

**DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG
(DIW)**

**INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOLOGIE
(Öko-Institut)**

**KURZEXPERTISE IM RAHMEN DER WISSENSCHAFTLICHEN
BEGLEITUNG DES ENERGIEDIALOGS 2000**

**IM AUFTRAGE DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE**

**ZUR ÖKOLOGISCHEN UND ÖKONOMISCHEN
BEWERTUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG**

Von

Felix Christian Matthes (Öko-Institut)

Hans-Joachim Ziesing (DIW)

Berlin, Februar 2000

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkungen.....	1
2	Einige Modellbetrachtungen	2
3	Diskussion vorliegender Studien	11
3.1	Studie des Pestel Instituts für Systemforschung 1994.....	11
3.2	Studie des Bremer Energie-Instituts 1995	16
3.3	Studie von Schneider 1999	21
3.4	Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart	26
4	Eigene Modellrechnungen.....	36
4.1	Vorbemerkungen und methodischer Ansatz	36
4.2	Datenbasis	37
4.3	Referenzfälle.....	41
4.4	Vergleichsrechnungen.....	45
5	Fazit	51
6	Literatur	53
	Anhang.....	54

Tabellenverzeichnis

1	Wesentliche Annahmen in der ISP-Studie sowie die dazu vorgenommenen Modifikationen.....	13
2	Spezifische Kosten der Energieeinsparung und der Reduktion der CO ₂ -Emissionen nach der BEI-Studie sowie in Abhängigkeit von den unterstellten Stromerlösen.....	20
3	Anahmen und Ergebnisse der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom nach der Studie von Schneider 1999	22
4	Charakteristische Daten der Versorgungsfälle und zugeordnete KWK-Anlagen.....	26
5	Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme sowie Abweichungen der getrennten von der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.....	28
6	Direkte, vorgelagerte und indirekte CO ₂ -Emissionen der betrachteten Energiesysteme ...	31
7	Absolute und spezifische Schadenskosten bei gekoppelter und getrennter Erzeugung: Vergleich der Alternativen bei gleichem Brennstoff	34
8	Brennstoffdaten für die Modellrechnungen.....	40

Abbildungsverzeichnis

1	Modellrechnung: Energieeinsparung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen versus getrennte Erzeugung von Wärme und Strom.....	4
2	Modellrechnung: Veränderungen der CO ₂ -Emissionen durch Kraft-Wärme- Kopplungsanlagen versus getrennte Erzeugung von Wärme und Strom.....	5
3	Modellrechnung: Veränderungen des Brennstoffeinsatzes und der CO ₂ -Emissionen durch KWK-Anlagen versus getrennte Wärme- und Stromerzeugung: Perspektivisch	6
4	Vergleich des Energieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen bei gekoppelter und ungekoppelter Erzeugung von Wärme und Strom nach Modellrechnungen der PreussenElektra	7
5	Primärenergieverbrauch bei gekoppelter sowie bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der KWK-Anlage	8
6	Energieeinsparung bei gekoppelter im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der KWK-Anlage	9
7	Primärenergieverbrauch bei gekoppelter sowie bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme in Abhängigkeit von der Stromkennzahl	10
8	Energieeinsparung bei gekoppelter im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom in Abhängigkeit von der Stromkennzahl	11
9	Abweichungen beim Energieverbrauch der getrennten von der gekoppelten Erzeugung nach der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen.....	14
10	Abweichungen bei den CO ₂ -Emissionen der getrennten von der gekoppelten Erzeugung nach der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen.....	14
11	Abweichungen bei den Gesamtkosten der getrennten von der gekoppelten Erzeugung nach der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen.....	15

12	Abweichungen beim Energieverbrauch und den CO ₂ -Emissionen der gekoppelten von der getrennten Erzeugung nach der BEI-Studie	17
13	Abweichungen der spezifischen Wärmeerzeugungskosten der gekoppelten von der getrennten Erzeugung nach der BEI-Studie	18
14	Abweichungen der spezifischen Wärmeerzeugungskosten der gekoppelten von der getrennten Erzeugung nach der BEI-Studie sowie in Abhängigkeit von den unterstellten Stromerlösen.....	19
15	Spezifische Mindesterlöse für Strom aus KWK-Anlagen unter BEI-Annahmen	21
16	Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage unter Referenzannahmen nach der Studie von Schneider 1999	23
17	Vermiedene CO ₂ -Emissionen mit KWK-Anlage gegenüber einer Wärmebereitstellung mit Erdgas und Strombezug nach der Studie von Schneider 1999.....	23
18	CO ₂ -Vermeidungskosten (ohne Berücksichtigung von Erdgas- und Stromsteuern) bei Einsatz von KWK-Anlagen nach der Studie von Schneider 1999	24
19	Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen nach der Studie von Schneider 1999	25
20	Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 1 (größeres Ballungsgebiet)	29
21	Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 2 (kleineres Ballungsgebiet)	29
22	Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 3 (Industriebetrieb).....	30
23	Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 4 (Schwimmbad/Krankenhaus)	30
24	CO ₂ -Äquivalent-Emissionen durch CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O im Versorgungsfall 1 (größeres Ballungsgebiet)	32
25	CO ₂ -Äquivalent-Emissionen durch CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O im Versorgungsfall 2 (kleineres Ballungsgebiet)	32
26	CO ₂ -Äquivalent-Emissionen durch CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O im Versorgungsfall 3 (Industriebetrieb).....	33
27	CO ₂ -Äquivalent-Emissionen durch CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O im Versorgungsfall 4 (Schwimmbad/Krankenhaus)	33
28	Durchschnittliche CO ₂ -Emissionen pro Jahr für die Referenzfälle	42
29	Finanzmathematische Durchschnittskosten der Referenzfälle in verschiedenen Parametervariationen.....	44
30	CO ₂ -Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW	46
31	Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW.....	47
32	Kosten im Systemvergleich, BHKW 300 kW	48
33	Kosten im Systemvergleich, BHKW 14 kW	49

Tabellen im Anhang

A-1	Modellrechnung zur Ermittlung der Energieeinsparung sowie der Veränderungen der CO ₂ -Emissionen durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom: Aktuelle Situation	54
A-2	Modellrechnung zur Ermittlung der Energieeinsparung sowie der Veränderungen der CO ₂ -Emissionen durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom: Moderne Neuanlagen	55
A-3	Annahmen und Ergebnisse zur Ermittlung des Energieeinsatzes und der CO ₂ -Emissionen nach Modellrechnungen der PreussenElektra AG	56
A-4	Annahmen zur Ermittlung des Energieverbrauchs und der Kosten von BHKW-Systemen nach der ISP-Studie aus dem Jahre 1994	57
A-5	Annahmen zur Ermittlung von Energieverbrauch, Kosten und CO ₂ -Emissionen bei getrennter Erzeugung von Wärme und Strom nach der ISP-Studie 1994	58
A-6	Annahmen zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten in großen Kondensationskraftwerken nach der ISP-Studie 1994	59
A-7	Vergleich der Gesamtkosten, des Energieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen nach den Ergebnissen der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen	60
A-8	Vergleich der spezifischen Kosten pro eingesparter Energie und reduzierter CO ₂ -Emissionen nach den Ergebnissen der ISP-Studie sowie auf Basis modifizierter Annahmen.....	61
A-9	Basisdaten zur Berechnung des Brennstoffeinsatzes, der CO ₂ -Emissionen und der Wärmeerzeugungskosten bei gekoppelter Erzeugung nach der BEI-Studie 1995	62
A-10	Basisdaten zur Berechnung des Brennstoffeinsatzes, der CO ₂ -Emissionen und der Wärmeerzeugungskosten bei getrennter Erzeugung sowie Vergleiche mit den Ergebnissen bei gekoppelter Erzeugung nach der BEI-Studie 1995	63
A-11	Vergleich des Energieverbrauchs, der CO ₂ -Emissionen und der Wärmeerzeugungskosten bei gekoppelter und getrennter Erzeugung nach der BEI-Studie sowie bei Variation der Annahmen zu den Stromerlösen.....	64
A-12	Ermittlung der Wärmeerzeugungskosten bei gekoppelter und getrennter Erzeugung nach der BEI-Studie sowie bei Variation der Annahmen zu den Stromerlösen.....	65
A-13	Stromerzeugungsanlagen für die Referenzfälle	66
A-14	Wärmeerzeugungsanlagen für die Referenzfälle.....	66
A-15	Untersuchte KWK-Anlagen	67
A-16	Spitzenheizwerke und -kessel für die KWK-Systeme.....	67
A-17	Modellrechnungen für Netznutzungsentgelte.....	68
A-18	Ergebniszusammenfassung der Referenzfälle.....	69
A-19	Ergebniszusammenfassung GuD-HKW 200 MW	70
A-20	Ergebniszusammenfassung GuD-HKW 100 MW	70
A-21	Ergebniszusammenfassung GuD-HKW 50 MW	71
A-22	Ergebniszusammenfassung BHKW 700 kW	71
A-23	Ergebniszusammenfassung BHKW 300 kW	72
A-24	Ergebniszusammenfassung BHKW 14 kW	72

Abbildungen im Anhang

A-1	Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW	73
A-2	Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 100 MW	73
A-3	Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 50 MW	74
A-4	Emissionen im Systemvergleich, BHKW 700 kW	74
A-5	Emissionen im Systemvergleich, BHKW 300 kW	75
A-6	Emissionen im Systemvergleich, BHKW 14 kW	75
A-7	Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW	76
A-8	Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 100 MW	76
A-9	Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 50 MW	77
A-10	Kosten im Systemvergleich, BHKW 700 kW	77
A-11	Kosten im Systemvergleich, BHKW 300 kW	78
A-12	Kosten im Systemvergleich, BHKW 14 kW	78

1 Vorbemerkungen

Mit dem auf der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention im Dezember 1997 in Kyoto verabschiedeten Protokoll haben sich im wesentlichen die Industrieländer verpflichtet, die Emissionen der Treibhausgase CO₂, CH₄, N₂O, PFC, HFC und SF₆ bis zur Zielperiode 2008 bis 2012 um mindestens 5 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Zur Umsetzung der von der EU zugesagten Minderung der Treibhausgase um insgesamt 8 % haben sich die EU-Umweltminister Mitte Juni 1998 für jedes Mitgliedsland auf verbindliche Quoten geeinigt, um die der Ausstoß der genannten sechs Treibhausgase bis spätestens 2012 zu verringern ist. Danach muss Deutschland als größter Verursacher von Treibhausgasen in der Union seine klimarelevanten Emissionen gegenüber 1990 um 21 % reduzieren. Unabhängig davon hält die Bundesregierung ihr seit Anfang der neunziger Jahre propagiertes Ziel, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2005 gegenüber 1990 um 25 % zu senken, nach wie vor aufrecht. Von 1990 bis 1998 ist es hier bereits zu einem Rückgang der CO₂-Emissionen um fast 13 % gekommen; um das für 2005 avisierte Ziel zu erreichen, müssten sie aber gegenüber 1998 nochmals um 14 % oder um 125 Mio. t reduziert werden.

Nach allen Voraussagen wird dies nur mit einer grundlegend veränderten Energie- und Umweltpolitik möglich sein, deren zentrale Elemente die rationellere und sparsamere Energienutzung und Energiebereitstellung sowie der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energiequellen sein müssen. Auf der technischen Seite gehören dazu Maßnahmen zu Reduktion der Energienachfrage, beispielsweise durch verstärkte Wärmedämmung, ebenso wie der Einsatz von Techniken zur besonders rationellen Energienutzung und Energiebereitstellung. Gerade auf den wettbewerblich organisierten Märkten stehen alle diese Techniken grundsätzlich in Konkurrenz zueinander sowie im Wettbewerb mit den etablierten Energieversorgungssystemen. Vorliegende Studien lassen allerdings den Schluss zu, dass die Verwirklichung der ambitionierten Klimaschutzpolitischen Ziele nicht allein den Ergebnissen der Marktprozesse überlassen bleiben kann und dass es vielmehr notwendig sein wird, alle technischen Optionen zu berücksichtigen, da eine ausschließliche Ausrichtung auf nur eine der vielfältigen technischen Optionen keine ausreichende Problemlösungskapazität bietet.

Unter den heute verfügbaren und auf absehbare Zeit erwartbaren Systemen zur rationellen Energiebereitstellung wird der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unter energie- und klimaschutzpolitischen Gesichtspunkten eine besonders große Bedeutung als Instrument der Energieeinsparung und der Emissionsminderung zugemessen. Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes mit dem damit verbundenen Verfall der Strompreise ist der Bestand an Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen derzeit zumindest teilweise wirtschaftlich gefährdet. Ein Erhalt, mehr noch ein Ausbau dieser Technik mit dem Ziel einer Verdoppelung ihres Versorgungsbeitrages bis zum Jahre 2010 erfordert für den Zeitraum der Strommarktkonsolidierung sowie eventuell noch darüber hinaus den Einsatz von Förderinstrumenten.

Eine solche Fördernotwendigkeit lässt sich aber nur dann begründen, wenn mit der Nutzung von KWK-Anlagen tatsächlich die entsprechenden Zielerfüllungsbeiträge hinsichtlich Energieeinsparung und Emissionsminderung erwartet werden können. Entscheidungsrelevant sind weiterhin die damit verbundenen Kosten - auch im Verhältnis zu anderen Klimaschutzpolitischen Optionen. Unabhängig von einer Bewertung unterschiedlicher Förderinstrumente und bestimmter Entwicklungspfade ist als deren begründende Voraussetzung deshalb zunächst die Frage zu klären, wie sich die Kraft-Wärme-Kopplung unter ökologischen und ökonomischen Aspekten im Vergleich zu den relevanten Alternativen einer nicht-gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung darstellt.

Zur Klärung der zuvor skizzierten unterschiedlichen Fragestellungen sind vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Energiedialog 2000 Kurzexpertisen zu folgenden Themenbereichen vergeben worden:

- Ökonomische und ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zu alternativen Erzeugungsmöglichkeiten. (Bearbeitet durch: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Öko-Institut).
- Ökonomische und ökologische Implikationen einer Verdoppelung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bis 2010 (Bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln).
- Wirksamkeit unterschiedlicher Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (Bearbeitet durch: Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln).

Gegenstand der hier vorgelegten Studie ist die ökonomische und ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zu alternativen Erzeugungsmöglichkeiten. Diese Frage soll im Folgenden im Sinne eines Technikvergleichs behandelt werden. Dabei ist es im Rahmen einer derartigen Kurzexpertise nicht möglich, die ganze Bandbreite der Anwendungsmöglichkeiten und Alternativen einer detaillierten Analyse zu unterziehen. So beschränkt sich die Studie auf den Vergleich „aktiver“ Systeme (z.B. Vergleich von KWK-Anlagen mit der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in der Kombination aus Steinkohlen- oder Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Niedertemperatur- oder Brennwertkesseln); sie schließt also beispielsweise das (mögliche) Konkurrenzverhältnis von Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmedämmung nicht ein. Ebenfalls nicht behandelt wird die Frage nach den künftigen Potentialen für eine unter energetischen wie ökologischen Aspekten vorteilhafte Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Im ersten Teil dieser Kurzexpertise (federführend vom DIW bearbeitet) sollen nach einer modellhaften Betrachtung der Effekte der Kraft-Wärme-Kopplung auf Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom die Ergebnisse einer Reihe von vorliegenden Untersuchungen zur ökonomischen und ökologischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung analysiert und kritisch geprüft werden. Auf dieser Basis lassen sich bereits einige wesentliche Schlussfolgerungen ableiten. In einem zweiten Teil (Kapitel 4, federführend vom Öko-Institut bearbeitet) werden sodann unter Nutzung eines modifizierten Planungsrechnungsmodells zur ökonomischen Bewertung die Barwerte bestimmter Technologiekombinationen ermittelt sowie zur ökologischen Beurteilung die damit einhergehenden CO₂-Emissionen berechnet.

2 Einige Modellbetrachtungen

Der energiewirtschaftliche Vorteil einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage resultiert im wesentlichen daraus, dass auf diese Weise erheblich höhere Nutzungsgrade erreichbar sind als bei einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom. Zu Lasten der getrennten Erzeugung wirkt sich dabei in erster Linie der niedrige Stromerzeugungsnutzungsgrad aus, der nach der Energiebilanz für Deutschland im Mittel aller öffentlichen Wärmekraftwerke (ohne Heizkraftwerke und Kernkraftwerke) im Jahre 1997 nur 38,4 % betrug; über sämtliche Kraftwerke gemittelt waren es 37,9 %. Nach dem Elektrizitätswirtschaftlichen Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi 1999) errechnen sich für die einzelnen Kraftwerkstypen inner-

halb der öffentlichen Versorgung in Deutschland folgende Nutzungsgrade (Verhältnis von Umwandlungsausstoß zu Umwandlungseinsatz in %; Angaben für 1997):

Kernenergie (Festlegung per Konvention).....	33,0
Braunkohle.....	36,7
Steinkohle	40,0
Heizöl	34,1
Erdgas.....	46,0

Moderne Kraftwerke weisen demgegenüber wesentlich höhere Wirkungsgrade auf. So rechnen Prognos/EWI bei einer Inbetriebnahme im Jahre 2010 mit Nettowirkungsgraden von 45 % bei Braunkohlenkraftwerken, 48 % bei Steinkohlenkraftwerken, 50 % bei Ölkraftwerken und sogar mit 58,5 % bei Erdgas-GuD-Kraftwerken.

Die Nutzungsgrade bei einer getrennten Wärmeerzeugung werden für den Bereich der Gebäudebeheizung für Anlagen im Bestand auf etwa 75 % bei Ölzentralheizungen und auf etwa 78 % bei Gaszentralheizungen veranschlagt. Dagegen weisen neue Heizkessel Jahresnutzungsgrade von 90 bis 95 % auf; bei Brennwertkesseln werden sogar Nutzungsgrade von 100 % erreicht.

In der Kombination einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme ergeben sich - je nach Art der Kombinationen und Relation von Strom- und Wärmeerzeugung - Gesamtnutzungsgrade in Höhe von 65 bis 70 % im gegenwärtigen Anlagenbestand sowie von 70 bis 80 % bei einer Kombination von jeweils modernen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen.

Dem stehen bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bei einer effizienten Anlagenkonfiguration Gesamtnutzungsgrade in einer Größenordnung von 85 bis 90 % gegenüber. Auch unter Einbeziehung von Wärmeverteilungsverlusten bei zentralen Fern- oder Nahwärmesystemen lassen sich durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung zumindest spürbare Energieeinspareffekte erwarten.

Die Ergebnisse entsprechender Modellrechnungen für die durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gegenüber einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom „einsparbare“ Energie sind in Abbildung 1 und die entsprechenden Veränderungen der CO₂-Emissionen in Abbildung 2 dargestellt. Die für diese Rechnungen verwendeten Parameter sind der Anhangtabelle A-1 zu entnehmen.

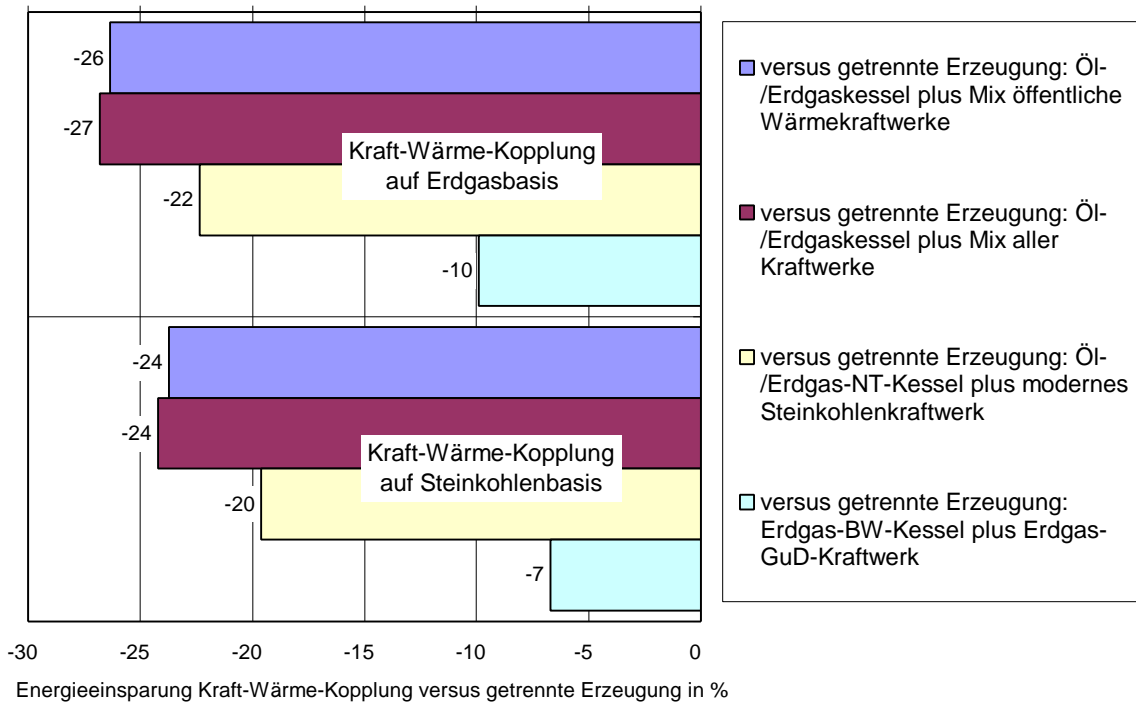
Diese Modellrechnungen zeigen, dass bei den hier verglichenen Systemen die KWK-Anlagen unter dem Aspekt der Energieeinsparung erheblich günstiger abschneiden als die ungekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom. Am deutlichsten wird der Energieeinspareffekt, wenn man die KWK-Anlagen vergleicht mit den tatsächlich in Deutschland gegenwärtig in Betrieb befindlichen Kraftwerken für die Stromerzeugung (Mix der öffentlichen Kraftwerke bzw. Mix aller Kraftwerke) kombiniert mit einem Mix aus Erdgas- (2/3) und Heizölkesseln (1/3) für die Wärmeerzeugung. In diesem Fall sind relative Einsparungen von reichlich einem Viertel (KWK auf Erdgasbasis) bzw. knapp einem Viertel (KWK auf Steinkohlenbasis) zu erzielen.

Mit rund einem Fünftel fallen die Einsparungen nur wenig schwächer aus bei einem Vergleich mit einer Stromerzeugung aus modernen Steinkohlenkraftwerken kombiniert mit einem Mix aus Erdgas-(2/3) und Heizöl-(1/3)-Niedertemperaturkesseln. Am geringsten fallen die Einsparquoten der hier unterstellten KWK-Anlagen gegenüber einem modernen Erdgas-GuD-Kraftwerk kombiniert mit einem Erdgas-Brennwertkessel aus; bei der KWK-Anlage auf Erdgasbasis betragen die Energieeinsparungen lediglich gut 9 % und bei der KWK-Anlage auf

Steinkohlenbasis nur rund 6 %. Immerhin kommt es aber auch unter diesen Voraussetzungen noch zu einer Energieeinsparung.

Abbildung 1

Modellrechnung: Energieeinsparung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen versus getrennte Erzeugung von Wärme und Strom

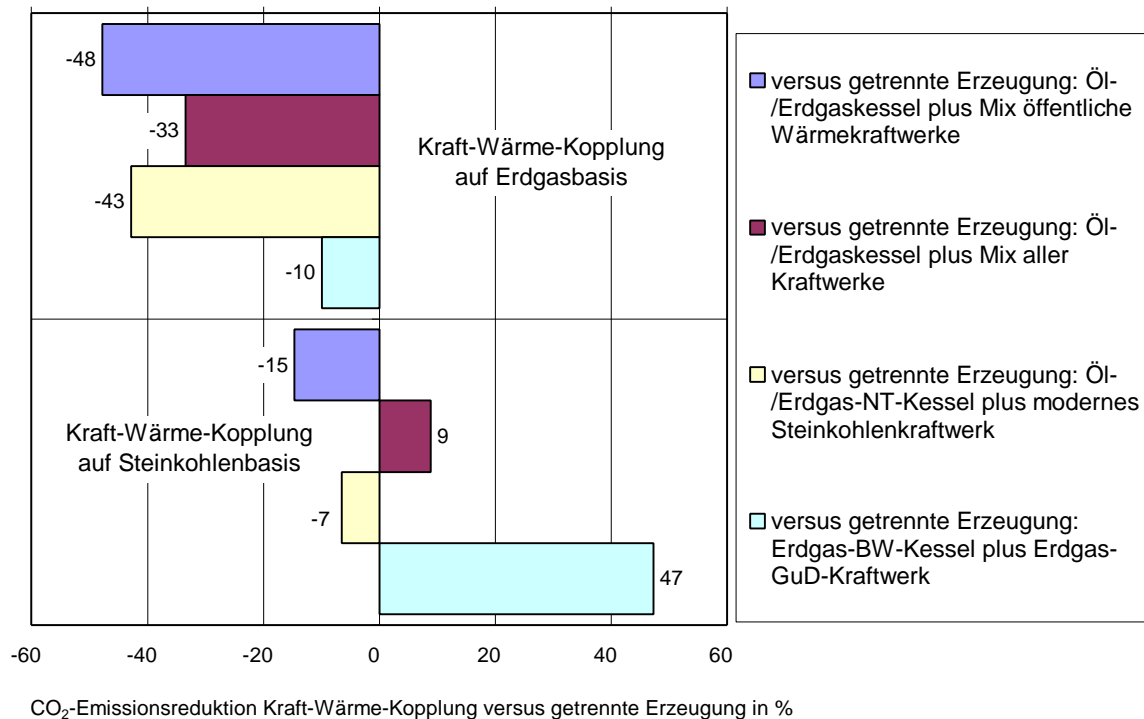


Sehr viel differenzierter sieht die Situation bei einem Vergleich der jeweils resultierenden CO₂-Emissionen aus. Hier haben KWK-Anlagen auf Erdgasbasis gegenüber sämtlichen der hier untersuchten getrennten Wärme- und Stromerzeugung erhebliche Vorteile; am stärksten fallen diese naturgemäß gegenüber einer Stromerzeugung im Mix der heutigen öffentlichen Wärmekraftwerke (-47 %) oder der Kraftwerke insgesamt (-33 %) sowie gegenüber modernen Steinkohlenkraftwerken (-42 %) aus. Darin schlägt sich im wesentlichen der „Brennstoffeffekt“ nieder, da hier die vergleichsweise wenig emissionsintensive erdgasbasierte KWK-Anlage einer vorwiegend auf Kohlenkraftwerken beruhenden Stromerzeugung gegenüber gestellt wird. Anders sieht schon der Vergleich der Erdgas-KWK-Anlage mit einem modernen Erdgas-GuD-Kraftwerk kombiniert mit einem Erdgas-Brennwertkessel aus; hier reduziert sich der Emissionsminderungseffekt auf 9 %.

Ganz anders stellt sich die Situation der KWK-Anlagen auf Steinkohlenbasis dar: Zwar weisen diese nur wenig schwächere Energieeinspareffekte auf als die erdgasbasierten KWK-Systeme, doch ergibt sich mit Blick auf die CO₂-Emissionen ein wesentlich anderes Bild: Zu einer CO₂-Emissionsreduktion kommt es hier nur bei einem Vergleich mit einer Stromerzeugung aus einem Mix der heutigen öffentlichen Wärmekraftwerke (-14 %) oder aus modernen Steinkohlenkraftwerken (-6 %). Dagegen schneiden diese KWK-Anlagen unter Emissionsaspekten beträchtlich schlechter ab als die getrennte Erzeugung von Strom im Mix aller heutigen Kraftwerke (kombiniert mit einem Mix aus Erdgas- und Heizölkesseln) und insbesondere durch moderne Erdgas-GuD-Kraftwerke (kombiniert mit Erdgas-Brennwertkesseln). In beiden Fälle entstehen durch die steinkohlenbasierte KWK-Anlage höhere CO₂-Emissionen als im Vergleichssystem.

Abbildung 2

Modellrechnung: Veränderungen der CO₂-Emissionen durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen versus getrennte Erzeugung von Wärme und Strom



Für eine Beurteilung der Energieeinsparung und - weitaus ausgeprägter noch – der Reduktion der CO₂-Emissionen kommt es also entscheidend auf die jeweiligen Vergleichsfälle an, die sich wiederum an ihrer praktischen Relevanz orientieren müssen. Unter den gegebenen elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die gekennzeichnet sind durch eine für die Deckung des Strombedarfs in den kommenden 5 bis 10 Jahren ausreichende Kraftwerkskapazität werden Zubauten von KWK-Anlagen (sofern sie sich wirtschaftlich durchsetzen können) nicht gegen moderne neue Kraftwerke konkurrieren, sondern im wesentlichen gegen bestehende Stromerzeugungsanlagen.

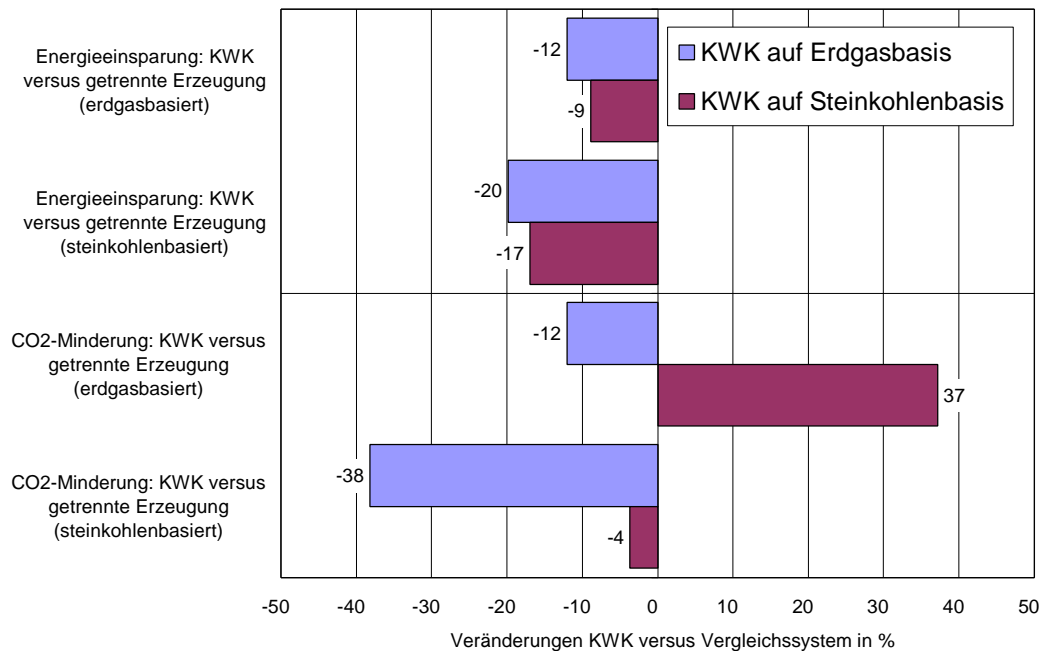
Andererseits ist angesichts der gaswirtschaftlichen Bedingungen bei den KWK-Anlagen vorrangig mit Erdgas als Brennstoffbasis zu rechnen. Daher erscheinen als die in der Praxis vorerst bedeutsamsten Fälle die Wettbewerbsbeziehung einer erdgasbasierten KWK-Anlage gegenüber (a) dem Mix der öffentlichen Wärmekraftwerke, (b) dem Mix aller Kraftwerke oder (c) den in der oberen Mittellast gefahrenen Steinkohlenkraftwerken. Wenn dem aber so ist, dann müssen aufgrund der vorstehenden Modellrechnungen den KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom Vorteile sowohl im Hinblick auf die Energieeinsparung als auch bezüglich der CO₂-Emissionsminderung zugesprochen werden.

Erst wenn im Zuge des längerfristig „großen“ Ersatzinvestitionsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft neue Kraftwerke errichtet werden, dürfte sich die Wettbewerbskonstellation ändern, wobei bei den KWK-Anlagen weiterhin das Erdgas im Vordergrund stehen dürfte (aus wirtschaftlichen Gründen auch Importkohle), während für die getrennte Stromerzeugung neben Erdgas-GuD-Anlagen auch Importkohlenkraftwerke vorherrschend sein könnten. Unter diesen Annahmen macht es Sinn, den erdgasbasierten KWK-Anlagen moderne Gaskessel (NT- und/oder Brennwertkessel) zusammen mit Erdgas-GuD-Kraftwerken gegenüber zu stellen, und

den steinkohlenbasierten KWK-Systemen ebenfalls moderne Gaskessel, diese aber zusammen mit Importkohle-Kraftwerken (zu den Ergebnissen vgl. Abbildung 3, zu Details Anhangtabelle A-2).

Abbildung 3

Modellrechnung: Veränderungen des Brennstoffeinsatzes und der CO₂-Emissionen durch KWK-Anlagen versus getrennte Wärme- und Stromerzeugung: Perspektivisch

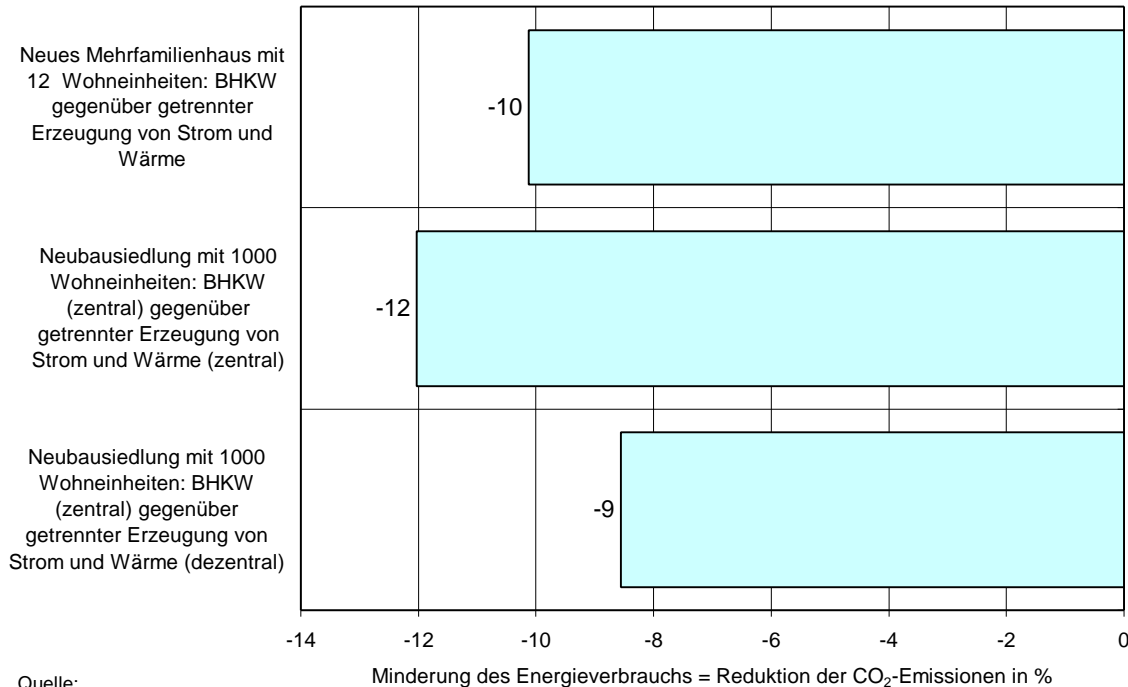


Unter der Voraussetzung einer jeweils gleichen Energieträgerbasis führen insbesondere die KWK-Anlagen mit Erdgasfeuerung zu einer deutlichen CO₂-Emissionsminderung (-12 %), während dieser Effekt bei einem Vergleich der jeweils steinkohlenbasierten Systeme mit knapp 4 % zu Gunsten der KWK-Anlage wesentlich geringer ausfällt. Zu einer Emissionssteigerung würde es sogar kommen, wenn das steinkohlenbasierte KWK-System mit einem erdgasbasierten System der getrennten Erzeugung konfrontiert wäre. Umgekehrt würden alleine aufgrund der unterschiedlichen Brennstoffart die erdgasbasierten KWK-Anlagen zu einer erheblichen CO₂-Minderung gegenüber einem steinkohlenbasierten System der getrennten Erzeugung führen.

Zu in der Tendenz ähnlichen Ergebnissen gelangen im übrigen auch Modellrechnungen, die auf dem Euroforum Hannover im November 1997 von einem Mitarbeiter der PreussenElektra AG vorgetragen wurden. Dabei wurde die gekoppelte der ungekoppelten Erzeugung am Beispiel einer Neubausiedlung mit 1000 Wohneinheiten sowie einer neuen Mehrfamilienhauses mit 12 Wohneinheiten gegenüber gestellt. Als Energiewandlersysteme wurden für die gekoppelte Erzeugung Blockheizkraftwerke und für die getrennte Erzeugung Brennwertkessel in Kombination mit einem Erdgas-GuD-Kraftwerk zu Grunde gelegt. Die Annahmen sind der Anhangtabelle A-3 zu entnehmen; die zentralen Ergebnisse gehen aus Abbildung 4 hervor.

Abbildung 4

Vergleich des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen bei gekoppelter und ungekoppelter Erzeugung von Wärme und Strom nach Modellrechnungen der PreussenElektra



Ob und in welchem Ausmaß durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen letztlich Energie einzusparen ist und - bei jeweils gleicher Brennstoffbasis - CO₂-Emissionen reduziert werden können, hängt bei gegebenem Strom- und Wärmebedarf entscheidend von der jeweiligen konkreten Auslegung und technischen Effizienz der Vergleichssysteme ab. Die ökologische Vorteilhaftigkeit der KWK-Anlagen wird dabei wesentlich von ihrem Gesamtnutzungsgrad wie von ihrer Stromkennzahl beeinflusst. Modellhaft sei dies an den beiden folgenden Fällen deutlich gemacht, bei denen bei gegebenen technischen Parametern für das System der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme einerseits der Gesamtnutzungsgrad (Fall I), andererseits die Stromkennzahl (Fall II) variiert werden. Weiterhin soll unterschieden werden zwischen jeweiligen Anlagen im Bestand sowie Neuanlagen.

Für den Fall I, in dem die Nutzungsgrade der KWK-Anlage von 50 % bis 90 % variiert werden, gelten weiterhin die folgenden Annahmen

... für den Bestand

<i>KWK-Anlagen:</i>	Stromkennzahl der KWK-Anlage:	0,7
	Anteil Spitzenkessel am gesamten Wärmebedarf:	1/3
	Nutzungsgrad Spitzenkessel:	80 %
<i>Getrennte Erzeugung:</i>	Nutzungsgrad der Stromerzeugung:	40 %
	Nutzungsgrad des Heizkessels:	85 %

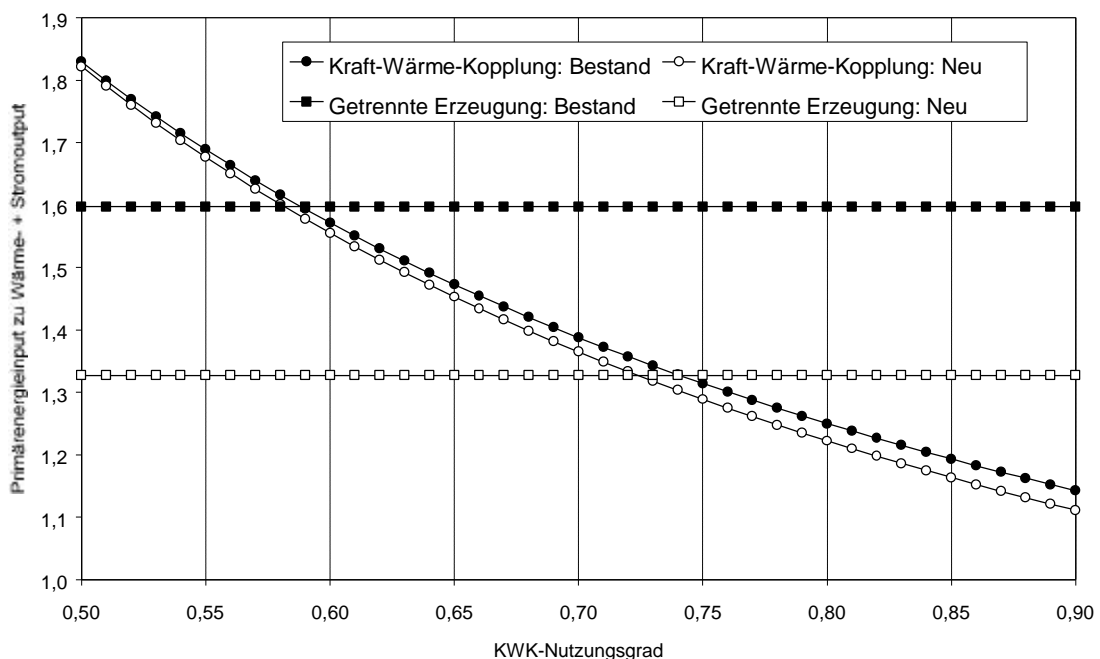
... für Neuanlagen

<i>KWK-Anlagen:</i>	Stromkennzahl der KWK-Anlage:	1,00
	Anteil Spitzenkessel am gesamten Wärmebedarf:	1/3
	Nutzungsgrad Spitzenkessel:	90 %
<i>Getrennte Erzeugung:</i>	Nutzungsgrad der Stromerzeugung:	55 %
	Nutzungsgrad des Heizkessels:	100 %

Die Ergebnisse der entsprechenden Rechnungen sind in den Abbildungen 5 und 6 dargestellt.

Abbildung 5

Primärenergieverbrauch bei gekoppelter sowie bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der KWK-Anlage



Unter den getroffenen Annahmen zeigt sich bei der Gegenüberstellung der Systeme im *Bestand*, dass die KWK-Anlage im Vergleich zu einem bestehenden System zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme energetisch immer dann günstiger ist, wenn sie einen Nutzungsgrad von mindestens rund 60 % erreicht. Bei Nutzungsgraden von 70 % betragen die Einsparquoten schon 13 % und bei solchen von 80 % knapp 22 %.

