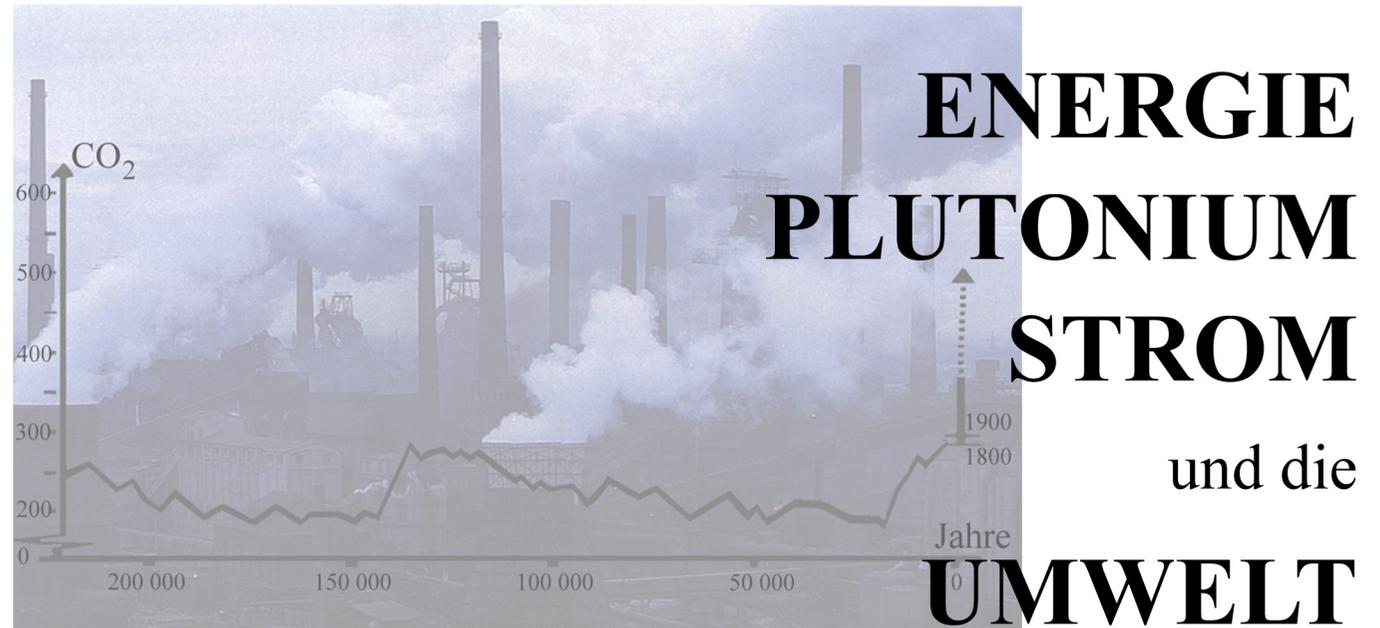


Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie



17 Vorträge der Tagungen Heidelberg (1999) und Dresden (2000)

eingeschlossen das Symposium 'Plutonium – und was nun?' zusammen mit dem
Arbeitskreis Physik und Abrüstung Herausgeber: W. Blum

Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie

**ENERGIE
PLUTONIUM
STROM
und die
UMWELT**

17 Vorträge der Tagungen Heidelberg (1999) und Dresden (2000)

eingeschlossen das Dresdner Symposium 'Plutonium – und was nun?' zusammen mit
dem Arbeitskreis Physik und Abrüstung

Herausgeber: W. Blum

DPG Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
Hauptstraße 5, D-53604 Bad Honnef

Weitere Exemplare können bezogen werden von
<Walter.Blum@cern.ch> oder
<Altmann@ep3.ruhr-uni-bochum.de>
oder über die Geschäftsstelle der DPG
<dpg@dpg-physik.de>

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	3	Dieter Attig Zukunftschancen der Kraft-Wärme-Kopplung in einem liberalisierten Energiemarkt Vortrag gehalten am 16. März 1999 in Heidelberg	181
Klaus Becker Wie gefährlich sind kleine Strahlendosen? Vortrag gehalten am 16. März 1999 in Heidelberg	5	Helmuth-M. Groscurth und Isabel Kühn Die energetische Nutzung von Biomasse –technische, ökonomische und ökologische Erfahrungen anhand ausgewählter europäischer Beispiele Vortrag gehalten am 16. März 1999 in Heidelberg	193
Wolfgang Liebert, Roland Bähr, Alexander Glaser, Lothar Hahn, Christoph Pistner Fortgeschrittene Nuklearsysteme: Was ist zu erwarten? Vortrag gehalten am 21. März 2000 in Dresden	25	Gregor Czisch Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung Vortrag gehalten am 18. März 1999 in Heidelberg	213
Dominique Delattre, The accident at the nuclear fuel processing facility in Tokajmura: The role of IAEA Vortrag gehalten am 21. März 2000 in Dresden	53	Michael Häusler Solarstrombrücken zwischen Nordafrika und Europa Vortrag gehalten am 18. März 1999 in Heidelberg	233
Klaus-Detlef Closs Anforderungen an Plutonium-Abfallprodukte aus der Sicht der Endlagerung Vortrag gehalten am 23. März 2000 in Dresden (Pu-Symposion)	69	Michael Dick Die Technik des 3-Liter Autos Vortrag gehalten am 23. März 2000 in Dresden	241
K. Gompper und G. Keßler Moderne Strategien zur Beseitigung von Plutonium Vortrag gehalten am 23. März 2000 in Dresden (Pu-Symposion)	89	Simone Lenz und Wolfgang Pfaffenberger Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern mit einem Quotenmodell Vortrag gehalten am 18. März 1999 in Heidelberg	257
Allison Macfarlane The Options for and Status of Military Surplus Plutonium in the United States and Russia Vortrag gehalten am 23. März 2000 in Dresden (Pu-Symposion)	113	Holger Krawinkel Zertifikatshandel für erneuerbare Energien – Eine europäische Perspektive Vortrag gehalten am 24. März 2000 in Dresden	269
Wolfgang Liebert, Alexander Glaser, Christoph Pistner Umgang mit deutschem Reaktorplutonium im europäischen Kontext Vortrag gehalten am 23. März 2000 in Dresden (Pu-Symposion)	125	Manfred Treber Sachstand beim internationalen Klimaschutz im Rahmen der UN-Klimaverhandlungen – die Schlupflöcher des Kyoto-Protokolls und der Beitrag der Naturwissenschaften Vortrag gehalten am 24. März 2000 in Dresden	277
Klaus Kühn Endlagerung radioaktiver Abfälle – ein auswegloses Problem in Deutschland? Vortrag gehalten am 16. März 1999 in Heidelberg	149	Anschriften der Vortragenden und des Herausgebers	289
Martin Keilhacker Richtungsweisende Ergebnisse vom Europäischen Fusionsexperiment JET Vortrag gehalten am 21. März 2000 in Dresden	161		

VORWORT

Auf den Tagungen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft treten auch der **Arbeitskreis Energie** sowie der **Arbeitskreis Physik und Abrüstung** mit eigenen Vortragsreihen in Erscheinung. In dem vorliegenden Band sind 17 Hauptvorträge versammelt, die in diesem Rahmen 1999 in Heidelberg und 2000 in Dresden gehalten wurden.

Sie sind thematisch gruppiert um moderne Einzelfragen der Energieerzeugung von der regenerativen und der Fusions-Energie sowie der sparsamen Verwendung bis hin zu den zukünftigen Wirtschaftsformen des Stromhandels; einen besonderen Raum nehmen diesmal die Fragen der nuklearen Abfälle ein. Diese in der Öffentlichkeit stark beachteten Probleme entstehen einmal bei der Kernenergie-Erzeugung, zum anderen bei der Verringerung militärischer Waffenprogramme. Das **Symposium 'Plutonium – und was nun?'**, das 2000 in Dresden von den beiden Arbeitskreisen gemeinsam organisiert worden war, war speziell diesem Fragenkreis gewidmet.

Mit solchen Veranstaltungen tritt die DPG über den engen Rahmen der eigentlich physikalisch-technischen Fragen hinaus und bietet ihren Mitgliedern und der Öffentlichkeit eine Auseinandersetzung mit den brennenden politischen und wirtschaftlichen Themen, die aus der modernen Technik entstehen. Es ist der DPG ein besonderes Anliegen, daß die Argumente quantitativ und genau sind. Sie möchte dazu beitragen, daß die Redlichkeit der Wissenschaft in die öffentliche Diskussion heineinwirkt.

Die Hauptvorträge des Arbeitskreises Energie erscheinen regelmäßig in einer schriftlichen Form, so wie sie hier vorliegt, jedoch im allgemeinen jährlich. Demnächst werden sie auch im Internet zu finden sein. Wenn man sie über die Jahre zusammennimmt, ergeben sie einen Überblick über die moderne Entwicklung von Themen, die mit der Energie zusammenhängen, ob sie nun physikalisch-technischer, wirtschaftlicher oder politischer Natur sind, und einen Zugang zur übrigen Literatur.

Die eingeladenen Redner sind Experten ihres Fachgebietes und kommen meist von außerhalb der DPG. Die DPG ist besonders dankbar für ihre Beiträge.

W. Blum (München und Genf)

WIE GEFÄHRLICH SIND KLEINE STRAHLENDOSEN?

Klaus Becker

1. Zusammenfassung

Spätestens seit dem Unfall in Tschernobyl ist die Frage nach der Wirkung kleiner Dosen ionisierender Strahlung, d.h. im Bereich der Schwankungsbreite natürlicher Expositionen, keine bloße akademische Streitfrage mehr, sondern Gegenstand erheblichen Medieninteresses mit starkem Einfluss auf unsere Energiepolitik. Die vorherrschende Hypothese der linearen Extrapolation von hohen zu niedrigen Strahlendosen ohne Schwellenwert wird jedoch zunehmend aus radiobiologischen und epidemiologischen, aber auch aus sozialen, ökonomischen und ethischen Gründen in Frage gestellt.

Eine wissenschaftlich begründete Kosten/Nutzen-Analyse, die sich auf einen Vergleich mit nachweisbaren natürlichen und zivilisatorischen Risiken konzentriert, würde wahrscheinlich nicht nur zu einer erheblichen Anhebung der zulässigen Grenzwerte, sondern auch zu Kostensenkungen in Milliardenhöhe und einer erhöhten Akzeptanz aller friedlichen Strahlennutzungen einschließlich der Kernenergie führen.

2. Einleitung

Vor fast einem halben Jahrtausend erwähnte der bedeutende Arzt Paracelsus erstmalig eine Lungenkrankheit im sächsischen Silberbergbau, von der man inzwischen weiss, dass sie mit den enormen Radonkonzentrationen in den Stollen zusammenhing – das Problem des “Schneeberger Lungenkrebses” tauchte im Uranbergbau der ersten Nachkriegsjahre in der gleichen Gegend erneut auf, als Äquivalentdosen von mehr als 3 Sv pro Jahr in der damaligen Wismut S.A.G eher die Norm als die Ausnahme waren. Es war aber auch Paracelsus, der den Satz prägte, dass “die Dosis das Gift macht”.

Tatsächlich gibt es kaum ein Agens oder einen Umwelteinfluss, von dem in sehr hohen Dosen keine Gesundheitsgefahr ausgeht, selbst wenn dieses Agens in kleinen Dosen völlig harmlos oder sogar lebensnotwendig ist – Spurenelemente sind ein typisches Beispiel. Es wird nun zunehmend deutlich, dass ionisierende Strahlung, mit der sich das Leben auf der Erde entwickelt hat, im Gegensatz zu den Hypothesen, die den derzeitigen Empfehlungen internationaler Gremien und einschlägigen Bestimmungen zugrunde liegen, keine Ausnahme von dieser Regel darstellt.

3. Beobachtungen und experimentelle Befunde

Dass Strahlung keine Sonderstellung einnimmt, hängt vor allem damit zusammen, dass die durch strahlungsbedingte Ionisationsvorgänge in der Zelle entstehenden reaktiven Sauerstoffverbindungen sich nicht von denen unterscheiden, die auch beim normalen oxidativen Zellmetabolismus entstehen. Dadurch wirken auch für Strahleneffekte körpereigene Abwehrmechanismen, die erst bei recht hohen Dosen überfordert werden. Die früher einmal befürchteten genetischen Schäden konnten beim Menschen ebenfalls nicht nachgewiesen werden, und zwar weder bei den japanischen Atombombenüberlebenden, noch in Weltgegenden mit zehnfach höherer natürlicher Strahlenexposition, was u.a. mit der sehr hohen Rate spontaner Frühaborte befruchteter Eizellen von 25-30% erklärt wird.

Selbstverständlich gibt es keine Zweifel daran, dass Dosen von mehreren Sv in hohem Maß gewebschädigend wirken können (darauf beruht u.a. die Strahlentherapie), und zwar besonders dann, wenn es sich um Ganzkörperbestrahlungen mit hoher Dosisleistung handelt. Eine ganze Anzahl von Strahlenunfällen und die Erfahrungen der frühen Röntgenärzte und Radium-Zifferblattmalerinnen belegen dies ebenso wie die bislang etwa dreißig Strahlentoten durch den Tschernobyl-Unfall oder die ca. 500 zusätzlichen Krebstoten (entsprechend einer etwa fünfprozentigen Erhöhung der Krebsmortalität) unter den Überlebenden mit einer Dosis von mehr als 200 mSv¹ in Japan. Diese nun über 50 Jahre lang genauestens studierte Gruppe dient als Hauptgrundlage unserer derzeitigen Strahlenschutzbestimmungen, bei denen man von den in Hiroshima und Nagasaki beobachteten Effekten linear zur Nulldosis extrapoliert.

Ein solches Vorgehen wird aber von vielen Fachleuten als unzulässig angesehen. Eine extreme Kriegssituation in einer völlig zerstörten Stadt mit weit dominierenden thermischen, mechanischen und Druckauswirkungen, hohen Dosen und Dosisleistungen in einem komplexen und immer noch ungenau bekannten gemischten Strahlenfeld, verbunden mit hohem psychischem Stress, dem Zusammenbruch aller sozialen und medizinischen Strukturen usw. ist kaum vergleichbar mit einem normalen europäischen Arbeitsplatz. Es überrascht deshalb nicht, dass man auch nach Jahrzehnten intensiver Forschung in Gegenden mit sehr hoher natürlicher Strahlenexposition (teilweise über 20 mSv jährlich anstatt der im Mittel etwa 2 mSv in Deutschland), z.B. in Indien, Brasilien, China, Iran und im Erzgebirge, keinerlei nachteilige Gesundheitseffekte wie erhöhte Krebsmortalität und Missgeburtenrate oder geringere Lebenserwartung beobachten konnte. Selbst unter den A-Bomben-Überlebenden fehlt jeder Hinweis auf Strahlenfolgen unterhalb 200 mSv². Es gibt allerdings Indizien, dass möglicherweise Expositionen im Bereich von nur 50 mSv in einer empfindlichen Phase der Embryonalentwicklung nachteilige Folgen haben können, so dass bei bestimmten strahlenmedizinischen Maßnahmen im 3. bis 4. Schwangerschaftsmonat besondere Zurückhaltung geboten ist.

¹ W. F. Heidenreich, H. G. Paretzke, P. Jacob, D. A. Pierce, D. L. Preston: No evidence for increased tumor rates below 200 mSv in the atomic bomb survivor data; Radiat. Environm. Biophys. 36,1997, S. 205-210

² ebenda

Andererseits häufen sich in der Fachliteratur zunehmend Hinweise, dass die Krebsrate mit moderat zunehmender Strahlenexposition nicht zunimmt sondern im Gegenteil zunächst abnimmt. Eine der bekanntesten weil umfangreichsten Studien dieser Art, die fast 90% der U.S.-Bevölkerung umfaßt³, zeigt sowohl für männliche wie auch für weibliche Amerikaner nicht die von der International Commission for Radiological Protection (ICRP) angenommene Erhöhung durch erhöhte Radonkonzentrationen, sondern eine deutliche Verminderung der Lungenkrebsmortalität mit zunehmender Radonkonzentration in den Wohnungen (Abb. 1). Dieser Effekt ändert sich auch nicht durch Berücksichtigung des dominierenden Einflusses des Rauchverhaltens auf die Lungenkrebshäufigkeit.

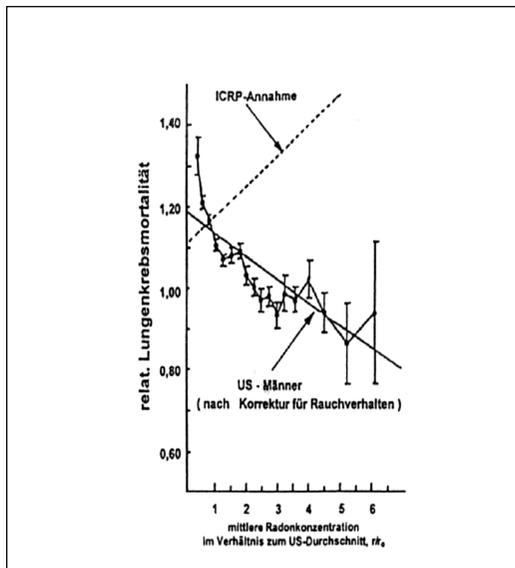


Abb. 1: Lungenkrebsmortalität der männlichen Bevölkerung in 1601 Bezirken der USA als Funktion der Radonkonzentration in Gebäuden nach Korrektur für das Rauchverhalten im Vergleich mit den nach ICRP zu erwartenden Werten (die Resultate für Frauen sind analog)⁴.

