

Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale des Beitrags zur Energieversorgung und zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

Studie A.4.2.a und A.4.2.b

**U. Fahl, T. Kohler, P. Liebscher, P. Schaumann, A. Voß
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE)
Universität Stuttgart**

**H. J. Wagner, W. Fröhling, Th. Jobsky, D. Martinsen, R. Patzak
Kernforschungsanlage Jülich (KFA) GmbH**

Studienschwerpunkt A.4.2"Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale des Beitrags zur Energieversorgung und zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland"Inhaltsverzeichnis

- 0 Zusammenfassung
- 1 Einleitung
- 2 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie in der Stromerzeugung
 - 2.1 Vorgehensweise und Referenztechnologien
 - 2.2 Ermittlung technischer CO₂-Reduktionspotentiale
 - 2.2.1 CO₂-Minderungspotential bei der Stromerzeugung durch Sofortmaßnahmen
 - 2.2.2 CO₂-Minderungspotential bei der Stromerzeugung in der nahen Zukunft
 - 2.2.3 CO₂-Minderungspotential bei der Stromerzeugung in der fernen Zukunft
 - 2.3 Ermittlung spezifischer CO₂-Minderungskosten
 - 2.3.1 Spezifische CO₂-Minderungskosten bei Durchführung von Sofortmaßnahmen
 - 2.3.2 Spezifische CO₂-Minderungskosten bei Durchführung von Reduktionsmaßnahmen in der nahen Zukunft
 - 2.3.3 Spezifische CO₂-Minderungskosten bei Durchführung von Minderungsmaßnahmen in ferner Zukunft
 - 2.4 Diskussion wirtschaftlicher CO₂-Reduktionspotentiale
 - 2.5 Schlußbetrachtungen und weiterer Forschungsbedarf

3 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie in der Fernwärme bzw. Nahwärme

- 3.1 Betrachtete Technologien und Maßnahmen
- 3.2 Ermittlung technischer CO₂-Reduktionspotentiale
 - 3.2.1 CO₂-Minderungspotential im Rahmen der heutigen Fernwärmeversorgung
 - 3.2.2 CO₂-Minderungspotential im Rahmen der Fernwärmeversorgung der nahen Zukunft (2005)
 - 3.2.3 CO₂-Minderungspotential in der fernen Zukunft (2050)
- 3.3 Ermittlung spezifischer CO₂-Minderungskosten
- 3.4 Abschätzung wirtschaftlicher Reduktionspotentiale
- 3.5 Schlußfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf

4 Veredelung fossiler Energie

- 4.1 Betrachtete Verfahren und ihre Produkte
- 4.2 Technisches CO₂-Minderungspotential
- 4.3 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential
 - 4.3.1 Vorgaben für die Wirtschaftlichkeitsrechnung
 - 4.3.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich
 - 4.3.3 Spezifische Mehrkosten
 - 4.3.4 Spezifische Emissionsminderung
 - 4.3.5 Kosten der CO₂-Emissionsminderung
- 4.4 Anmerkungen zum Erwartungspotential

5 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur industriellen Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung

- 5.1 Analyse des industriellen Energieverbrauchs
- 5.2 Einsatzmöglichkeiten nuklearer Wärmeerzeugung
 - 5.2.1 Prozeßdampf
 - 5.2.2 Prozeßwärme
- 5.3 Technisches CO₂-Minderungspotential
 - 5.3.1 Prozeßdampf
 - 5.3.2 Prozeßwärme

- 5.4 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential
- 5.4.1 Vorgaben für die Wirtschaftlichkeitsrechnung
- 5.4.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich
- 5.4.3 Wirtschaftliches Potential
- 5.4.4 Spezifische Mehrkosten der CO₂-Minderung
- 5.5 Zusammenfassung und Anmerkungen zum Erwartungspotential

- 6 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur Wasserstoffherzeugung

- 6.1 Wasserstoffherzeugung
- 6.2 Technisches CO₂-Minderungspotential
- 6.3 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential
- 6.3.1 Wasserstoff-Erzeugungskosten
- 6.3.2 Spezifische Kosten der H₂-Substitution

- 7 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur tertiären Erdölförderung (Enhanced Oil Recovery)

- 7.1 Geologische Voraussetzungen
- 7.1.1 Randbedingungen für EOR-Projekte mit einem Hochtemperaturreaktor
- 7.1.2 Geologisches Potential
- 7.2 Technisches CO₂-Minderungspotential
- 7.3 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential und spezifische Kosten zur CO₂-Minderung
- 7.4 Anmerkungen zum Erwartungspotential in der BRD und weltweit

0. Zusammenfassung

In diesem Arbeitspaket A.4.2 werden die Möglichkeiten der Minderung von CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie untersucht. Dabei werden sechs Einsatzbereiche betrachtet, in denen die Kernenergie eine CO₂-Emissionsminderung durch Substitution fossiler Energieerzeugung bewirken kann. In Kapitel 2 werden mögliche CO₂-Emissionsminderungen im Bereich der Stromerzeugung, in Kapitel 3 bei der Fern- bzw. Nahwärmeerzeugung diskutiert. In den Kapiteln 4 bis 7 werden die CO₂-Minderungspotentiale durch die Nutzung der Kernenergie zur Veredelung fossiler Energieträger, zur Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung, zur Wasserstofferzeugung über Elektrolyse und bei der tertiären Erdölförderung in der Bundesrepublik Deutschland untersucht.

Für die Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie für die Elektrolyse von Wasserstoff wird von Leichtwasserreaktoren (LWR) als Referenzanlagen ausgegangen. Dagegen ist der Hochtemperaturreaktor (HTR) das nukleare Referenzsystem für die Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung, um auch die Anwendungen im Temperaturbereich oberhalb 300°C mitberücksichtigen zu können.

Schwerpunkt der Untersuchungen ist die Abschätzung der jeweiligen technischen CO₂-Minderungspotentiale (maximal technisch mögliche Reduktion von CO₂-Emissionen, bei Außerachtlassung ökonomischer Aspekte) sowie die Ermittlung der spezifischen Kosten je vermiedener Tonne CO₂ bei Maßnahmen der Substitution fossiler durch nukleare Energieerzeugung. Neben Maßnahmen, die sofort zur CO₂-Minderung beitragen können, werden die Abschätzungen für die nahe Zukunft (Bezugsjahr 2005) und soweit möglich für die ferne Zukunft (Bezugsjahr 2050) durchgeführt.

Den Wirtschaftlichkeitsberechnungen liegen die im gemeinsamen Analyseraster des Studienprogramms der Enquete-Kommission vorgegebenen Energieträgerpreisentwicklungen zugrunde. Für die HTR-Anlagen und die Heizreaktoren wird bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung jeweils von den für eine spätere Serienfertigung erwarteten Kosten ausgegangen.

Für die untersuchten Einsatzbereiche der Kernenergie ergeben sich folgende Einzelergebnisse:

Stromerzeugung

Die Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale des Beitrags der Kernenergie zur Energieversorgung und zur Minderung klimarelevanter Spurengase hat gezeigt, daß der Kernenergie im Rahmen klimastrategischer Entscheidungen zur Minderung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung große Bedeutung zukommt.

Durch eine volle Ausschöpfung der Stromerzeugungsmöglichkeiten der derzeit existierenden Kernkraftwerke könnte eine sofort wirksame Minderung von CO₂-Emissionen aus fossilen Stromerzeugungsanlagen von 9,9 bis 17,7 Mio. t CO₂/a, entsprechen 4,3 bis 7,6% der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 1987 erreicht werden. Bei Einsatz von zukünftig zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität im Rahmen des hier unterstellten maximal möglichen Zubaus von zwei Kernkraftwerken pro Jahr beginnend 1997 und einem CO₂-emissionsminimierenden Betrieb des Kraftwerksparks könnte das CO₂-Emissionsniveau der Stromerzeugung in der nahen Zukunft (2005) um rd. 46% gesenkt werden. Das bis zu diesem Zeitpunkt erreichbare technische CO₂-Minderungspotential beträgt 20 % der gegenwärtigen energiebedingten CO₂-Gesamtemissionen der Bundesrepublik. Diese Minderungen des Klimagases CO₂ wären möglich, ohne daß die Volkswirtschaft mit zusätzlichen Kosten belastet werden muß.

Berücksichtigt man neben den CO₂-Emissionen noch die Minderung anderer klimarelevanter Spurengase oder ihrer Vorläufersubstanzen, wie z.B. Stickoxide, Kohlenmonoxid, Methan und andere flüchtige Kohlenwasserstoffe, so zeigt sich, daß die Substitution fossiler Stromerzeugung auch hier zur Minderung der Emissionen dieser Spurengase einen wichtigen Beitrag leisten kann.

Weitere technische Potentiale der CO₂-Minderung durch aus Kernenergie erzeugtem Strom könnten bei Zugrundelegung heute bekannter Techniken der Stromanwendung und Stromnutzung in der fernen Zukunft erschlossen werden. Darüber hinaus würden zukünftige Fortschritte in der direkten und indirekten Stromspeicherung die CO₂-Minderungspotentiale durch Kernenergie erweitern und ihre wirtschaftliche Ausnutzung erheblich erleichtern. Quantitative Angaben hierzu sind allerdings angesichts der bestehenden Unsicherheiten von ins Kalkül zu ziehenden Bestimmungsfaktoren kaum möglich.

Fern- bzw. Nahwärmeerzeugung

Im Bereich der Fernwärmeerzeugung wurden zwei Möglichkeiten der CO₂-Minderung durch Substitution fossiler Fernwärmeerzeugung durch nukleare Wärme untersucht. Einmal die Einspeisung von, aus Kernkraftwerken ausgekoppelter Fernwärme in bestehende Fernwärmeverteilungsnetze und zum anderen die Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken.

Die CO₂-Emissionen, die der Fernwärmeerzeugung zuzurechnen sind, betragen im Jahr 1987 etwa 13,9 Mio. t CO₂, also knapp 2% der CO₂-Gesamtemissionen in der Bundesrepublik Deutschland. Entsprechend der zugrunde gelegten Referenzentwicklung würde sie auf 17,8 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 ansteigen. freisetzen. Betrachtet man zusätzlich noch den Brennstoffeinsatz zur Koppelstromproduktion in Heizkraftwerken, so belaufen sich die CO₂-Emissionen aus Heizwerken und Heizkraftwerken der öffentlichen Fernwärmeversorgung auf 27,5 Mio. t im Jahr 1987 und 35,0 Mio. t im Jahr 2005.

Die Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken ist technisch machbar, kann jedoch, wie auch die Wärmeerzeugung in Kernheizwerken keinen kurzfristigen Beitrag zur CO₂-Minderung leisten. Für die Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken wurde für den Zeitpunkt der nahen Zukunft (Bezugsjahr 2005) ein technisches CO₂-Minderungspotential von 5,1 Mio. t für den Fall ermittelt, daß nur der der Fernwärmeerzeugung zuzuordnende fossile Brennstoffeinsatz zugrunde gelegt wird. Wird auch der Brennstoffeinsatz zur Koppelstromerzeugung betrachtet, so ergibt sich ein wesentlich größeres Minderungspotential (12,8 Mio. t CO₂/a). Für die Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken ergab sich ein technisches Minderungspotential von 6,6 (bzw. 16,5) Mio. t CO₂/a für die nahe Zukunft (Bezugsjahr 2005).

Im Rahmen der hier getroffenen Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigt sich, daß die Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken ein wirtschaftliches CO₂-Reduktionspotential von 1,5 Mio. t bzw. 3,5 Mio. t CO₂/a aufweist, je nach dem, ob gegen Import- oder heimische Steinkohle gerechnet wird. Für den Fall der Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken liegen die entsprechenden Potentiale bei 4,5 bzw. 5,5 Mio. t CO₂/a.

Bei Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Preis- und Kostenentwicklung läßt sich aus den Untersuchungsergebnissen zumindest folgern, daß nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand die nukleare Fernwärmeerzeugung in Zukunft

die Aussicht bietet, zu einer effizienten Minderung der CO₂-Emissionen beitragen zu können.

Veredlung fossiler Primärenergieträger

Bei der Untersuchung der Möglichkeiten der CO₂-Reduzierung durch nukleare Veredlung fossiler Primärenergieträger werden 10 unterschiedliche Verfahren definiert und betrachtet. In den ersten 5 Umwandlungsverfahren wird deutsche Steinkohle zu Synthesegas (SNG), zu Wasserstoff (H₂), in zwei Varianten zu Methanol und zu Stadtgas (H₂/CH₄/CO-Gemisch) veredelt. Die nächsten vier Verfahren erzeugen SNG, H₂ und in zwei Auslegungen Methanol aus Braunkohle. Das letzte Verfahren ist die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas. Der verfahrensspezifische Vergleich der CO₂-Emissionen zeigt, daß bei den meisten Verfahren eine Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen gegenüber dem Ausgangsenergieträger erreicht wird. Nur bei Verfahren der SNG-Erzeugung aus Steinkohle liegen die CO₂-Emissionen bei Veredlung und Verbrennung des erzeugten Produktes höher als bei direkter Verbrennung des Ausgangsenergieträgers Kohle.

Diese Verfahren haben unter CO₂-Minderungsgesichtspunkten nur dann einen Sinn, wenn sie als Verfahren zur Konzentrierung des CO₂ für eine "Deponierung" angesehen werden. In diesem Falle müssen die CO₂-Emissionen des Veredlungsprozesses und bei den Braunkohleverfahren des Beiproduktes Koks CO₂-mäßig nicht mehr bewertet werden. Mit CO₂-Deponierung wird für alle Verfahren eine substantielle CO₂-Emissionsminderung erreicht.

Der Einsatz des anfallenden Kokes in der Stahlindustrie anstelle eigens hierfür erzeugten Kokes wäre - zumindest für Teilmengen des Kokes - rein rechnerisch eine geeignete Maßnahme das Veredlungsverfahren nicht mehr mit dem CO₂-Gehalt des Kokes zu belasten.

Die erzeugten Produkte SNG, H₂, Methanol und Stadtgas sind technisch geeignet, feste und flüssige Energieträger zu substituieren. Ihr technisches Potential ist aus rein energie-technischer Sicht dem Endenergieverbrauch an festen und flüssigen Energieträgern gleichzusetzen. Das so ermittelte technische Reduktionspotential beträgt ca. 400 t CO₂/a, errechnet auf Basis der im Jahre 1987 vorhandenen Endenergiestruktur.

Für keines der Veredlungsprodukte liegt eine Wirtschaftlichkeit vor. Ein wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential besteht nicht.

Wenn die Verfahren unter dem Gesichtspunkt einer CO₂-Konzentration zur anschließenden Deponierung des CO₂ betrachtet werden, setzen sich die gesamten Mehrkosten zusammen aus "CO₂-Aufbereitungskosten zur Deponierung" und CO₂-Deponiekosten. Die Mehrkosten werden aus den höheren Kosten des Veredlungsproduktes gegenüber den Kosten der zur Veredlung eingesetzten Energieträgern ermittelt.

Sie betragen zwischen 300 DM/t CO₂ bei der Wasserstofferzeugung und 1100 DM/t CO₂ bei der Methanolerzeugung aus Steinkohle. Die CO₂-Entsorgungskosten berücksichtigen die Deponierungskosten in Höhe von 150 DM/t CO₂.

Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse

Die Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse mit Kernenergiestrom ist vollständig CO₂ frei. Das technische CO₂-Minderungspotential beträgt - wie bereits im Falle der Wasserstofferzeugung aus Kohle mit CO₂-Deponierung - ca. 400 Mio. t CO₂/a, bezogen auf die 1987 vorhandene Endenergiestruktur.

Ein wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential besteht nicht, da der erzeugte Wasserstoff pro Energieeinheit teurer ist als Steinkohle, Heizöl und Gas. Die spezifischen Mehrkosten für eine CO₂-Minderung durch eine Verwendung von Wasserstoff anstelle fossiler Energieträger beträgt 310 DM/t CO₂-Minderung bei Substitution von Braunkohle und Steinkohle und 560 DM/t CO₂-Minderung bei Substitution von Erdgas.

Industrielle Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung

Ein weitere Schwerpunkt ist die Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von Kernreaktoren zur industriellen Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung. Hierfür wird als Referenzanlage der HTR-Modulreaktor mit einer Blockgröße von 170 MW_e bzw. 200 MW_e gewählt.

Ausgehend von der Analyse des industriellen Endenergieverbrauchs wird eine sektorale Analyse der Dampfkesselstruktur durchgeführt, um zu ermitteln, an welchen Standorten und in welchen Industriesektoren die bisherige Eigenerzeugung an Dampf, Wärme und Strom auf Basis Kohle, Öl und Gas durch nukleare Anlagen substituiert werden kann. Insbesondere aus Gründen der Reservevorhaltung sowie der Wartung wird ein technisches Potential ermittelt, das den Einsatz von mindestens 2 HTR-Modulen je Standort voraussetzt. Die mit dem Marktbedarf korrespondierende Kenngröße - der industrielle Prozeßdampfbedarf hat dann eine Mindestschwelle von 200 bis 400 t/h. Ein darüber hinausgehender Bedarf wird durch modularen Zubau weiterer Anlagen realisiert.

Es zeigt sich, daß beim Einsatz nuklearer Anlagen zur Prozeßdampfversorgung 30 Standorte den Anforderungen an diese Mindestschwelle von 200 t/h genügen. Ein deutlicher Schwerpunkt liegt im Bereich der chemischen Industrie.

Unter den bei dieser Untersuchung gemachten Voraussetzungen und Annahmen ergeben sich für das technische CO₂-Minderungspotential bei einer industriellen Gesamtemission (inklusive Mineralverarbeitung) von rd. 235 Mio t CO₂/a folgende Größenordnungen. Bei der Prozeßdampfversorgung können rd. 13 % (30 Mio t CO₂/a) eingespart werden. Berücksichtigt man darüber hinaus auch den Kerneregieeinsatz zur Hochtemperatur-Prozeßwärmenutzung, so erhöht sich das Minderungspotential auf insgesamt rd. 15 % (34,6 Mio t CO₂/a). Die Realisierung dieser technischen Potentiale, die in der Größenordnung sowohl für das Jahr 1987 als auch für 2005 gelten, würde den Einsatz von 98 nuklearen Anlagen mit je 200 MW_e bzw. 170 MW_e erfordern.

Zur größenmäßigen Einordnung dieses Potentials kann als Vergleich das Reduktionspotential angeführt werden, welche sich bei vollständiger Substitution der festen und flüssigen Energieträger durch Erdgas in der Industrie ergäbe. Es beträgt knapp 30 Mio t CO₂/a.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen zeigen, daß für beide Zeitpunkte die nukleare Energieerzeugung gegenüber der Energieerzeugung mit Steinkohle günstiger ist. Diese Aussage gilt auch dann noch, wenn - wie in den Modellrechnungen im Bereich z.B. Kraftfahrzeugindustrie - die Anlagen nur mit etwa 5000 Vollaststunden pro Jahr betrieben werden. Gegenüber den Energieträgern Heizöl schwer und Erdgas ist das Ergebnis der Modellrechnung differenzierter. Für den Zeitpunkt 1987, d.h. gemessen an heutigen Energiepreisen, ist die nukleare Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung nicht kostengünstiger. Vor dem Hintergrund des unterstellten Energiepreisanstiegs bis zum Jahr 2005 erlangt die nukleare Energieversorgung jedoch in den Industriebereichen, in denen Anlagen mit 7500 h genutzt werden, wie beispielsweise in der chemischen Industrie und der Mineralölverarbeitung, auch Kostenvorteile gegenüber Öl und Gas. In den Bereichen, in denen nur 5000 h/a angesetzt werden, bleibt die fossile Energieversorgung auf Öl- und Gasbasis auch bei den für das Jahr 2005 unterstellten Energiepreisen kostengünstiger. Das wirtschaftliche Potential der CO₂-Reduktion, das ohne zusätzliche Mehrkosten erschlossen werden könnte, beträgt für den Zeitpunkt 2005 ca. 24 Mio t CO₂/a. Für den Zeitpunkt 1987 ist unter den Annahmen der Modellrechnungen die Kernenergienutzung günstiger als der Einsatz von Steinkohle. In der Praxis kann aber kein Potential wirtschaftlich erschlos-

sen werden. Dies ist dadurch bedingt, daß die Standorte kein ausreichendes Substitutionspotential steinkohlegefeuerter Energieerzeugungsanlagen aufweisen.

Das im Sinne der Modellrechnung nicht wirtschaftliche CO₂-Minderungspotential läßt sich jedoch mit Zusatzkosten von 12 DM/t CO₂ bis 69 DM/t CO₂ erschließen.

Tertiäre Erdölförderung

Eine weitere Möglichkeit der Anwendung des HTR-Modulreaktors besteht in der Dampferzeugung für die tertiäre Erdölförderung. Hierbei wird der benötigte Dampf mit einer Temperatur von etwa 340°C und einem Druck von 140 bar in HTR-Modulanlagen erzeugt. Die Anlagenkonzepte sind vergleichbar denen für die Energieversorgung der Industrie. Die Kernenergie substituiert Erdgas und Heizöl. In der Bundesrepublik Deutschland gibt es nur im Emsland Lagerstätten, die für das Dampfpluten geeignet sind. Die technische Analyse des Einsatzpotentials weist die Möglichkeit aus, zwei HTR-Anlagen einzusetzen. Dies führt zu einer CO₂-Reduktion von maximal etwa 1,1 Mio t CO₂/a. Diese CO₂-Minderung ist bei den vorgegebenen Heizöl- und Erdgaspreisen aber erst nach 2005 ohne Zusatzkosten zu erschließen. Für Energiepreise des Jahres 1987 erforderte die CO₂-Minderung wegen der höheren spezifischen Dampfkosten der HTR-Anlage Mehrkosten von 122 DM/t vermiedenes CO₂.

Derzeit sind keine konkreten Pläne bekannt, in der Bundesrepublik Deutschland Kernreaktoren zur Dampferzeugung für die Ölförderung einzusetzen. Eine weltweite Analyse der geeigneten Lagerstätten zeigt ein nennenswertes Einsatzpotential. Derzeit laufen Studien zur Analyse der Einsatzmöglichkeiten des HTR bei der Erdölförderung in China und Indonesien.

Bei der Bewertung der ausgewiesenen Mehrkosten zur CO₂-Minderung in den einzelnen Kapiteln ist zu berücksichtigen, daß für die Kernenergieanlagen zur Strom- und Fernwärmeerzeugung (Kapitel 2 und 3) einerseits und den Anlagen zur Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung sowie Wasserstofferzeugung (Kapitel 4-7) andererseits unterschiedliche Annahmen zur Lebensdauer und Wirtschaftlichkeitsberechnung vorgenommen wurden. Die Lebensdauer ist im Falle der Strom- und Fernwärmeerzeugung entsprechend den langen Anlagelebensdauern in der Versorgungswirtschaft mit 35 Jahren angesetzt; im Falle der industriellen Wärmeerzeugung dagegen nur mit 20 Jahren. Im ersten Falle werden Barwerte ausgewiesen, im zweiten Falle die Kosten für das erste Jahr nach

Inbetriebnahme. Der wichtigste Kostenfaktor, die vorgegebene Energiepreisentwicklung der fossilen Referenzenergien, ist einheitlich. Dadurch sind die ausgewiesenen CO₂-Minderungskosten nur bedingt vergleichbar.

1. Einleitung und allgemeine Vorgaben

Ziel der Untersuchungen im Studienschwerpunkt A.4.2 ist es, die Möglichkeiten der Minderung von CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland durch die Nutzung von Kernenergie zu analysieren, insbesondere sind die CO₂-Minderungspotentiale für unterschiedliche Zeitpunkte soweit möglich quantitativ zu ermitteln und die Minder- oder Mehrkosten der CO₂-Vermeidung durch Kernenergie abzuschätzen. Dabei werden die folgenden Bereiche für den Einsatz von Kernenergie betrachtet:

- Elektrizitätserzeugung (Kapitel 2)
- Öffentliche Fern- bzw. Nahwärmeerzeugung (Kapitel 3)
- Veredlung fossiler Energieträger (Kapitel 4)
- Industrielle Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung (Kapitel 5)
- Wasserstofferzeugung (Kapitel 6)
- Tertiäre Erdölförderung (Kapitel 7)

Zur Erzeugung von Strom und Fernwärme wird dabei von Leichtwasserreaktoren als Referenzanlage ausgegangen, während in den übrigen Bereichen der Hochtemperaturreaktor als Referenzanlage dient.

Die Untersuchung der CO₂-Minderungsmöglichkeiten durch den Einsatz der Kernenergie findet in drei Schritten statt: Zuerst werden nach rein technischen Gesichtspunkten die Einsatzpotentiale der Kernenergie in den verschiedenen Bereichen untersucht. In einem zweiten Schritt werden dann die Kosten der CO₂-Minderung durch den Einsatz von Kernenergie ermittelt, um in einem dritten Schritt wirtschaftliche CO₂-Reduktionspotentiale - soweit existent - abzuschätzen. Diese Analysen werden für drei Bezugszeitpunkte durchgeführt. Untersucht werden die Möglichkeiten eines sofortigen Beitrags der Kernenergie zur Minderung der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Bereichen. Weiterhin werden CO₂-Minderungspotentiale durch den Einsatz der Kernenergie in der nahen und fernen Zukunft betrachtet, wobei für die nahe Zukunft mit dem Bezugsjahr 2005 die möglichen CO₂-Minderungen auf Basis einer Referenzentwicklung nach PROGROS ermittelt werden. Der Zeitpunkt der fernen Zukunft mit Bezugsjahr 2050 soll zur Abschätzung langfristiger Minderungsmöglichkeiten herangezogen werden.

Die unterstellten Preisentwicklungen der fossilen Energieträger sind dem gemeinsamen Analyseraster für das Studienprogramm entnommen. Alle Angaben basieren auf realen Geldwerten des Jahres 1987. Soweit neue Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt

wurden, wurden entsprechend den Vorgaben des gemeinsamen Analyserasters finanzmathematische Durchschnittskosten aufgrund der dynamischen Annuitäten- oder Barwertmethode ermittelt und zwar aus volkswirtschaftlicher Sicht. Für den Fall, daß Kostenangaben gemacht werden, die nach einer anderen Wirtschaftlichkeitsrechnungsmethode ermittelt wurden, ist darauf zu achten, daß die Ergebnisse nur bedingt vergleichbar sind. So z.B. sind die in den Kapiteln 4 bis 7 ausgewiesenen spezifischen CO₂-Minderungskosten anhand einer Wirtschaftlichkeitsrechnung für das erste Betriebsjahr der Anlage und eine Lebensdauer von 20 Jahren ermittelt worden und mit den Kostenangaben in Kapitel 2 und 3 nur bedingt vergleichbar.

Im Gegensatz zur Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung, wo weitgehend bekannte und erprobte Reaktorkonzepte eingesetzt werden, ist die Nutzung der Kernenergie für die Bereitstellung von Fern- und Nahwärme, Prozeßdampf und Prozeßwärme nicht auf dem Markt eingeführt, so daß nicht auf die Erfahrung realisierter Anlagenkonzepte zurückgegriffen werden kann. Die bei der modellhaften Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendeten Kostendaten für Hochtemperaturreaktoren und Heizreaktoren unterstellen, daß es sich um Serienanlagen handelt, die gegenüber dem Prototyp und den ersten Nachfolgeanlagen geringere Investitionskosten aufweisen. Diese Annahme ist dadurch gerechtfertigt, daß bei Realisierung der ermittelten technischen Einsatzpotentiale von einer Fertigung größerer Stückzahlen auszugehen ist.

Bei den Rechnungen in Kapitel 4 bis 7 wurden die folgenden spezifische CO₂-Faktoren verwendet, die von denen in /Fritsche, 1989/ leicht abweichen:

Steinkohle	0,33 kg CO ₂ /kWh = 91,7 kg CO ₂ /GJ
Braunkohle	0,40 kg CO ₂ /kWh = 111,1 kg CO ₂ /GJ
Heizöl leicht	0,28 kg CO ₂ /kWh = 77,8 kg CO ₂ /GJ
Heizöl schwer	0,30 kg CO ₂ /kWh = 83,4 kg CO ₂ /GJ
Methanol	0,25 kg CO ₂ /kWh = 69,5 kg CO ₂ /GJ
Erdgas	0,20 kg CO ₂ /kWh = 55,5 kg CO ₂ /GJ

Der industrielle Stromeinsatz, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, wird entsprechend den Gegebenheiten der öffentlichen Stromerzeugung 1987 bewertet. Danach wurden 36,5% des erzeugten Stromes aus Kernenergie, 29,5% aus Steinkohle, 20,7% aus Braunkohle, 5,2% aus Erdgas, 2,1% aus Öl und 6% aus Wasserkraft und Sonstigen erzeugt. Dies entspricht unter Verwendung der oben angeführten spezifischen CO₂-Faktoren einem Bewertungsfaktor von 0,65 kg CO₂/kWh = 180,6 kg CO₂/GJ.

2 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie in der Stromerzeugung

2.1 Vorgehensweise und Referenztechnologien

Im folgenden werden die Minderungsmöglichkeiten von CO₂ durch den Einsatz der Kernenergie in der Stromerzeugung quantifiziert und ökonomisch bewertet. Für die Ermittlung der technischen CO₂-Minderungspotentiale werden dabei sowohl die Möglichkeiten einer Substitution fossiler Stromerzeugung durch Auslastungserhöhung der Kernkraftwerke wie auch durch den teilweisen Ersatz des zukünftig notwendigen Zubaus fossiler Kraftwerke durch Kernkraftwerke betrachtet.

Um die Kosten einer CO₂-Reduktion durch Kernenergie ermitteln zu können, sind neben der Entwicklung der Energieträgerpreise (entsprechend den Angaben im Analyseraster) auch Annahmen über die fossilen Kraftwerke zu treffen, deren elektrische Arbeit durch Kernkraftwerke ersetzt wird.

Unter Berücksichtigung der heute erkennbaren Entwicklungstendenzen und Entwicklungsfortschritte in der Kraftwerkstechnik werden jeweils vier Kraftwerkssysteme als Referenzanlagen für die Grund- und Mittellaststromerzeugung in der nahen (Jahr 2005) und fernen Zukunft (Jahr 2050) ausgewählt. Neben einem weiterentwickelten Leichtwasserreaktor werden für die nahe Zukunft die folgenden Referenzkraftwerke betrachtet (vgl. Tabelle 2.1):

- ein Steinkohlekraftwerk (Doppelblockanlage) mit Trockenstaubfeuerung, konventionellem Wasser-/Dampfkreislauf, Entschwefelungs- und DENOX-Anlage mit einer Leistung von 2 * 690 MW_{el},
- ein Braunkohlekraftwerk (Doppelblockanlage) mit Trockenstaubfeuerung, konventionellem Wasser-/Dampfkreislauf, Entschwefelungs- und DENOX-Anlage mit einer Leistung von 2 * 635 MW_{el},
- ein gasgefeuertes Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von 619 MW_{el}.

Für die ferne Zukunft sind insbesondere bei der Kohle weiterentwickelte Kraftwerkstechniken (GuD-Anlagen) unterstellt. Von den folgenden Referenzsystemen für die Stromerzeugung aus großen Kraftwerken wird ausgegangen (vgl. Tabelle 2.2):

- eine Steinkohlevergasung mit kombinierter Gas-Dampfturbinen-Schaltung (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von $2 \cdot 690 \text{ MW}_e$ (Doppelblockanlage),
- ein Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit integrierter Braunkohlevergasung (Doppelblockanlage) mit einer Leistung von $2 \cdot 830 \text{ MW}_e$,
- ein gasgefeuertes Gas-Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einer Leistung von 619 MW_e ,
- ein Druckwasserreaktor mit einer Leistung von 1450 MW_e .

Die Angaben aus der Literatur /Bernnat, u.a., 1989/, /Brügel, 1987/, /ENERGIE SPEKTRUM, 1988/, /Ewers, u.a., 1989/, /Luzo, u. a., 1989/, /Schmitt, 1988/ zur Charakterisierung der Referenzanlagen wurden, soweit dies möglich war, durch Angaben von Herstellern und Betreibern der verschiedenen Anlagentypen ergänzt und gegebenenfalls modifiziert.

Die in Tabelle 2.2 aufgeführten spezifischen Investitionskosten konventioneller Steinkohlekraftwerke (1950 DM/kW_e incl. Zinsen während der Bauzeit) liegen, umgerechnet auf dasselbe Bezugsjahr und denselben Geldwert, um etwa 10,7 % über der Angabe in /VDEW, 1987/. Die in der VDEW-Studie genannten niedrigeren Anlagenpreise resultieren aus der besonderen Angebotssituation Mitte der achtziger Jahre und sind nicht repräsentativ für zukünftig zu errichtende Anlagen.

Für die Ermittlung der CO_2 -Minderungskosten wird (entsprechend den Vorgaben des Analyserasters) von einer volkswirtschaftlichen und nicht von einer betriebswirtschaftlichen Betrachtungsweise (Kostenkalkül) ausgegangen. Das heißt unter anderem, daß für die Kostenrechnung nicht eine fiktive Abschreibungszeit, sondern die erwartete technische Lebensdauer der betrachteten Kraftwerke zugrunde zu legen ist.

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird hier eine Betriebszeit der Kernkraftwerke von 35 Jahren, wie bei den fossil gefeuerten Kraftwerken auch, zugrunde gelegt, obwohl die Hersteller und Betreiber, aufgrund der Auslegung, von einer technisch möglichen Betriebszeit von mindestens 40 Jahren ausgehen (siehe auch Kapitel A.4.1).

Zur quantitativen Abschätzung der CO_2 -Minderungspotentiale durch Kernenergie in der Stromerzeugung ist von einer Referenzentwicklung der Stromnachfrage und des Kraftwerkssystems auszugehen. Entsprechend den Vorgaben des Analyserasters dient der in

/PROGNOS, 1987)/ beschriebene Referenzfall als Ausgangsbasis für die Quantifizierung der CO₂-Minderungspotentiale.

Diese Referenzentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Zunahme des Stromverbrauchs von 352,9 TWh/a in 1987 auf 461,8 TWh/a im Jahr 2005. Das entspricht einer durchschnittlichen Zuwachsrate von 1,5 %/a. Die installierte Kraftwerksleistung steigt von 101,0 GW_a im Jahr 1987 auf 109,9 GW_a im Jahr 2005 an (siehe Tabelle 2.3).

Dabei steigt der Anteil der Leistung der Steinkohle- bzw. Kernkraftwerke an der gesamten Bruttoengpaßleistung um 8,3 bzw. 6,5 %-Punkte bis 2005 an. Während die Bruttoengpaßleistung der Braunkohlekraftwerke nahezu konstant bleibt, sinkt diese bei Heizöl und Gas signifikant ab.

Tabelle 2.1

Parameterliste für Stromerzeugungsanlagen in der nahen Zukunft

	Einheit	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas GuD	Kern- energie	Gas- turb.
Bauzeit	Jahre	4	4	3	5	1
Lebensdauer	Jahre	35	35	35	35	30
Zeit zw. Außerbetriebn. u. Abbruch	Jahre	0	0	0	10	0
Bruttoleistung Strom	MWel	2 * 690	2 * 635	619	1340	150
Nettoleistung Strom	MWel	2 * 627	2 * 589	600	1258	149
Nettowirkungsgrad Strom	%	39	37	52	33	32
Inv. je kWnet. (Inbetriebn. incl. Zins)	DM/kWel	1950	2550	900	3250	420
Investition für Abbruch	DM/kWel	0	0	0	300	0
Bewachung zw. Stilllegung u. Abbruch	DM/a	0	0	0	5000000	0
Wartung und Instandhaltung	% p.a.	2,0	2,5	1,5	1,5	1,5
Versicherung	% p.a.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Steuersatz	% p.a.	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Personal	Cap	200	260	25	330	5
Spezifische Lohnkosten	DM/Cap/a	75000	75000	75000	85000	75000
Var. Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWel	5,70	1,30	0,00	0,00	0,00
Sonst. var. Kosten ohne Brennstoff	DM/MWel	1,60	2,30	1,00	1,00	1,00

Tabelle 2.2

Parameterliste für Stromerzeugungsanlagen in der fernen Zukunft

	Einheit	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas GuD	Kern- energie	Gas- turb.
Bauzeit	Jahre	4	4	3	5	1
Lebensdauer	Jahre	35	35	35	35	30
Zeit zw. Außerbetriebn. u. Abbruch	Jahre	0	0	0	10	0
Bruttoleistung Strom	MWel	2 * 690	2 * 830	619	1450	200
Nettoleistung Strom	MWel	2 * 627	2 * 770	600	1390	198
Nettowirkungsgrad Strom	%	43	47	55	33	33,5
Inv. je kWnet. (Inbetr. incl. Zins)	DM/kWel	2000	2520	900	2900	350
Investition für Abbruch	DM/kWel	0	0	0	300	0
Bewachung zw. Stilllegung u. Abbruch	DM/a	0	0	0	5000000	0
Wartung und Instandhaltung	% p.a.	2,0	2,5	1,5	1,5	1,5
Versicherung	% p.a.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Steuersatz	% p.a.	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Personal	Cap	110	260	25	330	5
Spezifische Lohnkosten	DM/Cap/a	75000	75000	75000	85000	75000
Var. Kosten f. Abgasreinigung	DM/MWel	0,15	0,30	0,00	0,00	0,00
Sonst. var. Kosten ohne Brennstoff	DM/MWel	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00

Tabelle 2.3

 Installierte Kraftwerksleistung in 1987 und im Jahr 2005
 (Referenzentwicklung)

	1987		2005	
	MW _{el}	%	MW _{el}	%
Wasserkraft	6744	6,7	6740	6,1
Braunkohle	13517	13,4	13760	12,5
Steinkohle	33974	33,6	46060	41,9
Kernenergie	19993	19,7	28764	26,2
Heizöl	10149	10,0	5254	4,8
Gas	15667	15,5	9400	8,6
übrige	1040	1,1	----	---
gesamt	101024	100,0	109900	100,0

In Abbildung 2.1 sind für die verschiedenen Kraftwerkstypen die durchschnittlichen Vollastbetriebsstunden des Jahres 2005 (entsprechend der Referenzentwicklung nach /PROGNOS, 1987/) denen des Jahres 1987 gegenübergestellt. Der Vergleich zeigt, daß die Vollastbetriebsstunden der fossil gefeuerten Kraftwerke im Jahr 2005 höher sind als im Jahr 1987, während die der Kernkraftwerke von 6803 h/a im Jahr 1987 /Bundesministerium für Wirtschaft, 1987/ auf durchschnittlich 6700 h/a im Jahr 2005 /PROGNOS, 1987/ leicht absinken. Die Auslastung der Steinkohlekraftwerke steigt von 4150 h/a auf 4423 h/a und die der Braunkohlekraftwerke von 5687 h/a /Bundesministerium für Wirtschaft, 1988/ auf 6700 h/a /PROGNOS, 1987/ an.

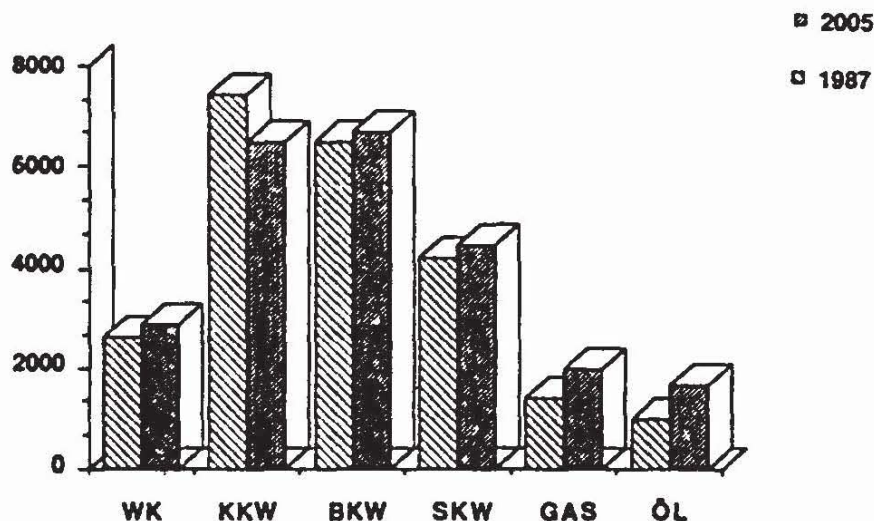


Abb. 2.1: Vergleich der Vollastbetriebsstunden des Kraftwerksparks im Jahr 1987 und im Jahr 2005 (Referenzfall nach PROGNOS) in h/a

In Abbildung 2.2 ist die Stromerzeugung nach Energieträgern des Jahres 1987 der des Jahres 2005 entsprechend der Referenzentwicklung gegenübergestellt. Die Stromerzeugung aus Steinkohle und Kernenergie steigt deutlich an, wobei bei Steinkohle ein Zuwachs um 49,9 % und bei Kernenergie ein Zuwachs von 43,2 % im Vergleich zu 1987 festzustellen ist. Sonstige Energieträger werden bei PROGNOS nicht weiter unterschieden.

