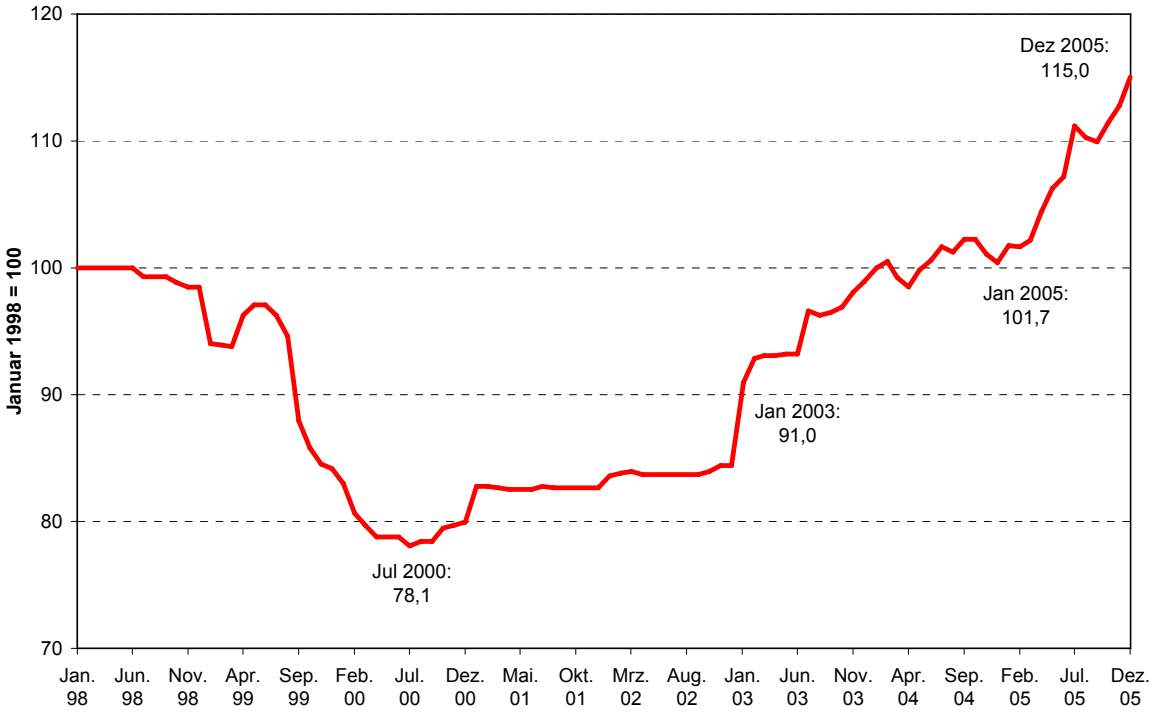
3.2 Entwicklung der wirtschaftlichkeitsbestimmenden Faktoren

3.2.1 Die Entwicklung der Strompreise

Die ökonomischen Probleme der KWK Ende der neunziger Jahre/Anfang des neuen Jahrhunderts hängen in erheblichem Maße zusammen mit dem im Zuge der wettbewerblichen Orientierung hervorgerufenen und durch die großen Kraftwerks-Überkapazitäten ermöglichten teilweise drastischen Verfall der Strompreise. So kam es im Bereich er industriellen Sonderabnehmer auf der Hochspannungsebene (HS) von Anfang 1998 bis Mitte des Jahres 2000 zu einer Senkung der Strompreise um rund 22 %. Diese Situation hat sich seit Ende 2002 allerdings wieder deutlich geändert. Seither sind die Preise wieder erheblich angehoben worden: Im Dezember 2005 lagen sie um rund 15 % über dem Niveau vom Frühjahr 1998 und um fast zwei Fünftel höher als Anfang 2002 (Abbildung 3-1). Folgt man dem VIK-Strompreisindex, so haben sich die Preise für Mittelspannungsabnehmer (MS), in der Zeitspanne von Anfang 2002 bis Ende 2005 noch weitaus kräftiger, und zwar um nahezu 80 %, erhöht (Abbildung 3-2).

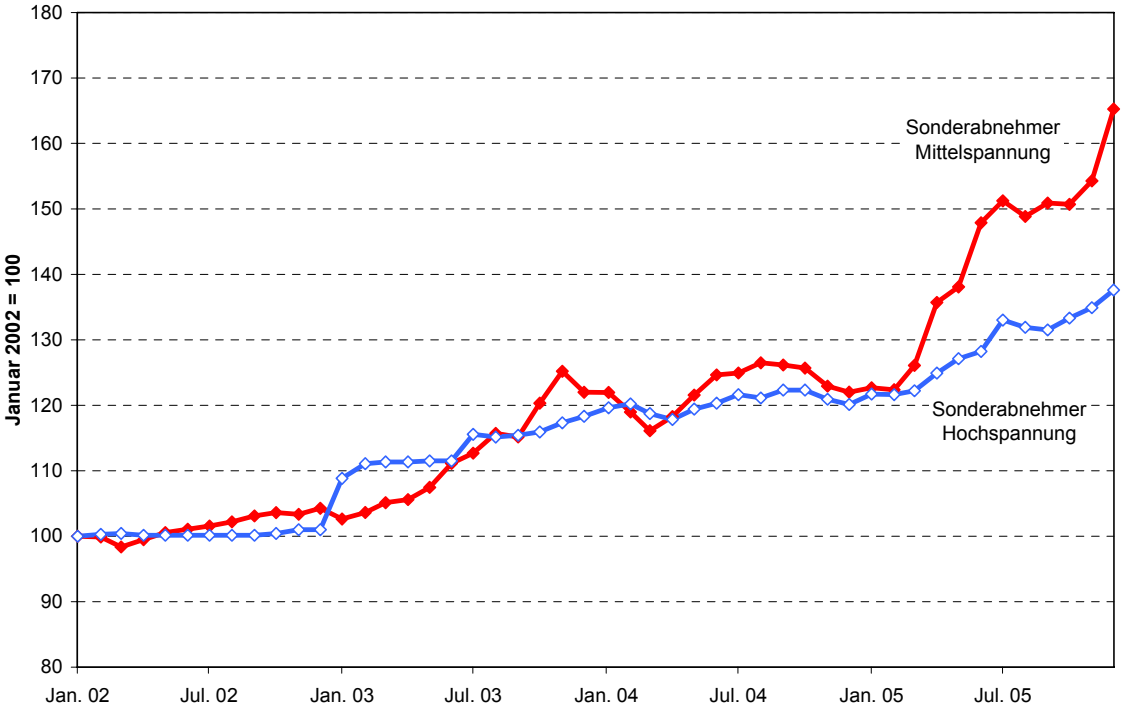
[3] Wenn nicht anders definiert, handelt es sich bei den folgenden Preisangaben grundsätzlich um nominale Werte.

Abbildung 3-1 Strompreise für industrielle Sonderabnehmer (HS), 1998 bis 2005



Quellen: VIK (www.vik.de); Berechnungen des DIW Berlin.

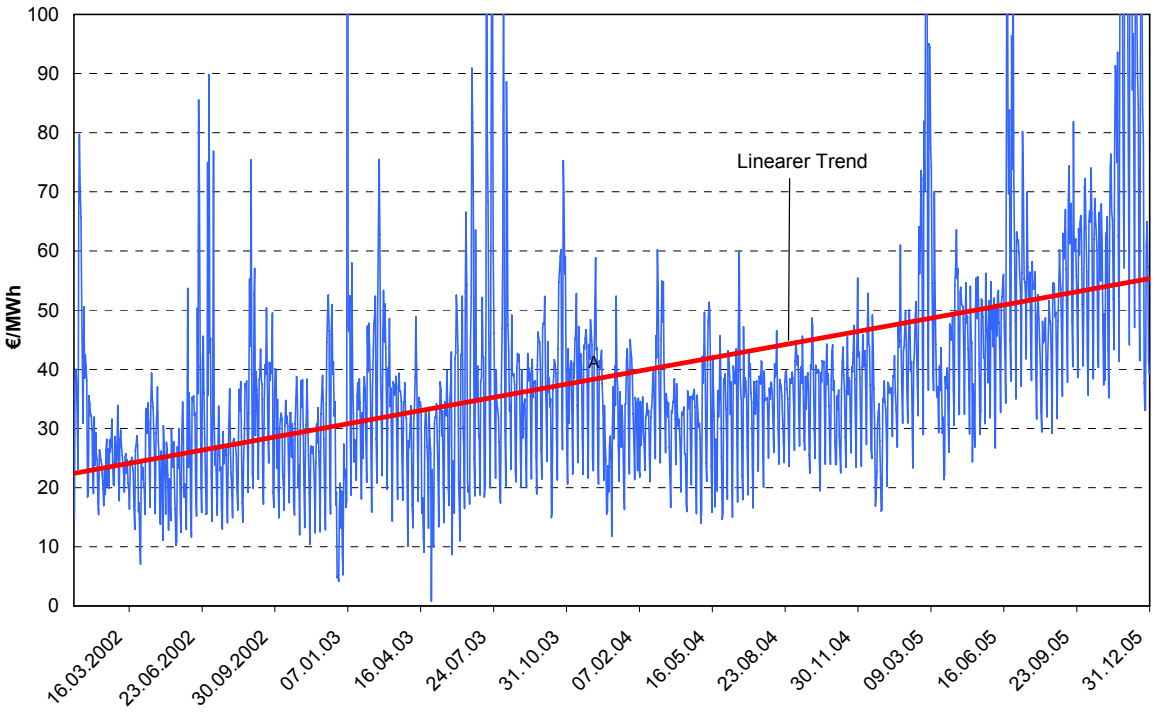
Abbildung 3-2 Entwicklung des VIK-Strompreisindex (MS) sowie der Strompreise für Sonderabnehmer (HS), Januar 2002 bis Dezember 2005



Quellen: VIK (www.vik.de); Berechnungen des DIW Berlin.

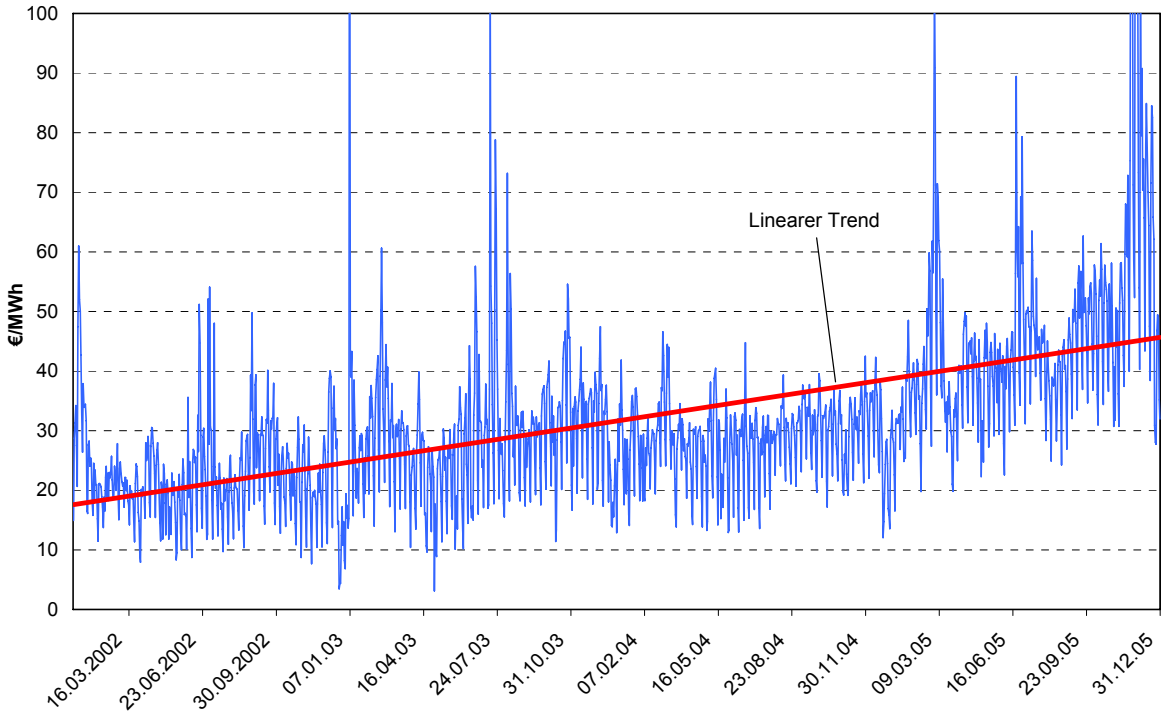
Die Aufwärtsbewegung der Strompreise schlägt sich auch in der Entwicklung des an der Leipziger Strompreisbörse (European Energy Exchange – EEX) gehandelten Stroms nieder, und zwar bei den Spotpreisen Phelix Daily Base (stundengewichteter Durchschnittspreis pro Tag für die Stunde 1-24) wie für den Phelix Daily Peak (stundengewichteter Durchschnittspreis für die Stunde 9-20), wobei die Durchschnittspreise für den Daily Peak im Niveau zwar deutlich über denjenigen für Daily Base liegen, aber von der Steigerungsrate her (in den Abbildungen gekennzeichnet durch die eingezeichnete Trendgerade) durchaus vergleichbar sind. Beiden Preisen gemeinsam sind die an einigen Tagen drastischen Preisbewegungen, die oftmals Werte von mehr als 100 €/MWh erreichen. In dem Maße, in dem es Kraftwerksbetreibern gelingt, ihre Anlagenfahrweise auch nach den Spitzenzeiten (also auch nach den Spitzenpreisen) auszurichten, lässt sich die Wirtschaftlichkeit verbessern. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Spielraum dafür bei den überwiegend wärmegeführten KWK-Anlagen eher klein ist.

Abbildung 3-3 Spotpreise Phelix Daily Peak an der EEX, Anfang 2002 bis Ende 2005



Quellen: EEX (www.eex.de); Berechnungen des DIW Berlin.

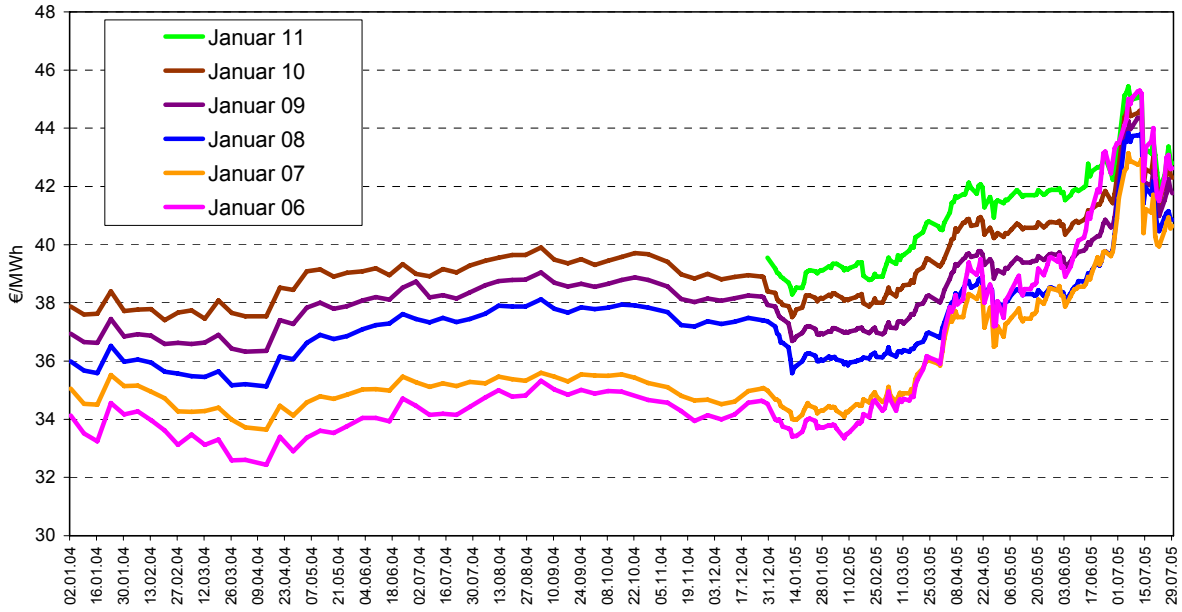
Abbildung 3-4 Spotpreise Phelix Daily Base an der EEX, Anfang 2002 bis Ende 2005



Quellen: EEX (www.eex.de), Berechnungen des DIW Berlin.

Insgesamt lässt sich somit feststellen, dass die Strompreise in den vergangenen fünf Jahren eine mehr oder weniger starke Aufwärtsentwicklung genommen haben. Dass auch für die Zukunft mit steigenden Strompreisen zu rechnen sein wird, signalisieren die an den Strom-Terminmärkten gehandelten sog. Futures, die für die Jahre 2006 bis 2011 einen mehr oder weniger ausgeprägten Anstieg aufweisen (Abbildung 3-5). Dabei ist zu erkennen, dass sich im bisherigen Verlauf des Jahres 2005 (also bis Ende Juli 2005) die gehandelten Futures für die künftigen Januarmonate bis Anfang Juli durchweg erhöht haben, wobei von April bis Juli die größten Sprünge für die Lieferungen bis Januar 2008 auftraten. Insgesamt stiegen die Preise für die zum Januar 2006 gehandelten Futures in der zeit von Januar 2005 bis Mitte Juli 2005 um 11,3 €/MWh; bei Lieferungen bis Januar 2007 waren es 8,1 €/MWh und bei solchen bis 2008 rund 6,6 €/MWh. Bemerkenswert ist, dass die Preise für Futures von Mitte Juli 2005 an spürbar gesunken sind. Allerdings lässt dies noch keinen Schluss auf die langfristige Entwicklung zu.

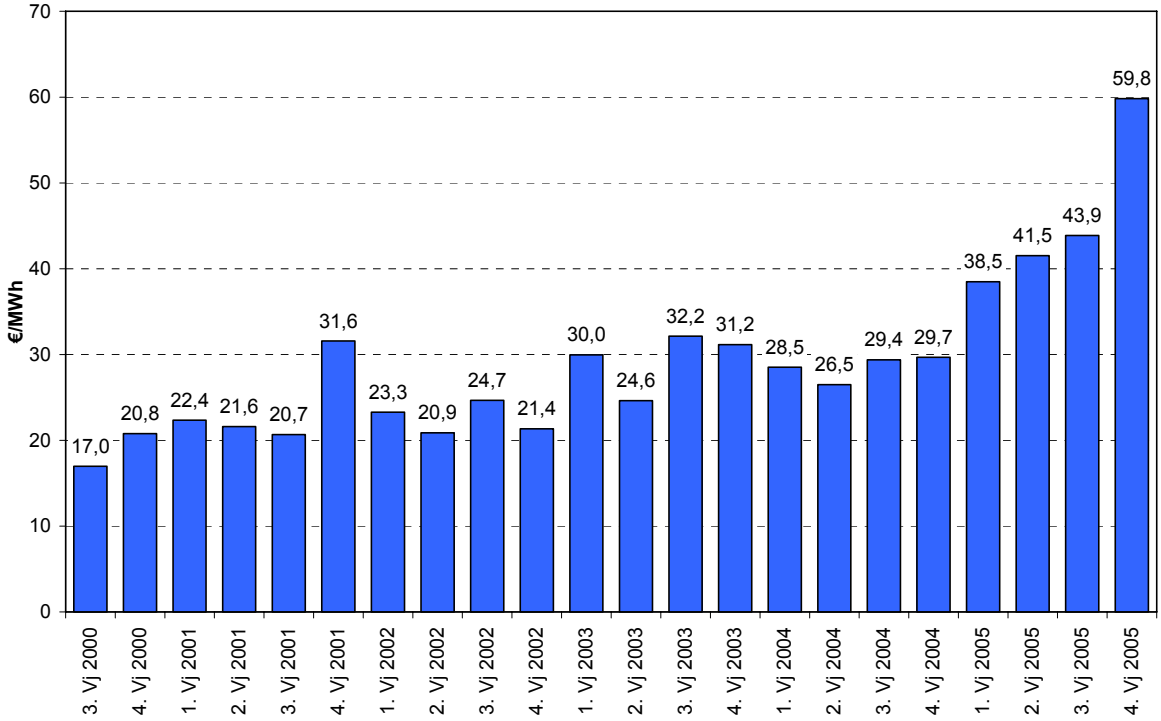
Abbildung 3-5 EEX Grundlast Jahresfuture (Phelix) bis zum Lieferzeitraum Januar 2011



Quelle: EEX (www.eex.de).

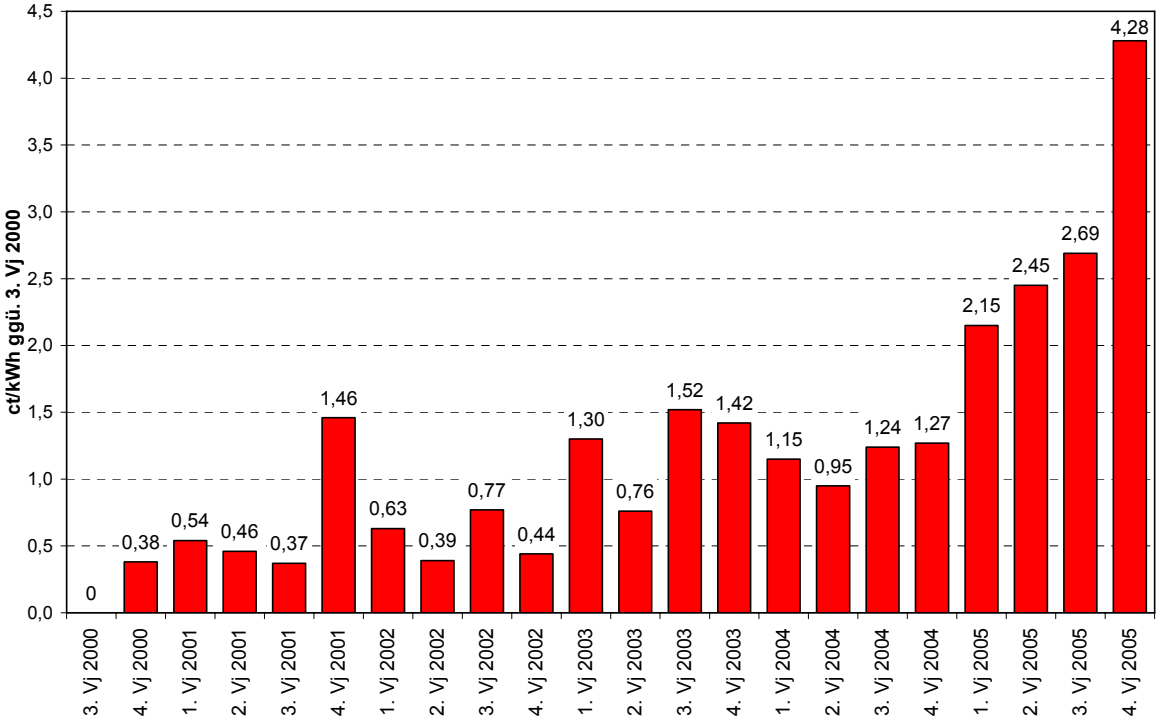
Nach §4 Abs. 3 KWK-G sind für „den aufgenommenen KWK-Strom ... der Preis, den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbaren, und ein Zuschlag zu entrichten. Kommt eine Vereinbarung nicht zustande, gilt der übliche Preis als vereinbart, zuzüglich dem nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird.“ Als maßgeblich für die Bestimmung des „üblichen Preises“ für die KWK-Stromeinspeisung im Rahmen der Regelungen nach dem KWK-G kann der an der EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweiligen Vorquartals angesehen werden, der für KWK-Anlagen bis zu 2 MW unmittelbar die Basis für die Berechnung des zu entrichtenden üblichen Preises darstellt. Zur Entwicklung der Quartalspreise sei auf Abbildung 3-6 verwiesen; Abbildung 3-7 zeigt die absoluten Preisveränderungen gegenüber 3. Quartal 2000.

Abbildung 3-6 Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EEX vom dritten Quartal 2000 bis zum vierten Quartal 2005



Quelle: EEX (www.eex.de).

Abbildung 3-7 Veränderungen des durchschnittlichen Preises für Baseload-Strom an der EEX im Vergleich zum vierten Quartal 2000



Quellen: EEX (www.eex.de); Berechnungen des DIW Berlin.

So war der durchschnittliche Preis im 4. Quartal 2005 mit 59,82 €/MWh immerhin Dreieinhalbmahl so hoch wie im dritten Quartal 2000 (16,98 €/MWh); absolut betrug die Differenz 4,28 ct/kWh. Im Vergleich zum entsprechenden Vorjahresquartal haben sich die Preise bis zum 4. Quartal 2005 verdoppelt; absolut waren sie um rund 3 ct/kWh höher.

Aus der zuvor skizzierten Entwicklung der Strompreise seit 2000 und deren Zukunftserwartungen lässt sich der Schluss ziehen, dass sich stromseitig die wirtschaftlichen Bedingungen für die KWK in den letzten Jahren tatsächlich deutlich verbessert haben.

3.2.2 Die Entwicklung der Erdgaspreise

Für die wirtschaftliche Bewertung der KWK kommt es nicht allein auf den Strompreis und dessen Veränderung an; wesentlich ist vielmehr die Relation zwischen den Strompreisen einerseits und den Brennstoffpreisen andererseits. Da neue, aber auch modernisierte KWK-Anlagen überwiegend auf Erdgasbasis errichtet werden, sind hier vor allem die Veränderungen der Erdgaspreise von Interesse. So lässt sich auch feststellen, dass die wirtschaftliche Situation der KWK-Anlagen Ende der neunziger Jahre durch die damals parallel mit den sinkenden Strompreisen stark gestiegenen Erdgaspreise wesentlich verschärft worden ist. Insbesondere für große KWK-Anlagen lassen sich auf der Grundlage der Importpreise für Erdgas und unter Berücksichtigung der Durchleitungskosten sowie der Steuern auf Erdgas Anhaltswerte für die Kosten des Brennstoffeinsatzes schätzen.

Die neunziger Jahre waren zunächst durch einen kräftigen Preisverfall für Importerdgas und ein relativ niedriges Preisniveau in einer Bandbreite von etwa 6 bis 8 €/MWh gekennzeichnet. Im Jahr 2000 ist es jedoch zu einer massiven Steigerung des Preisniveaus für Importerdgas gekommen (gegenüber 1999 um fast 80 %); im Februar 2001 wurden Spitzenpreise von fast 17 €/MWh$_{(Hu)}$ erreicht. Im Vergleich zum Importpreis von 15,47 €/MWh im Jahresdurchschnitt 2001 gingen die Preise in den Folgejahren deutlich zurück (2002: 12,93 €/MWh; 2003: 13,58 €/MWh und 2004: 13,13 €/MWh). Erst Ende 2004 setzte wieder ein kräftiger Anstieg ein, der bis zum Herbst 2005 auf Werte von über 18 €/MWh führte. Damit lag das nominale Preisniveau im September 2005 um 43 % über dem Niveau im entsprechenden Vorjahresmonat (zur Entwicklung der Erdgasimportpreise vgl. Tabelle 3-1, Abbildung 3-8 und Abbildung 3-9).

Da die Erdgasimportpreise nach wie vor stark an die Veränderungen der Rohölpreise gekoppelt sind, die seit 2003 drastisch gestiegen sind und zwischenzeitlich eine Größenordnung von 60 US-$/bbl überschritten haben (zur Entwicklung der Rohölpreise vgl. Abbildung 3-10), ist zeitverzögert mit weiteren Erdgaspreissteigerungen zu rechnen. Den äußerst engen Zusammenhang zwischen der Entwicklung der Rohölimportpreise und der Grenzübergangswerte für

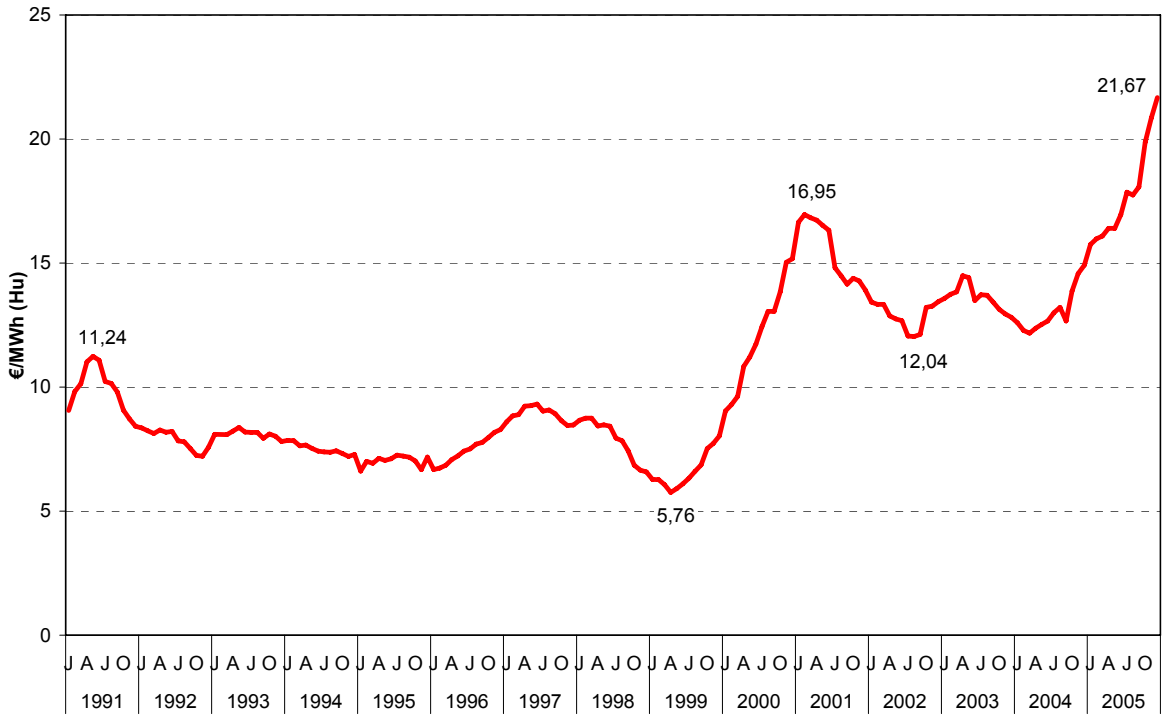
Erdgas zeigt Abbildung 3-11. Aus den Darstellungen der Erdgaspreisentwicklung lässt sich folgern, dass sich daraus eher negative Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der KWK ergeben.

Tabelle 3-1 Erdgasimportpreise (Grenzübergangswerte) von 1991 bis 2005

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	Erdgasimportpreise in €/MWh (unterer Heizwert)														
Januar	9,06	8,36	8,10	7,86	6,61	6,68	8,60	8,67	6,28	9,04	16,64	13,42	13,57	12,60	15,75
Februar	9,82	8,24	8,09	7,84	7,01	6,73	8,84	8,75	6,27	9,30	16,95	13,33	13,74	12,28	15,98
März	10,14	8,13	8,08	7,63	6,93	6,85	8,89	8,75	6,07	9,63	16,83	13,33	13,84	12,17	16,09
April	11,02	8,27	8,23	7,66	7,13	7,08	9,23	8,43	5,76	10,83	16,73	12,87	14,49	12,38	16,40
Mai	11,24	8,18	8,38	7,53	7,05	7,23	9,25	8,48	5,91	11,21	16,52	12,75	14,42	12,53	16,40
Juni	11,09	8,21	8,19	7,42	7,11	7,42	9,31	8,43	6,10	11,72	16,32	12,67	13,49	12,66	16,95
Juli	10,22	7,83	8,18	7,39	7,26	7,51	9,03	7,94	6,33	12,44	14,81	12,06	13,72	13,00	17,86
August	10,15	7,79	8,17	7,38	7,22	7,71	9,08	7,84	6,61	13,05	14,49	12,04	13,71	13,21	17,74
September	9,80	7,52	7,94	7,43	7,18	7,77	8,93	7,43	6,86	13,05	14,14	12,12	13,42	12,66	18,07
Oktober	9,07	7,24	8,11	7,32	7,02	7,96	8,64	6,85	7,52	13,84	14,39	13,21	13,13	13,87	19,87
November	8,72	7,21	8,02	7,21	6,67	8,17	8,45	6,65	7,73	15,03	14,28	13,26	12,95	14,58	20,85
Dezember	8,42	7,58	7,81	7,29	7,18	8,29	8,47	6,58	8,03	15,17	13,91	13,44	12,81	14,92	21,67
Jahr	9,74	7,87	8,09	7,51	7,01	7,44	8,85	7,82	6,67	11,85	15,47	12,93	13,58	13,13	17,89

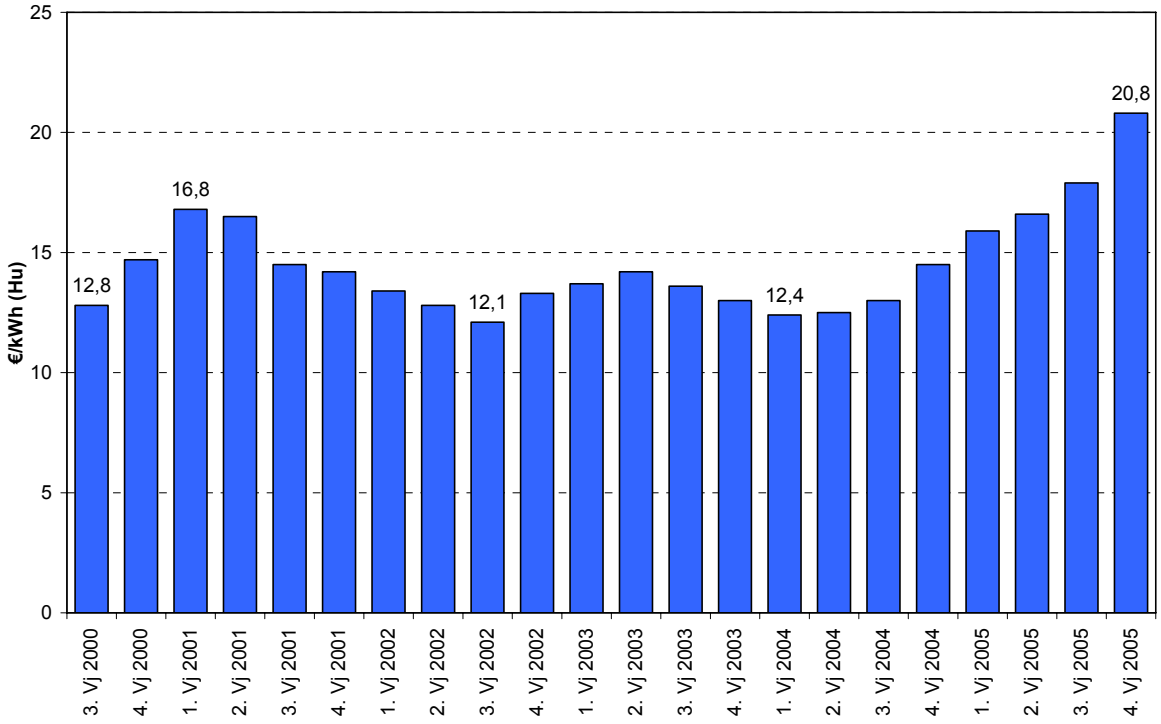
Quellen: BAFA (www.bafa.de); Berechnungen des DIW Berlin (Umrechnung auf den unteren Heizwert H_u)

Abbildung 3-8 Erdgasimportpreise (Grenzübergangswerte) von 1991 bis 2005



Quellen: BAFA (www.bafa.de); Berechnungen des DIW Berlin (Umrechnung auf den unteren Heizwert H_u)

Abbildung 3-9 Entwicklung der Erdgasimportpreise, 3. Quartal 2000 bis 4. Quartal 2005

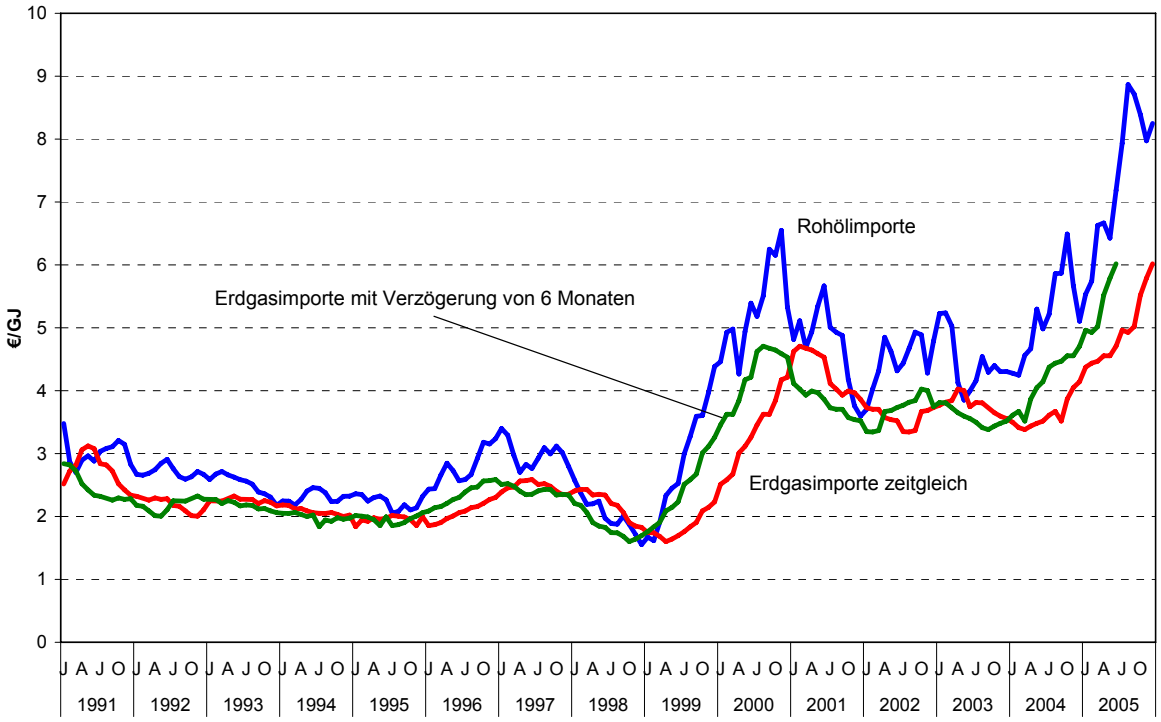


Quelle: BAFA (www.bafa.de); Berechnungen des DIW Berlin (Umrechnung auf den unteren Heizwert H_u)

Abbildung 3-10 Entwicklung des Weltmarkpreises für Rohöl (Sorte Brent), 1990 bis Ende Oktober 2005

Quelle: Energy Information Administration, Washington D.C. (www.eia.doe.gov).

Abbildung 3-11 Entwicklung der Rohöl- und Erdgasimportpreise in Deutschland von 1991 bis 2005



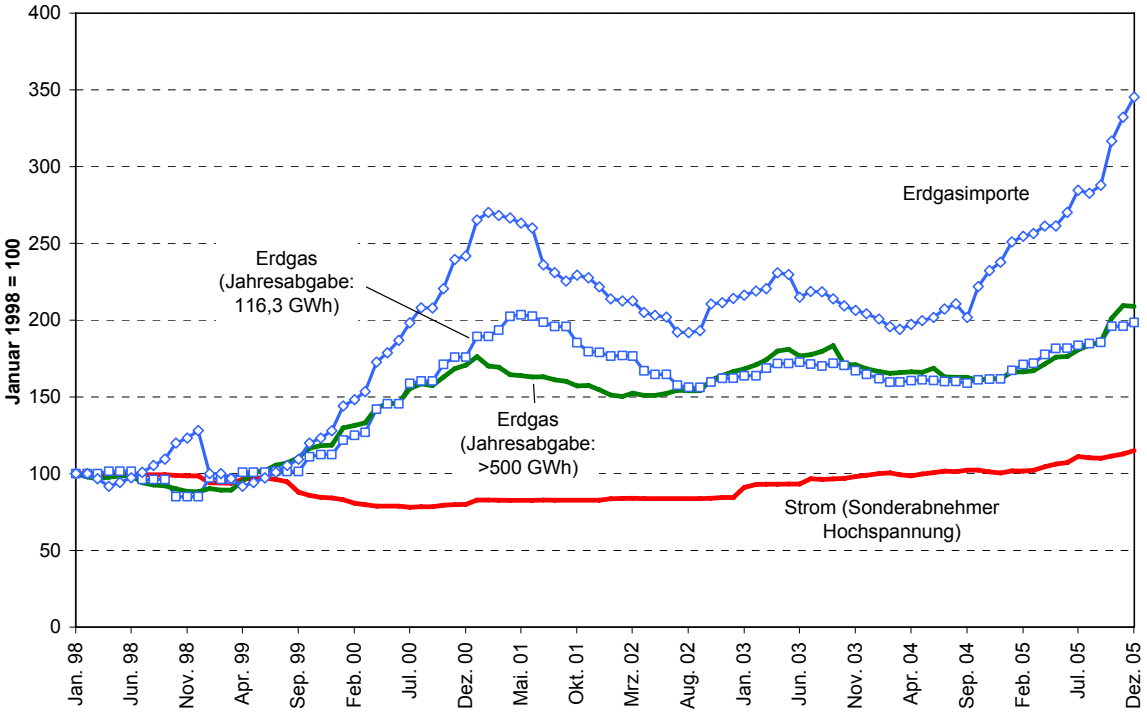
Quellen: BAFA (www.bafa.de); BMWi (www.bmwi.de); Berechnungen des DIW Berlin.

3.2.3 Die wirtschaftliche Gesamtsituation der KWK im Lichte der Relation von Strom- und Gaspreise

Für die Bewertung der wirtschaftlichen Aussichten der KWK ist die Relation der Preise zwischen den Einsatzbrennstoffen (Kostenfaktor) und der elektrischen Energie wie des Wärmeoutputs (Erlösfaktor) von wesentlicher Bedeutung. Die Entwicklung des Strompreises auf der einen und der Erdgaserzeuger- und –importpreise auf der anderen Seite ist in Abbildung 3-12 dargestellt.

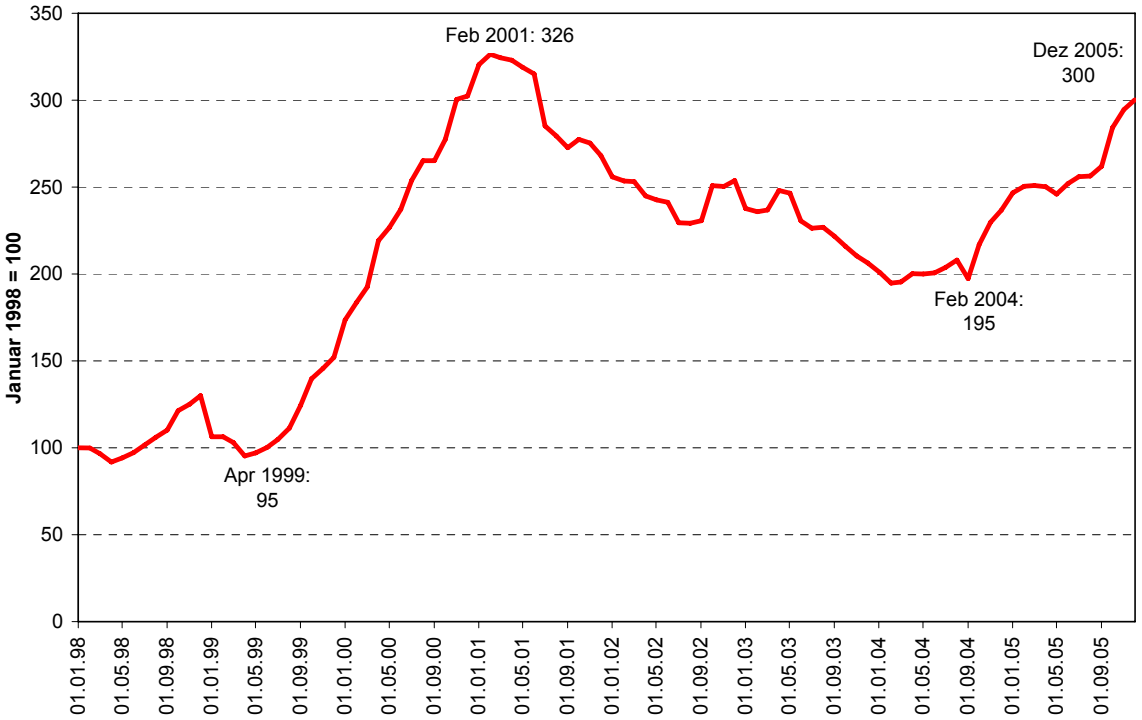
Bezogen auf das Erdgas als Kostenfaktor hat sich Relation von Erdgas- zu Strompreisen vor allem Ende der neunziger Jahre drastisch verschlechtert. Damit wurden auch die wirtschaftlichen Bedingungen für den Betrieb und die Errichtung von KWK-Anlagen schlagartig erheblich beeinträchtigt. Mit dem zeitweiligen Rückgang der Erdgaspreise in den Jahren 2002 bis zum Herbst 2004 und dem tendenziellen Anstieg der Strompreise im Verlauf der Jahre 2003 und 2004 haben sich die Bedingungen zunächst zwar wieder zugunsten der KWK verändert, doch hat sich seit Ende 2004 die Schere zwischen Strom- und Erdgaspreisen erneut weit geöffnet. Dies lässt sich auch an dem Verhältnis der Indizes der Entwicklung der Erdgasimportpreise sowie der Strompreise für Sonderabnehmer erkennen.

Abbildung 3-12 Erdgasimport- und –inlandspreise sowie Strompreise für Sonderabnehmer in Deutschland, Anfang 1998 bis September/Oktober 2005



Quellen: Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Reihe 2; BAFA (www.bafa.de); VIK (www.vik.de).

Abbildung 3-13 Verhältnis der Indizes der Entwicklung der Erdgasimportpreise sowie der Strompreise für Sonderabnehmer (HS), Januar 1998 = 100

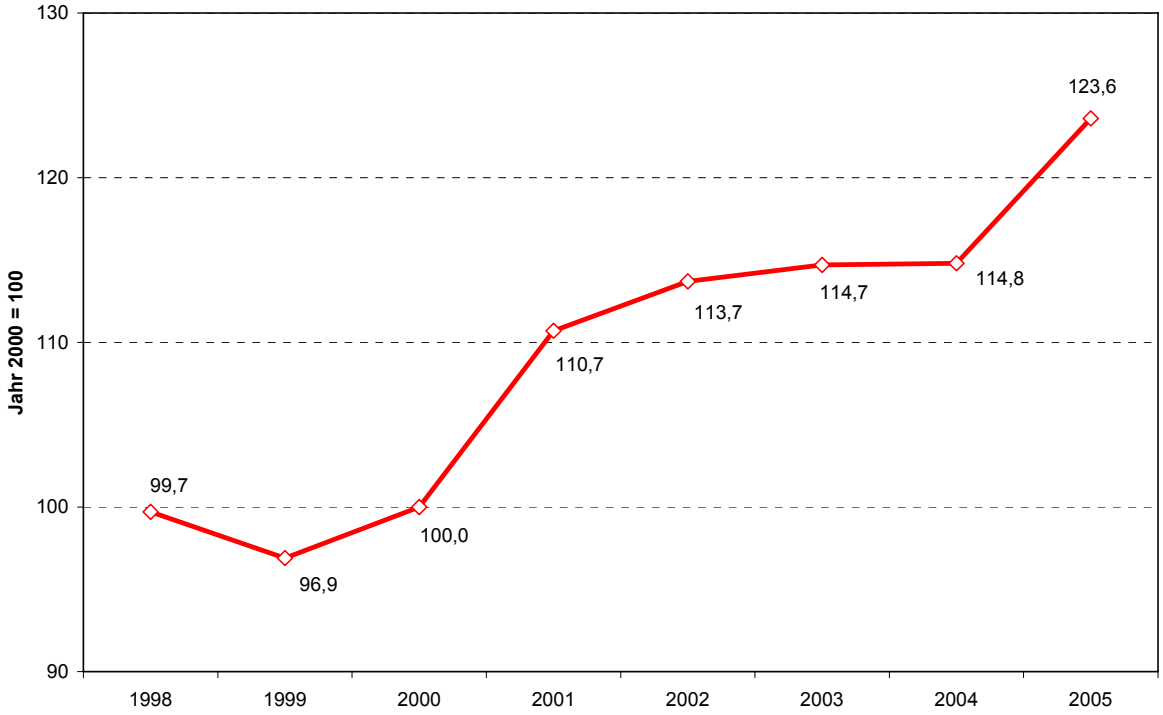


Quellen: Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Reihe 2, BAFA (www.bafa.de); VIK (www.vik.de); Berechnungen des DIW Berlin.

Die in Abbildung 3-13 dargestellte Kurve zeigt sehr deutlich den kräftigen Anstieg bis Anfang 2001, dem ein mehr oder weniger stetiger Rückgang bis zum Herbst folgte, der dann jedoch wieder von einer starken Zunahme bis auf einen Wert von rund 300 im Dezember 2005 – nahezu so hoch wie Anfang 2001 - abgelöst worden ist.

Wenn insoweit mit dem Auseinanderklaffen von Strom- und Gaspreisen die Wettbewerbsfähigkeit der KWK erheblich beeinträchtigt wird, so ist allerdings auch nicht zu übersehen, dass sich gleichzeitig die Konkurrenzfähigkeit der KWK auf der Wärmeseite durch die stark gestiegenen Gaspreise prinzipiell erhöht. Das Gas ist heute noch deutlich vor dem leichten Heizöl der dominierende Energieträger auf dem Markt für Heizenergieträger. Für die Fernwärme bedeutet dies, dass eine Erhöhung der Gaspreise zugleich auch den Spielraum für eine Anhebung der Fernwärmepreise vergrößert, so dass sich zumindest von dieser Seite her tendenziell auch die Erlössituation günstiger darstellt. Allerdings ist es fraglich, ob sich bei der Fernwärme, die preislich häufig schon am oberen Rand der Konkurrenzenergien rangiert, Preiserhöhungen auf dem Markt auch tatsächlich durchsetzen lassen können.

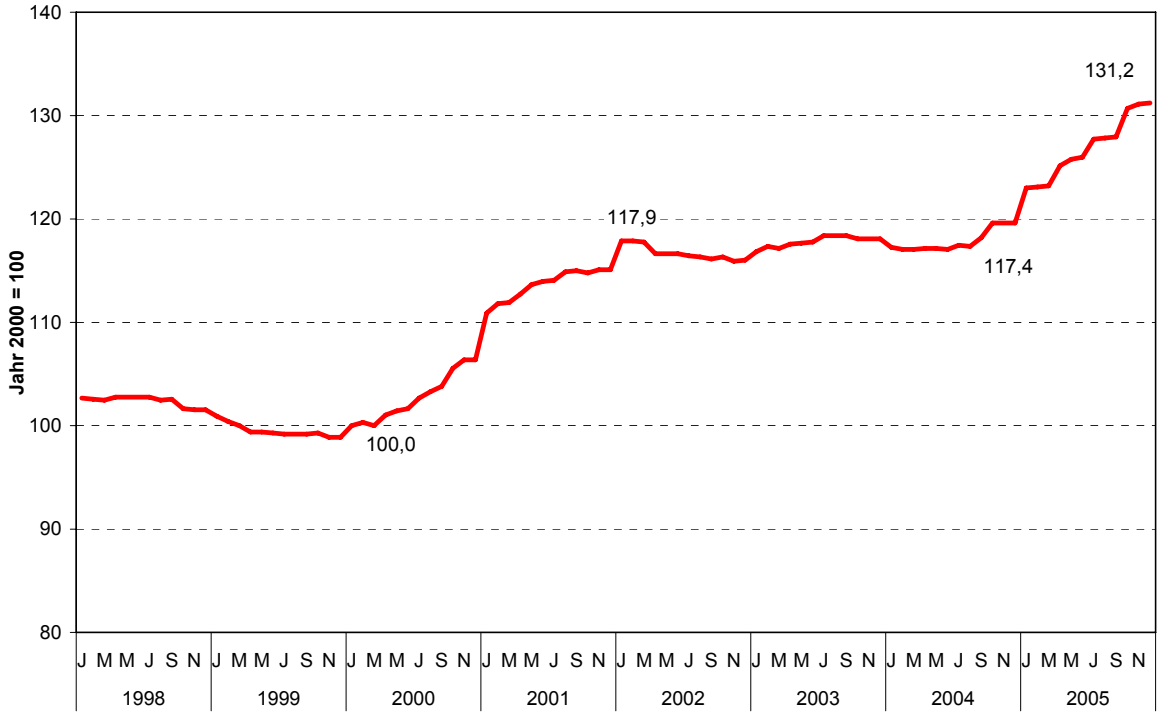
Abbildung 3-14 Entwicklung der Erzeugerpreise für Fernwärme in den Jahren von 1998 bis 2005, 2000 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt: Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen von Januar 1995 bis Oktober 2005. Wiesbaden, 18.11.2005 sowie Fachserie 17, Reihe 2.

Andererseits muss man feststellen, dass die Fernwärmetarife der Versorgungsunternehmen, die in der Regel aus Arbeits-, Grund- und Messpreis bestehen, meist auch Preisgleitklauseln enthalten, die die Arbeitspreise der Fernwärme an die Kosten der Einsatzenergien und an die allgemeine Entwicklung von Energiepreisen und Lebenshaltungskosten anpassen. Damit bewegen sich die Fernwärmepreise mehr oder weniger parallel, wenn auch überwiegend zeitversetzt und mit unterschiedlicher Steigung, zu den allgemeinen Energiepreisen. Abbildung 3-14 zeigt die Entwicklung des Erzeugerpreisindex der Fernwärme, der monatlich vom Statistischen Bundesamt errechnet und publiziert wird, in den Jahren von 1998 bis 2005, während Abbildung 3-15 die Preisentwicklung in diesem Zeitraum auf Monatsbasis darstellt. Danach waren die Fernwärmepreise im Durchschnitt des Jahres 2005 um beinahe ein Viertel höher als im Jahr 2000. Die Preise im Dezember 2005 waren sogar um reichlich 30 % höher als Anfang 2000; im Jahresvergleich Dezember 2005 gegenüber Dezember 2004 betrug die Steigerung nahezu 10 %.

Abbildung 3-15 Entwicklung der monatlichen Erzeugerpreise für Fernwärme, Januar 1998 bis Dezember 2005

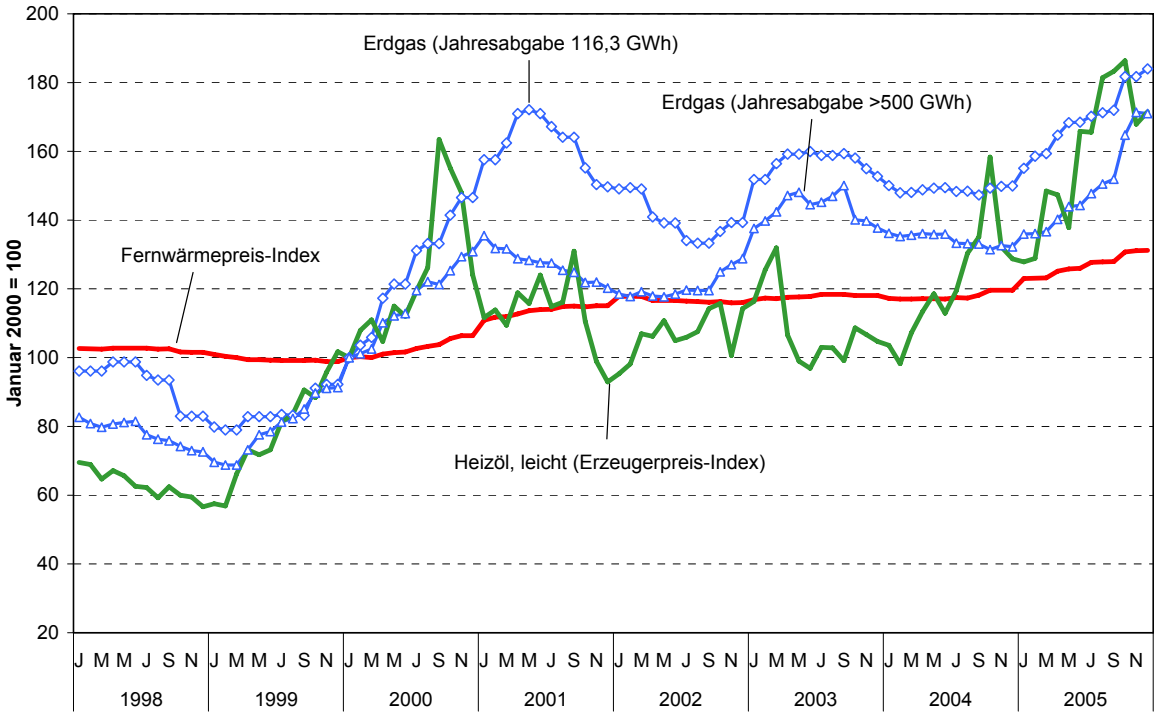


Quelle: Statistisches Bundesamt: Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen von Januar 1995 bis Oktober 2005. Wiesbaden, 18.11.2005 sowie Fachserie 17, Reihe 2.

Vergleicht man die Entwicklung der Fernwärmepreise (gemessen am Erzeugerpreisindex) mit derjenigen des Erdgases und des leichten Heizöls, so wird aber deutlich, dass die Fernwärme einen wesentlich ausgeglicheneren Verlauf als Erdgas und insbesondere leichtes Heizöl auf-

weist und die Preissteigerung dieser beiden Konkurrenzenergien erheblich stärker ausgefallen ist (vgl. Abbildung 3-16).

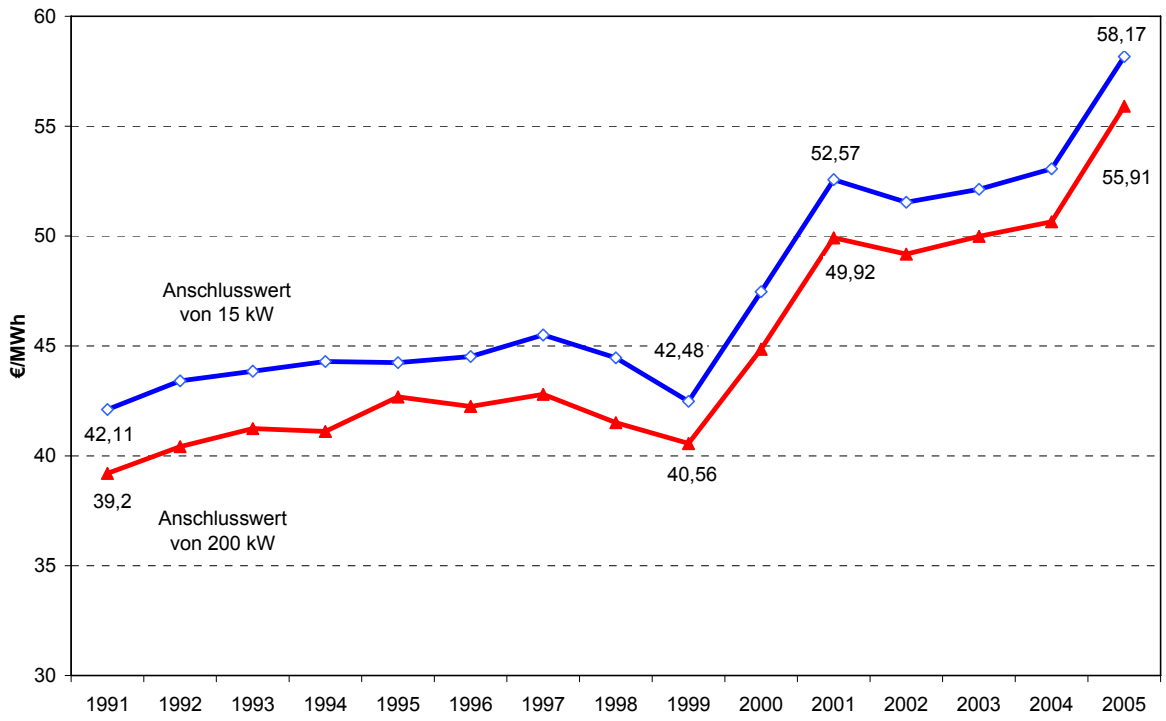
Abbildung 3-16 Entwicklung der Preise von Fernwärme, Erdgas und Heizöl, leicht von 1998 bis 2005



Quellen: Statistisches Bundesamt: Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen von Januar 1995 bis Oktober 2005. Wiesbaden, 18.11.2005 sowie Fachserie 17, Reihe 2; BAFA (www.bafa.de); AGFW 2005b+c.

Die Entwicklung der absoluten Fernwärmepreise zeigt ein ähnliches Bild wie der Erzeugerpreisindex: In der längeren Perspektive hat sich die Fernwärme für einen definierten Abnahmefall (Wohngebäude mit 15 kW und 200 kW Anschlusswert bei 1500 Ausnutzungsstunden) von rund 42 €/MWh (15 kW) bzw. 39 €/MWh (200 MWh) im Jahre 1991 bis zum Jahr 2005 jeweils um rund 16 €/MWh auf knapp 56 bzw. rund 58 €/MWh verteuert. Dabei war die Phase von Anfang bis Ende der neunziger Jahre durch eine sehr moderate Entwicklung gekennzeichnet, die aber seit Anfang des Jahrhunderts von einer kräftigen Preissteigerung abgelöst worden ist (vgl. Abbildung 3-17).

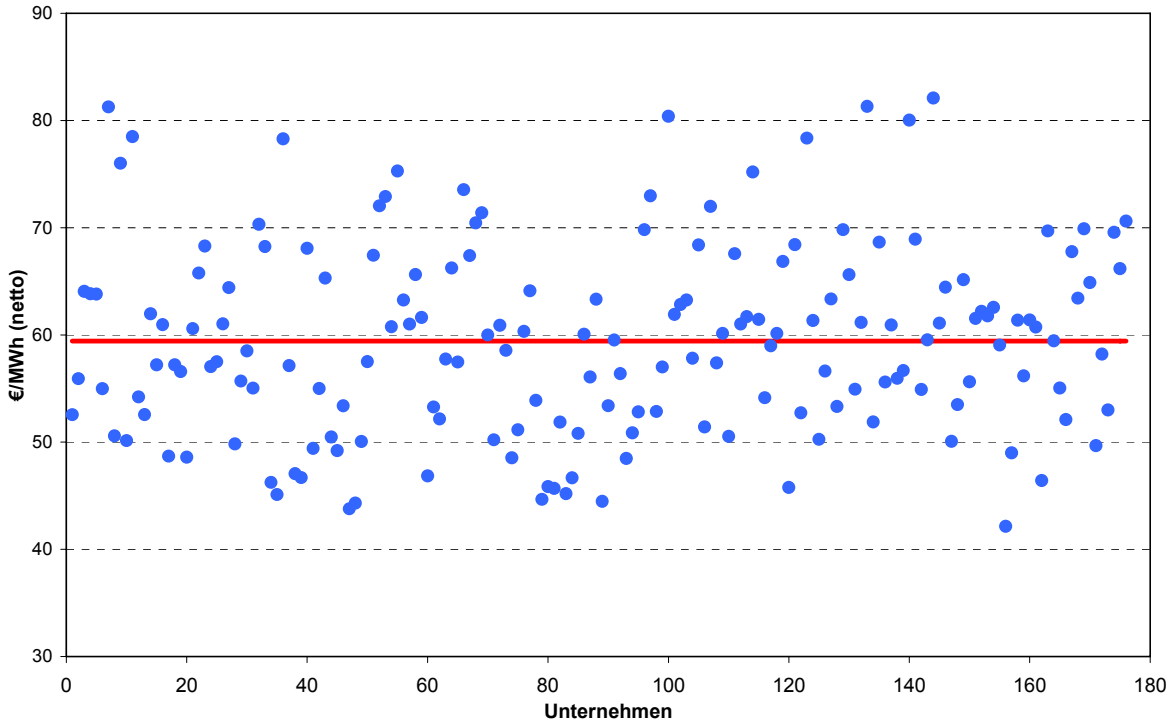
Abbildung 3-17 Fernwärme-Preisentwicklung von 1991 bis 2005 für die Verbrauchertypen Wohngebäude mit 15 kW und 200 kW Anschlusswert bei 1500 Ausnutzungsstunden pro Jahr



Quelle: AGFW 2005b+c.

Hinzuweisen ist aber auf die beträchtlichen Fernwärmepreisdifferenzen zwischen den einzelnen Versorgungsunternehmen. Einen Eindruck davon gibt Abbildung 3-18, in der für 176 Unternehmen die Fernwärmepreise per 1. Oktober 2005 aufgetragen sind. Um den (arithmetischen) Mittelwert von knapp 60 €/kWh bewegen sich die Preise von etwa 42 €/MWh im Minimum bis zu reichlich 80 €/MWh im Maximum. Zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Preis liegt demnach ein Faktor 2. Insofern sind generelle Aussagen über die Fernwärmepreise auch nur mit Vorbehalten möglich.

Abbildung 3-18 Streubreite der Fernwärmepreise (Mischpreise) nach der Kurzumfrage der AGFW vom 1. Oktober 2005 nach Fernwärme-Versorgungsunternehmen



Quelle: AGFW 2005c.

Angesichts der im Vergleich zu den Konkurrenzenergien moderateren Fernwärmepreisentwicklung ist wohl eher damit zu rechnen, dass sich die negativen Wirkungen hoher Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen stärker niederschlagen als die potentiellen Preiserhöhungsspielräume auf der Erlösseite. Hinzu kommen die erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der längerfristigen Gaspreisentwicklungen auch und gerade vor dem Hintergrund der Veränderungen auf den Welterdölmärkten.

3.3 Politische Rahmensetzungen

Zu den die Wirtschaftlichkeit beeinflussenden politisch gesetzten Rahmenbedingungen gehört an erster Stelle das seit 1. April 2002 wirksame Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Einflüsse gehen aber auch von Detailregelungen im Zusammenhang mit der Ökosteuer, dem Erneuerbare Energien Gesetz und dem Zuteilungsgesetz 2007 auf, mit dem der Emissionshandel geregelt wird. Perspektivische Bedeutung könnte weiterhin der Europäischen KWK-Richtlinie zukommen.

3.3.1 Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz 2002 (KWK-G 2002)

Das KWK-G aus dem Jahr 2002 löste das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G alt) vom 12.05.2000 ab, das im wesentlichen dem Bestandsschutz von KWK-Anlagen diente, hohe Mitnahmeeffekte bewirkte und sich vor allem mit Blick auf die CO_2-Minderung als wenig wirkungsvoll erwies. Mit dem „neuen“ KWK-G soll über den befristeten Schutz und die Förderung der Modernisierung bestehender Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sowie den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung von Brennstoffzellen ein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geleistet werden. Insgesamt stellt dieses KWK-G die wichtigste Fördermaßnahme für die Kraft-Wärme-Kopplung dar, deren Betreiber ab April 2002 einen Zuschlag für den in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom erhalten, wobei sich die Höhe des Zuschlags nach der Anlagenkategorie richtet (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2 Zuschlagzahlungen nach dem KWK-G 2002

Zuschlag in cent/kWh	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alte Bestandsanlagen (Inbetriebnahme bis zum 31.12.1989)	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
Neue Bestandsanlagen (Inbetriebnahme einer neuen Anlage oder einer mit mindestens 50 % Kostenaufwand modernisierten Anlage zwischen 01.01.1990 und 31.03.2002)	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
Modernisierte Anlagen (alte Bestandsanlage, modernisiert und zwischen 01.04.2002 und 31.12.2005 wieder in Dauerbetrieb genommen)	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
Neue kleine KWK-Anlagen (größer 50 kW_{el} bis zu 2 MW_{el}) (Inbetriebnahme ab 01.04.2002) und bis zu 50 kW_{el} (Inbetriebnahme nach dem 31.12.2005)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
Neue kleine KWK-Anlagen bis 50 kWel (Inbetriebnahme zwischen 01.04.2002 und 31.12.2008)	5,11 cent/kWh für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage								
Neue Brennstoffzellen (Inbetriebnahme ab 01.04.2002)									

Quelle: KWK-G 2002.

Abgesehen von den zeitlichen Restriktionen im Hinblick auf das Antragsverfahren und die Inbetriebnahmebestimmungen bei Modernisierungsinvestitionen und Neuanlagen werden die Förderwirkungen dieser Zuschlagsregelung entscheidend beeinflusst von der mehr oder weniger ausgeprägten Degression der Zuschlagsätze sowie der zeitlichen Befristung der Förderung selbst. So läuft die Förderung der alten Bestandsanlagen im Jahr 2006, diejenige der neuen Bestandsanlagen im Jahr 2009 und jene der modernisierten Anlagen wie der neuen KWK-Anlagen mit einer Leistung von 50 kW bis 2 MW mit dem Jahr 2010 aus. Lediglich bei Brennstoffzellen wird die Förderung von 5,11 ct/kWh für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs (letztes Inbetriebnahmejahr 2010) gewährt.

Für Kleinst-KWK-Anlagen bis zu 50 kW galt eine entsprechende Regelung, aber nur bei einer Inbetriebnahme vom 1.4.2002 bis zum 31.12.2005. Diese Regelung ist inzwischen insoweit vom Gesetzgeber geändert worden, als dieser Zeitraum nun bis Ende 2008 verlängert wird. Für diesen Typus von Anlagen ist dies zweifellos eine wichtige Änderung, die allerdings energiewirtschaftlich kaum ins Gewicht fällt.

Wie weiter oben bereits dargestellt, summierten sich die Zuschläge in den 3¾ Jahren seit Inkrafttreten des KWK-G insgesamt bis 2005 auf knapp 3 Mrd. €. Zu weiteren statistischen Details vgl. Kapitel 2.3; zu den Wirkungen im Hinblick auf die durch die geförderte KWK erzielten Minderungen der CO_2-Emissionen vgl. Kapitel 6.

3.3.2 Öko-Steuerregelungen und KWK

Am 1. April 1999 trat das Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform in Kraft. Ziel der ökologischen Steuerreform ist es, zum Energiesparen und zur rationellen Energieverwendung anzuregen sowie erneuerbare Energien zu fördern. Über eine Stromsteuer und eine erhöhte Mineralöl-/Erdgassteuer sollten dazu die entsprechenden monetären Anreize gegeben werden (vgl. Tabelle 3-3).

Nach der 5. Stufe der Ökosteuer, die am 1.1.2003 in Kraft getreten ist, unterliegen aus dem Netz bezogene Elektrizität und eigenerzeugter Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 2.000 kW grundsätzlich einer Stromsteuer von 2,05 ct/kWh_{el}. Zusätzlich wurde die Öko-Mineralölsteuer für Brennstoffe erhöht, sie beträgt seitdem für leichtes Heizöl 2,05 ct/Liter und für Erdgas 0,366 ct/$kWh_{(Ho)}$. Für schweres Heizöl wird ein einheitlicher Mineralölsteuer in Höhe von 2,5 ct/kg (Ökosteueranteil: 0,97 ct/kg) erhoben.

Tabelle 3-3 Mineralöl-/Erdgas- und Ökosteuersätze für Strom und Heizstoffe

Energie-träger	Einheit	Mineralöl-steuer bis 31.03.1999	Mineralöl-steuer plus 1. Stufe Ökosteuer (01.04.99)	Mineralöl-steuer plus 2. Stufe Ökosteuer (Jan. 2000)	Mineralöl-steuer plus 3. Stufe Ökosteuer (Jan. 2001)	Mineralöl-steuer plus 4. Stufe Ökosteuer (Jan. 2002)	Mineralöl-steuer plus 5. Stufe Ökosteuer (Jan. 2003)	Anteil Ökosteuer 2003
Strom	ct/kWh	---	1,02	1,28	1,54	1,80	2,05	2,05
Leichtes Heizöl	ct/Liter	4,09	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	2,05
Schweres Heizöl	ct/kg	1,53	1,53	1,79	1,79	1,79	2,50	0,97
Erdgas	ct/kWh	0,18	0,344	0,344	0,344	0,344	0,55	0,366

Quelle: BMU (www.bmu.de).

Um zu vermeiden, dass auch besonders effiziente Energietechnologien belastet werden, wurden entsprechende Ausnahmeregelungen getroffen. Davon profitieren auch KWK-Anlagen. So sind hocheffiziente KWK-Anlagen mit einem monatlichen oder jährlichen Nutzungsgrad von mindestens 70 Prozent vollständig von der Mineralölsteuer (0,55 Cent/kWh bei Erdgas) - also nicht nur vom Ökosteueranteil - befreit. Anlagen, die den Energiegehalt des verwendeten Mineralöls zu mindestens 60 Prozent nutzen, werden zumindest vom „Ökosteuer-Anteil“ (0,366 Cent/ kWh bei Erdgas und 2,05 Cent/Liter bei leichtem Heizöl) ausgenommen. Der geldwerte Vorteil der Steuerbefreiung ist nicht zu vernachlässigen: Beispielsweise bedeutet dies für ein Erdgas-BHKW mit einer Leistung von 2 MW, einer Auslastung von 5 000 Stunden/a und einem Gesamtnutzungsgrad von 85 % eine Steuerentlastung von beinahe 100 000 €. Dieser Wettbewerbsvorteil ist im Wesentlichen nur relevant im Vergleich zur reinen Kondensationsstromerzeugung auf Erdgasbasis (Heizöl spielt bei der Verstromung in Deutschland praktisch keine Rolle; Stein- und Braunkohle sowie Kernbrennstoffe werden steuerlich nicht belastet!).

Zugleich wurde die Steuerbefreiung für Contracting-Modelle, also für diejenigen, die im Rahmen eines Vertragsverhältnisses für einen anderen eine Anlage zur Wärme- und/oder Stromerzeugung betreiben, entsprechend angepasst und mit der Eigenerzeugung gleichgestellt. Auch dies gibt einen zusätzlichen Anreiz für eine effiziente und dezentrale Energieversorgung, zum Beispiel in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW) und Energiedienstleistungen. Mobile BHKW-Anlagen werden darüber hinaus mit ortsfesten BHKW-Anlagen steuerlich gleichgestellt, sofern sie während des Betriebes ausschließlich an ihrem jeweiligen Standort verbleiben.

3.3.3 Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) auf die KWK

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der zum 1. August 2004 in Kraft getretenen novellierten Fassung ist § 7 die „Vergütung für Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas" (Tabelle 3-4) und in § 8 die „Vergütung für Strom aus Biomasse" (Tabelle 3-5) geregelt.

Tabelle 3-4: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Deponiegas, Klärgas oder Grubengas betrieben werden (§ 7 EEG)

Leistungsklasse	Vergütung
	ct/kWh
≤ 500 kW_{el}	7,76
> 500 kW_{el} ≤ 5 MW_{el}	6,65
> 5 MW_{el}	6,65

Quelle: EEG.

Die in Tabelle 3-4 genannten „Mindestvergütungssätze erhöhen sich um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn das ... eingespeiste Gas auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist oder der Strom mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren gewonnen wird."

Tabelle 3-5: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Bioenergie betrieben werden, 2004 (§ 8 EEG)

Leistungsklasse	Vergütung
	ct/kWh
≤ 150 kWel	11,50
> 150 kWel ≤ 500 kWel	9,90
> 500 kWel ≤ 5 MWel	8,90
> 5 MWel ≤ 20 kWel	8,40

Quelle: EEG.

Das EEG führt nach § 8 Abs. (3) einen neuen Bonus für die Stromerzeugung aus Biomasse in KWK-Anlagen in Höhe von 2 ct/kWh ein. Die Mindestvergütungen erhöhen sich nach § 8 Abs. (4) bei Anlagen bis zu einer Leistung von 5 MW um jeweils weitere 2 ct/kWh, „wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, und die Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt, das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist oder der Strom mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren gewonnen wird." Zusammen mit der Grundvergütung und dem Bonus für nachwachsende Rohstoffe kann sich so die Einspeisevergütung auf bis zu 21,5 Cent/ kWh summieren.

Es zeichnet sich schon jetzt ab, dass sich durch diese Neuregelung die wirtschaftliche Attraktivität der dadurch begünstigten KWK-Anlagen deutlich erhöht hat, zumal hier – anders als beim KWK-G 2002 – keine zu enge Laufzeitbegrenzung besteht.

Die genannten Mindestvergütungen werden im Übrigen beginnend mit dem 1. Januar 2005 jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 1,5 Prozent des für die im Vorjahr neu in Betrieb genommenen Anlagen maßgeblichen Wertes gesenkt.

3.3.4 Implikationen des Emissionshandels (Zuteilungsplan 200-2007) für die KWK

Die mit dem gesamten Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen verbundenen Emissionen sind bei einer Feuerungswärmeleistung von über 20 MW dem Emissionshandel unterworfen. Dies wirft spezifische Probleme insofern auf, als das EU-Emissionshandelssystem ist ein partielles Emissionshandelssystem darstellt, dass nur einen Teil der Quellbereiche für Treibhausgasemissionen und auch nur einen Teil der emittierenden Anlagen bestimmter Sektoren abdeckt. Aus den konkreten Systemabgrenzungen des EU-Emissionshandelssystems können spezifische Effekte resultieren, die sich hinsichtlich der ökologischen Integrität des Systems als problematisch erweisen und auch zu kontraproduktiven Wirkungen (Leakage-Effekte) führen können. So kann bei der Kraft-Wärme-Kopplung hinsichtlich der gekoppelten Erzeugung von zwei oder mehr Produkten (Strom, Wärme, ggf. Kälte) die Situation entstehen, dass Anlagen der konkurrierenden, ungekoppelten Produktion (vor allem im Bereich der Wärmeerzeugung) nicht dem Emissionshandelssystem unterliegen und der ökologisch vorteilhaften Kraft-Wärme-Kopplung allein wegen der Systemabgrenzung des Emissionshandelssystems Nachteile erwachsen können.

Sofern die aus KWK-Anlagen ausgekoppelte Wärme (oder Kälte) in Konkurrenz zu Wärme (oder Kälte) aus nicht vom Emissionshandel erfassten Anlagen steht, können bei Einführung des Emissionshandelssystems negative Anreizeffekte entstehen (siehe dazu auch: DIW Berlin, Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2005):

- Bei Anlagen mit Stromeinbuße durch Wärmeauskopplung (Entnahme-Kondensationsanlagen) entsteht durch den zusätzlichen Zertifikatsbedarf, der mit der Wärmeauskopplung verbunden ist, ein Anreiz, die Wärmeauskopplung zu verringern bzw. nicht auszuweiten.
- Bei neu zu errichtenden Anlagen entsteht ein zusätzliches Hemmnis, da der elektrische Nutzungsgrad der Anlagen meist niedriger ist als bei entsprechenden Kondensations-

kraftwerken und die Gesamtnutzungsgraderhöhung durch die Wärmeauskopplung ggf. nicht honoriert werden kann.

Um mögliche wirtschaftliche Nachteile durch den Emissionshandel zu vermeiden, wurden in das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) zwei KWK-spezifische Ausnahmeregelungen aufgenommen:

- Nach § 14 ZuG 2007 erhalten Betreiber von bestehenden KWK-Anlagen zusätzliche Berechtigungen zur Emission von 27 Tonnen Kohlendioxidäquivalenten je GWh in KWK-Netto-Stromerzeugung.
- Nach § 11 Abs. 2 ZuG 2007 erfolgt bei zusätzlichen neuen KWK-Anlagen eine Zuteilung auf der Basis eines doppelten Benchmarks: Hinsichtlich der zu erwartenden Menge Stroms sind es je erzeugter Produkteinheit maximal 750 g CO_2/kWh, jedoch nicht mehr als der bei Verwendung der besten verfügbaren Techniken erreichbare Emissionswert der Anlage, mindestens aber 365 g CO_2/kWh. Wärmeseitig gilt nach § 12 Zuteilungsverordnung 2007 ein Benchmark von mindestens 215 und maximal 290 g CO_2/kWh bei der Erzeugung von Warmwasser und von 225 bis 345 g CO_2/kWh bei der Erzeugung von Prozessdampf.

Mit dieser Regelung sollen die emissionshandelsbedingten wirtschaftlichen Nachteile für die KWK im Wesentlichen ausgeglichen werden. Allerdings sollten die wirtschaftlichen Vorteile der Regelungen weder für die Bestandsanlagen einerseits noch für den doppelten Benchmark für neue KWK-Anlagen andererseits überschätzt werden.

Während der geldwerte Vorteil bei Bestandsanlagen ausschließlich von der Höhe des Zertifikatspreises abhängig ist, variiert er bei neuen KWK-Anlagen darüber hinaus noch in Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff, von der Stromkennzahl sowie dem Gesamtnutzungsgrad der Anlage. Tabelle 3-6 zeigt für bestimmte Anlagenkonstellationen und unterschiedlichen CO_2-Zertifikatspreisen die jeweiligen geldwerten Vorteile:

- Bei Bestandsanlagen betragen diese je €/t CO_2 lediglich 0,0027 ct/kWh; bei dem derzeit (Ende Juli 2005) gehandelten Zertifikatspreis von 20 €/t CO_2 wären es also 0,054 ct/kWh.
- Bei neuen KWK-Anlagen lässt sich unter der Annahme eines CO_2-Zertifikatspreises von 20 €/t CO_2 der geldwerte Vorteil bei einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage (Strombenchmark: 365 g CO_2/kWh) auf 0,233 ct/kWh_{el} und einem Steinkohlenheizkraftwerk (Strombenchmark: 750 g CO_2/kWh) auf 0,134 ct/kWh_{el} veranschlagen (Wärme-Benchmark jeweils 215 g CO_2/kWh), wobei insbesondere bei der Steinkohlenanlage der Effekt entscheidend von der Stromkennzahl abhängt.

Tabelle 3-6 Spezifischer geldwerter Vorteil der KWK-bezogenen Regelungen im Zuteilungsgesetz 2007

	Einheit	CO_2-Zertifikatspreis in €/t $CO_{2äquiv.}$					
		5	10	15	20	25	30
Bestandsanlagen	ct/kWh	0,0135	0,0270	0,0405	0,0540	0,0675	0,0810
Neuanlagen-Erdgas[1]		0,0583	0,1166	0,1748	0,2331	0,2914	0,3497
Neuanlagen-Steinkohle[2]		0,0335	0,0670	0,1005	0,1340	0,1675	0,2010

[1] Stromkennzahl: 1,0; Gesamtnutzungsgrad: 87 %.

[2] Stromkennzahl: 0,7; Gesamtnutzungsgrad: 83 %.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Mit der Optionsregel des § 7 Abs. 12 ZuG 2007 wurde zwar eine für modernere KWK-Anlagen vorteilhafte Zuteilungsregel geschaffen, die allerdings in der Gesamtarchitektur des Allokationsplans eher kontraproduktiv ist.

Im Zusammenwirken der Sonderzuteilungen für die KWK und den für die KWK getroffenen Neuanlagen- bzw. Optionsregelungen des Nationalen Zuteilungsplans für 2005-2007 konnten die im Emissionshandelssystem angelegten Nachteile weitgehend ausgeglichen werden. Ob und inwieweit Sonderregelungen wie die Optionsregelung jedoch in den Allokationsplänen für die kommenden Emissionshandelsperioden Bestand haben, bleibt abzuwarten.