³ B. L. Cohen: Test of the LNT theory of radiation carcinogenesis in the low dose-rate region; Health Phys. 68, 1995, S. 157-174

⁴ ebenda

Studien an nichtrauchenden Frauen in den Uranbergbaugebieten der ehemaligen DDR mit teilweise sehr hohen Radonkonzentrationen in Wohnhäusern zeigen das gleiche⁵: Die Lungenkrebsrate ist nicht höher, sondern nur etwa halb so hoch wie im DDR-Durchschnitt. Diese Befunde werden erhärtet durch Ergebnisse an der Columbia University⁶, wonach bei Personen, die aus medizinischen Gründen mit externer Röntgen- und Gammastrahlung exponiert wurden, ein Schwellenwert für die Lungenkrebshäufigkeit von 2 Gy gefunden (Abb. 2) und daraus gefolgert wird, dass “der Nachweis für kein und wahrscheinlich ein negatives Risiko für Lungenkrebs im Bereich kleiner Dosen nicht nur der Linearität widerspricht, sondern auch alle Risikoabschätzungen, die auf nicht-gleichförmiger Bestrahlung beruhen, ungültig macht.”

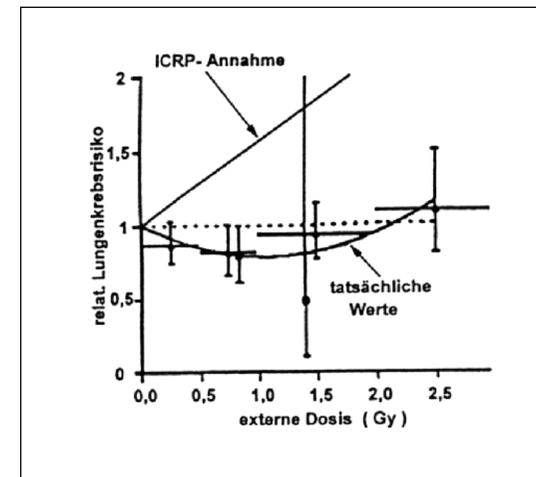


Abb. 2: Relatives Lungenkrebsrisiko als Funktion äußerer Strahlenexposition mit Röntgen- und Gamma-Strahlung im Vergleich mit den ICRP-Erwartungswerten⁷.

Selbst das weithin als Supergift verteilte Plutonium (tatsächlich sind viele bekannte Naturprodukte wie Bakterien-, Tier- und Pflanzengifte um viele Größenordnungen toxischer) zeigt nicht nur im Tierversuch (vgl. Abb. 3), sondern nach Analysen der Arbeiter in der russischen

⁵ K. Becker und W. Schüttmann: Was ist eigentlich aus dem Radon geworden?; Strahlenschutzpraxis 4, Heft 1, 1998, S. 54-58

⁶ H. H. Rossi, M. Zaider: Radiogenic lung cancer: The effect of low doses of low-LET radiation; Radiat. Environ. Biophys. 36, 1997, S. 85-88

⁷ ebenda

Kernwaffenproduktion auch beim Menschen bei Inhalation als Oxid einen Schwellenwert von 0.8 Gy (Abb. 4), was nach den offiziellen Annahmen einer Dosis von 16 Sv entspricht⁸.

Damit werden also nicht nur die Hypothesen der Linearität und schwellenlosen Strahlungswirkung, sondern auch das Konzept der Äquivalentdosis (Zusammenfassung gewichteter Teilkörperdosen zu einem "äquivalenten" Summenwert), das sich in der abgeleiteten Einheit Sv niederschlägt, in Frage gestellt. Auf die Fragwürdigkeit der ebenfalls auf der Linearitätshypothese beruhenden "Kollektivdosis" wird noch zurückzukommen sein.

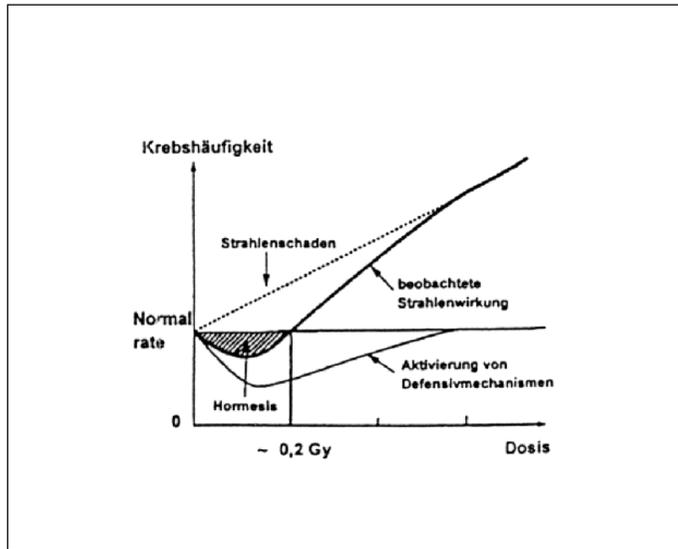


Abb. 3: Schematische Darstellung der Überlagerung von Strahlenschäden mit der Aktivierung von Defensivmechanismen im Bereich kleinerer Strahlendosen⁹

8 Z. B. Tokarskaya et al.: Multifactorial analysis of lung cancer dose-response relationships for workers at the Mayak nuclear enterprise; Health Phys. 73,1997, S. 899-905

9 L. Feinendegen: Vortrag Internat. Konf. "Radon und Gesundheit"; Bad Hofgastein Sept. 1998, im Druck

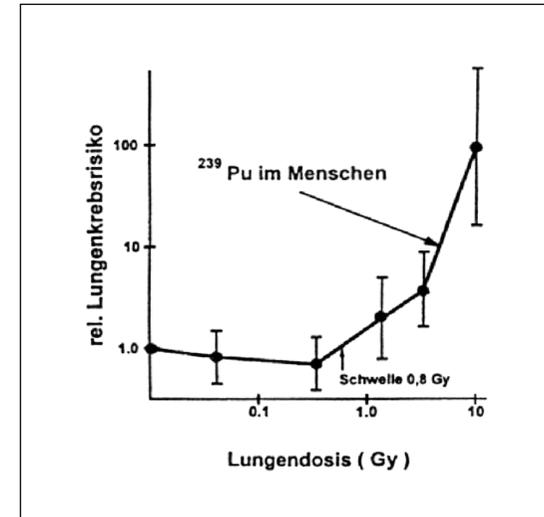


Abb. 4: Lungenkrebsrate als Funktion der Lungendosis durch inhaliertes Plutoniumoxid bei russischen Nucleararbeitern¹⁰

Doch wie lassen sich solche Befunde erklären? Zunächst ist festzustellen, dass sich (ähnlich wie bei den japanischen Studien) die Verhältnisse in den Frühjahren des Uranbergbaus nicht auf die in Wohnhäusern übertragen lassen. Die Bergarbeiter waren unter für heutige Verhältnisse unfasslichen Bedingungen beim Trockenbohren, exzessiven Rauchgewohnheiten, mangelhafter Belüftung usw. sehr hohen Radonkonzentrationen ausgesetzt, außerdem erheblichen Belastungen mit Staub und toxischen Mineralstäuben, nitrosen Gasen, Dieselabgasen usw. Außerdem rauchten die Bergarbeiter weit mehr als die Durchschnittsbevölkerung, was zu offensichtlichen Synergismen in der Belastung des Bronchialepithels führte.

Trotzdem wurden aufgrund der Bergarbeiter-Befunde in verschiedenen Ländern Interventions-Richtwerte um etwa 150-400 Bq m⁻³ in Atemluft festgesetzt. Würden diese wirklich ernst genommen, müssten sie zur Evakuierung ganzer Landstriche in Finnland, Cornwall, China, im Iran und Erzgebirge führen. Damit entwickelt sich das Radon zu einem zentralen Test für die Richtigkeit der "Linearen Nichtschwelen-Hypothese" (engl. LNT= Linear No Threshold), die den derzeitigen ICRP-Empfehlungen, EU-Richtlinien und der deutschen Strahlenschutzverordnung zugrundeliegen.

10 s. Tokarskaya et al.

Aber auch andere Daten lassen an der Richtigkeit dieser Hypothese zweifeln: So ist bei den Leukämiefällen unter den Hiroshima/Nagasaki-Überlebenden¹¹ deutlich eine zunächst mit zunehmender Dosis abnehmende Tendenz (Abb. 5) zu erkennen.

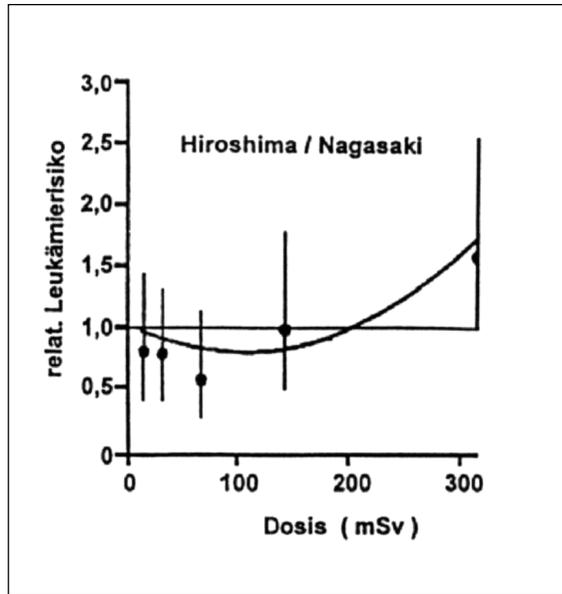


Abb. 5: Mortalitätsrisiko durch Leukämie unter den Hiroshima/Nagasaki-Überlebenden¹²

Bei der Knochenkrebserregung in Menschen (Radiumarbeiterinnen) und Versuchstieren (Abb. 6) liegt die Schwelle, ebenso wie beim Lungenkrebs für externe Röntgen- und Gammastrahlung, bei mehreren Gy. In anderen Fällen sind die Ergebnisse eher ambivalent. So wurde z.B. bei Mäusen, denen große Mengen Radium injiziert worden waren, einerseits erwartungsgemäß eine Erhöhung des Knochensarkoms um einige Prozent festgestellt, andererseits aber auch eine Verlängerung der mittleren Lebenserwartung um 20%.

¹¹ Report of the United Nations Scientific Committee of the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) 1994
¹² ebenda

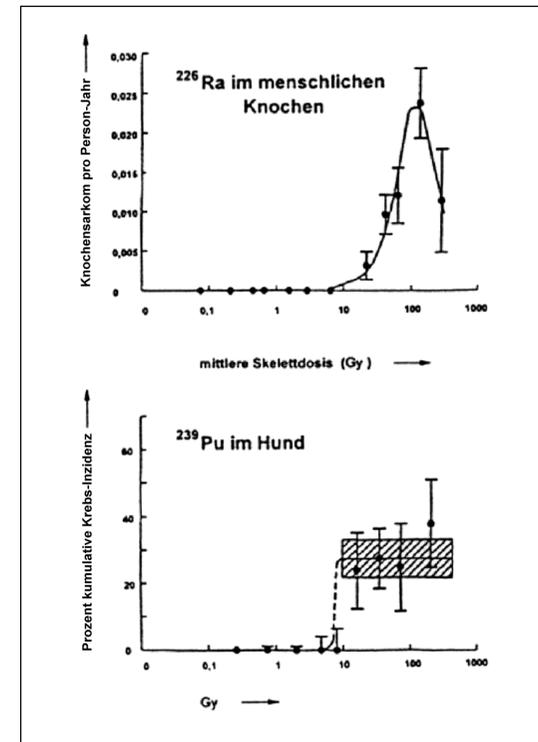


Abb. 6: Dosis-Effekt-Beziehung für radium-induzierten Knochenkrebs beim Menschen (oben) und bei Hunden (unten)¹³

4. Erklärungsmöglichkeiten

Die komplexen biophysikalischen und biochemischen Vorgänge, die hier auf molekularer und zellulärer Ebene zugrunde liegen und die zunächst wahrscheinlich dominierend positiven, später sicher überwiegend negativen Strahleneffekte erklären, sind bisher noch nicht vollständig aufgeklärt. Anscheinend werden durch kleinere Dosen zunächst Defensiv- und Reparaturmechanismen aktiviert. Diese Wechselwirkung wurde in Abb. 3 schematisch dargestellt.

¹³ S. Kondo: Effects of low-level radiation; Kinki University Press 1993 (ISBN 0-944838-43-X)

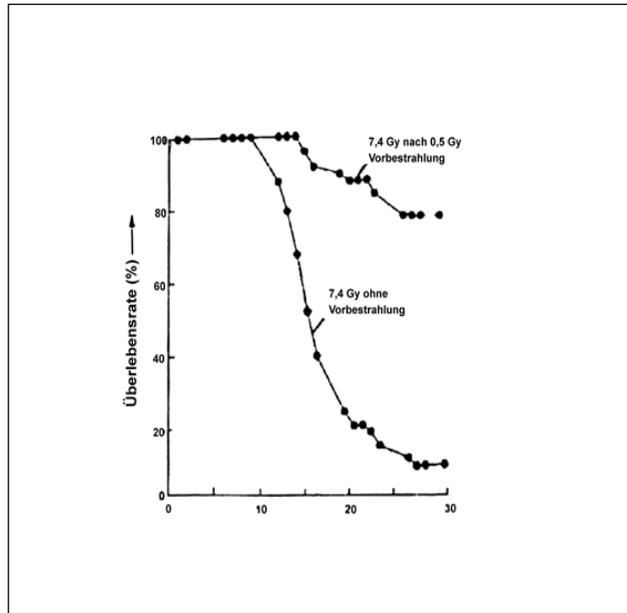


Abb. 7:

Überlebensraten von Mäusen nach Bestrahlung mit 7.4 Gy Röntgenstrahlung hoher Dosisleistung ohne Vorbestrahlung (untere Kurve) und bei Bestrahlung zwei Wochen nach einer Vorbestrahlung mit 0.5 Gy¹

Der bekannte Effekt des "Adaptive Response", dem der UNSCEAR-Bericht von 1994¹⁴ 87 Seiten mit 400 Literaturhinweisen widmet, ist eine von vielen Erklärungsmöglichkeiten. Abb. 7 zeigt als Beispiel, wie die Überlebensrate von Mäusen, die nach einer Dosis von 7.4 Gy nach einem Monat weniger als 10% beträgt, durch eine Vorbestrahlung mit 0.5 Gy um das Achtfache gesteigert werden kann¹⁵. Andere Studien zeigten, dass nach einer Vorbestrahlung auch die karzerogene Wirkung chemischer Agenzien herabgesetzt wird.

Zu erwähnen ist auch, dass sich im Körper eines Erwachsenen stündlich etwa 20 Millionen "natürliche" radioaktive Zerfälle ereignen. Diese tragen allerdings nur sehr gering zu den durch den Metabolismus (freie Radikale usw.) und thermische Instabilität bedingten etwa 10.000 Mutationen pro Zelle und Stunde (das sind bei etwa 7x10¹³ Zellen im Körper des durchschnittlichen

14 Report of the United Nations Scientific Committee of the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) 1994
15 Z. Jaworowski, All the Chernobyl deaths; Nukleonika, im Druck

Europäers etwa 7x10¹⁷ Mutationen pro Tag oder 10⁸ Mutationen pro Zelle und Jahr) bei. Diese Einzel- und Doppelstrangbrüche in der DNA kompensiert der Körper sehr erfolgreich durch vielfältige Schadenskontrollsysteme, von der Zelldetoxifizierung über DNS-Reparatursysteme und Apoptosis, einen selbst-programmierten Zelltod, der stündlich viele Millionen von Körperzellen ohne makroskopische Negativfolgen eliminiert, bis hin zum Immunsystem, das veränderte Zellen erkennen und beseitigen kann¹⁶

Angesichts der langen Generationenspanne beim Menschen von etwa 30 Jahren sind beträchtliche Redundanzen gegen schädliche Einflüsse aller Art entstanden. Mit den ca. 100 Millionen aus anderen Gründen entstehenden DNS-Schäden pro Zelle und Jahr ist zu vergleichen, dass bei einer Exposition von 1 mGy Röntgenstrahlung pro Jahr jede Zelle nur einmal von einem Compton-Elektron getroffen wird. Damit ist es durchaus möglich, dass eine Stimulierung von Abwehr- und Reparatursystemen durch ionisierende Strahlung mehr anderweitig verursachte Schäden kompensiert, als sie selbst verursacht, und ein per saldo biopositiver Effekt zu erklären ist.

5. Konsequenzen der derzeitigen Strahlenschutzregeln

Trotz dieser bekannten Fakten, und ohne jeden Nachweis von Gesundheitsschäden durch ionisierende Strahlen im weiten Bereich natürlicher Expositionen, hat die Expertengruppe ICRP in ihrem Bericht 60 von 1990, der als Grundlage für die "Basic Safety Standards" von IAEA, WHO und EU diente, sich mehrheitlich für die überaus konservative Annahme einer linearen Dosiswirkung ohne Schwelle entschieden.