Die CO₂-Emissionen der Kraftwerke betragen im Jahr 1987 etwa 231,6 Mio. t CO₂/a. Sie würden entsprechend der Referenzentwicklung auf 326,8 Mio. t CO₂/a im Jahr 2005 ansteigen.

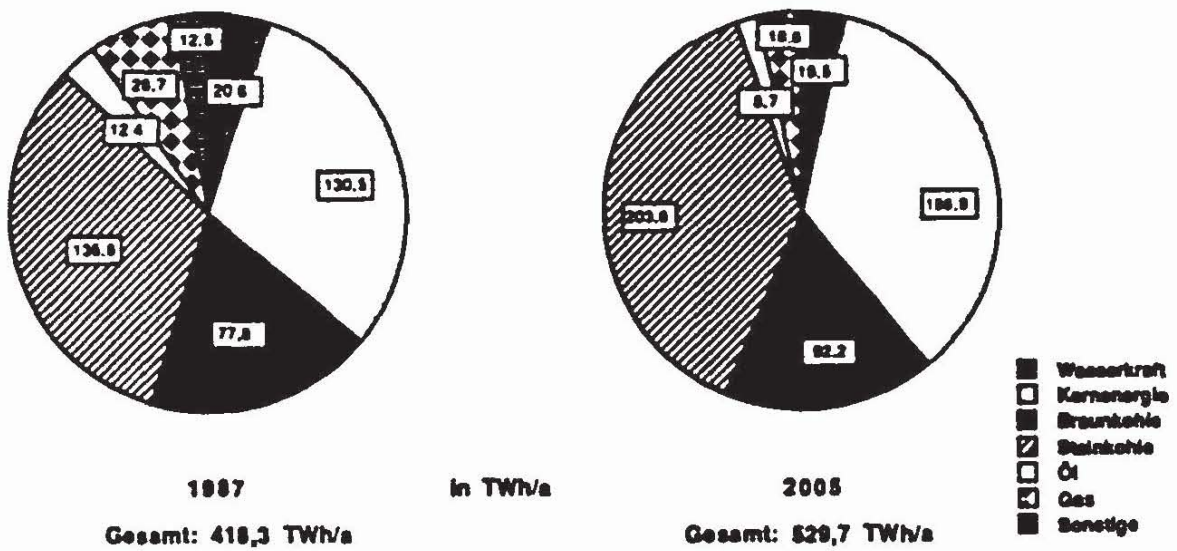


Abb. 2.2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 1987 und im Jahr 2005 nach /PROGNOS, 1987/ (Referenzentwicklung)

2.2 Ermittlung technischer CO₂-Minderungspotentiale

Die Abschätzung technischer Potentiale zur Minderung von CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung in Kernkraftwerken zielt darauf ab, die unter Außerachtlassung von Wirtschaftlichkeits- und Kostenaspekten, technisch möglichen CO₂-Reduktionen der betrachteten Maßnahme zu ermitteln. Die dabei ermittelten Potentialwerte sind nicht als exakte Angaben zu verstehen, dazu gehen in ihre Berechnungen zu viele Annahmen und Unsicherheiten ein. Vielmehr sollen sie ausgehend von der Struktur des Energiebedarfs und der Energieversorgung eine quantitative Vorstellung von der Größenordnung der technisch möglichen CO₂-Minderungen vermitteln.

Die Analyse beschränkt sich auf drei Zeitpunkte, für die Minderungspotentiale quantifiziert werden:

- * Potentiale von Sofortmaßnahmen
- * Potentiale der nahen Zukunft (exemplarisch das Jahr 2005)
- * Potentiale der fernen Zukunft (exemplarisch das Jahr 2050).

Die Abschätzung der Minderungspotentiale von Sofortmaßnahmen erfolgt weitgehend anhand des Jahres 1987, da für dieses Bezugsjahr eine detaillierte Datenbasis zur Verfügung steht. Die berechneten Minderungen sind jedoch nur exemplarisch zu verstehen und sollen eine Größenordnung der durch zukünftige Sofortmaßnahmen erzielbaren Potentiale vermitteln. Zur Durchführung von Sofortmaßnahmen steht in praxi erst das Jahr 1990 zur Diskussion. CO₂-Minderungspotentiale für die nahe Zukunft ergeben sich aus dem Zubau weiterer Kernkraftwerke über den Zubau von Kernkraftwerken im Referenzszenario hinaus. Weiter kann eine CO₂-Reduktion durch höhere Auslastung der Kernkraftwerke, soweit betriebstechnisch und vom Lastgang der Stromnachfrage möglich, erzielt werden.

Die hier gemachten Abschätzungen konzentrieren sich auf die Reduktion des Ausstoßes von Kohlendioxid. Angaben zur Emissionsminderung von Methan (CH₄) werden aufgrund unzureichend abgesicherter Daten nicht gemacht. Es soll jedoch versucht werden, die mit den untersuchten CO₂-Minderungsmaßnahmen verbundenen Stickoxid-, Schwefeldioxid- und Kohlenmonoxidminderungen anzugeben.

2.2.1 CO₂-Minderungspotential bei der Stromerzeugung durch Sofortmaßnahmen

Die Abschätzung der Größenordnung des technischen CO₂-Minderungspotentials von Sofortmaßnahmen beschränkt sich auf Maßnahmen, die ohne lange Vorbereitungszeit greifen können (z.B. 1990). Damit ist der Zubau neuer Kraftwerke hier nicht zu diskutieren, sondern nur die Reduktion der Emissionen klimarelevanter Spurengase durch eine Erhöhung der Auslastung bestehender Kernkraftwerke.

Die Bruttostromerzeugung aller Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland betrug bei einer installierten Leistung von rd. 20 GW_e im Jahr 1987 126 TWh /atw, 2-88/. Die Zeitverfügbarkeit der Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren über 300 MW_e (und nur diese werden im weiteren betrachtet) betrug im Jahr 1987 86,9 % /VGB, 1989/. Dabei ist unter der Zeitverfügbarkeit das Verhältnis der Verfügbarkeitszeit (Betriebszeit + Bereitschaftszeit) zur Nennzeit (Kalenderzeit) zu verstehen. Sie ist ein Maß für die zeitliche Einsatzfähigkeit einer Anlage. Auftretende Leistungsminderungen werden durch den Kennwert der Arbeitsverfügbarkeit berücksichtigt. Sie ist der Quotient aus der verfügbaren Arbeit und der Nennarbeit und sie betrug 1987 durchschnittlich 83 %. Die Arbeitsausnutzung (Quotient aus Betriebsarbeit und Nennarbeit) lag demgegenüber im Jahr 1987 nur bei 78,6 % /VGB, 1989/.

Die oben angesprochenen Kennwerte zur Charakterisierung des Betriebs und der Verfügbarkeit von Kernkraftwerken werden beeinflusst durch technische, betriebliche, lastseitige und administrative Faktoren, die in ihrer jeweiligen Ausprägung zeitlich variieren und nicht genau vorhersehbar sind, so daß diese Kennwerte nicht konstant sind.

In Abbildung 2.3 ist die Entwicklung der Arbeitsausnutzung von Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren in der Bundesrepublik Deutschland von 1980 bis 1988 dargestellt und Abbildung 2.4 zeigt die Arbeitsausnutzung, die Arbeitsverfügbarkeit und die Zeitverfügbarkeit in den Jahren 1984 bis 1988 im Vergleich /VGB, 1989/.

Auf die Gründe für die jährlichen Veränderungen der einzelnen Kennwerte kann hier nicht eingegangen werden. Erwähnt sei nur, daß die Differenz zwischen der Arbeitsausnutzung und der Arbeitsverfügbarkeit u.a. begründet sein kann durch:

- * den Einsatz der Kernkraftwerke im Mittellastbereich (bei Unternehmen mit hohem Kernenergieanteil),
- * einem Zwangseinsatz von Kohlekraftwerken aufgrund der Abnahmeverpflichtungen des Jahrhundertvertrages,
- * eine Verdrängung von Kernenergiestrom bei Versorgungsunternehmen, die Fernwärmeversorgung mittels Kraft-Wärme-Kopplung betreiben.

Darüber hinaus reduziert auch der aus ökonomischen Gründen praktizierte Stretch-Out-Betrieb von Kernkraftwerken sowohl die Arbeitsausnutzung wie auch die Arbeitsverfügbarkeit. Arbeits- und Zeitverfügbarkeit werden darüber hinaus beeinflusst durch die Häufigkeit und Zeitdauer der Brennelementewechsel. Die Erhöhung des mittleren Entladeabbrandes führt zu längeren Zykluszeiten und damit zu anteilig geringeren Stillstandszeiten für Wartung und Brennelementewechsel. Eine Verkürzung der Brennelementewechselzeiten wirkt sich ebenfalls in Richtung einer Erhöhung der Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit aus.

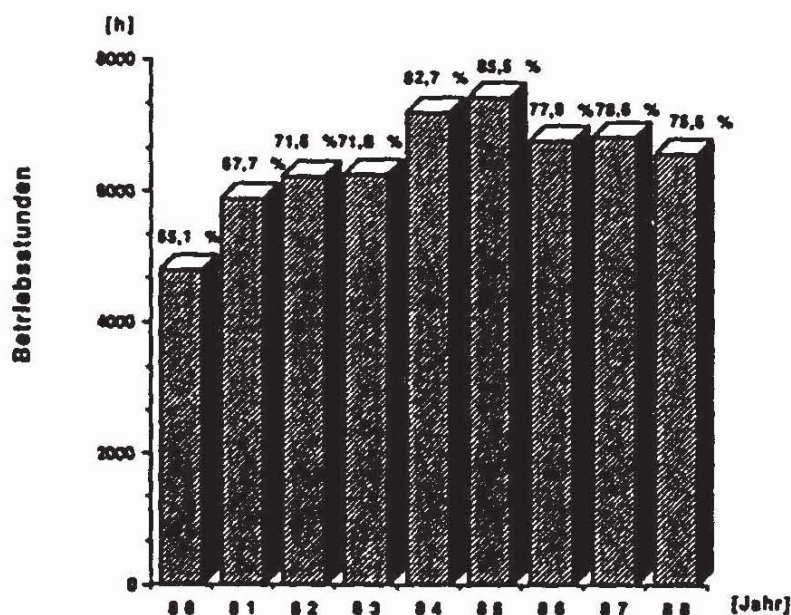


Abb. 2.3: Arbeitsausnutzung der LWR-Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland von 1980 - 1988

In den vergangenen Jahren konnte die Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit der Kernkraftwerke beträchtlich gesteigert werden und selbst die Arbeitsausnutzung einzelner Kernkraftwerke lag deutlich über 85 % (siehe Abbildung 2.5).

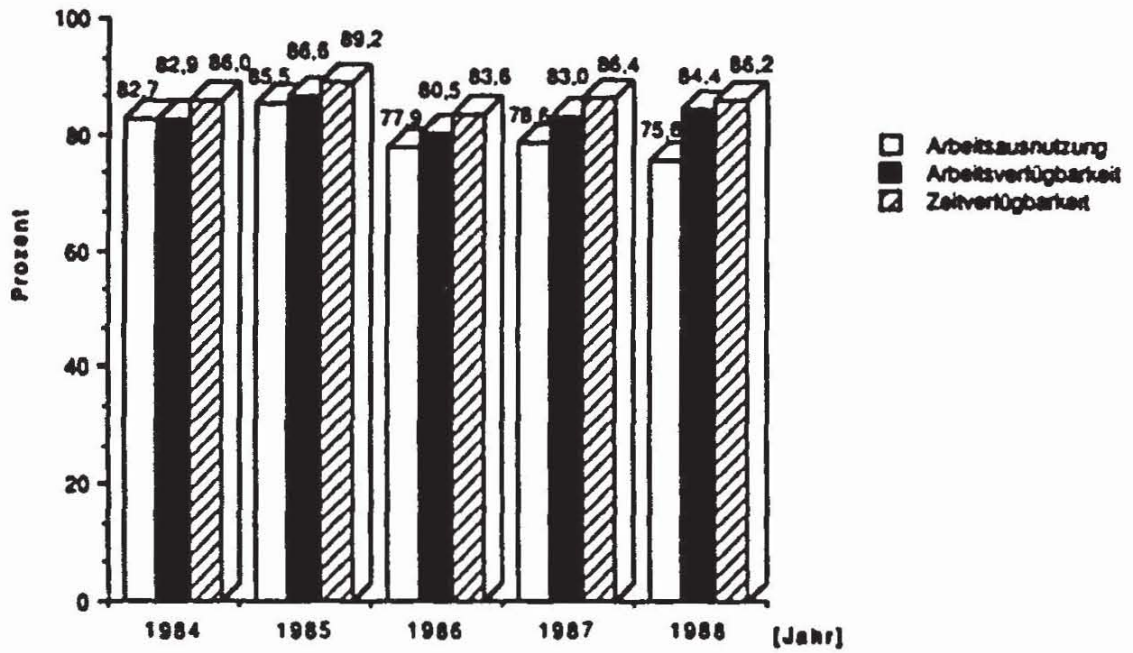


Abb. 2.4: Vergleich der Arbeitsausnutzung, Arbeitsverfügbarkeit und Zeitverfügbarkeit von LWR-Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland zwischen 1984 und 1988

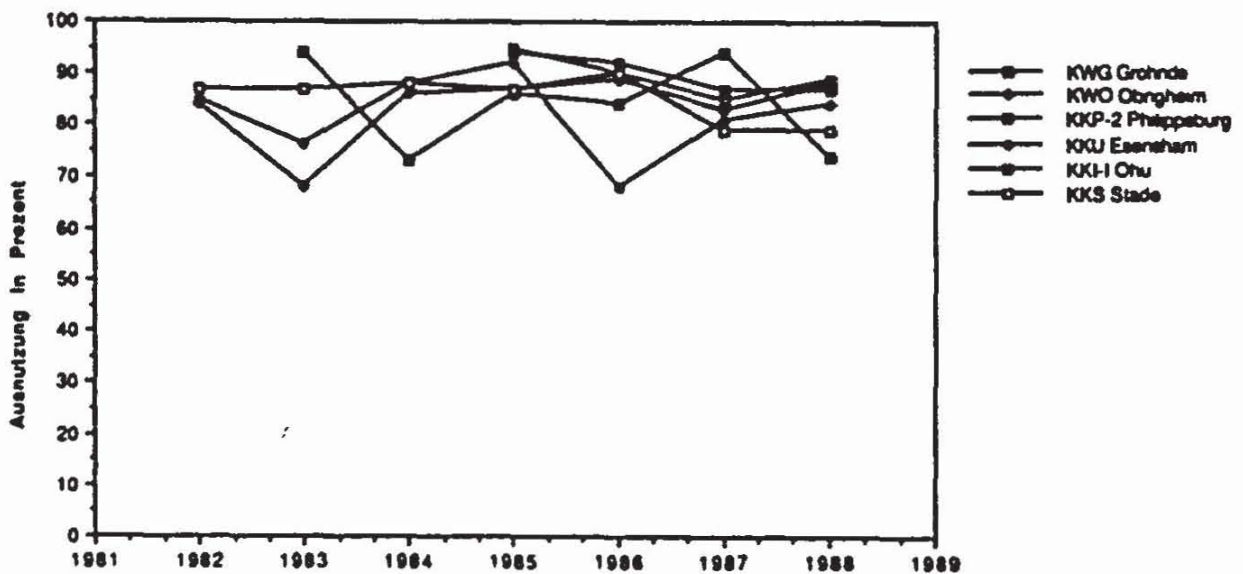


Abb. 2.5: Arbeitsausnutzung von ausgewählten Kernkraftwerken im Zeitraum 1982 - 1988

Für den Fall, daß die bestehenden Kernkraftwerke einen möglichst großen Beitrag zur Minderung von CO₂-Emissionen leisten sollen, ist es aufgrund der bisherigen Betriebserfahrungen denkbar, daß sie mit einer Arbeitsausnutzung von durchschnittlich 85 % betrieben werden können, wenn eine gemeinsame, an der Minimierung der CO₂-Emissionen orientierte Einsatzplanung der Kernkraftwerke erfolgt und auf einen Stretch-Out-Betrieb verzichtet wird.

Orientiert man sich für einen nicht auf die Minderung von CO₂-Emissionen ausgerichteten Betrieb der Kernkraftwerke an den Arbeitsausnutzungen der Jahre 1987 und 1988 (siehe Abbildung 2.3), so kann man für die Abschätzung des CO₂-Minderungspotentials durch Sofortmaßnahmen eine mögliche Steigerung der Arbeitsausnutzung im Bereich von 6 bis 8 %-Punkten ansetzen.

Ausgehend von der Anfang 1988 installierten Bruttoleistung der Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren in Höhe von 22,3 GW_e würde eine Erhöhung der Arbeitsausnutzung um 6 bis 8 %-Punkte eine Bruttostrommehrerzeugung von 11,7 bis 15,6 TWh/a bedeuten. Würde die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken entsprechend zurückgefahren, so ginge der Brennstoffeinsatz in Braunkohlekraftwerken um rd. 119 bis 158 PJ/a zurück. Die entsprechenden Werte für einen Ersatz von Steinkohlestrom betragen 107 bis 143 PJ/a Kohleminderverbrauch. Damit ergeben sich, im Falle der Braunkohle, Minderemissionen zwischen 13,3 und 17,7 Mio. t CO₂/a und, im Falle der Steinkohle, von 9,9 bis 13,3 Mio. t CO₂/a. Bezogen auf die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 1987 bedeutet dies eine Emissionsreduktion um 5,7 bis 7,6 % bei Ersatz von Braunkohlestrom und 4,3 bis 5,7 % bei einer Substitution von Steinkohle.

2.2.2 CO₂-Minderungspotential bei der Stromerzeugung in der nahen Zukunft

Analog zu den Betrachtungen bei den Sofortmaßnahmen zur CO₂-Emissionsminderung werden nun Maßnahmen in der nahen Zukunft (exemplarisch für das Jahr 2005) untersucht. Ausgangspunkt ist die als Referenzentwicklung zugrunde gelegte Stromnachfrage und Kraftwerksstruktur nach /PROGNOS, 1987/.

Die Untersuchung konzentriert sich auf die drei folgenden Maßnahmen:

- * Erhöhung der Arbeitsausnutzung der gemäß Referenzfall installierten Kernkraftwerkskapazität,

- Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität durch Kernkraftwerke, und
- Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität und CO₂-emissionsminimierender Betrieb des Kraftwerksparks.

Die gegenüber dem Referenzfall gesteigerte Stromerzeugung durch Kernkraftwerke kann die Stromerzeugung aus Braunkohle- bzw. Steinkohlekraftwerken oder beide ersetzen, woraus sich unterschiedliche CO₂-Emissionsreduktionen ergeben. Es ergeben sich somit 3 Strategien:

Strategie I: Auslastungserhöhung der im Referenzfall /PROGNOS, 1987/ installierten Kernkraftwerke bei Reduzierung der Auslastung von:

- a) Braunkohlekraftwerken,
- b) Steinkohlekraftwerken.

Strategie II: Zubau weitere Kernkraftwerke, beginnend im Jahr 1997, anstelle von Ersatz- oder Erweiterungszubau bei Braun- und/oder Steinkohlekraftwerken. Die Auslastung der neugebauten Kernkraftwerke entspricht den Auslastungen der substituierten fossilen Kraftwerke laut Referenzentwicklung /PROGNOS, 1987/ wobei maximal:

- a) 1 Kernkraftwerk pro Jahr zugebaut werden darf,
- b) 2 Kernkraftwerke pro Jahr zugebaut werden dürfen.

Strategie III: Zubau weiterer Kernkraftwerke (wie Strategie II) und zusätzlich CO₂-minimierender Kraftwerksbetrieb durch optimierte Kraftwerkseinsatzplanung wobei maximal:

- a) 1 Kernkraftwerk pro Jahr zugebaut werden darf,
- b) 2 Kernkraftwerke pro Jahr zugebaut werden dürfen.

Die im Jahr 2005 installierte Leistung in Kernkraftwerken wird nach /PROGNOS, 1987/ für die Referenzentwicklung mit 28764 MW_e angenommen. Dabei weisen diese Kraftwerke eine durchschnittliche rechnerische Auslastung von 6500 h/a auf, was einer Bruttostromerzeugung von 187 TWh/a entspricht. Erhöht man die Auslastung bis zu einer Arbeitsausnutzung von 85 % (entsprechend 7500 Betriebsstunden pro Jahr), so resultiert daraus eine Bruttostrommehrerzeugung der Kernkraftwerke von 28,8 TWh/a. Bei einer

Substitution fossiler Erzeugung kann dann eine Minderemission von maximal 32,7 Mio. t CO₂/a - bei Substitution von mit 292 PJ Braunkohle produzierter elektrischer Arbeit - erzielt werden. Im Falle einer Rücknahme der Steinkohlestromerzeugung würde bei einem Brennstoffmindereinsatz von 262 PJ Steinkohle rd. 24,5 Mio. t CO₂/a weniger emittiert.

Eine weitergehende Reduktion der mit der Stromerzeugung verbundenen Emission von Kohlendioxid ist, wie bereits erwähnt, erreichbar, wenn im Betrachtungszeitraum Kernkraftwerke anstelle von fossil gefeuerten Anlagen zugebaut werden. Für diese Kapazitätssubstitution wird davon ausgegangen, daß der Zubau von Kernkraftwerken, beginnend im Jahr 1997, auf eine bzw. zwei Anlagen pro Jahr begrenzt ist, wobei die Kapazität der kraftwerksbauenden Industrie diese Begrenzung nicht bestimmt. Der Referenzentwicklung /PROGNOS, 1987/ liegt ein Bruttozubau fossiler Kraftwerkskapazität, zur Abdeckung des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs, im Zeitraum von 1997 bis 2005 von 18455 MW_a an Steinkohlekraftwerken und 7080 MW_a an Braunkohlekraftwerken zugrunde. Ausgehend von der oben genannten Begrenzung der jährlichen Zubaukapazität der Kernkraftwerke und unter Beachtung der bereits im Referenzfall unterstellten weiteren Ausweitung der Kernkraftwerkskapazität, ergibt sich bis zum Jahr 2005 eine zusätzliche Kernkraftwerksleistung von maximal 16900 MW_{eb}, die zuzubauende Leistungen von Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken ersetzen kann. Die installierte Kernkraftwerkskapazität beträgt dann 45664 MW_a.

Geht man in einer ersten Variante davon aus, daß die zur Substitution fossiler Kraftwerkskapazität zugebauten Kernkraftwerke mit derselben durchschnittlichen Auslastung wie die ersetzten fossilen Kraftwerke (Steinkohle: 4400 h/a, Braunkohle: 6700 h/a) betrieben werden (Strategie II), so ergibt sich folgendes technisches CO₂-Reduktionspotential.

Ein alleiniger Ersatz des Zubaus an Braunkohlekraftwerkskapazität würde den CO₂-Ausstoß im Jahr 2005 um 49,5 Mio. t CO₂/a reduzieren. Das Minderungspotential unterscheidet sich hier bei Begrenzung des Zubaus auf ein bzw. zwei Kernkraftwerke pro Jahr nicht, da der Ersatz- bzw. Erweiterungszubau an Braunkohlekraftwerken durch den möglichen Zubau an Kernkraftwerken in beide Fällen gedeckt werden kann. Der Ersatz des Steinkohlekraftwerkszubaus im Rahmen des möglichen Zubaus von Kernkraftwerkskapazität ergibt ein Minderungspotential von 24,3 Mio. t CO₂/a bei Zubau von einem Kernkraftwerk pro Jahr und von 63,2 Mio. t CO₂/a bei Zubau von zwei Kernkraftwerken pro Jahr.

Das größte technische CO₂-Minderungspotential ergäbe sich bei einer Substitution der zuzubauenden Braunkohlekraftwerkskapazität und eines Teils des Steinkohlekraftwerkszubaues (entsprechend des maximal möglichen Zubaus von Kernkraftwerksleistung können 5 Braunkohle- und 8 Steinkohlekraftwerke substituiert werden, wenn zwei Kernkraftwerke pro Jahr beginnend 1997 gebaut werden können). Für die gemachten Annahmen ermittelt sich das technische Minderungspotential zu 88,4 Mio. t CO₂/a.

Die vorangegangenen Betrachtungen gingen von einer Substitution fossiler Kraftwerksleistung im Rahmen des zu erwartenden Bedarfs an Ersatz- und Erweiterungskapazität aus, berücksichtigten jedoch nicht die Möglichkeiten, die ein an der Vermeidung klimarelevanter Spurengasemissionen orientierter Betrieb des Kraftwerkssystems bietet. Eine derartige Kraftwerkseinsatzstrategie hätte zum Ziel, unter Berücksichtigung der Lastcharakteristik der Stromnachfrage diejenigen Kraftwerke, die keine oder geringe spezifische CO₂-Emissionen aufweisen, bevorzugt einzusetzen.

Bei Ausnutzung des hier unterstellten maximal möglichen Zubaus von ein bzw. zwei Kernkraftwerken pro Jahr ab 1997 ergibt sich für das Jahr 2005 eine Kernkraftwerkskapazität von rd. 35300 bzw. rd. 45600 MW_e. Dies entspräche einem Anteil von 32,1 % bzw. 41,5 % an der installierten Engpaßleistung (brutto) und 45,9 % bzw. 59,4 % bezogen auf die Höchstlast /PROGNOS, 1987/.

Eine maximale arbeitsseitige Auslastung dieser Kernkraftwerkskapazität (7500 h/a) würde eine Reduzierung der Auslastung der Kohlekraftwerke ermöglichen und damit zur Minderung der CO₂-Emissionen beitragen. Je nachdem, ob nur bevorzugt Steinkohle oder Braunkohle substituiert werden soll, liegen dann die durchschnittlichen Auslastungen der Steinkohlekraftwerke im Bereich von 2925 bis 4423 h/a und die der Braunkohlekraftwerke zwischen 2197 und 6700 h/a.

Für eine Strategie, die nur eine Substitution von Steinkohlestrom unterstellt, errechnet sich das technische Minderungspotential eines verstärkten Ausbaus der Kernkraftwerke sowie eines auf Minimierung der CO₂-Emissionen ausgerichteten Kraftwerksbetriebs zu 94,8 Mio. t CO₂/a bei Zubau von einem Kernkraftwerk pro Jahr und zu 142,8 Mio. t CO₂/a bei Zubau von zwei Kernkraftwerken pro Jahr für das Jahr 2005. Eine Strategie, die primär auf einen Ersatz der Verstromung von Braunkohle abzielt, hätte ein Minderungspotential von 88,1 Mio. t CO₂/a bzw. 149,2 Mio. t CO₂/a. Diese technischen Minderungspotentiale durch Kernenergie im Rahmen der im Referenzfall unterstellten Entwicklung der Stromnachfrage liegen im Bereich von 27 % bis 45,7 % der CO₂-

Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2005. Es sei hier schon darauf hingewiesen, daß die Minderungskosten einer Stein- bzw. Braunkohlesubstitutionsstrategie natürlich unterschiedlich sind. Hierauf wird ausführlicher in Kapitel 2.3 eingegangen.

Tabelle 2.4 zeigt die drei untersuchten Strategien der CO₂-Emissionsminderung durch Kernenergie noch einmal im Vergleich. Strategie I beschreibt die höhere Auslastung der im Jahr 2005 gemäß Referenzfallentwicklung installierten Kernkraftwerkskapazität. Sie vermag den CO₂-Ausstoß um maximal 32,7 Mio. t CO₂ bei Substitution der in Braunkohlekraftwerken erzeugten Arbeit, zu reduzieren. Den Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität durch Kernkraftwerke verfolgt Strategie II. Hiermit können maximal 88,4 Mio. t CO₂-Emissionen pro Jahr vermieden werden, was die Gesamtemissionen im Jahr 2005 auf 700,2 Mio. t CO₂/a und die Emissionen in der Stromerzeugung um 27 % auf 238,4 Mio. t CO₂/a senken würden.

Tabelle 2.4

**CO₂-Minderungspotentiale durch Kernenergie in
der Stromerzeugung für die nahe Zukunft
in Mio. t CO₂/a**

	Substitution von Braunkohle	Substitution von Steinkohle
Strategie I	32,7	24,5
Strategie II		
a) 1 KKW/a	49,5	24,3
b) 2 KKW/a	88,4 ¹⁾	63,2
Strategie III		
a) 1 KKW/a	88,1	94,8
b) 2 KKW/a	149,2 ¹⁾	142,8 ²⁾

¹⁾ maximale Braunkohle-Substitution, Rest Steinkohle

²⁾ maximale Steinkohle-Substitution, Rest Braunkohle

Der Ersatz von fossiler Kraftwerkskapazität und ein CO₂-emissionsminimierender Betrieb des Kraftwerksparks (Strategie III) vermag die jährlichen Emissionen an CO₂ um maximal 149,2 Mio. t/a zu senken. Damit reduzieren sich die Gesamtemissionen von CO₂ in der Bundesrepublik Deutschland auf 639,4 Mio. t CO₂/a im Jahr 2005, dies entspricht etwa 81 % der ohne diese Maßnahme zu erwartenden Emissionen an CO₂ im betrachteten Jahr. Die Emissionen in der Stromerzeugung würden auf 177,6 Mio. t CO₂/a im Jahr 2005 und damit um 45,7 % sinken.

Tabelle 2.5 zeigt zusätzlich zu den hier bisher betrachteten CO₂-Minderungspotentialen die damit verbundenen Minderungen der Emission von Stickoxiden, Schwefeldioxid und Kohlenmonoxid bei der Stromerzeugung für das Jahr 2005.

Tabelle 2.5

**Minderung anderer Luftschadstoffe bei Ausschöpfung der
CO₂-Minderungspotentiale der Kernenergie in 1000 t/a**

		NO _x	SO _x	CO
Strategie I	BK	23,7	18,1	5,8
	SK	16,8	18,7	5,3
<hr/>				
Strategie II (2 KKW/a)	BK	63,4	57,1	17,2
	SK	44,84	48,2	13,6
<hr/>				
Strategie III (2 KKW/a)	BK	106,8	99,7	29,6
	SK	101,9	95,4	28,3
<hr/>				
Gesamtemissionen der Strom- erzeugung im Jahr 2005		227,4	221,5	62,2

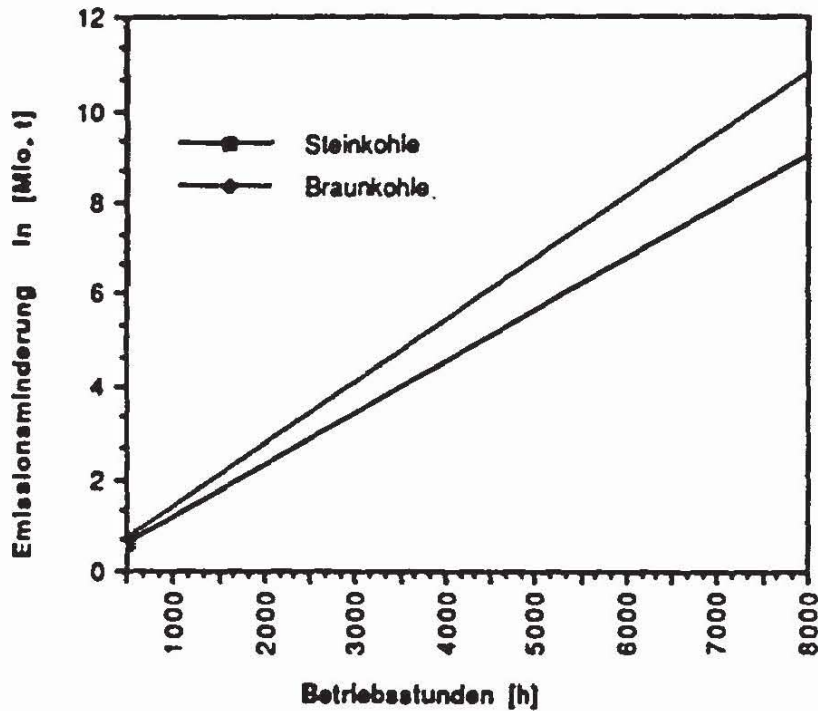


Abb. 2.6: CO₂-Minderung durch Kernenergie bei Substitution fossiler Stromerzeugung

In Abbildung 2.6 ist noch einmal exemplarisch die CO₂-Minderung durch ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1300 MW_e bei Substitution von Strom aus fossil gefeuerten Anlagen in Abhängigkeit von der Jahresnutzungsdauer (Auslastung) dargestellt. Die Wirkungsgrade der fossilen Kraftwerke entsprechen den Angaben in Tabelle 2.1.

Die zuvor abgeschätzten Minderungspotentiale von CO₂ durch eine Ausweitung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken orientierten sich an der Entwicklung der Stromversorgung im Referenzfall /PROGNOS, 1987/. Andere Zuwachsraten des Stromverbrauchs als in der hier zugrunde gelegten Referenzentwicklung, aber auch Veränderungen im Lastgang und Fortschritte bei der direkten und indirekten Speicherung von Elektrizität, können zu jeweils anderen höheren bzw. niedrigeren Potentialwerten führen. Wichtig aber bleibt die Feststellung, daß die technischen Möglichkeiten bestehen, durch einen verstärkten Einsatz von Kernkraftwerken, die CO₂-Emissionen mittelfristig nennenswert zu reduzieren.

Neben den bisher diskutierten Möglichkeiten der direkten Verminderung von CO₂-Emissionen mittels Kernenergie - durch eine Ausweitung des Anteils von in Kernkraftwerken erzeugtem Strom an der gesamten Stromerzeugung - sind weitere CO₂-Minde-

rungen durch Kernenergie dergestalt denkbar, daß über eine Ausweitung der Stromerzeugung der Einsatz fossiler Energieträger in den verschiedenen Endverbraucherbereichen vermieden wird. Die hier prinzipiell bestehenden Potentiale, z. B. im Wärmemarkt (durch Nutzung energieeffizienter Wärmepumpen oder durch Elektrowärmeanwendungen), aber auch im Verkehrsbereich (durch Erhöhung der Verkehrsleistung des öffentlichen Verkehrs), sind durchaus beachtlich. Ihre Ausschöpfung ist wohl eher durch einen nur begrenzt möglichen Ausbau der Kernkraftwerkskapazität limitiert. Da, bei den zuvor diskutierten Betrachtungen der Ausweitung der Kernstromerzeugung im Rahmen der Stromnachfrageentwicklung des Referenzfalles, der vorgegebene maximale Zubau von Kernkraftwerkskapazität bereits ausgeschöpft worden ist, werden diese CO₂-Minderungsmöglichkeiten durch Kernenergie hier nicht weiter analysiert. Es sei hier nur angemerkt, daß sie natürlich mit anderen CO₂-Minderungsmaßnahmen, z.B. durch Energieträgereinsparung, konkurrieren und daß ihre Potentialermittlung und ihre Bewertung wohl nur im Rahmen einer Betrachtung des gesamten Energiesystems, z.B. mit Hilfe von Energiesystemmodellen, konsistent möglich ist.

2.2.3 CO₂-Potential bei der Stromerzeugung in der fernen Zukunft

Nach der Diskussion der CO₂-Minderungspotentiale durch Kernenergie im Jahr 2005 sollen nun noch einige Anmerkungen zu den CO₂-Minderungspotentialen in der fernen Zukunft (Bezugsjahr: 2050) gemacht werden.

Generell gilt, daß über einen Zeitraum von 60 Jahren grundlegende Änderungen des Energieversorgungssystems denkbar und wahrscheinlich sind, da in diesem Zeitraum alle heute existierenden Energiewandlungs-, Energietransport-, Energieverteilungs- und Energieanwendungssysteme wegen der Erreichung ihrer technischen Lebensdauer zu ersetzen sind. Anders ausgedrückt heißt dies, es ergeben sich für die ferne Zukunft sehr weitgehende technische CO₂-Minderungspotentiale durch aus Kernenergie erzeugtem Strom, selbst dann, wenn man nur die heute bekannten Techniken zur Stromanwendung und Stromnutzung zugrundelegt. Zukünftige Fortschritte in der direkten oder indirekten Stromspeicherung können die CO₂-Minderungspotentiale noch erweitern bzw. ihre wirtschaftliche Ausnutzung erheblich erleichtern.

Für die heute anstehenden Entscheidungen zur Verwirklichung einer klimaverträglichen Energieversorgung zeigt schon eine qualitative Betrachtung und Analyse, daß, für die Bereiche Warmwasserbereitung, Raumwärme, Raumklimatisierung und Kochen, Strom mit bereits heute verfügbaren Anwendungstechniken den Einsatz fossiler Energieträger,

aus technischer Sicht betrachtet, weitgehend substituieren könnte. Dies trifft auch für wichtige Bereiche der Prozeßwärmanwendung zu. Darüber hinaus ist Strom der prädestinierte Energieträger für moderne Produktionstechniken und eine fortschreitende Automatisierung, die mit den Schlüsselbegriffen wie Robotik und Handhabungsautomaten verknüpft sind. Verbesserte Prozeßüberwachungen sind ebenso wie Prozeßoptimierung mittels moderner digitaler Leittechnik auf den Energieträger Strom angewiesen. Hier ist der Energieträger Strom ebenso unverzichtbar, wie für den in seiner Bedeutung zunehmenden Bereich der Informationsverarbeitung und Kommunikation. Im Verkehrsbereich bietet in naher Zukunft eine Ausweitung des schienengebundenen Verkehrs (z.B. Aufbau eines europäischen Schnellbahnsystems oder Einführung der Magnetschwebbahn) begrenzte Möglichkeiten mittels Strom CO₂-emittierende Energieträger zu substituieren. Für den Individualverkehr sind Konzepte zur Substitution fossiler Kraftstoffe durch Strom entwickelt bzw. in Entwicklung (Elektrofahrzeuge mit Batteriespeicher oder berührungsloser Energieübertragung), aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur in wenigen Anwendungsbereichen technisch konkurrenzfähig und generell wirtschaftlich den konventionellen Antrieben auf Basis fossiler Kraftstoffe unterlegen.

Quantitative Aussagen zu den langfristig bestehenden technischen CO₂-Minderungspotentialen durch Kernenergiestrom sind angesichts der bestehenden Unsicherheiten über die Entwicklung wesentlicher Bestimmungsfaktoren der Energieträgernachfrage und der Energieversorgung nur bedingt möglich. Es soll jedoch versucht werden, eine Größenordnung der Minderungspotentiale im Jahr 2050 bei Verfolgung verschiedener Substitutionsstrategien zu vermitteln. Dabei wird zum einen eine weitere Substitution fossiler Stromerzeugung mit Stein- und Braunkohle im Grund- und Mittellastbereich durch Strom aus Kernkraftwerken unterstellt. War die Substitution fossiler Kraftwerke im Bezugsjahr 2005 durch die jährliche Zubaukapazität von Kernkraftwerken beschränkt, so könnten alle Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke bis im Jahr 2050 durch Kernkraftwerke substituiert werden. Weiterhin wird der Einsatz von Strom zur Deckung des Energiebedarfs des Niedertemperaturwärmemarktes betrachtet und das dort vorhandene CO₂-Minderungspotential abgeschätzt. Schließlich wird die Einsparung fossiler Energieträger und die damit verbundene CO₂-Minderung bei einer Verdoppelung der Verkehrsleistung des öffentlichen Verkehrs und bei Einsatz von Strom im innerstädtischen Verkehr untersucht. Diese Minderungspotentiale werden hier exemplarisch und unabhängig voneinander betrachtet, wobei die Energieversorgungsstrukturen des Jahres 2005 als Bezugsbasis dienen.

Durch den Ersatz von Braunkohlekraftwerken könnte bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der CO₂-Emissionen von etwa 105 Mio. t CO₂/a erzielt werden. Die Substitution aller

Steinkohlekraftwerke würde mit ca. 173 Mio. t CO₂/a zu einer erzielbaren Gesamtminde- rung durch den verstärkten Einsatz der Kernenergie in der Stromerzeugung von 288 Mio. t CO₂/a beitragen. Dies entspricht einer Reduktion von fast 90 % der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2005.

