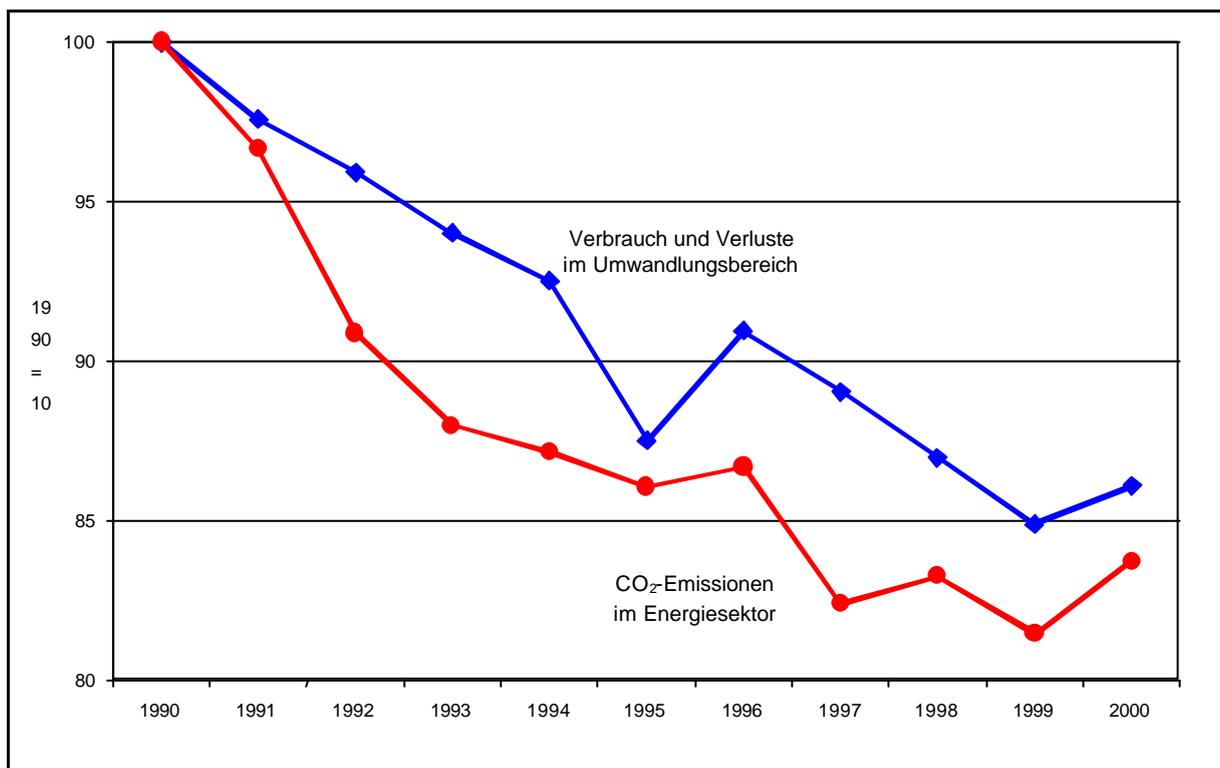


4.3.5 Potenziale und Optionen im (fossilen und nuklearen) Umwandlungsbereich

4.3.5.1 Merkmale des Sektors und künftige Tendenzen

(794) Ähnlich wie in der Industrie ist auch die Entwicklung des Energieverbrauchs im gesamten Umwandlungsbereich in den neunziger Jahren wesentlich vom "Wiedervereinigungseffekt" beeinflusst worden. So verminderte sich der Energieverbrauch in diesem Bereich von 1990 bis 1995 um rund 12%, während er im Jahre 2000 „nur“ noch um weniger als 2% unter dem 1995er-Niveau lag (Abbildung 4–29).

Abbildung 4–29: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im Umwandlungsbereich in Deutschland von 1990 bis 2000



Quellen: AG Energiebilanzen; Umweltbundesamt; DIW.

(795) Insgesamt absorbiert der Umwandlungsbereich einen großen, im Zeitablauf allerdings leicht abnehmenden Teil des gesamten Primärenergieverbrauchs: Im Jahre 1990 betrug sein Anteil noch gut 30%, zehn Jahre später waren es etwa drei Prozentpunkte weniger.

(796) Gleichzeitig ist der Umwandlungsbereich für sich genommen und gemessen an den direkten CO₂-Emissionen mit Anteilen von 44 bis 45 % der bei weitem größte CO₂-Emittent. Innerhalb des gesamten Umwandlungsbereiches weisen die Kraftwerke den mit Abstand größten und zudem steigenden Anteil auf: Im Jahre 1990 belief er sich auf rund 80 %, erhöhte sich dann aber bis auf reichlich 85% im Jahre 2000 (Tabelle 4–51).

Tabelle 4–51: Merkmale des Umwandlungsbereiches bezogen auf den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen: Ist-Entwicklung und Tendenzen unter Referenzbedingungen

	Einheit	1990	1995	2000	Zukünftige Tendenzen	
					2000/2020	2020/2050
Verbrauch und Verluste im Umwandlungssektor ¹⁾	PJ	4513	3950	3886	↓	↓
Anteil am Primärenergieverbrauch	%	30,3	27,7	27,4	↓	↓
CO ₂ -Emissionen im Umwandlungssektor	Mio.t	440,6	379,2	368,9	↘	↘
Kraftwerke		354,7	320,2	315,2	keine Angaben	
Heizkraftwerke/Fernheizwerke		42,9	29,5	26,5		
übrige Umwandlungsbereiche	43	29,5	27,3			
Anteil der CO ₂ -Emissionen im Umwandlungssektor an den gesamten energiebedingten CO ₂ -Emissionen	%	44,6	43,3	43,9	↗	↑

¹⁾ Einschließlich statistische Differenzen.

Quellen: AG Energiebilanzen; Umweltbundesamt; DIW.

(797) Der Umwandlungseinsatz insgesamt belief sich in Deutschland im Jahre 1998 auf rund 11.510 PJ und der Umwandlungsausstoß auf knapp 8.280 PJ. Daraus errechnet sich eine mittlere Output/Input-Relation von etwa 72 % (Tabelle 4–52).

(798) Die Output/Input-Relation zeigt zwischen den einzelnen Bereichen des Umwandlungssektors eine breite Streuung: Während die eher mit der stofflichen Umwandlung von Energieträgern befassten Bereiche wie die Raffinerien, die Brikettfabriken oder die Kokereien Relationen von nahe 100 % oder sogar darüber aufweisen, bewegen sich die Relationen etwa bei Kraftwerken in Größenordnungen zwischen 33 % und knapp 40 %. Eine Besonderheit stellten die Heizkraftwerke dar, deren Relation bei mehr als 100 % liegt; bilanztechnisch ist dies darauf zurückzuführen, dass der energetische Vorteil bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der Wärmeseite zugerechnet wird.

Tabelle 4–52: Einsatz und Ausstoß im Umwandlungssektor in Deutschland im Jahre 1998 nach Bereichen

	Umwandlungseinsatz ¹⁾		Umwandlungsausstoß		Output/Input-Verhältnis
	PJ	%	PJ	%	%
Kokereien	385	3,3	396	4,8	102,9
Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	122	1,1	118	1,4	97,0
Öffentliche Wärmekraftwerke ²⁾	2839	24,7	1129	13,6	39,8
Industriewärmekraftwerke	516	4,5	189	2,3	36,7
Kernkraftwerke	1763	15,3	582	7,0	33,0
Wasserkraftwerke ³⁾ , Wind- und Photovoltaikanlagen	99	0,9	94	1,1	95,2
Öffentliche Heizkraftwerke	272	2,4	295	3,6	108,2
Fernheizwerke	82	0,7	70	0,8	84,6
Hochöfen	162	1,4	176	2,1	108,6
Raffinerien	5035	43,7	5004	60,5	99,4
Sonstige Energieerzeuger	237	2,1	223	2,7	94,4
Umwandlungsbereich insgesamt	11513	100,0	8276	100,0	71,9
Energieverbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	572				
Fackel- u. Leitungsverluste	150				

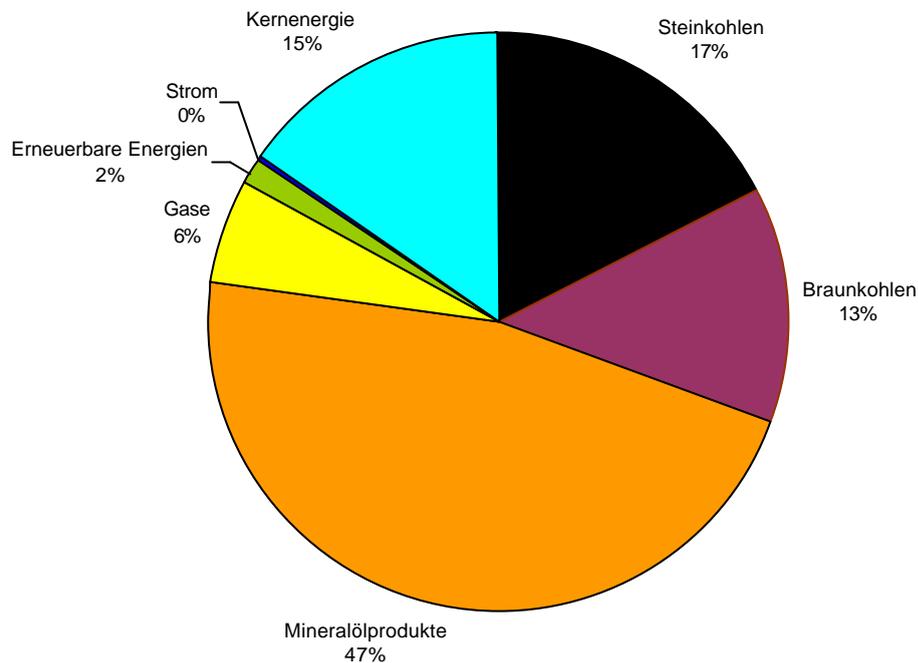
¹⁾ Ohne Verbrauch und Verluste in den Umwandlungsbereichen. ²⁾ Ohne Heizkraftwerke. ³⁾ Einschließlich Pumpstromeinsatz in Pumpspeichieranlagen.

Quelle: AG Energiebilanzen.

(799) Die Struktur des gesamten Umwandlungseinsatzes nach Energieträgern zeigt Abbildung 4–30. Danach entfiel mit 47 % der größte Anteil auf Mineralölprodukte (vornehmlich schlägt hier der Rohöleinsatz in den Raffinerien zu Buche), gefolgt von den Steinkohlen mit 17 %, der Kernenergie mit 15 %, den Braunkohlen mit 13 % und den Gasen mit 6 %; erneuerbare Energiequellen sind lediglich mit etwa 2 % beteiligt.

(800) Nach Sektoren gegliedert sind die Kraftwerke mit gut 45 % und die Raffinerien mit knapp 44 % am stärksten am gesamten Umwandlungseinsatz beteiligt; dagegen fallen alle anderen Bereiche weniger ins Gewicht. Berücksichtigt man jedoch weiterhin die höchst unterschiedlichen Output/Input-Relationen zwischen den Kraftwerken einerseits und den Raffinerien andererseits, so wird ersichtlich, dass die Stromwirtschaft per Saldo den bei weitem größten Anteil am Segment "Verbrauch und Verluste im Umwandlungsbereich" einnimmt (Tabelle 4–52). Auch deshalb steht bei der Analyse der Potenziale und Optionen im Umwandlungsbereich die Elektrizitätswirtschaft im Vordergrund des Interesses. Der Tabelle 4–53 sind einige Merkmale dieses Sektors zu entnehmen. Danach war der Energieeinsatz zur Stromerzeugung in den neunziger Jahren leicht rückläufig; dabei hat sich die Energieträgerstruktur deutlich verändert: So standen deutlichen Anteilsverlusten der Braunkohlen Anteilsgewinne bei der Kernenergie gegenüber; steigende Anteile wiesen auch die erneuerbaren Energiequellen wie die Gase auf, während sich der Anteil der Steinkohlen im Wesentlichen unverändert bei rund einem Viertel hielt.

Abbildung 4–30: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich in Deutschland im Jahre 1998 nach Energieträgern



Quelle: AG Energiebilanzen

(801) Gemessen an der gesamten Bruttostromerzeugung, die sich von 1990 bis 2000 um etwa 2,4 % erhöht hat, ging der spezifische Brennstoffeinsatz in den neunziger Jahren spürbar, nämlich um rund 5 %, zurück. Dies bedeutet eine Verbesserung des mittleren Nutzungsgrades der Stromerzeugung von 36,5 % (1990) auf 38,4 % (2000).

(802) Die alles in allem noch leicht ansteigende Stromerzeugung bewirkte auch, dass sich deren Anteil an den direkten CO₂-Emissionen insgesamt erhöht hat, und zwar von knapp 36 % (1990) auf 37,5 % (2000). Absolut gesehen sind aber die stromerzeugungsbedingten CO₂-Emissionen in der Periode 1990 bis 2000 um rund 40 Mio. t bzw. um etwa 11 % gesunken, von 1995 bis 2000 um etwa 5 Mio. t – dies entspricht 1,6 %. Ebenfalls rückläufig sind die spezifischen CO₂-Emissionen (bezogen auf die Nettostromerzeugung). Sie gingen von 0,7 kg CO₂/kWh (1990) bis 1995 auf 0,65 kg CO₂/kWh zurück und betragen im Jahr 2000 0,63 kg CO₂/kWh.

Tabelle 4–53: Merkmale des Stromerzeugungsbereiches bezogen auf den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen: Ist-Entwicklung und Tendenzen unter Referenzbedingungen

	Einheit	1990	1995	2000	Zukünftige Tendenzen	
					2000/2020	2020/2050
Energieverbrauch	PJ	5426	5148	5273	↓	↓
Steinkohlen	%	23,4	25,9	24	↗	↓
Braunkohlen	%	34,3	29,6	28,8	↗	↘
Mineralölprodukte	%	2	1,4	0,7	↓	↓
Gase	%	8	8,4	8,7	↘	↑
Kernenergie	%	30,6	32,7	35,1	↓	↓
Wasserkraft, Windenergie, PV	%	1,6	2	2,6	↑	↑
Bruttostromerzeugung	TWh	549,9	535,8	563,1	↗	↘
Spezifischer Energieeinsatz zur Stromerzeugung	kJ/kWh	9867	9608	9364	↓	↓
Mittlerer Nutzungsgrad	%	36,5	37,5	38,4	↑	↑
CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke ¹⁾	Mio. t	354,7	320,2	315,2	↑	↑
Anteil an den energiebedingten CO ₂ -Emissionen insgesamt	%	35,9	36,5	37,5	↑	↑

¹⁾ Einschließlich übrige feste Brennstoffe
²⁾ Nur Stromerzeugung.

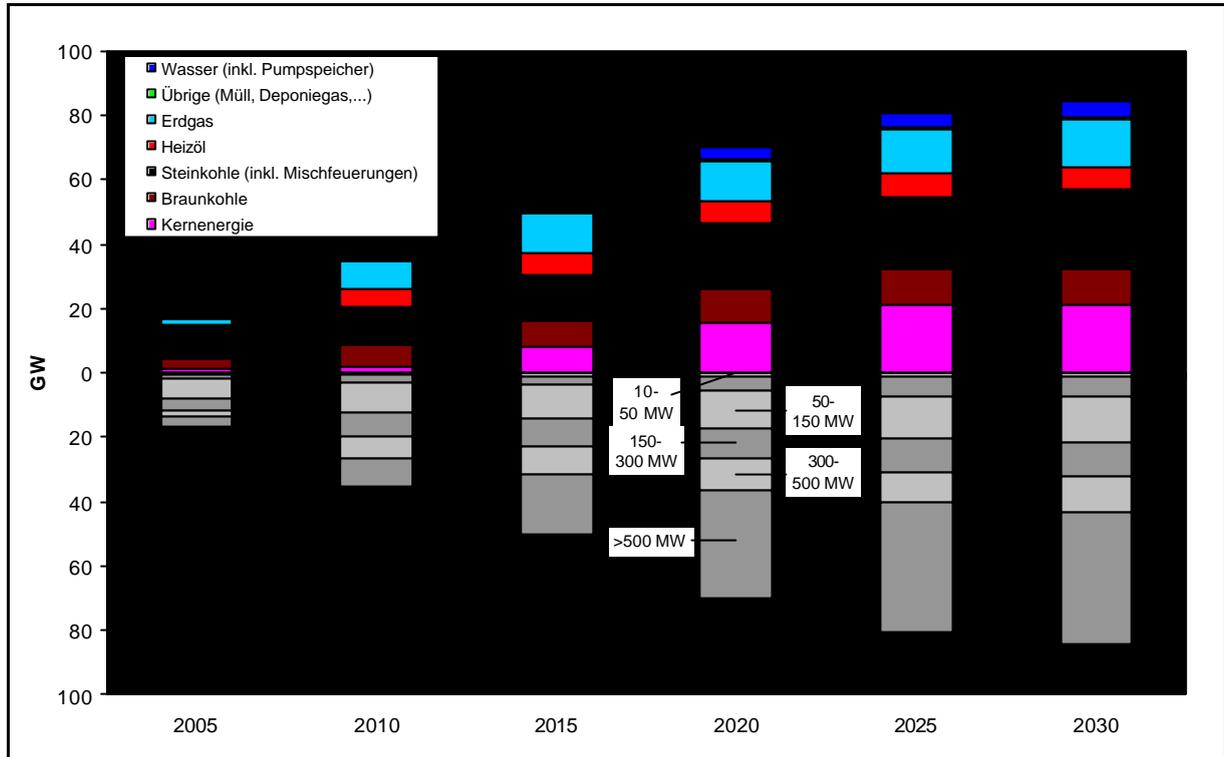
Quellen: AG Energiebilanzen; VDEW; DIW.