Damit hängt eng das Konzept der Kollektivdosis (Aufsummierung aller Individualdosen einer Personengruppe oder Bevölkerung) zusammen, das ursprünglich zur Vereinfachung der Buchführung für bestimmte Fälle entwickelt worden war, hauptsächlich zur Bewertung der Dosis von beruflich Strahlenbeschäftigten. Die Grundannahme des "Ein-Elektron-kann-Sietöten" lief dann in der Praxis jedoch oft praktisch auf eine Multiplikation von Null mit Unendlich hinaus, wodurch man beispielsweise in der nördlichen Hemisphäre tausende oder mehr potentielle Tschernobyltote "errechnete". Tatsächlich liegt die Zahl der primär durch ionisierende Strahlung verursachten Mortalitäten über zwölf Jahre nach dem Unfall, einschließlich der Kinder-Schilddrüsenkarzinome, glücklicherweise immer noch unter vierzig¹⁷.

16 L. Feinendegen: Vortrag Internat. Konf. "Radon und Gesundheit"; Bad Hofgastein Sept. 1998, im Druck;
J. Muckerheide and T. Rockwell: The Hazards of U.S. Policy on Low-Level Radiation; 2th century, Fall 1997, S. 16-25

17 Z. Jaworowski, All the Chernobyl deaths; Nukleonika, im Druck;
K. Becker: Some social, economical and political effects in Western Europe; Proceed. Chernobyl Summing-up Conference, May 1996, IAEA Wien

Trotzdem werden in Deutschland, basierend auf der unbewiesenen LNT-Hypothese, nach wie vor DM 200.000 zur Vermeidung einer jährlichen Individualdosis von einem Sv ausgegeben, und zwar mit einer Untergrenze von 0.00001 Sv, d.h. von etwa dem zweihundertsten Teil der mittleren natürlichen Exposition. Das führt dann beispielsweise bei der Wismut-Sanierung im Erzgebirge oder beim Rückbau kerntechnischer Anlagen in Greifswald oder Karlsruhe, sowie bei Transport und Beseitigung radioaktiver Abfälle zu unnötigen mehrstelligen Milliardenkosten¹⁸.

Nachfolgend seien nur einige deutsche Beispiele genannt (die Liste lässt sich leider, auch mit Beispielen aus anderen Ländern, fast beliebig verlängern):

1. Nach dem Tschernobyl-Unfall wurden in Deutschland landwirtschaftliche Produkte im Werte von ca. 400 Mill. DM vernichtet, einschließlich Milch in Hessen, deren Gehalt an I-131 mit 20 Bq/l bei einem Fünftel der natürlichen Radioaktivität durch K-40 lag. Die "Strahlenmolke", mit einer Aktivität geringer als die von Phosphatdünger, kostete zur Verblüffung der Fachwelt den deutschen Steuerzahler etwa 70 Mill. DM¹⁹.
2. Die Rückbaukosten der WAK in Karlsruhe werden auf etwa das 30-fache der Baukosten geschätzt, einschließlich einer etwa 400 Mill. DM teuren Anlage zur Verglasung von 80 m³ flüssiger Abfälle, die man ebensogut in der nur etwa 350 km entfernten, etwa ein Zehntel so teuren und mit deutscher Technik errichteten PAMELA-Anlage in Mol hätte behandeln können.
3. Für inzwischen zweistellige Millionensummen werden Studien durchgeführt über "Leukämie-Cluster", die seit über 70 Jahren bekannt sind und zuerst im Umfeld einer katholischen Kirche in Chicago beschrieben wurden, und deren negative Resultate für Fachleute von Anfang an feststanden. Ähnliche Beispiele gibt es auch in der Radon-Epidemiologie.
4. Nicht zuletzt durch breit publizierte Behauptungen eines Außenseiters über exorbitante Qualitätsfaktoren für schnelle Neutronen gelang es, die Kosten für einen einzigen CASTOR-Transport auf das Vielfache der Gesamtkosten eines finnischen Endlagers von 30 Mill. DM zu steigern.

6. Neue Stimmen

Es ist unter diesen Umständen nicht verwunderlich, dass sich inzwischen nicht nur eine Vielzahl prominenter Fachleute, sondern auch wichtige Verbände und Institutionen klar gegen die LNT-Hypothese und das Kollektivdosis-Konzept ausgesprochen haben. Hierzu gehört die Französische Akademie der Wissenschaften, die im Oktober 1995 in ihrem Bericht Nr.34 zu der neuen EU-

¹⁸ K. Becker: Schwelle oder Nicht-Schwelle - ist das hier die Frage?; Strahlenschutzpraxis 3, 1997, S. 14-21

¹⁹ Z. Jaworowski, All the Chernobyl deaths; Nukleonika, im Druck

Grundnorm feststellte: "Es gibt keine wissenschaftlichen Daten, welche die Reduktion der Bevölkerungsdosis (von bisher 5) auf 1 mSv pro Jahr empfehlenswert machen würde." Dazu ist anzumerken, dass in Deutschland schon seit längerer Zeit das Limit bei je 0.3 mSv bei Luft- und Wasserpfad liegt.

Die größte und älteste Strahlenschutz-Gesellschaft der Welt, die Health Physics Society, stellte im März 1996 in einem "Position Statement" fest, dass "unterhalb 100 mSv das Risiko von Gesundheitsschäden entweder zu klein ist, um festgestellt zu werden, oder nicht existiert.... Es gibt schwerwiegende Gründe dafür, dass das LNT-Modell eine übergroße Vereinfachung der Dosis-Wirkungs-Beziehung darstellt und zu einer Verschätzung der Gesundheitsrisiken kleiner Strahlendosen führt.... Wenn in der Bevölkerung alle Personen Dosen von weniger als 100 mSv zusätzlich zur natürlichen Strahlenexposition erhalten, sollte die Kollektivdosis nicht zur Quantifizierung von Gesundheitsrisiken herangezogen werden." Dem hat sich inzwischen auch die kanadische Strahlenschutzvereinigung angeschlossen.

Schon 1980 sagte Lauriston S. Taylor, u.a. als ehemaliger Vorsitzender von ICRP und NCRP einer der Väter des modernen Strahlenschutzes, dass "niemand bei Beachtung der ersten, 1934 von NCRP und ICRP festgelegten Grenzwerte nachweisbare Strahlenschäden erlitten hat", und folgert: "Die Anwendung der LNT-Theorie für die Berechnung der Kollektivdosis ist ein zutiefst unmoralischer Missbrauch unseres wissenschaftlichen Erbes."

Einige weitere Zitate prominenter Fachleute:

- Z. Jaworowski, ehemaliger Vorsitzender von UNSCEAR: "Das Nichtschwellen-Prinzip gehört in den Bereich der Verwaltung und ist kein wissenschaftlicher Grundsatz."
- R. Yalow, Nobelpreisträgerin für Medizin: "Es gibt keinerlei reproduzierbare Hinweise auf nachteilige Gesundheitseffekte durch Erhöhung der natürlichen Strahlenexposition um einen Faktor von 5 bis 10. Die übermäßige Sorge um Strahlung behindert ernsthaft den Einsatz von Strahlung und Radioaktivität in Medizin, Wissenschaft und Industrie."
- Ph. H. Abelson, Herausgeber von SCIENCE: "Die derzeitige Mode der Extrapolation von hohen zu niedrigen Dosen ist falsch für Chemikalien wie auch für Strahlung. Die Bevölkerung wurde unnötig verängstigt und betrogen, und hunderte von Milliarden Dollar wurden vergeudet."
- G. Walinder, ehemaliger Mitarbeiter von Rolf Sievert, UNSCEAR usw.: "Es ist absolut notwendig, die überholte und falsche LNT-Hypothese abzuschaffen, weil sie auf keinen Fall als Vorsichtsmaßnahme angesehen werden kann, sondern im Gegenteil eine Gefahr für Gesundheit und Leben von Mensch und Umwelt darstellt. Strahlenschutz wurde zum Gesundheitsrisiko."
- M. Goldman, Ex-Präsident der Health Physics Society: "Es ist an der Zeit, dem alten Lehrsatz, dass das Krebsrisiko stets der Dosis, und sei sie noch so klein, proportional ist, wissenschaftlich zu widersprechen."

- J. A. Simmons and D. E. Watt, zwei namhafte britische Strahlenwissenschaftler, fordern in einem neuen Buch "Radiation Protection Dosimetry - a Radical Reappraisal" (Med. Phys. Publ. 1999) die Abschaffung der absorbierten Energie pro Masseneinheit als Grundlage der Dosimetrie und folgern: "Das Postulat einer linearen Dosis-Wirkungs-Beziehung ist bestenfalls eine grobe Vereinfachung und schlimmstenfalls eine extrem teure Überschätzung des Risikos."

Auch diese Liste läßt sich fast beliebig verlängern²⁰. Inzwischen haben sich auch Politiker diesen Einsichten nicht verschließen können. So bemerkte A. Merkel als Präsidentin der großen Wiener Tschernobyl-Konferenz im Mai 1996 vorsichtig, dass "die Strahlenempfindlichkeit von Gesellschaften die von Individuen weit überschreitet". Der amerikanische Senator P. V. Domenici formulierte es bei einer vielbeachteten Ansprache an der Harvard University am 31.10.1997 etwas ausführlicher: "Wir regeln Expositionen mit kleinen Strahlendosen auf Basis des sogenannten linearen Nichtschwellen-Modelles, das aussagt, es gäbe keinen "sicheren" Wert für Expositionen. Unser Modell zwingt uns, Strahlung bis zu fast einem Prozent der natürlichen Exposition zu regulieren ohne Berücksichtigung der Tatsache, dass die natürliche Strahlung in den USA um 50% variiert. Andererseits glauben viele Wissenschaftler, dass lebende Zellen nach Millionen von Jahren natürlicher Bestrahlung sich so an niedrige Strahlendosen angepasst haben, dass diese sehr wenig oder gar keinen Schaden verursachen. Tatsächlich zeigen einige Untersuchungen, dass genau das Gegenteil richtig ist, nämlich dass niedrige Strahlendosen sogar die Gesundheit verbessern können. Die Wahrheit ist wichtig."

Selbst der Vorsitzende der überaus konservativen ICRP und Direktor des britischen Strahlenschutzinstitutes NRPB R. Clarke schlug kürzlich eine Diskussion über neue Grenzwertkonzepte vor, die eine Entschärfung der LNT- und Kollektivdosisdebatte bewirken sollen. Danach sollen dann, wenn das am höchsten exponierte Mitglied eines Kollektivs nicht gesundheitlich gefährdet ist, die Expositionen aller anderen Kollektivmitglieder vernachlässigt werden, mit einem möglichen Grenzwert als Teil oder Vielfaches der natürlichen Exposition. Offensichtlich kommt das Gespräch zwischen den eher "fundamentalistischen" und den "pragma-

20Proceed. ANS/ENS Internat. Meet., Washington Nov. 1996 und ANS Meet. Orlando, June 1997;
J. Muckerheide: The health effects of low-level radiation: Science, data, and corrective action; Nucl. News, Sept. 1995, S. 26-39;
T. Rockwell: What's wrong with being cautious?; Nucl. News, June 1997, S. 28-32;
M. Pollycove: The rise and fall of the LNT hypothesis; Nucl. News, June 1997;
G. Walinder: Has Radiation Protection Become a Health Hazard?; Nyköping 1995 (ISBN 91-630-2492);
S. Kondo: Effects of low-level radiation; Kinki University Press 1993 (ISBN 0-944838-43-X);
Z. Jaworowski: Stimulating effects of ionizing radiation: New issue for regulatory policy; Regulat. Toxicology and Pharmac. 22, 1995, S. 172-179 - s. auch Nukleonika 40, 1995, S. 3-12;
A. Brodsky: Radiation Risks & Uranium Toxicity; RSA Publications 1996 (ISBN 0-9630191-2-0);
W. A. Mills: Estimates of human cancer risks associated with internally deposited radionuclides.; in : Radiation Dosimetry; HPS Summer School 1994, S. 609-632;
B. L. Cohen: Turning the tide of public opinion on nuclear power; Nucl. News, April 1997, S. 26-29;
D. Schwarz: Ethical issues in radiation protection, continued; Health Phys. 75 (2), 1998, S. 183-186

tischen" Strahlenschutzfachleuten über eine sinnvollere Kosten/Nutzen-Analyse auf diesem Gebiet international in Gang, und verschiedene große Konferenzen, in Tokyo und Versailles 1999 und in Hiroshima 2000, sind diesem Dialog gewidmet.

7. Die deutsche Haltung in der LNT-Kontroverse.

Die Haltung der deutschen Experten und zuständigen Gremien in dieser hochaktuellen und wichtigen Diskussion war bisher recht zurückhaltend. Die Hauptgründe dafür sind:

1. Große Teile auch der deutschen "radiation protection community" sind durchaus an teuren Rückbau- und Sammlungsprojekten, dem Verkauf von Strahlenschutz-Geräten und Dienstleistungen, relevanten Forschungsprogrammen, Abfallmanagement und relevanten Verwaltungs- und Beratungsprogrammen interessiert.
2. Viele kenntnisreiche Wissenschaftler sind zurückhaltend, es sich mit dem launischen "Zeitgeist" und seinen noch ausgeprägteren wissenschafts- und technikfeindlichen Tendenzen, wie sie sich in Parteien, Medien, Kirchen, Schulen usw. artikulieren, zu verderben. Sie äußern sich nur selten öffentlich, weil sie (oft nicht zu Unrecht) befürchten, dass das Schwimmen gegen diesen Zeitgeist berufliche oder private Nachteile mit sich bringen könnte. Wichtige Ausnahmen – meist bereits außerhalb beruflicher Zwänge befindlicher – prominenter internationaler Fachleute²¹ bestätigen eher diese Regel.
3. Selbst dann, wenn die Notwendigkeit von grundsätzlichen Änderungen der gegenwärtigen Situation unter den Fachleuten völligen Konsens findet, würden die entsprechenden Änderungen der Gesetze, Verordnungen usw. – besonders unter Berücksichtigung europäischer und globaler Harmonisierungsgebote – einen beträchtlichen Zeit- und Verwaltungsaufwand beinhalten. Dabei ist die autobiographische Bemerkung von Max Planck (1946) von nur geringem Trost: "Neue wissenschaftliche Wahrheiten setzen sich nicht durch die Überzeugung der Opponenten durch, und durch deren Anerkennung ihrer Irrtümer. Sie sterben langsam aus und werden durch eine neue Generation, welche die Wahrheit kennt, ersetzt". Leider ist dies ein langsamer Prozess.

21 Z.B.: T. Rockwell: What's wrong with being cautious?; Nucl. News, June 1997, S. 28-32;
M. Pollycove: The rise and fall of the LNT hypothesis; Nucl. News, June 1997;
G. Walinder: Has Radiation Protection Become a Health Hazard?; Nyköping 1995 (ISBN 91-630-2492);
S. Kondo: Effects of low-level radiation; Kinki University Press 1993 (ISBN 0-944838-43-X)

8. Die ethische Frage

Abschließend erscheint das Problem der Bewertung kleiner Strahlendosen nicht zuletzt als eine wichtige ethische Fragestellung:

- Sollte man tatsächlich auch "Risiken" mit erheblichen volkswirtschaftlichen Mitteln zu mindern versuchen, die entweder gar nicht existieren oder doch so gering sind, dass sie sich trotz erheblicher Bemühungen in den letzten Jahrzehnten bislang jedem Nachweis entziehen konnten?
- Könnten die dafür eingesetzten Mittel nicht erheblich sinnvoller zur Lösung durchaus realer Gesundheits- und sozialpolitischer Probleme eingesetzt werden – nicht nur in Deutschland, sondern vielleicht mit einem noch viel günstigeren Kosten/Nutzen-Verhältnis in Entwicklungsländern?
- Wie ist das Kosten/Nutzen-Verhältnis im Strahlenschutz im Vergleich zum Umgang mit anderen natürlichen und zivilisatorischen Risiken – sei es durch die Risiken anderer Energiequellen einschließlich Emissionen, Gruben- und Transportunfällen, aber auch in den chemischen und anderen Technologiezweigen?
- Welche weiterreichende Folgen hat eine öffentlich propagierte Radiophobie, beispielsweise in Bezug auf Zehntausende zusätzlicher Abtreibung besorgter Frauen in Westeuropa in den Monaten nach dem Tschernobyl-Unfall, oder auf Patienten, welche aus Strahlenfurcht dringend erforderliche radiodiagnostische, nuklearmedizinische oder therapeutische Maßnahmen verweigern – bis hin zu geopolitischen Fragen wie Klimaänderungen und ihre Folgen, Verschuldung armer Entwicklungsländer und sinnlose Vergeudung wertvoller petrochemischer Grundstoffe²²? Übrigens: Ein Kollege, D. Schwarz aus Dortmund, hat kürzlich privat einen Preis von DM 100.000 für den Nachweis ausgelobt, dass ein Atomausstieg ethisch verantwortbar sei.
- Und nicht zuletzt: Wie hätte man die Entwicklung wissenschaftlich nicht fundierter, primär buchhaltungstechnischer Konzepte, wie im vorliegenden Fall LNT und Kollektivdosis, in enorm kostspielige gesetzliche Maßnahmen verhindern können, und wie kann man solche Entwicklungen in Zukunft vermeiden? Oder anders formuliert: Wie kann man die Degeneration von Empfehlungen sachkundiger, wenn auch sehr vorsichtiger Fachleute in ICRP und anderen internationalen Gremien zu formal und ohne Rücksicht auf Verhältnismäßigkeit alzuwendenden Rechtsnormen und Verwaltungsvorschriften rückgängig machen? Und wie ist zumindest das alte ICRP-Prinzip ALARA (...= so niedrig wie *vernünftigerweise* unter Berücksichtigung aller ökonomischen und sozialen Faktoren erreichbar), das in seinem langen Weg durch die bürokratischen Instanzen häufig zu "so niedrig wie möglich ohne Rücksicht auf die Kosten" wurde, wieder mit dem wichtigsten Wort "vernünftig" anreichern? Vor allem aber: Wie lässt sich der

²² T. Rockwell: What's wrong with being cautious?; Nucl. News, June 1997, S. 28-32;
D. Schwarz: Ethical issues in radiation protection, continued; Health Phys. 75 (2), 1998, S. 183-186

Primat abwägender Vernunft über Ideologie, Zeitgeist und Politik wieder herstellen? Aber diese Frage, den Standort Deutschland grundsätzlich betreffend, reicht natürlich weit über Strahlung und Strahlenschutz und die damit eng verbundene Frage der Akzeptanz der Kernenergie hinaus.