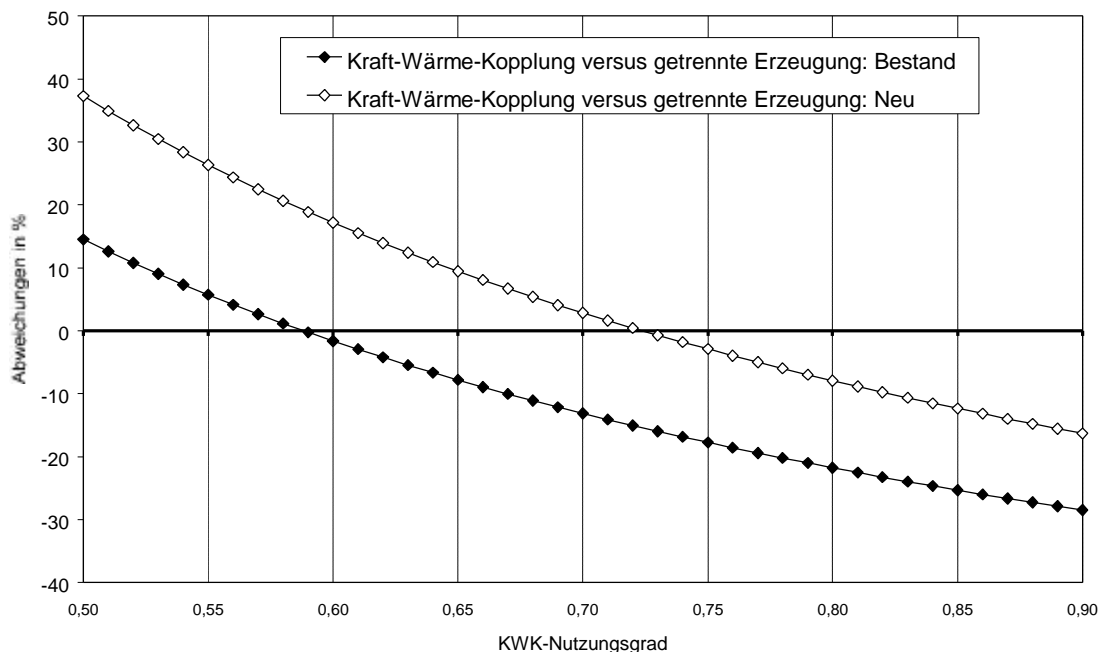
Bei jeweils *neuen* Systemen ergeben sich energetische Vorteile der KWK-Anlage bei Nutzungsgraden von knapp 75 % und mehr. Bei einem Nutzungsgrad von 80 % machen die Einsparungen rund 8 % und bei 90 % etwa 16 % aus. Bei einem Vergleich neuer Systeme sind an die technische Effizienz der KWK-Anlagen - gemessen am Nutzungsgrad - also hohe Anforderungen zu stellen, will man deutliche Einspareffekte erzielen.

Unabhängig davon, ob es sich um Systeme im Bestand oder um neue Systeme handelt, verschiebt sich der "Gleichgewichts-Nutzungsgrad" mit steigender Stromkennzahl nach unten bzw. mit sinkender Stromkennzahl nach oben. Dieselbe Energieeinsparung könnte also beispielsweise bei einem niedrigeren Nutzungsgrad der KWK-Anlage bewirkt werden, wenn die

Stromkennzahl zugleich höher wäre als sie in dieser Vergleichsrechnung unterstellt worden ist und vice versa.

Abbildung 6

Energieeinsparung bei gekoppelter im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der KWK-Anlage



Für den Fall II, in dem die Stromkennzahl der KWK-Anlage von 0,4 bis 1,6 variiert werden, gelten weiterhin die folgenden Annahmen

... für den Bestand

<i>KWK-Anlagen:</i>	Nutzungsgrad der KWK-Anlage:	75 %
	Anteil Spitzenkessel am gesamten Wärmebedarf:	1/3
<i>Getrennte Erzeugung:</i>	Nutzungsgrad Spitzenkessel:	80 %
	Nutzungsgrad der Stromerzeugung:	40 %
	Nutzungsgrad des Heizkessels:	85 %

... für Neuanlagen

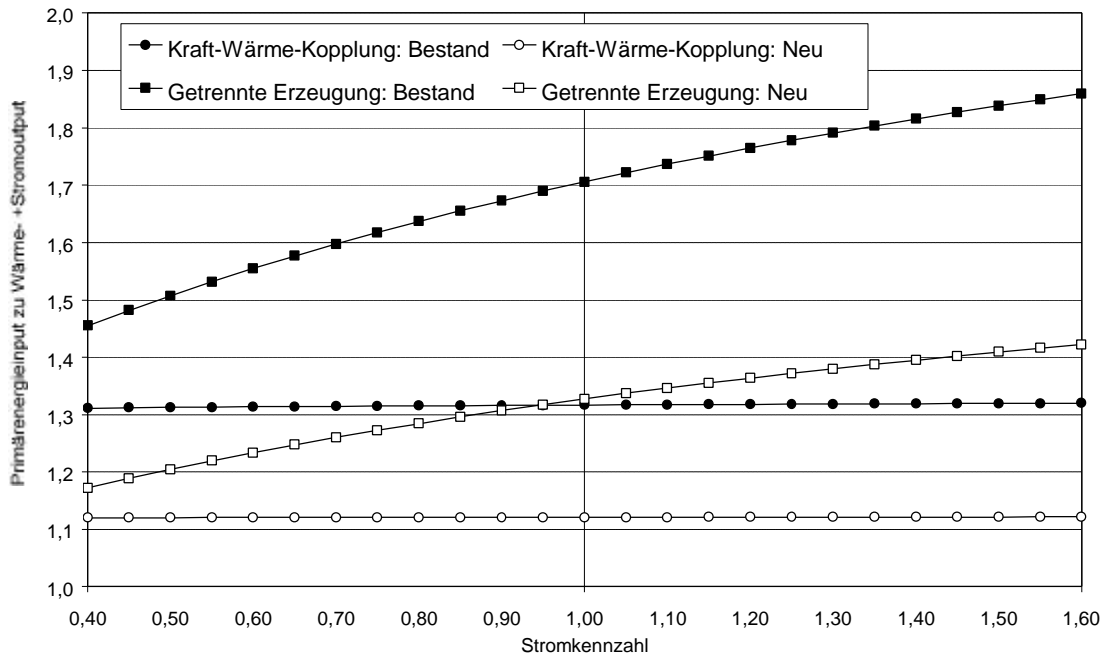
<i>KWK-Anlagen:</i>	Nutzungsgrad der KWK-Anlage:	89 %
	Anteil Spitzenkessel am gesamten Wärmebedarf:	1/3
<i>Getrennte Erzeugung:</i>	Nutzungsgrad Spitzenkessel:	90 %
	Nutzungsgrad der Stromerzeugung:	55 %
	Nutzungsgrad des Heizkessels:	100 %

Die Ergebnisse der unter diesen Annahmen durchgeführten Rechnungen sind den Abbildungen 7 und 8 zu entnehmen. Daraus geht hervor, dass bei dem jeweils unterstellten Nutzungsgrad der KWK-Anlage selbst bei einer sehr niedrigen Stromkennzahl von 0,4 die gekoppelte Erzeugung energetisch günstiger ist als die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme. Bei Stromkennzahlen zwischen 0,6 und 0,7, wie sie etwa für BHKW typisch sind, könnten unter anson-

sten unveränderten Annahmen für den Anlagenbestand Einsparquoten zwischen rund 16 bis 18 % und für die betrachteten neuen Systeme zwischen etwa 9 bis 11 % erzielt werden.

Abbildung 7

Primärenergieverbrauch bei gekoppelter sowie bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme in Abhängigkeit von der Stromkennzahl



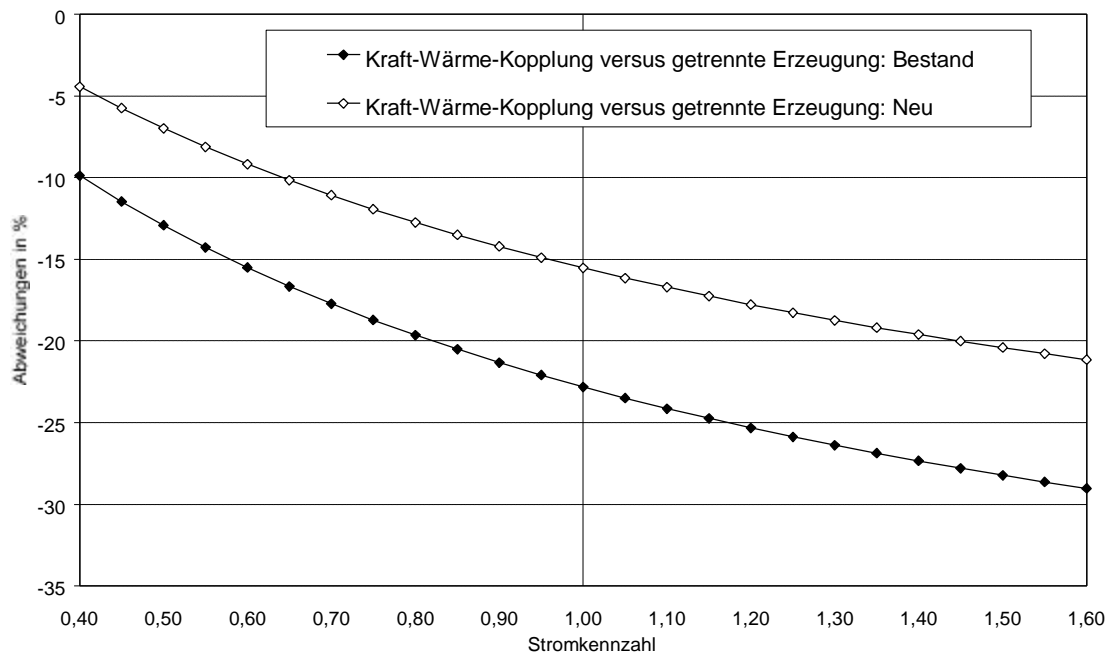
Ob und in welchem Umfang die jeweiligen Energieeinsparungen sich auch in einer Minderung der CO₂-Emissionen niederschlagen, hängt entscheidend davon ab, welche Brennstoffbasis die gekoppelten Systeme einerseits und die getrennten Systeme andererseits haben:

- Bei gleicher Brennstoffbasis aller Systemkomponenten (KWK-Modul plus Spitzenkessel, Kondensationskraftwerk plus Heizkessel) entsprechen sich Energieeinsparung und CO₂-Emissionsreduktion.
- Im Vergleich zu einem erdgas- oder heizölbasierten System zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme würde aber eine kohlenbasierte KWK-Anlage trotz Energieeinsparung zu einem höheren CO₂-Ausstoß führen.
- Umgekehrt würden sich die energetischen Vorteile einer erdgasbasierten KWK-Anlage noch verstärken, wenn dadurch eine getrennte Stromerzeugung auf Kohlenbasis verdrängt würde.

Eine verallgemeinerungsfähige Aussage über den CO₂-Minderungseffekt ist vor diesem Hintergrund nicht möglich. Unter realen Bedingungen sprechen aber die Ergebnisse der vorstehenden Modellrechnungen dafür, dass mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen fast durchweg recht deutliche Energieeinsparungen und im allgemeinen (da bei neu errichteten KWK-Anlagen oftmals Erdgas eingesetzt wird) auch CO₂-Emissionsminderungen erzielt werden können.

Abbildung 8

Energieeinsparung bei gekoppelter im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom in Abhängigkeit von der Stromkennzahl



3 Diskussion vorliegender Studien

In der Vergangenheit sind zahlreiche Studien zur energiewirtschaftlichen, ökologischen und ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung vorgelegt worden. Diese Studien haben eine Reihe von Gemeinsamkeiten, weisen aber auch gegensätzliche Aussagen auf. Die Gemeinsamkeiten beziehen sich überwiegend auf die Vorteilhaftigkeit der KWK im Hinblick auf die dadurch bewirkbare Energieeinsparung und Minderung der CO₂-Emissionen; wenn auch unterschiedliche Auffassungen bezüglich der jeweiligen Höhe der Einspar- und Emissionsminderungseffekte bestehen. Gegensätzliche Aussagen finden sich insbesondere bei der ökonomischen Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

3.1 Studie des Pestel Instituts für Systemforschung (ISP) 1994

Hervorgetreten ist insbesondere eine 1994 im Auftrag der PreussenElektra AG vom Eduard Pestel Institut für Systemforschung e.V. durchgeführte Studie (ISP-Studie), aus der zwar auch die Vorteilhaftigkeit der KWK mit Blick auf Energieeinsparung und CO₂-Minderung hervorgeht, die gleichzeitig aber auch auf die wirtschaftlichen Nachteile der KWK hinweist. Die Grundannahmen dieser Studie sind teilweise heftiger Kritik begegnet, die sich sowohl auf methodische Fragen, auf die Relevanz der durchgeführten Vergleichsrechnungen und auf die technisch-ökonomischen Annahme (insbesondere auch Kostenannahmen für die KWK-Systeme) bezieht.

In der Studie werden unter gesamtwirtschaftlichen Aspekten im wesentlichen vier Anwendungsfälle untersucht, und zwar

- Fall A: ein Wohnblock mit 29 Wohneinheiten, einem Wärmeanschlusswert von 175 kW und einem Wärmeerzeugungsbedarf von 315 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 12 kW),
- Fall B: eine Wohnsiedlung mit 25 Häusern mit jeweils 12 Wohneinheiten, einem Wärmeanschlusswert von 1 895 kW und einem Wärmeerzeugungsbedarf von 3 411 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 223 kW),
- Fall C: ein Hallenbad mit einem Wärmeanschlusswert von 750 kW und einem Wärmeerzeugungsbedarf von 1 700 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 90 kW) sowie
- Fall D: ein Krankenhaus mit einem Wärmeanschlusswert von 4 737 kW und einem Wärmeerzeugungsbedarf von 10 086 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 585 kW).

Für diese Anwendungsfälle werden die folgenden vier Kombinationen von Wärme- und Stromerzeugungsanlagen mit Blockheizkraftwerken verglichen:

- Brennwärmtank plus Erdgas-GuD-Kraftwerk
- Niedertemperatur-Heizanlage plus Erdgas-GuD-Kraftwerk
- Brennwärmtank plus Steinkohlenkraftwerk
- Niedertemperatur-Heizanlage plus Steinkohlenkraftwerk

Kurz angesprochen wird auch ein Vergleich der Auskopplung von Fernwärme aus Erdgas-HuD-Kraftwerken sowie Steinkohlenkraftwerken mit der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Außerdem werden die "aktiven" Möglichkeiten der Energiebedarfsdeckung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auch vor dem Hintergrund der Einsparmöglichkeiten durch Wärmedämmung gewertet: Da diese Variante nicht Gegenstand der Diskussion der hier vorgelegten Kurzexpertise ist, kann auf entsprechende Hinweise verzichtet werden.

Im Detail sind die Annahmen und Ergebnisse aus der ISP-Studie in den Anhangtabellen A-4 bis A-6 ausgewiesen. Um festzustellen, wie die Ergebnisse der ISP-Studie auf bestimmte, als plausibel erscheinende Parametervariationen reagieren, wurden entsprechende Zusatzrechnungen durchgeführt. Die dazu vorgenommenen Modifikationen an zentralen Annahmen der ISP-Studie gehen aus Tabelle 1 hervor. Die Annahmenmodifikationen beziehen sich außer auf Variationen des Kalkulationszinsfußes, leichte Änderungen bei den Nutzungsgraden der Vergleichssysteme und veränderter Energiepreise vor allem auf jeweils unterstellten spezifischen Investitionskosten für die BHKW-Anlagen und die Steinkohlen- bzw. Erdgas-GuD-Kraftwerke. Dabei wirken die Änderungen allerdings nicht alle in die gleiche - die BHKW begünstigende - Richtung. So stehen den für die Variationsrechnung angenommenen geringeren Kosten für die BHKW-Anlagen gleichzeitig auch deutlich niedrigere Kosten für die Steinkohlen- und Erdgas-GuD-Kraftwerke gegenüber. Die wirtschaftliche Position der Erdgas-GuD-

Kraftwerke wird zudem noch dadurch verbessert, dass hierfür spürbar niedrigere Erdgaspreise als in der ISP-Studie berücksichtigt worden sind.

Tabelle 1

Wesentliche Annahmen in der ISP-Studie sowie die dazu vorgenommenen Modifikationen

	Jahresnutzungsgrad (%)			Zinssatz (%)	Inflationsrate (%/a)	Personalkosten-erhöhung (%/a)
	BHKW-Anlage	Steinkohlenkraftwerk	Erdgas-GuD-Kraftwerk			
ISP-Annahmen	87	43,6	56,5	8,5	4,0	5,0
Modifizierte Annahmen	89	43,0	55,0	6,5	0,0	1,0
	Anwendungsfälle				Brennstoffpreise für Kraftwerke ¹⁾	
	Wohnblock	Wohnsiedlung	Hallenbad	Krankenhaus	Steinkohlen	Erdgas
	Spez. Investitionskosten BHKW-Module (DM/kW _{el})				Pf/kWh	
ISP-Annahmen	3406	2000	2100	1800	0,94	2,70
Modifizierte Annahmen	3400	1520	2030	1110	1,12	2,13
	Spezifische Investitionskosten (DM/kW _{el})					
	BHKW-Anlage ²⁾				Steinkohlenkraftwerk ³⁾	Erdgas-GuD-Kraftwerk ⁴⁾
ISP-Annahmen	9789	8525	5022	5605	2390	1200
Modifizierte Annahmen	7075	7051	4152	4015	2000	900
¹⁾ Modifizierte Annahmen entsprechend Prognos/EWI für das Jahr 2005 in Preisen von 1997.- ²⁾ Bei den Anwendungsfällen "Wohnsiedlung" und "Krankenhaus" einschließlich Kosten für Nahwärmeverteilungssystem.- ³⁾ Lebensdauer: 30 Jahre.- ⁴⁾ Lebensdauer: 20 Jahre.						

Den Abbildungen 9 bis 11 sind die Ergebnisse hinsichtlich des jeweiligen Energieverbrauchs, der CO₂-Emissionen sowie der Gesamtkosten zu entnehmen. Dabei sind die originären Ergebnisse der ISP-Studie mit Ergebnissen verglichen worden, die aus den modifizierten Annahmen resultieren. Die jeweiligen Ergebnisse werden numerisch in den Anhangtabellen A-7 und A-8 dargestellt.

Aus den Abbildungen 9 und 10 geht hervor, dass sich mit dem Einsatz von KWK-Anlagen teilweise beträchtliche Energieeinsparungen sowie Minderungen der CO₂-Emissionen erzielen lassen; dabei fallen die Effekte auf der Basis der modifizierten Annahmen nur wenig stärker aus als auf Basis der ursprünglichen ISP-Annahmen. Naturgemäß wird am meisten Energie eingespart und CO₂ am meisten reduziert, sofern die erdgasbasierten BHKW mit einer Gaskesseln in Kombination mit Steinkohlen-Kraftwerken konkurrieren. Bei gleicher Energieträgerbasis (also Erdgas) bewegen sich die Energieeinsparungen und CO₂-Emissionsminderungen je nach Anwendungsfall zwischen lediglich 2 % (Wohnblock; BHKW versus Brennwertkessel und Erdgas-GuD-Kraftwerk) und 18 % (Wohnsiedlung; BHKW versus Gas-Niedertemperaturkessel und Erdgas-GuD-Anlage). Dabei werden vergleichsweise geringe Reduktionswirkungen bei Objekten mit niedrigem Energiebedarf (hier: Wohnblock) erzielt.

Abbildung 9

Abweichungen beim Energieverbrauch der getrennten von der gekoppelten Erzeugung nach der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen

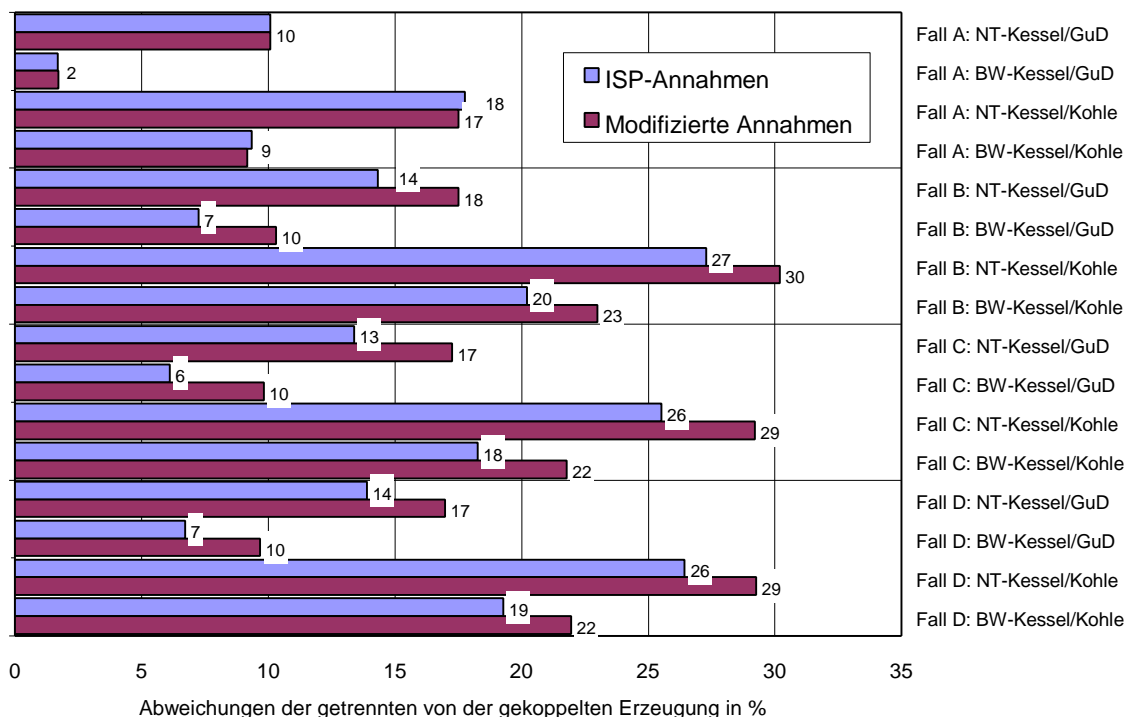
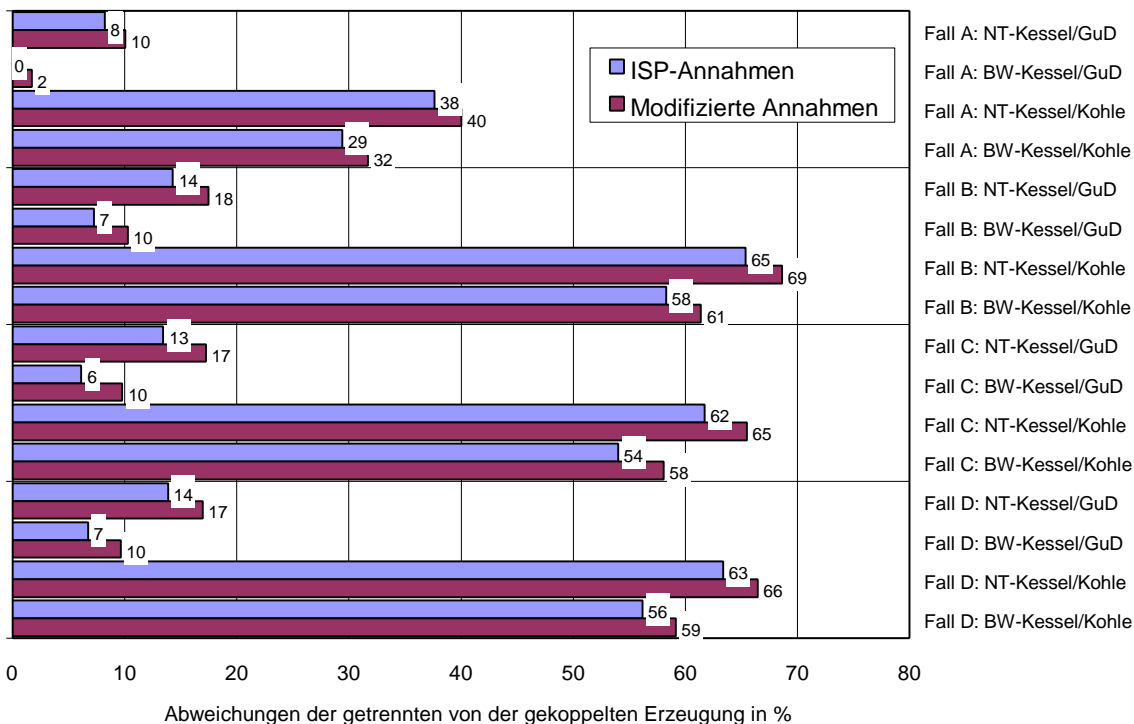


Abbildung 10

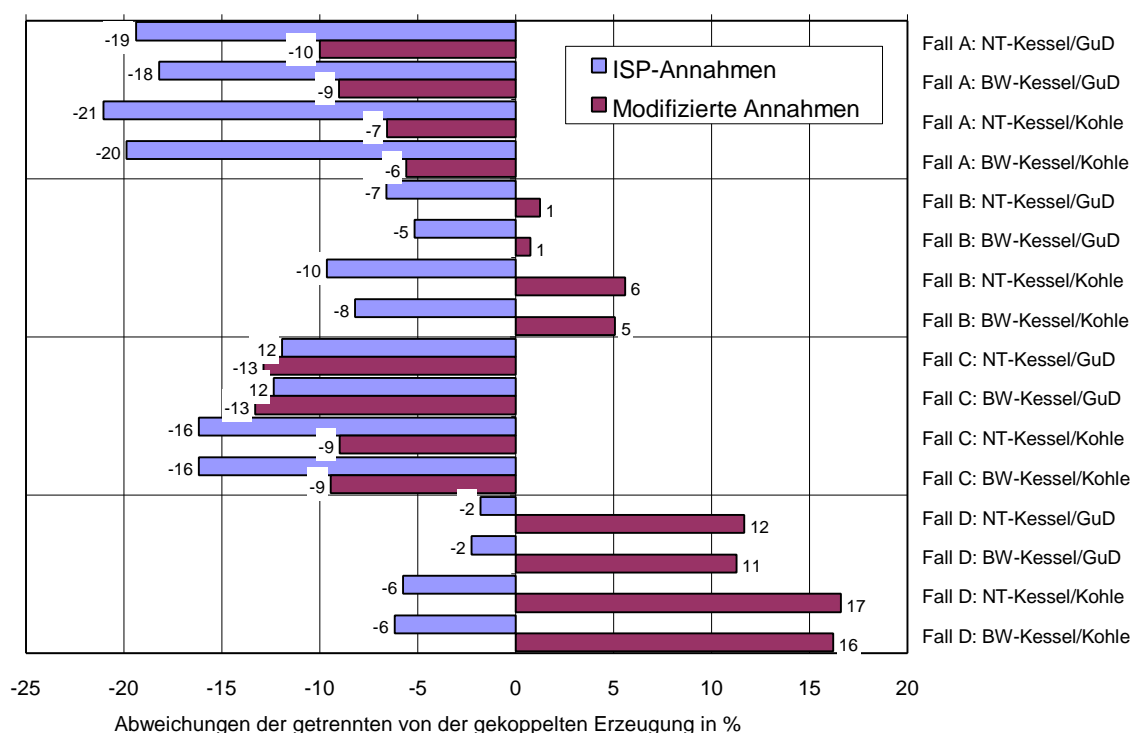
Abweichungen bei den CO₂-Emissionen der getrennten von der gekoppelten Erzeugung nach der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen



Im Unterschied zur Bewertung der Effekte auf Energieeinsparung und CO₂-Minderung wirken sich die im Vergleich zur ISP-Studie modifizierten Annahmen erheblich auf die ökonomische Beurteilung der BHKW-Systeme aus. Unter den Annahmen der ISP-Studie weisen die BHKW-Anlagen in keinem der untersuchten Anwendungsfälle gegenüber dem jeweils gewählten Vergleichssystem wirtschaftliche Vorteile auf. Besonders „unwirtschaftlich“ sind sie in den Anwendungsfällen mit einem niedrigen Energiebedarf; bei dem betrachteten Wohnblock wären die Kosten um rund ein Fünftel höher als in allen Fällen der getrennten Erzeugung, und bei dem Schwimmbad wären es 12 bis 16 % mehr. Dagegen würden die Mehrkosten der BHKW bei der Wohnsiedlung zwischen 5 und 10 % und beim Krankenhaus sogar nur zwischen 2 und 6 % betragen.

Abbildung 11

Abweichungen bei den Gesamtkosten der getrennten von der gekoppelten Erzeugung nach der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen



Folgt man dagegen den modifizierten Annahmen, so ändert sich zwar nichts daran, dass BHKW in den Fällen eines niedrigen Energiebedarfs (Wohnblock sowie Schwimmbad) weiterhin teurer sind als ungekoppelte Versorgungslösungen, doch zeigt sich in den beiden anderen Fällen ein leichter (Wohnsiedlung) bis deutlicher (Krankenhaus) Kostenvorteil der BHKW-Lösung.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen muss die im wesentliche negative Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen in der ISP-Studie sicherlich differenzierter betrachtet werden. Es kommt neben den konkreten Annahmen über Kosten, Energiepreise und Nutzungsgrade entscheidend auf den jeweiligen Anwendungsfall sowie auf die in die Rechnungen einbezogenen Vergleichssysteme an. Generelle Schlussfolgerungen sind daher nur begrenzt möglich.

3.2 Studie des Bremer Energie-Instituts 1995

Vornehmlich in Kritik an der ISP-Studie wurde 1995 im Auftrage des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, des Schleswig-Holsteinischen Ministeriums für Finanzen und Energie und des Brandenburgischen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung eine Studie des Bremer Energie-Instituts zu den ökologischen und ökonomischen Wirkungen des Zubaus von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, insbesondere von Blockheizkraftwerken, in der Bundesrepublik Deutschland vorgelegt (BEI-Studie). Die wichtigsten Ergebnisse dieses Gutachtens, die sich insbesondere mit Blick auf die Kosten teilweise grundlegend von denjenigen der ISP-Studie unterscheiden, sind in den Abbildungen 12 (Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im Vergleich), 13 und 14 (spezifische Wärmeerzeugungskosten im Vergleich) zusammengefaßt. Details sind den Anhangtabellen A-8 bis A-11 zu entnehmen.

Insgesamt werden in der BEI-Studie die folgenden neun Anwendungsfälle untersucht:

- ein Wohnblock mit einer Wärmehöchstlast von 135 kW und einem Wärmebedarf von 284 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 13 kW),
- ein Schwimmbad mit einer Wärmehöchstlast von 694 kW und einem Wärmebedarf von 1 703 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 140 kW),
- ein Krankenhaus mit einer Wärmehöchstlast von 3 200 kW und einem Wärmebedarf von knapp 10 000 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 860/870 kW),
- eine Wohnsiedlung mit 300 Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 1 400 kW und einem Wärmebedarf von 3 171 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 240 kW),
- eine Wohnsiedlung mit 600 Neubau-Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 2 103 kW und einem Wärmebedarf von 4 938 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 410 kW),
- eine Wohnsiedlung mit 600 Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 2 700 kW und einem Wärmebedarf von 6 228 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 530 kW),
- eine Wohnsiedlung mit 1 200 Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 5 100 kW und einem Wärmebedarf von 12 325 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 1 000 kW),
- eine Wohnsiedlung mit 1 200 Wohneinheiten plus Gewerbegebiet, einer Wärmehöchstlast von 13 300 kW und einem Wärmebedarf von 28 070 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 2 200 kW) sowie
- eine Wohnsiedlung mit 1 200 Wohneinheiten plus Gewerbegebiet (einschl. Prozesswärme), einer Wärmehöchstlast von 14 300 kW und einem Wärmebedarf von 33 108 MWh/a (elektrische Leistung des hier vorgesehenen BHKW: 2 800 kW),

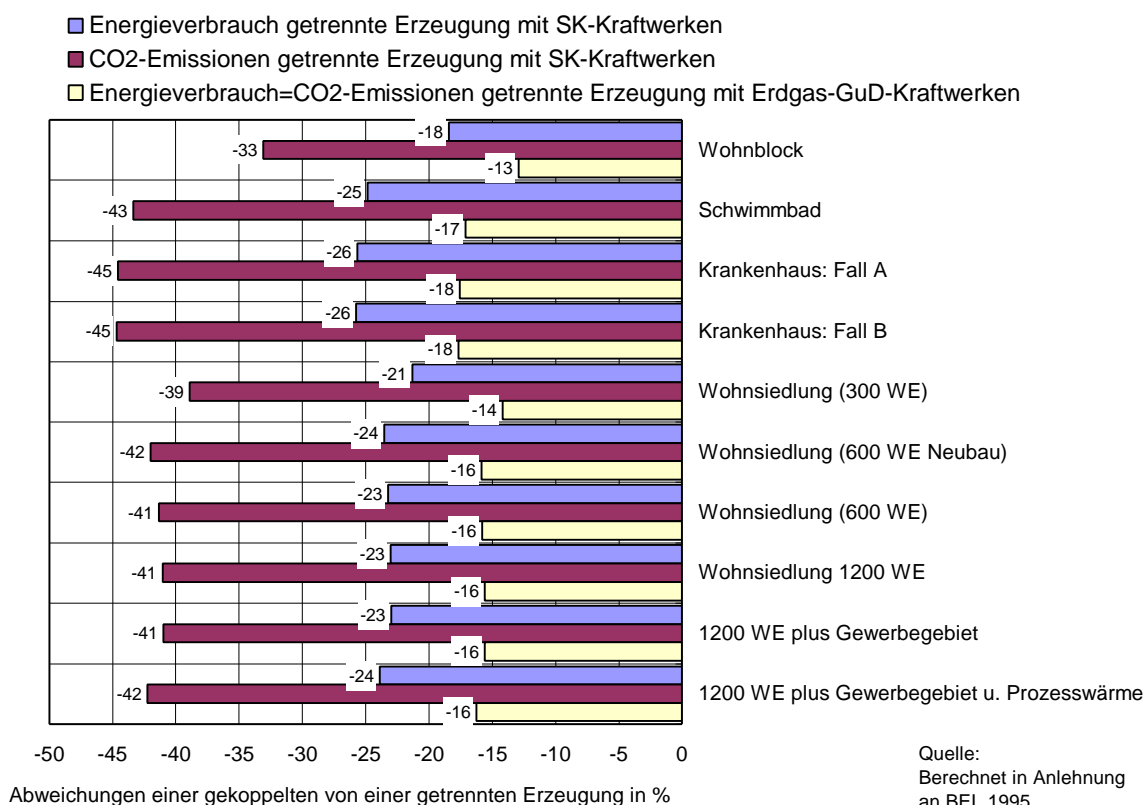
Für diese Anwendungsfälle werden die Wärmeerzeugungskosten in KWK-Anlagen verglichen mit denjenigen bei getrennter Wärmeerzeugung auf erdgasbasierten Niedertemperaturkesseln oder Brennwertkesseln. Um die Wärmeerzeugungskosten bei den KWK-Systemen berechnen zu können, werden hierfür Erlöse aus der Stromerzeugung berücksichtigt. Dabei wird unter-

stellt, dass die elektrische KWK-Kapazität den Bau einer äquivalenten Kondensations-Kapazität ersetzt und die KWK-Stromerzeugung eine äquivalente Kondensationsstromerzeugung. Außerdem wird angenommen, dass die Stromerzeugung in den verbrauchernahen KWK-Anlagen einen äquivalenten Stromtransport im Hochspannungsnetz von den verbraucherfernen Kondensations-Kraftwerken ersetzt und im Fall der BHKW zudem auch einen Teil der Transportkosten im Mittelspannungsnetz.

Folgt man den Ergebnissen der BEI-Studie, so lassen sich durch die hier konfigurierten KWK-Systeme der Energieverbrauch wie die CO₂-Emissionen in sämtlichen untersuchten Anwendungsfällen erheblich vermindern (Abbildung 12). Im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung von Wärme in Erdgas-NT-Kesseln und Strom in Erdgas-GuD-Kraftwerken würde der Einsatz von KWK-Anlagen auf Erdgasbasis eine Reduktion von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in einer Größenordnung zwischen 13 und 18 % bewirken. Bei einem Vergleich dieser KWK-Anlagen mit der getrennten Stromerzeugung in Steinkohlenkraftwerken fallen die Reduktionsquoten erheblich größer aus (bei der Energieeinsparung bewegen sie sich zwischen 18 und 26 % und bei der CO₂-Reduktion zwischen 33 und 45 %). Dies ist freilich im wesentlichen der Effekte aus der Gegenüberstellung der unterschiedlichen Brennstoffbasis und weniger die spezifische KWK-Wirkung.

Abbildung 12

Abweichungen beim Energieverbrauch und den CO₂-Emissionen der gekoppelten von der getrennten Erzeugung nach der BEI-Studie

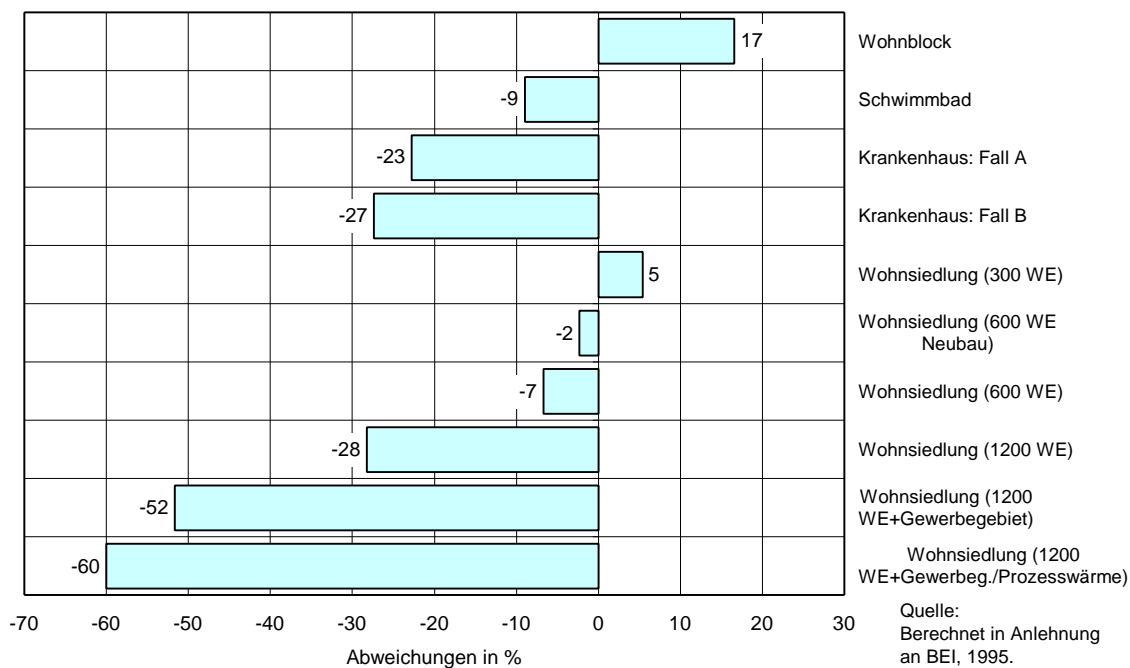


Stimmen somit zumindest in der Tendenz die Ergebnisse der BEI-Studie mit denjenigen der ISP-Studie überein, so zeigen sich grundlegende Unterschiede bei der wirtschaftlichen Bewertung. Waren die KWK-Systeme nach der ISP-Studie in keinem der dort untersuchten Anwendungsfälle wirtschaftlich, so zeigt sich nach den Ergebnissen der BEI-Studie, dass sie mit le-

diglich zwei Ausnahme (Anwendungsfälle „Wohnblock“ und „Wohnsiedlung mit 300 Wohneinheiten“) geringere Wärmeerzeugungskosten aufweisen als dies bei einer getrennten Wärmeerzeugung der Fall wäre (Abbildung 13). Dabei besteht ein deutlich positiver Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und zunehmendem Wärmeleistungsbedarf. So fallen die spezifischen Wärmeerzeugungskosten bei der untersuchten großen Wohnsiedlung mit 1200 Wohneinheiten bei KWK-Anlagen sogar um 50 bis 60 % niedriger als bei getrennter Wärmeerzeugung.

Abbildung 13

Abweichungen der spezifischen Wärmeerzeugungskosten der gekoppelten von der getrennten Erzeugung nach der BEI-Studie



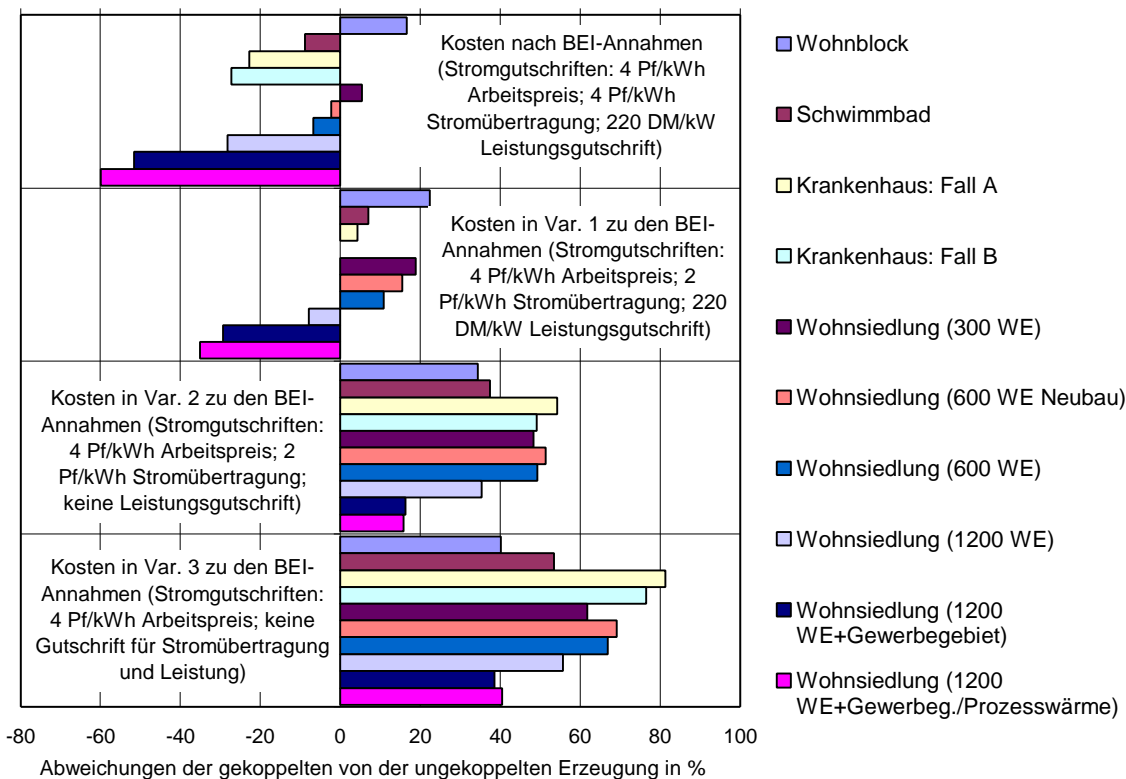
Diese Ergebnisse werden allerdings in erheblichem Umfang von den unterstellten Stromerlösen bei einem KWK-Betrieb beeinflusst. Umgerechnet auf die Kilowattstunde erzeugten KWK-Stroms machen die spezifischen Stromerlöse (Arbeits-, Transport- und Übertragungs- sowie Leistungsgutschriften) größenordnungsmäßig immerhin bis zu 12 Pfennige aus. Insoweit reagieren unter sonst unveränderten Annahmen die Ergebnisse natürlich sehr sensibel auf die jeweils unterstellten Stromerlöse. Die Ergebnisse der entsprechenden Sensitivitätsüberlegungen sind in Abbildung 14 dargestellt.