(803) Angesichts der herausragenden Rolle der Stromerzeugung für die Treibhausgasemissionen des Umwandlungssektors beschränken sich die folgenden Ausführungen auf den Kraftwerkssektor.

4.3.5.2 Zeitfenster des Ersatzbedarfs für (fossile und nukleare) Kraftwerkskapazitäten in Deutschland

(804) Aus der langen Lebensdauer des Kapitalstocks im Bereich der Kraftwerke resultieren für Neuinvestitions-Entscheidungen bestimmte Zeitfenster. Diesbezüglich sind für Deutschland erhebliche Unterschiede zwischen den alten und den neuen Bundesländern zu berücksichtigen. In den neunziger Jahren beschränkten sich Neu- und Modernisierungsinvestitionen bei der Stromerzeugung im wesentlichen auf die neuen Bundesländer, während in den alten Bundesländern nur geringe Kapazitäten errichtet wurden. In den neuen Bundesländern bedarf der Kapitalstock im Stromerzeugungssektor für die nächsten 15 bis 20 Jahre keiner wesentlichen Erneuerungsinvestitionen, während für die alten Bundesländern spätestens ab 2010 erhebliche Kraftwerkskapazitäten abgängig sind und durch Ersatzkapazitäten bzw. Stromeinsparungen kompensiert werden müssen.

Abbildung 4–31: Kumulierte Abgänge an Kraftwerkskapazitäten, 2005-2030 nach Energieträgern und Blockgrößen



Quellen: MarkewitzNollen (1999), FEES (2002), Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

(805) Die Abbildung 4–31 verdeutlicht dies an Hand einer Modellrechnung, die einerseits die Umsetzung der Vereinbarung zum Auslaufen der Kernenergienutzung und andererseits eine Lebensdauer des konventionellen Kraftwerksparks von 35 Jahren – dies ist der bisherige empirische Befund – unterstellt. Selbst wenn man unter den (neuen) Bedingungen liberalisierter Märkte annimmt, dass die wirtschaftliche Attraktivität gering investiver Instandhaltungsmaßnahmen zu gewissen Lebensdauererlängerungen von Kraftwerkskapazitäten mit niedrigen Brennstoff- und Betriebskosten führen könnte sowie im Stilllegungsprozess zweifellos vorhandene Überkapazitäten¹ abgebaut werden, so werden zwischen 2010 und 2025 Kraftwerkskapazitäten von 40 bis 60 GW neu errichtet werden müssen, sofern der Strombedarf nicht signifikant zurückgeht. Überwiegend werden die dafür notwendigen Investitionen in den alten Bundesländern anfallen, zur Mitte oder zum Ende der zweiten Dekade werden jedoch auch Entscheidungen zum Ersatz der Anfang der 90er Jahre modernisierten Braunkohlenkraftwerke der 500 MW-Klasse (mit einer Gesamtleistung von 4 000 MW) im Lausitzer Braunkohlenrevier gefällt werden müssen.

¹ Allein die Verbundunternehmen RWE, E.ON und EnBW haben im Zuge des Abbaus von Überkapazitäten bereits Stilllegungen von ca. 12 000 MW angekündigt, dazu Kraftwerke über das gesamte Lastband (Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke) sowie über das gesamte konventionelle Brennstoffspektrum (Braunkohle, Steinkohle, Gas und Mischfeuerungen sowie Kernenergie).

(806) Neben dem Ersatz der auslaufenden Kernkraftwerke – der sich kapazitätsseitig vor allem im Zeitraum 2010 bis 2025 bemerkbar machen wird – werden die abgängigen Kraftwerkskapazitäten zunächst vor allem kleinere Stein- und Braunkohlenkraftwerksblöcke (bis zu 300 MW) betreffen, ab 2015 werden aber in zunehmendem Maße auch größere Kraftwerksblöcke abgängig sein.

(807) Bei einem vollständigen Ersatz der abgängigen Kraftwerkskapazitäten dürften sich die notwendigen Investitionsvolumina allein für den Zeitraum 2010 bis 2020 auf mehr als 30 Mrd. € und im Zeitraum bis 2030 auf 50 bis 60 Mrd. € belaufen. Noch nicht abzusehen ist die Situation, in welchem Umfang die notwendigen Investitionsaktivitäten ausschließlich in Deutschland selbst oder teilweise auch in Nachbarländern stattfinden werden. Vor dem Hintergrund der Erfahrung, dass sich mit der Liberalisierung und Integration der Energiemärkte die Investitionskalküle angleichen und über große Entfernungen der Primärenergietransport im Regelfall wirtschaftlich attraktiver ist als die Stromübertragung, ist jedoch bis auf weiteres davon auszugehen, dass die Investitionen überwiegend in Deutschland erfolgen werden.

(808) Entsprechende Schätzungen für den Zusatz- und Ersatzbedarf in Europa für die nächsten ein bis zwei Dekaden belaufen sich auf etwa 200 bis 300 GW, dies entspricht Investitionen von mehr als 200 Mrd. €

(809) Sowohl vor dem Hintergrund der langen technischen Lebenszeit als auch der erheblichen Investitionsvolumina bildet der Stromerzeugungssektor eine Schlüsselrolle für eine nachhaltige Ausgestaltung des Energiesystems. Angesichts realistischer Umsetzungszeiträume (Planung, Genehmigung, Errichtung) von 5 bis 10 Jahren werden die Investitionsentscheidungen der nächsten 15 Jahre – zumindest im Bereich der Großkraftwerke – das Niveau der Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 maßgeblich bestimmen.

4.3.5.3 Grundsätzliche Möglichkeiten zur Energieeinsparung und Emissionsminderung

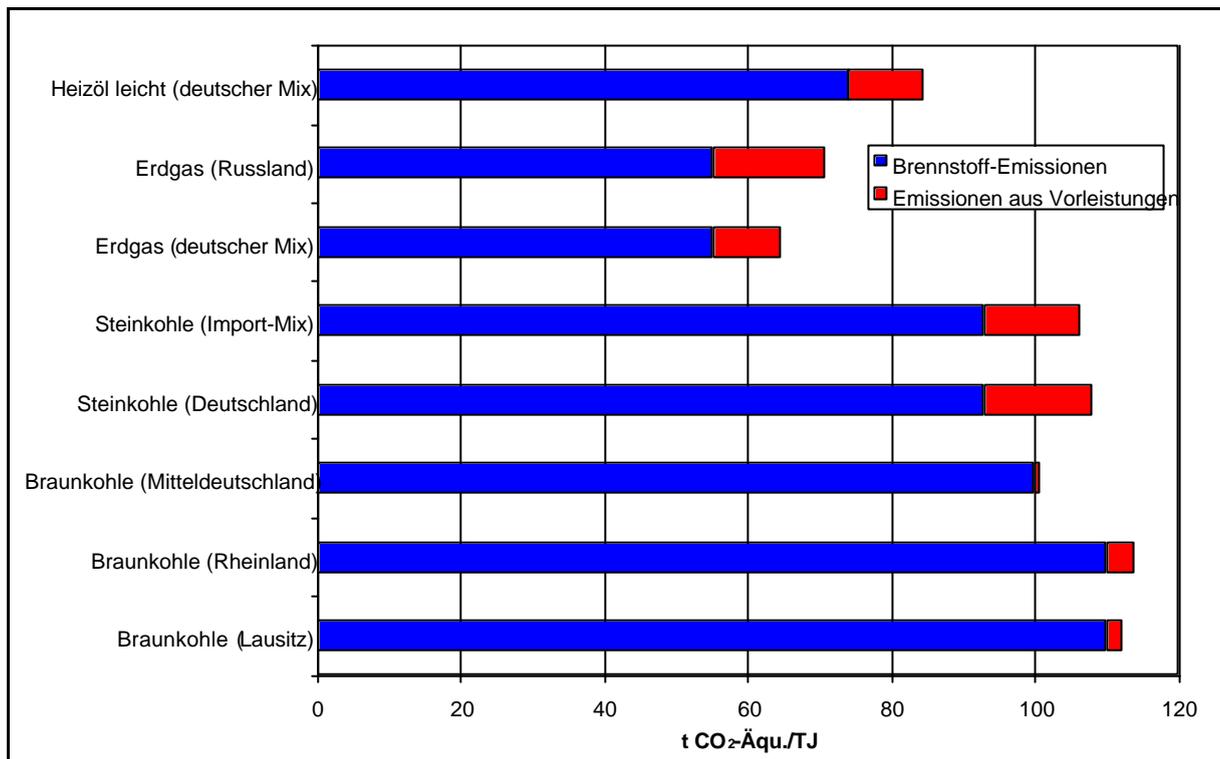
(810) Emissionsminderungen im Kraftwerkssektor können mit folgenden Strategien erzielt werden:

- Verminderung der Stromnachfrage,
- Wechsel zu emissionsärmeren oder –freien Energieträgern,
- Erhöhung der Umwandlungseffizienz durch technische Verbesserungen,
- Erhöhung der Umwandlungseffizienz durch neue technische Konzepte (dies schließt nur solche ein, die nicht an die Grenzen des Carnot-Wirkungsgrades stoßen),

- Verbesserung der Umwandlungseffizienz durch Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung,
- CO₂-Abtrennung und -Deponierung.

(811) Die Potenzial und Optionen zur Minderung der Endenergienachfrage werden in den Kapiteln 4.3.1 bis 4.3.4 näher ausgeführt, die Potenziale der erneuerbaren Energien werden im Kapitel 4.3.6 ausführlich beschrieben.

Abbildung 4–32: Gesamte Treibhausgasemissionen von Brennstoffen für den Kraftwerkseinsatz



Quelle: Öko-Institut (GEMIS - Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme)

(812) Die Abbildung 4–32 zeigt die Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O) verschiedener fossiler Brennstoffe aus einer gesamtsystemaren Perspektive. Dabei werden nicht nur die direkten Emissionen bei der Verbrennung betrachtet, sondern auch diejenigen Emissionen, die bei der Bereitstellung der Brennstoffe insgesamt (Verluste, Emissionen, Energie- und Materialaufwendungen) entstehen.

(813) Die Übersicht verdeutlicht, dass eine solche Betrachtung der Gesamt-Emissionen die Rangfolge der verschiedenen Brennstoffe in Bezug auf die Treibhausgasemissionen nicht verändert, die Vorteile einzelner Energieträger jedoch teilweise kompensiert. Im besonderen Maße trifft dies auf Stein- und Braunkohle zu, deren Emissionen sich vor allem wegen der Methan-Emissionen bei der Steinkohlenförderung (Grubengas) nahezu angleichen. Es bleibt jedoch gleichzeitig darauf hinzuweisen, dass die Emissionen aus der Bereitstellung durch

entsprechende Maßnahmen (Verbesserung der Effizienz von Kompressorstationen, Grubengasnutzung) zumindest teilweise gemindert werden können. Entsprechende Maßnahmen werden beispielsweise im deutschen Steinkohlenbergbau bereits im größeren Umfang praktiziert, weitere befinden sich sowohl für die deutsche Kohleindustrie als auch beispielsweise für russische Verdichterstationen (auch als Joint-Implementation-Projekte) in der Vorbereitung bzw. Umsetzung.

(814) Im Ergebnis bildet so hinsichtlich der Substitution fossiler Energieträger vor allem die Ablösung von (Braun- und Stein-)Kohle durch Erdgas eine Option mit signifikanten Treibhausgasminderungen (ca. 40 %).

(815) In den folgenden Abschnitten werden die anderen Schwerpunkt-Optionen zur Minderung der Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung (technische Verbesserung, neue Konzepte und Kraft-Wärme-Kopplung sowie CO₂-Abtrennung) detaillierter dargestellt.

4.3.5.4 Schwerpunkt 1: Konventionelle Großkraftwerke

(816) Bereits in der Vergangenheit wurden bei der Effizienzsteigerung konventioneller Kraftwerkstechnologien erhebliche Fortschritte gemacht. Anfang der 60er Jahre lagen die Wirkungsgrade von – vor allem für den Bereich der Kohleverstromung typischen – Dampfturbinen-Kraftwerken bei wenig über 30 %, die Wirkungsgrade von Gasturbinen bei etwa 25 % sowie bei den ersten Kombiprozessen aus Gas- und Dampfturbinen bei etwa 41 %.

(817) Durch Systemoptimierungen, vor allem aber durch neue Materialien und Anlagenkonzepte gelang es in den vergangenen Jahrzehnten, die Wirkungsgrade der Anlagen erheblich zu verbessern. Entscheidend dabei war, dass die nutzbaren Temperaturniveaus durch die Verfügbarkeit neuer Werkstoffe wesentlich gesteigert werden konnten.

(818) Bei Anlagenkonzepten mit Gasturbinen können heute Turbinen-Eintrittstemperaturen von mehr als 1.200 °C (ISO) genutzt werden, es werden bei gasgefeuerten Kombiprozessen Kraftwerke mit Wirkungsgraden von fast 58 % gebaut. Aber auch bei Dampfturbinen-Kraftwerken wurden in den 90er Jahren mit dem Übergang zu überkritischen Dampfungszuständen erhebliche Effizienzsprünge erreicht (Kraftwerk Staudinger und das baugleiche Kraftwerk Rostock). Dampfturbinen-Steinkohlekraftwerke mit solchen Parametern erreichen heute Wirkungsgrade von etwas über 42 %, bei Seewasserkühlung ca. 45 %. Neueste Kraftwerke dieser Bauart mit optimierter Anlagentechnik können heute Wirkungsgrade von über 47 % erreichen. Entsprechende Braunkohlekraftwerke erzielen heute Wirkungsgrade von 43 bis 45 %, die jüngsten Kraftwerke in den neuen Bundesländern erreichen – ohne Berücksichtigung von Wärmeauskopplung – ca. 42 %.

(819) Tabelle 4–54 verdeutlicht diese Entwicklung an Hand exemplarischer Neubaukraftwerke in Deutschland und Dänemark, die auch im internationalen Raum zur Spitzengruppe zählen.

(820) Neben den beschriebenen Entwicklungen bei den Dampfkraftwerken waren die Kraftwerksinvestitionen der letzten Jahre vor allem durch gas- bzw. ölgefeuerte Kombikraftwerke mit Gas- und Dampf-Prozess (GuD) dominiert. Insbesondere durch erhebliche Fortschritte bei den Gasturbinen und Gesamtoptimierungen erreichen solche Anlagen inzwischen Wirkungsgrade von mehr als 57 %. Während in Deutschland GuD-Anlagen vor allem bei KWK-Anwendungen zum Einsatz kamen, wurde im internationalen Raum eine Vielzahl von GuD-Anlagen auch für die reine Stromerzeugung – d.h. ohne Wärmeauskopplung – errichtet.

Tabelle 4-54: Neue Dampfturbinen-Kohlekraftwerke mit großer Leistung

Brennstoff	Steinkohle				
Standort	Staudinger	Rostock	Avedoere II	KW Westfalen	Endorf
Bruttoleistung	553 MW	553 MW ^a	485 MW	350 MW	543 MW
Betreiber	E.ON	KNG	Energy E 2 (DK)	RWE Energie	RWE
Inbetriebnahme	1992	1994	2002	— ^b	Energie/VSE — ^c
Technologie	Staubfeuerung/überkritischer Dampferzeuger Rauchgasentschwefelung und -				
Umweltschutzstandard	entstickung				
elektr. Nettowirkungsgrad	42.5%	43.0% ^d	48.2% ^{d,e}	47.5%	45.1%
Brennstoff	Braunkohle				
	Mitteldeutschland	Lausitz		Rheinland	
Standort	Schkopau	Lippendorf	Schwarze Pumpe	Boxberg	Niederaußem (BoA-1 ^f)
Bruttoleistung	2x503 MW	2x 933 MW	2x 808 MW	915 MW	950 MW
Betreiber	E.ON/Saale Energie ^g	VE/E.ON/EnBW	VE	VE	RWE Energie
Inbetriebnahme	1997	1999/2000	1997/1998	2000	2002
Technologie	Staubfeuerung/überkritischer Dampferzeuger Rauchgasentschwefelung und				
Umweltschutzstandards	NO _x -arme Verbrennung				
elektr. Nettowirkungsgrad	40.0%	42.3%	41.0%	41.5%	45.0%
Anmerkungen:					
^a Auskoppelung von 150 MW Wärme					
^b Projekt kurz vor Baubeginn gestoppt					
^c Planungen derzeit nicht weiter verfolgt					
^d Seewasserkühlung (ca. 2 Punkte Wirkungsgradverbesserung)					
^e für Kohle, bei Brennstoffmix 46 %					
^f Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik					
^g Powergen und NRG Energy					

Quellen: BMWi (1999a), DTI (1999), eigene Ergänzungen

(821) Neben einer Weiterentwicklung der heute umfangreich genutzten Kraftwerkskonzepte können zukünftig einige neue Kraftwerkskonzepte eine wichtige Rolle spielen, mit denen sich weitergehende Effizienzerhöhungen und Emissionsminderungen realisieren lassen. Für derartige Verbesserungen wurden teilweise weitreichende Ziele gesteckt. So formuliert der Vision 21-Plan des U.S. DOE u.a. das langfristige Ziel, für Kohlekraftwerke Wirkungsgrade von 58 % zu erreichen und ergasbasierte Systeme mit Wirkungsgraden von 75 % (ohne Berücksichtigung von Wärmeauskopplung) zu entwickeln.¹

(822) Kasten 4-10 enthält Kurzbeschreibungen der verschiedenen Kraftwerkskonzepte, für die wesentliche Effizienzfortschritte erwartet werden.