Literaturhinweise

(vorwiegend neuere zusammenfassende Darstellungen mit weiterführenden Hinweisen):

Der Verfasser ist zahlreichen Kollegen, insbesondere Prof. Dr. L. Feinendegen, Dr. E. Roth, Prof. Dr. W. Schüttmann, Prof. Dr. D. Schwarz und Prof. Dr. W. Stoll zum Dank für wertvolle Hinweise verpflichtet. Eine frühere Fassung dieses Vortrages wurde nach Verabschiedung durch den Vorstand der Deutschen Kerntechnischen Gesellschaft veröffentlicht:

K. Becker und E. Roth: Zur Wirkung kleiner Strahlendosen, atw 43(10), 616-620, 1998.

K. Becker: Some social, economical and political effects in Western Europe; Proceed. Chernobyl Summing-up Conference, May 1996, IAEA Wien

K. Becker: Schwelle oder Nicht-Schwelle - ist das hier die Frage?; Strahlenschutzpraxis 3, 1997, S. 14-21

K. Becker und W. Schüttmann: Was ist eigentlich aus dem Radon geworden?; Strahlenschutzpraxis 4, Heft 1, 1998, S. 54-58

A. Brodsky: Radiation Risks & Uranium Toxicity; RSA Publications 1996 (ISBN 0-9630191-2-0)

B. L. Cohen: Test of the LNT theory of radiation carcinogenesis in the low dose-rate region; Health Phys. 68, 1995, S. 157-174

B. L. Cohen: Turning the tide of public opinion on nuclear power; Nucl. News, April 1997, S. 26-29

L. Feinendegen: Vortrag Internat. Konf. "Radon und Gesundheit"; Bad Hofgastein Sept. 1998, im Druck

W. F. Heidenreich, H. G. Paretzke, P. Jacob, D. A. Pierce, D. L. Preston: No evidence for increased tumor rates below 200 mSv in the atomic bomb survivor data; Radiat. Environm. Biophys. 36, 1997, S. 205-210

Z. Jaworowski, All the Chernobyl deaths; Nukleonika, im Druck

S. Kondo: Effects of low-level radiation; Kinki University Press 1993 (ISBN 0-944838-43-X)

Z. Jaworowski: Stimulating effects of ionizing radiation: New issue for regulatory policy; Regulat. Toxicology and Pharmac. 22, 1995, S. 172-179 - s. auch Nukleonika 40, 1995, S. 3-12
W. A. Mills: Estimates of human cancer risks associated with internally deposited radionuclides.; in : Radiation Dosimetry; HPS Summer School 1994, S. 609-632

J. Muckerheide: The health effects of low-level radiation: Science, data, and corrective action; Nucl. News, Sept. 1995, S. 26-39

J. Muckerheide and T. Rockwell: The Hazards of U.S. Policy on Low-Level Radiation; 21th century, Fall 1997, S. 16-25

M. Pollycove: The rise and fall of the LNT hypothesis; Nucl. News, June 1997

Proceed. ANS/ENS Internat. Meet., Washington Nov. 1996 und ANS Meet. Orlando, June 1997

(7) Report of the United Nations Scientific Committee of the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) 1994

T. Rockwell: What's wrong with being cautious?; Nucl. News, June 1997, S. 28-32

H. H. Rossi, M. Zaider: Radiogenic lung cancer: The effect of low doses of low-LET radiation; Radiat. Environm. Biophys. 36, 1997, S. 85-88

D. Schwarz: Ethical issues in radiation protection, continued; Health Phys. 75 (2), 1998, S. 183-186

(5) Z. B. Tokarskaya et al.: Multifactorial analysis of lung cancer dose-response relationships for workers at the Mayak nuclear enterprise; Health Phys. 73, 1997, S. 899-905

G. Walinder: Has Radiation Protection Become a Health Hazard?; Nyköping 1995 (ISBN 91-630-2492)

M. Yonezawa et al.: Proceeding International Symposium on Low-level Exposures; Changchun/China 1993, S. 48

Abbildungen:

Abb. 1: Lungenkrebsmortalität der männlichen Bevölkerung in 1601 Bezirken der USA als Funktion der Radonkonzentration in Gebäuden nach Korrektur für das Rauchverhalten im Vergleich mit den nach ICRP zu erwartenden Werten (die Resultate für Frauen sind analog) (2).

Abb. 2: Relatives Lungenkrebsrisiko als Funktion äußerer Strahlenexposition mit Röntgen- und Gamma-Strahlung im Vergleich mit den ICRP-Erwartungswerten (4).

Abb. 3 : Lungenkrebsrate als Funktion der Lungendosis durch inhaliertes Plutoniumoxid bei russischen Nukleararbeitern (5).

Abb. 4: Mortalitätsrisiko durch Leukämie unter den Hiroshima/Nagasaki-Überlebenden (7).

Abb. 5: Dosis-Effekt-Beziehung für radium-induzierten Knochenkrebs beim Menschen (oben) und bei Hunden (unten) (18)

Abb. 6: Schematische Darstellung der Überlagerung von Strahlenschäden mit der Aktivierung von Defensivmechanismen im Bereich kleinerer Strahlendosen (6).

Abb. 7: Überlebensraten von Mäusen nach Bestrahlung mit 7.4 Gy Röntgenstrahlung hoher Dosisleistung ohne Vorbestrahlung (untere Kurve) und bei Bestrahlung zwei Wochen nach einer Vorbestrahlung mit 0.5 Gy (8).

Fortgeschrittene Nuklearsysteme: Was ist zu erwarten?

Wolfgang Liebert¹, Roland Bähr², Alexander Glaser¹, Lothar Hahn², Christoph Pistner¹

Es wird eine Studie vorgestellt, die im Auftrag des Schweizerischen Wissenschaftsrates erstellt wurde. Dabei wurde die existierende Literatur ausgewertet, um eine Beurteilung des Potentials neuer Nuklearsysteme zu ermöglichen.

Die verschiedenen Ansätze für neue Nuklearsysteme werden in sieben Kategorien eingeteilt: evolutionäre Reaktoren, Leicht- und Schwerwasserreaktoren mittlerer Leistung, innovative Reaktoren, flüssigmetallgekühlte Reaktoren, weitere Konzeptvorschläge für Spaltreaktoren, beschleunigergetriebene Reaktoren und Fusion. Diese wurden anhand von elf repräsentativen Systemen näher untersucht. Hierzu wurde ein Betrachtungsraaster eingeführt, das sieben Kategorien umfaßt: Anlagensicherheit, Brennstoffversorgung, Proliferationsrisiken, Ökonomie, Einsatzmöglichkeiten, Nachsorgeerfordernisse und Stand der Entwicklung.

Aufgrund der Betrachtung der repräsentativen Systeme wurden erste Schlußfolgerungen gezogen und Empfehlungen für weitergehende Untersuchungen ausgesprochen. Weiterhin wurden prinzipielle Möglichkeiten für eine weitergehende Betrachtung und Bewertung solcher Entwicklungen im Rahmen einer prospektiven Technikfolgenabschätzung (TA) diskutiert. Hierzu wurde ein Vorschlag für einen Kriterienkatalog erarbeitet, mit dem Ziel, eine Gestaltung der Technik bereits in der Entwicklungsphase zu ermöglichen.

1 Einführung

Während der Ausstieg aus der gegenwärtigen Nuklearenergienutzung in Deutschland organisiert wird, sprechen wir über fortgeschrittene, zukünftige Nuklearsysteme. Wie ist das zu verstehen? Zum einen werden erhebliche öffentliche Mittel für zukünftige Nuklearsysteme verausgabt. Vorrang hat hier zur Zeit die Forschung in Richtung eines Fusionsreaktors. Daneben gibt es weitere Konzepte, für die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

¹ Interdisziplinäre Arbeitsgruppe Naturwissenschaft, Technik und Sicherheit (IANUS) der Technischen Universität Darmstadt, Hochschulstraße 10, D-64289 Darmstadt.

² Öko-Institut e. V., Elisabethenstr. 55-57, D-64283 Darmstadt.

— auch von der Industrie — finanziert werden, oder für die Ambitionen bestehen, mehr Forschungsressourcen einzusetzen.

Der global eingeforderte Klimaschutz macht energiepolitische und energietechnische Umsteuerungen nötig, die Vorsorge für eine nach-fossile Ära der Energieversorgung treffen. Es ist die Frage, welche Rolle darin fortgeschrittene Nukleartechnologien spielen können. Dazu muß geklärt werden, ob nukleare Zukunftskonzeptionen zu einer Neubewertung nuklearer Energietechnologien führen müssen. Können nukleare Systeme für eine zukünftige Nutzung so gestaltet werden, daß sie gesellschaftlich akzeptabel erscheinen?

Die Ausgangslage in der Schweiz hat seine Besonderheiten, sie ist in manchen Aspekten aber auch exemplarisch: Vier (kleinere) Reaktoren sind am Netz und tragen damit zu etwa 40% der Stromversorgung der Schweiz bei. Seit 1990 existiert ein Moratorium für den Zubau von Kernkraftwerken, das im Jahr 2000 ausläuft. Ein Bundesgesetz vom Oktober 1998 sieht vor, daß ein neues Kernenergiegesetz erarbeitet und ein fakultatives Referendum für neue Kraftwerke eingeführt werden sollen. Neuinvestitionen im Strombereich stehen in etwa 10-20 Jahren an, wenn die alten Kernkraftwerke vom Netz gehen.

Daher sind Informationen über mögliche neue Wege im Nuklearenergiebereich — und natürlich über Möglichkeiten der Energieversorgung der Zukunft insgesamt — nötig, damit eine offene und öffentliche Debatte über eine angemessene Energie-, Forschungs- und Technologiepolitik stattfinden kann, die Zukunftsfähigkeit garantiert. Wir hatten die Möglichkeit, über ein Jahr eine „Review-Studie Fortgeschrittene Nuklearsysteme“ für das TA-Programm des Schweizerischen Wissenschaftsrates zu erstellen, die im Frühjahr 1999 abgeschlossen wurde.³ Auf dieser Basis will das TA-Programm Schweiz evaluieren können, wie sachdienlich eine größere TA-Studie wäre und wie sie mit größerer Spannweite durchgeführt werden könnte: Welche technologischen Entwicklungen verdienen es, genauer untersucht zu werden und wie könnte dies geschehen?

Wir möchten diese Studie in ihren Ergebnissen, die über die Schweiz hinaus Bedeutung haben, vorstellen. Die Review-Studie nutzte im wesentlichen bereits existierende TA-Studien, weitere offizielle Berichte, Dokumente der Entwickler selbst, Beiträge aus der wissenschaftlichen Literatur zu besonderen Aspekten und in einigen Fällen eingeholte Expertenmeinungen. Es handelt sich nicht um eine umfassende Studie, die alle Fragen klärt, sondern um eine Sondierung im weiten Feld der fortgeschrittenen Nuklearsysteme, sie schafft einen Überblick und wirft gezielt wesentliche Fragen auf.

Berücksichtigt wurde das ganze existente Spektrum nuklearer Systeme: „Evolutionäre“ Leichtwasserreaktoren (LWR) hoher Leistung, fortgeschrittene Leicht- und Schwerwasserreaktoren mittlerer Leistung, „innovative“ Reaktoren, flüssigmetallgekühlte Reaktoren, Heizreaktoren, weitere Konzeptvorschläge für Spaltreaktoren, beschleunigergetriebe-

³ W.Liebert, R.Bähr, A.Glaser, L.Hahn, C.Pistner, *Fortgeschrittene Nuklearsysteme — Review Study, Technology Assessment TA 34/1999*, Schweizerischer Wissenschaftsrat, Bern, April 1999. Die Studie kann angefordert werden beim Schweizerischen Wissenschaftsrat, Programm TA, Inselgasse 1, CH-3003 Bern.

Reaktortyp	Betrachtete Reaktorkonzepte	Denkbarer Realisierungszeitraum
Evolutionäre Leichtwasserreaktoren (LWR) hoher Leistung	Europäischer Druckwasserreaktor EPR (Kooperation von Siemens Deutschland und Framatome Frankreich: NPI)	zirka 5 Jahre
Fortgeschrittene Leicht- und Schwerwasserreaktoren mittlerer Leistung	Advanced Passive Druckwasserreaktor AP 600 (Westinghouse USA)	2 bis 5 Jahre
	CANadian Deuterium Uranium Reaktor CANDU 3 (Atomic Energy of Canada)	über 5 Jahre
Innovative Reaktoren	Process Inherent Ultimate Safe Reaktor PIUS (ABB Atom, Schweden/ United Engineers & Constructors; ORNL)	offen, mehr als 10 Jahre
	Hochtemperatur-Modul HTR-Modul (Siemens/ABB: HTR-GmbH)	offen, mehr als 10 Jahre
Flüssigmetallgekühlte Reaktoren (Liquid Metal Reactor – LMR)	Power Reactor Inherently Safe Modul PRISM (General Electric USA)	offen, mehr als 10 Jahre
Weitere Konzeptvorschläge für Spaltreaktoren	Gasgekühlter HeizReaktor GHR (HTR-GmbH, PSI, u.a. Deutschland/Schweiz)	offen, mehr als 10 Jahre
	Radkowsky-Thorium-Reaktor RTR (USA)	weniger als 5 Jahre
Beschleunigergetriebene Systeme (Hybride Systeme)	Energy Amplifier EA oder Rubbiatron (CERN)	umstritten (15 bis 20 Jahre)
	Accelerator-driven Transmutation of Waste ATW (Los Alamos National Laboratory)	etwa 30 Jahre
Magnetfusionsreaktor	Weg über Internationalen Thermonuklearen Experimentalreaktor ITER	etwa 50 Jahre

Tabelle 1: In der TA-Studie exemplarisch behandelte Reaktorkonzepte.

ne/hybride Systeme (ADS), Fusion. Aus insgesamt etwa 60 in die Untersuchung einbezogenen Reaktorkonzepten wurden Informationen über 11 Systeme detaillierter ausgewertet

(vergl. Tabelle 1). Diese Systeme wurden gemäß der oben beschriebenen Einteilung als repräsentativ angesehen.

2 Betrachtungsraster

Die Beschreibung der ausgewählten Systeme erfolgte anhand eines Betrachtungsrasters, das einen groben Vergleich der Systeme anhand einiger wesentlicher Aspekte ermöglichen sollte:

1. Anlagensicherheit

Angaben zur erwarteten Anlagensicherheit sind von entscheidender Bedeutung. Akzeptanzprobleme der gegenwärtigen Kernenergienutzung sind insbesondere mit diesem Aspekt verbunden. Bei bisher in Betrieb befindlichen Reaktoren ist die Möglichkeit der Kernschmelze und massiver radioaktiver Freisetzungen nicht ausgeschlossen. Interessant sind daher Angaben über die erwartbaren radiologischen Belastungen im Normalbetrieb, das radioaktive Inventar, maximale Freisetzungen und zur Häufigkeit schwerer Unfälle. Eine wesentliche Frage ist, ob massive Radioaktivitätsfreisetzungen (hier spielen insbesondere kurzlebige, flüchtige Radionuklide und längerlebige Nuklide, die den Menschen über die Nahrungskette erreichen können, eine wichtige Rolle) deterministisch ausgeschlossen werden können bzw. welche festgelegte Nachweisgrenze durch probabilistische Sicherheitsuntersuchungen unterschritten werden kann.

Das Deutsche Atomgesetz fordert in seiner 1994 revidierten Fassung die „Katastrophenfreiheit“ als Voraussetzung für die Genehmigungsfähigkeit von Neuanlagen. Dies ist nicht gleichbedeutet mit Unfallfreiheit, sondern fordert eine Auslegung der Systeme, so daß die Folgen aller möglichen Unfälle soweit begrenzt sind, daß sie nicht zur Evakuierung von Menschen außerhalb des Anlagengeländes führen müssen. Die Empfehlungen einer Expertenkommission der Internationalen Atomenergieorganisation (IAEO), die in den Jahren 1991-1994 erarbeitet wurden, gehen in die gleiche Richtung.

2. Brennstoffwahl

Angaben zur Brennstoffwahl sind von Interesse, da die wirtschaftlich ausbeutbaren Reserven an Uran, das für die gegenwärtig genutzten Kernkraftwerke benötigt wird, real begrenzt sind.