3.3.5 KWK-Richtlinie der EU

Die Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG trat am 21. Februar 2004 in Kraft. Vorangegangen war im Oktober 1997 eine Vorlage für eine „Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und zum Abbau von Hemmnissen, die ihrer Entwicklung im Wege stehen“. In dieser früheren Vorlage wurde das Ziel formuliert, den Anteil der KWK an der Stromerzeugung in der EU bis zum Jahr 2010 auf 18 % zu verdoppeln.

Eine derartige quantifizierte Zielsetzung ist in der nunmehr geltenden Richtlinie allerdings nicht mehr enthalten. Lediglich auf der Homepage der Kommission wird im beschreibenden Teil zur Richtlinie darauf hingewiesen, dass „die Energieeinsparungen 3 bis 4 % des Bruttoenergieverbrauchs in der EU erreichen“ könnten, wenn sich der Anteil der im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Elektrizität an der Gesamtelektrizitätserzeugung der EU betrug ... auf 18 % steigern ließe.“

In Artikel 1 wird der Zweck der Richtlinie wie folgt angegeben:

„Zweck dieser Richtlinie ist es, die Energieeffizienz zu erhöhen und die Versorgungssicherheit zu verbessern, indem ein Rahmen für die Förderung und Entwicklung einer hocheffizienten, am Nutzwärmebedarf orientierten und auf Primärenergieeinsparungen ausgerichteten KWK im Energiebinnenmarkt unter Berücksichtigung der spezifischen einzelstaatlichen Gegebenheiten, insbesondere klimatischer und wirtschaftlicher Art, geschaffen wird."

Dabei beschränkt sich die Richtlinie im Wesentlichen auf

- Verfahren zur Berechnung des KWK-Stroms (Anhang II) und zur Bestimmung der Effizienz des KWK-Prozesses (Anhang III),.
- Kriterien für die Bestimmung des Wirkungsgrades der KWK (Artikel 4),
- Regelungen zum Herkunftsnachweis für Strom aus hocheffizienter KWK (Artikel 5),
- Verpflichtung der Mitgliedstaaten zur Analyse der nationalen Potenziale für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK (Artikel 6),
- Berichterstattungspflichten der Mitgliedstaaten (Artikel 10) und der Kommission (Artikel 11)

Die Richtlinie stellt explizit auf hocheffiziente KWK ab und fordert zudem nach Anhang III, dass diese *„folgende Kriterien erfüllen muss*

- *die KWK-Erzeugung in KWK-Blöcken ermöglicht gemäß Buchstabe b) berechnete Primärenergieeinsparungen von mindestens 10 % im Vergleich zu den Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung."*

Anders als im deutschen KWK-G wird damit die Förderung praktisch von der Einhaltung dieser Mindest-Primärenergieeinsparung abhängig gemacht.

Explizite Fördermaßnahmen mit Verpflichtungscharakter enthält die Richtlinie im Übrigen nicht. Zur Förderung heißt es in Artikel 7 („Förderregelungen") lediglich:

„(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass sich eine Förderung der KWK in bestehenden und künftigen Blöcken am Nutzwärmebedarf und an den Primärenergieeinsparungen orientiert, wobei auch die Möglichkeit der Senkung der Energienachfrage durch andere wirtschaftlich tragbare oder dem Umweltschutz förderliche Maßnahmen und andere Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz zu berücksichtigen ist.

Insgesamt hebt die EU-Richtlinie, die im Übrigen bis zum 21. Februar 2006 in nationales Recht umzusetzen ist, zwar deutlich die energie- und umweltpolitischen Vorzüge der KWK hervor, doch werden explizit keinerlei verbindlichen Ziele und die Mitgliedstaaten verpflich-

tende Fördermaßnahmen genannt. Damit dürften von dieser Richtlinie nur schwache Impulse im Hinblick auf die verstärkte Nutzung der KWK-Potenziale ausgehen.

3.4 Schlussfolgerungen

Die für die Konkurrenzfähigkeit der KWK-Anlagen maßgeblichen Rahmenbedingungen wirken sich in unterschiedliche Richtung aus. Auf der Kostenseite haben die kräftigen Steigerungen der Erdgaspreise die Wirtschaftlichkeit ebenso beeinträchtigt wie auf der Erlösseite der zunächst starke Rückgang der Strompreise. Allerdings hat sich in den Jahren 2004 und 2005 der Strompreisanstieg deutlich beschleunigt, so dass sich die Relation der Strompreise zu den Gaspreisen zugunsten des Stroms entwickelt hat. Andererseits haben die stark gestiegenen Erdgaspreise auf der Erlösseite auch den Spielraum für eine Anhebung der (anlegbaren) Fernwärmepreise vergrößert. Insgesamt dürften aber nach wie vor die negativen Wirkungen der veränderten Energiepreisrelationen überwiegen, wenngleich sich die Relationen erkennbar zugunsten der KWK verbessert haben.

Prinzipiell günstig wirken sich auch die veränderten gesetzlichen Regulierungen auf die Kraft-Wärme-Kopplung aus. Das gilt nicht nur für das zum Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile insbesondere des Bestands an KWK-Anlagen umgesetzte KWK-G 2002, sondern auch für die Sonderregelungen, die im Rahmen des EEG-2004 sowie des Zuteilungsgesetzes zum Emissionshandel zugunsten der KWK getroffen worden sind. Die KWK-bezogenen Aktivitäten auf EU-Ebene können dagegen bisher als weitgehend unwirksam für den verstärkten Einsatz der KWK in Deutschland angesehen werden.

Als gesichert kann gelten, dass sich die wirtschaftliche Grundlage der KWK-Anlagen ohne diese Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen insbesondere in den frühen 2000er-Jahren derart verschlechtert hatten, dass deren Bestand nachhaltig gefährdet und Modernisierungsmaßnahmen allenfalls in begrenztem Umfang durchgeführt worden wären.

Ob und in welchem Umfang das KWK-G hinsichtlich der insbesondere bezweckten CO_2-Emissionsminderungen erfolgreich gewesen ist, wird im folgenden Abschnitt 4 untersucht.

4 Entwicklung des Marktes für neue KWK-Anlagen

4.1 Vorbemerkungen

Die Schaffung fairer Rahmenbedingungen bzw. die Honorierung ökologischer und energiewirtschaftlicher Vorteile für die bestehenden KWK-Anlagen bildet nur eine Dimension der politischen Flankierung für die Kraft-Wärme-Kopplung. Auch wenn der Rückgang der Stromerzeugung aus bestehenden KWK-Anlagen inzwischen gestoppt werden konnte und sogar eine leichte Ausweitung der KWK-Stromerzeugung feststellbar ist (vgl. Kapitel 2), so werden sich signifikante CO_2-Minderungs- und Energiespareffekte vor allem durch Neuinvestitionen im KWK-Bereich ergeben

- Mit der Errichtung von Neuanlagen (d.h. im Regelfall von Ersatzanlagen) besteht die Möglichkeit, die Stromkennzahlen signifikant zu erhöhen, damit die „KWK-Stromausbeute“ für die existierenden Wärmesenken deutlich zu erhöhen und so im Gesamtsystem signifikante Energiespar- und CO_2-Minderungseffekte zu erzielen.
- Nur mit dem Ersatz von Altanlagen können die mit einem Brennstoffwechsel (v.a. von Kohle zu Erdgas) verbundenen CO_2-Minderungseffekte effektiv erschlossen werden.
- Die Ausweitung der für die KWK verfügbar gemachten Wärmesenken kann vor allem durch einen Zubau von KWK-Anlagen erreicht werden, der jedoch im Kontext der existierenden Instrumente zur KWK-Förderung auf kleine KWK-Anlagen, KWK-Anlagen im Bereich des EEG sowie den marktgetriebenen Ausbau der KWK-Stromerzeugung beschränkt ist.

Vor diesem Hintergrund werden in den nachfolgenden Kapitel wichtige Handlungsfelder (KWK-Erneuerungsprozess im Bereich der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung, kleine KWK-Anlagen) einer gesonderten Analyse unterzogen. Die Auswertung der hier zu beobachtenden Entwicklungstrends bildet auch eine wichtige Grundlage für die Evaluierung der entsprechenden Instrumente.

4.2 Auswertung der aktualisierten VKU-Modernisierungsumfrage für den Bereich der allgemeinen Versorgung

4.2.1 Methodische Vorbemerkungen

Im Frühjahr 2003 wurde vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU), unter Beteiligung der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW), unter den Mitgliedsunternehmen eine Umfrage zu Modernisierungsvorhaben im Rahmen des KWK-G durchgeführt. Wie schon bei einer ersten Umfrage im Frühjahr 2002 wurde auch diesmal der Fragebogen in Kooperation zwischen VKU und Öko-Institut erstellt, wobei die Umfrage selbst durch den VKU, die erforderlichen Ergänzungsschätzungen sowie die Auswertung der – anonymisierten - Daten aber vom Öko-Institut vorgenommen wurden. Da die Anmeldefrist für die Modernisierung von KWK-Bestandsanlagen am 31. März 2003 auslief und die Inbetriebnahme bis Ende 2005 erfolgen muss, mussten die entsprechenden Investitionsentscheidungen im Verlauf des Jahres 2003 getroffen werden. Durch Nachrecherchen bis zum Sommer 2004 sollten nun auch die letztlich gefällten bzw. revidierten Investitionsentscheidungen sowie letzte Datenaktualisierungen noch mit einbezogen worden sein.

4.2.2 Datenauswertung

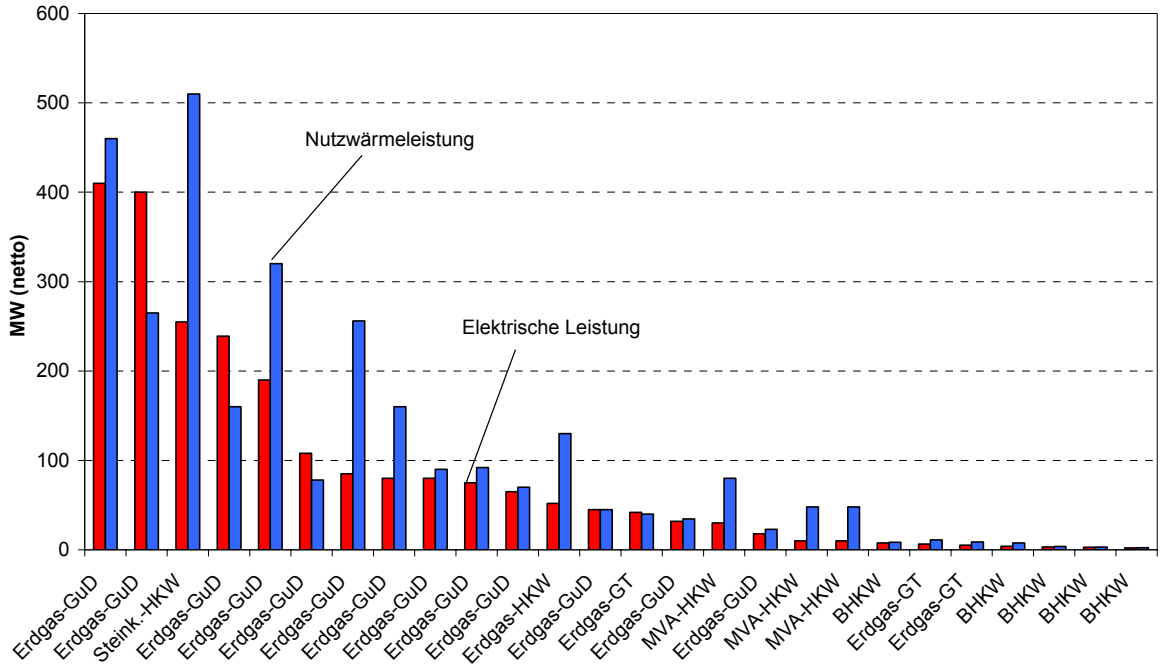
Der Fragenkatalog wurde von insgesamt 374 Unternehmen beantwortet. Von diesen 374 Unternehmen gehören 22 Unternehmen dem VKU *nicht* an. 275 der erfassten Unternehmen betreiben KWK-Anlagen, davon 15 Nicht-VKU-Unternehmen.

Die Frage, ob eine Anlagenmodernisierung (nach KWK-G) geplant sei, verneinten insgesamt 232 Unternehmen, darunter 15 nicht dem VKU angehörende Unternehmen. Von den 142 verbleibenden Unternehmen machten jedoch nur 30 Unternehmen Angaben zu den im Rahmen der Modernisierung errichteten Anlagen. Eine Rückfragerunde sowie der Datenabgleich mit anderen Datenzusammenstellungen (z.B. seitens AGFW) zeigen jedoch, dass mit den erfassten Anlagen die Neubauaktivitäten im Bereich der Stadtwerke nahezu vollständig erfasst sind, der Rücklauf und die verfügbaren Angaben also die wesentlichen Projekte berücksichtigen.

Insgesamt 30 Unternehmen machten Angaben zu fest eingeplanten Investitionen für insgesamt 34 Anlagen im Rahmen der KWK-Modernisierung. Davon werden wohl 2 Anlagen eines Unternehmens jedoch erst nach 2005 in Betrieb genommen werden, kommen also nicht mehr in den Genuss der Förderung durch die Modernisierungszulage des KWK-G.

Insgesamt 26 Anlagen betreffen dabei eine Leistung von größer 2 MW, wobei die insgesamt geplante Leistung vor allem von wenigen großen Anlagen dominiert wird (Abbildung 4-1).[4] Die Übersicht verdeutlicht auch, dass ganz überwiegend vergleichsweise hohe Stromkennzahlen (um 1,0) zu verzeichnen sind und nur vereinzelte Anlagen eine deutlich schlechtere KWK-Ausbeute (ca. 0,5) aufweisen. Die Stromausbeute der Wärmepotentiale wird durch die hier analysierten Neuinvestitionen also erheblich verbessert (was bereits ein Indiz für vergleichsweise gute Umweltentlastungseffekte bildet.

Abbildung 4-1 Leistungsverteilung der geplanten Modernisierungsanlagen



Quellen: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Angaben zu den Modernisierungsentscheidungen erfassen Anlagen (größer 2 MW) mit einer Netto-Stromerzeugungsleistung von insgesamt 2 257 MW. Die entsprechende Nettostromerzeugung beträgt 12,6 TWh, davon 8,7 TWh KWK-Strom gemäß FW 308. Die gesamte Wärmeerzeugungsleistung beträgt 2 955 MW mit einer Wärmeerzeugung von 9,9 TWh. Als Brennstoff wird durchgängig – mit Ausnahme von drei Müllverbrennungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von 50 MW sowie einem neuen Kohleheizkraftwerk mit einer Leistung von 255 MW – Erdgas genannt.

[4] Die verbleibenden Anlagen wurden zwar unter Anlagenmodernisierung berichtet, sind jedoch im Sinne des KWK-G den kleinen KWK-Anlagen zuzuordnen und werden daher hier nicht weiter betrachtet.

- Wie Abbildung 4-1 zeigt, wird das Modernisierungsvolumen vor allem durch die fünf Anlagen der 190 bis 400 MW-Klasse dominiert; diese repräsentieren ca. zwei Drittel der elektrischen Leistung, 58% der installierten Wärmeleistung, 65% der gesamten Stromerzeugung, 57% der KWK-Stromerzeugung sowie etwa die Hälfte der geplanten Wärmeproduktion.

- Die verbleibenden Anteile werden fast vollständig von den Anlagen in der Größenklasse von 50 bis 110 MW realisiert. Die sieben hier erfassten Anlagen realisieren ca. 24% der installierten elektrischen Leistung, 30% der Wärmeleistung, 23% der gesamten und 30% der KWK-Stromerzeugung sowie 32% der Wärmeproduktion.

Bereits diese Übersicht macht deutlich, dass die (nennenswerten) Kondensationsstromanteile unter den erfassten Anlagen überwiegend den großen KWK-Anlagen (>190 MW) zuzuordnen sind. Die Müllverbrennungsanlagen spielen volumenseitig nur eine geringe Rolle. Als dominierende Technologie kommen Erdgas-GuD-Anlagen zum Einsatz.

Aus den Investitionsentscheidungen für die Neuanlagen lässt sich der *Bruttoeffekt* für die CO_2-Minderung ermitteln. Der Bruttoeffekt ergibt sich aus der Differenz der CO_2-Emissionen der KWK-Anlagen und den CO_2-Emissionen der Referenzsysteme für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme.

Tabelle 4-1 Leistung, Stromerzeugung und CO_2-Emissionen der neuen KWK-Anlagen

	Netto-Leistung		Netto-Erzeugung			Emission	
	Strom	Wärme	Strom	KWK-Strom	Wärme	gesamt	KWK
	MW		GWh			1.000 t CO_2	
Erdgas-HKW (BHKW, GT, GuD, DT)	1.952	2.269					
Kohle-HKW	255	510					
MVA-HKW	50	176					
davon nach 2005	20	96					
Summe	2.257	2.955	12.648	8.687	9.942	6.164	4.147

Quellen: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

Die CO_2-Emissionen der KWK-Anlagen errechnen sich einerseits über die geplante Nutzwärmeerzeugung und die KWK-Stromerzeugung (für den Gesamtnutzungsgrad der Gegendruckscheibe wurde ein Nutzungsgrad von 90% unterstellt) und andererseits über den Nutzungsgrad der Kondensationsstromanteile (hier wurde für neue Erdgas-GuD-Anlagen ein Nutzungsgrad von 55% und für neue Steinkohlenkraftwerke ein Nutzungsgrad von 42% unterstellt). Insgesamt ergeben sich damit gesamte CO_2-Emissionen von ca. 6,2 Mio. t CO_2, davon sind etwa 4,1 Mio. t CO_2 direkt dem KWK-Prozess zuzurechnen.

Das Referenzsystem für die vermiedene ungekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ist und bleibt stets spekulativer Natur.[5] Für die hier angestellten Analysen wurden auf der Stromseite exemplarisch zwei verschiedene Ansätze durchgerechnet:

1. Ein jeweils hälftiger Mittellast-Mix aus modernen Steinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Emissionen von 586 g CO_2 je Kilowattstunde ungekoppelter Stromerzeugung.

2. Ein ebenfalls hälftiger Mittellast-Mix aus Steinkohle- und Erdgas-Bestandsanlagen mit einem spezifischen Emissionswert von 771 g CO_2 je Kilowattstunde ungekoppelter Stromerzeugung.

Auf der Wärmeseite wurde ebenfalls ein hälftiger Ersatz von Gas- und Ölheizungen angenommen, aus dem sich vermiedene CO_2-Emssionen von 260 g CO_2 je Kilowattstunde ungekoppelter Wärmeerzeugung ermitteln lassen. Da das Referenzsystem für die ungekoppelte Wärmeerzeugung für die hier beantragten Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung weniger sensitiv in Bezug auf die Ergebnisse ist, wurde auf eine zusätzliche Variantenrechnung hier verzichtet.

Tabelle 4-2 Hypothetische Emissionen der durch die neuen KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Neuanlagen- Referenzsystem)

	Referenzsystem			Emissionen der ungekoppelten Erzeugung im Referenzsystem			
	Strom	KWK-Strom	Wärme	Strom	KWK-Strom	Wärme	Summe
	g CO_2/kWh			1.000 t CO_2			
Erdgas-HKW (BHKW, GT, GuD, DT)	586	586	260				
Kohle-HKW	586	586	260				
MVA-HKW	586	586	260				
davon nach 2005	586	586	260				
Summe				7.414	5.092	2.585	9.998

Quelle: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

Den Gesamtemissionen der KWK-Anlagen von ca. 6,2 Mio. t CO_2 (Tabelle 4-1) stehen also für den Neuanlagen-Referenzfall ca. 10,0 Mio. t CO_2 (Tabelle 4-2) und für den Bestandsanlagen-Referenzfall etwa 12,3 Mio. t CO_2 (Tabelle 4-3) gegenüber, die durch den Ersatz ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung vermieden werden.

[5] Zum Vergleich: Im seinerzeit viel diskutierten Gutachten des IER für das BMWi wurden stromseitig vier verschiedene Referenzfälle für die Bewertung des *KWK-Bestandes* berechnet: ein modernes Braunkohlenkraftwerk (906 g CO_2/kWh), der gesamte Kraftwerksmix (609 g CO_2/kWh), ein modernes GuD-Kraftwerk (351 g CO_2/kWh) sowie ein bestehendes Kraftwerk mit dem jeweiligen Brennstoff (hier besonders relevant Erdgas – 447 g CO_2/kWh und Steinkohle – 900 g CO_2/kWh).

Tabelle 4-3 Hypothetische Emissionen der durch die neuen KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Bestandsanlagen- Referenzsystem)

	Referenzsystem			Emissionen der ungekoppelten Erzeugung im Referenzsystem			
	Strom	KWK-Strom	Wärme	Strom	KWK-Strom	Wärme	Summe
	g CO_2/kWh			1.000 t CO_2			
Erdgas-HKW (BHKW, GT, GuD, DT)	771	771	260				
Kohle-HKW	771	771	260				
MVA-HKW	771	771	260				
davon nach 2005	771	771	260				
Summe				9.757	6.701	2.585	12.342

Quelle: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

Im Saldo ergibt sich durch die so genannten Modernisierungsanlagen eine *Brutto-CO_2-Vermeidung von etwa 3,8 Mio. t CO_2* (Neuanlagen-Referenzfall) bzw. *ca. 6,2 Mio. t CO_2* (Bestandsanlagenfall). Der CO_2-Bruttovermeidungseffekte ergibt sich dabei überwiegend aus der KWK-Stromerzeugung.

Da das KWK-Gesetz jedoch auf die Modernisierung, das heißt den Ersatz bereits existierender KWK-Anlagen abstellt, kann das genannte CO_2-Vermeidungsvolumen nicht vollständig in Ansatz gebracht werden. In einem zweiten Schritt muss daher eine Abschätzung erfolgen, welche CO_2-Minderungen bereits durch die bestehenden KWK-Anlagen realisiert worden waren, um letztendlich die *Netto-CO_2-Vermeidung* zu erhalten. In der Datenabfrage wurden daher nicht nur Angaben zu den Neuanlagen (in der Terminologie des KWK-G: modernisierte Anlagen), sondern auch zu den ersetzten Anlagen erfasst. Tabelle 4-4 zeigt die summarischen Angaben für diejenigen Anlagen, die im Rahmen der durch das KWK-G angestoßenen Modernisierungen ersetzt wurden bzw. werden.

Tabelle 4-4 Leistung, Stromerzeugung und CO_2-Emissionen der ersetzten KWK-Anlagen

	Netto-Leistung		Netto-Erzeugung			Emission	
	Strom	Wärme	Strom	KWK-Strom	Wärme	gesamt	KWK
	MW		GWh			1.000 t CO_2	
Erdgas-HKW	1.144	1.961					
Kohle-HKW	341	789					
MVA-HKW (nach 2005)	25	105					
Summe	1.510	2.854	3.668	2.089	6.252	3.283	2.336

Quellen: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

In der Summe werden durch die im Rahmen der KWK-Modernisierung errichteten neuen Heizkraftwerke KWK-Anlagen mit einer Kapazität von ca. 1.510 MW elektrisch und etwa 2.854 MW thermisch ersetzt. Ganz überwiegend (ca. 76% der elektrischen Leistung und 75% der gesamten Stromerzeugung) werden Erdgas-Heizkraftwerke ersetzt, nur zu einem geringeren Teil (24% der elektrischen Leistung und der gesamten Stromerzeugung) Kohle-Heizkraftwerke. Unter anderem bedingt durch den vergleichsweise hohen Kondensations-

stromanteil der alten KWK-Anlagen ergeben sich Gesamtemissionen von ca. 3,3 Mio. t CO_2, davon sind ca. 2,3 Mio. t CO_2 dem KWK-Prozess zuzurechnen.

Im Vergleich zwischen Alt- und Neuanlagen ist zunächst auf die Unterschiede der installierten Leistungen hinzuweisen. In den Neuanlagen werden ca. 100 MW Wärmeleistung (+4%) und ca. 750 MW elektrischer Leistung (+49%) mehr installiert sein als in den ersetzten Altanlagen. Die erzeugten Strom- und Wärmemengen werden dagegen in erheblichem Maße ausgeweitet. Vorgesehen ist eine Wärmeerzeugung, die um ca. 59% über der in den Altanlagen liegt. Signifikant ausgeweitet werden die Stromkennzahlen und die Stromerzeugung; die gesamte Nettostromerzeugung steigt um den Faktor 2,5 und die gesamte KWK-Nettostromerzeugung um den Faktor 3,2.

Tabelle 4-5 Hypothetische Emissionen der durch die alten KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Neuanlagen-Referenzsystem)

	Referenzsystem			Emissionen der ungekoppelten Erzeugung im Referenzsystem			
	Strom	KWK-Strom	Wärme	Strom	KWK-Strom	Wärme	Summe
	g CO_2/kWh			1.000 t CO_2			
Erdgas-HKW	586	586	260				
Kohle-HKW	586	586	260				
MVA-HKW (nach 2005)	586	586	260				
Summe				2.150	1.225	1.625	3.775

Quelle: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

Für den Vergleich mit der ungekoppelten Erzeugung zur Ermittlung der Netto-CO_2-Vermeidung im Kontext der KWK-Modernisierung müssen aus Konsistenzgründen die gleichen Referenzsysteme wie für die modernisierten KWK-Anlagen in Ansatz gebracht werden. Aus dem Vergleich der den Altanlagen zuzurechnenden CO_2-Emissionen in Höhe von 3,3 Mio. t CO_2 (Tabelle 4-4) mit den CO_2-Emissionen des Neuanlagen-Referenzsystems für die ungekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Höhe von 3,8 Mio. t CO_2 (Tabelle 4-5) ergibt sich eine Emissions-Entlastung der stillzulegenden KWK-Anlagen von ca. 0,5 Mio. t CO_2.

Tabelle 4-6 Hypothetische Emissionen der durch die alten KWK-Anlagen ersetzten ungekoppelten Erzeugung (stromseitiges Bestandsanlagen-Referenzsystem)

	Referenzsystem			Emissionen der ungekoppelten Erzeugung im Referenzsystem			
	Strom	KWK-Strom	Wärme	Strom	KWK-Strom	Wärme	Summe
	g CO_2/kWh			1.000 t CO_2			
Erdgas-HKW	771	771	260				
Kohle-HKW	771	771	260				
MVA-HKW (nach 2005)	771	771	260				
Summe				2.829	1.612	1.625	4.455

Quelle: VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts.

Wird auf der Stromseite das Bestandsanlagen-Referenzsystem in Ansatz gebracht (Tabelle 4-6), so ergibt sich aus der Differenz von 3,3 Mio. t CO_2 und 4,5 Mio. t CO_2 eine bereits erfolgte CO_2-Vermeidung von etwa 1,2 Mio. t CO_2 jährlich.

Diese, bereits den Altanlagen zuzurechnende CO_2-Minderung muss von der Emissionsvermeidung der Neuanlagen in Höhe von ca. 3,8 Mio. t CO_2 (Neuanlagen-Referenzsystem) bzw. 6,2 Mio. t CO_2 (stromseitiges Bestandsanlagen-Referenzsystem) abgesetzt werden.

Als *Netto-Effekt der zusätzlichen Emissionsminderung* ergibt sich – je nach stromseitig unterstelltem Referenzsystem – eine CO_2-Minderung von *ca. 3,3 Mio. t CO_2* (Neuanlagen-Referenzsystem) bzw. *etwa 5,0 Mio. t CO_2* (stromseitiges Bestandsanlagen-Referenzsystem) insgesamt. Auch hier ist der wesentliche Teil der Emissionsvermeidung (über 85%) dem KWK-Prozess zuzurechnen.

Überwiegend werden durch die neuen (modernisierten) KWK-Anlagen alte Erdgas-Anlagen ersetzt. Nur fünf Erdgas-Anlagen und die Müllverbrennungsanlage treten an Stelle bisheriger Kohle-HKW. Als Besonderheit sind schließlich die Errichtung einer neuen Steinkohlen-Anlage für ein Sammelschienen-HKW und die Nachrüstung einer Vorschalt-Gasturbine zu nennen. Insgesamt bilden damit CO_2-Minderungen durch Effizienzgewinne (und weniger durch Brennstoffwechsel) einen deutlichen Schwerpunkt der insgesamt erzielten CO_2-Minderung.

Die Gründe für die nahezu ausschließliche Fokussierung sind vielfältiger Natur:

- Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen auf Erdgasbasis lässt sich – vor allem bei Ansatz von liberalisierungsbedingt hohen Diskontierungsfaktoren und der Orientierung auf kurze Abschreibungszeiten – deutlich besser darstellen. Die Entscheidung für das Steinkohle-HKW ist wohl vor allem auf die Einbindung der Anlage in einen spezifischen Standort zu erklären, ist also eher standortspezifischer Natur.
- Die kurzen Fristen des KWK-G (Genehmigung bis 2003 und Inbetriebnahme bis 2005) haben ganz sicher dazu geführt, dass vor allem auf schnell zu errichtende Heizkraftwerke mit hoch standardisierten Komponenten (Gasturbinen) orientiert wurde, bei denen das Risiko von Planungs-, Genehmigungs- und Bauverzögerungen vergleichsweise minimal ausfällt.

4.3 Ergebnisse der BHKW-Befragung

4.3.1 Vorbemerkungen

Das am 1. April 2002 in Kraft getretene Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-G) mit der vom Bundestag am 30. Juni 2005 beschlossenen Verlängerung des Zuschlags für die kleine KWK sieht unter anderem Zuschläge für erzeugten Strom neu gebauter KWK-Anlagen vor, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Neu gebaute Blockheizkraftwerke sowie Brennstoffzellen erhalten demnach einen von der Leistungsklasse abhängigen und zeitlich begrenzten Zuschlag für jede Kilowattstunde KWK-Stromerzeugung. Der Zuschlag bezieht sich hierbei auf die KWK-Stromerzeugung der jeweiligen Anlagen, berechnet nach dem Regelwerk FW 308. Als Basispreis („üblicher Preis“) für kleine KWK-Anlagen gilt nach KWK-G der durchschnittliche Preis für Baseload-Strom an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trat erstmals am 1. April 2000 in Kraft und regelt die Abnahme und Vergütung von ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenem Strom durch Versorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Stromversorgung betreiben. Am 1. August 2004 trat ein neues EEG mit veränderten Vergütungssätzen in Kraft. Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8 zeigen die Vergütungssätze seit dem 1. August 2004 für Anlagen die mit Bioenergie betrieben werden beziehungsweise solche, die mit Deponiegas, Klärgas oder Grubengas betrieben werden. Das Gesetz sieht des Weiteren eine Degression der Vergütungssätze ab 2005 um 1,5 % pro Jahr vor. Die Vergütungssätze finden, im Unterschied zur entsprechenden Regelung im KWK-G, Anwendung auf die gesamte Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Darüber hinaus ist eine Erhöhung der Vergütung vorgesehen, falls die EEG-Anlage im KWK-Betrieb gefahren wird, innovative Technologien einsetzt werden oder aufbereitetes oder durchgeleitetes Gas einsetzt wird.

Tabelle 4-7: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Bioenergie betrieben werden, 2004

Leistungsklasse	Vergütung
	ct/kWh
≤ 150 kW_{el}	11,5
> 150 kW_{el} ≤ 500 kW_{el}	9,9
> 500 kW_{el} ≤ 5 MW_{el}	8,9
> 5 MW_{el} ≤ 20 kW_{el}	8,4

Quelle: EEG.

Tabelle 4-8: Vergütungssätze für EEG-Anlagen, die mit Deponiegas, Klärgas oder Grubengas betrieben werden, 2004

Leistungsklasse	Vergütung
	ct/kWh
≤ 500 kW_{el}	7,76
> 500 kW_{el} ≤ 5 MW_{el}	6,65
> 5 MW_{el}	6,65

Quelle: EEG.

Innerhalb dieser Erhebung wurde untersucht, inwieweit die Einführung der Zuschlags- bzw. Vergütungssätze im Rahmen des KWK-G und EEG zu einer Belebung des Absatzes von kleinen KWK-Anlagen in Deutschland geführt hat.

Vor allem im Bereich der EEG-geförderten Motoren handelt es sich nicht immer um KWK-Anlagen, da diese zum Teil, je nach Verwendungszweck, im Kondensationsbetrieb gefahren werden (beispielsweise Deponiegasanlagen) oder die Wärme nicht als Nutzwärme abgeben, sondern als Eigenverbrauch verwendet wird (z.B. in Biogasanlagen). Eine Unterscheidung zwischen EEG-Anlagen mit und ohne Nutzwärmeauskopplung wird in diesem Bericht jedoch nicht vorgenommen.

Zu dem Zweck der Untersuchung des Absatzes kleiner KWK-Anlagen wurden 2004 und 2005 je eine Befragung von Herstellern kleiner KWK-Anlagen durchgeführt. Abschnitt 4.3.2 beschreibt die Methodik der Befragung der Unternehmen. Abschnitt 4.3.3 enthält die Auswertung der Ergebnisse.

4.3.2 Methodik

Bei der Befragung sollten alle KWK-Anlagen (außer Turbinen) erfasst werden bis zu einer maximalen installierten elektrischen Leistung von 20 MW. Die obere Leistungsgrenze ergibt sich aus dem Anspruch, alle Motoren zur gemeinsamen Erzeugung von Strom und Wärme zu erfassen.

Für KWK-G-Anlagen werden in Anlehnung an die Struktur der Zuschlagsätze des KWK-G nur solche Anlagen betrachtet, die eine maximale installierte elektrische Leistung von 2 MW aufweisen. Zusätzlich wird eine Kategorie „fossil, ungefördert“ eingeführt, die die kleinen KWK-Anlagen größer als 2 MW_{el} bis einschließlich 20 MW_{el} abdeckt, die fossil betrieben werden. EEG-Anlagen werden in Anlehnung an Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8 bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 20 MW_{el} betrachtet. Neben der installierten elektrischen Leistung wurde die Anzahl der verkauften Anlagen abgefragt.

Bei der Befragung wurden Motoren, Packages, Module sowie Anlagen erfasst. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wurde abgefragt, ob es sich bei der Lieferung um eine Endauslieferung an den Betreiber oder eine Lieferung an Weiterverarbeiter handelte.

Die Unternehmen wurden nach dem Absatz in den Jahren 2002 bis 2004 befragt. Der Absatz im Jahr 2005 sollte prognostiziert werden. Relevant für die Unterscheidung nach Jahren war dabei, sofern ermittelbar, die Inbetriebnahme beziehungsweise die Auslieferung (im Falle einer Lieferung an Weiterverarbeiter). Die Befragung für die Jahre 2002 bis 2004 beruhte auf einem detaillierten Fragebogen, während es für 2005 ein verkürzter Fragebogen war.

Die Erhebung bezog sich auf den Absatz kleiner KWK-Anlagen in Deutschland. Zum Vergleich wurde jedoch auch abgefragt, wie groß der für den Export bestimmte Absatz war.

Bei der Umfrage wurden folgende Technologien berücksichtigt[6]:

- Otto-/Gasmotor
- Dieselmotor/Zündstrahlmotor
- Stirling-Motor
- Dampfkolbenmotor
- Dampfschraubenmotor
- Brennstoffzelle (mit Reformer).

Zur weiteren Differenzierung wurde abgefragt, für welchen Brennstoff die Anlagen ausgelegt wurden. Mit der Unterscheidung nach fossilen und biogenen Brennstoffen ist es möglich, Anlagen, die nach dem KWK-G gefördert werden (fossile Brennstoffe) von solchen, die nach dem EEG gefördert werden (biogene Brennstoffe) zu trennen. Somit ist eine getrennte Bewertung des durch KWK-G und EEG induzierten Zubaus von kleinen KWK-Anlagen möglich. Tabelle 4-9 zeigt, welche Brennstoffkategorien abgefragt wurden und welche Brennstoffe diese umfassen. Für die vereinfachte Prognose für das Jahr 2005 wurde lediglich abgefragt, ob die Motoren für fossile oder biogene Brennstoffe vorgesehen sind, d.h. ob sie potenziell in den Bereich der Förderung nach KWK-G beziehungsweise EEG fallen.

[6] Darüber hinaus konnten von den Unternehmen weitere Technologien spezifiziert werden.

Tabelle 4-9: Definition von Brennstoffkategorien[7]

Brennstoffkategorie	Brennstoffe
Gas fossil	Erdgas, Flüssiggas, sonstige fossile Gase
Gas biogen	Biogas, Klärgas, Deponiegas, Grubengas, Holzgas, sonstige biogene Gase
Flüssiger Brennstoff fossil	Heizöl leicht, Heizöl schwer, sonstige fossile flüssige Brennstoffe
Flüssiger Brennstoff biogen	Biodiesel, Pflanzenöl, RME, sonstige biogene flüssige Brennstoffe
Festbrennstoff fossil	Steinkohle, sonstige fossile Festbrennstoffe
Festbrennstoff biogen	Holz, sonstige biogene Festbrennstoffe

Quelle: Öko-Institut.

Neben der Angabe der Technologie und der eingesetzten Brennstoffkategorie sollten nach Leistungsklassen differenzierte Angaben gemacht werden. Für das KWK-G relevante Leistungsklasse sind hierbei Anlagen kleiner oder gleich 50 kW_{el} sowie Anlagen größer als 50 kW_{el} bis einschließlich 2 MW_{el}. Dabei musste berücksichtigt werden, dass Anlagen, die eine installierte elektrische Leistung von genau 50,0 kW aufweisen in die Kategorie „kleiner oder gleich 50 kW_{el}" eingruppiert wurden, da einige Hersteller Anlagen genau dieser Größenordnung anbieten, mit denen gerade noch die erhöhte KWK-G-Vergütung beansprucht werden kann. Für EEG-Anlagen gibt es in Abhängigkeit von der Technologie, vier Leistungsklassen: bis einschließlich 150 kW_{el}, größer als 150 kW_{el} bis einschließlich 500 kW_{el}, größer als 500 kW_{el} bis einschließlich 5 MW_{el} sowie größer als 5 MW_{el} bis einschließlich 20 MW_{el} (siehe Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8). Für die Prognose für das Jahr 2004 wurde keine Differenzierung nach Leistungsklassen abgefragt.

Die Umfragen wurden jeweils im Sommer 2004 und 2005 durchgeführt. Es wurden 2004 rund 70 Hersteller sowie 2005 rund 110 Hersteller angeschrieben. Hersteller mit großen Absatzzahlen in vergangenen Jahren wurden zum Teil persönlich angesprochen, um den deutschen Markt für kleine KWK-Anlagen möglichst umfassend zu erheben. Dieser Bericht basiert auf der Auswertung von jeweils 24 eingegangenen Fragebögen. Tabelle A1-1 im Anhang führt die Hersteller auf, die an der Befragung teilgenommen haben.

Die Tabellen und Graphiken geben für die Jahre 2002 bis 2004 die tatsächlich gemeldeten Daten der Unternehmen wieder. Die Werte für 2005 wurden auf Grundlage der Prognose unter Berücksichtigung der Ergebnisse von 2004 hochgerechnet.

[7] Die Einbeziehung des Grubengases unter die Kategorie „Gas biogen" erfolgt in Anlehnung an die Vergütung von Strom aus Grubengasanlagen nach dem EEG. Feste Brennstoffe sind nur relevant für den Einsatz in Stirling-Motoren.

4.3.3 Auswertung

4.3.3.1 Überblick

Der Absatz im Bereich kleiner KWK-Anlagen wird im Wesentlichen von Otto- und Gasmotoren getragen. Tabelle 4-10 zeigt, dass 23 Unternehmen, die auf die Befragung reagiert haben, die Otto-/Gasmotor-Technologie im Angebot haben. Lediglich vier (Umfrage 2005) Unternehmen bieten Dieselmotoren an. 2005 wurde darüber hinaus erstmals eine Mikrogasturbine gemeldet. Alle anderen, in Abschnitt 4.3.2 aufgeführten, Technologien spielen somit zurzeit keine Rolle im Bereich kleiner KWK-Anlagen.

Tabelle 4-10: Technologien kleiner KWK-Anlagen und Anzahl anbietender Unternehmen 2004 und 2005

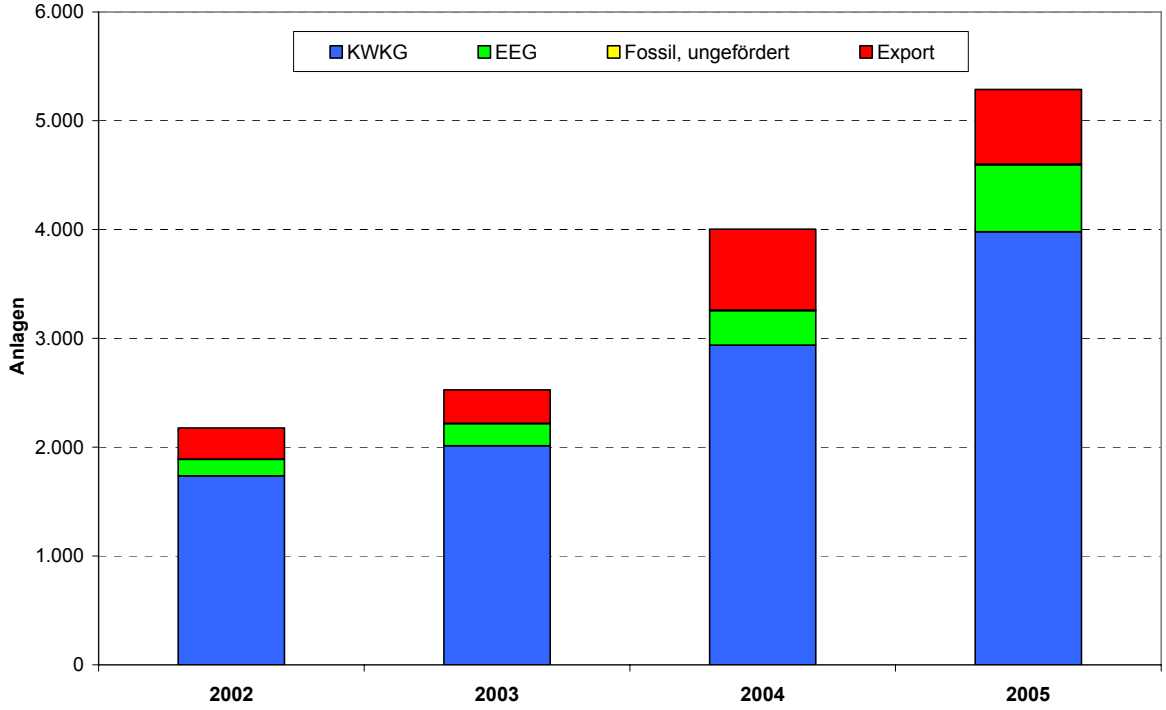
Technologie	Anzahl Unternehmen	
	2004	2005
Otto-/Gasmotor	23	23
Dieselmotor/Zündstrahlmotor	1	4
Mikrogasturbine		1

Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Abbildung 4-2 (Tabelle A1-2 im Anhang) zeigt die Anzahl abgesetzter Anlagen sowie Abbildung 4-3 (Tabelle A1-3 im Anhang) die abgesetzte elektrische Leistung bis zu einer installierten elektrischen Leistung von einschließlich 2 MW_{el} für KWK-G-geförderte Anlagen, bis zu 20 MWel für EEG-geförderte Anlagen, von 2 MW_{el} bis 20 MW_{el} für nicht geförderte fossil befeuerte Anlagen sowie bis einschließlich 20 MW_{el} für Anlagen, die für den Export bestimmt waren, für die Jahre 2002 bis 2004 sowie den prognostizierten Absatz bzw. die prognostizierte elektrische Leistung für das Jahr 2005.

Die gesamte Anzahl abgesetzter Anlagen betrug im Jahr 2002 2.176, im Jahr 2003 2.527 sowie 4.003 im Jahr 2004. Im Jahr 2005 wird ein Absatz von 5.287 Anlagen prognostiziert. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr von rund 16 % im Jahr 2003, 58 % im Jahr 2004 sowie 32 % im Jahr 2005. Bei dem größten Anteil abgesetzter Anlagen handelt es sich um Motoren, die nach KWK-G vergütet werden (rund dreiviertel aller Anlagen). Der Anteil der EEG-geförderten Anlagen lag jeweils bei rund 10 %. Nicht geförderte fossil befeuerte Motoren haben zahlenmäßig keine Relevanz. Der Exportanteil lag zwischen 12 % (2003) und 19 % (2004).

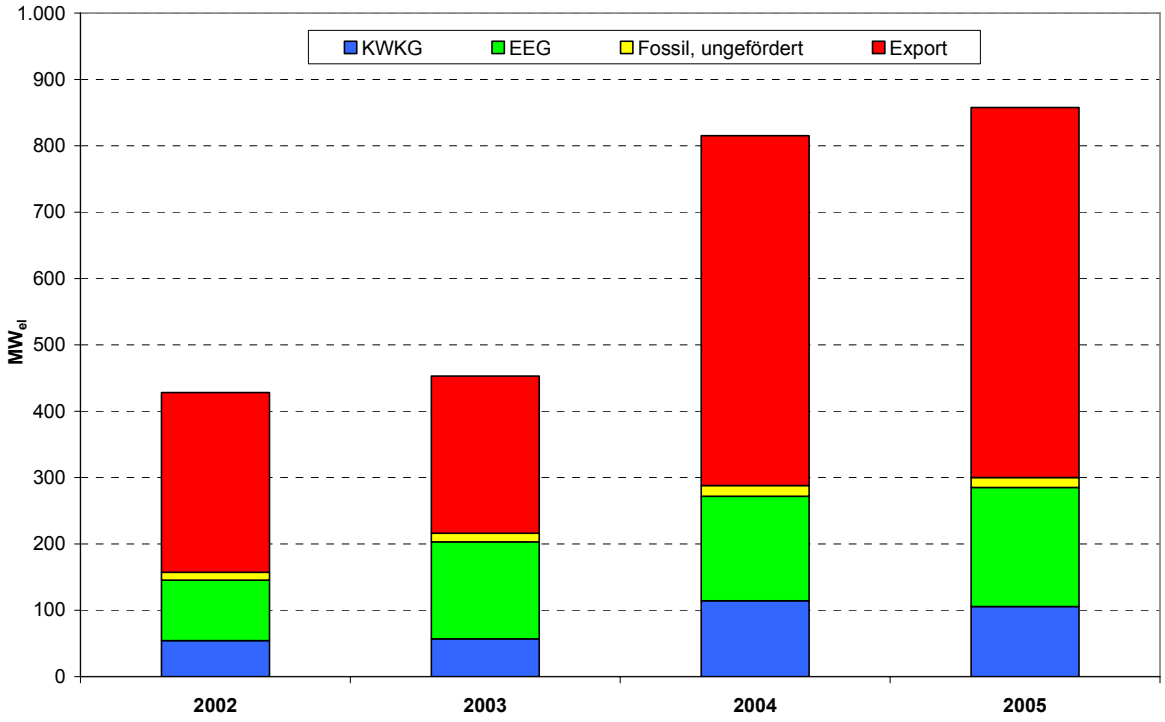
Abbildung 4-2: Absatz kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Die gesamte abgesetzte elektrische Leistung lag im Jahr 2002 bei rund 428 MW_{el}, 453 MW_{el} im Jahr 2003 sowie 815 MW_{el} im Jahr 2004. Der prognostizierte Absatz im Jahr 2005 liegt bei rund 858 MW_{el}. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr von rund 6 % (2003), 80 % (2004) sowie 5 % im Jahr 2005. Die starke Zunahme der abgesetzten elektrischen Leistung gegenüber dem Vorjahr für das Jahr 2004 liegt vor allem darin begründet, dass der (prognostizierte) Absatz für den Export um etwa 123 % von rund 237 MW_{el} (2003) auf rund 527 MW_{el} (2004) zugenommen hat. Bei dem größten Anteil abgesetzter elektrischer Leistung handelt es sich um Motoren, die für den Export vorgesehen sind (52 % im Jahr 2003 bis 65 % 2004 und 2005). Der Anteil der EEG-geförderten Anlagen liegt bei jeweils rund 20 %, mit Ausnahme des Jahrs 2003 (32 %). Der Anteil KWK-G-geförderter Anlagen liegt jeweils bei etwa knapp 15 %. Nicht geförderte fossil befeuerte Anlagen haben einen Anteil von jeweils 2 bis 3 %.

Abbildung 4-3: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Der Vergleich der Ergebnisse für die Anzahl abgesetzter Anlagen und die abgesetzte elektrische Leistung zeigt, dass das KWK-G zwar zahlenmäßig den größten Anteil einnimmt, bei der installierten Leistung aber einen geringeren Anteil als EEG-geförderte Anlagen sowie als Anlagen für den Export aufweist. Dies liegt daran, dass es sich bei einem großen Anteil der KWK-G-geförderten Anlagen um kleine Anlagen (≤ 50 kW_{el}) für den Einsatz in Wohngebäuden handelt, während die meisten EEG-geförderten Anlagen in der Leistungsklasse von 150 bis 500 kW_{el} (2002 und 2003) beziehungsweise 500 kW_{el} bis 5 MW_{el} (2004) abgesetzt wurden.

Die abgesetzte Leistung (potenziell) KWK-G-geförderter Anlagen nahm von 2002 mit rund 54 MW_{el} bis 2003 mit rund 57 MW_{el} nur geringfügig zu. Der Absatz im Jahr 2004 konnte sich im Vergleich zum Vorjahr jedoch verdoppeln (rund 114 MW_{el}). Im gleichen Zeitraum, nahm die abgesetzte Leistung EEG-geförderter Anlagen zunächst deutlich von rund 91 MW_{el} (2002) auf rund 146 MW_{el} (2003) zu. Der Zuwachs im Jahr 2004 nimmt sich jedoch im Vergleich zum KWK-G-Segment vergleichsweise gering aus (Absatz rund 157 MW_{el}). Die exportierte elektrische Leistung nahm zunächst von rund 271 MW_{el} (2002) auf rund 237 MW_{el} (2003) ab. Der insgesamt starke Zuwachs der BHKW-Leistung im Jahr 2004 liegt vor allem am starken

Zuwachs im Export (Absatz 527 MW_{el}). Für 2005 wird ein leicht fallender Absatz im Bereich der KWK-G-Motoren (rund 106 MW_{el}) sowie eine leichte Zunahme im EEG-Segment (rund 180 MW_{el}) und im Export (rund 558 MW_{el}) erwartet.

Die Analyse zeigt, dass die ggf. durch das KWK-G-geförderten Anlagen leistungsbezogen nur einen vergleichsweise geringen Anteil am gesamten Markt kleiner KWK-Anlagen ausmachen. Im Jahr 2004 kann jedoch eine deutliche Marktentwicklung in diesem Segment festgestellt werden. Marktbestimmend für den BHKW-Absatz bleibt jedoch das Segment der Anlagen für den Export sowie der EEG-geförderten Anlagen. Im Jahr 2003 ist der überwiegende Anteil am Zuwachs auf dem BHKW-Markt auf die Zunahme des Absatzes von EEG-geförderten Anlagen zurückzuführen, während der Export im gleichen Zeitraum zurückging. Die Dynamisierung des BHKW-Marktes im Jahr 2004 wurde vor allem vom Export sowie von einer Belebung des Marktes fossil betriebener BHKW getrieben. Für 2005 wird eine nur geringe Entwicklung des Gesamtmarktes ohne nennenswerte Verschiebungen der einzelnen Marktanteile erwartet.

Da die Förderung nach EEG ein maßgeblicher Treiber für die Entwicklung des BHKW-Marktes im Inland ist, wird neben der Entwicklung des Absatzes der KWK-G-Anlagen (Abschnitt 4.3.3.2) der Markt für EEG-BHKW detailliert analysiert (Abschnitt 4.3.3.3). Zur Bewertung der Wirksamkeit von KWK-G und EEG zur Erschließung von KWK-Potenzialen werden in Abschnitt 4.3.3.5 die Strom- und Wärmemengen abgeschätzt, die in den seit Einführung von KWK-G und EEG gebauten Motoren erzeugt werden.

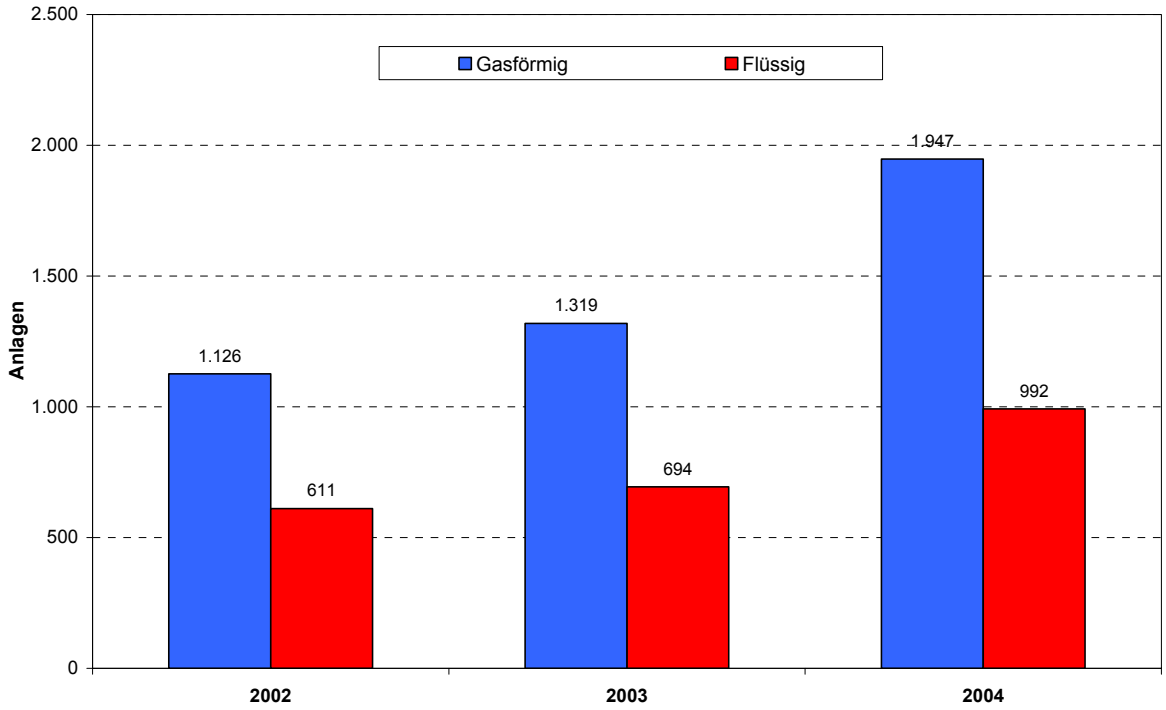
4.3.3.2 Marktentwicklung nach KWK-G förderfähiger Anlagen

4.3.3.2.1 Auswertung nach Brennstoffen

Kleine KWK-Anlagen können, je nach Technologie, mit gasförmigen, flüssigen oder festen Brennstoffen betrieben werden. Da feste Brennstoffe nur in Stirling-Motoren eingesetzt werden und keines der befragten Unternehmen einen Absatz dieser Technologie gemeldet hat (Tabelle 4-10), sind für diese Auswertung nur gasförmige und flüssige fossile Brennstoffe relevant. Tabelle 4-9 zeigt, welche Brennstoffe in diesen Kategorien jeweils berücksichtigt werden. Eine Auswertung nach Brennstoffen erfolgt nur für die Jahre 2002 bis 2004, da die Prognose für das Jahr 2005 nur verkürzt abgefragt wurde.

Abbildung 4-4 (Tabelle A1-4 im Anhang) zeigt die Anzahl abgesetzter Anlagen sowie Abbildung 4-5 (Tabelle A1-5 im Anhang) die abgesetzte elektrische Leistung bis zu einer installierten elektrischen Leistung von einschließlich 2 MW_{el}, für die Jahre 2002 bis 2004, für Anlagen, die nach dem KWK-G vergütet werden, differenziert nach Brennstoffen.

Abbildung 4-4: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004



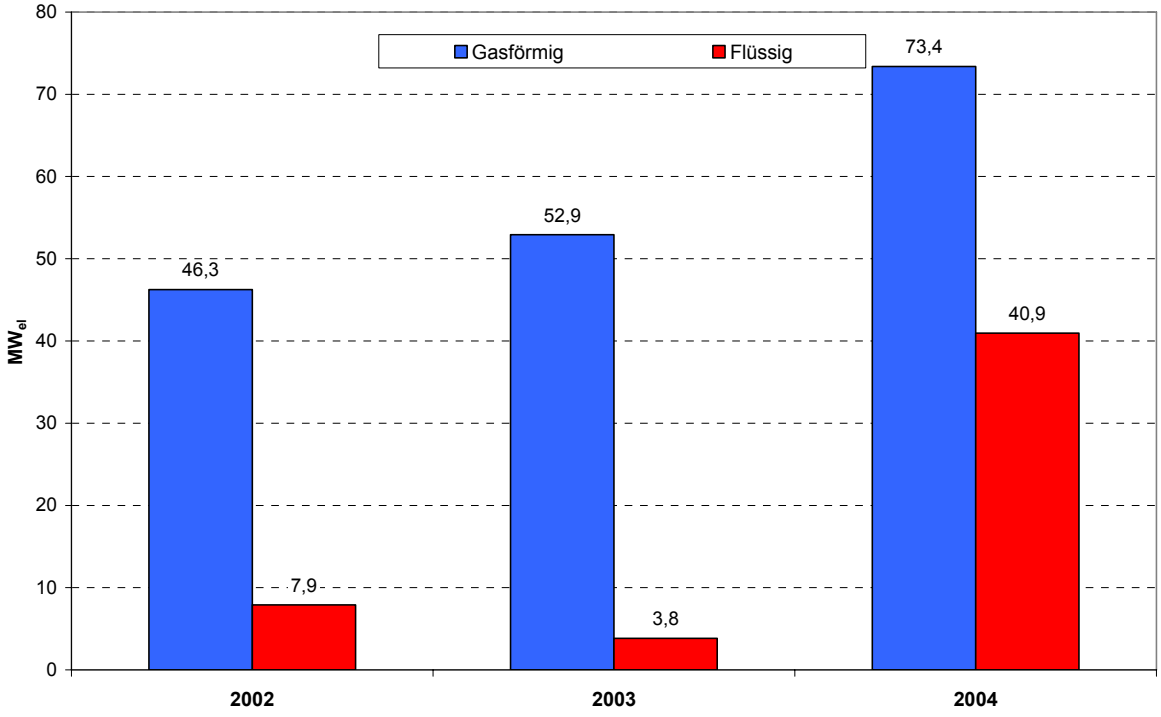
Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Die gesamte Anzahl abgesetzter KWK-G-Anlagen betrug im Jahr 2002 1.737 Anlagen, im Jahr 2003 2.013 und im Jahr 2004 2.939. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vor-

jahr von rund 16 % im Jahr 2003 und rund 46 % im Jahr 2004. Bei dem größeren Anteil abgesetzter Anlagen handelt es sich um Motoren, die Erdgas als Brennstoff einsetzen (jeweils rund 65 %). Der Anteil von Anlagen, die mit flüssigen Brennstoffen betrieben werden, lag bei jeweils rund 35 %.

Die gesamte abgesetzte installierte Leistung von KWK-G-Anlagen betrug im Jahr 2002 rund 54 MW_{el}, rund 57 MW_{el} im Jahr 2003 sowie etwa 114 MW_{el} im Jahr 2004. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr von rund 5 % im Jahr 2003 beziehungsweise einer Verdopplung im Jahr 2004 (101 %). Bei dem größeren Anteil der abgesetzten Leistung handelt es sich um Motoren, die Erdgas als Brennstoff einsetzen (85 % 2002 und 93 % 2003). Dieser Anteil nahm jedoch 2004 deutlich ab (64 %). Der Anteil der installierten Leistung von Anlagen, die mit flüssigen Brennstoffen betrieben werden, lag 2002 bei 15 % und 2003 bei 7 %. Der Anteil der mit flüssigen Brennstoffen betriebenen Motoren hat sich im Jahr 2004 jedoch deutlich erhöht (36 %).

Abbildung 4-5: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Die Analyse zeigt, dass sich der Markt für KWK-G-geförderte Anlagen im Jahr 2003 im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig entwickelt hat, sich im Jahr 2004 jedoch verdoppelt hat.

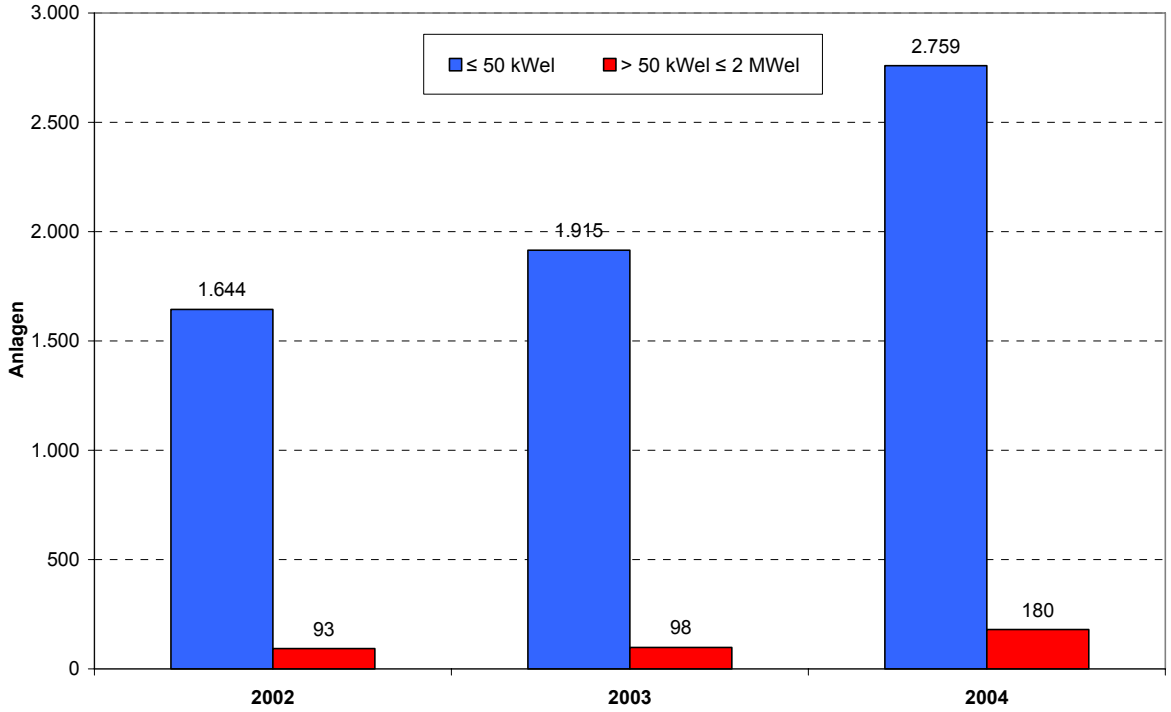
Leistungsbezogen hat sich der Anteil von Motoren, die mit flüssigen Brennstoffen betrieben werden, im Jahr 2004 deutlich erhöht.

4.3.3.2.2 Auswertung nach Leistungsklassen

Für die Vergütung von kleinen KWK-Anlagen nach dem KWK-G sind lediglich zwei Leistungsklassen relevant; bis einschließlich 50 kW_{el} sowie größer 50 kW_{el} bis einschließlich 2 MW_{el}. Eine Auswertung nach Leistungsklassen erfolgt wie für die Auswertung nach Brennstoffen lediglich für die Jahre 2002 bis 2004, da die Prognose für das Jahr 2005 nur verkürzt abgefragt wurde.

Abbildung 4-6 (Tabelle A1-6 im Anhang) verdeutlicht für Anlagen, die nach dem KWK-G vergütet werden, den Anteil der abgesetzten Anlagen sowie Abbildung 4-7 (Tabelle A1-7 im Anhang) den Anteil der abgesetzten elektrischen Leistung bis zu einer installierten elektrischen Leistung von einschließlich 2 MW_{el}.

Abbildung 4-6: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004

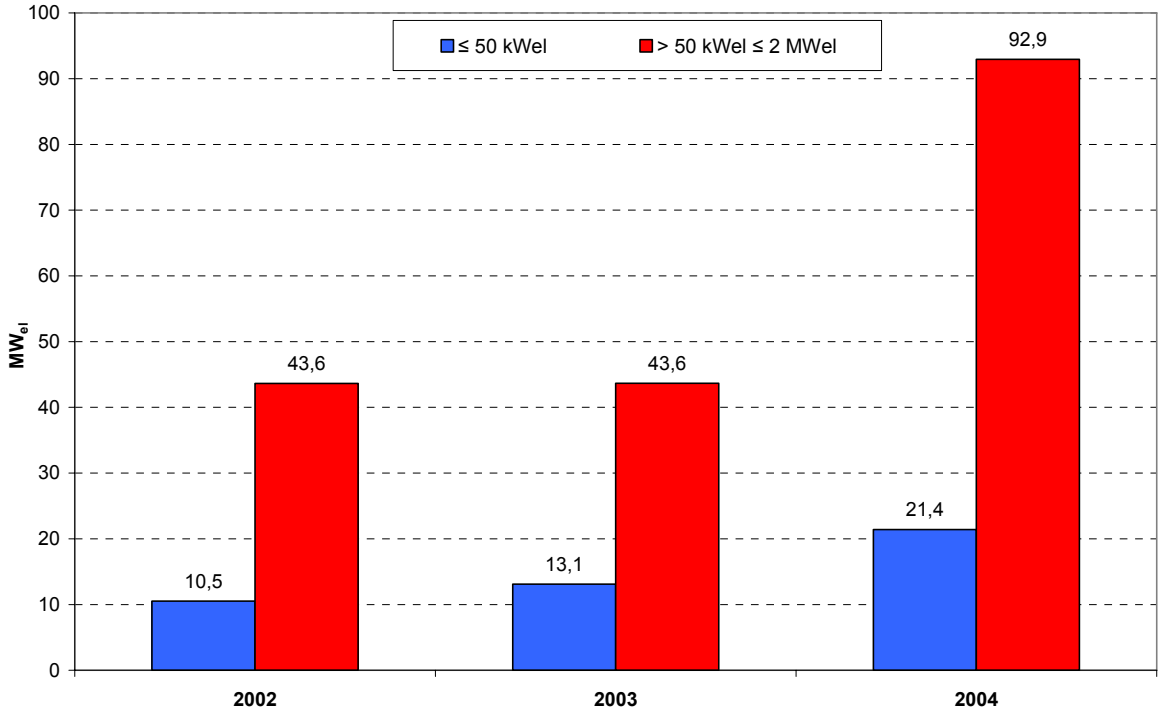


Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Die gesamte Anzahl abgesetzter KWK-G-Anlagen betrug im Jahr 2002 1.737, 2.013 im Jahr 2003 sowie 2.939 im Jahr 2004. Bei dem größeren Anteil abgesetzter Anlagen handelt es sich um Motoren, die in die Leistungsklasse bis einschließlich 50 kW_{el} fallen (jeweils rund 95 %). Der Anteil von Anlagen in der Leistungsklasse größer 50 kW_{el} bis einschließlich 2 MW_{el} lag 2002 und 2003 bei jeweils 5 %.

Die gesamte abgesetzte installierte Leistung von KWK-G-Anlagen betrug im Jahr 2002 rund 54 MW_{el}, 57 MW_{el} im Jahr 2003 sowie rund 114 MW_{el} im Jahr 2004. Bei dem größeren Anteil der abgesetzten Leistung handelt es sich um Motoren des oberen Leistungsbereichs (größer 50 kW_{el} bis einschließlich 2 MW_{el} jeweils rund 80 %). Der Anteil der installierten Leistung von Anlagen des unteren Leistungsbereichs (bis zu 50 kW_{el}) lag bei jeweils rund 20 %.

Abbildung 4-7: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MWel), die nach dem KWK-G vergütet werden können, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Marktbestimmend für den BHKW-Absatz im KWK-G-geförderten Bereich bleibt damit das Segment der oberen Leistungsklasse.

4.3.3.2.3 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass KWK-G-geförderte BHKW nur einen vergleichsweise geringen Anteil am gesamten leistungsmäßigen Absatz von Motorenkraftwerken in Deutschland ausmachen (rund 15 %). Im Jahr 2004 kann jedoch eine überdurchschnittliche Marktentwicklung in diesem Segment festgestellt werden (Steigerung um 101 % im KWK-G-Segment gegenüber 80 % im Gesamtmarkt).

Nach Brennstoffen dominieren die gasbefeuerten Motoren deutlich über die Motoren, die flüssige Brennstoffe einsetzen (85 % im Jahr 2002 beziehungsweise 93 % im Jahr 2003). Jedoch haben die mit flüssigen Brennstoffen betriebenen Motoren im Jahr 2004 deutlich an Marktanteil gewonnen (Anteil von 36 % im Jahr 2004).

Zahlenmäßig werden vor allem kleine BHKW (bis einschließlich 50 kW_{el} rund 95 %) abgesetzt. Sie haben jedoch einen nur kleinen Anteil am gesamten leistungsmäßigen Absatz (rund 20 %).

4.3.3.3 Marktentwicklung EEG-geförderter Anlagen

4.3.3.3.1 Auswertung nach Brennstoffen

Wie bereits für KWK-G-geförderte Anlagen erörtert (Abschnitt 4.3.3.2), sind feste Brennstoffe zurzeit nicht relevant im Bereich kleiner KWK-Anlagen. Entsprechend werden in dieser Auswertung für EEG-geförderte Motoren lediglich gasförmige und flüssige biogene Brennstoffe berücksichtigt. Tabelle 4-9 zeigt, welche Brennstoffe diesen Kategorien zugeordnet werden. Die Auswertung erfolgt nur für die Jahre 2002 bis 2004, da die Prognose für das Jahr 2005 nur verkürzt abgefragt wurde.

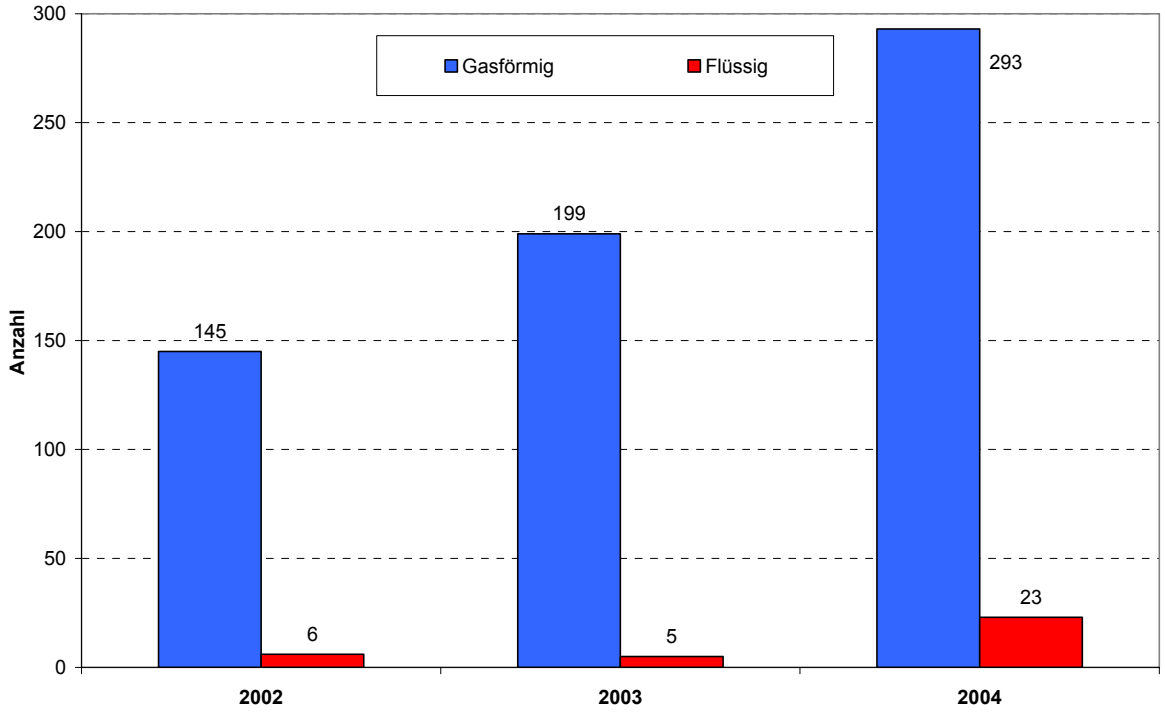
Abbildung 4-8 (Tabelle A1-8 im Anhang) gibt für Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, einen Überblick zur Anzahl abgesetzter Anlagen sowie Abbildung 4-9 (Tabelle A1-9 im Anhang) zur abgesetzten elektrischen Leistung bis zu einer installierten elektrischen Leistung von einschließlich 20 MW_{el}, für die Jahre 2002 bis 2004.

Die gesamte Anzahl abgesetzter EEG-Anlagen betrug im Jahr 2002 151 Anlagen, 204 im Jahr 2003 und 316 im Jahr 2004. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr von rund 35 % im Jahr 2003 und rund 55 % im Jahr 2004. Bei dem größeren Anteil abgesetzter Anlagen handelt es sich um Motoren, die gasförmige Brennstoffe einsetzen (rund 95 %). Der Anteil von Anlagen, die mit flüssigen Brennstoffen betrieben werden, lag bei rund 5 %.

Die gesamte abgesetzte installierte Leistung von EEG-Anlagen betrug im Jahr 2002 rund 91 MW_{el}, rund 146 MW_{el} im Jahr 2003 und 157 MW_{el} im Jahr 2004. Dies entspricht einer

Zunahme gegenüber dem Vorjahr von rund 61 % im Jahr 2003 und 8 % im Jahr 2004. Es handelt sich dabei fast ausschließlich um Motoren, die gasförmige Brennstoffe einsetzen.

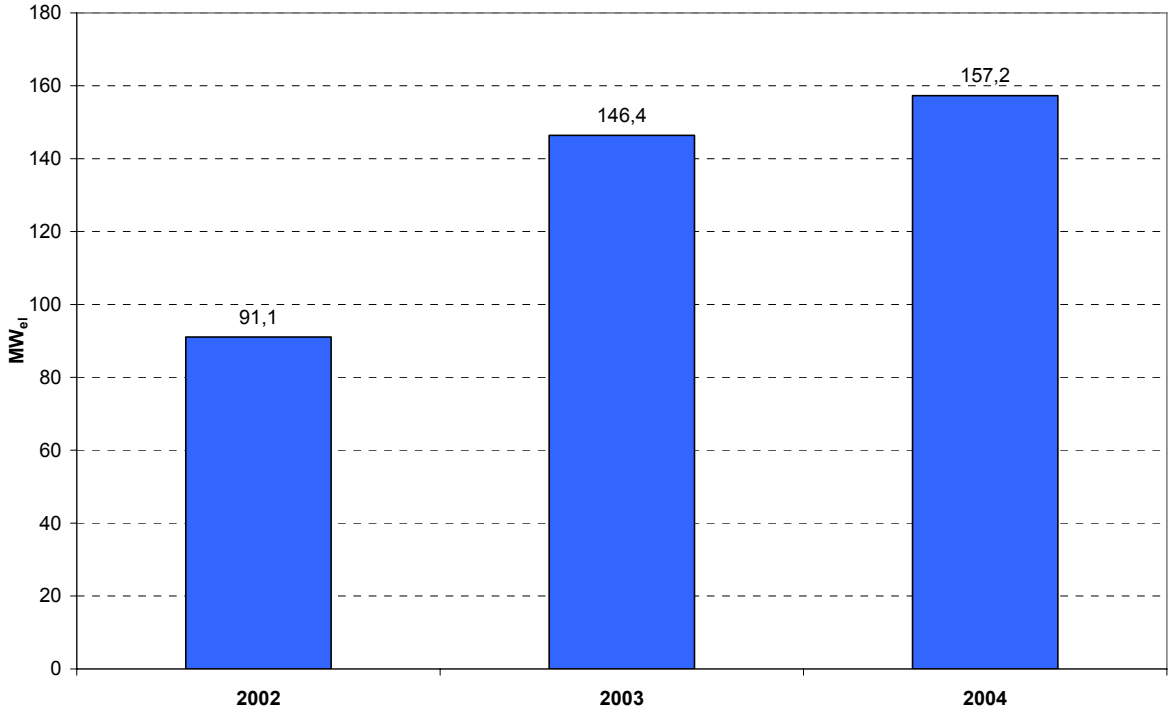
Abbildung 4-8: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Die Analyse zeigt, dass sich der Markt für EEG-geförderte Anlagen im Jahr 2003 im Vergleich zum Vorjahr stark (plus 61 %), im Jahr 2004 jedoch nur moderat entwickelt hat (plus 8 %). Leistungsbezogen machen die flüssigen Brennstoffe einen sehr geringen Anteil am gesamten Markt kleiner EEG-geförderter KWK-Anlagen aus. Marktbestimmend für den BHKW-Absatz im EEG-geförderten Bereich ist demnach das Segment der gasbetriebenen Anlagen.

Abbildung 4-9: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, gasförmige Brennstoffe[8], 2002 – 2004



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

4.3.3.4 Auswertung nach Leistungsklassen

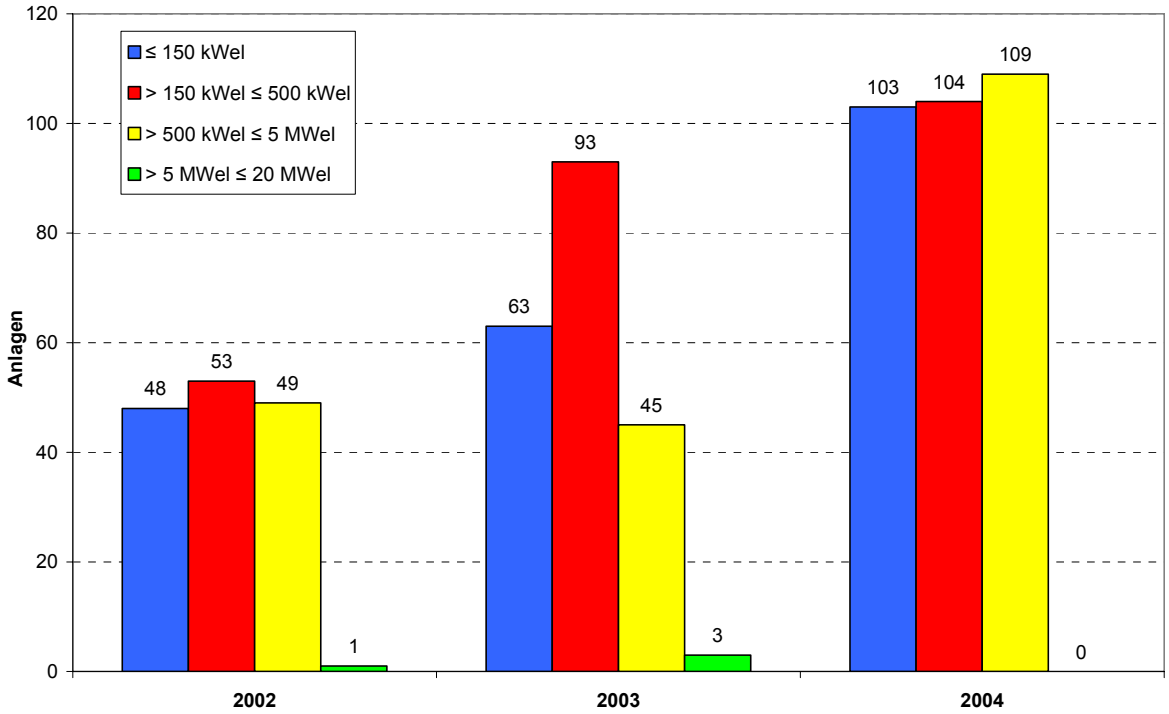
Tabelle 3-5 und Tabelle 3-4 zeigen, dass für die Vergütung von kleinen KWK-Anlagen nach dem EEG vier Leistungsklassen relevant sind, bis einschließlich 150 kW_{el}, größer als 150 kW_{el} bis einschließlich 500 kW_{el}, größer als 500 kW_{el} bis einschließlich 5 MW_{el} sowie größer als 5 MW_{el} bis einschließlich 20 MW_{el}. Eine Auswertung nach Leistungsklassen erfolgt wie für die Auswertung nach Brennstoffen lediglich für die Jahre 2002 bis 2004, da die Prognose für das Jahr 2005 nur verkürzt abgefragt wurde.

Abbildung 4-10 (Tabelle A1-10 im Anhang) verdeutlicht für Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, die Anzahl abgesetzter Anlagen sowie Abbildung 4-11 (Tabelle A1-11 im Anhang) die abgesetzte elektrische Leistung bis zu einer installierten elektrischen Leistung von einschließlich 20 MW_{el}.

[8] Auf die Darstellung der Motoren, die mit flüssigen Brennstoffen betrieben werden, wurde verzichtet, da die abgesetzte Leistung nicht in diesem Diagramm darstellbar ist (sehr geringe Leistung im Vergleich BHKW,

Die Motoren bei den EEG-Anlagen verteilten sich im Jahr 2002 anteilsmäßig gleichmäßig auf die Klassen bis einschließlich 150 kW_{el} (32 %), größer 150 kW_{el} bis einschließlich 500 kW_{el} (35 %) sowie größer als 500 kW_{el} bis einschließlich 5 MW_{el} (32 %). Im Jahr 2003 verschob sich der Anteil von größeren zu mittleren Anlagen. So lag der Anteil der Größenklasse größer 150 kW_{el} bis einschließlich 500 kW_{el} 2003 bei 46 % (Zunahme abgesetzter Anlagen um 75 %), während der Anteil der Größenklasse größer 500 kW_{el} bis einschließlich 5 MW_{el} bei 22 % lag (Abnahme abgesetzter Anlagen um 8 %). Der Anteil großer Anlagen (größer 5 MW_{el} bis einschließlich 20 MW_{el}) liegt in beiden Jahren bei 1 %. Im Jahr 2004 macht jede der drei unteren Leistungsklassen je ungefähr ein Drittel der abgesetzten Motoren aus.