(823) **Dampfturbinen-Kraftwerke** bilden heute die Basis der Stromerzeugung, vor allem im Bereich der Kohleverstromung (sowie in Kernkraftwerken). Die Verbesserung der Wir-

¹ DOE (1999)

kungsgrade für diese Kraftwerke kann v.a. über die Anhebung der Dampfzustände erzielt werden. Bei modernsten Anlagen werden heute Dampfzustände von bis zu 600°C/300 bar erreicht. Die wesentliche Voraussetzung für eine weitere Anhebung der Dampfparameter besteht in der Verfügbarkeit von Werkstoffen, die den entsprechenden thermischen Beanspruchungen genügen. In der Entwicklung und Erprobung befinden sich derzeit Materialien für Temperaturen bis 650°C. Bei derartigen Temperaturen können Wirkungsgrade von 50 % erzielt werden,¹ entsprechende Anlagen sollen mit Zeithorizont 2010 verfügbar sein.

Kasten 4–10: Konzepte für fossile (Groß-) Kraftwerke

Dampfturbinen-Kraftwerke erzeugen Strom über eine von einem Dampferzeuger gespeiste Dampfturbine. In modernsten Anlagen können dabei überkritische Dampfzustände (derzeit bis zu 600°C/300 bar) genutzt werden. Kohlegefeuerte Dampfturbinen-Kraftwerke werden heute überwiegend mit Kohlestaub beschickt.

Gasturbinen nutzen die Abgase von Verbrennungsprozessen. Damit können Temperaturniveaus von derzeit über 1.200°C genutzt werden.

Kombi-Kraftwerke (GuD-Kraftwerk) nutzen das heiße Abgas einer Gasturbine in einem nachgeschalteten Dampfkraftprozess, entweder als Wärmeträger in einem Abhitzeessel oder als vorgewärmte Verbrennungsluft in der Feuerung eines Dampferzeugers. Gegenüber dem reinen Dampfkraftprozess kann durch die Nutzung der Gasturbine ein zusätzliches thermodynamisches Potenzial zur Steigerung des Anlagenwirkungsgrades erschlossen werden. GuD-Kraftwerke werden heute vor allem mit Gas oder Heizöl betrieben.

Kombikraftwerke mit druckaufgeladener Wirbelschichtfeuerung (DWSF) kombinieren die Wirbelschichtfeuerung mit einer Gasturbine und anschließender Nutzung der Abwärme im Dampfkraftprozess. Teilweise tritt bei neueren Anlagenkonzepten neben die Wirbelschichtverbrennung auch eine Teilvergasung des Brennstoffs. Für die Nutzung der Verbrennungsabgase in der Turbine ist eine spezielle Rauchgasreinigung erforderlich.

Kombikraftwerke mit integrierter Vergasung (IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle) nutzen für den GuD-Prozess ein Brenngas, das über die Vergasung von Kohle erzeugt wird, wobei unterschiedliche Vergasungstechnologien genutzt werden. Auch hier ist eine spezielle Rauchgasreinigung erforderlich.

Kombikraftwerk mit Druckkohlenstaubfeuerung (DKSF) nutzen für den Kombiprozess die Abgase aus der Flugstromverbrennung von Kohlenstaub bei Überdruck. Die Rauchgasreinigung erfolgt teilweise vor und teilweise hinter der Gasturbine.

Brennstoffzellen-Kraftwerke basieren auf der „kalten Verbrennung“; durch elektrochemische Oxidation einer leicht oxidierbaren Substanz (Wasserstoff, Methanol, Erdgas, Biogas, Kohlegas etc.) mit einem Oxidationsmittel (Luft oder Sauerstoff) wird die chemische Energie direkt in elektrischen Strom umgewandelt. Hochtemperatur-Brennstoffzellen können auch mit Erd-, Bio- und Kohlegas betrieben sowie mit Gasturbinen zu Kombiprozessen erweitert werden. Das Leistungsspektrum für energiewirtschaftliche Anwendungen beträgt von wenigen Kilowatt bis zu mehreren Hundert Megawatt (vgl. Kapitel 4.3.5.6).

¹ BMWi (1999a), DTI (1999).

(824) Den nächsten Schritt bildet die Erhöhung der Temperaturen auf bis zu 700°C. Entsprechende Materialien stehen derzeit nicht zur Verfügung, entsprechende Entwicklungen sind (noch) mit hohen Erfolgsrisiken verknüpft. Bei Dampfzuständen von 700°C können Wirkungsgrade von bis zu 55 % erreicht werden, die Verfügbarkeit entsprechender Anlagen wird für den Zeithorizont 2020 erwartet, entsprechende Förderprogramme zur Entwicklung des „700 °C-Kraftwerkes“ hat z.B. die EU aufgelegt.

(825) Neben einer Anhebung der Dampfzustände können Effizienzverbesserungen u.a. durch die Verringerung des Eigenbedarfes, Optimierungen am „kalten Ende“ der Dampfturbinen, Optimierungen der Turbinenbeschaukelung, zusätzliche Zwischenüberhitzungen sowie ggf. eine Brennstofftrocknung (vor allem bei Braunkohlenkraftwerken) erzielt werden.

(826) Der große Vorteil von verbesserten Dampfkraftwerken besteht vor allem darin, dass es sich bei Dampfkraftwerken grundsätzlich um eine eingeführte Technologie mit umfassenden Betriebserfahrungen, hervorragender Verfügbarkeit, guter Teillast-Effizienz sowie vergleichsweise niedrigen Kosten handelt. Vor allem diese Aspekte haben dazu beigetragen, dass – anders als noch Ende der 80er Jahre erwartet – im Bereich der Kohleverstromung bisher kein Übergang zu neuen Kraftwerkskonzepten (siehe unten) erfolgte, sondern ein eher evolutionär-optimierender Ansatz verfolgt wurde. Dampfturbinenkraftwerke mit Kohlefeuerungen werden vor allem für die Anlagenklasse 300 bis 600 MW diskutiert, aber auch größere Blockgrößen (z.B. für Braunkohle 800 bis 1 000 MW) werden entwickelt. Für überkritische Kohlekraftwerke müssen heute Investitionskosten von ca. 1300 €/kW in Ansatz gebracht werden. Solche Kosten sind zwar prinzipiell um 3 bis 10 % höher als diejenigen für unterkritische Kraftwerke (mit entsprechend niedrigeren Wirkungsgraden), liegen aber durchaus in der Bandbreite standortspezifischer Kostenschwankungen¹. In der Perspektive (nach 2015) dürften die Kosten für superkritische Kraftwerke ca. 900 bis 1 000 €/kW betragen (einschließlich Bauherreneigenleistungen). Für entsprechende Braunkohlekraftwerke sind die Wirkungsgrade jeweils um ca. 2 bis 3 Prozentpunkte niedriger als die Werte für Steinkohlenkraftwerke, die spezifischen Kosten sind um 15 bis 25 % höher.

(827) Eine Schlüsselkomponente für neue Kombikraftwerkskonzepte bilden **Gasturbinen**. Diese haben in den letzten Jahren einen erheblichen Entwicklungsschub erfahren. Derzeit werden hier Wirkungsgrade von 38 % (im offenen Prozess) erreicht. Mit optimiertem Design der Turbinenschaufeln, der Optimierung des Strömungskanals sowie durch bessere Kühlverfahren und hochwarmfeste Werkstoffe kann die Turbineneintrittstemperatur weiter erhöht werden, so dass elektrische Wirkungsgrade von bis zu 45 % erreicht werden. Die stromwirtschaftliche Bedeutung von derart verbesserten Gasturbinen wird sich jedoch weniger durch

¹ DTI (1999).

Gasturbinen an sich, sondern vielmehr durch die Einbindung von effizienteren Gasturbinen in GuD-Prozesse ergeben.¹

(828) **Erdgas- und ölgefeuerte Kombikraftwerke** (GuD-Kraftwerke) erreichen heute – ohne Berücksichtigung der möglichen Wärmeauskopplung – Wirkungsgrade von ca. 58 %. Durch Anlagenoptimierungen und verbesserte Gasturbinen kann hier in den nächsten 20 Jahren mit Verbesserungen auf über 60 Prozent gerechnet werden. In der Langfrist-Perspektive wird die technische Machbarkeit von GuD-Kraftwerken mit Wirkungsgraden von 70 % und mehr erwartet. Die Kosten für GuD-Kraftwerke liegen inklusive Bauherreneigenleistungen bei ca. 500 €/kW.

(829) Mit der Nutzung des Kombiprozesses für die Kohleverstromung können auch für diesen Bereich erhebliche Wirkungsgradverbesserungen gegenüber der heute eingesetzten Technik erzielt werden. Im Vergleich mit modernsten überkritischen Anlagen ergeben sich geringe Wirkungsgradverbesserungen. Eine erste Möglichkeit dafür bildet das **IGCC-Konzept mit integrierter Kohlevergasung**. Weltweit wurden hier in den 80er und 90er Jahren des letzten Jahrhunderts eine Reihe von Prototypanlagen errichtet, davon zwei in Europa (Puertollano in Spanien sowie Buggenum in den Niederlanden). Für dieses Kraftwerkskonzept sind die Fortschritte der GuD-Entwicklung unmittelbar nutzbar, die wesentlichen Probleme ergeben sich für dieses Konzept aus der Integration der Kohlevergasung und aus den Betriebsanforderungen. So bestehen weiterhin Fragen bezüglich der Zuverlässigkeit sowie der Betriebsflexibilität, v.a. im Bereich des Anfahrens und von Lastwechseln. In Verbindung mit den höheren Kosten (ca. 20 bis 30 Prozent über denen konventioneller Kohlekraftwerke) haben diese Faktoren dazu geführt, dass bei Investitionsvorhaben in Deutschland in den letzten Jahren überkritischen Dampfkraftwerken stets der Vorrang vor IGCC-Anlagen gegeben worden ist (z.B. BoA bzw. BoA+ anstelle von KOBRA).

(830) Die großen Vorteile der IGCC-Technologie bestehen in ihren mittel- und langfristigen Entwicklungspotenzialen. So bestehen für IGCC-Anlagen größere Verbesserungspotenziale hinsichtlich der Wirkungsgrade. Derzeit können Wirkungsgrade von ca. 52 % erreicht werden, in der Perspektive ergeben sich weitere Verbesserungspotenziale von bis zu 55 % (2010) und 60 % (nach 2020). Die Technologie ist auch für andere Brennstoffe geeignet (z.B. Biomasse, Abfälle, Öl und Petrolkoks) und bietet schließlich eine interessante Option für die

¹ Verbesserungen der Wirkungsgrade von Gasturbinen können auch durch prozessseitig optimierte Kreisprozesse erzielt werden, z.B. den Einsatz von Rekuperatoren, oder den STIG-Prozess (Dampfeinspritzung). Solche Technologien sind funktionsfähig und erprobt; sie führen zu Wirkungsgraden größer 45 %. In der Praxis sind sie jedoch nicht durchgesetzt, da es letztlich meist attraktiver ist, an Stelle solcher Gasturbinen eine GuD-Anlage zu bauen.

CO₂-Abtrennung, die flexible Produktion chemisch nutzbarer Gase (vor allem Synthesegase) und die Wasserstoffproduktion (vgl. Kapitel 4.3.4.6.2).

(831) Die bisher errichteten Prototypanlagen erreichen Blockgrößen von 100 bis 300 MW, Anlagengrößen bis 500 MW sind absehbar. Die Investitionskosten lassen sich heute mit ca. 1.600 €/kW abschätzen, in der Perspektive werden Kosten von unter 1.200 €/kW (inklusive Bauherreneigenleistungen) erwartet.

(832) **Wirbelschichtfeuerungen** sind in den letzten Jahrzehnten in verschiedensten Ausprägungen (stationäre oder zirkulierende, atmosphärische oder druckaufgeladene bzw. entsprechende Kombinationen) errichtet worden. In Bezug auf Effizienzsteigerungen ist vor allem die druckaufgeladene stationäre Wirbelschichtfeuerung (DWSF) mit Kombiprozess relevant, für die in Deutschland mit dem HKW Cottbus (72 MW, 40 % Wirkungsgrad) eine erste kommerzielle Anlage errichtet wurde. DWSF-Anlagen der zweiten Generation (mit Teilvergasung) befinden sich in der Entwicklung. Die Blockgrößen bei den Demonstrationsanlagen lagen bei 150 bis 350 MW, die Steigerung auf Blockleistungen von 500 bis 600 MW wird derzeit untersucht. Mit dem Zeithorizont 2015 wird hier ein Wirkungsgradpotenzial von ca. 55 % angegeben,¹ wobei auch hier wieder die Entwicklungsfortschritte im Bereich der GuD-Kraftwerke eine wichtige Rolle spielen werden. Die druckaufgeladene zirkulierende Wirbelschichtfeuerung lässt ebenfalls Effizienzverbesserungen erwarten, entsprechende befinden Konzepte befinden sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Erste größere Anlagen dürften bis 2020 errichtet werden, die Verfügbarkeit kommerzieller Anlagen ist jedoch noch nicht abzusehen.²

(833) Die größten Probleme für die DWSF entstehen aus der Komplexität der Anlagen. Technologische Herausforderungen bestehen u.a. in Bezug auf geeignete Turbinen für größere Anlagen, die Heißgasreinigung sowie die Integration einer Vergasungseinheit.³ Zudem werden in unterschiedlichen Regionen verschiedene Strategien verfolgt. Während in Europa und Japan vor allem das Konzept der stationären DWSF verfolgt wird, konzentrieren sich die Arbeiten in den USA vor allem auf die zirkulierende DWSF.⁴

(834) Die spezifischen Kosten für realisierte Kraftwerke mit druckaufgeladener stationärer Wirbelschichtfeuerung betragen ca. 1.300 €/kW (mit Bauherreneigenleistung). Die Investi-

¹ BMWi (1999a)

² BMWi (1999a), DTI (2000a).

³ BMWi (1999a), DTI (2000a).

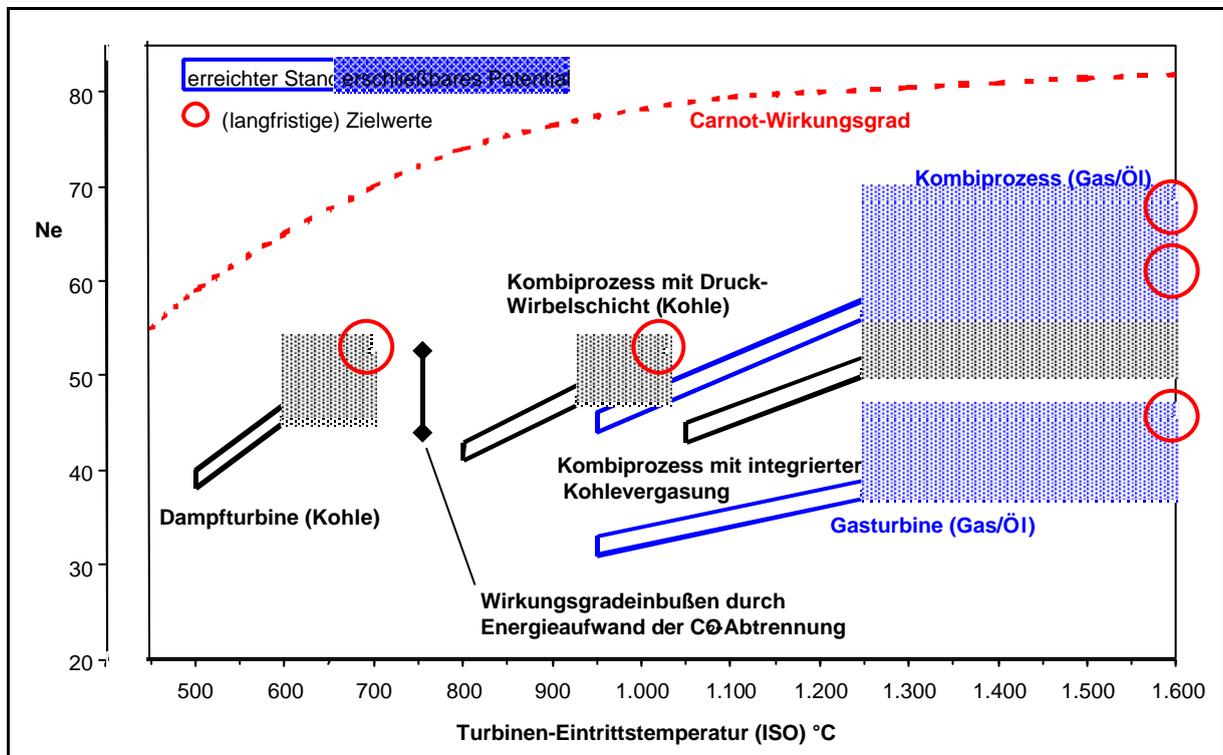
⁴ DTI (2000a).

onskosten für DWSF-Kraftwerke der zweiten Generation sind aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums nur schwer abzuschätzen, Annahmen für 2010 liegen bei ca. 800 €/kW.¹

(835) Ein neues Konzept wird mit der Entwicklung von **Kombikraftwerken mit Druckkohlenstaubfeuerung** vorangetrieben, wobei sich die Arbeiten hierzu noch im Grundlagenbereich vollziehen. In Betrieb befinden sich bisher nur kleine Versuchsanlagen. Vorstellbar sind Blockleistungen von 100 bis 400 MW. Es werden Wirkungsgrade von 55 % für den Zeithorizont 2015 erwartet. Bei der Verfügbarkeit verbesserter Gasturbinen wird mit Werten von ca. 60 % gerechnet.²

(836) Das vergleichsweise einfache Anlagenkonzept und die geringe Baugröße können dazu führen, dass sich relativ niedrige Investitionskosten ergeben. In der Anlagenklasse von 400 MW werden für 2015 – bei potenziell hohen Wirkungsgraden – Investitionskosten von unter 860 €/kW (inklusive Bauherreneigenleistung) angenommen. Es besteht jedoch noch ein erheblicher Entwicklungsbedarf (vor allem in Bezug auf die Heißgasreinigung) und ein nicht zu unterschätzendes Erfolgsrisiko.