Nimmt man in einer Variante 1 an, dass für den KWK-Strom bei gleicher Arbeitspreis (4 Pf/kWh) und Leistungspreisgutschrift (220 DM/kW) die Gutschrift für die eingesparten Stromübertragungskosten lediglich 2 Pf/kWh (statt 4 Pf/kWh) beträgt, so würden die KWK-Anlagen nur noch bei der großen Wohnsiedlung wirtschaftliche Vorteile gegenüber der getrennten Wärmeerzeugung haben.

Unterstellt man darüber hinaus, dass keine Leistungsgutschrift gezahlt wird (Variante 2), dann wäre die Wirtschaftlichkeit in keinem Anwendungsfall mehr gegeben. Das gilt natürlich erst recht, wenn die Stromerlöse sich lediglich auf die Gutschrift für den Arbeitspreis (also für die Vermeidung der variablen Kosten bei der Stromerzeugung) beschränken (Variante 3).

Abbildung 14

**Abweichungen der spezifischen Wärmeerzeugungskosten
der gekoppelten von der getrennten Erzeugung nach der BEI-Studie
sowie in Abhängigkeit von den unterstellten Stromerlösen**



Die Auswirkungen der jeweils angenommenen Stromgutschriften auf die spezifischen Kosten der Energieeinsparung wie der Minderung der CO₂-Emissionen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Danach ergeben sich unter den BEI-Annahmen mit den beiden genannten Ausnahmen in allen übrigen Anwendungsfällen Minderkosten für die gekoppelte Erzeugung. Abgesehen von der großen Wohnsiedlung sind die Energieeinsparung wie die CO₂-Minderung in allen anderen Stromerlös-Varianten mit Mehrkosten verbunden.

Bei einer Stromgutschrift von 6 Pf/kWh (Variante 2) bewegen sich beispielsweise die spezifischen Mehrkosten für die Energieeinsparung zwischen gut 1 Pf/kWh (Anwendungsfall I; getrennte Stromerzeugung in Steinkohlenkraftwerken) und gut 14 Pf/kWh (Anwendungsfall A; getrennte Stromerzeugung auf Basis von Erdgas-GuD-Kraftwerken) und diejenigen für die CO₂-Minderung zwischen 24 DM/t CO₂ (Anwendungsfall I; getrennte Stromerzeugung in Steinkohlenkraftwerken) und reichlich 700 DM/t CO₂ (Anwendungsfall A; getrennte Stromerzeugung auf Basis von Erdgas-GuD-Kraftwerken).

Tabelle 2

Spezifische Kosten der Energieeinsparung und der Reduktion der CO₂-Emissionen nach der BEI-Studie sowie in Abhängigkeit von den unterstellten Stromerlösen

Positives Vorzeichen = Mehrkosten der gekoppelten Erzeugung; negatives Vorzeichen = Minderkosten der gekoppelten Erzeugung	Wohnblock	Schwimmbad	Krankenhaus: Fall A	Krankenhaus: Fall B	Wohnsiedlung 300 WE	Wohnsiedlung 600 WE Neubau	Wohnsiedlung 600 WE	Wohnsiedlung 1200 WE	1200 WE plus Gewerbegebiet	wie H plus Prozesswärme
	A	B	C1	C2	D1	E	F1	G1	H	I
	Kosten der Energieeinsparung der gekoppelten Erzeugung in Pf/kWh im Vergleich zu der getrennten Wärmeerzeugung mit getrennter Stromerzeugung auf Basis von Steinkohlekraftwerken									
Entsprechend BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	4,5	-1,0	-1,5	-1,8	0,7	-0,2	-0,7	-2,4	-4,1	-4,3
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	6,1	0,8	0,3	0,0	2,5	1,6	1,1	-0,7	-2,3	-2,5
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	9,4	4,1	3,5	3,2	6,5	5,2	5,0	3,1	1,3	1,1
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	11,0	5,8	5,3	5,0	8,3	7,0	6,7	4,8	3,1	2,9
	Kosten der Energieeinsparung der gekoppelten Erzeugung in Pf/kWh im Vergleich zu der getrennten Wärmeerzeugung mit getrennter Stromerzeugung auf Basis von Erdgas-GuD-Kraftwerken									
Entsprechend BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	6,9	-1,6	-2,4	-2,9	1,2	-0,4	-1,1	-4,0	-6,6	-6,9
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	9,3	1,2	0,5	0,0	4,1	2,6	1,8	-1,1	-3,8	-4,1
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	14,3	6,6	5,7	5,2	10,6	8,5	8,0	5,0	2,1	1,8
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	16,7	9,4	8,6	8,0	13,6	11,4	10,9	7,8	5,0	4,7
	Kosten der CO ₂ -Emissionsminderung der gekoppelten Erzeugung in DM/t CO ₂ im Vergleich zu der getrennten Wärmeerzeugung mit getrennter Stromerzeugung auf Basis von Steinkohlekraftwerken									
Entsprechend BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	103	-21	-32	-38	15	-5	-14	-52	-88	-91
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	139	17	6	0	53	33	23	-14	-50	-53
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	213	88	75	68	137	110	106	65	28	24
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	249	125	113	106	175	148	143	103	65	62
	Kosten der CO ₂ -Emissionsminderung der gekoppelten Erzeugung in DM/t CO ₂ im Vergleich zu der getrennten Wärmeerzeugung mit getrennter Stromerzeugung auf Basis von Erdgas-GuD-Kraftwerken									
Entsprechend BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	342	-78	-119	-142	59	-19	-54	-196	-329	-343
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	462	61	23	0	205	127	88	-54	-188	-201
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	710	325	283	256	527	421	398	246	104	90
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	830	464	425	398	673	566	540	388	246	232
¹⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 4 Pf/kWh; Leistungsgutschrift: 220 DM/kWh. ²⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 2 Pf/kWh; Leistungsgutschrift: 220 DM/kWh. ³⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 2 Pf/kWh; keine Leistungsgutschrift. ⁴⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; keine Arbeitsgutschrift Stromübertragung; keine Leistungsgutschrift.										

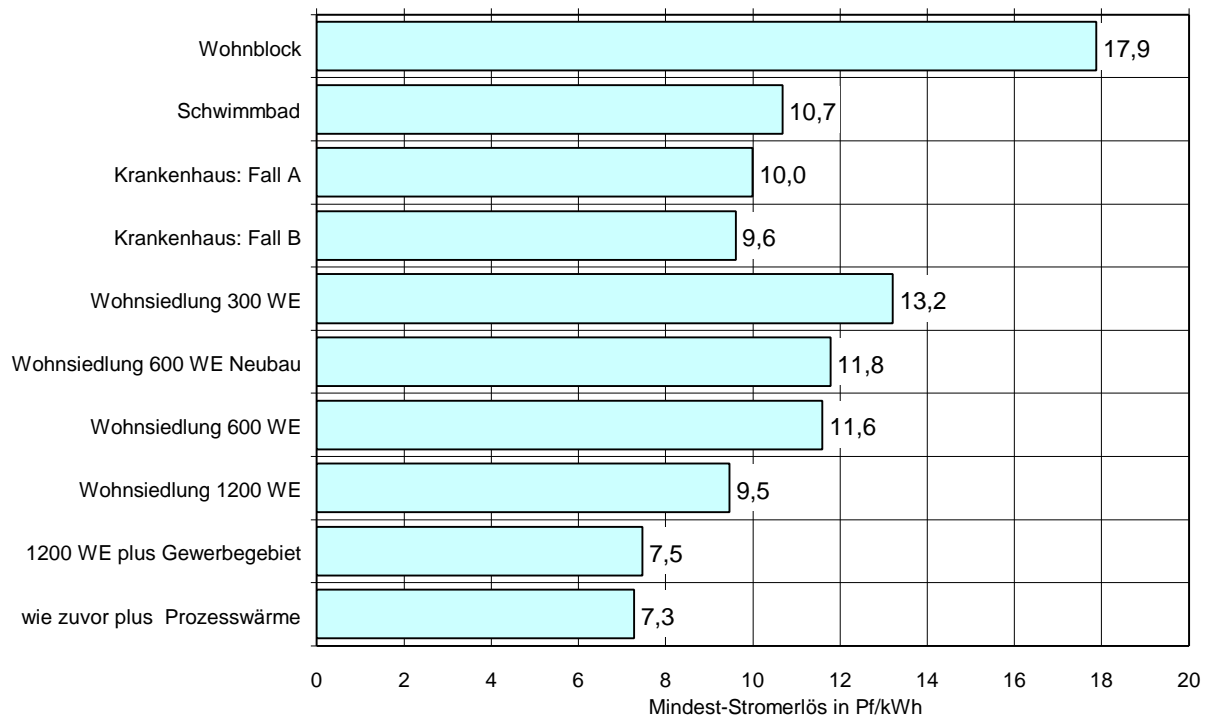
Gerade vor dem Hintergrund der Liberalisierung auf dem Strommarkt und der gegenwärtigen Praxis der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), Strom aus großen Kondensationskraftwerken zu kurzfristigen Grenzkosten anzubieten, macht die vorstehende Rechnung mit ihren unterschiedlichen Stromerlösen die gegenwärtige ökonomische Problematik der Kraft-Wärme-Kopplung deutlich. Solange die Kraft-Wärme-Kopplung stromseitig mit den kurzfristigen Grenzkosten konkurrieren muss, wird sie wirtschaftlich unterlegen bleiben.

Angesichts der Überkapazitätssituation auf dem deutschen und europäischen Strommarkt und der erst längerfristigen Notwendigkeit von Ersatzkapazitäten dürfte sich allerdings an dieser Konstellation vorerst nur wenig ändern.

Abschließend sind in Abbildung 15 die summarischen spezifischen Mindesterloße ausgewiesen, die unter sonst unveränderten Annahmen der elektrischen Energie aus KWK-Anlagen gutgeschrieben werden müssen, um gerade die Wettbewerbsfähigkeit der Anlagen zu bewirken. Je nach Anwendungsfall ergibt sich dabei eine Bandbreite von 7,3 Pf/kWh bis zu knapp 18 Pf/kWh.

Abbildung 15

Spezifische Mindesterloße für Strom aus KWK-Anlagen unter BEI-Annahmen



3.3 Studie von Schneider (Öko-Institut) 1999

Während die ISP- und BEI-Studie noch vor der mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom April 1998 ausgelösten Liberalisierung auf dem Strommarkt erarbeitet worden sind, wurde im Herbst 1999 von Schneider eine Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorgelegt (Schneider 1999). In dieser Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen für vier typische Anwendungsfälle empirisch untersucht. Ziel war dabei, den Einfluss unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf die Rentabilität dieser Anlagen herauszuarbeiten.

Als typische Anwendungsfälle für die Kraft-Wärme-Kopplung werden zwei Industriebetriebe (A und B), eine Niedrigenergiesiedlung und ein Mehrfamilienhaus betrachtet. In allen Referenzobjekten ist aufgrund der Größe der Objekte und der Charakteristik des Strom- und Wärmebedarfs der Einsatz von motorbetriebenen BHKW sinnvoll. Der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wird ein Vergleichssystem gegenübergestellt, bei dem die Wärme in einem

konventionellen Heizkessel erzeugt und der Strom von einem EVU bezogen wird. Die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse für den Referenzfall sind in Tabelle 3 ausgewiesen.

Tabelle 3

**Anahmen und Ergebnisse der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung
von Wärme und Strom nach der Studie von Schneider 1999**

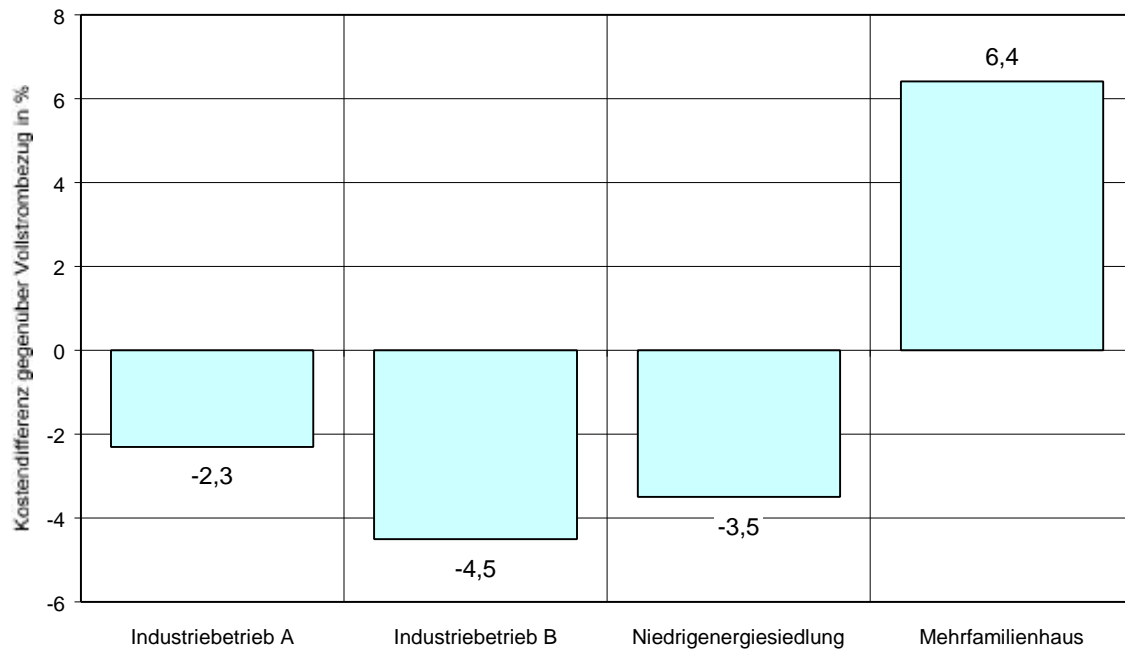
	Einheit	Anwendungsfälle			
		Industrie- betrieb A	Industrie- betrieb B	Niedrig- energie- siedlung	Mehr- familien- haus
Stromverbrauch	MWh/a	19080	16863	156	38
Wärmeverbrauch	MWh/a	38996	23263	513	220
KWK-Anlage					
Module	Anzahl	2	1	1	1
Elektrische Gesamtleistung	kW _{el}	604	677	14	5
Thermische Gesamtleistung	kW _{th}	1020	847	28	12
Gesamtnutzungsgrad	%	78	72	76	76
Gesamtinvestitionskosten	DM	883904	881833	54880	26320
Spezifische Gesamtinvestitionskosten	DM/kW _{el}	1463	1303	3920	5264
Kosten zur Deckung des Strombedarfs (einschl. Stromsteuer)					
Kosten für Vollstrombezug	TDM/a	2432	1928	33,318	9,761
Nettokosten mit BHKW	TDM/a	2377	1841	32,159	10,381
Kostenersparnis mit BHKW	TDM/a	55	87	1,159	-0,620
Relative Kostenersparnis mit BHKW	%	-2,3	-4,5	-3,5	6,4
CO₂-Emissionen					
CO ₂ -Emissionen aus zusätzl. Erdgasverbrauch	t CO ₂ /a	955	1573	27	9
Vermiedene CO ₂ -Emissionen Strom	t CO ₂ /a	1856	2634	42	14
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	t CO ₂ /a	901	1061	15	5
CO ₂ -Minderung gegenüber Vollstrombezug	%	-11,5	-22,7	-10,6	-8,3
CO ₂ -Vermeidungskosten (ohne Erdgas- und Stromsteuern)	DM/t CO ₂	-35	-59	129	307
Quelle: Lambert Schneider, Berlin, Oktober 1999.					

Daraus ergibt sich das folgende Bild:

- Gemessen an den Kostendifferenzen gegenüber dem Vollstrombezug ist die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen in den beiden Industriebetrieben sowie bei der Niedrigenergiesiedlung gegeben; bei Mehrfamilienhaus wird dagegen keine Wirtschaftlichkeit erreicht (Abbildung 16). Die Kostenvorteile halten sich freilich mit 2,3 % (Industriebetrieb A) bis 4,5 % (Industriebetrieb B) in engen Grenzen.
- Ausgeprägter sind die relativen Vorteile der KWK-Anlagen bezogen auf die mit ihrem Einsatz vermeidbaren CO₂-Emissionen: Gegenüber einem Vollstrombezug könnten die CO₂-Emissionen zwischen 8,3 % bei einem Mehrfamilienhaus und 22,7 % im Industriebetrieb B reduziert werden; im Industriebetrieb A wie in der Niedrigenergiesiedlung wären es rund 11 % (Abbildung 17). Dabei stellen diese Einsparungen nach Schneider eher untere Grenzwerte schon deshalb dar, weil die Wärmeerzeugung in den KWK-Anlagen annahmengenmäßig nicht alte Anlagen mit schlechtem Wirkungsgrad verdrängt (wie in der Praxis häufig üblich), sondern moderne Heizkessel auf Erdgasbasis mit hohem Nutzungsgrad.

Abbildung 16

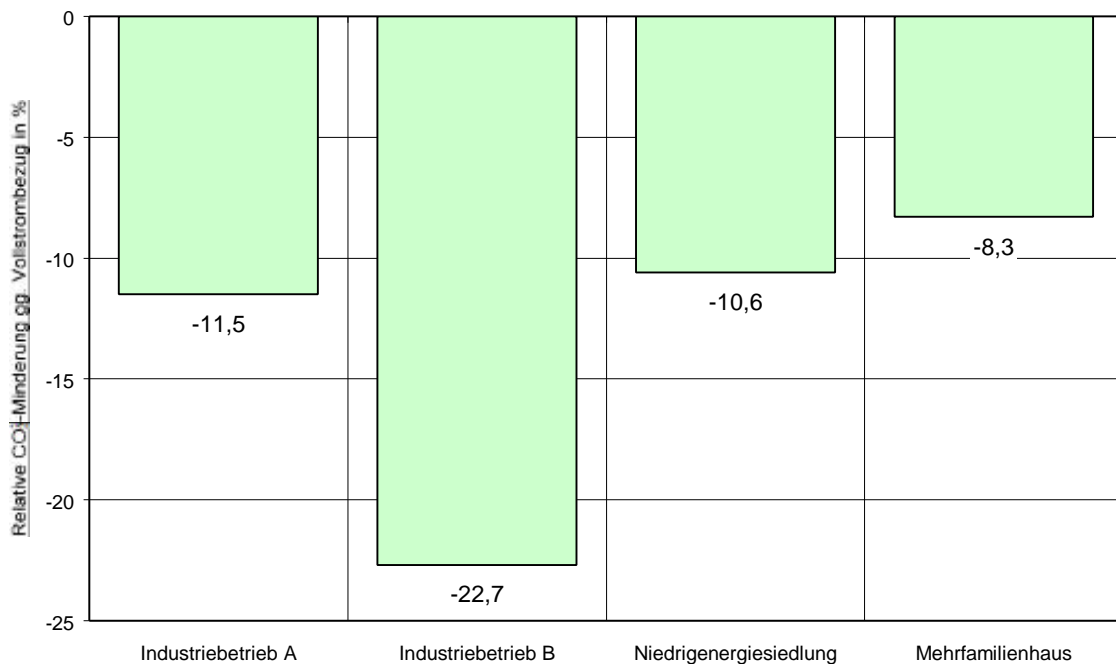
**Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage unter Referenzannahmen
nach der Studie von Schneider 1999**



Quelle: L. Schneider, Berlin, Oktober 1999.

Abbildung 17

Vermiedene CO₂-Emissionen mit KWK-Anlage gegenüber einer Wärmebereitstellung mit Erdgas und Strombezug nach der Studie von Schneider 1999

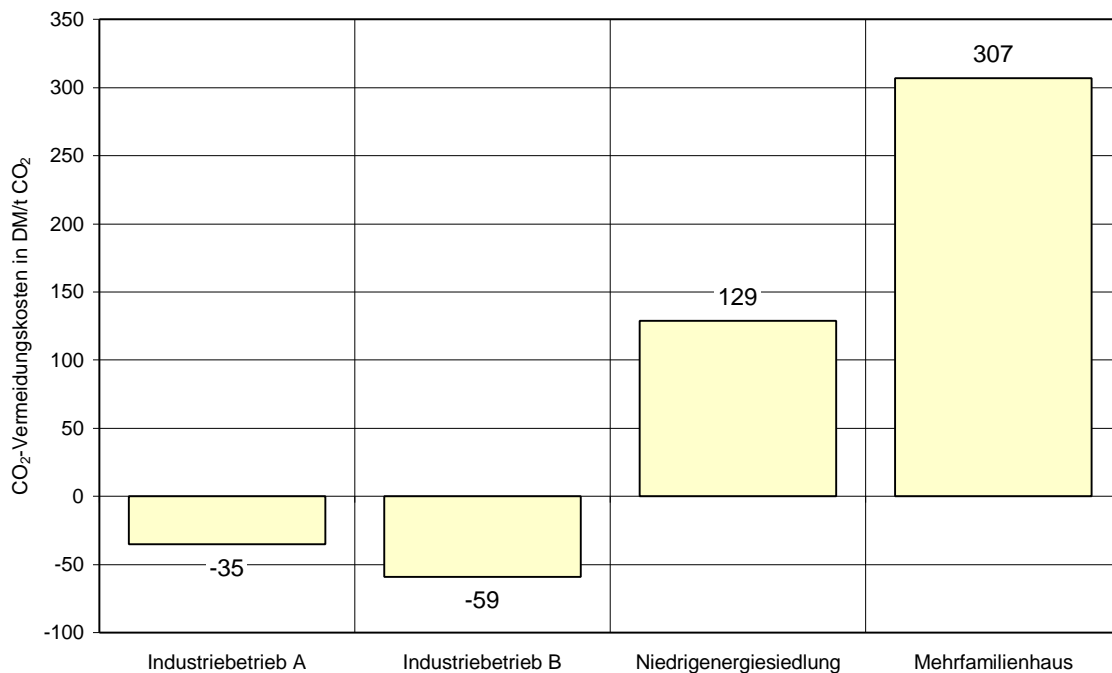


Quelle: L. Schneider, Berlin, Oktober 1999.

- Die CO₂-Vermeidungskosten gibt Schneider für die Niedrigenergiesiedlung mit 129 DM/t CO₂ und für das Mehrfamilienhaus mit 307 DM/t CO₂ an. Demgegenüber „lohnt“ sich die CO₂-Reduktion im Falle der beiden Industriebetriebe mit Werten von – 35 DM/t CO₂ im Industriebetrieb A und –59 DM/t CO₂ im Industriebetrieb B (Abbildung 18).

Abbildung 18

**CO₂-Vermeidungskosten (ohne Berücksichtigung von Erdgas- und Stromsteuern)
bei Einsatz von KWK-Anlagen nach der Studie von Schneider 1999**



Quelle: L. Schneider, Berlin, Oktober 1999.

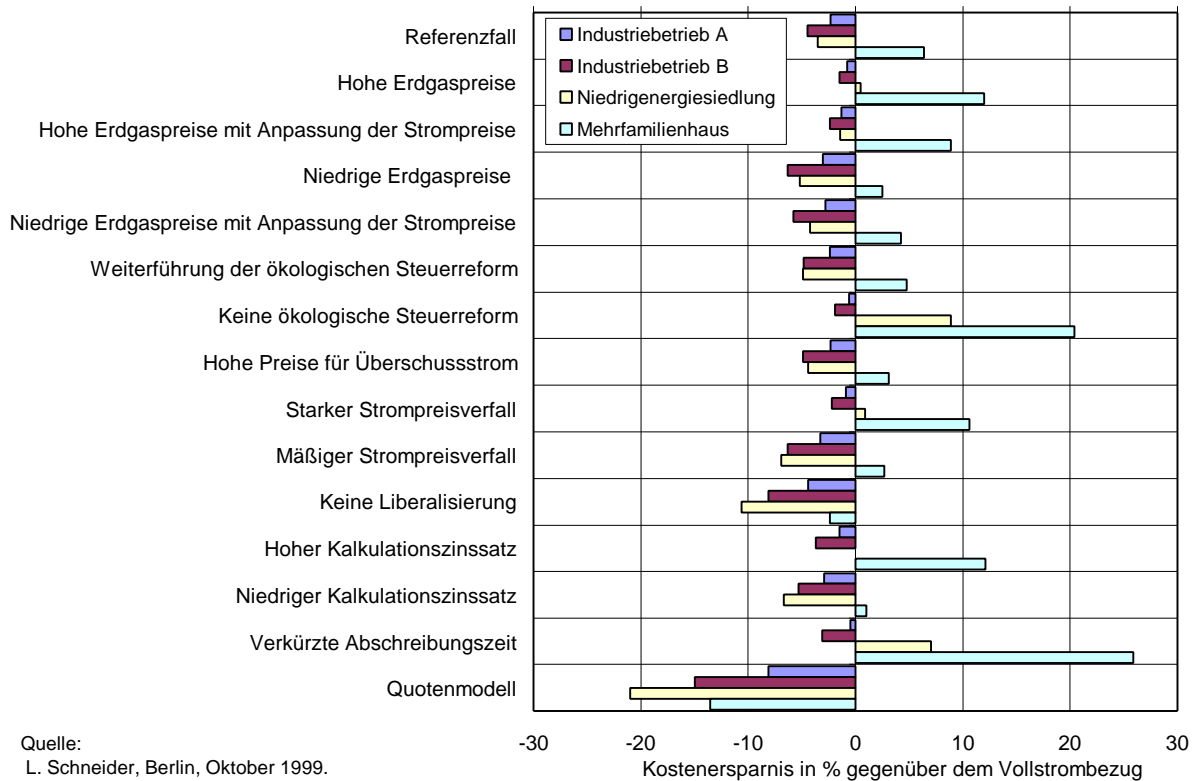
Interessant sind die Ergebnisse der Rechnungen, die Schneider für unterschiedliche Rahmenbedingungen durchgeführt hat. Dafür wurden folgende Variationen vorgenommen:

- Hohe Erdgaspreise
- Hohe Erdgaspreise mit Anpassung der Strompreise
- Niedrige Erdgaspreise
- Niedrige Erdgaspreise mit Anpassung der Strompreise
- Weiterführung der ökologischen Steuerreform
- Keine ökologische Steuerreform
- Hohe Preise für Überschussstrom
- Starker Strompreisverfall
- Mäßiger Strompreisverfall
- Keine Liberalisierung
- Hoher Kalkulationszinssatz
- Niedriger Kalkulationszinssatz
- Verkürzte Abschreibungszeit
- Quotenmodell

Die Abhängigkeit der wirtschaftlichen Bewertung der untersuchten KWK-Anlagen von den jeweiligen Rahmenbedingungen sind in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19

Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen nach der Studie von Schneider 1999



Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Bei einem sehr niedrigen Leistungsbedarf wie im Fall des Mehrfamilienhauses wird lediglich unter den Bedingungen eines Quotenmodells mit handelbaren KWK-Zertifikaten eine Wirtschaftlichkeit erreicht; unter allen anderen Annahmenkonstellationen ist dies nicht der Fall.
- Stark beeinträchtigt wird die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen bei hohen Erdgaspreisen (ohne und mit Anpassung der Strompreise), bei einem starken Strompreisverfall, bei hohen Verzinsungsansprüchen und Forderungen nach einem raschen Kapitalrückfluss.
- Positiv auf die wirtschaftliche Beurteilung wirkt sich die ökologische Steuerreform aus.

Nach Schneider wird die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen im Vergleich zu anderen Einflussgrößen vor allem vom Strompreisverfall als Folge der Liberalisierung, von der ökologischen Steuerreform und von der Einführung eines Quotenmodells beeinflusst. Insbesondere bei einem starken Strompreisrückgang wird der Vollstrombezug gegenüber der Eigenerzeugung günstiger.

Die Einführung von Spotmärkten, auf denen Strom zu kurzfristigen Grenzkosten gehandelt wird, verhindert vielfach einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlagen. Außerdem können EVU mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft im europäischen Rahmen künftig auch zunehmend im Ausland sehr preisgünstig Strom einkaufen. Mit sehr niedrigen Strompreisen können KWK-Anlagen aber meist nicht konkurrieren, so dass die Liberalisierung das wirtschaftliche Potential der Kraft-Wärme-Kopplung erheblich verringert.

Vor diesem Hintergrund werden aber die mit der Kraft-Wärme-Kopplung verbundenen Möglichkeiten der Energieeinsparung und der CO₂-Emissionsreduktion, die über alle Untersuchungen hinweg auch nicht (allenfalls in ihrer Höhe) bestritten werden, wesentlich gebremst. Angesichts der von der Bundesregierung verfolgten Ziele, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005 gegenüber 1990 um ein Viertel zu senken, sowie der Verpflichtung nach dem europäischen „burden sharing“ die Emissionen von sechs Treibhausgas(grupp)en bis 2008/2012 um 21 % zu senken, würde der Verzicht auf die KWK als Instrument der Emissionsminderung eine Umsetzung dieser Ziele erschweren.

3.4 Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER 1999)

Im August 1999 hat das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER 1999) eine Studie zum Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme vorgelegt. In dieser Studie werden vier Versorgungsfälle definiert, denen unterschiedliche KWK-Anlagen zugeordnet werden (zu den unterstellten Daten vgl. Tabelle 4).

Für diese Versorgungsfälle werden die aus dem Einsatz unterschiedlicher Energieversorgungssysteme (KWK-Anlagen einerseits, die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme andererseits) resultierenden Nutzungsgrade, Emissionen und letztlich die externen Kosten ermittelt. Ein Vergleich der "internen" Kosten, also der (Einzel-)Wirtschaftlichkeit der Systeme, war demgegenüber nicht Gegenstand der Untersuchung.

Tabelle 4

Charakteristische Daten der Versorgungsfälle und zugeordnete KWK-Anlagen

VF	Versorgungsobjekt	Wärmebedarf	Resultierende KWK-Stromerzeugung	Art der KWK-Anlage
		MWh _{th}	MWh _{el}	
1	Ballungsgebiet	541667	260000	Steinkohle-HKW
2	Ballungsgebiet	325000	260000	Erdgas-GuD-HKW
3	Industriebetrieb	36643	18000	Großes BHKW
4	Schwimmbad/Krankenhaus	2837	1200	Kleines BHKW

Quelle: IER 1999.

Als Vergleichssysteme zu den KWK-Anlagen werden betrachtet

- Steinkohlekraftwerk + heizölgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Steinkohlekraftwerk + ergasgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Steinkohlekraftwerk + erdgasgefeuerte Brennwertkessel
- Steinkohlekraftwerk + Elektro-Wärmepumpen
- Braunkohlekraftwerk + heizölgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Braunkohlekraftwerk + ergasgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Braunkohlekraftwerk + erdgasgefeuerte Brennwertkessel
- Braunkohlekraftwerk + Elektro-Wärmepumpen
- Erdgas-GuD-Kraftwerk + heizölgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Erdgas-GuD-Kraftwerk + erdgasgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Erdgas-GuD-Kraftwerk + erdgasgefeuerte Brennwertkessel
- Erdgas-GuD-Kraftwerk + Wärmepumpen
- Kernkraftwerk + heizölgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Kernkraftwerk + ergasgefeuerte Niedertemperaturkessel
- Kernkraftwerk + erdgasgefeuerte Brennwertkessel
- Kernkraftwerk + Elektro-Wärmepumpen
- Westdeutscher Kraftwerks-Mix + Wärme-Mix

Diese Systeme werden mit Ausnahme der Kombinationen mit Wärmepumpen, die nur für die Versorgung in Ballungsgebieten berücksichtigt werden, für alle Versorgungsfälle in die Berechnungen einbezogen. Die wichtigsten Ergebnisse werden im Folgenden kurz skizziert.

- *Brennstoffausnutzung*

In Tabelle 5 ist die Gesamtbrennstoffausnutzung (definiert als das Verhältnis zwischen der gleichgewichteten Summe aus Strom- und Wärmeerzeugung und dem gesamten Brennstoffeinsatz) aller möglichen Kombinationen der Vergleichssysteme dargestellt. Außerdem sind dieser Tabelle die relativen Abweichungen bei der Gesamtbrennstoffausnutzung zwischen den Systemen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme gegenüber den KWK-Anlagen zu entnehmen. Graphisch sind die Ergebnisse noch einmal in den Abbildungen 20 bis 23 ausgewiesen (zu den dort auf der X-Achse genannten Ziffern für die betrachteten Energiesysteme vgl. Tabelle 5).

In der IER-Studie werden die Resultate wie folgt kommentiert: *"Der energetische Vergleich zeigt, dass die Gesamtbrennstoffausnutzung des gekoppelten Versorgungssystems in vier Fällen von Systemen der getrennten Erzeugung übertroffen wird. Dies ist der Fall im Versorgungsfall 1 für die Kombination aus Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerk mit Wärmepumpe sowie für die letztgenannte Kombination im Versorgungsfall 2. ... Allerdings ist hierzu anzumerken, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit einer flächendeckenden Wärmeversorgung mit Elektro-Wärmepumpen aus heutiger Sicht sehr gering ist, so dass dieser Grenzwert einen nicht realistischen Modellfall widerspiegelt. In allen anderen Fällen ist die gekoppelte Versorgung aus energetischer Sicht effizienter."* (IER, S. 17). Zu ähnlichen Ergebnissen kommt IER auch im Hinblick auf den exergetischen Gesamtnutzungsgrad, bei dem die unterschiedliche Qualität der erzeugten Energieformen berücksichtigt worden ist. Insoweit lässt sich feststellen, dass unter energetischen Aspekten die gekoppelte Erzeugung gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme deutliche Vorteile aufweist.

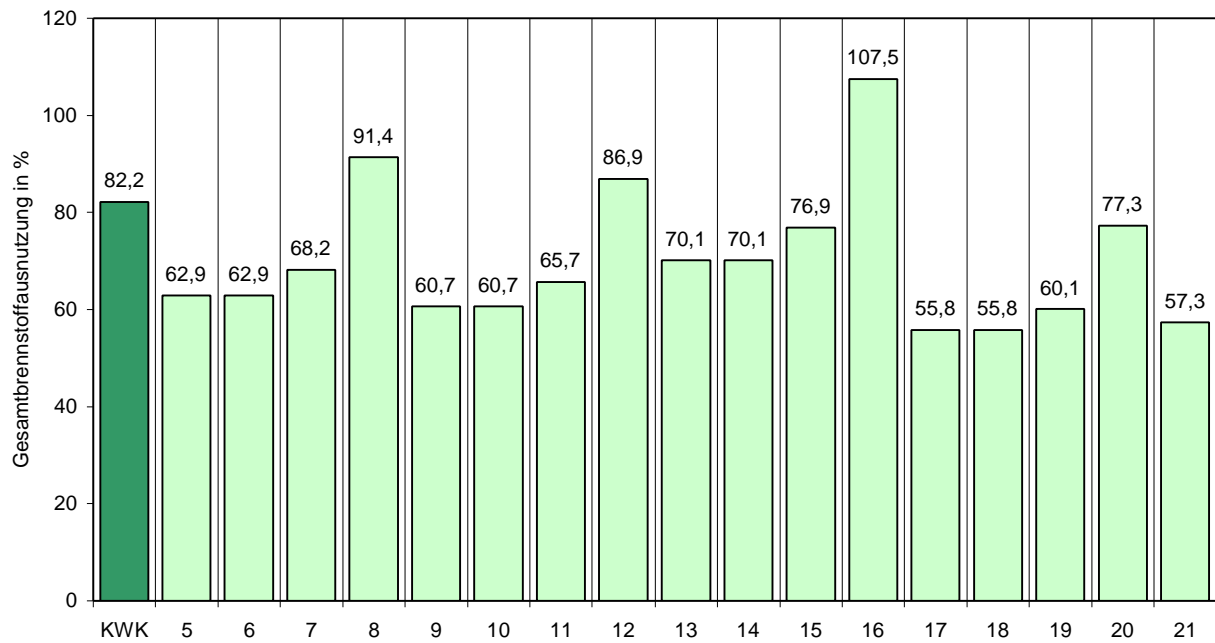
Tabelle 5

**Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme sowie Abweichungen
der getrennten von der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme**

Lfd. Nr.	System	Versorgungsfälle			
		1	2	3	4
		Gesamtbrennstoffausnutzung in %			
		Gekoppelte Erzeugung			
1	StK-HKW + HEL-Kessel	82,2	-	-	-
2	Eg-GuD-HKW + Eg-/HEL-Kessel	-	84,8	-	-
3	Großes Eg-BHKW + Eg-/HEL-Kessel	-	-	83,0	-
4	Kleines Eg-BHKW + Eg-/HEL-Kessel	-	-	-	82,5
		Getrennte Erzeugung			
5	StK-KW + HEL-NT-Heizkessel	62,9	58,1	64,5	64,0
6	StK-KW + Eg-NT-Heizkessel	62,9	58,1	64,5	66,1
7	StK-KW + Eg-Brennwertkessel	68,2	61,8	67,9	69,9
8	StK-KW + Wärmepumpe	91,4	76,1	-	-
9	BK-KW + HEL-NT-Heizkessel	60,7	55,6	62,2	62,0
10	BK-KW + Eg-NT-Heizkessel	60,7	55,6	62,2	63,9
11	BK-KW + Eg-Brennwertkessel	65,7	59,0	65,4	67,4
12	BK-KW + Wärmepumpe	86,9	71,9	-	-
13	Eg-GuD-KW + HEL-NT-Heizkessel	70,1	66,8	72,3	70,9
14	Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	70,1	66,8	72,3	73,4
15	Eg-GuD-KW + Eg-Brennwertkessel	76,9	71,8	76,6	78,1
16	Eg-GuD-KW + Wärmepumpe	107,5	91,9	-	-
17	KKW + HEL-NT-Heizkessel	55,8	50,1	57,0	57,3
18	KKW + Eg-NT-Heizkessel	55,8	50,1	57,0	59,0
19	KKW + Eg-Brennwertkessel	60,1	52,9	59,7	62,0
20	KKW + Wärmepumpe	77,3	63,0	-	-
21	Strom-Mix + Wärme-Mix	57,3	51,7	58,6	59,6
		Abweichungen der getrennten von der gekoppelten Erzeugung in %			
5	StK-KW + HEL-NT-Heizkessel	-46,7	-62,7	-44,4	-44,6
6	StK-KW + Eg-NT-Heizkessel	-46,7	-62,7	-44,4	-39,6
7	StK-KW + Eg-Brennwertkessel	-33,9	-54,0	-36,2	-30,4
8	StK-KW + Wärmepumpe	22,3	-20,4	-	-
9	BK-KW + HEL-NT-Heizkessel	-52,0	-68,5	-49,9	-49,4
10	BK-KW + Eg-NT-Heizkessel	-52,0	-68,5	-49,9	-44,9
11	BK-KW + Eg-Brennwertkessel	-39,9	-60,5	-42,2	-36,4
12	BK-KW + Wärmepumpe	11,4	-30,3	-	-
13	Eg-GuD-KW + HEL-NT-Heizkessel	-29,3	-42,2	-25,7	-28,0
14	Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	-29,3	-42,2	-25,7	-22,0
15	Eg-GuD-KW + Eg-Brennwertkessel	-12,8	-30,5	-15,3	-10,6
16	Eg-GuD-KW + Wärmepumpe	61,2	16,7	-	-
17	KKW + HEL-NT-Heizkessel	-63,9	-81,4	-62,3	-60,8
18	KKW + Eg-NT-Heizkessel	-63,9	-81,4	-62,3	-56,7
19	KKW + Eg-Brennwertkessel	-53,5	-74,9	-55,9	-49,4
20	KKW + Wärmepumpe	-11,9	-51,2	-	-
21	Strom-Mix + Wärme-Mix	-60,3	-77,7	-58,5	-55,2
Quelle. IER, Stuttgart, August 1999.		getrennte Erzeugung > gekoppelte Erzeugung			