3. Proliferationsrisiken

Die Gefahr der Weiterverbreitung von Kernwaffen ist insbesondere durch die Produktion von Stoffen, die für den Atomwaffenbau geeignet sind, und die Ermöglichung eines direkten Zugriffs auf diese bestimmt. Im heute eingesetzten schwach

angereicherten Uranbrennstoff entsteht während des Abbrands im Reaktor für Waffern verwendbares Plutonium (etwa 250-300 kg/GWe). Dieses bleibt zunächst eingebettet in radioaktive Spaltprodukte und in weitere entstandene Aktiniden. Durch die Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennstoffe wird der Zugriff auf Plutonium möglich. Somit steht die Frage des Umgangs mit Plutonium im Zentrum des Interesses. Daneben spielt die notwendige Anreicherung des Brennstoffs eine Rolle, da mit den Anreicherungstechnologien auch hochangereichertes, waffentaugliches Uran produziert werden könnte. Auch alternative Brennstoffkonzepte können problematisch sein, wie solche auf Thoriumbasis, da in diesen Uran-233 entsteht, das ebenfalls waffentauglich ist. Entscheidend ist also die Frage nach der Produktion und dem Umgang mit waffentauglichen Materialien und den zugehörigen Technologien. Weiterhin müssen die Zusammenhänge wissenschaftlicher und technologischer Projekte mit dem Know-how für Kernwaffen in den Blick genommen werden. Dies ist auch wesentlich für die Abschätzung der Risiken der vertikalen Proliferation, also der Gefahr der Weiterentwicklung von Atomwaffen.

4. Wirtschaftlichkeit

Die ökonomische Attraktivität zukünftiger nuklearer Systeme ist wegen der zu erwartenden Konkurrenz mit nicht-nuklearen Energietechnologien ein wesentlicher Gesichtspunkt. Erwartete Investitions- und Stromgestehungskosten sind wichtige Parameter für die Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit. Dies darf aber nicht überwertet werden, da Zukunftsprognosen auf diesem Sektor keine ausreichende Exaktheit aufweisen und ein rein ökonomischer Vergleich mit Energietechnologien auf fossiler Basis angesichts der drohenden Klimaveränderungen problematisch wäre.

5. Einsatzmöglichkeiten

Eine mögliche Nutzung über die Stromproduktion hinaus (Wärmemarkt, Prozeßwärme, Transmutation, etc.) ist von Bedeutung.

6. Erfordernisse für die Nachsorge

Ein wesentlicher Aspekt bei der Betrachtung und Bewertung von Nuklearsystemen sind Unterschiede bei den erforderlichen Schutzmaßnahmen und dem Aufwand bei der Behandlung der erzeugten radioaktiven Abfälle. Ein großes Problem der gegenwärtigen Nuklearenergienutzung ist das Entstehen größerer Mengen langlebiger Aktiniden (insbesondere Np-137, Pu-Isotope, Am-243, u.a.), langlebiger Spaltprodukte (Zr-93, Tc-99, Pd-107, J-129, Cs-135 u.a.) und weiterer in den Reaktoren erzeugter Nuklide, die für die Langfristnachsorge entscheidend sind. Für eine Einschätzung der notwendigen Schutzmaßnahmen sind Informationen über anfallende Mengen und radiotoxische Potentiale ebenso notwendig wie Angaben zu element- und isotopenspezifischen Lebensdauern, Migrationsverhalten und Einflußeigenschaften in Endlagerumgebungen. Welche Nachsorgeerfordernisse entstehen?

Besteht eine sichere Lagerungsnotwendigkeit auf geologischen Zeitskalen (Jahrzehntausende bis Jahrtausenden), für mehrere Jahrhunderte oder ist eine oberflächennahe Lagerung für mehrere Jahrzehnte ausreichend?

7. Stand der Konzeptrealisierung

Angaben zum Stand der Konzeptrealisierung, zum notwendigen Zeitraum bis zur Realisierung und zu ersichtlichen oder erwarteten Hindernissen auf dem Weg zum Entwicklungsziel sind für eine Einschätzung unverzichtbar.

Zur Vereinfachung des Vergleichs wurden die Eigenschaften heute im Einsatz befindlicher Druckwasserreaktoren (DWR) großer Leistung als Vergleichsmaßstab herangezogen. Dieser Reaktortyp ist dazu geeignet, da er weltweit am häufigsten von allen bekannten Systemen eingesetzt wird und durch langjährige Betriebserfahrungen und entsprechende Risikostudien als gut bekannt gelten kann.

3 Betrachtung fortgeschrittener Nuklearsysteme

Die in der Studie vorgenommene Betrachtung von 11 repräsentativen in Entwicklung befindlichen Systemen kann hier nur in knappen Andeutungen dargestellt werden.

3.1 „Evolutionäre“ Leichtwasserreaktoren (LWR) hoher Leistung (≥ 1000 MW)

„Evolutionäre“ Reaktoren basieren in ihrer grundlegenden technischen Auslegung auf bekannten LWR-Konzepten. Zusätzlich werden sicherheitstechnische Verbesserungen eingeführt, ohne daß dabei tiefgreifende Veränderungen an der LWR-Konzeption vorgenommen werden. Das Ziel ist eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich mit anderen Kraftwerken und die Erhöhung der Sicherheit durch Reduzierung der Möglichkeiten für eine massive Radionuklidfreisetzung im Falle eines größeren Unfalls. Kernschmelzen werden nicht prinzipiell ausgeschlossen, sollen aber beherrschbar gemacht werden. Ein typisches Beispiel ist der zur Zeit in deutsch-französischer Kooperation in Entwicklung befindliche Europäische Druckwasserreaktor (EPR). Der EPR ist eine Fortentwicklung bekannter deutscher und französischer Druckwasserreaktorlinien (Konvoi und N4). Damit bleiben die Sicherheitsprobleme des DWR prinzipiell gegeben (z.B. Hochdruckpfad). Aber die Unfallhäufigkeit wird durch zusätzliche Maßnahmen reduziert. Die Folgen einer möglichen Kernschmelze sollen aufgefangen werden. Allerdings wird der Einfluß dieser zusätzlichen Maßnahmen auf das Sicherheitsverhalten heftig diskutiert. Insbesondere steht die Garantierbarkeit der „Katastrophenfreiheit“ in Frage. Die Investitionskosten sollen durch eine sehr hohe installierte Reaktorleistung so weit gedrückt werden, daß er im Wettbewerb

mit anderen Energietechnologien mithalten kann. Der Vergleich mit dem Referenz-DWR zeigt hinsichtlich des Betrachtungsrasters in weiten Bereichen Übereinstimmungen (vergl. Tab.2 am Ende des Textes). Der EPR steht vor der Realisierung, die innerhalb weniger Jahre möglich ist.

3.2 Fortgeschrittene Leicht- und Schwerwasserreaktoren mittlerer Leistung (100-600 MW)

Diese Konzeptionen basieren ebenfalls auf der grundlegenden technischen Ausführung bereits in Betrieb befindlicher Anlagen. Aufgrund der geringeren Gesamtleistung werden sowohl geringere Energiedichten als auch die Bereitstellung größerer Kühlkapazitätsreserven realisierbar. Mit dem verstärkten Einsatz passiver Systeme und einer deutlichen Reduktion anfälliger sicherheitsrelevanter Anlagenteile (Ventile, Pumpen, Rohrleitungen, Kühlleitungen, Kabel, etc.) werden verbesserte Sicherheitseigenschaften angestrebt. Bekannte Unfallursachen werden nicht eliminiert, sondern in ihrer Eintretenshäufigkeit reduziert. Ein typisches Beispiel ist der von der US-Firma Westinghouse entwickelte „Advanced Passive“ Druckwasserreaktor AP 600. Die Störfallauslegung ist so konzipiert, daß Bedieneingriffe erst 3 Tage nach einem schweren Unfall nötig werden. Der AP 600 erhielt 1998 eine erste Konzeptgenehmigung durch die U.S. Nuclear Regulatory Commission, die allerdings nur für den etwaigen Export von Anlagen dienlich ist. Die Zeit bis zu einer Realisierung könnte im Falle des AP 600 weniger als fünf Jahre betragen. Andere Systeme dieser Gruppe benötigen für ihre Entwicklung noch mehr als fünf Jahre.

3.3 „Innovative“ Reaktoren

Mit der Entwicklung innovativer Reaktorkonzepte wird das Ziel des „inhärent sicheren“ Reaktors angestrebt. Radikale konzeptionelle Veränderungen gegenüber bislang realisierten LWR sind dazu notwendig. Kein Unfallablauf soll identifizierbar sein, der zu einem Kernschmelzen führen könnte. Unfälle mit massiven radioaktiven Freisetzungen, wie sie bei den bisher realisierten Leichtwasserreaktoren nicht ausgeschlossen sind, sollen bereits aus physikalischen oder technischen Gründen nicht auftreten können. Passive Wirkmechanismen im sicherheitsrelevanten Bereich spielen eine entscheidende Rolle, und durch große Kühlkapazitäten sowie eine größere Trägheit des Systems bei denkbaren Störfällen sollen vergleichsweise große Karenzzeiten für die Einleitung von Notfallmaßnahmen erreicht werden. Typische Beispiele sind die Konzepte des PIUS (Process Inherent Ultimate Safe) Reaktors und des Hochtemperaturreaktor-Moduls, die in den siebziger und achtziger Jahren in Schweden bzw. Deutschland verfolgt wurden.

Beim HTR-Modul soll die sonst übliche primäre Wasserkühlung durch eine Helium-Gaskühlung ersetzt werden. Das Moderatormaterial ist Graphit. Es können weit höhere Kühlmitteltemperaturen als bei LWR erreicht werden. Damit kann auch Prozeßwärme

für industrielle Zwecke zur Verfügung gestellt werden. Das leistungsbezogene radioaktive Inventar eines HTR-Modul ist vergleichbar mit demjenigen des Referenz-DWR. Die Kernkühlung soll selbsttätig ausgelegt werden. Eine gute Nachwärmeabfuhr wird garantiert, wenn die Kerngeometrie erhalten bleibt. Überzeugende Nachweise für das angestrebte Ziel der Katastrophenfreiheit stehen beim HTR-Modul noch aus. Viele denkbare Störfallabläufe sind bereits identifiziert und analysiert, aber es werden Zweifel geäußert, ob es nicht doch realistische Unfallabläufe geben kann, die zu einem Versagen des Reaktorcontainments führen könnten (Reaktivitätsstörfall durch Wassereintritt, Graphitkorrosion und Bildung von explosivem Wasserstoffgemisch, Graphitbrände). Beim HTR werden neben Sicherheitsvorteilen auch gewisse Vorteile bei der Abfallbehandlung und bei der Reduktion von Proliferationsgefahren reklamiert. Zur Zeit ist eine Realisierung solcher Systeme insbesondere in Europa als offen anzusehen. Der Einbruch bei den Entwicklungsanstrengungen (die HTR-Entwicklung wurde in Deutschland 1991 eingefroren) führt zu der Einschätzung, daß der mögliche Start einer Realisierung jenseits der nächsten zehn Jahre liegen würde.⁴ (Zum Vergleich mit dem Referenz-DWR siehe Tabelle 2.)

3.4 Flüssigmetallgekühlte Reaktoren (Liquid Metal Reactor - LMR)

In den vergangenen Jahrzehnten wurden in einigen Ländern Entwicklungen für einen schnellen, flüssigmetallgekühlten Brutreaktor durchgeführt. Wegen technischer Realisierungsprobleme wurden einige dieser Projekte allerdings abgebrochen, andere befinden sich durch Störfälle in einem ungeklärten Zustand. Keines der aufwendigen Großprojekte hat bislang zu einem Konzept geführt, das sowohl technisch ausgereift als auch sicherheitstechnisch und wirtschaftlich attraktiv wäre. Gleichwohl liegen Konzepte für „innovative“ LMR-Reaktoren vor, die als Kühlmittel eine Natrium- oder eine Blei/Wismuth-Schmelze vorsehen. Sowohl die Kühlung als auch die Reaktivitätskontrolle sollen auf passiven Mechanismen basieren. LMR-Reaktoren sollen neben der Stromerzeugung auch als Brutreaktoren für nuklearen Spaltstoff oder zur Konversion von Aktiniden-Abfällen eingesetzt werden. Als Beispiel kann das General Electric Konzept des „Advanced Liquid Metal Reactors“ (ALMR), der auch als PRISM (Power Reactor Inherently Safe Modul) bezeichnet wird, genannt werden. Ob eine Realisierung neuartiger „Brutreaktoren“ gelingen kann, muß heute als offen angesehen werden. Mehr als 10 Jahre sind sicher anzusetzen.

3.5 Weitere Konzeptvorschläge für Spaltreaktoren

In diese Gruppe gehören Heizreaktoren, die ausschließlich zur Wärmeerzeugung dienen sollen und in der Regel auf dem HTR-Prinzip basieren. Ein völlig anderes Reaktorkonzept

⁴ Ob „innovative“ Systeme wie beispielsweise der HTR wieder interessant werden könnten, bleibt abzuwarten. Wesentlich wäre zu sehen, ob Projekte, die zur Zeit in Südafrika, Japan, USA und China verfolgt werden, zu einer Demonstration der angestrebten „Katastrophenfreiheit“ führen können oder nicht.

als die bisher behandelten wurde mit einem Salzschnmelze-Reaktor (Molten Salt Reactor) vorgeschlagen. Hier wird von einem festen zu einem flüssigem Brennstoff übergegangen, der aus Fluoridsalzen besteht, in die Spaltstoffe enthaltendes Uranfluorid eingebracht ist. Neues Interesse an Salzschnmelze-Technologien ist durch die Konzeptionen hybrider Reaktoren (s.u.) aufgekommen, die zum Teil von der Verwendung eines flüssigen Brennstoffs ausgehen. Weitere Konzeptideen, die keiner spezifischen Reaktorkategorie ohne weiteres zugerechnet werden können, betreffen die Nutzung neuer Brennstoffe. Ein Beispiel ist der Radkowsky-Thorium-Reaktor (RTR). Hier wird für heute gängige Leichtwasserreaktoren ein thoriumhaltiger Brennstoff entworfen, der den bislang üblichen Uran- oder Uran-Plutonium- durch einen Thorium-Uran-Brennstoff ersetzen soll. Das Ziel der Entwicklung ist die Bereitstellung eines Brennstoffkonzeptes, das zur Schonung der Uranreserven beiträgt und eine proliferationsicherere Variante für den weltweiten Brennstoffbedarf anbieten kann. Noch weiter gehen bei der letzteren Perspektive die Entwickler von sogenannten „inerten“ Brennstoffen: die Uranmatrix wird durch Materialien ersetzt, die kaum aktivierbar sind und somit insbesondere im Reaktor die Plutoniumentstehung aus Uran-238 unterbinden. Neue Brennstoffe könnten innerhalb der nächsten fünf Jahre realisierungsreif sein.

3.6 Beschleunigergetriebene Systeme (Hybride Systeme)

Das Konzept beschleunigergetriebener Spaltreaktoren setzt auf die Idee, ein Reaktortarget — ähnlich wie von Leichtwasserreaktoren oder schnellen Reaktoren bekannt — mit einer starken Spallationsneutronenquelle zu koppeln und hierbei entweder thermische oder schnelle Neutronen zu nutzen. Man spricht auch von beschleunigergetriebenen Systemen (Accelerator Driven Systems, ADS) oder hybriden Reaktoren. Durch die Zuführung von Neutronen von außen wird ein unterkritischer Betrieb des Reaktors ermöglicht, da die nukleare Kettenreaktion im Reaktor nicht mehr allein aufgrund der dort ständig durch Kernspaltung erzeugten Neutronen aufrechterhalten werden muß. Die Hoffnung besteht, ein mögliches Überkritischwerden des Reaktors, das zum gefürchteten Kritikalitätsunfall führen könnte, auszuschließen. Neben dem Anstreben von Sicherheitsvorteilen soll auch die Entsorgungsproblematik konstruktiv angegangen werden. Im Neutronenfluß des Reaktors können auch Kernumwandlungen für radioökologisch besonders problematische Spaltprodukte und Aktiniden durchgeführt werden, die zu stabilen oder radiotoxisch weniger problematischen Nukliden führen sollen (Transmutation). Weiterhin bestehen Überlegungen zur Reduktion des Proliferationsrisikos durch einen Umgang mit genutzten oder erzeugten Spaltstoffen, die einen direkten Zugriff darauf weitgehend vermeiden sollen. Was den Realisierungszeitraum angeht, schwanken die Angaben zwischen 15 und 30 Jahren.

Heute konzipierte beschleunigergetriebene Systeme bestehen zumeist in der Kopplung eines speziellen flüssigmetallgekühlten schnellen Reaktors mit einem Beschleuniger, der als „externe“ Neutronenquelle wirksam wird. Die meiste Beachtung hat die Konzeption des

Energy Amplifiers (EA), die von einer Gruppe um Carlo Rubbia vorangetrieben wird, und das Projekt Accelerator Transmutation of Waste (ATW) des Los Alamos National Laboratory gefunden. Während beim EA die Stromproduktion auf der Basis eines Thoriumbrennstoffs eine wichtige Rolle spielen soll, konzentriert sich das ATW-Konzept ganz auf die Behandlung nuklearer Abfälle. Es liegen bereits einige unabhängige Untersuchungen zu ADS-Systemen vor, die insbesondere einige wesentliche Aspekte des EA kritisch reflektieren.