Abbildung 4-10: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004



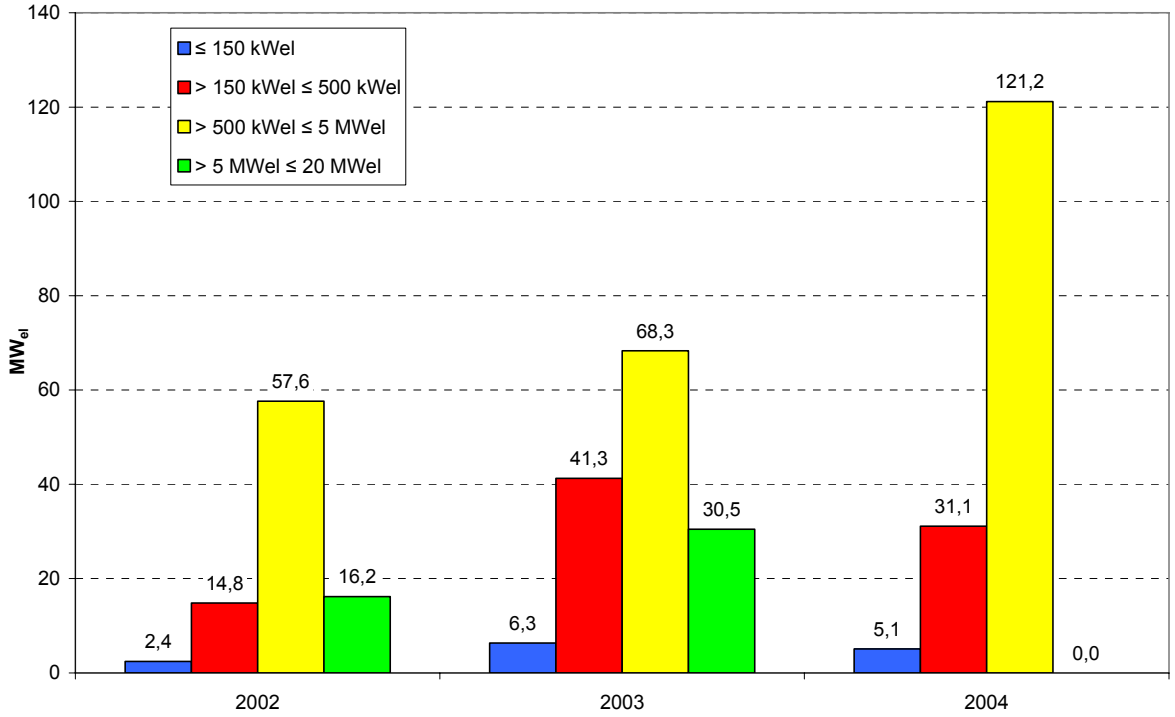
Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

Die gesamte abgesetzte installierte Leistung von EEG-Anlagen betrug im Jahr 2002 rund 91 MW_{el}, rund 146 MW_{el} im Jahr 2003 und 157 MW_{el} im Jahr 2004. Bei dem größeren Anteil der abgesetzten Leistung handelt es sich um Motoren des oberen Leistungsbereichs (größer 500 kW_{el} bis einschließlich 5 MW_{el}, 63 % im Jahr 2002, 47 % im Jahr 2003 und 77 % im Jahr 2004), gefolgt von Anlagen des mittleren Leistungsbereichs (größer 150 kW_{el} bis einschließ-

die mit gasförmigen Brennstoffen betrieben werden).

lich 500 kW_{el}, 16 % im Jahr 2002[9], 28 % im Jahr 2003 und 20 % im Jahr 2004) und den Anlagen der größten Leistungsklasse (größer als 5 MW_{el} bis einschließlich 20 MW_{el}, 18 % im Jahr 2002 beziehungsweise 21 % im Jahr 2003; 2004 wurden keine solchen Anlagen abgesetzt). Der Anteil der installierten Leistung von Anlagen des unteren Leistungsbereichs (bis einschließlich 150 kW_{el}) ist vergleichsweise gering (jeweils rund 3 %).

Abbildung 4-11: Absatz elektrischer Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004



Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005.

[9] Im Jahr 2002 wird diese Leistungsklasse noch von der Leistungsklasse größer 5 MW_{el} bis einschließlich 20 MW_{el} übertroffen (18 %).

4.3.3.5 Zusammenfassung und Abschätzung der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-G- bzw. EEG-Motoren

EEG-geförderte BHKW machen einen Anteil am gesamten leistungsmäßigen Absatz von Motorenkraftwerken in Deutschland von rund 20 % aus. Die Absatzsteigerung von 2002 nach 2003 fiel mit 61 % deutlich höher aus als die Zunahme im gesamten Markt (6 %) und im Bereich des KWK-G (5 %). Der Zuwachs im Jahr 2004 (8 %) nimmt sich jedoch im Vergleich zum Gesamtmarkt (80 %) und zum KWK-G-Segment (101 %) vergleichsweise gering aus.

Nach Brennstoffen sind lediglich die gasbefeuerten Motoren relevant mit einem Anteil von fast 100 % an der gesamten abgesetzten Leistung. Der größte Anteil der abgesetzten Leistung wird in den Leistungsbereichen oberhalb von 150 kW_{el} abgesetzt.

Zur Bewertung des Zubaus von Blockheizkraftwerken in Bezug auf die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung wurde die Strom- und Wärmeproduktion auf Grundlage typischer Einsatzfälle für die mit fossilen bzw. erneuerbaren Brennstoffen betriebenen Anlagen abgeschätzt. Für die mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen wurde angenommen, dass diese heute jährliche Benutzungszeiten zwischen 5.000 (Leistungsklasse kleiner 50 kW_{el}) und 6.000 Stunden (Leistungsklasse bis 2 MW_{el}) aufweisen. Über das EEG geförderte Anlagen laufen beispielsweise in Klärwerken, in der Landwirtschaft oder auf Deponien zwar zum Teil mehr als 7.000 Stunden jährlich, vor dem Hintergrund des durch die zeitweise geringere Gasausbeute bedingten Teillastbetriebs können jedoch hier – in Abhängigkeit von der Leistungsklasse – zwischen 6.000 und 7.500 Volllaststunden pro Jahr angenommen werden.

Während die für den Betrieb mit fossilen Brennstoffen vorgesehenen BHKW ganz überwiegend wärmegeführt betrieben werden (Annahme: 100 % KWK-Betrieb), erfolgt in den EEG-Anlagen nur teilweise Nutzwärmeauskopplung. Zwar werden bei Biogas-Anlagen rund 20 % der Wärmeleistung für den Fermenter benötigt, die verbleibende Wärmeleistung wird jedoch nur in ungefähr der Hälfte der Fälle für die Wärmeauskopplung (beispielsweise zur Beheizung von Wohn- oder Gewächshäusern) genutzt. Bei Klärgas- und Deponiegas-BHKW findet in der Regel keine Nutzwärmeauskopplung statt. Für die der EEG-Förderung zuzurechnenden Anlagen resultiert so – gewichtet über die erwartete Stromerzeugung – ein Anteil der Motoren mit Nutzwärmeauskopplung von lediglich etwa 13 %.

Über die genannten Annahmen lässt sich für die in den Jahren 2002 bis 2004 abgesetzten fossil betriebenen KWK-Anlagen, die potenziell über das KWK-G gefördert werden können (bis zu 2 MW_{el}) eine Stromerzeugung von 314 GWh im Jahr 2002, 642 GWh im Jahr 2003 und 1.306 GWh im Jahr 2004 erwarten. Die in den genannten Jahren abgesetzten Motor-Kraftwerke im Geltungsbereich des EEG (bis zu 20 MW_{el}) dürften im Jahr 2002 629 GWh,

im Jahr 2003 1.621 GWh und im Jahr 2004 2.687 GWh Strom produziert haben[10] (Tabelle 4-11).

Tabelle 4-11: Stromerzeugung in BHKW, die nach KWK-G beziehungsweise EEG gefördert werden können, 2002 – 2004

	2002	2003	2004
		GWh_{el}	
Summe	943	2.263	3.993
KWKG	314	642	1.306
EEG	629	1.621	2.687

Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005 sowie Berechnungen des Öko-Instituts.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Charakteristika der BHKW-Anlagen kann für die ab 2002 in Betrieb genommenen fossilen BHKW eine Auskopplung von Nutzwärme in der Größenordnung von 411 GWh im Jahr 2002, 839 GWh im Jahr 2003 beziehungsweise 1.708 GWh im Jahr 2004 erwartet werden. Für die mit erneuerbaren Energien betriebenen BHKW dürfte die Nutzwärmeauskopplung mit 116 GWh (2002), 300 GWh (2003) beziehungsweise 497 GWh (2004) deutlich geringer ausgefallen sein (Tabelle 4-12).

Tabelle 4-12: Wärmeerzeugung in BHKW, die nach KWK-G beziehungsweise EEG gefördert werden können, 2002 – 2004

	2002	2003	2004
		GWh_{th}	
Summe	527	1.139	2.205
KWKG	411	839	1.708
EEG	116	300	497

Quelle: Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005 sowie Berechnungen des Öko-Instituts.

Aus dieser Analyse wird deutlich, dass die Förderung nach dem EEG im Vergleich zum KWK-G zwar ein wesentlicher Treiber für den Zubau von BHKW ist. Aufgrund der Charakteristika der Einsatzfälle regenerativ betriebener Motoren tragen diese jedoch im Vergleich zu den fossil betrieben Motoren nur sehr eingeschränkt zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung bei.

Unter Maßgabe der bei der bei der VKU-Umfrage in Ansatz gebrachten Referenzsysteme für die ungekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung ist den seit 2002 abgesetzten BHKW, die im Rahmen des KWK-G förderfähig wären, eine jährliche CO_2-Emissionsminderung von ca. 0,5 bis 0,7 Mio. t CO_2 zuzurechnen. Der CO_2-Minderungseffekt der EEG-geförderten BHKW, die seit 2002 in Betrieb genommen wurden, lässt sich auf etwa 1,7-2,2 Mio. t CO_2 p.a. beziffern.

[10] Aufgrund der oben getroffenen Annahmen handelt es sich hierbei jedoch nur zu einem geringen Teil um

4.4 Zusammenfassung der Umfragen

Auf Basis der Umfragen zur Modernisierung von größeren KWK-Anlagen im Bereich der öffentlichen Versorgung sowie zum Ansatz von BHKW lassen sich die Effekte für die zusätzliche KWK-Stromerzeugung sowie die CO_2-Minderung abschätzen, die durch die Neuerrichtung von Anlagen im Rahmen von KWK-G und EEG erzielt werden konnten.

Tabelle 4-13: Energieerzeugung und CO_2-Minderung neuer und modernisierter KWK-Anlagen, Inbetriebnahmen 2002 bis 2005

	2002		2003		2004		2005	
	GWh							
Modernisierte KWK-Anlagen								
Stromerzeugung (netto)							12.648	
KWK-Stromerzeugung (netto)							8.687	
Wärmeerzeugung							9.942	
Kleine KWK-Anlagen								
KWK-G förderfähig								
Stromerzeugung (netto)	314		642		1.306			
Wärmeerzeugung	411		839		1.708			
EEG-gefördert								
Stromerzeugung (netto)	629		1.621		2.687			
Wärmeerzeugung	116		300		497			
CO_2-Minderung	Mio. t CO_2							
Referenzsystem Strom[a]	586	771	586	771	586	771	586	771
Referenzsystem Wärme[a]	260	260	260	260	260	260	260	260
Modernisierte KWK-Anlagen[b]							3,3	5,0
Kleine KWK-Anlagen	0,5	0,7	1,3	1,7	2,2	2,9		
KWK-G förderfähig	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,7		
EEG-gefördert	0,4	0,5	1,0	1,3	1,7	2,2		

Anmerkungen: [a] Angabe in g CO2/kWh. - [b] unter Berücksichtigung der CO_2-Minderungseffekte der stillgelegten Anlagen

Quellen: VKU-Umfrage; Öko-Institut, BHKW-Umfragen 2004 und 2005 sowie Berechnungen des Öko-Instituts.

Durch die Modernisierung im Rahmen des KWK-G werden danach – überwiegend im Verlauf des Jahres 2005 – Anlagen mit einer Stromerzeugung von ca. 12,6 TWh neu in Betrieb genommen. Unter Berücksichtigung der Stromproduktion der ersetzten Anlagen von ca. 3,7 TWh beträgt die Ausweitung der Stromerzeugung durch die Modernisierung knapp 9 TWh (davon ca. 6,6 TWh KWK-Strom). Mit dieser Größenordnung sind die durch das KWK-G erzielbaren Effekte weitgehend erreicht; durch die Begrenzung der Förderung auf Inbetriebnahmen bis Ende 2005 (zumindest bei den größeren KWK-Anlagen) sind hier keine weiteren Wirkungen zu erwarten.

KWK-Strom.

Durch den Zubau von BHKW-Anlagen, die im Rahmen des KWK-G förderfähig wären, ist in den letzten Jahren die Stromerzeugung jährlich um ca. 0,3 bis 0,7 TWh ausgeweitet worden[11], bei den EEG-geförderten Anlagen lag der Zuwachs bei etwa 1 TWh jährlich. Bei Fortsetzung dieser Trends errechnen sich für den Zeithorizont 2010 für die im Rahmen des KWK-G förderfähigen BHKW eine Erhöhung der Stromerzeugung in der Bandbreite von 2,5 bis 5 TWh, sowie für die EEG-geförderten BHKW eine Stromerzeugung in der Größenordnung von ca. 8 TWh. Für das Jahr 2005 ist etwa mit einem Drittel dieser Werte zu rechnen. Auch ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei der Stromerzeugung in den EEG-geförderten BHKW nur teilweise um KWK-Strom im Sinne der AGFW-Definition handelt.

Die CO_2-Bewertung der zusätzlichen Erzeugung in den modernisierten oder neuen KWK-Anlagen hängt entscheidend von den in Ansatz gebrachten Referenzsystemen für die ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ab.

In den vorstehenden Kapiteln wurden jeweils zwei Varianten berücksichtigt, einerseits ein Mittellastmix aus bestehenden Erdgas- und Steinkohlenkraftwerken und andererseits ein entsprechender Mix aus neuen Anlagen. Auch wenn sich ein „richtiger“ methodischer Ansatz nicht abschließend bestimmen lässt, kommt die folgende Interpretation der Realität am nächsten:

- Ein Referenzsystem für die ungekoppelte Stromerzeugung auf Basis bestehender Kraftwerke beschreibt am besten die kurzfristigen CO_2-Minderungseffekte in einem Kraftwerkspark, der über erhebliche Reserven verfügt.
- Ein Referenzsystem für die ungekoppelte Stromerzeugung, das auf einen Mix von Neubaukraftwerken abstellt, beschreibt am besten die mittel- und langfristigen Effekte im Stromerzeugungssystem sowie die kurzfristigen Effekte in einem System, dass von signifikanten Kapazitätsausweitungen oder –erneuerungen gekennzeichnet ist.

Die kurzfristigen CO_2-Minderungseffekte im deutschen Stromerzeugungssystem können damit eher über das höhere Referenzsystem auf der Stromseite und die mittel- und langfristigen Effekte über das niedrigere Referenzsystem beschrieben werden. Da das System der KWK-Förderung in Deutschland (KWK-Vereinbarung und KWK-G) jedoch auf einen festen Jahresbezug (1998) abstellen, wäre in diesem Kontext die Berücksichtigung eines höheren Referenzsystems geboten. Dem KWK-G können damit im Bereich der Modernisierungsanlagen CO_2-Minderungseffekte von kurzfristig etwa 5 Mio. t CO_2 und mittel- bzw. langfristig Effekte

[11] Ein etwaiger Anlagenersetz wurde dabei – vor allem angesichts vollständig fehlender Daten in diesem Bereich – nicht berücksichtigt. Angesichts des relativ geringen Stromerzeugungsvolumens bildet diese Datenlücke jedoch kein gravierendes Problem.

von eher 3,3 Mio. t CO_2 zugerechnet werden. Im Bereich der durch das KWK-G förderfähigen BHKW sind so für das Jahr 2005 CO_2-Minderungen von unter 1 Mio. t CO_2 zu erwarten, bei Fortsetzung der derzeitigen Trends wären für das Jahr 2010 CO_2-Minderungen von 1 bis 3 Mio. t CO_2 zu erwarten. Erheblich über diesen Werten liegen die Effekte des EEG in Bezug auf die BHKW. Für 2005 sind hier CO_2-Minderungen von etwa 2 Mio. t CO_2 zu erwarten, eine Hochrechnung für 2010 ergibt Werte in einer Bandbreite von 5 bis 7 Mio. t CO_2.

4.5 Exkurs: Anmerkungen zur IER-Studie zur Wirksamkeit des KWK-G

Mit der im Frühjahr 2006 vom BMWi vorgelegten „Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“, die vom IER (2005) erstellt wurde (Fassung vom Juli 2005), ist eine Reihe von Daten vorgelegt worden, die im Kontext der vorstehenden Analyseergebnisse sowie der im Kapitel 3 dokumentierten statistischen Daten einer vertieften Diskussion bedürfen.

Tabelle 4-14 Vergleich der VKU-Umfrage mit den Daten des IER-Gutachtens

			VKU-Umfrage		IER-Gutachten	
			gesamt	davon BHKW	gesamt	davon BHKW
Modernisierte Anlagen	Anzahl		34	12	58	16
	Elektrische Leistung	MW	2.262	20	2.967	24
	Thermische Leistung	MW	2.963	26	3.862	33
	Gesamtstromerzeugung	GWh	12.672	116		
	KWK-Nettostromerzeugung	GWh	8.711	116	14.120	132
Ersetzte Alt-Anlagen	Elektrische Leistung	MW	1.510		1.752	29
	Thermische Leistung	MW	2.854		4.143	99
	Gesamtstromerzeugung	GWh	3.668			
	KWK-Nettostromerzeugung	GWh	2.089		4.198	87
Erfassungsanteil VKU-Umfrage an IER-Bilanz						
Modernisierte Anlagen	Anzahl		58,6%	75,0%		
	Elektrische Leistung	MW	76,2%	84,6%		
	Thermische Leistung	MW	76,7%	81,1%		
	Gesamtstromerzeugung	GWh				
	KWK-Nettostromerzeugung	GWh	61,7%	87,5%		
Ersetzte Alt-Anlagen	Elektrische Leistung	MW	86,2%			
	Thermische Leistung	MW	68,9%			
	Gesamtstromerzeugung	GWh				
	KWK-Nettostromerzeugung	GWh	49,8%			

Quellen: VKU-Umfrage; IER 2005, Berechnungen des Öko-Instituts

Das Kapitel 4 der IER-Studie enthält eine Analyse des Anlagenbestandes für die KWK-Modernisierung, die unter Einbeziehung der beim BAFA vorliegenden Daten durchgeführt wurde. Die Tabelle 4-14 zeigt einen Vergleich zwischen den zuvor dargestellten Ergebnissen der VKU-Umfrage (die den Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung vollständig abdeckt) mit den vom IER dargestellten Ergebnissen. Während in der VKU-Umfrage insgesamt 34 modernisierte Anlagen erfasst wurden, referiert IER insgesamt 58 Anlagen. Die Abwei-

chung der installierten Leistung beträgt allerdings nur etwa 700 MW und liegt damit bei knapp 25%. Damit dürften auch größere Kraftwerksinvestitionen im Industriebereich mit einiger Wahrscheinlichkeit mit Förderung des KWK-G errichtet worden sein.[12]

Erklärungsbedürftig erscheint die erhebliche Abeichung für die KWK-Nettostromerzeugung. Der sehr hohe Anteil der KWK-Nettostromerzeugung in der IER-Studie wäre nur dann plausibel, wenn sich die Leistungsangaben ebenfalls nur auf die KWK-Gegendruckscheibe beziehen. Der Erfassungsgrad für die ersetzten Altanlagen ist für die elektrische und die thermische Leistung wiederum plausibel, aber auch hier verbleibt ein erheblicher Klärungsbedarf bei den Netto-KWK-Strommengen. Eine belastbare Plausibilitätsprüfung wäre hier allerdings nur im Detailvergleich der Umfragedaten des VKU mit den BAFA-Daten einerseits und den IER-Daten andererseits möglich. Grundsätzlich ist jedoch bezüglich der Produktionsdaten darauf hinzuweisen, dass es sich in allen Umfragen bzw. Meldungen um geplante bzw. erwartete Produktionsmengen handelt, die sich erstens erheblich unterscheiden können und zweitens nicht notwendigerweise den realen Daten entsprechen müssen. Bis zum Vorliegen realer Produktionsdaten verbleiben damit naturgemäß erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf Produktionsdaten und auch die damit einhergehenden CO_2-Minderungseffekte.

Im Kapitel 5 der Studie gibt IER eine Prognose für die eingespeisten und nach dem KWK-G förderfähigen KWK-Strommengen wieder. Mit Ausnahme der Jahre 2004 und 2005 liegen die Abweichungen von der aktuellen Mittelfristprognose des VDN bei unter 1 TWh (Tabelle 4-15), hinsichtlich der Abweichungen zu VDN bei den historischen Daten verweist IER (2005) auf Zuordnungsprobleme. Des Weiteren ist die Verlängerung der Inbetriebnahmefrist für kleine KWK-Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW in der IER-Projektion nicht weiter berücksichtigt worden, dies hat aber nur geringfügige Effekte hinsichtlich der gesamten KWK-Strommengen.

[12] Die VKU-Umfrage erfasst die Projekte aus der öffentlichen Versorgung zumindest im Bereich der größeren Anlagen vollständig, so dass es sich bei den im Unterschied zur IER-Analyse verbleibenden Kapazitäten überwiegend um industrielle Anlagen handeln dürfte.

Tabelle 4-15 Vergleich der Einspeisemengen nach KWK-G 2002 nach den IER-Angaben und der VDN-Mittelfristprognose (Stand 23.09.2005), 2002 bis 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Einspeisung in GWh								
Insgesamt	31.654	53.280	52.192	56.689	64.334	50.410	50.424	50.439	14.738
Davon									
Alte Bestandsanlagen	10.241	16.180	14.706	13.950	13.941				
Neue Bestandsanlagen	21.233	36.448	35.825	35.724	35.714	35.714	35.714	35.714	
Modernisierte Anlagen	150	500	1.252	6.378	14.013	14.013	14.013	14.013	14.013
Kleine KWK-Anlagen	30	149	405	631	660	677	691	706	719
dav. bis 50 kW	9	41	135	198	205	211	213	216	217
über 50 kW bis 2 MW	21	109	269	433	455	467	478	490	502
Brennstoffzellen	0,5	3	5	6	6	6	6	6	6
nachrichtlich:									
Kumuliert kleine KWK-Anlagen	30	179	584	1.215	1.875	2.552	3.243	3.949	4.668
Vergleichsdaten VDN-Mittelfristprognose									
	2002	2003	2004	2005[a]	2006	2007	2008	2009	2010
	Einspeisung in GWh								
Insgesamt	31.099	52.450	54.877	58.775	63.294	49.550	49.902	50.177	14.321
Davon									
Alte Bestandsanlagen	13.818	15.503	16.022	14.429	14.032				
Neue Bestandsanlagen	16.920	36.289	36.547	35.550	36.131	36.131	36.131	36.131	
Modernisierte Anlagen	320	484	1.947	8.234	12.477	12.477	12.477	12.477	12.477
Neue kleine KWK-Anlagen	43	171	357	556	647	912	1.244	1.494	1.744
dav. bis 50 kW	14	58	74	124	108	162	244	244	244
über 50 kW bis 2 MW	29	113	283	432	539	750	1.000	1.250	1.500
Brennstoffzellen	0,0	2	4	6	6	30	50	75	100
Dfferenzen zur VDN-Mittelfristprognose									
Insgesamt	555	830	-2.685	-2.086	1.040	860	522	262	417
Davon									
Alte Bestandsanlagen	-3.577	677	-1.316	-479	-91				
Neue Bestandsanlagen	4.313	159	-722	174	-417	-417	-417	-417	
Modernisierte Anlagen	-170	16	-695	-1.856	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536
Neue kleine KWK-Anlagen	-13	-22	48	75	13	-235	-553	-788	-1.025

Anmerkungen: [a] Abweichung von der VDN-Mittelfristprognose auf Basis der Jahresabrechnung für 2004 (Stand 24.05.2006)

Quellen: VDN, KWK-Mittelfristprognose, Stand 23.09.2005 (www.vdn.de); IER 2005, Berechnungen des Öko-Instituts.

Ein Vergleich der geförderten Strommengen und der insgesamt erzeugten KWK-Strommengen in den vom KWK-G erfassten Anlagen in der IER-Studie zeigt (Tabelle 4-16), dass hier im Geltungsbereich des KWK-G für die Periode bis 2005 von einer nicht geförderten KWK-Strommenge in der Größenordnung von 5 TWh ausgegangen wird. Für die modernisierten KWK-Anlagen wird offensichtlich davon angenommen, dass nahezu die gesamte KWK-Stromproduktion unter die Förderung des KWK-G fällt, also kein KWK-Strom für den Eigenverbrauch (d.h. ohne Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung) in Ansatz gebracht wird. Auch hier sei darauf hingewiesen, dass die gesamte KWK-Stromproduktion von 14 TWh als vergleichsweise hoch und erklärungsbedürftig erscheint, da eine Reihe der Modernisierungsanlagen auch in erheblichem Umfang für die Kondensationsstromerzeugung ausgelegt ist.

Tabelle 4-16 Vergleich der Daten des IER-Gutachtens für die gesamte KWK-Stromerzeugung sowie die nicht geförderten KWK-Strommengen in den vom KWK-G erfassten Anlagen

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	KWK-Stromproduktion in GWh								
Insgesamt	36.999	58.442	57.176	61.905	68.825	68.842	68.856	68.871	68.884
Davon									
Alte Bestandsanlagen	12.900	19.790	18.185	17.430	17.430	17.430	17.430	17.430	17.430
Neue Bestandsanlagen	23.919	38.001	37.330	37.230	36.627	36.627	36.627	36.627	36.627
Modernisierte Anlagen	150	500	1.251	6.378	14.103	14.103	14.103	14.103	14.103
Kleine KWK-Anlagen	30	149	405	631	660	677	691	706	719
dav. Bis 50 kW	9	41	135	195	205	211	213	216	217
über 50 kW bis 2 MW	21	109	269	433	455	467	478	490	502
Brennstoffzellen	0,5	3	5	6	6	6	6	6	6

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Nicht vergütete KWK-Stromproduktion in GWh								
Insgesamt	5.345	5.162	4.984	5.216	4.491	18.432	18.432	18.432	54.146
Davon									
Alte Bestandsanlagen	2.659	3.610	3.479	3.480	3.489	17.430	17.430	17.430	17.430
Neue Bestandsanlagen	2.686	1.553	1.505	1.506	913	913	913	913	36.627
Modernisierte Anlagen	0	0	-1	0	90	90	90	90	90
Kleine KWK-Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
dav. Bis 50 kW	0	0	0	-3	0	0	0	0	0
über 50 kW bis 2 MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Brennstoffzellen	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Quellen: IER 2005; Berechnungen des Öko-Instituts

Auf der Grundlage transparent dargestellter Referenzsysteme - aber hinsichtlich der anderen Daten aber nur teilweise nachvollziehbar - werden im Kapitel 6 die CO_2-Minderungen im Bereich des geförderten KWK-Anlagenbestandes sowie der KWK-Modernisierung (im Sinne des KWK-G) bis 2005 bzw. bis 2010 dargestellt. Die Ergebnisse sind völlig überraschend und bedürfen in jedem Fall einer nachvollziehbaren Erklärung. Tabelle 4-17 zeigt eine Zusammenstellung der Ergebnisse der IER-Studie sowie einen Vergleich mit einer groben Hochrechnung der Ergebnisse der VKU-Umfrage.[13]

[13] Hier wurden – für den Bereich der modernisierten Anlagen – in einer ersten Hochrechnung die Unterschiede in der jeweils erfassten KWK-Stromerzeugung zur Hochrechnung der CO_2-Minderung genutzt (IER 14,1 TWh, VKU-Umfrage 8,6 TWh). In einer zweiten Variante erfolgte die Hochrechnung auf Grundlage der erfassten Kapazitäten (2,7 GW bei IER und 2,3 GW bei der VKU-Umfrage).

Tabelle 4-17 CO_2-Einsparungen durch KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Referenzsystem Strom

Jahr	2005[a]			2010		
	Mio. t CO_2					
Referenzsystem Strom in [kg CO_2]/MWh	596	650	750	596	650	750
Insgesamt	8,6	9,1	10,2	12,0	12,8	14,5
davon						
Bestandsanlagen	5,6	5,9	6,4	5,1	5,3	5,7
Modernisierte Anlagen	2,4	2,6	3,0	5,8	6,3	7,3
Kleine KWK-Anlagen	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7
Zum Vergleich: VKU-Umfrage (Stichtag Ende 2005)						
Referenzsystem Strom in [kg CO_2]/MWh	586		771	586		771
Modernisierte Anlagen	3,3		5,0	3,3		5,0
Kleine KWK-Anlagen[b]	0,5		0,7	0,9-1,9		1,4-2,8
Hochrechnung über Stromproduktion bzw. elektrische Leistung						
Modernisierte Anlagen						
Variante 1[c]	5,3		8,1	5,3		8,1
Variante 2[d]	4,3		6,6	4,3		6,6

Anmerkungen: [a] bei IER Produktionsdaten für 2005, bei VKU-Umfrage Erzeugungspotenzial der bis Ende 2005 in Dauerbetrieb genommenen Kapazitäten. - [b] Produktion aller Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe (d.h. auch der nicht durch das KWK-G geförderten, gleichzeitig aber auch nicht EEG-induzierten BHKW). - [c] proportional zur KWK-Stromerzeugung bei IER und VKU-Umfrage. - [d] proportional zur installierten elektrischen Leistung bei IER und VKU-Umfrage.

Quellen: IER 2005, VKU-Umfrage; Berechnungen des Öko-Instituts

Für die modernisierten KWK-Anlagen zeigt diese Hochrechnung, dass die Ergebnisse der VKU-Umfrage durch die IER-Studie für den Zeithorizont 2010 zumindest in der Größenordnung bestätigt werden.[14] Soweit die bei IER unterstellte, vergleichsweise hohe Ausbeute an KWK-Strom in Ansatz gebracht wird, ergibt die Hochrechnung der VKU-Umfrage eine etwas höhere CO_2-Minderung als bei IER ausgewiesen (je nach Referenzsystem 0,5 bis 0,9 Mio. t CO_2). Wenn sich hinsichtlich der KWK-Stromproduktion eher die Annahmen der VKU-Umfrage als realitätsnäher herausstellen sollten, so dürfte die IER-Projektion eher zu einer Überschätzung der erzielbaren Minderungseffekte (0,7 bis 1,5 Mio. t CO_2) führen.

Die Plausibilität der (dominierenden) CO_2-Einsparung durch die Bestandsanlagen ergibt sich jedoch aus den (wenigen) dokumentierten Daten nicht. Hier sind genauere Erklärungen, v.a. allem zu den Produktionsangaben für KWK-Strom zu Grunde liegenden Daten unabdingbar.

[14] Für diesen Vergleich wurde darauf verzichtet, die Referenzsysteme zu harmonisieren. Die Bandbreite der verwendeten Werte stimmt jedoch so gut überein, so dass die Verwendung der jeweiligen Originaldaten für den Zweck eines orientierenden Vergleichs als ausreichend belastbar erscheint.

4.6 Entwicklung der industriellen KWK

Ebenso wie die Kraft-Wärme-Kopplung im Bereich der allgemeinen Versorgung waren die industriellen Stromerzeugungsanlagen von den Ende der seit Ende der neunziger Jahre beträchtlich veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen betroffen (vgl. Abschnitt 3). So waren aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes und der noch weitgehend ausstehenden Liberalisierung des Gasmarktes von 1999 an erhebliche Disproportionen zwischen der Entwicklung der Strom- und Gaspreise entstanden. Bei sinkenden Strompreisen und gleichzeitig steigenden Erdgaspreisen führte dies vor allem bei gasgestützten KWK-Anlagen zu beträchtlichen wirtschaftlichen Problemen. Eine VIK-Umfrage aus dem Jahr 2000 zur wirtschaftlichen Situation dieser KWK-Anlagen führte zu dem Ergebnis, dass über 60% der Betroffenen die Lage negativ einschätzten und ihre Anlagen als gefährdet oder von Stilllegung bedroht ansahen. Somit wurde auch seitens der Betreiber der KWK in Industrie und Gewerbe eine gesetzliche Regelung gefordert.

Das letztlich verabschiedete KWK-Gesetz aus dem Jahr 2002 beschränkte sich jedoch im Grundsatz auf die allgemeine Versorgung und schloss industrielle Stromerzeugungsanlagen nur insoweit ein, als deren KWK-Strom in eben die Netze der „allgemeinen Versorgung mit Elektrizität“ eingespeist wird (KWK-G, § 3, Abs. 9 und 10). Die Sicherung der Bestandsanlagen (Vermeidung von Stilllegungen) konnte durch das KWK-G erreicht werden, während die Anreize für eine Modernisierung der alten Bestandsanlagen für die Industrie nur in einigen Fällen ausreichend waren.

Im Folgenden werden die generellen Trends sowie die Wirkungen des KWK-G auf die jeweiligen Anlagenkategorien grob charakterisiert:

- Bei *alten Bestandsanlagen* spielen die Kapitalkosten meist nur noch eine untergeordnete Rolle und die Brennstoffpreise dominieren die Wirtschaftlichkeit. Daher konnten und können diese Anlagen in der Regel wirtschaftlich betrieben werden. Wie weit dies tatsächlich der Fall ist, hängt aber auch von der Spreizung der Preisrelation zwischen Erdgas als Inputgröße und Strom als Outputgröße ab.
- Insbesondere seit Anfang der 90er Jahre wurden in der Industrie KWK-Anlagen neu gebaut oder modernisiert (*neue Bestandsanlagen*). Die Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdgas wurde zu Lasten der Kohle erweitert. Der weiterhin anfallenden Kapitalkosten sowie die zusätzlich stark gestiegenen Brennstoffpreise und die gleichzeitig sinkenden Strompreise führten bei diesen Bestandsanlagen zu erheblichen wirtschaftlichen Problemen. Da Strom am Markt häufig unter den Stromgestehungskosten der KWK-Anlage zu beschaffen war, kam es zu einigen Stilllegungen (1998-2000 ca. 500 MW); Stilllegungen

größeren Umfangs wurden nur dadurch vermieden, dass viele Anlagen nicht ohne weiteres sofort auf reine Wärmeerzeugung umgestellt werden konnten.

- Der Zubau *kleiner KWK-Anlagen* in Industrie und Gewerbe infolge des KWK-G ist nur in Einzelfällen belegbar.
- Eine Wiederinbetriebnahme von stillgelegten KWK-Anlagen infolge des KWK-G ist nach bisherigem Kenntnisstand nicht erfolgt.

Zur Abschätzung der durch industrielle KWK-Anlagen bewirkten Minderung der CO_2-Emissionen ist zunächst darauf hinzuweisen, dass für das Jahr 1998 liegen keine konsistenten Daten zur KWK-Strom- und KWK-Wärmeerzeugung vor, da diese erst seit 2002 statistisch erfasst werden. Insbesondere können die anteiligen CO_2-Emissionen aus der Wärme die Gesamtbilanz entscheidend beeinflussen. Im Rahmen der AGFW-Hauptstudie „Pluralistische Wärmeversorgung“ (AGFW 2005a) wurde eine Hochrechnung der KWK-Strom-, Wärme- und Brennstoffmenge sowie den CO_2-Emissionen vorgenommen. Diese Daten wurden den folgenden Abschätzungen zu Grunde gelegt.

Für die Jahre 2002 und 2003 kann erstmals eine statistisch ausreichend abgesicherte Emissionsbilanz geschätzt werden. Bekannt sind die Netto-Wärme- und -Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung sowie die dafür zusammen eingesetzte Brennstoffmenge. Gewichtet mit den entsprechenden CO_2-Emissionsfaktoren errechnet sich für die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung ein CO_2-Emissionsvolumen von 29,8 Mio. t im Jahr 2003. Unter bestimmten Annahmen hinsichtlich der Deckung derselben Strom- und Wärmeerzeugung bei getrennter Erzeugung (stromseitig: gegenwärtiger Stromerzeugungsmix; wärmeseitig jeweils hälftige Erdgas-/HEL-Wärmeerzeuger) errechnet sich eine CO_2-Minderung durch die industrielle KWK-Erzeugung in einer Größenordnung von 6,5 Mio. t (2003).

Legt man die vom VIK vorgenommene Schätzung der KWK-bedingten CO_2-Emissionsminderung für das Jahr 1998 in Höhe von 3,2 Mio. t zugrunde, und vergleicht diese mit den geschätzten Emissionsminderungen im Jahr 2003 mit 6,5 Mio. t CO_2, so bedeutet dies, dass der Minderungsbeitrag der industriellen KWK seither zugenommen hat. Dies ist auf die Erhöhung der Effizienz der KWK insgesamt zurückzuführen, allerdings haben die absoluten Emissionen aus der industriellen KWK von 41,9 Mio. t CO_2 im Jahr 1999 auf 29,8 Mio. t CO_2 im Jahr 2003 spürbar abgenommen.

4.7 Investitionen und Arbeitsplatzeffekte

Da die für die Ermittlung des Investitionsvolumens und der Arbeitsplatzeffekte notwendigen Detaildaten für die hier vorliegende Untersuchung nicht verfügbar waren, können nur grobe Abschätzungen erfolgen bzw. muss auf entsprechende Literaturangaben abgestellt werden:

- Dienhardt/Matthes (2004) referieren für die im Rahmen der VKU-Umfrage erfassten Modernisierungsvorhaben mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 2.260 MW ein summarisches Investitionsvolumen von ca. 1,5 Mrd. €.
- In der Untersuchung des IER wird für die modernisierten Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 2.970 MW ein gesamtes Investitionsvolumen von 1,82 Mrd. € ermittelt.
- Die von der AGFW zusammen gestellte Liste von KWK-Vorhaben (persönliche Mitteilung der AGFW) seit 1990 enthält für den Zeitraum 2002 bis 2005 KWK-Anlagen im Bereich der öffentlichen Versorgung sowie der industriellen Stromerzeugung mit einer elektrischen Leistung von ca. 3.160 MW (ohne Müllverbrennungsanlagen). Werden mittlere Investitionskosten nach den Annahmen im Kapitel 5.2.1 in Ansatz gebracht, so entspricht dies einem Investitionsvolumen von etwa 2,1 Mrd. €.
- Aus den BHKW-Umfragen für die Jahre 2002 bis 2005 resultiert ein kumuliertes Investitionsvolumen von ca. 0,9 Mrd. €, das allerdings zum überwiegenden Teil (etwa zwei Drittel) den Anreizwirkungen des EEG zuzurechnen ist und das zu Teilen auch in den o.g. Investitionsvolumina mit erfasst ist.

Insgesamt sind damit seit Inkrafttreten des KWK-G – abgesehen von den EEG-induzierten Anlagen – in grober Schätzung KWK-Investitionen von etwa 2,4 Mrd. € ausgelöst worden, wobei der Anteil der durch das KWK-G induzierten Investitionen bei ca. 1,8 Mrd. € liegen dürfte.

Hinsichtlich der Arbeitsplatzeffekte wird hier – vor dem Hintergrund der fehlenden Detaildaten – auf eine Analyse des Öko-Instituts (2004) verwiesen. Für ein Investitionsvolumen von 2,3 Mrd. € im Bereich der KWK wird hier über die Investitionsphase eine Brutto-Beschäftigungswirkung von ca. 4.500 Arbeitsplätzen in der Anlagenindustrie bzw. von 7.600 Arbeitsplätzen inklusive der jeweiligen Vorleistungen ermittelt. Die Größenordnung der durch die Bestandsförderung des KWK-G erhaltenen Arbeitsplätze wird in der genannten Arbeit mit ca. 1.800 Arbeitsplätzen für den verbleibenden Anlagenbestand abgeschätzt.

4.8 Zusammenfassende Bewertung

Obwohl die bisher vorliegenden Daten zur Entwicklung der KWK die Entwicklung eines konsistenten und hinreichend belastbaren Datengerüstes nicht zulassen, können für einzelne Teilsegmente hinsichtlich der erzielten bzw. erzielbaren CO_2-Minderungen zumindest Trendaussagen abgeleitet werden. Einen maßgeblichen Anteil haben dabei die vom KWK-G erfassten Anlagen, wobei nicht alle Emissionsminderungseffekte der vom KWK-G erfassten Anlagen auch ursächlich auf die Anreizeffekte dieses Förderinstruments zurückgeführt werden können.

- Wenn auch noch Bewertungsunterschiede hinsichtlich der in Ansatz zu bringenden Referenzsysteme für die ungekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung verbleiben, zeichnet sich für die im Rahmen des KWK-G modernisierten Anlagen eine belastbare Größenordnung ab. Ab dem Jahr 2006 (gefördert werden nur bis Ende 2005 in Dauerbetrieb genommene Anlagen, so dass ab 2006 keine zusätzlichen Effekte mehr erzielt werden) ist hier mit CO_2-Minderungen von 4,3 bis 5,8 Mio. t CO_2 (Referenzsystem auf Basis Neuanlagen) bzw. 6,6 bis 8,1 Mio. t CO_2 (Referenzsystem auf Basis Bestandsanlagen) zu rechnen.
- Für kleine KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe ist für den Zeithorizont 2005 mit einem CO_2-Minderungseffekt von nicht über 1 Mio. t CO_2 zu rechnen, der sich – abhängig vom stromseitig in Ansatz gebrachten Strom-Referenzsystem und von der Fortschreibung der derzeitigen Trends – bis 2010 auf Werte von 1 bis 3 Mio. t CO_2 erhöhen könnte. Von diesen CO_2-Minderungseffekten können jedoch nur bestimmte Anteile (20 bis maximal 50%) dem KWK-G zugerechnet werden.
- Strittig bleiben die im Bereich der Bestandsanlagen erzielten CO_2-Minderungen. Die der vom IER ausgewiesene CO_2-Minderung von 5 bis 6 Mio. t CO_2 in diesem Bereich zu Grunde liegenden Entwicklungen lassen sich in den verschiedenen Statistischen Zusammenstellungen nicht nachweisen.

Auch über die industrielle Stromerzeugung haben sich in den letzten Jahren Minderungseffekte in der Größenordnung von ca. 3 Mio. t CO_2 eingestellt, die jedoch teilweise auch über das KWK-G honoriert worden sein dürften und deswegen in einer Gesamtbilanz nur teilweise in Ansatz gebracht werden dürfen.

Für den Zeithorizont 2005 dürfte damit die Zielvorgabe einer CO_2-Minderung von 10 Mio. t CO_2 mit einiger Wahrscheinlichkeit verfehlt worden sein. Das Minderungsziel von 20 Mio. t CO_2 bis zum Jahr 2010 wird dagegen nach den hier ausgewerteten Untersuchungen und Trends sehr klar verfehlt.

5 Perspektiven der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen

5.1 Vorbemerkungen

Nach den im Rahmen dieser Untersuchung ermittelten Ergebnissen (siehe dazu Kapitel 4) wird das mit dem KWK-Gesetz angestrebte Emissionsminderungsziel für 2005 und 2010 bei weitem verfehlt. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Novellierung, wie sie bei mangelndem Erfolg im Gesetz festgeschrieben ist, unabdingbar. Diese Gelegenheit könnte genutzt werden, um ggf. auch den Zubau neuer KWK-Anlagen zu fördern. Ob und wie weit dies der Fall sein sollte, hängt nicht zuletzt davon ab, wie die Wettbewerbsfähigkeit solcher Anlagen eingeschätzt werden kann. Hierzu erstes Aussagen zu entwickeln, ist Aufgabe der nachstehenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Grundsätzlich abstrahieren diese Wirtschaftlichkeitsrechnungen von den nach dem KWK-G (und nach dem EEG) existierenden Fördertatbeständen, weil nur so eine Aussage darüber getroffen werden kann, wie es mit der „Eigenwirtschaftlichkeit“ der KWK-Anlagen steht.

5.2 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen

5.2.1 Technische Parameter der untersuchten KWK-Anlagen

Zur Bewertung der Konkurrenzfähigkeit von Heizkraftwerken wurden Wirtschaftlichkeitsrechnungen für die folgenden Typen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durchgeführt.

- Mikro-KWK-Anlagen: elektrische Leistung 0,8 kW (thermisch: 6 kW)
- Mikro-KWK-Anlagen: elektrische Leistung 3 kW (thermisch: 15 kW)
- Mikro-KWK-Anlagen: elektrische Leistung 9,5 kW (thermisch: 28,5 kW)
- BHKW auf Erdgasbasis: elektrische Leistung 50 kW (thermisch: 100 kW)
- BHKW auf Erdgasbasis: elektrische Leistung 2 MW (thermisch: 2,56 MW)
- Erdgas-GuD-Anlage: elektrische Leistung 23,8 MW (thermisch: 32,6 MW)
- Erdgas-GuD-Anlage: elektrische Leistung 100 MW (thermisch: 100 MW)
- Steinkohlen-Gegendruckanlage: elektrische Leistung 200 MW (thermisch: 285,7 MW)
- Erdgas-Gasturbine: elektrische Leistung 10 MW (thermisch: 16,8 MW)

Nachrichtlich wurden zusätzlich nur drei Typen von Kondensationskraftwerken betrachtet, und zwar eine Erdgas-GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 800 MW, ein Steinkohlenkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 700 MW sowie ein Braunkohlenkraftwerk mit einer solchen von 800 MW.

Die wichtigsten Parameter der Anlagen sind in Tabelle 5-1dargestellt.

Tabelle 5-1 Überblick über die wichtigsten Parameter der untersuchten KWK-Anlagen

	Einheit	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen									Nachr.: Kondensationskraftwerke		
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-EG 23,8 MW_{el}	GuD-EG 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}	Mikro-KWK 0,8 kW	Mikro-KWK 3 kW	Mikro-KWK 9,5 kW	EG-GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Elektrische Nettoleistung	$MW_{el(netto)}$	0,05	2,00	23,8	100,0	200,0	10,0	0,0008	0,0030	0,0095	800	700	800
Thermische Nettoleistung	$MW_{th(netto)}$	0,10	2,56	32,6	100,0	285,7	16,8	0,0060	0,0150	0,0285			
Stromkennzahl	-	0,50	0,78	0,73	1,00	0,70	0,60	0,13	0,20	0,33			
Jahresnutzungsdauer	h/a	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5500	5500	7000
Brennstoffausnutzung (neue Anlage)	%	88	89	86	89	83	83	90	94	98	57	46	42
Spezifische CO_2-Emissionen	t CO_2/TJ	56	56	56	56	94	56	56	56	56	56	94	112
Spezifische Investitionskosten	Euro/kW	1350	700	818	614	1483	869	3662	3589	3004	550	1050	1200
Personalaufwand	Personen/a	0,07	1	7	25	70	3	0	0	0	50	150	200
Verwaltung/ Versicherung	% der Inv.kosten	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Instandhaltung		6,0	5,0	5,0	5,6	7,0	4,0	5,0	5,0	5,0	2,5	1,8	2,1
Brennstoffpreis	€/MWh	35	30	20	20	8	25	45	42	40	18	8	4
Planungszeitraum	Jahre	10	10	15	19	19	15	10	10	10	19	19	19
Anlegbarer Wärmeerlös (abnehmerseitig)	€/MWh_{th}	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
./. Nah- und Fernwärmeverteilkosten		10	10	30	30	30	30	0	0	0			
Spezifischer Wärmeerlös (frei Kraftwerkseinspeisung)		40	40	20	20	20	20	50	50	50			

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

5.2.2 Ökonomische Parameter der untersuchten KWK-Anlagen

Das Spektrum der technischen Möglichkeiten zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung reicht von motorenbetriebenen Blockheizkraftwerken über Gasturbinenanlagen bis zu GuD-Anlagen, bei denen vorgeschaltete Gasturbinen mit nachgeschalteten Dampfturbinen kombiniert werden. Die Bandbreite der in die Untersuchung einbezogen KWK-Anlagen reicht vom Mikro-Bereich einiger kW_{el}, über BHKW bis zu 2 MW_{el} bis hin zu Anlagen von 100 MW_{el} und 200 MW_{el}. Mit Ausnahme der 200-MW_{el}-Anlage wird in allen übrigen Anlagen Erdgas eingesetzt.

Die *spezifischen Investitionskosten* nehmen bei sonst gleichen Voraussetzungen mit zunehmender Anlagengröße ab. Der spezifische Kapitaleinsatz unterscheidet sich auch je nach ein-

gesetztem Energieträger. So machen die spezifischen Investitionskosten bei Erdgaskraftwerken weniger als die Hälfte bis zu einem Drittel derjenigen von Kohlenkraftwerken aus. Der Bau von Heizkraftwerken, die gleichzeitig Strom und nutzbare Wärme erzeugen, ist allerdings in der Regel bei gleicher elektrischer Leistung deutlich teuerer als der von „reinen" Kraftwerken.

Die *Brennstoffpreise* im Ausgangsjahr, die sich einschließlich der Steuerbelastung verstehen, werden in Abhängigkeit von dem Niveau des Brennstoffverbrauchs bzw. der Betreiber festgelegt: Bei den Mikro-KWK und den beiden kleinen BHKW werden Nicht-EVU-Betreiber unterstellt und die Preise nach entsprechenden Tarifen für den Industrie- bzw. den Haushaltsbereich angenommen. Bei den übrigen KWK-Anlagen soll es sich um EVU-Betreiber handeln, die als Großabnehmer mit niedrigeren Preisen rechnen können; hier kann auch auf vereinzelte Unternehmensangaben zurückgegriffen werden. Dabei orientieren sich die verwendeten Erdgaspreise auch an den Grenzübergangswerten (vgl. dazu auch weiter oben Tabelle 3-1) plus Transportkosten u.ä.

Den Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurden vereinfachend und im Sinne einer Sensitivitätsrechnung zwei Varianten der künftigen (realen) Brennstoffpreisentwicklung zugrunde gelegt, und zwar jährlich konstant steigende bzw. sinkende Energiepreisen. Bei der Variante „Steigende Brennstoffpreise" wird angenommen, dass die Brennstoffpreise durchgängig um jahresdurchschnittlich 2 % steigen, während bei der Variante „sinkende Brennstoffpreise" mit Preisminderungen um jahresdurchschnittlich 1 % gerechnet wird.

Um den unterschiedlichen Renditeansprüchen der Anlagenbetreiber Rechnung zu tragen wird bei den Wirtschaftlichkeitsrechnungen alternativ mit einem *Diskontierungszinssatz* von 4 %, 8 % und 12 % gerechnet. Der Planungszeitraum, zu verstehen als der den Wirtschaftlichkeitsrechnungen zugrunde gelegte Kalkulationszeitraum, wird bei den kleinen Anlagen mit 10 Jahren, bei den mittleren Anlagen mit 15 Jahren und bei den großen KWK-Anlagen und Kondensationskraftwerken mit 19 Jahren angenommen.

Wesentlich für die wirtschaftliche Bewertung der KWK-Anlagen sind die Annahmen über die erzielbaren *Wärmeerlöse*. Hier wird von der Überlegung ausgegangen, dass die ausgekoppelte Nah- oder Fernwärme beim Abnehmer mit dezentral erzeugter Wärme in Heizkesseln konkurriert. Der Wärmepreis frei Kraftwerkszaun kann daher nicht höher ausfallen als die alternativen Wärmekosten vor Ort vermindert um die Transport- und Verteilungskosten für die von der KWK-Anlage gelieferte Wärme. Hier wurde hier vereinfachend unterstellt, dass der für die einzelnen Anlagen erzielbare Wärmepreis leicht über dem jeweils angenommenen Brennstoffpreis liegt (pauschale Berücksichtigung der Kapitalkosten für Heizkessel). Vor dem Hintergrund der Beheizungsstruktur handelt es sich in Deutschland bei den konkurrierenden de-

zentralen Anlagen im Wesentlichen um Erdgas- oder Ölheizungen. Unter der Annahme von mittleren Preisen für Erdgas und leichtes Heizöl in einer Größenordnung von etwa 40 bis 45 €/MWh soll als anlegbarer Wärmepreis (= spezifischer Wärmeerlös) im Folgenden mit einem Betrag von 50 €/MWh gerechnet werden. Weiterhin wird unterstellt, dass bei den Mikro-KWK-Anlagen keine zusätzlichen Verteilungskosten anfallen und bei den kleinen BHKW nur solche von 10 €/MWh und bei den großen KWK-Anlagen solche für Transport und Verteilung von 30 €/MWh entstehen. Die anlegbaren spezifischen Wärmeerlöse – im Sinne der Wärmeerlöse frei Kraftwerkseinspeisung - betragen insoweit bei den Mikro-Anlagen 50 €/MWh, bei den kleinen BHKW rund 40 €/MWh und bei den großen Heizkraftwerken 20 €/MWh. Unterstellt wird weiterhin, dass die spezifischen Wärmeerlöse in Zukunft den angenommenen Veränderungen der Brennstoffpreise folgen (s.o.).

Der wirtschaftliche Betrieb von KWK-Anlagen hängt maßgeblich von der *Auslastung der Anlagen* ab. Für den Referenzfall, der den im Folgenden diskutierten Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen zugrunde liegt, wird von einer vergleichsweise günstigen Auslastung mit durchschnittlich 5 000 Jahresbenutzungsstunden ausgegangen. In einer Sensitivitätsrechnung wird aber für ausgewählte Fälle der Einfluss der Jahresbenutzungsstunden auf das wirtschaftliche Ergebnis dargestellt.

Die variablen Kosten von größeren Kraftwerken und Heizkraftwerken werden durch den seit Anfang 2005 verwirklichten *Emissionshandel* verändert, insoweit sich die Kosten der eingesetzten Brennstoffe für den Anlagenbetreiber um den Wert der erforderlichen Emissionsrechte erhöhen, der sich aus dem Zertifikatspreis und den Emissionen ergibt. Dabei ist zu beachten, dass der Einfluss der erforderlichen Emissionsrechte auf die Grenzkosten grundsätzlich unabhängig von der Anfangsausstattung durch Gratiszuteilung ist. Hierin kommt zum Ausdruck, dass für den Betreiber die Opportunitätskosten maßgeblich sind. Ob und in welchem Umfang KWK-Anlagen vom Emissionshandel betroffen sind, hängt nicht zuletzt von deren Anlagengröße ab. Dem Emissionshandel unterliegen lediglich Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW. Bezogen auf die in diese Untersuchung einbezogenen KWK-Anlagengrößen spielen der Emissionshandel und damit die Zertifikatspreise für die Mikro-KWK-Anlagen wie für die kleinen BHKW und die gewählte Gasturbinenanlage keine Rolle. Maßgeblich sind sie lediglich für die größeren KWK-Anlagen sowie für die – zusätzlich betrachteten – großen Kondensationskraftwerke.

Aus ökonomietheoretischer Sicht ist es für die Bewertung der Zertifikate unerheblich, ob sie auf dem Wege einer (ökonomisch im Grundsatz effizienteren) Auktion vergeben oder nach dem Grandfathering-Verfahren zugeteilt werden. In diesem Falle stellen sie für die Unternehmen Opportunitätskosten dar, die insoweit auch voll in die Kalkulation eingehen können. Inwieweit davon tatsächlich Gebrauch gemacht wird, hängt allerdings nicht zuletzt von den

marktstrukturellen Gegebenheiten ab. In den weiteren Rechnungen wird insoweit differenziert vorgegangen, als einerseits ohne und anderseits mit Einpreisung der CO_2-Zertifikate in unterschiedlicher Höhe gerechnet wird.

Zu beachten ist, dass der Nationale Allokationsplan nach dem Zuteilungsgesetz 2007 lediglich für die erste Handelsperiode 2005 bis 2007 gilt, doch soll angenommen werden, dass die Regelungen für die KWK-Anlagen (also die Zusatzausstattung für Bestandsanlagen mit 27 t CO_2 je in KWK erzeugter GWh elektrischer Energie bzw. der Doppel-Benchmark für neue KWK-Anlagen, also 365/750 g CO_2/kWh_{el} stromseitig sowie 215 g CO_2/kWh_{th} wärmeseitig) auch in den folgenden Handelsperioden Bestand haben werden. Auch die Abschneidegrenzen für die dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen (Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW) sollen weiterhin als gültig unterstellt werden, so dass die in die Rechnungen einbezogenen kleinen KWK-Anlagen weiterhin unberücksichtigt bleiben und nicht mit Zertifikatspreisen belegt werden.

Bei den Modellrechnungen wird schließlich zwischen den Bestandsanlagen und den zusätzlichen Neuanlagen unterschieden. Für die Beurteilung des wirtschaftlichen Betriebes der *Bestandsanlagen* sind grundsätzlich nur die variablen Kosten von Bedeutung, und zwar unabhängig davon, ob es sich in der Terminologie des KWK-G um eine alte oder neue Bestandsanlage oder um eine modernisierte (Bestands-)Anlage handelt. Deren Betrieb lohnt sich mindestens solange, wie noch die variablen Kosten gedeckt werden können, da die fixen Kosten in jedem Fall (also auch bei einer Stilllegung der Anlage anfallen). Erst wenn selbst die variablen Kosten nicht mehr zu erwirtschaften sind, ist die Einstellung des Betriebes unausweichlich. Demgegenüber wird eine *Neuinvestition* unter ökonomischen Aspekten nur dann getätigt werden, wenn sie ihre Vollkosten erwirtschaften kann, also neben den variablen auch die fixen Kosten, wobei hier die Kapitalkosten eine entscheidende Rolle spielen.

Von der Idee wird in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Ergebnis danach gefragt, wie hoch die Stromerlöse sein müssten, um einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlage zu gewährleisten. Den Wirtschaftlichkeitsrechnungen werden insoweit nur die Kostenparameter und – auf der Erlösseite – die spezifischen Wärmeerlöse (abgesehen von den die KWK begünstigenden Regelungen des Emissionshandels) vorgegeben. Erst das Resultat sind die notwendig zu erwirtschaftenden absoluten und spezifischen Stromerlöse, die dann ihrerseits mit den zu erwartenden Großhandelspreisen zu vergleichen sind.

5.3 Ergebnisse der Modellrechnungen und Sensitivitätsanalysen

5.3.1 Ergebnisse im Überblick

Im Anhang sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen tabellarisch und graphisch im Detail für die einzelnen Varianten der Wirtschaftlichkeitsberechnungen (z.B. Vollkosten bzw. nur variable Kosten. unterschiedliche Zinssätze, steigende oder sinkende Energiepreise, mit und ohne CO_2-Einpreisung) dargestellt (vgl. Tabelle A2-1.bis Tabelle A2-6 sowie Abbildung A2-1 bis Abbildung A2-33).

Erinnert sei daran, dass sämtliche dieser Rechnungen ohne die Zuschläge nach dem KWK-G durchgeführt worden sind, um auf diese Weise Aussagen über die grundsätzliche Förderbedürftigkeit entwickeln zu können. Dabei ist wiederum zwischen der wirtschaftlichen Bewertung der Bestandsanlagen auf der Grundlage der variablen Kosten auf der einen Seite und den Neuinvestitionen auf Basis der Vollkosten auf der anderen Seite zu unterscheiden; zur besseren Information werden nachrichtlich auch noch die Vollkosten für Bestandsanlagen genannt. Weiterhin soll unterschieden werden zwischen den großen KWK-Anlagen (2 MW und mehr) sowie den kleinen KWK-Anlagen (bis einschließlich 50 kW). Schließlich wird differenziert danach, ob CO_2-Zertifikate eingepreist werden oder nicht; gerechnet wird mit alternativen Zertifikatspreisen von 0 €/t CO_2, 10 €/t CO_2 und 20 €/t CO_2. Als Diskontierungssatz werden alternativ 4 %, 8 % und 12 % angesetzt. Die speziellen Regelungen zugunsten der KWK im Rahmen des Emissionshandels sind in den Rechnungen explizit enthalten.

Als Maßstab für die wirtschaftliche Bewertung wird den jeweiligen Kosten der KWK-Anlagen eine Bandbreite der Kosten der relevanten Alternative gegenüber gestellt:

- Den Berechnungen für *KWK-Anlagen*, die ihren Strom ausschließlich ins Netz einspeisen, werden alternative Strombezugskosten von 3,5 bis 4,5 ct/kWh (im Szenario sinkender Energiepreise) bzw. 4,5 bis 5,5 ct/kWh (im Szenario steigender Energiepreise) zugrunde gelegt. Damit befinden sich die Annahmen für die untere Variante in den Bandbreite der Großhandelspreise (Basepreis) für Strom, die EWI/Prognos mit 35,3 €/MWh im Jahr 2010, 36,7 €/MWh im Jahr 2015, 39,1 €/kWh im Jahr 2020 und schließlich mit 44,6€/MWh im Jahr 2030 unterstellt haben. Die obere Variante reflektiert eher die inzwischen auf dem Strommarkt eingetretene starke Preisexpansion.

- Für die kleinen KWK-Anlagen, die überwiegend der Deckung des Eigenbedarfs bei unterschiedlichen Verbrauchergruppen (z.B. Gewerbebetriebe oder private Haushalte) dienen, wird ein Strompreisbandbreite in Anlehnung an die jeweiligen Tarife von 10 bis 16 ct/kWh angenommen.

Unter diesen Voraussetzungen lassen sich zunächst im Hinblick auf die *Neuinvestitionen* folgende Erkenntnisse ableiten:

1. Bei einer mittleren Verzinsung von 8 % liegen mit Ausnahme der Erdgas-GuD-KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 MW die Stromerzeugungskosten bei allen anderen der hier betrachteten großen KWK-Anlagen mehr oder weniger deutlich oberhalb des Preisbandes für den alternativen Strombezug (Tabelle 5-2 und im Anhang Tabelle A2-4 sowie Abbildung A2-12 bis Abbildung A2-22). Im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten der hier ausgewählten reinen Kondensationskraftwerke schneiden die erdgasgefeuerten KWK-Anlagen vor allem bei Nicht-Berücksichtigung der CO_2-Zertifikatspreise spürbar schlechter ab; mit zunehmenden CO_2-Zertifikatspreisen verbessert sich die Situation tendenziell. Gegenüber Steinkohle-Kondensationskraftwerken erreichen die großen Erdgas-GuD-KWK-Anlagen selbst bei steigenden Preisen schon ab 10 €/t CO_2 Vorteile; gegenüber dem Braunkohle-Kondensationskraftwerke wäre dies aber erst unter der Annahme sinkender Energiepreise und Zertifikatspreisen von etwa 20 €/t CO_2 der Fall.

Tabelle 5-2 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 %

Vollkosten in ct/kWh		KWK-Anlagen*					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	11,6	6,3	6,5	5,4	5,7	8,7
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	11,6	6,3	6,9	5,7	6,6	8,7
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	11,6	6,3	7,4	6,0	7,6	8,7
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	11,0	5,9	5,9	4,8	5,8	7,7
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	11,0	5,9	6,4	5,1	6,8	7,7
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	11,0	5,9	6,8	5,4	7,7	7,7
Vollkosten in ct/kWh		**Mikro-KWK***			**Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke***		
		0,8 kW_{el}	3 kW_{el}	9,5 kW_{el}	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	22,8	18,5	15,0	5,2	5,0	3,8
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	22,8	18,5	15,0	5,6	5,8	4,8
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	22,8	18,5	15,0	5,9	6,5	5,8
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	22,1	18,2	14,8	4,4	4,6	3,7
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	22,1	18,2	14,8	4,8	5,3	4,7
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	22,1	18,2	14,8	5,2	6,1	5,6

*) Anmerkung: Nur bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW werden die Regelungen des Emissionshandels und damit potenzielle CO_2-Einpreisungen berücksichtigt.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

2. Bei einer Verzinsung von 12 % gilt dies auch für die 100 MW-Erdgas-GuD-Anlage. Allerdings sind die Abstände bei den erdgasgefeuerten Anlagen (abgesehen von der 10 MW Gasturbinenanlage) spürbar geringer als bei der Steinkohlen-KWK-Anlage, vor allem dann, wenn ein hoher CO_2-Zertifikatspreis unterstellt wird (Tabelle 5-3 und im Anhang Tabelle A2-6 sowie Abbildung A2-23 bis Abbildung A2-33).

Tabelle 5-3 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %

Vollkosten in ct/kWh		KWK-Anlagen*					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	12,3	6,7	6,9	5,7	6,6	9,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	12,3	6,7	7,4	6,0	7,6	9,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	12,3	6,7	7,8	6,4	8,5	9,2
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	11,7	6,3	6,4	5,2	6,8	8,3
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	11,7	6,3	6,9	5,5	7,7	8,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	11,7	6,3	7,3	5,8	8,6	8,3
Vollkosten in ct/kWh		**Mikro-KWK***			**Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke***		
		0,8 kW_{el}	3 kW_{el}	9,5 kW_{el}	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	24,8	20,5	16,7	5,5	5,6	4,4
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	24,8	20,5	16,7	5,8	6,3	5,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	24,8	20,5	16,7	6,2	7,1	6,3
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	24,1	20,2	16,5	4,8	5,2	4,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	24,1	20,2	16,5	5,1	6,0	5,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	24,1	20,2	16,5	5,5	6,7	6,2

*) Anmerkung: Nur bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW werden die Regelungen des Emissionshandels und damit potenzielle CO_2-Einpreisungen berücksichtigt.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

3. Wird mit einer Verzinsung von lediglich 4 % gerechnet, dann geraten die erdgasbasierten KWK-Anlagen (bei der unterstellten – hohen - Jahresbenutzungsdauer von 5 000 Stunden) mehr und mehr in den wirtschaftlich interessanten Bereich (vgl. Tabelle 5-4 und im Anhang Tabelle A2-2 sowie Abbildung A2-1 bis Abbildung A2-11).

Tabelle 5-4 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 %

Vollkosten in ct/kWh		KWK-Anlagen*					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	10,9	6,0	6,1	5,1	4,9	8,3
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	10,9	6,0	6,5	5,4	5,8	8,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	10,9	6,0	7,0	5,8	6,7	8,3
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	10,3	5,6	5,5	4,4	5,0	7,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	10,3	5,6	5,9	4,7	5,9	7,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	10,3	5,6	6,4	5,1	6,9	7,2
Vollkosten in ct/kWh		**Mikro-KWK***			**Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke***		
		0,8 kW_{el}	3 kW_{el}	9,5 kW_{el}	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	21,0	16,7	13,5	5,0	4,6	3,4
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	21,0	16,7	13,5	5,4	5,3	4,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	21,0	16,7	13,5	5,7	6,0	5,3
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	20,2	16,4	13,3	4,1	4,1	3,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	20,2	16,4	13,3	4,5	4,8	4,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	20,2	16,4	13,3	4,8	5,5	5,1

*) Anmerkung: Nur bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW werden die Regelungen des Emissionshandels und damit potenzielle CO2-Einpreisungen berücksichtigt.

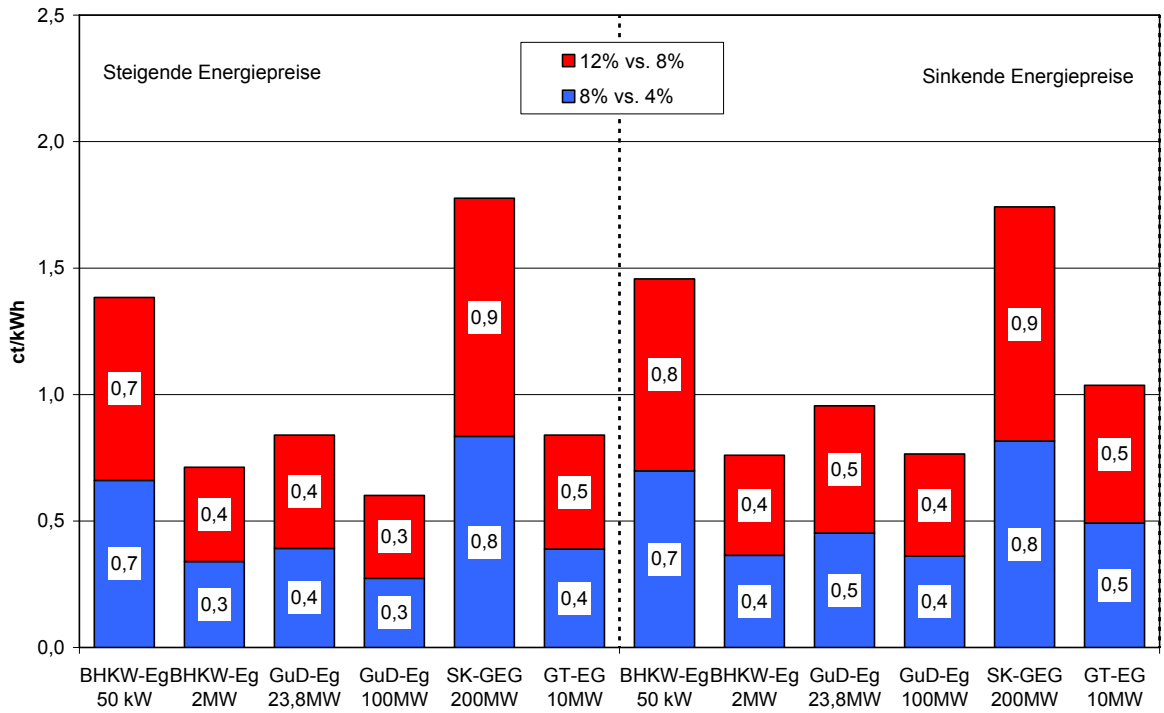
Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

4. Unter den ausgewählten kleinen KWK-Anlagen liegen die Stromerzeugungskosten bei den Neuinvestitionen in fast allen Varianten deutlich oberhalb des angenommenen Preisbandes der alternativen spezifischen Strombezugskosten; lediglich die größeren Anlagen (BHKW mit 50 kW oder die 9,5 kW-Anlage) könnten sich etwas über dem unteren Preisrand bewegen.

Anders sieht die Situation bei alten, neuen und modernisierten Bestandsanlagen aus. Sofern für die kleinen KWK-Anlagen die alternativen Strombezugskosten ebenfalls in einer Bandbreite von 10 bis 16 ct/kWh angesetzt werden können, ist deren wirtschaftlicher Betrieb (nachdem die Investitionen ja getätigt worden sind) in jedem Fall gesichert. Nicht ganz so eindeutig fällt die Bewertung für die großen KWK-Anlagen aus, doch lassen die Ergebnisse (abgesehen von der 10 MW-Erdgas-Gasturbinenanlage) erkennen, dass sich hier die variablen Kosten meist innerhalb oder sogar noch unterhalb der angenommen Bandbreite der alternativen Strombezugskosten bewegen. Insoweit ist eine Fördernotwendigkeit für die Bestandsanlagen nicht unbedingt gegeben. Allerdings ist die Deckung der Vollkosten der KWK-Bestandsanlagen nahezu in keinem Fall gegeben.

Der Einfluss der alternativen Annahmen zum Diskontierungszinssatz auf die Stromerzeugungskosten der KWK-Anlagen hängt wesentlich von der Kapitalintensität der jeweiligen Anlage ab; dementsprechend ist der Einfluss am stärksten bei dem Steinkohlen-Heizkraftwerk und der kleinen BHKW-Anlage von 50 kW; hier belaufen sich die Stromerzeugungs*mehr*kosten bei einer zwölfprozentigen gegenüber einer vierprozentigen Verzinsung auf etwa 1,4 ct/kWh (BHKW) bzw. rund 1,7 ct/kWh (Steinkohlen-KWK). Nach vorliegenden Informationen aus dem Bereich von Energieversorgungsunternehmen erscheint aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine Verzinsung von lediglich 4 % wenig realistisch; hier trifft wohl eine Bandbreite von 8 bis 12 % eher die in der Realität angesetzten Diskontsätze.

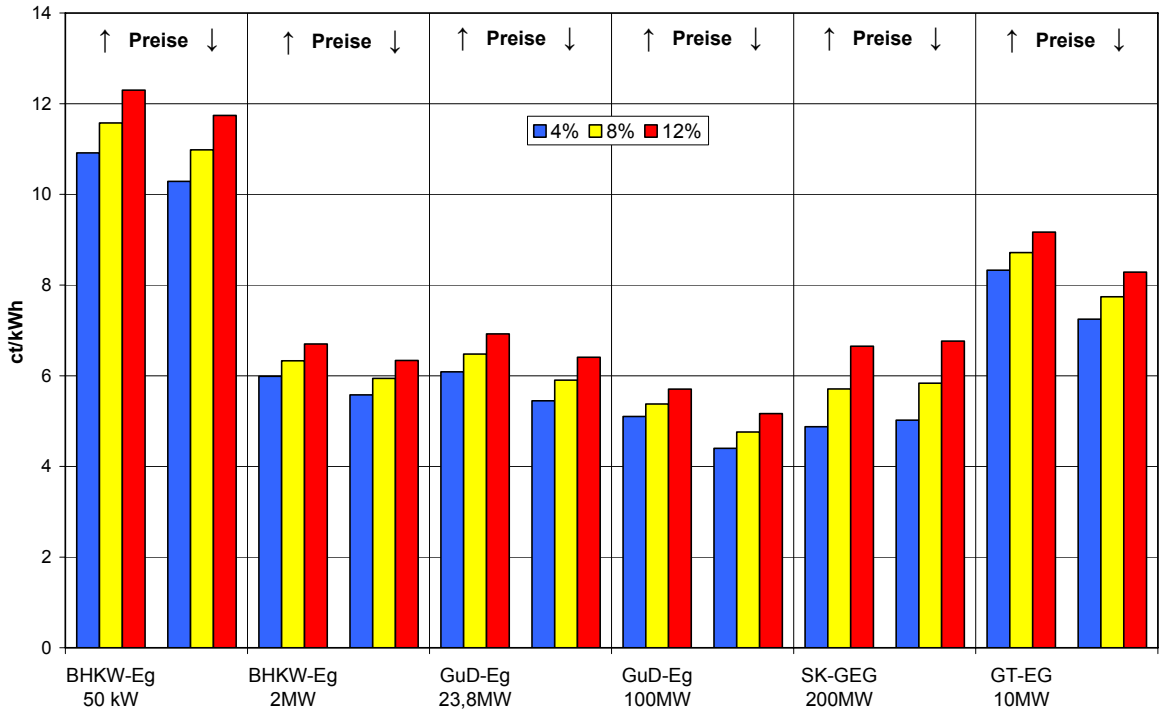
Abbildung 5-1 Stromerzeugungsmehrkosten bei ausgewählten neuen KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Diskontierungszinssatz (ohne CO_2-Einpreisung)



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Details für die ausgewählten Konstellationen neuer KWK-Anlagen sind aus Abbildung 5-1 zu ersehen. Daraus wird im Übrigen auch erkennbar, dass sich unterschiedliche Energiepreisannahmen nicht in den Veränderungen der diskontierungssatzabhängigen Stromerzeugungskosten niederschlagen. In den jeweiligen *absoluten* Stromerzeugungskosten kommen sie allerdings deutlich zum Ausdruck, wie Abbildung 5-2 zeigt.

Abbildung 5-2 Stromerzeugungskosten neuer KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Diskontierungszinssatz und von den Energiepreisänderungen (ohne CO_2-Einpreisung)

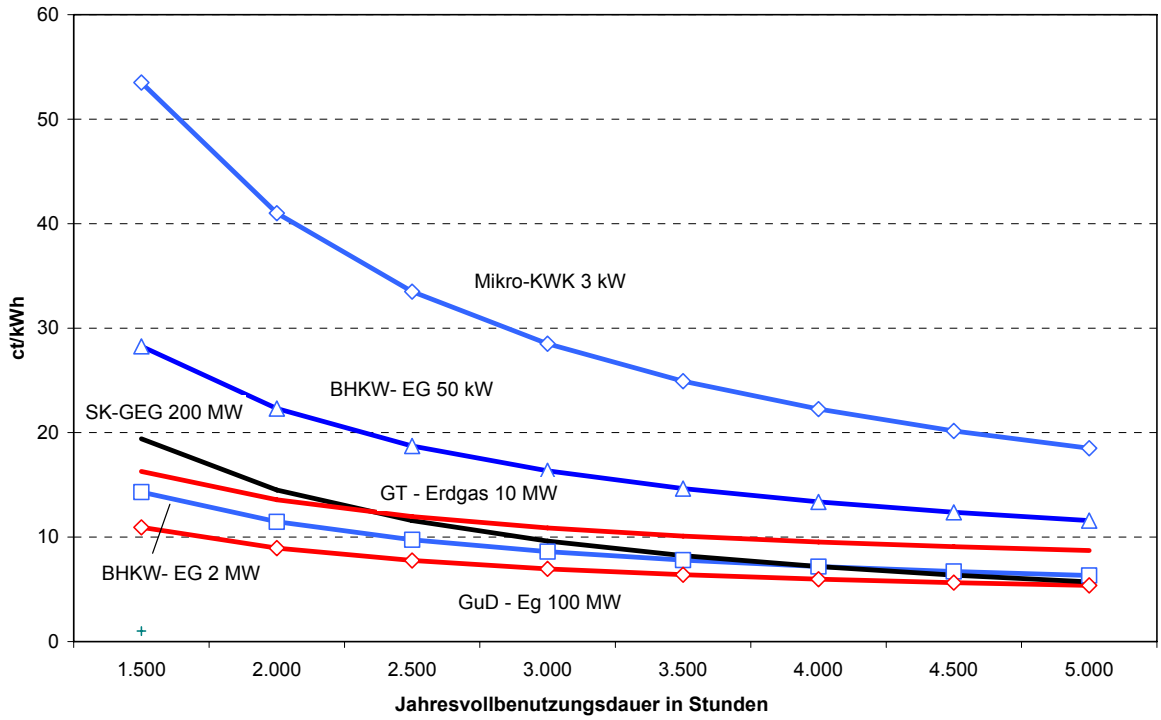


Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Es sei daran erinnert, dass die bisherigen Rechnungen (neben allen anderen Annahmen) vor allem auch unter der Voraussetzung einer Jahresbenutzungsdauer von 5 000 Stunden durchgeführt worden sind. Gerade bei größeren KWK-Anlagen werden häufig angesichts der vorgefundenen Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs aber nur wesentlich niedrigeren Benutzungsstunden erzielt.

Allein eine Halbierung der Benutzungsdauer auf nur noch 2 500 Stunden pro Jahr dürfte die Wettbewerbsfähigkeit der meisten neuen KWK-Anlagen verhindern und diejenige der bestehenden Anlagen erschweren. Abbildung 5-3 zeigt sehr deutlich die große Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von der Auslastung neuer KWK-Anlagen. Mit wenigen Ausnahmen geraten die Anlagen erst bei Benutzungsstunden von 4 000 Stunden und mehr in einen annähernd wirtschaftlich interessanten Bereich.

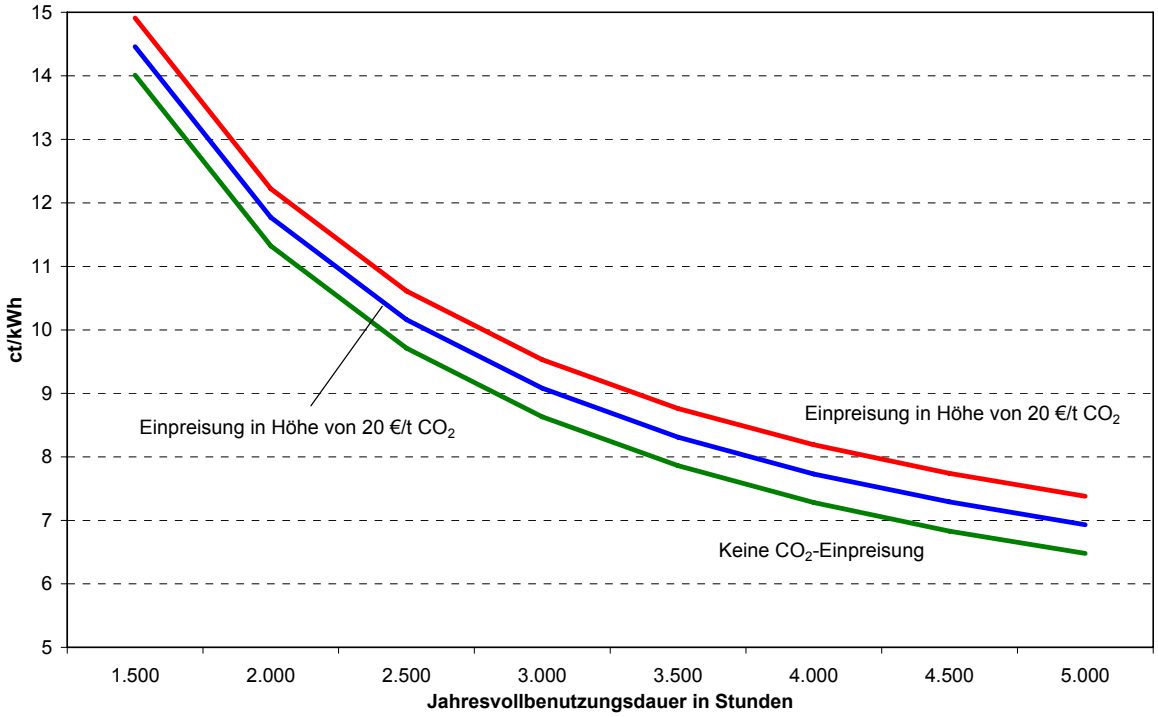
Abbildung 5-3 Stromerzeugungskosten ausgewählter KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Jahresvollbenutzungsdauer (ohne CO_2-Einpreisung; Diskontierungssatz 8 %; steigende Energiepreise)



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Abbildung 5-4 lässt schließlich erkennen, dass der Einfluss der Benutzungsstunden auf die Stromerzeugungskosten weitaus höher ist als derjenige im Falle einer CO_2-Einpreisung. Während sich die CO_2-Einpreisung von 20 €/ t CO2 durchweg nur mit rund 1 ct/kWh in den Stromerzeugungskosten niederschlägt, reduzieren sich die Stromerzeugungskosten allein beim Übergang von 3 000 auf 5 000 Benutzungsstunden um reichlich 2 ct/kWh.

Abbildung 5-4 Stromerzeugungskosten einer 23,8 MW_{el}-KWK-Anlage auf Erdgasbasis in Abhängigkeit von der Jahresvollbenutzungsdauer und der Höhe der CO_2-Einpreisung (Diskontierungssatz: 8 %; steigende Energiepreise)



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

5.3.2 Exkurs: Zur Wirtschaftlichkeit von industriellen KWK-Anlagen

Grundsätzlich gelten für industrielle Stromerzeugungsanlagen ähnliche Wirtschaftlichkeitsüberlegungen wie sie zuvor ganz allgemein für KWK-Anlagen angestellt worden sind. Vermutlich fallen die Ergebnisse für industrielle KWK-Anlagen tendenziell günstiger aus, da hier in der Regel mit günstigeren Benutzungsstundenzahlen und einer vorteilhafteren betriebsinternen Optimierung der Fahrweise der Anlagen gerechnet werden kann. In einer vereinfachenden Rechnung gilt folgendes Kalkül: Bewertet man die in der KWK-Anlage erzeugte Wärmemenge mit den Opportunitätskosten einer alternativen Wärmeerzeugung und subtrahiert diese von den Vollkosten der KWK-Anlage, konkurrieren die daraus resultierenden Stromgestehungskosten mit den Kosten des Fremdstrombezuges. Neben den Kapitalkosten ist der Brennstoffpreis die wesentliche Einflussgröße bei den Vollkosten der KWK-Anlage. Bei den Brennstoffkosten ergeben sich zur Zeit im Rahmen des Gesetzes zur „Ökologischen Steuerreform“ für mineralölsteuerpflichtige Brennstoffe erhebliche Vorteile. Da KWK-Anlagen in Industrie und Gewerbe mit dem Netz kommunizieren, ergeben sich eine Reihe von Wechselwirkungen, die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung relevant sind. So sind die Zusatz- und

Reservestromkosten in die Vollkostenbetrachtung einzubeziehen. Berücksichtigt werden können aber bei einer Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung die Gutschriften für Netznutzung und Zuschlagzahlungen nach KWK-G.