Die Abschätzung der CO₂-Minderungspotentiale bei Einsatz des Stroms zur Nieder- temperaturwärmeerzeugung beruht auf zwei unterschiedlichen Erzeugungssystemen. System I besteht aus Kernkraftwerken mit einer rechnerischen Auslastung von 3200 h/a zur Deckung des Grund- und Mittellastbereichs der Wärmenachfrage und zusätzlich Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerken mit Auslastungen von 700 h/a. System II nutzt zur Wärmebedarfsdeckung ausschließlich Kernkraftwerke mit einer durchschnittlichen Auslastung von 2700 h/a. Dies setzt eine optimierte Kraftwerkseinsatzplanung der Betreiber voraus. Das Minderungspotential beider Maßnahmen würde im Jahr 2050 unter den gemachten Voraussetzungen zwischen 111 und 133 Mio. t CO₂/a betragen. Dies entspricht 14,1 % bzw. 16,8 % der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005.

Die Analyse der Ausweitung des Stromeinsatzes im Verkehrssektor zeigt vergleichsweise geringe Minderungspotentiale. Unter Annahme einer 50 %-igen Steigerung der Verkehrs- leistung des öffentlichen Nah- und Fernverkehrs und eines 50 %-igen Anteils des Stroms am Innerortsverkehr (durch Einsatz von Elektrofahrzeugen), könnte unter Vernach- lässigung der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung, ein Minderverbrauch fossiler Energieträger um 134 PJ/a erzielt werden. Daraus ergäbe sich eine Reduktion des CO₂- Ausstoßes um 22,2 Mio. t CO₂/a.

2.3 Ermittlung spezifischer CO₂-Minderungskosten

Im folgenden sollen, für die zuvor quantifizierten CO₂-Minderungspotentiale durch Kernenergiestrom, die mit den einzelnen Maßnahmen verbundenen Minderungskosten abgeschätzt werden, um eine Bewertung der einzelnen Minderungsmaßnahmen hin- sichtlich ihrer ökonomischen Effizienz zu ermöglichen.

2.3.1 Spezifische CO₂-Minderungskosten bei Durchführung von Sofortmaßnahmen

Im Rahmen der Betrachtung von Sofortmaßnahmen wird eine CO₂-Emissionsminderung durch eine erhöhte Auslastung der bestehenden Kernkraftwerkskapazität erzielt. Es müssen damit keine Investitionen getätigt werden. Die Minderauslastung fossiler Kraft-

werke senkt die dort anfallenden variablen Kosten (Jahreskosten), die gegen steigende variable Kosten der Kernkraftwerke aufgerechnet werden.

Im Kapitel 2.2.1 wurden die Minderungspotentiale der Kernenergie bei Erhöhung der Auslastung der bestehenden Kernkraftwerke untersucht. Eine Erhöhung der Arbeitsausnutzung zwischen 6 und 8 % würde zu einem Minderverbrauch fossiler Energie zwischen 107 und 158 PJ führen und damit die CO₂-Emissionen um maximal 17,7 Mio. t CO₂/a senken. Vergleichsweise betragen die Importmengen der Steinkohle im Jahr 1987 etwa 336 PJ/a, heimische Steinkohle wurde mit 3013 PJ/a zur Stromerzeugung genutzt. Tabelle 2.6 zeigt die, entsprechend den Energieträgerpreisvorgaben des Analyserasters, zugrundegelegten variablen Kosten der einzelnen Kraftwerkstypen. Mit ihnen errechnen sich die in Tabelle 2.7 aufgeführten durchschnittlichen spezifischen CO₂-Minderungskosten der einzelnen Sofortmaßnahmen.

Tabelle 2.6:

Variable Kosten verschiedener Kraftwerkstypen in DM/MWh_e

Kernenergie	25,9
Steinkohle import	34,7
Steinkohle heimisch	96,8
Braunkohle	40,1

Tabelle 2.7

**Spezifische Minderungskosten der Sofortmaßnahmen
zur CO₂-Emissionsminderung**

	Minderung (in Mio. t CO ₂ /a)	Spez. Minderungskosten (in DM/t CO ₂)
Substitution von		
a) Braunkohle	13,3 - 17,7	- 12,5
b) Steinkohle Import	9,9 - 13,3	- 10,3
c) Steinkohle heimisch	9,9 - 13,3	- 83,5

2.3.2 Spezifische CO₂-Minderungskosten bei Durchführung von Reduktionsmaßnahmen in der nahen Zukunft

Für die Ermittlung der Minderungskosten der in Kapitel 2.2.2 diskutierten Potentiale der CO₂-Minderung durch Kernenergie für die nahe Zukunft (exemplarisch das Jahr 2005) sind für die Maßnahmen, die einen Ersatz fossiler Kraftwerkskapazität durch Kernkraftwerke unterstellen, nicht nur die Unterschiede hinsichtlich der variablen, sondern auch der fixen Kosten zu erfassen. Als Basis für die Kostenermittlung dienen die in /PROGNOS, 1987/ angegebenen typischen Auslastungen von 4400 h/a bei Steinkohlekraftwerken und 6700 h/a bei Braunkohlekraftwerken sowie die in Tabelle 2.1 angegebenen Werte der Referenzanlagen und die Energieträgerpreisentwicklung, wie sie im Analyseraster vorgegeben ist.

Tabelle 2.8 zeigt zusammenfassend die erzielbaren CO₂-Reduktionen und die durchschnittlichen spezifischen Minderungskosten für die drei Minderungsstrategien, deren Minderungspotentiale in Kapitel 2.2.2 ermittelt worden sind. Dabei bedeutet:

- | | |
|----------------|--|
| Strategie I: | Höhere Auslastung der im Jahr 2005 gemäß Referenzentwicklung installierten Kernkraftwerkskapazität, |
| Strategie II: | Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität durch Kernkraftwerke, |
| Strategie III: | Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität und CO ₂ - emissionsminimierender Betrieb des Kraftwerksparks. |

Alle hier betrachteten Maßnahmen weisen im Rahmen der getroffenen Annahmen negative spezifische Minderungskosten auf. Dies bedeutet, daß sie auch durchgeführt werden sollten, wenn man ihre CO₂-Minderung außer acht läßt.

Die Maßnahmen, bei denen unterstellt ist, daß heimische Steinkohle substituiert wird, weisen naturgemäß die geringsten spezifischen Minderungskosten (d.h. höchsten negativen Minderungskosten) auf. Aufgrund der Preisdifferenz zwischen heimischer und Importkohle sind die spezifischen CO₂-Minderungskosten beim Ersatz von Importkohle deutlich höher. Die geringen CO₂-Minderungskosten im Falle einer politisch begründeten Verstromung heimischer Steinkohle enthalten Kostenbestandteile, die der gesamtwirtschaftlichen Versorgungssicherheit sowie den Bereichen Sozial-, Struktur- und Arbeitsmarktpolitik zuzurechnen sind. Diese Kosten (nicht aber die CO₂-Emissionen) ließen sich gegebenenfalls auch bei einer Substitution durch Importkohle vermeiden. Bei der Beurteilung einer

Substitution heimischer Steinkohle sind also noch andere Kriterien als die der CO₂-Minderung zu berücksichtigen.

Die für Strategie II ausgewiesenen spezifischen Minderungskosten für Braunkohle sind geringer als die für Importkohle, weil hier Steinkohlestrom mit einer geringeren Auslastung (4400 h/a (SK) gegenüber 6700 h/a (BK)) als im Fall der Braunkohle ersetzt wird. Die Substitution von Braunkohle ist mit den vergleichsweise höchsten spezifischen Minderungskosten verbunden, weist aber die größten Minderungspotentiale auf.

Tabelle 2.8

Spezifische Minderungskosten von Maßnahmen zur CO₂-Emissionsminderung in der nahen Zukunft

	Minderung (Mio. t CO ₂ /a)		Spez. Mind.-kosten (DM/t CO ₂)		
	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle Import	Steinkohle heim.
Strat. I	32,7	24,5	- 11,8	- 33,8	-98,8
Strat. II					
a) 1 KKW/a	49,5	24,3	- 5,4	- 1,5	-66,7
b) 2 KKW/a	88,4 ¹⁾	63,2	- 3,5 ¹⁾	- 1,5	-66,7
Strat. III					
a) 1 KKW/a	88,1	94,8	- 10,4	- 15,7	-61,0
b) 2 KKW/a	149,2 ¹⁾	142,8 ¹⁾	- 13,5 ¹⁾	- 13,3	-59,2 ²⁾

¹⁾ maximale Braunkohlesubstitution, Rest Steinkohle

²⁾ maximale Steinkohlesubstitution, Rest Braunkohle

Die Ergebnisse zeigen, daß eine Ausweitung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken bis zum Jahr 2005 ein CO₂-Minderungspotential von rd. 20 % der derzeitigen gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland beinhaltet. Die CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit der Stromerzeugung könnten mittelfristig durch einen Ausbau der Kernkraftwerke drastisch gesenkt werden. Die Erschließung dieser CO₂-Minderungspotentiale ist nach gegenwärtigem Kenntnisstand, auch unter Berücksichtigung der Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten aus

verschiedenen Energieträgern, möglich, ohne daß die Volkswirtschaft mit hohen zusätzlichen Kosten belastet werden muß. Die Ausweitung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken stellt sich damit aus heutiger Sicht als effiziente und robuste Strategie zur Minderung von CO₂-Emissionen dar.

2.3.3 Spezifische Minderungskosten bei Durchführung von Minderungsmaßnahmen in ferner Zukunft

Wie in Kapitel 2.2.3 dargestellt, lassen sich CO₂-Minderungspotentiale durch Kernenergiestrom für Mitte des nächsten Jahrhunderts nur mit Einschränkungen quantifizieren. Dies gilt erst recht für die spezifischen Minderungskosten verschiedener denkbarer Minderungsmaßnahmen, zu deren Quantifizierung Kenntnisse über Anlagenkosten und Energieträgerpreise für diesen weit in der Zukunft liegenden Zeitpunkt notwendig wären. Auf Angaben spezifischer CO₂-Minderungskosten für die ferne Zukunft soll deshalb hier verzichtet werden.

2.4 Diskussion wirtschaftlicher CO₂-Reduktionspotentiale

Die Ergebnisse der Untersuchung der Kosten-Effektivität der verschiedenen Möglichkeiten mittels Kernenergiestrom die Emission von Kohlendioxid zu reduzieren, zeigen durchweg negative spezifische Minderungskosten. Das heißt, daß im Rahmen der getroffenen Annahmen, diese Maßnahmen auch ohne Bewertung ihrer CO₂-Minderung sinnvoll wären, da sie den volkswirtschaftlichen Aufwand für die Bereitstellung von Elektrizität reduzieren. In diesem Sinne stellen alle Minderungsmaßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten wirtschaftliche Reduktionspotentiale dar. Die hier untersuchten Minderungspotentiale der Kernenergie stehen jedoch auch in Wettbewerb mit anderen CO₂-Minderungsmaßnahmen, wie z.B. Kraft-Wärme-Kopplung, Stromeinsparung und die Erzeugung von Strom mittels erneuerbarer Energiequellen. Ein Vergleich mit den Kosten-Effektivitäten alternativer CO₂-Minderungsmöglichkeiten ist nicht Gegenstand der hier durchgeführten Untersuchung, er bleibt weiterführenden Untersuchungen vorbehalten.

In Abbildung 2.7 sind die spezifischen CO₂-Minderungskosten der Substitution fossiler Stromerzeugung durch Kernenergie in Abhängigkeit von der Anlagenauslastung aufgetragen. Es wird ersichtlich, daß außer im Grund- und oberen Mittellastbereich Kernkraftwerke auch im unteren Mittellastbereich einen effizienten Beitrag zur CO₂-Minderung leisten können.

Es sei noch angemerkt, daß bei der Beurteilung der CO₂-Minderungsmöglichkeiten und ihrer Kosten durch Kernenergie, auch die gleichzeitige Minderung anderer klimarelevanter Spurengase oder ihrer Vorläufersubstanzen, wie CH₄, anderer Kohlenwasserstoffe und NO_x, mit einzubeziehen ist.

Für eine aus gesamtwirtschaftlicher Sicht umfassende Ermittlung der CO₂-Minderungskosten alternativer Techniken und Maßnahmen, wäre eine Mitberücksichtigung der sonstigen externen Kosten, die der jeweiligen Energieerzeugung zuzurechnen sind, erforderlich (z.B. die externen Kosten der Luftverunreinigung durch SO₂ und NO_x oder durch die Freisetzung von Radioaktivität aus kerntechnischen Anlagen im Normalbetrieb und bei Störfällen). Die Ergebnisse einer neueren Untersuchung /Friedrich et al. 1989/, die die externen Kosten vergleichend für eine Stromerzeugung auf Basis fossiler, nuklearer und regenerativer Energien quantifiziert, lassen aber erwarten, daß sich bei Berücksichtigung der externen Kosten, die hier ermittelten spezifischen CO₂-Minderungskosten nicht gravierend verändern und daß sich die Minderungskostenrelationen alternativer Maßnahmen nur wenig verschieben würden.

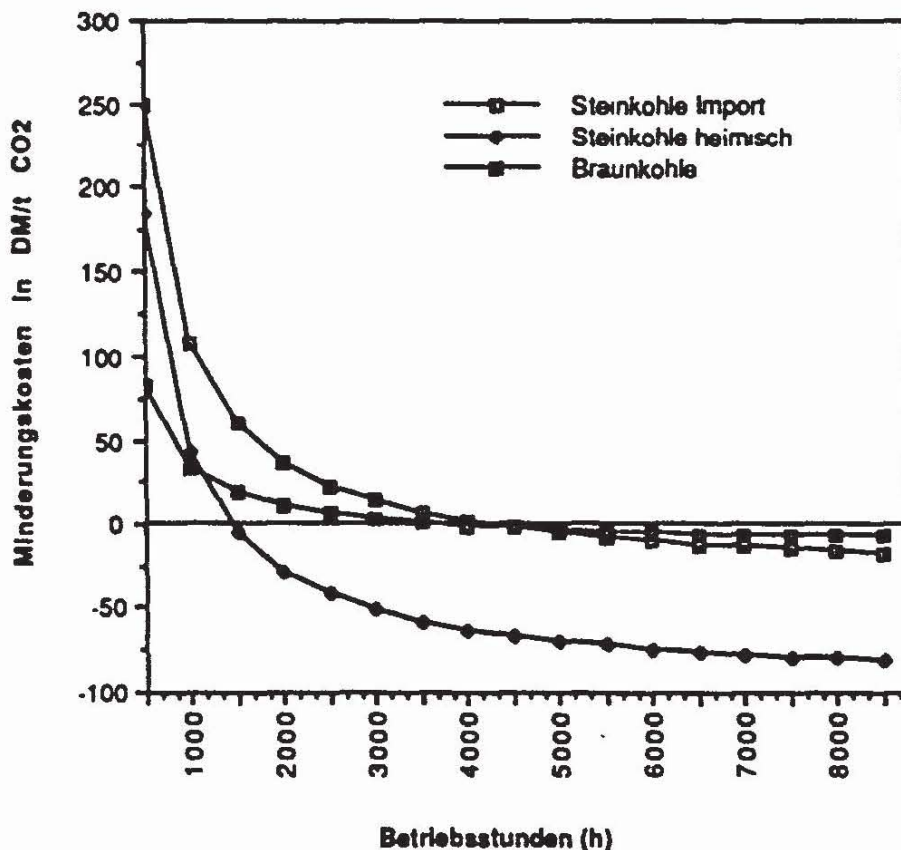


Abb. 2.7: Spezifische CO₂-Minderungskosten durch Kernenergie in Abhängigkeit von der Anlagenauslastung des substituierten Stroms aus fossilen Kraftwerken

2.5 Schlußbetrachtungen und weiterer Forschungsbedarf

Die Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale des Beitrags der Kernenergie zur Energieversorgung und zur Minderung klimarelevanter Spurengase hat gezeigt, daß der Kernenergie im Rahmen klimastrategischer Entscheidungen zur Minderung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung große Bedeutung zukommt.

Durch eine volle Ausschöpfung der Stromerzeugungsmöglichkeiten der derzeit existierenden Kernkraftwerke könnte eine sofort wirksame Minderung von CO₂-Emissionen aus fossilen Stromerzeugungsanlagen von 9,9 bis 17,7 Mio. t CO₂/a, entsprechend 4,3 bis 7,6% der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 1987 erreicht werden. Bei Ersatz von zukünftig zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität im Rahmen des hier unterstellten maximal möglichen Zubaus von zwei Kernkraftwerken pro Jahr beginnend 1997 und einem CO₂-emissionsminimierenden Betrieb des Kraftwerksparks könnte das CO₂-Emissionsniveau der Stromerzeugung in der nahen Zukunft (2005) bereits um rd. 46 % gesenkt werden. Das bis zu diesem Zeitpunkt erreichbare technische CO₂-Minderungspotential beträgt 20 % der gegenwärtigen energiebedingten CO₂-Gesamtemissionen der Bundesrepublik Deutschland. Diese Minderungen des Klimagases CO₂ wären möglich, ohne daß die Volkswirtschaft mit zusätzlichen Kosten belastet werden muß.

Berücksichtigt man neben den CO₂-Emissionen noch die Minderungen anderer klimarelevanter Spurengase oder ihrer Vorläufersubstanzen, wie z.B. Stickstoffoxide, Kohlenmonoxid, Methan und andere flüchtige Kohlenwasserstoffe, so zeigt sich, daß die Substitution fossiler Stromerzeugung auch hier zur Minderung der Emissionen dieser Spurengase einen wichtigen Beitrag leisten kann.

Weitere technische Potentiale der CO₂-Minderung durch aus Kernenergie erzeugten Strom könnten bei Zugrundelegung heute bekannter Techniken der Stromanwendung und Stromnutzung in der fernen Zukunft erschlossen werden. Darüber hinaus würden zukünftige Fortschritte in der direkten und indirekten Stromspeicherung die CO₂-Minderungspotentiale durch Kernenergie erweitern und ihre wirtschaftliche Ausnutzung erheblich erleichtern. Quantitative Angaben hierzu sind allerdings angesichts der bestehenden Unsicherheiten über Entwicklungstendenzen von ins Kalkül zu ziehenden Bestimmungsfaktoren kaum möglich.

Die Untersuchungen haben gezeigt, daß eine Ausweitung der Kernenergiestromerzeugung einen wichtigen und effizienten Beitrag zur Minderung von CO₂-Emissionen leisten kann.

Ob und inwieweit die hier ermittelten wirtschaftlichen Minderungsmöglichkeiten durch alternative Stromerzeugungsmöglichkeiten (z.B. mittels Wasserkraft, anderer erneuerbarer Energiequellen oder durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf fossiler Basis) und Stromeinsparungsmöglichkeiten tangiert werden, ist in weiteren Untersuchungen abzuklären. Weitere Forschungsarbeiten sind auch noch notwendig, um die indirekten CO₂-Minderungspotentiale durch Ausweitung des Stromeinsatzes (z.B. im Wärmemarkt und im Verkehrssektor) zu quantifizieren und ökonomisch im Rahmen einer systemaren Gesamtbetrachtung zu bewerten. Nicht zuletzt sind die hier erarbeiteten CO₂-Minderungspotentiale und ihre spezifischen Minderungskosten durch Sensitivitätsbetrachtungen zu validieren.

Literatur zu Kapitel 2:

atw, 2-85, 1985

Atomwirtschaft - Atomtechnik, Februar 1985

atw, 2-86, 1986

Atomwirtschaft - Atomtechnik, Februar 1986

atw, 2-87, 1987

Atomwirtschaft - Atomtechnik, Februar 1987

atw, 2-88, 1988

Atomwirtschaft - Atomtechnik, Februar 1988

atw, 7-88, 1988

Atomwirtschaft - Atomtechnik, Juli 1988

atw, 2-89, 1989

Atomwirtschaft - Atomtechnik, Februar 1989

Bernnat W., u. a., 1989:

Darstellung des Standes und der Entwicklungsmöglichkeiten von Leichtwasserreaktoren, Studienschwerpunkt A.4.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Entwurf, IKE Stuttgart, Stuttgart, September 1989

Brügel P., 1987:

Perspektiven der Energieversorgung, Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung, Materialienband IV: Nutzung fossiler Energieträger, Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg, Stuttgart, November 1987

Bundesministerium für Wirtschaft, 1988

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987, Statistischer Jahresbericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, 39. Bericht, Bonn, 1988

ENERGIE SPEKTRUM, 1988:

Wettbewerb der Wirkungsgrade, Konzepte umweltfreundlicher Kohlekraftwerke bekommen klarere Konturen, in: ENERGIE SPEKTRUM, Nr. 3, März 1988, S. 26-30

Ewers J., u. a., 1989:

Gas-Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung nach dem HTW-Verfahren, in: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Vol. 41, Nr. 1/2, Januar/Februar, S. 23-31

Friedrich R., et. al., 1989:

Externe Kosten der Stromerzeugung, Studie im Auftrag der VDEW, VDEW-Verlag, Frankfurt, Oktober 1989

Koelzer W., 1986

Lexikon zur Kernenergie, Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, Juni 1986

Lezuo A., u. a., 1989:

Entwicklungstendenzen steinkohlebefeuerter Kraftwerke, in: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Vol. 41, Nr. 1/2, Januar/Februar, S. 13-22

PROGNOS, 1987:

Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung: Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen, Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, Basel. Köln, Oktober 1987

Schmitt D., 1988:

Die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie - Ist die nukleare Kilowattstunde konkurrenzfähig ?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Nr. 2, Juni 1988, S. 124-131

Schulten R., u.a., 1989:

Darstellung des Standes und der Entwicklungsmöglichkeiten von Hochtemperaturreaktoren, Studienschwerpunkt A.4.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Entwurf Kernforschungsanlage Jülich, Jülich, September 1989

Szeless, 1987:

Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in der Welt im Jahr 1987, in: atw 7-88, s. 367

VDEW, 1987:

Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohle- Kraftwerksblöcke, Frankfurt, Oktober 1987.

VGB, 1989:

Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1979 - 1988, Technisch-wissenschaftliche Berichte, Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V., 18. Ausgabe 1989, Essen, 1989

3 Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie in der Fernwärme- bzw. Nahwärmeversorgung

Ziel der Arbeiten zum Studienschwerpunkt A.4.2 ist es, die Möglichkeiten der Minderung von Kohlendioxidemissionen durch den Einsatz der Kernenergie zu untersuchen. In diesem Kapitel werden die technischen und wirtschaftlichen Potentiale der CO₂-Minderung durch den Einsatz der Kernenergie im Bereich der Fern- und Nahwärmeversorgung diskutiert.

Der Bedarf nach der Nutzenergieform Wärme auf niederem Temperaturniveau kann auf verschiedene Art und Weise gedeckt werden. Die zentrale Erzeugung von Wärme und die Verteilung mittels eines Netzes stellt eine mögliche Versorgungsvariante dar, die sich grundsätzlich von der individuellen Erzeugung der Wärme durch einzelne Verbraucher unterscheidet. Die zentrale Wärmeerzeugung kann als kleine Wärmequelle zur Versorgung mehrerer Wärmeverbraucher ausgeführt werden - man spricht in diesem Fall häufig von Nahwärme. Wird die Erzeugung mit großen bis sehr großen Wärmeerzeugern durchgeführt, so wird von einem Fernwärmesystem oder auch einer Fernwärmeschiene gesprochen. Die Wärmeerzeugung kann dabei mittels fossiler Brennstoffe, nuklearer oder anderer nicht-fossiler Energiequellen erfolgen. Der Sekundärenergieträger Fernwärme wird heute weitgehend dazu eingesetzt, die Verbraucher mit Wärme für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung zu versorgen. Hierzu sind Vorlauftemperaturen von maximal 130° C nötig. Weiterhin kann die Fernwärme zur Bereitstellung von Prozeßwärme auf niederem Temperaturniveau dienen.

Die öffentliche Fernwärmeversorgung¹, von der in diesem Kapitel ausschließlich die Rede sein soll, versorgt heute etwa 8% aller Wohnungen. An der Endenergie hatte die Fernwärme 1987 einen Anteil von 2,7%. An erster Stelle der für die Fernwärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffe steht Steinkohle (41,9%), der Einsatz von Braunkohle ist dagegen unbedeutend. Daneben werden auch Erdgas (31,3%) und Mineralöle (19,8%) in größerem Umfang eingesetzt. Die sonstigen Brennstoffe - meist Müll - haben einen Anteil von 7,0%, weisen aber eine steigende Tendenz auf /Kröhner, 1989/. Die CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit der Fernwärme betragen 1987 13,9 Mio. t, was einem Anteil an den CO₂-Gesamtemissionen der Bundesrepublik Deutschland von etwa 1,8% entspricht.

¹Die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung wird hier nicht betrachtet.

3.1 Betrachtete Technologien und Maßnahmen

Die Energie aus der Kernspaltung kann grundsätzlich auf mehreren Wegen zur Versorgung des Verbrauchers mit Nutzenergie eingesetzt werden. Neben der Umwandlung in Strom oder Wasserstoff als Sekundärenergieträger kann die Kernenergie auch direkt in Fernwärme bzw. Nahwärme umgewandelt werden, um zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs beizutragen.

Es werden hier zwei verschiedene Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung aus nuklearen Wärmequellen untersucht - einmal die Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken und zum anderen die Fernwärmeerzeugung mit Kernheizwerken.

Zur Ermittlung der CO₂-Minderungspotentiale sowie zur Abschätzung der Minderungskosten sind technische und ökonomische Charakterisierungen der fossilen wie der nuklearen Wärmeerzeugungssysteme erforderlich. Die im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Referenzsysteme der Kernheizwerke sind in Tabelle A 3.1 näher beschrieben. Betrachtet wird je ein Kernheizwerk mit 10 MW, 100 MW und 400 MW thermischer Leistung. Als Referenzsysteme für die Fernwärmeerzeugung mittels fossil gefeuerter Heizkraftwerke wurden die in den Tabellen A 3.2 - A 3.4 charakterisierten Anlagen ausgewählt.

3.2 Ermittlung technischer CO₂-Reduktionspotentiale

Im Bereich der Fern- und Nahwärmeversorgung kann die Kernenergie auf zwei Wegen zur Substitution fossiler Energieträger und damit zur Minderung von CO₂-Emissionen beitragen:

1. Durch die Auskopplung von Wärme aus großen Leistungsreaktoren, die über eine Transportleitung in das Fernwärmenetz eingespeist wird.

Die installierte elektrische Brutto-Engpaßleistung der Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland betrug im Jahr 1987 rd. 20 GW_{el}, was einer thermischen Leistung von rund 60 GW_{th} entspricht. Bei einer Stromerzeugung von Kernkraftwerken von 126 TWh sind damit rund 800 PJ an Abwärme über die Kondensatoren der Kernkraftwerke abgeführt worden. Im Vergleich dazu lag die gesamte Fernwärmeeinspeisung im Jahr 1987 bei 215 PJ. Diese Gegenüberstellung macht deutlich, daß über eine Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken, rein mengenmäßig betrachtet, ein gro-

Der Teil der fossil bereitgestellten Fernwärme substituiert werden könnte, wenn man einmal den Wirtschaftlichkeitsaspekt außer acht läßt.

2. Durch die Wärmeerzeugung in sogenannten "Kernheizwerken". Diese speziell für die Niedertemperaturwärmeerzeugung konzipierten Anlagen (siehe Studienschwerpunkt A.4.1 Kapitel 1.4) decken einen Wärmeleistungsbereich von 2 bis 500 MW_e ab. Sie können damit fossile Heizwerke und Heizkraftwerke ersetzen.

Der Fernwärmeerzeugung des Jahres 1987 wird ein fossiler Brennstoffeinsatz von 183,5 PJ zugerechnet /Kröhner, 1989/. Unter Zugrundelegung der CO₂-Emissionsfaktoren in Tabelle 3.1 ergeben sich damit der Fernwärme zuzurechnende CO₂-Emissionen von 13,9 Mio. t. Dies sind weniger als 2% der energiebedingten CO₂-Gesamtemissionen der Bundesrepublik Deutschland.

Tabelle 3.1

CO₂-Emissionsfaktoren für Fernwärmesysteme

Steinkohle	93 t CO ₂ /TJ
Braunkohle	97 t CO ₂ /TJ
Erdgas	55 t CO ₂ /TJ
Heizöl leicht	73 t CO ₂ /TJ
Heizöl schwer	78 t CO ₂ /TJ

Die im Zusammenhang mit der Fernwärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der öffentlichen Versorgung erzeugte Strommenge betrug 13196 GWh_e /Kröhner, 1989/ (entsprechend 4% der Stromproduktion der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft). Bezieht man den Brennstoffeinsatz für diese Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit ein, so ergeben sich CO₂-Emissionen in Höhe von 27,5 Mio. t CO₂/a.

3.2.1 CO₂-Minderungspotential im Rahmen der heutigen Fernwärmeversorgung

In der Fernwärmeversorgung der Bundesrepublik Deutschland spielt die Kernenergie zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Rolle. Bislang wird nur bei einem bundesdeutschen Leistungsreaktor die Möglichkeit zur Auskopplung von Wärme genutzt (KKW Stade etwa 40 MW_e bei einer Auslastung von ca. 7000 h/a /Unichal, 1985/). Möglichkeiten einer sofort wirksamwerdenden Reduktion von CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit der Fernwärmeversorgung z.B. durch eine erhöhte Auslastung nuklearer Wärmeerzeugungsanlagen, sind damit nicht existent.

Technisch möglich ist die Fernwärmeerzeugung mittels Elektrokesseln, wobei Strom, der zu Schwachlastzeiten in Kernkraftwerken erzeugt würde, zur Erwärmung von Fernwärmewasser genutzt wird. Diese Möglichkeit, die Kernenergie indirekt zur Fernwärmeerzeugung zu nutzen, wird hier nicht weiter betrachtet.

3.2.2 CO₂-Minderungspotential im Rahmen der Fernwärmeversorgung der nahen Zukunft (2005)

Als Basis für die Abschätzung des CO₂-Minderungspotentials wird die Referenzentwicklung der Energieversorgung und Fernwärmeversorgung in /PROGNOS, 1987/ zugrunde gelegt. Danach steigt der Endenergieverbrauch an Fernwärme von 195,5 PJ im Jahr 1987 auf 248,8 PJ im Jahr 2005 an, was einem Zuwachs von 27% entspricht. Die entsprechende Entwicklung der Fernwärme-Netzeinspeisung ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Bruttoengpaßleistung der Kernkraftwerke der öffentlichen Stromversorgung erhöht sich von rd. 20 GW_e (1987) auf 27,7 GW_e im Jahr 2005 /PROGNOS, 1987/.

Im Jahr 1987 stand in der Fernwärmeversorgung einer Wärmeengpaßleistung von 31,7 GW eine Wärmehöchstlast von 21,7 GW und ein Fernwärmeanschlußwert von 34,4 GW gegenüber. Bezieht man die Netzeinspeisung auf die Engpaßleistung, so ergibt sich eine Auslastung von 1887 h/a, bei Bezug auf die Höchstlast lautet der entsprechende Wert 2757 h/a /Kröhner, 1989/.

Überträgt man diese Verhältnisse sowie die Fernwärmeerzeugungsstruktur auf das Jahr 2005, so ergibt sich die in Tabelle 3.2 dargestellte Fernwärmeerzeugung nach Brennstoffen, Heiz- und Heizkraftwerken sowie Anlagengrößenklassen.

Tabelle 3.2

Fernwärmeerzeugungsstruktur im Jahr 2005 in PJ

Heizkraftwerke	Steink.	Braunk.	Heizöl S	Heizöl L	Ergas
0 bis 50 MW	12,61	6,80	3,51	0,88	7,90
50 bis 200 MW	84,98	0	5,94	5,06	49,38
200 MW und mehr	26,64	0	7,21	0	0
Heizkraftwerke	Steink.	Braunk.	Heizöl S	Heizöl L	Ergas
0 bis 50 MW	11,18	0	10,84	4,67	15,36
50 bis 200 MW	0	0	6,73	0,57	13,35

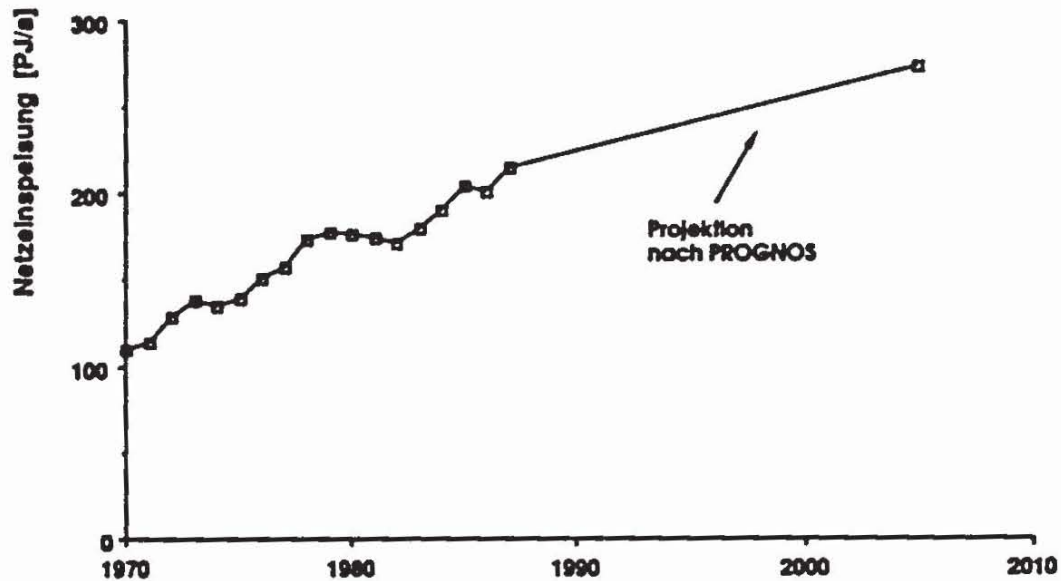


Abb.3.1: Entwicklung der Fernwärme-Netzeinspeisung zwischen 1970 und 1989 aus /Kröhner, 1989/, sowie Entwicklung nach /PROGNOS, 1987/ im Referenzfall

Die der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2005 zuzurechnende CO_2 -Erzeugung beträgt 17,8 Mio. t, wovon 11,4 Mio. t auf die Heizkraftwerke entfallen. Bei Berücksichtigung des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung in den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ergeben sich die gesamten CO_2 -Emissionen der Heiz- und Heizkraftwerke zur Fernwärmeerzeugung zu 35,0 Mio. t.

Ausgehend von dieser unterstellten Situation der Fernwärmeversorgung im Jahr 2005 werden im folgenden zwei Möglichkeiten zur Substitution von CO_2 -behafteter Fernwärmeerzeugung durch Wärme aus nuklearen Energiequellen näher untersucht und ihre technischen Minderungspotentiale abgeschätzt:

- die Substitution fossiler Fernwärmeerzeugung durch Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken und
- die Substitution fossiler Fernwärmeerzeugung durch Kernheizwerke.

Strategie 1: Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken

Hier wird eine Auskopplung von Fernwärme aus bestehenden großen Kernkraftwerken unterstellt, wobei diese Wärme in vorhandene Fernwärmenetze eingespeist wird. Für den

technisch-ökonomischen Vergleich ergibt sich damit die Systemgrenze bei der Einspeisung in der Fernwärmeverteilung.

In Abbildung 3.2 sind die Standorte der Kernkraftwerke und die geografische Verteilung der Fernwärmenetze bzw. der Fernwärmepotentialgebiete einander gegenübergestellt, um einen Eindruck hinsichtlich der zu überbrückenden Transportentfernungen für die aus Kernkraftwerken auszukoppelnde Fernwärme zu geben.

Für die Abschätzungen der technischen Auskopplungspotentiale werden die Transportentfernungen zwischen den Kernkraftwerken und den in Frage kommenden Fernwärmenetzen und die diese charakterisierenden Kenngrößen (wie Netzeinspeisung, Anschlußwert und Höchstlast) zugrunde gelegt.

Es wird davon ausgegangen, daß die Leistung der Fernwärmeeinspeisung aus Kernkraftwerken maximal 60% der Höchstlast des entsprechenden Fernwärmegebiets beträgt. Dies bedeutet, daß die Deckung der Spitzenlast und die Reservehaltung weiterhin von den verbleibenden fossilen Heiz- bzw. Heizkraftwerken übernommen wird. Die aus den Kernkraftwerken ausgekoppelte Wärme ersetzt damit im wesentlichen fossile Fernwärmeerzeugung in Grundlastanlagen (Auslastung etwa 4000 h/a). Für die Abschätzung der CO₂-Reduktion wird davon ausgegangen, daß Fernwärmeerzeugung aus fossil gefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen substituiert wird.

In Tabelle 3.3 sind die auf dieser Basis für das Jahr 1987 abgeschätzten Einspeiseleistungen in die verschiedenen Fernwärmenetze sowie die Länge der notwendigen Fernwärmehauttransportleitung dargestellt.

Rein technisch, d.h. unter Außerachtlassung wirtschaftlicher Aspekte, könnte unter den hier zugrunde gelegten Voraussetzungen eine aus Kernkraftwerken ausgekoppelte Leistung von rund 6500 MW_n in bestehende Fernwärmenetze eingespeist werden. Dies würde einer Wärmemenge von 94,3 PJ/a entsprechen. Bezogen auf die gesamte Fernwärmeeinspeisung des Jahres 1987 sind dies 57% der Wärmeeinspeisung aus fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

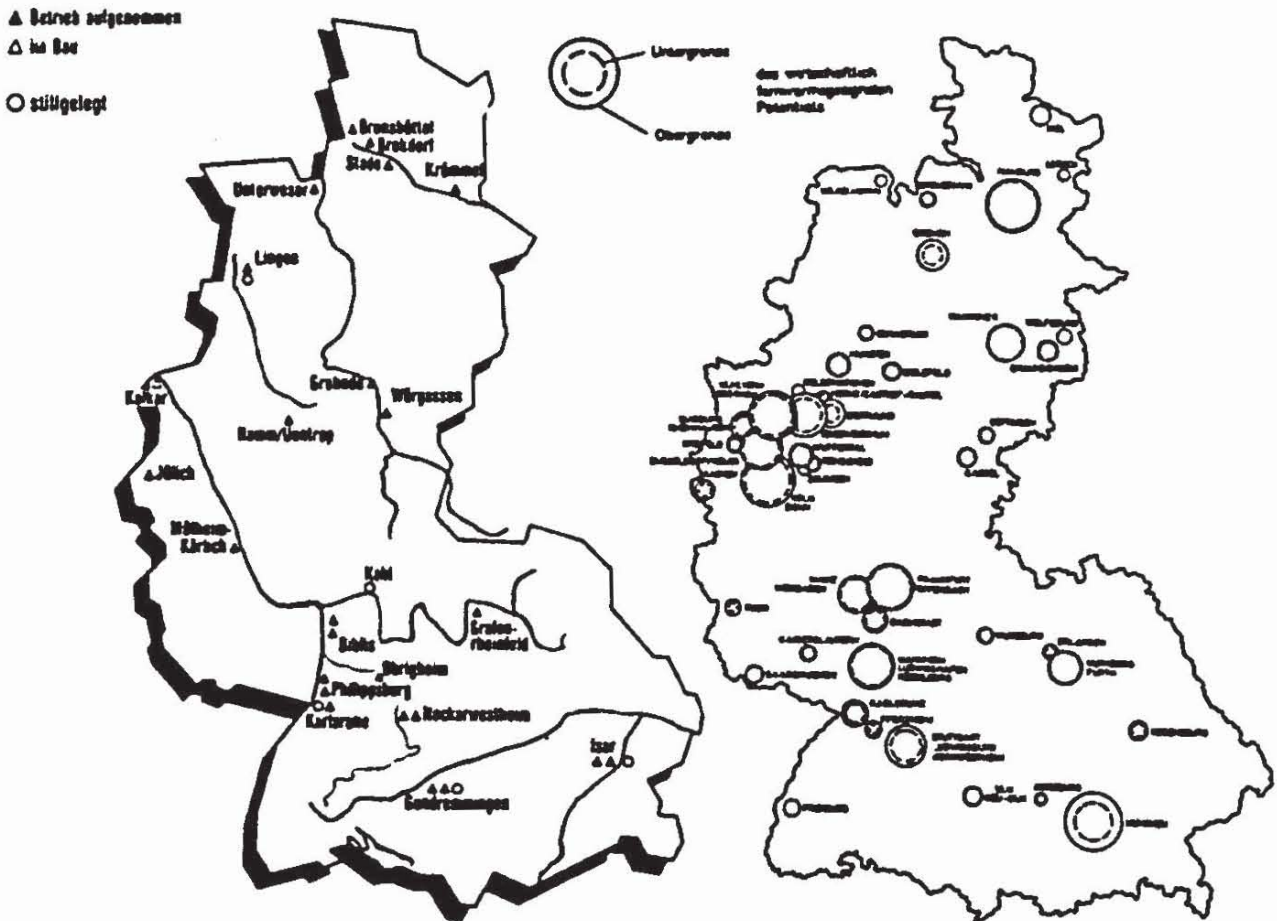


Abb. 3.2: Standorte der Kernkraftwerke der Bundesrepublik Deutschland 1989 (links) und Lage der Zentren des Fernwärmepotentials des Jahres 1974 (rechts)

Hochgerechnet auf das Betrachtungsjahr 2005 (entsprechend der Referenzentwicklung) ergibt sich ein technisches Potential für die Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken von rund 130 PJ/a. Bei Ausschöpfung dieses technischen Potentials und einer Bewertung der in fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Fernwärme mit $0,67 \text{ kWh}_{\text{Bw}}/\text{kWh}_{\text{Fw}}$ (analog zu /Kröhner, 1989/) errechnet sich damit das technische CO_2 -Minderungspotential der Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken zu 5,1 Mio. t CO_2/a .