Die unterkritische Betriebsweise und die passive Auslegung wesentlicher Sicherheitssysteme fallen zunächst positiv ins Gewicht. Aber die typische Nachteile schneller Reaktoren bleiben erhalten: bei Kerndeformationen infolge von Kernschmelzen können positive Reaktivitätskoeffizienten wirksam werden. Bislang ist kein Kontrollsystem vorgesehen, das spontanen Reaktivitätsänderungen entgegenwirkt. Ob eine Kernschmelze wirklich ausgeschlossen werden kann wird bezweifelt. Da die Möglichkeit zur Schnellabschaltung des Beschleunigerstroms erforderlich ist, muß auch von einer schnellen Aktivierbarkeit des Beschleunigers ausgegangen werden, was zu entsprechenden Konsequenzen führen kann, da die Kühlsysteme mit weit größerer Trägheit auf eine Aktivierung ansprechen. Einem Sicherheitstechnisch erwünschten Wert des Neutronenmultiplikationsfaktor k möglichst weit unterhalb von 1 (etwa $k=0,95$) steht das ökonomische Erfordernis entgegen, die Anlage mit einem k -Wert möglichst nahe an 1 zu betreiben. Hier gibt es offene Fragen, welches Maß der Unterkritikalität als ausreichend und überzeugend angesehen werden kann. Es wird sogar in Zweifel gezogen, ob der unterkritische Betrieb überhaupt einen Schutz gegen denkbare Leistungsexkursionen garantieren kann. Ebenso werden erhebliche Probleme bei der Realisierbarkeit eines primären Kühlkreislaufs auf der Basis flüssigen Bleis bzw. von Blei-Wismuth gesehen. So gibt es Stimmen, die die Sicherheitseigenschaften des EA zwar besser als die eines Natrium-gekühlten Brutreaktors einschätzen, aber schlechter als diejenigen eines HTR.

Für den EA wird Thorium als wesentlicher Bestandteil des Brennstoffs vorgesehen. Das darin erbrütete Uran-233 soll nach Wiederaufarbeitung des abgebrannten Brennstoffs als Spaltstoff genutzt werden. Uran-233 ist aber auch ein gut geeigneter Spaltstoff für die Konstruktion von Kernwaffen. Ob es tatsächlich ein überzeugendes Argument ist, daß die parallele Erzeugung des harten Gammastrahlers Thallium-208 einen intrinsischen Schutz gegen die Nutzung als Waffensstoff darstelle, steht in Frage. Eine intrinsische Proliferationsresistenz des EA wird jedenfalls bezweifelt. Dies ist auch damit begründet, daß für ADS-Konzepte vorgesehene Beschleuniger prinzipiell sehr gut für eine effiziente Produktion kernwaffenfähiger Materialien geeignet sind.

Um bei der Abfall-Nachsorge zu einschneidenden Fortschritten zu kommen, ist eine Abtrennung der verschiedenen problematischen Elemente vom Nuklearabfall notwendig. (Eigentlich wäre in einigen Fällen sogar eine zusätzliche Isotopentrennung erforderlich, was als äußerst unrealistisch erscheinen muß.) Rubbia gibt an, daß die Radiotoxizität der verbleibenden nuklearen Abfälle des EA nach 700 Jahren um den Faktor 20.000 unter derjenigen des typischen DWR-Abfalls liegen werde. Darin geht die Annahme der Er-

reichbarkeit einer Wiederaufarbeitungseffizienz für die Abtrennung von Aktiniden von 1:10.000 ein. Inwieweit solche gegenüber heutiger Praxis extremen Trenngenaugigkeiten in großtechnisch betriebenen Anlagen realisierbar werden könnten, steht in Frage. Aufgrund seiner Annahmen glaubt Rubbia, die geologische Endlagerung von Abfällen vermeiden zu können. Demgegenüber wird eingewandt, daß auch der EA auf ein geologisches Endlager angewiesen bleiben werde und daß die Entsorgung der in 10.000 Tonnen Blei gelösten Spallationsprodukte noch geklärt werden müsse.

In den letzten etwa 8 Jahren haben sich in einigen Ländern sehr verschiedene Transmutationskonzepte herauskristallisiert, die knapp folgendermaßen charakterisiert werden können:

- Frankreich und Japan:
Festhalten an der Brüterstrategie und Wiederaufarbeitung verbunden mit einer Plutonium-Nutzung; Abfall-Transmutation für Teile der übrigen Aktiniden und einiger Spaltprodukte
- CERN-Projekt (Rubbia mit Ziel Europa):
Aufbau eines Thorium-Brennstoff-Zyklus mit Wiederaufarbeitung; Nutzung von vorhandenem Plutonium oder vorhandenen Nuklearabfällen; Transmutation der übrigen Aktinide und Spaltprodukte in mehrfachen Reaktor-Zyklen
- USA:
keine Nutzung von Plutonium und anderen erbrüteten Spaltstoffen; quantitative Beseitigung von Plutonium, wesentlicher weiterer Aktiniden, J-129, Tc-99; damit Reduktion der Endlagererfordernisse für behandelten LWR-Abfall.

Eine Fülle wesentlicher technologischer Herausforderungen sind noch zu bewältigen, wenn die technische Reife von ADS-Systemen realisiert werden soll. Dazu gehört

- das Erreichen einer befriedigenden Verfügbarkeit von Beschleunigern im Dauerbetrieb bei minimalem Teilchenverlust (u.a. durch Raumladeeffekte des primär erzeugten Protonenstrahls)
- die Demonstration der sicheren Funktion des Kühlmittels flüssiges Blei bzw. Blei-Wismuth
- technische Auslegungen für die Realisierung des Spallationsprozesses (hier insbesondere für das flüssige Spallationstarget und das „Fenster“ zwischen Target und Beschleuniger, das unter Höchstbelastung durch den Teilchenbeschuß steht)
- die erheblich erweiterte Wiederaufarbeitung der Brennstoffe (hier insbesondere die technisch realisierbare Trennschärfe der Separation).

Das US-Konzept der beschleuniger-getriebenen Abfall-Transmutation (Accelerator-driven Transmutation of Waste, ATW) tritt mit einer reduzierten Zielsetzung und vorsichtigeren Zeitplanung an als das Rubbia-Projekt. Wesentlich ist hier das Potential für eine Reduktion der Nachsorgeerfordernisse für existierende radioaktiven Abfälle. Eine quantitative Reduktion auf 1/10 wird angepeilt und eine Toxizitätsreduktion der Abfälle um den Faktor 100 wird für machbar gehalten.⁵ Es ist nicht die Rede davon, ein auf geologischen Zeitskalen sicheres Endlager werde damit überflüssig. Die angestrebte drastische Reduktion der Aktiniden (insbesondere des Plutoniums) ist unter dem Proliferationsgesichtspunkt sehr attraktiv, aber bis mindestens 2001 wird ein militärisches Parallelprojekt verfolgt, daß die Möglichkeit einer beschleunigergetriebenen Tritiumproduktion für das US-Atomwaffen-Programm erforscht.

Für die Entwicklung der ATW-Technologie werden etwa 30 Jahre veranschlagt. Die Kosten werden mit etwa 11 Milliarden abgeschätzt. Das Transmutationsprogramm für existierende Abfälle soll 90 Jahre laufen mit hochgerechneten Kosten von 280 Milliarden Dollar.

3.7 Fusion

In Fusionsreaktoren soll die Verschmelzung von leichten Atomkernen wie Deuterium und Tritium realisiert werden, die in großtechnischem Maßstab bislang nur unkontrolliert in den Versuchsexplosionen thermonuklearer Waffen durchgeführt wurde. Damit eine Fusionsreaktion stattfinden kann, muß zunächst die elektrische Abstoßung der Kerne überwunden werden. Temperaturen von über 100 Millionen Grad sind dafür notwendig. Für das Erreichen der Fusion muß neben einer enormen initialen Energiezufuhr das Produkt aus Teilchendichte und (Energie-)Einschlußzeit einen reaktionsspezifischen Wert überschreiten. Daraus ergeben sich zwei von einander sehr unterschiedliche Konzepte zur Realisierung der Fusion, die heute intensiv verfolgt werden. Bei der Trägheits(einschluß)fusion wird mit Drücken gearbeitet, die bis zum tausendfachen des Normaldrucks reichen, allerdings nur für Zeiträume von einer milliardstel Sekunde oder weniger. Der technische Weg zur Trägheitsfusion beruht vornehmlich auf dem Beschuß eines mit Deuterium und Tritium gefüllten Mikrokügelchens (Durchmesser: wenige Millimeter) mit hochenergetischen Laserstrahlen oder hochenergetischen Teilchen aus einem Beschleuniger. Bei der Magnetfusion ist demgegenüber die Teilchendichte im Plasma gering (weniger als ein millionstel der Normaldichte), und die Energieeinschlußzeit muß dafür entsprechend höher sein. Das heiße Brennstoffplasma soll in einem „magnetischen Käfig“ gehalten werden, der von extrem starken elektro-magnetischen Feldern aufgebaut wird. Beide Konzepte würden zu einem völlig neuartigen Reaktorkonzept führen, das sich stark von heutigen

⁵ US Department of Energy, *A Roadmap for Developing Accelerator Transmutation of Waste (ATW) Technology*, A Report to the Congress, Washington D.C., Oct. 1999

Nuklearsystemen unterscheidet. Die im zivilen Bereich besonders geförderte Magnetfusion wird nicht vor der Mitte des 21. Jahrhunderts kommerziell zur Verfügung stehen können.

In Europa konzentriert sich die Fusions-FuE auf die Realisierung eines Magnetfusionsreaktors, der katastrophenfrei betreibbar sein soll und kein geologisches Endlager für anfallende radioaktive Abfälle benötigt. Vorteile im Vergleich mit gängigen Spaltreaktoren sind, falls die Technologieziele erreicht werden:

1. Kaum Spaltprodukte und wenig wärmeentwickelnde Aktivierungsprodukte (kein Nachwärmeproblem) werden erzeugt.
2. Praktisch keine Aktinidenelemente (wie Plutonium, Americium, Neptunium) entstehen.
3. Aktivierte Strukturmaterialien sind auf lange Sicht weniger problematisch als abgebrannter Brennstoff eines DWR.
4. Die geringere Energiedichte im Reaktor ist sicherheitstechnisch erwünscht; Kritikalitätsunfälle sind nicht möglich.
5. Mögliche Unfälle blieben weit mehr als beim DWR auf Anlage selbst beschränkt.
6. Praktisch kein Ressourcenende der Brennstoffe (bei geeigneter Brennstoffwahl) ist absehbar.

Dennoch sind Probleme bei der Realisierung eines Fusionsreaktors ersichtlich. In den letzten 20 Jahren ist eine ganze Reihe von Studien und politikberatenden Reports über die Fusionsforschung erschienen, die diesbezüglich aufschlußreich sind.

Das Ziel der inhärenten Sicherheit/Katastrophenfreiheit erscheint abhängig vom konkreten Design einer Reaktoranlage. Unwägbarkeiten bestehen heute in den noch unzureichenden Analysen von möglichen Störfallpfaden und den Unklarheiten über ein tatsächliches Design wesentlicher Komponenten und einer entsprechenden Wahl der verwendeten Materialien, die teilweise noch gar nicht existieren. Bei der Fusions-FuE handelt es sich um das erste Jahrhundertprojekt der Technikgeschichte, bei dem Zielplanungen mit weitem Vorgriff auf die zukünftigen Entwicklungen unausweichlich sind. Offene Fragen der Materialentwicklung betreffen insbesondere plasmanahe Strukturmaterialien, die extrem hohen Wechselbelastungen ausgesetzt sein werden. Zum Teil müssen widersprüchliche Anforderungen an die Materialien berücksichtigt werden. Es müssen Legierungen gefunden werden, die extreme thermische und mechanische Wechselbelastungen aushalten, kaum verspröden, in den hohen Neutronenflüssen kaum aktiviert werden, eine gute Tritiumrückhaltung und geringe Tritiumaufnahme aufweisen. Auch sind teilweise Abschirmungen notwendig (z. B. für die supraleitenden Magnete, in die ebenfalls noch erhebliche Entwicklungsanstrengungen gesteckt werden müssen), die eine Reduktion der Neutronenflüsse

um 6–7 Größenordnungen ermöglichen. Auf jeden Fall wird der regelmäßige Austausch plasmanaher Komponenten nach jeweils wenigen Jahren nötig.

Die Wahl des Brennstoffs Deuterium–Tritium (D–T) führt zu einer Reihe problematischer Aspekte. Das Tritium-Inventar in einem Reaktor wird sich in der Größenordnung von Kilogramm bewegen (Jahres-Brennstoffbedarf etwa 50 kg pro GWe und Jahr). Tritium ist ein wichtiger Waffenzustoff für fortgeschrittene Kernwaffenprogramme, der bereits in Gramm-mengen relevant ist. Die radiobiologische Wirkung von Tritium dominiert voraussichtlich die Normalbetriebsemissionen und die Emissionen bei etwaigen größeren Störfällen. Die Neutronenaktivierung aus der D-T-Reaktion sorgt für extreme Anforderungen für verwendete Strukturmaterialien und sorgt voraussichtlich für Probleme bei der Erreichung des Ziels, ein geologisches Endlager für Reaktorabfälle überflüssig zu machen.

Die Abfälle aus dem Betrieb von Magnetfusionsreaktoren werden vergleichbar sein mit DWR-Abfallmengen, aber ihre Zusammensetzung wird qualitativ weit günstiger sein, was Radiotoxizität und Langlebigkeit anbetrifft. Je nach Design der Anlage ist eine Reduktion um den Faktor 100 – 10.000 erwartbar. Verunreinigungsspuren in verwendeten Spezialstählen, die den sehr hohen Neutronenflüssen im Reaktor ausgesetzt sind, sind Ursache für das Entstehen langlebiger radioaktiver Nuklide. Dadurch wird voraussichtlich ein geologisches Endlager nicht überflüssig. Es wird über eine Teilzyklisierung der Abfälle nach ca. 50 Jahren nachgedacht, die zu einer Reduktion der endzulagernden Abfälle um etwa 70% oder bis zu 90% führen könnte.

Fortgeschrittene Brennstoffkonzepte könnten zur neutronenarmen Fusion führen, die einige Vorteile hinsichtlich Proliferationsgefahren, Abfall- und Umweltproblematik haben würde. Die Zündbedingungen für das Fusionsplasma wären aber weit schwerer zu erreichen als für die D-T-Fusion.

Ob Fusionsreaktoren ökonomisch betrieben werden können, ist heute noch ungewiß. Wie werden sich die regelmäßigen Wartungszeiten, die durch den Austausch hochbelasteter plasmanaher Komponenten erforderlich sind, auswirken? Ist ein stationärer oder quasi-stationärer Dauerbetrieb physikalisch-technisch möglich? Wie werden die erwarteten hohen Investitionskosten zu Buche schlagen?

Die wissenschaftliche Machbarkeit der Magnetfusion ist noch nicht demonstriert, auch wenn größere Fortschritte in den letzten Jahrzehnten erzielt wurden. Die technische Machbarkeit hängt von einer Vielfalt zukünftiger Entwicklungen ab.

Die Forschungs- und Entwicklungskosten sind erheblich. Bislang wurden im Bereich der EU etwa 10 Milliarden ECU verausgabt. Bei Fortschreibung des Trends muß mit weiteren 30 Milliarden Euro bis 2040 gerechnet werden. Der weltweite Bedarf bis zur Realisierung eines Reaktors kann grob mit etwa 80 Milliarden Euro abgeschätzt werden.

Es werden auch Alternativen zu Magnetfusion auf Basis des Tokamak-Prinzips entwickelt. Besondere Bedeutung hat die Trägheitseinschlussfusion (Inertial Confinement Fusion, ICF). Die ICF-Physik steht zum Teil in großer Nähe zur Physik thermonuklearer Kernwaffen. Dies begründet die lange Tradition einer militärisch motivierten Forschung

in einigen Kernwaffenstaaten. Damit sind Risiken für die Weiterentwicklung und Weiterverbreitung von Kernwaffen verbunden. Die zur Zeit im Aufbau befindlichen, militärisch motivierten Laserfusions-Großexperimente (Laser Megajoule im französischen Bordeaux und die National Ignition Facility in Livermore, USA) könnten in einigen Jahren eine Mikrowasserstoffbombenexplosion im Labor erzeugen. Damit entstünde eine Experimentiereinrichtung, mit der vielfältige und neuartige waffenrelevante Forschungen möglich werden. Aber der Weg zu einem Fusionsreaktor wäre sehr weit und vielleicht überhaupt nicht realisierbar. Beispielsweise müßte eine Laserrepetitionsrate im Bereich einiger Hertz erreicht werden. Dies ist schon allein wegen der Kühlerfordernisse der Hochenergielaser bislang überhaupt nicht denkbar.

Parallel zu den militärisch motivierten Projekten werden insbesondere in Japan, aber auch in Europa, zivil motivierte ICF-Konzepte verfolgt, in denen statt Hochenergielaser Teilchenbeschleuniger (oder eine Kombination von beiden) als Energielieferanten für die Zündung der Fusion dienen. Hier ist man noch weit davon entfernt, genügend leistungsfähige Anlagen betreiben zu können, aber prinzipiell wären die notwendigen Pulsraten erreichbar, so daß in zukünftigen Projekten physikalisch-technische Voraussetzungen für ein ICF- Programm geschaffen werden könnten, das tatsächlich eine Energieerzeugungsoption aufbauen kann. Ob sich durch ICF die Aussichten für die Realisierung einer neutronenarmen Fusion auf der Basis fortgeschrittener Brennstoffe günstiger gestalten als bei heute absehbaren Magnetfusionskonzepten, kann heute nicht mit Sicherheit angegeben werden.

4 Ergebnisse einer Betrachtung fortgeschrittener Nuklearsysteme

Im Rahmen der erwähnten Studie für den Schweizerischen Wissenschaftsrat konnten heute in Entwicklung befindliche fortgeschrittene Nuklearsysteme einer etwas genaueren Betrachtung unterzogen werden, wie im vorausgehenden Abschnitt skizziert.