Abbildung 4–33: Wirkungsgradverbesserungen bei verschiedenen Kraftwerkstechnologien



Quelle: AG Turbo, Öko-Institut

¹ Hassmann (2001).

² BMWi (1999a), Hassmann (2001).

(837) Abbildung 4–33 zeigt die bereits erzielten sowie die erwartbaren Effizienzverbesserungen für die verschiedenen Kraftwerkskonzepte in Abhängigkeit von der oberen Prozess-temperatur als maßgeblichem Parameter.

(838) Im Bereich der konventionellen Großkraftwerke sind so – zunächst ohne Betrachtung der Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung – auch in Zukunft noch erhebliche Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten. Mit den für die nächsten 20 Jahre absehbaren Kraftwerkskonzepten kann die Effizienz der Anlagen gegenüber dem heute modernsten Stand noch einmal um etwa ein Fünftel gesteigert werden.

(839) Ohne Zweifel wird dabei Kombiprozessen eine besondere Bedeutung zukommen. Während die Weiterentwicklung der GuD-Technik im Bereich der Gas- und Ölverstromung zweifelsohne eine herausragende Rolle einnehmen kann, ist im Bereich der Kohleverstromung noch nicht abzusehen, welche Entwicklungslinie sich längerfristig durchsetzen wird. Aus Sicht der Betreiber ist damit zu rechnen, dass evolutionär weiterentwickelte Dampfkraftwerke mit Kohlenstaubfeuerung aus Gründen der Betriebserfahrungen, der guten Zuverlässigkeit und hohen Flexibilität eine erste Präferenz erhalten werden. In Konkurrenz gegen diese Strategie und gegen die anderen innovativen Kraftwerkskonzepte im Bereich der Kohleverstromung kann die Einführung fortgeschrittener Kraftwerkskonzepte vor erheblichen Problemen stehen. Bisher ist kein Konzept zu erkennen, das hinsichtlich seiner technischen und betrieblichen Parameter sowie der Kostensituation eine eindeutige Richtungsentscheidung ermöglicht.

(840) Hinsichtlich ihrer Flexibilität für mittel- und langfristige energiewirtschaftliche Strategien (Brennstoffflexibilität, ggfs. Eignung für CO₂-Abscheidung etc.), aber auch der grundsätzlichen Verfügbarkeit aller Kernkomponenten – mit Ausnahme der Heißgasreinigung – stellen vor allem IGCC-Kraftwerke eine besonders interessante Option dar. Gegen diese Option sprechen jedoch bisher noch eine Reihe technischer Probleme sowie die (noch) nicht zufriedenstellenden Betriebseigenschaften und die vergleichsweise hohen Kosten.

(841) In jedem Fall werden große Forschungsanstrengungen notwendig werden, um die Realisierung fortgeschrittener Kraftwerkskonzepte voranzutreiben (Entwicklung und Erprobung neuer leistungsfähigerer Werkstoffe und Messverfahren, Entwicklung einzelner Komponenten, Systemintegration und -optimierung). Es bleibt jedoch auch darauf hinzuweisen, dass viele Kraftwerkskonzepte mit nochmals wesentlich verbesserten Wirkungsgraden im Grundsatz erst mit einem Zeithorizont nach 2015, unter Berücksichtigung der Planungszeiträume erst nach 2020 verfügbar sein werden.

(842) Tabelle 4–55 zeigt die für die Szenarien verwendeten Kostendaten für fossile Großkraftwerke in der Übersicht.¹

Tabelle 4–55: Kostenprojektionen für fossile (Groß-) Kraftwerke

		Max. Stromerzeugung (netto)	Nutzungsdauer	Spezifische Investitionen mit Bauherren-Eigenleistungen, ohne Bauzinsen			
				2000	2010	2020	2030
		MW	a	€/kW			
Steinkohle	Kondensations-KW mit:	700	35	1.175	1.075	950	925
		500	35	1.300	k.A.		
	int. Kohlevergasung, CO ₂ -Abscheidung	650	30	1.600	1.350	1.225	1.200
		275	25	2.375	1.950	1.775	1.700
Braunkohle	Kondensations-KW	965	35	1.300	1.250	1.200	1.150
Erdgas	GuD-KW	650	30	525	425	400	375

(843) Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass die Entwicklung der Investitionskosten marktabhängig ist. Es kommen noch die Bauzinsen hinzu, die in Abhängigkeit von Bauzeit und Kalkulationszinssatz 5 bis 12 % der Investitionssumme betragen.

(844) In Bezug auf Forschung, Entwicklung, Demonstration und Markteinführung resultiert die Notwendigkeit einer zweistufigen Strategie:

- Die Entwicklung einer ersten Generation von marktfähigen Kraftwerken (evolutionäres Prinzip) mit deutlichen Wirkungsgradvorteilen gegenüber den derzeit bestehenden Anlagen, die 2010 einsatzfähig ist. Dies erfordert einen schnellen Beginn mit der Konzeptphase.
- Langfristige F+E-Anstrengungen zur Entwicklung einer 2. Generation, die einen erheblichen Sprung bei den Wirkungsgraden (deutlich oberhalb 50 %) ermöglicht. Hierfür erscheint zur Bündelung der Kräfte mittelfristig eine – auch international/EU-weit abgestimmte – Konzentration auf ein innovatives Kraftwerkskonzept erforderlich.

(845) Bei den entsprechenden Entscheidungen müssen – auch und vor allem aus der Perspektive einer nachhaltig-zukunftsfähigen Entwicklung veränderte Anforderungen berücksichtigt werden:

- hohe Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit (als wesentliche Anforderungen aus der Liberalisierung)

¹ Das Kohlekraftwerk mit integrierter Kohlevergasung steht hier – vor allem in der zeitlichen Perspektive – stellvertretend für fortgeschrittene Kohlekraftwerke (zur CO₂-Abscheidung vgl. Kapitel 4.3.5.7).

- hinreichende Flexibilität (z. B. auch hinsichtlich der Brennstoffe)
- stärkere Ausrichtung der Konzepte auf die Exportmärkte (Eignung, Bezahlbarkeit in anderen Regionen/Ländern – auch im Spannungsfeld zu erreichbaren Spitzen-Wirkungsgraden)
- weitreichende öffentliche Akzeptanz

(846) In jedem Fall kommt der Errichtung einer Demonstrationsanlage eine besondere Bedeutung zu, mit der der Einstieg in fortgeschrittene Kohlekraftwerks-Konzepte vorangetrieben werden kann.

(847) Schließlich sind eine ganze Reihe von F+E-Themen aus dem Bereich der fossilen Kraftwerke (Gasturbinentechnik, Vergasung etc.) auch für die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen (vor allem Biomasse) relevant und ertragreich.

4.3.5.5 Schwerpunkt 2: Kernkraftwerke

(848) In Deutschland werden heute 19 Kernkraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 21.283 MW betrieben. Im Laufe der Jahre wurden 17 Blöcke – nach sehr unterschiedlichen Betriebszeiten – mit einer Nettoleistung von 4.964 MW stillgelegt. Das älteste noch in Betrieb befindliche Kernkraftwerk wurde am 29. Oktober 1968 erstmals mit dem Netz synchronisiert, das jüngste in Betrieb befindliche Kernkraftwerk ging am 3. Januar 1989 ans Netz.

(849) Der Anteil der Kernenergie am gesamten Primärenergieverbrauch liegt derzeit bei knapp 13 %, der Beitrag zur Nettostromerzeugung beläuft sich auf ca. 30 %.

(850) Am 27. April 2002 ist in Deutschland die Novelle des Atomgesetzes in Kraft getreten, mit der unter anderem die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke in Deutschland beschränkt und nach der keine Genehmigungen für die Neuerrichtung von Kernkraftwerken mehr erteilt werden.

(851) Die Begründung für dieses Gesetz markiert auch die wesentlichen Diskussionspunkte aus der Auseinandersetzung um die Kernenergienutzung:

- das „Restrisiko“ der Kernenergienutzung bei hohem Schadensausmaß, die nicht vollständig auszuschließende Möglichkeit von Unfällen mit umfangreichen Freisetzungen radioaktiver Stoffe,
- die Risiken bzw. die ungelösten Fragen der Entsorgung und der Wiederaufarbeitung bestrahlter Brennelemente,

- die Transporte abgebrannter Brennelemente und die Errichtung von Zwischenlagern an den Kraftwerksstandorten,
- die Gefahr des Missbrauchs von Kernbrennstoffen.

(852) Die Bewertung der Kernenergie in Bezug auf diese drei Aspekte ändert sich auch im Licht derzeitiger und absehbarer Entwicklungen im internationalen Raum nicht.

(853) Diejenigen Reaktor-Entwicklungen, die für (West-)Europa relativ weit zur Umsetzungsreife gebracht wurden, sind letztlich evolutionäre Konzepte auf der Basis vorhandener Reaktorbaulinien, so z.B. der Europäische Druckwasserreaktor (EPR) oder der Siedewasserreaktor SWR-1000.¹ Auch gänzlich andere Reaktorkonzepte wie der Hochtemperaturreaktor, dessen Einsatz derzeit vor allem in Südafrika diskutiert wird (ESKOM 2001), sind evolutionäre Weiterentwicklungen und weisen die gleichen Sicherheits- bzw. Risikomerkmale wie ihre Vorgängermodelle auf.

(854) Zwar weisen diese evolutionär weiterentwickelten Reaktoren eine verbesserte Brennstoffausnutzung (höherer Brennstoffabbrand, bessere Anlageneffizienz etc.) und verbesserte Betriebseigenschaften auf, die in der Vergangenheit umfangreich diskutierten strittigen Punkte zur Reaktorsicherheit bleiben jedoch im Grundsatz unverändert², gleiches gilt für die Entsorgungsdebatte.

(855) Die derzeitige Entwicklung immer größerer Reaktorblöcke, mit denen die Kostenprobleme der Kernkraftwerke gelöst werden sollen (angestrebt werden inzwischen Blockgrößen von teilweise über 1700 MW), laufen weiterhin – ungeachtet der fortbestehenden Sicherheitsprobleme – deutlich gegen die Markterfordernisse, insbesondere im internationalen Kontext. Die Umorientierung des südafrikanischen Stromversorgers ESKOM von konventionellen Druckwasserreaktoren der 900 MW-Klasse zum HTR mit einer Leistung von 110 MW³,

¹ Der EPR wird wie der SWR-1 000 vom Hersteller Framatom ANP angeboten. In der ursprünglichen Basisauslegung war für den EPR eine Leistung von 1.550 MW vorgesehen, die Ausweitung der Kapazität auf 1.760 MW ist aus Kostengründen geplant. Weitere Reaktorkonzepte, deren Einsatz derzeit in Europa (Finnland, Großbritannien) diskutiert werden sind der AP 1000 (Westinghouse, 1.000 MW), BWR 90+ (Westinghouse Atom, Siedewasserreaktor mit 1.500 MW), EABWR (General Electric, Siedewasserreaktor mit 1.400 MW) sowie WWER 91/99 (Atomstroyexport, Druckwasserreaktor mit 1.000 MW).

² Vgl. dazu Enquete (1990, 1995), zur neueren Debatte siehe beispielsweise Schaper und Schmidt (1999), Gottschalk-Mazouz u.a. (2001) sowie Lyman (2001).

³ ESKOM: <http://www.eskomenterprises.co.za/main/Casestudies/Building/pbmr.htm>, <http://www.eskom.co.za>, <http://www.pbmr.co.za>

aber auch die strategischen Planungen von KKW-Herstellern im asiatischen Raum¹ markieren deutlich den Bedarf nach kleineren Kraftwerksblöcken.

(856) Für die Szenarienerstellung bilden die Kosten von Kernkraftwerken einen wichtigen Schlüsselparameter für diejenige Variante, in der von einem Auslaufen der Kernenergienutzung abgesehen werden soll.

(857) Insbesondere wenn als Sicherheitsanforderung definiert wird, dass die Folgen von Störfällen selbst mit niedrigster Eintrittswahrscheinlichkeit auf das Kraftwerksgelände beschränkt bleiben müssen² so ist mit den Ereignissen des 11. September 2001 eine neue Sachlage entstanden. Diese werden ihren Niederschlag in den entsprechenden Regelwerken der Reaktorsicherheit finden und zweifellos zu einer Erhöhung der Sicherheitsanforderungen und letztlich auch der Kosten führen, ohne dass deren Dimension heute bereits absehbar wäre. Darüber hinaus können weitergehende wirtschaftliche Konsequenzen aus dem Bereich der Haftung (vgl. Kapitel 3.3.2) entstehen.

(858) Unterstellt man die *empirischen Kostendaten* bei KKW, die den erhöhten Sicherheitsanforderungen noch *nicht* genügen mussten, so ergeben sich bei Leichtwasserreaktoren z.B. nach OECD³ Investitionskosten von meist 2 000 €/kW und darüber.

(859) Für die Zukunft werden im Energiereport III⁴ durchgängig Kosten von 1800 €/kW unterstellt. Die OECD⁵ gibt die gesamten Investitionskosten eines EPR (FOAK – first-of-a-kind) mit ca. 1700 €/kW an. In den Diskussionen zur Errichtung eines neuen Kernkraftwerksblocks in Finnland wurden Investitionskosten von 1750 €/kW unterstellt, die in der jüngsten energiepolitischen Diskussion in Großbritannien vorgelegten Daten für neue KKW⁶ lassen auf Investitionskosten in der Größenordnung von 1 700 bis 2 000 €/kW schließen. In den Wirtschaftlichkeitsstudien zur Kernenergie in Frankreich wurden Investitionskosten von 1 800 €/kW (2020) bzw. 1 400 €/kW (ab 2030) unterstellt.

¹ Moriya u.a. (2001).

² Vgl. dazu §7 Abs. 2a des alten Atomgesetzes: „wenn auf Grund der Beschaffenheit und des Betriebs der Anlage auch Ereignisse, deren Eintritt durch die zu treffende Vorsorge gegen Schäden praktisch ausgeschlossen ist, einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderlich machen würden“.

³ OECD (1998).

⁴ Prognos/EWI (1999a).

⁵ OECD (2000).

⁶ PIU (2002).

(860) Die bisher herstellerseitig genannten Kostenangaben für den EPR markieren dagegen vor allem diejenigen Benchmarks, bei denen angenommen wird, dass der EPR zu anderen Kraftwerkstypen konkurrenzfähig wird. Ob diese Kosten auch praktisch erreicht werden können und ob mit diesem Kostenrahmen die Begrenzung der Folgen großer Störfälle auf das Kraftwerksgelände mit den geplanten Maßnahmen auch wirklich nachgewiesen werden kann, bleibt derzeit Hypothese, muss aber nach heutigem Erkenntnisstand bezweifelt werden.

(861) Darüber hinaus ergibt sich die Frage, welche Kostensenkungen bei KKW ggfs. durch Serienfertigungen erzielt werden können. Aus einer breiteren Marktdurchdringung resultierende Kostensenkungen für Kernkraftwerke liegen im empirischen Vergleich erheblich unter denen anderer Energietechnologien¹, auch für zukünftige Entwicklungen kann dies mit hoher Plausibilität unterstellt werden.

Kasten 4–11: Lernkurveneffekte bei Kernkraftwerken

Additional learning processes such as feedback from operational experience into innovation and future design are likely to be slower for nuclear power than for renewables for four reasons:

- Nuclear power is a relatively mature technology with a 50-year history of development, and this means that dramatic ‘technological stretch’ is less likely than for newer technologies.
- The relatively long lead times for nuclear construction and commissioning mean that improvements derived by feeding back information from operating experience on the first units are necessarily slower.
- The fact that individual nuclear designs need safety licenses, which are not available quickly, means that large improvements in design resulting from operating experience take time to incorporate into the next generation of plant.
- The scope for economies of large-scale manufacturing production is less in the nuclear case, where components are large and production runs short (even in series build), than for renewables, where there may be thousands of units built.