Über die Vollkostenbetrachtung von zwei exemplarischen Anlagen (kleine und mittlere Leistungsgröße) werden die Stromgestehungskosten berechnet. In Tabelle 5-5 ist der Einfluss der Brennstoffpreise auf die Stromgestehungskosten aufgeführt. Bei Erdgasbezugspreisen zwischen 15 und 30 €/MWh reichen die Kosten der KWK-Stromerzeugung von 33 bis 56 €/MWh für die 25 MW-Anlage und von 65 bis 82 €/MWh für die 5 MW-Anlage.

Tabelle 5-5 Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Brennstoffkosten

Brennstoffkosten Erdgas	€/MWh	**15**	**20**	**22**	**25**	**30**
KWK-Stromgestehungskosten (groß)		33,5	41,0	44,0	48,6	56,0
KWK-Stromgestehungskosten (klein)		-	64,9	68,2	73,2	81,6

Quelle: Berechnungen des VIK.

Vergleicht man die in Tabelle 5-5 ausgewiesenen Stromgestehungskosten mit den in den vorstehenden Rechnungen zugrunde gelegten Bandbreiten für die alternativen Strombezüge zwischen 2,5 und 4,5 ct/kWh im unteren Preisband bzw. 4.5 bis 5,5 ct/kWh im oberen Preisband, so dürften die kleinen KWK-Anlagen ihre Wirtschaftlichkeitsschwelle wohl kaum überschreiten, während die große Anlage selbst bei Brennstoffpreisen von über 25 €/MWh wettbewerbsfähig sein könnten. Berücksichtigt man zudem die Kosten aus der Netznutzung (etwa 12, €/MWh), die Stromsteuer sowie die EEG- und KWK-G-Aufschläge (etwa 5,5 €/MWh), so liegen die Kosten für den Fremdstrombezug vermutlich über den Gestehungskosten der KWK-Eigenerzeugung. Daher ist unter diesen Voraussetzungen zumindest für die größere Anlage die Wirtschaftlichkeit schon weitgehend gegeben. Allerdings führt z.B. die Erhöhung der Kosten für Zusatz- und Reservestrom zu zusätzlichen Belastungen und damit zu einer Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Darstellbarkeit der KWK-Investitionen.

5.4 Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Begründung einer weiteren Förderung von KWK-Anlagen

Die Forderung nach einer weiteren Förderung von KWK-Anlagen hängt zumindest von der Erfüllung der beiden folgenden Voraussetzungen ab:

1. KWK-Anlagen müssen in der Lage sein, zur Energieeinsparung wie zur Minderung der CO_2-Emissionen beizutragen.
2. Die Förderbedürftigkeit muss aufgrund fehlender Wettbewerbsfähigkeit gegeben sein.

Die Bewertung der erstgenannten Bedingung fällt weitgehend eindeutig aus: Sieht man von weniger relevanten Ausnahmen ab (etwa ein Vergleich von kohlenbasierten KWK-Anlagen mit erdgasbasierten Systemen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme), so werden KWK-Anlagen im Regelfall sowohl zur Primärenergieeinsparung (Tabelle 5-6) wie zur CO_2-Emissionsminderung (Abbildung 5-5) beitragen.

Tabelle 5-6 Die primärenergetischen Vorteile von KWK-Anlagen

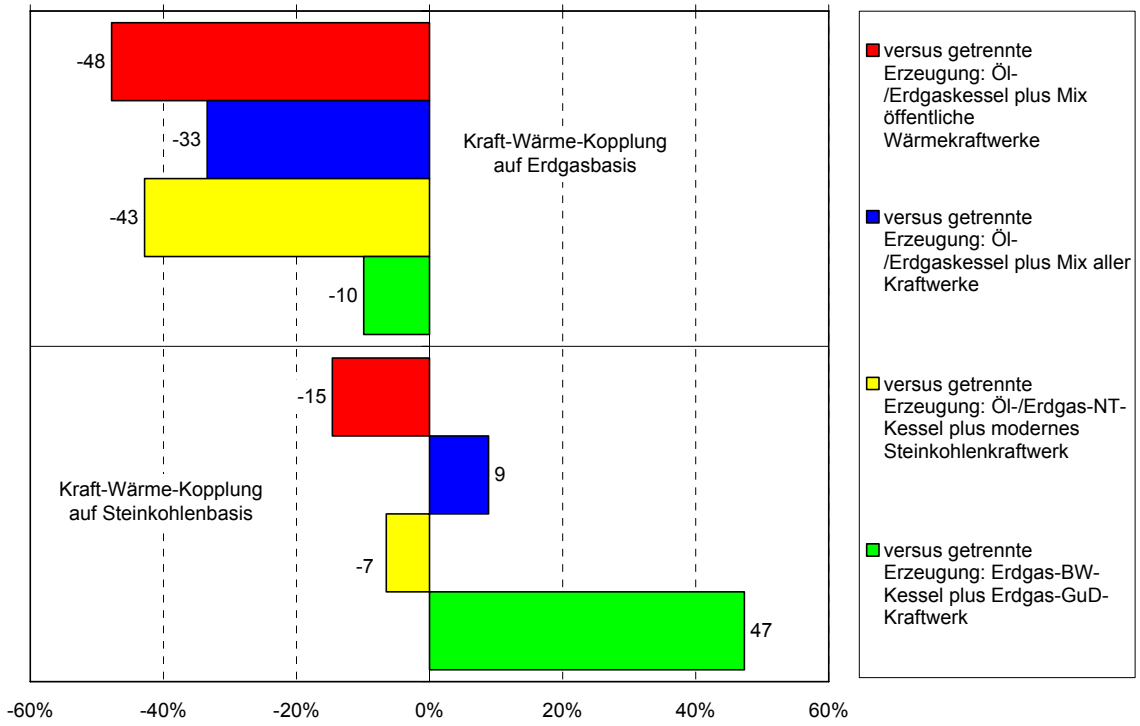
Gekoppeltes System	Ungekoppeltes System		Primärenergie-vorteil	
	Strom	Wärme	von	bis
BHKW	GuD	Heizkessel	14%	17%
BHKW Brennwert	GuD	Brennwert	22%	26%
BHKW	Kohle-Kondensation	Heizkessel	33%	37%
BHKW Brennwert	Kohle-Kondensation	Brennwert	41%	47%
GuD HKW	GuD	Heizkessel	19%	23%
GuD HKW	Kohle-Kondensation	Heizkessel	40%	46%
Kohle-HKW	Kohle-Kondensation	Heizkessel	9%	16%

Quelle: Kranz/Stadtwerke Hannover, persönliche Mitteilung.

Folgt man den klimaschutzpolitischen Zielvorstellungen der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen bis 2008/2012 um 21 % gegenüber dem Basisjahr 1990/1995 zu senken und bis zum Jahr 2020 sogar um rund 40 % oder - wie es die Enquete-.Kommission „Nachhaltige Energieversorgung ...“ des 14. Deutschen Bundestages gefordert hat –bis zum Jahr 2050 um 80 % zu reduzieren, so wird deutlich, dass alle Möglichkeiten genutzt werden müssen, dazu einen wirksamen Beitrag zu leisten. Vor diesem Hintergrund wird der Emissionsminderungsbeitrag durch die verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung unverzichtbar sein.

Nach den Überlegungen im vorangegangenen Abschnitt dürften die alten, neuen und modernisierten KWK-Bestandsanlagen auch bei Wegfall der existierende Förderung noch wirtschaftlich betreibbar sein, insofern die variablen Kosten unterhalb der alternativen Strombeschaffungskosten liegen. Abweichungen von dieser eher generellen Einschätzung wird es natürlich geben.

Abbildung 5-5 CO_2-Emissionen durch KWK-Anlagen im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Anders sieht dies im Hinblick auf neue, erst in Zukunft zu errichtende KWK-Anlagen aus. Neuinvestitionen in diesem Bereich dürften vorerst ohne eine weitere Förderung zumindest nicht in dem energie- und umweltpolitisch für notwendig erachteten Umfang gebaut werden. Sieht man von Brennstoffwechsel im KWK-Bestand ab, so kommt es entscheidend gerade auf den Neubau hocheffizienter KWK-Anlagen an. Auch in Bezug auf diese eher negative wirtschaftliche Bewertung neuer KWK-Anlagen werden im Einzelfall Ausnahmen möglich sein.

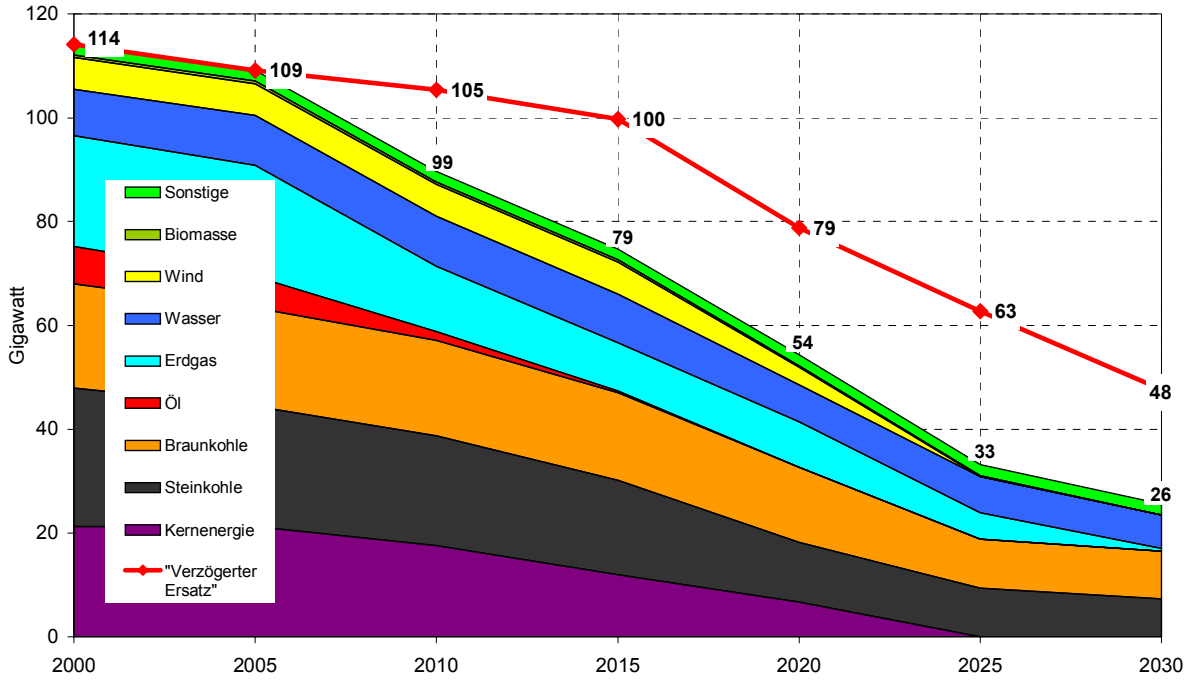
Im Großen und Ganzen kann somit nicht nur die Förderwürdigkeit, sondern auch die *Förderbedürftigkeit* als gegeben angesehen werden, so dass auch die zweite Bedingung für eine weitere Förderung der KWK erfüllt ist. Bei der Ausgestaltung von künftiger Fördermodalitäten sollte allerdings gewährleistet werden, dass Mitnahmeeffekte bzw. eine Überförderung vermieden wird.

6 Mittel- und längerfristige Potenziale sowie Hemmnisse für den Einsatz der KWK

6.1 Zur bisherigen Entwicklung der Fernwärmeversorgung sowie deren Perspektiven nach dem aktuellen EWI/Prognos-Referenzszenario bis 2030

Die künftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung und deren weitere Förderung erscheinen nur dann als sinnvoll, wenn es tatsächlich noch ausreichende Fern- und Nahwärmepotenziale gibt, die mit Hilfe von KWK-Anlagen bedient werden können. Angesichts des absehbar hohen Ersatzinvestitionsbedarfs im Kraftwerkssektor dürften zumindest stromseitig keine Potenzialbeschränkungen bestehen, da in den kommenden etwa zwanzig Jahren alters- wie ausstiegsbedingte Kraftwerksstilllegungen in einer Größenordnung von 40 bis 50 GW ersetzt werden müssen (siehe dazu weiter unten auch Abbildung 6-1).

Abbildung 6-1 Altersbedingte Stilllegungen und Kernenergieausstieg: Ersatzkapazitätsbedarf im Bereich der allgemeinen Versorgung



Quelle: Matthes/Ziesing 2003a+b.

Allerdings wird häufig mit Hinweis auf verstärkte Energieeinsparerfolge insbesondere auf dem Wärmemarkt argumentiert, dass für eine signifikante Ausweitung einer effizienten KWK-Nutzung im Unterschied zur Stromseite zumindest keine ausreichenden Wärmebedarfspotenziale mehr existieren werden.

Dieses Argument erscheint vor dem Hintergrund des in Deutschland im Vergleich zu vielen anderen europäischen Ländern sehr niedrigen Fernwärmeversorgungsbeitrages allerdings wenig stichhaltig (vgl. dazu weiter oben Abbildung 2-1). Gegenwärtig trägt die Fernwärme (hier im energiebilanzstatistischen Sinne nur der Bereich der öffentlichen bzw. allgemeinen Versorgung) lediglich mit rund 5 % zur Deckung des Endenergiebedarfs (ohne Verkehr) bei (Tabelle 6-1); selbst im Bereich der privaten Haushalte liegt deren Anteil bei weniger als 6 % und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen lediglich bei 7 %. Nahezu bedeutungslos ist die Fernwärme für die Industrie; hier spielt die direkte Nutzwärmebereitstellung durch industrielle KWK-Anlagen oder Industriekessel ohnehin eine wichtigere Rolle.

Tabelle 6-1 Entwicklung der (öffentlichen) Fernwärme in Deutschland von 1990 bis 2004

		Einheit	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Haushalte	Fernwärme	PJ	160	171	158	167	158	161	161
	Insgesamt	PJ	2383	2655	2602	2850	2709	2764	2712
	Anteil FW	%	6,7	6,4	6,1	5,9	5,8	5,8	5,9
GHD	Fernwärme	PJ	122	125	108	114	106	106	106
	Insgesamt	PJ	1749	1579	1447	1548	1503	1524	1502
	Anteil FW	%	7,0	7,9	7,5	7,4	7,1	7,0	7,1
Industrie	Fernwärme	PJ	101	70	62	65	63	63	63
	Insgesamt	PJ	2977	2473	2411	2375	2321	2323	2387
	Anteil FW	%	3,4	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,6
Summe EEV (ohne Verkehr)	Fernwärme	PJ	383	366	328	346	327	330	330
	Insgesamt	PJ	7109	6707	6460	6773	6533	6611	6601
	Anteil FW	%	5,4	5,5	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0

Quellen: AG Energiebilanzen, Energiebilanzen sowie Auswertungstabellen zu den Energiebilanzen (zuletzt Herbst 2005); Berechnungen des DIW Berlin.

Folgt man dem Referenzszenario, das das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln und die Prognos AG im April 2005 vorgelegt haben (EWI/Prognos 2005), soll sich an diesem vergleichsweise geringen Gewicht der Fernwärme nichts Grundlegendes ändern (Tabelle 6-2). Nach diesem Referenzszenario würde der Fernwärmeverbrauch sogar stärker zurückgehen als der gesamte Endenergieverbrauch (ohne Verkehr): Während sich der gesamte Endenergieverbrauch von 2002 bis 2030 um rund ein Zehntel vermindern soll, könnte der Fernwärmeverbrauch in diesem Zeitraum sogar um etwa ein Fünftel sinken. Sein Anteil würde sich damit von heute rund 5 % auf nur noch 4,5 % reduzieren.

In den einzelnen Endenergiesektoren ergibt sich ein von der Gesamtentwicklung kaum zu unterscheidendes Bild: In allen Sektoren geht der Fernwärmeverbrauch schneller zurück als der jeweilige sektorale Endenergieverbrauch. Der Fernwärmeanteil bleibt aber bei den privaten Haushalten sowie im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen praktisch unverändert, nimmt aber in der Industrie spürbar ab. Eine explizite Begründung für diese außerordentlich

schwache Entwicklung der Fernwärme wird nicht gegeben; vielmehr heißt es in der Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse nur lapidar: „Die Fernwärmeerzeugung geht zurück. Das ist die Folge der Einsparung im Heizwärmeverbrauch.“ (EWI/Prognos 2005). Die Erwartung eines in Zukunft deutlich sinkenden Wärmebedarfs könnte zwar als Argument für einen allenfalls noch leicht steigenden absoluten Fernwärmeverbrauch angesehen werden, nicht aber als Begründung für einen sogar abnehmenden Fernwärmeanteil.

Tabelle 6-2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs Fernwärme 1995 bis 2030 in der Abgrenzung der Energiebilanz nach Sektoren im EWI/Prognos-Referenzszenario

Endenergie-sektor	Endenergieverbrauch	Einheit	2002	2010	2015	2020	2025	2030	2002 bis 2030 in %
Haushalte	Endenergieverbrauch gesamt	PJ	2709	2797	2730	2640	2553	2470	-9
	dar.: Fernwärme	PJ	158	156	153	148	144	140	-11
	Anteil Fernwärme	%	5,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	
Gewerbe, Handel, Dienst-leistungen	Endenergieverbrauch gesamt	PJ	1503	1480	1424	1357	1279	1204	-20
	dar.: Fernwärme	PJ	106	107	104	99	91	83	-22
	Anteil Fernwärme	%	7,1	7,3	7,3	7,3	7,1	6,9	
Industrie	Endenergieverbrauch gesamt	PJ	2321	2312	2272	2228	2195	2177	-6
	dar.: Fernwärme	PJ	63	56	52	49	44	40	-37
	Anteil Fernwärme	%	2,7	2,4	2,3	2,2	2,0	1,8	
Summe (ohne Verkehr)	Endenergieverbrauch gesamt	PJ	6533	6589	6426	6225	6027	5851	-10
	dar.: Fernwärme	PJ	327	319	309	296	279	263	-20
	Anteil Fernwärme	%	5,0	4,8	4,8	4,8	4,6	4,5	
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.									

Quelle: EWI/Prognos 2005 (Referenzszenario); Berechnungen des DIW Berlin.

Allerdings weisen EWI/Prognos darauf hin, dass im Bereich von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen die Ausstattung größerer Dienstleistungskomplexe mit kleinen KWK-Anlagen zur Objektversorgung an Bedeutung gewinnen wird (EWI/Prognos 2005, S. 227). Dadurch mag zumindest ein Teil der durch die allgemeine Versorgung bereitgestellten Fernwärme substituiert werden.

Zur Entwicklung von KWK-Anlagen fehlen im Referenzszenario nachvollziehbare Angaben: Es wird lediglich darauf hingewiesen, dass „auf die nicht getrennt ausgewiesenen KWK-Anlagen auf Basis fossiler Energieträger ... in 2030 mehr als ein Drittel der Leistung und rund die Hälfte der Stromerzeugung aller Must-run-Anlagen (entfallen).“ Für diese sog. Must-run-Anlagen, also Anlagen, deren Einsatz „nicht durch den aktuellen Strompreis und damit auch nicht durch die Marktkräfte bestimmt“ ist, wird eine erhebliche Ausweitung angenommen, und zwar bezogen auf die Bruttoleistung von 47,9 GW im Jahr 2000 auf 83,4 GW im Jahr 2030; ihre Bruttostromerzeugung soll gleichzeitig von 112,6 TWh um etwa das 2,7fache auf 303.1 TWh gesteigert werden (vgl. Tabelle 6-3).

Tabelle 6-3 Bruttoleistung und Bruttostromerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks und der Must-run-Anlagen im EWI/Prognos-Referenzszenario in den Jahren 2000 bis 2030

	2000	2010	2015	2020	2025	2030
	Bruttoleistung in Gigawatt					
Bruttoleistung insgesamt	128,1	133,9	136,8	140,3	142,6	145,1
Konventioneller Kraftwerkspark	80,2	69,9	64,6	62,2	59,9	61,7
Must-run-Anlagen	47,9	64,0	71,9	78,1	82,7	83,4
Anteil Must-run-Anlagen (in %)	37,4	47,8	52,6	55,7	58,0	57,5
	Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh					
Bruttostromerzeugung insgesamt	575,1	616,7	602,1	594,4	588,2	584,0
Konventioneller Kraftwerkspark	462,5	398,4	354,8	320,3	292,2	280,9
Must-run-Anlagen	112,6	218,3	247,4	274,1	296,0	303,1
Anteil Must-run-Anlagen (in %)	19,6	35,4	41,1	46,1	50,3	51,9

Quelle: EWI/Prognos 2005 (Referenzszenario); Berechnungen des DIW Berlin.

Legt man die zitierten Anteile für die fossil basierten KWK-Anlagen zugrunde, so müssten diese im Jahr 2030 eine Bruttoleistung von nahezu 30 000 MW mit einer Bruttostromerzeugung von größenordnungsmäßig 150 TWh aufweisen. Bezogen auf die für 2030 vorhergesagte gesamte Bruttostromerzeugung wäre das etwa ein Viertel. Vergleicht man dies mit dem geschätzten gegenwärtigen Stromerzeugungsanteil von vielleicht 10 bis 12 %, so impliziert dies - anders, als die weiter oben skizzierte Entwicklung des Fernwärmeverbrauches signalisiert - durchaus eine erhebliche Ausweitung der KWK-Nutzung, zumal in den Zahlen die auf Biomasse beruhende KWK noch gar nicht enthalten ist.

„Statistisch“ lässt sich dieser vermeintliche Widerspruch nur lösen, wenn angenommen wird, dass der größte Teil der KWK-Anlagen in industriellen und gewerblichen Bereichen installiert wird und deren Nettowärmeerzeugung im Endenergieverbrauch nicht als Fernwärme aus der allgemeinen Versorgung, sondern über die in der KWK-Anlage zur Nettowärmeerzeugung eingesetzten Energieträger „verbucht“ wird. Als Schluss bleibt insoweit die Feststellung, dass das EWI/Prognos-Referenzszenario einen kräftigen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung erwartet.

6.2 Überblick über vorliegende Schätzungen der KWK-Potenziale

Die meisten der aktuell vorliegenden Untersuchungen kommen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass für die Kraft-Wärme-Kopplung noch ein beträchtliches Zubaupotenzial existiert. So gibt die im Rahmen der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“ (AGFW 2005a) vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart vorgenommene Schätzung allein für den Wärmemarkt im Bereich von Wohngebäuden ein – je nach Siedlungstypen unterschiedliches, meist aber kräftig steigerungsfähiges Fernwärmepotenzial an. Dies gilt vor allem für die alten Bundesländer, während in den neuen Bundesländern schon die heutige Potenzialausschöpfung vergleichsweise hoch ist. Dabei wird in beiden Regionen das Potenzial für eine Anschlussverdichtung als weitaus kleiner als dasjenige für eine Netzerweiterung angesehen (Tabelle 6-4).[15]

Tabelle 6-4 Fernwärmeanteile und Fernwärmepotenziale in den Siedlungstypen

Angaben in %		Siedlungstypen								
		ST 1	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5	ST 6	ST 7	ST 8	ST 9
Alte Bundesländer	Bestand	0	1	1	4	14	23	21	16	4
	Potenzial für Anschlussverdichtung	0	0	0	1	7	12	11	8	2
	Potenzial für eine Netzerweiterung	0	14	19	20	44	65	18	56	74
Neue Bundesländer	Bestand	1	7	0	3	77	75	58	8	4
	Potenzial für Anschlussverdichtung	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Potenzial für eine Netzerweiterung	0	8	20	22	0	25	0	72	76

Quelle: AGFW 2005a.

Gemessen am Anteil der Nutzenergiebedarfsdeckung durch Fernwärme kommt es nach Aussagen des IER zwar beim Bestand zu einem Rückgang, doch wird dieser durch Anschlussverdichtung, vor allem aber durch Netzerweiterung bei Weitem überkompensiert mit der Folge, dass das Fernwärmepotenzial, das bis zum Jahr 2020 erschlossen werden könnte, etwa drei mal höher liegt als der Bestand (Tabelle 6-5).

[15] Zur Erläuterung die Siedlungstypen: Siedlungstyp ST 1: Offene Parksiedlung, ST 2: Neuere Einfamilienhäuser, ST 3: Dorfkern, ST 4: Reihenhäuser, Siedlungstyp ST 5: Wohnblock 3-5 Geschosse, ST 6: Hochhäuser, ST 7: Städtische Randbebauung, ST 8: City-Bebauung; hohe Dichte, ST 9: Historische Altstadt

Tabelle 6-5 Bestand und Potenziale des Anteils an Nutzenergie, der mit Fernwärme gedeckt wird, im Bereich der Wohngebäude in zeitlicher Entwicklung

	2000	2005	2010	2015	2020	2020/2000	
	PJ						%
Bestand	134,8	127,7	124,8	122,7	118,9	-15,9	-12%
Anschlussverdichtung		41,9	41,3	40,9	39,6		
Netzerweiterung		27,2	168,2	251,1	245,0		
Summe	134,8	196,8	334,3	414,7	403,5	268,7	199%

Quelle: AGFW 2005a.

Unabhängig davon wird auch eine nennenswerte Ausweitung der KWK-Stromerzeugung erwartet. Schon für den Referenzfall wird angenommen, dass sie von knapp 51 TWh im Jahre 2000 bis 2020 um 76 % auf fast 90 TWh steigt. Unter der Voraussetzung stärker steigender Energiepreise wird sogar mit einer Zunahme um das 2,6-fache gerechnet, so dass der KWK-Strom im Jahre 2020 etwa 134 TWh ausmachen könnte. Es ist bemerkenswert, dass es sich hier um Größenordnungen handelt, die mit dem Referenzszenario von EWI/Prognos (s.o.) durchaus kompatibel sind.

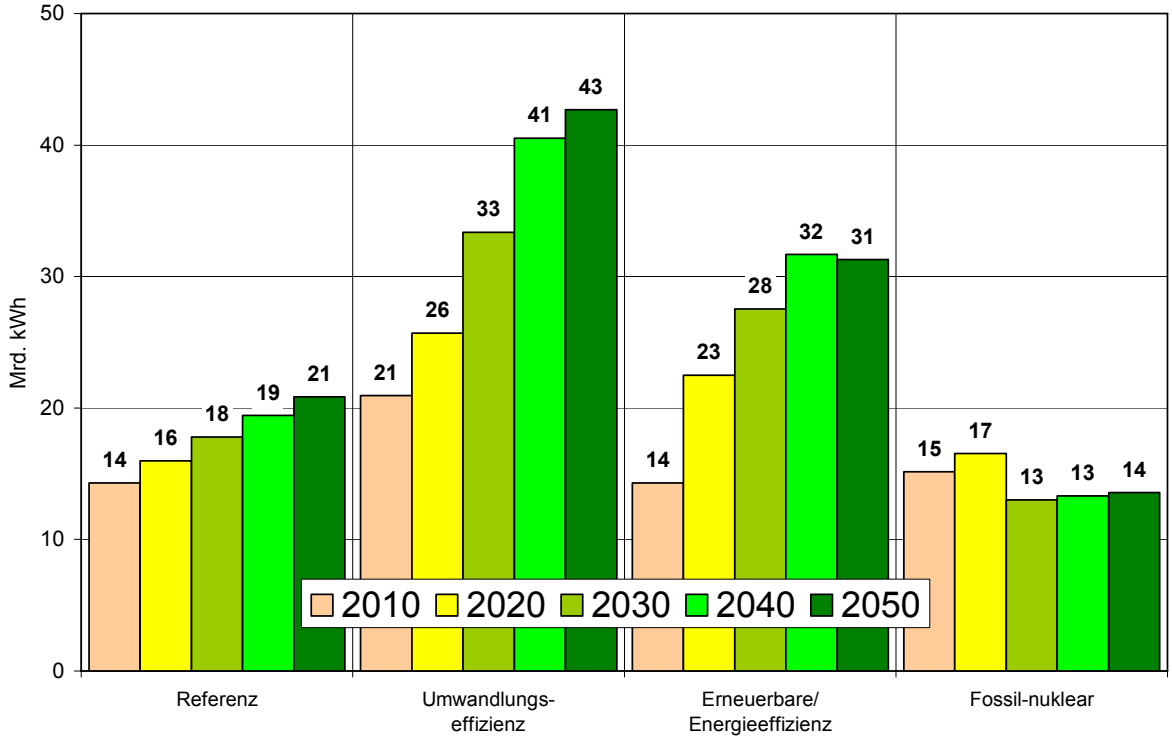
Auch andere Untersuchungen halten eine wesentliche Ausweitung der KWK-Stromerzeugung für möglich. So kam die Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ zu dem Ergebnis, dass die KWK einen wesentlichen Beitrag zu der vorgegebenen Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis zur Mitte des Jahrhunderts leisten könnte. Während sich der Anteil der KWK an der Nettostromerzeugung im Referenz-Szenario der Enquete-Kommission bis Mitte des Jahrhunderts lediglich auf rund ein Fünftel erhöhen dürfte, könnte er in einem Szenario, das vorrangig auf eine Steigerung der Energieeffizienz im Umwandlungssektor abstellt (Szenario Umwandlungseffizienz), schon im Jahr 2020 bei gut einem Viertel und zur Jahrhundertmitte reichlich zwei Fünftel betragen. Absolut würde dies eine KWK-Stromerzeugung von 140 TWh im Jahr 2020 und von fast 260 TWh im Jahr 2050 bedeuten. Auch in Kombination mit einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien (sog. Szenario REG/REN-Offensive) spielt die KWK mit Anteilen an der Nettostromerzeugung von beinahe einem Drittel eine wesentliche Rolle. Lediglich in dem Szenario, in dem die angestrebten Treibhausgasemissionsminderungen über einen verstärkten Zubau von Kernkraftwerken verwirklicht werden soll, käme die KWK kaum über ihren heutigen Energieversorgungsbeitrag hinaus. Details zur Entwicklung der KWK in den Szenarien der Enquete-Kommission sind Tabelle 6-6 zu entnehmen (siehe dazu auch die Darstellungen in Abbildung 6-2, Abbildung 6-3 sowie Abbildung 6-4).

Tabelle 6-6 Die Szenarien der Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung ...“ im Hinblick auf die Energieversorgungsbeitrage der Kraft-Wärme-Kopplung bis 2050

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario				
Netto-Engpassleistung gesamt	GW	117,6	117,1	119,6	123,3	128,1
darunter: KWK	GW	27,3	28,2	31,0	35,2	36,6
Anteil KWK	%	23,2	24,1	25,9	28,5	28,6
Netto-Stromerzeugung	Mrd. kWh	557,0	569,5	568,4	565,6	554,7
darunter: KWK	Mrd. kWh	79,6	90,9	101,2	110,0	115,7
Anteil KWK	%	14,3	16,0	17,8	19,4	20,9
Fernwärmeerzeugung	Petajoule	388,1	395,9	391,5	384,3	406,7
		Szenario Umwandlungseffizienz				
Netto-Engpassleistung gesamt	GW	122,4	121,8	131,7	140,4	170,5
darunter: KWK	GW	33,0	43,5	53,9	65,6	70,6
Anteil KWK	%	27,0	35,8	40,9	46,7	41,4
Netto-Stromerzeugung	Mrd. kWh	529,6	546,4	515,1	503,2	605,3
darunter: KWK	Mrd. kWh	110,9	140,4	171,9	203,9	258,4
Anteil KWK	%	21,0	25,7	33,4	40,5	42,7
Fernwärmeerzeugung	Petajoule	491,5	550,6	626,9	749,3	901,3
		Szenario REG/REN-Offensive				
Netto-Engpassleistung gesamt	GW	120,8	123,0	121,1	158,5	150,5
darunter: KWK	GW	27,4	36,1	41,1	58,2	47,7
Anteil KWK	%	22,7	29,3	33,9	36,7	31,7
Netto-Stromerzeugung	Mrd. kWh	529,4	523,6	491,7	518,2	471,2
darunter: KWK	Mrd. kWh	75,7	117,8	135,4	164,2	147,5
Anteil KWK	%	14,3	22,5	27,5	31,7	31,3
Fernwärmeerzeugung	Petajoule	403,0	475,9	629,1	831,8	912,4
		Szenario fossil-nuklearer Energiemix				
Netto-Engpassleistung gesamt	GW	126,4	119,3	123,4	131,1	138,8
darunter: KWK	GW	27,1	28,4	28,7	30,1	31,5
Anteil KWK	%	21,5	23,8	23,3	23,0	22,7
Netto-Stromerzeugung	Mrd. kWh	532,0	571,8	603,6	702,0	800,3
darunter: KWK	Mrd. kWh	80,6	94,5	78,5	93,5	108,5
Anteil KWK	%	15,2	16,5	13,0	13,3	13,6
Fernwärmeerzeugung	Petajoule	440,0	432,7	407,1	626,0	844,9
Fernwärmeerzeugung 1998	Petajoule	355,4				

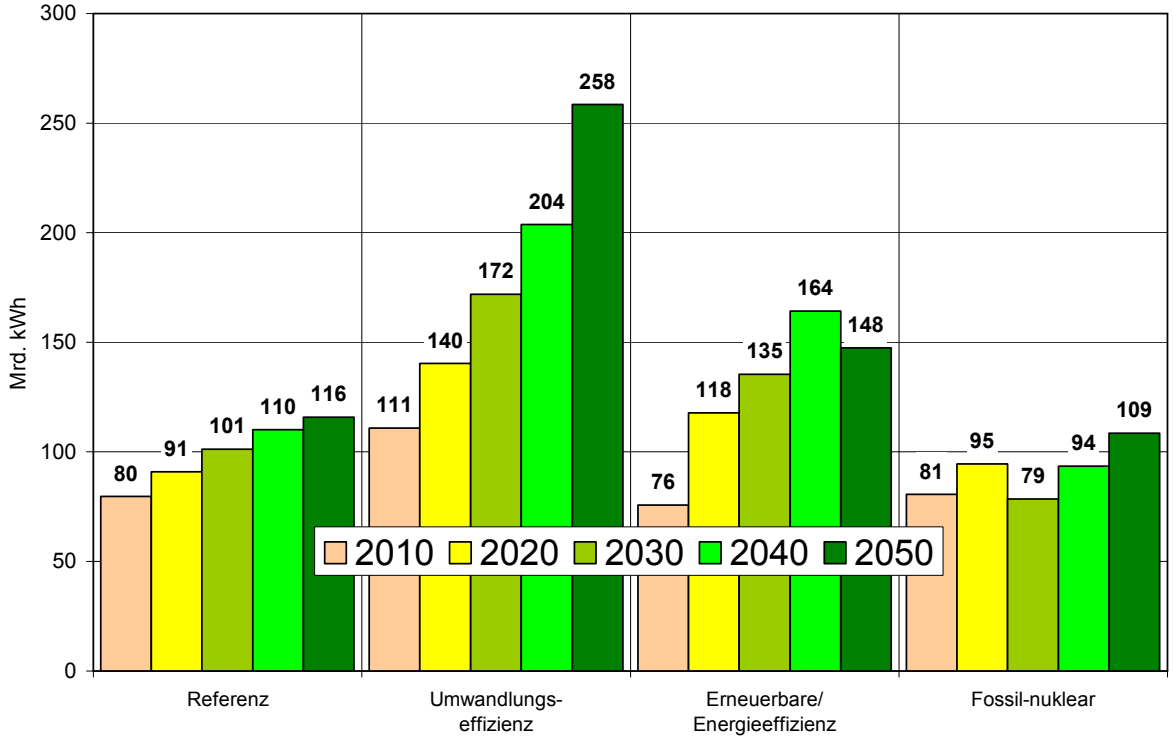
Quelle: Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung ...“ 2002 (Modellrechnung IER).

Abbildung 6-2 Anteil des KWK-Stroms an der gesamten Netto-Stromerzeugung in den Szenarien der Enquete-Kommission, 2010-2050



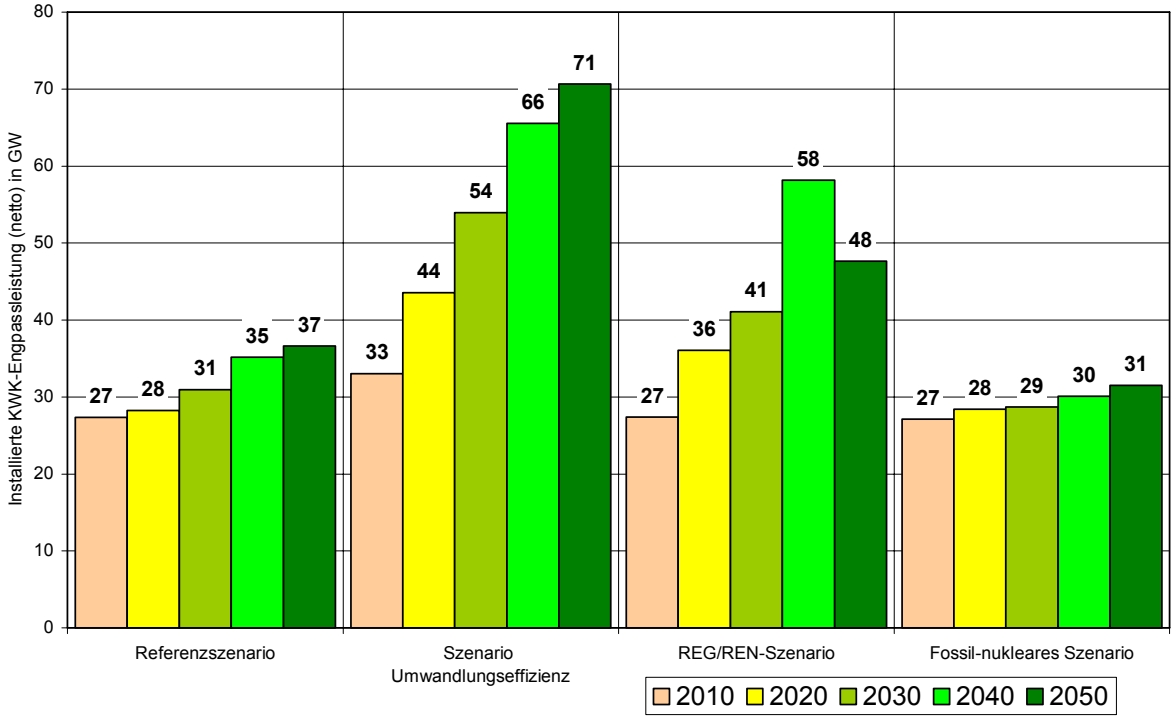
Quelle: Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung ...“ 2002 (Modellrechnung IER).

Abbildung 6-3 KWK-Stromerzeugung (netto) in den Szenarien der Enquete-Kommission, 2010 bis 2050



Quelle: Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung ...“ 2002 (Modellrechnung IER).

Abbildung 6-4 KWK-Kapazitäten in den Szenarien der Enquete-Kommission, 2010 bis 2050



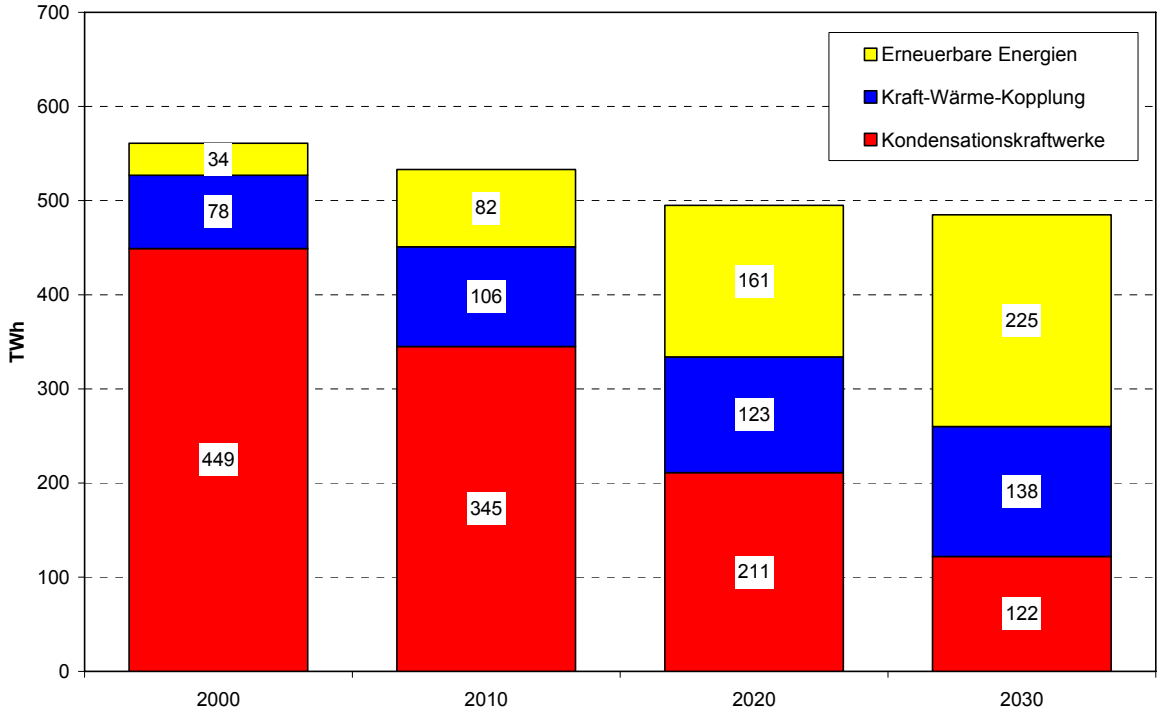
Quelle: Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung ...“ 2002 (Modellrechnung IER).

Andere Untersuchungen (DLR et al. 2002+2004) kommen im Übrigen in der Tendenz zu ähnlichen Ergebnissen.

In einem so genannten Nachhaltigkeitsszenario würde sich nach den Berechnungen von DLR/WI die KWK-Stromerzeugung bis zum Jahre 2030 auf 138 TWh erhöhen (Abbildung 6-5) und dann einen Stromerzeugungsanteil von knapp 30 % (bei einer allerdings insgesamt sinkenden Stromerzeugung) erreichen (Abbildung 6-6)

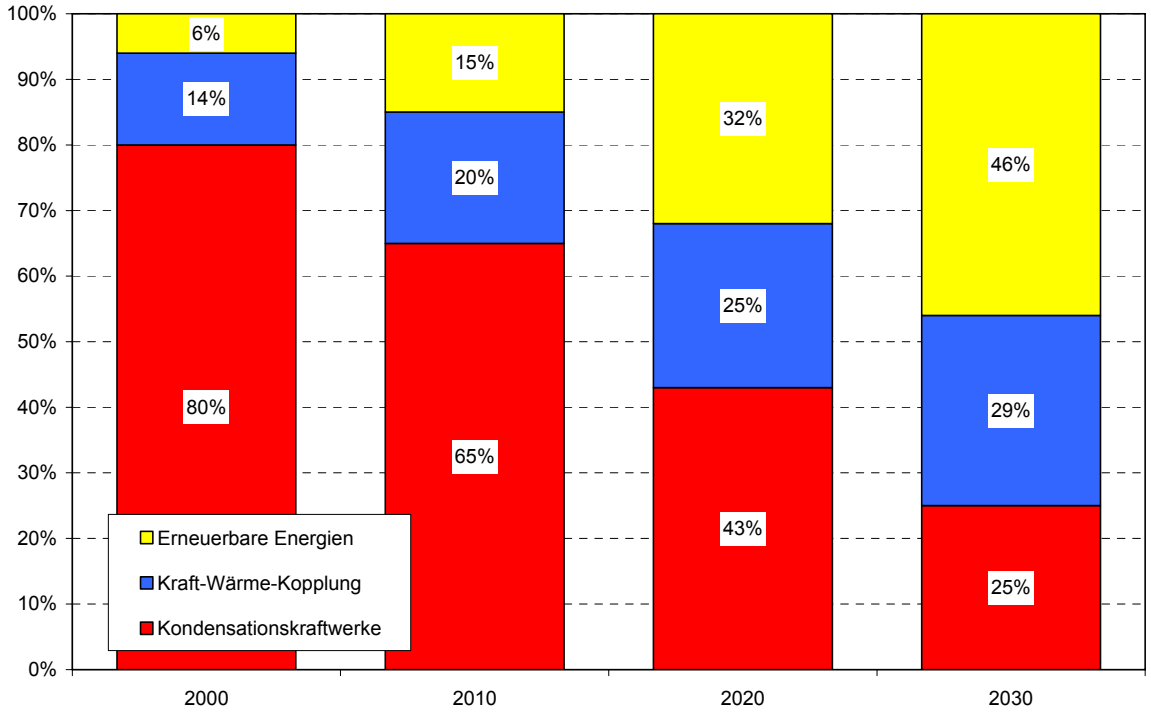
Vor dem Hintergrund der zitierten und weiterer Studien sowie angesichts des vergleichsweise niedrigen Ausbauzustandes der KWK erscheint die Feststellung gerechtfertigt, dass einer auch deutlichen Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung zumindest keine potenzialbedingten Restriktionen entgegenstehen dürften.

Abbildung 6-5 Stromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario von DLR/WI bis 2030



Quellen: DLR, Wuppertal-Institut (2002).

Abbildung 6-6 Stromerzeugungsstruktur im Nachhaltigkeitsszenario von DLR/WI bis 2030



Quellen: DLR, Wuppertal-Institut (2002).

6.3 KWK Potenziale in der Industrie

Erst die Ergebnisse von Untersuchungen der konkreten örtlichen Bedarfsstrukturen erlauben die Feststellung, ob ein KWK-Einsatz technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Pauschale Aussagen enthalten das Risiko fehlerhafter Potenzialabschätzung.

Da KWK- Anlagen mindestens über einen Zeitraum von 10 Jahren betrieben werden, verlangen mögliche Änderungen der Bedarfsstruktur flexible Anlagen. Beispielsweise blieb von 1992 bis 2003 der Primärenergieverbrauch in der Industrie fast konstant, während gleichzeitig der Einsatz von elektrischer Energie um 8 % stieg. In der Papierindustrie nahm der Strombedarf von 1995 bis 2003, bezogen auf den Produktionsindex, auf 108 % zu, doch sank der Brennstoffverbrauch auf 81 %. Dies die Tendenz, die Energiebedarfsdeckung vermehrt mit elektrischer Energie vorzunehmen.

Die Potentiale für mehr Kraft-Wärme-Kopplung liegen zum einen beim Neubau und andererseits bei der Erneuerung bestehender KWK-Anlagen. Die Schlüsselgröße zu Bestimmung des KWK-Strom-Potenzials ist der Wärmebedarf, der sich in Raum- und Prozesswärme untergliedert. Die Untersuchungen zum Prozesswärmebedarf sind komplexer Natur und wurden in einer Reihe von wissenschaftlichen Untersuchungen dargestellt, welche in dieser Studie verwendet werden. Die folgende Diskussion zum KWK-Potenzial beruht auf Basis von Daten aus der IKARUS-Datenbank von 2003 und der AG Energiebilanzen sowie zum Abgleich auf den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes Wiesbaden „Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe“ Fachserie 4 Reihe 4.6. In Tabelle 6-7 sind die Angaben im Überblick zusammen gestellt.

Tabelle 6-7 IST-KWK-Stromerzeugung und Gesamtwärmebedarf

	Wärme		Strom-erzeugung
	Bedarf	Erzeugung	
	GWh_{th}		GWh_{el}
Nettowärmeerzeugung		89.743	
Netto-KWK-Wärmeerzeugung		81.916	
Netto-KWK-Stromerzeugung			23.513
Gesamtwärmebedarf Industrie bis 300 °C	193.000		
dav. 100 bis 300 °C	111.000		
dav. bis 100 °C	82.000		
Anmerkungen: Erzeugungsdaten nach Statistischen Bundesamt, Bedarfsdaten nach IKARUS-Datenbank			

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 6.4; IKRAUS-Datenbank; Berechnungen des VIK.

Die Unterscheidung beim Wärmebedarf in Temperaturintervalle ist wichtig, weil der Wärmebedarf bis 100°C überwiegend Raumwärme ist, derjenige über 100°C meist Prozesswärme. Die mögliche Wärmebedarfsdeckung aus KWK für Raum- und Prozesswärme unterscheidet sich sehr stark insbesondere im Hinblick auf die erreichbaren Jahresbenutzungsstunden und

damit auf die Auslastung der Anlage. Eine vollständige Wärmebedarfsdeckung aus KWK wird bei den meisten Anwendungen unmöglich sein, daher wird bei der Raumwärme mit einem Deckungsanteil der KWK von 50 % und bei Prozesswärme mit einem solchen von 75 % gerechnet. Die restliche Wärme kommt z.B. aus „Spitzenkesseln".

Ausgehend vom Wärmebedarf berechnet sich über die Stromkennzahl (Verhältnis der Stromerzeugung zur Wärmeerzeugung) die mögliche KWK-Stromerzeugung. Da bereits ein Teil der Wärme aus KWK abgedeckt wird, muss bei dieser Herangehensweise vom so berechneten KWK-Strom-Potenzial die Ist-KWK-Nettostromerzeugung abgezogen werden.

Tabelle 6-8 Dampfbedarf und KWK-Strompotenzial in der Industrie nach ausgewählten Branchen

	Prozesswärmebedarf bis 350 °C (1998)		KWK-Strom bei Stromkennzahl				KWK-Strom erzeugung 2001
			0,5	0,8	0,8	0,5	
			100 % Wärmebedarfsdeckung		75 % Wärmebedarfsdeckung		
	PJ	GWh					
Eisen	23,4	6.500	3.250	5.200	3.900	2.438	
NE-Metalle	0,4	111	56	89	67	42	
Chemie					26.867	16.792	14.300
Clor	3,6	1.000	500	800	600	375	
Acetylen	1,0	278	139	222	167	104	
Chemiefasern	8,9	2.472	1.236	1.978	1.483	927	
Polyolefin	2,4	667	333	533	400	250	
PVC	3,3	917	458	733	550	344	
Soda	15,0	4.167	2.083	3.333	2.500	1.563	
sonst. chem. GS	118,8	33.000	16.500	26.400	19.800	12.375	
Aromaten	8,2	2.278	1.139	1.822	1.367	854	
Papier	81,7	22.694	11.347	18.156	13.617	8.510	5.200
Investitionsgüter							
Maschinenbau	8,2	2.278	1.139	1.822	1.367	854	
Fahrzeugbau	14,6	4.056	2.028	3.244	2.433	1.521	
Elektrotechnik	6,5	1.806	903	1.444	1.083	677	
Nahrungsmittel						4.208	1.844
Zucker	15,3	4.250	2.125	3.400	2.550	1.594	
Brauereien	10,0	2.778	1.389	2.222	1.667	1.042	
Milch	14,3	3.972	1.986	3.178	2.383	1.490	
Bäckereien	0,8	222	111	178	133	83	
Summe	336,4	93.444	46.722	74.755	56.067	35.042	21.344

Quelle: Berechnungen des VIK

In der Tabelle 6-8 sind für ausgewählte Branchen der Dampfbedarf und das damit berechnete Potenzial der KWK-Stromerzeugung sowie die KWK-Ist-Stromerzeugung dargestellt. Allerdings werden damit nur 85 % (93 444 GWh) des gesamten Dampfbedarfs abdeckt. Mit den Angaben aus Tabelle 6-7und Tabelle 6-8 kann auf der Basis des ausgewiesenen Prozesswär-

mebedarfs von 111 000 GWh im Temperaturintervall von 100 bis 300°C das KWK-Potenzial geschätzt werden.

Mit der gewählten Stromkennzahl von 0,5 und einer 75-prozentigen Wärmbedarfsdeckung ergibt sich aus dem Prozesswärmebedarf von 111.000 GWh die mögliche KWK-Stromerzeugung von 41.625 GWh errechnen (vgl. Tabelle 6-9). Abweichend von Tabelle 6-7 wird der Anteil des KWK-Stroms aus der Raum- und Prozesswärme bis 100 °C aus den Angaben der AG Energiebilanzen für 2001 errechnet, da ein Teil dieser Wärme bereits im o.a. Prozesswärmebedarf enthalten sein kann. Mit einem Wärmebedarf in Höhe von 64 000 GWh/a, einer Stromkennzahl von 0,5 und einer 50-prozentigen Wärmebedarfsdeckung ergibt sich das Potenzial für die KWK-Stromerzeugung von etwa 16.000 GWh (vgl. Tabelle 6-9).

Tabelle 6-9 Schätzung des KWK-Strompotenzials in der Industrie

	Wärmebedarf	**Stromkennzahl**	**Anteil Wärme aus KWK**	**KWK-Strom**
	GWh_{th}			GWh_{el}
KWK-Potenzial				57.625
Prozesswärme	111.000	0,50	0,75	41.625
Raumwärme	64.000	0,50	0,50	16.000
Ist-KWK-Stromerzeugung				23.500
Verbleibendes KWK-Potenzial				**34.125**

Quelle: Berechnungen des VIK

Der mögliche Zuwachs an KWK-Strom in Summe beträgt somit insgesamt etwa 34 TWh/a. Betrachtet man die aufgeführten Branchen in Tabelle 6-8, ist zu erkennen, dass bei der chemische Industrie bezogen auf KWK-Anlagentypen mit einer arbeitsbezogenen Stromkennzahl von 0,5 das Potenzial fast ausgeschöpft ist. Wenn man hingegen den KWK-Strom in Anlagen mit der Stromkennzahl 0,8 (modernste GuD-Anlagen und Cheng-Cycle-Anlagen) bereitstellt, könnte noch mehr KWK-Strom bereitgestellt werden. Allerdings müssen die Bedarfsstrukturen von Strom- und Wärmebreitstellung und – nachfrage passen.

Die Ist-Stromkennzahlen betragen in der Papierindustrie bei Dampfturbinen 0,21 und bei Gasturbinen 0,42. In der chemischen Industrie belaufen sich diese bei Dampfturbinen auf 0,2 und bei Gasturbinen auf 0,51. Der Dampfbedarf der Papier- und Pappenindustrie ist mit 23 000 GWh angegeben, das mögliche Potenzial zur KWK-Stromerzeugung ergibt sich mit der Stromkennzahl 0,5 zu ca. 8 500 GWh. Im Vergleich zum KWK-Ist-Strom mit 5 600 GWh sind somit zwei Drittel des Potenzials erschlossen. Bei passender Strom- und Wärmestruktur wäre mit GuD-Anlagen ein höheres Potenzial erschließbar.

Der Mangel bei dieser Betrachtungsweise besteht darin, dass nicht erkennbar ist, wo schon KWK-Anlagen vorhanden sind und wo noch reine Dampferzeugung betrieben wird. Es bietet

sich daher an, eine weitere Datenquelle in die Potenzialabschätzung einzubeziehen. Genutzt werden kann für die Untersuchung die Kesseldatei des VIK, welche aus verbandsinternen Erhebungen stammt. Diese bietet den methodischen Vorteil, dass nach reiner Dampferzeugung und Dampf für Stromerzeugung (meist als KWK) unterschieden wird. Allerdings ist nur eine Schnittmenge des Gesamtbedarfs in dieser VIK-Erhebung enthalten. Die reine ungekoppelte Dampferzeugung beträgt nach dieser Erhebung kapp 10 Mio. t/a, was etwa 16 % der gesamt Dampferzeugung in den erfassten Anlagen ausmacht. Ein weiterer Anteil der Bedarfsdeckung erfolgt noch durch Fremddampf, der aus KWK oder reiner Dampferzeugung stammen könnte. Die Zusammenfassung der 105 Anlagen aus der VIK-Kesseldatei (überwiegend Jahr 2004) zeigt Tabelle 6-10.

Tabelle 6-10 Zusammenfassende Daten aus der VIK-Kesseldatei

TÜV-Dampf-leistung	Dampfmenge insgesamt	Fremdbezug Dampfmenge	Reine Dampfmenge
t/h	1.000 t/h		
29.620	59.000	8.875	9.800
	GWh		
	41.300 100,0%	6.213 15,0%	6.860 16,6%

Quelle: VIK-Keselldatei sowie Berechnungen in VIK.

Vergleicht man die in Tabelle 6-10 ausgewiesenen 41 300 GWh Dampfmenge mit den Angaben aus Tabelle 6-7 (111 000 GWh) kann man unterstellen, dass nur etwa 40 % des Bedarfs an Prozesswärme durch die VIK-Umfrage erfasst wird. Die Anschätzung des Potenzialanteils aus dem Neu- bzw. Zubau muss über eine Hochrechnung vorgenommen werden. Mit etwa 18 000 GWh Wärmebedarf und den Annahmen für die Stromkennzahl (0,5) und einer 75-prozentigen Bedarfsdeckung lässt sich das anteilige Potenzial für den Neubau mit 6 750 GWh errechnen. Dieses KWK-Neubaupotenzial beläuft sich damit nur auf einen Anteil von 20 % am Gesamtpotenzial; dieser Wert ist aber auf Grund der getroffenen Annahmen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

6.4 Hemmnisse gegenüber einer weiteren Steigerung der KWK-Nutzung

6.4.1 Vorbemerkungen

In der Literatur wird auf eine Vielzahl von Hemmnissen verwiesen, die einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung behindern. Dabei wird zwischen wirtschaftlichen, anwendungsbezogenen, marktstrukturellen, informationellen sowie institutionell/administrativen Hemmnissen unterschieden. In den folgenden Abschnitten wird auf eine Reihe solcher Hemmnisse näher eingegangen.

Übersicht 6-1 Übersicht über potenzielle Hemmnisse gegenüber einem verstärkten KWK-Ausbau

Wirtschaftliche Hemmnisse

• Hohe Investitionskosten
  o vor allem für die Wärmetransport- und –verteilungsnetze
  o bei kommunaler KWK durch innerstädtische Lagen
• Ungünstige Relation der Input-(insb. Erdgas-) und Output-Preise (Strom/Wärme)
• Verschlechterung der Rahmenbedingungen für KWK-Contracting-Projekte
  o langfristige Abnahmebindung (Lieferverträge vor allem in der Industrie) nur noch schwer erzielbar
  o Netzbetreiber-Risiko für Contractoren
• Nutzer-Investor-Dilemma (z.B. für Wohnungsbaugesellschaften)
  o Ungünstige Eigentums- und Mietrechtsregelungen
• Finanzierungshemmnisse
  o Bindung von KWK-Projekten überwiegend an Akteure mit schwacher Eigenkapitalausstattung
  o Erwartung schneller Amortisation bei Investoren in Industrie und Gewerbe
• Gemeindewirtschaftsrecht
• Hohe Durchdringung des Wärmemarktes mit Erdgas
  o Querverbundunternehmen streben eher Erdgas- als Fern-/Nahwärmeabsatz an
• Ungenügende Berücksichtigung externer Kosten

Anwendungsbezogene Hemmnisse

• mangelnde Wärmedichte
  o in den noch nicht netzseitig erschlossenen Gebieten für die zentrale KWK
  o tendenziell abnehmende Wärmedichte durch zunehmende Energieeinsparung
• ungünstige Wärme-/Strom-Verbrauchsrelation vor allem für dezentrale KWK-Standorte

Marktstrukturelle Hemmnisse

• Konzentration/Marktmacht zentraler Energieanbieter (Strom/Erdgas)
  o Dominante Ausrichtung der Stromerzeugungskonzerne auf zentrale Stromerzeugungstechnologien
  o Zurechnung des KWK-Vorteils auf erzeugten Strom, statt wie früher auf Wärme
  o Dominanz des Gasmarktes durch wenige, zudem eng mit der Stromwirtschaft verknüpfte Akteure
  o Oligopole sind Preisgeber auf den Strommärkten
  o Konditionen für Bezug von Zusatz- und Reservestrom, Durchleitung, Vergütung für Überschuss-strom u.ä.
  o Zwang zum wärmegeführten Betrieb
  o ‚Auskaufen' von KWK-Projekten, Take-or-Pay-Verträge
• Mangelhafte Netzzugangsbedingungen, sowohl zu Strom- wie (auf der Inputseite) zu Gasnetzen
  o vermiedene Netznutzungsentgelte

Informationelle und personelle Hemmnisse

• Fehlende Information
  o auf Seiten potenzieller Investoren und Berater, vor allem für dezentrale KWK-Projekte
  o auf der Kundenseite (‚KWK-Eigenschaft des Stroms' ist nur schwer vermarktbar)
• Fehlende Motivation bei vielen Stadtwerken

Administrative Hemmnisse

• Vergleichsweise aufwendige Genehmigungsverfahren
  o Immissionsschutzrecht
  o Bauplanungsrecht

Quelle: Zusammenstellung von Öko-Institut und DIW Berlin.

6.4.2 Wirtschaftliche Hemmnisse

Ein zentrales Hemmnis gegenüber einem verstärkten KWK-Ausbau besteht zweifellos darin, dass unter den gegebenen und absehbaren Bedingungen die Wirtschaftlichkeit der Investitionen in neue KWK-Anlagen in der überwiegenden Zahl der Fälle nur bedingt gesichert ist. Insbesondere für Wärmenetze sind die Investitionskosten hoch, bei kommunaler KWK wird dies oft durch innerstädtische Lagen weiter verschärft. Allerdings ist hierbei zwischen der Verdichtung bestehender und der Erweiterung von Netzen zu unterscheiden.

Bereits mit heute durchschnittlich realisierbaren Verdichtungskosten sind nahezu alle Verdichtungspotenziale in Fernwärmegebieten attraktive Ausbaupositionen. Dass niedrigere Netzbaukosten die Wirtschaftlichkeit insgesamt in mittleren und kleinen Fernwärmegebieten jedoch kaum verbessern, liegt an den derzeit noch höheren Erzeugungskosten, die durch die geringe Größe der Erzeugungsanlagen verursacht werden.

Bei der Netzerweiterung besteht jedoch noch ein erheblicher Kostensenkungsbedarf, bevor die hier existierenden Potentiale wirtschaftlich erschlossen werden können. Bei der Erweiterung von Fernwärmenetzen kommt es wegen des nur allmählichen Austausches von Bestandsheizungen zu erheblichen Anlaufverlusten. In der Regel sind Netzerweiterungen unter den heute geltenden Bedingungen nur in großen Fernwärmegebieten wirtschaftlich realisierbar. Bei heutigen durchschnittlichen Netzerweiterungskosten erscheint eine Erweiterung etwa bei einer Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern hoher Dichte sowie Citybebauung sinnvoll. Erst mit abgesenkten Netzbaukosten wird die Erweiterung der Netze bei Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern mittlerer Dichte wirtschaftlich attraktiv. Wegen des dort vorhandenen hohen Anschlusspotenzials ist dieser Sachverhalt von besonderer Bedeutung. In Neubaugebieten bestehen jedoch wirtschaftliche Netzerweiterungsmöglichkeiten trotz einer geringen Wärmebedarfsdichte und deshalb hoher spezifischer Netzbaukosten. Deren Nachteil wird durch den Vorteil geringer Anlaufverluste und durch den größeren Investitionskostenvorteil eines Fernwärmeheizungssystems mit hohem Einfamilienhausanteil aufgewogen.

Erforderlich sind hier neue und weiterentwickelte Techniken zur Versorgung von Gebieten mit geringerer Wärmebedarfsdichte, eine deutschlandweite Standardisierung von Komponenten wie Hausstationen sowie die Nutzung von Wärmespeichern zur Optimierung des Betriebs von mit Nah- bzw. Fernwärmeversorgung verbundenem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (vgl. AGFW 2005).

Wesentlich sind in diesem Zusammenhang die Kostensituation bei der Wärmeerzeugung und -verteilung sowie die schon oben besprochene ungünstige Relation von Input- und Output-Preisen. Entscheidend wird es auch auf die konkreten Einsatzbedingungen und Anlagenkonfi-

gurationen ankommen, von denen die - in hohem Maße wirtschaftlichkeitsbestimmende - Auslastung der Anlagen abhängt. Mit einem signifikanten marktgetriebenen Ausbau, das zeigt auch das EWI/Prognos-Referenzszenario, wird daher nicht zu rechnen sein; vielmehr wird die angestrebte Ausweitung der KWK-Nutzung zumindest zeitweilig weitere Fördermaßnahmen notwendig machen.

Für Contracting-Unternehmen ist angesichts der unklaren Strom- und Gaspreisentwicklungen das langfristige Risiko im KWK-Bereich derzeit höher als noch vor einiger Zeit. Auch eine schwierige gesamtwirtschaftliche Lage führt tendenziell zu einem größeren Risiko durch Insolvenzen von fest kontrahierten Energieabnehmern in Industrie und Gewerbe bzw. zu einer Präferenz für kürzere Vertragslaufzeiten bei den Abnehmern, da sich Unternehmen weniger langfristig binden möchten; viele Contracting-Projekte sind jedoch nur bei langen Laufzeiten wirtschaftlich. Durch die Regelungen zu Areal- und Objektversorgung des im Sommer 2005 novellierten Energiewirtschaftsrechts laufen Contractoren weiterhin Gefahr, künftig als Netzbetreiber mit allen daraus resultierenden Verpflichtungen (etwa Entflechtung zwischen Erzeugung, Netzbetrieb und Absatz) zu gelten. Ob sich hieraus substanzielle Hemmnisse ergeben, lässt sich so kurz nach Inkraftsetzung jedoch noch nicht bewerten.

Vielfach diskutiert wurde in den vergangenen Jahren das so genannte Nutzer-Investor-Dilemma, welches entsteht, wenn Investitions- und Betriebskosten von unterschiedlichen Stellen getragen werden; hier hat ein Träger von Investitionskosten grundsätzlich keinen Anreiz, durch den Bau etwa einer KWK-Anlage die Betriebskosten zu senken, solange er an einer Betriebskosteneinsparung nicht beteiligt werden kann. Klassisch besteht diese Situation etwa bei Wohnungsbaugesellschaften, welche für ihre bereits vermieteten Liegenschaften eine KWK-Anlage errichten möchten, sich aber mit einer eingeschränkten Umlagefähigkeit von Investitions- und energetischen Sanierungskosten im Mietrecht konfrontiert sehen.

Stadtwerke sind typische Betreiber von KWK-Anlagen. Gerade bei kleinen und mittleren Unternehmen war und ist Eigenkapitalmangel jedoch eine der bedeutenden Ursachen für unterlassene Investitionen in KWK-Anlagen sowie in Fernwärmesysteme. Zum Teil gibt es auch eine Scheu bei diesen Unternehmen, in größerem Umfang für derartige Investitionen Fremdkapital aufzunehmen, obwohl die Gesamtkostenlage dadurch verbessert werden könnte. Das Gemeindewirtschaftsrecht, das anlässlich der Liberalisierung lediglich in Bayern an die neuen Bedingungen angepasst wurde, verbietet den meisten kommunalen Unternehmen die wirtschaftliche Betätigung außerhalb ihrer Gemeindegrenzen. Damit haben überwiegend in öffentlichem Eigentum befindliche Stadtwerke in den meisten Bundesländern keine Chance, Umsätze bei verloren gegangenen Großkunden durch Gewinnung kleinerer Kunden mittels KWK und Contracting zu kompensieren. Dieser Tatbestand ist für die betroffenen Stadtwerke ein gravierendes Hemmnis.

Viele Investitionsentscheidungen langfristiger Betriebsinfrastrukturinvestitionen, zu denen auch KWK-Anlagen gezählt werden können, werden heute mit dem gleichen Risiko bewertet wie kurzfristig zu ersetzende Investitionen in Produktionsanlagen; d.h. erwartet werden Amortisationszeiten von nicht über drei Jahren. Damit werden etwas längerfristig rentable Investitionen in KWK-Anlagen von vorneherein nicht in Investitionsüberlegungen miteinbezogen. Allerdings eröffnet dies grundsätzlich Marktchancen für über längere Zeiträume kalkulierende Contracting-Unternehmen.

Die in den vergangenen Jahrzehnten außerordentlich expansive Durchdringung des Wärmemarktes mit Erdgas stellt für die Ausweitung der KWK-gestützten Fernwärme häufig ein wesentliches Hindernis dar, da Erdgas und Fernwärme oftmals um dieselben Versorgungsgebiete konkurrieren. So hat das Erdgas schon in den mittelgroßen Städten einen sehr hohen Versorgungsgrad erreicht, der die Ausdehnung der Fernwärmeversorgung besonders dann begrenzt, wenn dies nur auf dem Wege der direkten Verdrängung der Erdgasversorgung möglich wäre. So werden etwa Wohnungsgesellschaften einer neuen Fernwärmeversorgung kaum zustimmen, wenn ihre Liegenschaften kürzlich erst mit modernen Erdgasheizungen ausgestattet wurden.

Hinzu kommt, dass von Querverbundunternehmen in der Abwägung zwischen der Profitabilität beim Erdgasabsatz einerseits und beim Fern-/Nahwärmeabsatz anderseits meist dem Erdgas den Vorzug gegeben wird, selbst dann, wenn die Fernwärmeversorgung für sich genommen rentabel wäre, nicht jedoch im direkten Vergleich mit dem Erdgas. In diesem Zusammenhang zeigt sich auch ein ganz grundsätzliches Problem, das darin zum Ausdruck kommt, dass die Energiemarktpreise die mit der Verwendung der einen oder anderen Energietechnologie verbundenen externen Kosten allenfalls partiell berücksichtigen. Damit wird aber auch den positiven Auswirkungen besonders energieeffizienter und emissionsärmerer Energietechniken – wie die der KWK – von den Marktpreisen nicht in ausreichendem Maße Rechnung getragen. Das bedeutet aber auch, dass die Wirtschaftlichkeit der KWK bei Außerachtlassung der externen Kosten unterbewertet wird. Tendenziell die KWK benachteiligende Wirkungen des Emissionshandels sind durch die konkreten Regelungen im Nationalen Allokationsplan dagegen partiell ausgeglichen worden.

6.4.3 Anwendungsbezogene Hemmnisse

Anwendungsbezogene Hemmnisse spielen im Hinblick auf den Umfang des erschließbaren Potenzials grundsätzlich eine wichtige Rolle. Nicht alle Gebäude lassen sich im Zuge einer Leitungsverlegung sinnvoll anschließen, da die Wärmedichte in dünner besiedelten Regionen hier wirtschaftliche Grenzen setzt. Eine hohe Wärmedichte in einem Fernwärmegebiet führt

zu einem hohen Umsatz und guter Netzauslastung, was wiederum spezifisch niedrigere Netzkosten mit sich bringt.

Durch eine mangelnde und aufgrund von Energieeinsparmaßnahmen weiter abnehmende Wärmedichte wird die Wirtschaftlichkeit der kapitalintensiven KWK zwar ebenso beeinträchtigt wie bei dezentralen Anlagen durch eine ungünstige Wärme-/Strom-Verbrauchsrelation – der Ersatz von teurem Stromeinkauf durch günstigere Eigenerzeugung stellt den wesentlichen wirtschaftlichen Vorteil einer dezentralen KWK-Anlage auf der Stromseite dar; ist der Stromverbrauch des versorgten Objekts im Vergleich zu dem von Wärme jedoch gering, kann dieser Effekt nicht zum Tragen kommen. Dennoch dürfte dies die Potenziale - wie die zitierten Untersuchungen zeigen – nicht so weit begrenzen, dass es keine weiteren Expansionsmöglichkeiten im Vergleich zum heutigen Ausbauzustand der KWK gibt. Vielmehr dürften diese auch vor dem Hintergrund des im Vergleich zu anderen Ländern recht geringen Ausgangszustandes nach wie vor beträchtlich sein, so dass KWK-Fördermaßnahmen noch auf lange Zeit nicht ins Leere greifen würden.

6.4.4 Marktstrukturelle Hemmnisse

Marktstrukturelle Bedingungen behindern den KWK-Ausbau ebenfalls. Nach der seit 1998 eingeleiteten Liberalisierung auf dem Strommarkt (und der noch ausstehenden wettbewerblichen Öffnung auf dem Gasmarkt) haben sich im Zuge des Konzentrationsprozesses durch Fusionen, Beteiligungen u.ä. deutliche oligopolistische Strukturen herausgebildet. Hierzu hat beispielsweise die Monopolkommission in der Kurzfassung zum 15. Hauptgutachten im Juli 2004 in Ziffer 242 die folgende Feststellung getroffen (Monopolkommission 2004):

„*Die Marktstruktur in der deutschen Elektrizitätswirtschaft war bereits vor der Liberalisierung durch einen hohen Grad horizontaler Konzentration auf der Erzeugungsebene sowie durch eine ausgeprägte vertikale Integration über alle Wertschöpfungsstufen gekennzeichnet. Durch die unmittelbar nach der Marktöffnung einsetzende intensive Fusionsaktivität hat die Konzentration durch horizontale und vertikale Zusammenschlüsse zusätzlich beträchtlich zugenommen. Der Markt wird dominiert von den vier Verbundunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW, die über 80 % der inländischen Erzeugungskapazitäten und zahlreiche Beteiligungen an regionalen Weiterverteilern und Stadtwerken verfügen. Die Monopolkommission betrachtet die Entwicklung der Marktstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft mit großer Sorge. Auf der Großhandelsebene haben die horizontalen Konzentrationsprozesse zu einem wettbewerbslosen Oligopol geführt. Durch die vertikalen Beteiligungen an Stadtwerken, die den Verbundunternehmen den Absatz sichern, werden die Strommärkte gegen den Marktzutritt Dritter weiter abgeschottet. Die Stadtwerke fallen als unabhängige Nachfrager*

auf dem Großhandelsmarkt damit weitgehend aus. Dies ist im Hinblick auf die wettbewerbliche Entwicklung der Strommärkte umso gravierender, als der von Haushalts- und Kleinkunden ausgehende Wettbewerbsdruck, wie die geringen Wechselraten zeigen, als eher gering einzuschätzen ist."

Und weiter heißt es in Ziffer 245:

„Insbesondere die beiden führenden Oligopolmitglieder E.ON und RWE sind dabei, mittels geschickter Fusions- und Akquisitionspolitik ihre Marktmacht entlang der vertikalen Wertschöpfungskette auszudehnen. Die vertikalen Beteiligungen an Stadtwerken und lokalen Weiterverteilern substituieren langfristige Lieferverträge und dienen dazu, den Verbundunternehmen den Absatzmarkt für ihre Erzeugungskapazitäten zu erhalten. Damit zementiert das Oligopol seine marktbeherrschende Stellung auf dem Großhandelsmarkt, bevor es sich den Herausforderungen des Wettbewerbs überhaupt erst stellen muss. Im Ergebnis führt die Beteiligungspolitik der Verbundunternehmen zu Marktstrukturen, die den rechtlich abgeschotteten Gebietsmonopolen vor der Liberalisierung ähneln."

Von daher ist es auch nicht weiter verwunderlich, wenn die „großen Vier" (Stromerzeugungsanteile von RWE 32 %, E.ON 30 %, Vattenfall 12 % EnBW 7 %) auch erheblichen Einfluss auf die Struktur des Kraftwerksparks haben. Obwohl diese Unternehmen auch über nennenswerte KWK-Kapazitäten (Vattenfall z.B. über die Töchter – ehemals Bewag - in Berlin und - ehemals HEW - in Hamburg) verfügen, ist ihr Interessenschwerpunkt eindeutig stromseitig geprägt.

Bei der mit der KWK verbundenen Fernwärmeversorgung war es bisher üblich, das Hauptprodukt Strom bei der gekoppelten Erzeugung mit einer alternativen Erzeugung zu bewerten, so dass sich die Fernwärmekosten als verbleibender Rest ergaben. Damit war sichergestellt, dass der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber der getrennten Erzeugung ganz der Fernwärme zugute kam und damit erst der Ausbau von Transport- und Verteilleitungen in wirtschaftlicher Weise möglich wurde. Die den Ausbau der Fernwärme bisher fördernde Zusage der Stromversorger vom 20.02.1986, nach der „der wirtschaftliche Vorteil der kombinierten Erzeugung von Strom und Fernwärme nicht aufgeteilt, sondern vollständig der Fernwärme zugute kommen soll" (zitiert nach AGFW 2005, 7), wird aufgrund der veränderten Gegebenheiten im liberalen Strommarkt nicht mehr eingehalten. In der Folge reduziert sich damit die Wettbewerbsfähigkeit von neuen Fernwärmegebieten, da die Wärme zu höheren Preisen angeboten werden muss.

Einen wichtigen Einfluss auf die Entwicklungschancen von KWK hat die Dominierung des Gasmarktes durch wenige Akteure, die zudem eng mit der Stromwirtschaft verknüpft sind. Wie Ramesohl et al. (2002, 43f.) zeigen, hat insbesondere der Zusammenschluss von E.ON

und Ruhrgas erhebliches Potential, die Chancen für dezentrale Stromerzeugung zu beeinträchtigen. Betreiber von gasgestützten KWK-Anlagen können hier besonders stark unter Druck geraten, da sie sowohl beim Einkauf von Vorprodukten, d.h. dem Gasbezug, als auch beim Verkauf auf dem Strommarkt betroffen sind.

Da die vier großen Verbundunternehmen vier Fünftel des Stroms in Deutschland erzeugen, haben sie einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise, sowie jene von ihnen, die auch stark in der Gaswirtschaft engagiert sind, auf die Entwicklung der Gaspreise. Insbesondere dass der Wettbewerb für Gas auch Jahre nach der rechtlichen Liberalisierung des Marktes noch nicht in Gang gekommen ist, wirkt als zusätzliches Hemmnis bei der Brennstoffversorgung für KWK-Anlagen. Die gegebene Marktmacht eröffnet weiterhin die Möglichkeit, die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen für Stromeinspeisevergütungen, z.B. die Konditionen für Bezug von Zusatz- und Reservestrom zu beeinflussen. Als Netzbetreiber besteht auf allen Ebenen – z.T. auch über umfangreiche Beteiligungen - die Möglichkeit der gezielten Behinderung von Netzzugang und Durchleitung (z.B. vertragliche und Kostenebene)[16].

Die starke Position der Stromnetzbetreiber bietet außerdem die Möglichkeit, durch eine unzureichende Weiterentwicklung von Netzstrukturen den Ausbau dezentraler Energietechnologien technisch zu behindern bzw. den Netzzugang für Wettbewerber durch die wettbewerbsverzerrende Zuordnung von Ausbaukosten zu erschweren. Über eine Vielzahl von Beteiligungen an lokalen und regionalen Energieunternehmen eröffnet sich für die großen Strom- und Gasversorger auch die Möglichkeit der Einflussnahme auf das technologische Engagement ihrer Tochterunternehmen, um die Absatzchancen der eigenen Stromerzeugung zu schützen. Viele Stadtwerke, welche sich zu einem nennenswerten Anteil im Besitz von großen Regional- oder Verbundunternehmen befinden, sehen sich der Anforderung ihrer Mutterunternehmen ausgesetzt, eigene KWK-Anlagen nur noch wärmegeführt betreiben zu dürfen. Gerade in den neuen Bundesländern beklagen viele Stadtwerke diese Praxis bereits seit einigen Jahren.

Beispiele zeigen, dass Verbundunternehmen häufig in der Phase der Projektierung von KWK-Projekten in Industrie und Gewerbe, teilweise auch bei Stromverteilern die Stromlieferverträge neu gestalten, d.h. die Stromkosten der geplanten Anlage gezielt unterbieten, woraufhin die Realisierung dieser KWK-Anlagen oft scheitert (‚Auskaufen' von KWK-Projekten). Eine ähnliche Wirkung haben so genannte Take-or-Pay-Verträge, in denen potentiell an der Errichtung von KWK-Anlagen interessierten Verbrauchern, etwa Industriebetrieben, Stromlieferungsverträge mit relativ hohen Leistungspreisen angeboten werden. Da dieser Leistungspreis

[16] Inwiefern sich die Marktchancen dezentraler Erzeuger bezüglich Netzzugang und Durchleitung durch die Novellierung des EnWG im Sommer 2005 verbessern, kann erst nach einiger Zeit bewertet werden.

verbrauchsunabhängig ist, hätte auch eine Teilversorgung dieses Verbrauchers mit selbst erzeugtem KWK-Strom keine nennenswerte Reduzierung seiner an das Versorgungsunternehmen zu zahlenden Beträge zur Folge. Der Anreiz zur Eigenversorgung sinkt damit beträchtlich.

Mit dem im Sommer 2005 novellierten Energiewirtschaftsgesetz sowie der dazugehörigen Strom-Netzentgeltverordnung wurde erstmals ein gesetzlicher Anspruch auf Erstattung der durch dezentrale Stromeinspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte geschaffen. In einer Netz- oder Umspannebene mit dezentraler Einspeisung reduzieren sich die vom Betreiber dieses Netzes an jenen der vorgelagerten Netzebene zu zahlenden Netzentgelte, da aus diesem Netz weniger entnommen werden muss. Die Differenz zu der Situation ohne dezentrale Einspeisung erhält der dezentrale Einspeiser für seine so erbrachte Netzdienstleistung, sie werden als vermiedene Netzentgelte bezeichnet. Wesentlicher Unterschied zu der bisher angewandten Anlage 6 der Verbändevereinbarung Strom II plus ist, dass die Berechnung von vermiedenen Netzentgelten künftig für jede Netzebene – also auch für die Umspannung – erfolgt. Demnach ist beispielsweise für eine ins Mittelspannungsnetz einspeisende Anlage das Entgelt für die Entnahme aus der Umspannung Hochspannung/Mittelspannung und nicht wie bislang die Entnahme aus der Hochspannung Basis für die Kalkulation der vermiedenen Netznutzung. Inzwischen zeichnet sich mit der neuen Rechtslage sowie einer im Oktober veröffentlichten Umsetzungshilfe des VKU und deren ausdrücklicher Unterstützung durch den B.KWK eine grundsätzlich zufrieden stellende Lösung ab.

6.4.5 Informationelle und personelle Hemmnisse

Oftmals von entscheidender Bedeutung sind informationelle Hemmnisse. Vielfach fehlt es speziell bei dezentralen KWK-Projekten auf Seiten der potenziellen Investoren, etwa Wohnungsbaugesellschaften, an ausreichenden Informationen über die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der KWK. Die oftmals erfolgreiche Verdrängung von geplanten KWK-Anlagen durch besonders günstige Lieferangebote zentral erzeugten Stroms führt sicherlich auch zur Verbreitung einer sehr ungünstigen Einschätzung der wirtschaftlichen Potentiale, etwa in Fällen der industriellen Eigenerzeugung. Auch bei Akteuren, welche in direktem Kontakt zu möglichen Investoren stehen und die Initiative für die Planung von KWK-Projekten übernehmen könnten, wie etwa Architekten, Elektro- und Heizungsinstallateuren etc. herrscht vielfach ein wenig qualifiziertes Verständnis vor, KWK-Anlagen seien grundsätzlich nicht wirtschaftlich. Fehlendes Fachpersonal, Zeitmangel oder eine Scheu vor externer Beratung und hohe Transaktionskosten wiederum bewirken gerade in kommunalen Unternehmen oft

ein Defizit an energietechnischen Kenntnissen, welche eine ernsthafte Erwägung von neuen KWK-Projekten von vorneherein verhindern.