4.1 Schlußfolgerungen

Die Akzeptabilität von neuartigen oder verbesserten nukleartechnologischen Systemen wird sich insbesondere an überzeugenden Lösungen der Schlüsselprobleme Sicherheit, nuklearer Abfall und Weiterverbreitungsgefahr von Kernwaffen messen lassen müssen. Legt man diese Einschätzung zugrunde, so ist von herausragender Bedeutung, ob auf der Basis veränderter oder neuartiger technologischer Konzepte wesentliche Durchbrüche, bei der Sicherheits-, Nachsorge- und Proliferationsproblematik denkbar und realisierbar erscheinen. Dem ist auf lange Sicht voraussichtlich auch die Frage nach der Wirtschaftlichkeit unterzuordnen, da die Energiedebatte bereits jetzt stärker die nichtmerkantilen Aspek-

te betont und die weltweite Gefahr des „Climatic Change“ eine Neuordnung der Energiemärkte nach nicht rein ökonomischen Gesichtspunkten (unter Einbeziehung externer Kosten) erwarten bzw. erhoffen läßt.⁶ Eine geringere Gewichtung der heute benannten Erwartungen an die Ökonomie der Systeme ist auch dadurch motiviert, daß sich in der Vergangenheit aber auch bis in die Gegenwart hinein gezeigt hat, daß in die Zukunft projektierte Kostenschätzungen und Wirtschaftlichkeitsaussagen für nukleare technische Großprojekte zumeist grob falsch und meist erheblich zu günstig waren.

Betrachtet man die in der Studie gesammelten Vergleichsinformationen unter diesem Blickwinkel, so kann das Ergebnis auf die knappe Formel gebracht werden: Entscheidende qualitative Sprünge in den Bereichen Sicherheit, Nachsorge und Proliferation sind über die in näherer Zukunft (5-15 Jahre) realisierbaren Nuklearsysteme eher nicht zu erwarten, während für die langfristigen Entwicklungsprojekte wesentliche durchschlagende Verbesserungen angestrebt werden, von denen aber noch nicht ohne weiteres angegeben werden kann, ob sie tatsächlich realisierbar sind.

Auf die drei als zentral angenommenen Aspekte bezogen kann dies folgendermaßen konkretisiert werden:

1. Qualitative Sprünge in der Anlagensicherheit sind bei „evolutionären“ Spaltreaktoren eher nicht zu erwarten. Eine Reihe von wesentlichen Verbesserungen sind bei einigen anderen fortgeschrittenen Spaltreaktoren absehbar, die aber alle bislang nicht zum Ziel einer nachweisbaren Katastrophenfreiheit der Systeme führen. Zumindest steht ein solcher Nachweis bei allen Konzepten, auch bei den „innovativen“ Spaltreaktoren, bislang aus. Vom sicherheitstechnischen Aspekt her am interessantesten erscheinen die Systeme, deren Realisierungszeitpunkte am weitesten in der Ferne liegen; dies gilt insbesondere für die Fusion.
2. Die Nachsorgeproblematik wird bei keinem der hier betrachteten Systeme wirklich gelöst, wenn man darunter versteht, daß ein auf geologischen Zeitskalen sicheres Lager für radioaktive Abfälle überflüssig werden soll. Interessant unter diesem Gesichtspunkt sind immerhin die beschleunigergetriebenen Systeme, die eine einschneidende Reduktion der Lagerungszeiträume versprechen oder zumindest eine deutliche Reduktion der zu lagernden Abfallvolumina und deren Radiotoxizität anpeilen. Dabei darf jedoch nicht übersehen werden, daß diese Konzepte auf umfangreiche Wiederaufarbeitung angewiesen sind, die wiederum problematische Aspekte hat. Die Fusion könnte zumindest zu einer erheblichen qualitativen Reduktion bei der Nachsorgeproblematik führen, wenn eine entsprechende Auslegung der Anlagen möglich werden sollte. Dies hätte jedoch keine Auswirkungen auf die bereits existierenden nuklearen Abfälle.

⁶ Allerdings muß einschränkend bemerkt werden, daß zur Zeit sehr wohl noch immer ökonomische Kriterien Investitionsentscheidungen von Energieversorgungsunternehmen dominieren. Hier sind aber Änderungen durch veränderte ordnungspolitische Rahmenbedingungen wie Energiesteuern zu erwarten bzw. bereits in Ansätzen vorhanden oder absehbar.

3. Die Proliferationsproblematik würde bei Einführung der hier betrachteten fortgeschrittenen Nuklearsysteme fortbestehen, allerdings bei Fortentwicklung und Einführung einiger Spaltreaktorsysteme oder -brennstoffe wie HTR oder RTR in einer möglicherweise quantitativ und qualitativ reduzierten Weise. Die Attraktivität von ADS-Konzepten im Hinblick auf eine erwünschte Reduktion der Proliferationsproblematik hängt von einer Fülle offener Fragen im Bereich der Wiederaufarbeitung von Brennstoffen ab. Negativ fällt hier ins Gewicht, daß unter Verwendung der Beschleunigereinrichtungen kernwaffenrelevante Materialien schnell und effektiv produziert werden könnten. Die Deuterium-Tritium-Fusion unter Nutzung magnetischer Einschlußkonzepte verlagert bei bestimmungsgemäßem Betrieb (ohne Nutzung der Möglichkeit von Spaltmaterialerbrütung) die Proliferationsproblematik auf Tritium, das nicht auf Platz 1 der proliferationsrelevanten Materialien steht.

Ein simultaner technologischer Durchbruch im Hinblick auf alle drei Schlüsselfragen ist auf dem jetzigen Stand für keines der betrachteten Konzepte ernsthaft zu erwarten. Am ehesten denkbar wäre dies vielleicht noch für die Fusion. Hier ist allerdings eine erhebliche Designabhängigkeit zukünftiger Anlagen gegeben, ohne daß heute angebbare wäre, ob entsprechende Konzepte technologisch und (forschungs-)politisch erreichbar bzw. durchsetzungsfähig wären. Für ADS-Konzepte erscheint es noch verfrüht, eine eindeutige Aussage über realistische Potentiale zu machen.

4.2 Empfehlungen für weitergehende Untersuchungen

Technisch orientierte Untersuchungen zur Technikfolgenabschätzung (TA) fortgeschrittener Nuklearsysteme liegen nicht in einem ausreichendem Umfang vor. Daher ist es sinnvoll, zu einer Reihe von Fragestellungen weitergehende Untersuchungen vorzunehmen. Dies wird in einigen wesentlichen Stichworten ausgeführt.

Eingehendere Untersuchungen zu fortgeschrittenen Spaltreaktoren:

- EPR: Welche ernsthaften Sicherheitsvorteile gegenüber einem Referenz-DWR bestehen tatsächlich? Kann das ökonomische Potential unabhängig von Entwicklerangaben geklärt werden?
- HTR und PIUS: Welche signifikanten Fortschritte gegenüber der Weinberg-Debatte der achtziger Jahre („inhärente Sicherheit“) sind erkenntlich? Welche Gründe (ökonomische, technische oder institutionelle) bestehen für die vermutlich geringen Fortschritte? Wie können Vorteile und fortbestehende Nachteile „innovativer“ Spaltreaktoren gegenüber einem Referenz-DWR grundsätzlich eingeschätzt werden?
- RTR (stellvertretend für Thorium-Brennstoffe): Klärung des Uran-233/Uran-232-Problems (wesentlich ebenfalls bei EA-Konzept). Wie ist die Waffentauglichkeit des

entstehenden Uran-233 einzuschätzen? Untersuchung des Proliferations-Toxizitäts-Dilemmas bei Th-Brennstoffen.

- Wie kann ein vernünftiger Ausgleich zwischen deterministischen und probabilistischen Konzeptionen (gefahren- versus risikoorientierte Untersuchungen) zur Analyse der Anlagensicherheit gefunden werden?

Eingehendere Untersuchungen zu ADS/Hybride

- Welche Vorteile unter-kritischer Systeme zu schnellen oder thermischen kritischen Reaktoren bestehen tatsächlich? (Geht es um mehr als „nur“ Neutronenökonomie?)
- Welche prinzipiellen technologischen Begrenzungen des Potentials bzgl. Sicherheitsvorteilen, Nachsorgevorteilen, Reduktion von Proliferationsgefahren bestehen?
- Wie sind die erheblichen technologischen Herausforderungen einzuschätzen (z.B. Verfügbarkeit von Beschleunigern im Dauerbetrieb, sichere Funktion des Kühlmittels, Spallationstarget und „Window“, Entwicklung und Demonstration der erweiterten Wiederaufarbeitung)?
- Für eine eingehende Analyse der Anlagensicherheit ist unverzichtbar:
 - Vergleich mit flüssigmetallgekühlten schnellen Reaktoren.
 - Wie weit tragen Vorteile der Unterkritikalität? Sind auftretende Überreaktivitäten ausgleichbar?
 - Problematik des gewünschten Werts der Unterkritikalität dauerhaft weit unterhalb von $k=1$ versus ökonomisches Erfordernis k nahe 1?
 - Welche Anfälligkeit von notwendigen Kontroll- und Steuerungsmechanismen besteht?
 - Funktionstüchtigkeit der Kühlkreisläufe und -medien?
- Eine eingehende Analyse des Potentials für Abfallvermeidung und Reduktion vorhandener Abfallmengen ist notwendig:
 - Auffinden limitierender Faktoren (z. B. Abtrenneffizienz der chemischen Verfahren)
 - Welche Toxizitätsminderung (gemessen woran?) unter welchen Randbedingungen erscheinen möglich?
 - Welcher potentielle Vorteile bestünde gegenüber direkter Endlagerung? Wie ist Transmutationstechnologie insgesamt im Vergleich mit direkter Endlagerung nuklearer Abfälle einzuschätzen?
- Zu Untersuchungen zur Proliferationsresistenz gehört:

- Welche Vor- und Nachteile bietet der thoriumhaltige Brennstoff beim EA?
- Wie ist die potentielle Nutzung der Beschleunigereinrichtungen zur Erbrütung von Waffensstoff einzuschätzen?

Eingehendere Untersuchungen zur Fusion:

- Eine Klärung des Potentials der Fusion (Schwerpunkte: Sicherheit, Nachsorge, Proliferation) ist wesentlich. Können die hochgesteckten Ziele der Technologieentwicklung erreicht werden? Dazu ist wesentlich:
 - Transparenz über die Designabhängigkeit (Fusion ist nicht gleich Fusion)
 - Abhängigkeit von der Materialentwicklung transparent machen
 - Option der neutronenarmen Fusion auf den Prüfstand stellen (Vorteile, Realisierbarkeit, Voraussetzungen, Aussichten)
 - Klärung der Proliferationsaspekte
 - Klärung der Aussichten für Abfallbehandlung.
- Einige nachgeordnete Detailfragen, die zu berücksichtigen wären, z.B.:
 - Tritium-Problematik: Umweltfolgen, materialtechnische Folgen, Nachsorgefolgen, Proliferationsrisiken?
 - Demonstration der technischen Machbarkeit nur über Grossexperimente möglich?
 - Aufklärung der zivil-militärischen Ambivalenz von ICF
- Einige übergeordnete Fragestellungen sind wesentlich, z.B.:
 - Ist der hohe und langfristige FuE-Aufwand sinnvoll und vertretbar?
 - Ist eine Akzeptabilität des angesteuerten Fusionsreaktors zu erwarten (Zielfunktion, Pfadwahl und gesellschaftlichen Randbedingungen)?

5 Prospektive Technikfolgenabschätzung und Vorschlag für einen Kriterienkatalog

Untersuchungen zu neuartigen Nukleartechnologien, wie wir sie empfehlen, müssen aber auch über überwiegend technisch orientierte Fragestellungen hinausgehen. Nach den Erfahrungen mit der Spaltenergienutzung ist auch bei der Einführung neuartiger nuklearer Energietechnologien mit einem erheblichen Konfliktpotential zu rechnen. Wenn wirklich eine neue überzeugende Generation von Reaktoren entwickelt werden soll, die breite Akzeptanz nicht nur der Reaktorbetreiber selbst, sondern auch der Bevölkerung erreichen

will, müssen solche Systeme insgesamt akzeptabler erscheinen als die bislang genutzten Technologien auf der Basis fossiler Rohstoffe. Andererseits müßten sie auch den Wettbewerb mit weiterentwickelnden regenerativen Energieträgern aufnehmen können — und dies nicht nur in wirtschaftlicher Hinsicht. Es geht also um eine Generation weit innovativerer Nukleartechnologien, deren Zukunftsfähigkeit konkret überprüfbar sein muß. Ein vorurteilsfreier Dialog darüber ist anzustreben.

Bei Technologien, die sich noch im Stadium von Forschung und Entwicklung befinden, kann eine frühzeitige Debatte über Ziele, technische Möglichkeiten und absehbare Auswirkungen des Technologiegebrauchs, die nicht auf die Forschenden und die Fördermittel vergebenden Instanzen beschränkt bleibt, zur Konfliktreduzierung und möglicherweise auch zu Lösungen beitragen. Die Chance einer solchen frühzeitigen Problematisierung liegt darin, daß die Debatte nicht über bereits fertige Produkte der Technikentwicklung geführt werden muß, sondern bereits in der Vorphase angesiedelt werden kann. Diskurse der Technikfolgenabschätzung (TA) greifen bislang zumeist zu spät, da sie im wesentlichen nachsorgend angelegt sind. Eine prospektive, vorausschauende Perspektive kann bewußt angesteuert werden.

Als erster Schritt des Diskurses ist die Einigung auf Kriterien, die eine verantwortbare Verfolgung von Zukunftsoptionen im Bereich nuklearer Technologien in den Blick nehmen, dienlich. Ein Kriterienraster für fortgeschrittene Nuklearsysteme soll geeignet sein

1. für die eingehende Betrachtung
2. zur Bewertung und
3. gegebenenfalls zur Gestaltung

der verschiedenen denkbaren wissenschaftlich-technischen Optionen.

Wenn Einverständnis darüber hergestellt ist, welche Aspekte für die Betrachtung und schließlich zur Bewertung von nuklearen Technologieoptionen von allen am Diskurs Beteiligten ernst genommen werden, erscheint ein ergebnisorientierter Dialog leichter möglich, als wenn kein gemeinsamer Fokus dieser Art in der Debatte vorausgesetzt werden kann. Eine kriteriengeleitete Debatte über neue Energietechnologien macht dann Sinn, wenn sie hilft, Zielhorizonte mit technischen Optionen in Einklang zu bringen, wenn sie technische Potentiale transparenter macht und hilft, für alle nachvollziehbare Bewertungen durchzuführen, und wenn sie schließlich darauf angelegt ist, gegebenenfalls die rechtzeitige Gestaltung von technologischen Optionen noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase zu ermöglichen. Dabei kann auch ein ausgesprochener Dissens über zugrundegelegte Kriterienkataloge bereits ein wesentlicher Beitrag zu einem so strukturierten Diskurs sein.

Für einen kriteriengeleiteten inner- und außerwissenschaftlichen Dialog ist es wesentlich, daß Ziel-, Wert- und Sachebenen konstruktiv miteinander vermittelt werden. Die gewählten Kriterien müssen zum einen von den Sachseiten her gerechtfertigt und angemessen erscheinen und zum anderen eine Orientierung an Zielen und Werten deutlich

machen. Mit dem Entwurf eines Kriterienrasters soll eine Basis geschaffen werden, für eingehendere Untersuchungen über fortgeschrittene Nuklearsysteme. Dabei ist eine Beschränkung auf einige wesentlichen Aspekte notwendig, die eine querschnittsartige und auf naturwissenschaftlich-technische Aspekte besonders achtende Beleuchtung der Technologien erlauben. Weiterhin sollten möglichst viele Kriterien so formuliert sein, daß sie operationabel gemacht werden können.

Der Kriterienvorschlag für weitergehendere TA-Untersuchungen wird hier nur in wenigen Stichworten ausgeführt:

1. *Funktionsfähigkeit:*
Basis dafür ist wissenschaftliche und technische Machbarkeit, sowie Genehmigungsfähigkeit.
2. *Sicherheit im Normalbetrieb:*
Berücksichtigung der gesamten Brennstoffspirale und der gesamten Prozeßkette (über den Reaktor selbst hinaus).
3. *Katastrophenfreiheit:*
Es muß nachprüfbar erkennbar sein, daß das Ziel einer wohldefinierten Katastrophenfreiheit erreichbar ist, d.h. auch außerhalb der Anlage - auch bei höchst unwahrscheinlichen Unfallabläufen - dürfen keine Katastrophenschutzmaßnahmen nötig werden. Dementsprechend müssen auch bislang unberücksichtigte denkbare Unfallsequenzen mit geringer Eintretenswahrscheinlichkeit, aber signifikanten radiologischen Schadenswirkungen deterministisch ausgeschlossen werden können. Aber unabhängig von deterministischen und probabilistischen Argumentationen gilt es, eine Betrachtungsgrenze zu definieren, jenseits derer Unfallbetrachtungen aus praktischen und theoretischen Gründen nicht mehr sinnvoll sind.
4. *Proliferationsresistenz:*
Wenn schon keine proliferationssichere Kerntechnologie vorstellbar ist, soll sie doch wenigstens resistent (robust) gegen militärische Nutzung gemacht werden. Dem probabilistischen Ansatz bei der Reaktorsicherheit entspricht ein auf Entdeckungswahrscheinlichkeiten basierendes Konzept nuklearer Safeguards. Auch hier wäre ein deterministisch orientierter Ansatz durchgreifender, der Proliferationsrisiken an der technologischen Quelle auszuschließen sucht.
Wissenschaftlich-technische Projekte sollten prinzipiell in Distanz zu möglichen Waffenanwendungen stehen.
5. *Minimierung absehbarer Langzeitfolgen:*
Eine Minimierung der Erfordernisse für die Abfallagerung, sowie eine Reduktion der notwendigen Lagerzeiträume auf überschaubare Zeitspannen sollte angestrebt werden. Bei einer Gesamtbewertung nuklearer Abfälle sind alle wesentlichen Aspekte zu

berücksichtigen: isotopenspezifische Lebensdauern, Mobilität in Endlagerumgebungen, Freisetzungspfade, Radiotoxizität, Wärmeentwicklung, Kritikalitätssicherheit, Proliferationsgefahren, Quantitäten.