Quelle: PIU (2002)

(862) Die OECD² führt bezüglich der Kostenreduktionen durch Serienfertigung folgendes aus: *“The ordering of two units at the same time and with a construction interval of at least twelve months will result in a benefit of approximately 15% for the second unit. If the second unit is part of a twin unit the benefit for the second unit is approximately 20%. The ordering of*

¹ Vgl. zu den Daten im Detail McDonald/Schattenholzer (2001) sowie IEA (2000b).

² OECD (2000).

additional units in the same series will not lead to significantly more cost savings. The standardization effect for more than two units of identical design is expected to be negligibly low.”

Praktisch dürften damit durch eine etwaige Serienfertigung allenfalls Kostensenkungen von 7,5 bis maximal 15 % zustande kommen.

(863) Angesichts der insgesamt so schwerwiegenden Unsicherheiten erscheinen selbst in ehrgeiziger Schätzung für den EPR allenfalls Investitionskosten von 1800 €/kW und eine ambitionierte Kostendegression von allenfalls 10 % (ca. 1 625 €/kW) gerechtfertigt und werden – als ambitionierte Schätzung – für die Szenarien angenommen.

(864) Unter Marktbedingungen kann natürlich nicht ausgeschlossen werden, dass die realen Werte bei den Investitionskosten – möglicherweise erheblich – über diesen Werten liegen (eher 2 000-2 500 €/kW) und die erzielbaren Kostendegressionen durch Serienfertigung nur unter 10 % betragen.

(865) Zu den genannten Investitionskosten addieren sich noch die Kosten für die Bauzinsen, die je nach unterstellter Bauzeit und angesetztem Kalkulationszinssatz zwischen 10 und 20 % der Investitionssumme liegen.

4.3.5.6 Schwerpunkt 3: Kraft-Wärme-Kopplung, dezentrale Stromerzeugung und neue Technologien

(866) Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in modernen Anlagen leistet unbestritten einen Beitrag zu Energieeinsparung und CO₂-Minderung.¹ Die Erzeugung von KWK-Strom lag Ende der neunziger Jahre bei etwa 50 TWh.² Damit werden ca. 10 % der gesamten deutschen Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Die Wärmeabgabe aus KWK-Prozessen kann nur grob geschätzt werden, dürfte aber in der Größenordnung von ca. 400 PJ liegen. Damit werden nur 7,5 % der insgesamt für Raum- und Prozesswärme eingesetzten Endenergie aus KWK-Prozessen bereitgestellt.

(867) Die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung kann über zwei verschiedene Strategien erfolgen:

¹ Vgl. dazu Ziesing/Matthes (2000), Traube/Schulz (2001), Wuppertal-Institut (2001a), AGFW (2001a), Öko-Institut (2002a). Zur Diskussion im internationalen Kontext vgl. IEA (2000c), speziell zur Mikro-KWK EAT (2001).

² Dieser Angabe liegt eine enge Abgrenzung von KWK-Strom zu Grunde. Erfasst wird dabei nur diejenige Stromerzeugung in Heizkraftwerken, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Produktion nutzbarer Wärme erfolgt (vgl. AGFW 2001b, IER 2001, Matthes 2001).

- Die Erhöhung der Stromproduktion bei gleicher Wärmeabgabe durch den Einsatz moderner KWK-Anlagen mit hohen Stromkennzahlen (Verhältnis von Strom und Wärmeabgabe). Während viele bestehende KWK-Anlagen heute Stromkennzahlen von 0,5 und weniger haben, erreichen neue Heizkraftwerke heute Stromkennzahlen von über 1,0.

Auch mit der Erweiterung bestehender Dampf-HKW mit Vorschaltgasturbinen kann die Stromkennziffer deutlich gesteigert werden. Zukünftig werden mit neuen technologischen Konzepten (Brennstoffzellen) Stromkennzahlen von bis zu 2,0 erreichbar.

- Die Erschließung neuer Potenziale für die Wärmeabgabe. Da – aus Kostengründen – nicht davon auszugehen ist, dass zukünftig große Fernwärmenetze neu errichtet oder in erheblichem Maße erweitert werden, können neue Absatzpotenziale vor allem in der Industrie, über dezentrale Nahwärmenetze oder über die Objektversorgung (bis hin zu Wohnhäusern) erschlossen werden.

(868) Mit der Verfügbarkeit von dezentralen KWK-Technologien für die Objektversorgung können riesige Wärmeabsatzpotenziale neu erschlossen werden. Mit einer einfachen Überschlagsrechnung kann der Rahmen für den Einsatz der KWK abgeschätzt werden.

- Unterstellt man, dass der sinkende Fernwärmeabsatz durch Energieeinsparungen bei den heute an Fernwärmenetze angeschlossenen Verbrauchern durch den Anschluss neuer Verbraucher an das Fernwärmenetz kompensiert werden kann und dass 50 % der Wärme in Lastbereiche fallen, die für die KWK geeignet sind, so ergibt sich ein Wärmeabsatzpotenzial von ca. 250 PJ. Bei einer mittleren Stromkennzahl von 0,6 entspricht dies einer Stromproduktion von 40 TWh, bei einer mittleren Stromkennzahl von 1,0 etwa 70 TWh.
- Wird davon ausgegangen, dass in der Industrie – unter Berücksichtigung von Einsparungen etc. – etwa 35 % des heutigen Prozesswärmebedarfs (mit Temperaturen < 400 C) über KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann, so ergibt sich ein Wärmeabsatzpotenzial von ca. 450 PJ. Bei einer mittleren Stromkennzahl von 1,0, wie sie von GuD-Anlagen leicht erreicht werden kann, ergibt sich eine potenzielle Stromerzeugung von ca. 125 TWh.
- Unterstellt man die zukünftige Verfügbarkeit von 25 % des heutigen Raumwärmebedarfs der privaten Haushalte sowie von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen für Lieferungen aus KWK-Anlagen (inklusive Haus- und Objektversorgung z.B. mit Brennstoffzellen), so ergibt sich ein Absatzpotenzial von etwa 670 PJ. Dies entspricht bei einer mittleren Stromkennzahl von 0,6 einer KWK-Stromproduktion von ca. 110 TWh, bei einer mittleren Stromkennzahl von 1,0 von ca. 185 TWh.

(869) Zusätzliche Anwendungspotenziale für die Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich mit der Kälteproduktion über KWK-Prozesse (Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung) erschließen, bei der

KWK-Anlagen mit Anlagen zur Kälteerzeugung¹ kombiniert werden und mit Kälteerzeugung die Abnahmecharakteristik auf der Wärmeseite der KWK-Anlagen deutlich verbessert werden kann.²

(870) Für die mittel- und langfristigen Perspektive lässt sich damit selbst unter Maßgabe massiver Energieeinsparungen in den Endanwendungssektoren in grober Näherung ein technisches Potenzial für die KWK-Stromerzeugung in der Bandbreite von 220 bis 380 TWh abschätzen.³ Etwa die Hälfte des oberen Potenzialwerts ist dabei von der Verfügbarkeit und der Möglichkeit des wirtschaftlichen Betriebs sehr effizienter KWK-Anlagen für die dezentrale Objekt- und Hausversorgung (Kleinst-BHKW und Brennstoffzelle) abhängig.

Tabelle 4–56: Kostenprojektionen für fossile Heizkraftwerke

		Elektrische Leistung (netto)	Nutzungsdauer	Spezifische Investition mit Bauherren-Eigenleistungen, ohne Bauzinsen			
				2000	2010	2020	2030
		MW	a	€/kW			
Erdgas	Entnahmekondenstations-HKW	50	30	825	795	765	735
		100	30	690	660	630	600
		200	30	600	570	540	510
Steinkohle	Entnahmekondenstations-HKW	500	30	1.420	1.385	1.350	1.315
		300	30	1.550	1.515	1.480	1.445
Erdgas	Gegendruck GuD-HKW	100	30	625	575	550	525
		200	30	575	500	475	450
Steinkohle	Gegendruck-HKW	200	30	1.250	1.225	1.200	1.175

(871) Die Fernwärmeversorgung sowie die Versorgung großer industrieller Wärmenachfrage mit KWK erfolgt heute mit großen *Heizkraftwerken*, deren elektrische Leistung von 20 bis 500 MW reicht. Es handelt sich dabei um erprobte Technologien (vor allem Dampfturbinen und GuD-Technik), die jedoch auch weiterhin Effizienzsteigerungen erwarten lassen (siehe Kapitel 4.3.5.4). Auch zukünftig wird diesen Anlagen für die Fernwärmeversorgung und die Wärmeproduktion in der Großindustrie eine tragende Rolle zukommen. Die Tabelle 4–56 zeigt die Kostenannahmen der Enquete-Kommission für typische Anlagen über den Zeitraum der nächsten Jahrzehnte.

(872) Im Bereich der dezentralen KWK-Anlagen sind *Blockheizkraftwerke mit Gasmotoren oder Gasturbinen* eine eingeführte Technologie. Die installierte (elektrische) Leistung dieser Anlagen dürfte heute bei etwa 5 500 MW liegen, davon etwa 2 000 MW Motor-BHKW und

¹ Zum Einsatz können Kompressions-, Absorptions- bzw. Adsorptionskälteanlagen kommen, aber auch neue Verfahren wie die sorptionsgestützte Klimatisierung (DEC - dessicative and evaporative cooling).

² Vgl. IEA (1999a) sowie Klein (2001).

³ Andere Schätzungen beziffern das theoretische Nutzungspotenzial der KWK in Deutschland – bei einem um 40 % verringerten Nutzwärmebedarf auf bis zu 500 TWh (Nitsch 2002).

ca. 3 500 MW BHKW mit Gasturbinen.¹ Das Leistungsspektrum von BHKW liegt heute zwischen wenigen Kilowatt bis in den Megawattbereich.

(873) Für *Motor-BHKW* wird gängige Technik aus der Serien- und Massenproduktion eingesetzt. Sie erreichen hohe Gesamtwirkungsgrade (85-95 %), können mit verschiedenen Brennstoffen betrieben werden (Erd- und Biogas, Mineral- und Naturöl). Es existieren umfangreiche Betriebserfahrungen sowie ein entwickeltes Servicenetz. Unter günstigen Randbedingungen existieren vielfältige wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten. Typische Investitionskosten für Motor-BHKW liegen heute bei bis zu 3000 €/kW für Kleinst-BHKW (kleiner 10 kW). In der Leistungsklasse 200 kW betragen die Investitionskosten etwa 1 100 €/kW, bei BHKW mit einer Blockgröße von 1 MW liegen sie bei ca. 800 €/kW. Größere Motor-BHKW erreichen elektrische Nutzungsgrade von bis zu 45 % und Stromkennzahlen von über 1,0.

(874) Vor allem aus der Turboladertechnologie und Entwicklungen in der Luftfahrtindustrie resultieren die Impulse zur Entwicklung von *Mikrogasturbinen*, die sich inzwischen an der Schwelle zur Marktreife befinden. Durch den Einsatz von Rekuperatoren erreichen die Aggregate im Leistungsbereich ab 28 kW relativ hohe (elektrische) Wirkungsgrade von 25 bis 30 %. Die Anlagen werden serienmäßig mit Wärmetauschern zur Warmwassererzeugung angeboten, aufgrund der hohen Abgastemperaturen ist auch die Dampferzeugung mit Abhitzekeessel möglich.² Damit erschließt sich ein relativ breites Anwendungsspektrum im Dienstleistungssektor und in der Industrie. Durch die relativ einfache Anlagenkonfiguration werden nur wenige Verschleißteile eingesetzt und bleibt der Wartungsaufwand gering (z.B. keine Schmierstoffe erforderlich). Bisher sind in Deutschland nur wenige Anlagen in Betrieb, so dass die Betriebserfahrungen mit dieser Technik noch begrenzt sind. Die vorliegenden Erfahrungen lassen jedoch geringe Betriebskosten und lange Wartungsintervalle erkennen. Die Investitionskosten sind noch vergleichsweise hoch und liegen bei ca. 1500 €/kW in der 30 kW-Klasse, bei etwa 1 200 €/kW für 50 bis 60 kW-Anlagen sowie bei etwa 1 000 €/kW bei Anlagen mit einer Leistung von 100 kW.

(875) Im erweiterten Feldtest für BHKW-Antriebe befinden sich *Stirlingmotoren*, bei denen die Kolben durch *äußere* Verbrennung (oder Erwärmung) angetrieben werden. Sie sind unabhängig von der Art der Wärmequelle, es können keine Verbrennungsrückstände in das Innere der Motoren gelangen. Auch hier werden weniger Verschleißteile eingesetzt, der Wartungsaufwand bleibt gering. Darüber hinaus bleiben die Schadstoffemissionen auf sehr

¹ Diese Zahlen wurden aus den Absatzzahlen der BHKW-Produzenten für den deutschen Markt ermittelt. Da in den letzten Jahren in nicht geringem Umfang Stilllegungen von BHKW erfolgt sind, diese jedoch nicht statistisch erfasst werden, sind die genannten Zahlen als Obergrenze anzusehen.

² ASUE (2001).

niedrigem Niveau. Die Technik ist inzwischen so weit ausgereift und erprobt, dass ein zuverlässiger Betrieb mit guten Wirkungsgraden nachgewiesen ist. Die elektrische Leistung von Stirling-Motoren beginnt bei 2 kW, der elektrische Wirkungsgrad liegt heute bei 24 % und der Gesamtwirkungsgrad bei bis zu 90 %. Die Entwicklung befindet sich am Beginn der ersten Kleinserienfertigung. Die Investitionskosten sind dem entsprechend noch hoch und bisher nicht konkurrenzfähig zu konventionellen Motor-BHKW vergleichbarer Leistungsklassen. Gemessen an den derzeit angebotenen Kleinst-BHKW mit Verbrennungsmotoren stellt das Potenzial des Stirlingmotors jedoch eine nicht zu unterschätzende Alternative dar. Schließlich kann dem Stirlingmotor im Bereich der erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle zukommen (vor allem im Bereich der Solarenergienutzung).

(876) Eine weitere Möglichkeit der Abwärmenutzung eröffnet der *Organic Rankine Cycle* (ORC). Statt Wasser im üblichen Dampfturbinenprozess wird beim Rankine-Kreislauf ein organisches Arbeitsmittel verdampft, überhitzt und dann in der Turbine entspannt. Damit kann bei wesentlich niedrigeren Temperaturen gearbeitet werden, als Heizmedium kann zum Beispiel Abwärme aus einem Industrieprozess oder Thermalwasser mit einer Temperatur von 106°C dienen (ab 80°C sind Anwendungen denkbar). Durch die Wahl des Arbeitsmittels können ORC Anlagen an die entsprechenden Bedingungen angepasst werden. Es können allerdings nur noch zugelassene Stoffe verwendet werden (FCKW-Problematik). Ein ähnlicher Prozess ist der Kalina-Kreislauf, bei dem ein Ammoniak-Wassergemisch als Arbeitsmittel verwendet wird. Eine weitere Variante des ORC wird im amerikanischen OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) Projekt verfolgt. Hier wird eine Temperaturdifferenz von 20 K zwischen Oberflächenwasser und Tiefenwasser ausgenutzt. Ein erstes 1 MW-Projekt ist in Planung. Eine breite Demonstration bzw. Markteinführung ist bisher nicht abzusehen.

(877) Hohe Erwartungen sowohl im Bereich von Kleinst-BHKW wie auch bei BHKW in der mittleren Leistungsklasse (100 kW bis 2 MW) bestehen in Bezug auf *Brennstoffzellen*. Das Prinzip dieser Technologie basiert auf der „kalten Verbrennung“; durch elektrochemische Oxidation einer wasserstoffhaltigen Substanz (Wasserstoff, Methanol, Erdgas, Biogas, Kohlegas etc.) mit einem Oxidationsmittel (Luft oder Sauerstoff) wird die chemische Energie mit katalytischer Unterstützung direkt in elektrischen Strom umgewandelt.

(878) Wesentliche Vorteile des Brennstoffzelleneinsatzes für BHKW liegen in den erwarteten hohen elektrischen Wirkungsgraden (auch im Teillastbetrieb), im geringen Wartungsaufwand, den geringen Lärm- und Schadstoffemissionen sowie in der guten Regelbarkeit der Leistung. Zu gewährleisten ist allerdings auch, dass gleichzeitig die bei konventionellen BHKW üblichen hohen Gesamtnutzungsgrade von 85 bis 90 % (mit Brennwertnutzung um 100 %) erreicht werden können (im bisherigen Systembetrieb ist dies noch nicht demonstriert worden).

(879) Als Brennstoff wird Wasserstoff benötigt, der bei Nieder- und Mitteltemperaturbrennstoffzellen ggf. über einen vorgeschalteten Reformier erzeugt werden muss, wobei ca. 20 bis 25 % der eingesetzten Energie benötigt werden. Bei Hochtemperaturbrennstoffzellen ist wegen der hohen Temperaturen eine Direktreformierung möglich; daher kommen für diese Brennstoffzellentypen als Brennstoff nicht nur Wasserstoff sondern z.B. auch Erd-, Bio- und Kohlegas in Frage.