Zugleich ist jedoch auch die ‚KWK-Eigenschaft' des erzeugten Stroms schwer zu vermarkten. Ein Ansatz dies zu erleichtern war der Versuch, im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Sommer 2005 auch eine Kennzeichnung für in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom einzuführen. Während des Gesetzgebungsprozesses hatte die Bundesregierung bereits geplant, diesen Strom als eigenständig auszuweisende Kategorie mit aufzunehmen, allerdings wurde diese Regelung im Verfahren des Vermittlungsausschusses wieder aus dem Gesetz genommen.

Teilweise lässt sich ein mangelnder KWK-Ausbau auch auf die fehlende Motivation von Entscheidungsträgern zurückführen, sich intensiver mit KWK-Projekten zu befassen. Anders ist es nicht zu erklären, dass es durchaus Städte und Gemeinden gibt, in denen der Anteil der KWK an der jeweiligen Stromerzeugung Größenordnungen von mehr als 50 % erreicht (z.B. in Schwäbisch Hall fast 60 %), während es im Bundesdurchschnitt kaum mehr als 10 % sind. KWK-Investitionen sind vielfach nicht betriebsnotwendig, die hohen Investitionen verursachen oft hohe Anlaufverluste, und die Kapitalrückflusszeiten werden als zu lang angesehen. Dies sind einige Gründe dafür, dass die Motivation etwa bei den Stadtwerksvorständen zum gezielten KWK-Ausbau häufig nur sehr schwach ausgeprägt ist. Zugleich verstehen sich auch viele Stadtwerke ausschließlich als Ein- und Wiederverkäufer, die das Risiko eigener Investitionen für die Stromerzeugung nicht eingehen möchten.

Eine von den Stadtwerken Schwäbisch Hall vorgelegte hypothetische Hochrechnung der existierenden Situation der KWK in Schwäbisch Hall auf die etwa 360 Städte in der Bundesrepublik Deutschland mit mehr als 35 000 Einwohnern – zusammen sind das rund 40 Mio. Einwohner – zeigt, dass der KWK-Stromerzeugungsanteil rund 28 % der Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung betragen könnte. Dieses Beispiel verdeutlicht nicht nur, dass noch große, unerschlossene Potenziale zum KWK-Ausbau bestehen, sondern auch, das der Ausbau der KWK in erheblichem Maße abhängig ist von der Motivation der Geschäftsführung der jeweiligen Versorgungsunternehmen. Klare politische Rahmensetzungen zugunsten der KWK können dazu beitragen, diese Motivation zu stärken.

6.4.6 Administrative Hemmnisse

Nicht zu unterschätzen sind schließlich die administrativen Hemmnisse, die sich insbesondere im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren nach Immissionsschutz- und Bauplanungsrecht ergeben. Für Errichtung, Umbau und Betrieb von KWK-Anlagen sind teilweise umfangreiche und zeitaufwändige Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und dessen Verwaltungsvorschriften erforderlich, die gerade für kleine und mittlere Unternehmen sowie kleine kommunale Betriebe ein Hemmnis darstellen. So unterliegen etwa die Errichtung und der Betrieb von Gasturbinenanlagen unabhängig von der Leistungsgröße der Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz sowie deren Verordnungs- und Verwaltungsvorschriften. Hemmnisse des Bauplanungsrechts liegen etwa darin, dass in Gewerbegebieten oft nur der Bau und Betrieb von kleinen KWK-Anlagen möglich ist.

Insgesamt wird es bei den weiteren Überlegungen in Richtung von KWK-fördernden Maßnahmen auch darauf ankommen, die skizzierten Hemmnisse zu adressieren.

7 Dynamische Modellsimulationen zur Wirkung verschiedener Instrumente auf die Entwicklung der KWK

7.1 Vorbemerkungen und methodischer Ansatz

Mit anlagenbezogenen Wirtschaftlichkeits-Untersuchungen für KWK-Anlagen können erste Hinweise herausgearbeitet werden, ob sich aus der Sicht von Betreibern oder Investoren der Betrieb oder die Errichtung solcher Anlagen wirtschaftlich darstellen lässt. Die isolierte Betrachtung einzelner Anlagen berücksichtigt jedoch speziell für die Neuerrichtung von KWK-Anlagen nicht, ob es im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung nicht noch andere Optionen gibt, die für die jeweiligen Investoren (deutlich) attraktiver sind.

Eine Auswertung der aktuell verfolgten Neubauprojekte im Kraftwerkssektor zeigt, dass gerade Investoren, bei denen ein verstärktes Interesse an der KWK vermutet werden kann (d.h. vor allem Stadtwerke) sich alternativ zur Errichtung eigener KWK-Anlagen bei Bau von Gemeinschaftskraftwerken engagieren, die ganz überwiegend als Kondensationskraftwerke (derzeit vor allem mit Erdgas-GuD-Technologie) geplant sind.

Um die Perspektiven der KWK in diesem Kontext näher analysieren zu können, wurden integrierte Modellrechnungen für den bevorstehenden Ersatzinvestitionszyklus in der deutschen Stromwirtschaft durchgeführt, auf deren Grundlage die Perspektiven der KWK in Abhängigkeit von verschiedenen Ausgestaltungsvarianten von für die KWK-Entwicklung zentralen Instrumenten bewertet werden können. Ziel des Modellexperiments ist dabei *nicht*, ein bestimmtes Klimaschutzszenario zu entwickeln (in dem beispielsweise bestimmte Nachfragesenkungen berücksichtigt, bestimmte Klimaschutzziele erreicht oder die Rolle bestimmter Technologieklassen näher analysiert werden sollen), sondern durch die Variation der zentralen Parameter und zentraler Ausgestaltungsmerkmale der verschiedenen Instrumente robuste Erkenntnisse über die wichtigsten Wechselwirkungen zu erzielen.

Neben unterschiedlichen Ansätzen für die in erster Linie Ergebnis bestimmenden Parameter (v.a. die Entwicklung der Brennstoffpreise) sind auch Fragen der Infrastrukturkosten (v.a. für die Verteilung von Wärme aus KWK-Anlagen) sowie verschiedene Ausprägungen wichtiger energie- und klimapolitischer Rahmensetzungen (Emissionshandel, KWK-G, vermiedene Netzkosten). Neben einer Eingrenzung der Einzelwirkungen der verschiedenen Einflussgrößen sind auch deren Zusammenspiel und die Größenordnungen der Effekte im Vergleich von besonderem Interesse.

Die im Folgenden beschriebenen Analysen erfolgen mit dem integrierten Investitionsmodell des Öko-Instituts für den Strommarkt (ELIAS). Dieses Modell (eine detaillierte Beschreibung

findet sich im Anhang) bildet den Reinvestitionszyklus in Strommärkten in Abhängigkeit einer Vielzahl von Rahmenbedingungen ab.

Auf Basis eines exogen vorgegebenen Verlaufs für die Nettostromproduktion einer bestimmten Region sowie einer ebenfalls exogen vorgegebenen „Sterbekurve" für den Kraftwerksbestand erfolgt für die notwendigen Kraftwerksinvestitionen eine wirtschaftliche Optimierung. Dabei werden eine Vielzahl technischer und betriebswirtschaftlicher Faktoren, aber auch politische Rahmenbedingungen und Instrumente in relativ großer Detailschärfe in einer Investitionsrechnung zusammengeführt, auf deren Basis dann modellhaft Entscheidungen für oder gegen die Errichtung bestimmter Kraftwerkstypen getroffen werden. Die Berechnung erfolgt in Jahresscheiben über Zeiträume von bis zu 5 Dekaden.

Da Investitionsentscheidungen nicht nur von idealisierten Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen sondern auf der Grundlage von Zukunftserwartungen und teilweise unterschiedlichen Ausgangspositionen getroffen werden, erfolgen Investitionsentscheidungen im Modell auf der Grundlage einer Unschärfefunktion. Damit werden Entscheidungen für oder gegen bestimmte Kraftwerksinvestitionen nicht allein vor dem Hintergrund der Frage getroffen, welcher Kraftwerkstyp als Ergebnis der Investitionsplanungsanalyse als am attraktivsten erscheint.[17] In Abhängigkeit von den in der Investitionsplanungsrechnung ermittelten Kostendaten werden im Modell in einem vordefinierten Umfang auch Kraftwerke errichtet, die nicht die wirtschaftlich attraktivste Variante darstellen. Das Ausmaß dieser „nicht-besten" Kraftwerksinvestitionen ist dabei abhängig von der Kostendifferenz des jeweiligen Kraftwerkstyps zu der nach der Investitionsplanungsrechnung wirtschaftlich attraktivsten Option.

Darüber hinaus können bestimmte Technologien mit unteren oder oberen Begrenzungen (Bounds) unabhängig von ihrer wirtschaftlichen Situation in das System hineingezwungen oder aber auch auf bestimmte Bandbreiten eingegrenzt werden.

Als Ergebnis der Modellrechnungen stehen jeweils die folgenden Daten zur Verfügung:

- die Entwicklung der Nettostromerzeugung über die Zeit, differenziert nach Bestands- und Neubaukraftwerken;
- die CO_2-Emissionen des gesamten Kraftwerksparks, differenziert nach Bestands- und Neubaukraftwerken;
- die verschiedenen Kostenparameter für die einzelnen Neubaukraftwerke, differenziert zunächst nach den verschiedenen Kategorien von Kapital-, Betriebs-, Brennstoffkosten, aber

[17] In der Modellierungsdiskussion im Bereich der Energiesystemmodelle werden die mit einer ausschließlich am Kriterium der niedrigsten Kosten einhergehenden Effekte als „Penny Switching" bezeichnet.

auch den Kosten und Erträgen verschiedener energie- und umweltpolitischer Rahmensetzungen (CO_2-Emissionshandel in unterschiedlichen Ausprägungen, Einspeisevergütungen und Bonuszahlungen, vermiedene Netznutzungsentgelt und -kosten, verschiedene Steuersysteme);

- die differenzierten Gesamtkosten des Systems der Neubaukraftwerke.

Der Bezug auf Investitionsrechnungen mit einzelwirtschaftlichem Entscheidungskalkül ermöglicht die technologiespezifische Berücksichtigung sehr unterschiedlicher Technologie-, Kosten- und Rahmendaten:

- technologische Daten der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen;
- zentrale Parameter für die Investitionsplanung wie Planungszeitraum und Diskontierungsfaktor;
- Investitionskosten (einschließlich Bauzinsen und Bauherreneigenleistungen);
- Brennstoffkosten;
- feste und variable Betriebskosten in vergleichsweise hoher Differenzierung;
- detaillierte Kosten und Erträge, die sich aus den unterschiedlichen energie- und umweltpolitischen Steuerungsinstrumenten ergeben

Im folgenden Kapitel werden zunächst die für die hier vorliegende Arbeit berücksichtigten Technologien sowie die wesentlichen Rahmendaten für die Modellrechnungen näher beschrieben.

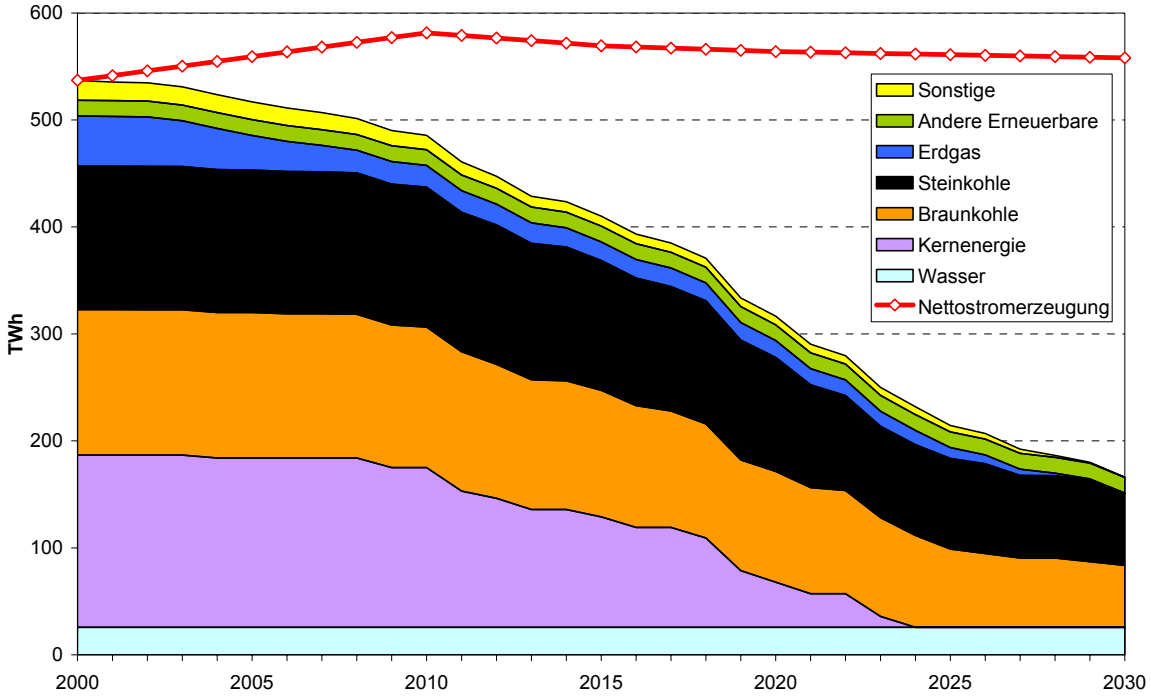
7.2 Zentrale Basis- und Rahmendaten

Zwei wesentliche Grundlagen für die Modelrechnungen bilden zunächst der zukünftige Stromerzeugungsbedarf sowie die Annahmen zum Auslaufpfad für die heute existierenden Bestandskraftwerke, wobei dieser Auslaufpfad einerseits durch die technischen Lebensdauern der verschiedenen Anlagen und andererseits durch politische Rahmensetzung (in Deutschland das vorgezogene Auslaufen der Kernenergie) vorgegeben wird.

Abbildung 7-1 zeigt die für die Modellrechnungen zu Grunde gelegten Daten zum Auslaufen der Bestandskraftwerke sowie zur Entwicklung der Nettostromproduktion. Das Basisjahr für die Modellierung ist das Jahr 2000, für dieses Jahr wurde auch der Abgleich für Modell- und die Ist-Daten der Statistik vorgenommen und das Modell auf die hier ermittelten Daten justiert.

Das Auslaufen der Bestandskraftwerke resultiert aus einer differenzierten Analyse der Errichtungszeiträume und technischer Lebensdauern (fossile Kraftwerke) sowie einer Modellierung für das politisch festgelegte Auslaufen der Kernenergie. Aus Vereinfachungsgründen wird der lebensdauerbedingte Erneuerungsprozess im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hier nicht weiter betrachtet und die jeweilige Stromerzeugung des Jahres 2000 als Stromerzeugung aus Bestandsanlagen konstant gehalten.

Abbildung 7-1 Auslaufen der Bestandskraftwerke und Projektion für die Nettostromerzeugung in Deutschland, 2000-2030



Quelle: BMWi(www.bmwi.de); EWI/Prognos 2005, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Entwicklung der künftigen Nettostromerzeugung folgt den Annahmen in der jüngsten Trendprojektion von EWI/Prognos (2005). Bei einem zunächst leicht steigenden und ab etwa 2010 wiederum leicht sinkenden Bedarf müssen bis zum Jahr 2030 etwa 70% der Nettostromerzeugung in neu errichteten Kraftwerken produziert werden. Die – hier nicht weiter modellierte – höhere Auslastung von Bestandskraftwerken könnte die aus Kraftwerksabgang und Strombedarfsverlauf resultierende Erzeugungslücke allenfalls geringfügig und vor allem nur für sehr begrenzte Zeiträume schließen helfen.

Mit der Vorgabe von Kraftwerksabgang und künftigem Stromerzeugungsbedarf entsteht die Grundlage der Investitionsentscheidungen für Neubaukraftwerke. Das Vorziehen von Erneuerungsinvestitionen durch bestimmte wirtschaftliche Rahmenbedingungen (die ggf. politisch

determiniert sind) wird in den hier vorgestellten Modellrechnungen definitions- und modellgemäß nicht berücksichtigt.

Für die im Rahmen der hier vorliegenden Studie durchgeführten Modellrechnungen wurden folgende Stromerzeugungsoptionen berücksichtigt

- der Bestand konventioneller Kraftwerke auf Basis von Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl und sonstigen Brennstoffen folgt dem oben beschriebenen Auslaufpfad;
- die Entwicklung der verschiedenen Option für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wasser- und Windkraft, Stromerzeugung aus Biomasse, Sonnenenergie und Geothermie) wird exogen vorgegeben, wobei bis zum Jahr 2030 ein Anteil von 30% an der Nettostromerzeugung erzielt wird;
- im Bereich der Kondensationskraftwerke werden für die verschiedenen Lastbereiche Kraftwerke auf Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgas-Basis berücksichtigt, wobei die Errichtung dieser Kraftwerke allein dem Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie der Erzeugungslücke folgt und in keiner Weise exogen begrenzt wird;
- hinsichtlich der Kraft-Wärme-Kopplung werden exemplarisch drei Kraftwerkstypen berücksichtigt, die eine Auswahl zentraler Einsatzfelder für die KWK repräsentieren, wobei auch die Errichtung dieser Kraftwerke in keiner Weise exogen begrenzt wird.

Um die Komplexität der Modellierung zu begrenzen (und damit auch die Transparenz und die Robustheit der Ergebnisse zu verbessern), wurden bei der Modellierung erstens sehr dezentrale KWK-Anlagen (BHKW und Mikro-KWK) und zweitens völlig neuartige Kraftwerkskonzepte (Brennstoffzellen oder Kraftwerke mit CO_2-Abtrennung und –Deponierung) nicht mit einbezogen, da hierzu weitere Instrumente und Annahmen berücksichtigt werden müssten, die die Komplexität der Analysen erhöhen und nicht zu neuen Erkenntnissen in Bezug auf die oben beschriebene Fragestellung führen würden.

Die zentralen Input-Daten wurden weitgehend konsistent zu den Annahmen im Kapitel 5 definiert.[18] Tabelle 7-1 zeigt die zentralen Parameterannahmen für die Modellrechnungen bei den konkurrierenden Kraftwerkstypen.

[18] Für Brennstoffpreise, Wärmeerlöse und Zertifikatspreise mussten jedoch – im Gegensatz zu den einheitlichen Startwerten und linearen Zuwachs- und Senkungsraten im Kapitel 5 – Annahmen zum zeitlichen Profil der Entwicklungen und zu verschiedenen Ausgangsniveaus getroffen werden, da im Kontext des hier beschriebenen Modellexperiments nicht nur die Wirtschaftlichkeit in einem bestimmten Bezugsjahr, sondern die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit im Zeitverlauf berücksichtigt werden muss. Weiterhin wurde für die verschiedenen KWK-Anlagen mit einer einheitlichen Stromkennzahl von 0,85 gerechnet, um eine bessere Vergleichbarkeit der Modellergebnisse zu ermöglichen.

Neben den klassischen Kondensationskraftwerken auf Stein- und Braunkohlenbasis werden für die Erdgasverstromung die beiden Kraftwerkstypen differenziert, die nach den aktuellen Planungen bei Investitionsüberlegungen bevorzugt werden. Bei den KWK-Anlagen wird hier vor allem auf Erdgas-GuD-Anlagen abgestellt, wobei für die Modellierung eine Anlagenbandbreite ausgewählt würde, die erstens einigermaßen repräsentativ für potentielle KWK-Projekte ist und die zweitens keinen wesentlichen Beschränkungen hinsichtlich der Einsetzbarkeit unterliegen.[19]

Tabelle 7-1 Zentrale Parameterannahmen für die berücksichtigten Neubauoptionen auf Basis fossiler Brennstoffe

	Netto-Leistung MW	Einsatz-bereich	Elektr. Netto-Nutzungsgrade	Strom-kennzahl	Investitions-kosten €/kW$_{el}$	Lebens-dauer a	Abschrei-bung
Steinkohlen-Kondensationskraftwerk	750	Grund- und Mittellast	44,7%...47,0%		1.050	40	30
Braunkohlen-Kondensationskraftwerk	950	Grundlast	41,3%...43,7%		1.200	40	30
Erdgas GuD-Kondensationskraftwerk	800	Grund- und Mittellast	55,1%...63,2%		550	30	20
Erdgas GuD-Kondensationskraftwerk	400	Grund- und Mittellast	55,1%...63,2%		600	30	20
Erdgas-Gasturbinenkraftwerk	250	Spitzenlast	35,6%...38,0%		330	30	20
Erdgas GuD-KWK-Anlage (Fernwärme)	100	Grund- und Mittellast	36,9%	0,85	615	25	15
Erdgas GuD-KWK-Anlage (Fernwärme)	20	Grund- und Mittellast	36,9%	0,85	818	25	15
Erdgas GuD-KWK-Anlage (Industrie)	20	Grund- und Mittellast	36,9%	0,85	818	25	15
Anmerkungen:	Preisniveau 2000, Nettonutzungsgrade sind abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme, Auslastung ist jeweils abhängig vom Last- und Einsatzbereich						

Quelle: Datenauswertungen des Öko-Instituts.

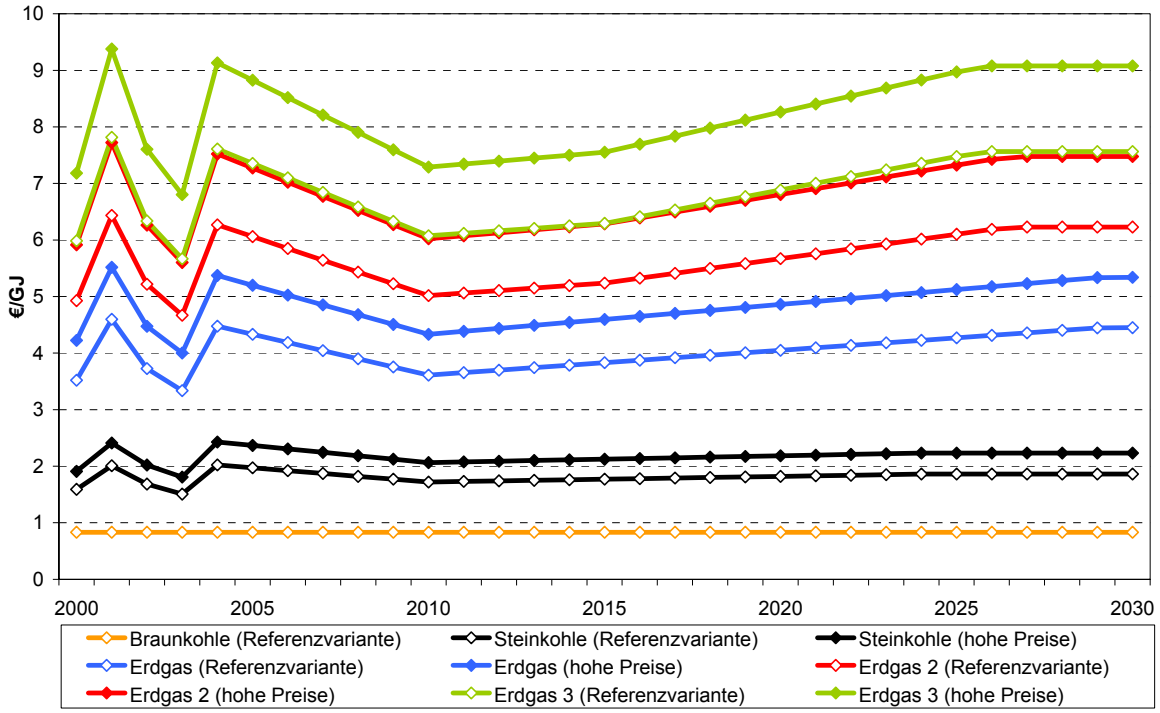
Eine weitere zentrale Bestimmungsgröße bilden vor allem die Brennstoffkosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen. Für die Entwicklungsdynamik der Brennstoffpreise wurde auf die Grundstrukturen der Preisentwicklung von EWI/Prognos (2005) zurück gegriffen, die um eine um 20% erhöhte Variante sowie um Erdgaspreise für mittlere Anlagen ergänzt wurden. Die Abbildung 7-2 zeigt die verschiedenen Preisannahmen in der Übersicht, für die Jahre 2000 bis 2004 wird auch die reale Preisdynamik bei Erdgas (ohne Erdgassteuer) sowie bei Steinkohle für den Kraftwerkseinsatz dargestellt. Für den Zeitraum bis 2030 wird also (bei den realen Preisen) mit Preisbändern für die wichtigsten Kraftwerksbrennstoffe gerechnet, die

[19] Zwar werden derzeit einige größere KWK-Projekte umgesetzt, das Potenzial für KWK-Anlagen der Leistungsklasse von 200 oder über 300 MW$_{el}$ ist jedoch hinsichtlich der verfügbaren Wärmesenken in nicht unerheblichem Maße begrenzt und hätte entsprechend im Modell mit speziellen Begrenzungsfaktoren abgebildet werden müssen.

in der Schwankungsbreite der letzten 4 Jahre liegen. Für den Zeitraum nach 2030 werden die realen Preise in den Modellrechnungen konstant gehalten.

Die gezeigten Preise für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas gelten dabei für die Kondensationskraftwerke, die Preise für „Erdgas 2“ und „Erdgas 3“ werden für größere und mittlere KWK-Anlagen (100 MW_{el} bzw. 20 MW_{el}) in Ansatz gebracht.

Abbildung 7-2 Varianten für die Brennstoffpreisentwicklung (Preisbasis 2000), 2000-2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf der Basis von EWI/Prognos (2005) sowie Daten von BMWi (www.bmwi.de) und BAFA (www.bafa.de).

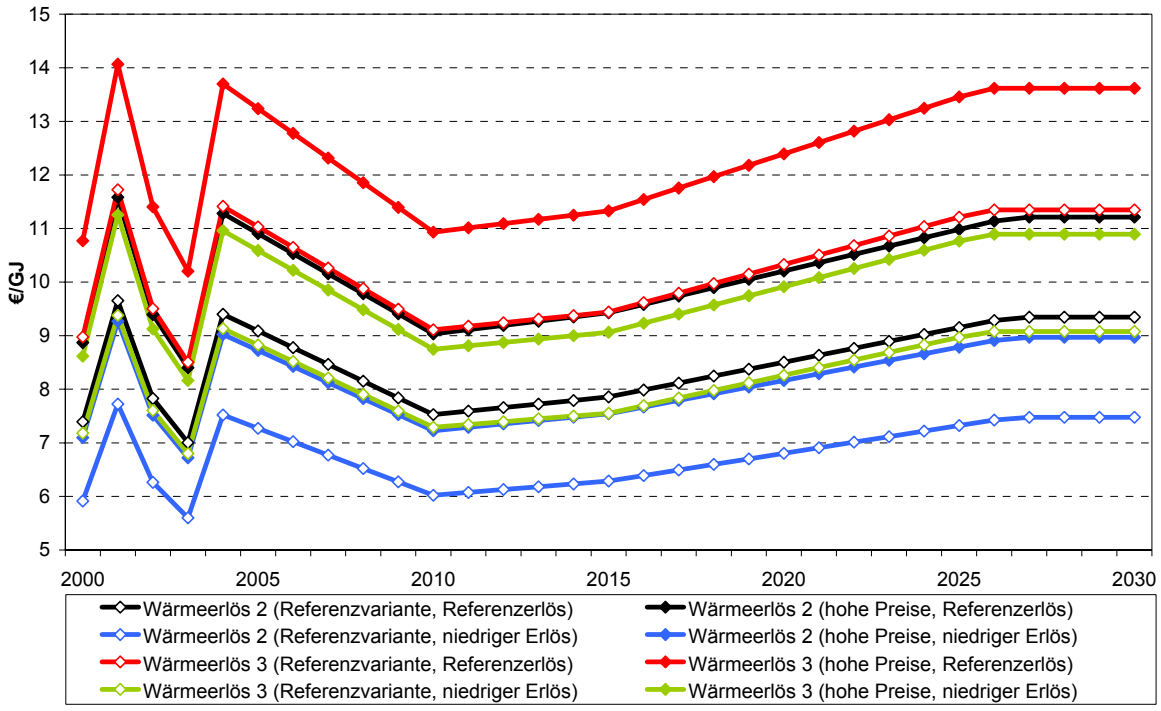
Für die KWK-Anlagen sind neben den Brennstoffkosten vor allem die anlegbaren Preise für den Wärmeabsatz von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Diese Preisen hängen einerseits von den anlegbaren Preisen am Einsatzort der Wärme und andererseits – vor allem im Bereich der Fernwärmeversorgung – von den Verteilkosten ab. Aus beiden Komponenten ermittelt sich der anlegbare Wärmepreis im Kraftwerk.

Als vereinfachender Ansatz wurde für die Modellrechnungen von einer einfachen Schätzung ausgegangen. Die anlegbaren Wärmepreise frei Kraftwerke werden dabei als Funktion der Preise für den Erdgaseinsatz in den KWK-Anlagen ermittelt. In einer Referenzvariante wird

hier das 1,5-fache des Erdgaspreises und in einer niedrigen Variante das 1,2-fache des Bezugspreises für Kraftwerksgas unterstellt.[20]

Für größere KWK-Anlagen dürften die anlegbaren Wärmepreise im Basisjahr bei ca. 20 bis 30 €/MWh liegen, für kleinere Anlagen eher in der Größenordnung von 25 bis 35 €/MWh. Im Zeitverlauf würden sich die Preise entsprechend erhöhen, bei der angenommenen Preisentwicklung für die Energieträger zum Verstromungseinsatz liegt das Band der anlegbaren Wärmepreise für größere KWK-Anlagen dann eher bei 25 bis 35 €/MWh und für mittlere KWK-Anlagen in der Größenordnung von 30 bis 45 €/MWh. Für den Zeitraum nach 2030 werden die (realen) Preise dann wiederum konstant gehalten.

Abbildung 7-3 Varianten für die anlegbaren Wärmepreise (Preisbasis 2000), 2000-2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Hinsichtlich der energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen ist zunächst die Entwicklung der Preise für die CO_2-Emissionsberechtigungen (Zertifikate) von Bedeutung. Hier werden drei verschiedene Entwicklungsvarianten unterschieden:

[20] Die anlegbaren Preise auf der Wärmseite berücksichtigen – im Gegensatz zu den Preisannahmen für den Verstromungseinsatz – die Erdgassteuer. Der Effekt der Erdgassteuer bleibt jedoch für den anlegbaren Wärmepreis insgesamt eher gering.

- In der Referenzvariante liegt der Zertifikatspreis für das Jahr 2005 bei 20 € je Zertifikat (EUA – EU Allowance), geht in den Jahren 2006 und 2007 auf 15 €/EUA zurück und steigt von diesem Niveau ab dem Jahr 2008 jährlich um 0,50 €/EUA. Im Jahr 2030 wird in dieser Entwicklung ein Niveau von 26,50 € erreicht.
- In einer hohen Variante für die Zertifikatspreise geht der Preis für die Zertifikate in den Jahre 2006 und 2007 ebenfall auf 15 €/EUA zurück und steigt ab dem Jahr 2008 um 1,00 €/EUA jährlich, so dass sich im Jahr 2030 ein Preis von 38 €/EUA ergibt.
- In einer niedrigen Variante gehen die Zertifikatspreise 2006 und 2007 auf 10 €/EUA zurück und steigen ab 2008 um 0,25 €/EUA jährlich. Für das Jahr 2030 resultiert dann ein Zertifikatspreis von 15,75 €/EUA.

Neben einer kostenlosen Zuteilung über ein System von Benchmarks kann das EU-Emissionshandelssystem natürlich auch über ein Auktionierungsmodell oder über andere Zuteilungsvarianten erfolgen. Diese können neben der beschriebenen Grundvariante des deutschen Zuteilungsmodells und einer generellen Auktionierungsvariante strukturell im Modell abgebildet und für Variantenuntersuchungen herangezogen werden.

Hinsichtlich des EU-Emissionshandelssystems sind nach der aktuellen Zuteilungsvariante für Deutschland noch weitere Besonderheiten zu berücksichtigen.

- Neue Anlagen werden kostenlos ausgestattet, wobei die Emissionsrechte für 14 Jahre nach Inbetriebnahme mit einem Erfüllungsfaktor von 1,0 zugeteilt werden. Im Modell wurde für den Fall einer kostenlosen Zuteilung ein Neuanlagen-Benchmark von 365 g CO_2/kWh bei Erdgaskraftwerken und 750 g CO_2/kWh für Steinkohlenkraftwerke unterstellt. Für Braunkohlenkraftwerke, die nach dem bisherigen deutschen Modell überwiegend von der Übertragungsregelung Gebrauch machen werden, wurde vereinfachend ein etwas über den realen Emissionen liegender Benchmark von 985 g CO_2/kWh unterstellt, der ebenfalls über einen Zeitraum von 14 Jahren nach Inbetriebnahme ohne Berücksichtigung eines Erfüllungsfaktors als Grundlage für die kostenlose Zuteilung dient. Für KWK-Anlagen erfolgt die Neuanlagenzuteilung nach dem Doppelbenchmark, also bei erdgasbetriebenen Anlagen 365 g CO_2/kWh für Strom und 215 g CO_2/kWh für Warmwasser (Fernwärmeversorgung) bzw. 225 g CO_2/kWh für Prozessdampf (industrielle KWK).
- In der aktuellen Ausgestaltung des deutschen Zuteilungssystems wird ein allgemeiner Erfüllungsfaktor in Ansatz gebracht, mit dem aus den historischen Emissionen die Zuteilung ermittelt wird. In den hier vorgestellten Modellrechnungen wird vereinfachend ein durchschnittlicher Erfüllungsfaktor von 0,95 unterstellt.

- Schließlich ist nach den Regelungen des deutschen NAP für die erste Periode des EU-Emissionshandelssystems eine Sonderzuteilung für die KWK-Stromerzeugung in Höhe von 27 EUA/GWh vorgesehen. Diese dient prioritär der Vermeidung von kontraproduktiven Anreizeffekten für den Betrieb von KWK-Anlagen, kann aber auch bei der Investitionsrechnung eine Rolle spielen.

Neben den Zertifikatspreisen haben noch andere energiepolitische Rahmenbedingungen einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen:

- Für dezentrale Stromerzeugungsoptionen ist die Honorierung von vermiedenen Netzkosten zu berücksichtigen. Hier wird in grober Schätzung für die untersuchten KWK-Anlagen mit Leistungen von 100 und 20 MW_{el} ein Bonus von 5 €/MWh_{el} in Ansatz gebracht.
- Für KWK-Anlagen spielt bei Investitionen (zunächst im Zeitraum bis 2010) der Bonus nach KWK-G eine wichtige Rolle. Danach ist ein Bonus von 17,40 €/MWh (2002-2004), 16,90 €/MWh (2005 und 2006), 16,40 €/MWh (2007 und 2008), 15,90 €/MWh (2009 und 2010) bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen.

Auf der Grundlage dieser zentralen Eingabeparameter (und einer ganzen Reihe weiterer, jedoch nur unwesentlich Ergebnis bestimmenden Kostenansätze) wird für jedes Jahr von 2000 bis 2030 eine Investitionsrechnung durchgeführt, deren Ergebnisse verglichen und unter Rückgriff auf die Unschärfefunktion[21] der notwendige Kraftwerkszubau für das jeweilige Jahr berechnet. Für alle Barwertberechnungen wird in der Standardvariante ein Diskontierungsfaktor von 8 % angenommen.

7.3 Modellergebnisse

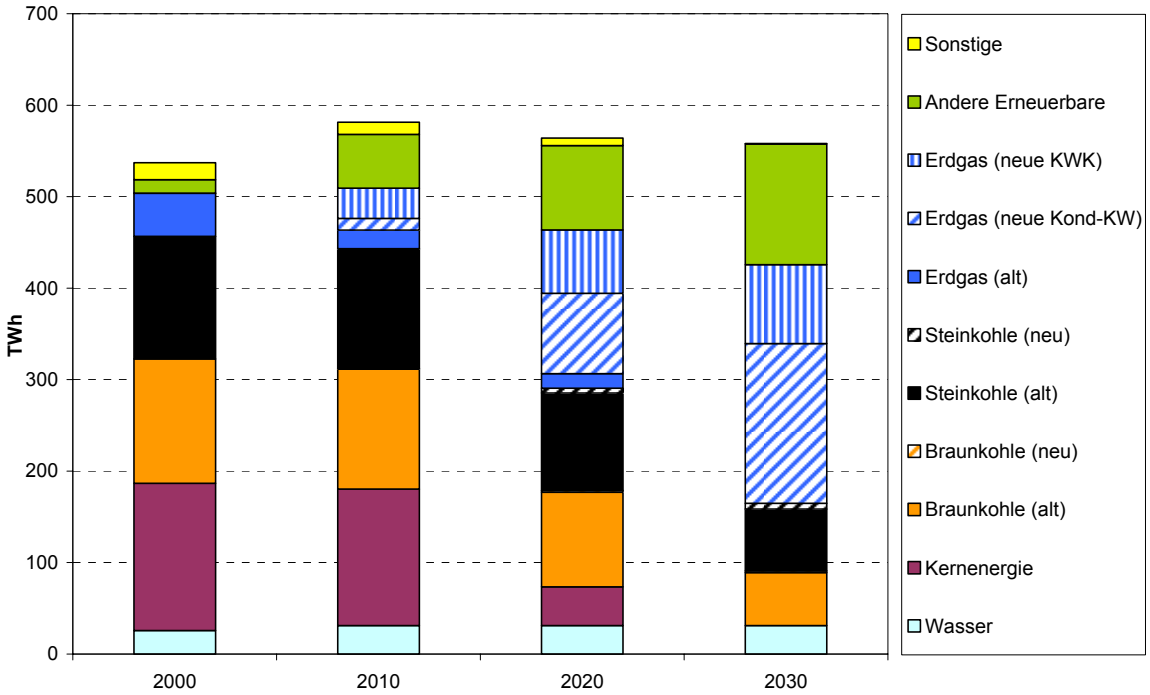
Mit dem beschriebenen Optimierungsmodell kann zunächst der Beitrag der KWK in einer ambitionierten Klimaschutzstrategie bestimmt werden. Exemplarisch wird hier angenommen, dass eine solche Strategie – unter Berücksichtigung des Verzichts auf die Kernenergie – im Stromsektor bis zum Jahr 2030 Emissionsminderungen von ca. 30% gegenüber den aktuellen Emissionsniveaus anstrebt. Werden ambitionierte Klimaschutzziele unterstellt, so ist damit zu rechnen, dass sich in der Tendenz höhere Zertifikatspreise ergeben. Als idealtypisches Modell für die unter Gesichtspunkten der Kosteneffizienz optimale Reinvestitionsstrategie im Bereich

[21] Die Unschärfefunktion wurde für die hier vorliegenden Modellberechnungen mit dem Koeffizienten 0,015 parametrisiert.

der Stromerzeugung kann des Weiteren die Modellierung eines Emissionshandelssystems mit Auktionierung der Zertifikate dienen.[22]

Die Stromerzeugung aus *neuen* KWK-Anlagen steigt danach bis zum Jahr 2030 auf 86 TWh und liegt dann bei einem Anteil von etwa 15% der gesamten Nettostromerzeugung (Abbildung 7-4).[23] Trotz Ansatz der (aus aktueller Sicht wohl eher wahrscheinlichen) hohen Brennstoffpreisvariante für Erdgas[24] und der Referenzvariante für Steinkohle dominiert im Jahr 2030 die Stromerzeugung aus sehr effizienten Erdgas-GuD-(Kondensations-) Kraftwerken. Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke werden in diesem Szenario nahezu nicht mehr gebaut. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien folgt dem fest vorgegebenen Pfad und liegt im Jahr 2030 bei etwa 30% der gesamten Nettostromerzeugung.

Abbildung 7-4 Nettostromerzeugung für die Auktionsvariante bei hohen Zertifikatspreisen (Referenzvariante für Steinkohle und Hochpreisvariante für Erdgas), 2000-2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

[22] Neben dem Emissionshandelsmodell werden in dieser Optimierungsvariante sowohl das KWK-G mit den derzeit geltenden Bestimmungen sowie ein Bonus für vermiedene Netzkosten berücksichtigt.

[23] Vor dem Hintergrund der mit den hier vorgestellten Modellrechnungen Zielstellungen wurde darauf verzichtet, die gesamte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen zu modellieren. Alle im Weiteren getroffenen Aussagen zur KWK beziehen sich stets auf den Bestand der nach 2000 errichteten KWK-Anlagen.

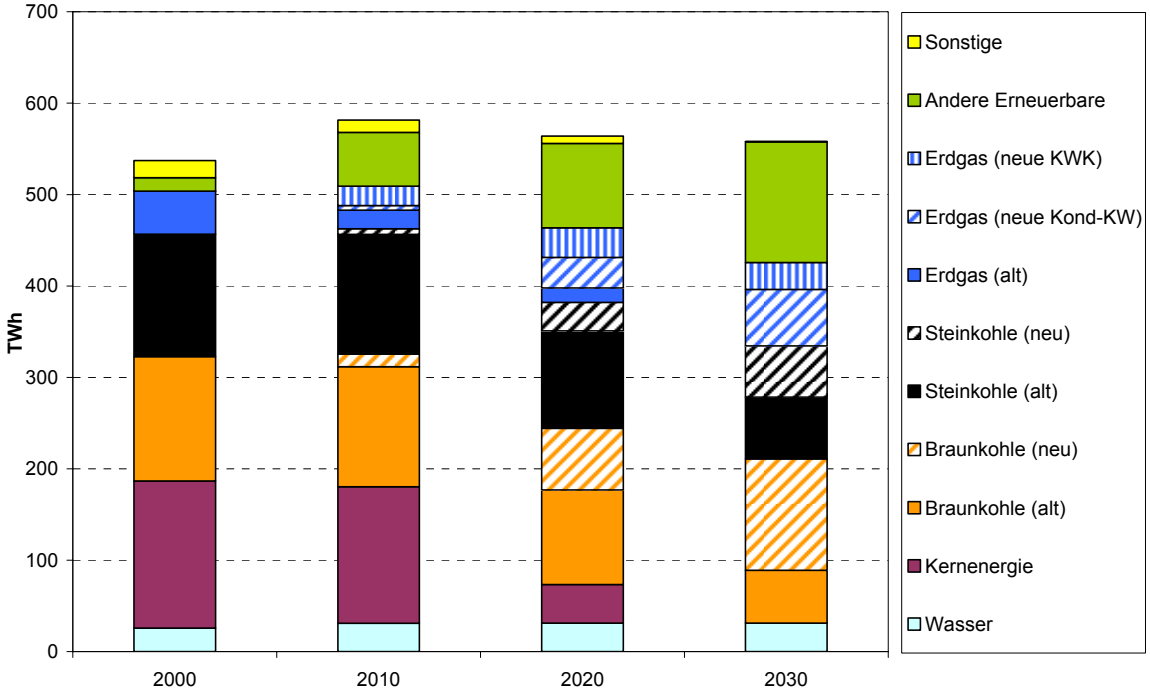
[24] In den Ergebnistabellen (Anhang 3) wird vor diesem Hintergrund die unterstellte hohe Gaspreisvariante als Referenzfall bezeichnet.

Die CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung sinken (unter Berücksichtigung der emissionsmindernden Effekte der KWK außerhalb des Stromerzeugungssystems) um etwa 31%.[25]

Eine auf Kosteneffizienz und prioritär klimaschutzpolitisch ausgerichtete KWK-Politik müsste sich also an den Ergebnissen dieser Modellvariante orientieren.

Den Kontrastpunkt für diese idealtypische Entwicklung bildet eine Modellsimulation unter der Annahme, dass das deutsche Zuteilungsmodell für Neuanlagen auch in den weiteren Emissionshandelsperioden unverändert fortbesteht, Neuanlagen also eine kostenlose und brennstoffdifferenzierte sowie mit langer Bindungswirkung versehene[26] Ausstattung mit Zertifikaten (Abbildung 7-5). Berücksichtigt werden dabei wiederum das bis 2010 förderwirksame KWK-G und die Regelungen zum Bonus für vermiedene Netzkosten.

Abbildung 7-5 Nettostromerzeugung für die Fortsetzung der deutschen Zuteilungsvariante nach NAP 2005-2007 bei hohen Zertifikatspreisen (Referenzvariante für Steinkohle und Hochpreisvariante für Erdgas), 2000-2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

[25] Detailliertere Ergebnisse und die zentralen Annahmen sowie Variantenrechnungen für die verschiedenen Szenarienvarianten sind im Anhang 3 zusammengestellt.

[26] Zuteilung über Neuanlagenbenchmarks und Erfüllungsfaktor 1,0 für einen Zeitraum von 14 Jahren ab Inbetriebnahme.

Der KWK-Ausbau sinkt nach dieser Optimierungsrechnung für den Fall hoher Zertifikatspreise auf deutlich weniger als die Hälfte unter den „optimalen“ Wert der oben beschriebenen Auktionierungsvariante. Letztlich entfällt lediglich ein Drittel der gesamten Erdgasverstromung auf Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung.

Vor dem Hintergrund der brennstoffdifferenzierten Neuanlagenausstattung, die nahezu keine Preissignale für einen Brennstoffwechsel setzt, bleibt letztlich der Anteil der Braun- und Steinkohleverstromung dominierend. Insgesamt gelingt es bis zum Jahr 2030 nur – bei einem zwischenzeitlich starken Emissionswachstum – die CO_2-Emissionen etwa zu stabilisieren (Emissionswachstum gegenüber 2000 von ca. 1%).

Eine ähnliche Situation ergibt sich für die Fortführung des derzeitigen deutschen Zuteilungssystems im Fall niedrigeren Zertifikatspreise, obwohl diese Situation – geringere CO_2-Minderungsbeiträge führen tendenziell zu höheren Zertifikatspreisen – eine eher geringere Wahrscheinlichkeit hat. Die Stromerzeugung neuer KWK-Anlagen steigt hier bis 2030 nur auf 25 TWh, der Anteil der Erdgasverstromung am gesamten Stromaufkommen beträgt nur 85%. Entsprechend ergibt sich gegenüber 2000 auch ein etwas größerer Anstieg der CO_2-Emissionen von ca. 2%.

Für diese Grundvarianten der Simulation wurde eine ganze Reihe von Variantenrechnungen durchgeführt, bei denen die beiden folgenden Einflussgrößen variiert wurden:

- Es wurden Optimierungsrechnungen für den Fall durchgeführt, dass sich die Wärmeerlöse der KWK-Anlagen eher im Bereich des niedrigen Szenarios bewegen.
- Es wurde überprüft, welche Effekte sich mit einer Verlängerung des KWK-G über das Jahr 2010 hinaus (mit einem exemplarischen Satz von 7,50 €/MWh über die jeweilige Abschreibungszeit) ergeben würden.

Die Ergebnisse dieser Variantenrechnungen in ihren Kombinationen sind in Tabelle 7-2 zusammengestellt.[27]

Die Übersicht macht deutlich, dass die Bandbreite der Preisentwicklungen für die CO_2-Zertifikate zwar einen deutlich erkennbaren, aber keineswegs dominierenden Einfluss auf die Investitionsentwicklung bei der KWK einerseits und der CO_2-Emissionen des Gesamtsystems andererseits hat.

Maßgeblich ist in Bezug auf den CO_2-Emissionshandel vor allem das Allokationsverfahren für die Neuanlagen. Solange hier eine kostenlose Zuteilung mit Differenzierung nach Brenn-

stoffen erfolgt, ist ein signifikanter Impuls für die Erdgasverstromung im Allgemeinen sowie die KWK im Besonderen nicht zu erwarten. Erst mit einem Übergang zur Auktionierung (oder einem für Neuinvestitionen wirkungsähnlichen Zuteilungsmodell) kann der CO_2-Emissionshandel die aus Gründen der ökonomischen Effizienz sinnvolle Größenordnung der Investitionen in die KWK anstoßen.

Solange das Emissionshandelssystem nicht entsprechend umgestaltet wird, kann sich im Ergebnis der Modellrechnungen eine Flankierung der KWK über andere Instrumente als notwendig erweisen. Eine Fortsetzung des KWK-G über das Jahr 2010 hinaus (hier exemplarisch für einen Bonusssatz von 7,50 €/MWh berechnet) könnte dazu beitragen, die KWK-Investitionen in eine Größenordnungen zu bringen, die sich in den hier vorgelegten Berechnungen aus Gründen einer ökonomisch effizienten Klimapolitik als sinnvoll erweist.

Tabelle 7-2 Variantenrechnungen mit dem Optimierungsmodell

Zertifikats-preis	Zuteilung	Wärme-erlöse	KWKG	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Neue KWK	CO_2-Trend 2030/2000	
				TWh				Mio. t	
hoch	Auktion	Referenz	läuft aus	60	74	261	86	-100	-31%
		niedrig		64	81	250	12	-92	-28%
	ZuG 2007	Referenz		180	124	91	30	3	1%
		niedrig		197	131	67	1	19	6%
Referenz	Auktion	Referenz		73	88	234	74	-85	-26%
		niedrig		82	97	215	6	-73	-22%
	ZuG 2007	Referenz		183	126	85	25	7	2%
		niedrig		199	133	63	1	21	6%
hoch		Referenz	wird verlängert 7,50€/MWh	151	108	135	94	-25	-8%
		niedrig		189	129	77	10	12	4%
Referenz		Referenz		156	111	127	86	-20	-6%
		niedrig		191	131	72	9	15	5%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Schließlich zeigen die Modellrechnungen sehr eindrücklich, welch entscheidende Rolle und welch große Sensitivität die anlegbaren Wärmepreise für die wirtschaftliche Attraktivität der KWK-Anlagen haben. Offensichtlich ist, dass die Frage der anlegbaren Wärmepreise weniger die im Gesamtsystem erreichbaren CO_2-Minderungen berührt als vor allem ein zentrales Kriterium für die Entscheidungen der Investoren zwischen Erdgas-KWK-Anlagen und Erdgas-GuD-Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung bildet.

Da die anlegbaren Wärmepreise ganz wesentlich von den Kosten für die Wärmeverteilung (v.a. im Bereich der Fernwärmeversorgung, weniger im Bereich der industriellen KWK) abhängen eröffnet sich hier ggf. ein zusätzliches Handlungsfeld für Politiken und Maßnahmen zur Flankierung der Kraft-Wärme-Kopplung.

[27] Dargestellt sind nur diejenigen Kraftwerksoptionen, für die die Optimierung zugelassen war und die nicht durch exogene Begrenzungen in das System hinein gezwungen wurden (erneuerbare Energien) oder deren

Zubau nicht zugelassen war (Kernenergie). Zu einer detaillierteren Ergebnisdarstellung vgl. Anhang 3.

8 Empfehlungen

8.1 Hintergrund

Für den Fall, dass sich die mit dem vorliegenden KWK-G verfolgten Ziele nicht erfüllen, ist die Bundesregierung verpflichtet, geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung vorzuschlagen. So heißt es in § 12 Abs. 1:

„(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie führt Ende 2004 gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter Mitwirkung von Verbänden der deutschen Wirtschaft und Energiewirtschaft unter Berücksichtigung bereits eingetretener und sich abzeichnender Entwicklungen bei der KWK-Stromerzeugung eine Zwischenüberprüfung über die Erreichung der in § 1 Abs. 1 für 2005 und 2010 genannten Ziele, über die Entwicklung der Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen und über das Finanzvolumen durch. Sollten nach dem Ergebnis der Zwischenüberprüfung die genannten Ziele und Vorgaben nicht erreicht werden, sind von der Bundesregierung geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung vorzuschlagen.“

Ob und in welchem Umfang dieser Gesetzesauftrag erfüllt wird, hängt nicht zuletzt von den Ergebnissen des nach wir vor ausstehenden, ursprünglich bis Ende 2004 erwarteten Monitorings ab. Vorausgesetzt, sowohl die Fördergründe als auch die Förderbedürftigkeit der KWK seien gegeben, stellt sich die grundsätzliche Frage nicht nur nach dem geeigneten Fördermodell, sondern auch – in pragmatischer Hinsicht – nach der politischen Umsetzungsfähigkeit der vorzuschlagenden Maßnahmen. Diese hängt nicht zuletzt auch von der politischen Bereitschaft der Fraktionen ab, eine entsprechende Gesetzesänderung in Angriff zu nehmen.

Hierbei wird auch in Rechnung zu stellen sein, dass eine grundsätzliche Umgestaltung des Fördersystems in der noch verbleibenden kurzen Zeitspanne der laufenden Legislaturperiode zu wenig realistisch ist, so dass auf kurze Sicht wohl nur eine Novellierung im Rahmen des vorliegenden KWK-G in Betracht gezogen werden dürfte. Eine grundlegende Umgestaltung wird erst in der folgenden Legislaturperiode möglich sein. Gleichwohl wird es darauf ankommen, die darauf zielende Diskussion schon jetzt wieder aufzunehmen und dafür die entsprechenden Vorschläge zu machen. Im Folgenden soll deshalb nicht nur auf die auch schon kurzfristig als möglich erscheinenden Verbesserungen des vorliegenden KWK-G eingegangen werden, sondern auch auf einen grundsätzlichen Wechsel der Förderphilosophie.

In diesem Kontext ist auch auf die Festlegungen in der „Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO_2-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000“ vom 19.12.2003 für den Fall einer Verfehlung der CO_2-Minderungsziele in Höhe von etwa 10 Mio. t bis 2005 sowie mindestens 20 Mio. t CO_2 bis

zum Jahr 2010 durch Maßnahmen im KWK-Bereich sowie 10 Mio. t CO_2 (2005) bzw. um bis zu 25 Mio. t CO_2 durch andere Maßnahmen hinzuweisen (Basisjahr ist jeweils das Emissionsniveau des Jahres 1998):

„Die von der Bundesregierung angestrebte CO_2-Minderung kann durch ein Bündel von Maßnahmen erbracht werden. Für die Bundesregierung ist die Sanierung und der Ausbau der KWK ein wichtiger Eckpfeiler für die Erreichung der nationalen CO_2-Minderungsziele (Nationales Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 18.10.2000). Die Bundesregierung geht davon aus, daß durch die Kombination aus Selbstverpflichtung der Industrie und einem Förderprogramm CO_2-Minderungen in der Größenordnung der im Klimaschutzprogramm für den Ausbau der KWK genannten Beiträge erreichbar sind. Präferiert wird von der Bundesregierung für die Förderung ein Bonussystem.“

Sofern also Zielverfehlungen für die Minderungszusagen angenommen werden müssen, sind sowohl kurzfristige Maßnahmen zur graduellen Verbesserung der existierenden Instrumente als auch ein längerfristiger Instrumentenwechsel zu untersuchen.

Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass sich seit den Diskussionen um die KWK-Förderung in den Jahren 2000 und 2001 eine Reihe von Veränderungen vollzogen haben, die Einfluss auf die Instrumentierung der KWK-Förderung haben können:

- Hinsichtlich einer klaren Abgrenzung von KWK-Strom ist mit der Erarbeitung und Verbesserung des Verfahrens zur „Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes –“ nach dem Arbeitsblatt FW 308 der AGFW eine belastbare definitorische Grundlage geschaffen worden.

- Mit der EU-Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt vom 11.04.2004 ist vor allem die Abgrenzung der (förderwürdigen) hocheffizienten KWK methodisch geklärt worden. Als hocheffiziente (und damit förderwürdige) KWK wird nach Anhang III der Richtlinie diejenige KWK-Erzeugung spezifiziert, die zu Primärenergieeinsparungen von mindestens 10 % führt (für Klein- und Kleinstanlagen gilt eine etwas einfachere Angrenzung). Die für die Ermittlung der zur Abgrenzung der hocheffizienten KWK benötigten Parameter (harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte) werden durch die Kommission bis zum 21.02.2006 festgelegt.

- Mit dem novellierten Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) sowie mit dem KWK-G sind inzwischen verschiedene Umlagemechanismen eingeführt und erprobt worden, mit denen die Problematik der Sonderabgaben nicht entsteht.

- Sowohl im Rahmen des KWK-G als auch mit den Regelungen des Zuteilungsgesetzes 2007 (ZuG 2007) bzw. den entsprechenden untergesetzlichen Regelungen für die Umset-

zung des EU-Emissionshandelssystems sind belastbare Zertifizierungs- und Monitoring-Verfahren (u.a. auch für KWK-relevante Sachverhalte) geschaffen worden.

- Sowohl im Rahmen des Emissionshandelssystems als auch im Rahmen des EEG werden verschiedene Registersysteme entwickelt, die für Nachweisverfahren eine wichtige Rolle spielen.

Eine Reihe von Praktikabilitätsfragen, die im Rahmen der Auseinandersetzungen um die KWK-Förderung in den Jahren 2001 und 2002 sehr kontrovers diskutiert worden sind, können daher als deutlich weniger problematisch angesehen werden.

Schließlich soll darauf hingewiesen werden, dass angesichts der veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Förderung hocheffizienter KWK-Anlagen vor allem auf Anreize zur Errichtung neuer KWK-Anlagen abstellen sollte. Eine über die im KWK-G vorgesehenen Zeiträume hinausgehende Förderung von Bestandsanlagen erscheint als weniger notwendig.

8.2 Maßnahmenvorschläge

8.2.1 Vorbemerkungen

Sowohl in der energiepolitischen als auch in der energiewirtschaftlichen Debatte wird zunehmend die Frage thematisiert, ob es nach Einführung des Emissionshandelssystems noch einer technologiespezifischen Förderung der KWK bedarf. Wenn nach Einführung des Emissionshandelssystems die Vorteile der KWK in Bezug auf Emissionsminderung oder effiziente Ressourcennutzung hinreichend honoriert werden, erhält die Frage nach der Sinnfälligkeit einer technologiespezifischen Förderung für eine weitgehend ausgereifte Technologie wie die KWK eine neue Relevanz.

Diese Fragestellung auf einer abstrakten und sehr allgemeinen Ebene blendet jedoch die Tatsache aus, dass es nicht *das* EU-Emissionshandelssystem gibt. Sowohl die EU-Emissionshandelsrichtlinie an sich, aber auch die unterschiedlichen Umsetzungsvarianten in den Mitgliedstaaten sind weit davon entfernt, eine umfassende und einheitliche Einpreisung von CO_2-Kosten in das Entscheidungskalkül von Anlagenbetreibern und Investoren zu gewährleisten und somit die Umwelt- und Ressourcenvorteile der KWK umfassend zu honorieren:

- Für den Betrieb existierender Anlagen werden die CO_2-Preissignale nur dann einheitlich gesetzt, wenn die Opportunitätskosten der CO_2-Zertifikate in Ansatz gebracht werden. Dies ist für die deutsche Variante der Zuteilung in einer Reihe von Konstellationen (noch) nicht der Fall (vielfältige Ex post-Anpassungen).

- Für eine Entscheidung über die Vorziehung (oder Verschiebung) des Ersatzes alter Anlagen durch Neuanlagen sind mit den vergleichsweise großzügigen Zuteilungsregelungen für Neuanlagen (Übertragungsregelung, kostenlose Zuteilung für zusätzliche Neuanlagen) im deutschen Zuteilungssystem für die Periode 2005-2007 hohe Anreize gesetzt.
- Für die Entscheidungen bei Neuinvestitionen (und diese repräsentieren wahrscheinlich das größte CO_2-Minderungspotenzial) sind vor allem mit der kostenlosen brennstoffdifferenzierten Zuteilung für Neuanlagen die CO_2-Preissignale für die Investitionsentscheidungen weitgehend erodiert worden. Hier ist die konkrete Umsetzung wohl am weitesten von der Grundidee des Emissionshandels und seiner idealtypischen Anreizfunktion entfernt.

Sofern die Preissignale, die im idealtypischen Emissionshandelssystem durchgehend für eine effiziente Allokation der Ressourcen sorgen sollen, in der konkreten Umsetzung mehr oder weniger stark erodiert worden sind, könnte sich eine Legitimation für zusätzliche Instrumente, z.B. zur KWK-Förderung ergeben, mit der die ausfallenden Anreizeffekte zumindest teilweise kompensiert werden können.[28]

Aber auch vor dem Hintergrund der vielfältigen Hemmnisse, die dem Einsatz der KWK entgegen stehen sowie der Tatsache, dass für die langfristige Nutzung der KWK Strukturen v.a. im Bereich der Wärmesenken gesichert werden müssen, die Optimierung im Rahmen des Emissionshandelssystems aber sehr kurzfristig erfolgt, lässt sich ein KWK-spezifisches Instrumentarium rechtfertigen.

Trotz dieser Einschränkungen sollte natürlich eine verbesserte Funktionalität des EU-Emissionshandelssystems eine prioritäre Rolle auch für die angestrebte Entwicklung der KWK spielen.

8.2.2 Verbesserungen des EU-Emissionshandelssystems mit besonderem Blick auf die KWK

An dieser Stelle soll nicht auf die gesamte Diskussion um die konkrete Umsetzung des EU-Emissionshandelssystems eingegangen werden, hierzu wird auf die entsprechende Literatur verwiesen (vgl. dazu insbesondere DIW/Öko-Institut/ISI 2005).

---

[28] Dass diese Erodierung der CO_2-Preissignale signifikant ist, zeigen die Berechnungen im Kapitel 7 sehr deutlich. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die KWK einen wichtigen Beitrag zur kosteneffizienten CO_2-Minderung erbringen kann, sei auch auf den Sachverhalt verwiesen, dass nach den Erfahrungen des KWK-G Investitionen in KWK bei Bonussätzen von ca. 15 €/MWh (über 5 Jahre) ausgelöst worden sind, die monetären Vorteile aus der Ausstattung über Doppelbenchmarks sich bei CO_2-Preisen von ca. 20 €/EUA aber nur auf ca. 2 €/MWh (allerdings für einen längeren Zeitraum) belaufen.

Hinsichtlich der Effekte des prinzipiell nicht technologieorientierten Instruments Emissionshandel für die KWK sei auf die systemimmanenten Schwachstellen der in Deutschland umgesetzten Zuteilungsvariante mit besonderem Blick auf die KWK verwiesen:

- Das EU-Emissionshandelssystem bleibt bis auf weiteres eine partielles Emissionshandelssystem. Damit besteht für die KWK als potenziell systemüberschreitende Technologie (die konkurrierende Stromerzeugung ist weitgehend vom Emissionshandelssystem erfasst, die konkurrierende Wärmeerzeugung jedoch für wichtige Bereiche wie die Fern- und Nahwärmeversorgung eher nicht) das Problem von Wettbewerbsverzerrungen.
- Sofern die Zuteilung an Neuanlagen kostenlos und nach Technologien oder Brennstoffen differenziert erfolgt, ergibt sich in der Investitionsrechnung kein Preissignal für CO_2-Minderungen, die sich aus dem Brennstoffwechsel ergeben. Die CO_2-Vorteile von KWK-Anlagen werden damit nur unzureichend honoriert, die Einpreisung von CO_2-Emissionen wird durch diesen Zuteilungsansatz erodiert.

Der erstgenannte Problembereich bleibt erhalten, wenn das EU-Emissionshandelssystem als partielles System fortbesteht, wovon zumindest für die nächsten Jahre auszugehen ist. Eine Weiterentwicklung der in Deutschland implementierten Zuteilungsvariante für KWK könnte vor diesem Hintergrund in zwei Richtungen erfolgen:

1. Der der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen zuzurechnende Brennstoffeinsatz (dieser ist pragmatisch und mit den existierenden Regelwerken einfach zu bestimmen) wird von der Nachweispflicht für Emissionsberechtigungen befreit.[29] Zwar ist dies eine Abkehr vom grundsätzlichen Ex ante-Zuteilungsprinzip der EU-Emissionshandelsrichtlinie in ihrer derzeitigen Fassung, ist aber – im Gegensatz zu vielen anderen Ex post-Anpassungen – anreiztechnisch nicht bedenklich. Diese Option würde jedoch eine Änderung der EU-Emissionshandelsrichtlinie erfordern und hat insofern erst mittelfristig (nach 2012) reale Umsetzungschancen.
2. Die relative Wettbewerbsposition der Wärme aus KWK wird in denjenigen Verbrauchsbereich, die nicht dem Emissionshandelssystem unterliegen, durch zusätzliche Maßnahmen gestärkt. Hierzu sind verschiedenen Ansatzpunkte möglich
   a) Die dem KWK-Prozess zuzurechnende Wärme wird durch einen Zuschlag gefördert, sofern sie in Verbrauchsbereiche fließt, die nicht dem EU-Emissionshandelssystem unterliegen. Dieser Zuschlag kann als Bonus, aber auch als handelbares Zertifikat ausgestaltet sein. Neben einer Reihe von eher technischen Umsetzungsproblemen (v.a. bei

[29] Dieses Verfahren war im nationalen CO_2-Emissionshandelssystem Dänemarks gewählt und erprobt worden, musste aber mit Einführung des EU-Emissionshandelssystems wieder aufgegeben werden.

Abgrenzung und Zuordnung zum EU-Emissionshandelssystem) können sich in bestimmten Konstellationen jedoch auch ökologisch kontraproduktive Effekte einstellen.[30]

b) Die Marktposition der mit Wärme aus dem KWK-Prozess konkurrierenden Energien wird z.B. durch steuerliche Maßnahmen verändert. Hierzu bieten die Mineralöl- und Erdgasbesteuerung eine hinreichend ausgeformte und etablierte Grundlage. Eine entsprechende Korrektur der Marktposition müsste jedoch zusätzlich auch für die Fern- oder Nahwärme erfolgen, die nicht aus KWK-Prozessen gespeist wird. Hier wäre instrumentell Neuland zu betreten (Differenzierung der Steuersätze nach dem speisenden Prozess, Behandlung von Netzverlusten etc.). Maßgeblich für die entsprechenden Maßnahmen ist dabei nicht, ob eine Besteuerung der jeweiligen Energieträger generell erfolgt, sondern wie sie sich nach Einführung des Emissionshandelssystems relativ entwickelt.

Vor diesem Hintergrund wäre zu empfehlen, eine Lösung der KWK-spezifischen Problematik im Emissionshandelssystem außerhalb des Emissionshandelssystems anzustreben. Dafür könnte die relative Marktposition der KWK-Wärme kurzfristig durch die Besteuerung derjenigen Konkurrenzenergien zu verbessern, die nicht vom EU-Emissionshandelssystem erfasst sind. In der mittelfristigen Perspektive sollte in Bezug auf die KWK-Wärme eine Änderung der EU-Emissionshandelsrichtlinie verfolgt werden, bei der die der KWK-Wärmeproduktion zuzurechnenden Brennstoffeinsätze bzw. die damit verbundenen CO_2-Emissionen von der Zertifikats-Nachweispflicht befreit werden.

Hinsichtlich der grundsätzlichen Probleme des EU-Emissionshandelssystems bei kostenloser Ausstattung von Neuanlagen in Abhängigkeit von den eingesetzten Brennstoffen (bzw. anderen Prozessmerkmalen) ist eine grundlegendere Neuausrichtung des (deutschen) Zuteilungsmodells unausweichlich, wenn die aus der Einpreisung von CO_2-Minderungseffekten resultierende Änderung des Wirtschaftlichkeitskalküls bei Investitionen angestoßen werden soll. Hierzu sind vor allem folgende Ansätze möglich:

1. Angeraten wäre zunächst der schnellstmögliche Übergang zu einem Zuteilungsmodell, das zu (schnell) wachsenden Teilen auf einer Auktionierung der Emissionsberechtigungen beruht. Dies erfordert jedoch eine Änderung der EU-Emissionshandelsrichtlinie, die den Anteil der per Auktion zugeteilten Emissionsberechtigungen bis 2012 auf maximal 10%

[30] So könnten z.B. Anreize zur Investition in KWK-Anlagen mit niedrigen Stromkennzahlen gesetzt werden (Orientierung auf möglichst hohe Zusatzerträge aus dem Wärme-Zuschlag). Da sich der ökologische Vorteil der KWK jedoch vor allem über die Stromseite ergibt, nehmen die Qualität und der Umweltentlastungseffekte der KWK mit der Stromkennzahl zu. Anreize für niedrige Stromkennzahlen (d.h. niedrige „Stromausbeute“ aus der jeweiligen Wärmesenke) sind daher ökologisch kontraproduktiv.

der insgesamt zuzuteilenden Menge beschränkt (wobei dieser Anteil für die Phase 2008-2012 natürlich bereits ausgeschöpft werden sollte).

2. Hilfsweise – und zumindest für Neuanlagen mit gleichem Einpreisungseffekt – könnte an Stelle einer Auktionierung der Emissionsberechtigungen für alle Anlagen der Verzicht auf die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an Neuanlagen treten. Die Investoren müssten so damit kalkulieren, die benötigten CO_2-Emissionsberechtigungen komplett auf dem Markt zuzukaufen. Als negativer Anreizeffekt st bei dieser Variante jedoch zu berücksichtigen, dass die Kombination aus kostenloser Zuteilung für Bestandsanlagen und Zukauf für Neuanlagen zumindest in gewissem Umfang Investitionsattentismus nach sich ziehen kann, also ein Anreiz besteht, Bestandsanlagen so lange wie möglich zu betreiben und Neuinvestitionen so weit wie möglich zu verschieben.
3. Schließlich könnte an Stelle der kostenlosen und prozess- bzw. brennstoffdifferenzierte Zuteilung für Neuanlagen ein System von produktbezogenen Ausstattungs-Benchmarks treten (Zuteilung je Einheit Produkt, ohne Berücksichtigung unterschiedlicher Prozesse oder Einsatzmaterialien), mit dem das Emissionsniveau der jeweiligen Anlage an einem einheitlichen Benchmark gespiegelt wird und so ein einheitliches Preissignal für die CO_2-Emissionen geschaffen werden kann. Zentral wäre in einem solchen Modell für die Entwicklung der KWK die Weiterführung des Doppel-Benchmark-Verfahrens für Mehrproduktanlagen wie z.B. die KWK. Erhebliche Probleme ergeben sich für diese Variante – angesichts der als realistisch angesehenen Größenordnung der produktspezifischen Neuanlagenbenchmarks – jedoch aus den Umverteilungseffekten der in dieser Variante sehr groß zu bemessenden Zertifikatsreserve für Neuanlagen.

Vor dem Hintergrund der Rahmenvorgaben durch die EU-Emissionshandelsrichtlinie ist die erste Option erst mittelfristig (nach 2012) Erfolg versprechend. Auf Grund der politischen Vorfestlegungen wäre der Verzicht auf eine kostenlose Zuteilung für Neuanlagen zumindest für Deutschland bis zum Ende der zweiten Emissionshandelsperiode (2008-2012) nur gegen massive politische Widerstände durchsetzbar.

Prinzipiell gilt dies auch für die Variante einer kostenlosen Neuanlagenzuteilung auf Basis produktdifferenzierter Benchmarks. In der Zusammenschau der verschiedenen Diskussionen um den Nationalen Allokationsplan für die Periode 2008-2012 (vor allem mit Blick auf die Übertragungsregelung) erscheint diese Option jedoch nicht von vorneherein als aussichtslos.

Da die diskutierten Varianten zwar aus einer grundsätzlichen (und theoretischen) Perspektive prioritär zu verfolgen wären, ergibt sich als Second best-Option bzw. komplementäre Instrumentierung auch die Weiterführung der gezielten KWK-Förderung.

8.2.3 Verbesserungen im Rahmen des bestehenden KWK-G

8.2.3.1 Vorbemerkungen

Denkbar erscheinen Veränderungen im Rahmen der bestehenden Förderregelungen, also eines Bonusmodells. Solche Veränderungen könnten an fünf Stellen ansetzen:

a) Fristenverlängerungen für die Inbetriebnahme modernisierter Anlagen,

b) Öffnung des Modells für den Zubau von KWK-Anlagen,

c) Generelle Öffnung des Modells für KWK-Stromerzeugung jenseits der Einspeisung in die Netze der allgemeinen Versorgung,

d) Laufzeitverlängerung für die Zulagen,

e) Erhöhung der Zulagensätze.

Diese verschiedenen Optionen können zumindest teilweise miteinander kombiniert werden und führen in unterschiedlichem Maße zur Veränderung des existierenden KWK-G, das aber in seiner Grundkonstruktion erhalten bleiben könnte.

8.2.3.2 Fristenverlängerungen für die Inbetriebnahme

Nach den aktuellen Regelungen des KWK-G schränken eine Reihe von Fristen die Fördertatbestände ein:

- Modernisierte KWK-Anlagen im Sinne des KWK-G sind nur dann zuschlagsberechtigt, wenn sie spätestens bis zum 31. Dezember 2005 wieder in Dauerbetrieb genommen worden sind. Überdies mussten sie bis zum 1. April 2003 ein Antrag auf Erteilung einer Genehmigung im Sinne des § 10 Abs. 1 Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Verbindung mit § 3 der Neunten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bei der dafür zuständigen Behörde gestellt haben.

- Mit Ausnahme der Zuschlagszahlungen für Brennstoffzellen sowie der genannten kleinen KWK-Anlagen mit einer Leistung bis zu 50 kW enden die Zuschlagszahlungen spätestens mit Ablauf des Jahres 2010.

In einer sehr einfachen Novellierung des KWK-G könnte die ersten Fristvorgaben aufgehoben werden.

Mit einer Streichung des zweiten Halbsatzes des § 5 Abs. 1 Nr. 3 Satz 1 sowie einer Streichung von § 5 Abs. 1 Nr. 3 Sätze 5 und 6 könnten auch modernisierte Anlagen, die nach Ende

2005 in Betrieb genommen wurden bzw. keine Anmeldung bis zum 1. April 2003 vorgenommen haben, bis einschließlich 2010 eine Zuschlagsberechtigung erwerben.

Entsprechend könnte auch die Begrenzung der Zuschlagzahlungen für kleine KWK-Anlagen mit einer Leistung bis 50 kW aufgehoben werden.[31]

Die CO_2-Minderungseffekte dieser sehr einfachen Gesetzesänderungen blieben allerdings deutlich beschränkt.

Die bis Ende 2005 in Betrieb gehenden modernisierten KWK-Anlagen erhalten in den fünf Jahren bis 2010 eine kumulierte Zuschlagszahlung von 8,15 ct je Kilowattstunde Jahreserzeugung. Bei Realisierungszeiten von mindestens zwei bis drei Jahren ist eine Inbetriebnahme der nach der o.g. beschriebenen Novellierung des KWK-G zusätzlich zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen frühestens zu Ende 2008 zu erwarten. Die kumulierten Zuschläge würden nach nur noch 39 % (Inbetriebnahme Anfang 2009) bzw. 20 % (Inbetriebnahme Anfang 2010) des o.g. Satzes betragen. Die zur Erzielung der verbleibenden Lücken für die CO_2-Minderung notwendigen Investitionsvolumina könnten damit kaum erreicht werden.

Die mit der Änderung für die kleinen KWK-Anlagen mit einer Leistung bis zu 50 kW einher gehenden Effekte blieben ebenfalls deutlich beschränkt. Die bisher über das KWK-G erzielten CO_2-Minderungen betragen für den Bereich der kleinen KWK-Anlagen bis 50 kW weniger als 50.000 t CO_2 pro Jahr. Über die gesamte Laufzeit der wie oben vorgenommenen Änderung für die Fristenregelung für kleine KWK-Anlagen bis 50 kW wäre bei Fortschreibung der aktuellen Trends eine CO_2-Minderung von unter 100.000 t CO_2 zu erwarten.

Der wesentliche Vorteil der beiden beschriebenen Änderungen des KWK-G besteht also darin, dass sie sehr einfach und ohne weitere Eingriffe in die Architektur des KWK-G vorgenommen werden können. Als wesentlicher Nachteil bleibt zu bilanzieren, dass eine Lückenschließung bei der zusätzlichen CO_2-Minderung von ca. 10 Mio. t CO_2 bis zum Jahr 2010 auf Grund dieser Änderungen nicht erwartet werden kann.

[31] Die Novelle des KWK-G vom 22. September 2005 hat den hier zu verfolgenden Weg für die kleinen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW vorgezeichnet. Bis zum 31. Dezember 2008 in Betrieb genommene Anlagen erhalten nunmehr die Zuschlagszahlungen über einen Zeitraum von 10 Jahren.

8.2.3.3 Öffnung des Modells für den Zubau von KWK-Anlagen

Die Förderung im Rahmen des KWK-G beschränkt sich für die KWK-Anlagen jenseits der kleinen KWK-Anlagen bis 2 MW auf die Modernisierung vorhandener Anlagen ohne Erhöhung des Anschlusswertes des jeweiligen Fernwärme-Versorgungsnetzes.

Mit einer Streichung von § 5 Abs. 1 Nr. 3 und einer Ersetzung durch eine neue Regelung unter § 5 Abs. 1 Nr. 3

„*neue KWK-Anlagen (Neuanlagen) oder Bestandsanlagen, die modernisiert und nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes wieder in Dauerbetrieb genommen werden (modernisierte Anlagen). Eine Modernisierung liegt vor, wenn wesentliche die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert worden sind und die Kosten der Erneuerung mindestens 50 vom Hundert der Kosten für die Neuerrichtung der gesamten Anlage betragen.*“

könnte die Beschränkung auf durch Bestandsanlagen gespeiste Wärmesenken aufgehoben und somit der KWK-Zubau auch für die großen KWK-Anlagen im Rahmen des KWK-G ermöglicht werden. In den anderen Regelungen des KWK-G wäre für diesen Fall die Nennung von „modernisierten Anlagen“ durch „Neuanlagen“ zu ergänzen.

Die zusätzlichen CO_2-Minderungseffekte dieser Regelung wären jedoch ohne weitere Änderungen des KWK-G jenseits der im Kapitel 8.2.3 beschriebenen Verbesserungen eher gering.

8.2.3.4 Generelle Öffnung des Modells für KWK-Stromerzeugung jenseits der Einspeisung in die Netze der allgemeinen Versorgung

Die Förderung im Rahmen des KWK-G beschränkt sich auf denjenigen KWK-Strom, der in Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität aufgenommen wird.

Diese Regelung ist in den vergangenen Jahren jedoch offensichtlich durch eine ganze Reihe von Ausweichreaktionen unterlaufen worden

- Für die Ermittlung des Anteils von KWK-Strom an der gesamten aufgenommenen Strommenge wird offensichtlich das „Proportionalitätsprinzip“ (das pro rata-Verfahren des VDN) weitgehend nicht in Ansatz gebracht.
- Offensichtlich wurde eine ganze Reihe von Verteilungsanlagen durch Verpachtung etc. in Netze der allgemeinen Versorgung „umdefiniert“.

Trotzdem könnte eine Öffnung des Förderansatzes auch für die Stromeigenproduktion gerade für die Investitionen in Neuanlagen zusätzliche Anreize geben und damit zusätzliche CO_2-Minderungen induzieren.

Vor diesem Hintergrund wäre die Zulässigkeit einer Förderung für die gesamte KWK-Nettostromerzeugung vor allem für Neuanlagen eine sinnvolle Veränderung des KWK-G. Die Öffnung der KWK-G-Förderung für Bestandsanlagen würde dagegen vor allem zu Mitnahmeeffekten führen.

Das KWK-G könnte vor diesem Hintergrund in § 4 wie folgt geändert werden. Hinzugefügt würde ein Absatz 3a:

„(3a) Für den nicht in Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität aufgenommenen Anteil der KWK-Stromerzeugung von neuen oder modernisierten KWK-Anlagen ist ebenfalls ein Zuschlag zu entrichten."

Die Regelung des § 4 Abs. 4 wäre konsequenterweise durch die folgende Regelung zu ergänzen:

„Die Verpflichtung zur Zahlung des Zuschlags durch den Netzbetreiber nach § 4 Abs. 3a bleibt davon unberührt."

Mit einer solchen Regelung könnten für KWK-Projekte, die ganz oder teilweise der Eigenstromversorgung dienen, zusätzliche Anreize gesetzt werden. Mit einer hohen Wahrscheinlichkeit würde dies vor allem kleine KWK-Anlagen (z.B. in der Objektversorgung und im Contracting-Bereich), aber auch mittlere Industrieanlagen betreffen.

Voraussetzung für die Erzielung von zusätzlichen CO_2-Minderungen über die hier diskutierte Änderung des KWK-G wäre jedoch eine Abschaffung der Fristenregelungen (Kapitel 8.2.3.2) sowie die Öffnung für den Zubau von KWK-Anlagen, da andernfalls überwiegend Mitnahmeeffekte erzielt würden bzw. die Regelung ins Leere laufen würde.

8.2.3.5 Laufzeitverlängerung und Anpassung der Zulagen

Wirkliche Investitionsimpulse im Bereich der KWK können aus der aktuellen Perspektive nur dann erwartet werden, wenn neu errichtete oder modernisierte KWK-Anlagen Zuschlagszahlungen in einem bestimmten Mindestvolumen erhalten können.

Für neu errichtete KWK-Anlagen im höheren Leistungsbereich könnte die Förderung an der Größenordnung von 1,5 ct/kWh über einen Zeitraum von etwa 5 Jahren (oder den entsprechenden Betriebsstunden ausgerichtet werden.[32]

[32] Diese Größenordnung wurde aus zwei Überlegungen abgeleitet. Erstens haben sich die Zulagensätze des KWK-G für den Zeitraum 2005-2010 für die bis Ende 2005 abgeschlossenen Modernisierungsinvestitionen als offensichtlich ausreichender Anreiz erwiesen. Der Barwert der Zulagenzahlungen beläuft sich dabei auf ca. 7 ct/kWh Jahresproduktion entspricht (Zulagensätze für Neuanlagen im Zeitraum 2006 bis 2010, Diskon-

Sofern die Zuschlagszahlungen auch auf den eigenverbrauchten KWK-Strom gewährt werden sollen (Kapitel 8.2.3.4), ist statt des Bezuges auf eine bestimmte Zahl von Jahren die Begrenzung der Zuschlagszahlungen auf eine bestimmte Anzahl von Betriebsstunden angemessen; eine Beschränkung der Zuschlagszahlungen auf 30.000 Betriebsstunden ist sinnvoll.

Für kleine KWK-Anlagen im Bereich zwischen 50 kW und 2 MW wären entsprechend erhöhte Zulagensätze (z.B. in der Größenordnung von 2 bis 2,5 ct/kWh) vorzusehen.

Eine solche Modifikation des KWK-G könnte über die Einfügung eines neuen Absatzes 3a in § 7 umgesetzt werden:

„(3a) Betreiber modernisierter Anlagen und neuen KWK-Anlagen, die ab dem 01.01.2006 ihren Dauerbetrieb aufnehmen, haben für KWK-Strom ab Aufnahme des Dauerbetriebs als modernisierte oder neue Anlage einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 1,5 ct pro Kilowattstunde für 30.000 Vollbetriebsstunden der modernisierten oder neuen KWK-Anlage. Betreiber kleiner KWK-Anlagen nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1, die ab dem 01.01.2006 ihren Dauerbetrieb aufnehmen, haben für KWK-Strom ab Aufnahme des Dauerbetriebs einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 2,5 ct pro Kilowattstunde für 30.000 Vollbetriebsstunden der Anlage.“

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass zwischen Höhe der Bonuszahlung und Begünstigungszeitraum ein enger Zusammenhang besteht, wären natürlich auch geringere Bonussätze mit längeren Laufzeiten vorstellbar, die die gleiche Anreizwirkung entfachen.