Wird auch der der Stromerzeugung zuzurechnende Brennstoffeinsatz substituiert und die entsprechende Strommenge CO_2 -frei erzeugt, dann ergibt sich das CO_2 -Minderungspotential zu 12,8 Mio.t CO_2 (siehe Tabelle 3.4).

Tabelle 3.3

Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken
 (Technisches Potential 1987)
 (Stand des Kernkraftwerkausbaus 1989)

Nr. Kernkraftwerk	Versorgungsgebiet	Länge der Transportleitung	Einspeiseleistung
1 KKK (Krümmel)	Gebiet Hamburg	35 km	475 MW
2 KKS (Stade)	Gebiet Hamburg	40 km	243 MW
3 KBR (Brokdorf)	Gebiet Hamburg	62 km	503 MW
4 KKB (Brunsbüttel)	Gebiet Hamburg	79 km	291 MW
5 KKU (Unterweser)	Bremen	52 km	131 MW
6 KKV (Unterweser)	Bremerhaven	20 km	23 MW
7 KKE (Emsland)	Münster	72 km	136 MW
8 KKE (Emsland)	Bielefeld	113 km	189 MW
9 KWG (Grohnde)	Hannover	54 km	296 MW
10 KWG (Grohnde)	Hannover	12 km	74 MW
11 KWW (Würgassen)	Göttingen	46 km	32 MW
12 KWW (Würgassen)	Kassel	41 km	97 MW
13 KMK (Mülheim-Kärlich)	Bonn	53 km	135 MW
14 KMK (Mülheim-Kärlich)	Köln	81 km	352 MW
15 KWB (Biblis)	Gebiet Frankfurt	60 km	367 MW
16 KWB (Biblis)	Gebiet Mainz	45 km	54 MW
17 KWB (Biblis)	Gebiet Mannheim	28 km	312 MW
18 KKP (Philippsburg)	Gebiet Mannheim	31 km	624 MW
19 KKP (Philippsburg)	Karlsruhe	31 km	187 MW
20 KWO (Obrigheim)	Heidelberg	35 km	181 MW
21 KKG (Grafenrheinfeld)	Würzburg	37 km	100 MW
22 KKG (Grafenrheinfeld)	Nürnberg	95 km	246 MW
23 GKN (Neckarwestheim)	Gebiet Stuttgart	38 km	402 MW
24 GKN (Neckarwestheim)	Heilbronn	12 km	101 MW
25 KRB (Gundremmingen)	Ulm	31 km	130 MW
26 KRB (Gundremmingen)	Augsburg	48 km	90 MW
27 KKI (Isar)	München	72 km	775 MW
Summe			6548 MW

Tabelle 3.4

Minderung der CO₂-Emissionen durch Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken ohne bzw. mit Ersatz der gekoppelten Stromerzeugung

Nr.	Kernkraftwerk	Versorgungsgebiet	ohne	Strom	mit
1	KKK (Krümmel)	Gebiet Hamburg	0,37	Mio.t	0,93 Mio.t
2	KKS (Stade)	Gebiet Hamburg	0,19	Mio.t	0,47 Mio.t
3	KBR (Brokdorf)	Gebiet Hamburg	0,39	Mio.t	0,98 Mio.t
4	KKB (Brunsbüttel)	Gebiet Hamburg	0,23	Mio.t	0,57 Mio.t
5	KKU (Unterweser)	Bremen	0,10	Mio.t	0,26 Mio.t
6	KKU (Unterweser)	Bremerhaven	0,02	Mio.t	0,04 Mio.t
7	KKE (Emsland)	Münster	0,11	Mio.t	0,27 Mio.t
8	KKE (Emsland)	Bielefeld	0,15	Mio.t	0,37 Mio.t
9	KWG (Grohnde)	Hannover	0,23	Mio.t	0,58 Mio.t
10	KWG (Grohnde)	Hamel	0,06	Mio.t	0,14 Mio.t
11	KWW (Würgassen)	Göttingen	0,03	Mio.t	0,06 Mio.t
12	KWW (Würgassen)	Kassel	0,08	Mio.t	0,19 Mio.t
13	KMK (Mülheim-K.)	Bonn	0,11	Mio.t	0,26 Mio.t
14	KMK (Mülheim-K.)	Köln	0,28	Mio.t	0,69 Mio.t
15	KWB (Biblis)	Gebiet Frankfurt	0,29	Mio.t	0,72 Mio.t
16	KWB (Biblis)	Gebiet Mainz	0,04	Mio.t	0,11 Mio.t
17	KWB (Biblis)	Gebiet Mannheim	0,25	Mio.t	0,61 Mio.t
18	KKP (Philippsburg)	Gebiet Mannheim	0,49	Mio.t	1,22 Mio.t
19	KKP (Philippsburg)	Karlsruhe	0,15	Mio.t	0,36 Mio.t
20	KWO (Obrigheim)	Heidelberg	0,14	Mio.t	0,36 Mio.t
21	KKG (Grafenrh.)	Würzburg	0,08	Mio.t	0,20 Mio.t
22	KKG (Grafenrh.)	Nürnberg	0,19	Mio.t	0,48 Mio.t
23	GKN (Neckarwesth.)	Gebiet Stuttgart	0,32	Mio.t	0,79 Mio.t
24	GKN (Neckarwesth.)	Heilbronn	0,08	Mio.t	0,20 Mio.t
25	KRB (Gundremm.)	Ulm	0,10	Mio.t	0,25 Mio.t
26	KRB (Gundremm.)	Augsburg	0,07	Mio.t	0,18 Mio.t
27	KKI (Isar)	München	0,61	Mio.t	1,51 Mio.t
Summe			5,13	Mio.t	12,80 Mio.t

Die zuvor genannten CO₂-Reduktionsmaßnahmen gelten nur, wenn die mit der Auskopplung von Fernwärme aus den Kernkraftwerken verbundene Strommindererzeugung, durch eine CO₂-freie Ersatzstromerzeugung ausgeglichen wird.

Nach /Winkens, 1984/ hat die Auskopplung von Wärme aus Leichtwasserreaktoren eine Einbuße bei der Stromerzeugung zur Folge, die in Abhängigkeit von der Temperatur und ausgekoppelten Menge der Wärme zwischen 10 und 20% der ausgekoppelten Wärmemenge liegt. Geht man von einer Stromeinbuße von 20% aus, so ergibt sich bei voller Ausschöpfung des oben genannten Auskopplungspotentials eine elektrische Minderleistung des Kernkraftwerkes von 1,75 GW_e und eine um 7 TWh_e reduzierte Jahresstromerzeugung, was etwa 1,5% der Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung im Jahr 2005 entspricht.

Strategie 2: Substitution fossiler Fernwärmeerzeugung durch Kernheizwerke

Alternativ bzw. ergänzend zur Auskopplung von Fernwärme aus Kernkraftwerken kann die Wärmebereitstellung aus Kernheizwerken als Möglichkeit zur Substitution fossil erzeugter Fernwärme genutzt werden.

Ausgehend von der Altersstruktur der heutigen Heiz- und Heizkraftwerke und der Zunahme der Fernwärmeeinspeisung bis zum Jahr 2005 (entsprechend der Referenzentwicklung) ergibt sich ein Ersatz- und Erweiterungsbedarf an HKW-Kapazität von rund 14 GW_e bis zum Jahr 2005. Davon entfallen 8,7 GW_e auf den Zeitraum nach 1994, dem frühest möglichen angenommenen Zeitpunkt der Wärmeeinspeisung aus einem Kernheizwerk.

Diese fossile HKW-Kapazität könnte ganz oder teilweise durch Kernheizwerke substituiert werden, wobei ein vollständiger Ersatz den Zubau von Kernheizwerken mit einer Kapazität von durchschnittlich 778 MW_e pro Jahr erforderlich machen würde.

Wie bei der Auskopplung aus Kernkraftwerken soll auch die Fernwärme aus Kernheizwerken fossile Grundlastwärmeerzeugung (4000 h/a) aus Heizkraftwerken ersetzen.

Das maximale technische CO₂-Minderungspotential durch Kernheizwerke ergibt sich zu 6,6 Mio. t CO₂/a für den Fall, daß nur der Brennstoffeinsatz für die fossile Fernwärmeerzeugung betrachtet wird. Wird der gesamte Brennstoffeinsatz der ersetzten Heizkraftwerke berücksichtigt, so können CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 16,5 Mio. t CO₂/a vermieden werden, wenn der Koppelproduktionsstrom durch Strom aus CO₂-freien Kraftwerken ersetzt wird. Die Tabelle 3.5 listet das technische CO₂-Minderungspotential nach den Leistungsgrößen der Kernheizwerke auf.

Tabelle 3.5

**Technisches CO₂-Minderungspotential durch Kernheizwerke
ohne und mit Ersatz der Koppelstromerzeugung**

von	Substitution	durch	CO ₂ -Emissionsminderung			
			ohne	Stromerzeugung	mit	
Steinkohle 0-50 MW	Kernheizwerk	10 MW	0.78	Mio.t	1.94	Mio.t
Braunkohle 0-50 MW	Kernheizwerk	10 MW	0.09	Mio.t	0.23	Mio.t
Heizöl S 0-50 MW	Kernheizwerk	10 MW	0.43	Mio.t	1.07	Mio.t
Heizöl L 0-50 MW	Kernheizwerk	10 MW	0.08	Mio.t	0.20	Mio.t
Erdgas 0-50 MW	Kernheizwerk	10 MW	0.23	Mio.t	0.57	Mio.t
Steinkohle 50-200 MW	Kernheizwerk	100 MW	2.37	Mio.t	5.92	Mio.t
Heizöl S 50-200 MW	Kernheizwerk	100 MW	0.67	Mio.t	1.68	Mio.t
Heizöl L 50-200 MW	Kernheizwerk	100 MW	0.39	Mio.t	0.97	Mio.t
Erdgas 50-200 MW	Kernheizwerk	100 MW	0.81	Mio.t	2.01	Mio.t
Steinkohle 200 MW u.m.	Kernheizwerk	400 MW	0.35	Mio.t	0.87	Mio.t
Heizöl S 200 MW u.m.	Kernheizwerk	400 MW	0.43	Mio.t	1.01	Mio.t
Summe			6.60	Mio.t	16.47	Mio.t

3.2.3 CO₂-Minderungspotential in der fernen Zukunft (2050)

Eine quantitative Abschätzung des technischen CO₂-Minderungspotentials durch nukleare Fern- und Nahwärmeerzeugung für die ferne Zukunft (Bezugsjahr 2050) ist nicht möglich, da über den Energiebedarf und die Struktur der Energieversorgung zu diesem Zeitpunkt keine Informationen vorliegen.

Prinzipiell gilt aber, daß für derartig lange Zeiträume (mehr als 60 Jahre) grundsätzliche Veränderungen der Energieversorgungsstruktur denkbar sind, da alle heute existierenden Energieanlagen in diesem Zeitraum ohnehin ersetzt werden müssen.

Für die Fern- und Nahwärmeversorgung bedeutet dies, daß aus technischer Sicht nahezu der gesamte Niedertemperaturwärmemarkt als Versorgungspotential zur Verfügung steht. Der Niedertemperaturwärmemarkt gibt damit auch das Potential vor, das über eine nukleare Wärmeerzeugung, sei es über die Auskopplung aus Kernkraftwerken oder die Erzeugung in Heizreaktoren, erschlossen werden könnte.

Da über die Energieversorgung der ferne Zukunft keine Informationen vorliegen, kann eine Betrachtung des Niedertemperaturwärmemarktes des Jahres 2005 (entsprechend der Referenzentwicklung) eine erste orientierende Abschätzung des langfristigen CO₂-Minderungspotentials liefern.

Der Niedertemperaturwärmemarkt des Jahres 2005 setzt sich aus Anteilen in drei Sektoren zusammen. Bei den Haushalten stellen Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2005 zusammen einen Endenergieverbrauch von 1273 PJ dar, womit CO₂-Emissionen in Höhe von 82,4 Mio. t verbunden sind. Im Sektor der Kleinverbraucher werden rund 379 PJ für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Hinzu kommen ein auf der Basis des Jahres 1985 abgeschätzter Anteil von 35% des Endenergieeinsatzes für Prozeßwärme im Niedertemperaturbereich, was 45 PJ entspricht. Zusammen errechnen sich bei den Kleinverbrauchern 27,1 Mio. t CO₂-Emissionen, die der Niedertemperaturwärmeerzeugung zuzurechnen sind. Im Sektor der Industrie werden etwa 9% des Endenergieeinsatzes für Prozeßwärme im Niedertemperaturbereich verwendet. Zusammen mit der Raumwärme- und Warmwasserbereitung (261 PJ) emittiert die Industrie 26,7 Mio. t CO₂ aus Niedertemperaturverwendungen. Der Niedertemperaturwärmemarkt wird insgesamt mit CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 136 Mio.t/a abgeschätzt. Dies sind 18% der Gesamtemissionen im Jahr 2005.

Der größten Teil der Bevölkerung lebt in Gemeinden mit mehr als 2000 Einwohnern, was als untere Grenze der Gemeindegröße für eine Wärmeversorgung mit Kernheizwerken anzusehen ist. Damit wäre in ferner Zukunft technisch mehr als 90% des oben abgeschätzten Niedertemperaturwärmemarktes mit aus Kernenergie erzeugter Fernwärme bzw. Nahwärme erreichbar.

3.3 Ermittlung spezifischer CO₂-Minderungskosten

Die Beurteilung einzelner Maßnahmen zur CO₂-Minderung bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit wird auf der Basis einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise durchgeführt. Dabei sind grundsätzlich die spezifischen Kosten der Substitutionsmaßnahme (hier: die Fernwärmeerzeugung in nuklearen Anlagen) mit denen der substituierten Erzeugung (hier: die fossile Fernwärmeerzeugung) zu vergleichen. Wie schon bei den technischen Minderungspotentialen dargestellt, wird die nukleare Fernwärmeerzeugung durchgehend mit der fossilen Grundlastwärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung verglichen.

Zur Bestimmung der Kosten-Effektivität (Effizienz) von Maßnahmen zur Minderung von Kohlendioxidemissionen müssen die Kosten der einzelnen Maßnahmen bestimmt und daraus die Kostendifferenz zwischen der fossilen und der nuklearen Technologie ermittelt werden, die, bezogen auf die Emissionsdifferenz, die spezifischen CO₂-Minderungskosten ergeben.

Zu vergleichen sind die zu ermittelnden Kosten der Fernwärmeauskopplung und der Erzeugung in Kernheizwerken mit denen der fossilen Fernwärmeproduktion in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wobei sich unterschiedliche Kosten ergeben, wenn heimische Steinkohle oder Importkohle eingesetzt wird. Es wurden für die fünf verschiedenen Brennstoffe und drei Leistungsklassen Technologien der Fernwärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung zusammengestellt (vgl. Tabellen A 3.2 bis A 3.4 im Anhang), anhand derer die Wärmegestehungskosten errechnet werden können. Die Berechnung der Wärmegestehungskosten basiert auf den Vorgaben aus dem gemeinsamen Analyseraster (Version 3.0) der Koordinatoren des Studienprogramms. Es wird eine volkswirtschaftliche Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der dynamischen Annuitäten- oder Barwertmethode durchgeführt. Die Entwicklung der fossilen Energieträgerpreise ist ebenfalls im gemeinsamen Analyseraster vorgegeben. Verglichen werden hier die spezifischen Kosten je Energieeinheit als finanzmathematische Durchschnittskosten über der Betrachtungsdauer. Für den in Koppelproduktion erzeugten Strom wird eine Stromgutschrift von 110 DM/MWh_e in Rechnung gestellt.

Strategie 1:

Zur Ermittlung der Kosten der aus Kernkraftwerken ausgekoppelten Wärme frei Einspeisung in das Fernwärmenetz sind die folgenden Kostenkomponenten zu ermitteln:

- Investitionen für die Auskopplung am Kraftwerk (Wärmezentrale)
- Investitionskosten für die Transportleitung
- Pumpkosten
- Wärmetransportverlustkosten
- Verrechnung der Stromeinbuße durch die Fernwärmeauskopplung

Auf die Ermittlung dieser Einzelkosten sei im folgenden kurz eingegangen:

Auf dem Weg zwischen dem Kernkraftwerk und der Einspeisung in ein Fernwärmenetz treten Wärmeverluste auf. Die Höhe dieser Verlust ist abhängig von der Länge der Leitung einerseits und der Leistung der Transportleitung andererseits. Nach /Unichal, 1987/ ergibt sich folgender Zusammenhang für die Verluste in Prozent:

$$V = (1,6 + 0,11 * L) / 1100) * (1200 - P)$$

wobei: V = Verluste in %
 L = Leitungslänge in km
 P = Wärmeleistung in MW

Für die Pumpstationen fallen Fixkosten und für den Pumpstrom variable Kosten an, die ebenfalls den Wärmetransportkosten zuzuschlagen sind. In /Winkens, 1984/ werden Angaben für die spezifischen Pumpkosten bei einer Auslastung von 3000 h/a gemacht, die sich nach folgender Formel berechnen:

$$k_p = 19 \cdot (L / (\Delta T^{2,3} \cdot P^{1,3}))$$

wobei: k_p = spezifische Kosten für die Pumpstation und den Pumpstrom in DM/MWh
 L = Leitungslänge in km
 ΔT = Temperaturspreizung in K
 P = Wärmeleistung in MW

Den Fernwärmekosten zuzurechnen sind auch die Kosten für die Einrichtungen zur Wärmeauskopplung im Kraftwerk. Hierzu zählen Rohrleitungen, die Wärmetauscher sowie die Regeleinrichtungen. Weiterhin ist ein zusätzliches Gebäude notwendig. Nach Winkens lassen sich die spezifischen Kosten hierfür bei einer Auslastung von 3000 h/a nach der folgenden Formel abschätzen:

$$k_A = 106 / P^{1/2}$$

wobei: k_A = spezifische Kosten für die Wärmeauskopplung in DM/MWh
 P = Wärmeleistung in MW

Für die Pumpkosten, sowie für die Kosten der Rohrleitung selbst (Auswirkung auf den Rohrdurchmesser), ist die Temperaturspreizung des Wärmetransportmediums von zentraler Bedeutung. Die optimale Temperaturspreizung einer Fernwärmetransportleitung wurde in mehreren Studien untersucht - hier wird in Anlehnung an /Winkens, 1976/ die Annahme gemacht, daß die Temperaturspreizung zwischen 0 und 50 km linear zwischen 50°C und 100°C steigt und bei Leitungen über 50 km Länge konstant 100°C beträgt.

Die Wärme wird über unterschiedliche Entfernungen mit unterschiedlicher Leistung den Fernwärmenetzen zugeführt. In /Winkens, 1984/ ist eine Berechnungsmethode für die spezifischen Kosten der Fernwärmeleitung in Abhängigkeit verschiedene Parameter angegeben. Die Formel für ein kanalverlegtes Zweirohrsystem lautet:

$$k_T = 88 \cdot (L / P) + 51,37 \cdot (L / (P^{0,39} \cdot \Delta T^{0,41}))$$

wobei: k_T = spezifische Kosten der Fernwärmeleitung in DM/MWh
 L = Leitungslänge in km
 P = Wärmeleistung in MW
 ΔT = Temperaturspreizung in K

Bei der Wärmeauskopplung aus Kraftwerken verringert sich die elektrische Kraftwerksleistung und damit die elektrische Stromproduktion. Die dafür anfallenden Kosten sind den Kosten der ausgekoppelten Fernwärme zuzurechnen. Die Stromeinbuße bei der Fernwärmeauskopplung ist von der ausgekoppelten Temperatur sowie vom Kondensatordruck abhängig, /Winkens, 1984/ gibt für eine Auskopplungstemperatur von etwa 150°C eine Stromeinbuße von maximal 20% an. Da die elektrische Leistungsreduktion durch hohe Fernwärmenachfrage etwa zeitgleich mit hoher Stromnachfrage auftritt, sind Ersatzbeschaffungs-Stromkosten bei relativ niedriger Auslastung anzusetzen. Sie werden entsprechend den volkswirtschaftlichen Stromgestehungskosten des Referenz-Kernkraftwerks mit 110 DM/MWh_a angesetzt, was Kosten von 22 DM/MWh_w für die ausgekoppelte Wärme bedeutet.

Weiterhin sind Kosten für die Einkopplung der Wärme in ein Fernwärmeverteilungssystem zu diskutieren. Es fallen hierfür an der Stelle der Einbindung Kosten für Wärmetauscher, Regelanlagen und für ein Gebäude an. Da diese Kosten auch bei fossiler Fernwärmeerzeugung anfallen, sind sie in dem hier angestellten Kostenvergleich nicht zu berücksichtigen.

Soweit Kostenangaben aus /Winkens, 1984/ für das Jahr 1984 verwendet werden, wurden diese auf Kosten des Jahres 1987 umgerechnet, ebenso wurden die auslastungsabhängigen Kosten auf die hier unterstellte Auslastung von 4000 h/a umgerechnet. In Tabelle 3.6 sind die gesamten spezifischen Kosten der Fernwärmeauskopplung in Kernkraftwerken bis zur Netzeinspeisung für die verschiedenen Kraftwerke dargestellt.

Mit den Kosten der Fernwärmeerzeugung in den Heizkraftwerken sowie den entsprechenden CO₂-Emissionsfaktoren lassen sich nun die spezifischen CO₂-Minderungskosten für die Fernwärmauskopplung aus den verschiedenen Kernkraftwerken ermitteln. Sie sind in Tabelle 3.7 dargestellt. Sie sind dabei für den Fall, daß heimische Steinkohle substituiert wird, wie auch für den Fall einer Substitution von Importkohle aufgeführt.

Tabelle 3.6

Spezifische Gesamtkosten der ausgekoppelten Fernwärme

Nr.	Kernkraftwerk	Versorgungsgebiet	spez. Gesamtkosten
1	KKK (Krümmel)	Gebiet Hamburg	42,2 DM/MWh
2	KKS (Stade)	Gebiet Hamburg	56,6 DM/MWh
3	KBR (Brokdorf)	Gebiet Hamburg	52,6 DM/MWh
4	KKB (Brunsbüttel)	Gebiet Hamburg	75,4 DM/MWh
5	KKU (Unterweser)	Bremen	86,0 DM/MWh
6	KKU (Unterweser)	Bremerhaven	132,8 DM/MWh
7	KKE (Emsland)	Münster	104,8 DM/MWh
8	KKE (Emsland)	Bielefeld	118,4 DM/MWh
9	KWG (Grohnde)	Hannover	60,1 DM/MWh
10	KWG (Grohnde)	Hameln	53,9 DM/MWh
11	KWV (Würgassen)	Göttingen	188,4 DM/MWh
12	KWV (Würgassen)	Kassel	87,6 DM/MWh
13	KMK (Mülheim-K.)	Bonn	85,9 DM/MWh
14	KMK (Mülheim-K.)	Köln	69,7 DM/MWh
15	KWB (Biblis)	Gebiet Frankfurt	58,2 DM/MWh
16	KWB (Biblis)	Gebiet Mainz	130,9 DM/MWh
17	KWB (Biblis)	Gebiet Mannheim	44,4 DM/MWh
18	KKP (Philippeburg)	Gebiet Mannheim	37,8 DM/MWh
19	KKP (Philippeburg)	Karlsruhe	56,0 DM/MWh
20	KWO (Obrigheim)	Heidelberg	59,4 DM/MWh
21	KKG (Grafenrh.)	Würzburg	81,2 DM/MWh
22	KKG (Grafenrh.)	Nürnberg	91,8 DM/MWh
23	GKN (Neckarwesth.)	Gebiet Stuttgart	46,0 DM/MWh
24	GKN (Neckarwesth.)	Heilbronn	47,8 DM/MWh
25	KRB (Gundremm.)	Ulm	65,4 DM/MWh
26	KRB (Gundremm.)	Augsburg	101,2 DM/MWh
27	KKI (Isar)	München	48,7 DM/MWh

Tabelle 3.7

Spezifische CO₂-Minderungskosten
der Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken

Nr.	KKW	Gebiet	spez. Minderungskosten in DM/t CO ₂	
			heim.	imp.
1	KKK	Gebiet Hamburg	-123,0	-26,2
2	KKS	Gebiet Hamburg	-49,2	47,6
3	KBR	Gebiet Hamburg	-69,9	26,9
4	KKB	Gebiet Hamburg	46,5	143,3
5	KKU	Bremen	100,9	197,7
6	KKU	Bremerhaven	340,0	436,8
7	KKE	Münster	196,6	293,4
8	KKE	Bielefeld	266,2	363,0
9	KWG	Hannover	-31,2	65,6
10	KWG	Hameln	-63,0	33,9
11	KWV	Göttingen	625,4	722,2
12	KWV	Kassel	109,2	206,0
13	KMK	Bonn	100,1	196,9
14	KMK	Köln	17,7	114,5
15	KWB	Gebiet Frankf.	-41,4	55,4
16	KWB	Gebiet Mainz	330,0	426,8
17	KWB	Gebiet Mannheim	-111,8	-15,0
18	KKP	Gebiet Mannheim	-145,3	-48,5
19	KKP	Karlsruhe	-52,5	44,3
20	KWO	Heidelberg	-35,0	61,8
21	KKG	Würzburg	76,1	172,9
22	KKG	Nürnberg	130,4	227,2
23	GKN	Gebiet Stuttg.	-103,5	-6,7
24	GKN	Heilbronn	-94,2	2,7
25	KRB	Ulm	-4,4	92,4
26	KRB	Augsburg	178,2	275,0
27	KKI	München	-89,8	7,0

Bei einem Vergleich mit importierter Steinkohle ergeben sich fast durchweg positive CO₂-Minderungskosten, während der Ersatz von Fernwärmeerzeugung mittels heimischer Steinkohle in vielen Fällen negative Minderungskosten aufweist, was heißt, daß hier die aus den Kernkraftwerken ausgekoppelte Fernwärme kostengünstiger ist, als die aus fossilen Heizkraftwerken.

In den Abbildungen 3.3 und 3.4 sind die einzelnen Fernwärmeauskopplungsmöglichkeiten nach ihren spezifischen CO₂-Minderungskosten geordnet in Form einer Potential-Kosten-Funktion dargestellt.

Die CO₂-Minderungspotentialangaben in diesen Abbildungen, wie in Tabelle 3.7, beziehen sich nur auf die CO₂-Emissionen, die aus dem Brennstoffeinsatz, der der Fernwärmeerzeugung in den fossilen Heizkraftwerken zuzurechnen ist, resultieren. Wie in Abschnitt 3.2 erläutert, sind höhere CO₂-Emissionsminderungen erreichbar, wenn der Strom der fossilen Heizkraftwerke durch CO₂-freie Stromerzeugungsanlagen ersetzt wird.

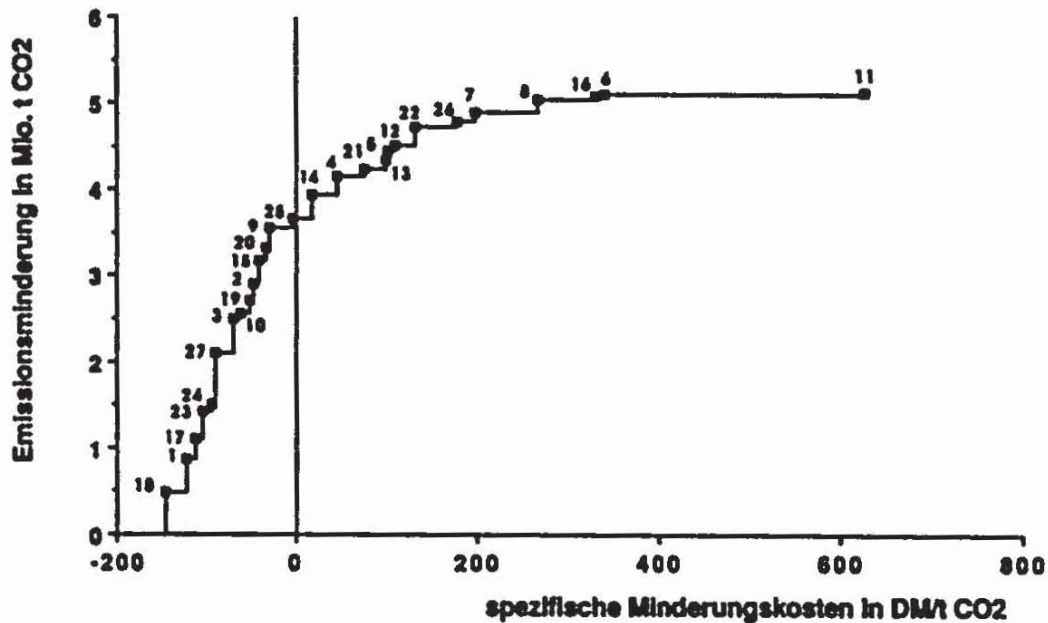


Abb. 3.3: Kostenfunktion der Substitution fossiler KWK-Fernwärmeerzeugung bei Einsatz heimischer Steinkohle durch Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken

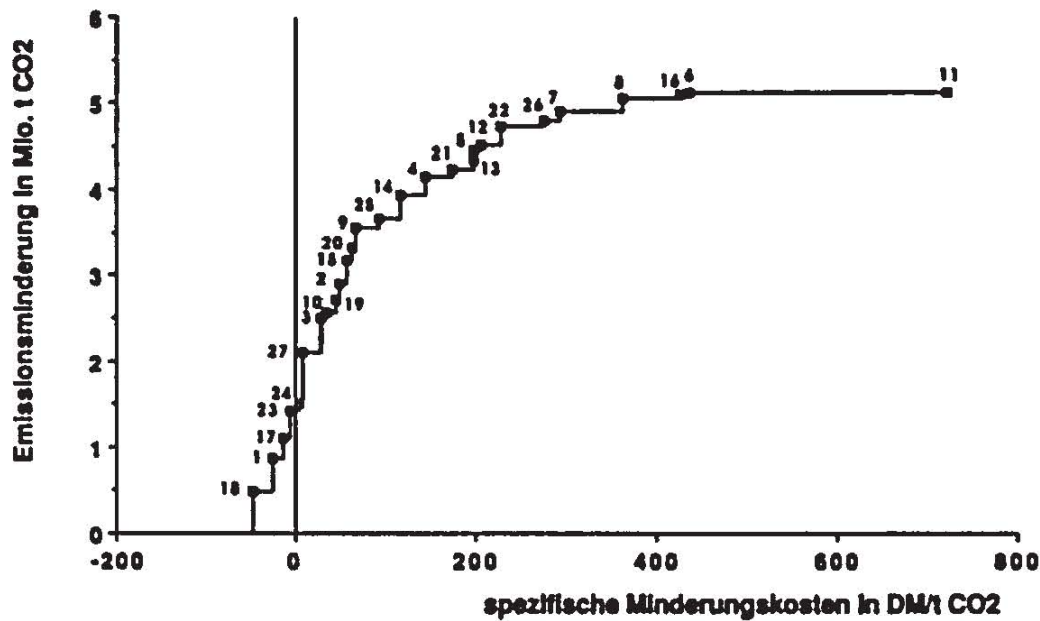


Abb. 3.4: Kostenfunktion der Substitution fossiler KWK-Fernwärmeerzeugung bei Einsatz von Importkohle durch Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken

Strategie 2:

Analog zu den CO₂-Minderungskosten einer Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken lassen sich die spezifischen CO₂-Minderungskosten einer Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken ermitteln. Dabei wurden für die Kernheizwerke die in Tabelle A 3.1 angegebenen Kostendaten zugrunde gelegt. Tabelle 3.8 gibt die spezifischen CO₂-Minderungskosten für die Fernwärmeerzeugung mittels Kernheizwerken wieder, wobei auch hier zwischen dem Ersatz von heimischer Steinkohle bzw. von Importkohle unterschieden wird.

Die entsprechenden Potential-Kosten-Funktionen der CO₂-Minderung durch Kernheizwerke zeigen die Abbildungen 3.5 und 3.6. Auch sie beziehen sich nur auf die CO₂-Emissionen, die aus dem Brennstoffeinsatz, der der Fernwärmeerzeugung in den fossilen Heizkraftwerken zuzurechnen ist, resultiert.

Tabelle 3.8

Spezifische CO₂-Minderungskosten der Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken

Substitution			spez. Minderungskosten in DM/t CO ₂	
von		durch	heim.	imp.
Steink.	0-50 MW	KHW 10 MW	-72,3	75,9
Braunk.	0-50 MW	KHW 10 MW	115,3	115,3
Heizöl S	0-50 MW	KHW 10 MW	55,6	55,6
Heizöl L	0-50 MW	KHW 10 MW	-135,3	-135,3
Erdgas	0-50 MW	KHW 10 MW	12,2	12,2
Steink.	50-200 MW	KHW 100 MW	-160,2	-24,3
Heizöl S	50-200 MW	KHW 100 MW	-30,7	-30,7
Heizöl L	50-200 MW	KHW 100 MW	-216,2	-216,2
Erdgas	50-200 MW	KHW 100 MW	-80,0	-80,0
Steink.	> 200 MW	KHW 400 MW	-141,0	23,7
Heizöl S	> 200 MW	KHW 400 MW	6,2	6,2

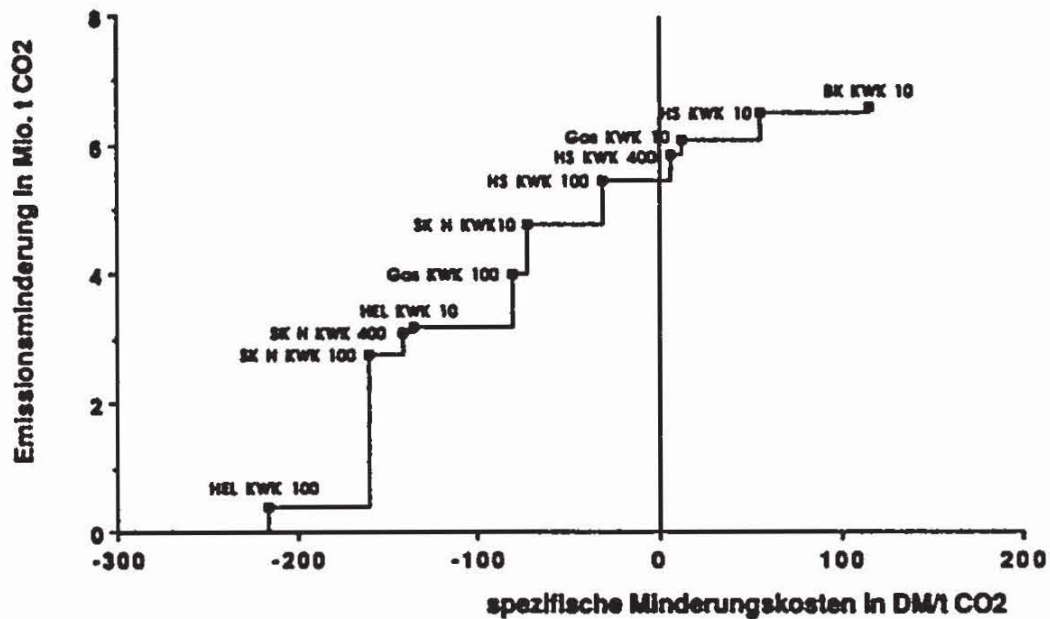


Abb. 3.5: Kostenfunktion der Substitution fossiler KWK-Fernwärmeerzeugung bei Einsatz heimischer Steinkohle durch Wärmeerzeugung in Kernheizwerken

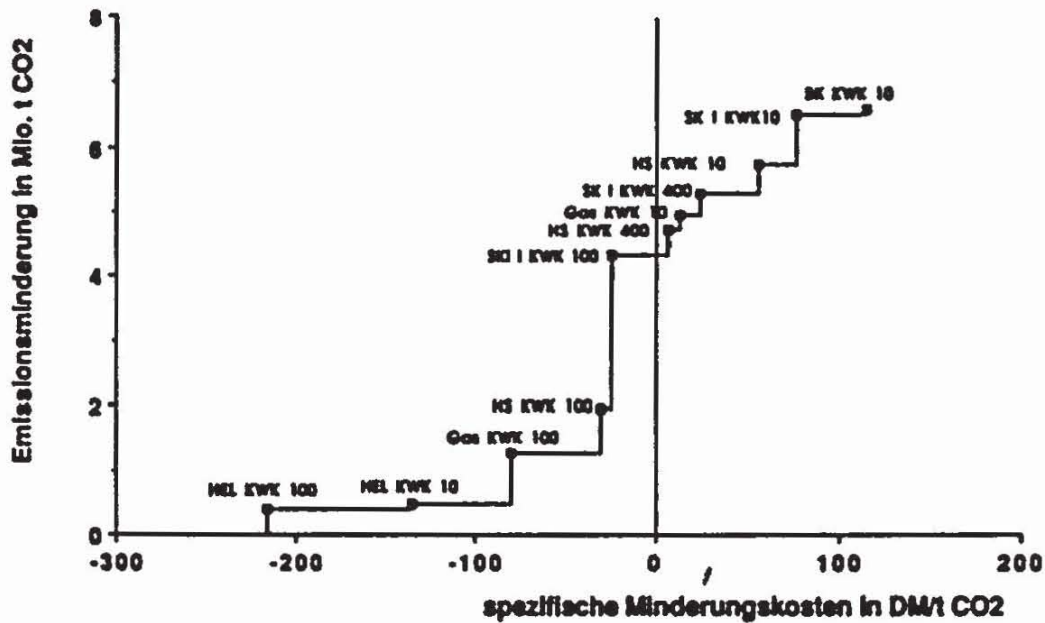


Abb. 3.6: Kostenfunktion der Substitution fossiler KWK-Fernwärmeerzeugung bei Einsatz von Importkohle durch Wärmeerzeugung in Kernheizwerken

Die in diesem Kapitel erläuterten spezifischen CO_2 -Minderungskosten einer Fernwärmeerzeugung mittels nuklearer Anlagen sind natürlich vor dem Hintergrund der, die Fernwärmeerzeugung bestimmenden Annahmen zu bewerten. Sie sind insbesondere abhängig von der unterstellten Energiepreisentwicklung (Vorgabe durch das Analyseraster), aber auch von den Investitionskosten der Heizreaktoren, die sich heute nicht genau beziffern lassen. Im Rahmen der verfügbaren Zeit waren aber Sensitivitätsuntersuchungen nicht durchführbar.

Abschließend sei noch erwähnt, daß belastbare Aussagen über die spezifischen CO_2 -Minderungskosten für den Zeitraum der fernen Zukunft (2050) nicht möglich sind.