Abbildung 20

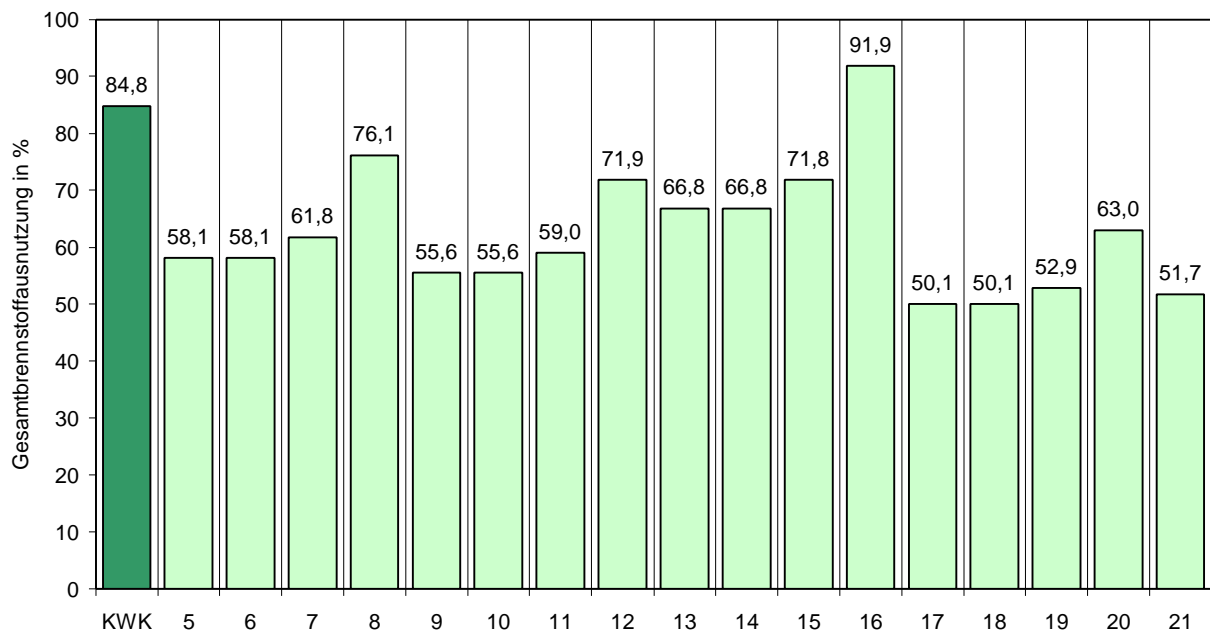
Gesambrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 1 (größeres Ballungsgebiet)



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

Abbildung 21

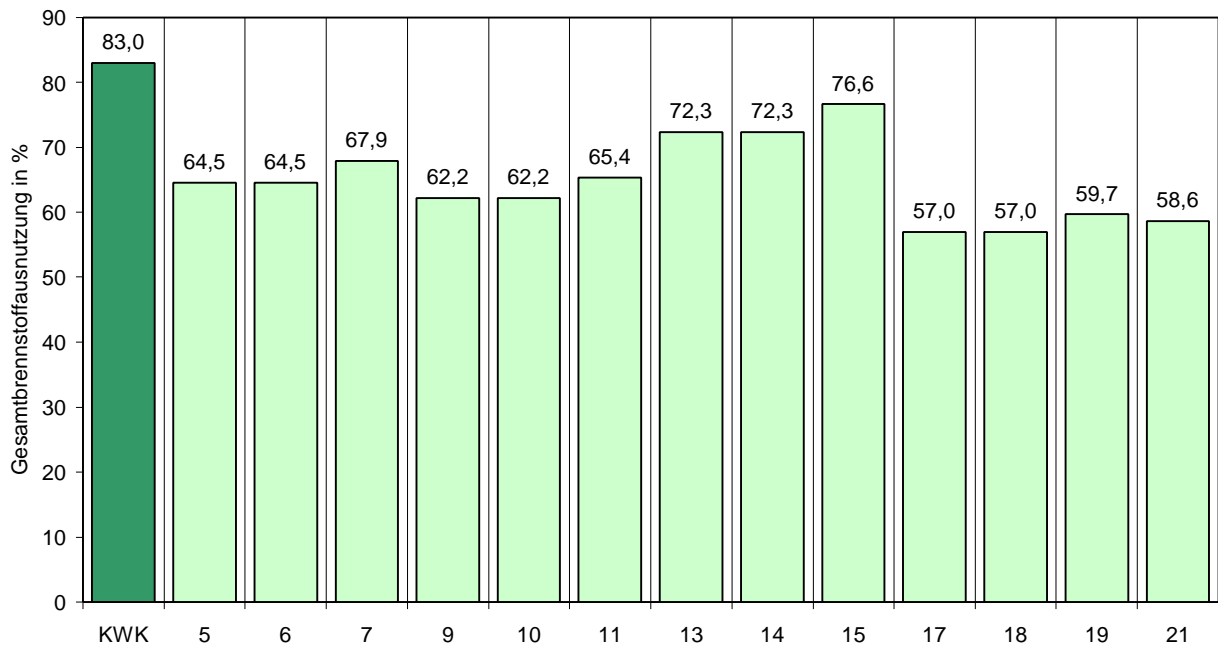
Gesambrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 2 (kleineres Ballungsgebiet)



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

Abbildung 22

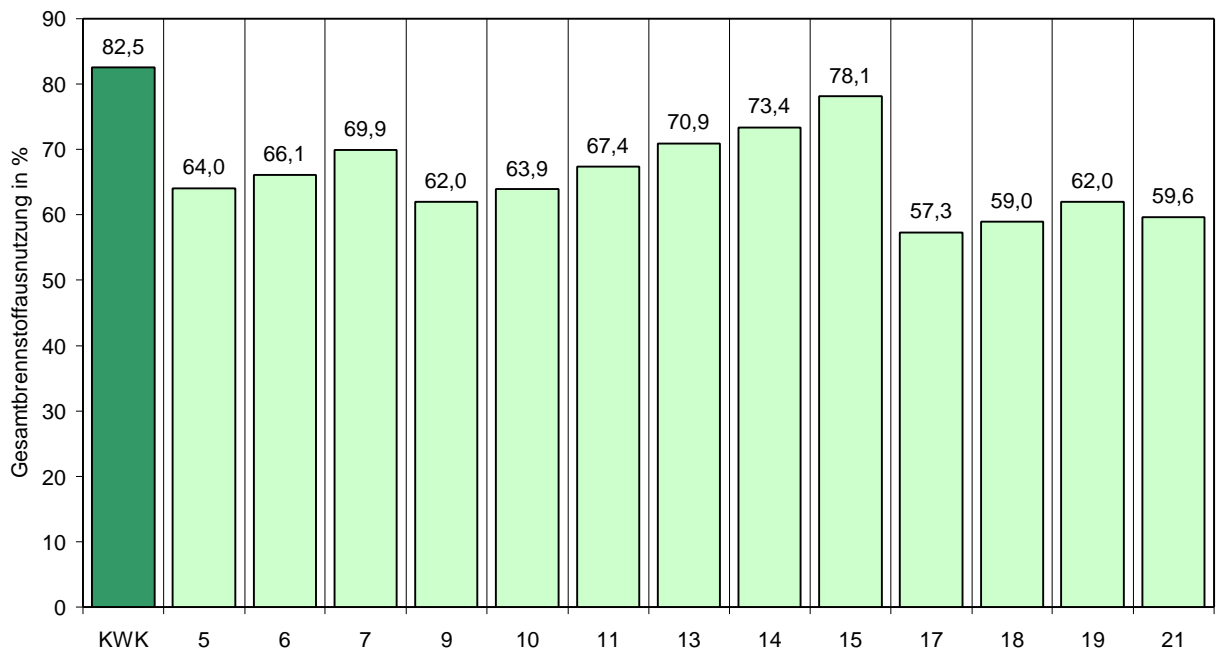
Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 3 (Industriebetrieb)



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

Abbildung 23

Gesamtbrennstoffausnutzung der betrachteten Energiesysteme im Versorgungsfall 4 (Schwimmbad/Krankenhaus)



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

- *CO₂-Emissionen; CO₂-Äquivalent-Emissionen*

Differenzierter sieht der Vergleich der betrachteten Energiesysteme mit Blick auf die jeweils verursachten CO₂-Emissionen aus, die in Tabelle 6 zusammengestellt sind. Dabei sind dort neben den direkten auch die vorgelagerten und die indirekten CO₂-Emissionen ausgewiesen. Sieht man bei der getrennten Erzeugung aus den oben genannten Gründen von den Kombinationen mit Wärmepumpen ab, so zeigt sich zunächst, dass alle Systeme mit Kernenergie emissionsseitige Vorteile gegenüber der gekoppelten Erzeugung aufweisen. Dieses wenig verwunderliche Ergebnis ist natürlich das Resultat des Vergleichs eines brennstoffbedingt kohlenstoffreichen KWK-Systems mit einer im Betrieb kohlenstofffreien Stromerzeugung in Kernkraftwerken. Eine ähnliche Erklärung findet auch die Tatsache, dass die steinkohlenbasierte KWK-Anlage im Versorgungsfall 1 Emissionsnachteile gegenüber der Kombination eines Erdgas-GuD-Kraftwerks mit einem getrennten Wärmeerzeugungssystem aufweist. Handelte es sich nämlich um eine erdgasbasierte KWK-Anlage, würde die gekoppelte Erzeugung wie in den Versorgungsfällen 2, 3 und 4 Emissionsvorteile haben. Am wenigsten ausgeprägt sind diese bei einer erdgasbasierten KWK-Anlage im Vergleich zu einer Kombination eines Erdgas-GuD-Kraftwerks mit einem Erdgas-Brennwertkessel.

Tabelle 6

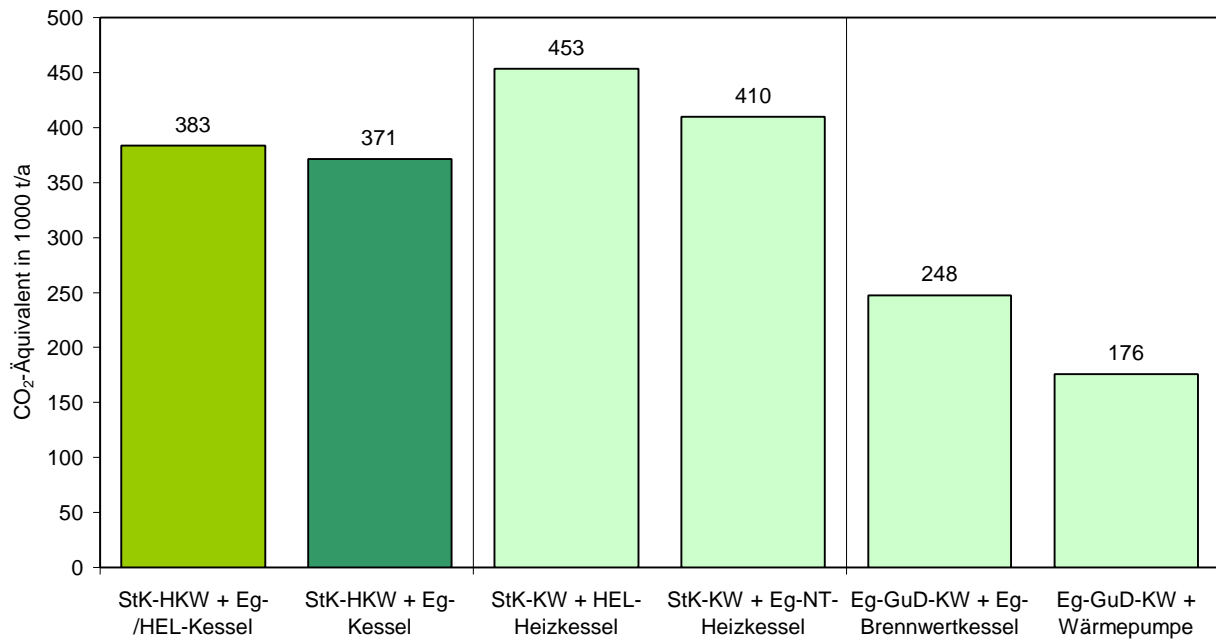
Direkte, vorgelagerte und indirekte CO₂-Emissionen der betrachteten Energiesysteme

Lfd. Nr.	System	Versorgungsfälle							
		1	2	3	4	1	2	3	4
		CO ₂ -Emissionen in 1000 t/a				Abweichungen der getrennten von der gekoppelten Erzeugung in %			
Gekoppelte Erzeugung									
1	StK-HKW + HEL-Kessel	346,0	-	-	-	0,0	-	-	-
2	Eg-GuD-HKW + Eg-/HEL-Kessel	-	156,8	-	-	-	0,0	-	-
3	Großes Eg-BHKW + Eg-/HEL-Kessel	-	-	15,0	-	-	-	0,0	-
4	Kleines Eg-BHKW + Eg-/HEL-Kessel	-	-	-	1,1	-	-	-	0,0
Getrennte Erzeugung									
5	StK-KW + HEL-NT-Heizkessel	422,4	341,9	28,0	2,1	22,1	118,1	87,0	83,1
6	StK-KW + Eg-NT-Heizkessel	371,3	311,3	24,7	1,8	7,3	98,5	65,2	55,5
7	StK-KW + Eg-Brennwertkessel	349,2	298,0	23,8	1,7	0,9	90,1	58,9	49,1
8	StK-KW + Wärmepumpe	282,0	257,7	-	-	-18,5	64,3	-	-
9	BK-KW + HEL-NT-Heizkessel	473,4	392,9	31,5	2,3	36,8	150,6	110,6	104,0
10	BK-KW + Eg-NT-Heizkessel	422,3	362,3	28,3	2,0	22,1	131,1	88,8	76,5
11	BK-KW + Eg-Brennwertkessel	400,2	349,0	27,3	1,9	15,7	122,6	82,5	70,0
12	BK-KW + Wärmepumpe	333,0	308,7	-	-	-3,8	96,9	-	-
13	Eg-GuD-KW + HEL-NT-Heizkessel	305,1	224,6	19,9	1,5	-11,8	43,3	32,8	35,0
14	Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	254,0	194,0	16,6	1,2	-26,6	23,7	11,0	7,5
15	Eg-GuD-KW + Eg-Brennwertkessel	232,0	180,8	15,7	1,1	-33,0	15,3	4,7	1,1
16	Eg-GuD-KW + Wärmepumpe	164,7	140,4	-	-	-52,4	-10,5	-	-
17	KKW + HEL-NT-Heizkessel	203,4	123,0	12,8	1,1	-41,2	-21,6	-14,3	-6,7
18	KKW + Eg-NT-Heizkessel	152,3	92,3	9,6	0,7	-56,0	-41,1	-36,0	-34,2
19	KKW + Eg-Brennwertkessel	130,3	79,1	8,6	0,7	-62,4	-49,6	-42,3	-40,6
20	KKW + Wärmepumpe	63,0	38,7	-	-	-81,8	-75,3	-	-
21	Strom-Mix + Wärme-Mix	322,8	252,6	21,2	1,6	-6,7	61,1	41,9	38,6
Quelle: IER, Stuttgart 1999.		getrennte Erzeugung < gekoppelte Erzeugung							

Ein im Wesentlichen ähnliches Bild der emissionsseitigen Vorteile der KWK-Anlagen ergibt sich bei den CO₂-Äquivalent-Emissionen durch CO₂, CH₄ und N₂O (vgl. die Abbildung 24 bis 27). Besonders ausgeprägt sind sie im Versorgungsfall 2 (jeweils bei Erdgaseinsatz zwischen 19 und 43 %); relativ gering fallen sie in den Versorgungsfällen 3 und 4 im Vergleich zur Kombination von Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Erdgas-Brennwertkesseln aus (4 bis 7 %).

Abbildung 24

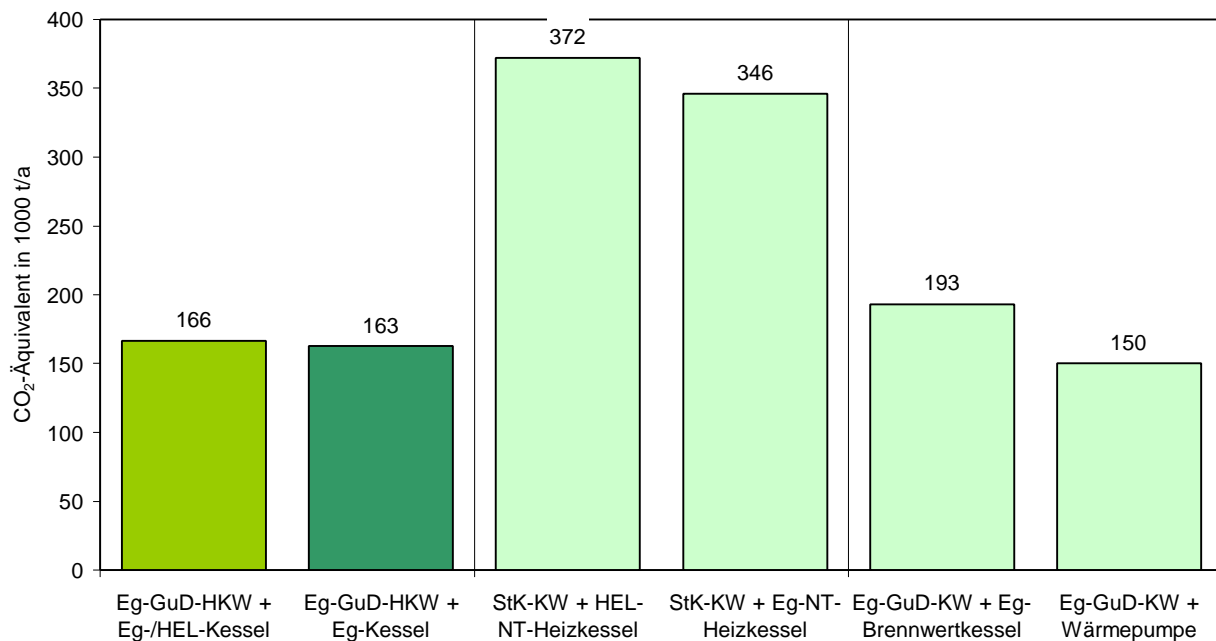
**CO₂-Äquivalent-Emissionen durch CO₂, CH₄ und N₂O im Versorgungsfall 1
(größeres Ballungsgebiet)**



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

Abbildung 25

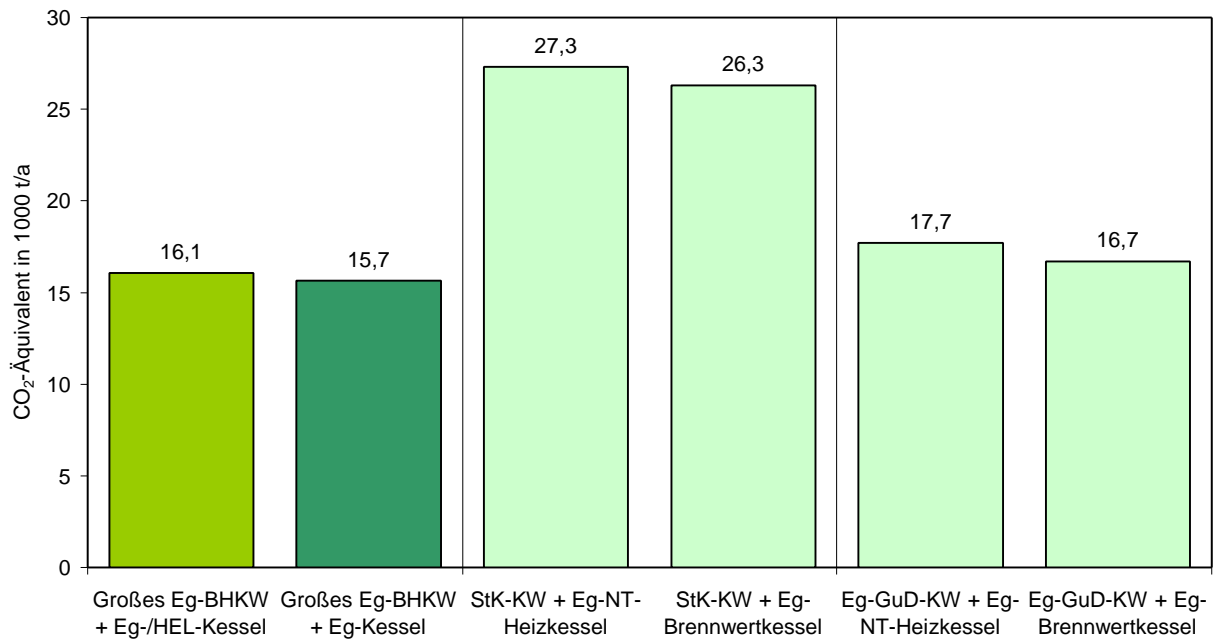
**CO₂-Äquivalent-Emissionen durch CO₂, CH₄ und N₂O im Versorgungsfall 2
(kleineres Ballungsgebiet)**



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

Abbildung 26

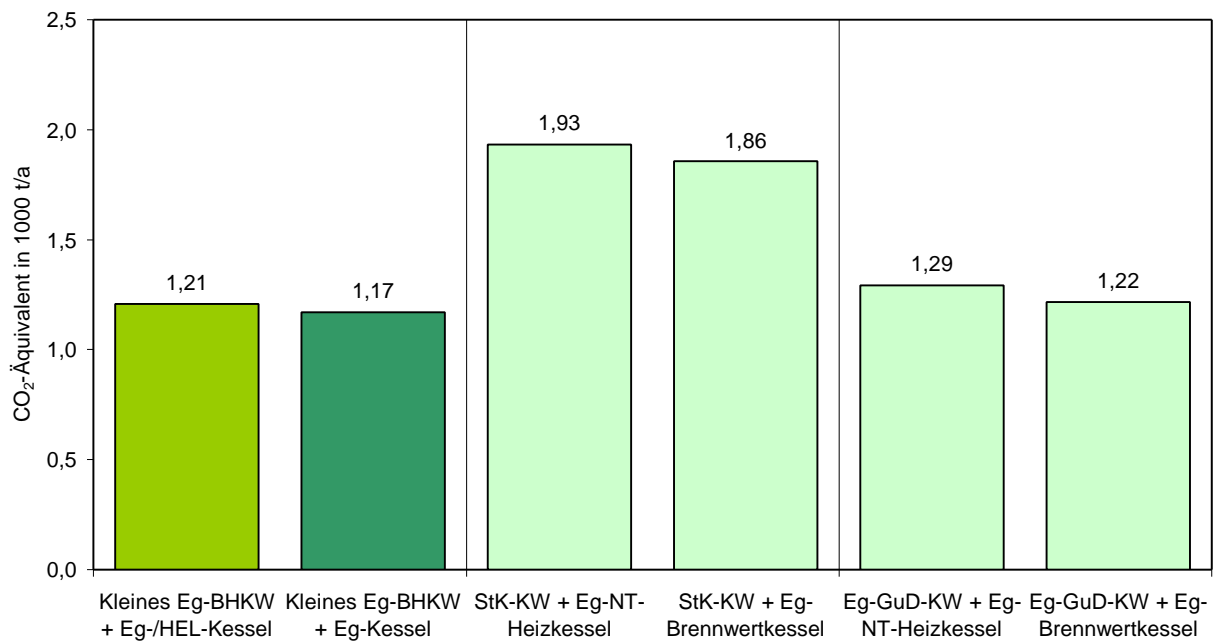
CO₂-Äquivalent-Emissionen durch CO₂, CH₄ und N₂O im Versorgungsfall 3 (Industriebetrieb)



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

Abbildung 27

CO₂-Äquivalent-Emissionen durch CO₂, CH₄ und N₂O im Versorgungsfall 4 (Schwimmbad/Krankenhaus)



Quelle: IER, Stuttgart 1999.

- *Externe Kosten*

Unabhängig von der grundsätzlichen Problematik der Schätzung und monetären Bewertung von externen Kosten seien im Folgenden noch kurz die diesbezüglichen Ergebnisse der IER-Studie zitiert. Die in der Tabelle 7 ausgewiesene sehr große Bandbreite der Schadenskosten aufgrund des Treibhauseffektes lässt deutlich die Problematik der monetären Bewertung erkennen. Je nach angenommenem Wert innerhalb dieser Bandbreite werden die Differenzen bei den übrigen Schadenskosten bei weitem übertroffen, so dass die darauf bezogenen Ergebnisse in allen Fällen auch zugunsten der gekoppelten Systeme ausschlagen können (aber nicht umgekehrt!).

Tabelle 7

**Absolute und spezifische Schadenskosten bei gekoppelter und getrennter Erzeugung:
Vergleich der Alternativen bei gleichem Brennstoff**

Versorgungsfall (VF)	Agrar-und Material- schäden	Gesund- heits- schäden	Summe	Treibhauseffekt	
				von	bis
	Schadenskosten in Mio. DM/a (VF 1 und 2) bzw. 1000 DM/a (VF 3 und 4)				
1 StK-HKW + Eg-Kessel	0,43	9,70	10,13	2,7	97,3
StK-KW + Eg-NT-Heizkessel	0,54	9,59	10,13	3,0	107,4
2 Eg-GuD-HKW + Eg-Kessel	0,19	3,89	4,09	1,2	42,6
Eg-GuD-KW + Eg-BW-Kessel	0,23	4,62	4,85	1,4	50,6
Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	0,24	4,88	5,11	1,5	54,3
3 Großes Eg-BHKW + Eg-Kessel	24,3	549,0	573,3	112,7	4101
Eg-GuD-KW + Eg-BW-Kessel	15,4	344,2	359,6	120,3	4377
Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	16,3	364,8	381,1	127,5	4640
4 Kleines Eg-BHKW + Eg-Kessel	2,1	45,0	47,1	8,4	305,9
Eg-GuD-KW + Eg-BW-Kessel	1,3	26,8	28,1	8,7	318,3
Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	1,3	28,4	29,7	9,3	338,7
	Auf die bereitgestellte Exergie bezogene Schadenskosten in Pf/kWh _{ex}				
1 StK-HKW + Eg-Kessel	0,11	2,58	2,69	0,71	25,9
StK-KW + Eg-NT-Heizkessel	0,14	2,55	2,69	0,78	28,6
2 Eg-GuD-HKW + Eg-Kessel	0,06	1,18	1,24	0,36	12,9
Eg-GuD-KW + Eg-BW-Kessel	0,07	1,40	1,47	0,42	15,3
Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	0,07	1,48	1,55	0,45	16,5
3 Großes Eg-BHKW + Eg-Kessel	0,09	2,12	2,22	0,44	15,9
Eg-GuD-KW + Eg-BW-Kessel	0,06	1,33	1,39	0,47	16,9
Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	0,06	1,41	1,47	0,49	17,9
4 Kleines Eg-BHKW + Eg-Kessel	0,12	2,49	2,60	0,46	16,9
Eg-GuD-KW + Eg-BW-Kessel	0,07	1,48	1,55	0,48	17,6
Eg-GuD-KW + Eg-NT-Heizkessel	0,07	1,57	1,64	0,51	18,7
Quelle: IER, Stuttgart 1999.	getrennte Erzeugung < gekoppelte Erzeugung				

Abgesehen davon zeigt sich aber, dass bei gleichem Brennstofftyp "... über alle Versorgungsfälle hinweg ein Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung bei den geringeren Auswirkungen auf den Treibhauseffekt festzustellen ist. Mit anderen Worten, bei Erfüllung derselben Versorgungsaufgabe werden mit einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, bedingt durch ihre effizientere brennstoffausnutzung, und Spitzenkesseln weniger Treibhausgase (gemessen in CO₂-Äquivalent-Emissionen) freigesetzt als mit getrennter Strom- und Wärmeerzeugung." (IER, S. 59).

Differenzierter sieht die Situation bei den Schadenskosten aufgrund der Emission der "klassischen" Schadstoffe SO_2 , NO_x und Staubpartikel aus. *"Hier hängt es von Technik und Anlagengröße ab, ob ein System mit Kraft-Wärme-Kopplung besser oder schlechter abschneidet als ein getrenntes System. Im Versorgungsfall 1 sind die Schadenskosten von getrenntem und gekoppeltem System in der Summe gleich hoch - und das, obwohl im gekoppelten System auch für den überwiegenden Teil der Wärmeversorgung (72 %) die Steinkohle mit vergleichsweise hohen Emissionen eingesetzt wird, während im Vergleichsfall auf der getrennten Seite für die gesamte Wärmeerzeugung ausschließlich das emissionsarme Erdgas verfeuert wird. Noch deutlicher wird dieser Vorteil im Versorgungsfall 2; hier liegen die Schadenskosten des gekoppelten Systems - bei Einsatz von Erdgas für alle betrachteten Anlagen - um 16 % unter denen des getrennten Systems mit Erdgas-Brennwert-Heizkessel bzw. um 20 % unter denen des Systems mit Erdgas-Niedertemperatur-Heizkessel. Große Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die - wie hier in den Versorgungsfällen 1 und 2 - für die Versorgung einer ganzen Stadt zum Einsatz kommen, weisen durchaus geringere Umweltschäden auch bei den klassischen Luftschadstoffen auf als getrennte Systeme.*

Anders stellt sich dagegen das Ergebnis bei den kleinen, einzelobjektbezogenen Lösungen (Versorgungsfall 3 und 4) dar; hier zeigen sich bei den "klassischen" Luftschadstoffen deutliche Vorteile für die getrennten Erzeugungssysteme. ... Die Ursachen hierfür liegen vor allem an den deutlich höheren Schadstoffemissionen der betrachteten Erdgas-Blockheizkraftwerke gegenüber den Vergleichssystemen bei getrennter Erzeugung." (IER, S. 59/69).

- *Fazit des IER*

Insgesamt gelangt die IER-Studie zu diesem Ergebnis:

"Die Höhe der externen Kosten, die bei der Erzeugung von Strom und Wärme unter Verwendung des derzeitigen Standes der Technik anfallen, wird vor allem von der Wahl des Brennstoffes beeinflusst. Versorgungssysteme, die bei der Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung Braun- und Steinkohle und bei der Wärmeerzeugung Heizöl nutzen, schneiden schlechter ab als Systeme, die Erdgas einsetzen.

Vergleicht man Systeme mit weitgehend gleichem Brennstoffeinsatz, so gilt:

- *Bei Systemen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind die Treibhausgasemissionen und damit die entstehenden Schäden durch die Klimaänderung geringer.*
- *Für Schäden durch SO_2 , NO_x und Staub-Emissionen lässt sich eine entsprechend eindeutige Aussage jedoch nicht machen. bei größeren Anlagen, insbesondere GuD-Anlagen, überwiegen die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung; Blockheizkraftwerke dagegen weisen tendenziell höhere externe Kosten durch die Emissionen insbesondere von NO_x und Staub auf als die getrennte Erzeugung. Inwieweit dieser Nachteil der BHKW durch den Vorteil der geringeren Treibhausgasemissionen kompensiert werden kann, hängt von den Annahmen über das Ausmaß der durch den Treibhauseffekt entstehenden Schäden ab." (IER, S. 68).*

4 Eigene Modellrechnungen

4.1 Vorbemerkungen und methodischer Ansatz

Die im Abschnitt 3 dargestellten systemanalytischen Arbeiten basieren auf verschiedenen methodischen Ansätzen sowie auf Datenbasen mit sehr unterschiedlichem Aktualitätsgrad. Darüber hinaus werden in der Mehrzahl der dargestellten Arbeiten zwar verschiedene Varianten für die gekoppelte und ungekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme untersucht, Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der verschiedenen Annahmen werden jedoch nur bei Schneider (1999) unternommen, die sich allerdings nur auf kleinere KWK-Anlagen (BHKW) beziehen. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend einige Modellvergleiche zur ökologischen und ökonomischen Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen angestellt, bei denen neben verschiedenen KWK-Technologien auch Variationen der wichtigsten Eingangsparameter berücksichtigt werden.

Für die Berechnungen wurde eine Modifikation des Planungsmodells des Öko-Instituts genutzt, das auf einer Barwertermittlung der wichtigsten Kostenparameter von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen beruht und mit dem neben den energietechnischen, brennstoffspezifischen und Kostenparametern verschiedene Planungshorizonte und Verzinsungsansprüche abgebildet werden können. Ermittelt werden über den gewählten Planungshorizont jeweils die aus dem Barwert ermittelten finanzmathematischen Durchschnittskosten sowie die mittleren Jahresemissionen von Kohlendioxid (CO₂).¹

Im Rahmen des für die folgenden Analysen gewählten Systemansatzes wird angenommen, dass die Strom- und Wärmeproduktion einer definierten KWK-Anlage alternativ durch die ungekoppelte Energieerzeugung in Kondensationskraftwerken einerseits und Heizkesseln andererseits realisiert wird. Sowohl für die Analyse der gekoppelten als auch die der ungekoppelten Variante werden die gleichen Rahmenparameter angesetzt. Dies betrifft neben Zinssatz und Planungshorizont die Nachfrage nach Strom und Wärme (einschließlich der jeweiligen Verteilungsverluste), aber auch das Lastprofil der Stromerzeugung, gekennzeichnet durch die Jahresbenutzungsstunden der jeweiligen Erzeugungsanlage. Der Systemvergleich beruht damit zunächst auf einem konsistenten Vergleich aller anfallenden Energieerzeugungskosten und ist damit eher an einer gesamtwirtschaftlichen als an einer einzelwirtschaftlichen Analyse orientiert.

Die wesentlichen Unterschiede zum einzelwirtschaftlichen Entscheidungskalkül sind dabei die folgenden:

- Ein Investor vergleicht bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine KWK-Anlage die Stromerzeugungskosten seiner Anlage (ggf. einschließlich Zusatz- und Reservestrombezug) mit den *Preisen* einer Fremdversorgung. Die Struktur der Strombezugspreise wird

¹ Zur Dokumentation des Modells im Detail vgl. Schneider (1998), Matthes (1998) sowie Schneider (1999). Hinzuweisen ist dabei vor allem auf das Verfahren der Restwertermittlung, dem bei den teilweise sehr unterschiedlichen Lebensdauern der Anlagen sowie vor dem Hintergrund der verschiedenen Planungshorizonte eine besondere Bedeutung zukommt. Nach Ablauf der anlagenspezifischen Lebensdauer wird die Investition jeweils wiederholt. Sollte der Planungshorizont zu einem Zeitpunkt enden, an dem der (von der Lebensdauer verschiedene) Abschreibungszeitraum nach AfA noch nicht verstrichen ist, wird der entsprechende Restwert (unterstellt wird eine lineare Abschreibung) ermittelt, auf das Basisjahr abgezinst und vom Barwert der Investition(en) abgezogen.

in aller Regel einen größeren variablen Anteil aufweisen als die Erzeugungskosten eines Kraftwerks.

- Im Fall der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wird für beide Bereiche ein gleiches Wirtschaftlichkeitskalkül unterstellt, vor allem die gleiche Verzinsungserwartung. Dies dürfte in der Realität oft nicht der Fall sein; auch ist fraglich, ob der Investor der Wärmeerzeugungsanlage immer an einer Gesamtoptimierung von Kapital- und Brennstoffkosten interessiert ist (z.B. bei der Wärmeversorgung im Mietwohnungsbau).
- Steuerliche Überlegungen finden keine Berücksichtigung, während sie in der Realität oft einen erheblichen Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben.

Um jedoch die sich aus einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung ergebenden Perspektivunterschiede nicht unberücksichtigt zu lassen, wurde eine Reihe von Variantenrechnungen durchgeführt, mit denen versucht wurde, Elemente des einzelwirtschaftlichen Entscheidungskalküls abzubilden.

Da mit einem Barwertmodell schließlich auch die zeitliche Dynamik der verschiedenen Parameter beschrieben werden kann, wurden neben dem Vergleich von *Neubauoptionen* für gekoppelte und ungekoppelte Energieerzeugungsvarianten auch Vergleiche für *unterschiedliche Investitionszeitpunkte* der untersuchten Optionen angestellt.

4.2 Datenbasis

Für die hier vorgelegten Analysen wurde eine Vielzahl von verschiedenen Datensammlungen ausgewertet und systematisch aufgearbeitet bzw. teilweise aktualisiert.

Die Daten bezüglich der *Kondensationskraftwerke* entstammen einer Überblicksarbeit zu Stromgestehungskosten von Großkraftwerken (Öko-Institut 1998), die an einigen Stellen leicht aktualisiert wurden. Für die Referenzfälle werden drei verschiedene Konstellationen berücksichtigt (Tabelle A-13 enthält den kompletten Parametersatz):

1. Ein modernes GuD-Kraftwerk der 300 MW-Klasse mit Erdgasfeuerung und einem Nutzungsgrad von 55 % (entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 57,5 %).
2. Ein modernes Steinkohlenkraftwerk mit einer Leistung von 500 MW und einem Jahresnutzungsgrad von 45 %.
3. Ein altes Kohlenkraftwerk mit einem Nutzungsgrad von 38 % (netto), für das keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt wurden, so dass sich die Kosten ausschließlich aus den Brennstoffkosten zuzüglich der sonstigen variablen und fixen Betriebskosten bilden. Mit diesem Modellfall soll die konkurrierende Stromerzeugung aus existierenden Kraftwerken simuliert werden, die keine Abschreibungen mehr erwirtschaften müssen.

Hinsichtlich der *Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen* wurden die Parameter für BHKW der Überblicksarbeit von Schneider (1999) entnommen, die Datenauswahl für die GuD-Heizkraftwerke erfolgte in Anlehnung an EWU (1999). Hier wurde folgende Anlagenauswahl getroffen (vgl. Tabelle A-15):

1. Drei verschiedene Heizkraftwerke in GuD-Technologie und mit Erdgasfeuerung, die den Leistungsbereich von 50 bis 200 MW abdecken. Sowohl die Jahresnutzungsgrade der Stromerzeugung (42,5 bis 47,5 Prozent) als auch die Stromkennzahlen (1,1 bis 0,9) wurden dabei anlagenspezifisch variiert, wobei die Gesamtnutzungsgrade bei jeweils ca. 90 % liegen.
2. Drei verschiedene Blockheizkraftwerke mit Erdgasmotoren, wobei der Leistungsbereich zwischen Anlagen für die Versorgung kleinerer Objekte (14 kW) und Anlagen für die Nahwärmeversorgung oder größere öffentliche bzw. industrielle Anwendungen (300 und 700 kW) abgedeckt wurde. Die Stromkennzahlen bewegen sich dabei zwischen 0,4 und 0,6, die Gesamtnutzungsgrade liegen bei 88 bis 93 Prozent.

Heizkraftwerke auf Kohlebasis wurden *nicht* berücksichtigt, da die derzeitigen Kostenstrukturen es als kaum wahrscheinlich erscheinen lassen, dass künftig (ohne Subventionen - wie jüngst in den neuen Bundesländern) entsprechende Anlagen errichtet werden. Als Besonderheit ist weiterhin darauf hinzuweisen, dass die Investitionen für die Blockheizkraftwerke zunächst keine Bauleistungen beinhalten, diese werden aus methodischen Gründen bei den Spitzenkesseln (s.u.) berücksichtigt.

Bei den Parametern der Kesselanlagen und Heizwerke sind vor allem hinsichtlich der Kostendaten erhebliche Unsicherheiten zu konstatieren, die aus unterschiedlichen Gründen resultieren: Erstens weichen die Anlagenkonstellationen erheblich voneinander ab, zweitens ist der Erfassungsgrad der Kostenangaben (Peripherie, Einbeziehung von Bauleistungen etc.) recht unterschiedlich. Aus diesen Gründen wurden aus einer Vielzahl von Datensammlungen (GEMIS, IKARUS), Literaturangaben und Praktikerbefragungen mittlere Werte ermittelt sowie jeweils Variationen mit großer Parameterspannbreite vorgenommen. Die Parametervariationen erfolgen stets in konservativer Annahme, d.h. die Kostenangaben für die Referenzvarianten werden eher in Richtung der niedrigen Angaben und die Annahmen für die KWK-Anlagen eher in Anlehnung an die höheren Werte angesetzt.

Für die Referenzfälle wurden bezüglich der *Kesselanlagen* ebenfalls drei verschiedene Typen angesetzt (vgl. Tabelle A-14):

1. Ein Gas-Brennwertkessel mit einer Leistung von 500 kW und einem Nutzungsgrad von 97 %, der einen Wärmeabnehmer im mittleren Leistungsbereich dezentral versorgt.
2. Ein konventioneller Erdgaskessel gleicher Leistung mit einem Nutzungsgrad von etwa 92 % für den gleichen Versorgungsfall.
3. Ein entsprechender, mit Heizöl EL gefeuerter Wärmeerzeuger von 500 kW mit einem Nutzungsgrad von 90 %.

Die Kosten für die Wärmeerzeuger im Referenzfall wurden in konservativer Annahme zunächst ohne Bauleistungen angenommen, dafür aber zwei Variantenrechnungen berücksichtigt. In der ersten Variante wurden die Investitionskosten halbiert, was entweder einer Investition in die reine Kesselanlage (ohne Peripherie etc.) oder einer etwa verdreifachten Kesselkapazität entspricht. In einer zweiten Variante wurden die Investitionskosten um den Faktor 2,5 vergrößert, womit eine Investition einschließlich umfangreicherer Bauleistungen abgebildet wird.

Für die Analyse der KWK-Anlagen werden folgende *Spitzenheizwerke bzw. -kessel* berücksichtigt, wobei angenommen wurde, dass die Heizwerke im Reservefall die gesamte Wärmelast abdecken sollen (Tabelle A-16):

1. Für die GuD-Heizkraftwerke wurden Spitzenheizwerke im Leistungsbereich von 55 bis 180 MW unterstellt, die jeweils mit Erdgas betrieben werden und Nutzungsgrade von 90 % haben. Einem Heizkraftwerk werden dabei jeweils drei Spitzenheizwerke zugeordnet.
2. Den BHKW wurden Spitzenkessel im Leistungsbereich von 120 kW bis 3,4 MW zugeordnet, jeweils mit Erdgas befeuert und mit Nutzungsgraden von 90 %. Für den Spitzenkessel des 14 kW-BHKW wurden - analog zum Referenzfall - keine Bauleistungen berücksichtigt, für die anderen Spitzenkesselanlagen wurden die Bauleistungen voll in Ansatz gebracht, die jeweils die gesamte BHKW-Anlage erfassen.

Neben den Parametern der Erzeugungsanlagen wurden auch die Verluste in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen sowie die Kosten dieser Netze berücksichtigt. Für die Verluste im *Stromnetz* wurde für alle Fälle - mit Ausnahme des Klein-BHKW - der Wert von 4 % für "Netzverluste und Nichterfasstes" aus der aktuellsten Elektrizitätsstatistik (BMWi 1999) angesetzt. Hinsichtlich der Stromnetzskosten wurde eine Schätzung vorgenommen, deren Grundlage das in Anlage 5 zur "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie" vom 13. Dezember 1999 (BDI/VIK/VDEW 1999) enthaltene Datengerüst für Netzkosten und Durchleitungsgebühren bildet.