Eine solche Regelung könnte – im Zusammenspiel mit den in den Kapiteln 8.2.3.3 und 8.2.3.4 beschriebenen Änderungen – für neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von über 2 MW erhebliche Investitionsanreize setzen. Angesichts der benötigten Umsetzungszeiten sowie des bis 2010 verbleibenden Zeitraums wird selbst eine solche Regelung nur teilweise zur Schließung der Lücke bei den angestrebten CO_2-Minderungen beitragen können.

tierungsfaktor 8%). Zweitens wurde in den im Kapitel 7 vorgelegten Modellberechnungen die Attraktivität von KWK-Investitionen im Vergleich zu Investitionen in Kondensationskraftwerken umfassend analysiert. Hierbei ergab sich, dass bei Zahlung einer Zulage von 0,75 ct/kWh über den Planungshorizont von 15 Jahren (bei KWK-Anlagen) eine solche Attraktivität gezeigt werden konnte. Dies entspricht einem Barwert von ca. 6,5 ct/kWh Jahresproduktion. Bei einer Zahlung der Zulagensätze über einen Zeitraum von etwa 5 Jahren (oder dem entsprechenden Äquivalent an Betriebsstunden) resultiert aus einem Barwert von 6,5 bis 7,0 ct/kWh Jahresproduktion ein Zulagensatz von 1,5 bis 1,6 ct/kWh. Diese Zulagensätze sind hier als exemplarische Größenordnung zu verstehen. Grundsätzlich können entweder der Zeitraum für die Zuschlagszahlung ausgedehnt (dies würde niedrigere Zuschlagsätze nach sich ziehen) oder aber der Zeitraum verkürzt und die Zuschlagsätze erhöht werden.

8.2.3.6 Erhöhung der Zulagensätze

Eine Erhöhung der Zulagen ohne Entfristung der Zulagenregelungen (Kapitel 8.2.3.2) bzw. Öffnung für den Verbrauch eigenerzeugten KWK-Stroms (Kapitel 8.2.3.4) würde kaum zusätzliche KWK-Investitionen induzieren, wenn die Zuschlagssätze nicht für nach dem 1.01.2006 in Betrieb genommenen KWK-Anlagen sehr deutlich angehoben würden. Die entsprechenden Erhöhungen (50 % und mehr für KWK-Anlagen größer 2 MW) sind jedoch kaum als realistisch anzusehen.

8.2.3.7 Zwischenfazit

Wie die Analyse der verschiedenen Einzeloptionen gezeigt hat, werden ausreichende Anreize für Investitionen im KWK-Bereich zur Umsetzung der verbleibenden CO_2-Minderungsbeiträge durch KWK nur dann gesetzt werden können, wenn eine Kombination verschiedener Änderungen umgesetzt wird.

- Für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 50 kW könnte eine Verlängerung der Zuschlagsberechtigung (entsprechend Kapitel 8.2.3.5) in Kombination mit der Öffnung für den Zubau neuer KWK-Anlagen (gemäß Kapitel 8.2.3.3) und der Öffnung für den Eigenverbrauch von KWK-Strom (nach Kapitel 8.2.3.4) einen Investitionsanreiz entfalten, der erheblich zur Lückenschließung bei den CO_2-Minderungen durch KWK könnte.

- Für kleine KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 50 kW könnte die weitere Entfristung (entsprechend Kapitel 8.2.3.2) in Verbindung mit der Öffnung für den Eigenverbrauch (Kapitel 8.2.3.4) einen erheblichen Anreiz zum KWK-Ausbau in dieser Leistungsklasse setzen.

Wie die Überlegungen zu den Einzelregelungen zeigen, wären entsprechende Änderungen ohne Änderungen in der Grundstruktur des bestehenden KWK-G umzusetzen und könnten vergleichsweise kurzfristig erfolgen.

8.2.4 Systemwechsel zu einem Quotenmodells mit handelbaren Zertifikaten

8.2.4.1 Vorbemerkungen

Das hinsichtlich der verschiedenen Ausgestaltungsoptionen bereits umfangreich beschriebene und diskutierte Quotenmodell könnte mit zwei verschiedenen Ansatzpunkten eingeführt werden:

a) Einführung eines Quotenmodells für die gesamte KWK-Stromerzeugung

b) Einführung eines Quotenmodells für die KWK-Stromerzeugung aus Neuanlagen.

Auch wenn ein Quotenmodell in den beschriebenen Ausgestaltungsvarianten eine effektive und effiziente Zielerreichung für die Ausweitung der KWK-Stromerzeugung bzw. die zusätzliche CO_2-Minderung über den Einsatz der KWK erwarten lässt, bedarf ein grundsätzlicher Systemwechsel erheblicher (politischer) Anstrengungen.

8.2.4.2 Einführung eines Quotenmodells für die gesamte KWK-Stromerzeugung

Sofern auf die Einführung eines Quotenmodells abgestellt werden soll, sind einige Schlüsselfragen für das Design des Systems zu klären.[33]

Zunächst ergibt sich die Frage nach dem *Bezug des Quotensystems*, also der Frage, auf was die im System gehandelten Zertifikate ausgestellt werden.

- In einem Quotensystem für die KWK-Stromerzeugung wäre die gesamte KWK-Stromerzeugung zertifikatsberechtigt, die im Kontext der EU-KWK-Richtlinie bestimmten Mindestanforderungen genügt. Die entsprechenden methodischen Grundlagen hierfür sind inzwischen verfügbar und erprobt.

- In einem Quotensystem für Primärenergieeinsparungen würden Zertifikate auf die durch die KWK-Stromerzeugung erzielten Primärenergieeinsparungen ausgestellt, die auf Grundlage der einschlägigen Vorschriften ermittelt werden. Die dynamische Anreizwirkung in einem solchen Modell wäre größer als in einem nur auf die (nach der EU-KWK-Richtlinie als hocheffizient anerkannten) KWK-Stromerzeugung abstellenden Quotenmodell. Die Vorgabe des Mengenziels wäre für diese Variante jedoch komplizierter.

- Letztendlich könnten die Zertifikate auch auf die durch die KWK-Stromerzeugung erzielten CO_2-Minderungen ausgestellt werden, die auch auf Grundlage der einschlägigen Ver-

fahren ermittelt werden können. Die dynamische Anreizwirkung wäre nochmals stringenter, das Mengenziel könnte aus den Vorgaben der KWK-Vereinbarung abgeleitet werden. Eine Umtauschbarkeit der entsprechenden CO_2-Minderungszertifikate im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems wäre jedoch vor dem Hintergrund potenzieller Doppelzählungen ausgeschlossen.

Als *Adressaten* (Verpflichtete) des Quotensystems kommen prinzipiell Stromerzeuger, Netzbetreiber, Lieferanten/Händler oder die Endverbraucher in Frage. Am einfachsten lässt sich nach den bisherigen Erfahrungen ein System handhaben, das zwischen der *Nachweispflicht* (Lieferanten/Händler) und der *Kostentragungspflicht* (Endverbraucher) unterscheidet und diese (sowie die Sanktion) zugleich rechtlich entsprechend eindeutig zuordnet und regelt. *Direktimporte* und *Eigenerzeuger* wären wie Lieferanten zu behandeln.

Entsprechende *Umlagemechanismen* für die Kostentragungspflicht (d.h. die Umlage der für die Nachweispflichtigen entstandenen Kosten auf die Kostentragungspflichtigen[34]) könnte sich an den im KWK-G oder auch im EEG umgesetzten Vorbildern (Umlage über die Netzbetreiber) orientieren.

Der *Nachweis der Quotenverpflichtung* sollte jährlich angestrebt werden, eine Gesamtabrechnung könnte in einem Fünfjahreszeitraum erfolgen, wobei zumindest periodenintern Borrowing und Banking zugelassen werden sollte. Periodenübergreifend sollte zumindest das Banking zugelassen werden.

Für den Fall der *Nichterfüllung der Quotenverpflichtung* sollten ausreichend hohe Strafen eingeführt werden und *nicht* der Weg einer Buy out-Option verfolgt werden.

Solange auf EU-Ebene akzeptiert wird, dass einzelne Staaten spezifische KWK-Fördersysteme einführen in nationaler Verantwortung umsetzen und es keine belastbaren Regelungen für die inländische Anrechnung von Reduktionsmaßnahmen gibt, müsste eine Anerkennung von Zertifikaten ausländischer Herkunft an bestimmte Voraussetzungen gebunden werden.

- Die ausländischen KWK-Zertifikate müssen erstens aus einem Land stammen, das eine vergleichbare Quotenregelung hat. Ansonsten hätten deutsche Zertifikate keinen (poten-

[33] Die verschiedenen Optionen sind im Zuge der Diskussionen um die KWK-Fördermechanismen in den Jahren 2000-2002 umfangreich diskutiert worden, hierzu existieren umfangreiche Veröffentlichungen und Ausarbeitungen. Vor diesem Hintergrund werden die Quotenmodelle hier nur in groben Zügen dargestellt.

[34] Sofern nicht die Endverbraucher nicht die Nachweis-, aber die Kostentragungspflichtigen sind und weiterhin ggf. eine Differenzierung der Kostentragungspflicht in Erwägung gezogen wird, ist ein entsprechender Umlagemechanismus unvermeidbar.

tiellen) Abnehmer im Ausland (Reziprozität), und der deutsche Zertifikatemarkt könnte vom Ausland quasi exklusiv dazu genutzt werden, die dortige KWK zu finanzieren, während deutsche Anlagen keinen entsprechenden Mechanismus nutzen könnten. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Quoten die gleiche Höhe haben müssen.

- Die ausländischen Anlagen müssen zweitens nach vergleichbaren Kriterien zertifiziert werden wie die inländischen, um die Gleichwertigkeit der Zertifikate zu gewährleisten, die mit der EU-KWK-Richtlinie eingeführten Herkunftsnachweise für hocheffizienten KWK-Strom könnten hier eine zentrale Rolle spielen (das Quotenmodell müsste damit aber notwendigerweise auf die hocheffiziente KWK-Stromerzeugung und nicht auf Primärenergie- oder CO_2-Einsparung abstellen).

Ein zentrales Problem bei der Anerkennung ausländischer KWK-Zertifikate bildet jedoch die grenzüberschreitende Zurechnung bzw. Übertragung der erzielten CO_2-Minderungen, die jedoch im Zusammenspiel mit dem EU-Emissionshandelssystem zu erheblichen Komplikationen führen kann. Der Erwerb eines KWK-Zertifikats führt bei parallel geführten Quoten- und Emissionshandelssystemen nicht automatisch auch zum Erwerb eines Emissionszertifikats (dies wird möglicherweise bei einem ganz anderen Betreiber verfügbar). Ob eine Trennung der Eigenschaften „KWK“ und „CO_2-Emission“ (wie dies z.B. für erneuerbare Energien im RECS-System verfolgt wird) für die KWK sinnvoll ist, muss eher bezweifelt werden. Zu diesem Fragenkomplex sind vertiefende Analysen und weitere Harmonisierungsanstrengungen notwendig.

8.2.4.3 Einführung eines Quotenmodells für die KWK-Stromerzeugung aus Neuanlagen.

Da zusätzliche CO_2-Minderungen im Bereich der KWK ganz überwiegend durch die Neuerrichtung bzw. die zu erhöhter KWK-Stromproduktion führende Modernisierung von KWK-Anlagen erzielt werden, könnte sich die Einführung eines auf KWK-Neuanlagen abzielenden Quotensystems als sinnvolle Alternative erweisen.

Die Quotenverpflichtung bzw. Mindestmengensteuerung bezieht sich in einem solchen Modell nicht auf die gesamte KWK-Stromerzeugung, die den entsprechenden Kriterien (z.B. der EU-KWK-Richtlinie) genügt, sondern nur auf die entsprechende KWK-Stromerzeugung aus neuen oder modernisierten KWK-Anlagen (gleiches gilt für den Fall, dass das Modell auf Primärenergieeinsparungen bzw. CO_2-Emissionsminderungen abstellen soll).

Die Ausgestaltungsfragen der Quotenverpflichtung, der Zertifikatsausstellung etc. entsprechen neben dem genannten Unterschied im zu steuernden Tatbestand vollständig denen eines Quotensystems für die gesamte KWK-Stromerzeugung etc.

8.2.4.4 Zwischenfazit

Die Einführung eines Quotensystems für die KWK kann sich immer noch als effizientes Mittel der KWK-Förderung erweisen. Auch wenn hier noch unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten diskutiert werden, kann ein solches System – gerade vor dem Hintergrund der inzwischen vorliegenden Erfahrungen, methodischen Grundlagen und institutionellen Grundlagen – in ein bis zwei Jahren eingeführt werden. Ob der dann verbleibende Zeitraum bis zum Jahr 2010 noch ausreicht, um die gesetzten Ziele zu erreichen, kann jedoch bezweifelt werden. Der Weg eines Quotenmodells sollte also nur dann verfolgt werden, wenn eine technologiespezifische Flankierung der KWK (d.h. eine technologiespezifische Förderung jenseits einer etwaigen Honorierung der Umweltentlastungseffekte über ein allgemeines Instrument wie z.B. ein Emissionshandelssystem) auch längerfristig angestrebt wird. Erst mit einem solchen Hintergrund wären auch die Anstrengungen für die notwendigen Harmonisierungs- und Verrechnungsmechanismen im Rahmen der EU sinnvoll, die vor allem. im Kontext des EU-Emissionshandelssystems unausweichlich sind. In jedem Fall erwachsen aus parallel betriebenen Mengensteuerungssystemen (Quotenmodell für KWK und Emissionshandelssystem für CO_2) nicht unerhebliche Probleme, die noch aufgearbeitet werden müssen.

8.2.5 Maßnahmen auf der Wärmeseite des KWK-Systems

Wie die verschiedenen Wirtschaftlichkeitsanalysen deutlich gezeigt haben, ergibt sich die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen vor allem über die anlegbaren Preise auf Seite der KWK-Wärmeproduktion. Während bei Anlagen der industriellen (Prozess-) Wärmeversorgung sowie den eher dezentralen Anlagen der Objektversorgung davon auszugehen ist, dass bei einem Anstieg der Bezugskosten für die Einsatzbrennstoffe auch die anlegbaren Preise auf der Wärmeseite steigen, besteht vor allem für die KWK-Anlagen der Fern- und Nahwärmeversorgung, dass sowohl die Verluste in den Wärmenetzen als auch die Kosten der Infrastruktur für die Wärmeverteilung das Niveau der anlegbaren Wärmepreise frei Netzeinspeisung in erheblichem Maße begrenzen.

Wenn in der Perspektive der Ausbau der KWK im Bereich der Fern- und Nahwärmeversorgung verfolgt werden soll, wird sich – gerade im Zeichen wachsender Energieeinsparung bei den Fern- bzw. Nahwärmeabnehmern – sowohl die Frage der Netzverdichtung, aber ggf. auch die Frage des Netzausbaus in verstärktem Maße stellen.

Die Förderung der KWK auf der Wärmeseite kann über verschiedene Ansätze erfolgen, die differenziert zu bewerten sind:

1. Die konsistenteste Form der wärmseitigen Flankierung der KWK besteht in einer Veränderung der relativen Wettbewerbsposition durch eine Verteuerung der konkurrierenden Energieträger, d.h. vor allem von Heizöl und Erdgas sowie ggf. auch der Fern- oder Nahwärme aus ungekoppelter Erzeugung. Hier bietet die Mineralöl- und Erdgassteuer einen hinreichend geeigneten Ansatzpunkt, größere methodische Probleme bestehen nur für die adäquate Besteuerung von Fernwärme aus der ungekoppelten Erzeugung.
2. Eine weitere Variante besteht in der Schaffung eines KWK-Wärmebonus, der aus Anreizsicht sinnvollerweise für den Absatz von Wärme aus KWK gewährt wird. Die wesentlichen Probleme dieses Ansatzes bestehen erstens in den methodischen Schwierigkeiten bei der Abgrenzung des Absatzes von KWK-Wärme (die Ermittlung der KWK-Wärme auf der Produktionsseite ist auf Grundlage der existierenden Regelwerken unkompliziert möglich), zweitens in der wahrscheinlich aufwendigen Umlage des Bonus-Aufkommens und drittens in den ökologisch kontraproduktiven Anreizeffekten, die in bestimmten Konstellationen eines Wärmebonus auftreten können (ggf. Anreize zur Errichtung von aus Systemsicht ineffizienteren KWK-Anlagen mit einer geringeren Stromkennzahl).
3. Gerade für die Verdichtung und die Erweiterung von Fern- und Nahwärmenetzen sind spezielle Förderprogramme vorstellbar. Eine undifferenzierte Förderung von Fern- und Nahwärmenetzen kann sich jedoch dann als problematisch erweisen, wenn die Wärmeproduktion nicht über den KWK-Prozess erfolgt. Hier wäre eine konditionierte Investitionsförderung anzustreben, die nur gewährt wird, wenn die Wärmebereitstellung auch über KWK-Anlagen gesichert werden kann.
4. Schließlich zeigt der europäische Vergleich (v.a. mit den skandinavischen Staaten), dass mit innovativer Technologien für die Wärmeverteilung sowie neuartigen Verlegetechniken die Kosten der Wärmeverteilung – vor allem für neue Wärmenetze – die Kosten der Wärmeverteilung erheblich verringern und damit die anlegbaren Wärmepreise frei Kraftwerk erhöhen, und damit die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen verbessern können. Hier wäre das gesamte Instrumentarium der Innovations- und Diffusionsförderung zu prüfen, was im Rahmen der hier vorgelegten Studie nicht erfolgen konnte.

Insgesamt bieten sich auch auf der Wärmeseite des KWK-Prozesses eine ganze Reihe instrumenteller Ansätze, mit der die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen flankiert werden kann.

Eine besondere Rolle für entsprechende Maßnahmen ergibt sich aber auch in der Wechselwirkung mit dem EU-Emissionshandelssystem, für das flankierende Maßnahmen auf der

Wärmeseite des KWK-Prozesses die ökologische Integrität bei Systemgrenzen überschreitenden Technologien wie der KWK sichern können (vgl. Kapitel 8.2.2).

9 Fazit

Die verschiedenen Analysen aus sehr unterschiedlichen Perspektiven haben gezeigt, dass der Kraft-Wärme-Kopplung in einer Strategie des Ressourcen- und Klimaschutzes auch unter dem Gesichtspunkt der ökonomischen Effizienz eine wichtige Rolle zukommt. Kraft-Wärme-Kopplung ist und bleibt damit eine zentrale Technologie für eine nachhaltige Energiewirtschaft, die Flankierung der KWK ist und bleibt vor dem Hintergrund der Internalisierung externer Kosten angemessen.

Zwar haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die KWK insbesondere seit der Übergangsphase der Strommarktliberalisierung in Deutschland tendenziell verbessert, die Entwicklung der KWK ist bisher weit davon entfernt, sich als von politischer Flankierung weitgehend autonomer Trend durchzusetzen. Die KWK bedarf weiterhin politischer Flankierung, mit der Beitrag dieser Technologie zur Ressourcenschonung und Emissionsminderung hinreichend honoriert wird. Dies bedeutet nicht notwendigerweise, dass die Flankierung der KWK allein über technologiespezifische Politiken und Maßnahmen erfolgen muss. Gerade global marktsteuernde Instrumente wie das EU-Emissionshandelssystems werden im Grundsatz eine wichtige Rolle bei der klimapolitischen Flankierung der KWK spielen müssen.

Die nähere Analyse der verschiedenen Instrumente zeigt jedoch auch, dass die verschiedenen Instrumente zur Honorierung der besonderen Ressourceneffizienz und Emissionsminderungsbeiträge (im speziellen das EU-Emissionshandelssystem) in der Realität noch vergleichsweise weit von den idealtypischen Anreizeffekten entfernt sind. Die Handlungsfenster für die Anpassung gerade des EU-Emissionshandelssystems sind noch dazu begrenzt. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Notwendigkeit eines integrierten Politikansatzes zur (sinnvollen) Flankierung der Kraft-Wärme-Kopplung:

1. Auch aus ordnungspolitischer Perspektive hat die Verbesserung der Zuteilungsmechanismen im EU-Emissionshandelssystem eine besondere Priorität. Die aus den CO_2-Emissionen resultierenden Preissignale müssen vor allem für Neuinvestitionen erheblich gestärkt werden (Auktionierung, produktspezifische Benchmarks etc.). Realistischerweise wird dies erst in der mittelfristigen Perspektive hinreichend gelingen.

2. Angesichts der partiellen Natur des EU-Emissionshandelssystems erweisen sich flankierende Maßnahmen auf der Wärmeseite der KWK als sinnvoll. Hier existieren verschiedene Möglichkeiten, die je nach instrumentellen Präferenzen bzw. politischen Handlungsfenstern genutzt werden können. Maßnahmen auf der Wärmseite erweisen sich nicht nur in Bezug auf die Konformität mit dem EU-Emissionshandelssystems sondern auch im

Kontext der anlegbaren Wärmepreise vor allem in der Nah- und Fernwärmeversorgung als wichtige Herausforderung.

3. Das existierende KWK-Gesetz bietet eine Reihe von Möglichkeiten, gerade in der kurz- und mittelfristigen Perspektive die Leer- und Schwachstelen anderer Instrumente zu kompensieren. Der strikte Bezug auf den KWK-Strom (der nach Maßgabe der entsprechenden Regelwerke direkt mit der KWK-Wärmeproduktion verkoppelt ist) eröffnet die Möglichkeit zur Flankierung sowohl auf der Strom- als auch der Wärmeseite des KWK-Prozesses. Die Modifikation des KWK-Gesetzes kann graduell erfolgen, signifikante Effekte werden sich jedoch vor allem aus einer Ausdehnung der Begünstigungszeiträume in Wechselwirkung mit erweiterten Bonuszahlungen sowie ggf. in einer Erweiterung auf die gesamte KWK-Stromproduktion ergeben.
4. Nicht zu unterschätzen bleibt schließlich auch ein möglicher Übergang zu einem Mengensteuerungssystem (Quotenmodell), das ggf. auf KWK-Strom aus Neuanlagen fokussiert werden könnte. Gleichwohl bleibt hier zu berücksichtigen, dass der Umstieg auf ein Quotenmodell für die KWK erstens einen Systemwechsel bedingen würde und zweitens bei Ausrichtung auf die gesamte Europäische Union zu nicht unkomplizierten Wechselwirkungen mit dem seit 2005 umgesetzten EU-Emissionshandelssystem führen kann.
5. Neben den originären Instrumenten der Klimapolitik ist jedoch auch auf den nicht zu unterschätzenden Einfluss verschiedener Regelungen aus dem Bereich der Strom- und Gasmarktregulierung zu verweisen. Gerade die Honorierung von (langfristig) vermiedenen Netzkosten bei dezentraler Stromerzeugung wie auch die Verbesserung der Konditionen für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom bilden eine nicht zu unterschätzende Komponente für die wirtschaftliche Attraktivität der KWK. Schließlich kann die fortgesetzte Liberalisierung der Gasmärkte einen wichtigen Beitrag leisten, um die Bezugskonditionen für den zukünftig wohl wichtigsten Brennstoff der KWK zu verbessern und wiederum die Wirtschaftlichkeit der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion zu verbessern.

Neben diesen Ansätzen zur direkten oder indirekten Förderung der KWK als Technologie bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die Informationslage zur Strom- und Wärmeproduktion in KWK sowohl zeitpunktbezogen als auch in der Zeitreihe nach wie vor stark verbesserungsbedürftig ist. Gerade die weiterhin ausstehende Konsolidierung einer konsistenten und transparenten Datenbasis zur Entwicklung der KWK in Deutschland bildet eine wichtige Voraussetzung sowohl für das Monitoring der eingegangenen Verpflichtungen sowie zur adäquaten Entwicklung und Anpassung von Politiken und Maßnahmen zur Flankierung der KWK.

10 Literaturverzeichnis

10.1 Literatur

AGFW (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW –e.V. beim VDEW) 2002: Arbeitsblatt FW 308. Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes. November 2002.

AGFW (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW –e.V. beim VDEW) 2005a: Perspektiven der Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung. Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“. Zusammengefasst von Werner Lutsch und Franz-Georg Witterhold. Frankfurt am Main, Januar 2005.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2004: Die ökologische Steuerreform: Einstieg, Fortführung und Fortentwicklung zur ökologischen Finanzreform. Stand: Februar 2004.

Enquete-Kommission (Enquete-Kommission „Nachhaltiger Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung des 14. Deutschen Bundestages) 2002: Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Drucksache 14/9400, 07.07.2002.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie) 2002: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin, Climate Change Forschungsbericht 200 97 104, Juni 2002.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und RaumfahrtDLR), ifeu (ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg), WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie) 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2004.

DIW Berlin (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Öko-Institut, Fraunhofer ISI (Fraunhofer-Institut für System- und Innvoationsforschung) 2005: Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels. Entwurf des Endberichts zum Forschungsvorhaben Nr. 202 41 186/03 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin und Karlsruhe, Mai 2005 (unveröffentlichtes Manuskript).

Dienhart, M., Matthes, F.Chr. 2004: Umfrage zum Umsetzungserfolg des KWK-Gesetzes. Euroheat & Power 33 (2004) H. 12, S. 18-21

EEFA 2005: Die Wettbewerbsposition der Kraft-Wärme-Kopplung – Stand und Perspektiven bis 2010. Forschungsvorhaben im Auftrag der E.ON AG, Düsseldorf und der E.ON Energie AG, München. Die Entwicklung von 1998 bis 2004. Berlin, Münster, Januar 2005.

EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln), Prognos AG 2005: Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.

Harthan, R., Matthes, F.Chr. 2005: BHKW-Markt wächst. In: Energie & Management, 1. Mai 2005, S. 4.

Horn, M., B. Praetorius und H.-J. Ziesing 2000: Ökonomische Aspekte bei der Entwicklung eines Quotenmodells zur Förderung des Ausbaus ökologisch effizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im liberalisierten Strommarkt. Sachverständigenauftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Von M. Horn, B. Praetorius und H.-J. Ziesing. Berlin, 2000.

IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart) 2005: Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Schlussbericht. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Stuttgart, Juli 2005.

Matthes, F. Chr., Ziesing, H.-J. 2000: Zur ökologischen und ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzexpertise im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs 2000 im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin, Februar 2000.

Matthes, F. Chr., Ziesing, H.-J. 2003a: Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 48, 2003, S. 763-769.

Matthes, F. Chr., Ziesing, H.-J. 2003b: Investitionsoffensive in der Energiewirtschaft – Herausforderungen und Handlungsoptionen. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Berlin, im Dezember 2003

Monopolkommission 2004: Wettbewerbspolitik im Schatten „Nationaler Champions“ Fünfzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB – 2002/2003 – Kurzfassung. 9. Juli 2004.

Öko-Institut 2004: Innovative Ansätze zur Schaffung von Arbeitsplätzen im Umweltschutz. UBA-Texte 14/04. Berlin.

Ramesohl, S.; Kristof, K.; Fischedick, M., Thomas, S., Irrek W. 2002: Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten. Eine Kurzanalyse der Rolle und Entwicklungsperspektiven neuer dezentraler Energietechnologien und der Wechselwirkungen zwischen technischem Fortschritt und den Akteursstrukturen in den Strom- und Gasmärkten. Kurzexpertise für die Monopolkommission. Wuppertal, April 2002.

Töller, A. E.: Umweltpolitische Steuerung durch kooperatives Staatshandeln - Eine Untersuchung zu den Entstehungsbedingungen der KWK-Vereinbarung zwischen der deutschen Energiewirtschaft und der Bundesregierung vom Juni 2001, in: Thomas Saretzki (Hrsg.): Energie-, Umwelt- und Technologiepolitik: Möglichkeiten und Grenzen einer ökologischen Modernisierung, Berlin, i.E.

Traube, K. 2005: Energiepreisentwicklung und Wirtschaftlichkeit der KWK. In: Aus Forschung und Entwicklung. Mitteilungen der Forschungsstelle und des Forschungsbeirates der AGFW. Heft Nr. 10: Das Wachstumspotenzial der Nah- und Fernwärme und Voraussetzungen für den Ausbau. Ausgabe Februar 2005, S. 54 – 62.

Voß, A., Blesl, M. 2005: Das Wachstumspotenzial der Nah- und Fernwärme – wirtschaftliche und gesetzliche Voraussetzungen für den Ausbau. In: Aus Forschung und Entwicklung. Mitteilungen der Forschungsstelle und des Forschungsbeirates der AGFW. Heft Nr. 10: Das Wachstumspotenzial der Nah- und Fernwärme und Voraussetzungen für den Ausbau. Ausgabe Februar 2005, S. 15 – 52.

Ziesing, H.-J. 2000: Zur energie- und klimaschutzpolitischen Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Grundlagen für den Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie an das Bundeskabinett Berlin, Juni 2000.

10.2 Dokumente

Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO_2-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000. Berlin, paraphiert am 25. Juni 2001, unterzeichnet am 19.12.2003.

Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge vom 9.11.2000.

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. In: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I 1918. Fassung vom 21.7.2004.

KWK-G – Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002. In: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 19, ausgegeben zu Bonn am 22. März 2002.

ZuG 2007 – Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007). In: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 45, ausgegeben zu Bonn am 30. August 2004.

Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG.

10.3 Statistische Quellen und Periodika

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen): Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Verschiedene Jahrgänge. (http://www.ag-energiebilanzen.de)

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen): Auswertungstabellen zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Regelmäßige jährliche Veröffentlichung. (http://www.ag-energiebilanzen.de)

AGFW (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW –e.V. beim VDEW): Hauptberichte der Fernwärmeversorgung, Frankfurt (Main), verschiedene Jahrgänge, zuletzt für 2004.

AGFW (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e.V. beim VDEW). 2005b: Fernwärmepreisvergleich, Kurzumfrage, 1. Oktober 2005.

AGFW (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e.V. beim VDEW) 2005c: Fernwärme-Preisvergleich 2004. Frankfurt, Januar 2005.

BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle): Angaben zur Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas. Laufende Veröffentlichungen (http://www.bafa.de)

EEX (European Energy Exchange): Angaben zur Entwicklung der Strompreise. Laufende Veröffentlichungen (http://www.eex.de)

Eurostat 2003: Statistik über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) in der EU im Jahr 2000. In: Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie, 12/2003.

Eurostat 2005a: Gaspreise für die privaten Haushalte in der EU am 1. Januar 2005. In: Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie, 3/2005.

Eurostat 2005b: Gaspreise für die industriellen Verbraucher in der EU am 1. Januar 2005. In: Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie, 4/2005.

Eurostat 2006: Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) lag 2002 bei 9,9 % der gesamten Stromerzeugung in der EU-25. In: Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie, 3/2006.

EIA (Energy Information Administration): Angaben zur Entwicklung der Weltmarktpreise für Rohöl. Laufende Veröffentlichungen (http://www.eia.doe.gov).

MWV (Mineralölwirtschaftsverband) 2005: Mineralölzahlen 2004. Hamburg, Mai 2005.

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Angaben zur Entwicklung der Energiepreise. Laufende Veröffentlichungen (http://www.kohlenstatistik.de)

StBA (Statistisches Bundesamt): Produzierendes Gewerbe. Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4/Reihe 4.1.1, verschiedene Jahrgänge, zuletzt für 2002. (http://www.destatis.de)

StBA (Statistisches Bundesamt): Produzierendes Gewerbe. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe. Fachserie 4/Reihe 6.4, verschiedene Jahrgänge, zuletzt für 2004. (http://www.destatis.de)

StBA (Statistisches Bundesamt): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen von Januar 1995 bis Oktober 2005. Wiesbaden, 18.11.2005. (http://www.destatis.de)

VDN (Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW): Angaben zur Entwicklung der KWK nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Laufende Veröffentlichungen (http://www.vdn-berlin.de)

VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft) 2004. Statistik der Energiewirtschaft, Ausgabe 2004.

10.4 Unveröffentlichte Quellen

Matthes, F. Chr. 2004: Endgültige Auswertung der aktualisierten VKU-Modernisierungsumfrage 2003. 2. November 2004.

Öko-Institut: Umfragen zum Absatz von Blockheizkraftwerken in Deutschland in den Jahren 2004 und 2005.

VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft): VIK-Kesseldatei.

VKU (Verband kommunaler Unternehmen): Umfrage zur KWK-Modernisierung im Rahmen des KWK-G.

Anhang 1: Auswertungstabellen zur BHKW-Umfrage

Tabelle A1-1: An der Umfrage zum Absatz von kleinen KWK-Anlagen beteiligte Unternehmen

Unternehmen	
Umfrage 2004	**Umfrage 2005**
Areva	2G Energietechnik
Buderus	Abasto
Comuna	Areva
Deutz	Buderus
Enertronic	Comuna
GAS Energy	Deutz
Haase	Energiewerkstatt
Jenbacher	GAS Energy
Kirsch	Giese
Köhler und Ziegler	Haase
KraftWerK	Jenbacher
Kuntschar und Schlüter	Köhler und Ziegler
MDE	KraftWerK
MENAG	Kuntschar und Schlüter
MTU	MDE
MWB	MENAG
Power Plus Technologies	MWB
Pro 2	Power Plus Technologies
Schmitt-Enertec	Pro 2
SEF	Schmitt-Enertec
Senertec	Senertec
Sokratherm	Sokratherm
Spilling	Spilling
Zeppelin	Zeppelin

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-2: Absatz kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005

	2002	2003	2004	2005
	- Anzahl Anlagen -			
Summe	2.176	2.527	4.003	5.287
KWKG	1.737	2.013	2.939	3.980
EEG	151	204	316	615
Fossil, ungefördert	4	2	5	7
Export	284	308	743	685
KWKG	80%	80%	73%	75%
EEG	7%	8%	8%	12%
Fossil, ungefördert	0%	0%	0%	0%
Export	13%	12%	19%	13%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-3: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen nach Vergütungsgrundlage (EEG, KWK-G, ungefördert) beziehungsweise für den Export, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, 2002 – 2005

	2002	2003	2004	2005
	- kW_{el} -			
Summe	428.043	453.064	815.284	857.633
KWKG	54.167	56.750	114.336	105.624
EEG	91.108	146.398	157.405	179.570
Fossil, ungefördert	11.980	13.000	16.124	14.895
Export	270.788	236.916	527.419	557.543
KWKG	13%	13%	14%	12%
EEG	21%	32%	19%	21%
Fossil, ungefördert	3%	3%	2%	2%
Export	63%	52%	65%	65%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-4: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- Anzahl Anlagen -		
Summe	1.737	2.013	2.939
Gasförmig	1.126	1.319	1.947
Flüssig	611	694	992
Gasförmig	65%	66%	66%
Flüssig	35%	34%	34%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-5: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- kW_{el} -		
Summe	54.167	56.750	114.336
Gasförmig	46.252	52.918	73.387
Flüssig	7.915	3.832	40.949
Gasförmig	85%	93%	64%
Flüssig	15%	7%	36%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-6: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- Anzahl Anlagen -		
Summe	1.737	2.013	2.939
= 50 kW_{el}	1.644	1.915	2.759
> 50 kW_{el} = 2 MW_{el}	93	98	180
= 50 kWel	95%	95%	94%
> 50 kWel = 2 MWel	5%	5%	6%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-7: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}), die nach dem KWK-G vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- kW_{el} -		
Summe	54.167	56.750	114.336
= 50 kW_{el}	10.532	13.102	21.400
> 50 kW_{el} = 2 MW_{el}	43.635	43.648	92.936
= 50 kWel	19%	23%	19%
> 50 kWel = 2 MWel	81%	77%	81%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-8: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- Anzahl Anlagen -		
Summe	151	204	316
Gasförmig	145	199	293
Flüssig	6	5	23
Gasförmig	96%	98%	93%
Flüssig	4%	2%	7%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-9: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MWel), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Brennstoffen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- kW_{el} -		
Summe	91.108	146.398	157.405
Gasförmig	91.063	146.373	157.247
Flüssig	45	25	158
Gasförmig	100%	100%	100%
Flüssig	0%	0%	0%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-10: Absatz kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- Anzahl Anlagen -		
Summe	151	204	316
= 150 kW_{el}	48	63	103
> 150 kW_{el} = 500 kW_{el}	53	93	104
> 500 kW_{el} = 5 MW_{el}	49	45	109
> 5 MW_{el} = 20 MW_{el}	1	3	0
= 150 kWel	32%	31%	33%
> 150 kWel = 500 kWel	35%	46%	33%
> 500 kWel = 5 MWel	32%	22%	34%
> 5 MWel = 20 MWel	1%	1%	0%

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A1-11: Abgesetzte elektrische Leistung kleiner KWK-Anlagen (≤ 20 MW_{el}), die nach dem EEG vergütet werden, bereinigt um Anlagen, die an Weiterverarbeiter geliefert wurden, differenziert nach Leistungsklassen, 2002 – 2004

Brennstoff	2002	2003	2004
	- kW_{el} -		
Summe	91.108	146.398	157.405
= 150 kW_{el}	2.448	6.343	5.102
> 150 kW_{el} = 500 kW_{el}	14.837	41.251	31.115
> 500 kW_{el} = 5 MW_{el}	57.623	68.324	121.188
> 5 MW_{el} = 20 MW_{el}	16.200	30.480	0
= 150 kWel	3%	4%	3%
> 150 kWel = 500 kWel	16%	28%	20%
> 500 kWel = 5 MWel	63%	47%	77%
> 5 MWel = 20 MWel	18%	21%	0%

Quelle: Öko-Institut.

Anhang 2: Tabellen und Abbildungen zu den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit einem Diskontierungszinssatz von 4 % für Neuinvestitionen in KWK-Anlagen sowie für die alten, neuen und modernisierten Bestandsanlagen

Tabelle A2-1 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 %

Vollkosten in ct/kWh		KWK-Anlagen*					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	10,9	6,0	6,1	5,1	4,9	8,3
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	10,9	6,0	6,5	5,4	5,8	8,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	10,9	6,0	7,0	5,8	6,7	8,3
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	10,3	5,6	5,5	4,4	5,0	7,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	10,3	5,6	5,9	4,7	5,9	7,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	10,3	5,6	6,4	5,1	6,9	7,2
Vollkosten in ct/kWh		**Mikro-KWK***			**Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke***		
		0,8 kW_{el}	3 kW_{el}	9,5 kW_{el}	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	21,0	16,7	13,5	5,0	4,6	3,4
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	21,0	16,7	13,5	5,4	5,3	4,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	21,0	16,7	13,5	5,7	6,0	5,3
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	20,2	16,4	13,3	4,1	4,1	3,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	20,2	16,4	13,3	4,5	4,8	4,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	20,2	16,4	13,3	4,8	5,5	5,1

*) Anmerkung: Nur bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW werden die Regelungen des Emissionshandels und damit potenzielle CO2-Einpreisungen berücksichtigt.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Anmerkung:

Sofern die bestehenden kleinen KWK-Anlagen mit ihren variablen Kosten gegen die Tarifpreise des Strombezuges konkurrieren, fallen sie immer günstiger aus. Bestehende kleine KWK-Anlagen erwirtschaften unter diesen Voraussetzungen immer ihre variablen Kosten.

Tabelle A2-2 Variable Stromerzeugungskosten neuer und modernisierter sowie alter Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 %

Variable Kosten in ct/kWh		KWK-Anlagen					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	3,3	3,0	-0,3	5,5
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	3,7	3,4	0,6	5,5
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	4,2	3,7	1,5	5,5
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,2	4,2	4,0	3,8	0,0	7,2
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	6,2	4,2	4,0	3,8	0,0	7,2
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,2	4,2	5,2	4,8	2,2	7,2
Sinkende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	2,6	2,3	-0,2	4,4
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	3,1	2,7	0,8	4,4
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	3,5	3,0	1,7	4,4
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	5,3	3,6	3,2	2,9	0,1	5,8
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	5,3	3,6	3,8	3,4	1,2	5,8
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	5,3	3,6	4,4	3,9	2,3	5,8

Variable Kosten in ct/kWh		Mikro-KWK			Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke		
		M-0,8kW	M-3kW	M-9,5kW	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	3,8	2,3	1,3
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	4,2	3,0	2,3
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	4,5	3,8	3,2
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	5,5	2,6	1,5
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	5,6	2,7	1,6
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	6,6	4,3	3,9
Sinkende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,7	3,2	2,3	2,9	1,8	1,1
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	6,7	3,2	2,3	3,3	2,5	2,1
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,7	3,2	2,3	3,7	3,3	3,0
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,7	3,2	2,3	4,2	2,1	1,3
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	6,7	3,2	2,3	4,8	2,9	2,5
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,7	3,2	2,3	5,3	3,8	3,7

Abbildung A2-1 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 %

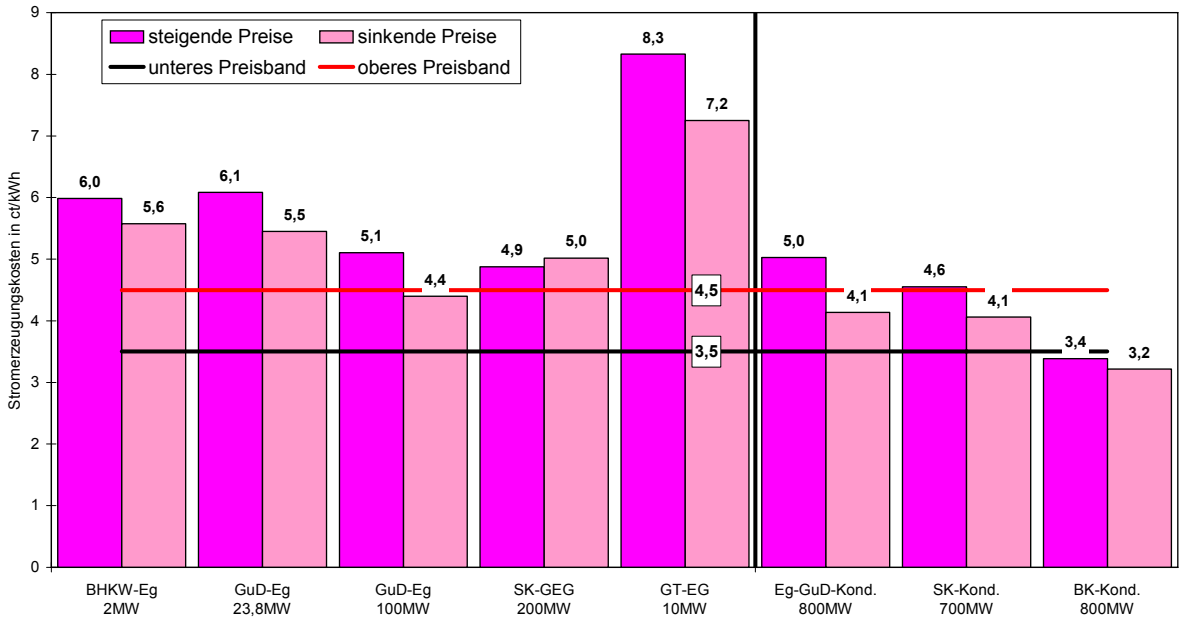


Abbildung A2-2 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 4 %

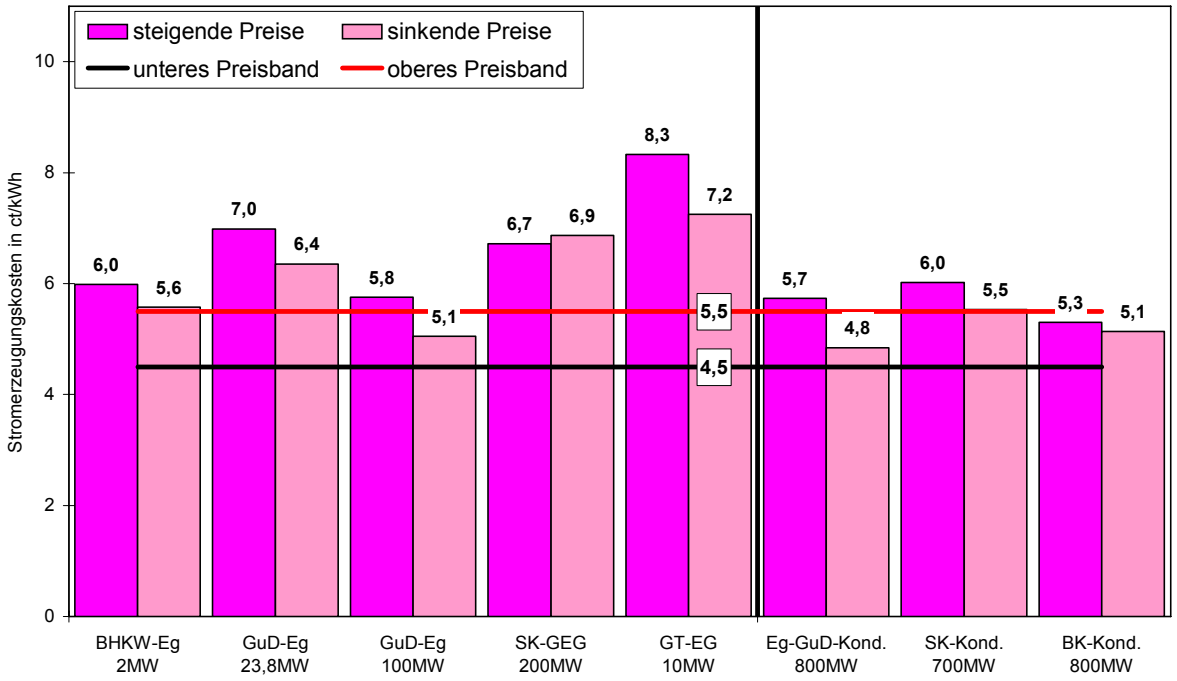


Abbildung A2-3 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 %

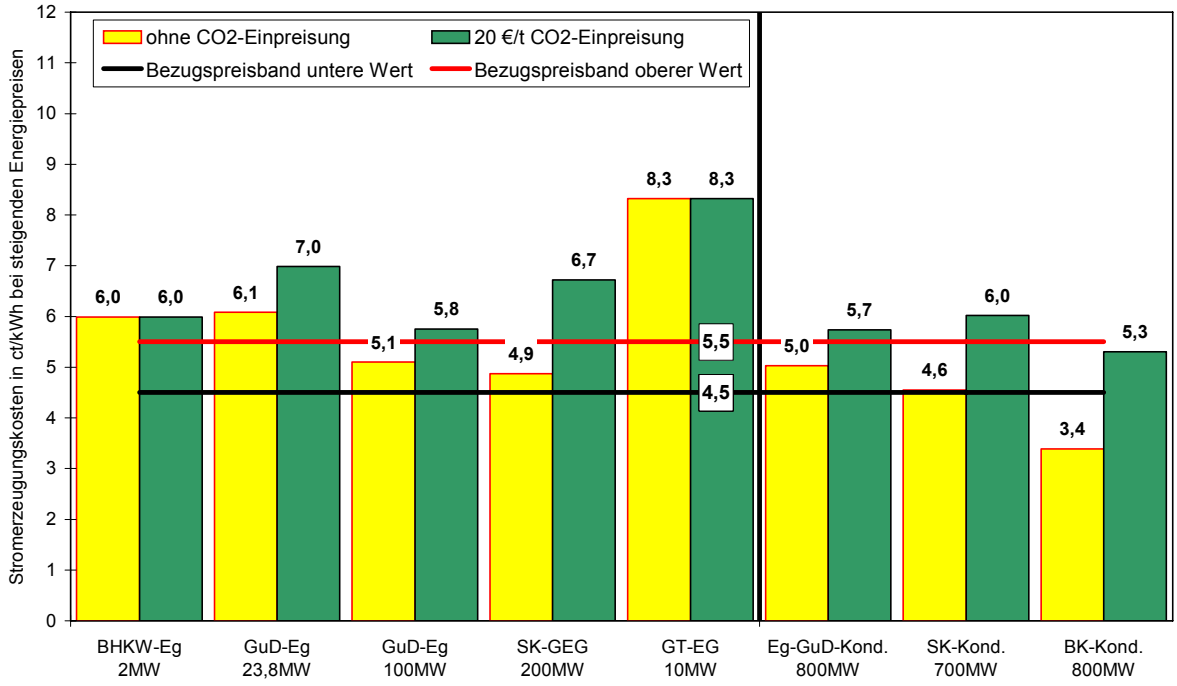


Abbildung A2-4 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 %

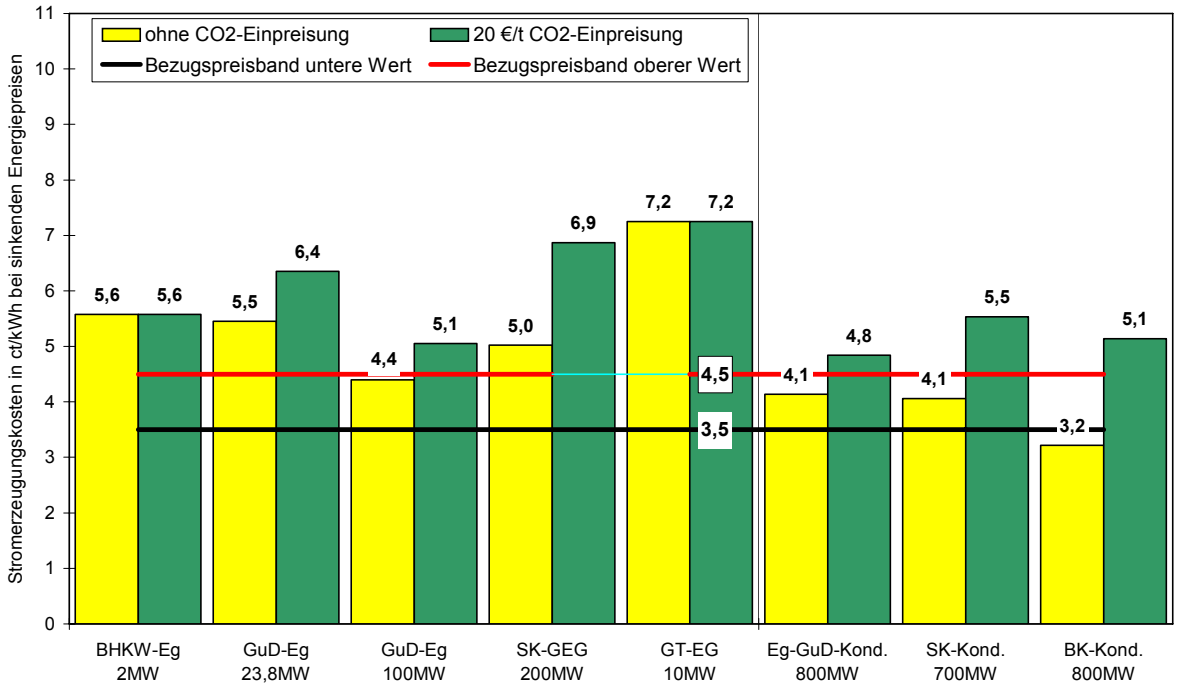


Abbildung A2-5 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer kleiner KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 % (ohne CO_2-Einpreisung, da keine Teilnahme am Emissionshandel)

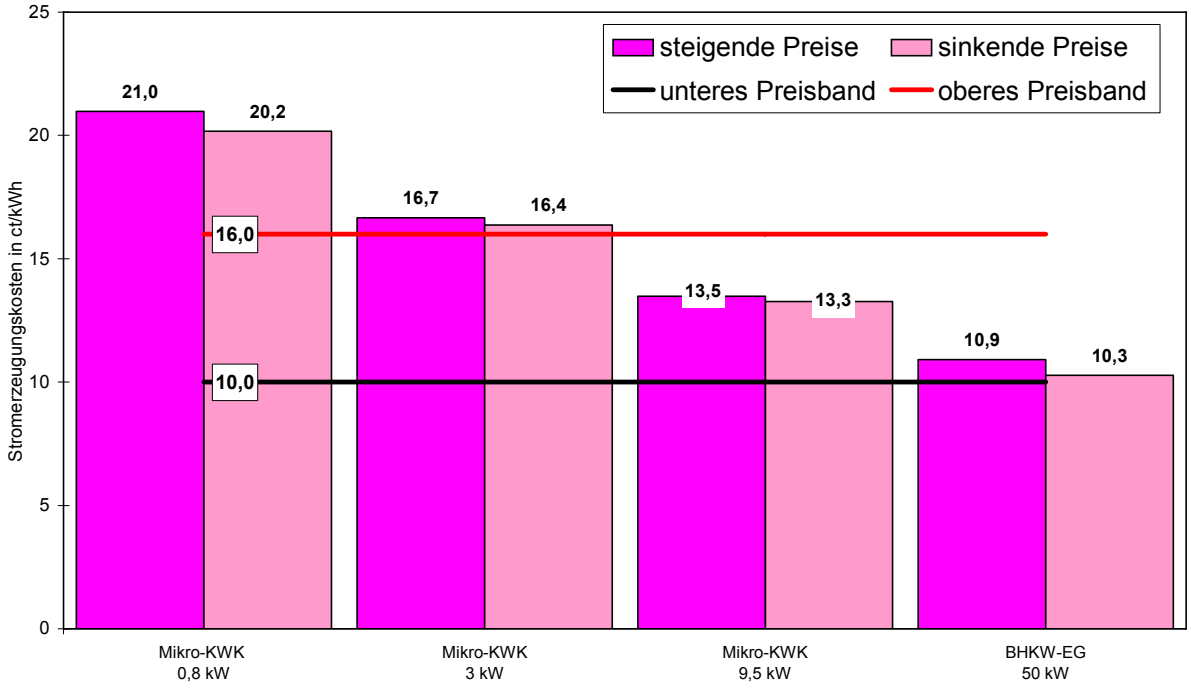


Abbildung A2-6 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 4 %

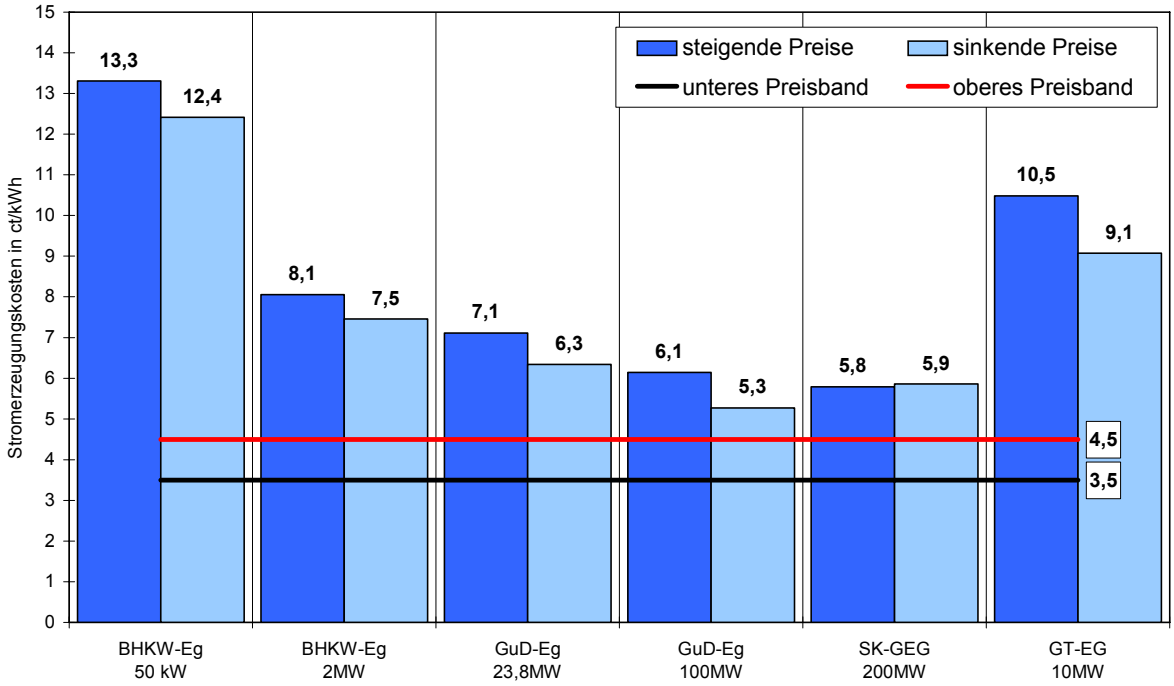


Abbildung A2-7 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 4 %

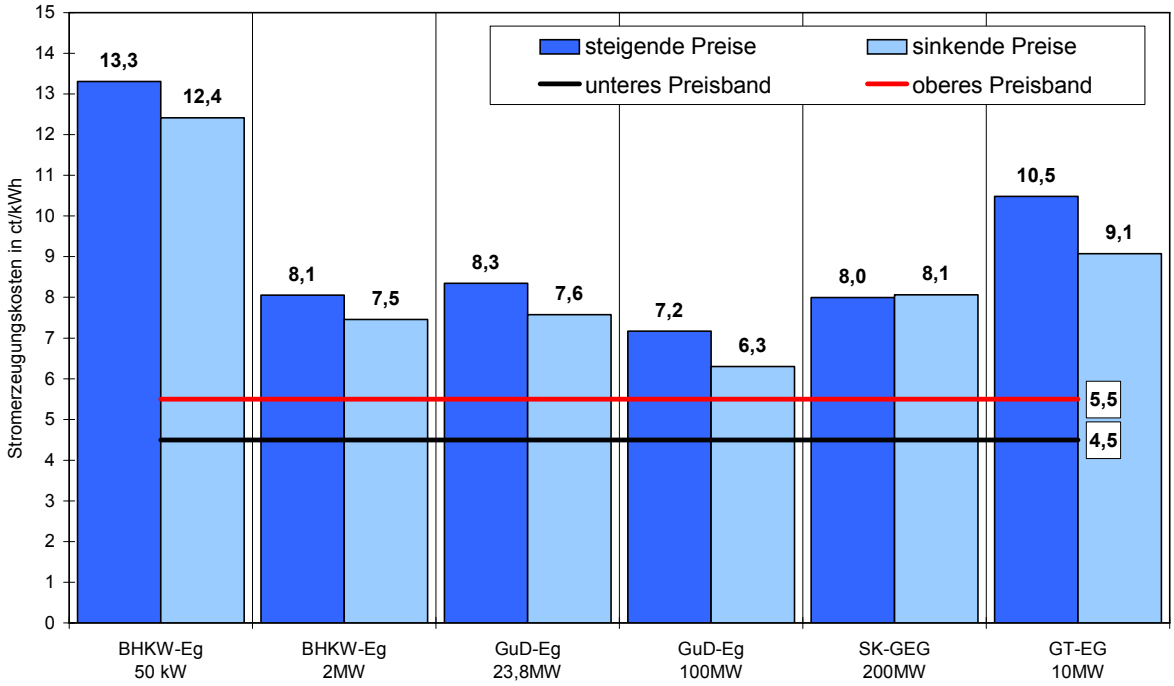


Abbildung A2-8 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 %

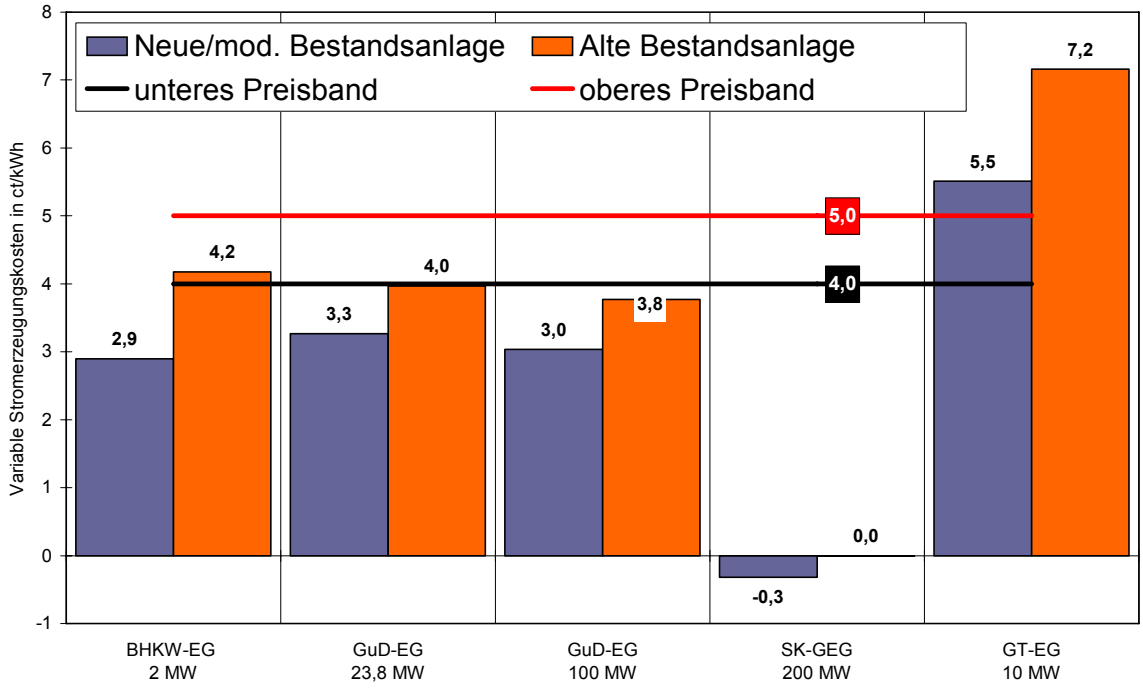


Abbildung A2-9 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 %

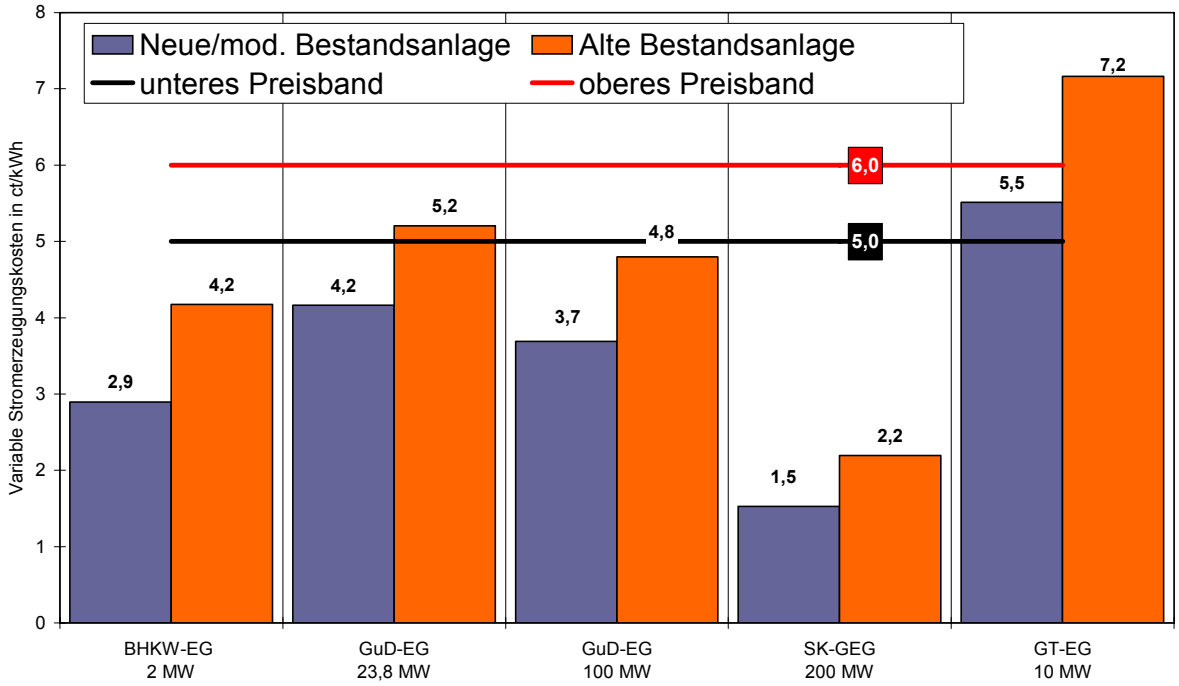


Abbildung A2-10 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 %

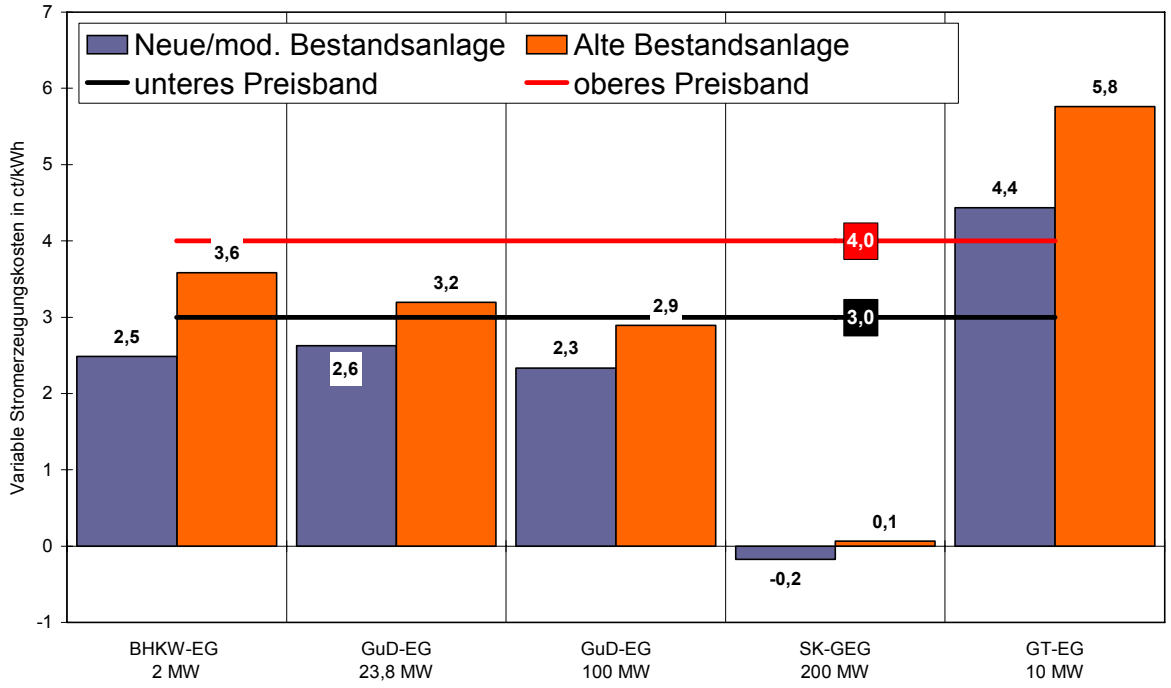
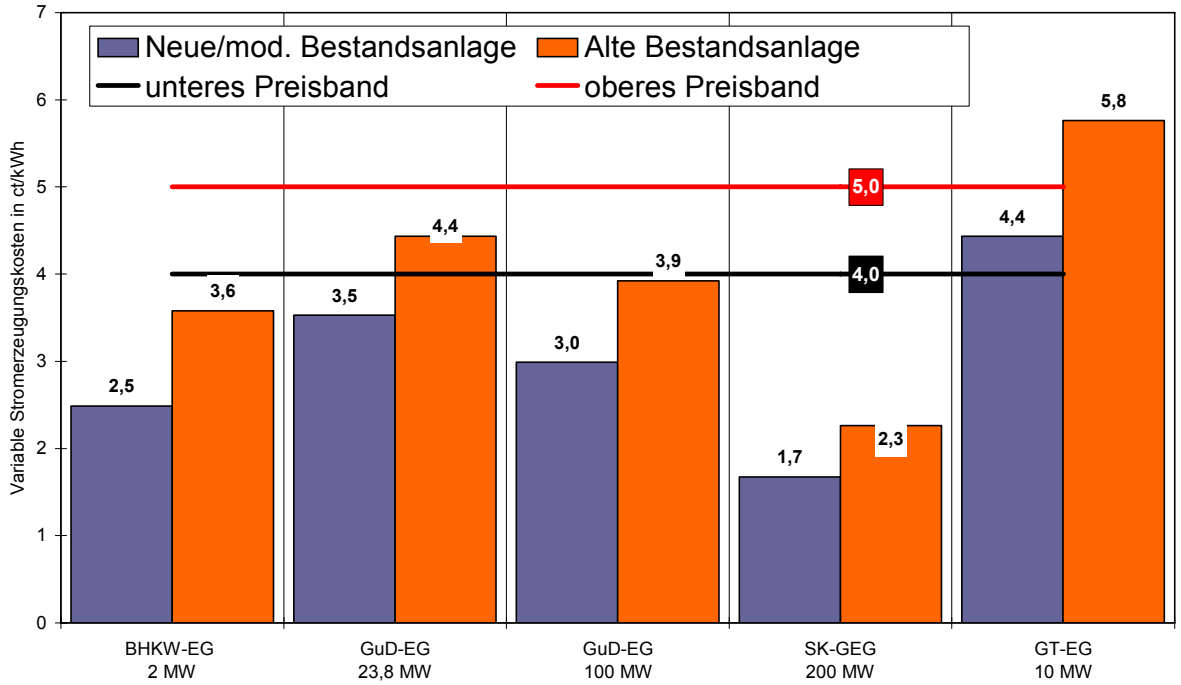


Abbildung A2-11 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 4 %



Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit einem Diskontierungszinssatz von 8 % für Neuinvestitionen in KWK-Anlagen sowie für die alten, neuen und modernisierten Bestandsanlagen

Tabelle A2-3 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 %

Vollkosten in ct/kWh		KWK-Anlagen*					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	11,6	6,3	6,5	5,4	5,7	8,7
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	11,6	6,3	6,9	5,7	6,6	8,7
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	11,6	6,3	7,4	6,0	7,6	8,7
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	11,0	5,9	5,9	4,8	5,8	7,7
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	11,0	5,9	6,4	5,1	6,8	7,7
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	11,0	5,9	6,8	5,4	7,7	7,7
Vollkosten in ct/kWh		**Mikro-KWK***			**Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke***		
		0,8 kW_{el}	3 kW_{el}	9,5 kW_{el}	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	22,8	18,5	15,0	5,2	5,0	3,8
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	22,8	18,5	15,0	5,6	5,8	4,8
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	22,8	18,5	15,0	5,9	6,5	5,8
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	22,1	18,2	14,8	4,4	4,6	3,7
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	22,1	18,2	14,8	4,8	5,3	4,7
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	22,1	18,2	14,8	5,2	6,1	5,6

*) Anmerkung: Nur bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW werden die Regelungen des Emissionshandels und damit potenzielle CO_2-Einpreisungen berücksichtigt.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Anmerkung:

Sofern die bestehenden kleinen KWK-Anlagen mit ihren variablen Kosten gegen die Tarifpreise des Strombezuges konkurrieren, fallen sie immer günstiger aus. Bestehende kleine KWK-Anlagen erwirtschaften unter diesen Voraussetzungen immer ihre variablen Kosten.

Tabelle A2-4 Variable Stromerzeugungskosten neuer und modernisierter sowie alter Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 %

Variable Kosten in ct/kWh		Heizkraftwerke					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	3,2	3,0	-0,3	5,4
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	3,7	3,3	0,6	5,4
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	4,1	3,6	1,5	5,4
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,2	4,2	3,9	3,7	0,0	7,1
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	6,2	4,2	4,5	4,2	1,1	7,1
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,2	4,2	5,2	4,7	2,2	7,1
Sinkende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	2,6	2,4	-0,2	4,5
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	3,1	2,7	0,7	4,5
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	3,5	3,0	1,7	4,5
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	5,4	3,6	3,2	2,9	0,1	5,8
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	5,4	3,6	3,8	3,4	1,2	5,8
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	5,4	3,6	4,5	4,0	2,3	5,8

Variable Kosten in ct/kWh		Mikro-KWK			Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke		
		M-0,8kW	M-3kW	M-9,5kW	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	3,8	2,2	1,3
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	4,1	3,0	2,2
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	4,5	3,7	3,2
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	5,4	2,6	1,5
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	5,9	3,4	2,7
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	6,4	4,3	3,9
Sinkende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	3,0	1,8	1,1
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	3,3	2,5	2,1
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	3,7	3,3	3,1
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	4,3	2,1	1,3
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	4,8	2,9	2,5
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	5,3	3,8	3,7

Abbildung A2-12 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 %

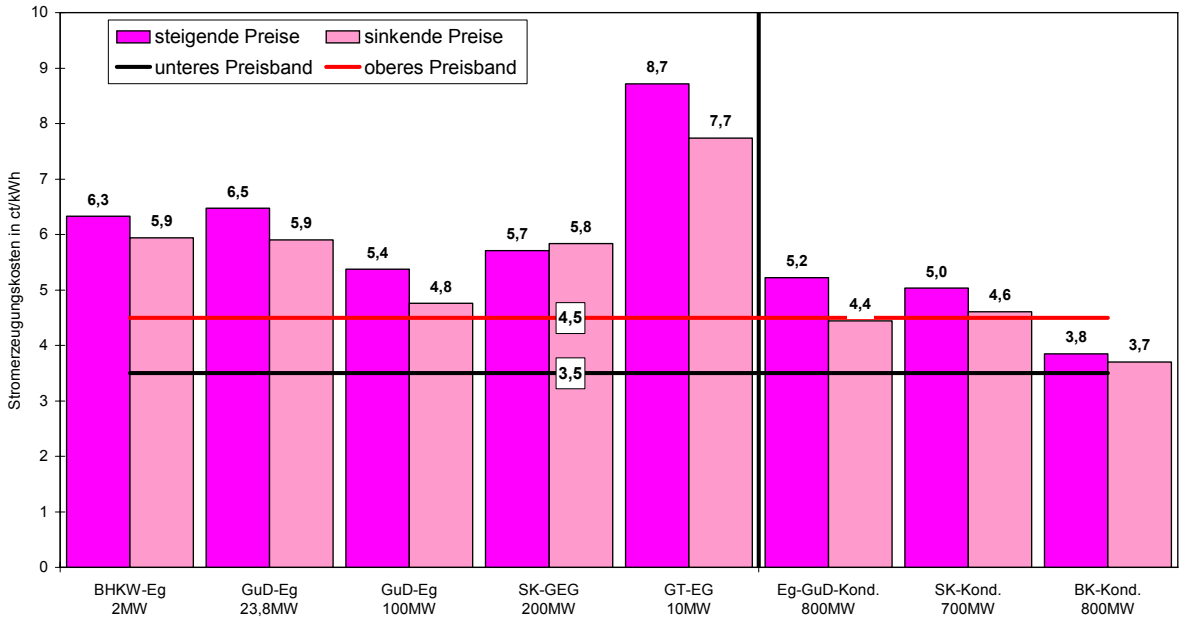


Abbildung A2-13 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 8 %

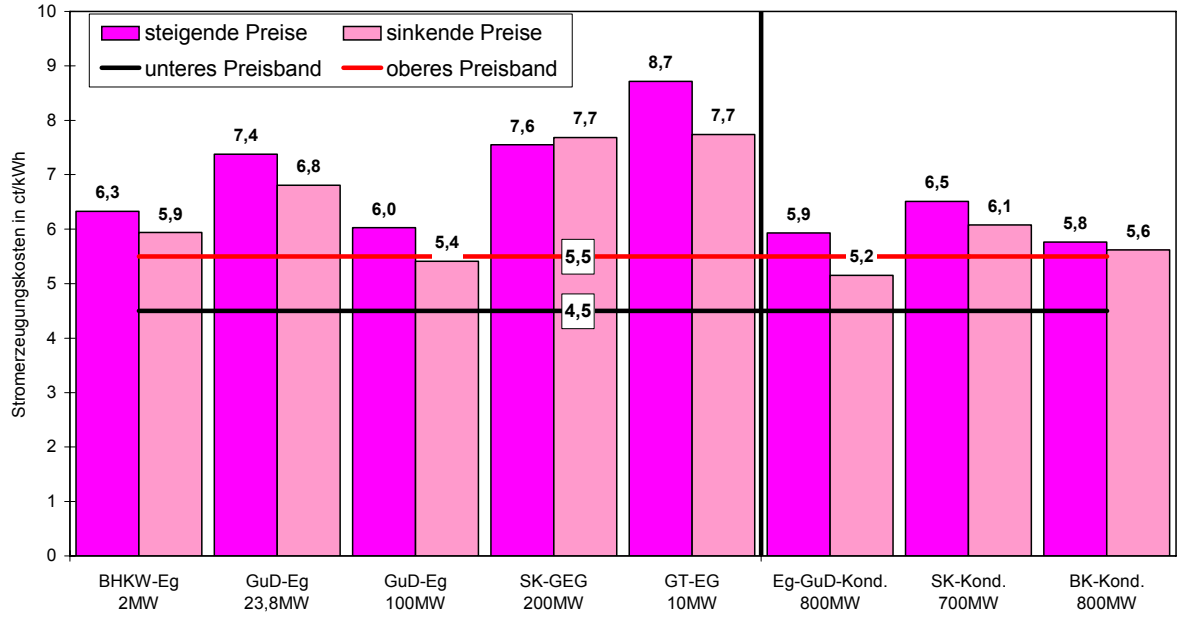


Abbildung A2-14 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 %

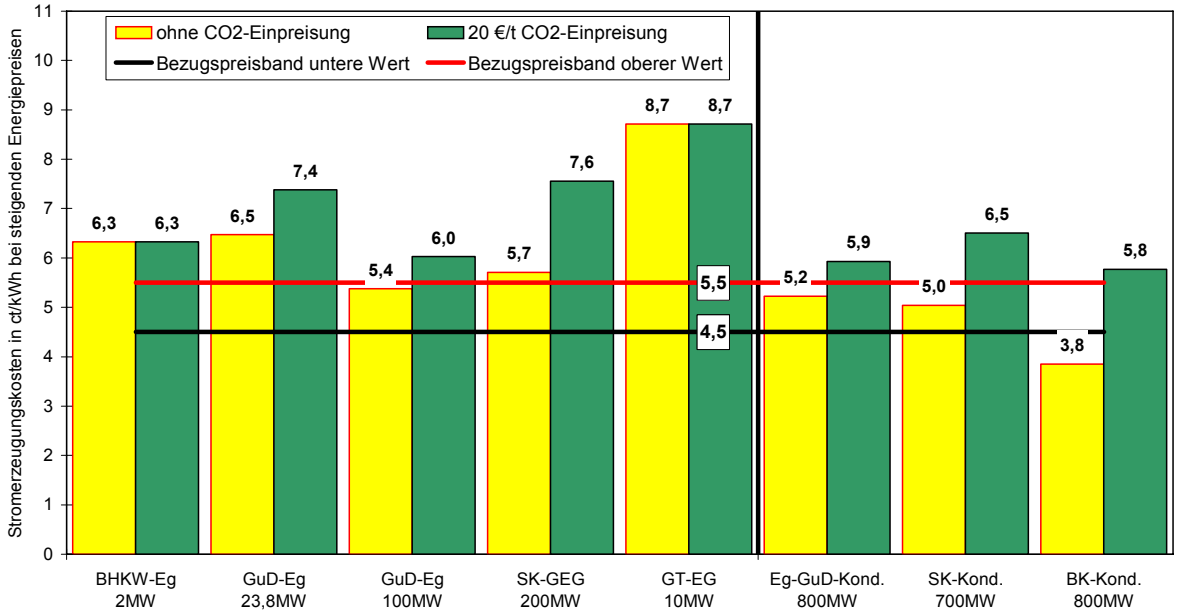


Abbildung A2-15 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 %

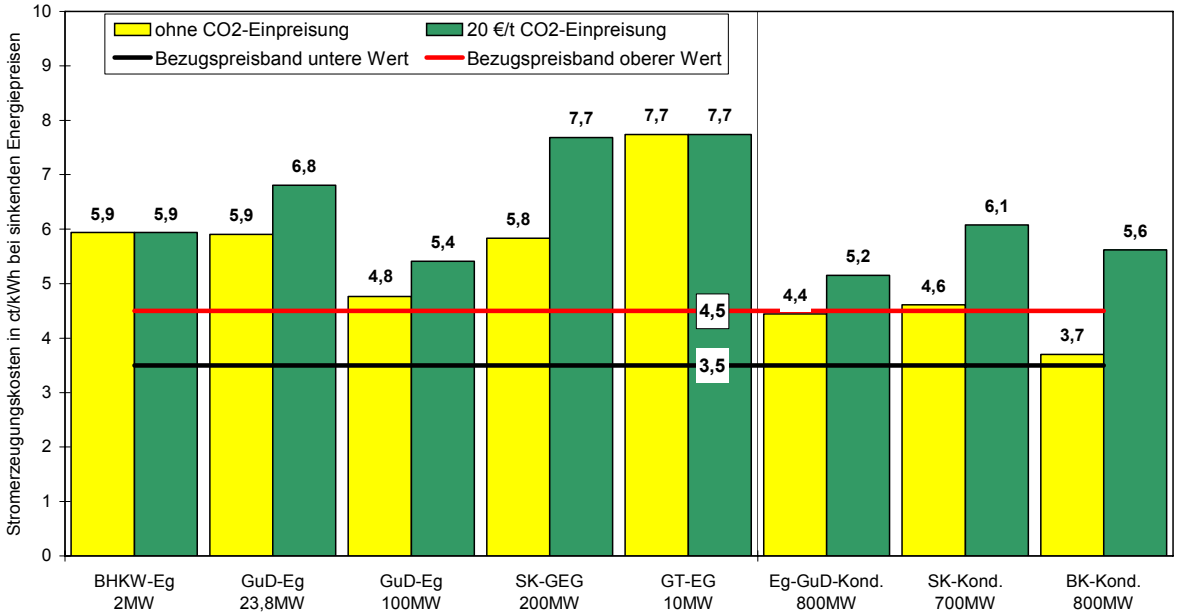


Abbildung A2-16 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer kleiner KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 % (ohne CO_2-Einpreisung, da keine Teilnahme am Emissionshandel)