3.4 Abschätzung wirtschaftlicher Reduktionspotentiale

Die im vorangegangenen Abschnitt erläuterten Potential-Kosten-Funktionen einer CO_2 -Minderung durch Fernwärme aus Kernenergieanlagen weisen im Rahmen der durchgeführten volkswirtschaftlichen Kostenbetrachtung CO_2 -Minderungsmöglichkeiten mit negativen spez. Minderungskosten aus. Diese wären im Rahmen der getroffenen Annahmen

als wirtschaftliches CO₂-Reduktionspotentiale aufzufassen, da ihre Ausschöpfung, auch ohne eine Bewertung der CO₂-Minderung, die Kosten der Fernwärmeversorgung reduzieren würde. Die hier ermittelten wirtschaftlichen CO₂-Reduktionspotentiale liegen im Falle der Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken im Bereich von 1,5 bis 3,5 Mio. t CO₂/a, je nachdem, ob gegen Importkohle oder heimische Steinkohle gerechnet wird. Für die Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken liegen die entsprechenden Potentiale im Bereich von 4,5 bis 5,5 Mio. t CO₂/a. Bezieht man die Unsicherheit der, die Kosten beeinflussenden Faktoren mit ein, so läßt sich zumindest folgern, daß nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand, die Fernwärmeerzeugung in nuklearen Anlagen Aussichten bietet, zu einer effizienten Minderung der CO₂-Emissionen in der Zukunft beitragen zu können.

3.5 Schlußfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf

Im Bereich der Fernwärmeerzeugung wurden hier zweierlei Strategien der CO₂-Minderung durch Substitution fossiler Fernwärmeerzeugung durch nukleare Wärme untersucht. Einmal die Einspeisung von aus Kernkraftwerken ausgekoppelter Fernwärme in die Fernwärmeverteilungsnetze und zum anderen die Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken.

Die CO₂-Emissionen aus der Fernwärme betragen im Jahr 1987 etwa 13,9 Mio. t CO₂/a, entsprechend knapp 2% der Gesamtemissionen in der Bundesrepublik. Entsprechend der zugrunde gelegten Referenzentwicklung würde die Fernwärmeerzeugung im Jahr 2005 17,8 Mio. t CO₂/a freisetzen. Betrachtet man zusätzlich noch den Brennstoffeinsatz zur Koppelstromproduktion in Heizkraftwerken, so belaufen sich die CO₂-Emissionen auf 27,5 Mio. t im Jahr 1987 und 35,0 Mio. t im Jahr 2005.

Die Fernwärmeauskopplung aus Kernkraftwerken ist technisch machbar, kann jedoch, wie auch die Wärmeerzeugung in Kernheizwerken keinen kurzfristigen Beitrag zur CO₂-Minderung leisten. Für die Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken wurde für den Zeitpunkt der nahen Zukunft (Bezugsjahr 2005) ein technisches CO₂-Minderungspotential von 5,1 Mio. t für den Fall ermittelt, daß nur der der Fernwärmeerzeugung zuzuordnende Brennstoffeinsatz zugrunde gelegt wird. Wird auch der Brennstoffeinsatz zur Koppelstromerzeugung betrachtet, so ergibt sich ein wesentlich größeres Minderungspotential (12,8 Mio. t CO₂/a). Für die Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken ergab sich ein technisches Minderungspotential von 6,6 bzw. 16,5 Mio. t CO₂/a für den Zeitpunkt 2005.

Im Rahmen der hier getroffenen Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigt sich, daß die Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken ein wirtschaftliches CO₂-Reduktionspotential von 1,5 Mio. t bzw. 3,5 Mio. t CO₂/a aufweist, je nach dem, ob gegen Import- oder heimische Steinkohle gerechnet wird. Für den Fall der Fernwärmeerzeugung in Kernheizwerken liegen die entsprechenden Potentiale bei 4,5 bzw. 5,5 Mio. t CO₂/a.

Bei Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Preis- und Kostenentwicklung läßt sich aus den Untersuchungsergebnissen zumindest folgern, daß nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand die nukleare Fernwärmeerzeugung in Zukunft die Aussicht bietet, zu einer effizienten Minderung der CO₂-Emissionen beitragen zu können.

Als Hemmnis eines weiteren Fernwärmeausbaus, bei dem auch eine nukleare Wärmeerzeugung zum Tragen kommen könnte, muß die bekannte Anlaufkostenproblematik genannt werden. Die Fernwärmeversorgung erfordert relativ hohe Investitionen, wobei in der Regel davon auszugehen ist, daß in den Anfangsjahren des Betriebs eine volle Auslastung des Systems nicht gegeben sein kann. Als weiteres Hemmnis insbesondere im Hinblick auf einen Einsatz von Heizreaktoren sind die derzeit bestehenden Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung zu nennen.

In dem vorgegebenen äußerst knappen Zeitrahmen für die Untersuchung der CO₂-Minderungsmöglichkeiten durch Fern- bzw. Nahwärmeerzeugung in nuklearen Anlagen konnten natürlich nicht alle Aspekte detailliert untersucht werden. Weiterer Forschungsbedarf existiert in verschiedenen Gebieten und Problembereichen. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit wäre zu nennen, die weitere Absicherung der technischen und ökonomischen Daten der Kernheizwerke. Zur Absicherung und Fundierung der Kosten-Potential-Funktionen der CO₂-Minderung durch nukleare Wärmeerzeugung sind insbesondere eingehende Sensitivitätsuntersuchungen bezüglich verschiedener Parameter, wie der Entwicklung der Energieträgerpreise, der Kosten der Wärmeauskopplung und Wärmeverteilung sowie der Kosten der Kernheizwerke durchzuführen. Desweiteren wären die Möglichkeiten einer gegenüber der Referenzentwicklung erweiterten Fern- und Nahwärmeversorgung zu analysieren, was allerdings einen Vergleich mit konkurrierenden Wärmeversorgungssystemen erfordert.

Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sollte dann auch noch die Frage sein, inwieweit die oben angesprochene Anlaufkostenproblematik Einfluß auf die Ausschöpfung der CO₂-Minderungspotentiale durch eine nukleare Fern- und Nahwärmeversorgung hat.

Literatur zu Kapitel 3:

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 1988:

Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987, Essen 1988

Brügel P., 1987:

Perspektiven der Energieversorgung, Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung, Materialienband IV: Nutzung fossiler Energieträger, Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg, Stuttgart, November 1987

Fritsche U., 1989:

Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD, Studie im Auftrag der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, ÖKÖ-Institut, Büro Darmstadt, Darmstadt, im August 1989

IZE (Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft), 1989:

Energiewirtschaft kurz und bündig, Ausgabe 1989, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswirtschaft e.V. Frankfurt 1989

Koelzer W., 1986:

Lexikon zur Kernenergie, Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, 1986

Kröhner P., u. a., 1989:

Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1987, in: Fernwärme International (FWI), Jg. 18 (1989), Heft 1, S. 82-94

PROGNOS, 1987:

Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung: Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen, Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, Basel, Köln, Oktober 1987

Schaefer H., 1987:

Perspektiven der Energieversorgung, Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung, Materialienband III: Rationelle Energieverwendung, Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg, Stuttgart, November 1987

Unichal, 1985:

Realisierte Systeme der nuklearen Wärmeerzeugung, Studienkomitee für nukleare Energie, General Reports, Unichal Congress '85, Jahrbuch Fernwärme

Unichal, 1987:

Der Wärmetransport aus großen Heizkraftwerken und seine Kosten, Studienkomitee für Wärmetransport und Verteilung, General Reports, Unichal Congress '87, Jahrbuch Fernwärme

VDEW, 1989:

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1987, Statistischer Jahresbericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, 39. Bericht,

Winkens H.P., u.a., 1976:

Die wirtschaftlichen und technischen Ausbaumöglichkeiten der Fernwärmeversorgung in der Bundesrepublik Deutschland - Bericht über die Ergebnisse der Gesamtstudie, in: Fernwärme International - FWI, Jg. 5 (1976), Heft 5, S. 134

Winkens H.P., 1980:

Möglichkeiten und Grenzen der Fernwärmeversorgung innerhalb eines integrierten Versorgungskonzepts als Alternative zum Heizöl, in: Fernwärme International- FWI, Jg. 9 (1980), Heft 4, S. 229

Winkens H. P., 1984:

Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung (Versorgungskonzept) für den Rhein-Neckar-Raum, Schlußbericht, Forschungsbericht BMFT-ET-5286-A im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Mannheim, Mai 1984

Zybell G., 1988:

Höhere Vergütungen für Strom-Einspeisung aus regenerativen Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 88 (1989), Heft 10, S. 573

Anhang zu Kapitel 3:

Tabelle A 3.1

Parameterliste für Kernheizwerke verschiedener Leistungsklassen

Kernheizwerksleistung	MW	10	100	400
Lebensdauer	Jahre	35	35	35
Bauzeit	Jahre	1	2	4
Investitionen ²	DM/kW _{th}	2456	1231	812
Invest. für Abbruch	DM/kW _{th}	100	100	100
Bewachung nach Stilllegung	DM/a	0,1 Mio	0,5 Mio	0,5 Mio
Wartung und Instandh.	% p.a.	1,5	1,5	1,5
Versicherung	% p.a.	1,0	2,0	2,0
Personal	Personen	2	20	40
Personalkosten	DM/Pers.*a	-----	85000	-----
Variable Kosten ³	DM/MWh _{th}	1,5	1,5	1,5
Brennstoffkreislaufkosten	DM/MWh	12	12	10

Tabelle A 3.2

Parameterliste für Heizkraftwerke zwischen 2 und 50 MW Wärmeleistung

Brennstoff		Steink.	Braunk.	Heizöl S	Heizöl L	Erdgas
Feuerungsart		Rostf.				
Feuerungsleistung	MW	15,4	18,7	15,3	15,3	17,9
Fernwärmeleistung	MW _{th}	10,0	12,5	11,0	11,0	13,9
Elektrische Leistung	MW _{el}	2,8	3,3	2,6	2,6	2,2
Lebensdauer	Jahre	35	35	35	35	35
Bauzeit	Jahre	1	1	1	1	1
Investitionen	DM/kW _{th}	1783	1811	1120	1020	924
Wartung und Instandh.	% p.a.	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	% p.a.	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4
Personal	Personen	3	3	3	3	3
Personalkosten	DM/Pers.*a	-----	-----	75000	-----	-----
Kosten für Abgasreinigung	DM/MWh _{th}	3,0	1,2	0	0	0
Kosten für Betriebsstrom	DM/MWh _{th}	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

² Hier sind die Investitionen mit Zinsen während der Bauzeit genannt.

³ Als variable Kosten werden hier die Kosten für Betriebsstrom, ohne Brennstoffkreislaufkosten bezeichnet.

Tabelle A 3.3

Parameterliste für Heizkraftwerke zwischen 50 und 200 MW Wärmeleistung

Brennstoff		Steinkohle	Heizöl S	Heizöl L	Erdgas
Feuerungsart		Wirbels.			
Feuerungsleistung	MW	117,0	114,9	114,9	111,8
Fernwärmeleistung	MW	82,8	82,8	82,8	82,8
Elektrische Leistung	MW	18,0	19,4	19,4	19,5
Lebensdauer	Jahre	35	35	35	35
Bauzeit	Jahre	2	2	2	2
Investitionen	DM/kW	1571	895	814	733
Wartung und Instandh.	‰ p.a.	2,5	2,0	2,0	2,0
Versicherung	‰ p.a.	0,4	0,4	0,5	0,4
Personal	Personen	17	5	5	5
Personalkosten	DM/Pers.*a			75000	
Kosten für Abgasreinigung	DM/MWh	3,0	0	0	0
Kosten für Betriebsstrom	DM/MWh _{el}	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabelle A 3.4

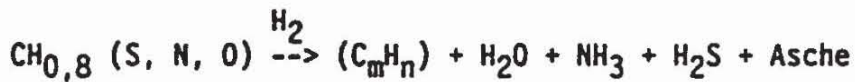
Parameterliste für Heizkraftwerk über 200 MW Wärmeleistung

Brennstoff		Steink.	Heizöl S
Feuerungsart		Staubf.	
Feuerungsleistung	MW	398,0	420,7
Fernwärmeleistung	MW _{el}	232,5	250,0
Elektrische Leistung	MW _{el}	107,8	116,0
Lebensdauer	Jahre	35	35
Bauzeit	Jahre	3	3
Investitionen	DM/kW _{el}	1643	753
Wartung und Instandh.	‰ p.a.	2,5	2,0
Versicherung	‰ p.a.	0,4	0,5
Personal	Personen	33	10
Personalkosten	DM/Pers.*a	----	75000
Kosten für Abgasreinigung	DM/MWh _{el}	3,0	0
Kosten für Betriebsstrom	DM/MWh _{el}	1,0	1,0

4. Veredlung fossiler Energie

Flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe sind auf Grund ihres hohen spezifischen Energieinhalts, ihrer bequemen Handhabbarkeit, ihrer leichten Transportierbarkeit und Speicherbarkeit weitverbreitete Energieträger. Kohle hingegen kann eigentlich nur auf die letzte dieser Eigenschaften verweisen. Es liegt also nahe, den Primärenergieträger Kohle, einen "Kohlenwasserstoff" mit einem H/C-Verhältnis von nur 0.8, mit Wasserstoff anzureichern, um ihm die vorhin aufgezählten Eigenschaften zu geben, d.h. ihn zu veredeln.

Die Kohle besteht von Natur her aus komplexen Kohlenwasserstoffverbindungen, die von heterogenen Bestandteilen, wie z.B. S, N, O durchsetzt sind. Durch die Anlagerung von Wasserstoff (Hydrierung) bei gleichzeitiger Molekülverkleinerung wird ein verbessertes H/C-Verhältnis erreicht, und die Heteroatome werden größtenteils als Wasserstoffverbindungen aus dem Gemisch entfernt. Rein formal kann die Kohlehydrierung folgendermaßen beschrieben werden:



Die entstehenden Kohlewertstoffe sind weitgehend frei von Schadstoffen und daher umweltfreundliche Energieträger.

Bei der Kohlevergasung läßt man Kohle bei Drücken unterhalb 100 bar und Temperaturen oberhalb 750°C mit Wasserdampf reagieren, wobei sich Synthesegas, das ist ein Gemisch aus CO und H₂, bildet sowie ein mit wachsendem Druck steigender Methananteil. Bei Drücken um 100 bar bildet sich fast ausschließlich Methan, also SNG nach der Gleichung



Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 70 %.

Die hydrierende Vergasung erfolgt nach der Reaktionsgleichung



Die Vorteile des zweiten Verfahrens sind offensichtlich, da für die

Erzeugung der selben Menge SNG nur die Hälfte der Kohlenmenge der Wasserdampfvergasung erforderlich ist.

Bei der Kohleverflüssigung läßt man Kohle bei Drücken von 150 bar und niedriger Temperatur, nämlich unterhalb 500°C, mit Wasserstoff reagieren. Die Palette der Endprodukte ist in relativ weiten Grenzen steuerbar.

4.1 Betrachtete Verfahren und ihre Produkte

Wie vorhin gezeigt ist die Wasserdampfvergasung von Kohle stark endotherm und erfordert Prozeßtemperaturen von über 750°C. Bei autothermen Verfahren werden 30-40% der Einsatzkohle zur Aufrechterhaltung dieser

Prozeßtemperaturen benötigt. Das heißt, ähnlich wie im Hochofenprozeß der Koks ist Kohle hier einerseits chemisches Reagens und andererseits Energieträger nach der Formel



Bei den vorzustellenden allothermen Verfahren wird eben diese Wärmemenge aus einem Hochtemperaturreaktor ausgekoppelt. In dieser Aufstellung wird nach der Art der Einsatzstoffe (Steinkohle, Braunkohle und Erdgas) und nach der Art der Endprodukte (Methanol, SNG, Stadtgas und H₂) unterschieden. Die abgebildeten Stoff- und Energieflüsse sind der Vergleichbarkeit und der Substituierbarkeit halber auf 1 GJ Outputeinheit normiert. Entsprechend dem übergeordneten Ziel der CO₂-Emissionsreduzierung liegt den Substitutionsüberlegungen folgender Gedanke zugrunde: Wieviel CO₂-Emission läßt sich beim Verbraucher verhindern, wenn man beispielsweise 1 GJ Kohle nicht verbrennt, sondern aus einer entsprechenden Menge Kohle und Kernenergie 1 GJ Substitut erzeugt, dieses verbrennt und somit 1 GJ Kohle mit 1 GJ Kohlewertstoff substituiert (Abb. 4.1 - 4.10). Daraus ist ersichtlich, daß das Substitut teurer als der entsprechende Ausgangsstoff sein muß, daß aber abhängig von der jeweiligen Verfahrensstrategie eine Möglichkeit der CO₂-Emissionsminderung durch CO₂-Deponie gegeben ist. Die aufgezeigten Mehrkosten können daher auch als Kosten für eine Zentralisierung des CO₂ angesehen werden, die für eine Abscheidung und Deponie des CO₂ unabdingbar ist. Die CO₂-Emissionen bzw. die Gutschrift einer eventuellen Koksverwendung werden nicht mitgezählt, da hier eine Substitution Koks gegen Koks (oder Koks gegen Steinkohle) unterstellt wird. Dies ist somit rechnerisch gleich einer Koksdeponierung. Beim Verfahren 'Methanol 2' aus Steinkohle

wird kein Prozeß-CO₂ emittiert sondern der Kohlenstoff wird in Produkt und Nebenprodukt eingebunden. Das heißt, daß sich die bereits relativ hohen Gestehungskosten bei CO₂-Deponierungsszenarien nicht mehr erhöhen.

4.2 Technisches CO₂-Minderungspotential

Da, wie bereits erwähnt, die Qualitätsanforderungen an die Veredelungsprodukte von diesen sowohl als Ausgangsstoffe für eine eventuelle Weiterverarbeitung als auch als Substitute für alle heute gebräuchlichen flüssigen und gasförmigen Endenergieträger erfüllt werden, ist das technische Potential dieser Produkte mit dem Endenergieverbrauch von flüssigen und gasförmigen Energie-trägern gleichzusetzen. Über das spezielle Substitutionspotential von Wasserstoff - ungeachtet der Herkunft - wird an anderer Stelle ausführlich berichtet.

4.3 Wirtschaftlichkeit der CO₂-Reduzierung

4.3.1 Vorgaben für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Eingangsdaten für die Kostenrechnungen sind dem 'Analyseraster' entnommen, die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt entsprechend Tab. 4.1, die technischen Eingangsdaten sind in Tab. 4.2 aufgeführt,

4.3.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich

Aus bereits oben dargelegten Gründen ist für keines der Veredelungsprodukte eine Wirtschaftlichkeit zu erkennen und entsprechend der prognostizierten Primärenergiepreise auch für die Zukunft (Jahr 2005) nicht zu berechnen. Das Substitutionspotential ist daher unter rein wirtschaftlichen Aspeketen mit Null zu beziffern.

4.3.3 Spezifische Mehrkosten

Die Mehrkosten pro Energieeinheit berechnen sich aus der Differenz zwischen den Gestehungskosten des Substituts und dem Preis des zu substituierenden Energieträgers. Die beiden folgenden Tabellen zeigen diese Kosten und die jeweiligen Mehrkosten, wobei in der ersten Tabelle die Kosten ohne CO₂-Deponierung, in der zweiten mit CO₂-Deponierung dargestellt werden.

Tabelle 4.1

Basisdaten für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Basisjahr und Geldwert	1987
Auslastung	7500 h/a
Realer Zinssatz	5 %
Abschreibungszeit	20 Jahre
Annuität	9.1 %/a
Steuersatz	2 %
Bauzeit HTR*)	6 Jahre
Bauzeit UA**)	4 Jahre
Wartung und Instandhaltung HTR	1.5 % der Invest./a
Wartung und Instandhaltung UA	4 % der Invest./a
Versicherung HTR	0.8 % der Invest./a
Versicherung UA	1.0 % der Invest./a
HTR-Abbruchkosten	12 % von Anlagekosten
Personalkosten	100.000 DM/MJ
Preis Betriebsstrom (Stromimport)	14.2 Pf/kWh
Gutschrift Stromexport	10 Pf /kWh
Preise für Energieträger	Wie im "Analyseraster"
*) HTR = Hochtemperaturreaktor	
**)UA = Umwandlungsanlage	

Bei der Berechnung mit CO₂-Deponie wird angenommen, daß die Kosten der CO₂-Entsorgung 150 DM/t CO₂ betragen. Diese Kosten enthalten Verdichtungs-, Leitungs- sowie Verschiffungskosten (s. A5.3). Sie sind allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet und sollen hier nur als Beispiel dienen.

Tabelle 4.2

Technische und ökonomische Eingangsdaten zur Berechnung der Gesteungskosten von Veredelungsprodukten

Verfahren	Wasserdampf-Steinkohlevergasung				hydrierende Braunkohleverg.				Erdgas-spaltung		
	Stadt-gas	SNG	H ₂	Met.1	Met.2	SNG	H ₂	Met.1		Met.2	H ₂
Variante											
Therm. Leistung HTR*)	1000	1000	1350	1400	2000	340	1020	1020	1600	1000	
Therm. Arbeit HTR*)	27.00	27.00	36.45	37.80	54.00	9.18	27.54	27.54	43.20	27.00	
Kohleeinsatz	33.46	33.46	33.46	33.46	33.46	32.18	32.89	33.37	33.37	-	
Erdgaseinsatz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.20	
Stromimport	0	0	0	0	0	5.13	1.56	5.05	0	0	
Produkt	34.72	30.46	38.45	33.43	42.01	21.65	26.57	24.19	27.22	52.30	
Koksproduktion	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	17.23	17.63	18.04	18.04	0	
Stromexport	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	0	0	0	0	0	
Anlagekosten Gesamt	2590	2655	3300	3430	5540	2000	3086	3200	3950	2250	
Anlagekosten HTR*)	1500	1500	1800	1840	3515	690	1500	1500	2100	1500	
Anlagekosten UA**)	1090	1155	1500	1590	2025	1310	1586	1700	1850	750	
Personal	550	550	700	700	1000	540	570	610	780	500	

*) HTR = Hochtemperaturreaktor, **) UA = Umwandlungsanlage
 Energie in Mio GJ/a, Leistung in MW_{th}, Kosten in Mio DM, Personal in MJ/a, 7500 Betriebsstunden/a
 /Kesel et al., 1987/, /Barnert et al., 1987/, /Barnert 1989/

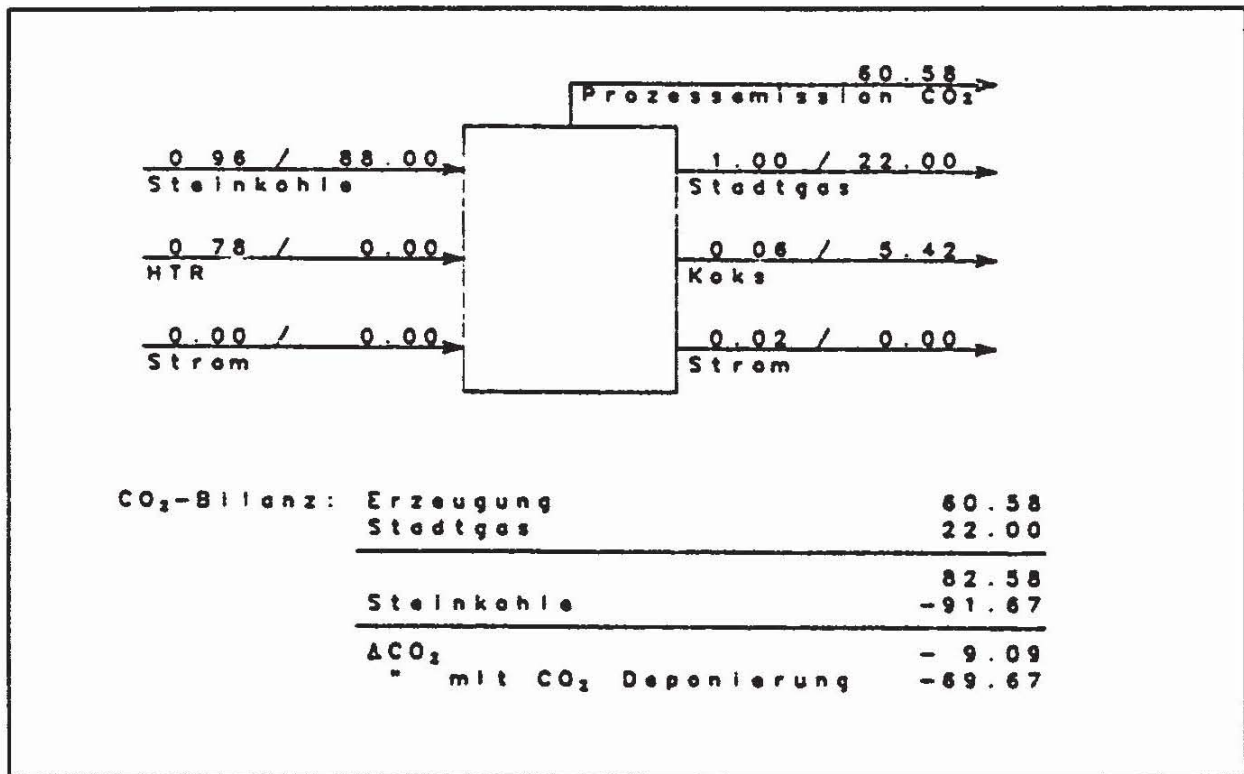


Abb. 1: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Stadtgas aus Steinkohle (GJ bzw. kg CO₂)

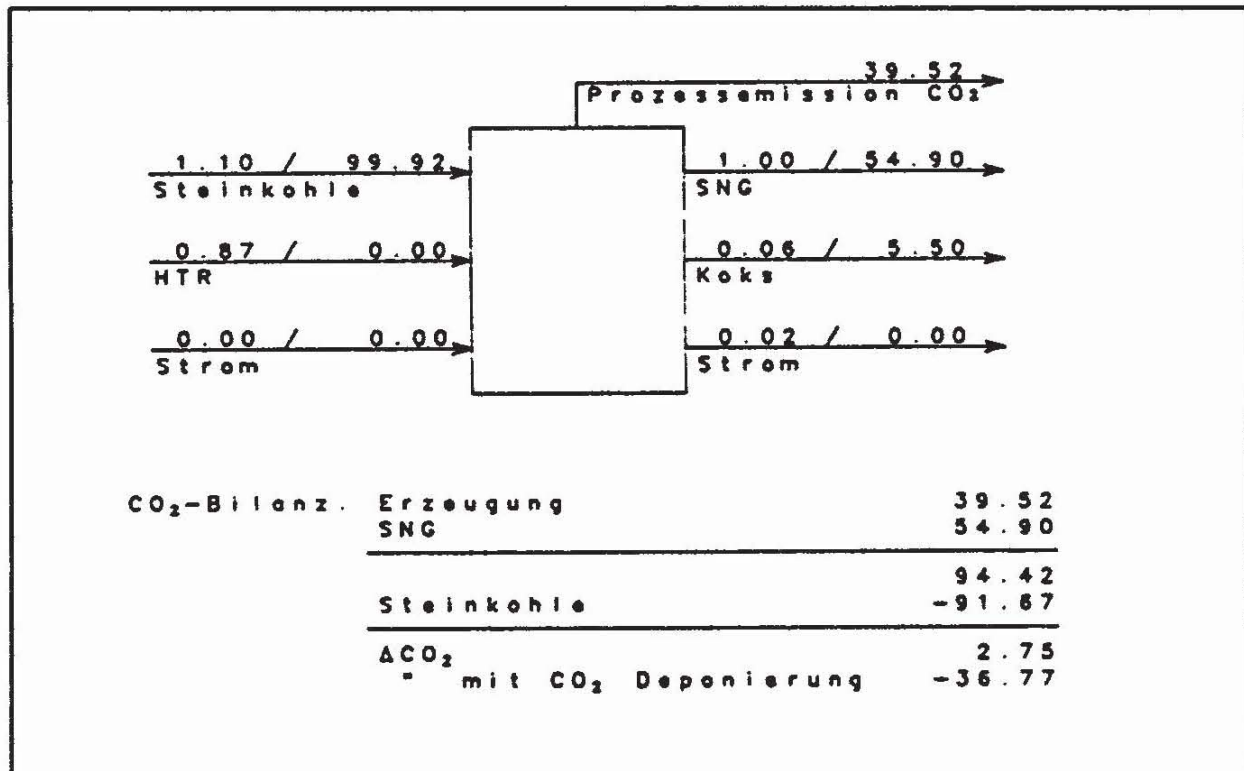


Abb. 2: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von SNG aus Steinkohle (GJ bzw. kg CO₂)

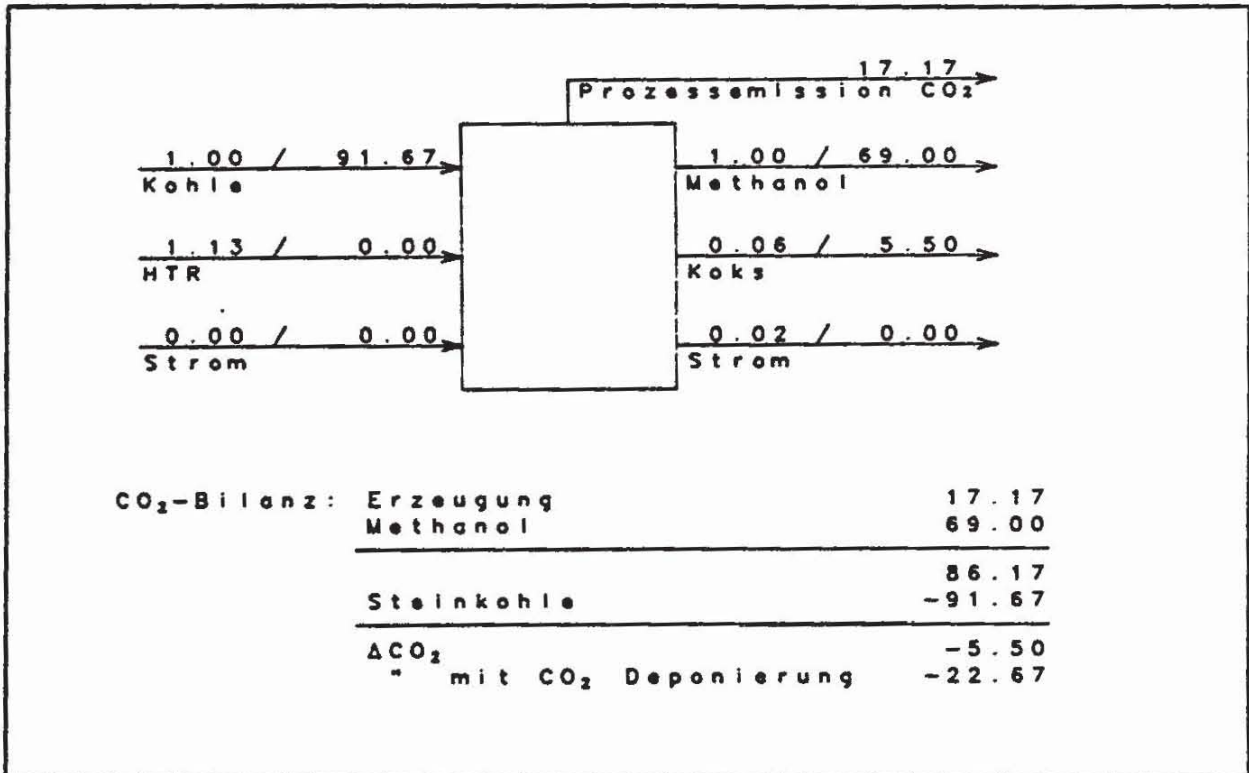


Abb. 3: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Methanol aus Steinkohle - Verfahren 1 (GJ bzw. kg CO₂)

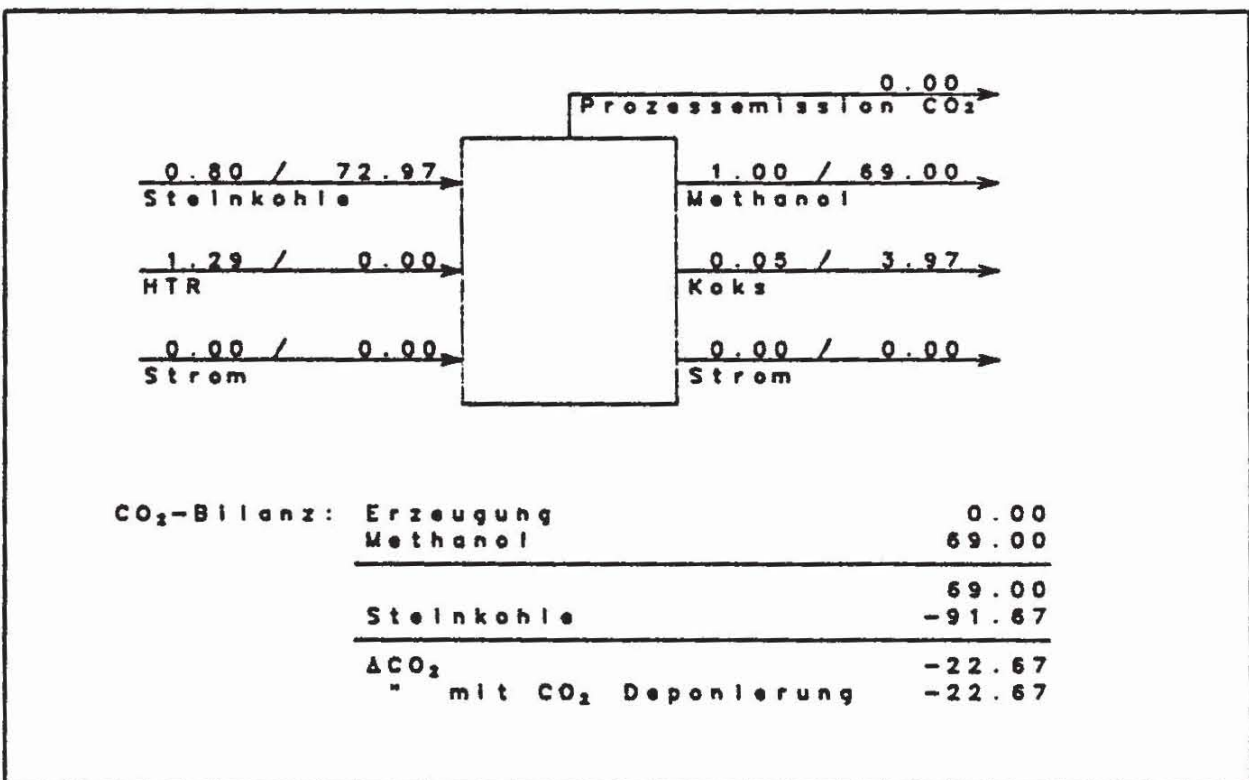


Abb. 4: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Methanol aus Steinkohle - Verfahren 2 (GJ bzw. kg CO₂)

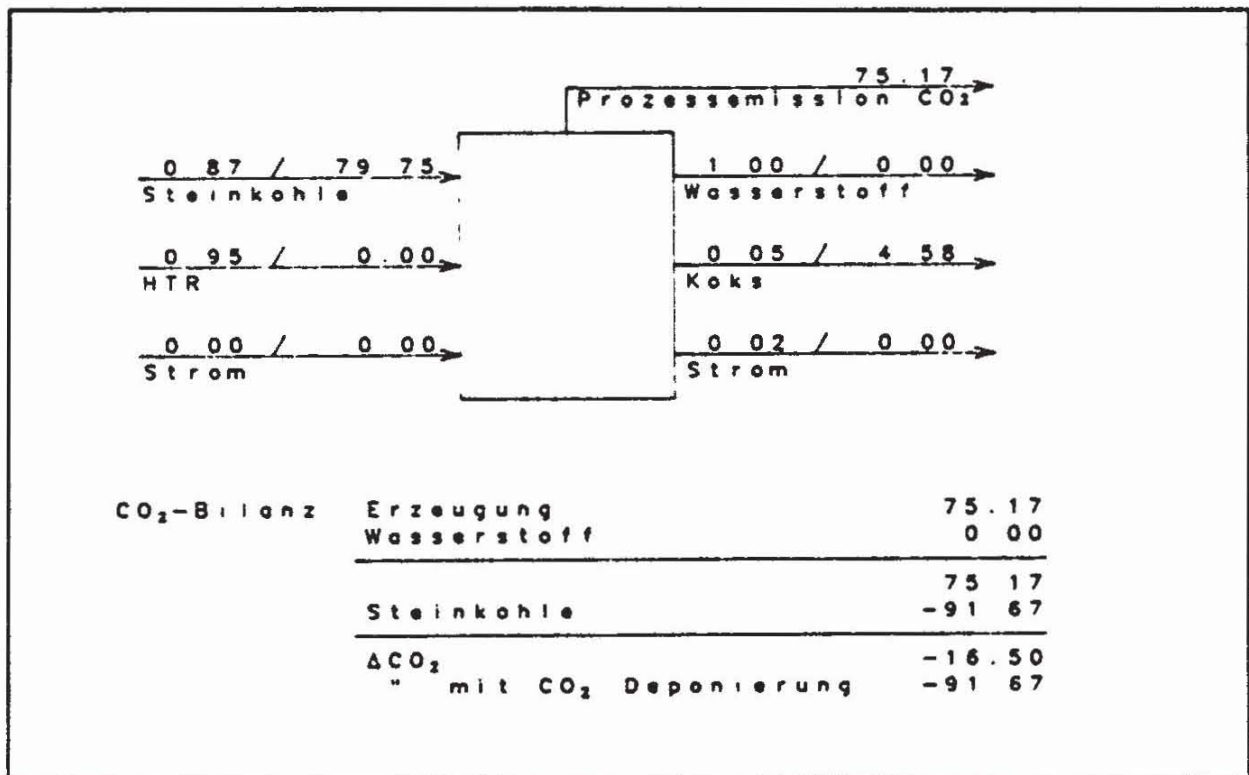


Abb. 5: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Wasserstoff aus Steinkohle (GJ bzw. kg CO₂)

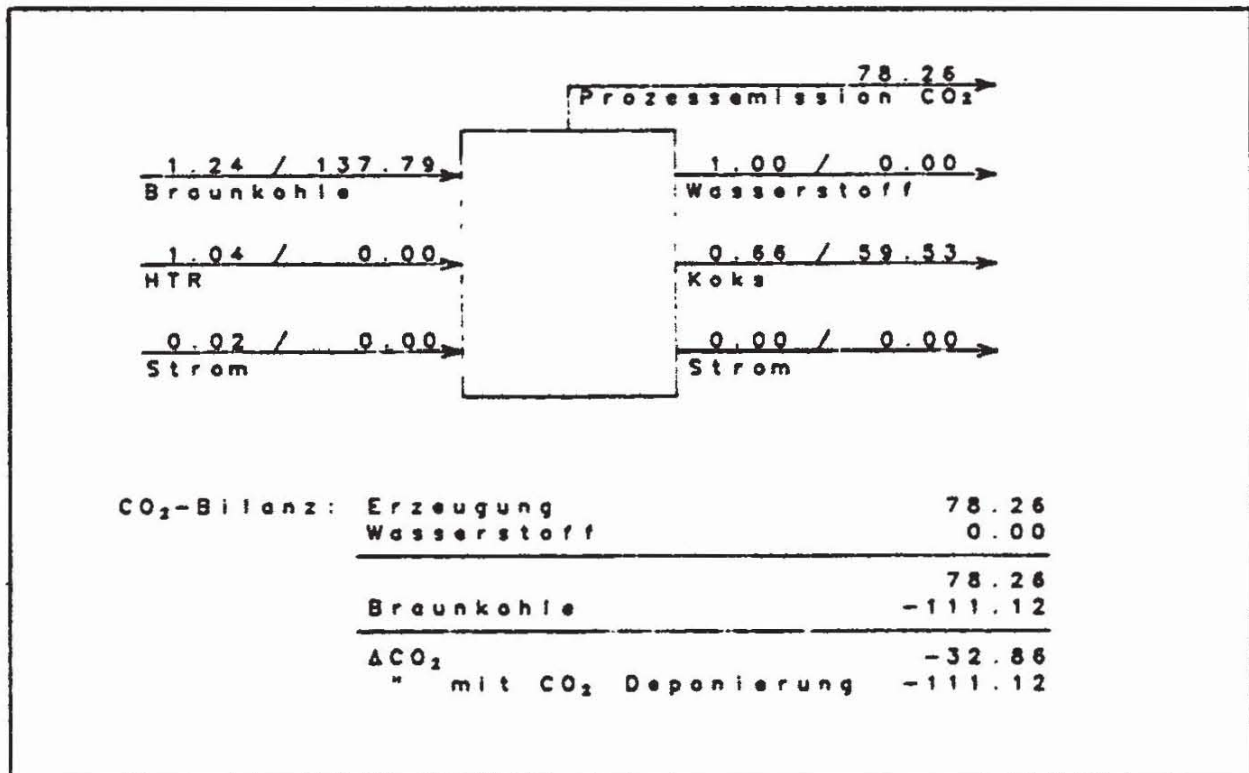


Abb. 6: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Wasserstoff aus Braunkohle (GJ bzw. kg CO₂)