In Abweichung von der derzeitigen Fassung der Verbändevereinbarung wurde das - derzeit noch hinsichtlich ihrer europarechtlichen Zulässigkeit umstrittene - "Zonenübergangsentgelt" von 2,50 DM/MWh nicht berücksichtigt. Für eine ganze Reihe verschiedener Fälle wurden zunächst Durchleitungsgebühren errechnet, wobei für die Einspeisung idealtypisch das +/-5 % Toleranzband des Verbrauchs unterstellt wurde.² D.h., das Entgelt für das Kraftwerk bei dezentraler Einspeisung entspricht (zunächst ohne Berücksichtigung der Reserve) den Durchleitungskosten für die jeweilige Spannungsebene, vermindert um die Kosten für Reservebereitstellung (errechnet mit Einspeiseleistung und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,35). Es resultieren mittlere Kosten für die Durchleitung bzw. die Netzgutschriften bei dezentraler Einspeisung, wobei die Netzkosten für einen Entnahmepunkt auf der Mittelspannungsebene unterstellt und Netzgutschriften nur für die auf der Mittel- bzw. Niederspannungsebene einspeisenden KWK-Anlagen (BHKW) in Ansatz gebracht wurden.

- Bei Strombezug aus dem Verbundnetz und einer Abnahme auf der Mittelspannungs-(MS)-Ebene oder am MS/Niederspannungs-(NS)-Trafo ergeben sich Netzkosten von ca. 50 DM/MWh.
- Für die dezentrale MS-Einspeisung wird ein Bonus von ca. 20 DM/MWh und für die NS-Einspeisung einer von ca. 50 DM/MWh verrechnet, so dass sich hier Durchleitungskosten von 30 DM/MWh für die BHKW mit 300 kW und 700 kW ergeben. Für das BHKW mit 14 kW wird ein Bonus von 50 DM/MWh berücksichtigt, so dass hier keine Netzkosten anfallen.

² Jahresbenutzungsdauer 6.500, 5.000, 4.000 und 2500 h/a (d.h., $g = 0,89, 0,82, 0,77, 0,70$), Entnahmestellen: Hochspannungs- (HS-) Netz, Mittelspannungs- (MS-) Seite des HS/MS-Trafos, MS-Netz, NS- (Niederspannungs-) Seite des MS/NS-Trafos, NS-Netz, Einspeisung der Kondensationskraftwerke sowie der GuD-HKW mit 50-200 MW in das Verbundnetz, der BHKW-Anlagen mit 300 und 700 kW in das MS-Netz sowie des BHKW mit 14 kW in das NS-Netz.

Die Berechnungen der spezifischen Netzkosten sowie der zu verrechnenden Kosten für die Reservebereitstellung sind im Detail in der Tabelle Tabelle A-17 wiedergegeben. Der methodische Ansatz, den Systemvergleich auf Basis eines Durchleitungsmodells durchzuführen, entspricht einer eher konservativen Annahme, da sich im Eigenerzeugungsfall (v.a. bei den BHKW) noch (deutlich) bessere Konditionen für die KWK-Anlagen ergeben können.

Die Verluste der *Wärmenetze* wurden auf der Grundlage von Erfahrungswerten geschätzt. Für Fernwärmenetze wurden dabei Verluste von 10 % und für Nahwärmenetze von 5 % angesetzt. Ebenfalls aus Erfahrungswerten wurden die Kosten der Wärmeverteilung abgeleitet: Für Fernwärmenetze wurden hier 20 DM/MWh und für Nahwärmenetze 7 DM/MWh unterstellt. Für die jeweiligen Erdgasnetze wurden keine Kosten in Ansatz gebracht.

Die *Energiepreise* (Erdgas, Heizöl EL und Steinkohle) orientieren sich an den Projektionen in der jüngsten Energieprognose für Deutschland (Prognos/EWI 1999), die für die verschiedenen Energieerzeugungsanlagen nach eigenen Schätzungen noch weiter differenziert wurden. Ein wesentlicher Trend ergibt sich dabei vor allem mit der gespaltenen Gaspreisentwicklung. Die Erdgaspreise für die Stromerzeugung steigen in deutlich geringerem Maße als die für den Wärmemarkt.

Tabelle 8

Brennstoffdaten für die Modellrechnungen

		Emissionsfaktor t CO ₂ /TJ	Basisjahr DM/GJ	Dynamisierung	
				1998-2010	2010-2020
Kohle	Großkraftwerke	93	2,90	0,5%	-0,1%
Erdgas	Großkraftwerke	56	5,81	0,5%	1,9%
Erdgas	HKW > 100 MW	56	6,08	0,5%	1,9%
Erdgas	HKW > 50 MW	56	6,36	0,5%	1,9%
Erdgas	Industrie	56	7,78	0,1%	1,7%
Erdgas	BHKW > 500 kW	56	8,86	0,1%	1,7%
Erdgas	BHKW > 300 kW	56	9,69	0,1%	1,7%
Erdgas	BHKW < 30 kW	56	11,36	1,4%	1,6%
Erdgas	Kessel 500 kW	56	12,00	1,6%	1,4%
Erdgas	Heizung	56	14,46	1,4%	1,6%
Heizöl EL	Großhandel	74	8,45	1,6%	1,4%
Heizöl EL	Kessel 500 kW	74	9,00	1,6%	1,4%
Heizöl EL	Heizung	74	9,76	2,6%	1,9%

Anmerkung: Preise einschließlich Energiesteuern, ohne Mehrwertsteuer
Quelle: Prognos/EWI (1999); eigene Schätzungen und Berechnungen

Um die Unsicherheiten hinsichtlich der Energiepreisentwicklung abzubilden, wurden die Niveaus ausgewählter Energieträger (nicht jedoch die gezeigte zeitliche Dynamik) einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Systemspezifische Variationen der Preise z.B. aufgrund der differenzierten Erdgasbesteuerung für KWK-Anlagen wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht vorgenommen.

Für alle Kostenannahmen wurden reale Preise angenommen, als Kalkulationszinsfuß wurden 6 und 10 Prozent (real) genutzt. Der Zinssatz von 10 % markiert dabei einen vergleichsweise ehrgeizigen Verzinsungsanspruch, ohne dass dieser die Obergrenze der heute in der Elektrizitätsbranche formulierten Zielwerte erreicht.³ Der Wert von 6 % steht dagegen für einen eher mittleren bis niedrigen Verzinsungsanspruch.

³ Der RWE-Konzern fordert für den Bereich Energie einen *Return on Invested Capital* (ROIC) von 19,1 % (nominal), was langfristig einem realen Verzinsungsanspruch von etwa 17 % entspricht.

4.3 Referenzfälle

Für die Systemvergleiche wurden insgesamt sechs verschiedene Referenzfälle analysiert, die das Spektrum der möglichen Entwicklungen abdecken sollen:

- Für den *Referenzfall 1* wurde unterstellt, dass die entsprechende Strommenge in einem modernen erdgasgefeuerten GuD-Kondensationskraftwerk erzeugt wird (Nutzungsgrad 55 %, entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 57,5 %). Die Wärme wird in Brennwertkesseln der 500 kW-Klasse erzeugt, die einen Jahresnutzungsgrad von etwa 97 % erreichen. Netzverluste fallen in allen Varianten nur für Strom an. Hinsichtlich der *ökologischen Effekte* dürfte diese Variante dem Optimalfall der getrennten Erzeugung entsprechen.
- Im *Referenzfall 2* wird der Strom ebenfalls in dem genannten GuD-Kondensationskraftwerk produziert. Die Wärme wird aus einem Mix aus Erdgas-Brennwert-Kesseln (Nutzungsgrad 97 %, konventionellen Erdgas-Kesseln (Nutzungsgrad 92 %) sowie Heizöl-Kesseln (Nutzungsgrad 90 %) im Verhältnis 25:50:25 bereitgestellt. Auf der Wärmeseite werden dabei Verhältnisse modelliert, die für heute errichtete Neuanlagen als *typisch* angesehen können (bei ehrgeiziger Annahme für den Anteil von Erdgas-Brennwertanlagen).
- Im *Referenzfall 3* erfolgt die Strombereitstellung zu 75 % in einem GuD-Kraftwerk sowie zu einem Anteil von 25 % in einem neuen Steinkohlenkraftwerk (Nutzungsgrad 45 %). Ein solcher Mix trifft mit relativ *hoher Wahrscheinlichkeit* die Struktur von Neu- bzw. Ersatzbauten in der öffentlichen Stromversorgung, die in den nächsten 20 Jahren (vor allem in den für die KWK wichtigsten Lastbereichen) im Referenzfall zu erwarten sind, wobei die Steinkohlenkraftwerke auch als (optimistischer) Platzhalter für eventuelle Braunkohle-Neubaukraftwerke interpretiert werden können. Die Wärmebereitstellung erfolgt analog zur Referenzvariante 2.

Da ein Vergleich Neuanlage vs. Neuanlage die derzeit vorfindliche Realität nur unzureichend abbildet, wurde in drei weiteren Varianten eine Übergangsphase modelliert.

- Im *Referenzfall 4* wird angenommen, dass für einen Zeitraum von 10 Jahren der Strom in einem alten Steinkohlenkraftwerk (Nutzungsgrad 38 %) erzeugt wird, für das keine Kapitalkosten mehr anfallen, d.h. für die Kostenermittlung nur noch die Brennstoff- sowie die sonstigen Betriebskosten berücksichtigt werden. Mit dieser Variante soll vor allem auf der Kostenseite das *derzeitige Wettbewerbsstadium* modelliert werden. Die Beschränkung auf ein Steinkohlenkraftwerk erfolgte vor allem vor dem Hintergrund der Tatsache, dass insbesondere im Kohlebereich (der alten Bundesländer) in naher Zukunft erhebliche Erneuerungsinvestitionen anfallen werden. Nach der Übergangsphase von 10 Jahren erfolgt eine Investition analog zum Referenzfall 1. Die Wärmeversorgung erfolgt ebenfalls wie im Referenzfall 1.
- Die Referenzfälle 5 und 6 wurden entsprechend der Investitionsabfolge im Referenzfall 4 und analog zu den Konstellationen der Referenzfälle 2 und 3 modelliert.

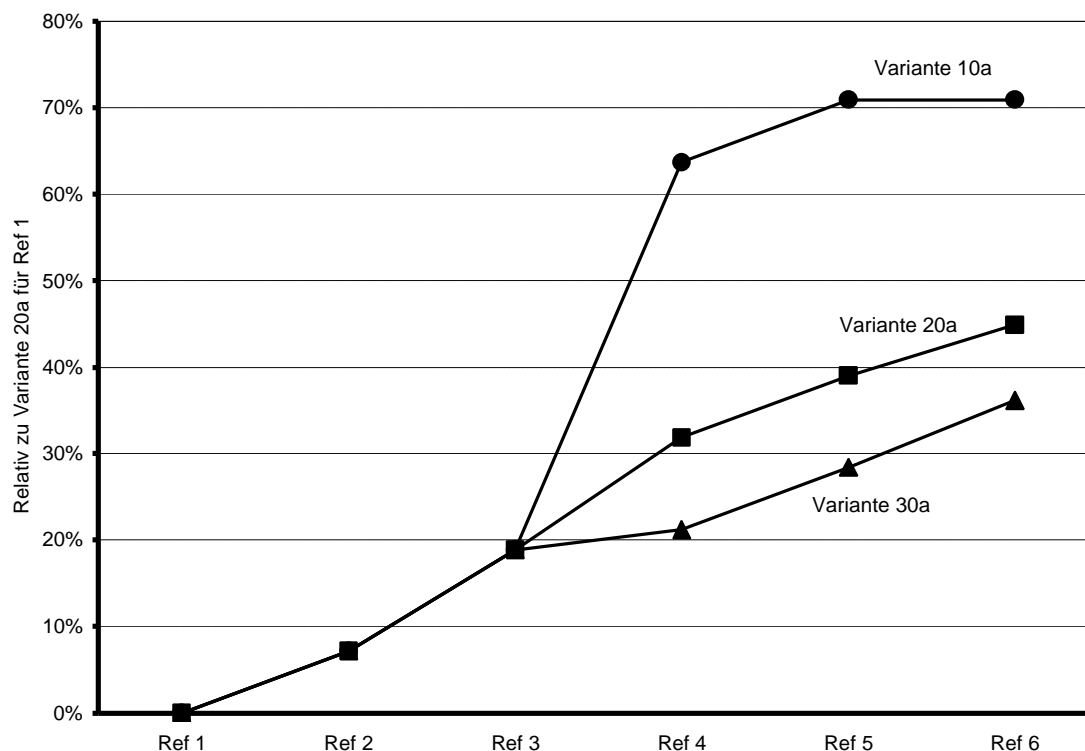
Für die verschiedenen Referenzfälle wurde in der Standardvariante ein Planungshorizont von 20 Jahren sowie ein Kalkulationszinsfuß von 6 % gewählt.

Für ausgewählte Parameter wurden folgende Sensitivitätsanalysen angestellt:

1. Der Planungshorizont wurde für 10 und 30 Jahre variiert, als Zinsfuß wurden dabei jeweils 6 und 10 Prozent unterstellt.
2. Der Preis für Erdgas im Großkraftwerksbereich wurde um 30 % verringert.
3. Die Preise für Erdgas bzw. Heizöl EL zur Wärmeerzeugung in Kesseln der Größenordnung von 500 kW wurden ebenfalls um 30 % reduziert.⁴
4. Für die Wärmeerzeugungsanlagen im Referenzfall wurde unterstellt, dass Bauleistungen (die bis zu 40 % der Gesamtinvestition ausmachen können) *nicht* anfallen. In einer ersten Sensitivitätsbetrachtung wurde angenommen, dass auch ein Großteil der Peripherie (30 % der Gesamtinvestitionen) bereits vorhanden ist.
5. Für die Wärmeerzeugungsanlagen wurde schließlich in einer zweiten Sensitivitätsanalyse angenommen, dass für die Errichtung der Wärmeerzeugungsanlage die vollen Investitionskosten, einschließlich Bauleistungen notwendig werden.
6. Zur Simulation von Niedrigpreisangeboten wurde der Brennstoffpreis für das abgeschriebene Kohlekraftwerk so verringert, dass sich Durchschnittskosten der Stromerzeugung von 20 DM/MWh ergeben.

Abbildung 28

Durchschnittliche CO₂-Emissionen pro Jahr für die Referenzfälle



⁴ In den Vergleichen mit BHKW wurden die Brennstoffpreise jedoch maximal bis auf das Preisniveau des BHKW-Gases für das jeweilige System reduziert.

Abbildung 28 zeigt zunächst die Ergebnisse der Emissionsermittlungen für die verschiedenen Referenzfälle mit Planungshorizonten von 10 bis 30 Jahren. Die Basis bildet ein Versorgungsfall für 1 584 GWh Strom und 3 450 GWh Wärme.⁵

Wie erwartet ergeben sich für den Referenzfall 1 die niedrigsten CO₂-Emissionen. Allein die Veränderung der Struktur der Wärmebereitstellung im Referenzfall 2 führt dazu, dass die Emissionen um etwa 7 % steigen, die zusätzliche Berücksichtigung von Steinkohlenkraftwerken im Stromerzeugungsmix des Referenzfalls 3 führt zu einer weiteren Erhöhung der Emissionswerte um etwa 10 Prozentpunkte. Die durchschnittlichen Jahresemissionen in den Referenzvarianten 4 bis 6 unterscheiden sich in Abhängigkeit vom Analysehorizont. Bei einer Beschränkung auf einen Zeitraum von 10 Jahren werden für die Stromerzeugung nur die alten Kohlenkraftwerke berücksichtigt, eine schrittweise Erweiterung des Planungshorizonts auf 30 Jahre zeigt, dass vor allem die nach Ablauf der Zehnjahresfrist errichteten neuen Gaskraftwerke die mittleren Emissionen bei längeren Planungshorizonten zunehmend verringern.

In Abbildung 29 sind die finanzmathematischen Durchschnittskosten der verschiedenen Variantenrechnungen zusammengestellt. Diese Übersicht verdeutlicht einige erste Zusammenhänge. Die Berechnungsergebnisse sind in Tabelle A-19 zusammengestellt:

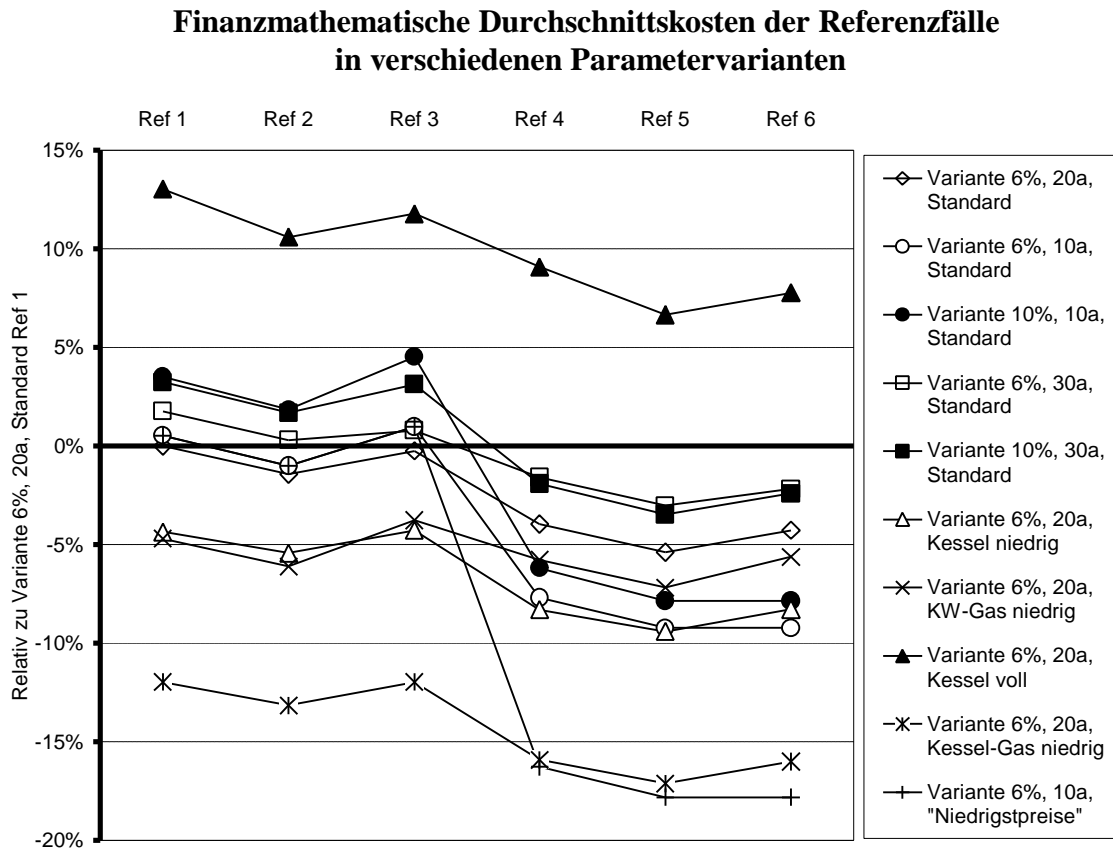
1. Die alleinige Bereitstellung von Wärme mit Brennwertkessel führt im Vergleich zum Technologiemix der Referenzfälle 2 und 3 mit 1 bis 2 Prozent zu einem geringen Ansteigen der Systemkosten, der sich im Bereich der allgemeinen Parameterunsicherheiten bewegen dürfte.
2. Die Berücksichtigung neuer Steinkohlenkraftwerke im Stromerzeugungsmix führt ebenfalls zu Mehrkosten im Bereich von 1 bis 2 Prozent, was wiederum eher im unscharfen Bereich liegt.
3. Die Erhöhung der Verzinsungsansprüche von 6 auf 10 Prozent erhöht die Kosten im Bereich von bis zu 3 %, die Verlängerung des Planungshorizonts von 10 auf 30 Jahre führt in den Referenzfällen 1 bis 3 zu ebenfalls geringen Kostensteigerungen im Bereich von 1 bis 2 Prozent. Für die Referenzfälle 4 bis 6 ergeben sich jedoch Kostensteigerungen von bis zu 7 %, die aus den nach Ablauf der Zehnjahresfrist erfolgenden Neuinvestitionen resultieren.
4. Die Sensitivitätsanalyse für die Investitionskosten der Wärmeerzeugungsanlagen führt zu erheblichen Kostenveränderungen. Eine Halbierung der Investitionskosten (ohne Berücksichtigung von Bauleistungen) verringert die Kosten um ca. 4 %, eine Einbeziehung der Bauleistungen in vollem Umfang erhöht die Kosten um etwa 12 %.
5. Eine Verringerung des Erdgaspreises für die Kondensationskraftwerke führt zu einer Kostensenkung des Gesamtsystems von etwa 4 % in den Referenzfällen 1 bis 3 und von etwa 2 % in den Referenzfällen 4 bis 6 (Betrieb der GuD-Kraftwerke nur über die Hälfte des Planungszeitraumes).
6. Signifikante Kostensenkungen ergeben sich vor allem bei einer Senkung der Brennstoffpreise für die Wärmeerzeugungsanlagen, die im Mittel etwa 12 % betragen.
7. Wird der Brennstoffpreis für die Altkraftwerke so eingestellt, dass so für einen Zeitraum von 10 Jahren Produktionskosten von etwa 20 DM/MWh frei Kraftwerk resultieren (dies entspricht aktuellen Niedrigstpreisangeboten), so verringern sich die Systemkosten um 12 bis 14 Prozent.

⁵ Dies entspricht dem mittleren Erzeugungprofil der untersuchten KWK-Systeme.

Als besonders signifikante Parametervarianten für die sechs Referenzfälle stellen sich so neben der Referenzvariante (Standardparameter über 20 Jahre bei 6 % Verzinsung) die Fälle hoher Investitionen für die Wärmeerzeugungsanlagen, niedriger Brennstoffpreise für die Wärmeerzeugung sowie von Niedrigstpreisangeboten aus Kraftwerken ohne Abschreibungen (Referenzfälle 4 bis 6) heraus.

Die durchschnittlichen spezifischen Kosten der Wärmeerzeugung bewegen sich in den Referenzvarianten zwischen 68 und 70 DM/MWh, die mittleren Stromgestehungskosten für Neubaukraftwerke um 70 DM/MWh (ohne Netzkosten). Der Höchstwert für die Wärmekosten beträgt 86 DM/MWh, die geringsten Kosten liegen bei 54 DM/MWh. Die höchsten Stromerzeugungskosten liegen bei 72 DM/MWh, bei der Niedrigstpreisvariante (für die allerdings keine Emissionsbewertung vorgenommen werden kann) sind es - definitionsgemäß - 20 DM/MWh.

Abbildung 29



4.4 Vergleichsrechnungen

Mit den Referenzvarianten und insgesamt 10 Parametervariationen für die Referenzfälle wurden sechs verschiedene KWK-Systemen verglichen, so dass die Emissions- und Kostenrechnungen für insgesamt 360 Fälle angestellt wurden. Untersucht werden:

1. Ein GuD-Heizkraftwerk mit einer Stromerzeugungskapazität von 200 MW und einer Stromkennzahl von 1,1, im Verbund mit Spitzenheizwerken einer Gesamtleistung von 540 MW; die Wärme wird in ein Fernwärmesystem einspeist und Strom an das Verbundnetz abgegeben.

2. Ein GuD-Heizkraftwerk mit einer Stromerzeugungskapazität von 100 MW und einer Stromkennzahl von 1,0, im Verbund mit Spitzenheizwerken einer Gesamtleistung von 300 MW; die Wärme wird an ein Fernwärmesystem abgegeben und der Strom in das Verbundnetz eingespeist.
3. Ein GuD-Heizkraftwerk mit einer Stromerzeugungskapazität von 50 MW und einer Stromkennzahl von 0,9, im Verbund mit Spitzenheizwerken einer Gesamtleistung von 165 MW; die Wärme wird in ein Fernwärmesystem eingespeist und Strom an das Verbundnetz abgegeben.
4. Ein BHKW mit einer Leistung von 700 kW und einer Stromkennzahl von 0,6, kombiniert mit einem 3,4 MW-Spitzenkessel; die Wärme wird in ein Nahwärmesystem eingespeist, der Strom wird auf der Mittelspannungs-Ebene eingespeist und durchgeleitet.
5. Ein BHKW mit einer Leistung von 300 kW und einer Stromkennzahl von 0,5, kombiniert mit einem 1,8 MW-Spitzenkessel; die Wärme wird ebenfalls in ein Nahwärmesystem eingespeist, der Strom wird auf der Mittelspannungs-Ebene eingespeist und durchgeleitet.
6. Ein Klein-BHKW mit einer Leistung von 14 kW und einer Stromkennzahl von 0,4, kombiniert mit einem 120 kW-Spitzenkessel; die Wärme wird im Objekt verbraucht und der Strom wird auf der Niederspannungs-Ebene eingespeist und durchgeleitet.⁶

Die KWK-Systeme wurden dabei nach einem relativ einheitlich Muster konfiguriert. Das Verhältnis zwischen thermischer Leistung der KWK-Anlage und der zu deckenden Wärmelast, für die wiederum der Spitzenkessel bzw. das Spitzenheizwerk ausgelegt wird, beträgt jeweils 1:3.⁷ Dies entspricht bei normalen KWK-Auslegungen etwa der Charakteristik von vergleichsweise gut durchmischten Wärmeabnehmern. Nur für das Klein-BHKW wurde eine ungünstigere Abnahmecharakteristik unterstellt, die sich in einem Leistungsverhältnis von 1:3,4 ausdrückt. Für die KWK-Anlagen resultieren daraus Jahrebenutzungsdauern von etwa 5 500 Stunden. Der Anteil der Wärmeerzeugung in KWK beträgt in allen Systemen sehr deutlich über 50 %.

Die Abbildung 30 zeigt zunächst die Ergebnisse der Gesamtemissionen des GuD-HKW mit einer Leistung von 200 MW im Vergleich zu den verschiedenen Referenzvarianten.⁸ Selbst im Vergleich zur ökologisch attraktivsten Referenzvariante (GuD-Kodensationskraftwerk und Brennwertkessel) bietet diese KWK-Lösung einen Emissionsvorteil von 13 Prozent. Im Vergleich zu den "wahrscheinlicheren" Anlagenkombinationen der Referenzfälle 2 und 3 ergeben sich Entlastungseffekte von 18 bzw. 27 Prozent. Die CO₂-Minderungen im Vergleich zu den für einen Übergangszeitraum konkurrierenden Altkraftwerken liegen naturgemäß noch weit über diesen Werten. Für die beiden anderen GuD-Heizkraftwerke ergeben sich ähnliche Muster bei der CO₂-Minderung, nur die Minderungswerte an sich verschlechtern sich durchgängig um 2 Prozentpunkte (100 MW-Anlagen) bzw. 3 bis 4 Prozentpunkte (50 MW-Anlage). Etwas stärker differenziert stellt sich die Situation bei den BHKW dar. Auch hier bringen alle untersuchten KWK-Systeme ökologische Vorteile im Vergleich mit den Referenzfällen. Gegenüber der Kombination GuD-Kraftwerk und Brennwertkessel belaufen sich die Emissionsminderun-

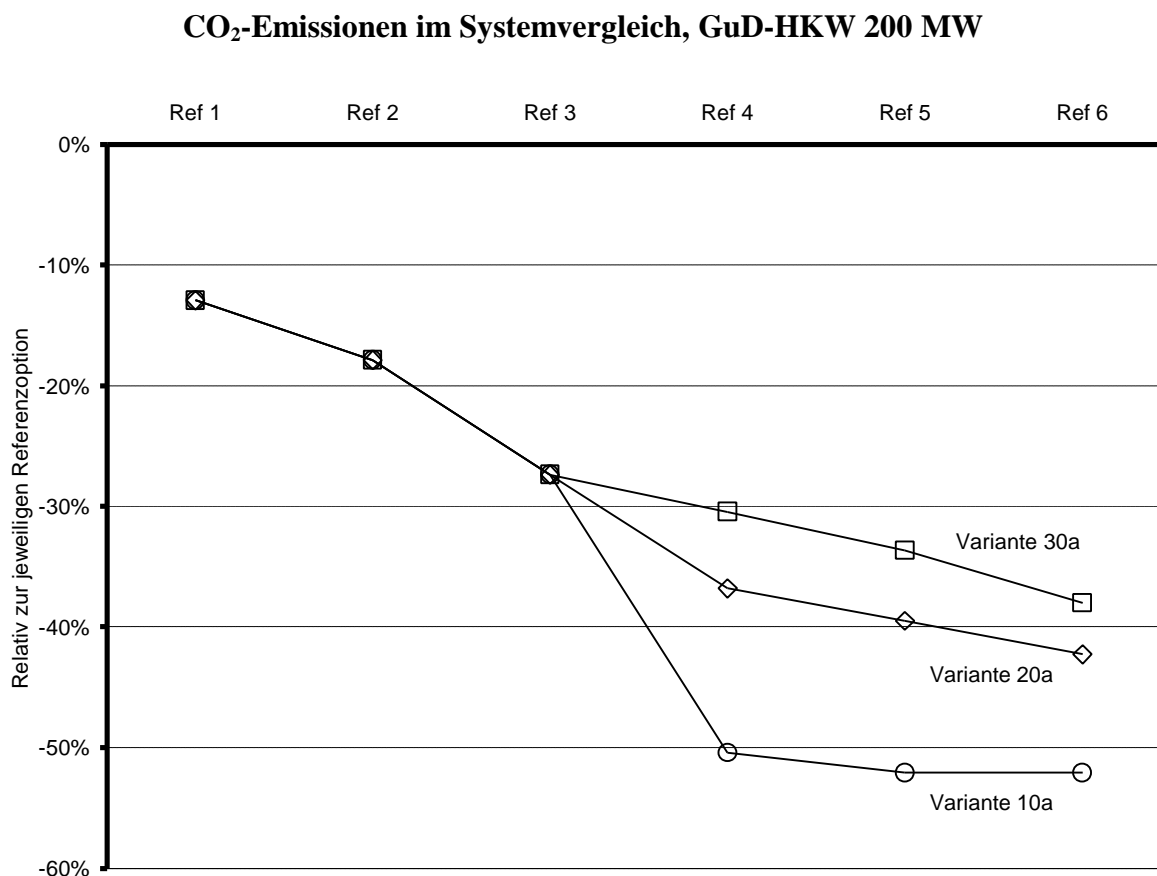
⁶ Da das Klein-BHKW letztlich nur schwer passfähig zum hier gewählten allgemeinen Analyserahmen ist (Vergleichsanlage zur Wärmeerzeugung 500 kW, Stromabnahme auf der MS-Ebene etc.), wurden bei den Referenzfällen für diesen Vergleichsfall einige Modifikationen vorgenommen. So wurden die Kosten der Wärmeerzeugungsanlage in den entsprechenden Referenzfällen verdoppelt und die Brennstoffkosten angepasst.

⁷ Für reine Wohnnutzungen beträgt dieses Verhältnis ca. 1:4, für Mischnutzungen sowie Schwimmbäder, Krankenhäuser etc. 1:3 und für Wärmenachfrage mit Prozeßwärmeanteilen etwa 1:2.

⁸ Die Ergebnisse für alle Berechnungen sind in Tabelle A-19 bis Tabelle A-24 zusammengefasst, die Ergebnisse der Emissionsberechnungen sind in Abbildung A-1 bis Abbildung A-6 graphisch dargestellt.

gen auf 9 und 6 Prozent für das 700 kW- bzw. das 300 kW-BHKW. Das Klein-BHKW erreicht hier noch Minderemissionen von 4 %. Bei allen anderen - wahrscheinlicheren - Referenzfällen betragen die ökologischen Vorteile deutlich mehr als 10 %. Im Vergleich zu den GuD-HKW können die CO₂-Minderungseffekte jedoch um bis zu 20 Prozentpunkte niedriger liegen.

Abbildung 30



Alle untersuchten KWK-Anlagen führen so gegenüber der Gesamtheit der untersuchten Referenzvarianten zu ökologischen Vorteilen. Die kostenseitige Konkurrenzfähigkeit der KWK-Systeme gestaltet sich im Gegensatz dazu sehr unterschiedlich. Abbildung 31 zeigt die Kostendifferenzen für das GuD-Heizkraftwerk mit einer Leistung von 200 MW. Im Wettbewerb mit Neuanlagen (Referenz 1 bis 3) ergeben sich damit deutliche Kostenvorteile für die KWK-Anlage. Auch bei Variationen des Planungshorizonts und der Verzinsungsansprüche bleibt dieses Ergebnis relativ stabil.⁹

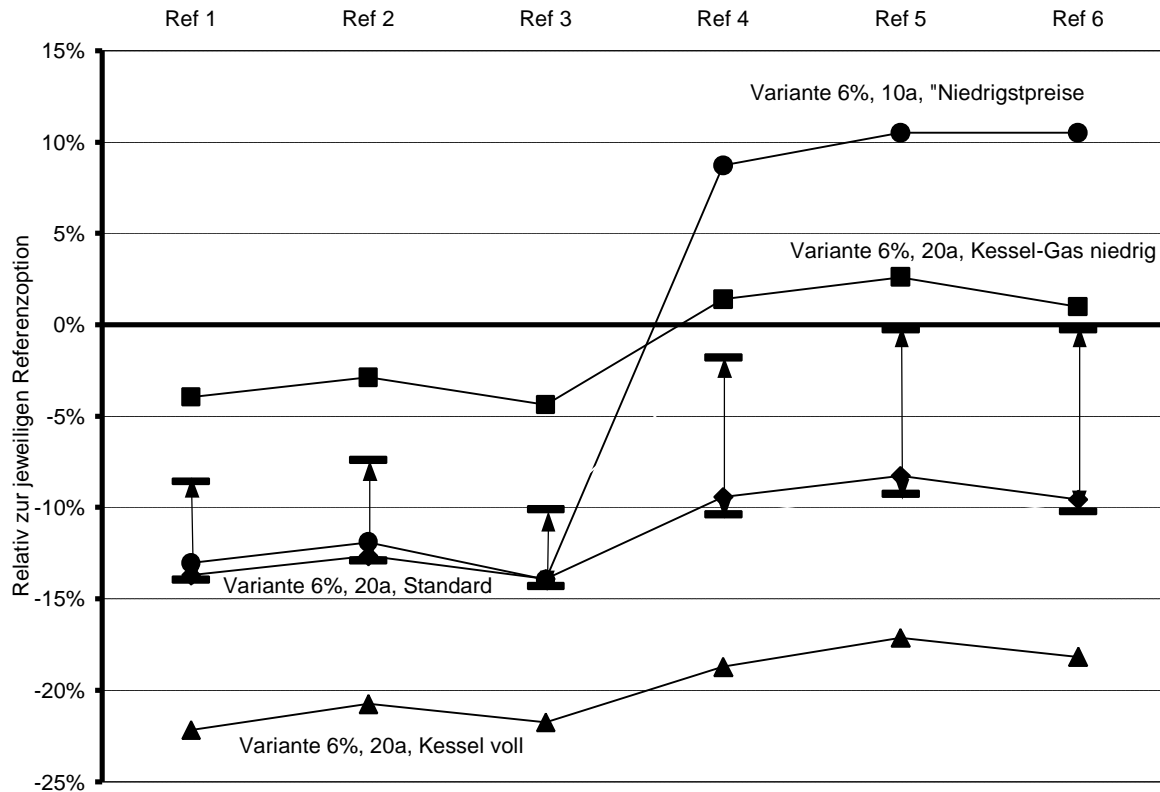
Selbst bei sehr niedrigen Gaspreisen für den Wärmemarkt (Variante "Kessel-Gas niedrig") bleibt ein erkennbarer wirtschaftlicher Vorteil für das KWK-System. Für den Fall ungünstiger Verhältnisse bei der ungekoppelte Wärmeerzeugungsanlage (Variante "Kessel voll" - komplette Bauleistungen notwendig) können die wirtschaftlichen Vorteile der KWK-Anlage bis auf über 20 % steigen. Bei einer Wettbewerbssituation, in der die KWK-Anlage über einen Zeitraum von 10 Jahren gegen eine Altanlage der Stromerzeugung konkurrieren muss (Referenz 4 bis 6), verringern sich die wirtschaftlichen Vorteile, bleiben aber dennoch klar erkennbar. Wenn

⁹ Diese Variationen sind als mit einem Pfeil gekennzeichneten Intervalle um die Standardvariante (Zinsfuß 6 %, Planungshorizont 20 Jahre, Standard-Kostenparameter) dargestellt.

in einer solchen Situation niedrige Gaspreise im Wärmemarkt (Variante "Kessel-Gas niedrig") anstehen, ergeben sich leichte wirtschaftliche Nachteile, bei einer Konkurrenz gegen Niedrigst-Angebote bei Stromlieferungen (Variante "Niedrigstpreise") ist ein eindeutiger Kostennachteil von über 10 % zu konstatieren.

Abbildung 31

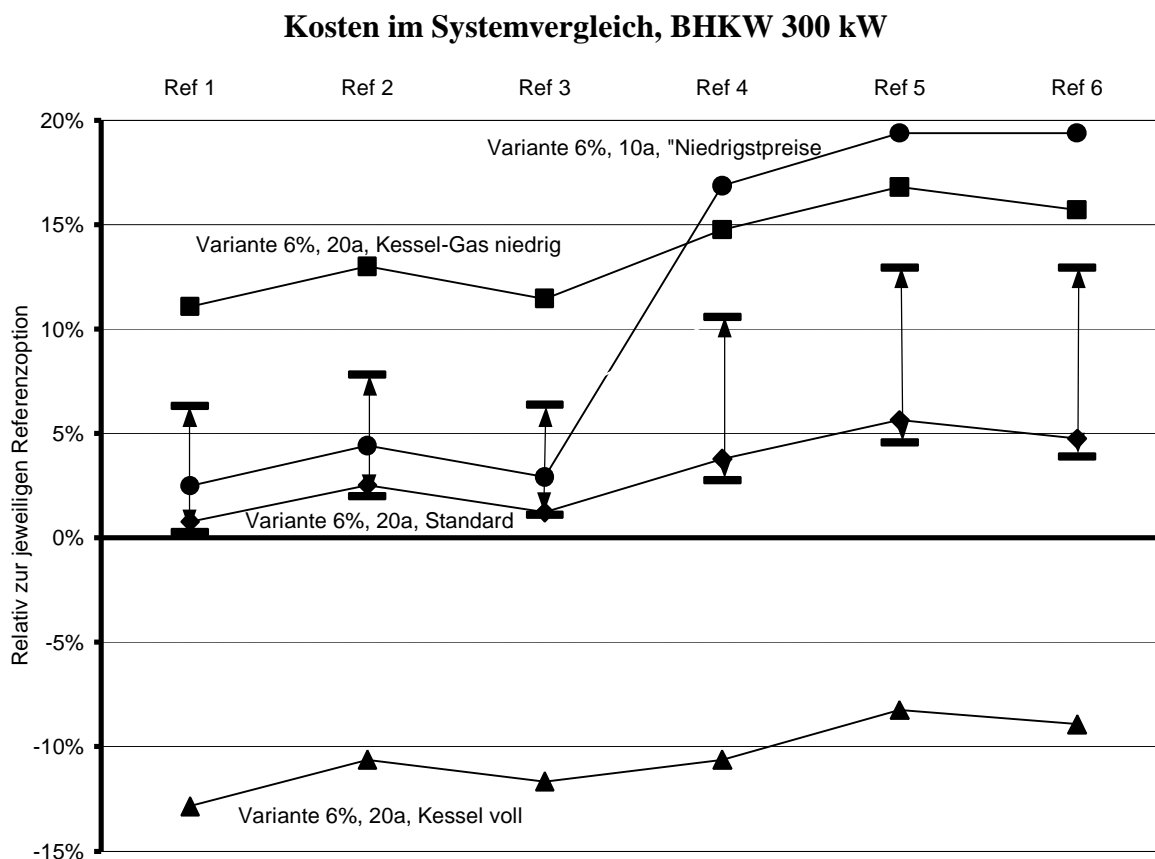
Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW



Eine ähnliche Situation - wenn auch mit leicht geringeren Kostenvorteilen der KWK-Systeme (im Vergleich zu Neuanlagen) bzw. leicht größeren Nachteilen (im Wettbewerb zu abgeschriebenen Anlagen) - ergibt sich für die Heizkraftwerke mit 50 und 100 MW (vgl. Abbildung A-7 und Abbildung A-8).

Weniger eindeutig stellt sich die Situation für die BHKW dar. Während sich die Wirtschaftlichkeitssituation für das 700 kW-BHKW im Grundsatz ähnlich der GuD-HKW gestaltet (vgl. Abbildung A-9) ist die Konkurrenzfähigkeit des BHKW mit einer Leistung von 300 kW nur teilweise gegeben. Wie Abbildung 32 deutlich macht, liegen die Kosten bei einem Vergleich mit Neuanlagen (Referenz 1 bis 3) leicht über den Referenzsystemen, wenn auch mit 1 bis 2 Prozent im Bereich der allgemeinen Parameterunsicherheiten. Berücksichtigt man aber die Tatsache, dass für die BHKW durchgängig die höheren Kostenannahmen gewählt wurden (v.a. bei der Berücksichtigung von Bauleistungen - gekennzeichnet durch die Variante "Kessel voll"), so sind bei entsprechenden örtlichen Verhältnissen auch Kostenvorteile des KWK-Systems von über 10 % möglich (im Vergleich zur Wärmeherzeugungsanlage mit vollem Baukostenaufwand).