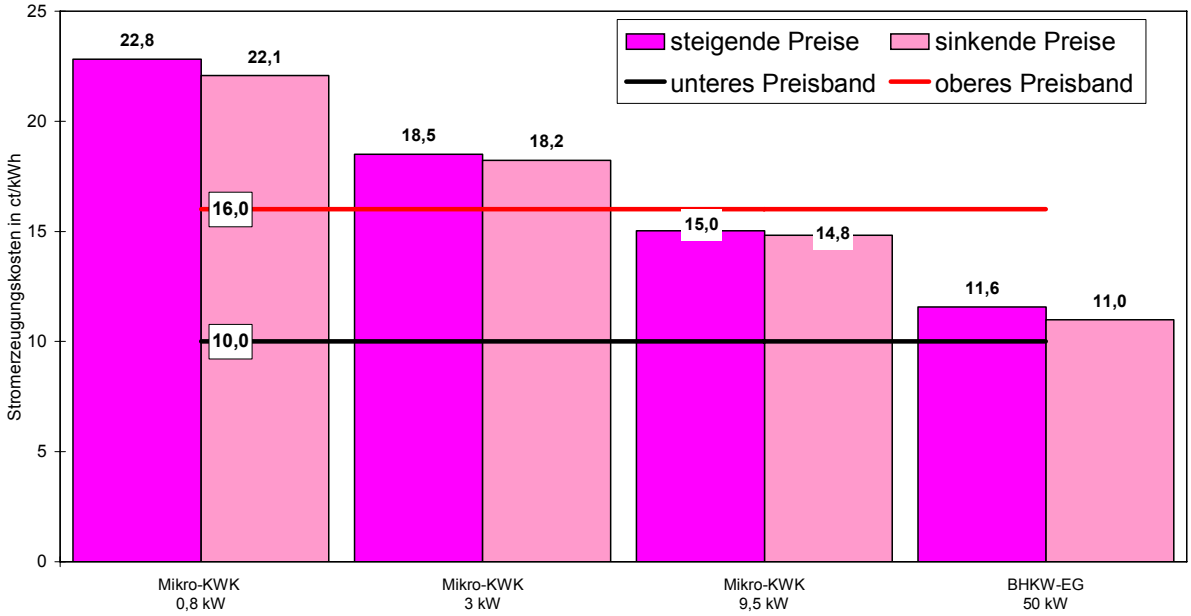


Abbildung A2-17 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 8 %

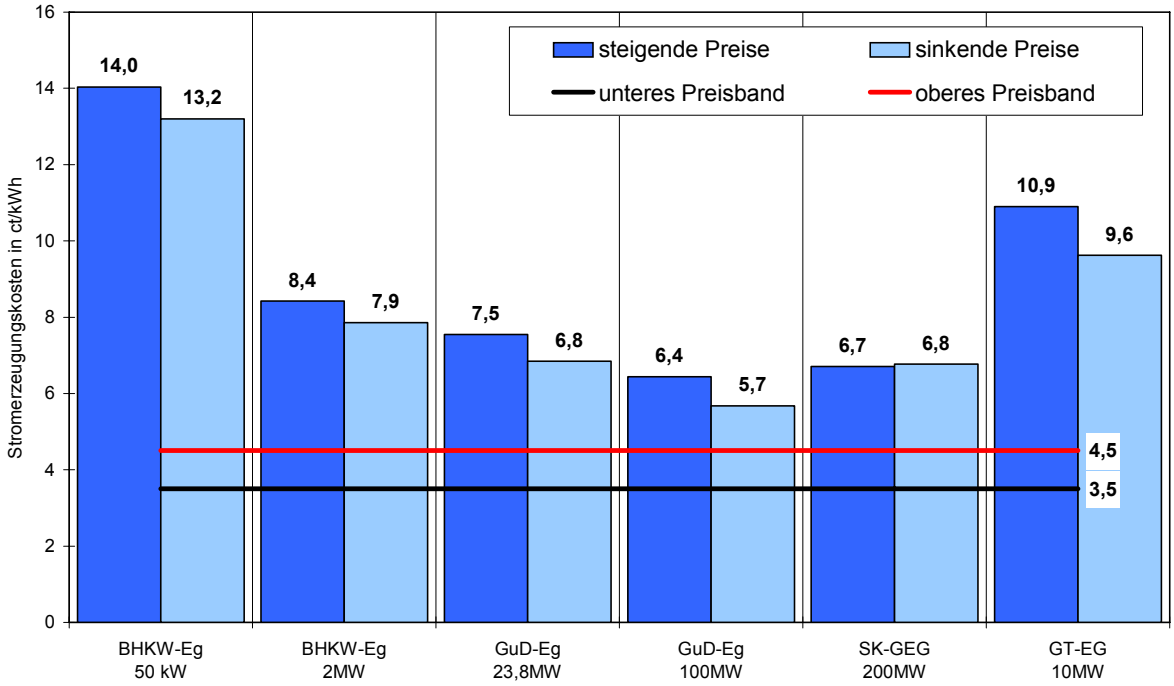


Abbildung A2-18 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 8 %

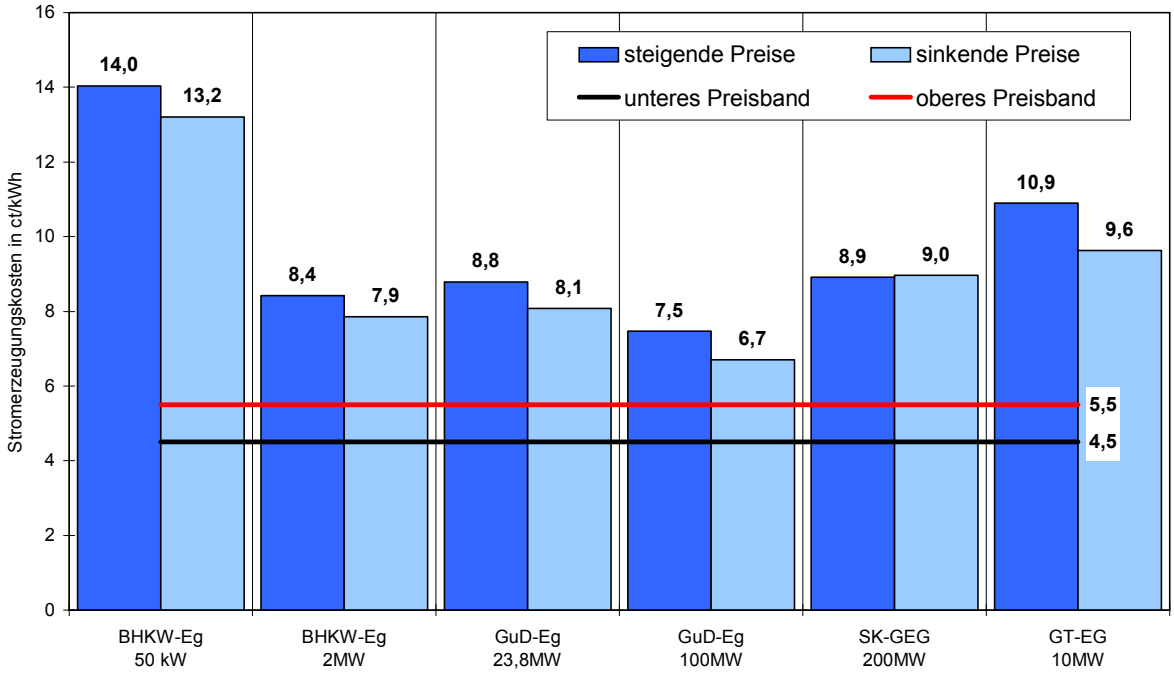


Abbildung A2-19 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 %

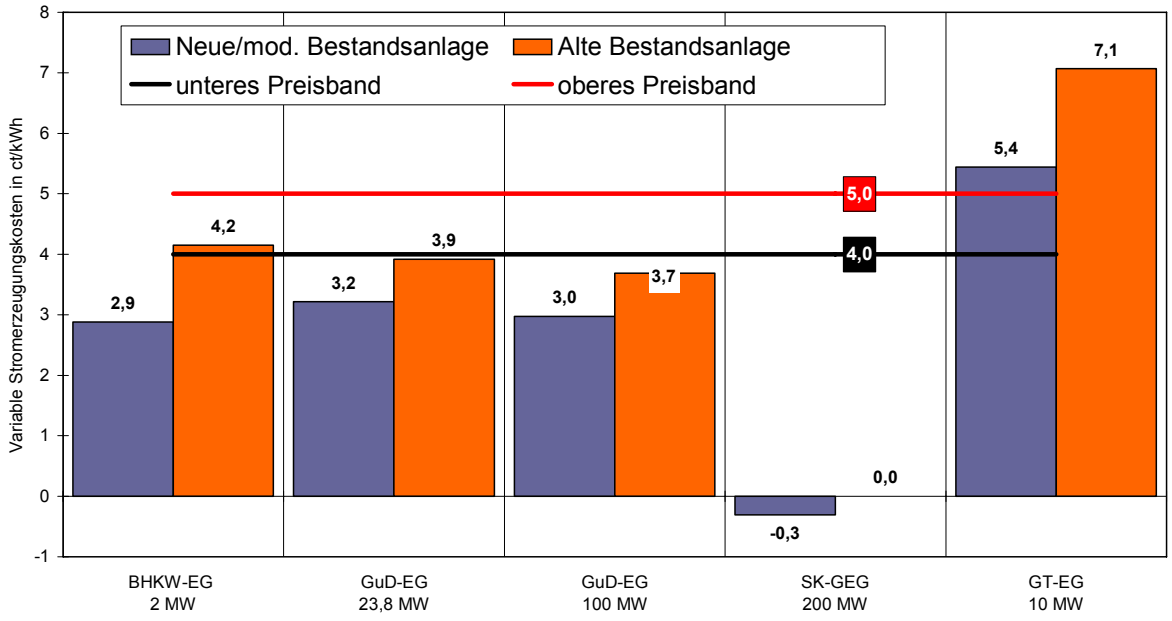


Abbildung A2-20 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 %

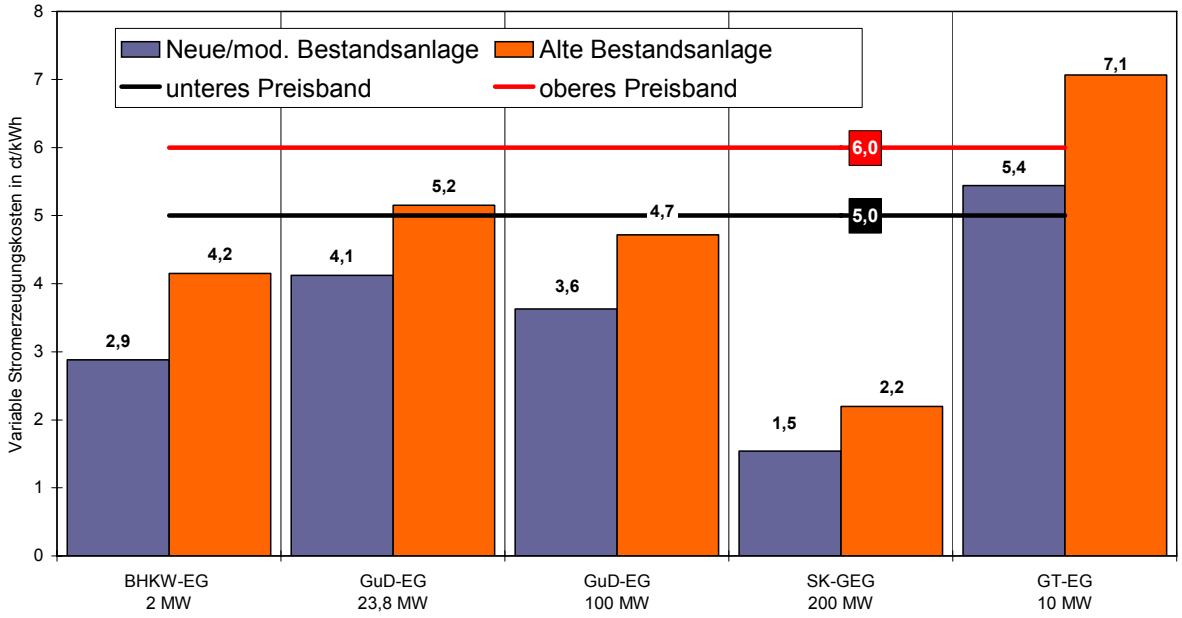


Abbildung A2-21 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 %

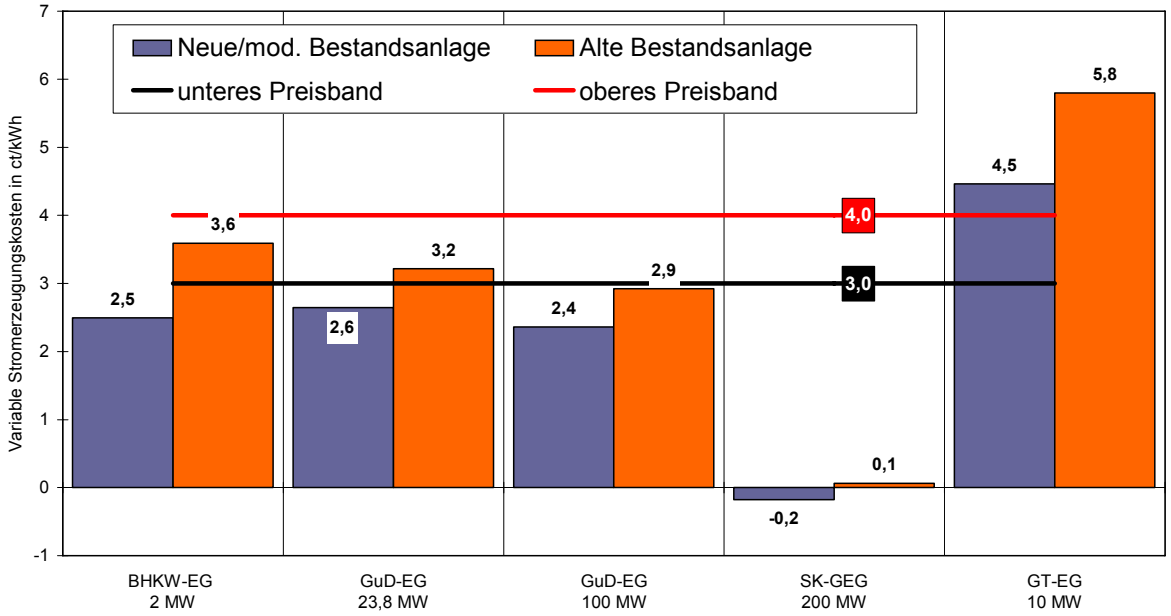
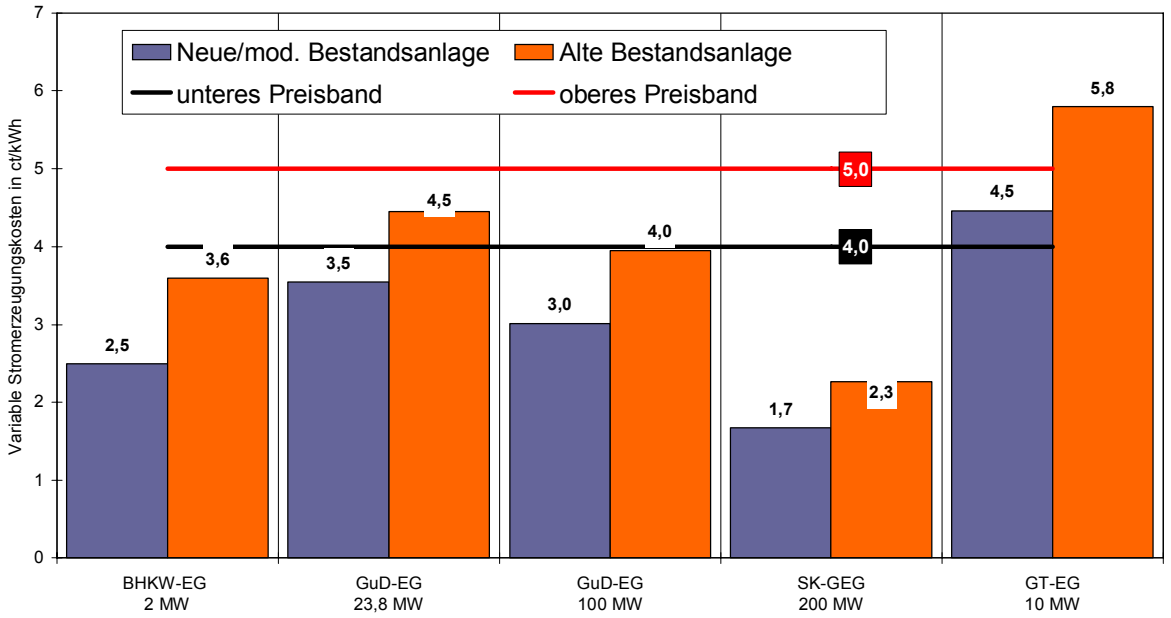


Abbildung A2-22 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 8 %



Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit einem Diskontierungszinssatz von 12 % für Neuinvestitionen in KWK-Anlagen sowie für die alten, neuen und modernisierten Bestandsanlagen

Tabelle A2-5 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %

Vollkosten in ct/kWh		KWK-Anlagen*					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	12,3	6,7	6,9	5,7	6,6	9,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	12,3	6,7	7,4	6,0	7,6	9,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	12,3	6,7	7,8	6,4	8,5	9,2
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	11,7	6,3	6,4	5,2	6,8	8,3
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	11,7	6,3	6,9	5,5	7,7	8,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	11,7	6,3	7,3	5,8	8,6	8,3
Vollkosten in ct/kWh		**Mikro-KWK***			**Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke***		
		0,8 kW_{el}	3 kW_{el}	9,5 kW_{el}	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	24,8	20,5	16,7	5,5	5,6	4,4
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	24,8	20,5	16,7	5,8	6,3	5,3
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	24,8	20,5	16,7	6,2	7,1	6,3
Sinkende Preise	ohne CO_2-Einpreisung	24,1	20,2	16,5	4,8	5,2	4,2
	CO_2-Einpreisung von 10 €/t	24,1	20,2	16,5	5,1	6,0	5,2
	CO_2-Einpreisung von 20 €/t	24,1	20,2	16,5	5,5	6,7	6,2

*) Anmerkung: Nur bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW werden die Regelungen des Emissionshandels und damit potenzielle CO_2-Einpreisungen berücksichtigt.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

Anmerkung:

Sofern die bestehenden kleinen KWK-Anlagen mit ihren variablen Kosten gegen die Tarifpreise des Strombezuges konkurrieren, fallen sie immer günstiger aus. Bestehende kleine KWK-Anlagen erwirtschaften unter diesen Voraussetzungen immer ihre variablen Kosten.

Tabelle A2-6 Variable Stromerzeugungskosten neuer und modernisierter sowie alter Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen in Abhängigkeit von der Höhe der CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %

Variable Kosten in ct/kWh		KWK-Anlagen					
		BHKW-EG 1*50 kW_{el}	BHKW-EG 2*1000 kW_{el}	GuD-Eg 23,8 MW_{el}	GuD-Eg 100 MW_{el}	SK-GEG 200 MW_{el}	GT-Erdgas 10 MW_{el}
Steigende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	3,2	2,9	-0,3	5,4
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	3,6	3,2	0,6	5,4
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	4,4	2,9	4,1	3,6	1,6	5,4
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,2	4,1	3,9	3,6	0,0	7,0
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	6,2	4,1	4,5	4,1	1,1	7,0
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,2	4,1	5,1	4,6	2,2	7,0
Sinkende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	2,7	2,4	-0,2	4,5
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	3,1	2,7	0,7	4,5
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	3,8	2,5	3,6	3,0	1,7	4,5
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	5,4	3,6	3,2	3,0	0,1	5,8
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	5,4	3,6	3,9	3,5	1,2	5,8
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	5,4	3,6	4,5	4,0	2,3	5,8

Variable Kosten in ct/kWh		Mikro-KWK			Nachrichtlich: Kond.-Kraftwerke		
		M-0,8kW	M-3kW	M-9,5kW	Erdgas GuD 800 MW_{el}	Steinkohle 700 MW_{el}	Braunkohle 800 MW_{el}
Steigende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	3,7	2,2	1,3
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	4,0	2,9	2,2
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	4,4	3,7	3,2
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	5,3	2,5	1,5
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	5,8	3,4	2,7
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	7,5	3,5	2,5	6,3	4,2	3,9
Sinkende Preise	Neue/mod. Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	3,0	1,8	1,1
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 10 €{t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	3,4	2,6	2,1
	Neue/mod. Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	3,7	3,3	3,1
	Alte Bestandsanlage ohne CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	4,3	2,1	1,3
	Alte Bestandsanlage mit 10 €/t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	4,8	2,9	2,5
	Alte Bestandsanlage mit 20 €/t CO_2-Einpreisung	6,8	3,2	2,3	5,4	3,8	3,7

Abbildung A2-23 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %

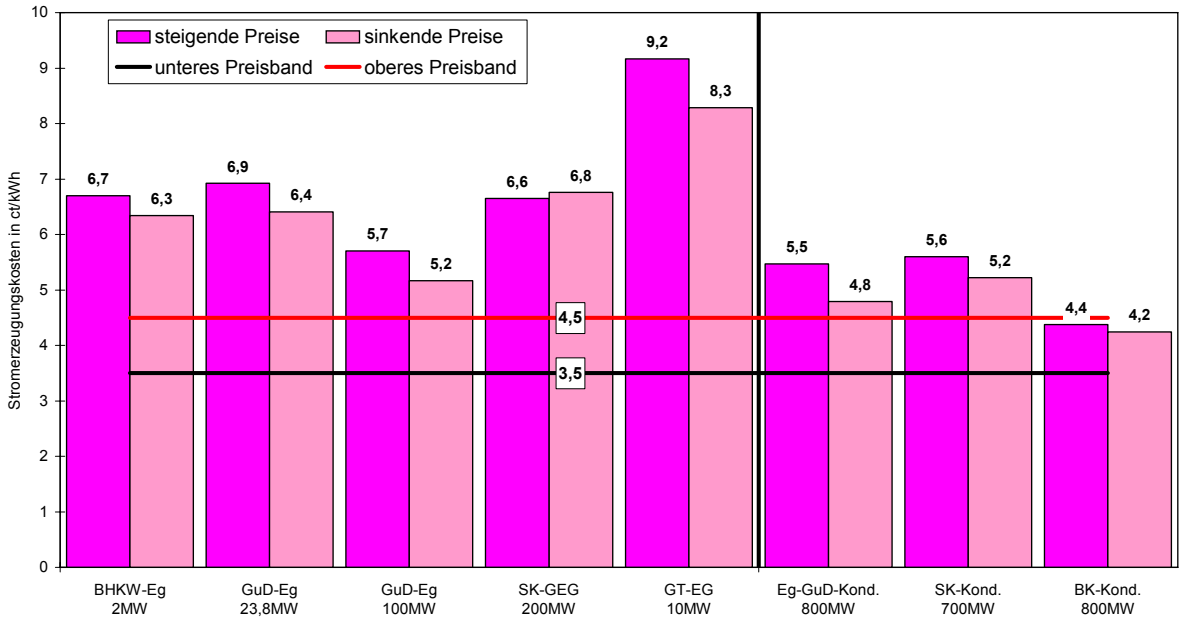


Abbildung A2-24 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 12 %

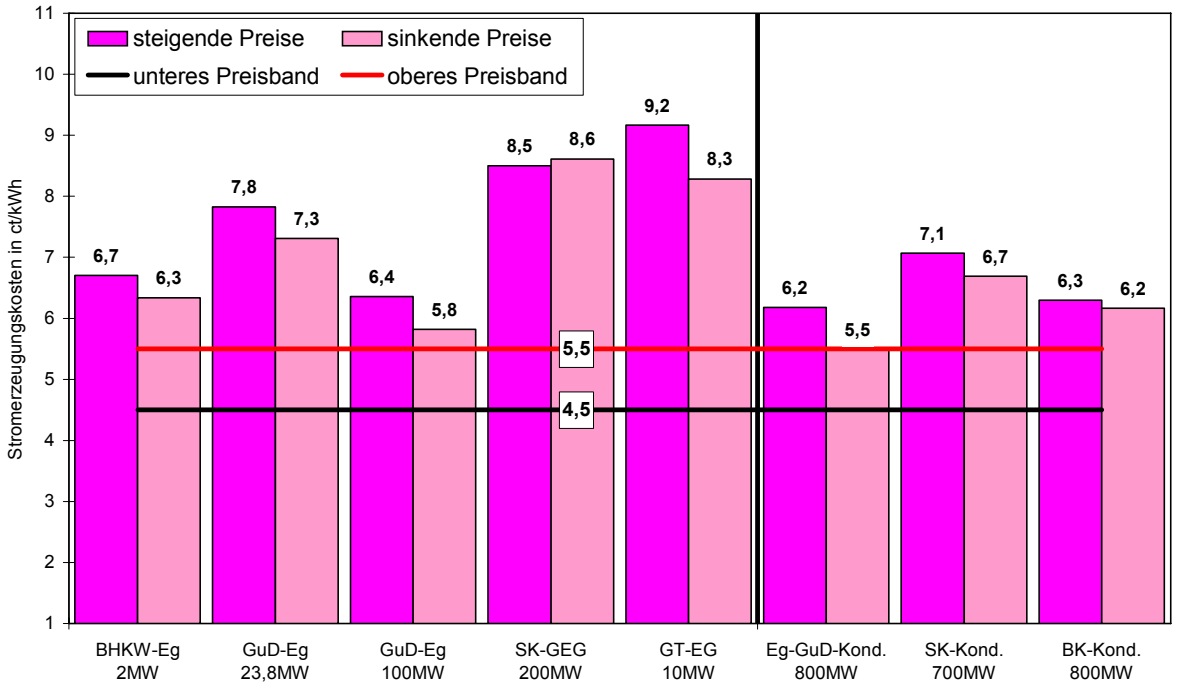


Abbildung A2-25 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 %

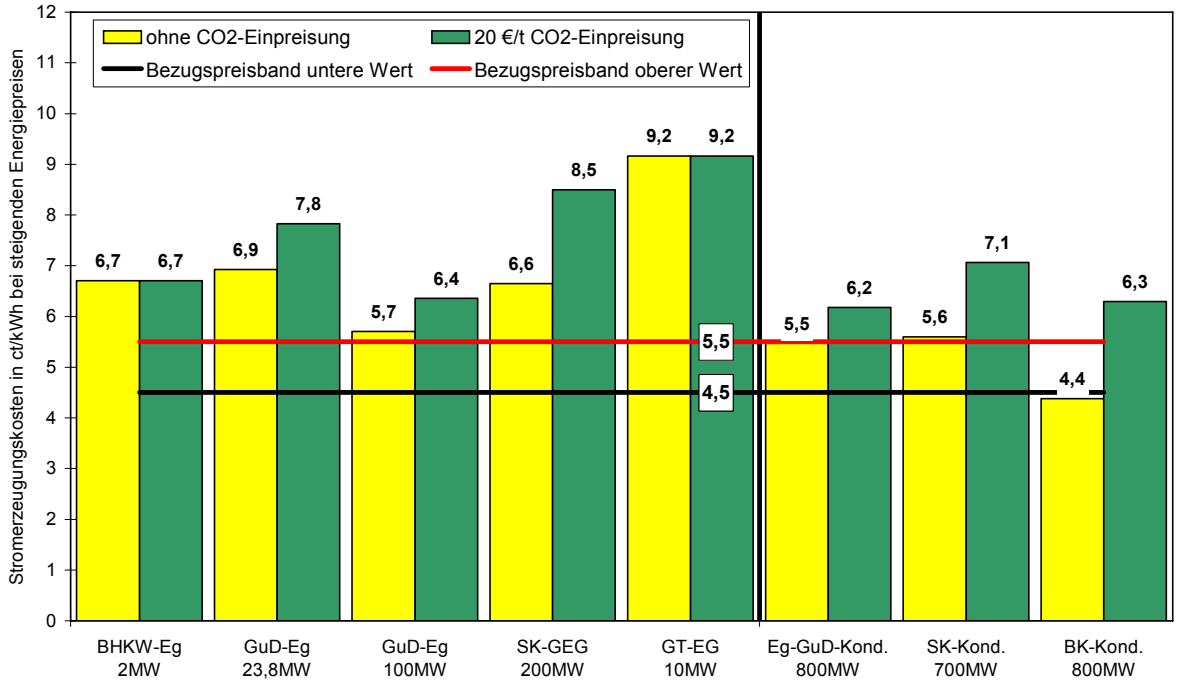


Abbildung A2-26 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer großer KWK-Anlagen ohne und mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 %

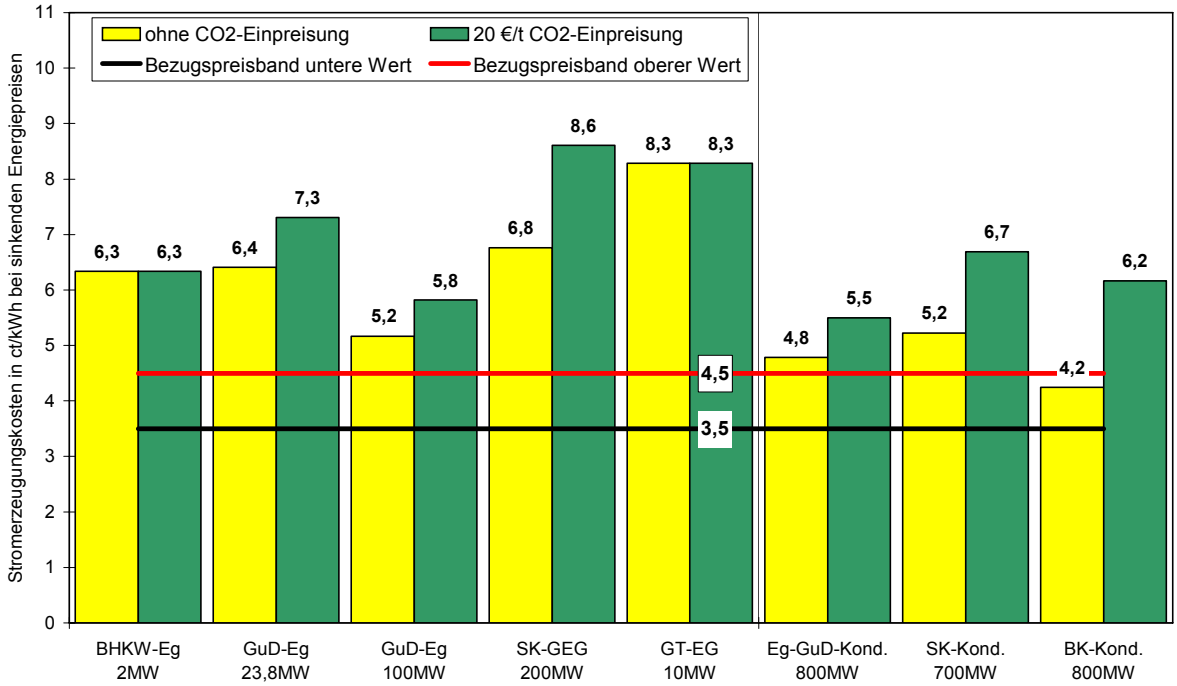


Abbildung A2-27 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) neuer kleiner KWK-Anlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %

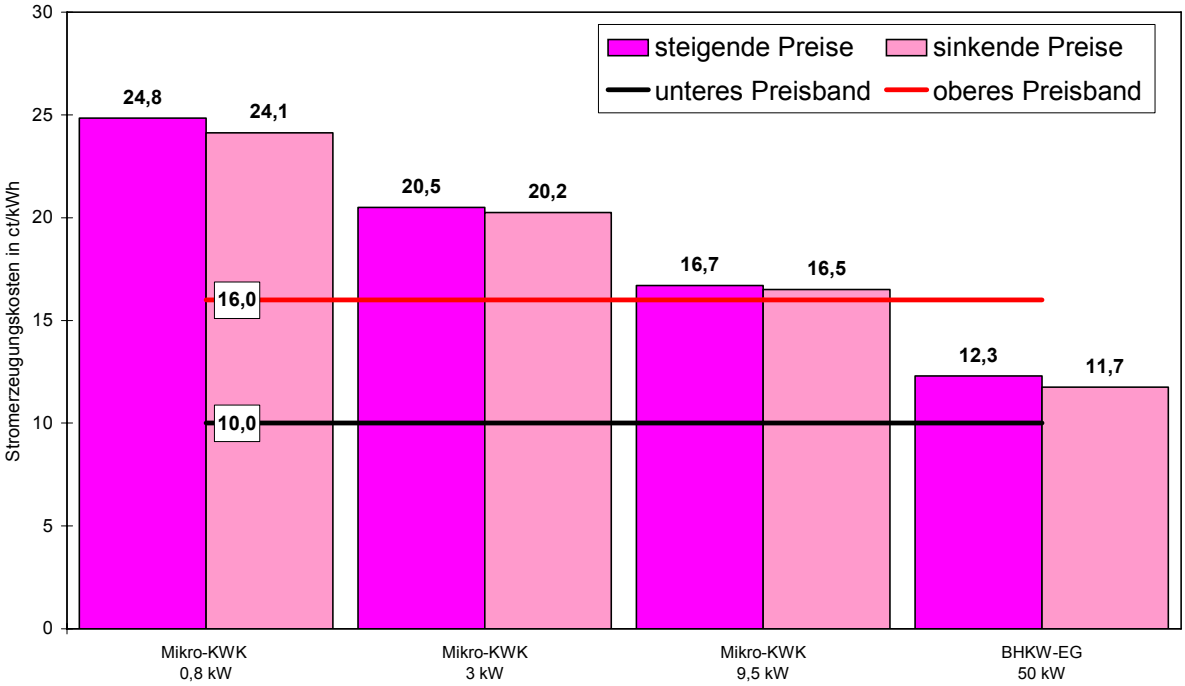


Abbildung A2-28 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen ohne CO_2-Einpreisung bei einem Zinssatz von 12 %

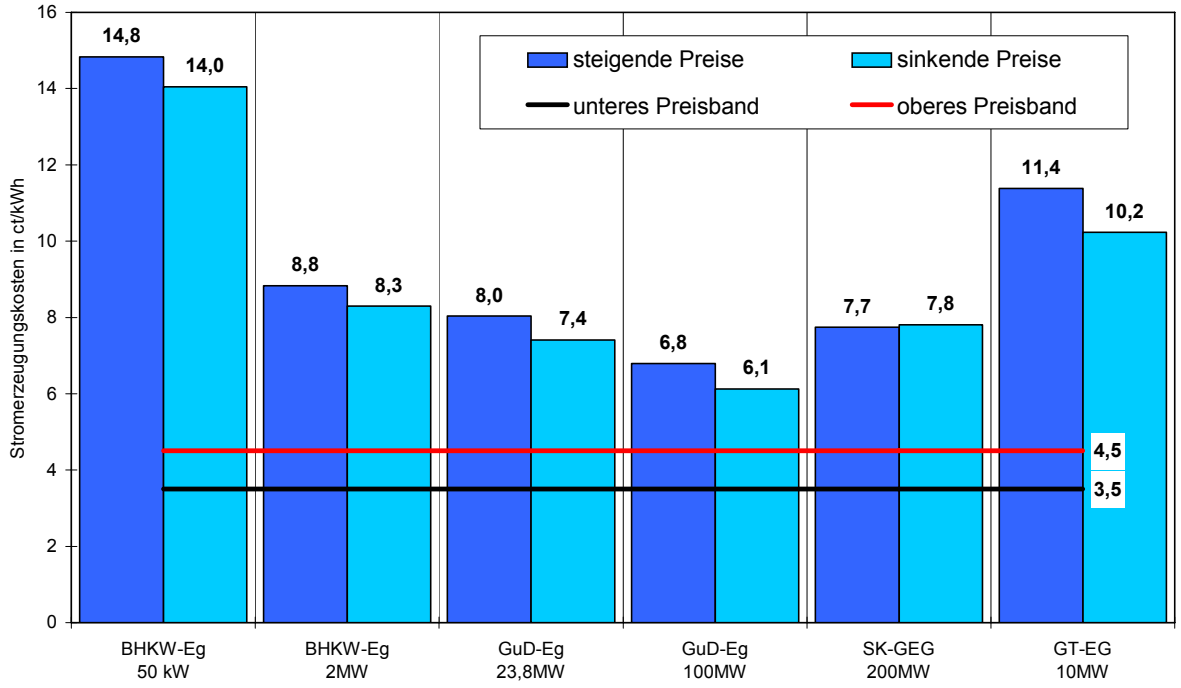


Abbildung A2-29 Stromerzeugungskosten (Vollkosten) alter KWK-Bestandsanlagen bei steigenden bzw. sinkenden Energiepreisen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t bei einem Zinssatz von 12 %

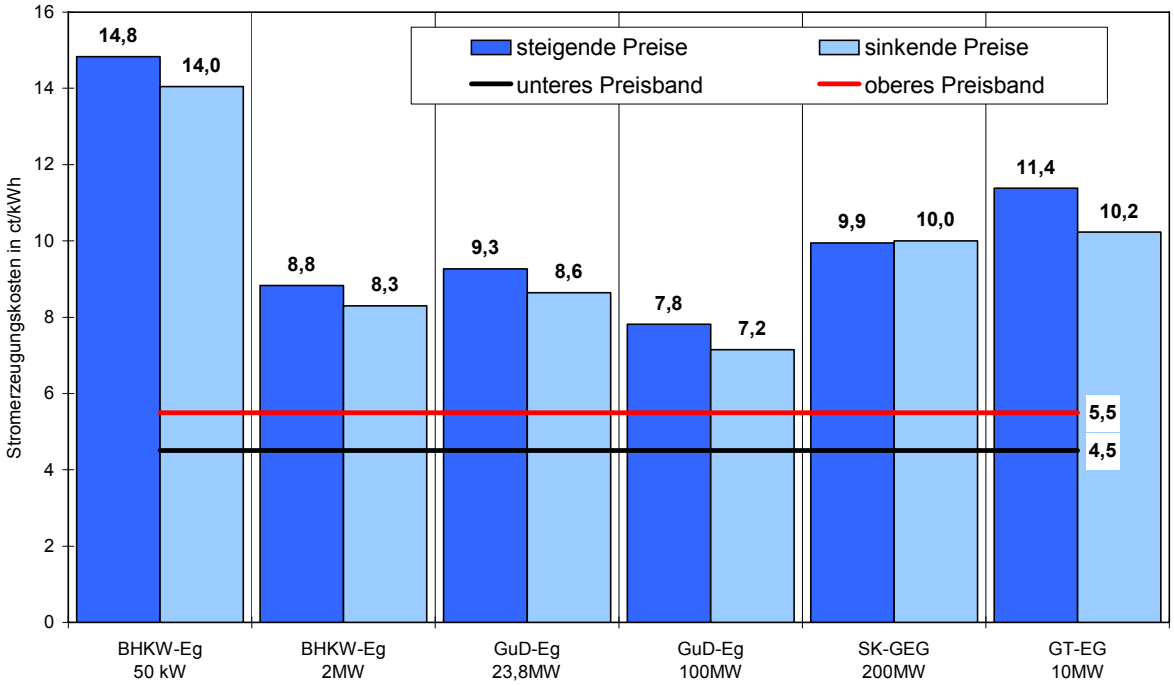


Abbildung A2-30 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 %

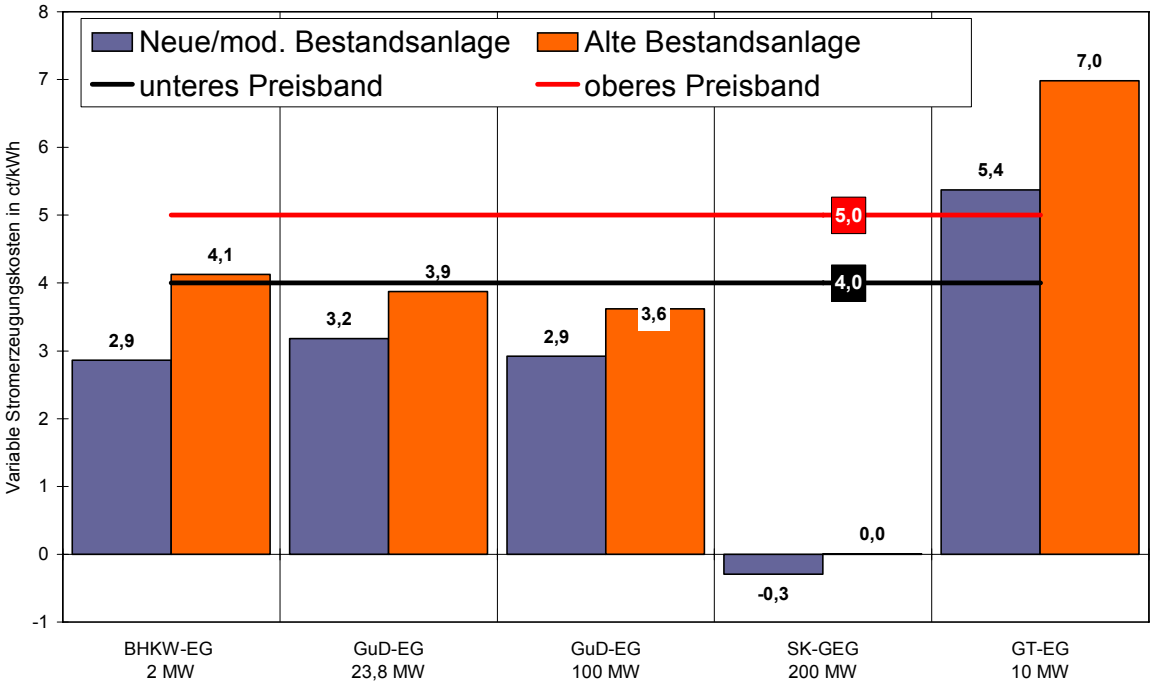


Abbildung A2-31 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei steigenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 %

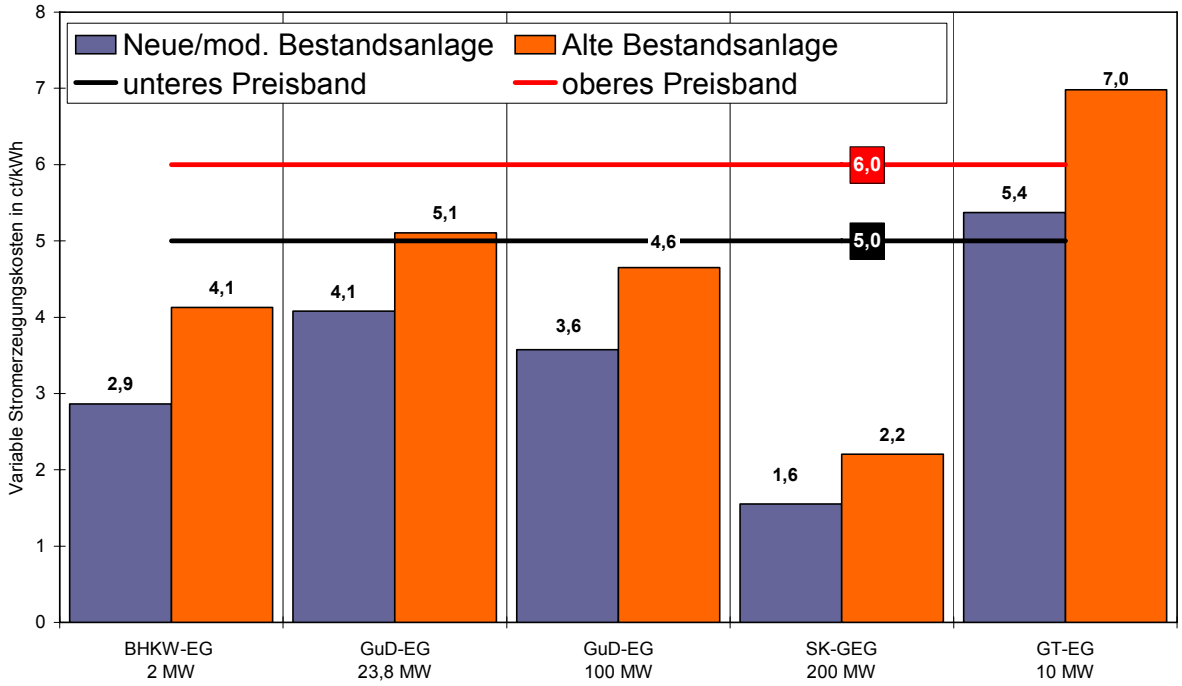


Abbildung A2-32 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen ohne CO_2-Einpreisung bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 %

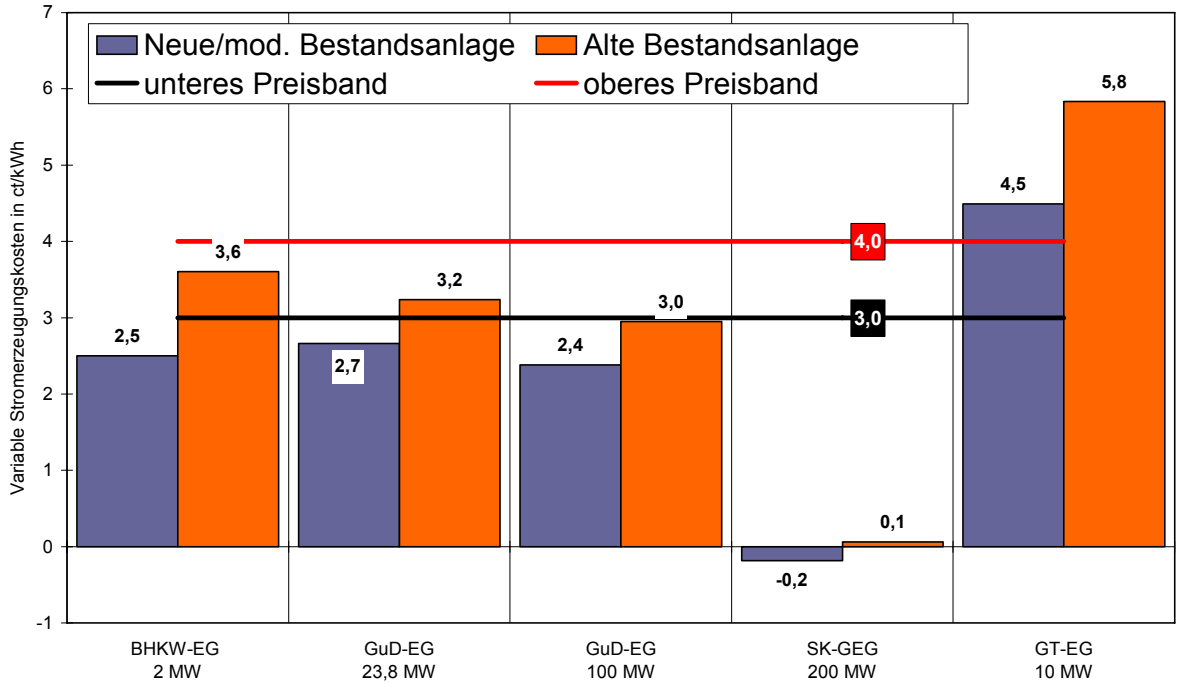
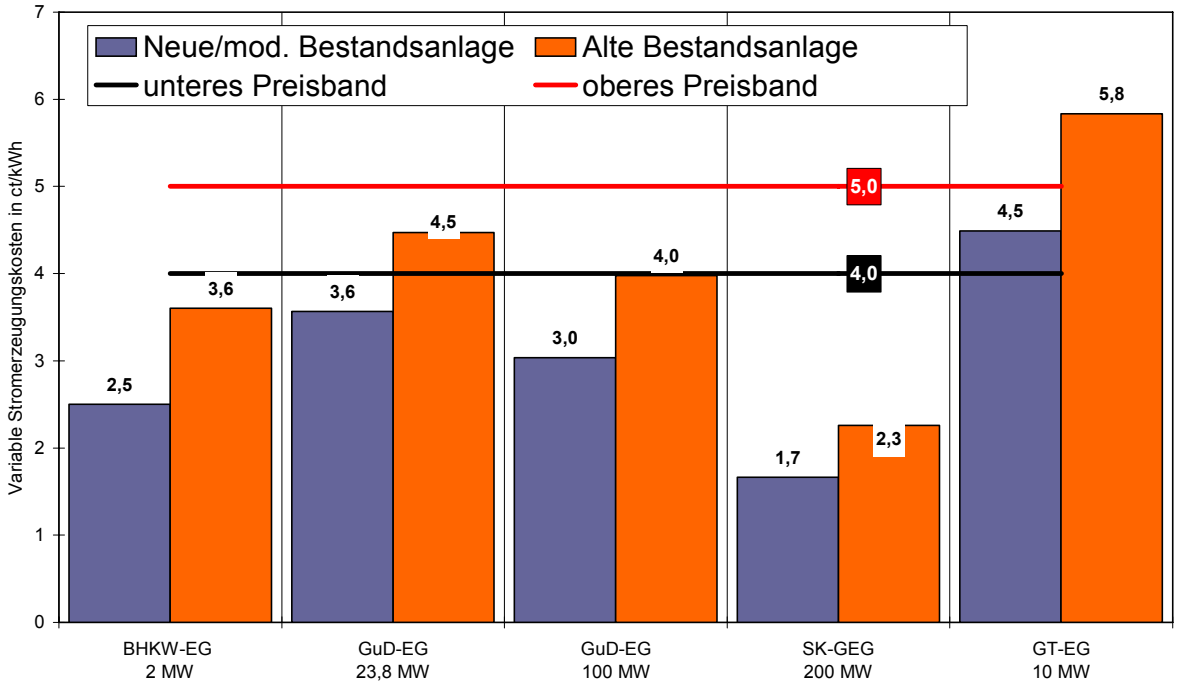


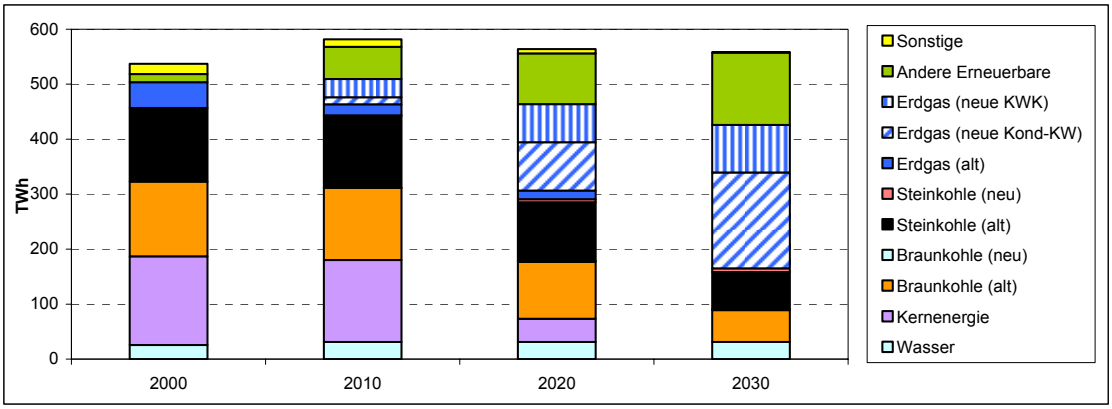
Abbildung A2-33 Variable Kosten der Stromerzeugung bei bestehenden großen KWK-Anlagen mit CO_2-Einpreisung von 20 €/t CO_2 bei sinkenden Energiepreisen bei einem Zinssatz von 12 %



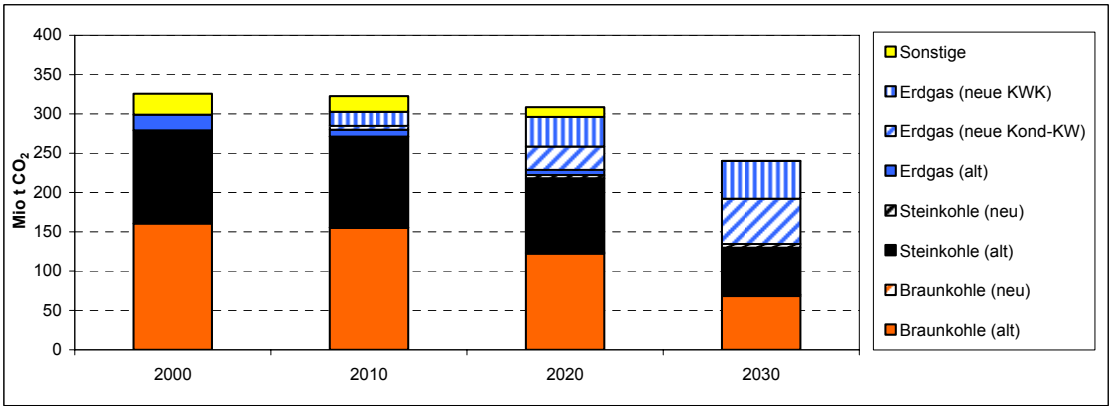
Anhang 3: Detailergebnisse der Modellsimulation für die Entwicklung der KWK

Abbildung A3-1 Ergebnisübersicht Variante Auktion 1

Variante Referenz Auktion 1



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	132	105	60
Steinkohle	134	131	112	74
Erdgas	47	66	173	261
dav. neue KWK	0	33	69	86
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	325	316	249
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	9	18	23
CO_2-Bilanz (Mt)	327	316	298	226

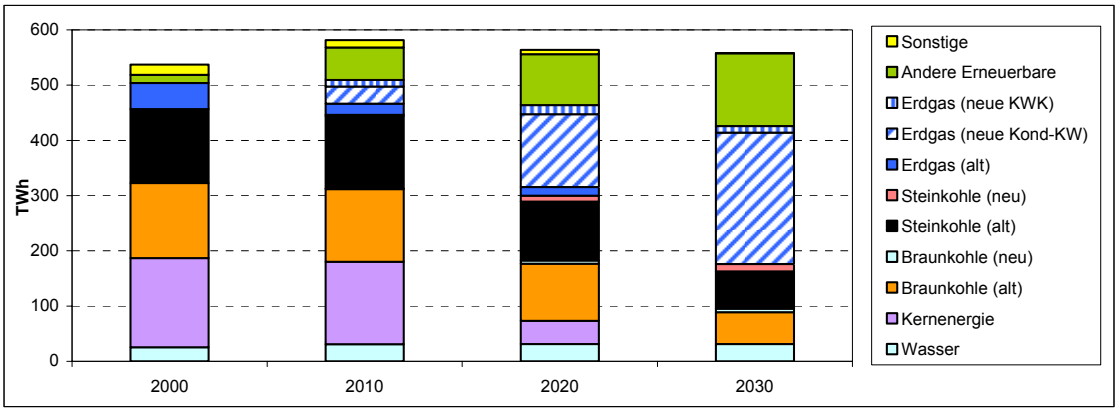
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, hohes Szenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nach Referenzfall, Auktionierung, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

13.08.2005 23:08 8%GasHighCoalRefEUAHighAuctKWKGRefHB1,5vNNE5F015

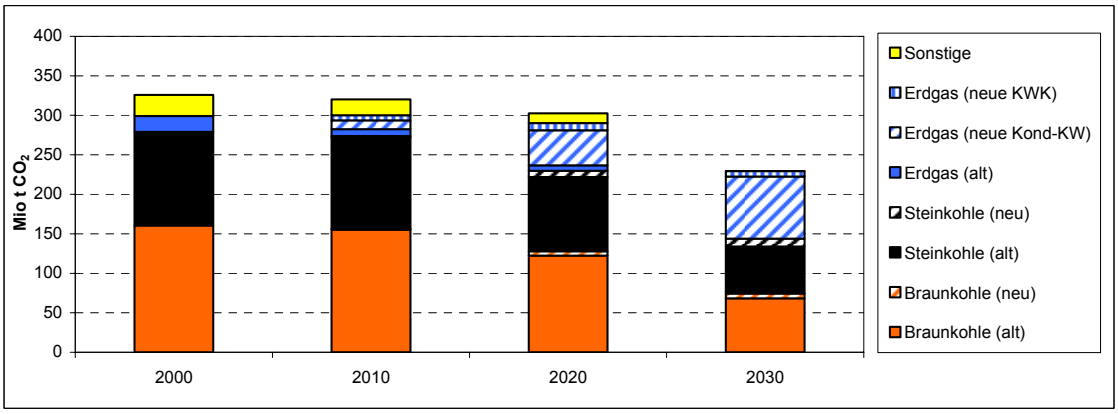
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-2 Ergebnisübersicht Variante Auktion 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)

Variante Referenz Auktion 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	133	109	64
Steinkohle	134	133	117	81
Erdgas	47	63	164	250
dav. neue KWK	0	12	16	12
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	322	309	238
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	3	4	3
CO_2-Bilanz (Mt)	327	319	305	234

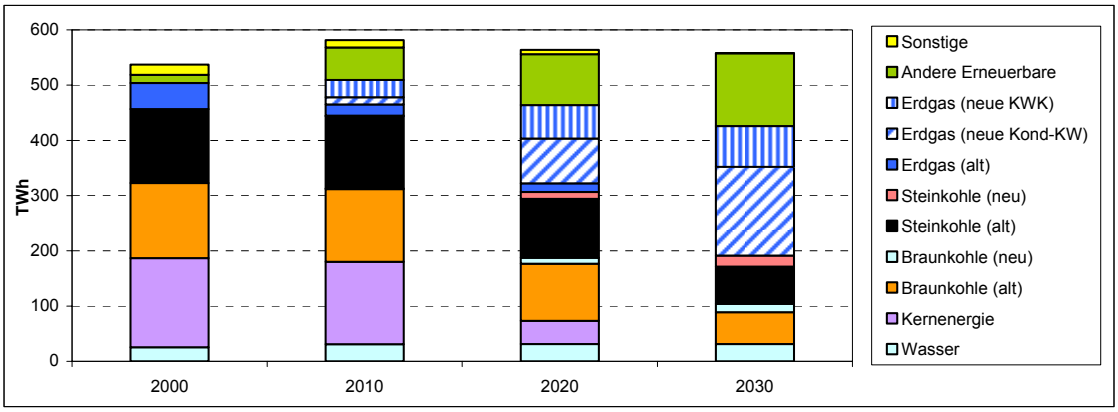
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, hohes Szenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten niedrig, Auktionierung der Zertifikate, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 21:59 8%GasHighCoalRefEUAHighProcBM(985)14aETCHPRefKWKGRefHB1,2vNNE5F015

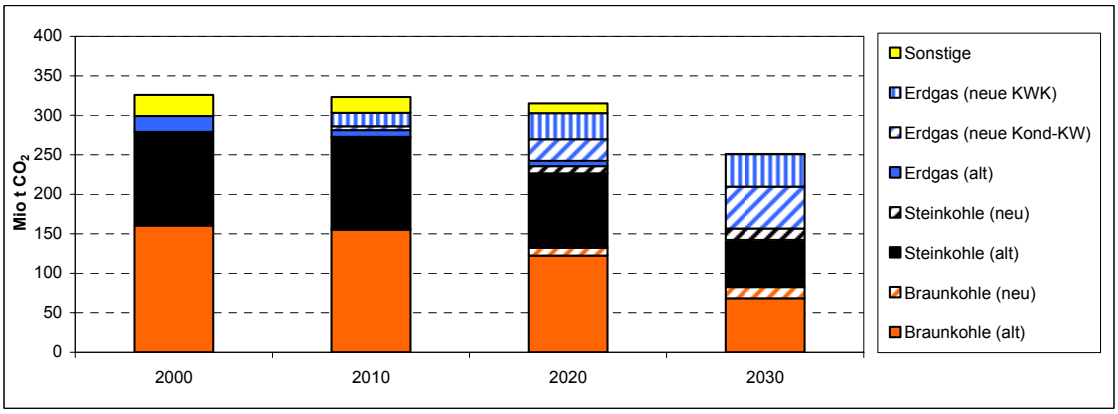
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-3 Ergebnisübersicht Variante Auktion 2

Variante Referenz Auktion 2



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	132	114	73
Steinkohle	134	132	119	88
Erdgas	47	65	157	234
dav. neue KWK	0	31	60	74
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	325	323	261
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	8	16	19
CO_2-Bilanz (Mt)	327	317	307	241

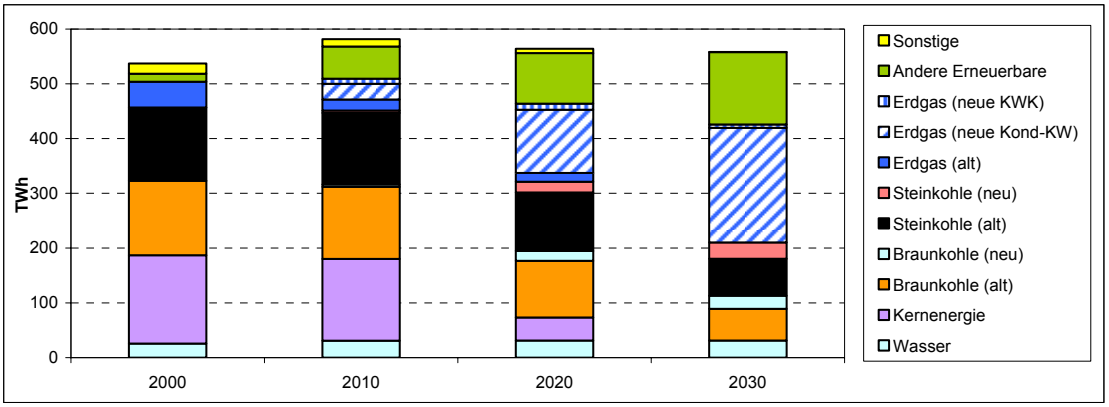
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, Referenzszenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nach Referenzfall, Auktionierung der Zertifikate, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 16:29 8%GasHighCoalRefEUARefAuctKWKGRefHB1,5vNNE5F015

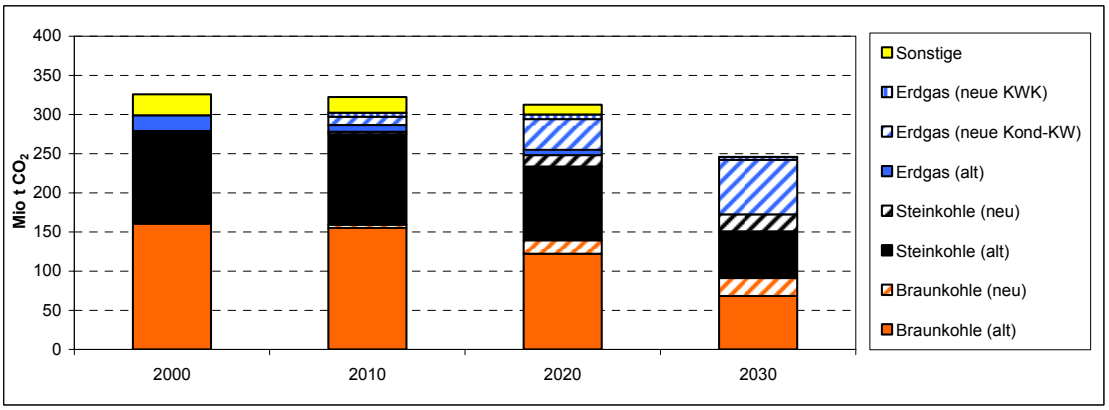
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-4 Ergebnisübersicht Variante Auktion 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig)

Variante Referenz Auktion 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	136	121	82
Steinkohle	134	135	127	97
Erdgas	47	58	142	215
dav. neue KWK	0	9	11	6
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	324	320	255
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	2	3	2
CO_2-Bilanz (Mt)	327	322	317	254

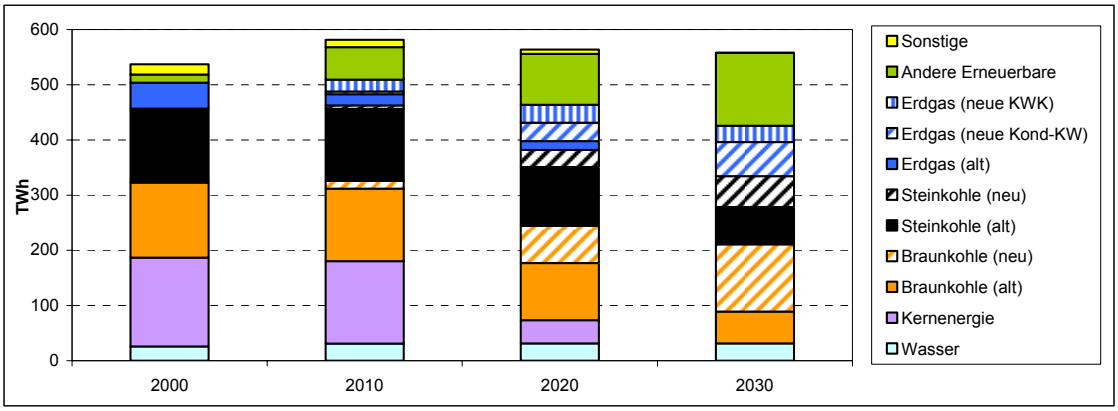
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, Referenzszenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten niedrig, Auktionierung der Zertifikate, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 16:38 8%GasHighCoalRefEUARefAuctKWKGRefHB1,2vNNE5F015

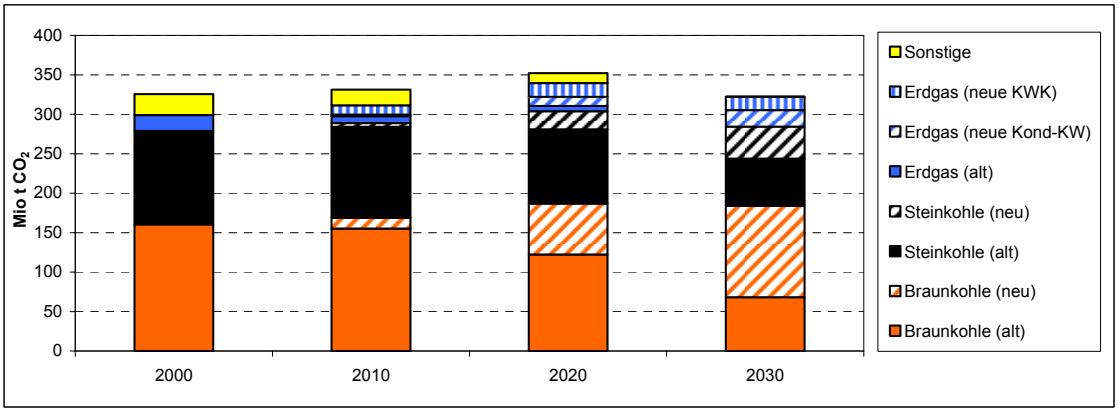
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-5 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1

Variante Referenz Prozessbenchmarks 1



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	145	171	180
Steinkohle	134	137	138	124
Erdgas	47	47	82	91
dav. neue KWK	0	21	32	30
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	334	363	338
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	6	9	8
CO_2-Bilanz (Mt)	327	328	355	330

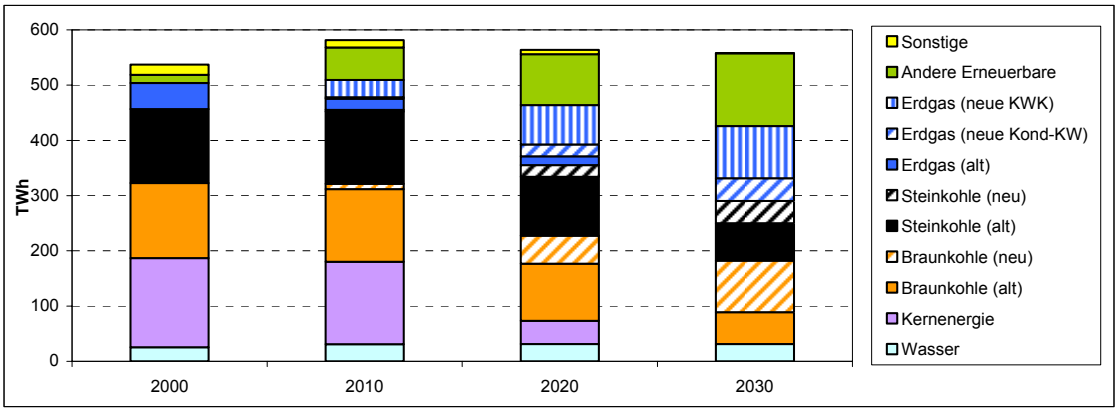
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, hohes Szenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nach Referenzfall, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

13.08.2005 22:55 8%GasHighCoalRefEUAHighProcBM(985)14aETCHPRefKWKGRefHB1,5vNNE5F015

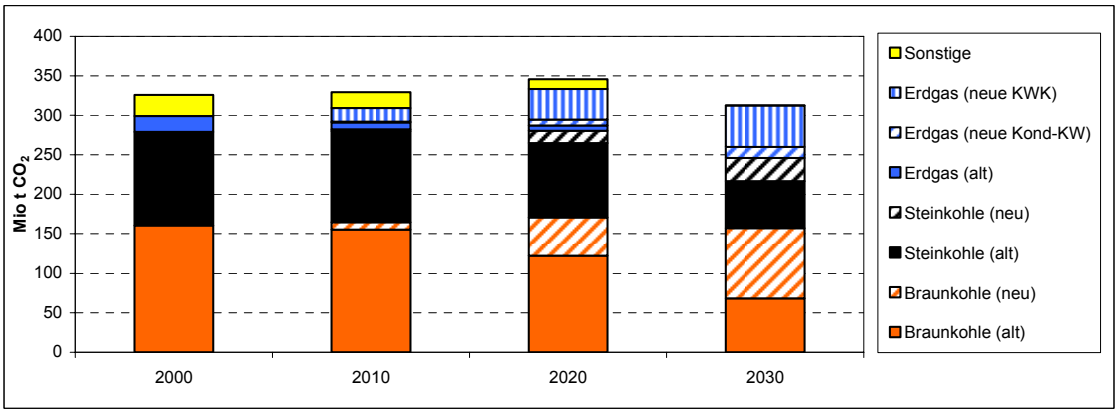
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-6 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (Fortführung KWK-G)

Variante Referenz Prozessbenchmarks 1 (Fortführung KWKG)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	141	154	151
Steinkohle	134	134	128	108
Erdgas	47	54	108	135
dav. neue KWK	0	31	71	94
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	332	356	327
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	8	19	25
CO_2-Bilanz (Mt)	327	323	337	302

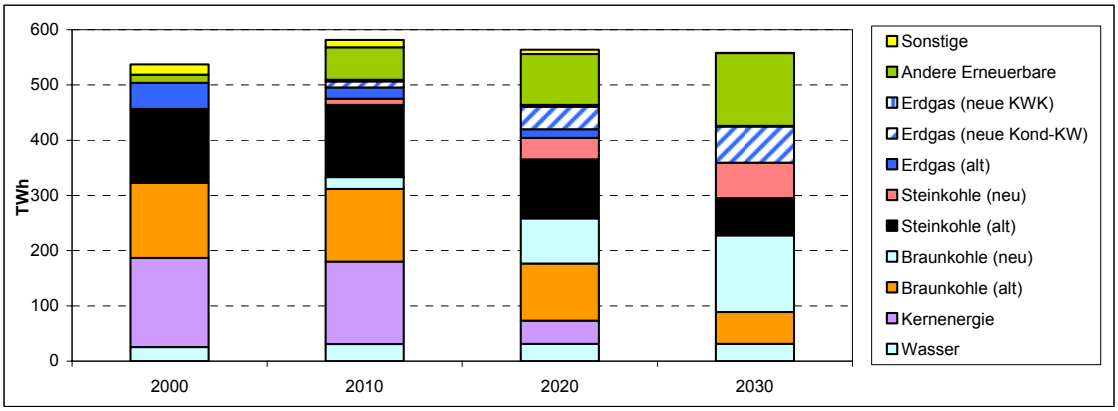
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, hohes Szenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nach Referenzfall, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, Fortführung des KWKG nach 2010 mit 7,50 €/MWh, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 01:11 8%GasHighCoalRefEUAHighProcBM(985)14aETCHPRefKWKG7,5HB1,5vNNE5F015

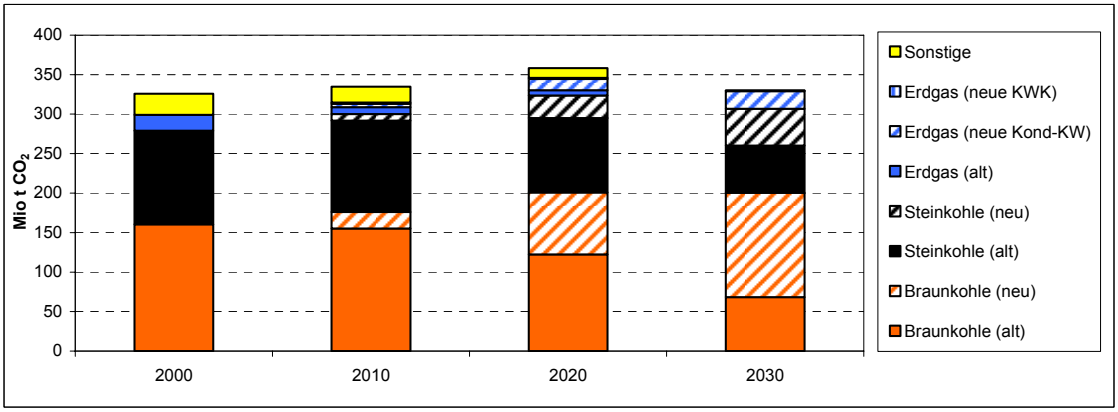
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-7 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)

Variante Referenz Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	153	185	197
Steinkohle	134	142	145	131
Erdgas	47	34	60	67
dav. neue KWK	0	3	3	1
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	337	370	346
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	1	1	0
CO_2-Bilanz (Mt)	327	337	369	346

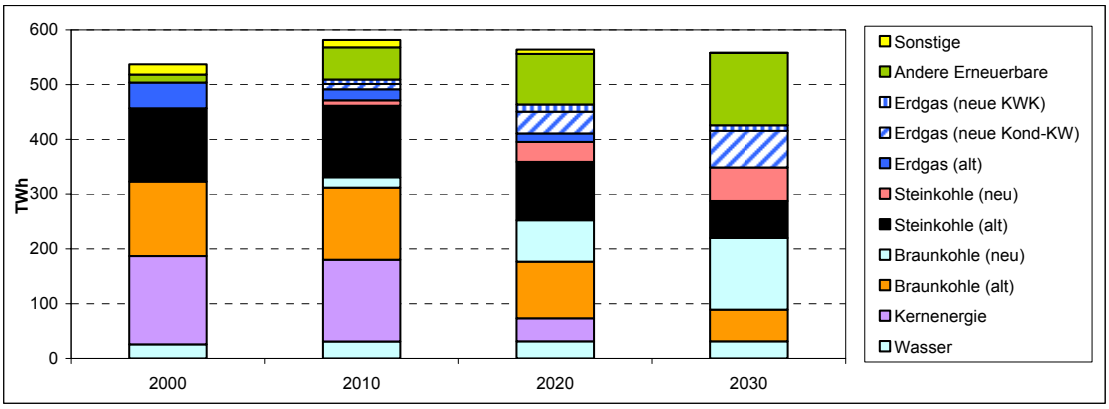
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, hohes Szenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten niedrig, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 02:38 8%GasHighCoalRefEUAHighProcBM(985)14aETCHPRefKWKGRefHB1,2vNNE5F015

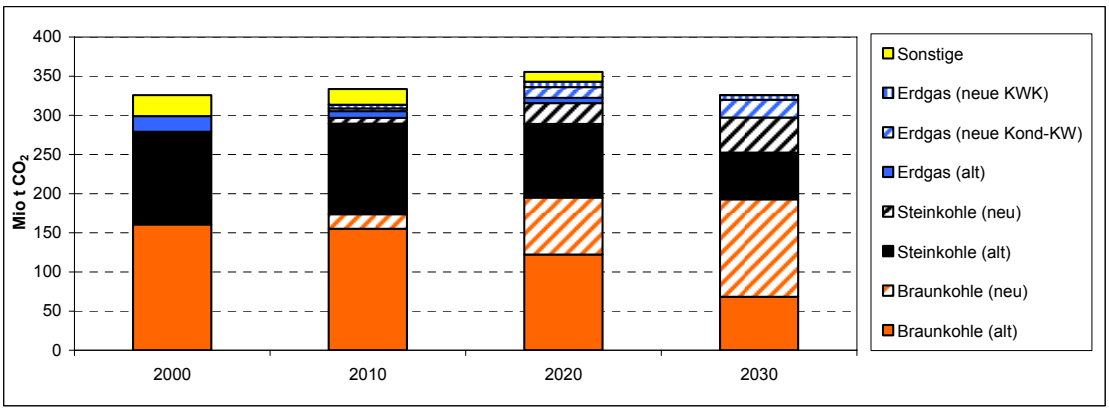
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-8 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig, Fortführung KWK-G)

Variante Referenz Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig, Fortführung KWKG)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	150	179	189
Steinkohle	134	141	143	129
Erdgas	47	38	68	77
dav. neue KWK	0	8	13	10
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	336	367	342
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	2	3	3
CO_2-Bilanz (Mt)	327	334	363	339

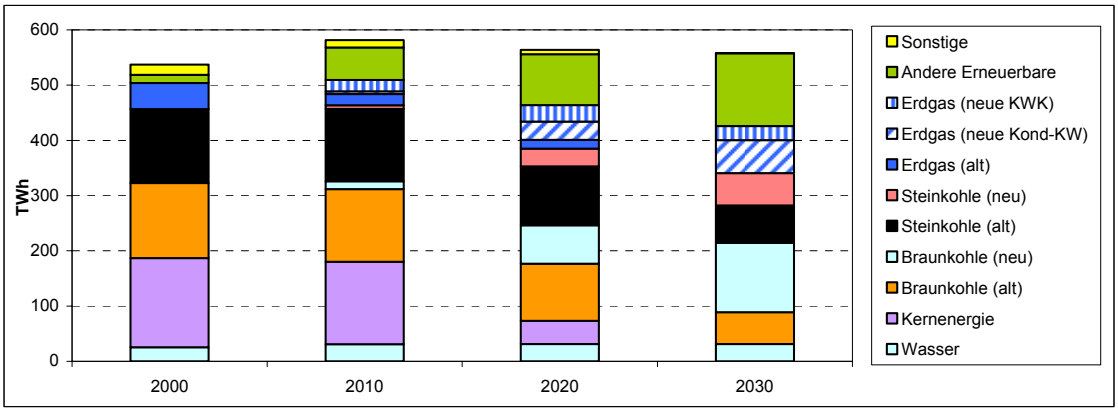
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, hohes Szenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nniedrig, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, Fortführung des KWKG nach 2010 mit 7,50 €/MWh, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

15.08.2005 07:54 8%GasHighCoalRefEUAHighProcBM(985)14aETCHPRefKWKG7,50HB1,2vNNE5F015

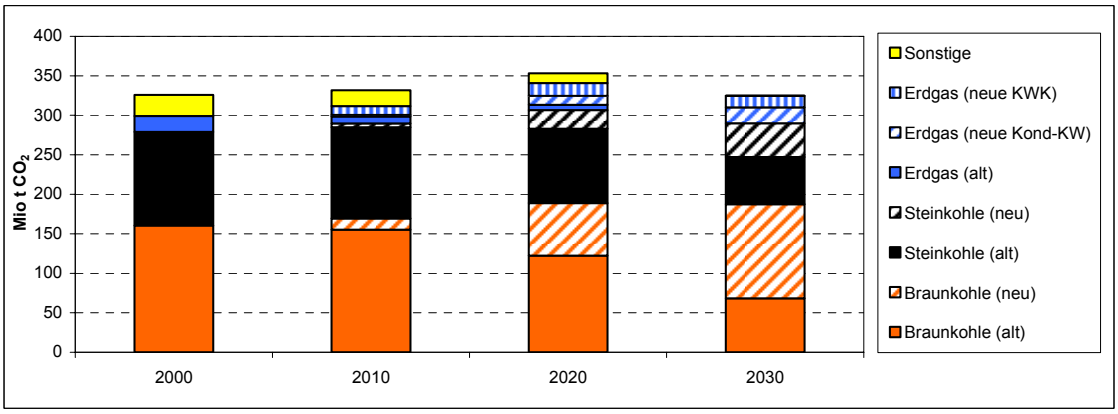
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-9 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 2

Variante Referenz Prozessbenchmarks 2



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	146	173	183
Steinkohle	134	137	139	126
Erdgas	47	46	79	85
dav. neue KWK	0	20	30	25
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	334	364	340
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	5	8	7
CO_2-Bilanz (Mt)	327	329	356	334

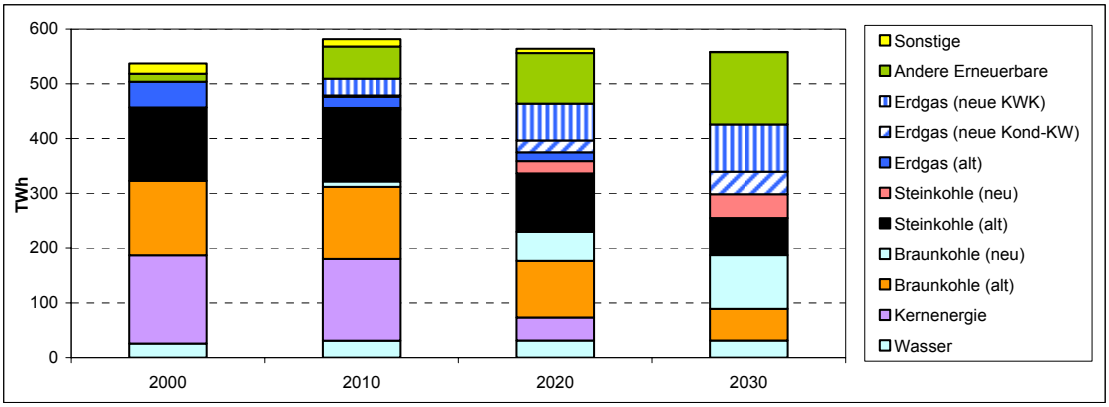
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, Referenzszenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nach Referenzfall, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

15.08.2005 04:08 8%GasHighCoalRefEUARefProcBM(985)14aETCHPRefKWKGRefHB1,5vNNE5F015

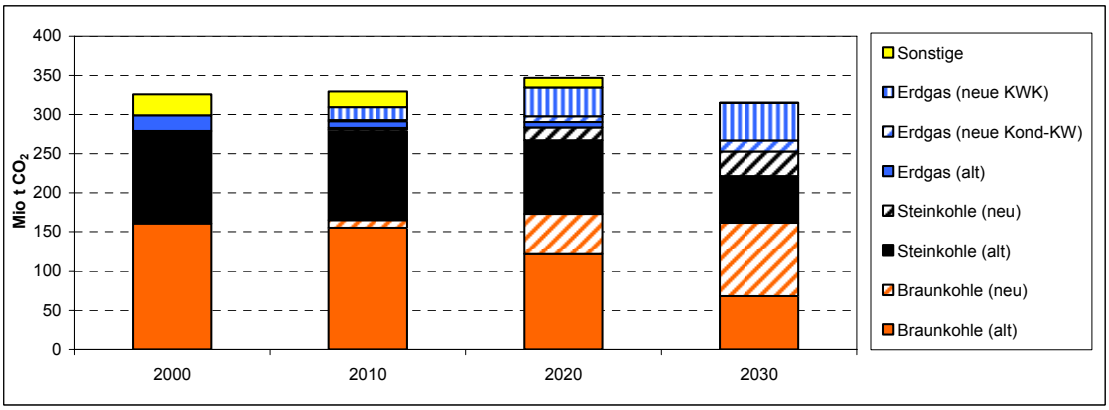
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-10 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 2 (Fortführung KWK-G)

Variante Prozessbenchmarks 2 (Fortführung KWKG)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	141	156	156
Steinkohle	134	134	129	111
Erdgas	47	53	105	127
dav. neue KWK	0	31	67	86
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	332	357	330
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	8	18	23
CO_2-Bilanz (Mt)	327	324	340	307

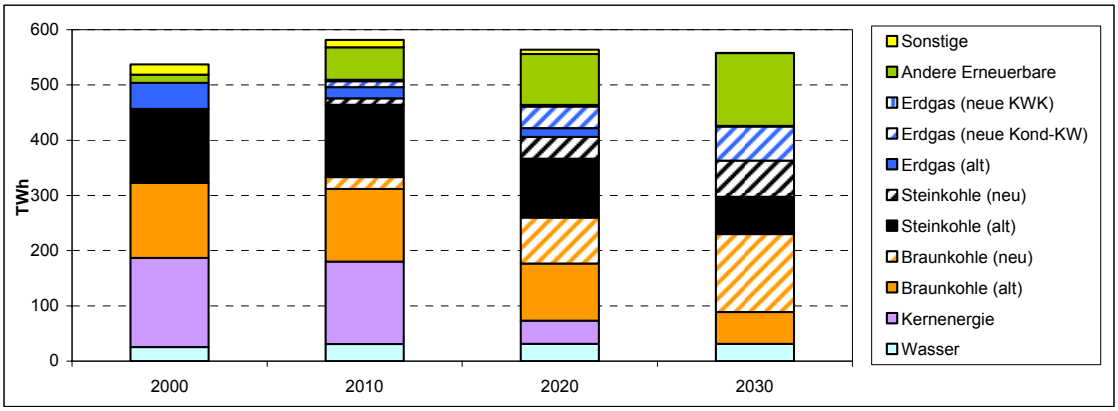
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, Referenzszenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten nach Referenzfall, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, Fortführung des KWKG nach 2010 mit 7,50 €/MWh, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

15.08.2005 06:09 8%GasHighCoalRefEUARefProcBM(985)14aETCHPRefKWKG7,50HB1,5vNNE5F015

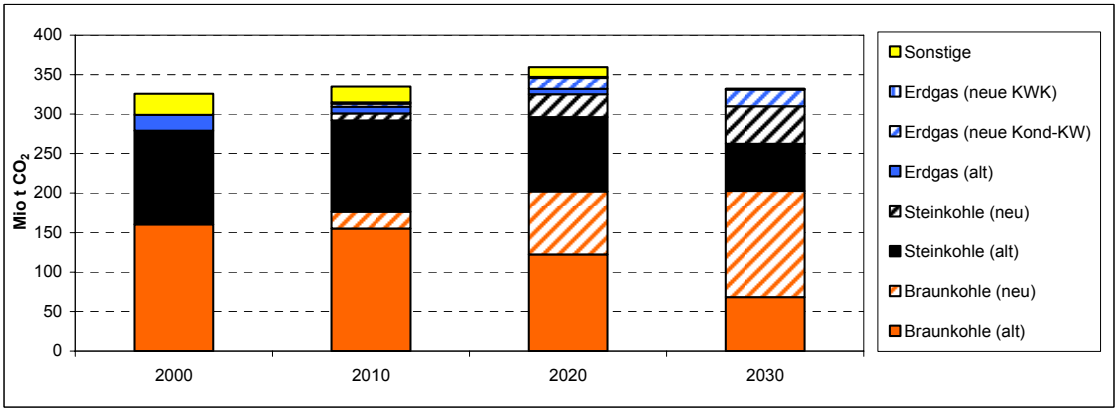
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-11 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 1 (anlegbare Wärmepreise niedrig)

Variante Referenz Prozessbenchmarks 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	153	187	199
Steinkohle	134	142	146	133
Erdgas	47	34	58	63
dav. neue KWK	0	3	3	1
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	338	371	348
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	1	1	0
CO_2-Bilanz (Mt)	327	337	370	348

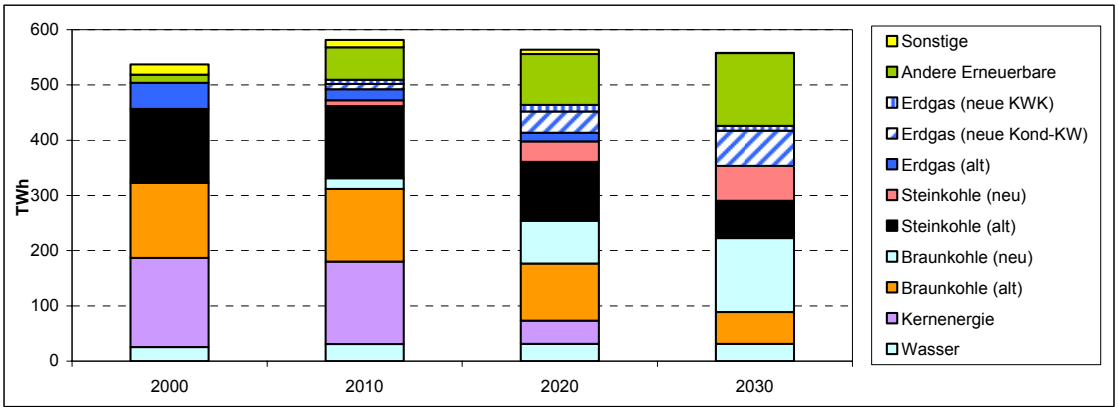
Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, Referenzszenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten niedrig, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, keine Fortführung des KWKG nach 2010, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 04:01 8%GasHighCoalRefEUARefProcBM(985)14aETCHPRefKWKGRefHB1,2vNNE5F015

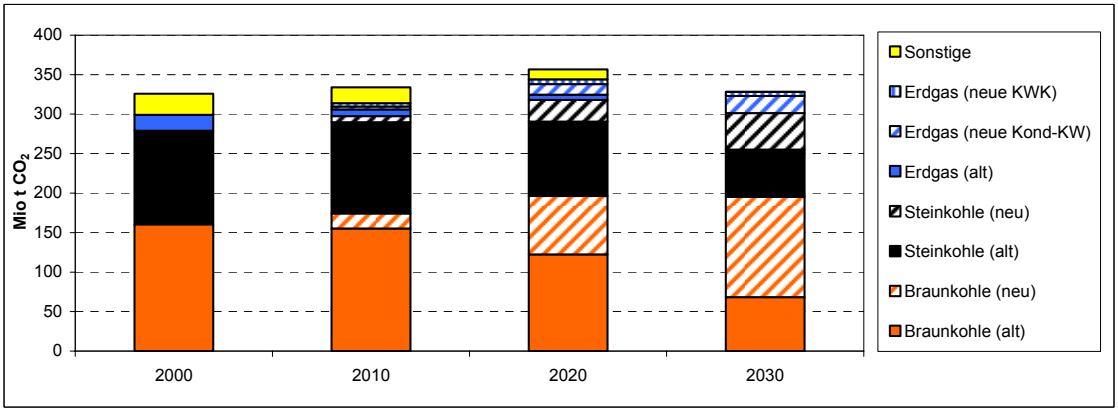
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A3-12 Ergebnisübersicht Variante Prozessbenchmarks 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig, Fortführung KWK-G)

Variante Referenz Prozessbenchmarks 2 (anlegbare Wärmepreise niedrig, Fortführung KWKG)



Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	161	149	42	0
Braunkohle	136	151	181	191
Steinkohle	134	141	144	131
Erdgas	47	37	66	72
dav. neue KWK	0	8	11	9
Erneuerbare	40	90	123	163
Sonstige	19	13	8	0
Summe	537	582	564	558
CO_2-Emissionen (Mt)	327	337	368	344
Ext. CO_2-Minderung durch KWK (Mt)	0	2	3	2
CO_2-Bilanz (Mt)	327	334	365	342

Anmerkungen: Diskontierungsfaktor 8%, Referenzpreise für Gas und Kohle, Referenzszenario für Zertifikatspreise, anlegbare Wärmekosten niedrig, Zuteilung nach prozessbedingten Benchmarks (auch für Braunkohle), KWK-Sonderzuteilung sowie 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1, Fortführung des KWKG ab 2010 mit 7,50 €/MWh, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugung 5 €/MWh

14.08.2005 11:06 8%GasHighCoalRefEUARefProcBM(985)14aETCHPRefKWKG7,5HB1,2vNNE5F015

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Anhang 4: Modelldokumentation

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Electricity Investment Analysis (ELIAS)

Modell zur Entwicklung von Szenarien über die Struktur der Stromerzeugung

Dokumentation

1. Dezember 2005

Dipl.-Pol. M.Sc. Dierk Bauknecht
Dipl.-Ing. Ralph O. Harthan
Dr. Felix Chr. Matthes
Dipl.-Ing. Sabine Poetzsch

Öko-Institut e.V.