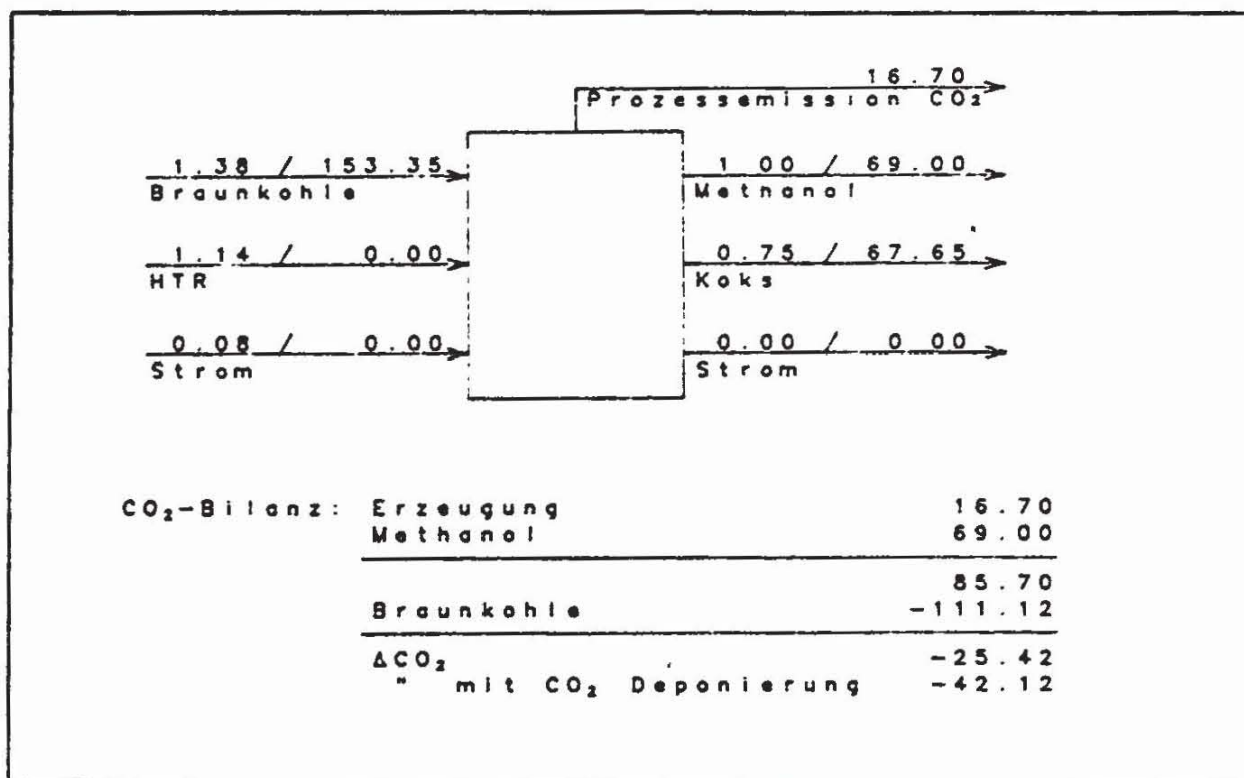


Abb. 7: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Methanol aus Braunkohle - Verfahren 1 (GJ bzw. kg CO₂)

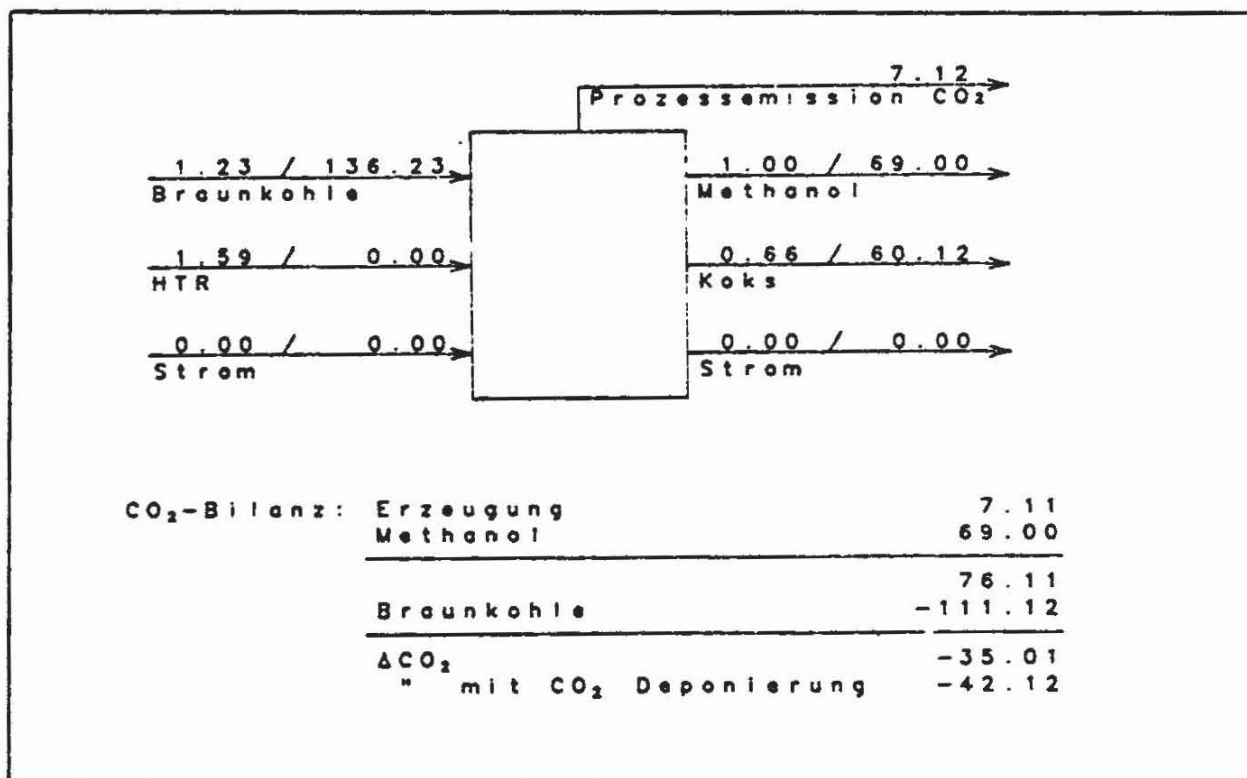


Abb. 8: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Methanol aus Braunkohle - Verfahren 2 (GJ bzw. kg CO₂)

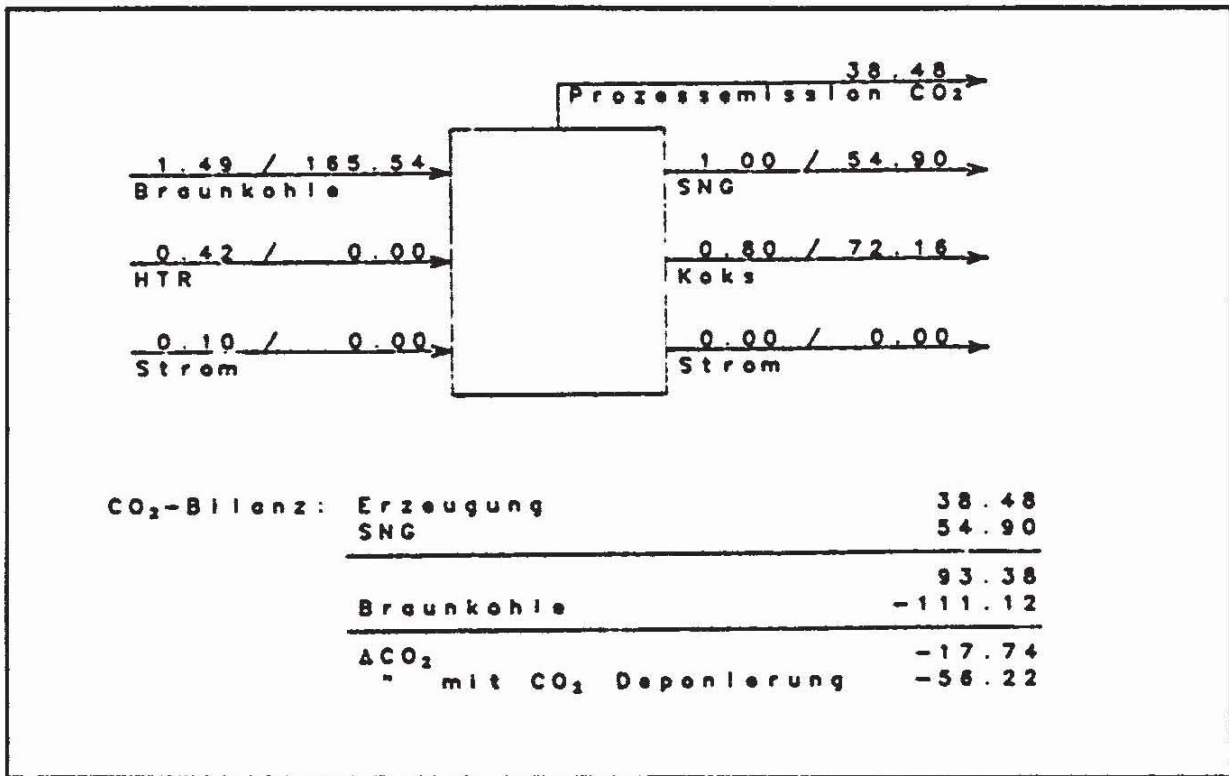


Abb. 9: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von SNG aus Braunkohle (GJ bzw. kg CO₂)

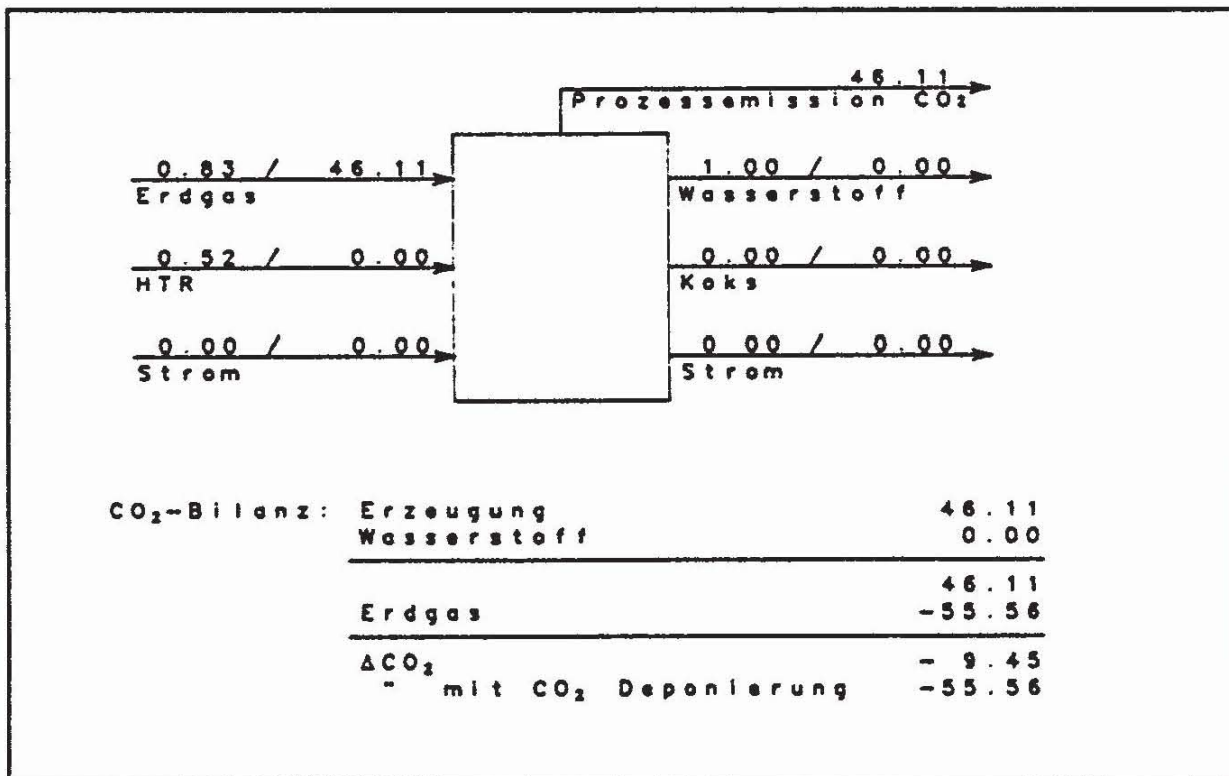


Abb. 10: Energie- und CO₂-Bilanz der Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas (GJ bzw. kg CO₂)

Tabelle 4.3:

Spezifische Mehrkosten ohne CO₂-Deponiekosten (DM/GJ)

Substitut:	Methanol		SNG	H ₂	Stadtgas
	Verf. 1	Verf. 2			
ersetzter Energieträger:					
Steinkohle	32.0	34.5	30.3	27.2	26.2
	- 9.8	- 9.8	- 9.8	- 9.8	- 9.8
	= 22.2	= 24.7	= 20.5	= 17.4	= 16.4
Braunkohle	37.5	35.6	30.3	30.9	26.2
	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6
	= 33.9	= 32.0	= 26.7	= 27.3	= 22.6
Erdgas				15.9	26.2
				- 7.1	- 7.1
				= 8.8	= 15.5

Tabelle 4.4:

Spezifische Mehrkosten mit CO₂-Deponiekosten (DM/GJ)

Substitut:	Methanol		SNG	H ₂	Stadtgas
	Verf. 1	Verf. 2			
ersetzter Energieträger:					
Steinkohle	34.6	34.5	36.2	38.5	35.3
	- 9.8	- 9.8	- 9.8	- 9.8	- 9.8
	= 24.8	= 24.7	= 26.4	= 28.7	= 25.5
Braunkohle	40.0	36.7	36.1	42.6	35.3
	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6
	= 36.4	= 33.1	= 32.5	= 39.0	= 31.7
Erdgas				22.8	35.3
				- 7.1	- 7.1
				= 15.7	= 28.2

4.3.4 Spezifische Emissionsminderung

Bei der Berechnung des Emissionsminderungspotentials wird ebenfalls die Differenz zwischen der spezifischen (hypothetischen) Emission des zu substituierenden Energieträgers und dem Veredlungsprodukt gebildet, wobei dem Veredlungsprodukt im Falle ohne Koksgutschrift d.h. Koksverwendung auch die Emissionen der Koksverbrennung angerechnet werden. Ohne Koksgutschrift wird entsprechend obiger Annahme der Koks deponiert d.h. die anrechenbaren Emissionen sind Null. In den beiden folgenden Tabellen sind die spezifischen Emissionsminderungen ohne und mit CO₂-Deponie aufgelistet. Negative Emissionsminderungszahlen bedeuten vermehrte Emission bei Substitution und sind daher unter dem übergeordneten Gesichtspunkt der CO₂-Minderung eine unbrauchbare Strategie, sind aber der Übersicht und der Vollständigkeit halber mit aufgeführt. Die Anteile der jeweiligen CO₂-Emission sind in den entsprechenden Blockdiagrammen ersichtlich. Dort ist auch zu erkennen, daß nur zwei der hier vorgestellten Verfahren, nämlich die Erzeugung von H₂ und Stadtgas aus Steinkohle auch ohne Abscheidung der CO₂-Prozeßemissionen die Gesamtemission von CO₂ zu reduzieren vermögen, die Herstellung von Methanol ohne CO₂-Deponie nach dem Verfahren 2 ist indifferent für die CO₂-Bilanz.

Tabelle 4.5:

Spezifische CO₂-Emissionsminderung ohne CO₂-Deponie (kg CO₂/GJ)

Substitut:	Methanol		SNG	H ₂	Stadtgas aus SK
	Verf. 1	Verf. 2			
ersetzter Energieträger:					
Steinkohle	5.50	22.67	- 2.75	16.50	9.09
Braunkohle	25.42	35.01	17.74	32.86	28.54
Erdgas				9.45	- 27.02

Tabelle 4.6:

Spezifische CO₂-Emissionsminderung mit CO₂-Deponie (kg CO₂/GJ)

Substitut:	Methanol		SNG	H ₂	Stadtgas aus SK
	Verf. 1	Verf. 2			
ersetzter Energieträger:					
Steinkohle	22.67	22.67	36.77	91.67	69.67
Braunkohle	42.12	42.12	56.22	111.12	89.12
Erdgas				55.56	33.56

4.3.5 Kosten der CO₂-Emissionsminderung

Die Berechnung der Emissionsminderungskosten erfolgt durch Division der Mehrkosten pro Energieeinheit durch die Emissionsminderung pro Energieeinheit. Auch hier wird in den folgenden beiden Tabellen zwischen Verfahren mit und ohne CO₂-Deponie unterschieden. Auch hier gilt, daß für diese Untersuchung nur Kosten (negativ oder positiv) relevant sind, die sich aus einem Bruch mit positiven Nenner (geringere CO₂-Emissionen) berechnen, der Übersicht und der Vollständigkeit halber aber die gesamte Substitutionsmatrix abgebildet ist.

Generell ist zu bemerken, daß die Kosten mit CO₂-Deponie bei den meisten Verfahren niedriger liegen und daher unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Entsorgung des CO₂ (eventuell in der Tiefsee) vorteilhaft erscheint. Insbesondere liegen die CO₂-Minderungskosten bei den Verfahren zur Wasserstoff- und Stadtgaserzeugung signifikant niedriger mit CO₂-Entsorgung als ohne CO₂-Entsorgung. Die unterstellten CO₂-Entsorgungskosten von 150 DM/t CO₂ stellen sicher nicht die untere Grenze dar, so daß die zur Zeit o.g. Aussage im qualitativen Sinne belastbar sein dürfte.

Eine CO₂-Emissionsreduzierung kann auch durch Substitution von Heizöl-Leicht durch SNG erreicht werden, wobei sich im Falle SNG aus Steinkohle die spezifischen Emissionsminderungskosten 0.75 und im Falle SNG aus Braunkohle 1.17 DM/kg CO₂ (mit CO₂-Deponie) betragen.

Tabelle 4.7:

Kosten der CO₂-Emissionsminderung ohne CO₂-Deponie (DM/kg CO₂)

Substitut:	Methanol		SNG	H ₂	Stadtgas aus SK
	Verf. 1	Verf. 2			
ersetzter Energieträger:					
	22.2	24.7	20.5	17.4	16.4
Steinkohle	./.. 5.5	./.. 22.7	./.. -2.8	./.. 16.5	./.. 9.1
	= 4.04	= 1.09	= -7.46	= 1.06	= 1.80
	33.9	32.0	26.7	27.3	22.6
Braunkohle	./.. 25.4	./.. 35.0	./.. 17.7	./.. 32.9	./.. 28.5
	= 1.33	= 0.91	= 1.51	= 0.83	= 0.79
				8.8	15.5
Erdgas				./.. 9.5	./.. -27.0
				= 0.93	= -0.57

Tabelle 4.8:

Kosten der CO₂-Emissionsminderung mit CO₂-Deponie (DM/kg CO₂)

Substitut:	Methanol		SNG	H ₂	Stadtgas
	Verf. 1	Verf. 2			
ersetzter Energieträger:					
	24.8	24.7	26.4	28.7	25.5
Steinkohle	./.. 22.7	./.. 22.7	./.. 36.8	./.. 91.7	./.. 69.7
	= 1.09	= 1.09	= 0.72	= 0.31	= 0.37
	40.0	36.7	36.1	42.6	35.3
Braunkohle	./.. 42.1	./.. 42.1	./.. 56.2	./.. 111.1	./.. 89.1
	= 0.95	= 0.87	= 0.64	= 0.38	= 0.40
				22.8	35.3
Erdgas				./.. 55.6	./.. 33.6
				= 0.41	= 1.05

Um diese Zahlen zu relativieren und um sie besser in ein Gesamtkonzept der CO₂-Minderung einordnen zu können, werden nach der selben Rechengrundlage die Emissionsminderungskosten, wie sie sich aus einer Substitution der Primärenergieträger untereinander ergeben, diesen gegenübergestellt.

Tabelle 4.9:

**Emissionsminderungskosten bei Substitution
von Primärenergieträgern (DM/kg CO₂)**

Substitut:	Braunkohle	Steinkohle	Rohöl	Erdgas
ersetzter Energieträger:				
Braunkohle	***	6.2 ./.-19.5 = 0.32	2.2 ./.-33.3 = 0.07	3.5 ./.-55.6 = 0.06
Steinkohle	-6.2 ./.-19.5 = 0.32	***	-4.0 ./.-13.9 = -0.29	-2.7 ./.-36.1 = -0.07
Rohöl	-2.2 ./.-33.3 = 0.07	4.0 ./.-13.9 = -0.29	***	1.3 ./.-22.3 = 0.06
Erdgas	-3.5 ./.-55.6 = 0.06	2.7 ./.-36.1 = -0.07	-1.3 ./.-22.3 = -0.05	***

Wie aus Tabelle 4.9 ersichtlich, sind die Kosten der Substitution von Steinkohle durch Erdgas sogar negativ (Erdgas ist derzeit billiger und hat eine geringere spezifische Emission als Kohle), die Kosten der Substitution von Braunkohle durch Erdöl oder Erdgas und die von Erdöl durch Erdgas liegen bei 60-70 DM pro Tonne vermiedene CO₂-Emission und damit um ca. 40 DM unter der wirtschaftlichsten Alternative der Veredlung fossiler Energieträger.

Diese Minderungskosten sind nur als Marginalkosten anzusehen, d.h. eine

Extrapolation auf große Mengen der CO₂-Emission (z.B. ca. 730 Millionen Tonnen CO₂ in der Bundesrepublik Deutschland 1987) ist methodisch nicht erlaubt, da diese Kosten technologiespezifisch berechnet werden, die vorgestellten Technologien aber immer nur innerhalb des entsprechenden Substitutionspotentials eingesetzt werden können.

4.4 Anmerkungen zum Erwartungspotential

Da derzeit in der Bundesrepublik keine konkreten Pläne zum Bau von HTR's bestehen und die Veredlungskosten derzeit und in absehbarer Zukunft unwirtschaftlich hoch sind, ist unter der Voraussetzung, daß keine gravierenden Änderungen der weltweiten Energieversorgungsstruktur eintreten, das Erwartungspotential gleich Null.

Literaturhinweise:

1. Kesel et al. (1987)

Kesel, W., Schiftgen, V., Strauß, W.
 Prototypanlage nukleare Prozeßwärme (PNP)
 Arbeiten zur Festlegung des Anlagenkonzeptes
 BMFT-Forschungsbericht, Juli 1987
 ISBN 3-926732-01-6

2. Barnert et al. (1987)

Barnert, H., Singh, J., Nießen, H.F., Neis, H.,
 Hohn, H.
 Potential-Studie zur Kohleveredlung durch Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV) mit Hochtemperaturreaktor-(HTR)-Wärme, Verbesserungspotential durch verfahrenstechnisch-reaktortechnische Entwürfe
 Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jül-2131,
 Mai 1987, ISSN 0366-0885

3. Barnert (1989)

Pers. Mitteilung Prof. H. Barnert
 Institut für Reaktorentwicklung der
 Kernforschungsanlage Jülich GmbH

5. Minderung der CO₂ Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur industriellen Prozeßdampf- und Prozeßwärmeversorgung

Die vorliegende Untersuchung zu den Nutzungs- und Anwendungsmöglichkeiten der Kernenergie in der Industrie geht von dem industriellen Energiebedarf und dessen zukünftiger Entwicklung aus. Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt ist die Struktur der wärmetechnischen Verwendung in den einzelnen Wirtschaftszweigen durch das Fehlen eines größeren Verbundnetzes gekennzeichnet, so daß nur standortspezifische bzw. anlagenbezogene Betrachtungen zu belastbaren Aussagen führen. Die Ermittlung der Einsatzbereiche der Kernenergie und die Abschätzung des daraus resultierenden CO₂-Minderungspotentials findet jeweils getrennt für die Prozeßdampf- und Prozeßwärmeversorgung statt.

5.1 Analyse des industriellen Energieverbrauchs

Der Industriebegriff folgt in der vorliegenden Darstellung der Abgrenzung nach der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen /Energiebilanzen/. Danach ist unter Industrie das Verarbeitende Gewerbe und der Übrige Bergbau zu verstehen. Der Wirtschaftszweig der Mineralölverarbeitung ist dem Bereich der Energieerzeugung und -umwandlung zugeordnet und fällt somit per Definition nicht unter den Industriebegriff. Dennoch wird die Mineralölverarbeitung bei dieser Untersuchung ebenfalls diskutiert und jeweils extra ausgewiesen.

Die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs zeigt für die Zeit von 1950 bis zum Referenzjahr 1987 einen recht unterschiedlichen Verlauf. Begleitet von starken Anteilsverschiebungen der fossilen Energieträger stieg der Verbrauch bis etwa Mitte der '70er Jahre auf 95,6 Mio t SKE an. Anschließend reduzierte sich der Energieeinsatz bis zum Jahre 1987 wieder auf rd. 75 Mio t SKE (Abb. 5.1). Hierbei ist weder der Energieeinsatz für den Nichtenergetischen Verbrauch sowie der Brennstoffverbrauch zur industriellen Eigenstromerzeugung berücksichtigt. Letzterer betrug im Jahre 1987 zusätzlich rd. 9 Mio t SKE. Der Energieverbrauch im Wirtschaftszweig der Mineralölverarbeitung bzw. der Raffinerien lag bei 7,1 Mio t SKE.

Aus Abb. 5.1 ist zu erkennen, daß beginnend in den '50er Jahren das in großen Mengen zur Verfügung stehende Heizöl die Steinkohle verdrängte. Hier waren der Preis und die bessere Handhabbarkeit der flüssigen Kohlenwasserstoffe entscheidende Gründe. Mitte der '60er Jahre drängte infolge der vielen anwendungstechnischen Vorteile auch Erdgas immer stärker in den industriellen Energiemarkt. Weitere strukturelle Veränderungen wurden durch die beiden

Ölpreiserhöhungen 1973 und 1979 ausgelöst. So reduzierte die Industrie nach der zweiten Teuerungswelle den Heizöleinsatz deutlich. Als Folge des Ölpreisverfalls im Jahre 1986 könnte diese Entwicklung zumindest vorübergehend unterbrochen werden. Gegenüber den starken strukturellen Verschiebungen bei den fossilen Brennstoffen verlief die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs in den vergangenen Jahrzehnten ausgesprochen kontinuierlich. Der Industriestrombedarf stieg bis zum Jahre 1987 auf 159 TWh an.

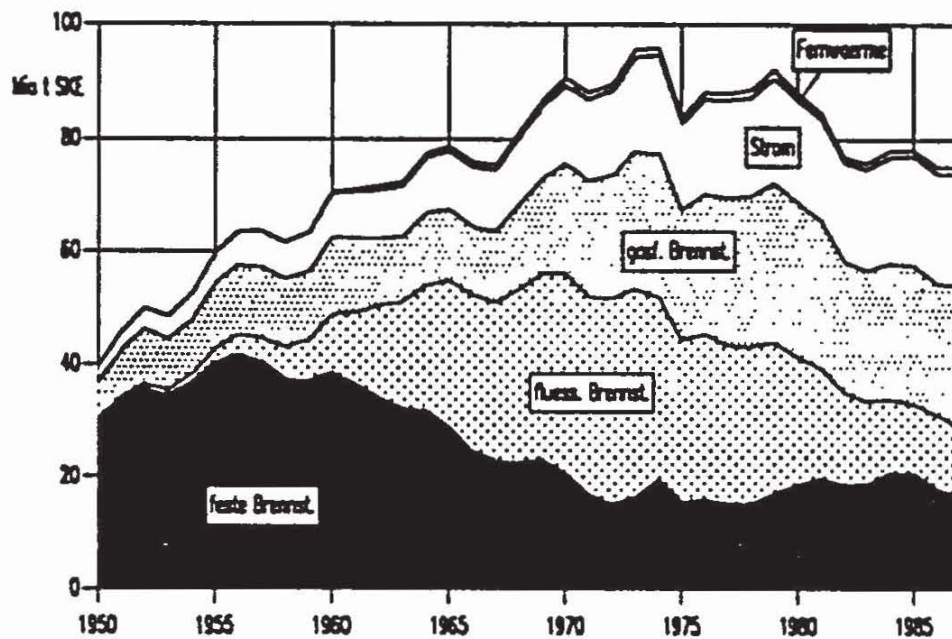


Abb. 5.1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur von 1950 - 1987 im Verarbeitenden Gewerbe und Übrigen Bergbau /nach Energiebilanzen/.

Die industriellen CO_2 -Emissionen lagen im Referenzjahr 1987 nach /Kolb, 1989/ bei rd. 220 Mio t CO_2/a , unter Berücksichtigung der Mineralölverarbeitung erhöht sich dieser Wert auf etwa 235 Mio t CO_2/a .

Für die Ermittlung eines möglichen CO_2 -Minderungspotentials durch den Kernenenergieeinsatz zur industriellen Prozeßdampf- bzw. Prozeßwärmeversorgung ist insbesondere die Struktur der wärmetechnischen Verwendung der Brennstoffe von Interesse. In Abweichung zu der Statistik der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, die den Brennstoffeinsatz zur industriellen Eigenstromerzeugung nicht beinhaltet, zeigt Abb. 5.2, daß der gesamte Brennstoffeinsatz zur Kraft-Wärme-Kopplung im Referenzjahr 1987 bei rd. 18 Mio t SKE lag. Der Einsatz in

Wärmeerzeugern - aufgeteilt nach verschiedenen Temperaturstufen - betrug rd. 42 Mio t SKE, so daß insgesamt rd. 60 Mio t SKE aus fossilen Energieträgern in den Wirtschaftszweigen der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) eingesetzt wurden.

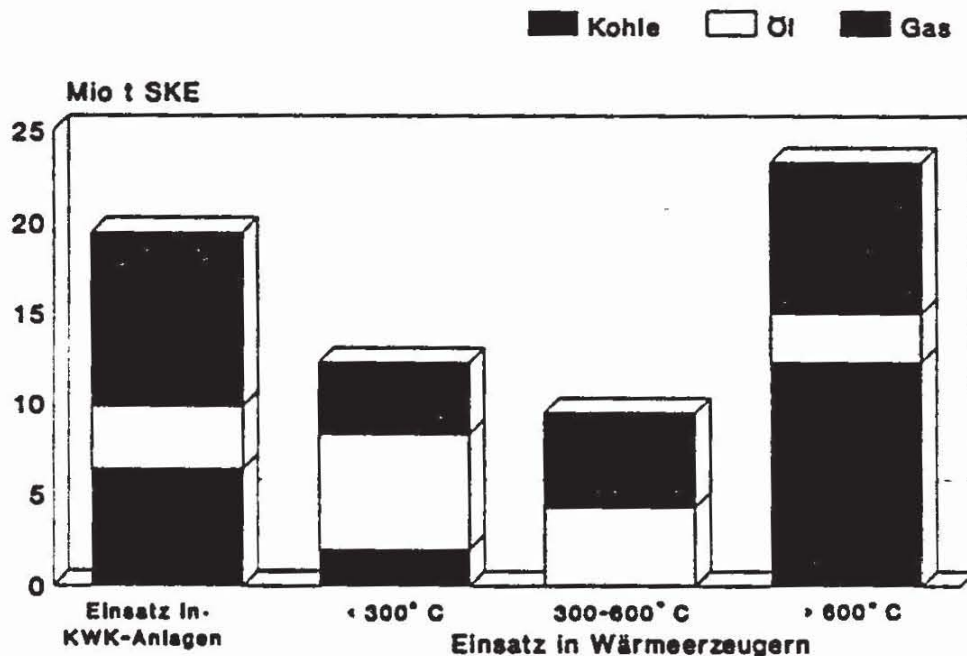


Abb. 5.2: Brennstoffeinsatz in Wärmeerzeugern sowie in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) im Jahre 1987 /nach Schäfer, 1989/

Auf Grund ihrer unterschiedlichen Prozeß- und Verfahrenstechniken weichen die einzelnen Branchen zum Teil erheblich von den industriellen Durchschnittswerten ab, so daß sich belastbare Aussagen für den Einsatz nuklearer Anlagen auf sektorale Analysen der einzelnen Wirtschaftszweige und Verfahrenstechniken abstützen müssen.

In der Industrie gibt es aus der Sicht des Temperaturniveaus zwei Verbrauchsschwerpunkte. Zum einen im Temperaturbereich von 100 bis etwa 400° C, der überwiegend dem Dampfbedarf zuzuordnen ist. Zum anderen liegt ein Schwerpunkt bei den Hochtemperaturprozessen (über 900° C) in der Eisenschaffenden Industrie und Steine und Erden Industrie.

5.2 Einsatzmöglichkeiten nuklearer Wärmeerzeugung

Die bisherige Entwicklung und Anwendung der Kernenergie ist insbesondere bei den Industrieländern durch den Übergang auf große Leistungseinheiten im 1000 MWe bis 1400 MWe-Bereich gekennzeichnet. Hierbei bestand insbesondere die Zielsetzung, über die Leistungserhöhung eine Degression der spezifischen Kosten zu erzielen. Zugleich wurde die Kernenergie bisher so gut wie ausschließlich zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Bei dem absoluten Energieverbrauch kommt aber sowohl dem Prozeßwärmebedarf in der Industrie als auch der Raumheizung im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher überragende Bedeutung zu.

Die technische Entwicklung der zukünftigen Reaktorkonzepte läßt mit Hinblick auf die Leistungsgröße folgende generelle Tendenzen erkennen. Zum einen werden die auf dem Markt eingeführten Reaktoren in der 1000 bis 1400 MWe-Klasse weiterentwickelt. Parallel hierzu werden zum anderen neue Konzepte vorgestellt, die in einem Leistungsbereich von etwa 200 MWe bis 600 MWe liegen. Die dritte Gruppe liegt in einem Leistungsbereich von etwa 80 MWe bis 200 MWe. Es besteht hier die Zielsetzung, durch modulares Zusammensetzen größere Leistungseinheiten zu erzielen, die hinsichtlich der technischen Auslegung von den konstruktiven Vorteilen einer kleineren Anlagenleistung profitieren sollen. Abgerundet wird dieses Bild von einer vierten Gruppe, den kleineren nuklearen Wärmeerzeugern im Leistungsbereich unter etwa 50 MWth. Sie sind hauptsächlich für die lokale Fernwärmebereitstellung konzipiert. In den einzelnen Leistungsbereichen finden sich neben den Leichtwasserreaktoren (Druckwasser- und Siedewasserreaktor) sowie den Schwerwasserreaktoren auch natriumgekühlte Reaktoren und heliumgekühlte Hochtemperaturreaktoren.

Die Nutzungsmöglichkeiten der einzelnen Reaktorkonzepte zur Prozeßdampf- und Prozeßwärmebereitstellung in der Industrie sind zum einen eng mit dem benötigten Temperaturniveau und dementsprechend mit der Kühlmittelaustrittstemperatur der nuklearen Anlagen verbunden. Diese Temperaturen liegen bei der LWR-Technik etwa bei 320° C, wohingegen die natriumgekühlten Reaktoren sowie die HTR-Technik höhere Austrittstemperaturen erreichen. Mit dem HTR lassen sich neben dem Nieder- und Mitteltemperaturbereich auf Grund der hohen Gasaustrittstemperatur von oberhalb 700° C auch Einsatzmöglichkeiten realisieren, die im Hochtemperaturbereich liegen. Zum anderen spielt bei einem begrenzten lokalen Wärmebedarf die Leistungsgröße auf Grund der notwendigen Reservebereitstellung eine wesentliche Rolle.

Nachfolgend werden die Einsatzmöglichkeiten der nuklearen Anlagen getrennt für die Prozeßdampf- und Prozeßwärmebereitstellung dargestellt. Dabei wird in den Fällen von der HTR-Linie ausgegangen, in denen eine reaktorlinienspezifische Differenzierung vorgenommen werden muß.

5.2.1 Prozeßdampf

Die Chemische Industrie, die Zellstoff-, Papier- und Papperzeugung sowie die Zuckerindustrie gehören zu den großen industriellen Prozeßdampfverbrauchern. Das benötigte Prozeßdampfniveau variiert zwischen den einzelnen Wirtschaftszweigen deutlich. So besteht z.B. in der Papierindustrie ein hoher Bedarf an Niedertemperatur-Prozeßdampf und Prozeßwärme im Bereich von 50 bis 170° C. Die chemischen Standorte betreiben in der Regel zwei bis drei Dampfnetze mit unterschiedlichem Prozeßdampfniveau. Gängige Größenordnungen sind hier beispielsweise 32 bar/360° C sowie 16 bar/270° C und 3 bar/160° C, wobei die Reduzierung auf das nächste Dampf- bzw. Temperaturniveau in der Regel mit einer Eigenstromerzeugung in Dampfturbinen verbunden ist.

Für die industrielle Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen kommen prinzipiell alle angesprochenen Reaktorkonzepte in Frage, auch wenn in der Chemischen Industrie vereinzelt ein höheres Temperaturniveau von etwa 360° C benötigt wird, das nicht unmittelbar durch die LWR-Linie abgedeckt werden kann. In diesem Fall besteht die Möglichkeit, durch konventionelle Zusatzfeuerung einen geringen Teil des Dampfes auf das benötigte Temperaturniveau anzuheben.

Die aufgeführten Reaktorkonzepte unterscheiden sich deutlich in der Leistungsgröße. Dies hat unmittelbaren Einfluß auf die Anzahl der Standorte, die sich mit steigender nuklearer Anlagenleistung auf Grund mengenmäßiger Restriktion bei begrenzter Transportmöglichkeit des Dampfes schnell verringern. Eine Markterkundung für die Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie zur industriellen Prozeßdampfversorgung wird somit von dem gewählten Anlagenkonzept wesentlich beeinflusst.

In der anschließenden Ermittlung eines technischen Potentials zum Kernenergieeinsatz wird von einer Mindestleistung von 400 MWth ausgegangen. Als Referenzanlage wird das HTR-Modulkonzept gewählt, wobei die unterstellte Mindestleistung durch 2 x 200 MWth realisiert wird. Die Aufteilung der Anlagenleistung auf zwei Module hat insbesondere hinsichtlich der Reservebereitstellung und Verfügbarkeit deutliche Vorteile. Die Prozeßdampfabgabe der nuklearen Anlage (dargestellt in t/h) stellt die mit dem Marktbedarf korrespondierende Kenngröße dar, Elektrizität wird als

kostengünstiges 'Nebenprodukt' gewonnen. Für die Referenzanlage wird nach /Jobsky/ eine Bandbreite zwischen 100 und 200 t/h Prozeßdampf je 200 MWth-Anlage zu grunde gelegt, so daß die Mindestschwelle für den Kernenergieeinsatz bei einer Doppelblockanlage bei 200 t/h je Standort liegt. Ein Prozeßdampfbedarf über 400 t/h wird durch modularen Zubau weiterer Anlagen realisiert.

5.2.2 Prozeßwärme

Unter dem Begriff der Prozeßwärme sind nachfolgend alle weiteren Anwendungsmöglichkeiten der Kernenergie in der Industrie subsummiert, die nicht die industrielle Prozeßdampfversorgung bzw. die 'Enhanced Oil Recovery' beinhalten.

Zur Untersuchung des möglichen CO₂-Minderungspotentials bei der Prozeßwärmebereitstellung bietet es sich an, die Ergebnisse einer Untersuchung der Firma Lurgi /Lurgi, 1988/ zu verwenden. Bei dieser Studie bestand die Zielsetzung, Einsatzmöglichkeiten für den HTR-Modul zu analysieren sowie mögliche Prioritäten der Markteinführung und noch erforderliche Entwicklungsaufgaben herauszuarbeiten. Die untersuchten Einsatzgebiete sind in Tabelle 5.1 zusammengefaßt dargestellt.