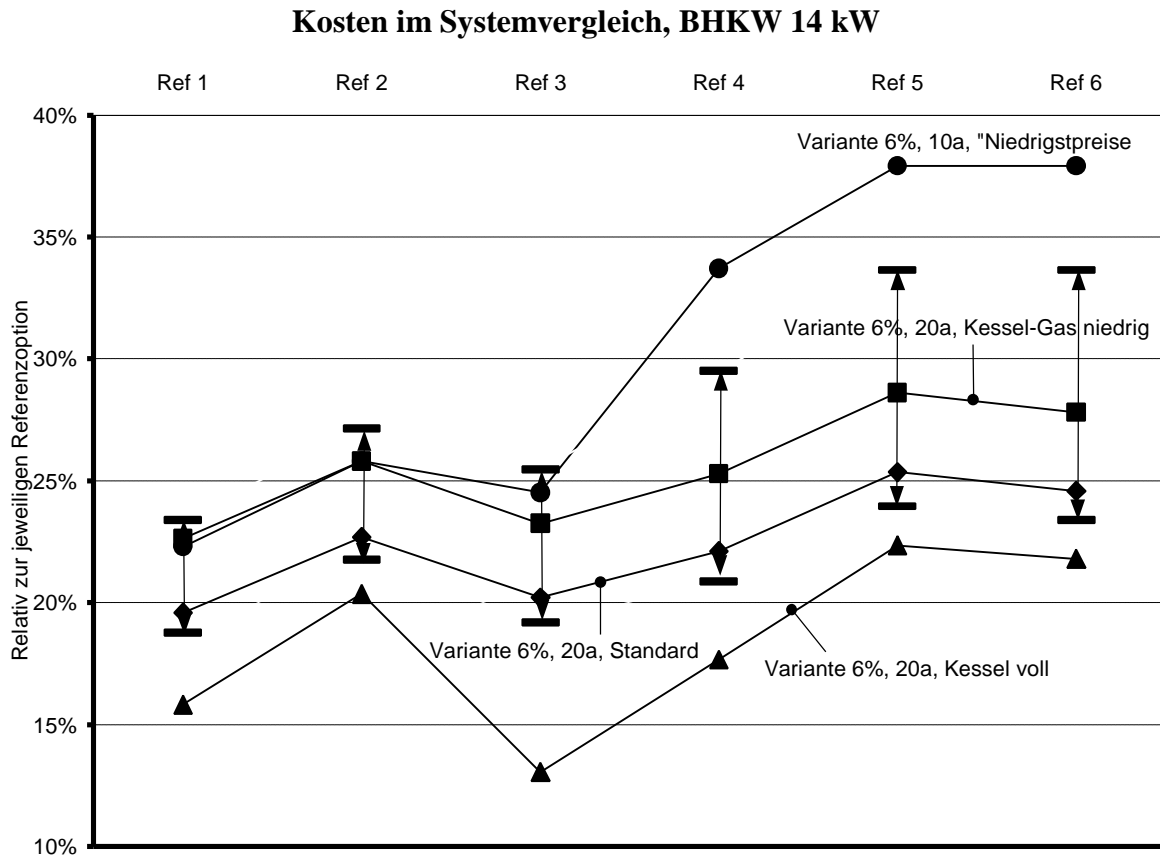
Abbildung 32



In der (zeitweiligen) Konkurrenz gegenüber Altanlagen, zudem bei Niedrigstpreisangeboten ist für die KWK-Anlagen mit ökonomischen Nachteilen von bis zu 20 % zu rechnen. Bei ungünstigen Bedingungen auf der Wärmeseite für die ungekoppelte Variante können jedoch auch unter diesen Bedingungen wirtschaftlich vorteilhafte Situationen entstehen. Bei der Interpretation dieser Analyseergebnisse ist jedoch auch zu beachten, dass die Untersuchungen sich methodisch an einem Durchleitungsfall orientieren. Für den Fall, dass größere Anteile der erzeugten Strommenge für den Eigenverbrauch genutzt werden können, verschieben sich die ökonomischen Ergebnisse zugunsten der BHKW-Anlagen. Dies gilt auch für den Fall, dass keine Netzkosten für die Wärmeverteilung anfallen sollten (Versorgung größerer Objekte bzw. von Industrieanlagen).

Am schwierigsten stellt sich die Lage für das Klein-BHKW dar (Abbildung 33). Hier wird in keiner der untersuchten Varianten ein wirtschaftlicher Vorteil für die BHKW-Anlage errechnet. Beim Wettbewerb mit neuen Anlagen ergeben sich Mehrkosten von über 20 %, bei Konkurrenz zu abbeschriebenen Stromerzeugungsanlagen können Nachteile von über 35 % entstehen. Einschränkend muss jedoch konstatiert werden, dass das kleine BHKW für den gewählten Analyserahmen nur bedingt passfähig ist. So versorgt das BHKW vor allem Kunden auf der Niederspannungsebene und wird im Regelfall für den Eigenbedarf produzieren, so dass hier keine Durchleitungskosten anfallen werden. Trotz dieser - in der Realität wahrscheinlicheren sowie in der Tendenz kostensenkenden - Konstellation dürfte sich die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen in vielen Fällen nur schwer darstellen lassen bzw. in hohem Maße von äußerst günstigen örtlichen und versorgungstechnischen Rahmenbedingungen abhängig sein.

Abbildung 33



Zusammenfassend ergeben sich aus den Analysen die folgenden allgemeinen Schlussfolgerungen:

1. Alle untersuchten (neuen) KWK-Systeme weisen gegenüber der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ökologische Vorteile auf, die vor allem in Abhängigkeit von ihrer Stromkennzahl und der Anlagengröße ein erhebliches Ausmaß annehmen (größer 10 %).
2. Im Vergleich zu Neuanlagen der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ergeben sich für große KWK-Anlagen (in der hier vorliegenden Analyse diejenigen größer 300 kW) auch wirtschaftliche Vorteile, mittlere BHKW-Anlagen (300 kW) sind in der Tendenz zumindest in der Nähe einer Kostenneutralität.
3. Müssen KWK-Anlagen für einen Übergangszeitraum gegen abgeschriebene Kraftwerke konkurrieren (was insbesondere derzeit zu konstatieren ist), so ergibt sich eine wesentlich kompliziertere wirtschaftliche Situation. Ist mit einem starken Auftreten von Niedrigstpreisanbietern zu rechnen (Erzeugungskosten frei Kraftwerk oder Importkosten frei Grenze in der Größenordnung von 20 DM/MWh) so lässt sich derzeit keine KWK-Anlage wirtschaftlich darstellen, auch wenn der Zeitraum solcher Angebote als begrenzt unterstellt werden kann.
4. Eine wesentliche Determinante für die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen ist die Entwicklung auf dem Erdgasmarkt für den Wärmesektor. Preisschwankungen haben hier einen deutlich stärkeren Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Systemen als Schwankungen des Preises für Kraftwerksgas.

5. Insbesondere im Bereich der mittleren und vor allem der kleineren BHKW ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in hohem Maße von günstigen örtlichen Bedingungen abhängig (z.B. der Notwendigkeit größerer Investitionen bei den konkurrierenden ungekoppelten Wärmeerzeugungsanlagen) oder von attraktiven Absatzmöglichkeiten für den erzeugten Strom (Eigenbedarf).

Insgesamt ergibt sich damit eine zweifache Problematik für die Kraft-Wärme-Kopplung. Selbst bei einer - unter gleichen Rahmenbedingungen ermittelten - wirtschaftlichen Gleichwürdigkeit ist die KWK dem Problem erhöhter Unsicherheiten ausgesetzt. Einerseits steht sie in einem liberalisierten Markt in Konkurrenz mit Stromerzeugungsanlagen, deren Produktkostenniveau zwar mittelfristig vergleichsweise gut eingeordnet, kurzfristig jedoch nur mit erheblichen Unsicherheiten eingeschätzt werden kann. Zweitens ist die KWK in erheblichem Maße von den Entwicklungen auf dem Erdgas-Markt für den Wärmesektor abhängig, der durch große Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Preisniveaus als auch der Preisvolatilität (im Spannungsfeld von Ölpreiskopplung und Gasmarktöffnung) geprägt ist. Beide Mechanismen dürften bei realen Investitionsentscheidungen zu Sicherheitsaufschlägen führen, die tendenziell gegen die KWK wirken werden.

Schließlich bleibt darauf hinzuweisen, dass sich die durchgeführten Modellanalysen zwar an repräsentativen Fällen orientiert haben. Wegen der Technologievielfalt und der äußerst heterogenen Anwendungsfälle insbesondere im Bereich kleinerer KWK-Systeme können sich allerdings - auch jenseits der modellbedingten Unterschiede im Entscheidungskalkül - für den konkreten Fall sehr stark abweichende Resultate ergeben. Angesichts der Vielzahl von durchgeführten Variantenrechnungen repräsentieren die Ergebnisse der hier angestellten Analysen jedoch ganz sicher einen gut belastbaren Trend.

5 Fazit

Obwohl aus den vorstehenden Modellrechnungen wie aus den diskutierten Untersuchungen recht eindeutig hervorgeht, dass Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im allgemeinen bei einigermaßen adäquater Auslegung und bei Gegenüberstellung der in der Praxis relevanten Vergleichssysteme sowohl energetische als auch ökologische Vorteile gegenüber Systemen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme aufweisen, so wurde auch deutlich, dass deren Wirtschaftlichkeit keineswegs durchweg gegeben ist.

Wirtschaftliche Probleme für KWK-Anlagen resultieren nicht zuletzt aus dem im Gefolge der Liberalisierung auf den Strommärkten starken Verfall der Strompreise. Dies führt dazu, dass es derzeit für viele potentielle KWK-Betreiber lohnender sein kann, preiswerten Strom zu beziehen und den Wärmebedarf durch Heizkessel zu decken als beides durch eine KWK-Anlage zu besorgen. Gegenüber einem Strombezug, der zu kurzfristigen Grenzkosten angeboten wird, sind KWK-Anlagen meist nicht wettbewerbsfähig. Erst wenn sich diese Situation wieder ändern sollte und die langfristigen Grenzkosten neuer Stromerzeugungsanlagen als relevanter Vergleichsmaßstab herangezogen werden können, wird sich diese Beurteilung ändern. Freilich ist es angesichts der noch einige Jahre währenden Überkapazitätssituation in der deutschen und europäischen Elektrizitätswirtschaft ungewiss, wie lange diese Situation noch dauern wird. Gleichzeitig wirkt die erzeugungsseitige Kopplung zweier Produkte - die auf sehr unterschiedlich geprägten Märkten abgesetzt werden müssen - tendenziell risikoe erhöhend und wird sich damit bei realen Investitionseinscheidungen oft mit speziellen Risikozuschlägen belastet werden.

Im übrigen sind bei der Beurteilung der Einsatzmöglichkeiten von KWK-Systemen folgende Gesichtspunkte zu berücksichtigen (vgl. dazu DLR 1997):

- *Notwendigkeit der gleichzeitigen Verwertung von Strom und Wärme.*
- *Abnehmender Wärmebedarf aufgrund verbesserter Wärmedämmung von Gebäuden und Einsparungen von Prozessenergie.*

Dies verlangt eine sorgfältige Dimensionierung der KWK-Anlagen und begünstigt Anlagen mit möglichst hoher Stromkennzahl. Insbesondere für die Abschätzung der künftigen KWK-Potentiale in Deutschland sind der sinkende Wärmebedarf für Raumheizung und Prozesswärme sowie die siedlungsstrukturellen und gebäudespezifischen Gegebenheiten von entscheidender Bedeutung. Nach Schätzungen der DLR kann bei einem Einsparszenario, in dem bis zum Jahr 2010 mit einer absoluten Reduktion des Energiebedarfs für Raumheizung und Warmwasser um 35 % und des Bedarfs an Prozesswärme unter 500 °C um 25 % gerechnet wird, der Anteil der KWK-Wärme aus technisch-struktureller Sicht noch immer 35 % bzw. 85 % an den jeweiligen Sektoren betragen – also etwa das 2,5fache des heutigen Beitrags. Das dazu „passende“ KWK-Strompotential gibt die DLR mit rund 200 TWh/a an. Gleichzeitig weist DLR auf folgenden Tatbestand hin: „Aufgrund der begrenzten Ausweitungsmöglichkeiten größerer Fernwärmeversorgungen mittels HKW würde eine weitgehende Ausschöpfung dieses Potentials – neben der Industrie – vor allem im Bereich der kleineren KWK-Anlagen stattfinden, mit denen sich Einzelgebäude oder Nahwärmeinseln versorgen lassen.“ (DLR, S. 8)

- *Vorhandene und sich ausweitende Gasnetze mit entsprechenden Chancen für die Einzelwärmeversorgung.*

Dadurch werden die Möglichkeiten begrenzt, KWK-Wärme auf Basis größerer Heizkraftwerke innerhalb großflächiger Fernwärmenetze bereitzustellen, wobei andererseits die weiter zunehmende Gaspenetration auch neue Chancen für die Errichtung von erdgasbasierten KWK-Anlagen für die Nahwärmeversorgung eröffnet.

- *Zunehmend effektivere Technologien der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.*

Der Einspareffekt der KWK vermindert sich grundsätzlich in dem Maße, wie effizientere Techniken der getrennten Erzeugung eingesetzt werden können. Moderne KWK-Techniken mit höheren Stromkennzahlen und höherem Gesamtnutzungsgrad wirken dem jedoch entgegen.

Ausdrücklich hingewiesen werden muss auf die unterschiedliche Abgrenzung der KWK-Potentiale. Einerseits führt der tendenziell abnehmende Wärmebedarf zu einer Verringerung des *Anwendungspotentials* der Kraft-Wärme-Kopplung bzw. zur Notwendigkeit einer Nutzung dezentralerer KWK-Lösungen. Andererseits ist auch ein stagnierender oder sinkender Wärmebedarf keineswegs automatisch mit einer Minderung des *Erzeugungspotentials* der KWK verbunden. Der in den nächsten Jahren auch für den KWK-Bereich anstehende Erneuerungsprozeß des wesentlich durch Steinkohlen-Heizkraftwerke geprägten Sektors der öffentlichen KWK kann zu einer mit den neuen KWK-Technologien verbundenen signifikanten Erhöhung der Stromausbeute führen, auch bei gleicher oder gar sinkender Wärmeabgabe.

Ebenso bedeutsam ist die technologische Weiterentwicklung von KWK-Anlagen in Richtung der Brennstoffzellentechnik. Brennstoffzellen verfügen über günstige technische Eigenschaften und Entwicklungspotentiale, die es möglich machen sollten, die den "konventionellen" KWK-Anlagen entgegenstehenden Hindernisse zu überwinden. So sind ihre Stromkennzahlen deutlich höher; außerdem können sie in weitem Bereich mit variabler Stromkennzahl und sehr effizient in Teillast betrieben werden, wodurch sich auch der Aufwand für Zusatzaggregate vermindern könnte. *"Sie sind in gleichem Maße wie BHKW dezentral einsetzbar und daher mit einer sich ausweitenden Gasversorgung kompatibel. Ihr potentiell hoher elektrischer Nutzungsgrad kann Verbesserungen im konventionellen Kraftwerksbereich kompensieren und sichert daher der dezentralen KWK unter Effizienz- und Emissionsgesichtspunkten auch zukünftig wichtige Einsatzfelder. Es ist daher nicht verwunderlich, dass Brennstoffzellen als höchst attraktive Energiewandler für den zukünftigen KWK-Markt gelten."* (DLR, S. 4).

6 Literatur

- Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi 1999): Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland. 49. Bericht, Frankfurt am Main.
- Bundesverband der Deutschen Industrie; Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft; Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (BDI/VIK/VDEW 1999): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999. Berlin, Essen, Frankfurt am Main.
- Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR 1997): Potentiale und Märkte der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Von Nitsch, J., STK-Bericht Nr. 15, Stuttgart, April 1997.
- Eduard Pestel Institut für Systemforschung e.V. (ISP 1994): Vergleich der Strom- und Heizenergieerzeugung in gekoppelten und ungekoppelten Anlagen vor dem Hintergrund der Einsparmöglichkeiten durch Wärmedämmung. Untersuchung im Auftrag der PreussenElektra AG. Hannover, Juni 1994.
- EWU Engineering GmbH (EWU 1999): Kennziffernkatalog Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft. Ausgabe 1999, Berlin.
- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER 1999): Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Von Greßmann, A., Sawillion, W., Krewitt, W., Friedrich, R. IER-Forschungsbericht 60. Stuttgart, August 1999.
- Krüger, D. (PreussenElektra): Kraft-Wärme-Kopplung im CO₂-Vergleich. Euroforum Hannover, 3. November 1997.
- Öko-Institut (Matthes 1998): CO₂-Vermeidungskosten. Konzept, Potentiale und Grenzen eines Instruments für politische Entscheidungen. Freiburg/Darmstadt/Berlin.
- Öko-Institut (Schneider 1998): Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern. Freiburg/Darmstadt/Berlin.
- Öko-Institut (Schneider 1999): Wirtschaftlichkeit und optimaler Betrieb von KWK-Anlagen unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Berlin, Oktober 1999.
- Traube, K. und Schulz, W. (BEI 1995): Ökonomische und ökologische Wirkungen des Zubaus von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, insbesondere von Blockheizkraftwerken, in der Bundesrepublik Deutschland. Untersuchung des Bremer Energie-Instituts im Auftrage des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, des Schleswig-Holsteinischen Ministeriums für Finanzen und Energie und des Brandenburgischen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung. Bremen, Januar 1999

Anhang

Tabelle A- 1

Modellrechnung zur Ermittlung der Energieeinsparung sowie der Veränderungen der CO₂-Emissionen durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom: Aktuelle Situation

	Einheit	KWK-Anlage/Erdgas			KWK-Anlage/Steinkohle		
		Sp.-kessel	KWK	Gesamt	Sp.-kessel	KWK	Gesamt
		Erdgas	Erdgas		Heizöl, I	Steinkohle	
Wärmebedarf insgesamt	MW	10			10		
Anteil Spitzenkessel/KWK	%	75	25	100	75	25	100
Wärmeleistung	MW	7,5	2,5	10,0	7,5	2,5	10,0
Elektrische Leistung	MW	1,5			1,5		
Ausnutzungsdauer	h/a	1000	5800	2200	1000	5800	2200
Wärmeerzeugung	MWh	7500	14500	22000	7500	14500	22000
Stromerzeugung	MWh	8700			8700		
Nutzungsgrad	%	87,0	89,0	88,5	87,0	85,0	85,5
Brennstoffeinsatz	MWh	8621	26067	34688	8621	27294	35915
Spez. CO ₂ -Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	56,0	56,0		74,0	93,0	
Brennstoffinput	TJ	31034	93843	124877	31034	98259	129293
CO ₂ -Emissionen (in t)	t	1738	5255	6993	2297	9138	11435
		Getrennte Erzeugung, Var. 1			Getrennte Erzeugung, Var. 2		
		Kessel	Kraftwerk	Gesamt	Kessel	Kraftwerk	Gesamt
		Erdgas (2/3)/ Heizöl (1/3)	Mix öffentl. Wärme- kraft- werke (ohne KKW)		Erdgas (2/3)/ Heizöl (1/3)	Mix aller Kraftwerke	
Wärmebedarf insgesamt	MW	10			10		
Anteil Spitzenkessel/KWK	%	100			100		
Wärmeleistung	MW	10,0			10,0		
Elektrische Leistung	MW	1,5			1,5		
Ausnutzungsdauer	h/a	2200	5800		2200	5800	
Wärmeerzeugung	MWh	22000		22000	22000		22000
Stromerzeugung	MWh	8700			8700		
Nutzungsgrad	%	90,0	38,4	65,2	90,0	37,9	64,8
Brennstoffeinsatz	MWh	24444	22645	47089	24444	22946	47390
Spez. CO ₂ -Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	62,0	97,3		62,0	61,1	
Brennstoffinput	TJ	88000	81520	169520	88000	82605	170605
CO ₂ -Emissionen (in t)	t	5456	7934	13390	5456	5045	10501
		Getrennte Erzeugung, Var. 3			Getrennte Erzeugung, Var. 4		
		NT-Kessel	Kraftwerk	Gesamt	BW-Kessel	Kraftwerk	Gesamt
		Erdgas (2/3)/ Heizöl (1/3)	Steinkohle		Erdgas	Erdgas	
Wärmebedarf insgesamt	MW	10			10		
Anteil Spitzenkessel/KWK	%	100			100		
Wärmeleistung	MW	10,0			10,0		
Elektrische Leistung	MW	1,5			1,5		
Ausnutzungsdauer	h/a	2200	5800		2200	5800	
Wärmeerzeugung	MWh	22000		22000	22000	-	22000
Stromerzeugung	MWh	8700			8700		
Nutzungsgrad	%	90,0	43,0	68,7	97,0	55,0	79,7
Brennstoffeinsatz	MWh	24444	20233	44677	22680	15818	38499
Spez. CO ₂ -Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	62,0	93,0		56,0	56,0	
Brennstoffinput	TJ	88000	72837	160837	81649	56945	138595
CO ₂ -Emissionen (in t)	t	5456	6774	12230	4572	3189	7761

Tabelle A- 2

Modellrechnung zur Ermittlung der Energieeinsparung sowie der Veränderungen der CO₂-Emissionen durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom: Moderne Neuanlagen

	Einheit	KWK-Anlage/Erdgas			KWK-Anlage/Steinkohle		
		Sp.-kessel	KWK	Gesamt	Sp.-kessel	KWK	Gesamt
		Erdgas	Erdgas		Erdgas	Steinkohle	
Wärmebedarf insgesamt	MW			10			10
Anteil Spitzenkessel/KWK	%	75	25	100	75	25	100
Wärmeleistung	MW	7,5	2,5	10,0	7,5	2,5	10,0
Elektrische Leistung	MW		1,5			1,5	
Ausnutzungsdauer	h/a	1000	5800	2200	1000	5800	2200
Wärmeerzeugung	MWh	7500	14500	22000	7500	14500	22000
Stromerzeugung	MWh		8700	8700		8700	8700
Nutzungsgrad	%	90,0	89,0	89,2	90,0	85,0	86,2
Brennstoffeinsatz	MWh	8333	26067	34401	8333	27294	35627
Spez. CO ₂ -Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	56,0	56,0		56,0	93,0	
Brennstoffinput	TJ	30000	93843	123843	30000	98259	128259
CO ₂ -Emissionen (in t)	t	1680	5255	6935	1680	9138	10818
		Getrennte Erzeugung, Erdgas-GuD-Kraftwerk			Getrennte Erzeugung, Steinkohlen-Kraftwerk		
		Kessel	Kraftwerk	Gesamt	Kessel	Kraftwerk	Gesamt
		Erdgas-NT (2/3)/ Erdgas-BW (1/3)	Erdgas-GuD-Kraftwerk		Erdgas-NT (2/3)/ Erdgas-BW (1/3)	Steinkohlen-kraftwerk	
Wärmebedarf insgesamt	MW	10			10		
Anteil Spitzenkessel/KWK	%	100			100		
Wärmeleistung	MW	10,0			10,0		
Elektrische Leistung	MW		1,5			1,5	
Ausnutzungsdauer	h/a	2200	5800		2200	5800	
Wärmeerzeugung	MWh	22000		22000	22000		22000
Stromerzeugung	MWh		8700	8700		8700	8700
Nutzungsgrad	%	93,3	56,0	78,5	93,3	45,0	71,6
Brennstoffeinsatz	MWh	23571	15536	39107	23571	19333	42905
Spez. CO ₂ -Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	56,0	56,0		56,0	93,0	
Brennstoffinput	TJ	84857	55929	140786	84857	69600	154457
CO ₂ -Emissionen (in t)	t	4752	3132	7884	4752	6473	11225
		Einheit	KWK auf Erdgasbasis	KWK auf Steinkohlenbasis			
Energieeinsparung im Vergleich zur							
- Erdgas-GuD-Variante	%		-12,0	-8,9			
- SK-Kraftwerks-Variante	%		-19,8	-17,0			
CO ₂ -Reduktion im Vergleich zur							
- Erdgas-GuD-Variante	%		-12,0	37,2			
- SK-Kraftwerks-Variante	%		-38,2	-3,6			

Tabelle A- 3

**Annahmen und Ergebnisse zur Ermittlung des Energieeinsatzes und
der CO₂-Emissionen nach Modellrechnungen der PreussenElektra AG**

	Einheit	Gekoppelte Erzeugung	Ungekoppelte Erzeugung
Anwendungsfall		Neubausiedlung mit 1000 Wohneinheiten	
Nutzwärme	MWh _{th}	7600	
Strom frei Stadtnetz	MWh _{el}	4160	
		Wärmeverteilung	
		zentral	dezentral
Energieeinsatz Spitzenkessel bzw. Brennwertkessel	MWh _{th}	1925	7600
Energieeinsatz BHKW bzw. Erdgas-GuD-Kraftwerk	MWh _{th}	12170	7814
Energieeinsatz insgesamt	MWh _{th}	14095	15414
Gesamtnutzungsgrad	%	83,4	76,3
Energieeinsparung durch BHKW	MWh _{th}	-1319	
Minderung der CO ₂ -Emissionen durch BHKW	t CO ₂	-266	
Energieeinsparung und CO ₂ -Minderung durch BHKW	%	-8,6	
		Wärmeverteilung	
		zentral	zentral ¹⁾
Energieeinsatz Spitzenkessel bzw. Brennwertkessel	MWh _{th}	1925	8208
Energieeinsatz BHKW bzw. Erdgas-GuD-Kraftwerk	MWh _{th}	12170	7814
Energieeinsatz insgesamt	MWh _{th}	14095	16022
Gesamtnutzungsgrad	%	83,4	73,4
Energieeinsparung durch BHKW	MWh _{th}	-1927	
Minderung der CO ₂ -Emissionen durch BHKW	t CO ₂	-389	
Energieeinsparung und CO ₂ -Minderung durch BHKW	%	-12,0	
Anwendungsfall		Neues Mehrfamilienhaus mit 12 Wohneinheiten	
Nutzwärme	MWh _{th}	77	
Strom frei Stadtnetz	MWh _{el}	30,25	
Energieeinsatz Spitzenkessel bzw. Brennwertkessel	MWh _{th}	kein Spitzenkessel	77
Energieeinsatz BHKW bzw. Erdgas-GuD-Kraftwerk	MWh _{th}	120,5	57,1
Energieeinsatz insgesamt	MWh _{th}	120,5	134,1
Gesamtnutzungsgrad	%	89,0	80,0
Energieeinsparung durch BHKW	MWh _{th}	-13,6	
Minderung der CO ₂ -Emissionen durch BHKW	t CO ₂	-2,7	
Energieeinsparung und CO ₂ -Minderung durch BHKW	%	-10,1	
¹⁾ Berechnungen des DIW.			
Quelle: D. Krüger, PreussenElektra, Euroforum Hannover, 1997.			

Tabelle A- 4

Annahmen zur Ermittlung des Energieverbrauchs und der Kosten von BHKW-Systemen nach der ISP-Studie aus dem Jahre 1994

	Einheit	BHKW-Systeme			
		Wohnblock	Wohnsiedlung	Hallenbad	Krankenhaus
		29 Whg	25 Geb.; je 12 Whg		500 Betten
Höchstlast Wärmebedarf	kW	175	1895	750	4737
Anteil BHKW	%	20	20	21	21
BHKW-Leistung thermisch	kW	35	379	158	995
BHKW-Leistung elektrisch	kW	12	223	90	585
BHKW-Leistung elektr. zu therm.	-	0	1	1	1
Jahresbenutzungsstunden	h/a	1800	1800	2267	2129
Wärmeerzeugungsbedarf	MWh	315	3411	1700	10085
Ausnutzungsdauer BHKW	h/a	5000	5750	6500	6200
BHKW-Erzeugung thermisch	MWh	175	2179	1024	6168
Wärmebedarfsanteil BHKW	%	56	64	60	61
Jahresnutzungsgrad BHKW	%	87	87	87	87
Stromerzeugung BHKW	MWh	60	1282	585	3627
Spitzenkessel-Leistung	kW	140	1516	590	3742
Ausnutzungsdauer Spitzenkessel	h/a	1000	813	1119	1047
BHKW-Erzeugung thermisch	MWh	140	1233	660	3918
Jahresnutzungsgrad Spitzenkessel	%	90	90	90	90
BHKW-Investition: Modul	DM/kW _{el}	3406	2000	2100	1800
	TDM	40,9	446	189	1053
Investition Spitzenkessel:	DM/kW _{therm}	82,9	61	83	41
	TDM	11,6	92	49	153
Gebäude	TDM		50	70	150
Sonstige Kosten BHKW-Anlage	TDM	65,0	443	144	1053
Nahwärmenetz	TDM		870	0	870
Investitionskosten BHKW-Anlage insgesamt	TDM	117,5	1901	452	3279
Spez. Inv.-kosten BHKW-Anlage insgesamt	DM/kW _{el}	9789	8525	5022	5605
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30
Zinssatz	%	8,5	8,5	8,5	8,5
Inflationsrate	%	4,0	4,0	4,0	4,0
Annuitätenfaktor	%	0,093	0,093	0,093	0,093
Investitionskosten/Kapitalkosten					
BHKW (1,5-fache Anfangsinvestition)	TDM	63	682	289	1611
Gebäude (0,95-fache Anfangsinvestition)	TDM		47	66	143
Spitzenkessel (1,3-fache Anfangsinvest.)	TDM	15	118	63	197
Sonst. Kosten (1,5-fache-Anfangsinvestition)	TDM	99	678	220	1611
Nahwärmenetz (=Anfangsinvestition)	TDM		870	0	870
Barwerte Investitionsvolumen	TDM	177	2395	639	4431
Finanzmathematischer Durchschnitt	TDM/a	16,5	222,9	59,4	412,3
Fixkosten					
<i>Personalkosten</i>	TDM		12	18	25
Barwert (mit Inflation)	TDM		233	349	485
Finanzmathematischer Durchschnitt	TDM/a		21,7	32,5	45,1
<i>Reparaturen und Unterhaltung</i>	%/Inv.K.	2,7	2,2	4,3	3,5
Reparaturen und Unterhaltung	TDM	3	41	20	114
Barwert	TDM	61	712	340	1977
Finanzmathematischer Durchschnitt	TDM/a	5,7	66,2	31,6	184,0
<i>Verwaltung, Versicherung</i>	%/Inv.K.	1,0	1,0	1,0	1,0
Verwaltung, Versicherung	TDM	1	19	5	33
Barwert	TDM	20	330	78	572
Finanzmathematischer Durchschnitt	TDM/a	1,9	30,7	7,3	53,3
Investitionskosten insgesamt	TDM/a	16,5	222,9	59,4	412,3
Personalkosten	TDM/a		21,7	32,5	45,1
Reparaturen und Unterhaltung	TDM/a	5,7	66,2	31,6	184,0
Verwaltung, Versicherung	TDM/a	1,9	30,7	7,3	53,3
Fixkosten insgesamt	TDM/a	24,0	341,4	130,8	694,7
Brenstoffverbrauch BHKW	MWh/a	270	3979	1849	11258
Brennstoffverbrauch Spitzenkessel	MWh/a	156	1369	734	4353
Brennstoffverbrauch insgesamt	MWh/a	426	5348	2583	15611
Brennstoffpreis	DM/kWh	2,68	2,53	2,53	2,53
Brennstoffkosten im 1. Jahr	TDM	11	135	65	395
Barwert der Brennstoffkosten	TDM	198	2347	1133	6851
Finanzmathematischer Durchschnitt	TDM/a	18,4	218,4	105,5	637,5
Kosten insgesamt	TDM/a	42,4	559,8	236,3	1332,2

Tabelle A- 5

Annahmen zur Ermittlung von Energieverbrauch, Kosten und CO₂-Emissionen bei getrennter Erzeugung von Wärme und Strom nach der ISP-Studie 1994

NT-HK = Niedertemperatur-Heizkessel BW-HK = Brennwertkessel		Einheit	Wohnblock		Wohnsiedlung (zentrale HK)		Hallenbad		Krankenhaus	
			NT-HK	BW-HK	NT-HK	BW-HK	NT-HK	BW-HK	NT-HK	BW-HK
Wärmeerzeugung getrennt	Höchstlast Wärmebedarf	kWth	175	175	1895	1895	750	750	4737	4737
	Ausnutzungsdauer	h/a	1800	1800	1800	1800	2267	2267	2129	2129
	Wärmeerzeugungsbedarf	MWh	315	315	3411	3411	1700	1700	10085	10085
	Nutzungsgrad	%	90	100	90	100	90	100	90	100
	Brennstoffeinsatz	MWh	350	315	3790	3411	1889	1700	11206	10085
	Spez. Investitionskosten	DM/kWth	380	450	300	375	340	400	300	350
	Investitionskosten	DM	66500	78750	568500	710625	255000	300000	1421100	1657950
Strom- erzeugung	Elektrischer Leistungsbedarf	kWel	12	12	223	223	90	90	585	585
	Ausnutzungsdauer elektrisch	h/a	5000	5000	5750	5750	6500	6500	6200	6200
	Stromerzeugung	MWh	60	60	1282	1282	585	585	3627	3627
Erdgas-GüD- Kraftwerk	Stromerzeugungsnutzungsgrad	%	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5
	Brennstoffeinsatz (plus 2,5%-Verluste)	MWh	109	109	2326	2326	1061	1061	6580	6580
	Spezif. Investitionskosten (20 a Lebensdauer)	DM/kWel	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	Spezif. Investitionskosten (auf 30 a hochgerechnet)	DM/kWel	1546	1546	1546	1546	1546	1546	1546	1546
	Kapitalkosten plus Fixkosten je kW Lstg (Barwert)	DM/kWel	2004	2004	2004	2004	2004	2004	2004	2004
	Variable Kosten (finanzmathemat. Durchschnitt)	Pf/kWh	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71
Steinkohlen- kraftwerk	Stromerzeugungsnutzungsgrad	%	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6
	Brennstoffeinsatz (plus 2,5%-Verluste)	MWh	141	141	3014	3014	1375	1375	8527	8527
	Spezif. Investitionskosten	DM/kWel	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390
	Kapitalkosten plus Fixkosten je kW Lstg (Barwert)	DM/kWel	3422	3422	3422	3422	3422	3422	3422	3422
	Variable Kosten (finanzmathemat. Durchschnitt)	Pf/kWh	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83
Allgemeine Parameter	Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	30	30	30	30
	Zinssatzfaktor	-	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085
	Inflationsfaktor	-	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
	Personalkostenerhöhungsfaktor	-	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
	Annuitätenfaktor	%	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093
	Heizkessel	Barwert der Investition Heizkessel (30 Jahre)	TDM	88	105	853	963	328	386	2132
Nahwärmeverteilungssystem (Investition = Barwert)		TDM	0	0	870	870	0	0	870	870
Brennstoffpreis Heizkessel		Pf/kWh	2,68	2,68	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
Brennstoffkosten im 1. Jahr		TDM	9	8	96	86	48	43	284	255
Barwert der Brennstoffkosten		TDM	163	146	1663	1497	829	746	4917	4426
Finanzmathematischer Durchschnitt		TDM	15,1	13,6	154,8	139,3	77,1	69,4	457,6	411,8
Erdgas- GüD-Kraft- werk		Barwert der Investition (zzgl. 2,5 % Verluste)	TDM	19	19	353	353	143	143	928
	sonstige Fixkosten (Barwert)	TDM	5	5	102	102	41	41	268	268
	Brennstoffkosten (finanzmathem. Durchschnitt)	Pf/kWh	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71
	Brennstoffkosten (finanzmathem. Durchschnitt)	TDM	8,4	8,4	179,4	179,4	81,9	81,9	507,5	507,5
Heizkessel plus Erdgas- GüD-Kraftwerk	Investitionen (Barwerte)	TDM	107	124	2076	2186	471	529	3929	4285
	darunter Kraftwerk	TDM	19	19	353	353	143	143	928	928
	Kapitalkosten	TDM/a	10	12	193	203	44	49	366	399
	Sonstige Fixkosten GüD	TDM/a	1	1	10	10	4	4	25	25
	Brennstoffkosten Heizkessel	TDM/a	15	14	155	139	77	69	458	412
	Brennstoffkosten GüD	TDM/a	8	8	179	179	82	82	508	508
	Kosten insgesamt	TDM/a	34,0	34,0	536,9	531,6	206,7	204,3	1355,6	1342,9
	Energieeinsatz	MWh/a	459	424	6116	5737	2950	2762	17786	16665
	CO ₂ -Emissionen	t CO ₂ /a	93	85	1233	1157	595	557	3586	3360
Stein- kohlen- kraftwerk	Barwert der Investition (zzgl. 2,5 % Verluste)	TDM	29	29	546	546	221	221	1434	1434
	sonstige Fixkosten (Barwert)	TDM	12	12	230	230	93	93	604	604
	Spez. variable Kosten (finanzmathem. Durchschnitt)	Pf/kWh	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83
	Variable Kosten (finanzmathem. Durchschnitt)	TDM	5,4	5,4	115,6	115,6	52,7	52,7	327,0	327,0
Heizkessel plus SK- Kraftwerk	Investitionen (Barwerte)	TDM/a	118	134	2269	2379	549	607	4435	4791
	darunter Kraftwerk	TDM/a	29	29	546	546	221	221	1434	1434
	Kapitalkosten	TDM/a	11	12	211	221	51	56	413	446
	Sonstige Fixkosten SK-KW	TDM/a	1	1	21	21	9	9	56	56
	Brennstoffkosten Heizkessel	TDM/a	15	14	155	139	77	69	458	412
	Brennstoffkosten SK-KW	TDM/a	5	5	116	116	53	53	327	327
	Kosten insgesamt	TDM/a	33	33	503	498	190	187	1253	1241
	Energieeinsatz	MWh/a	491	456	6804	6425	3264	3076	19732	18612
	CO ₂ -Emissionen	t CO ₂ /a	118	111	1773	1697	841	803	5114	4888

Tabelle A- 6

**Annahmen zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten in großen
Kondensationskraftwerken nach der ISP-Studie 1994**

	Einheit	Kohlegroß- kraftwerk	Erdgas-GuD- Kraftwerk
Elektrische Leistung	MW	780	900
Wirkungsgrad	%	45	56
Feuerungswärmeleistung	MW	1734	1622
Jahresnutzungsgrad	%	43,6	56,5
Lebensdauer	Jahre	30	30
Zinssatzfaktor	-	1,085	1,085
Inflationsfaktor	-	1,040	1,040
Personalkostenerhöhungsfaktor	-	1,050	1,050
Annuitätsfaktor	-	0,093	0,093
Personaleinsatz	Anzahl	130	66
Spez. Personalkosten	TDM/P	110	110
Spez. Investitionskosten	DM/kW	2390	1200
Investitionsvolumen	Mio. DM	1864	1080
Barwert (BW)	Mio. DM	1864	1391
Finanzmathematischer Durchschnitt (FmD)	Mio. DM	173,5	129,4
Personalkosten	Mio. DM	14,3	7,3
Barwert (BW)	Mio. DM	277,5	141,7
Finanzmathematischer Durchschnitt (FmD)	Mio. DM	25,8	13,2
Anteil Rep./Unterhaltung	%	1,44	1,02
Reparaturen/Unterhaltung	Mio. DM	26,9	11,0
Barwert (BW)	Mio. DM	466,6	190,8
Finanzmathematischer Durchschnitt (FmD)	Mio. DM	43,4	17,8
Anteil Verwaltung/Vers./Kostensteuern	%	0,19	0,43
Verwaltung/Vers./Kostensteuern	Mio. DM	3,5	4,6
Barwert (BW)	Mio. DM	60,7	79,8
Finanzmathematischer Durchschnitt (FmD)	Mio. DM	5,6	7,4
Kapitalkosten plus Fixkosten			
Barwert (BW)	Mio. DM	2669,0	1803,3
Finanzmathematischer Durchschnitt (FmD)	Mio. DM	248,4	167,8
- je kW Leistung: Barwert	DM/kW	3422	2004
- je kW Leistung: FmD	DM/kW	318	186
- je kWh Strom bei 5500 h/a: Barwert	Pf/kWh	62,22	36,43
- je kWh Strom bei 5500 h/a: FmD	Pf/kWh	5,79	3,39
Summe Barwert ohne Investition	Mio. DM	805	412
- je kW Leistung: Barwert	DM/kW	1032	458
Variable Kosten:			
Brennstoffpreis	Pf/kWh	0,94	2,70
Nutzungsgrad	%	43,60	56,50
Brennstoffkosten	Pf/kWh	2,16	4,78
REA-/DENOX-Kosten	Pf/kWh	0,22	0,00
Summe	Pf/kWh	2,38	4,78
Barwert	Pf/kWh	41,21	82,89
Finanzmathematischer Durchschnitt	Pf/kWh	3,83	7,71
Spezifische Kosten insgesamt: FmD			
Kapital-/Fixkosten	Pf/kWh	5,79	3,39
Variable Kosten	Pf/kWh	3,83	7,71
Summe	Pf/kWh	9,62	11,10

Tabelle A- 7

Vergleich der Gesamtkosten, des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen nach den Ergebnissen der ISP-Studie sowie mit gegenüber ISP modifizierten Annahmen

		Gesamtkosten	Energieverbrauch	CO ₂ -Emissionen	Gesamtkosten	Energieverbrauch	CO ₂ -Emissionen
		TDM/a	MWh/a	t CO ₂	Abweichungen gegenüber BHKW in %		
Vergleich der originären ISP-Ergebnisse							
Wohnblock: Fall A	BHKW	42,3	417,0	85,0	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	34,1	459,0	92,0	-19,4	10,1	8,2
	BW-Kessel/GuD	34,6	424,0	85,0	-18,2	1,7	0,0
	NT-Kessel/Kohle	33,4	491,0	117,0	-21,0	17,7	37,6
	BW-Kessel/Kohle	33,9	456,0	110,0	-19,9	9,4	29,4
Wohnsiedlung (zentrale Versorgung): Fall B	BHKW	561	5346	1069	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	524	6112	1222	-6,6	14,3	14,3
	BW-Kessel/GuD	532	5733	1147	-5,2	7,2	7,3
	NT-Kessel/Kohle	507	6805	1768	-9,6	27,3	65,4
	BW-Kessel/Kohle	515	6426	1692	-8,2	20,2	58,3
Hallenbad: Fall C	BHKW	235	2601	520	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	207	2949	590	-11,9	13,4	13,5
	BW-Kessel/GuD	206	2760	552	-12,3	6,1	6,2
	NT-Kessel/Kohle	197	3265	841	-16,2	25,5	61,7
	BW-Kessel/Kohle	197	3076	801	-16,2	18,3	54,0
Krankenhaus: Fall D	BHKW	1342	15612	3122	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	1318	17780	3556	-1,8	13,9	13,9
	BW-Kessel/GuD	1312	16660	3332	-2,2	6,7	6,7
	NT-Kessel/Kohle	1265	19740	5100	-5,7	26,4	63,4
	BW-Kessel/Kohle	1259	18620	4876	-6,2	19,3	56,2
Vergleich auf Basis modifizierter ISP-Annahmen							
Wohnblock: Fall A	BHKW	25,3	420	85	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	22,7	462	93	-10,0	10,1	10,1
	BW-Kessel/GuD	23,0	427	86	-9,0	1,7	1,7
	NT-Kessel/Kohle	23,6	493	118	-6,6	17,5	40,0
	BW-Kessel/Kohle	23,9	458	111	-5,6	9,2	31,7
Wohnsiedlung (zentrale Versorgung): Fall B	BHKW	354	5259	1060	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	358	6180	1246	1,2	17,5	17,5
	BW-Kessel/GuD	356	5801	1169	0,7	10,3	10,3
	NT-Kessel/Kohle	373	6847	1787	5,6	30,2	68,6
	BW-Kessel/Kohle	372	6468	1711	5,1	23,0	61,4
Hallenbad: Fall C	BHKW	151	2541	512	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	131	2979	601	-12,9	17,2	17,2
	BW-Kessel/GuD	131	2790	563	-13,3	9,8	9,8
	NT-Kessel/Kohle	137	3284	848	-9,0	29,2	65,5
	BW-Kessel/Kohle	136	3095	810	-9,4	21,8	58,0
Krankenhaus: Fall D	BHKW	786	15358	3096	-	-	-
	NT-Kessel/GuD	877	17965	3622	11,7	17,0	17,0
	BW-Kessel/GuD	874	16844	3396	11,3	9,7	9,7
	NT-Kessel/Kohle	916	19851	5154	16,6	29,3	66,4
	BW-Kessel/Kohle	913	18731	4928	16,2	22,0	59,2