Tabelle 4–57 Übersicht Brennstoffzellen-Technologien

		Elektrolyt	Betriebs- temperatur °C	Elektrischer Wirkungsgrad		Bemerkungen	Feldversuche	Vermarktung
				Zelle	System ^a			
Niedertemperatur 60-120 °C	PEMFC (polymer electrolyte membrane fuel cell)	Protonenleitende Membran (R-SO ₃ -H)	70-80 ^b 120-180 ^b	50-70%	40-50% 60%	Brennstoff: Wasserstoff Breite Untersuchungen für alle Anwendungen	1 kW bis 100 MW	
	DMFC (direct methanol fuel cell)	Protonenleitende Membran (R-SO ₃ -H)	70-90	40-50%	40%	Brennstoff: Methanol Entwicklung befindet sich in den Anfängen, prädestiniert für Anwendungsklassen <100kW		
	AFC (alkaline fuel cell)	Kalilauge (KOH)	80-100	60-70%	62%	Brennstoff: Wasserstoff Oxidant: nur Sauerstoff Anwendungen seit langem in Raumschiffen, nicht aussichtsreich für andere Anwendungen		
Mitteltemperatur 160-220 °C	PAFC (phosphoric acid fuel cell)	Phosphorsäure (H ₃ PO ₄)	160-220	55%	40%	Brennstoff: Wasserstoff einsatz in dezentralen Stromerzeugungsanlagen (200kW), keine Weiterentwicklung		Kleinserie 200 kW
Hochtemperatur 600-1.000 °C	MCFC (molten carbonate fuel cell)	Lithium-, Kalium-Karbonat ((Li, K) ₂ CO ₃)	580-650	65%	55-65%	Brennstoffe: Wasserstoff, Erdgas, Biogas, Kohlegas Entwicklung von 200 kW bis 10 MW-Anlagen für dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung	200 kW bis 100 MW	
	SOFC (solid oxide fuel cell)	Keramischer Festkörper (ZrO ₂ /YO ₃)	700-1.000	60-65%	55-65%	Brennstoffe: Wasserstoff, Erdgas, Kohlegas Entwicklung für stationäre anlagen der Strom- und Wärmeerzeugung (1-10kW Tubular/Plenar- sowie 200 kW- 100 MW-Tubular-Technologie)	1 kW bis 100 MW	
Anmerkungen: ^a Zielwerte; bei den heute betriebenen Demonstrationsanlagen werden bisher über längere Zeiträume niedrigere Werte erreicht (PEMFC: 30-35%, MCFC: 45-50%), ^b Hoch/Niedrigtemperatur; ^c Erdgas-Betrieb; ^d Wasserstoff-Betrieb; ^e Reinst-Wasserstoff-Betrieb								

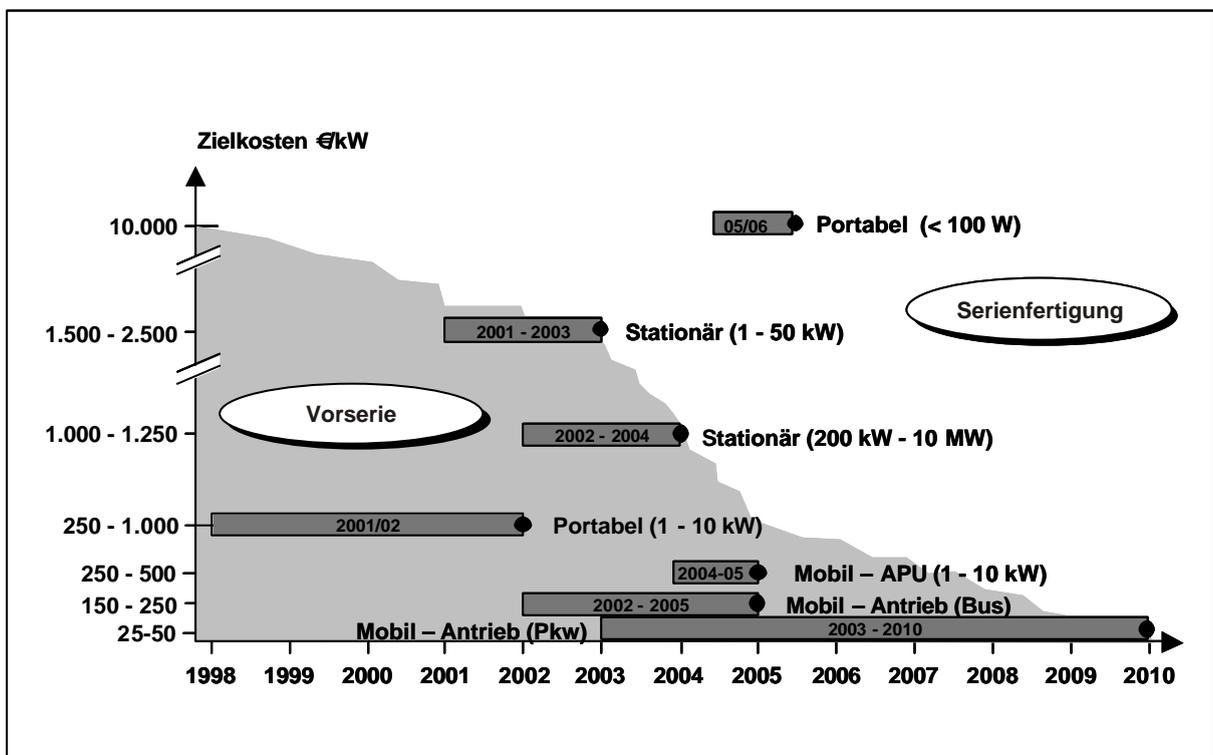
Quellen: AMCG (2002), TAB (2001), Birnbaum u.a. (2000)

(880) Die Tabelle 4–57 vermittelt einen Überblick über die heute verfolgten Technologielinien. Für den Bereich der Energiewirtschaft sind vor allem Hochtemperatur-Brennstoffzellen interessant, die mit Gasturbinen zum Gas- und Dampf-Prozess kombiniert werden können, der hohe elektrische Systemwirkungsgrade (bis zu 65 %) erwarten lässt. Die Stromkennzahl konventioneller GuD-Anlagen (ca. 1,0) kann damit auf über 2,0 erhöht werden. Die besonders hohe Stromausbeute von Brennstoffzellen BHKW bildet damit einen weiteren spezifi-

schen Vorteil dieser Technologie und kann die Vorteilhaftigkeit der KWK hinsichtlich der Energieeinsparung gegenüber getrennter Strom- und Wärmebereitstellung auch bei steigenden Wirkungsgraden der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung gewährleisten.

(881) Die wesentlichen Nachteile aus Betreibersicht sind neben dem noch hohen heutigen Kostenniveau (s.u.) die Situation, dass Brennstoffzellen für den Spitzenlastbetrieb nicht geeignet sind, der bei vielen KWK-Anlagen vorgesehene *Dual Fuel*-Betrieb (Erdgas und Heizöl) nicht möglich ist sowie teilweise noch unakzeptabel lange Anfahrzeiten notwendig sind.

Abbildung 4-34: Exemplarisches Markteinführungsszenario Brennstoffzellen-Produkte, 2000-2010



Quelle: AMCG (2002)

(882) Brennstoffzellensysteme befinden sich heute überwiegend in der Demonstrationsphase. Heute für den Bereich der Energieversorgung aus Kleinserienfertigung vermarktete Anlagen weisen Investitionskosten von ca. 2.500 €/kW (PAFC mit 200 kW) auf und sind so nicht konkurrenzfähig zu konventionellen KWK-Anlagen dieser Leistungsklasse. Die technisch-wirtschaftliche Optimierung der Anlagen steht noch aus. Hinsichtlich Kosten können also nur Zielwerte für die anlegbaren Investitionskosten bestimmt werden, bei denen BSZ-Anlagen konkurrenzfähig zur konventionellen KWK werden. Anlegbare Investitionskosten im Vergleich zur industriellen KWK liegen für Hybridsysteme (Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit Gasturbine) mit mittlerer Leistung (5 bis 10 MW) um ca. 15 bis 20 % über denen ver-

gleichbarer konventioneller KWK-Anlagen, dies entspricht ca. 1 000 bis 1 300 €/kW. Im Bereich der öffentlichen Stromversorgung liegen die „anlegbaren Investitionskosten“ um ca. 30 % über einer GuD-Anlage, d.h. bei 700 bis 1 000 €/kW (im Leistungsbereich 100 MW und darüber). Für kleine Brennstoffzellen-BHKW der Hausversorgung (1-10 kW) wurden anlegbare Investitionskosten von ca. 2000 €/kW ermittelt. Im Bereich der Nahwärme-Systeme werden als spezifische Zielwerte ca. 1000 €/kW genannt. Die Abbildung 4–34 zeigt diese Zielwerte im Gesamtkontext der möglichen Brennstoffzellenanwendungen.¹ Die derzeitigen Kosten für PEMFC und SOFC dürften in der Größenordnung von etwa 5 000 €/kW liegen.

(883) Dass die Erreichung dieser Zielwerte zwar ehrgeizig ist und längerer Zeiträume bedarf, aber keineswegs unrealistisch ist, zeigt die bisherige Entwicklung. Die heute kommerziell vermarkteten PAFC-Brennstoffzellen (200 kW) waren 1992 mit Investitionskosten von 5 000 €/kW verbunden, Ende der 90er Jahre war es gelungen, die Kosten über Optimierungen und (Klein-) Serienfertigung auf etwa 2 500 €/kW zu senken, bei einer Produktion von 3 000 Einheiten werden Kosten von ca. 1 300 €/kW prognostiziert.² Welche Perspektiven der Investitionskostenreduzierung vorstellbar sind, zeigen Birnbaum u.a. mit einer einfachen Plausibilitätsbetrachtung über den Lernkurvenansatz.³ Bei einem Lernfaktor von 0,8 müssten Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen mit einer gesamten kumulierten Leistung von etwa 700 MW errichtet werden, um eine Konkurrenzfähigkeit zu vergleichbaren konventionellen KWK-Anlagen erreichen zu können. Dabei ist vorausgesetzt, dass die Fertigung erster serienreifer Systeme mit anfänglichen Investitionskosten von 5 000 €/kW gestartet werden kann. Die Errichtung einer solcher Kapazität (mit zunächst höheren Stromerzeugungskosten und entsprechend erforderlichen Vorleistungen) erscheint über einen Zeitraum von 10 Jahren nicht unplausibel.

(884) Die Tabelle 4–58 zeigt die Investitionskostenansätze, die die Enquete-Kommission ihren Szenarien für exemplarische Brennstoffzellen-Anlagen zu Grunde legt.

¹ Es handelt sich hierbei um eine exemplarische Darstellung. Angesichts des aktuellen Planungsstandes ist auch eine zeitliche Verschiebung um bis zu fünf Jahre vorstellbar.

² Vgl. IEA AFCEC (1998): (International Energy Agency Advanced Fuel Cells Executive Committee): „Introduction to fuel cells.“ (Bearbeiter: H. Haydock) sowie Birnbaum u.a. (2000).

³ Birnbaum u.a. (2000).

Tabelle 4–58 Kostenprojektionen für Brennstoffzellen-Anlagen

	Elektrische Leistung (netto)	Nutzungsdauer	Spezifische Investition mit Bauherren-Eigenleistungen, ohne Bauzinsen			
			2000	2010	2020	2030
	kW	a	€/kW			
PEMFC	5	15	k. A.	1.500	1.000	750
PAFC	200	15	k. A.	1.625	1.355	1.080
MCFC	500 ^a	15	k. A.	1.250	1.000	1.000
SOFC	2000 ^a	15	k. A.	1.050	875	750

Anmerkungen:
a 2020-1.000 kW, 2030-3.000 kW;
b 2020-3.000kW, 2030-10.000 kW

(885) Die Problematik der verfügbaren Brennstoffe ist im Bereich stationärer Brennstoffzellen-Nutzung weniger prekär als für mobile Anwendungen.¹ Die Potenziale für erhebliche Effizienzerhöhungen lassen die Einführung von Brennstoffzellenanlagen auch dann als sinnvoll erscheinen, wenn die gleichen Brennstoffe wie für konventionelle (KWK-) Anlagen zum Einsatz kommen. Selbst für die Kohlenutzung sind Anwendungen zumindest prinzipiell vorstellbar (Integration von Kohlevergasung und Hochtemperatur-Brennstoffzelle), wenn hier auch – wie bei den IGCC-Konzepten allgemein – noch erhebliche Probleme zu lösen sind (vgl. Kapitel 4.3.5.4)

(886) Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass für die Kraft-Wärme-Kopplung als ressourcensparende und emissionsarme Technologie aus technischer Sicht selbst bei starken Wärme-Einsparungen auch weiterhin erhebliche Ausweitungspotenziale existieren (KWK-Stromproduktion von bis zu 380 TWh). Insbesondere gilt dies, wenn mit kleinen und kleinsten KWK-Anlagen Anwendungsfelder in der Objekt- und Hausversorgung erschlossen werden können. Mit modernen Heizkraftwerken sowie Motor- und Gasturbinen-BHKW stehen technisch ausgereifte Technologien im gesamten Leistungsspektrum zur Verfügung. In der Demonstrations- bzw. kurz vor der Markteinführungsphase befinden sich eine ganze Reihe von neuen Technologien (Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen), die eine weitere Effizienzverbesserung und (teilweise) bessere Betriebseigenschaften erwarten lassen und insbesondere den Einsatzbereich weiter zu kleinen Leistungen ausweiten können. In Bezug auf die Brennstoffzelle gilt dies nicht nur für kleine KWK-Anlagen im Kilowattbereich sondern bis hin zu mittleren Heizkraftwerken im Bereich von über 100 MW.

(887) Da mit diesen neuen Technologien nur in geringem Maße völlig neue Marktsegmente für die KWK-Stromerzeugung erschlossen werden können (dies gilt vor allem im Bereich von

¹ Vgl. zum detaillierten Vergleich verschiedener Brennstoffpfade im Kontext der Brennstoffzellenanwendung TAB (2001) sowie Bünger u.a. (2000).

Kleinst-Anlagen) wird sich der Markterfolg dieser Technologien vor allem in Abhängigkeit von drei Aspekten einstellen:

- Ergeben sich für die KWK in ihren verschiedenen Anwendungsfeldern allgemein günstige Rahmenbedingungen?
- Können neue Anlagenkonzepte – wie z.B. die Brennstoffzellen – Kostenreduktionen auf ein Niveau realisieren, das – im Kontext vorteilhafterer Betriebsparameter (höhere Stromausbeute etc.) – eine Wettbewerbsfähigkeit zu den eingeführten KWK-Technologien ermöglicht?
- Ergeben sich aus der Wechselbeziehungen mit der Brennstoffzellen- Entwicklung für den mobilen Bereich unterstützende Impulse (auch hinsichtlich Stückzahlen/Kostenentwicklung) für den stationären Bereich?

(888) Im Lichte des derzeit erreichten Entwicklungsstandes für die verschiedenen neuen in Entwicklung befindlichen Technologien können wesentliche technologische und wirtschaftliche Verbesserungen bei diesen Technologien im Laufe der nächsten 10 bis 20 Jahre erwartet werden. Gleichzeitig fügen sich die modernen KWK-Technologien sehr günstig in den sich abzeichnenden Trend einer stärkeren Dezentralisierung und Vernetzung (vgl. Kapitel 4.3.7.2) der Energieversorgung ein. Wesentliche Markterfolge hängen jedoch insbesondere von günstigen energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie von kontinuierlichen und konzentrierten Forschungsanstrengungen ab.

4.3.5.7 Schwerpunkt 4: CO₂-Abtrennung und Deponierung

4.3.5.7.1 Vorbemerkungen

(889) In der Diskussion um technologische Ansätze für den Klimaschutz hat die Abtrennung und Deponierung von CO₂ in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen.¹ Neben einer umfangreichen wissenschaftlichen Diskussion sind inzwischen auch erste Pilotvorhaben für die Integration einzelner Bausteine der technologischen Kette sowie die Evaluierung der (unterirdischen) CO₂-Deponierung aus technischer und ökologischer Sicht gestartet worden.²

¹ Dies gilt vor allem für Japan, die USA, Kanada, Norwegen, die Niederlande sowie im internationalen Rahmen die IEA.

² Die bekanntesten Pilotprojekte sind die Verbringung von CO₂ in saline Aquifere (1.000 m unter dem Meeresspiegel) im Sleipner-Erdgasfeld sowie die Verbringung von CO₂ in das kanadische Weyburn-Ölfeld zur Verbesserung der Lagerstättenausbeute. Bei dem von Statoil koordinierten Sleipner-Projekt handelt es sich um CO₂, das aus technologischen Gründen (das geförderte

(890) Die zentralen Elemente für eine Technologie der CO₂-Abtrennung und Deponierung sind:

- die Abscheidung des CO₂ aus dem Abgas bzw. aus dem Brennstoff,
- der Transport des abgetrennten CO₂ zu den Deponieorten sowie
- die sichere, langfristige und risikoarme Deponierung.

(891) Mit Ausnahme der langfristigen Deponierung werden viele der benötigten Einzeltechnologien in anderen Industriebereichen bereits angewendet, so dass sie prinzipiell verfügbar wären. Erhebliche Herausforderungen bestehen jedoch hinsichtlich notwendiger Anpassungen an die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten, der Integration zu einer funktionsfähigen technologischen Kette, hinsichtlich der wirtschaftlichen Parameter sowie in Bezug auf Umwelt-, Sicherheits- und Akzeptanzfragen.