Tabelle 5.1:

Ausgewählte Einsatzgebiete zur Kopplung mit dem HTR für die Prozeßwärmebereitstellung, in Anlehnung an /Lurgi, 1988/

Gruppe I	Gruppe II	Gruppe III
<ul style="list-style-type: none"> - Schwerölförderung - Raffinerie - Rohölextraktion aus Ölsand - Rohölextraktion aus Ölschiefer - Meerwasserentsalzung - Aluminiumoxyd-Herstellung 	<ul style="list-style-type: none"> - Methanol - Ammoniak - Olefine (Petrochemie) 	<ul style="list-style-type: none"> - Zement - Eisenerz-Sintern - Eisenerz-Pelletieren - Kohlevergasung

Bei der Gruppe I handelt es sich um Verfahren, für die nur noch wenig Entwicklungsarbeit erforderlich ist. Die ersten vier Verfahren dienen der Mineralölgewinnung und -verarbeitung. Für die Mineralölverarbeitung in den

Raffinerien werden unter Vernachlässigung der notwendigen Wasserstoffherzeugung Temperaturen um bzw. unter 600° C benötigt. Die Rohölextraktion aus Ölsand- bzw. aus Ölschiefer sowie die Meerwasserentsalzung finden in der Bundesrepublik Deutschland keine geeigneten Einsatzfelder. Bei der Herstellung von Aluminiumoxid liegen die oberen Prozeßtemperaturen bei 950 bis 1000° C. Der weit überwiegende Teil der Prozeßwärme wird jedoch im Temperaturbereich unterhalb 800° C benötigt, so daß ein HTR-Einsatz technisch möglich ist.

In der Gruppe II sind Einsatzgebiete für die Einkopplung von Prozeßwärme für die Methanol- und Ammoniakherzeugung aufgeführt. Für diese Verfahren sind der notwendige Reformer sowie der Dampferzeuger entwickelt. Dagegen ist für das Cracken von Naphta in einem nuklear beheizten Röhrenspaltofen noch erhebliche Entwicklungsarbeit erforderlich, da dies bei Temperaturen um 900° C unter sehr strikter Einhaltung von definierten Wärmeübertragungsraten und -zeiten stattfinden muß. Für alle drei Verfahren erscheint die Abschätzung eines technischen CO₂-Reduktionspotentials relevant.

In der Gruppe III sind Verfahren zusammengestellt, deren höchste Prozeßtemperaturen zum Teil über 1000° C liegen. Bei diesen Verfahren sind noch erhebliche Entwicklungsarbeiten zu leisten, für die das jeweilige industrielle Umfeld aus unterschiedlichen Gründen zur Zeit wenig Anreiz bietet. Die nukleare Kohlevergasung wird in Kapitel 2 betrachtet und soll deshalb hier nicht näher diskutiert werden.

Die Abschätzung eines technischen CO₂-Minderungspotentials durch nukleare Anlagen wird somit auf folgende Einsatzgebiete beschränkt:

- Raffinerie
- Produktion von Aluminiumoxid
- Produktion von Methanol
- Produktion von Ammoniak
- Produktion von Olefinen (Petrochemie)

Der HTR bietet auf Grund seiner hohen Kühlgasaustrittstemperatur zur Zeit das einzige nukleare Konzept, das mit diesen Prozessen gekoppelt werden kann. In der nachstehenden Tabelle 5.2 sind die entsprechenden Anlagenauslegungen und die korrespondierenden Größenordnungen des Rohstoffeinsatzes bzw. der Produkterzeugung dargestellt. Auf eine Beschreibung der Verfahrensprozesse wird an dieser Stelle verzichtet, die entsprechenden Ausführungen sind in /Lurgi, 1988/ detailliert dargestellt.

Aus Gründen der Reservevorhaltung wird auch bei dieser Abschätzung eine Doppelblockanlage vorgesehen. Im Gegensatz zur Prozeßdampfbereitstellung ist die

Anlagenleistung auf 2 x 170 MW_{th} abgesenkt. Eine Ausnahme bildet der HTR-Einsatz in den Raffinerien, da dort nur eine Heliumaustrittstemperatur von rd. 700° C zur Beheizung der Wärmetauscher notwendig ist.

Tabelle 5.2:

Kenngrößen zum HTR-Einsatz für ausgewählte Einsatzgebiete zur Prozeßwärmenutzung, in Anlehnung an /Lurgi, 1988/

Einsatzgebiete	HTR-Anlagengröße	Produktverarbeitung, -erzeugung	substituierbarer Brennstoff	gesamte Produktverarbeitung, -erzeugung (1987)
Raffinerie	2 x 200 MW _{th}	6 - 7 Mio t/a ¹	Öl/Gas (Rückstände)	80,45 Mio t OE ¹
Aluminiumoxyd	2 x 170 MW _{th}	> 1 Mio t/a	Heizöl	1,32 Mio t ⁶
Methanol	2 x 170 MW _{th}	ca. 0,5 Mio t/a ²	Erdgas	0,46 Mio t
Ammoniak	2 x 170 MW _{th}	ca. 0,6 Mio t/a ³	Erdgas	1,85 Mio t
Ethylen (Olefine)	2 x 170 MW _{th}	ca. 0,3 Mio t/a ⁴	Erdgas	2,78 Mio t

¹ Rohöl-Destillationskapazität in Öleinheiten (OE)

² Auslegung für Einzelanlage 815 t/d

³ Auslegung für Einzelanlage ca. 1000 t/d

⁴ Auslegung für Einzelanlage 460 t/d

⁵ Aluminiumhydroxid (Tonerdehydrat) ber. auf Al₂O₃

5.3 Technisches CO₂-Minderungspotential

5.3.1 Prozeßdampf

Wie bereits angesprochen läßt die globale Betrachtung der Energieverbrauchsstruktur auf Branchenebene keine belastbaren Aussagen hinsichtlich eines potentiellen Einsatzes von nuklearen Anlagen erwarten. In den Statistiken zur Industrie /Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt/ finden sich nur kumulierte, den Gesamtsektor betreffende Angaben, so daß zur Abschätzung der Einsatzmöglichkeiten nuklearer Anlagen für die kombinierte Prozeßdampf- und Strombereitstellung eine Datenbasis zugrunde gelegt wird, die identifizierte, standortbezogene Dampfkessel sowie Dampf- und Gasturbinenanlagen beinhaltet. In Tabelle 5.3 sind ausgewählte Branchen zusammengefaßt dargestellt. Insbesondere die dem nuklearen Einsatz zugänglichen Standorte sind auf Grund der Anforderung an einen Mindestenergiebedarf hinreichend genau erfaßt, so daß für die Markterkundung eine repräsentative Grundlage unterstellt werden kann. Andere als

in Tabelle 5.3 aufgeführte Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes und Übrigen Bergbaus spielen für den Einsatz von nuklearen Anlagen keine wesentliche Rolle, da die benötigte Prozeßdampfmenge zu gering ist.

Tabelle 5.3:

Dampfkessel in ausgewählten Wirtschaftszweigen der Industrie
(inkl. Mineralölverarbeitung) im Jahre 1987

Wirtschaftsgruppe	Sypro Nr.	Anzahl der Dampfkessel (1987)	kumulierte Dampfkessel- bruttoleistung (1987)	ermittelte Standorte (1987)
Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie	[55]	278	9.319 t/h	131
Chemische Industrie	[40]	438	29.095 t/h	105
Eisenschaffende Industrie	[27]	157	8.938 t/h	36
NE-Metallerzeugung	[28]	55	2.668 t/h	25
Gummiverarbeitung	[59]	78	2.038 t/h	28
Straßenfahrzeugbau	[33]	117	6.936 t/h	21
Zuckerindustrie	[6821]	137	5.298 t/h	43
Brauereien	[6871]	166	2.032 t/h	78
Kali- und Steinsalzbergbau	[2150]	24	1.431 t/h	8
Mineralölverarbeitung (Raffinerien, Petrochemie)	[22]	120	7.552 t/h	30
Insgesamt		1570	75.307 t/h	505

In Abb. 5.3 ist die Leistungs- und Feuerungsstruktur der Dampfkessel für die in Tabelle 5.3 aufgeführten Wirtschaftszweige dargestellt. Die Angaben gehen auf eine branchenspezifische Untersuchung der KFA Jülich GmbH zurück /Jobsky/. Es sind insgesamt 1.570 Kessel mit einer Brutto-Gesamtleistung von über 75.000 t/h erfaßt. Etwa 30 % der im Jahre 1987 installierten Leistung liegt bei Kesseln unter 50 t/h. Die größten einzelnen Dampfkesselleistungen liegen bei bis zu 500 t/h. Teilweise werden diese großen Kessel in eigenständigen Kraftwerken zur reinen Kondensationsstromerzeugung ähnlich der öffentlichen Stromversorgung betrieben. Eine Betrachtung der Feuerungsstruktur läßt die große Bedeutung der

flüssigen und gasförmigen Energieträger erkennen.

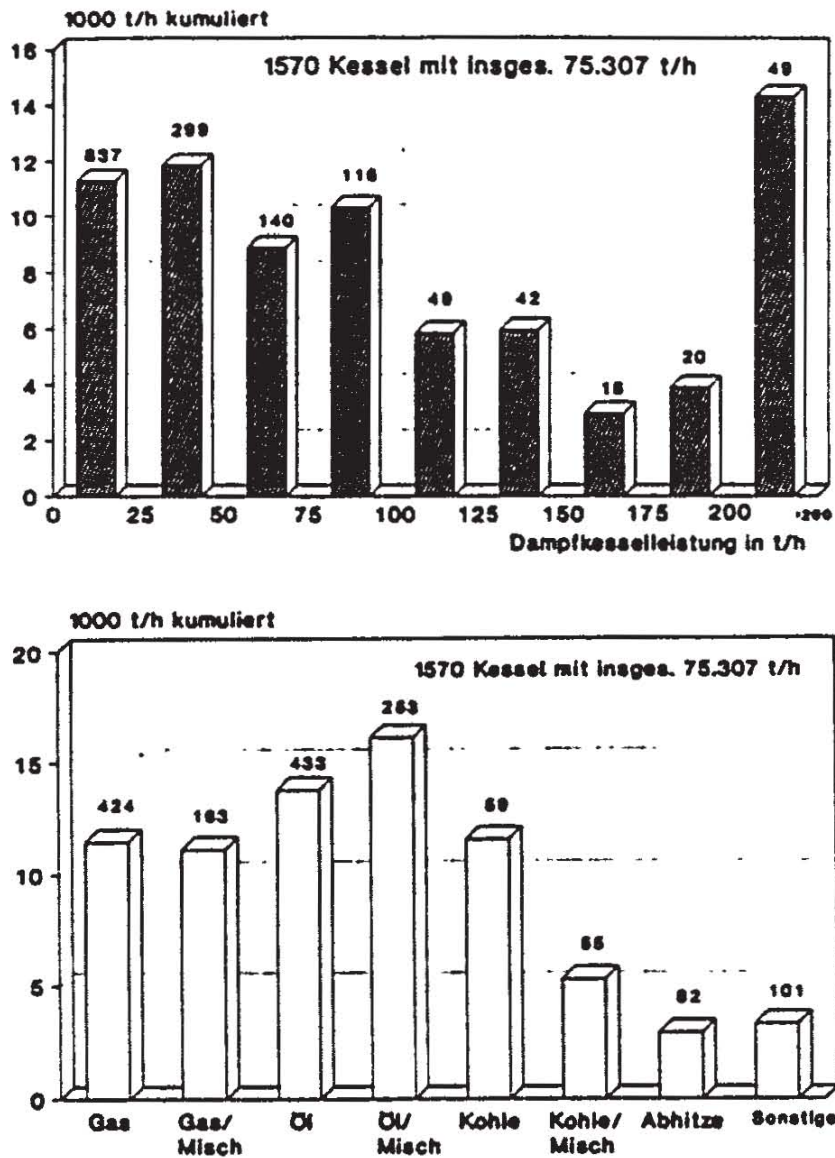


Abb. 5.3: Leistungs- und Feuerungsstruktur der Dampfkessel in ausgewählten Wirtschaftszweigen der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) im Jahre 1987

Die branchenspezifischen Einzelinformationen der globalen Darstellung können nach Standorten zusammengefaßt werden. Man erhält somit einen Überblick auf die im Referenzjahr 1987 je Standort installierte Dampfkesselbruttoleistung. Diese Leistung weicht deutlich von dem Dampfbedarf für Produktionszwecke (Prozeßdampfbedarf) der einzelnen Werke ab. Es ist somit notwendig, den

Dampfeinsatz zur regenerativen Speisewasservorwärmung, zur Kondensationsstromerzeugung sowie die Reservebereitstellung über zusätzliche theoretische Überlegungen zu berechnen, um den Prozeßdampfbedarf der einzelnen Standorte zu erhalten. In Abb. 5.4 sind die für das Referenzjahr 1987 ermittelten Verhältnisse nach Größenklassen geordnet dargestellt. Die Rechnungen ergeben insgesamt 505 Standorte, von denen über 80 % unter einem Prozeßdampfbedarf von 100 t/h liegen. Oberhalb dieser Schwelle finden sich bei den ausgewählten Wirtschaftszweigen 86 Standorte.

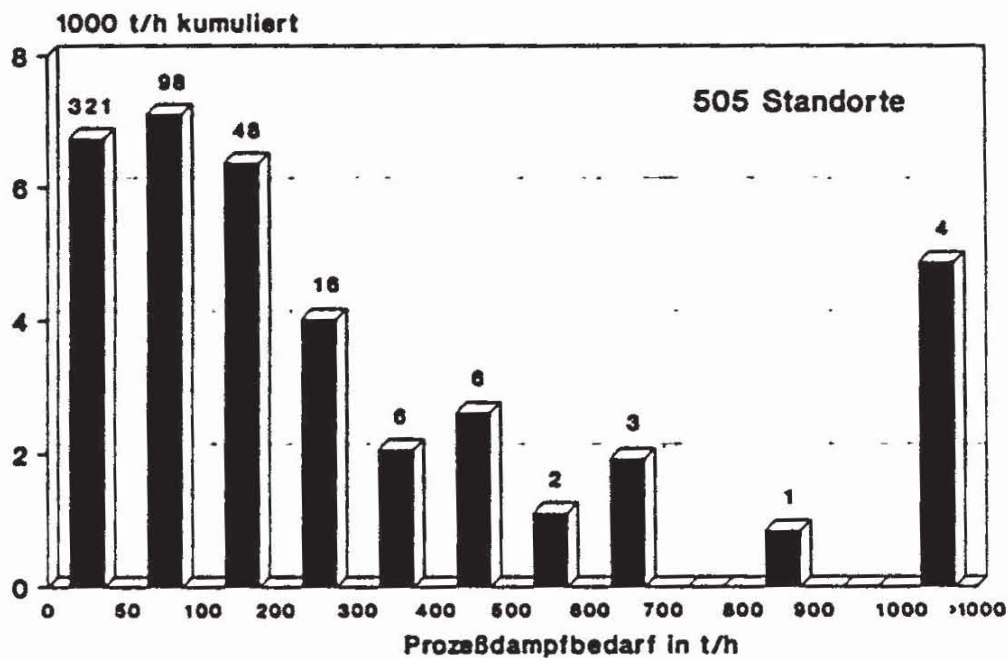


Abb. 5.4: Prozeßdampfbedarf in ausgewählten Wirtschaftszweigen der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) im Jahre 1987

Nach der Ermittlung einer 'endlichen Reihe' von Standorten mit einem genügend hohen Dampfbedarf für den Einsatz von nuklearen Anlagen ist es notwendig, die zukünftige Entwicklung des für das Jahr 1987 ermittelten Prozeßdampfbedarfs abzuschätzen. Der Zeithorizont dieser Abschätzung wird nach /Jobsky/ bis zur Jahrhundertwende gelegt. Für die vorliegende Studie wird unterstellt, daß die abgeschätzten Entwicklungstendenzen in dem Zeitraum nach der Jahrhundertwende (2000 - 2005) keine signifikanten Änderungen aufweisen.

Da der zu prognostizierende Prozeßdampfbedarf keiner statistischen Erfassung unterliegt, ist eine Vorgehensweise notwendig, die methodisch in einzelnen Wirtschaftszweigen differiert. Neben branchenspezifischen Einzelinformationen

wird auf mit der Dampferzeugung zu korrelierende Größen zurückgegriffen. Hier bieten sich für manche Wirtschaftszweige der Brennstoffeinsatz und die mengenmäßige Produktion an. Die Betrachtung von Produkten bzw. Produktionsmengen wird gegenüber monetären Bewertungsgrößen, wie z.B. der Bruttowertschöpfung, bevorzugt gewählt, weil der wertmäßige Produktionsanstieg in vielen Fällen keinen korrespondierenden Anstieg der mengenmäßigen Produktion zum Hintergrund hat. Insbesondere durch die in hochindustrialisierten Ländern erkennbare Tendenz zur Veredelungswirtschaft, die ein verstärktes qualitatives statt quantitatives Wachstum beinhaltet, zeigt sich, daß mit einem wertbezogenen Zuwachs nicht notwendiger Weise ein proportionaler Mengen- und damit Energieverbrauchszuwachs einhergehen muß.

Für die in Tabelle 5.3 aufgeführten Wirtschaftszweige wird jeweils eine branchenspezifische Einzelanalyse der zukünftigen Entwicklungstendenzen des Prozeßdampfbedarfs durchgeführt (vgl. /Jobsky/). Die Ergebnisse werden hier nur kurz dargestellt. Mit Ausnahme der Papierindustrie, für die noch eine leichte Steigerung des Prozeßdampfbedarfs gesehen wird, ist bei allen anderen Branchen eine stagnierende bzw. leicht rückläufige Entwicklung zu erwarten. Die Eisenschaffende Industrie bietet für die Verwendung von nuklearen Anlagen zur Prozeßdampfversorgung kein günstiges Einsatzgebiet, da die großen integrierten Hüttenwerke durch die Nutzung von im Werk erzeugten Koppelenergien (Gichtgas, Kokereigas, Konvertergas) sowie teilweise durch Abhitzeverwertung ihren Energiebedarf decken.

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs führt für den Zeitraum von 2000 - 2005 zu einem technischen Potential, das für die einzelnen Standorte den maximalen Dampfbedarf für Produktionszwecke darstellt. Weitere Randbedingungen, wie z.B. Restproduktnutzung zur Kesselfeuerung, reduzierter Dampfbedarf in den Sommermonaten etc. bleiben zunächst unberücksichtigt.

In Abb. 5.5 sind die Ergebnisse für die großen Standorte der untersuchten Wirtschaftszweige dargestellt. Wie zu erwarten, ist die Chemie der wesentliche Prozeßdampfverbraucher in der Industrie, der sich gleichzeitig auf große Standorte konzentriert. Des weiteren sind der Straßenfahrzeugbau und die Mineralölverarbeitung (Raffinerien) zu nennen, wohingegen die NE-Metallindustrie, die Papierindustrie sowie der Übrige Bergbau (Kali- und Steinsalzbergbau) nur eine untergeordnete Rolle spielen. Unter der gewählten Mindestbedarfsschwelle von 200 t/h liegen die Standorte der Gummiverarbeitung, der Zuckerindustrie sowie der Brauereien, für die ein Einsatz zur

Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen bei der hier gewählten methodischen Vorgehensweise somit nicht in Frage kommt.

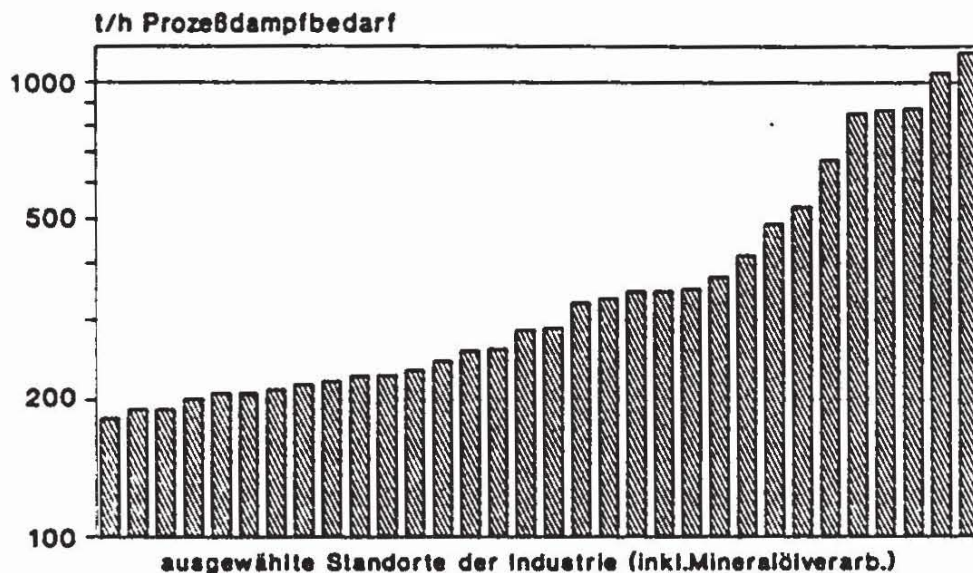


Abb. 5.5: Technisches Potential (Prozeßdampfbedarf) in ausgewählten Standorten der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) für den Zeitraum von 2000 - 2005 /Jobsky/

Zur Ermittlung der technischen Reduktionsmöglichkeiten der industriellen CO₂-Emissionen wird davon ausgegangen, daß das gesamte ermittelte technische Potential von nuklearen Anlagen versorgt werden kann, sofern der Prozeßdampf über der Mindestschwelle von 200 t/h liegt. Für die Wirtschaftszweige der Chemie, der Papierindustrie und der Mineralölverarbeitung wird lediglich unterstellt, daß 10 % des technischen Potentials auf Grund der dort zur Verbrennung eingesetzten Restprodukte den nuklearen Anlagen nicht zugänglich ist.

Unter diesen Annahmen ist der Kernenergieeinsatz in sechs Wirtschaftszweigen der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) möglich. Von insgesamt 30 Standorten, die dann noch über der Mindestbedarfsschwelle von 200 t/h liegen, sind 13 Standorte der Chemischen Industrie zuzuordnen, so daß hier ein deutlicher Schwerpunkt liegt. Insgesamt läßt sich daraus ein Einsatzpotential von 82 nuklearen Anlagen (je 200 MWth) abschätzen.

Die Höhe der möglichen CO₂-Reduktion ist neben der Anlagenanzahl auch von deren Auslastung und von dem Brennstoffeinsatz abhängig. Wie bereits angesprochen,

handelt es sich bei dem technischen Potential um den maximalen Prozeßdampfbedarf, der sich in vielen Branchen während der Sommermonate verringert. Dies wird vereinfachend in den Annahmen zur durchschnittlichen jährlichen Anlagenauslastung berücksichtigt, die darüber hinaus nur zwischen zwei Varianten (7500 h/a und 5000 h/a) für die einzelnen Wirtschaftszweige unterscheiden. Des Weiteren wird bei den Berechnungen ein zu substituierender fossiler Energieträgereinsatz unterstellt, der sich an der derzeitigen branchenspezifischen Feuerungsstruktur der Dampfkessel orientiert. Die entsprechenden Ausgangsdaten sind in Tabelle 5.4 zusammengestellt. Die Berechnungen der einzusparenden CO₂-Emissionen erfolgt näherungsweise über die Feuerungswärmeleistung sowie unter Verwendung der in Kapitel 1 dargestellten spezifischen Emissionsfaktoren.

Tabelle 5.4:

Ausgangsdaten zur Berechnung des technischen CO₂-Minderungspotentials in ausgewählten Wirtschaftszweigen der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung)

	Standorte über 200 t/h Prozeßdampf- bedarf ¹	1995 - 2005 Anzahl der substituierbaren 200 MW _{th} -Anlagen	gesamtes Substitutions- potential ²	1997				durchschnittliche Auslastung ³
				Öl	Gas ¹	Kohle ¹	'Sonstige'	
Papierindustrie	4	8	1.600 MW _{th}	51 %	16 %	23 %	10 %	5.000 h/a
Chemie	13	43	8.600 MW _{th}	38 %	30 %	26 %	6 %	7.500 h/a
NE-Metallindustrie	3	6	1.200 MW _{th}	15 %	40 %	30 %	15 %	7.500 h/a
Straßenfahrzeugbau	4	13	2.600 MW _{th}	46 %	18 %	36 %	-	5.000 h/a
Übriger Bergbau	1	2	400 MW _{th}	21 %	73 %	6 %	-	5.000 h/a
Mineralölverarbeitung	5	10	2.000 MW _{th}	50 %	30 %	5 %	15 %	7.500 h/a
Insgesamt	30	82	16.400 MW_{th}					

¹ siehe Kommentar im Text

² inklusive Mischfeuerungen

³ vergleichbare Feuerungswärmeleistung (FWL)

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abb. 5.6 zusammengefaßt dargestellt. Bei einem technischen CO₂-Minderungspotential von rd. 30 Mio t CO₂/a liegt ein deutlicher Schwerpunkt mit fast 60 % der insgesamt erzielbaren Emissionsreduzierung bei der Chemischen Industrie. Weitere nennenswerte Einsparungsmöglichkeiten in einer Größenordnung von je 2 bis 4 Mio t CO₂/a liegen in der Papierindustrie, der NE-Metallindustrie, dem Straßenfahrzeugbau sowie der Mineralölverarbeitung. Die für das Jahr 2005 zuvorstehend ermittelten

Werte liegen auch für das Referenzjahr 1987 in etwa dieser Größenordnung. Es bleibt anzumerken, daß die mit der nuklearen Prozeßdampfversorgung gleichzeitig bereitgestellte elektrische Leistung den Fremdstrombedarf der ermittelten Standorte reduziert. Darüber hinaus sind in Einzelfällen auch Stromabgaben an das öffentliche Netz zu erwarten, die aber insgesamt von untergeordneter Bedeutung sind.

Eine Erweiterung der Betrachtung auch auf Einzelanlagen (200 MWth), die Standorte mit einem Prozeßdampfbedarf in einem Bereich von 100 bis 200 t/h versorgen könnten, zeigt, daß sich das CO₂-Minderungspotential in diesem Fall um weitere 11 Mio t CO₂/a erhöhen läßt. Dies würde den zusätzlichen Einsatz von 31 nuklearen Anlagen mit je 200 MWth bedingen.

Um das zuvorstehend ermittelte technische CO₂ - Minderungspotential von 30 Mio t CO₂/a durch Einsatz der Kernenergie einordnen zu können, sei eine Vergleichszahl angegeben. Die Substitution des gesamten Endenergieverbrauchs von Kohle und Öl in der Industrie durch Erdgas ergibt rechnerisch ein Minderungspotential von ebenfalls rd. 30 Mio t CO₂/a.

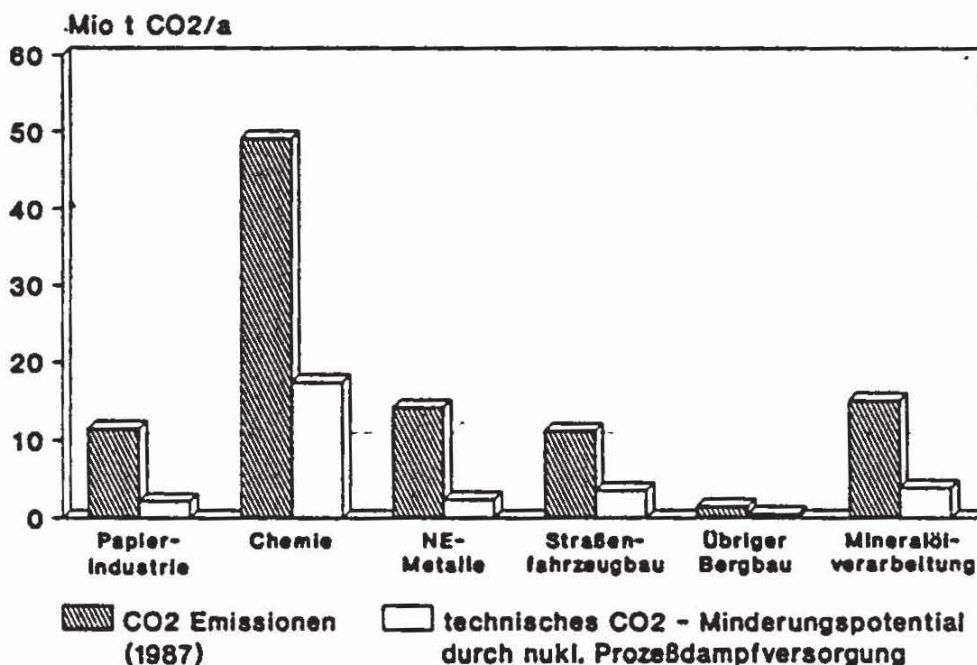


Abb. 5.6: Technisches CO₂-Minderungspotential durch den Einsatz von nuklearen Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung (inklusive Mineralölverarbeitung)

5.3.2 Prozeßwärme

Für den Einsatz nuklearer Anlagen zur Prozeßwärmeversorgung wurden in Kapitel 5.2.2 fünf Einsatzgebiete nach den Angaben von /Lurgi, 1988/ ausgewählt. Die Mineralölversorgung der Bundesrepublik Deutschland erfolgt zu einem Teil durch den Import von Halb- und Fertigprodukten. Der überwiegende Teil der benötigten Mineralölprodukte wird jedoch in inländischen Raffinerien hergestellt, deren einzelne Kapazitäten zur Zeit in weiten Grenzen variieren. In Abb. 5.7 ist die Entwicklung der Raffineriekapazität - bemessen nach der ersten Verarbeitungsstufe der sogenannten Rohöldestillation - dargestellt. Nach dem Jahre 1973 wurden bei einem rückläufigen Inlandsabsatz noch die bereits im Bau befindlichen Anlagen fertiggestellt. Hierdurch stieg die Verarbeitungskapazität bis zum Jahre 1978 auf ein Durchsatzvolumen von knapp 160 Mio t OE und erreichte damit ihren Höchststand. Das folgende Jahrzehnt war durch drastische Kapazitätsanpassung an die rückläufige Nachfrageentwicklung gekennzeichnet. Bis zum Referenzjahr 1987 hat sich die Rohölverarbeitungskapazität um rd. 50 % auf 80,4 Mio t OE reduziert.

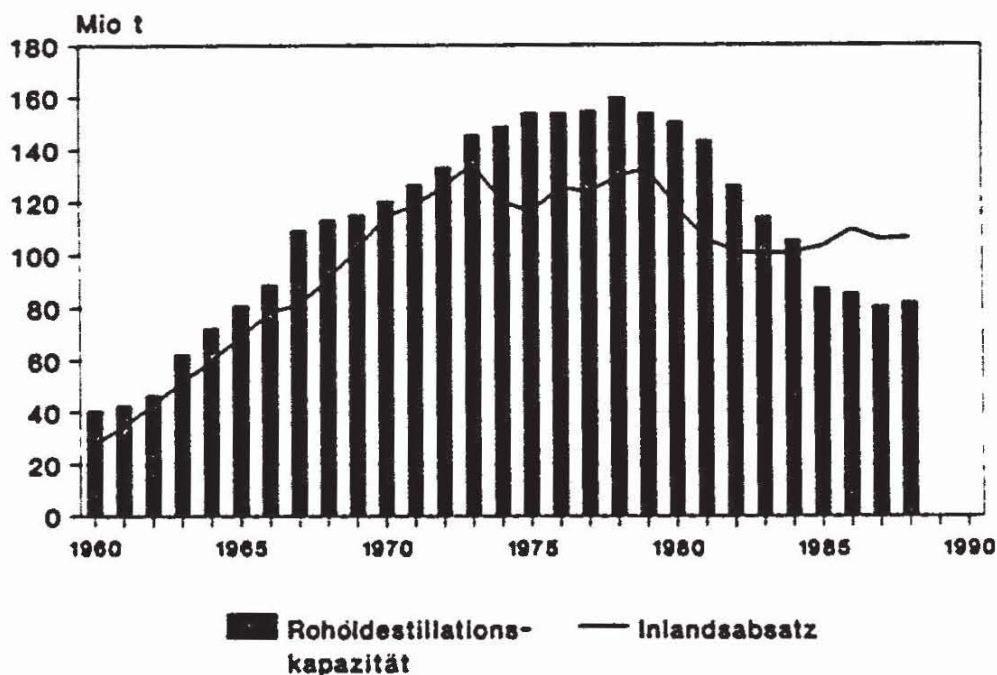


Abb. 5.7: Entwicklung der Rohöldestillationskapazität und des Inlandsabsatzes von 1960 bis 1988 /Mineralölwirtschaftsverband, 1987/

Wie in Tabelle 5.2 dargestellt, kann durch eine HTR-Doppelblockanlage (2 x 200 MWth) eine Raffinerie von etwa 6 bis 7 Mio t Rohöl-Destillationskapazität mit Prozeßwärme, Prozeßdampf und Strom versorgt werden. Hierbei werden hauptsächlich Raffinerienebenprodukte, wie z.B. schwere Öle und Raffineriegase substituiert, die dann in wertvollere Produkte umgewandelt werden können.

Im Jahre 1987 waren nach der angesprochenen Kapazitätsreduzierung noch 17 Raffinerien mit atmosphärischer Destillation in Betrieb, die sich in ihrer Kapazität aber deutlich unterscheiden. Eine standortspezifische Betrachtung für das Jahr 1987 zeigt, daß sich etwa fünf Raffinerien aufgrund einer ausreichenden Verarbeitungsmenge für den Einsatz von nuklearen Anlagen eignen. Zur Ermittlung eines technischen Potentials für das Jahr 2005 wird hier vereinfachend unterstellt, daß sich bei den Standorten keine signifikante Änderung der Destillationskapazität ergibt. Die bestehenden Verhältnisse werden somit fortgeschrieben. Unter diesen Annahmen läßt sich ein Anlagenpotential von etwa 10 Hochtemperaturreaktoren (je 200 MWth) abschätzen.

In Abb. 5.8 ist die Entwicklung der Methanol-, Ammoniak- und Ethylen-Erzeugung dargestellt. Die Ethylenproduktion konnte bis Ende der '70er Jahre beachtliche jährliche Zuwachsraten aufweisen. Sie lag im Referenzjahr 1987 bei rd. 2,8 Mio t. Die Ammoniakproduktion stagniert dagegen seit Beginn der '70er Jahre auf einem hohen Niveau von rd. 2 Mio t, während die Methanolerzeugung nach einem Anstieg bis Mitte der '70er Jahre im Verlauf des letzten Jahrzehntes deutlich rückläufig ist. Die entsprechenden Werte für das Jahr 1987 liegen bei 1,8 Mio t Ammoniak bzw. 0,5 Mio t Methanol. Für alle drei Produkte wird in Anlehnung an /Jobsky, Pohlmann, 1987/ bis zur Jahrhundertwende eine Stagnation bzw. leicht rückläufige Entwicklung gegenüber den derzeitigen Verhältnissen unterstellt.

Eine standortspezifische Betrachtung der bestehenden Kapazitäten zeigt, daß bei der Ethylenherzeugung etwa 6 Standorte und bei der Ammoniakherzeugung etwa 2 Standorte ausreichende Produktionskapazitäten aufweisen, um konventionelle durch nukleare Anlagen zu substituieren. Wird auch hier vereinfachend unterstellt, daß sich die für das Referenzjahr 1987 ermittelten Verhältnisse bis zur Jahrhundertwende nicht signifikant verändern, so läßt sich in erster Näherung ein Anlagenpotential von 12 bzw. 4 Anlagen (je 170 MWth) abschätzen.

Bei der Methanolerzeugung ist in der Bundesrepublik Deutschland nicht mit einem Einsatz von kerntechnischen Anlagen zu rechnen, da die nukleare Referenzanlage mit einer durchschnittlichen Jahresproduktion von 0,5 Mio t für die bestehenden und erwarteten Produktionsverhältnisse mengenmäßig nicht geeignet ist.

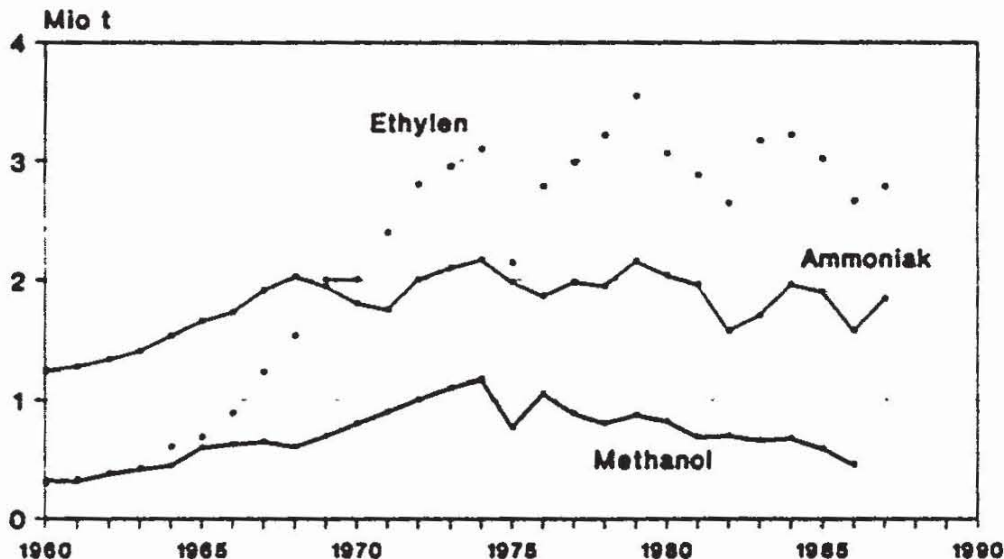


Abb. 5.8: Entwicklung der Ethylen-, Ammoniak- und Methanolerzeugung von 1960 bis 1987 /Chemiewirtschaft/

Die gleichen Anmerkungen hinsichtlich einer mengenmäßigen Restriktion gelten im wesentlichen auch für die Herstellung von Aluminiumoxyd. Insbesondere der Trend zur Rohstoffverarbeitung unmittelbar am Gewinnungsort läßt die Bedeutung der Marktnähe zwischen Produzent und Verbraucher weiter abnehmen. Darüber hinaus wird der Standort Bundesrepublik Deutschland zukünftig deutliche Nachteile hinsichtlich der Strompreise zur Aluminiumproduktion aufweisen, da Anfang der '90er Jahre die derzeitigen Strombezugsverträge der Hüttenaluminiumwerke auslaufen. Unter diesen negativen Randbedingungen erscheint der Einsatz nuklearer Anlagen zur Aluminiumoxydherstellung nicht wahrscheinlich.

Diese überschlägigen Abschätzungen für den HTR-Einsatz zur Prozeßwärmeversorgung führen insgesamt zu einem technischen Potential von etwa 10 Anlagen zu je 200 MWth im Bereich der Raffinerien und etwa 16 Anlagen zu je 170 MWth für die Ethylen- und Ammoniakerzeugung.

Das mögliche CO₂-Minderungspotential wird entsprechend den Ausführungen in Kapitel 3.3.1 berechnet und liegt für die Mineralölverarbeitung (Raffinerien) im Bereich um 3,9 Mio t CO₂/a sowie bei der Ethylen- bzw. Ammoniakerzeugung bei

insgesamt rd. 4,6 Mio t CO₂/a. Hierbei ist zu berücksichtigen, daß das für die Mineralölverarbeitung ermittelte CO₂-Minderungspotential bei der Prozeßwärmenutzung gegenüber dem Einsatz von nuklearen Anlagen zur Prozeßdampfversorgung nicht additiv ist.

5.4 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential

5.4.1 Vorgaben für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung

In der vorangegangenen Markterkundung für den Einsatz nuklearer Anlagen wurden keine Aussagen unter Verwendung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen getroffen, da es sich bei der Betrachtung um konkrete Standorte handelt, deren individuelle Randbedingungen ein globaler Wirtschaftlichkeitsvergleich nicht berücksichtigen kann. Den folgenden Ausführungen zu einem wirtschaftlichen CO₂-Minderungspotential liegen somit 'strenge' Rechnungen unter für die Gesamtstudie vorgegebenen Eingangsgrößen zugrunde, die zu bedingten Aussagen führen.

Die methodische Basis sowie die generellen Eingangsgrößen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich wurden in Kapitel 1 angesprochen. In Tabelle 5.5 sind die speziellen Annahmen für die Prozeßdampfversorgung zusammengestellt. Der Vergleich zwischen einem HTR, einem Steinkohlenkraftwerk mit atmosphärischer Kohlenstaubfeuerung sowie einem Ölkraftwerk (Schwerölfeuerung) berücksichtigt jeweils Doppelblockanlagen von 2 x 200 MWth. Es wird darauf verzichtet, den Wirtschaftlichkeitsvergleich auch auf Gaskraftwerke auszuweiten, da sich die Entwicklung der Gaspreise an den Ölpreisen orientiert. Das Steinkohlenkraftwerk sowie das Ölkraftwerk sind mit REA und DENOX-Anlagen ausgerüstet. Beide fossil befeuerten Kraftwerkstypen sind als Serienanlagen kommerziell am Markt eingeführt und repräsentieren den erprobten Stand der Technik. Anstelle eines Steinkohlenkraftwerkes mit REA kann auch eine Anlage mit Wirbelschichtfeuerung unterstellt werden, die in etwa vergleichbare Investitionskosten aufweist. Für die HTR-Modulanlage wird ebenfalls von einer Serienanlage ausgegangen.