Tabelle A- 8

**Vergleich der spezifischen Kosten pro eingesparter Energie und
reduzierter CO₂-Emissionen nach den Ergebnissen der ISP-Studie
sowie auf Basis modifizierter Annahmen**

		Gesamt- kosten	Energie- verbrauch	CO ₂ -Emis- sionen	Gesamt- kosten	Energie- verbrauch	CO ₂ -Emis- sionen	Energie- verbrauch	CO ₂ -Emis- sionen	
		Absolute Werte			Differenz in den jeweiligen Anwendungsfällen im Vergleich zu dem jeweils kostengünstigsten System			Kosten pro eingesparter Energie bzw. je reduzierter CO ₂ -Emission im Vergleich zu dem jeweils kosten- günstigsten System ¹⁾		
		TDM/a	MWh/a	t CO ₂	TDM/a	MWh/a	t CO ₂	Pf/kWh	DM/t CO ₂	
Vergleich auf Basis der originären ISP-Ergebnisse										
Wohnblock: Fall A	BHKW	42,3	417	85	8,9	-74	-32	12,03	278	
	NT-Kessel/GuD	34,1	459	92	0,7	-32	-25	2,19	28	
	BW-Kessel/GuD	34,6	424	85	1,2	-67	-32	1,79	38	
	NT-Kessel/Kohle	33,4	491	117	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
	BW-Kessel/Kohle	33,9	456	110	0,5	-35	-7	1,43	71	
Wohnsiedlung (zentrale Versorgung): Fall B	BHKW	561	5346	1069	54	-1459	-699	3,70	77	
	NT-Kessel/GuD	524	6112	1222	17	-693	-546	2,45	31	
	BW-Kessel/GuD	532	5733	1147	25	-1072	-621	2,33	40	
	NT-Kessel/Kohle	507	6805	1768	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
	BW-Kessel/Kohle	515	6426	1692	8	-379	-76	2,11	105	
Hallenbad: Fall C	BHKW	235	2601	520	38	-475	-281	8,00	135	
	NT-Kessel/GuD	207	2949	590	10	-127	-211	7,87	47	
	BW-Kessel/GuD	206	2760	552	9	-316	-249	2,85	36	
	NT-Kessel/Kohle	197	3265	841	0	189	40	0,00	0	
	BW-Kessel/Kohle	197	3076	801	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
Krankenhaus: Fall D	BHKW	1342	15612	3122	83	-3008	-1754	2,76	47	
	NT-Kessel/GuD	1318	17780	3556	59	-840	-1320	7,02	45	
	BW-Kessel/GuD	1312	16660	3332	53	-1960	-1544	2,70	34	
	NT-Kessel/Kohle	1265	19740	5100	6	1120	224	-0,54	-27	
	BW-Kessel/Kohle	1259	18620	4876	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
Vergleich auf Basis modifizierter ISP-Parameterwerte										
Wohnblock: Fall A	BHKW	25,3	420	85	2,5	-42,2	-8,5	5,99	297	
	NT-Kessel/GuD	22,7	462	93	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
	BW-Kessel/GuD	23,0	427	86	0,2	-35,0	-7,1	0,71	35	
	NT-Kessel/Kohle	23,6	493	118	0,9	31,2	25,3	-2,79	-34	
	BW-Kessel/Kohle	23,9	458	111	1,1	-3,8	18,3	29,50	-61	
Wohnsiedlung (zentrale Versorgung): Fall B	BHKW	354	5259	1060	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
	NT-Kessel/GuD	358	6180	1246	4,4	920,9	185,6	-0,48	-24	
	BW-Kessel/GuD	356	5801	1169	2,6	541,9	109,2	-0,49	-24	
	NT-Kessel/Kohle	373	6847	1787	19,7	1587,7	727,2	-1,24	-27	
	BW-Kessel/Kohle	372	6468	1711	18,0	1208,7	650,8	-1,49	-28	
Hallenbad: Fall C	BHKW	151	2541	512	20,0	-249	-50	8,04	399	
	NT-Kessel/GuD	131	2979	601	0,7	189	38	-0,35	-17	
	BW-Kessel/GuD	131	2790	563	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
	NT-Kessel/Kohle	137	3284	848	6,5	493	285	-1,32	-23	
	BW-Kessel/Kohle	136	3095	810	5,8	304	247	-1,92	-24	
Krankenhaus (zentrale Versorgung): Fall D	BHKW	786	15358	3096	kostengünstigste Variante: Referenzsystem					
	NT-Kessel/GuD	877	17965	3622	91,6	2607	526	-3,51	-174	
	BW-Kessel/GuD	874	16844	3396	88,6	1486	300	-5,96	-296	
	NT-Kessel/Kohle	916	19851	5154	130,4	4493	2057	-2,90	-63	
	BW-Kessel/Kohle	913	18731	4928	127,4	3372	1832	-3,78	-70	

¹⁾ Angaben mit negativen Vorzeichen bei den Kosten je eingesparter Energie bzw. je reduzierter t CO₂ bedeuten, dass das jeweilige System keine Einsparungen gegenüber dem jeweils kostengünstigsten Referenzsystem aufweist.

Tabelle A- 9

**Basisdaten zur Berechnung des Brennstoffeinsatzes, der CO₂-Emissionen und
der Wärmeerzeugungskosten bei gekoppelter Erzeugung nach der BEI-Studie 1995**

	Einheit	Wohn-	Schwimm-	Kranken-	Kranken-	Wohn-	Wohn-	Wohn-	Wohn-	1200 WE	wie H
		block	bad	haus: Fall A	haus: Fall B	siedlung 300 WE	siedlung 600 WE Neubau	siedlung 600 WE	siedlung 1200 WE	Gewerbe- gebiet	plus Prozess- wärme
		A	B	C1	C2	D1	E	F1	G1	H	I
Wärmebedarf	GWh/a	0,28	1,70	10,00	10,00	3,17	4,93	6,22	12,33	28,08	33,11
BHKW-Module	Anzahl	1	1	3	2	2	2	2	2	2	2
Leistung je BHKW-Modul	kWelt/Mod.	13	140	290	430	120	205	265	500	1100	1400
elektr. Leistung zusammen	kWelt	13	140	870	860	240	410	530	1000	2200	2800
therm. Leistung zusammen	kWth	30	246	1374	1326	424	658	838	1542	3238	4122
Stromkennzahl	kW/e/kWth	0,433	0,569	0,633	0,649	0,566	0,623	0,632	0,649	0,679	0,679
Gesamtwirkungsgrad	%	92,5	89,5	89,0	89,0	88,5	88,5	89,0	89,0	89,0	89,0
Nutzungsgrad Spitzenkessel	%	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Leistung Spitzenkessel	kWth	120	550	2800	2800	1200	1800	2300	4500	11000	11000
Ausnutzungsdauer BHKW	h/a	5300	5800	6000	6100	5000	5450	5050	5200	5350	5350
Ausnutzungsdauer Spitzenkessel	h/a	1042	502	626	681	876	751	868	957	977	1005
Spez. Inv.K. (BHKW/HKW+SpK u.ä.)	DM/kWelt	8600	3600	2520	2250	5079	3839	3392	2579	1710	1520
Absol. Inv.K. (BHKW/HKW+SpK u.ä.)	TDM	112	504	2192	1935	1219	1574	1798	2579	3761	4255
Wärmeerzeugung BHKW	MWh/a	159	1427	8244	8089	2120	3586	4232	8018	17323	22053
Stromerzeugung BHKW	MWh/a	69	812	5220	5246	1200	2235	2677	5200	11770	14980
Erzeugung BHKW gesamt	MWh/a	228	2239	13464	13335	3320	5821	6908	13218	29093	37033
Wärmeerzeugung Spitzenkessel	MWh/a	125	276	1753	1907	1051	1352	1996	4307	10747	11055
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	246	2501	15128	14983	3751	6577	7762	14852	32689	41610
Brennstoffeinsatz Spitzenkessel	MWh/a	139	307	1948	2119	1168	1502	2218	4785	11941	12283
Brennstoffeinsatz gesamt	MWh/a	385	2808	17076	17101	4919	8079	9980	19637	44630	53893
Erdgaspreis	Pf/kWh	4,30	3,31	2,83	2,83	3,31	3,31	3,31	2,83	2,83	2,83
Brennstoffkosten	TDM/a	16,6	93,0	483,2	484,0	162,8	267,4	330,4	555,7	1263,0	1525,2
Angaben nach BEI-Gutachten	TDM/a	12,2	92,8	483,3	484,1	162,8	267,3	330,2	555,9	1263,3	1525,2
Mittl. Lebensdauer über Komponenten	Jahre	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Zinssatz	%	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Annuität	%/100	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Kapitaldienst - gerechnet - (Annuität)	TDM/a	8,5	38,4	166,9	147,3	92,8	119,8	136,9	196,4	286,4	324,0
Angaben nach BEI-Gutachten	TDM/a	8,9	40,8	176,5	155,1	89,3	117,3	134,7	195,3	287,6	329,1
Spez. Betriebskosten	Pf/kWhelt	16,0	7,0	4,9	4,9	6,8	5,7	5,5	4,8	3,3	3,0
Absolute Betriebskosten - gerechnet -	TDM	11,0	56,8	255,8	257,1	81,6	127,4	147,2	249,6	388,4	449,4
Angaben nach BEI-Gutachten	TDM/a	11,6	55,7	258,1	255,9	81,6	128,8	148,3	251,2	383,2	455,0
Erzeugungskosten BHKW											
Kapitaldienst	TDM/a	8,5	38,4	166,9	147,3	92,8	119,8	136,9	196,4	286,4	324,0
Betriebskosten	TDM/a	11,0	56,8	255,8	257,1	81,6	127,4	147,2	249,6	388,4	449,4
Brennstoffkosten	TDM/a	16,6	93,0	483,2	484,0	162,8	267,4	330,4	555,7	1263,0	1525,2
Kostensumme	TDM/a	36,1	188,2	905,9	888,4	337,2	514,6	614,5	1001,7	1937,8	2298,5
Stromerlöse (BEI-Annahmen)											
Arbeitsgutschrift Stromübertragung	Pf/kWh	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Arbeitsgutschrift Stromerzeugung	Pf/kWh	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Arbeitsgutschrift insgesamt	Pf/kWh	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Arbeitsgutschrift absolut	TDM/a	5,5	65,0	417,6	419,7	96,0	178,8	214,1	416,0	941,6	1198,4
Leistungsgutschrift spezifisch	DM/kWe	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Leistungsgutschrift absolut	TDM/a	2,9	30,8	191,4	189,2	52,8	90,2	116,6	220,0	484,0	616,0
Summe Stromerlöse - gerechnet -	TDM/a	8,4	95,8	609,0	608,9	148,8	269,0	330,7	636,0	1425,6	1814,4
Spezifische Stromerlöse insgesamt	Pf/kWh	12,2	11,8	11,7	11,6	12,4	12,0	12,4	12,2	12,1	12,1
Summe Stromerlöse lt. BEI-Gutachten	TDM/a	8,4	95,8	609,0	608,9	148,8	269,0	329,6	636,0	1425,6	1813,3
Saldo gerechnet:											
Summe Kosten	TDM/a	36	188	906	888	337	515	614	1002	1938	2299
Summe Erlöse	TDM/a	8	96	609	609	149	269	331	636	1426	1814
Saldo Kosten abzgl. Erlöse	TDM/a	28	92	297	279	188	246	284	366	512	484
bezogen auf Wärmeabsatz von	MWh/a	284	1703	9997	9995	2936	4615	5876	11738	26734	31743
Spez. Wärmeerzeugungskosten	DM/MWhth	97,6	54,3	29,7	28,0	64,2	53,2	48,3	31,2	19,2	15,3
Saldo nach BEI-Gutachten	TDM/a	24,3	93,6	309,0	286,2	184,9	244,4	283,6	366,4	508,6	496,0
Spez. Wärmeerzeugungskosten	DM/MWhth	85,5	54,9	30,9	28,6	63,0	53,0	48,3	31,2	19,0	15,6
Brennstoffeinsatz-Erdgas	MWh/a	385	2808	17076	17101	4919	8079	9980	19637	44630	53893
Spezifische CO ₂ -Emissionen	t CO ₂ /TJ	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
CO ₂ -Emissionen	t CO ₂	78	566	3442	3448	992	1629	2012	3959	8997	10865

Tabelle A- 10

Basisdaten zur Berechnung des Brennstoffeinsatzes, der CO₂-Emissionen und der Wärmeerzeugungskosten bei getrennter Erzeugung sowie Vergleiche mit den Ergebnissen bei gekoppelter Erzeugung nach der BEI-Studie 1995

	Einheit	Wohnblock	Schwimmbad	Krankenhaus: Fall A	Krankenhaus: Fall B	Wohnsiedlung 300 WE	Wohnsiedlung 600 WE Neubau	Wohnsiedlung 600 WE	Wohnsiedlung 1200 WE	1200 WE plus Gewerbegebiet	wie H plus Prozesswärme
		A	B	C1	C2	D1	E	F1	G1	H	I
Wärmebedarf	MWh/a	284	1703	9997	9995	3171	4938	6228	12325	28070	33108
Höchstlast	kWth	135	694	3200	3200	1400	2103	2700	5100	13300	14300
Jahresnutzungsgrad Heizkessel	%	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Investitionsvolumen insgesamt	TDM	52	129	267	267	445	519	572	786	1024	1024
spez. Investitionsvolumen	DM/kWth	385	186	83	83	318	247	212	154	77	72
Brennstoffeinsatz	MWh/a	316	1892	11108	11106	3524	5487	6920	13694	31189	36786
Erdgaspreis	Pf/kWh	4,30	3,31	2,83	2,83	3,31	3,31	3,31	2,83	2,83	2,83
Brennstoffkosten	TDM/a	13,6	62,6	314,3	314,3	116,6	181,6	229,1	387,5	882,7	1041,1
Betriebskosten	TDM/a	6,4	20,3	50,5	50,5	33,9	36,8	38,6	72,0	112,6	104,1
Kapitaldienst	TDM/a	3,8	18,6	19,7	19,7	28,2	33,0	36,4	49,9	63,7	63,7
Summe der Kosten	TDM/a	23,8	101,5	384,5	384,5	178,8	251,4	304,0	509,5	1058,9	1208,9
bezogen auf Wärmeabsatz von	MWh/a	284	1703	9997	9995	2936	4615	5876	11738	26734	31743
Spez. Wärmeerzeugungskosten	DM/MWth	83,7	59,6	38,5	38,5	60,9	54,5	51,7	43,4	39,6	38,1
CO₂-Emissionen Heizkessel											
Brennstoffeinsatz-Erdgas	MWh/a	316	1892	11108	11106	3524	5487	6920	13694	31189	36786
Spezifische CO ₂ -Emissionen	t CO ₂ /TJ	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
CO ₂ -Emissionen	t CO ₂ /a	64	381	2239	2239	710	1106	1395	2761	6288	7416
CO₂-Emissionen Stromerzeugung											
Stromerzeugung	MWh/a	69	812	5220	5246	1200	2235	2677	5200	11770	14980
Brennstoffeinsatz SK-KW (44 %)	MWh/a	157	1845	11864	11923	2727	5078	6083	11818	26750	34045
Spez. CO ₂ -Emissionen: Steinkohle	t CO ₂ /TJ	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
CO ₂ -Emissionen: Steinkohle	t CO ₂ /a	52	618	3972	3992	913	1700	2037	3957	8956	11398
Brennstoffeinsatz Ed-GuD-KW (54,3 %)	MWh/a	127	1495	9613	9661	2210	4115	4929	9576	21676	27587
Spez. CO ₂ -Emissionen: Erdgas	t CO ₂ /TJ	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
CO ₂ -Emissionen: Erdgas	t CO ₂ /a	26	301	1938	1948	446	830	994	1931	4370	5562
Summe CO₂-Emissionen											
Summe CO ₂ -E.: Gaskessel/SK-KW	t CO ₂ /a	116	999	6211	6231	1623	2806	3432	6718	15244	18815
Summe CO ₂ -E.: Gaskessel/Eg-GuD-KW	t CO ₂ /a	89	683	4177	4187	1156	1936	2389	4691	10658	12978
Summe CO ₂ -E.: BHKW-Anlage	t CO ₂ /a	78	566	3442	3448	992	1629	2012	3959	8997	10865
Brennstoffeinsatz											
Summe Gaskessel/SK-KW	MWh/a	472	3738	22971	23029	6251	10565	13003	25513	57939	70832
Summe Gaskessel/Eg-GuD-KW	MWh/a	442	3388	20721	20767	5734	9602	11849	23271	52865	64374
Summe BHKW-Anlage	MWh/a	385	2808	17076	17101	4919	8079	9980	19637	44630	53893
Spez. Wärmeerzeugungskosten											
Gekoppelte Erzeugung (mit Stromerlös)	DM/MWh	85,5	54,9	30,9	28,6	63,0	53,0	48,3	31,2	19,0	15,6
Getrennte Erzeugung	DM/MWh	83,7	59,6	38,5	38,5	60,9	54,5	51,7	43,4	39,6	38,1

Tabelle A- 11

Vergleich des Energieverbrauchs, der CO₂-Emissionen und der Wärmeerzeugungskosten bei gekoppelter und getrennter Erzeugung nach der BEI-Studie sowie bei Variation der Annahmen zu den Stromerlösen

	Wohnblock	Schwimmbad	Krankenhaus: Fall A	Krankenhaus: Fall B	Wohnsiedlung 300 WE	Wohnsiedlung 600 WE Neubau	Wohnsiedlung 600 WE	Wohnsiedlung 1200 WE	1200 WE plus Gewerbegebiet	wie H plus Prozesswärme
	A	B	C1	C2	D1	E	F1	G1	H	I
Wärmebedarf (in MWh/a)	284	1703	9997	9995	3171	4938	6228	12325	28070	33108
Wärmehöchstlast (MW)	135	694	3200	3200	1400	2103	2700	5100	13300	14300
Elektrische Leistung BHKW (kW _e)	13	140	870	860	240	410	530	1000	2200	2800
Stromerzeugung (MWh/a)	69	812	5220	5246	1200	2235	2677	5200	11770	14980
Brennstoffverbrauch (MWh/a)										
Gekoppelte Erzeugung (Erdgasbasis)	385	2808	17076	17101	4919	8079	9980	19637	44630	53893
Getrennte Erzeugung: Erdgas-Heizkessel mit externer Stromerzeugung auf Basis										
Steinkohlenkraftwerk (eta = 44 %)	472	3738	22971	23029	6251	10565	13003	25513	57939	70832
Erdgas-GuD-Kraftwerke (eta = 54,3 %)	442	3388	20721	20767	5734	9602	11849	23271	52865	64374
CO ₂ -Emissionen (t CO ₂ /a)										
Gekoppelte Erzeugung (Erdgasbasis)	78	566	3442	3448	992	1629	2012	3959	8997	10865
Getrennte Erzeugung: Erdgas-Heizkessel mit externer Stromerzeugung auf Basis										
Steinkohlenkraftwerk (eta = 44 %)	116	999	6211	6231	1623	2806	3432	6718	15244	18815
Erdgas-GuD-Kraftwerke (eta = 54,3 %)	89	683	4177	4187	1156	1936	2389	4691	10658	12978
Kosten für die Wärmeerzeugung in TDM										
Gekoppelte Erzeugung										
BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	28	92	297	279	188	246	284	366	512	484
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	29	109	401	384	212	290	337	470	748	784
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	32	139	593	574	265	381	454	690	1232	1400
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	33	156	697	679	289	425	507	794	1467	1699
Getrennte Wärmeerzeugung	24	101	385	384	179	251	304	509	1059	1209
Brennstoffverbrauch: Abweichungen der gekoppelten Erzeugung von der getrennten Erzeugung in Erdgasheizkesseln und externer Stromerzeugung auf Basis ...										
Abweichungen in MWh/a										
Steinkohlenkraftwerk (eta = 44 %)	-87	-929	-5896	-5927	-1331	-2486	-3023	-5875	-13309	-16939
Erdgas-GuD-Kraftwerke (eta = 54,3 %)	-57	-579	-3645	-3666	-814	-1523	-1869	-3634	-8235	-10481
Abweichungen in %										
Steinkohlenkraftwerk (eta = 44 %)	-18	-25	-26	-26	-21	-24	-23	-23	-23	-24
Erdgas-GuD-Kraftwerke (eta = 54,3 %)	-13	-17	-18	-18	-14	-16	-16	-16	-16	-16
CO ₂ -Emissionen: Abweichungen der gekoppelten Erzeugung von der getrennten Erzeugung in Erdgasheizkesseln und externer Stromerzeugung auf Basis ...										
Abweichungen in t CO ₂ /a										
Steinkohlenkraftwerk (eta = 44 %)	-38	-433	-2769	-2783	-632	-1178	-1420	-2759	-6246	-7950
Erdgas-GuD-Kraftwerke (eta = 54,3 %)	-12	-117	-735	-739	-164	-307	-377	-733	-1660	-2113
Abweichungen in %										
Steinkohlenkraftwerk (eta = 44 %)	-33	-43	-45	-45	-39	-42	-41	-41	-41	-42
Erdgas-GuD-Kraftwerke (eta = 54,3 %)	-13	-17	-18	-18	-14	-16	-16	-16	-16	-16
Kosten der Wärmeerzeugung: Abweichungen der gekoppelten Erzeugung von der Wärmeerzeugung bei getrennter Erzeugung in Erdgaskesseln										
Abweichungen in TDM/a										
BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	4	-9	-88	-105	10	-6	-20	-144	-547	-725
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	5	7	17	0	34	39	33	-40	-311	-425
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	8	38	208	189	86	129	150	180	173	191
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	10	54	313	294	110	174	203	284	408	490
Abweichungen in %										
BEI-Annahmen zu den Stromerlösen ¹⁾	17	-9	-23	-27	5	-2	-7	-28	-52	-60
Stromerlöse nach Variante 1 ²⁾	22	7	4	0	19	15	11	-8	-29	-35
Stromerlöse nach Variante 2 ³⁾	34	37	54	49	48	51	49	35	16	16
Stromerlöse nach Variante 3 ⁴⁾	40	53	81	76	62	69	67	56	39	41
¹⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 4 Pf/kWh; Leistungsgutschrift: 220 DM/kWhel. ²⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 2 Pf/kWh; Leistungsgutschrift: 220 DM/kWhel. ³⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 2 Pf/kWh; keine Leistungsgutschrift. ⁴⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; keine Arbeitsgutschrift Stromübertragung; keine Leistungsgutschrift.										

Tabelle A- 12

Ermittlung der Wärmeerzeugungskosten bei gekoppelter und getrennter Erzeugung nach der BEI-Studie sowie bei Variation der Annahmen zu den Stromerlösen

	Einheit	Wohnblock	Schwimmbad	Krankenhaus: Fall A	Krankenhaus: Fall B	Wohnsiedlung 300 WE	Wohnsiedlung 600 WE Neubau	Wohnsiedlung 600 WE	Wohnsiedlung 1200 WE	1200 WE plus Gewerbegebiet	wie H plus Prozesswärme	
		A	B	C1	C2	D1	E	F1	G1	H	I	
Gekoppelte Erzeugung												
lt. BEI	Gesamtkosten BHKW-Anlage	TDM/a	36,1	188,2	905,9	888,4	337,2	514,6	614,5	1001,7	1937,8	2298,5
lt. BEI	- abzgl. Stromerlöse ¹⁾	TDM/a	8,4	95,8	609,0	608,9	148,8	269,0	330,7	636,0	1425,6	1814,4
	= Saldo Kosten	TDM/a	27,7	92,4	296,9	279,5	188,4	245,7	283,7	365,7	512,2	484,1
	Spez. Kosten der Wärmeerzeugung	DM/MWh _{th}	97,6	54,3	29,7	28,0	64,2	53,2	48,3	31,2	19,2	15,3
Var. 1 zu BEI	- abzgl. Stromerlöse ²⁾	TDM/a	7,0	79,5	504,6	504,0	124,8	224,3	277,2	532,0	1190,2	1514,8
	= Saldo Kosten	TDM/a	29,1	108,6	401,3	384,4	212,4	290,4	337,3	469,7	747,6	783,7
	Spez. Kosten der Wärmeerzeugung	DM/MWh _{th}	102,5	63,8	40,1	38,5	72,4	62,9	57,4	40,0	28,0	24,7
Var. 2 zu BEI	- abzgl. Stromerlöse ³⁾	TDM/a	4,1	48,7	313,2	314,8	72,0	134,1	160,6	312,0	706,2	898,8
	= Saldo Kosten	TDM/a	32,0	139,4	592,7	573,6	265,2	380,6	453,9	689,7	1231,6	1399,7
	Spez. Kosten der Wärmeerzeugung	DM/MWh _{th}	112,6	81,9	59,3	57,4	90,3	82,5	77,2	58,8	46,1	44,1
Var. 3 zu BEI	- abzgl. Stromerlöse ⁴⁾	TDM/a	2,8	32,5	208,8	209,8	48,0	89,4	107,1	208,0	470,8	599,2
	= Saldo Kosten	TDM/a	33,3	155,7	697,1	678,5	289,2	425,2	507,4	793,7	1467,0	1699,3
	Spez. Kosten der Wärmeerzeugung	DM/MWh _{th}	117,4	91,4	69,7	67,9	98,5	92,1	86,4	67,6	54,9	53,5
Getrennte Erzeugung												
lt. BEI	Kosten der Wärmeerzeugung	TDM/a	23,8	101,5	384,5	384,5	178,8	251,4	304,0	509,5	1058,9	1208,9
	Spez. Kosten der Wärmeerzeugung	DM/MWh _{th}	83,7	59,6	38,5	38,5	60,9	54,5	51,7	43,4	39,6	38,1
Vergleich gekoppelter zu getrennter Erzeugung												
BEI-Fall	Spezifische Kosten der getrennten Wärmeerzeugung im Verhältnis zur gekoppelten Erzeugung	gekoppelte Erzeugung = 100	86	110	129	138	95	102	107	139	207	250
Var. 1			82	93	96	100	84	87	90	108	142	154
Var. 2			74	73	65	67	67	66	67	74	86	86
Var. 3			71	65	55	57	62	59	60	64	72	71
Mindesterlös für Strom zur Kostengleichheit												
BEI-Fall		Pf/kWh _{el}	17,9	10,7	10,0	9,6	13,2	11,8	11,6	9,5	7,5	7,3
Var. 1	Jeweils unterstellte spezifische Stromerlöse	Pf/kWh _{el}	12,2	11,8	11,7	11,6	12,4	12,0	12,4	12,2	12,1	12,1
		Pf/kWh _{el}	10,2	9,8	9,7	9,6	10,4	10,0	10,4	10,2	10,1	10,1
		Pf/kWh _{el}	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		Pf/kWh _{el}	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Stromerzeugungskosten nach BEI-Annahmen gerechnet für												
	Steinkohlenkraftwerke	Pf/kWh _{el}	8,3	7,9	7,8	7,7	8,5	8,2	8,5	8,3	8,2	8,2
	Erdgas-GuD-Kraftwerke	Pf/kWh _{el}	9,2	9,0	8,9	8,9	9,3	9,1	9,3	9,2	9,2	9,2
¹⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 4 Pf/kWh; Leistungsgutschrift: 220 DM/kWhel. ²⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 2 Pf/kWh; Leistungsgutschrift: 220 DM/kWhel. ³⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; Arbeitsgutschrift Stromübertragung: 2 Pf/kWh; keine Leistungsgutschrift. ⁴⁾ Arbeitsgutschrift Stromerzeugung: 4 Pf/kWh; keine Arbeitsgutschrift Stromübertragung; keine Leistungsgutschrift.												

Tabelle A-13

Stromerzeugungsanlagen für die Referenzfälle

Typ		Ko-KW alt	Ko-KW	GuD-KW
Brennstoff		Kohle alt	Kohle neu	Gas neu
Leistung	MW	500	500	300
Lebensdauer	a	30	30	25
Abschreibungszeitraum	a	15	15	15
Jahresbenutzungsstunden	h/a	5.500	5.500	5.500
Jahresnutzungsgrad	%	38,0%	45,0%	54,6%
Investition	DM/kW _{out}		2.530	863
Variable Betriebskosten	DM/MWh _{out}	3,00	3,00	1,00
Personal		150,00	100,00	35,00
Personalkosten	TDM/a	100,00	100,00	100,00
Personalkosten	TDM/a	15.000	10.000	3.500
Instandhaltung und Wartung	DM/kW _{out}	40	40	40
Instandhaltung und Wartung	TDM/a	20.000	20.000	12.000
Versicherungen	% Invest	0,25%	0,25%	0,25%
Versicherungen	TDM/a	2.500	3.163	647
Andere Fixkosten gesamt	TDM/a	37.500	33.163	16.147

Tabelle A-14

Wärmeerzeugungsanlagen für die Referenzfälle

Typ		Öl-NTK	Gas-BWK	Gas-NTK	Gas-MixK
Brennstoff		Öl konv.	Gas mit BW-Nutz.	Gas konv.	Gas Mix
Leistung	MW	0,5	0,5	0,5	0,5
Lebensdauer	a	15,0	15,0	15,0	15,0
Abschreibungszeitraum	a	10,0	10,0	10,0	10,0
Jahresbenutzungsstunden ^a	h/a	3.104	3.104	3.104	3.104
Jahresnutzungsgrad	%	90,0%	97,0%	92,0%	93,7%
Investition	DM/kW _{out}	322	345	304	318
Andere Fixkosten gesamt	TDM/a	16	16	16	16
Anmerkung: ^a exemplarische Werte, in den Berechnungen werden fallspezifische verwendet					

Tabelle A-15

Untersuchte KWK-Anlagen

Typ Brennstoff		HKW-1 Gas-GuD neu	HKW-2 Gas-GuD neu	HKW-3 Gas-GuD neu	BHKW-1 Gas neu	BHKW-2 Gas neu	BHKW-3 Gas neu
Leistung	MW	200	100	50	0,7	0,3	0,014
Lebensdauer	a	25	25	25	15,0	15,0	15,0
Abschreibungszeitraum	a	15	15	15	10,0	10,0	10,0
Jahresbenutzungsstunden	h/a	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Jahresnutzungsgrad	%	47,5%	45,0%	42,5%	35,0%	31,0%	25,0%
Kuppelfaktor	%	110,0%	100,0%	90,0%	60,0%	50,0%	40,0%
Gesamtnutzungsgrad	%	90,7%	90,0%	89,7%	93,3%	93,0%	87,5%
Investition	DM/kW _{out}	1.000	1.200	1.200	1.183	1.534	3.920
Variable Betriebskosten	DM/MWh _{out}	1,50	1,50	1,50	20,18	24,62	52,00
Personal		35,00	25,00	15,00	0,10	0,05	0,00
Personalkosten	TDM/a	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Personalkosten	TDM/a	3.500	2.500	1.500	10	5	0,25
Instandhaltung und Wartung	DM/kW _{out}	40	40	40	10	10	10
Instandhaltung und Wartung	TDM/a	8.000	4.000	2.000	7	3	0
Versicherungen	% Invest	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%
Versicherungen	TDM/a	500	300	150	2	1	0,14
Andere Fixkosten gesamt	TDM/a	12.000	6.800	3.650	19	9	1

Tabelle A-16

Spitzenheizwerke und -kessel für die KWK-Systeme

Typ Brennstoff		Heizwerk-1 Gas konv.	Heizwerk-2 Gas konv.	Heizwerk-3 Gas konv.	SpKessel-1 Gas Mix	SpKessel-2 Gas Mix	SpKessel-3 Gas Mix
Leistung	MW	180,0	100,0	55,0	3,4	1,8	0,12
Lebensdauer	a	20,0	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0
Abschreibungszeitraum	a	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	10,0
Jahresbenutzungsstunden ^a	h/a	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Jahresnutzungsgrad	%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%
Investition	DM/kW _{out}	150	150	150	224	319	719
Andere Fixkosten gesamt	TDM/a	1.260	700	385	50	34	7

Anmerkung: ^a exemplarische Werte, in den Berechnungen werden fallspezifische verwendet

Tabelle A-17

Modellrechnungen für Netznutzungsentgelte

			Hochspannung	Trafo HS/MS	Mittelspannung	Trafo MS/NS	Niederspannung					
Nutzungsentgelte			DM/kWa									
			115	0	115	24	212	0	212	50	470	0
P_{\max}	T_B	g	DM/MWh									
kW	h/a											
Durchleitung												
25.000	6.500	0,89	15,7		19,4		29,0		36,7		64,4	
25.000	5.000	0,82	18,9		23,7		34,8		44,8		77,1	
25.000	4.000	0,77	22,1		28,1		40,8		53,3		90,5	
25.000	2.500	0,70	32,2		41,8		59,4		79,4		131,6	
2.000	6.500	0,89	15,7		19,4		29,0		36,7		64,4	
2.000	5.000	0,82	18,9		23,7		34,8		44,8		77,1	
2.000	4.000	0,77	22,1		28,1		40,8		53,3		90,5	
2.000	2.500	0,70	32,2		41,8		59,4		79,4		131,6	
90	6.500	0,89	15,7		19,4		29,0		36,7		64,4	
90	5.000	0,82	18,9		23,7		34,8		44,8		77,1	
90	4.000	0,77	22,1		28,1		40,8		53,3		90,5	
90	2.500	0,70	32,2		41,8		59,4		79,4		131,6	
Mittelwert			22,2		28,3		41,0		53,5		90,9	
Maximum			32,2		41,8		59,4		79,4		131,6	
Minimum			15,7		19,4		29,0		36,7		64,4	
Reserve dezentrale Einspeisung												
25.000	6.500	0,35	6,2		9,9		11,4		19,1		25,3	
25.000	5.000	0,35	8,1		12,9		14,8		24,8		32,9	
25.000	4.000	0,35	10,1		16,1		18,6		31,1		41,1	
25.000	2.500	0,35	16,1		25,7		29,7		49,7		65,8	
90	6.500	0,35	6,2		9,9		11,4		19,1		25,3	
90	5.000	0,35	8,1		12,9		14,8		24,8		32,9	
90	4.000	0,35	10,1		16,1		18,6		31,1		41,1	
90	2.500	0,35	16,1		25,7		29,7		49,7		65,8	
Mittelwert			10,1		16,1		18,6		31,2		41,3	
Maximum			16,1		25,7		29,7		49,7		65,8	
Minimum			6,2		9,9		11,4		19,1		25,3	
Einsparung dezentrale Einspeisung												
Mittelwert			12,1		12,1		22,4		22,4		49,6	
Maximum			16,1		16,1		29,7		29,7		65,8	
Minimum			9,6		9,6		17,6		17,6		39,0	

Tabelle A-18

Ergebniszusammenfassung der Referenzfälle

				Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen			
				Ref 1 = 100%										
1	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	430.700	100,0%	98,6%	99,8%	96,0%	94,6%	95,7%	6% 20	Standardparameter			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	43,8%	44,5%	45,1%	41,5%	42,1%	42,8%			56,2%	55,5%	54,9%
2	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	433.107	100,0%	98,5%	100,4%	91,8%	90,3%	90,3%	6% 10	Standardparameter			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	44,2%	44,9%	46,0%	39,3%	39,9%	39,9%			55,8%	55,1%	54,0%
3	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	445.868	100,0%	98,4%	101,0%	90,6%	89,0%	89,0%	10% 10	Standardparameter			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	44,4%	45,1%	46,5%	38,6%	39,3%	39,3%			55,6%	54,9%	53,5%
4	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	438.298	100,0%	98,6%	99,0%	96,7%	95,3%	96,1%	6% 30	Standardparameter			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	43,5%	44,1%	44,4%	41,6%	42,2%	42,7%			56,5%	55,9%	55,6%
5	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	444.671	100,0%	98,5%	99,9%	95,0%	93,5%	94,5%	10% 30	Standardparameter			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	43,8%	44,5%	45,3%	40,9%	41,5%	42,2%			56,2%	55,5%	54,7%
6	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	411.978	100,0%	98,9%	100,1%	95,9%	94,7%	95,9%	6% 20	Kesselpreis niedrig (50%)			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	45,8%	46,3%	47,0%	43,5%	44,0%	44,7%			54,2%	53,7%	53,0%
7	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	486.866	100,0%	97,9%	98,9%	96,5%	94,4%	95,3%	6% 20	Kesselpreis hoch (250%)			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	38,8%	39,6%	40,3%	36,6%	37,4%	38,0%			61,2%	60,4%	59,7%
8	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	410.539	100,0%	98,5%	101,0%	98,9%	97,4%	99,0%	6% 20	KW-Gaspreis niedrig (70%)			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	41,1%	41,7%	43,1%	40,4%	41,0%	42,0%			58,9%	58,3%	56,9%
9	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	379.205	100,0%	98,6%	100,0%	95,5%	94,2%	95,4%	6% 20	Kessel-Gaspreis niedrig (70%)			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	49,8%	50,5%	51,1%	47,4%	48,1%	48,8%			50,2%	49,5%	48,9%
10	FMD-Kosten dav. Strom dav. Wärme	TDM	433.107	100,0%	98,5%	100,4%	83,3%	81,7%	81,7%	6% 10	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen nicht berücksichtigen!!!)			
	CO ₂ -Emission dav. Strom dav. Wärme	t	1.325.983	44,2%	44,9%	46,0%	33,0%	33,7%	33,7%			55,8%	55,1%	54,0%
				100,0%	107,2%	118,8%	163,7%	170,9%	170,9%					
				45,9%	42,8%	48,5%	67,0%	64,2%	64,2%					
				54,1%	57,2%	51,5%	33,0%	35,8%	35,8%					

Tabelle A-19

Ergebniszusammenfassung GuD-HKW 200 MW

			Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen
1	Barwert	zu Ref x	-13,7%	-12,7%	-13,9%	-9,4%	-8,3%	-9,6%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-36,8%	-39,5%	-42,3%	20	
2	Barwert	zu Ref x	-13,1%	-11,9%	-14,0%	-3,6%	-2,2%	-2,2%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-50,4%	-52,1%	-52,1%	10	
3	Barwert	zu Ref x	-12,8%	-11,6%	-14,3%	-1,8%	-0,3%	-0,3%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-50,4%	-52,1%	-52,1%	10	
4	Barwert	zu Ref x	-13,9%	-12,9%	-13,4%	-10,4%	-9,3%	-10,2%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-30,5%	-33,7%	-38,0%	30	
5	Barwert	zu Ref x	-13,5%	-12,4%	-13,8%	-8,0%	-6,7%	-7,9%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-30,5%	-33,7%	-38,0%	30	
6	Barwert	zu Ref x	-10,5%	-9,6%	-10,9%	-5,8%	-4,9%	-6,3%	6%	Kesselpreis niedrig (50%)
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-36,8%	-39,5%	-42,3%	20	
7	Barwert	zu Ref x	-22,2%	-20,7%	-21,8%	-18,7%	-17,1%	-18,2%	6%	Kesselpreis hoch (250%)
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-36,8%	-39,5%	-42,3%	20	
8	Barwert	zu Ref x	-8,6%	-7,4%	-10,1%	-7,3%	-6,1%	-8,0%	6%	KW-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-36,8%	-39,5%	-42,3%	20	
9	Barwert	zu Ref x	-4,0%	-2,9%	-4,4%	1,4%	2,6%	1,0%	6%	Kessel-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-36,8%	-39,5%	-42,3%	20	
10	Barwert	zu Ref x	-13,1%	-11,9%	-14,0%	8,7%	10,5%	10,5%	6%	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen)
	Emission	zu Ref x	-12,9%	-17,9%	-27,4%	-50,4%	-52,1%	-52,1%	10	