4.3.5.7.2 CO₂-Abtrennung

(892) Die Abtrennung von CO₂ kann im Bereich der Energiewirtschaft entweder über eine Aufbereitung der Brennstoffe oder über eine Behandlung der Rauchgase erfolgen.

⁽⁸⁹³⁾ Das Rauchgas von GuD-Kraftwerken enthält ca. 4 Volumenprozent CO₂, das von Kohlestaubkraftwerken ca. 14 % und das Abgas von kohlegefeuerten IGCC-Kraftwerken etwa 9 %. Das im Vergasungsteil eines IGCC-Kraftwerks erzeugte Brenngas hat einen CO₂-Gehalt von ca. 35 bis 40 % und steht prozessbedingt unter höherem Druck.¹

(894) Für die Abtrennung dieser CO₂-Anteile können vor allem die folgenden Technologien genutzt werden:

- die chemische und physikalische Absorption,
- die physische und chemische Adsorption,
- die Abtrennung mit Tieftemperaturtechniken sowie

Gas enthält ca. 9 % CO₂, das vermarktbares Erdgas darf maximal 2,5 % enthalten) ohnehin abgetrennt werden muss (Statoil 2000). Die Injektion von CO₂ in Lagerstätten zur Erhöhung der Ausbeute (EOR – enhanced oil recovery) wie im Weyburn-Projekt ist eine an sich eine übliche und erprobte Technologie. Neu an diesem Projekt ist, dass das verwendete CO₂ in einer Anlage zur Herstellung von synthetischem Erdgas aus Kohle (Great Plains Gasification Plant in Nord-Dakota) als Abprodukt anfällt und über eine speziell errichtete Pipeline von 330 km zur Lagerstätte transportiert wird (PTRC 2000).

¹ DTI (2000b).

- die Separation mittels Membranen.

(895) Bei der **Absorption** wird das CO₂ mittels Absorbentien aus dem Rauchgas ausgewaschen. Dabei kann das CO₂ beim Übergang in die Lösung als Molekül mit verhältnismäßig geringen Bindungskräften erhalten bleiben (physikalische Absorption) oder eine chemische Reaktion mit den in der Waschflüssigkeit enthaltenen gelösten Komponenten eingehen (chemische Absorption). Mit einer nachfolgenden Desorption können – allerdings mit erheblichem Energieaufwand – die Absorbentien zurückgewonnen und das CO₂ zu Weiterverarbeitung bzw. Fortleitung wieder freigesetzt werden. Sowohl die physikalische als auch die chemische Absorption von CO₂, aber auch Hybridverfahren kommen in kommerziellen Anlagen z.B. der chemischen Industrie zum Einsatz (DOE 1999, DTI 2000b, IEA 1998). Die größte weltweit betriebene CO₂-Abscheidungsanlage (mit Aminen als Sorbens) erreicht eine Abscheideleistung von 800 t CO₂ pro Tag, dies sind jedoch nur 13 % des CO₂-Ausstoßes eines modernen Steinkohlekraftwerkes.¹ Für den Betrieb der Absorptionsanlage entsteht ein erheblicher Energie- und Ressourcenbedarf, darüber hinaus können erhebliche Mengen an Restschlamm aus den Absorbentien verbleiben (DTI 2000b). Die Einbußen bei den Nettowirkungsgraden betragen ca. 8 bis 13 Prozentpunkte. Am höchsten fallen sie bei Kohlekraftwerken aus, bei Übergang zur IGCC-Technologie mit CO₂-Abscheidung nach der Kohlevergasung können sie jedoch bis auf das Niveau der Abgaswäsche von Erdgas-GuD-Anlagen (ca. 8 Prozentpunkte) verringert werden.²

(896) Entwicklungsbedarf besteht bei dieser Form der CO₂-Abtrennung vor allem hinsichtlich preiswerter und neuer Sorbentien, mit denen vor allem der Energiebedarf für den Prozess gesenkt werden kann. Darüber hinaus besteht erheblicher Entwicklungsbedarf für die Herstellung von Anlagen mit großer Absorptionskapazität (Konfiguration, Miniaturisierung, Korrosion etc.) für den kommerziellen Betrieb.³

(897) Bei der Abtrennung mittels **Adsorption** werden die CO₂-Moleküle an die Oberfläche fester Stoffe (Adsorbentien) angelagert. Die Anlagerung erfolgt entweder über physikalische Bindung (van der Waals-Kräfte) oder chemische Bindung (Valenzkräfte); entsprechend wird nach physikalischer und die chemischer Adsorption unterschieden. Die Regeneration der Adsorbentien erfolgt über die Druckreduktion (PSA – Pressure Swing Adsorption) oder die Temperaturerhöhung (TSA – Temperature Swing Adsorption) in der Adsorptionsanlage; bei-

¹ Unter (exemplarischer) Annahme von 5 000 Jahresbenutzungsstunden, einem Nettowirkungsgrad von 45 %, vermindert um einen Energiebedarf der CO₂-Abtrennung von ca. 8 Prozentpunkten.

² DTI (2000b); IEA (1998).

³ DOE (1999); DTI (2000b).

des ist wiederum verbunden mit einem erheblichen Energieaufwand. Die Netto-Wirkungsgrade von Kraftwerken reduzieren sich durch Adsorptionsanlagen um 11 bis 15 Prozentpunkte.¹

(898) Adsorptionsprozesse für die CO₂ werden heute in kommerziellen Ablagen der Wasserstoffproduktion und der CO₂-Abtrennung bei Erdgas betrieben.² Adsorption wird für die CO₂-Abtrennung im Kraftwerkssektor nur dann in Betracht gezogen werden können, wenn es gelingt, neue Adsorbentien mit größerer Adsorptionskapazität und Eignung für höhere Temperaturen und Dampf zu entwickeln. Des weiteren müssten neuen Desorptions-Konzepte entwickelt werden, um die (heute schlechte) Regenerationsrate der Adsorbentien deutlich zu verbessern.³

(899) Einen weiteren Ansatz bildet die Abtrennung von CO₂ mit **Tiefsttemperaturtechniken** (Cryogenics). Durch Abkühlung und Kondensation bei sehr niedrigen Temperaturen kann reines CO₂ in flüssiger Form gewonnen werden. Diese Technologie eignet sich jedoch nur für Abgasströme mit sehr hohem CO₂-Anteil (größer 90 %); in diesem Bereich wird sie bereits heute kommerziell eingesetzt. Der Prozess ist sehr energieintensiv und bedarf vor allem der Abtrennung von Wasser und anderen Abgaskomponenten mit höheren Gefrierpunkten, um Funktionseinschränkungen der Anlagen zu verhindern. Im Kraftwerksbereich wird diese Variante der CO₂-Abtrennung damit kaum in Frage kommen, wenn nicht grundlegend neue Kraftwerkskonzepte, z.B. mit CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung oder die Verbrennung mit reinem Sauerstoff an Stelle von Luft zur Anwendung kommen.⁴

(900) Eine weitere neue Technologievariante ist die Abtrennung von CO₂ mittels **Membranen**, die über die Reaktionen zwischen Gasen und Membranmaterialien unterschiedliche Diffusionsgeschwindigkeiten für verschiedene Gase aufweisen. Derzeit sind eine Reihe von Gastrennungs-Membranen verfügbar, sie erreichen aber noch keine hinreichende Separation und würden so mehrfache Membranfilter oder Kreisführung der Abgasströme erfordern. Damit wächst die Komplexität der Anlagen, Energieaufwand und Kosten steigen erheblich. Es verbleibt ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand, bis Membranmaterialien und Anlagenkonzepte entwickelt sind, die die Abtrennung von CO₂ mit hoher Reinheit unter den Betriebsbedingungen von Kraftwerken ermöglichen.⁵

¹ IEA (1998).

² DTI (2000b); DOE (1999); IEA (1998).

³ DOE (1999); IEA (1998).

⁴ DTI (2000b); DOE (1999).

⁵ DTI (2000b); DOE (1998).

(901) Neben der CO₂-Abtrennung aus dem Abgas der Verbrennung oder dem Brenngas aus der Kohlevergasung, die wegen des geringen CO₂-Gehalts der Rauchgase erhebliche Rauchgasvolumina bewältigen muss, können gasförmige Brennstoffe über einen Reformier in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt werden. Während der Wasserstoff im Kraftwerk zum Einsatz kommt, würde CO₂ für die Nutzung bzw. Entsorgung abgetrennt. Die CO₂-Abtrennung ist bei diesem Konzept zwar leichter und kostengünstiger zu realisieren, für die Kraftwerkstechnologien folgt daraus jedoch ein grundsätzlich neuer technologischer Ansatz.

(902) Zusammenfassend kommen perspektivisch vor allem Konzepte der chemischen Absorption (mit Mono-Ethanolamin – MEA – als Sorbens¹) für die CO₂-Abtrennung im Kraftwerksabgas in Frage. Für den Übergang zu IGCC-Kohlekraftwerken und CO₂-Abscheidung nach dem Vergasungsschritt werden vor allem physikalische Absorptionsverfahren (mit Selexol als Sorbens) erwartet.² Sollten sich die Erwartungen im Bereich der Membranforschung erfüllen, könnten diese vor allem für IGCC-Prozesse eine interessante Option bilden. Ob und wann sich diese Erwartungen erfüllen, ist jedoch bisher nicht absehbar.³

Tabelle 4-59: Energieaufwand und CO₂-Emissionsminderung durch CO₂-Abtrennung

Prozess	CO ₂ -Abtrennung	Netto-Wirkungsgrad in %	Nettowirkungsgradverlust in %-Punkten	spezifische CO ₂ -Emission in g/kWh	Verminderung der spezifischen CO ₂ -Emission auf x %
Erdgaskraftwerk	keine	56	-	370	-
	nach Verbrennung	47	-9	60	16
	vor Verbrennung	48	-8	60	16
Kohlestaubkraftwerk	keine	46	-	720	-
	nach Verbrennung	33	-13	150	21
Kohlekraftwerk	keine	46	-	710	-
	vor Verbrennung	38	-8	130	18

Quellen: DTI (2000b), Berechnungen des Öko- Instituts

¹ Andere verfügbare Sorbentien haben geringere Bindungskapazitäten bzw. eine geringere CO₂-Affinität.

² IEA (1998).

³ IEA (1998).

(903) Tabelle 4–59 zeigt die Energieaufwendungen für die CO₂-Abtrennung und die erzielten Emissionsminderungen an exemplarischen Beispielen für verschiedene Konstellationen.

(904) Die Kosten der CO₂-Abtrennung sind abhängig von den Kalkulationsmethoden und -parametern sowie den unterstellten Kostenansätzen für die Kraftwerke (Investitionen, Brennstoffpreise). Dabei sind insbesondere die zusätzlichen Investitionskosten von Bedeutung, die zu 20 bis 50 % aus der verminderten Netto-Stromproduktion resultieren; die zusätzlichen Investitionsvolumina werden mit 10 bis 20 % angegeben.¹ Im Kraftwerksbereich ergeben sich insgesamt Abtrennungskosten von 30 bis 60 €/t CO₂ für (kostengünstige) Abgaswäscher² bei Abtrennung von CO₂ aus dem Brenngas von IGCC-Anlagen belaufen sich die Schätzungen auf 20 bis 25 €/t CO₂³, wobei jedoch gleichzeitig auf die höheren Investitionskosten für diese Kraftwerke hingewiesen werden muss (vgl. Kapitel 4.3.5.4) Bei einer breiten Anwendung und technologischen Innovationen können Kostenreduktionen erzielt werden, die sich jedoch derzeit noch nicht quantifizieren lassen.

4.3.5.7.3 Transport und Speicherung von CO₂

(905) Für den Transport des abgetrennten CO₂ kommen grundsätzlich alle für den Gas-transport üblichen technologischen Varianten in Betracht. Neben der Fortleitung mit Pipelines sind auch Tanker-Transporte von verflüssigten CO₂ vorstellbar.

(906) Die technologischen Optionen sowie deren Kosten sind in erster Linie von den Transportentfernungen und den Transportkapazitäten abhängig. Für die Errichtung von Pipelines wird eine Bandbreite von 1 bis 7 €/100 km angegeben⁴, wobei dabei keine Flussquerungen und keine Durchquerung dicht besiedelter Gebiete berücksichtigt sind. Die entfernungsunabhängigen Kosten geben Hendricks u.a.⁵ mit ca. 7 bis 8 €/t CO₂ an, so dass sich bei distanzabhängigen Pipelinekosten von 2,5 €/t CO₂ und 100 km (Pipelinekapazität 1 Mio. t CO₂ p.a.) bis 6 €/t CO₂ und 100 km (Kapazität 4 Mio. t CO₂ p.a.) für eine Pipeline von 200 km Länge Transportkosten von 11 bis 17 €/t CO₂ ergeben. Für eine Pipeline von 500 km wachsen die Transportkosten bei diesen Ansätzen auf 20 bis 27 €/t CO₂ an.

(907) Sofern zwischen dem Ort der CO₂-Abscheidung und dem Ort der Deponierung größere Transportentfernungen (z.B. mehr als 100 bis 200 km) zu überwinden sind, erweisen sich

¹ Hassmann (2001).

² DTI (2000b); IEA (1998); Turkenburg/Hendriks (1999); Gerling/May (2001).

³ IEA (1998); Turkenburg/Hendriks (1999).

⁴ DOE (1999); Turkenburg/Hendricks (1999); Doctor u.a. (2001).

⁵ Hendriks u.a. (2001).

die Transportaufwendungen als maßgeblicher Kostenfaktor. Ob und wie weit technologische Innovationen drastische Transportkostensenkungen erzielt werden können, ist einerseits ungewiss, erscheint aber angesichts der Entwicklungen in den letzten Jahren beim Erdgas-transport (Pipelines, Verflüssigung, Verschiffung etc.) als keineswegs ausgeschlossen.

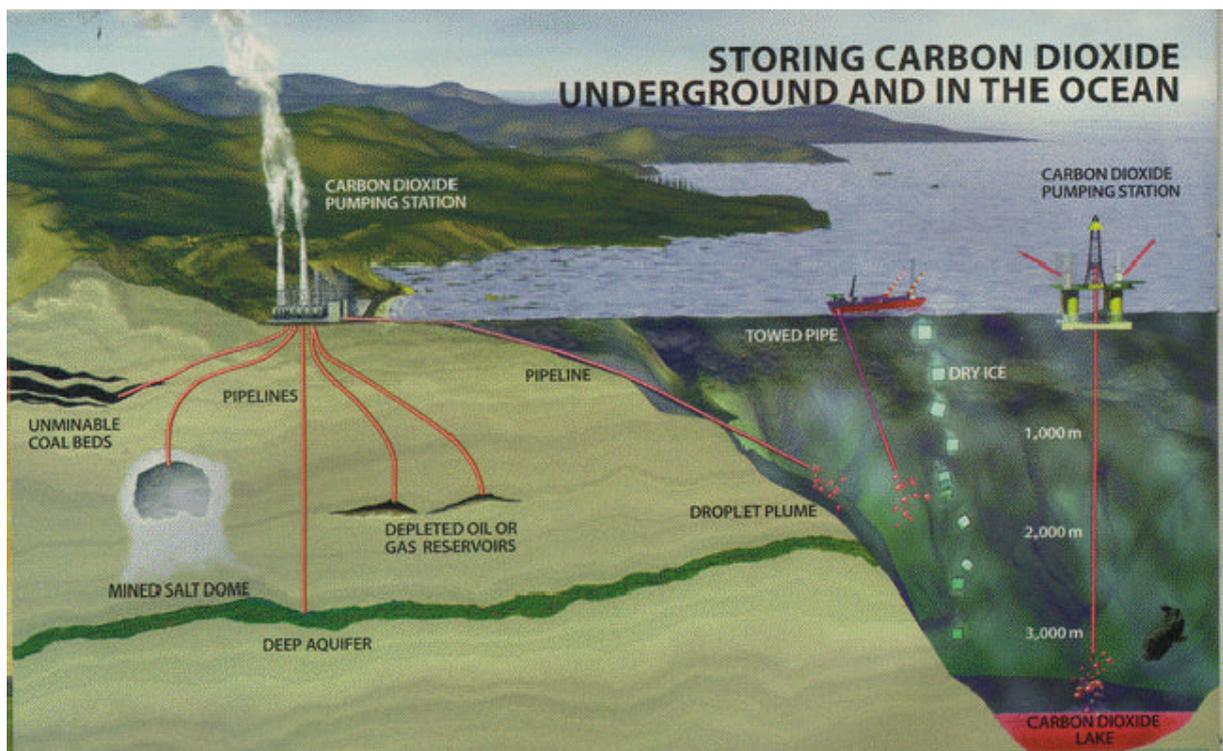
(908) Als Anforderungen an die CO₂-Speicher ergeben sich aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten die folgenden Aspekte:

- hohe Speichersicherheit über mehrere Zehntausend Jahre und Vermeidung von Leckagen,
- keine ökologisch kontraproduktiven Auswirkungen (gravierende Veränderungen von Ökosystemen, Grundwasserbelastungen),
- Vermeidung von zusätzlichen Sicherheitsrisiken (vor allem schlagartige Freisetzung großer CO₂-Mengen mit hohem Gefährdungspotential),
- Vermeidung von (heutigen und zukünftigen) Nutzungskonflikten (Deponieräume, weitere Ausbeutung von Lagerstätten).