Geschäftstelle Freiburg
Merzhauser Str. 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-761-452 95-0
Fax: +49-761-452 95 - 88

Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-30-280 486-80
Fax: +49-30-280 486-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49-61 51-81 91-0
Fax: +49-61 51-81 91-33

www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

1 EINLEITUNG 9

2 GRUNDZÜGE DES MODELLS 10

2.1 FRAGESTELLUNGEN 10
2.2 ABGRENZUNG VON ANDEREN MODELLTYPEN 10

3 STRUKTUR DES MODELLS 12

4 BESCHREIBUNG DER EINZELNEN MODULE 14

4.1 BENUTZEREINSTELLUNG 14
4.1.1 Übergreifende Rahmendaten 15
4.1.1.1 Randbedingungen der Stromversorgung 15
4.1.1.2 Politikmaßnahmen 15
Primärenergetisch wirksame Politikmaßnahmen 16
Endenergetisch wirksame Politikmaßnahmen 17
4.1.2 Technologieeinstellungen 18
4.1.2.1 Einbindung in den Kraftwerkspark / technische Angaben 18
4.1.2.2 Kostendaten 19
4.1.2.3 Energiewirtschaftliche Rahmendaten 19
4.1.2.4 Politikmaßnahmen 19
Primärenergetisch wirksame Maßnahmen 19
Endenergetisch wirksame Maßnahmen 20
4.2 INVESTITIONSRECHNUNG 21
4.2.1 Grundlegende Berechnungsformeln 21
4.2.2 Technikkosten 23
4.2.2.1 Tilgung 23
4.2.2.2 Versicherung 24
4.2.2.3 Abrisskosten 24
4.2.2.4 Zinskosten 24
4.2.2.5 Personalkosten 25
4.2.2.6 Instandhaltungskosten 25
4.2.2.7 Variable Betriebskosten 25
4.2.2.8 Brennstoffkosten 25
4.2.3 Primärenergiebezogene Zusatzkosten 26
4.2.3.1 Brennstoffsteuern 26
4.2.3.2 CO_2-bezogene Kosten und Erlöse 26
Emissionshandel – Auktionierung sowie CO_2-Steuer 26
Emissionshandel – Kostenlose Zuteilung 27

4.2.4 Endenergiebezogene Zusatzkosten und Sondererlöse 30
4.2.4.1 Stromsteuer 30
4.2.4.2 Wärmegutschrift 30
4.2.4.3 Entgelt für vermiedene Netznutzung 31
4.2.4.4 Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 31
4.2.4.5 Vergütung für KWK-Stromerzeugung 31
4.3 ZUBAUENTSCHEIDUNG 32
4.3.1 Vermeiden des Penny-Switching-Effekts 33
4.3.2 Berücksichtigung der Bounds 34
4.3.3 Optimierung 34
4.4 AUSWERTUNG 35
5 LITERATUR 39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Beziehung zwischen den Modulen sowie Datenflüsse im Modell ELIAS 13

Abbildung 4-1: Darstellung des Zubaubedarfs 32

Abbildung 4-2: Stromproduktion des Kraftwerksparks, nach Brennstoffen 36

Abbildung 4-3: CO_2-Emissionen des Kraftwerksparks, nach Brennstoffen 36

Abbildung 4-4: Zubaus der Kraftwerkskapazität, nach Brennstoffen 37

Abbildung 4-5: Stromgestehungskosten verschiedener Grundlastkraftwerke 37

Abkürzungsverzeichnis

A	Annuität
ANU	Vermiedene Netznutzung (engl.: avoided network usage)
AP	Jährliche Zahlung (engl.: annual payment)
AU	Auktionierung (engl.: auctioning)
CA_{CO2}	Kosten pro Zertifikat (Tonne CO_2) (engl.: Cost per allowance (ton of CO_2))
CF:	Erfüllungsfaktor (engl.: compliance factor)
CGOA	Bauherreneigenleistung als Prozentsatz der Investitionskosten (engl.: constructors' goods on own account)
CHP	Kraft-Wärme-Kopplung (Combined Heat and Power)
CO_2	Kohlendioxid (-Emission)
COE	Stromgestehungskosten (engl.: costs of electricity)
CRF	Kapitalwiedergewinnungsfaktor (engl.: Capital Recovery Factor)
CR	Gutschrift (engl.: credit)
CT_{CO2}	Kosten der CO_2-Zertifikate oder -steuern (engl.: CO_2 certificates or taxes)
DC	Abrisskosten (engl.: demolition costs)
EEC	Endenergiebezogene Zusatzkosten und Sondererlöse (engl.: end energy-related costs)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Stromproduktion (engl.: electricity generation)
EG_{CHP}	KWK-Stromerzeugung nach FW 308
EGG	Stromerzeugungslücke (engl.: electricity generation gap)
ELIAS	Electricity Investment Analysis
el	Elektrisch
ELT	Stromsteuer (engl.: electricity tax)
Emp	Pro Person (engl.: per employee)
ET	Emissionshandel (engl.: emissions trading)
EX	Befreiung (engl.: exemption)
F	Verteilungsfaktor
FC	Brennstoffkosten (engl.: fuel costs)
FI	Brennstoffeinsatz (engl.: fuel input)

FLH_{th}	Anteil der thermischen an den elektrischen Volllaststunden in Prozent (engl.: full load hours)
FT	Brennstoffsteuern (engl.: fuel tax)
FR	Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (engl.: feed-in reimbursement)
GF	Grandfathering
GJ	Gigajoule
hist	Historisch
i	Jahr
IC	Investitionskosten (engl.: investment costs)
ICH	Zinskosten (engl.: interest charges)
IS	Versicherung (engl.: insurance)
ISP	Jährliche Versicherungskosten als prozentualer Anteil (engl.: percentage) der Investitionskosten
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme Kopplungs-Gesetz
MC	Instandhaltungskosten (engl.: maintenance costs)
Min	Minimum
ML	Personalstärke (engl.: manning level)
MWh	Megawattstunden
n	Nummer der betrachteten Technologie
$NI_{without\ bounds,Tech,n}$	Vorläufiger Zubauanteil der jeweiligen Technologie in TWh (noch ohne Berücksichtigung der Bounds) (engl.: new installation)
$P_{el,l}$	vom Nutzer vorgesehene elektrische Anlagenleistung im Lastbereich (engl.: electric capacity for base load, mid load, and peak load, respectively)
PB	Tilgung (engl.: paying back)
PC	Personalkosten (engl.: personnel costs)
PEC	Primärenergiebezogene Zusatzkosten (engl.: primary energy-related costs)
PIP_c	Zinsen während der Bauzeit als Prozentsatz der Investitionskosten (engl.: payment of interest during construction (percentage of investment costs))

PNI_n	Prozentualer Anteil der Technologie n am gesamten Zubau (engl.: percentage of new installations)
PR	Bonus (engl.: premium)
PV	Barwert (engl.: present value)
Q	Wärmeproduktion
r	Kalkulatorischer Zinssatz (engl.: interest rate)
T	Abschreibungsdauer
t	Betrachteter Zeitraum in Jahren (engl.: time)
TP	Übertragungsregelung (engl.: transfer provision)
TC	Technikkosten (engl.: technology-related costs)
TOT	Gesamtkosten (engl.: total costs)
VBA	Visual Basic for Applications
VOC	Variable Betriebskosten (engl.: variable operating costs)
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte sowie der Diskussion über die künftige Entwicklung der Energieversorgung im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz gewinnt die quantitative Bewertung verschiedener Szenarien an Bedeutung.

Aus diesem Grund entwickelt das Öko-Institut ein Szenarienwerkzeug zur Abbildung und Bewertung unterschiedlicher energiewirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen. Die vorliegende Dokumentation beschreibt das Modell zur Entwicklung von Szenarien über die Struktur der Stromerzeugung Electricity investment analysis (ELIAS).

Kapitel 2 beschreibt die Grundzüge des Modells in Hinblick auf die Fragestellungen, die beantwortet werden können und grenzt das Modell von anderen Modellansätzen ab. Kapitel 3 stellt die prinzipielle Struktur des Modells dar. Kapitel 4 erläutert die einzelnen Komponenten des Modells und erörtert Datenbedarf, Eingabemöglichkeiten, grundlegende Berechnungsalgorithmen sowie Auswertungsmöglichkeiten.

2 Grundzüge des Modells

2.1 Fragestellungen

Das Modell ELIAS eignet sich insbesondere zur Analyse und Bewertung der folgenden Fragestellungen:

Kostenvergleich: Das Modell stellt dar, wie sich die Produktgestehungskosten[1] einzelner Technologien unter verschiedenen Annahmen entwickeln und ermöglicht Kostenvergleiche. Dabei wird der Kostenbetrachtung Vorrang vor technologischer Detaillierung eingeräumt.

Technologie-Mix: Aufbauend auf der Kostenanalyse ermittelt das Modell, welche Technologien den Bedarf an neuen Erzeugungskapazitäten unter den gegeben Annahmen am kostengünstigsten abdecken können und wie sich dadurch der zukünftige Technologiepark entwickeln wird.

Bewertung der Wirkung politischer Instrumente: Auf Grundlage der Analyse der Kosten, der Deckung des Ersatzbedarfs sowie der sich daraus ergebenden Entwicklung des Technologie-Mixes kann eine Bewertung politischer Instrumente[2] in Hinblick auf ihre Wirksamkeit vorgenommen werden. Dabei kann ebenfalls die Wirksamkeit der Instrumente bezüglich ihrer zeitlichen Umsetzung untersucht werden (*window of opportunity analysis*).

Das Modell erlaubt für alle drei Fragestellungen, möglichst viele Parameter frei zu wählen. Damit können zahlreiche Rahmenbedingungen vom Nutzer flexibel gestaltet werden, womit ein breites Spektrum an Szenarien entwickelt werden kann. Darüber hinaus wird eine transparente Darstellung der getroffen Annahmen gewährleistet. Analysen und Bewertungen können mit ELIAS sowohl auf nationaler Ebene als auch auf der Ebene von Staatengruppen (beispielsweise EU-15, EU-25) durchgeführt werden.

2.2 Abgrenzung von anderen Modelltypen

ELIAS grenzt sich von anderen Modelltypen zur Analyse und Bewertung energiewirtschaftlicher Fragestellungen in folgenden Aspekten ab:

Betriebswirtschaftliche Betrachtung: Der Zubau von Technologien erfolgt in diesem Modell vor allem kostengetrieben, wobei betriebswirtschaftliche Kosten betrachtet werden. Es unterscheidet sich damit von Modellen, die eine Optimierung der volkswirtschaftlichen Kosten vornehmen.

---

[1] Zunächst werden nur die Gestehungskosten der Stromerzeugung ermittelt. In einer künftigen Weiterentwicklung des Modells auf andere Sektoren der Energiewirtschaft ist jedoch auch eine Modellierung anderer relevanter Produkte (beispielsweise Fern- oder Prozesswärme) denkbar.

[2] Z.B. Emissionshandel, Brennstoffsteuern.

Keine akteursspezifische Modellierung: Das Modell bildet die Entscheidung wirtschaftlicher Akteure über die Auswahl von Technologien aus rein betriebswirtschaftlicher Perspektive ab. Dabei wird jedoch nicht zwischen unterschiedlichen Akteuren (z. B. Incumbent vs. New Entrant) und ihren jeweiligen Entscheidungskalkülen differenziert.

Vintage-capital-Modell: Im Modell ELIAS wird die Altersstruktur des Technologie-Parks mit unterschiedlichen Technologie-Jahrgängen (vintages) dargestellt. Durch die Abbildung des Ausscheidens alter Technologie-Jahrgänge aus dem System und den Ersatz durch neue Technologien (Stock-Exchange-Ansatz) kann die zeitliche Entwicklung des Technologieparks verfolgt werden. Die bestehende Altersstruktur ist damit wesentliche Randbedingung für die Entwicklung des gesamten Systems über die Zeit. Damit unterscheidet sich das Modell von anderen Modellansätzen, in denen der gesamte (d.h. auch der bestehende) Technologie-Park optimiert wird.

Kein Marktmodell: Das Modell bildet keine unterschiedliche Marktakteure oder strategisches Investitionsverhalten ab. Der Ersatz von Kraftwerken findet damit in Abhängigkeit von der Altersstruktur des Kraftwerksparks (s.o.) statt. Eine Verdrängung bestehender Kraftwerke durch neue Kraftwerke wird nicht abgebildet.

3 Struktur des Modells

Das Modell ist in vier verschiedene Module unterteilt. Damit werden zum einen die verschiedenen Bereiche des Modells thematisch gegliedert, was der Transparenz und Übersichtlichkeit des Modells dient. Zum anderen werden so Dateneingabe, -verarbeitung und -ausgabe voneinander getrennt. Damit wird die Entwicklung verschiedener Szenarien erleichtert, da auf jeweils unterschiedliche Varianten der Ein- und Ausgabemodule zugegriffen werden kann.

Das Modell enthält die folgenden vier Module:

Benutzereinstellungen (Dateneingabe): In diesem Modul können Technologie- und Kostendaten für die einzelnen Technologien eingegeben oder aus einem bestehenden Datensatz ausgewählt werden. Darüber hinaus können energiewirtschaftliche Rahmendaten sowie die Verwendung und Ausgestaltung politischer Instrumente festgelegt werden. Des Weiteren können einzelne Parameter für die Zubauentscheidung eingestellt werden.

Investitionsrechnung (Datenverarbeitung): Auf Grundlage der in der Benutzereinstellung gemachten Angaben wird in diesem Modul eine Investitionsrechnung für alle verwendeten Technologien über den Betrachtungszeitraum des Szenarios durchgeführt. Berechnungsergebnis sind die Produktgestehungskosten der einzelnen Technologien (Stromgestehungskosten).

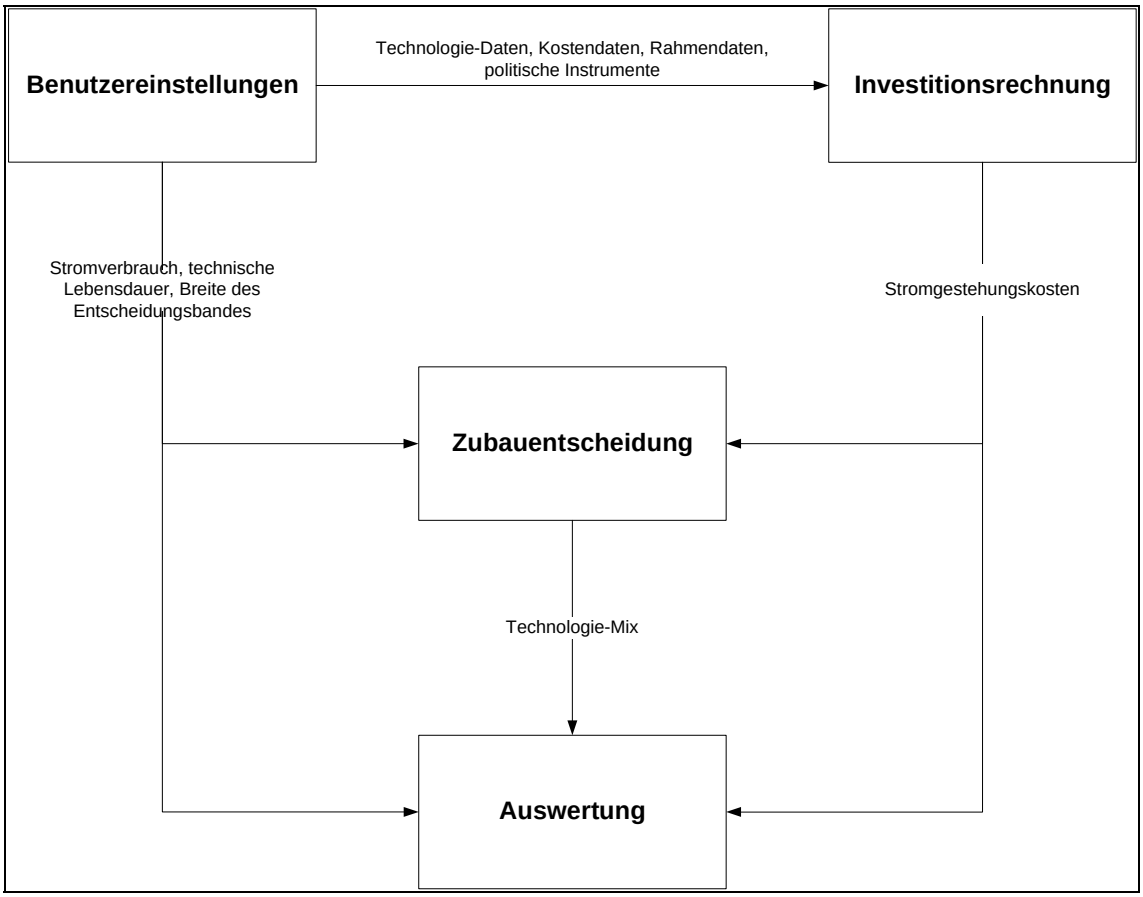
Zubauentscheidung (Datenverarbeitung): In diesem Modul ist die Alterstruktur des bestehenden Kraftwerksparks abgelegt. Auf dieser Grundlage wird durch Einstellungen im Modul Benutzereinstellungen (Lebensdauer, Nachfragewachstum) festgelegt, wie groß der Bedarf an neuer Kraftwerkskapazität über den Zeitverlauf ist. Diese zusätzlich benötigte Kraftwerkskapazität wird in diesem Modul auf Grundlage der Ergebnisse der Investitionsrechnung sowie weiterer Eingaben der Benutzereinstellung auf die verschiedenen Technologien aufgeteilt. Nach dem Stock-Exchange-Ansatz wird dann die künftige Struktur des Kraftwerksparks ermittelt.

Auswertung (Datenausgabe): In diesem Modul werden die Ergebnisse der Investitionsrechnung sowie der Zubauentscheidung dargestellt. Darüber hinaus werden die für das jeweilige Szenario relevanten Benutzereinstellungen abgelegt.

Abbildung 3-1 zeigt schematisch die Beziehung zwischen den Modulen sowie die entsprechenden Datenflüsse.

Das Modell ist in Microsoft Excel implementiert. Die Berechnungen sowie die Verknüpfung zwischen den Modulen erfolgen sowohl durch direkte Formelverknüpfungen als auch durch Kopierroutinen in Visual Basic (VBA).

Abbildung 3-1: Beziehung zwischen den Modulen sowie Datenflüsse im Modell ELIAS



Quelle: Darstellung Öko-Institut

4 Beschreibung der einzelnen Module

Dieses Kapitel beschreibt Daten und Berechnungsschritte der einzelnen Module. Soweit mathematische Formeln verwendet werden, wird auf die international übliche Nomenklatur zurückgegriffen. Die Bezeichnungen basieren dabei auf Bejan et al. (1996) und Erdmann (1992) sowie auf spezifischen Anpassungen und Ergänzungen für dieses Modell durch das Öko-Institut.

4.1 Benutzereinstellung

Die Benutzereinstellung ist das zentrale Eingabemodul, in dem der Nutzer vielfältige Möglichkeiten hat, Szenarien zu definieren, für die die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur ermittelt werden soll

Zunächst müssen übergreifende Rahmendaten gewählt werden, die eine differenzierte Auswahl der technischen Rahmenbedingungen des Energiesystems sowie von Politikmaßnahmen erlauben (Abschnitt 4.1.1). Dann müssen Technologieeinstellungen vorgenommen werden, die die Eingabe der einzubeziehenden Technologien mit den ihnen zugrunde liegenden technischen, kostenbestimmenden sowie umweltrelevanten Daten für die Berechnung umfassen (Abschnitt 4.1.2).

Die meisten Daten können als Funktion der Zeit eingegeben werden. Darüber hinaus besteht für viele Daten die Möglichkeit, bis zu 50 verschiedene Szenarien einzugeben um anschließend unter ihnen zu wählen. Für jedes Szenario kann dabei zwischen drei Eingabevarianten gewählt werden (Handeingabe, lineare Entwicklung oder lineare Interpolation).

Das Modell rechnet jahresscharf, die Investitionsentscheidungen können bis zum Jahre 2030 abgebildet werden. Das bedeutet, dass die Daten bis zum Ende der Lebenszeit jener Technologien, die 2030 in Betrieb gehen, vorgegeben werden müssen. In den Szenarienblättern sind deshalb Eingaben bis 2050 beziehungsweise 2100 vorgesehen.

4.1.1 Übergreifende Rahmendaten

In diesem Abschnitt werden die technologie-unabhängigen Rahmendaten aufgeführt. Dazu gehört zum einen die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs und zum anderen die politischen Vorgaben, die Einfluss auf die Auswahl der neu zu errichtenden Kraftwerke haben.

4.1.1.1 Randbedingungen der Stromversorgung

Als technische Randbedingungen der Stromversorgung des betrachteten Gebietes müssen vom Nutzer folgende Parameter vorgegeben werden:

- Der Stromverbrauch (mit Szenarienauswahl)
- Die Aufteilung des Stromverbrauchs auf die Lastbereiche (Szenarienauswahl jeweils für Grund-, Mittel- und Spitzenlast, anschließend erfolgt automatisch ein Abgleich auf 100 %)

Für Deutschland kann dabei auf bereits vorhandene einschlägige Szenarien zurückgegriffen werden. Darüber hinaus können weitere Szenarien eingegeben werden.

4.1.1.2 Politikmaßnahmen

Die Politikmaßnahmen werden im Modell in primär- und endenergetisch wirksame Maßnahmen unterschieden. Primärenergetisch wirksam bedeutet, dass sich diese Maßnahmen auf den Brennstoffeinsatz beziehen (also beispielsweise Brennstoffsteuern oder Maßnahmen bezüglich der CO_2-Emissionen (die wiederum vor allem vom Brennstoff abhängen)). Endenergiebezogene Maßnahmen sind Maßnahmen, die sich auf das Produkt beziehen (zurzeit Strom oder Wärme, also beispielsweise Stromsteuer oder Einspeisevergütung).

Als einem der wesentlichen CO_2-Emittenten kommt dem Stromsektor eine zentrale Rolle innerhalb des im Jahr 2005 eingeführten Europäischen Emissionshandels zu. Über den Zertifikatspreis haben die CO_2-Emissionen eines Kraftwerks direkten Einfluss auf die Investitionsentscheidung. Da die Ausgestaltung des Emissionshandels und die damit verbundene Zuteilung von Emissionsberechtigungen entscheidenden Einfluss auf die Steuerungswirkung dieses Instrumentes hat, liegt hier auch ein Schwerpunkt des Energiemodells.

Zentral für die Wirkung des Emissionshandels ist die Art der Zuteilung der CO_2-Zertifikate. Dazu sind im Energiemodell verschiedene Ausgestaltungsoptionen implementiert, nach denen die Zuteilung erfolgen kann. Darüber hinaus kann mit Hilfe des Modells die Auswirkung der Einführung einer CO_2-Steuer auf die Investitionsentscheidung untersucht werden. Grundlegend für alle CO_2-bezogenen Instrumente sind vom Nutzer wählbare Annahmen über die Kostenentwicklung der CO_2-Zertifikate.

Neben dem Emissionshandel sind im Modell alle weiteren gängigen für den Stromsektor relevanten Politikmaßnahmen wie Energiebesteuerung oder Einspeisevergütung ab-

gebildet. Bei der vorhandenen Parametrisierung der Maßnahmen wurde der Schwerpunkt darauf gelegt, die derzeit in Deutschland geltenden Regelungen möglichst genau darzustellen. Durch entsprechende Dateneingabe können jedoch auch Szenarioanalysen dieser Parametrisierung durchgeführt sowie Regelungen anderer Länder abgebildet werden. Darüber hinaus kann das Modell bei Bedarf um weitere Politikmaßnahmen erweitert werden. Die Vielfalt, Detailtiefe und Anpassungsfähigkeit der implementierten Maßnahmen sowie die Möglichkeit der Szenarienwahl erlaubt somit die Anwendung des Modells auf verschiedene Länder sowie unterschiedliche politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Primärenergetisch wirksame Politikmaßnahmen

Es kann zwischen folgenden primärenergetisch wirksamen Politikmaßnahmen gewählt werden:

- Brennstoffsteuer (ein- oder ausschalten, technologiespezifische Szenarienauswahl)
- CO_2-Steuer / Emissionshandel
    - Auswahl verschiedener Maßnahmen
        - CO_2-Steuer
        - Emissionshandel – Auktionierung
        - Emissionshandel mit kostenloser Zuteilung nach Benchmarks
        - Emissionshandel mit Zuteilung nach historischen Emissionen (Grandfathering)
        - Keine CO_2-bezogenen Instrumente
    - CO_2-Preis Szenario (mit Szenarienauswahl)
    - Erfüllungsfaktor (mit Szenarienauswahl)
    - Angabe einer möglichen Befreiung von der Anwendung des Erfüllungsfaktors (spezifische Eingabe für jede Technologie)
    - Angabe, ob eine Anwendung der Übertragungsregel möglich ist (spezifische Eingabe für jede Technologie)
    - KWK-Bonus im Emissionshandel

Endenergetisch wirksame Politikmaßnahmen

Es sind folgende fünf endenergetisch wirksame Politikmaßnahmen wählbar, die jeweils ein- oder ausgeschaltet werden können. Beim Einschalten ist eine technologiespezifische Szenarienauswahl erforderlich.

- Wärmegutschrift
- Entgelt für vermiedene Netznutzung
- Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien[3]
- Vergütung für KWK-Stromerzeugung[4]
- Stromsteuer

[3] Zum Beispiel nach EEG.

[4] Beispielsweise nach KWKG

4.1.2 Technologieeinstellungen

Neben den übergreifenden Rahmendaten müssen auch für die einzelnen Erzeugungstechnologien zahlreiche Angaben gemacht werden. Zunächst müssen die Bezeichnungen der zu berücksichtigenden Technologien eingegeben werden. Für die einzelnen Technologien sind dann weitere Angaben notwendig. Dabei sind einige Kategorien nur relevant für neu zu bauende Kraftwerke (z. B. Volllaststunden), einige lediglich für Bestandstechnologien (z. B. spezifische CO_2-Emission des Bestands) und einige sowohl für Bestands- als auch für Neubaukraftwerke (z. B. technische Lebensdauer).

4.1.2.1 Einbindung in den Kraftwerkspark / technische Angaben

- Berücksichtigung der Technologie bei der Zubauentscheidung (ja/nein)
- Technische Lebensdauer[5]
- Elektrische und thermische Leistung (Wärmeauskopplung) in Grund-, Mittel- und Spitzenlast
- Elektrischer Wirkungsgrad
- Elektrische und thermische[6] Volllaststunden in der Grund-, Mittel- und Spitzenlast
- Untere und obere Kapazitätsbegrenzungen[7]
- CO_2-Emissionsfaktoren der Brennstoffe
- Bestandstechnologie (ja/nein) – diese Angabe wird zur Ermittlung der CO_2-Emissionen des Kraftwerksparks benötigt. Hinterlegt sind spezifische CO_2-Emissionen der Bestandtechnologien in der Grund-, Mittel- und Spitzenlast.

---

[5] Die technische Lebensdauer orientiert sich an der Lebensdauer bei Auslegung des Kraftwerks. Eventuelle Laufzeitverlängerungen werden hierbei nicht berücksichtigt.

[6] Thermische Volllaststunden werden als Prozentsatz der elektrischen Volllaststunden angegeben. Im Fall von Gegendruck-Anlagen entsprechen die thermischen Volllaststunden den elektrischen Volllaststunden (100 %), im Fall von Entnahme-Kondensations-Kraftwerken kann die Wärmeauskopplung auf einen Teil der Kraftwerkslaufzeit beschränkt sein (< 100 %).

[7] Die Kapazitätsbegrenzung wird in TWh angegeben. Damit können zum einen Technologien in das System gezwungen werden (beispielsweise erneuerbare Energien). Zum andern können damit Technologien nach oben beschränkt werden (beispielsweise Wasserkraft aufgrund der topographischen Gegebenheiten).

4.1.2.2 Kostendaten

- Investitionskosten
- Bauherreneigenleistung als Anteil der Investitionskosten
- Zinsen während der Bauzeit
- Abschreibungsrelevante Daten
    - Dauer (als Handeingabe oder nach AfA-Tabelle)
    - Art (linear oder degressiv)[8]
- Fixe Betriebskosten
    - Personalstärke bei der vorgegebenen Anlagengröße
    - Personalkosten
    - Wartung- und Instandhaltungskosten
    - Versicherung als Anteil der Investitionskosten
- Variable Betriebskosten
- Abrisskosten

4.1.2.3 Energiewirtschaftliche Rahmendaten

- Kalkulatorischer Zinssatz
- Auswahl des Brennstoffszenarios

4.1.2.4 Politikmaßnahmen

Hier muss spezifiziert werden, wie die in den übergreifenden Rahmendaten (Abschnitt 4.1.1) gewählten Politikmaßnahmen für jede Technologie konkretisiert werden:

Primärenergetisch wirksame Maßnahmen

- Brennstoffsteuer
- Emissionshandel
    - CO_2 -Benchmarks für Strom und Wärme (können direkt oder als Brennstoff-spezifische Werte eingegeben werden)
    - Überausstattung mit Zertifikaten möglich (ja/nein)
    - Befreiung vom Erfüllungsfaktor (ja/nein)
    - Möglichkeit der zeitweisen Anwendung der Übertragungsregelung mit Spezifizierung des Vorgängerkraftwerkes

[8] Zurzeit ist nur die lineare Abschreibung im Modell implementiert.

Endenergetisch wirksame Maßnahmen

- Wärmegutschrift
- Entgelt für vermiedene Netznutzung
- Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Vergütung für KWK-Stromerzeugung
- Stromsteuer

4.2 Investitionsrechnung

Die Investitionsrechnung basiert auf Schneider (1998) sowie auf Anpassungen und Ergänzungen, die für dieses Modells vorgenommen wurden.

4.2.1 Grundlegende Berechnungsformeln

Im Modul Investitionskosten werden die finanzmathematischen Durchschnittskosten der Stromerzeugung der einzelnen Technologien berechnet. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.1 getroffenen Annahmen werden für jede Technologie und jedes Jahr die annuitätischen Gesamtkosten (TOT_A) ermittelt. Diese Gesamtkosten beinhalten die Technikkosten sowie, falls ausgewählt, die primärenergiebezogenen Zusatzkosten sowie die endenergiebezogenen Zusatzkosten und Sondererlöse.

Gl. 4-1

$$\boxed{TOT_A = TC_A + PEC_A + EEC_A}$$

TOT_A: Annuitätische Gesamtkosten (engl.: total costs)

TC_A: Annuitätische Technikkosten (engl.: technology-related costs)

PEC_A: Annuitätische primärenergiebezogene Zusatzkosten (engl.: primary energy-related costs)

EEC_A: Annuitätische endenergiebezogene Zusatzkosten und Sondererlöse (engl.: end energy-related costs)

Zunächst werden die Barwerte der einzelnen Kostenkomponenten bezogen auf das Jahr der Inbetriebnahme ermittelt. Dabei wird von nachschüssigen Zahlungen ausgegangen, Zahlungen werden also am Ende des jeweiligen Jahres getätigt. Alle Kosten werden in Euro angegeben.

Um den Barwert jährlicher Zahlungen innerhalb des Betrachtungszeitraums zu ermitteln, wird die folgende Formel verwendet:

Gl. 4-2

$$\boxed{PV = \sum_{i=1}^{t} \frac{AP_i}{(1+r)^i}}$$

PV: Barwert (engl.: present value)

AP: Jährliche Zahlung (engl.: annual payment)

i: Jahr der Zahlung (i = 1 ... t)

t: Betrachtungszeitraum in Jahren (engl.: time)

r: Kalkulatorischer Zinssatz, der pro Technologie festgelegt wird (engl.: interest rate)

Sofern im Folgenden nicht anders erläutert, entspricht in den Berechnungen der Betrachtungszeitraum dem Abschreibungszeitraum, so dass die Formel dann lautet:

Gl. 4-3

$$PV = \sum_{i=1}^{T} \frac{AP_i}{(1+r)^i}$$

T: Abschreibungsdauer in Jahren

Aus den Barwerten werden anschließend die Annuitäten mit folgender Formel ermittelt:

Gl. 4-4

$$A = PV \cdot CRF$$

A: Annuität

CRF: Kapitalwiedergewinnungsfaktor (engl.: Capital Recovery Factor), wobei:

Gl. 4-5

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}$$

Aus der Division der annuitätischen Gesamtkosten durch die jährliche Stromproduktion ergeben sich die finanzmathematischen Durchschnittskosten der Stromerzeugung (Stromgestehungskosten), die Grundlage der Zubauentscheidung sind.

Gl. 4-6

$$COE = \frac{TOT_A}{EG_i}$$

COE: Stromgestehungskosten in €/MWh (engl.: costs of electricity)

EG_i: jährliche Stromproduktion in MWh (engl.: electricity generation)

4.2.2 Technikkosten

Die Technikkosten werden als Summe der Kosten für den Kraftwerksbetrieb ermittelt:

- Tilgung (*PB*) (engl.: paying back)
- Versicherung (*IS*) (engl.: insurance)
- Abrisskosten (*DC*) (engl.: demolition costs)
- Zinskosten (*ICH*) (engl.: interest charges)
- Personalkosten (*PC*) (engl.: personnel costs)
- Instandhaltungskosten (*MC*) (engl.: maintenance costs)
- Variable Betriebskosten (*VOC*) (engl.: variable operating costs)
- Brennstoffkosten (*FC*) (engl.: fuel costs)

Dazu werden die Barwerte aller einzelnen Kosten ermittelt, um den Barwert der Technikkosten (TC_{PV}) zu erhalten.

Gl. 4-7 $$TC_{PV} = PB_{PV} + IS_{PV} + DC_{PV} + ICH_{PV} + PC_{PV} + MC_{PV} + VOC_{PV} + FC_{PV}$$

Die Technikkosten werden anschließend nach Gl. 4-4 über den Abschreibungszeitraum nivelliert.

Gl. 4-8 $$TC_A = TC_{PV} \cdot CRF$$

4.2.2.1 Tilgung

Zur Ermittlung des Anteils der Investitionskosten, der in jedem Jahr *i* der Abschreibung in der Kostenbetrachtung als *Tilgung* berücksichtigt werden muss, erfolgt zuerst die Berechnung der gesamten Investitionskosten nach der folgenden Formel:

Gl. 4-9 $$IC = (1 + CGOA + PIP_c) \cdot IC_{kW} \cdot P_{el,l}$$

IC: Investitionskosten (engl.: investment costs)

CGOA: Bauherreneigenleistung als Prozentsatz der Investitionskosten (engl.: constructors' goods on own account)

PIP_c: Zinsen während der Bauzeit als Prozentsatz der Investitionskosten (engl.: payment of interest during construction (percentage of investment costs))

IC_{kW} : Investitionskosten pro kW installierter elektrische Leistung

$P_{el,l}$: vom Nutzer vorgesehene elektrische Anlagenleistung im Lastbereich (engl.: electric capacity for base load, mid load, and peak load, respectively)

Die jährliche Tilgungsrate berechnet sich dann wie folgt:

Gl. 4-10 $$PB_i = \frac{IC}{T}$$

$PB_{,i}$: Jährliche Tilgungsrate

4.2.2.2 Versicherung

Für die Berechnung der jährlichen Versicherungskosten ist die Angabe der Versicherungsprämie als prozentualer Anteil der Investitionskosten (ASP) notwendig:

Gl. 4-11 $$IS_i = IC \cdot ISP$$

ISP: Jährliche Versicherungskosten als prozentualer Anteil der Investitionskosten

4.2.2.3 Abrisskosten

Auch der Barwert der Abrisskosten wird nach Gl. 4-3 berechnet; es ist jedoch nur eine Zahlung zum Ende der Abschreibungsdauer *t*=T fällig ist. Diese berechnet sich mit

Gl. 4-12 $$DC_T = DC_{kW,el} \cdot P_{el,l}.$$

DC_T: Abrisskosten am Ende der Abschreibungszeit *t*=T

$DC_{kW,el}$: Spezifische Abrisskosten

4.2.2.4 Zinskosten

Die jährlichen Zinskosten während der Abschreibungsdauer ergeben sich aus den Investitionskosten abzüglich der bereits abgeschriebenen Investition, multipliziert mit dem kalkulatorischen Zinssatz.

Gl. 4-13 $$ICH_{PB,i} = \left(IC - \sum_{t=1}^{i} PB_i\right) \cdot r$$

$ICH_{PB,\,i}$: Jährliche Zinskosten während der Abschreibungsdauer (engl.: interest charges during pack back period)

4.2.2.5 Personalkosten

Die jährlichen Personalkosten ergeben sich aus der Personalstärke pro Kraftwerk und den Personalkosten pro Person.

Gl. 4-14 $$PC_i = ML \cdot PC_{Emp,i}$$

PC_i: Jährliche Personalkosten

ML: Personalstärke (engl.: manning level)

$PC_{Emp,i}$: Jährliche Personalkosten pro Person (engl.: per employee)

4.2.2.6 Instandhaltungskosten

Die jährlichen Instandhaltungskosten ergeben sich aus der installierten Leistung pro Lastbereich und den spezifischen Instandhaltungskosten pro installierter Leistung.

Gl. 4-15 $$MC_i = P_{el,l} \cdot MC_{kW,i}$$

4.2.2.7 Variable Betriebskosten

Die jährlichen variablen Betriebskosten ergeben sich aus der jährlichen Stromproduktion und den spezifischen Betriebskosten bezogen auf die Stromerzeugung.

Gl. 4-16 $$VOC_i = EG_i \cdot VOC_{MWhel,i}$$

4.2.2.8 Brennstoffkosten

Die jährlichen Brennstoffkosten ergeben sich aus dem jährlichen Brennstoffverbrauch FI_i (engl.: fuel input) und den spezifischen Brennstoffkosten:

Gl. 4-17 $$FC_i = FI_i \cdot FC_{GJ,i},$$

wobei

Gl. 4-18 $$FI_i = \frac{EG_i}{\eta_{el}}$$

η_{el}: Elektrischer Wirkungsgrad des Kraftwerks

4.2.3 Primärenergiebezogene Zusatzkosten

Abhängig von den in Kapitel 4.1 erwähnten Einstellungen werden jährlichen Kosten beziehungsweise Erlöse der Brennstoffsteuern *FT* (engl.: fuel tax), CO_2-Zertifikate oder -steuern CT_{CO2} (engl.: CO_2 certificates or taxes) sowie des KWK-Bonus im Emissionshandel $CR_{CHP,\ ET}$ (engl.: combined heat and power credits in emissions trading) ermittelt. Die Summe der Barwerte aller einzelnen Kosten abzüglich der entsprechenden Erlöse ergibt den Barwert der primärenergetischen Zusatzkosten (PEC_{PV}).

Gl. 4-19 $$PEC_{PV} = FT_{PV} + CT_{CO2,PV} - CR_{CHP,ET,PV}$$

Die primärenergiebezogenen Zusatzkosten werden anschließend nach Gl. 4-4 über den Abschreibungszeitraum nivelliert.

Gl. 4-20 $$PEC_A = PEC_{PV} \cdot CRF$$

4.2.3.1 Brennstoffsteuern

Die jährlichen Kosten durch Brennstoffsteuern werden durch die Multiplikation des jährlichen Brennstoffeinsatzes mit der spezifische Brennstoffsteuer ermittelt.

Gl. 4-21 $$FT_i = FI_i \cdot FT_{GJ,i}$$

$FT_{GJ,\ i}$: Jährliche spezifischen Brennstoffsteuer pro GJ Brennstoff

4.2.3.2 CO_2-bezogene Kosten und Erlöse

Emissionshandel – Auktionierung sowie CO_2-Steuer

Bei der Auktionierung werden die CO_2-Zertifikate versteigert. Dies bedeutet, dass CO_2-Kosten entsprechend der Höhe der CO_2-Emissionen fällig werden. Die Wirkung der Auktionierung auf das Investitionskalkül beim Kraftwerksbau entspricht damit der Einführung einer CO_2-Steuer, die ebenfalls im Umfang der Höhe der CO_2-Emissionen wirksam wird. Aus diesem Grund werden diese beiden Maßnahmen im Modell durch die gleichen Formeln abgebildet.

Über die Höhe des CO_2-Zertifikatepreises entscheidet der Markt. Die CO_2-Steuer wird dagegen vom Staat festgelegt. Der entsprechende Preis pro Tonne CO_2 CA_{CO2} (engl.: Cost per allowance (ton of CO_2)) entspricht dabei jeweils dem im Modell gewählten CO_2-Preis-Szenario.

Im Fall von Auktionierung (engl. auctioning (AU)) oder CO_2-Steuer (engl.: tax) ergeben damit sich die jährlichen Kosten nach folgender Formel:

Gl. 4-22 $$CT_{CO2,(AU,CO2-Tax),i} = CO_{2,i} \cdot CA_{\mathrm{CO2,i}}$$

$CO_{2,i}$: Jährliche CO_2-Emissionen der Anlage nach Auslegungsdaten,

wobei

Gl. 4-23 $$CO_{2,i} = FI_i \cdot EF_{CO2,\,fuel}$$

$EF_{CO2,\,fuel}$: CO_2-Emissionsfaktor des Brennstoffs (t CO_2/GJ)

Emissionshandel – Kostenlose Zuteilung

Bei der kostenlosen Zuteilung sind für das Investitionskalkül lediglich die Kosten für diejenigen CO_2-Zertifikate relevant, die über die kostenlose Zuteilung hinaus erworben werden müssen, um über eine den tatsächlichen CO_2-Emissionen entsprechende Anzahl von CO_2-Zertifikaten zu verfügen[9]. Die Regeln, nach denen die Zuteilung erfolgt, sind zentral für die Wirkung des Instruments auf die Investitionsentscheidung. Im Modell kann die kostenlose Zuteilung sowohl nach historischen Emissionen (Grandfathering (GF)) als auch nach Benchmarks abgebildet werden. Darüber hinaus gibt es weitere Gestaltungsoptionen.

Erfüllungsfaktor

Im Regelfall wird auf alle zugeteilten Zertifikate ein vom Nutzer definierbarer Erfüllungsfaktor angewendet. Dieser Erfüllungsfaktor führt dazu, dass weniger Zertifikate zugeteilt werden als nach historischen Emissionen oder Benchmarks berechnet wurden. Durch die Auswahl dieses Faktors kann die Verknappung von CO_2-Zertifikaten für alle Anlagen insgesamt abgebildet werden. Es besteht im Modell die Möglichkeit, die Anwendung dieses Erfüllungsfaktors für einzelne Technologien zeitweise auszusetzen (Befreiung).

Übertragungsregelung

Es ist innerhalb des Modells möglich, zeitlich befristet, die CO_2-Zertifikate einer stillgelegten Anlage auf eine neu errichtete Anlage zu übertragen (womit es zu einer Überausstattung mit Zertifikaten kommen kann).

Zuteilung nach historischen Emission

Die CO_2-Zertifikate werden auf Grundlage der für eine Referenzperiode nachgewiesenen CO_2-Emissionen unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Sonderregelungen

[9] Es wird hier nicht berücksichtigt, dass die auch bei einer kostenlosen Zuteilung entstehenden Opportunitätskosten die Reihenfolge der Technologien in der Merit Order ändern können, was zu einer höheren oder niedrigeren Auslastung einzelner Technologien führen kann (Obwohl die Opportunitätskosten nicht in die Stromgestehungskosten einfließen, die für die Investitionsentscheidung relevant sind, können sie indirekt über die veränderte Auslastung für die Investitionsentscheidung relevant werden.)

zugeteilt. Die damit verbundenen jährlichen Kosten werden über die folgende Formel ermittelt:

Gl. 4-24 $$CT_{CO2,(GF),i} = CA_{CO2,i} \cdot CO_{2,i} \cdot (1 - CF_i) - CR_{EX,i} - CR_{TP,i}$$

CF_i: Jährlicher Erfüllungsfaktor (engl.: compliance factor)

$CR_{EX,i}$: Gutschrift bei der Befreiung von der Anwendung eines Erfüllungsfaktors (engl.: credits for exemption from compliance factor)

$CR_{TP,i}$: Gutschriften bei Anwendung der Übertragungsregelung (engl.: credits according to transfer provision)

Die Gutschrift durch die Befreiung von der Anwendung eines Erfüllungsfaktors ergibt sich über folgende Formel:

Gl. 4-25 $$CR_{Ex,i} = CA_{CO2,i} \cdot CO_{2,i} \cdot (1 - CF_i)$$

Die Anzahl der Jahre *i*, während derer die Gutschrift gewährt wird, entspricht dabei der Dauer der Befreiung von der Anwendung eines Erfüllungsfaktors[10]. Entsprechend wird der Barwert über Gl. 4-2 ermittelt.

Die Gutschrift durch die Anwendung der Übertragungsregelung entspricht folgender Formel:

Gl. 4-26 $$CR_{TP,i} = CA_{CO2,i} \cdot (CO_{2,Vörgängerkraftwerk,i} - CO_{2,i})$$

$CO_{2,Vorgängerkraftwerk,i}$: Jährliche CO_2-Emissionen des Vorgängerkraftwerks[11]

Die Anzahl der Jahre *i*, während derer die Gutschrift gewährt wird, entspricht dabei der Dauer der Anwendung der Übertragungsregelung. Entsprechend wird der Barwert über Gl. 4-2 ermittelt.

Aufgrund der Befreiung von der Anwendung des Erfüllungsfaktors beziehungsweise durch die Anwendung der Übertragungsregelung kann es zu negativen Zahlungsflüssen (Gutschriften) in einzelnen Jahren kommen.

Zuteilung nach Benchmarks

Die CO_2-Zertifikate werden nach definierten Benchmarks (Produktbenchmarks für Strom bzw. Wärme) den einzelne Technologien zugeteilt. Der Benchmark kann im Modell für jeden Anlagentyp festgelegt werden. Sofern mehr Zertifikate zugeteilt als für

[10] Als Dauer der Befreiung wird der größere der beiden folgenden Zeiträume angesetzt: der Zeitraum der Befreiung von der Anwendung des Erfüllungsfaktors oder der der Dauer der Übertragungsregelung (gerechnet ab dem Baujahr).

[11] Berechung über die Multiplikation der spezifischen CO_2-Emissionen des Vorgängerkraftwerkes mit der Stromproduktion.

den Anlagenbetrieb benötigt werden, können diese verkauft werden, womit zusätzliche Erlöse in die Investitionsrechnung einfließen[12]. Die jährlichen Kosten bestimmen sich dann wie folgt:

Gl. 4-27 $$CT_{CO2,(Benchmarks),i} = CA_{CO2,i} \cdot CO_{2,Benchmarks,i} \cdot (1 - CF_i) - CR_{Benchmarks,_i}$$

$CO_{2,Benchmarks,i}$: Jährliche CO_2-Emissionen der Anlage, die nach Benchmarks zugeteilt werden[13].

Die Gutschrift durch Anwendung der Benchmarks entspricht ergibt sich nach folgender Formel:

Gl. 4-28 $$CR_{Benchmarks,i} = CA_{CO2,i} \cdot (CO_{2,Benchmarks,i} - CO_{2,i})$$

KWK-Bonus im Emissionshandel

Für die Produktion von KWK-Strom kann eine zusätzliche jährliche Gutschrift an CO_2-Zertifikaten erfolgen, deren Erlös nach der folgenden Formel ermittelt wird:

Gl. 4-29 $$CR_{CHP,ET,i} = EG_{CHP,i} \cdot PR_{CHP,ET,i} \cdot CA_{CO2,i}$$

$EG_{CHP,i}$: Jährliche KWK-Stromerzeugung nach FW 308, siehe Gl. 4-30, in GWh_{KWK}

$PR_{CHP,ET,i}$: Jährlicher KWK-Bonus (engl.: premium) im Emissionshandel in t CO_2/GWh_{KWK}

mit

Gl. 4-30 $$EG_{CHP,i} = EG_i \cdot FLH_{th}$$

FLH_{th}: Anteil der thermischen an den elektrischen Volllaststunden in Prozent (engl.: full load hours) (siehe auch Fußnote 6).

[12] Dies ist beispielsweise der Fall, sofern die Regelungen des Emissionshandels eine Überausstattung mit Zertifikaten zulässt. Eine solche Überausstattung kann beispielsweise bei der Anwendung eines Doppelbenchmarks (für Strom und Wärme) im Fall von KWK-Anlagen vorliegen.

[13] Im Fall einer KWK-Anlage können die tatsächlich zugeteilten Emissionen insgesamt kleiner sein als die Summe der beiden nach Benchmarks (Wärme und Strom) berechneten Emissionen. Dies ist dann der Fall, wenn eine Überausstattung mit Zertifikaten nicht erlaubt ist. In diesem Fall, falls sich rechnerisch eine Überausstattung ergibt, werden nur die tatsächlichen Emissionen zugeteilt.

4.2.4 Endenergiebezogene Zusatzkosten und Sondererlöse

Fünf verschiedene Zusatzkosten bzw. Sondererlöse, die in Summe die endenergiebezogenen Zusatzkosten darstellen, sind in diesem Modell vorgesehen:

- Stromsteuer *(ELT)* (engl.: electricity tax)
- Wärmegutschrift (CR_Q)
- Entgelt für vermiedene Netznutzung *(CR_{ANU})* (engl.: avoided network usage)
- Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien *(CR_{FR})* (engl.: feed-in reimbursement)
- Vergütung für KWK-Stromerzeugung *(CR_{CHP})*

Der Barwert Kosten der Stromsteuer abzüglich der entsprechenden Erlöse ergibt den Barwert der endenergiebezogen Zusatzkosten und Sondererlöse (EEC_{PV}).

Gl. 4-31 $$\boxed{EEC_{PV} = ELT_{PV} - \left(CR_{Q,PV} + CR_{ANU,PV} + CR_{IR,PV} + CR_{CHP,PV}\right)}$$

Die endenergiebezogenen Zusatzkosten werden anschließend nach Gl. 4-4 über den Abschreibungszeitraum nivelliert.

Gl. 4-32 $$\boxed{EEC_A = EEC_{PV} \cdot CRF}$$

4.2.4.1 Stromsteuer

Die jährlichen Zusatzkosten durch Stromsteuern werden wie folgt ermittelt:

Gl. 4-33 $$\boxed{ELT_i = EG_i \cdot ELT_{MWh,i}},$$

wobei:

$ELT_{MWh,i}$: Jährliche spezifischen Stromsteuer

4.2.4.2 Wärmegutschrift

Der jährliche Zusatzerlös durch Wärmegutschrift bezieht sich auf die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme und berechnet sich nach folgender Formel:

Gl. 4-34 $$\boxed{CR_{Q,i} = Q_i \cdot CR_{Q,GJ,i}}$$

Q_i: Jährliche Wärmeproduktion der Anlage in GJ (ermittelt nach den Auslegungsdaten)

$CR_{Q,GJ,i}$: Jährliche spezifische Wärmegutschrift

4.2.4.3 Entgelt für vermiedene Netznutzung

Der jährliche Zusatzerlös durch das Entgelt für vermiedene Netznutzung ergibt sich aus folgender Formel:

Gl. 4-35 $$CR_{ANU,i} = EG_i \cdot CR_{ANU,MWh,i}$$

$CR_{ANU,MWh,i}$: Jährliches spezifisches Entgelt für vermiedene Netznutzung

4.2.4.4 Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Der jährliche Zusatzerlös durch die Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergibt sich aus folgender Formel:

Gl. 4-36 $$CR_{FR,i} = EG_i \cdot CR_{FR,MWh,i}$$

$CR_{FR,MWh,i}$: Jährliche spezifische Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

4.2.4.5 Vergütung für KWK-Stromerzeugung

Der jährliche Zusatzerlös durch die Vergütung für KWK-Stromerzeugung ergibt sich aus folgender Formel:

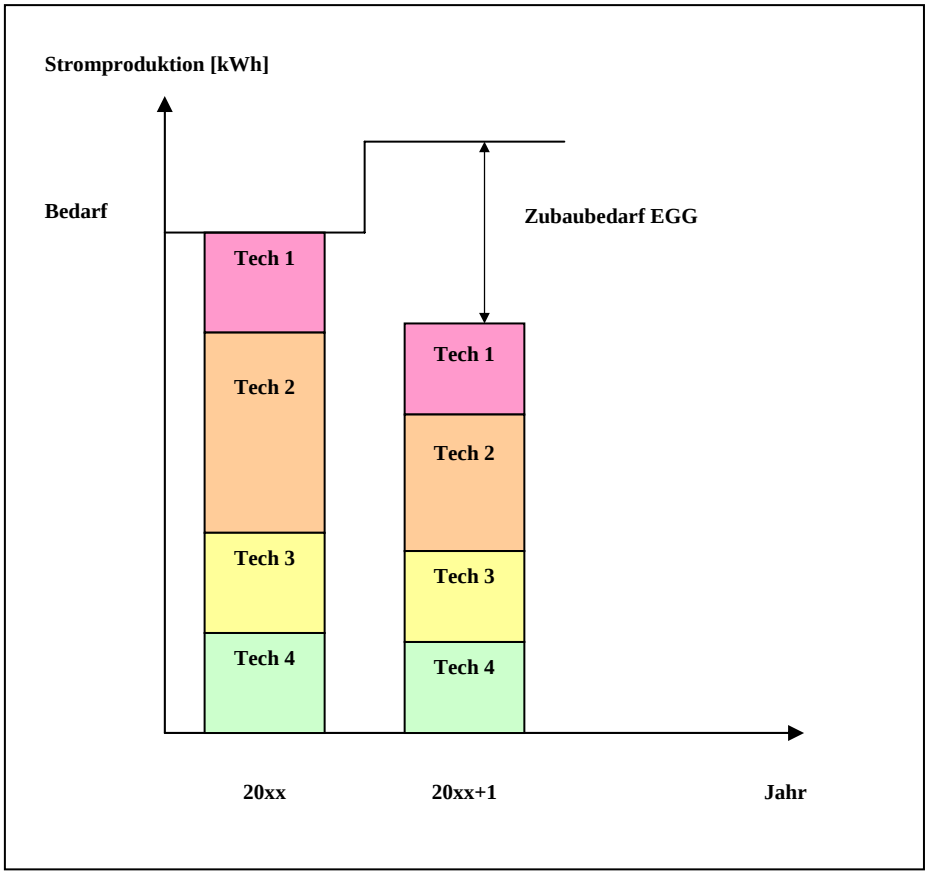
Gl. 4-37 $$CR_{CHP,i} = EG_{CHP,i} \cdot CR_{CHP,MWh,i}$$

$CR_{CHP,MWh,i}$: Jährliche spezifische Vergütung für KWK-Stromerzeugung

4.3 Zubauentscheidung

Im Modul „Zubauentscheidung“ wird auf Grundlage der Vorgaben im Modul „Benutzereinstellungen“ und der Berechnung der Stromgestehungskosten im Modul „Investitionsrechnung“ ermittelt, wie viel Kapazität pro Technologie und Jahr und Lastbereich neu gebaut wird. Der Zubau wird dabei zunächst als Stromerzeugung (TWh) ermittelt und dann aufgrund der vom Benutzer vorgegebenen Volllaststundenzahlen pro Lastbereich in elektrische Leistung (MW_{el}) umgerechnet. Der gesamte Zubau an neuer Kraftwerkskapazität ist ausschließlich eine Funktion des Zubaubedarfs (Erzeugungslücke). Der Zubaubedarf ergibt sich aus der Sterbelinie des Kraftwerksparks und der Entwicklung der Nachfrage (Abbildung 4-1). Zubaubedarf und Zubau werden für jeden Lastbereich ermittelt. Die Anlagen werden dabei immer genau am Ende der technischen Lebensdauer abgeschaltet. Die technische Lebensdauer kann vom Nutzer flexibel festgelegt werden. Eine Optimierung der Betriebsdauer einzelner Anlagen innerhalb des Modells (strategische Stilllegungskalküle, Repowering vs. Stilllegung) ist nicht möglich.

Abbildung 4-1: Darstellung des Zubaubedarfs[14]



Quelle: Darstellung Öko-Institut

[14] EGG: Electricity generation gap (Zubaulücke)

Wie viel Kapazität zugebaut wird, hängt nur vom dargestellten Zubaubedarf ab und nicht von den Kosten neuer Kraftwerke relativ zum jeweiligen Marktpreis beziehungsweise zur jeweiligen Marktpreiserwartung. Eine strompreisgetriebene Verdrängung bestehender Kraftwerke durch Zubau neuer Kraftwerke wird daher nicht betrachtet. Die Marktkalküle unterschiedlicher Akteure, die mit einem Kraftwerksneubau verschiedene Strategien verbinden können, werden nicht abgebildet.

4.3.1 Vermeiden des Penny-Switching-Effekts

Die Entscheidung über den Zubau neuer Technologien orientiert sich grundsätzlich an den Stromgestehungskosten der Technologien (ermittelt im Modul Investitionsrechnung). Der Zubaubedarf soll möglichst kostengünstig gedeckt werden. Dabei soll allerdings nicht nur die Technologie mit den niedrigsten Kosten zugebaut werden, sondern es sollen auch Technologien mit höheren Kosten berücksichtigt werden. So werden Penny-Switching-Effekte vermieden, die dazu führen, dass die Technologie mit den geringsten Kosten trotz möglicherweise nur geringer Kostenvorteile alle anderen Technologien verdrängt.

Die Verteilung des Zubaus auf die unterschiedlichen Technologien wird pro Jahr mit Hilfe der folgenden Verteilungsfunktion bestimmt:

Gl. 4-38

$$PNI_n = \exp^{(COE_n - COE_{Min}) \cdot F}$$

PNI_n: Prozentualer Anteil der Technologie n am gesamten Zubau (engl.: percentage of new installations)

n: Nummer der betrachteten Technologie

COE_n: Stromgestehungskosten der Technologie n

COE_{Mih}: Kosten der billigsten Technologie in diesem Jahr (Minimum der Stromgestehungskosten je Jahr und Lastbereich)

F: Verteilungsfaktor, kann vom Nutzer variiert werden. Je höher der Wert, desto größer die Spreizung der Zuteilung zwischen den Technologien.

Jede Technologie erhält anschließend einen Anteil an der zu füllenden Erzeugungslücke:

Gl. 4-39

$$NI_{without\,bounds,n} = \frac{PNI_n}{\sum_n PNI_n} \cdot EGG$$

$NI_{without\ bounds,n}$: Vorläufiger Zubauanteil der jeweiligen Technologie in TWh (noch ohne Berücksichtigung der Bounds) (engl.: new installation)

EGG: Stromerzeugunglücke in TWh im jeweiligen Lastbereich, die durch den Zubau gedeckt werden muss (engl.: electricity generation gap)

4.3.2 Berücksichtigung der Bounds

Im Anschluss an die oben beschriebene (vorläufige) Aufteilung der Stromerzeugung auf die Technologien werden im zweiten Schritt die vom Benutzer vorgegebenen Bounds berücksichtigt. Mit Hilfe der Bounds kann der Zubau einer Technologie beschränkt[15] (Maximum-Bound) oder erzwungen[16] (Minimum-Bound) werden. Im ersten Fall wird eine Technologie unabhängig von ihren Kosten und dem Kostenverhältnis zu anderen Technologien nur bis zu einer nutzerdefinierten Obergrenze zugebaut. Im zweiten Fall findet ebenfalls unabhängig von den Kosten der Technologie ein Mindestzubau statt.

Bei der Begrenzung nach oben ist zu beachten, dass mit dieser Begrenzung nur der Zubau begrenzt werden kann, nicht aber die Gesamtkapazität einer Technologie, d.h. mit dem Maximum-Bound kann keine Stilllegung einzelner Technologien erzwungen werden. Wenn das, was von der Technologie schon vorhanden ist, den Maximum-Bound übersteigt, wird dieser auf Null gesetzt, und es findet kein weiterer Zubau dieser Technologie statt. Entsprechend beziehen sich auch die Minimum-Bounds auf den Zubau und nicht auf die Erzeugung einer Technologie insgesamt.

4.3.3 Optimierung

Im letzten Schritt wird die endgültige Zuteilung der Erzeugungslücke auf die einzelnen Technologien unter Berücksichtigung der vorgegebenen Bounds ermittelt. Obwohl das Modell kein Optimierungsmodell ist, das eine Zielfunktion minimiert oder maximiert (sondern die Verteilung auf die Technologien mit Hilfe der in Abschnitt 4.3.1 beschriebenen e-Funktion erfolgt), findet die endgültige Zubauentscheidung mit Hilfe einer Optimierung statt. Die Optimierung ist notwendig, um die in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Bounds zu berücksichtigen. Dazu wird eine erweiterte Version des Excel Solvers genutzt[17].

Die Optimierungsfunktion wird in den folgenden Schritten ermittelt:

1. Die Bounds werden auf die mit Hilfe der e-Funktion ermittelten Erzeugungsanteile angewandt, d.h. je nach Bound bleibt die Zuteilung pro Technologie unverändert (kein oder kein bindender Bound), wird erhöht (bindender Min-Bound) oder verringert (bindender Max-Bound).
2. Wenn bindende Bounds vorhanden sind, entsteht dadurch eine Abweichung zur ursprünglichen Zuteilung nach Gl. 4-39, die Erzeugungslücke wird dadurch über- oder untererfüllt, die Werte müssen also korrigiert werden.
3. Durch die Optimierung wird für jede Technologie ein Zubau ermittelt, so dass

[15] Beispiele: Atomkonsens, kein weiterer Zubau von Kernkraftwerken; Wasserkraft: installierte Leistung auf Grund topographischer Gegebenheiten begrenzt.

[16] Beispiel KWK-Mindestquote.

[17] Das Modell funktioniert auch mit der in Excel implementierten Solver-Version, ist dann aber deutlich langsamer.

- der Gesamtzubaubedarf exakt gedeckt wird,
- die Bounds eingehalten werden,
- die Abweichung zur ursprünglichen Zuteilung mit Bounds (im ersten Schritt ermittelt) minimiert wird.

Im Rahmen der Optimierung wird die Abweichung der einzelnen Technologien

- erstens mit der ursprünglichen Verteilung gewichtet, um zu verhindern, dass die Abweichung dadurch minimiert wird, dass alle Technologien gleichmäßig verändert werden
- und zweitens ins Quadrat genommen (um Abweichungen nach oben und nach unten gleichwertig zu berücksichtigen und um auch hier den Penny-Switching-Effekt zu verhindern, dass die billigste Technologie den gesamten Überschuss zugeteilt bekommt bzw. der teuersten Technologie der gesamte Unterschuss abgezogen wird).

Die genannten Schritte (Zuteilung mit Vermeidung von Penny-Switching, Berücksichtigung der Bounds und Optimierung zur Ermittlung der endgültigen Zuteilung werden nacheinander für alle Lastbereiche und ausgewählten Jahre durchgeführt. Die so ermittelten technologiespezifischen Werte in TWh werden abschließend in Kapazität umgerechnet.

4.4 Auswertung

Im Auswertungsmodul werden zunächst durch ein VBA-Makro die Eingabedaten (übergreifende Rahmendaten, Benutzermatrix) abgelegt, um eine eindeutige Beschreibung des Szenarios zu ermöglichen.

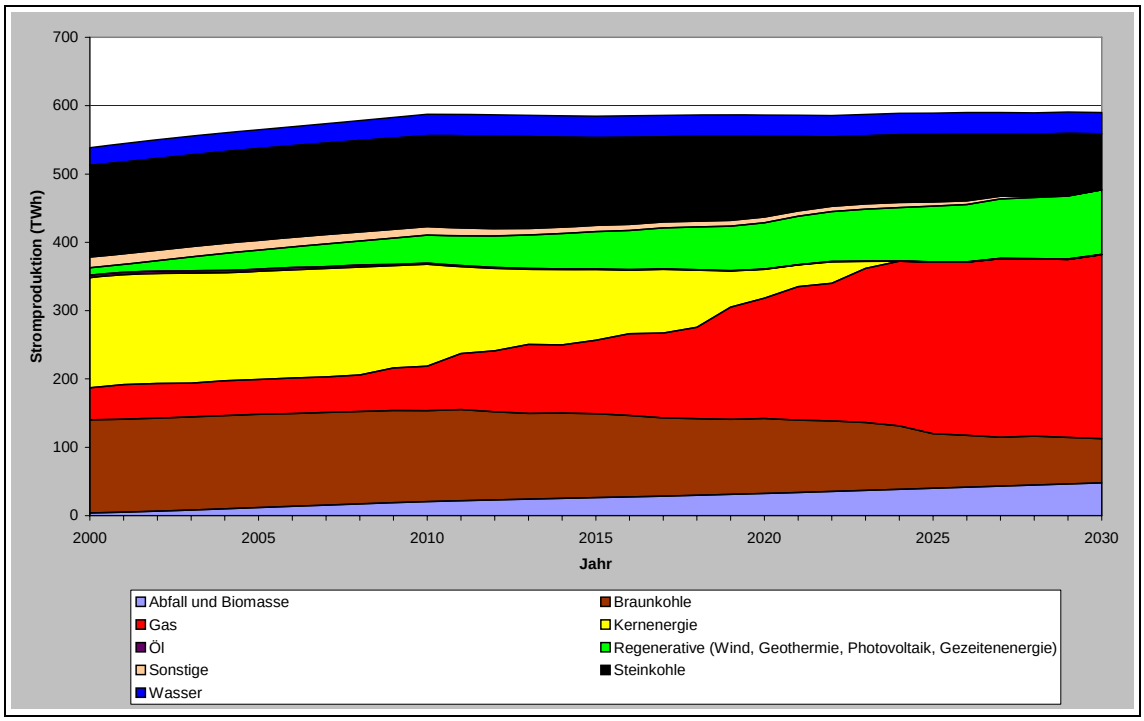
Des Weiteren werden die errechneten Szenarienergebnisse abgespeichert, auf deren Grundlage eine Vielzahl von graphischen Auswertungen vorgenommen werden kann. Das Auswertungsmodul kann auf die Anforderungen des Nutzers angepasst werden.

Im Auswertungsmodul werden unter anderem folgende zentrale Ergebnisse über die Entwicklung des Kraftwerksparks dargestellt:

- Stromproduktion des Kraftwerks, aufgeteilt nach Brennstoffarten[18] (Abbildung 4-2)
- CO_2-Emissionen des Kraftwerksparks, ebenfalls nach den Anteilen der einzelnen Brennstoffarten[18] dargestellt (Abbildung 4-3)
- Entwicklung des Zubaus der Kraftwerkskapazität, nach Brennstoffarten[18] (Abbildung 4-4)

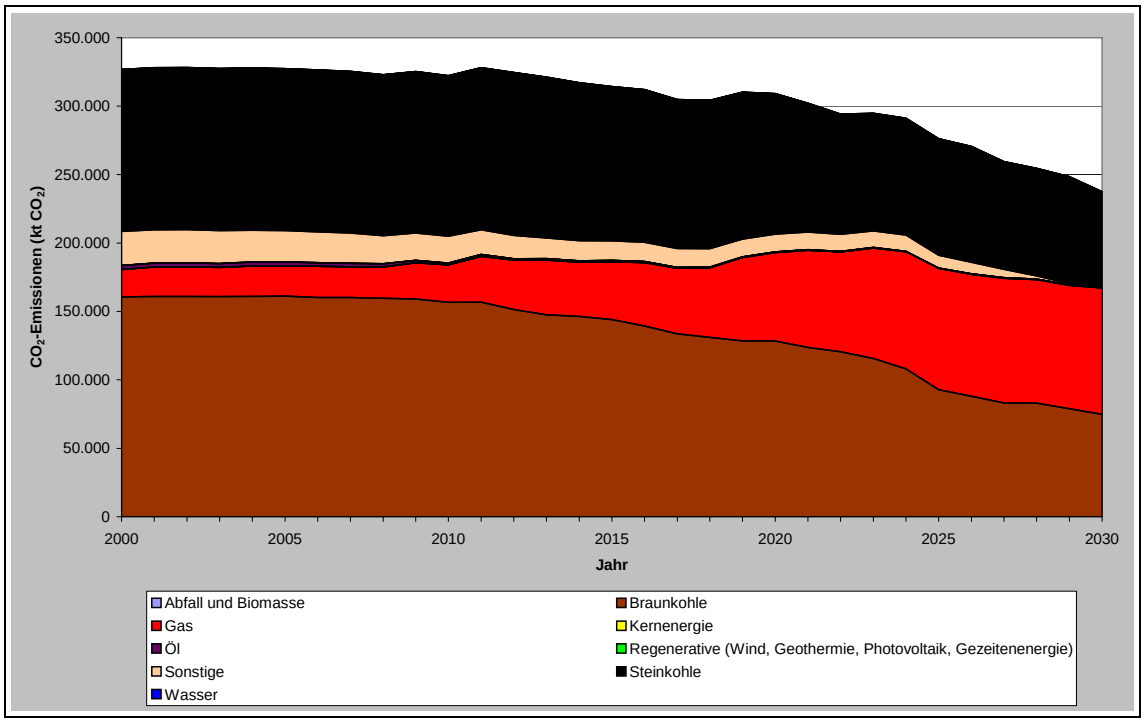
[18] Eine Aufteilung nach Technologiearten ist ebenfalls möglich.

Abbildung 4-2: Stromproduktion des Kraftwerksparks, nach Brennstoffen



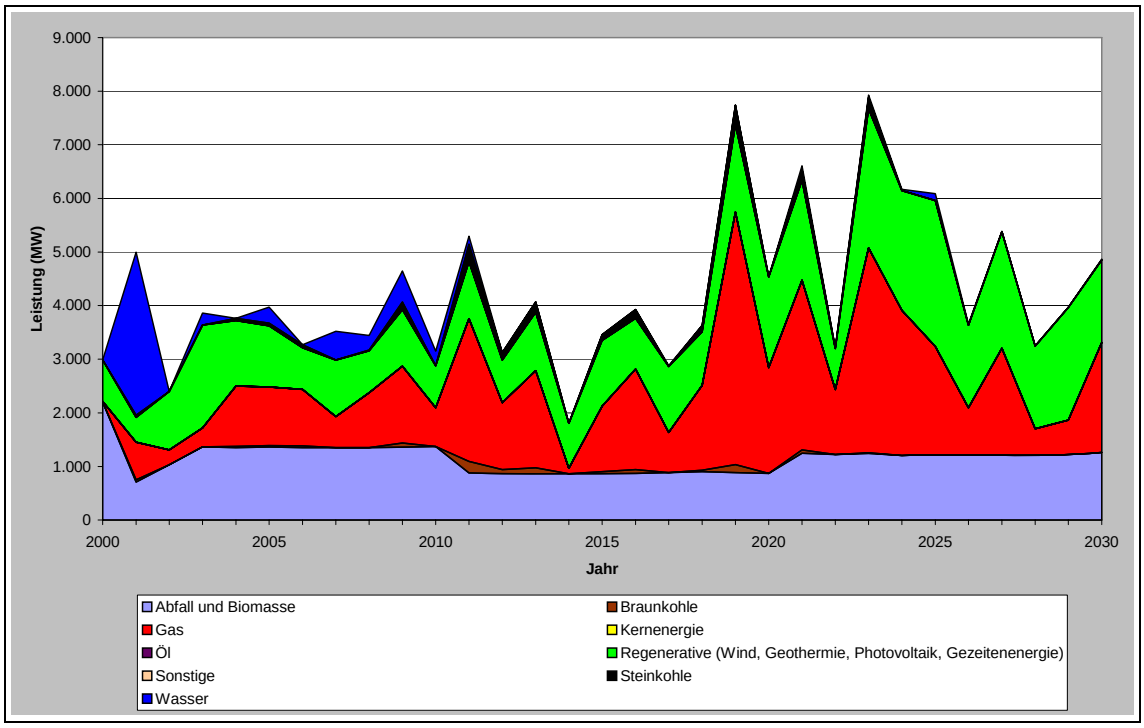
Quelle: Darstellung Öko-Institut

Abbildung 4-3: CO_2-Emissionen des Kraftwerksparks, nach Brennstoffen



Quelle: Darstellung Öko-Institut

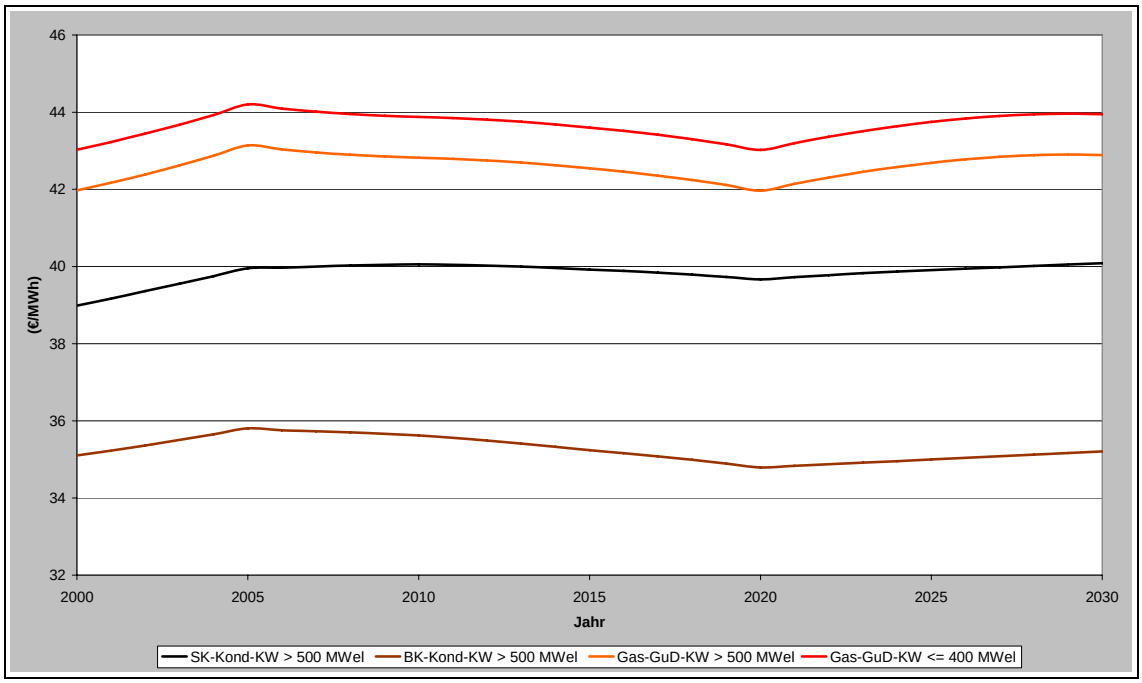
Abbildung 4-4: Zubaus der Kraftwerkskapazität, nach Brennstoffen



Quelle: Darstellung Öko-Institut

Darüber hinaus sind Vergleiche der Stromgestehungskosten einzelner Technologien mögliche (Abbildung 4-5).

Abbildung 4-5: Stromgestehungskosten verschiedener Grundlastkraftwerke



Quelle: Darstellung Öko-Institut

Neben den dargestellten Einsatzmöglichkeiten können durch die flexible Struktur des Modells auch neue Aspekte und Fragestellungen integriert werden, die sich z.B. durch verschiedene Ausgestaltungsvarianten politischer Instrumente ergeben können.

5 Literatur

Bejan et al. (1996): Bejan, A., Tsatsaronis,G., Moran,M.: Thermal Design and Optimization. Wiley-Interscience Publication. New York; Chichester; Brisbane; Toronto; Singapore, 1996

Erdmann (1992): Erdmann, G: Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Springer Verlag. Berlin; Heidelberg; New York; Tokyo, 1992

Schneider (1998): Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern. Werkstattreihe Nr. 112. Öko-Institut e.V., Freiburg (Breisgau), 1998.