Tabelle A-20

Ergebniszusammenfassung GuD-HKW 100 MW

			Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen
1	Barwert	zu Ref x	-11,8%	-10,7%	-11,9%	-7,7%	-6,4%	-7,7%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-34,6%	-37,5%	-40,3%	20	
2	Barwert	zu Ref x	-10,9%	-9,7%	-11,7%	-1,7%	-0,2%	-0,2%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-48,3%	-50,1%	-50,1%	10	
3	Barwert	zu Ref x	-10,4%	-9,1%	-11,7%	0,3%	2,0%	2,0%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-48,3%	-50,1%	-50,1%	10	
4	Barwert	zu Ref x	-12,2%	-11,0%	-11,5%	-8,7%	-7,5%	-8,4%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-28,2%	-31,8%	-36,1%	30	
5	Barwert	zu Ref x	-11,4%	-10,2%	-11,6%	-6,0%	-4,7%	-5,8%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-28,2%	-31,8%	-36,1%	30	
6	Barwert	zu Ref x	-8,3%	-7,4%	-8,7%	-3,8%	-2,8%	-4,1%	6%	Kesselpreis niedrig (50%)
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-34,6%	-37,5%	-40,3%	20	
7	Barwert	zu Ref x	-21,0%	-19,4%	-20,4%	-17,6%	-15,9%	-16,9%	6%	Kesselpreis hoch (250%)
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-34,6%	-37,5%	-40,3%	20	
8	Barwert	zu Ref x	-6,9%	-5,6%	-8,2%	-5,6%	-4,4%	-6,2%	6%	KW-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-34,6%	-37,5%	-40,3%	20	
9	Barwert	zu Ref x	-1,3%	-0,1%	-1,6%	3,9%	5,3%	3,7%	6%	Kessel-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-34,6%	-37,5%	-40,3%	20	
10	Barwert	zu Ref x	-10,9%	-9,7%	-11,7%	10,1%	12,0%	12,0%	6%	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen)
	Emission	zu Ref x	-11,0%	-16,3%	-25,6%	-48,3%	-50,1%	-50,1%	10	

Tabelle A-21

Ergebniszusammenfassung GuD-HKW 50 MW

			Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen
1	Barwert	zu Ref x	-11,7%	-10,5%	-11,6%	-7,7%	-6,4%	-7,6%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-32,5%	-35,7%	-38,4%	20	
2	Barwert	zu Ref x	-10,7%	-9,4%	-11,4%	-2,1%	-0,5%	-0,5%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-46,2%	-48,3%	-48,3%	10	
3	Barwert	zu Ref x	-10,3%	-8,9%	-11,5%	-0,2%	1,5%	1,5%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-46,2%	-48,3%	-48,3%	10	
4	Barwert	zu Ref x	-11,9%	-10,8%	-11,2%	-8,7%	-7,4%	-8,3%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-26,2%	-30,0%	-34,3%	30	
5	Barwert	zu Ref x	-11,2%	-10,0%	-11,3%	-6,1%	-4,7%	-5,8%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-26,2%	-30,0%	-34,3%	30	
6	Barwert	zu Ref x	-8,0%	-7,0%	-8,2%	-3,7%	-2,6%	-3,9%	6%	Kesselpreis niedrig (50%)
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-32,5%	-35,7%	-38,4%	20	
7	Barwert	zu Ref x	-21,2%	-19,5%	-20,5%	-18,0%	-16,3%	-17,2%	6%	Kesselpreis hoch (250%)
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-32,5%	-35,7%	-38,4%	20	
8	Barwert	zu Ref x	-6,9%	-5,6%	-8,1%	-5,8%	-4,4%	-6,1%	6%	KW-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-32,5%	-35,7%	-38,4%	20	
9	Barwert	zu Ref x	-0,5%	0,8%	-0,7%	4,6%	6,0%	4,4%	6%	Kessel-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-32,5%	-35,7%	-38,4%	20	
10	Barwert	zu Ref x	-10,7%	-9,4%	-11,4%	9,0%	11,0%	11,0%	6%	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen)
	Emission	zu Ref x	-9,3%	-15,0%	-24,0%	-46,2%	-48,3%	-48,3%	10	

Tabelle A-22

Ergebniszusammenfassung BHKW 700 kW

			Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen
1	Barwert	zu Ref x	-10,8%	-9,3%	-10,1%	-7,8%	-6,2%	-7,1%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-27,9%	-32,3%	-34,7%	20	
2	Barwert	zu Ref x	-9,9%	-8,3%	-9,8%	-3,4%	-1,5%	-1,5%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-40,4%	-43,4%	-43,4%	10	
3	Barwert	zu Ref x	-10,0%	-8,3%	-10,2%	-2,4%	-0,4%	-0,4%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-40,4%	-43,4%	-43,4%	10	
4	Barwert	zu Ref x	-11,0%	-9,6%	-9,8%	-8,5%	-7,0%	-7,7%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-22,5%	-27,6%	-31,1%	30	
5	Barwert	zu Ref x	-10,8%	-9,2%	-10,2%	-6,9%	-5,3%	-6,1%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-22,5%	-27,6%	-31,1%	30	
6	Barwert	zu Ref x	-6,2%	-4,9%	-5,8%	-2,8%	-1,5%	-2,5%	6%	Kesselpreis niedrig (50%)
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-27,9%	-32,3%	-34,7%	20	
7	Barwert	zu Ref x	-22,2%	-20,3%	-21,0%	-20,0%	-17,9%	-18,6%	6%	Kesselpreis hoch (250%)
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-27,9%	-32,3%	-34,7%	20	
8	Barwert	zu Ref x	-7,2%	-5,6%	-7,4%	-6,3%	-4,7%	-6,0%	6%	KW-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-27,9%	-32,3%	-34,7%	20	
9	Barwert	zu Ref x	1,2%	2,9%	1,8%	5,1%	6,9%	5,7%	6%	Kessel-Gaspreis niedrig (74% = BHKW-Gaspreis)
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-27,9%	-32,3%	-34,7%	20	
10	Barwert	zu Ref x	-9,9%	-8,3%	-9,8%	4,5%	6,7%	6,7%	6%	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen)
	Emission	zu Ref x	-8,9%	-15,8%	-22,7%	-40,4%	-43,4%	-43,4%	10	

Tabelle A-23

Ergebniszusammenfassung BHKW 300 kW

			Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen
1	Barwert	zu Ref x	0,8%	2,5%	1,2%	3,8%	5,6%	4,7%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-24,3%	-29,3%	-31,5%	20	
2	Barwert	zu Ref x	2,5%	4,4%	2,9%	9,0%	11,2%	11,2%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-36,4%	-40,0%	-40,0%	10	
3	Barwert	zu Ref x	2,9%	5,0%	3,0%	10,6%	12,9%	12,9%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-36,4%	-40,0%	-40,0%	10	
4	Barwert	zu Ref x	0,3%	2,0%	1,1%	2,7%	4,6%	3,9%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-19,1%	-24,8%	-28,2%	30	
5	Barwert	zu Ref x	1,2%	3,0%	1,5%	5,0%	7,0%	6,2%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-19,1%	-24,8%	-28,2%	30	
6	Barwert	zu Ref x	6,3%	7,8%	6,4%	9,7%	11,3%	10,3%	6%	Kesselpreis niedrig (50%)
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-24,3%	-29,3%	-31,5%	20	
7	Barwert	zu Ref x	-12,9%	-10,6%	-11,7%	-10,6%	-8,2%	-8,9%	6%	Kesselpreis hoch (250%)
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-24,3%	-29,3%	-31,5%	20	
8	Barwert	zu Ref x	4,4%	6,2%	3,9%	5,2%	7,1%	5,8%	6%	KW-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-24,3%	-29,3%	-31,5%	20	
9	Barwert	zu Ref x	11,1%	13,0%	11,4%	14,7%	16,8%	15,7%	6%	Kessel-Gaspreis niedrig (81% = BHKW-Gaspreis)
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-24,3%	-29,3%	-31,5%	20	
10	Barwert	zu Ref x	2,5%	4,4%	2,9%	16,8%	19,4%	19,4%	6%	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen)
	Emission	zu Ref x	-6,5%	-14,0%	-20,3%	-36,4%	-40,0%	-40,0%	10	

Tabelle A-24

Ergebniszusammenfassung BHKW 14 kW

			Ref 1	Ref 2	Ref 3	Ref 4	Ref 5	Ref 6	Zinssatz/ Zeitraum	Weitere Bemerkungen
1	Barwert	zu Ref x	19,6%	22,7%	20,2%	22,1%	25,3%	24,6%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-19,7%	-25,7%	-27,7%	20	
2	Barwert	zu Ref x	22,3%	25,8%	24,5%	27,6%	31,4%	31,4%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-30,8%	-35,3%	-35,3%	10	
3	Barwert	zu Ref x	23,4%	27,1%	25,5%	29,5%	33,6%	33,6%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-30,8%	-35,3%	-35,3%	10	
4	Barwert	zu Ref x	18,7%	21,7%	19,2%	20,8%	23,9%	23,4%	6%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-15,2%	-21,8%	-24,7%	30	
5	Barwert	zu Ref x	20,6%	23,9%	21,2%	23,8%	27,3%	26,6%	10%	Standardparameter
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-15,2%	-21,8%	-24,7%	30	
6	Barwert	zu Ref x	21,5%	23,8%	23,7%	24,3%	26,8%	25,9%	6%	Kesselpreis niedrig (50%)
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-19,7%	-25,7%	-27,7%	20	
7	Barwert	zu Ref x	15,8%	20,4%	13,0%	17,7%	22,3%	21,8%	6%	Kesselpreis hoch (250%)
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-19,7%	-25,7%	-27,7%	20	
8	Barwert	zu Ref x	22,6%	25,8%	22,5%	23,3%	26,6%	25,5%	6%	KW-Gaspreis niedrig (95% = BHKW-Gaspreis)
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-19,7%	-25,7%	-27,7%	20	
9	Barwert	zu Ref x	22,6%	25,8%	23,2%	25,3%	28,6%	27,8%	6%	Kessel-Gaspreis niedrig (70%)
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-19,7%	-25,7%	-27,7%	20	
10	Barwert	zu Ref x	22,3%	25,8%	24,5%	33,7%	37,9%	37,9%	6%	Kohlepreise niedrig (20%) Simulation Niedrigpreisangebote (Emissionen)
	Emission	zu Ref x	-4,3%	-12,7%	-17,9%	-30,8%	-35,3%	-35,3%	10	

Abbildung A-1

Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW

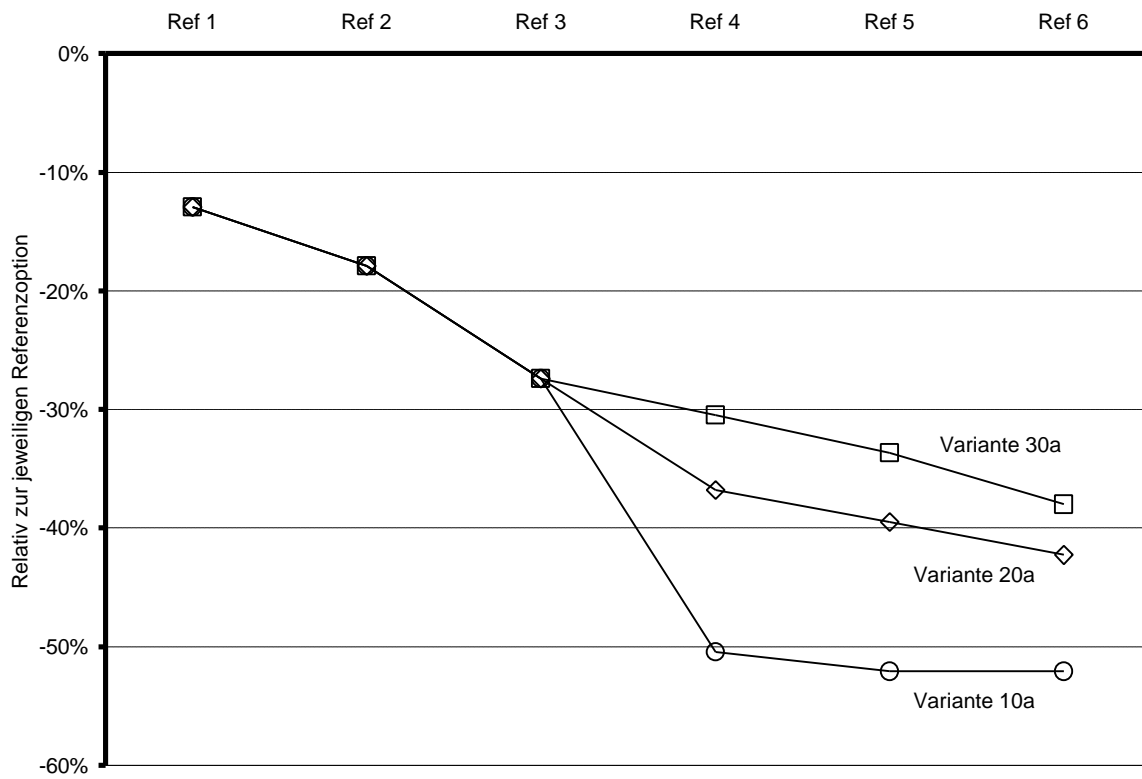


Abbildung A-2

Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 100 MW

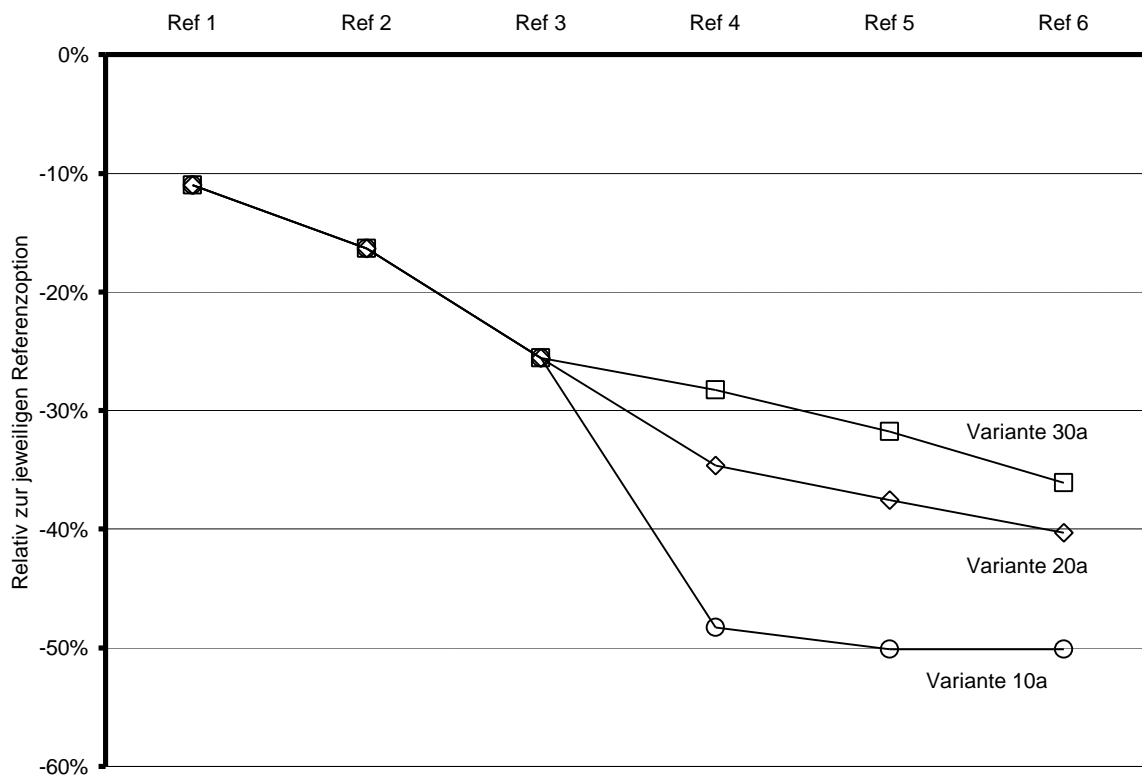


Abbildung A-3

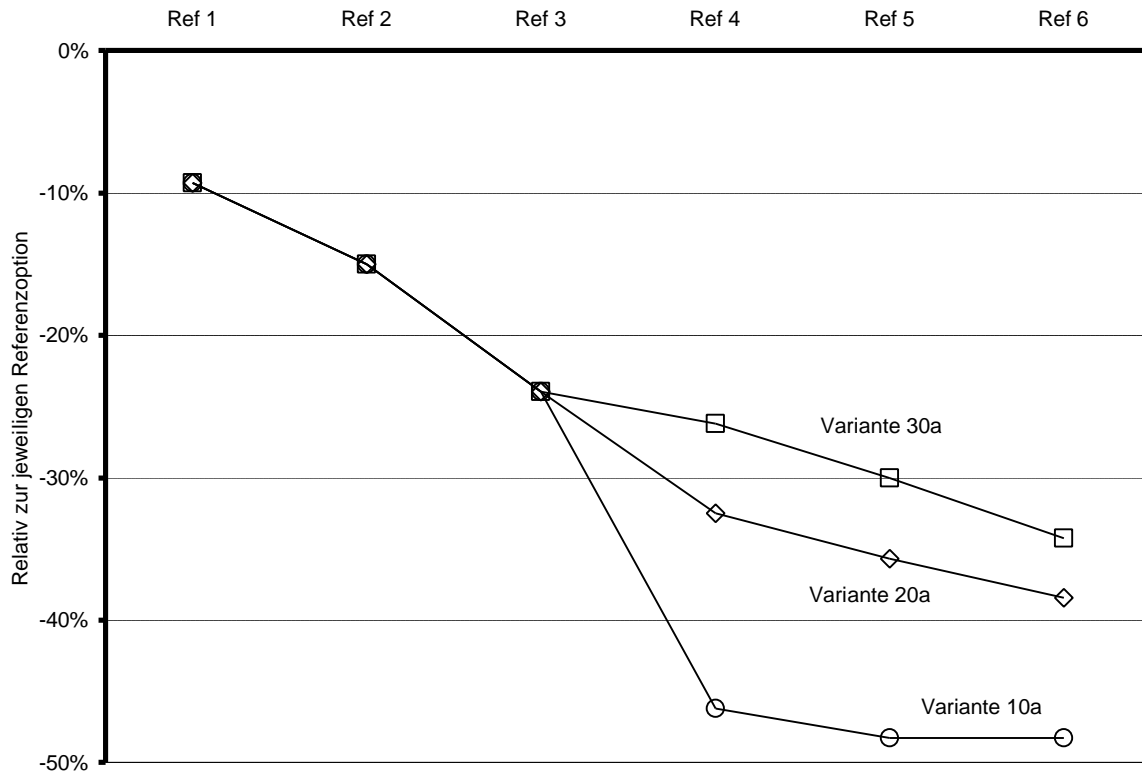
Emissionen im Systemvergleich, GuD-HKW 50 MW

Abbildung A-4

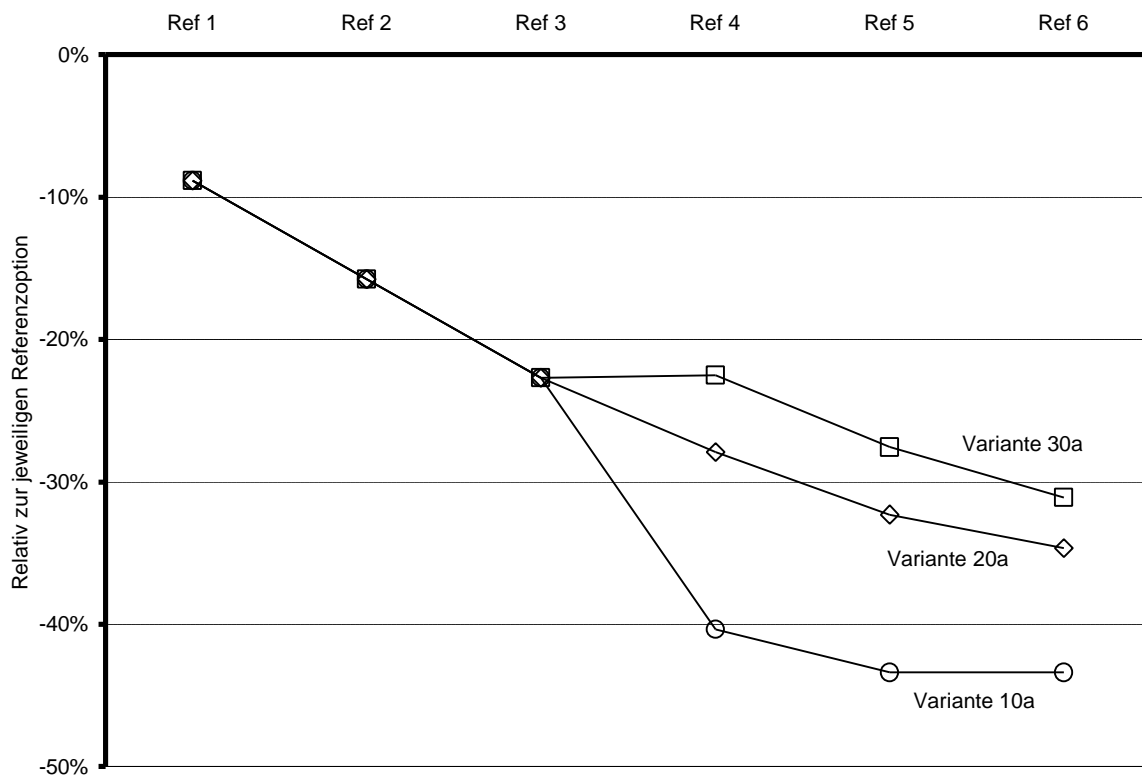
Emissionen im Systemvergleich, BHKW 700 kW

Abbildung A-5

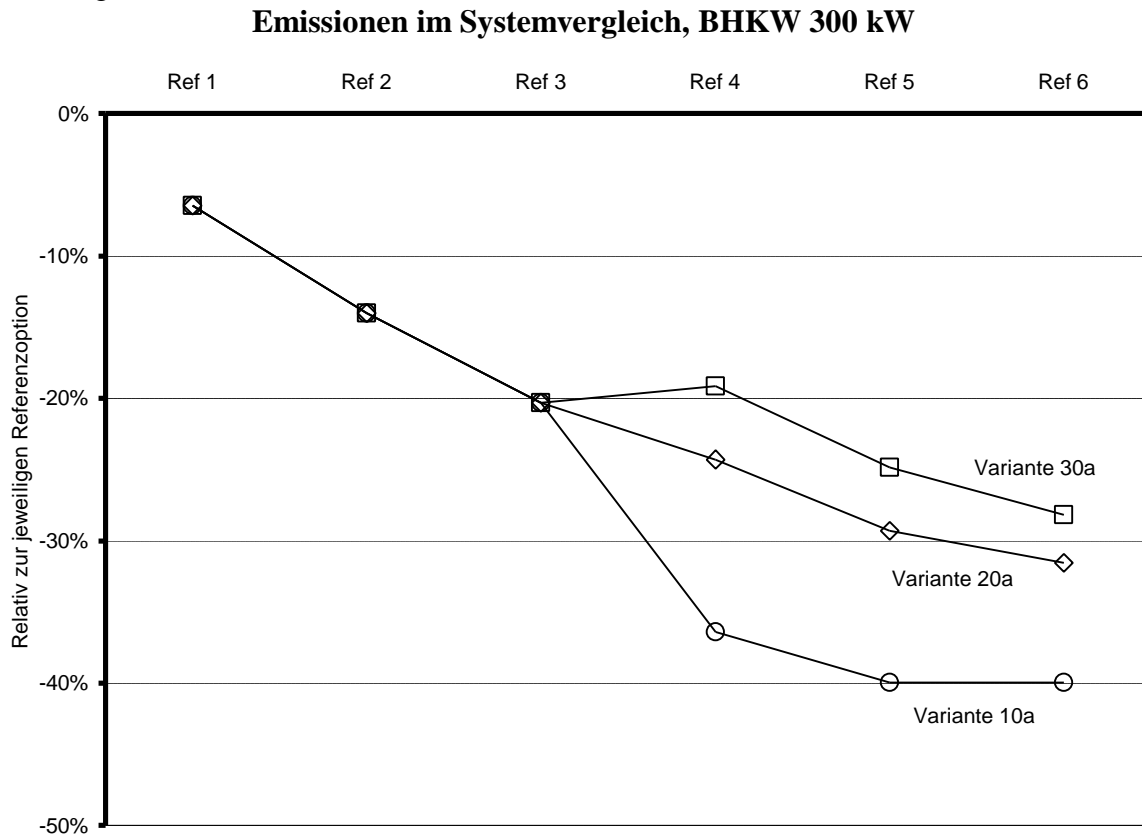


Abbildung A-6

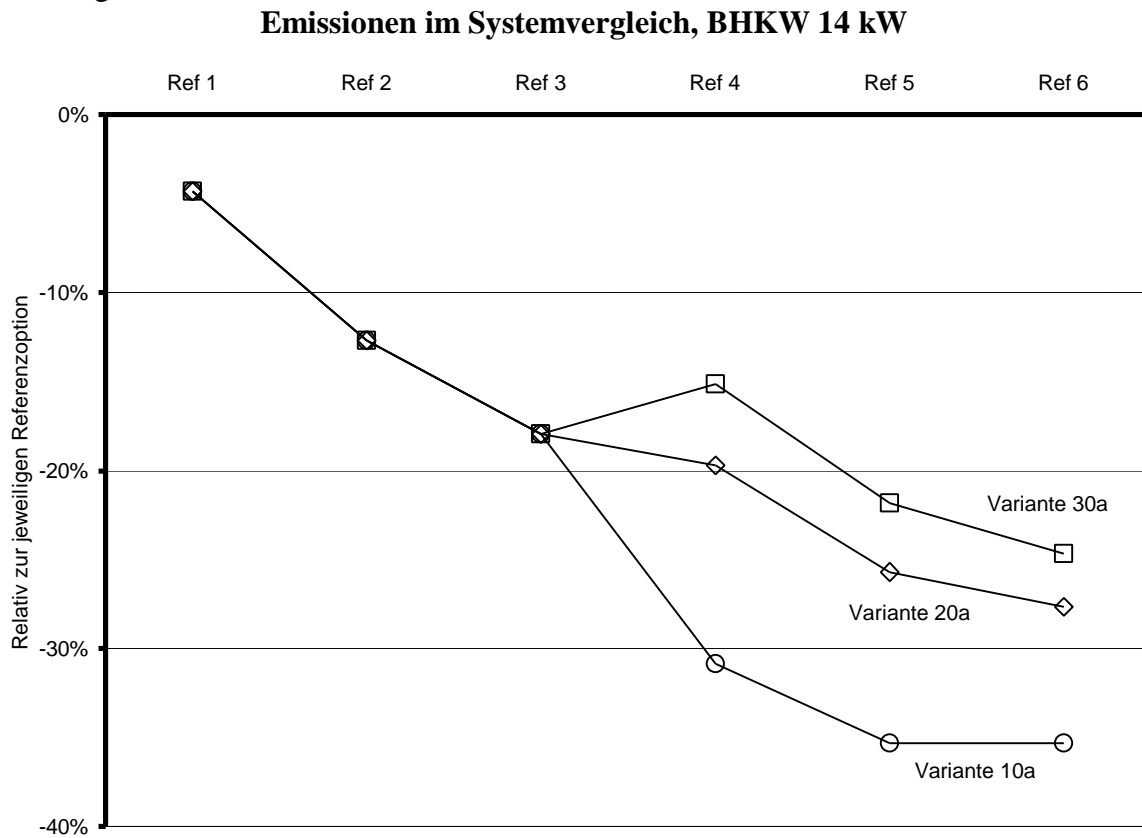


Abbildung A-7

Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 200 MW

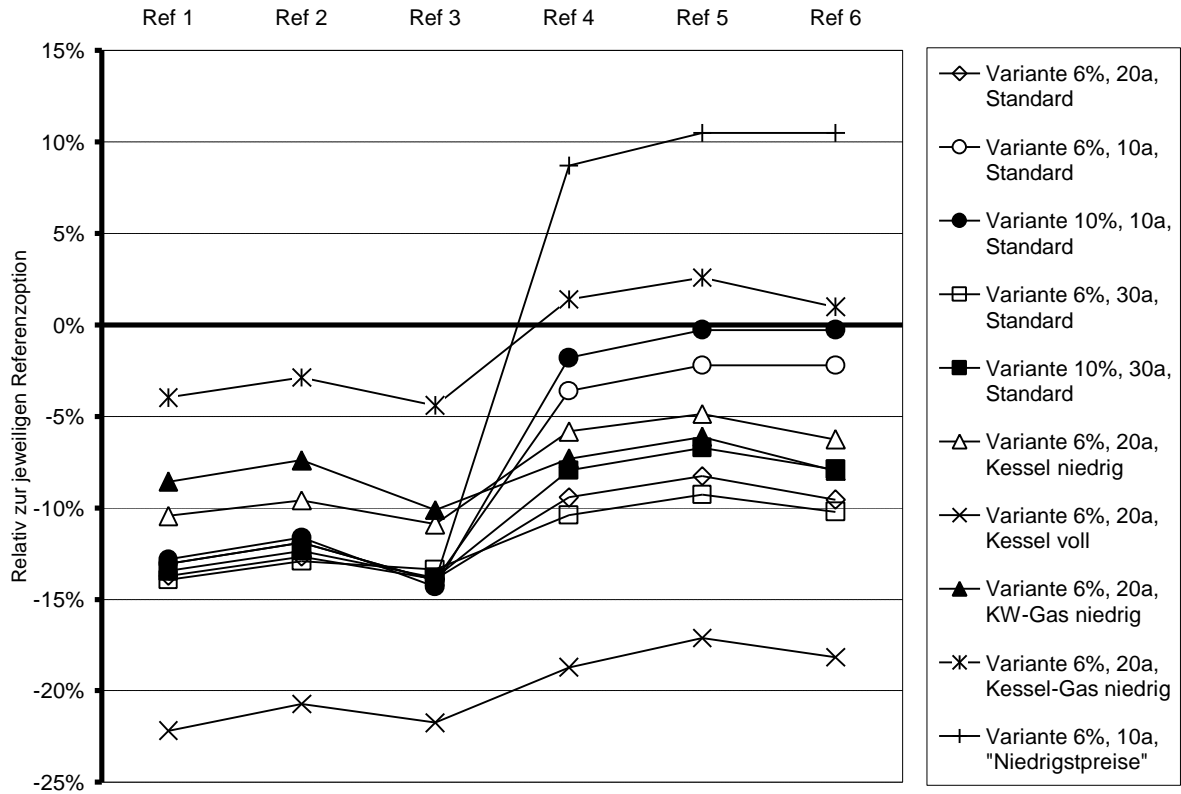


Abbildung A-8

Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 100 MW

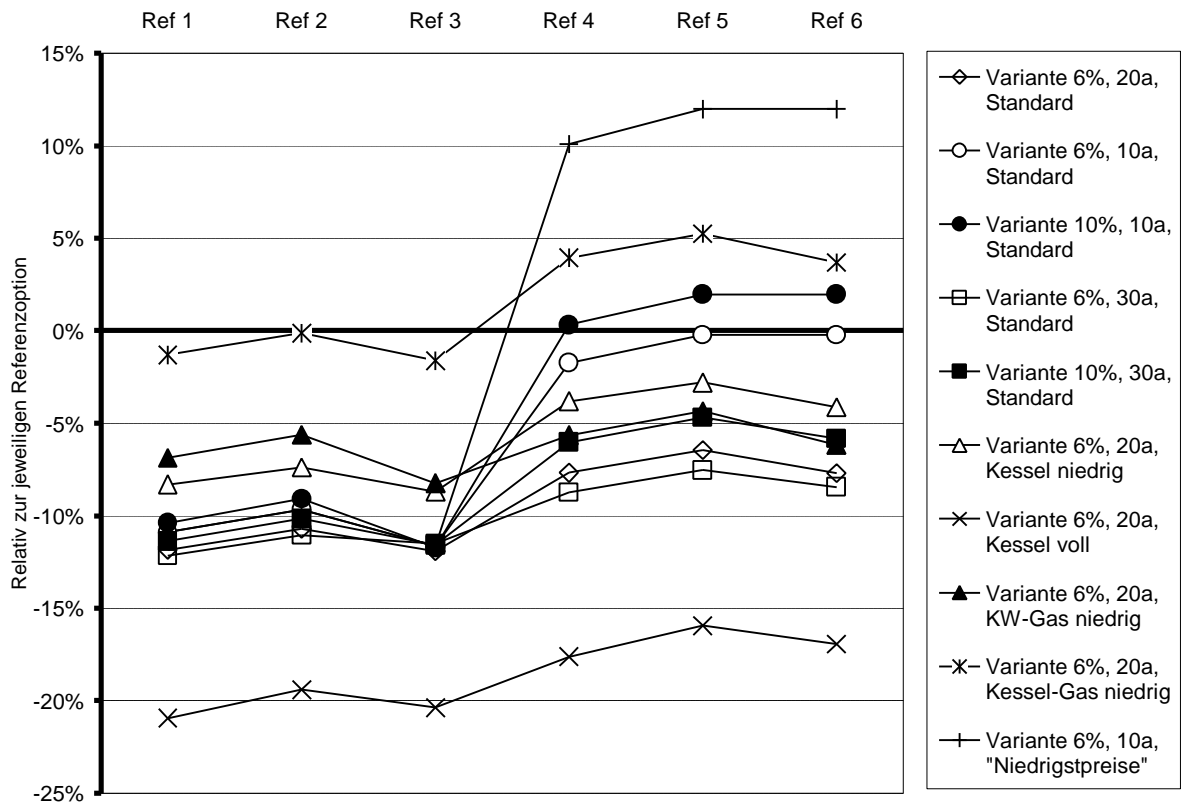


Abbildung A-9

Kosten im Systemvergleich, GuD-HKW 50 MW

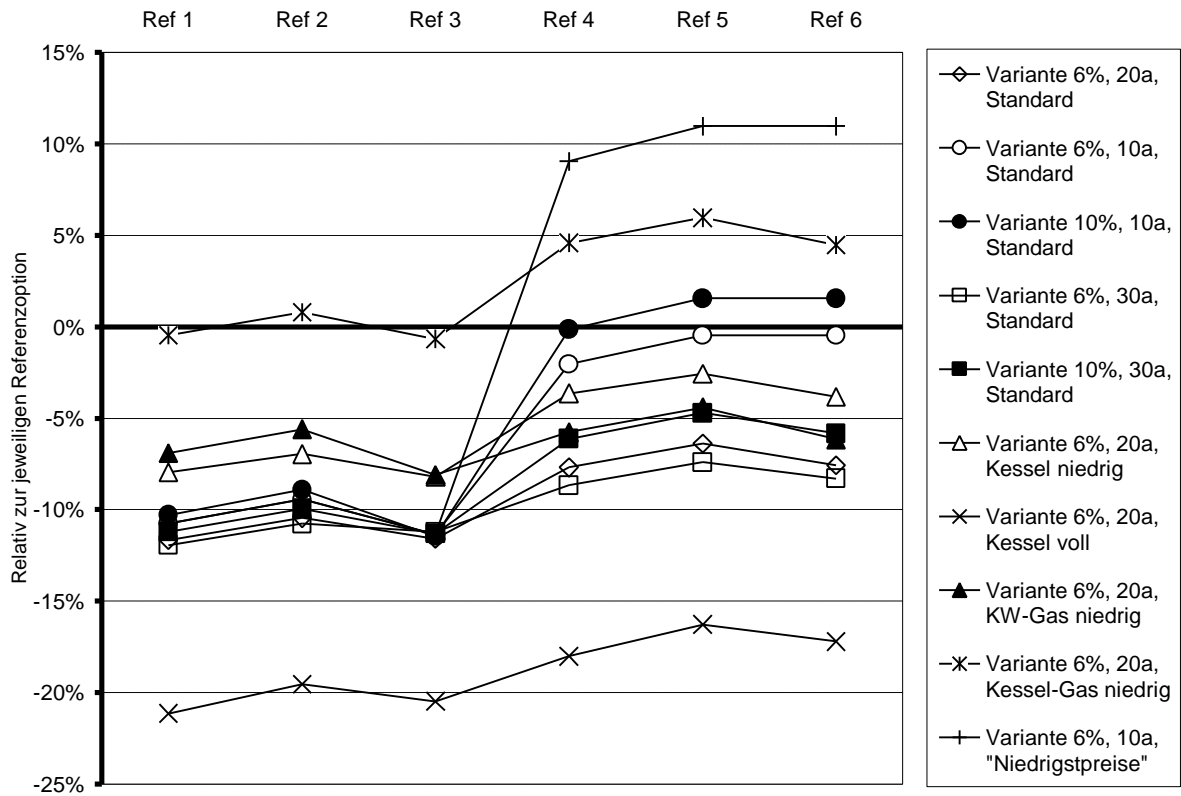


Abbildung A-10

Kosten im Systemvergleich, BHKW 700 kW

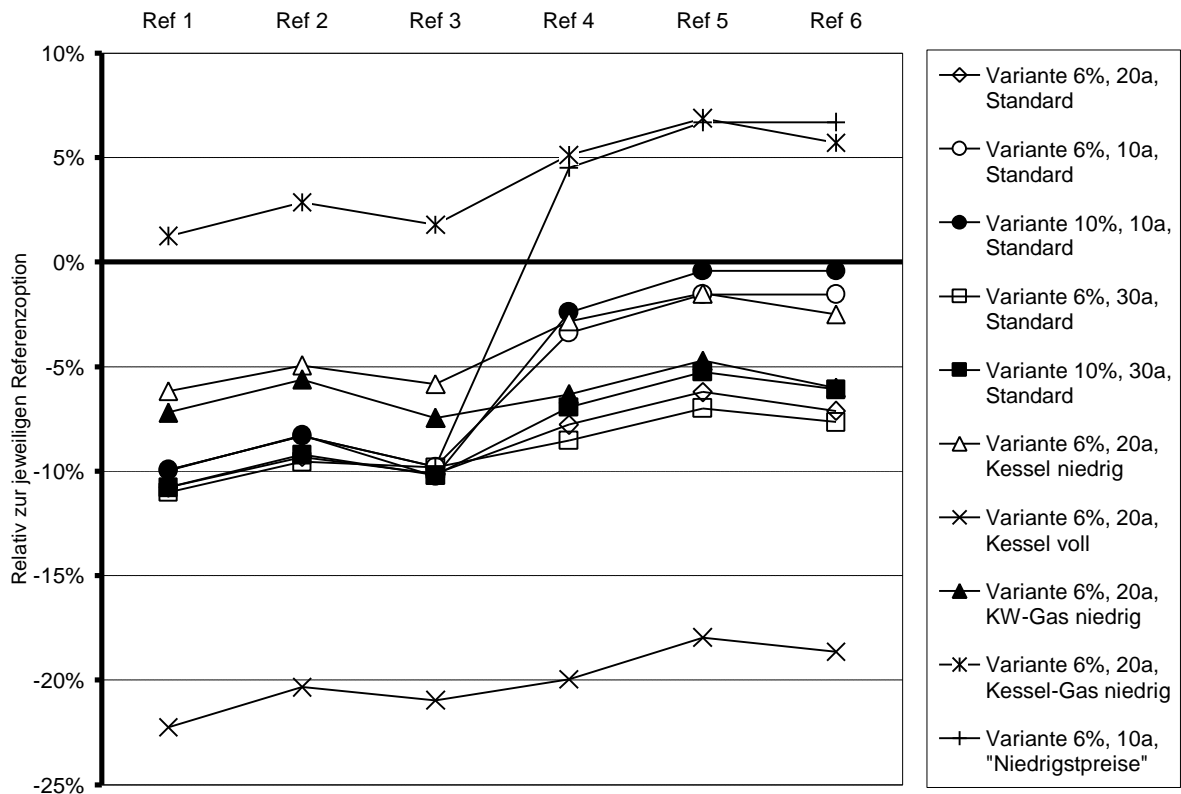


Abbildung A-11

Kosten im Systemvergleich, BHKW 300 kW

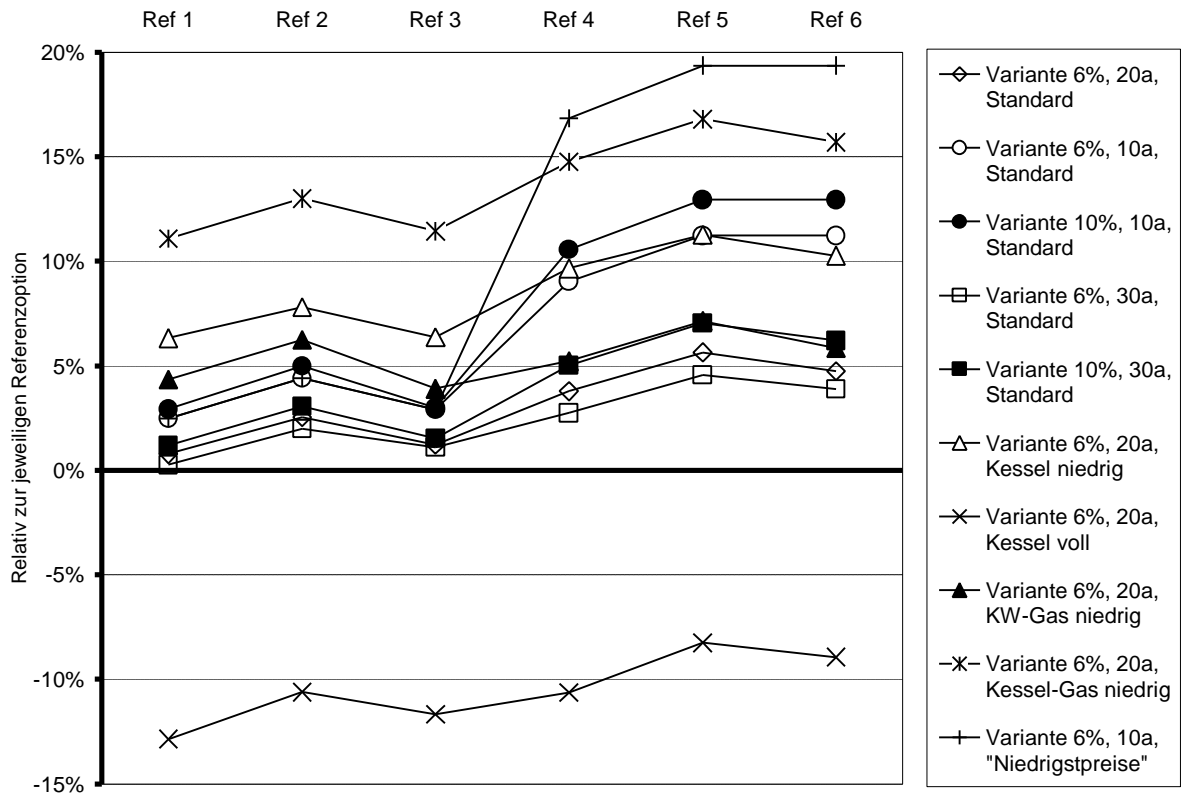


Abbildung A-12

Kosten im Systemvergleich, BHKW 14 kW