(909) Die Abbildung 4–35 zeigt die grundsätzlichen Möglichkeiten für die Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen bzw. im Ozean in einer schematischen Übersicht.

(910) Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass bisherige Untersuchungen zu schwerwiegenden Bedenken in Bezug auf die Speichersicherheit und die erheblichen ökologischen Probleme der CO₂-Speicherung im Ozean führen^I, sollte nach heutigem Erkenntnisstand diese Option der CO₂-Deponierung grundsätzlich ausgeschlossen werden.

^I Chisholm u.a. (2001); Seibel, Walsh (2001).

Abbildung 4–35: Varianten für die CO₂-Deponierung

Quelle: Fleisch/Quigley (2000)

(911) Die Übersicht zu den verschiedenen Varianten der CO₂-Speicherung (Tabelle 4–60) in tiefen geologischen Formationen für Deutschland zeigt ein schwieriges Spannungsfeld auf. Diejenigen Optionen, bei denen die Speicherqualität heute als weitgehend gesichert gelten können und wirtschaftlich attraktiv erscheinen (Öl- und Gasfelder, Kohlebergwerke), haben eine relativ geringe Kapazität und lassen Probleme der Nutzungskonkurrenz (Untertagespeicherung, anhaltende Förderung, zukünftige Wiederaufnahme der Förderung) oder gravierende Umwelt- und Sicherheitsprobleme (stillgelegte Kohlebergwerke) erkennen. Für diejenigen Optionen mit potentiell großen Speicherkapazitäten (Kohleflöze, saline Aquifere) sind noch eine Vielzahl von grundsätzlichen Fragen (vor allem der Speicherqualität, Folgen von Druckerhöhungen) sowie eine ganze Reihe technischer Problemen zu lösen. Hinsichtlich der deutschen Speicherkapazitäten ist also zunächst von einer relativ gesicherten und nutzbaren Speicherkapazität in der Größenordnung von ca. 2 Mrd. t CO₂ auszugehen.¹ Durch die Einbeziehung von Kohleflözen (bis zu 1 500 m) könnte sich die Kapazitäten auf bis zu 4 Mrd. t erhöhen, die zukünftig nutzbaren Speicherkapazitäten in salinaren Aquiferen bleiben bis auf weiteres spekulativ.

¹ Dies entspricht dem CO₂-Ausstoß von ca. 6 großen Neubaukraftwerken mit CO₂-Abtrennung auf Basis Braunkohle mit einer Betriebszeit von 40 Jahren.

Tabelle 4-60: Optionen für die CO₂-Speicherung in Deutschland

Speichertyp	CO ₂ -Speicherkapazität in Deutschland	Vorteile	Nachteile
Stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO ₂	sehr dichte Barriere hohe CO ₂ -Dichte in geringer Tiefe	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung Nutzungskonflikt mit Untertagedeponierung hohe Kosten
Stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15 % der abgebauten Flöze bis zu 780 Mt CO ₂	Nähe zu großen Emittenten	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung Hohlraumspeicherung Altbergbau Deckgebirge aktiver Bergbau in Verbundbergwerken Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
tiefe Kohleflöze	Flözvolumen entspricht 21.600 ± 420 Mt CO ₂ Bergbaugebiete ausgenommen 17.300 Mt CO ₂ effektiv 3.100 - 8.300 Mt CO ₂	Nähe zu großen Emittenten Ausbeutesteigerung bei Flözgasproduktion potenziell niedrige Kosten	niedrige Injektionsraten in geringdurchlässiger Kohle Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten Technologie nur teilweise erprobt
ausgeförderte Ölfelder > 5 Mio t kumulative Ölförderung	kumulative Produktion entspricht 81 Mt CO ₂ einschließlich Reserven 110 Mt	Steigerung der Ölausbeute und Kosteneinsparungen gegenüber anderen EOR-Technologien Speicherqualität gegeben industrielle Praxis geringe Explorationskosten	geringe Lagerstättengrößen andauernde Ölförderung "CO ₂ -Kontamination" der Lagerstätte in Bezug auf zukünftige Lagerstättenausbeutung (z. B. bei höheren Preisen)
ausgeförderte Gasfelder > 2 Mio Nm ³ kumulative Gasförderung	kumulative Produktion entspricht 1.770 Mt CO ₂ einschließlich Reserven 2.560 Mt CO ₂	Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich Speicherqualität gegeben	andauernde Erdgasförderung "CO ₂ -Kontamination" der Lagerstätte in Bezug auf zukünftige Lagerstättenausbeutung (z. B. bei höheren Preisen)
tiefe saline Aquifere	insgesamt groß (> 16.000 Mt CO ₂) effektiv kleiner	weite Verbreitung langfristige Fixierung von CO ₂ in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung Speicherqualität weitgehend unbekannt

Quellen: Gerling/May (2001), DTI (2000b), Fleisch/Quigley (2000), Ergänzungen des Öko-Instituts

(912) Etwas anders stellt sich die Situation aus der europäischen Perspektive dar (Tabelle 4-61). Insbesondere durch die umfangreichen Möglichkeiten der Einlagerung in Erdgas- und Erdöllagerstätten (vor allem Großbritannien, Niederlande, Norwegen) stehen erhebliche CO₂-

Speicherkapazitäten (35 Mrd. t CO₂) zur Verfügung.¹ Allein die Optionen in den Niederlanden (10 Mrd. t CO₂) erscheinen jedoch angesichts der Transportentfernungen für die deutsche Energiewirtschaft als mittelfristig interessant. Die Erschließung der britischen und skandinavischen Speicherkapazitäten für mitteleuropäische (Groß-) Emittenten würde eine signifikante Senkung der Transportkosten erfordern, die zwar grundsätzlich vorstellbar, aber bisher nicht abzusehen ist.

Tabelle 4-61: Optionen für die CO₂-Speicherung in Europa

Land	Gasfelder	Ölfelder	Kohleflöze	Aquifere ^a
	Mt CO ₂			
Deutschland	2.563 ^d	110 ^d	5.400 ^d	472 ^f
	2.227 ^e	103 ^e	622 - 1.670 ^{c,d}	
	2.340 ^f	60 ^f		
Vereinigtes Königreich	7.451 ^e	3.005 ^e	k.A.	8810 ^{b,f}
	4.880 ^f	2.660 ^f		
Niederlande	10.709 ^e	54 ^e	1.015 ^g	1.010 ^f
	9.280 ^f	30 ^f	54 - 600 ^{c,h}	
Belgien	0	0	k.A.	k.A.
Dänemark	452 ^e	176 ^e	0	5.600 ^f
	460 ^f	130 ^f		
Norwegen	9.156 ^e	3.453 ^e	0	10.850 ^{b,f}
	7.190 ^f	3.100 ^f		
Frankreich	880 ^f	50 ^f	k.A.	1.530 ^f
Spanien	40 ^f	10 ^f	k.A.	1.470 ^f
Italien	1.690 ^f	130 ^f	k.A.	430 ^f
Griechenland	k.A. ^e	17 ^e	0	k.A.
	20 ^f	10 ^f		

Anmerkungen:
^a Die Unsicherheiten der Abschätzungen der Speicherkapazitäten für Aquifere sind sehr groß. Die Zahlen enthalten z.T. auch Aquifere, die gering mineralisiertes Wasser führen. Nicht alle Aquifere sind erfasst worden. Die Kapazitäten für verschiedene Länder sind nicht direkt vergleichbar.
^b Die Zahlen für Norwegen und Großbritannien beinhalten auch Offshore Aquifere.
^c Nur Kohleflöze bis in 1.500 m Tiefe berücksichtigt, da die geringe Permeabilität tieferer Flöze die CO₂-Injektion vermutlich erheblich behindert, oder unwirtschaftlich macht. Die Werte entsprechen geschätzten Wahrscheinlichkeiten für 10 und 90 %.

Quellen^d Daten der BGR^e Schuppers u. a. (2002)^f Holloway (1996)^g van den Bergen u. a. (2000)^h van den Bergen (2002); Zusammenstellung durch die BGR

(913) Für die Nutzung von salinaren Aquiferen für die CO₂-Speicherung gelten bis auf weiteres auch für Europa die o.g. Vorbehalte, die Verteilung der potentiellen Lagerstätten zwi-

¹ Zum Vergleich: Die Emissionen aus dem Kraftwerkssektor betragen in Europa heute ca. 1 Mrd. t CO₂, in Deutschland ca. 315 Mio. t CO₂.

schen den einzelnen Staaten unterscheidet sich nur gering von der der Erdgas- und Erdöllagerstätten. Insgesamt ergeben die gezeigten Speicherpotenziale für Europa ca. 100 Gt CO₂.¹

(914) Angesichts vieler technischer Unwägbarkeiten sind die Kostenschätzungen für die Einlagerung von CO₂ in tiefe geologische Formationen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Wirtschaftlich am attraktivsten ist bisher die Injektion von CO₂ in produzierende Lagerstätten zur Erhöhung der Ausbeute (EOR – enhanced oil recovery), eine bereits etablierte Technologie. Hierbei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass nur 50 % der verpressten Mengen permanent gespeichert bleibt, der Rest gelangt im Zuge der Ölförderung wieder an die Oberfläche.² Die Injektion von CO₂ in Öl- oder Gaslagerstätten, die mit neuen Technologien (oder bei steigenden Preisen) noch eine weitere Ausbeutung gestatten könnten, würden den ökonomischen Wert dieser Lagerstätten verringern.

(915) Die Kostenangaben für die Einlagerung bewegen sich – je nach konkreten Gegebenheiten zwischen 1,5 und 7 €/t CO₂, bei Nutzung von offshore erschlossenen salinaren Aquiferen bei bis zu 13 €/t CO₂.³

(916) Die Kosten von CO₂-Abtrennung und Speicherung werden damit vor allem durch die Kosten der Abtrennung sowie ggfs. des Transports dominiert. Die größten naturwissenschaftlichen und technischen Unsicherheiten sind dagegen der CO₂-Einlagerung zuzuordnen.

4.3.5.7.4 Zusammenfassung

(917) Die Abtrennung und Speicherung von CO₂ aus fossilen Kraftwerken ist eine grundsätzlich machbare Technologie, die allerdings kurzfristig noch nicht zur Verfügung steht. Außerdem bestehen an verschiedenen Stellen der technologischen Kette noch erhebliche Probleme, die gelöst werden müssen (vor allem im Bereich der Speicherung). Insofern ist die CO₂-Abtrennung und Speicherung bisher eher eine mittel- bis langfristige *Vision*.

¹ Diese Größe weicht erheblich von den Ergebnissen einer Übersichtsstudie aus den neunziger Jahren ab (Holloway 1996), die Potenziale von ca. 800 Gt CO₂ ausweist. Zu diesem Potenzial von 800 Gt CO₂ tragen insbesondere die Aquifere im britischen und im norwegischen Sektor der Nordsee bei. Dabei wird vorausgesetzt, dass das gesamte Volumen der Aquifere für die CO₂-Speicherung genutzt werden kann. Aus Gründen der Langzeitsicherheit erscheint es jedoch ratsam, sich auf geologische Strukturen zu beschränken, die als Gasfallen geeignet sind. Die Beschränkung auf strukturelle Fallen hat erhebliche geringere (realistischere) Speicherkapazitäten zur Folge. Die in Tabelle 4-61 gezeigten Werte folgen diesem Ansatz (May 2002, mdl. Mittlg.).

² DOE (1999); DTI (2000b).

³ Turkenburg/Hendriks (1999); DTI (2000b); Hendriks u.a. (2001); Hassmann (2001).

(918) Hinsichtlich der Kosten bilden die Aufwendungen für die CO₂-Abtrennung die größte Position, wenn auch die Transportkosten für Distanzen über 200 km eine wesentliche Bedeutung erlangen können. Die Minderung der Abtrennungskosten (u.a. auch des Energie- und Ressourcenaufwands für die CO₂-Abtrennung) erfordert neue technologische Ansätze und ggfs. den Übergang zu neuen Kraftwerkskonzepten (z.B. IGCC-Kohlekraftwerke mit CO₂-Abtrennung nach der Brenngasproduktion).

(919) Insgesamt ergeben sich aus den identifizierten Bandbreiten Kosten von 40 bis 100 €/t CO₂. Für ein Kohlekraftwerk mit einer Leistung von 500 MW ergeben sich damit zusätzliche Stromerzeugungskosten von 3,5 bis 9 ct/kWh, bei einem entsprechenden Erdgas-Kraftwerk von 1,5 bis 4 ct/kWh. Selbst wenn einzelne Kostenbestandteile erheblich reduziert werden können, verbleibt eine hohe Kostenbelastung, insbesondere, wenn von erheblichen Entfernungen zwischen Kraftwerksstandorten und Speichern ausgegangen wird.

(920) Unter der Restriktion möglichst geringer Transportentfernungen und hinreichend abgesicherter Speicherpotenziale kommen damit bis auf weiteres für die Errichtung von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung vor allem Standorte mit hohen Kraftwerksleistungen und großer Nähe zu Erdgas- und Öllagerstätten (d.h. Norddeutschland, Regionen nahe den Niederlanden) in Frage.

(921) Eine weitere Randbedingung zumindest für die Energiepolitik in Deutschland ergibt sich aus den Zeitfenstern. Selbst unter Maßgabe ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme wird davon ausgegangen, dass kostengünstigere Abtrennungstechnologien und hinreichend abgesicherte Speicheroptionen mit einem Zeithorizont 2020/25 zur Verfügung stehen.¹ Zu diesem Zeitpunkt wird das Kraftwerks-Erneuerungsprogramm in Deutschland in Planung und Umsetzung bereits relativ weit fortgeschritten sein.

(922) Sowohl vor dem Hintergrund der Speicheroptionen als auch den Kosten und der zeitlichen Verfügbarkeit könnte die CO₂-Abtrennung und –Speicherung in einem nachhaltigen Energiesystem mittel- und langfristig eine gewisse Bedeutung erlangen, diese dürfte aber gerade für die deutsche Situation in erheblichem Maße begrenzt bleiben.

(923) Insbesondere gilt dies im Kontext der Ressourcenfrage. Auch wenn davon ausgegangen wird, dass keine unmittelbare Knappheit bei den Energieressourcen bevorsteht, bleibt die Frage, ob bei der Nutzung (auch: geo-) strategisch bedeutsamen Energieträger wie Erdgas Einbußen der Umwandlungseffizienz von bis zu 10 % hingenommen werden können. Vor diesem Hintergrund ergibt sich als Einsatzfeld für die CO₂-Abtrennung und –Speicherung vor allem die Kohleverstromung in Großkraftwerken sowie in der langfristigen Perspektive

möglicherweise der Beitrag kohlebasierter Technologien (Vergasung etc.) zu einer Wasserstoffwirtschaft.² Aus technologischen und Kostengründen wird sich daher die Anwendung vor allem auf große (Kohle-)Kraftwerke mit hoher CO₂-Produktion und geringen Entfernungen zu den jeweiligen Speicherstandorten beschränken. Mit Blick auf die (bei näherer Analyse und aus derzeitiger Kenntnis) mit ausreichender Sicherheit sowie in akzeptablen Transportentfernungen nur in beschränktem Maße verfügbaren Speicherpotenziale lässt sich der maximale Emissionsminderungsbeitrag von CO₂-Abtrennung und –Speicherung im Umwandlungssektor Deutschlands vorerst auf höchstens 10 % der Emissionen von 1990 beziffern.

(924) Vor diesem Hintergrund ist auch der notwendige Mitteleinsatz für den umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf in diesem Bereich³ einzuordnen und zu diskutieren.

(925) Neben technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbleiben auch eine ganze Reihe ökologischer, sozialer, rechtlicher und struktureller Fragestellungen:

- Welche ökologischen Nebeneffekte (Abfall, Ökosysteme, Grundwasser, Langzeitleckagen etc.) sind zu erwarten, welche Sicherheitsrisiken verbleiben.
- Wie entwickelt sich die gesellschaftliche Akzeptanz von CO₂-Abtrennung und –Speicherung.
- Welche Konsequenzen hat dieser technologische Ansatz für das (Umwelt-) Rechtssystem, wann und wie wird CO₂-Abtrennung und –Speicherung im Bereich des Völkerrechts (Klimarahmenkonvention und Nachfolgeregelungen) als gleichwertige Klimaschutzoption anerkannt?
- Passt CO₂-Abtrennung und –Speicherung langfristig strukturell in ein aus Gründen des Wettbewerbs und des Klimaschutzes verändertes Energiesystem?

(926) CO₂-Abtrennung und –Speicherung bilden damit eine potentielle Option für die mittlere bis langfristige Perspektive, stehen aber unter dem Vorbehalt

- erheblicher technischer Innovationen,
- der Absicherung und Ausweitung des Kenntnisstandes über die verschiedenen Speicheroptionen,

¹ DOE (1999).

² Williams (2002).

³ Vgl. dazu ausführlich DOE (1999) und DTI (2000 b).

- der ökologischen Verträglichkeit sowie
- sozialer Akzeptanz.

Diese Option wird damit in jedem Falle nur einen quantitativ und zeitlich sowie regional deutlich begrenzten Wirkungsbeitrag zum Klimaschutz erbringen können.

Leerseite (technisch bedingt).

Leerseite (technisch bedingt).