Wie bereits erläutert, steht für die Markterkundung die industrielle Prozeßdampfversorgung im Vordergrund der Betrachtung, Elektrizität wird als Nebenprodukt erzeugt. Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung zur reinen Stromerzeugung handelt es sich um ein definiertes Produkt, dem die Kosten eindeutig zugeordnet werden können. Dagegen werden bei der Wärme-Kraft-Kopplung zwei unterschiedliche Produkte in der gleichen Anlage erzeugt, die dann eine gesonderte Zuordnung erfordern. In der Praxis werden für die gleichzeitige

Erzeugung von Prozeßdampf und Strom als Koppelprodukte verschiedene Bewertungsmethoden eingesetzt. Bei der nachfolgenden Methodik wird der Prozeßdampf über sein elektrisches Arbeitsvermögen im Kondensationsbetrieb theoretisch in Strom umgewandelt und dementsprechend wird mit einer fiktiven gesamten Stromerzeugung gerechnet. In diesem Falle ergeben sich gleiche spezifische Produkterzeugungskosten.

Tabelle 5.5:

Technische und wirtschaftliche Basisdaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung zur industriellen Prozeßdampfversorgung

		HTR-Modul	Steinkohle	Schweres Heizöl
		2 x 200 MW _{th}	2 x 200 MW _{th}	2 x 200 MW _{th}
Thermische Leistung	MJ/s	400		
Jahresvollaststunden	h/a	5000 bzw. 7500		
Kraft-Wärme-Kopplung:				
- Nutzleistung Strom	MWe	68		
- Nutzleistung Dampf	MJ/s	320		
Prozeßdampf:				
- Druck	bar	16		
- Temperatur	°C	270		
- Menge	t/h	400		
- Dampfbewertung (1 t = -kWh _e)	KWh _e	180		
Kostenbasis	a	1987		
Bauzeit	a	4	3	3
Inbetriebnahme	a	1987 bzw. 2005		
Kalkulatorische Lebensdauer	a	20		
Gesamtinvestition (Ko)	Mio DM	810	455	395
Personalbedarf	-	113	120	120
Personalkosten	DM/a	90.000		
Wartung und Instandhaltung	% von Ko/a	1,2	2,5	2,5
allg. Anlagenversicherung (bezogen auf 100 % von Ko)	% Ko/a	0,7	0,5	0,5
Hilfs- und Betriebsmittelkosten	DM/MWh _{th}	0,4	3,3	3,5

5.4.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich

Die in Tabelle 5.6a zusammengefaßten Ergebnisse sind entsprechend den Vorgaben der Gesamtstudie für zwei unterschiedliche Inbetriebnahmezeitpunkte dargestellt. Die Variation der Anlagenauslastung korrespondiert mit den Annahmen in Tabelle 5.4. Es ist zu erkennen, daß sich die nukleare Referenzanlage (HTR-Modul) in allen betrachteten Annahmevarianten günstiger als das Steinkohlenkraftwerk darstellt. Gegenüber dem schwerölbefeuerten Kraftwerk sind wirtschaftliche Vorteile erst bei den für das Jahr 2005 vorgegebenen erhöhten Energiepreisen sowie bei einer Auslastung von 7500 h/a zu erwarten.

Tabelle 5.6a:

Wirtschaftlichkeitsvergleich für den Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstypen zur industriellen Kraft-Wärme-Kopplung
(Kosten beziehen sich auf das 1. Jahr nach Inbetriebnahme)

	HTR (2 × 200 MW _{th})	Steinkohle (2 × 200 MW _{th})	Schweres Heizöl (2 × 200 MW _{th})
Inbetriebnahme 1987¹			
7500 h/a	14,15 DM/GJ	17,89 DM/GJ	13,16 DM/GJ
5000 h/a	19,99 DM/GJ	21,48 DM/GJ	16,36 DM/GJ
Inbetriebnahme 2005			
7500 h/a	14,56 DM/GJ	18,59 DM/GJ	16,16 DM/GJ
5000 h/a	20,40 DM/GJ	22,18 DM/GJ	19,36 DM/GJ

¹ fiktive Inbetriebnahme
alle Kosten bezogen auf GJ_{el} (engesetzte Energie)

Für die Strom- und Fernwärmeversorgung aus Kernenergie wurde die Wirtschaftlichkeitsrechnung in den Kapiteln 2 und 3 unter Annahme einer längeren Lebensdauer und auf Basis der mittleren Durchschnittskosten (Barwerte) ausgeführt.

Um dadurch bedingte Abweichungen von den hier ermittelten Kosten des ersten Jahres nach Inbetriebnahme größenmäßig einschätzen zu können, wurden zum Vergleich die in Tabelle 5.6a enthaltenen Werte unter den gleichen Annahmen wie in den Kapitel 2 und 3 gerechnet. Die in Tabelle 5.6b enthaltenen Werte zeigen, daß die Ergebnisse bei einer Anlagenbetriebszeit von 5000 h/a nur bedingt vergleichbar sind.

Tabelle 5.6b:

Wirtschaftlichkeitsvergleich für den Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstypen zur industriellen Kraft - Wärme - Kopplung
(Die Kosten sind zum Vergleich für unterschiedliche Anlagenlebensdauern ermittelt. Die Kosten sind mittlere Durchschnittskosten (Barwerte). Sonstige Annahmen entsprechen der Rechenweise in Kapitel 3 und Kapitel 4)

	HTR	Steinkohle	Schweres Heizöl
Inbetriebnahme 2000			
Anlagenlebensdauer 20 a			
7500 h/a	11,97 DM/GJ	18,39 DM/GJ	17,14 DM/GJ
5000 h/a	16,56 DM/GJ	21,39 DM/GJ	19,83 DM/GJ
Inbetriebnahme 2000			
Anlagenlebensdauer 40 a			
7500 h/a	10,10 DM/GJ	17,34 DM/GJ	16,25 DM/GJ
5000 h/a	13,70 DM/GJ	19,83 DM/GJ	18,45 DM/GJ

5.4.3 Wirtschaftliches Potential

Die Ermittlung eines wirtschaftlichen Potentials, das sich an den Ergebnissen der modellhaften Wirtschaftlichkeitsrechnung orientiert, gestaltet sich problematisch, da die Standorte bei der Diversifikation ihrer Feuerungsstruktur mit Mischkalkulationen rechnen.

Legt man die in Tabelle 5.6 dargestellten spezifischen Kosten zugrunde, so ist das wirtschaftliche Potential bei einer fiktiven Inbetriebnahme im Jahre 1987 zu 'Null' anzusetzen. In beiden Auslastungsfällen ist die nukleare Anlage nur gegenüber dem Steinkohlenkraftwerk wirtschaftlich. Auf Grund der angesprochenen Diversifikation ist es aber praktisch nicht möglich, an einem Standort ein genügend hohes Potential steinkohlegefeuerter Dampfkessel zu substituieren. Da die Unterschiede zu dem mit Schweröl bzw. Gas befeuerten Kraftwerk insbesondere bei der höheren Auslastung von 7500 h/a nicht gravierend sind, spielen in der Praxis standortspezifische Randbedingungen eine entscheidende Rolle, die gegenüber der Modellrechnung auch für das Referenzjahr 1987 ein nennenswertes Substitutionspotential erwarten lassen.

Bei den unterstellten Energiepreisen im Jahre 2005 stellen sich die Verhältnisse anders dar. Hier ist der HTR gegenüber beiden Konkurrenzsystemen bei einer durchschnittlichen Auslastung von 7500 h/a wirtschaftlich. In den Branchen der Chemie, der NE-Metallindustrie sowie der Mineralölverarbeitung ist somit das gesamte technische Potential auch als wirtschaftliches Potential einzustufen. Dies entspricht in den genannten Wirtschaftszweigen 59 Anlagen zu je 200 MWth. Über diese Anlagenzahl läßt sich für die nukleare Prozeßdampfversorgung ein wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential entsprechend den Angaben in Tabelle 5.4 berechnen. Die Höhe dieser einzusparenden CO₂-Emissionen, die ohne zusätzliche Kosten zu erreichen sind, liegt in einer Größenordnung von rd. 24 Mio t CO₂/a. Dies entspricht etwa 80 % des in Kap. 5.3.1 berechneten maximalen Potentials bei der Prozeßdampfversorgung.

Für den wirtschaftlichen Einsatz der nuklearen Anlagen zur Hochtemperatur-Wärmebereitstellung lassen sich folgende Abschätzungen angeben, die sich sowohl an den von /Lurgi, 1988/ durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen als auch an der durch das Analyseraster vorgegebene Preisentwicklung orientieren.

Bei der Ammoniakherzeugung mit nuklear gestützten Anlagen besteht bei den derzeitigen Erdgaskosten ein deutlicher Abstand zu den Weltmarktpreisen, der sich auch bis zum Jahre 2005 nicht wesentlich zu Gunsten des Kernenergieeinsatzes verringert. Ein wirtschaftlicher Einsatz dürfte somit nur auf bestimmte Sondersituationen beschränkt sein, für die in der Bundesrepublik Deutschland kein Einsatzpotential gesehen wird.

Der Nutzen des Einsatzes von HTR-Wärme in der Ethylen-Produktion liegt im Gegensatz zu anderen Fällen nicht in einer Ersparnis an Einsatzbrennstoffen sondern in der vermehrten und verbesserten Nutzungsmöglichkeit für zwangsläufig anfallende Nebenprodukte. Bei der Vielfalt dieser Produkte, insbesondere mit Naphta als Einsatz hängt die Wirtschaftlichkeit in hohem Maße vom jeweiligen Marktwert dieser Produkte und ihren Verwendungs- und Absatzmöglichkeiten ab, die in der Vergangenheit häufigen Schwankungen unterworfen waren. Die Berechnungen von /Lurgi, 1988/ weisen eine Rentabilität erst für außerordentlich hohe Produkterlöse aus, die weder im Referenzjahr noch bis zu dem betrachteten Zeithorizont den HTR-Einsatz erwarten lassen.

Für den Einsatz im Bereich der Mineralölverarbeitung (Raffinerien) gibt ein Vergleich der jährlichen Mehrkosten unter Einsatz der nuklearen Prozeßwärme gegenüber dem möglichen Erlös aus zusätzlich verkaufbarem schweren Heizöl Hinweise auf einen wirtschaftlichen Einsatz. Wie zu erwarten, ist bei dem derzeitigen niedrigen Ölpreisniveau kein rentabler Einsatz der Kernenergie erkennbar. Die vom Analyseraster vorgegebene Preisentwicklung läßt aber bis zum

Jahre 2005 den Break-Even-Point für den rentablen Einsatz erreichen, so daß sich ein wirtschaftliches Potential von 10 Anlagen zu je 200 MWth ergibt. Dies bleibt aber ohne Auswirkungen auf die Höhe des CO₂-Minderungspotentials, da bei diesem Einsatzgebiet die Prozeßdampfversorgung eingeschlossen ist und sich somit das für die Mineralölversorgung zuvor ermittelte Minderungspotential bei der nuklearen Dampfversorgung nicht realisieren läßt. Beide Potentiale liegen in der gleichen Größenordnung von rd. 3,9 Mio t CO₂/a

5.4.4 Spezifische Mehrkosten einer CO₂-Minderung

Wie zuvorstehend angesprochen, ist der HTR bei den Energiepreisrelationen des Jahres 1987 gegenüber Kraftwerken mit einer Schweröl- bzw. Gasfeuerung sowohl bei einer Auslastung von 7500 h/a als auch bei 5000 h/a nicht wirtschaftlich. Dies gilt ebenfalls für die unterstellten Energiepreise des Jahres 2005 bei 5000 h/a. Die entsprechenden Kostendifferenzen liegen zwischen 0,9 DM/GJ und 3,6 DM/GJ.

Um über das wirtschaftliche CO₂ - Minderungspotential in Höhe von 24 Mio t CO₂/a hinaus das gesamte technische Reduktionspotential (ca. 35 Mio t CO₂/a) zu realisieren, sind zusätzliche Kosten erforderlich. Die entsprechenden Werte betragen in Abhängigkeit vom Betrachtungsjahr und der Auslastung:

Gegenüber Heizöl :

1987:	7500 h/a	11,87 DM/t CO ₂
1987:	5000 h/a	45,53 DM/t CO ₂
2005:	5000 h/a	12,47 DM/t CO ₂

Gegenüber Gas :

1987:	7500 h/a	18,75 DM/t CO ₂
1987:	5000 h/a	68,75 DM/t CO ₂
2005:	5000 h/a	19,70 DM/t CO ₂

Aufgrund der geringeren spezifischen CO₂-Emissionen des Erdgases muß bei der Substitution von Erdgas durch Kernenergie spezifisch mehr gezahlt werden als bei der Substitution von Heizöl.

5.5 Zusammenfassung und Anmerkungen zum Erwartungspotential

Unter den bei dieser Untersuchung gemachten Voraussetzungen und Annahmen ergeben sich für das technische CO₂-Minderungspotential bei einer industriellen Gesamtemission von rd. 235 Mio t CO₂/a (inklusive Mineralölverarbeitung) folgende Größenordnungen. Durch den Einsatz von nuklearen Anlagen zur Prozeßdampfversorgung können rd. 13 % (30 Mio t CO₂/a) der CO₂-Emission

eingespart werden. Berücksichtigt man darüber hinaus auch den Einsatz bei der Hochtemperatur-Prozeßwärmenutzung, so erhöht sich das Minderungspotential auf insgesamt rd. 15 % (34,6 % Mio t CO₂/a). Hierbei ist zu beachten, daß die jeweils für die Mineralölverarbeitung ermittelten Potentiale nicht additiv sind. Die Realisierung dieser technischen Potentiale, die in der Größenordnung sowohl für die Jahre 1987 als auch für 2005 gelten, würde den Einsatz von etwa 98 nuklearen Anlagen mit 200 MWth bzw. 170 MWth erfordern.

Eine modellhafte Wirtschaftlichkeitsberechnung nach dem vorgegebenen Analyseraster führt im Jahre 2005 zu einem wirtschaftlichen Potential von 59 Anlagen, das bei Realisierung eine CO₂-Minderung von rd. 24 Mio t/a erreichen würde. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abb. 5.9 zusammengefaßt dargestellt.

industrielle CO₂-Gesamtemission: 235 Mio t CO₂/a = 100 %
(inkl. Mineralölverarbeitung)

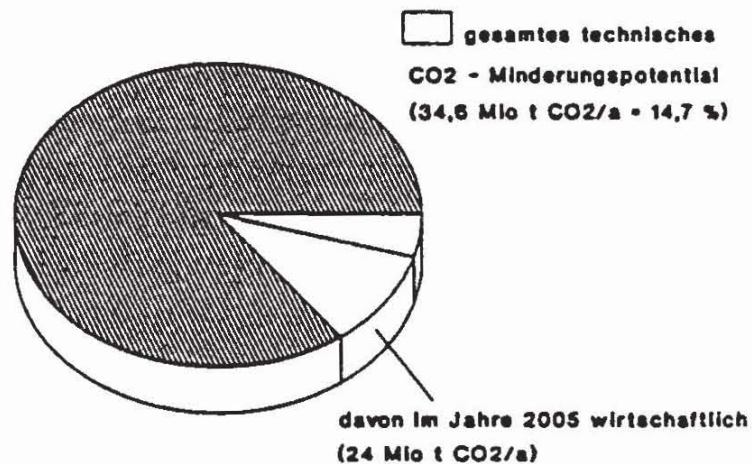


Abb. 5.9: CO₂-Minderungspotential im Jahre 2005 in der Industrie beim Kernenergieeinsatz zur Prozeßdampf- und Prozeßwärmeversorgung

Derzeit sind keine konkreten Pläne für den Bau eines Hochtemperaturreaktors in der Bundesrepublik Deutschland bekannt, es werden jedoch verschiedene Gespräche mit interessierten Ländern geführt. Hervorzuheben sind hierbei Verhandlungen mit der Sowjetunion und der Volksrepublik China, die jeweils den gemeinsamen Bau von Hochtemperaturreaktoren zum Ziel haben.

Literaturhinweise:

1. Energiebilanzen

Arbeitsgemeinschaft der Energiebilanzen, 1950 - 1987,
Die Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland,
Frankfurt a. M.: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft
der Elektrizitätswerke mbH

2. Kolb (1989)

Kolb, G., Eickhoff, G., Kleemann, M.,
Krzikalla, N., Pohlmann, M., Wagner, H. J.
CO₂-Reduction Potential through Rational Energy
Utilization and Use of Renewable Energy Sources
in the Federal Republic of Germany
Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jül-Spez-502,
Mai 1989, ISSN 0343 7639

3. Schäfer (1989)

Studienprogramm für die Enquete Kommission
"Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen
Bundestages, Beitrag zum Studienkomplex A.1 "Energie-
strukturmatrix",
erstellt von: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraft-
werkstechnik, Leitung: Prof. Dr.-Ing. Schaefer, Universi-
tät München, 1989

4. Lurgi (1988)

Projektstudie HTR-Prozeßwärme-Einkopplung,
Teil 1: Nutzung der Prozeßwärme des HTR in
der Chemischen und Verwandten Industrie,
Lurgi GmbH, Frankfurt, Dezember 1988

5. Statistisches Bundesamt

Fachserie 4, Reihe 4.1.1:
Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der
Unternehmen und Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe
Fachserie 3, Reihe 6.4: Stromerzeugungsanlagen der
Betriebe im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe

6. Jobsky:

Einsatzmöglichkeiten des HTR zur Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung in der Industrie,
Kernforschungsanlage Jülich GmbH,
bisher unveröffentlicht

7. Mineralölwirtschaftsverband (1988)

Jahresbericht 1987 des Mineralölwirtschaftsverbandes e. V.
Hamburg, 1988

8. Chemiewirtschaft

Chemiewirtschaft in Zahlen, Ausgabe 1988
Verband der Chemischen Industrie (VCI)
Frankfurt, 1988

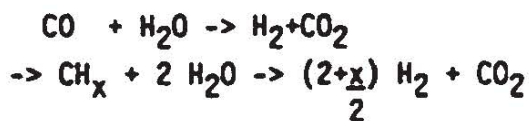
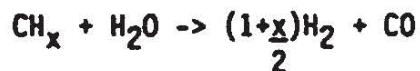
9. Jobsky, Pohlmann (1987)

Jobsky, Th., Pohlmann, M.
Der industrielle Strombedarf im Jahre 2000,
Eine Analyse und Prognose des Strombedarfes
in den einzelnen Wirtschaftszweigen des Verarbeitenden Gewerbes (inkl. übriger Bergbau)
Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jül-Spez-398,
Mai 1987, ISSN 0343-7639

6. Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur Wasserstofferzeugung

Die Veredlung fossiler Energieträger, wie im Kapitel 4 beschrieben, bedeutet eine Anreicherung von Wasserstoff, d. h. das Veredlungsprodukt hat ein größeres H/C-Verhältnis als der Ausgangsstoff.

Dieser zusätzliche Wasserstoff kommt aus dem Wasser, das dem Prozeß zugeführt wird. Dabei spielt der Kohlenstoff die Rolle eines Katalysators, z. B.



Es wird also H₂ aus Wasser gewonnen und CO₂ gebildet. Da der Prozeß hier mit Kernenergie versorgt wird, steht diese Wasserstoffbereitstellung in Konkurrenz zu einer nuklearen Wasserspaltung:



6.1 Wasserstofferzeugung

Die eingekoppelte Energie kann sowohl Hochtemperaturwärme als auch Elektrizität sein.

Die Wasserspaltung ist aber technisch am einfachsten, wenn die für den Reaktionsablauf notwendige Energie ausschließlich elektrischer Natur ist.

Eine moderne, konventionelle Elektrolyse benötigt ca. 4,3 kWh Strom/m³H₂ bei einer Betriebstemperatur von ca. 90 °C. In der Zukunft wird mittels neue Konstruktionselemente eine Erhöhung der Betriebstemperatur bis auf 120 °C für möglich angesehen. Diese fortgeschrittene Elektrolyse würde dann nur noch 3,8 kWh/m³H₂ benötigen. In diesem Abschnitt wird mit einem zukünftigen Wert von 4,0 kWh/m³H₂ gerechnet.

Zur Stromerzeugung wird ein Kernkraftwerk, wie in Kapitel 2, unterstellt.

6.2 Technisches CO₂-Minderungspotential

Eine belastbare Angabe zum technischen CO₂-Minderungspotential setzt detaillierte Kenntnisse von Faktoren wie Verfügbarkeiten neuer Elektrolyseverfahren, Baukapazitäten, Standortbedarf großtechnische Wasserstoffanlagen etc. voraus.

Mit der Annahme, daß diese Faktoren das Substitutionspotential von Wasserstoff nicht wesentlich einschränkt und daß Wasserstoff technisch Kohle- und Ölprodukte sowie Erdgas beim Verbraucher ersetzen kann, ergibt sich das Wasserstoffpotential. als die Summe aller fossilen Endenergieträger, d. h. ca. 6 Mrd. TJ/a. Dies entspricht ca. 400 Mio t CO₂/a.

6.3 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential

Der Strom ist heute in der Bundesrepublik der teuerste Endenergieträger. Somit wird auch der Preis für Wasserstoff aus Wasser mittels Elektrolyse höher liegen als der heutige Endenergieträger. Das rein wirtschaftliche CO₂-Minderungspotential liegt also heute bei Null. Auch für die Zukunft bis zum Jahr 2005 verbleibt es Null mit der im "Analyseraster" unterstellten Entwicklung der Energiepreise.

6.3.1 Wasserstoff-Erzeugungskosten

Die Erzeugungskosten von Wasserstoff mittels Elektrolyse mit Einsatz von Kernenergie ergeben sich zu 38 DM/GJ.

Dabei ist eine großtechnische Anlage mit einer Kapazität von 110.000 m³/h unterstellt. Die wirtschaftlichen Daten sind in Tab. 6.1 aufgezeigt. Spezifische Daten für die Elektrolyse sind der Literatur entnommen /Meyer Steinberg, u.a., 1988/, der Strompreis beträgt 7,4 Pf/kWh. Dieser Strompreis entspricht den Stromerzeugungskosten eines LWRs mit 3000 DM/kW_{e1} Investitionen, 20 Jahre Abschreibungszeit und 7500 h/a Auslastung. Mit 35 Jahre Lebensdauer reduzieren sich die LWR-Stromkosten auf 6,9 Pf/kWh, d. h. keine wesentliche Reduktion (s. A. 4.1). Aus Tabelle 6.1 ist zu entnehmen, daß der Elektrolysestrom ca. 70 % der Gesamtkosten verursachen.

Tabelle 6.1

Wirtschaftliche Daten für die Elektrolyse

Basisdaten:	
Basisjahr u. Geldwert	1987
Kapazität	110.000 m ³ H ₂ /h
Auslastung	7.500 h/a
Realer Zinssatz	5 %
Abschreibungszeit	20 Jahre
Steuersatz	2 %
Bauzeit	4 Jahre
Stromverbrauch	4 kWh/m ³
Investitionen	510 Mio DM
Wartung und Instandhaltung	4 % der Invest.
Versicherung	1 % " "
Betriebskosten	9 Mio. DM/a
H₂-Kosten:	
Kapitalkosten	9,8 DM/GJ
Betriebskosten	1,0 DM/GJ
Stromkosten	<u>27,5 DM/GJ</u>
Gesamtkosten	38,3 DM/GJ
(gerechnet mit 7,4 Pf/kWh Stromkosten)	

6.3.2 Spezifische Kosten der H₂-Substitution

Wenn Wasserstoff mittels Kernenergie aus Wasser erzeugt wird, entsteht kein Kohlendioxid am Ort der Erzeugung. Es steht darüberhinaus ein kohlenstoffreier Energieträger zur Verfügung, der beim Endverbraucher die Kohlenwasserstoffe ersetzen könnte. Wenn eine Energieeinheit (GJ) Wasserstoff dieselbe Energieeinheit Kohlenwasserstoff substituiert, ist also die CO₂-Minderung gleich dem spezifischen CO₂-Faktor des fossilen Brennstoffes.

Bei diesem Substitutionsprozeß entstehen aber erhebliche Mehrkosten, da die spezifischen Herstellungskosten des Wasserstoffs um den Faktor 4 bis 10

höher liegen als die entsprechenden Preise der heutigen fossilen Energieträger.

Tabelle 6.2 zeigt eine Übersicht der Mehrkosten sowie die entsprechende CO₂-Minderung. Die Mehrkosten für 1987 liegen je nach Substitution zwischen 29 DM/GJ (Steinkohle wird substituiert) und 35 DM/GJ (Braunkohle wird substituiert). Mit steigendem Preise der fossilen Energieträger reduzieren sich die Mehrkosten. Mit dem unterstellten Preisentwicklungen bis zum Jahre 2005 ergibt sich aber keine wesentliche Reduktion (auf ein Minimum von 30 DM/GJ für Steinkohle).

Tabelle 6.2

Spezifische Mehrkosten und CO₂-Minderung 1987 (2005)

H ₂ substituiert	Mehrkosten DM/GJ	CO ₂ -Minderung kg CO ₂ /GJ	spez. Minderungs- kosten DM/kg CO ₂
Braunkohle	34,7 (34,8)	111,1	0,31 (0,31)
Steinkohle	28,5 (27,8)	91,7	0,31 (0,30)
Leichtes Heizöl	29,0 (23,9)	77,8	0,37 (0,31)
Erdgas	31,2 (29,2)	55,5	0,56 (0,53)

Im Gegensatz zu den Mehrkosten hängt die CO₂-Minderung wesentlich von der Substitution ab. Dies bedeutet, daß die spezifischen CO₂-Minderungskosten mit steigendem Kohlenstoffgehalt des substituierten Brennstoffes abnimmt (s. letzte Spalte in Tabelle 6.2): Zwischen 310 DM/t CO₂ wenn Braunkohle/Steinkohle und 560 wenn Erdgas substituiert wird.

Wasserstoff als Ersatz für Erdgas wäre somit die teuerste Alternative bezogen auf die CO₂-Minderung. Vielmehr wäre eine Erhöhung des Erdgasanteils im Endenergiemarkt zur CO₂-Minderung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten günstig.

Literatur

Meyer Steinberg; Hsing, C. Cheng: Modern and Prospective Technologies for Hydrogen Production from Fossil Fuels. Proceedings of the 7th World Hydrogen Energy Conference, Moscow, USSR, September 1988

7. Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur tertiären Erdölförderung (Enhanced Oil Recovery)

7.1 Geologische Voraussetzungen

7.1.1 Randbedingungen für EOR-Projekte mit einem Hochtemperaturreaktor (HTR)

Bei mittelschweren und schweren Ölen sind erfahrungsgemäß mit konventionellen Fördermethoden lediglich 10 bis 20 % des Lagerstätteninhalts gewinnbar. Es wurden deshalb verschiedene Methoden zur Verbesserung der Ausbeute entwickelt (Enhanced oil recovery: EOR). Die weltweit vorherrschende Methode besteht in einer Erwärmung der Lagerstätte durch Injektion von Dampf, wodurch die Viskosität des Öls wesentlich herabgesetzt und somit die Mobilität erhöht wird. Hierdurch lassen sich weitere 10 bis 20 % des Lagerstätteninhalts gewinnen.

Stand der Technik sind kleine Dampferzeuger mit einer Kapazität von 10 bis 20 t Dampf pro Stunde, die in der Nähe der Injektionssonden aufgestellt sind und mit Rohöl oder Erdgas befeuert werden. Die Dampftemperatur beträgt ca. 300 bis 320 °C, und der Dampfdruck - je nach Tiefe der Lagerstätte - 100 bis 150 bar.

Die zur Förderung erforderliche Dampfmenge wird durch das Dampf/Öl-Verhältnis D/Ö (Tonne/Tonne) gekennzeichnet. Es hängt wesentlich von der Lagerstätte ab, ein typischer Bereich ist $D/\bar{O} = 2 \dots 5$. Das bedeutet, daß etwa 15 bis 35 % des geförderten Rohöls für die Dampferzeugung abgezweigt werden müssen. Dies entfällt beim Einsatz von Kernenergie. Wegen der erwähnten Werte für Druck und Temperatur kommt hierbei nur der HTR in Frage.

Die Dampfleistungen für große EOR-Projekte liegen im Bereich bis zu einigen 100 t/h. Hierfür sind HTR-Modul-Reaktoren geeignet mit ähnlicher Auslegung wie für die Lieferung von Industriedampf.

Die Hauptdaten für ein EOR-Dampfflutprojekt mit HTR sind:

- thermische Leistung eines HTR-Dampferzeugers	200 MJ/s
- Dampfleistung	300 t/h
- Dampfdruck am Dampferzeuger	140 bar
- Dampftemperatur am Dampferzeuger	340°C
- Dampfqualität am Injektor	0,8
- Jahresauslastung	8000 h
- jährliche Dampflieferung	2,4 Mio t

Aufgrund von Erfahrungen aus Dampfflutprojekten im Emsland kann hier ein Dampf-Öl-Verhältnis von 4 angenommen werden. Das bedeutet, daß durch den Dampf eines HTR-Dampferzeugers etwa 0,6 Mio t Öl pro Jahr gefördert werden. Wegen der hohen Kapitalaufwendungen für den HTR ist eine Dampfabnahme für etwa 15 Jahre erforderlich, die gesamte Fördermenge in diesem Zeitraum beträgt 9 Mio t.

Weiter wird für das Emsland mit einer Entölung von 10 % des ursprünglichen Lagerstätteninhalts durch Dampffluten gerechnet. Im Zusammenhang mit der Gesamtförderung von 9 Mio t in 15 Jahren bedeutet dies, daß ein HTR-Dampferzeuger unter den genannten Voraussetzungen einen Lagerstätteninhalt von anfänglich ca. 90 Mio t. Öl benötigt.

7.1.2 Geologisches Potential

In der Bundesrepublik Deutschland gibt es nur im Emsland Lagerstätten, die für das Dampffluten geeignet sind. Nachfolgend ist der ursprüngliche Lagerstätteninhalt der Erdölfelder des Emslandes sowie des niederländischen benachbarten Feldes Schoonebeek aufgeführt.

ursprünglicher
Lagerstättenin-
halt in 10^6 t

Emlichheim	25
Rühle	128
Scheerhorn	32
Georgsdorf	77
Lingen-Dalum	15
Bramberge	40
<u>Schoonebeek (NL)</u>	<u>153</u>
	470

Demnach besteht vom Lagerstätteninhalt her ein geologisches Potential für Förderung durch Dampfpluten:

Felder des Emslandes	ca. 30 Mio t Öl
Schoonebeek (NL)	ca. 15 Mio t Öl

7.2 Technisches CO₂-Minderungspotential

Da beim Einsatz eines HTR der Dampf zentral und nicht wie üblich durch viele dezentrale Kleindampferzeuger gewonnen wird, ist ein Dampftransport vom HTR zum Dampfverteilungssystem auf dem Ölfeld nötig. Aus wirtschaftlicher Sicht beträgt hierbei die obere Grenze etwa 10 km.

Betrachtet man unter dieser Einschränkung den Lageplan der Ölfelder im Emsland (Abb. 7.1), im Zusammenhang mit dem erwähnten Lagerstätteninhalt der Felder, so erkennt man, daß das technische Potential nur durch die Felder Rühle, Georgsdorf und ggf. Schoonebeek bestimmt wird.

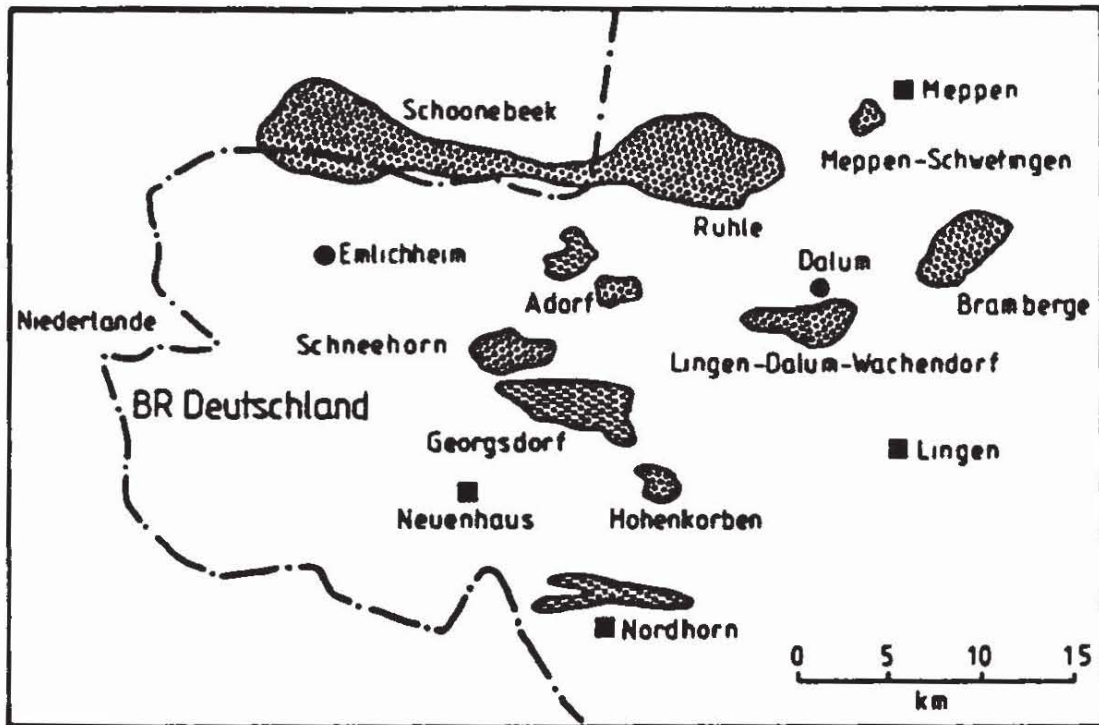


Abb. 7.1: Lage der Erdölfelder des Emslandes

Das Feld Schoonebeek ist nach bisherigen Erfahrungen mit einem Dampf-Öl-Verhältnis von 2 wesentlich günstiger als die Felder des Emslandes.

Es ergibt sich somit folgendes technisches Potential für den EOR-Einsatz des HTR:

Felder	Förderpotential f. Dampf- fluten Mio t	Dampf- Öl-Ver- hältnis	Dampfbedarf t/h	HTR- Anlagen
Rühle u. Georgsdorf	20	4	660 ¹⁾	2
Schoonebeek	15	2	250 ¹⁾	1

¹⁾ bei 8000 h/a, 15a Projektlaufzeit

Als fossile Energieträger kommen für die nach dem Stand der Technik üblichen Felddampferzeuger Öl und Erdgas in Betracht. Diese Energieträger verursachen einen CO₂-Ausstoß, der als Minderungspotential beim Einsatz des HTR anzusetzen ist:

Felder	Dampfbedarf Mio t/a	CO ₂ -Ausstoß, Mio t/a	
		Ölfeuerung ¹⁾	Erdgasfeuerung ²⁾
Rühle u.			
Georgsdorf	5,28	1,0	0,73
Schoonebeek	2,0	0,42	0,28
Summe		1,52	1,01

1) Wirkungsgrad = 0,90

2) Wirkungsgrad = 0,93

7.3 Wirtschaftliches CO₂-Minderungspotential und spezifische Kosten zur CO₂-Minderung

Die Dampferzeugungskosten mit einem HTR werden im wesentlichen durch die Investkosten bestimmt. Die Kosten für Kernbrennstoff, Personal, Wartung und Reparatur etc. steigen mit der allgemeinen Inflationsrate an, so daß die Dampfkosten real gleichbleibend sind. Es wird eine HTR-Dampferzeuger mit 2 x 200 MJ/s thermischer Leistung zugrunde gelegt.

Als konventionelle Energieträger kommen, wie erwähnt, Öl und Erdgas in Betracht.

Der Einsatz von Rohöl und schwerem Heizöl scheidet aus, weil für eine Dampferzeugung dieser Leistungsgröße Rauchgasentschwefelung vorgeschrieben ist, diese aber für Kleindampferzeuger nicht durchführbar ist. Erdölbegleitgas scheidet ebenfalls aus, da es mengenmäßig nicht ausreicht und schwefelhaltig ist. Aus diesem Grunde können nur Heizöl L und Erdgas betrachtet werden.

Die Dampfkosten bis zur Injektionssonde, d. h. einschließlich Transport und Verteilung auf dem Ölfeld, sind nachfolgend aufgeführt (in Geldwert 1987).

Dampfkosten bis Injektionssonde,
DM/t, Geldwert 1987
Dampferzeugung

	Konvent., Heizöl L	Konvent. Erdgas	HTR 1)
1987	35	31	48
2005	49	42	48
2010	59	51	48

1) einschließlich 8 km Dampftransport von HTR zum Ölfeld

Die vorgestellten Dampfkosten zeigen einen wirtschaftlichen Vorteil der konventionellen Dampferzeuger bis 2005, längerfristig wird der HTR wegen der real gleichbleibenden Dampfkosten günstiger. Insbesondere bei einer Berücksichtigung der gesamten Zeitspanne eines HTR-Dampftransportprojektes von bis zu 25 Jahren (Voruntersuchungen, Genehmigungen 5 a, Bauzeit 5 a, Betriebszeit 15 a) ergeben sich barwertmäßig gemittelt Kostenvorteile für den HTR.

Im Zeitraum 1987 bis 2005 entstehen beim Einsatz des HTR zur CO₂-Minderung Kosten, die nachfolgend aufgeführt sind. Sie basieren auf der Kostendifferenz zwischen der Dampferzeugung mit HTR und der günstigen konventionellen Dampferzeugung mit Erdgas, jeweils für das technische Potential der Felder Rühle und Georgsdorf (s. Kap. 7.2).

	Dampfbedarf Rühle u. Georgs- dorf Mio t/a	Dampfkosten Erdgasfeuerung Mio DM/a	HTR	Kosten für CO ₂ - CO-Minderung DM/t CO ₂
1987	5,28	164	253	122
2005	5,28	222	253	42
2010	5,28	269	253	-22

Wegen des Kostenvorteils des HTR im Jahre 2010 entsteht ein Kostenbonus von 73 DM pro eingesparte Tonne CO₂.

7.4 Anmerkungen zum Erwartungspotential in der Bundesrepublik Deutschland und weltweit

Dem technisch-geologischen Potential von zwei HTR Dampferzeugern für die Ölförderung im Emsland steht ein unsicheres Erwartungspotential gegenüber. Die Chancen für eine Realisierung sind aufgrund der gegenwärtigen Stellung der Kernenergie in der BRD sehr gering, trotz CO₂-Einsparung und wirtschaftlicher Vorteile.

Weltweit ist jedoch das Erwartungspotential für die HTR-Anwendung im EOR-Bereich als sehr hoch anzusehen. In Tab. 7.1 sind die wichtigsten Länder mit Schweröllagerstätten aufgeführt.

Die Angaben über das geologische Potential sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Für die wichtigsten Länder, nämlich UdSSR und Venezuela, sind keine Angaben möglich, da die wirklichen Reserven lediglich geschätzt sind. Die Annahme, daß 10 % der Vorräte durch Dampflluten entölt werden können, wurde getroffen, um einen ersten Anhaltspunkt über die Größenordnung des geologischen Potentials zu erhalten. Die Aufstellung läßt jedoch zwei Schlußfolgerungen zu:

- das Anwendungspotential konzentriert sich auf 6 Länder
- das geologische Anwendungspotential ist sehr groß, in der Größenordnung von einigen hundert Anlagen.

Das wirtschaftliche Anwendungspotential wird vor allem durch den zukünftigen Rohölpreis bestimmt. Das Analyseraster dieser Studie geht ab dem Jahr 2000 von einer realen Steigerung des Rohölpreises von 3,5 %/a aus, womit ein sehr günstiger wirtschaftlicher Rahmen für die weltweite Realisierung von HTR-Dampfllutprojekten gegeben ist.

Tabelle 7.1

Geologisches Lagerstättenpotential (nur Schweröllagerstätten) für Dampfpluten mit HTR

	anfänglicher Lagerstätten- vorrat Mrd. t	10 % Entölung durch Dampf- pluten Mio. t	theoret. mögliche HTR-Anlagenzahl
Kanada	127	12 700	1 270
UdSSR	3	300	30
vermutet	250	25 000	
Venezuela	15	1 500	150
vermutet	85	8 500	
USA	1,4	140	10
Indonesien (nur Duri-Felder)	1	107	10
China	2	200	19
weitere Länder	2	200	20