6. *Nachhaltige Rohstoffnutzung:*
Der vorhersehbare Nutzungshorizont sollte weit über den theoretisch nutzbaren Zyklus für fossile Brennstoffe hinausgehen — also mindestens viele Jahrhunderte bis weit ins nächste Jahrtausend hinein — da ansonsten der erforderliche hohe Entwicklungsaufwand, insbesondere auch im Vergleich zu Entwicklungen im Feld der regenerativen Energien, kaum zu rechtfertigen sein wird.
7. *Kalkulierbares Investitionsrisiko und nachhaltige Energiewirtschaft:*
Die Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Energietechnologien sollte nicht bezüglich der fossilen Energieträger gefordert werden, deren Gebrauch mittelfristig deutlich einzuschränken ist. Der Bezugspunkt sollte das Ziel einer nach-fossilen Ära der Energiebereitstellung sein. Die Investitions- und Stromgestehungskosten sollten daher in einer ökonomischen und ökologischen Gesamtrechnung nicht größer sein als diejenigen, die man für die wesentlichen regenerativen Energieträger erwartet.
8. *Beitrag zur Erreichung von Klimaschutzzielen:*
Der tatsächlich erwartbare Beitrag zur Erreichung von Klimaschutzzielen (beispielsweise Reduktion der CO₂-Emissionen) muß in Konkurrenz zu den Beiträgen, die durch die mögliche Installierung anderer Energietechnologien — insbesondere erneuerbarer Energiequellen — möglich wäre, überzeugend sein; dies auch hinsichtlich der spezifischen Kosten. Auch die Möglichkeit zur weltweiten Partizipation an den Technologien ist ein wesentlicher Aspekt.
9. *Kulturverträglichkeit:*
Nukleare Großtechnologien, die bislang genutzt werden, stehen vor dem Dilemma ihrer hohen Komplexität. Ein Ausweg aus dem Dilemma kann prinzipiell nur über eine drastische Senkung des Risikopotentials, eine durchgängige Orientierung an Prinzipien inhärenter Sicherheit und eine Komplexitätsreduktion im Hinblick auf die Sicherheitsproblematik durch die Orientierung an dem Prinzip der Fehlerfreundlichkeit gelingen. Ansonsten stellt sich die Frage nach der Kulturverträglichkeit von Energietechnologien. Eine Transparenz der technischen Zusammenhänge für Experten, Nicht-Experten und Nutzer sollte gewährleistet sein. Eine Angepaßtheit an die vorhandene technisch-ökonomische Kultur und die Möglichkeit zum Technologietransfer stehen in einem wesentlichen Zusammenhang.
10. *Demokratieverträglichkeit:*
Die Auswirkungen auf Strukturen weltweiter wissenschaftlich-technischer Kooperation bzw. Abhängigkeitsverhältnisse sind mitzubedenken. Weiterhin muß die Einführung neuer Technologien auch in einem offenen und transparenten innergesellschaftlichen Prozeß erfolgen können. Dies betrifft bereits den Bewertungsprozeß

anhand der hier vorgeschlagenen Kriterien. Beispielsweise ist es wesentlich, in welcher Weise über die Definition von Betrachtungsgrenzen, die für das Kriterium der Katastrophenfreiheit große Bedeutung haben, entschieden wird. Die Möglichkeit grenzüberschreitender negativer Folgen der Nutzung nuklearer Technologien macht deutlich, daß auch der Respekt vor der Vielfalt der Kulturen einzufordern ist.

11. Gerechtigkeit:

Das Problem der Gerechtigkeit tritt bei der Entwicklung und projektierten Nutzung fortgeschrittener Energietechnologien (im nuklearen Bereich) auf. Eine Berücksichtigung der räumlichen und zeitlichen Getrenntheit von Nutzern und Betroffenen der Technologie ist erforderlich.

Der hier vorgeschlagene Kriterienkatalog ist nicht auf vollständige Berücksichtigung aller diskutierbaren Aspekte zugeschnitten, vielmehr setzt er bewußt Prioritäten. Diese sind veränderbar, was sich auf die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Kriterien überträgt, die zunächst ein Angebot zur Diskussion darstellen. Die Kriterien sind so ausgewählt, daß sich anhand von ihnen erweisen sollte, ob heute interessante zukunftsfähige Innovationen im Bereich nuklearer Energietechnologien vorgeschlagen werden können bzw. Entwicklungen in diese Richtung zu erwarten sind. Dabei wird eine Gestaltbarkeit der technologischen Entwürfe im Vorlauf von Forschung und Entwicklung angenommen.

Die Kriterien alleine werden innerhalb einer eingehenderen Untersuchung fortgeschrittener Nuklearsysteme für praktische Zwecke nicht ausreichen. Es käme weiterhin darauf an, für die einzelnen Kriterien soweit möglich Indikatoren anzugeben, die eine auch quantitative Einstufung erlauben, inwieweit die verschiedenen Anforderungen an die fortgeschrittenen Nuklearsysteme erfüllt werden können.

Literatur:

W. Liebert, R. Bähr, A. Glaser, L. Hahn, C. Pistner: *Fortgeschrittene Nuklearsysteme — Review Study*. Technology Assessment TA 34/1999, Schweizerischer Wissenschaftsrat, Bern, April 1999.

W. Liebert: *Vergleich fortgeschrittener Nuklearsysteme zur Energienutzung*. Erscheint in: E. Rebhan (Hrsg.): *Energie — Handbuch für Wissenschaft und Technik*. Springer Verlag, 2001.

		Referenz-DWR	EPR	HTR-Modul
Sicherheit	Normalbetriebsem.	< 100 µSv - 1 mSv	Vergleichbar	k. A.
	Inventar	6,8x10 ⁹ Ci / 1,3 GW	Vergleichbar	Vergleichbar
	Max. Unfallfreisetzung	2,6x10 ⁶ manSv	k. A.	Geringer
	W. f. Kernschmelzen, Unfälle mit Freisetzung	3,6x10 ⁻⁶ /a, 3,6x10 ⁻⁶ /a (umstritten)	10 ⁻⁶ /a, < 10 ⁻⁷ /a	5x10 ⁻⁷ /a
	Katastrophenfreiheit	Nein	Nein	Nachweisdefizite
Brennstoff	Element	Uran oder Uran/MOX	Uran oder Uran/MOX	Uran/Thorium
	Anreicherung	3–4%	bis 5%	8%
Proliferation	Produzierte Menge waffenfähiger Stoffe	250 kg(Pu)/GWa	Vergleichbar	Geringer (Faktor 2,5 bis zu 6 bei 20% Anr.)
	Direkter Zugriff auf Waffensstoffe durch WA	Optional, insb. für MOX	Ja, WA geplant	WA nicht vorgesehen
	Proliferationsrel. Tech.	Urananreicherung, WA	Vergleichbar	Urananreicherung
Ökonomie	Investitionskosten	~3.400 – 6.000 DM/kW (F1997/CH1984)	2.350 DM/kW (1998)	3.150 – 5.500 DM/kW je nach Stückzahl (1991/93)
	Stromgestehungskosten	4,9 – 10,2 Pf/kWh (F1997/CH1995)	5,2 – 7,2 Pf/kWh (1998/1996)	k. A.
	Abrißkosten	500 Mio.– 1,2 Mrd. DM	Vergleichbar	Vergleichbar
Einsatzmöglichkeiten	Stromproduktion	(Ja)	Ja	Ja
	Prozeßwärme/Fernw.	Nein	Nein	Ja
	Transmut. von Abfällen	Nein (für Pu ggf. mögl.)	Vergleichbar	Vergleichbar
Nachsorge	Aktivität/Abfallmenge	Hoch	Vergleichbar	Vergleichbar
	Anteil relev. Nuklide	Hoch	Vergleichbar	Vergleichbar
	Geol. Endlagerung	Ja	Ja	Ja
	Lagerbedarf (ohne WA), (mit Wiederaufarbeitung (WA))	12.500–25.000 m ³ /Betriebszeit, 26.000–38.000 m ³ /Betriebszeit	Vergleichbar, Vergleichbar	Höher (Faktor 3–4) -
	Lagerzeit	> 10 ⁶ a	Vergleichbar	Vergleichbar
Realisierung	Stand der Entwicklung	-	Übergang zu detailed design	basic design
	denkb. Realisierungszeit	-	~ 5 Jahre	Offen > 10 Jahre
	Prototyp geplant	-	2003–2004	Nein
	Genehmigungsverfahren	-	in Vorbereitung	Standortunabhängig begonnen (abgebrochen)
	Investierter Aufwand	Unklar / hoch	~ 365 Mio. DM	k. A.
	Derzeitige Entwicklung	-	Intensiv	Keine
	Entwicklungsbedarf	entf.		

Tabelle 2: Vergleich Referenz-DWR/EPR/HTR-Modul.

		Referenz-DWR	ADS:ATW	Magnetfusionsreaktor
Sicherheit	Normalbetriebsem.	< 100 μ Sv - 1 mSv	k. A.	1 μ Sv (umstritten)
	Inventar	6,8x10 ⁹ Ci / 1,3 GW	k. A.	Höher, (qual. niedriger)
	Max. Unfallfreisetz.	2,6x10 ⁶ manSv	k. A.	50 mSv - 3 Sv (umstritten)
	W. f. Kernschmelzen, Unfälle mit Freisetzung	3,6x10 ⁻⁶ / a, 3,6x10 ⁻⁶ / a (umstritten)	k. A.	< 10 ⁻⁷ / a (angestrebt)
	Katastrophenfreiheit	Nein	Offen (Nein)	Angestrebt
Brennstoff	Element	Uran oder Uran/MOX	Transurane (u. Spaltprod.)	Deuterium/T (Basis:Lithium)
	Anreicherung	3-4%	Entfällt	Entfällt
Proliferation	Produzierte Menge waffenfähiger Stoffe	250 kg(Pu)/GWa	0	~ 10 ² kg/GWa (T)
	Direkter Zugriff auf Waffenstoffe durch WA	Optional, insb. für MOX	Zugriffsmöglichkeit nicht angestrebt	Ja (T)
	Proliferationsrel. Tech.	Urananreicherung, WA	Beschleuniger	T-Abtrennung
Ökonomie	Investitionskosten	~3.400 - 6.000 DM/kW (F1997/CH1984)	k.A.	Höher
	Stromgestehungskosten	4,9 - 10,2 Pf/kWh (F1997/CH1995)	Höher	Eher höher
	Abriffkosten	500 Mio.-1,2 Mrd. DM	k. A.	Höher
Einsatzmöglichkeiten	Stromproduktion	(Ja)	Ja	Ja
	Prozeßwärme/Ferrow.	Nein	k. A.	Denkbar
	Transmut. von Abfällen	Nein (für Pu ggf. mögl.)	Ja	Möglich
Nachsorge	Aktivität/Abfallmenge	Hoch/Hoch	Geringer: 10 ⁻² / 10 ⁻¹	10 ⁻² - 10 ⁻⁴ / vergleichbar
	Anteil relev. Nuklide	Hoch	Unklar	Geringer
	Geol. Endlagerung	Ja	Ja	Ja (Vermeidung angestrebt)
	Lagerbedarf (ohne WA), (mit Wiederaufarbeitung (WA))	12.500-25.000 m ³ /Betriebszeit, 26.000-38.000 m ³ /Betriebszeit	Geringer (Ziel: Faktor 10)	37.000 m ³ ohne Rezykl. (günstigste Variante)
	Lagerzeit	> 10 ⁶ a	vergleichbar	Vergleichbar
Realisierung	Stand der Entwicklung	-	conceptual design	conceptual design
	denkb. Realisierungszeit	-	~ 30 a	~ 50 a
	Prototyp geplant	-	~ 2027	> 2040 (Demo)
	Genehmigungsverfahren	-	-	
	Investierter Aufwand	Unklar (hoch)	k. A.	10 Mrd. ECU (EU allein)
	Derzeitige Entwicklung	-	k.A.	> 1 Mrd. EURO/Jahr (weltweit)
	Entwicklungsbedarf	entf.	~ 30 Mrd. Dollar	~ 80 Mrd. EURO (weltw.)

Tabelle 3: Vergleich Referenz-DWR/ADS/Magnetfusion.

THE ACCIDENT AT THE NUCLEAR FUEL PROCESSING FACILITY IN TOKAJMURA: THE ROLE OF IAEA

Dominique Delattre
Nuclear Safety Department
Division of Radiation and Waste Safety
International Atomic Energy Agency

1. The role of the IAEA

The International Atomic Energy Agency (IAEA):

Membership: 130 countries
Budget: direct expenses (regular) US \$ 225 million
Assistance = US \$ 90 million extrabudgetary = US \$10 million
contributions in kind > US \$ 15 million
Personnel: 800 professional staff, 900 general support staff
Location: Wagramer Strasse 5, Vienna, Austria

Within the United Nations family, the IAEA membership consists of nearly 130 States. It has a total annual budget of more than a quarter of a billion US dollars, a professional staff of about 800 and an administrative support staff of about 900.

1.1 The IAEA's Main Functions

The IAEA has three main functions, or pillars':

- **Safeguards**, or verification of the peaceful uses of nuclear energy;
- **Technology**, or fostering of the transfer of the body of knowledge about nuclear energy and ionizing radiation; and
- **Safety**, or - better - the global promotion of an *international safety regime* the least known of the IAEA's functions.

1.2 The IAEA's Safety Functions

Since its creation in 1957, the IAEA has performed two safety related functions which were provided for by the drafters of its Statute, namely:

- **establishing standards of safety** for the protection of health against the effects of radiation, and
- **providing for the application of those standards** at the request of a State.

With these statutory functions, the IAEA is unique among international organizations.

1.3. The International Radiation Safety Regime: Binding Conventions International Standards Provisions for Applications

In performing its safety functions, the IAEA has contributed to the emergence - in the 1990s - of what has been termed a *de facto international radiation safety regime*.

The regime includes three key elements:

- **legally binding international undertakings by States;**
- **globally agreed international safety standards;** and
- **international provisions for facilitating the application of those standards.**

I will comment on each of these elements in turn as it relates to our subject.

1.3.1 Conventions

Let us start with the legally binding international undertakings by States or, in legal language, **international conventions**. Under the auspices of the IAEA, four major international conventions have been adopted in recent years, namely:

- the Convention on Early Notification of a Nuclear Accident;
- the Convention on Assistance in the Case of a Nuclear Accident or Radiological Emergency;
- the Convention on Nuclear Safety; and
- the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management (the Joint Convention for).

1.3.2. International Standards

Let me now turn to the question of international safety standards. Over the years the IAEA has developed a corpus of more than 200 safety standards, some jointly with other international organizations. They are published in the Safety Standards Series (formerly the Safety Series) and are grouped into three categories. *Safety Fundamentals*, policy publications for decision makers, present principles, concepts and objectives. The standards proper, the *Safety Requirements*: these are publications with *shall* statements; they are the backbone of the IAEA's corpus of standards. *Safety Guides* are publications with *should* statements recommending how to implement the requirements.

- **Radiation Safety Fundamentals**

One example of the Safety Fundamentals is the publication on *Radiation Protection and the Safety of Radiation Sources*. This publication is co-sponsored by six international organizations.

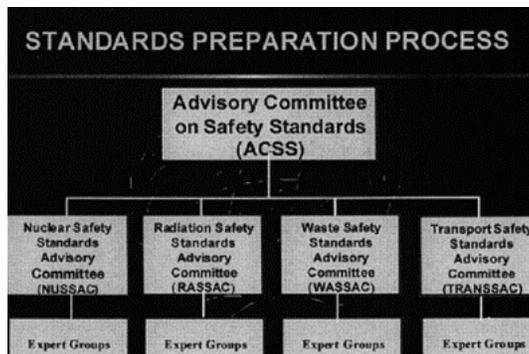
- **Radiation Safety Requirements; the BSS:**

The publication that establishes requirements in this field is the *International Basic Safety Standards for Protection against Ionizing Radiation and for the Safety of Radiation Sources* (the BSS). The BSS are also co-sponsored by six international organizations.

- **Radiation Safety Guides:**

A large number of Safety Guides support the BSS. An example of Safety Guide in the context of radioactive residues is the Safety Guide establishing intervention levels for radiological emergencies.

- **The IAEA Safety Standards Preparation Process**



The IAEA radiation safety standards are established through a process which involves the extensive participation of experts and governmental representatives.

1.3.3. Providing for the Application of International Standards

I will now turn to an area that accounts for a substantial amount of the IAEA's work in radiation safety: providing **for the application of safety standards**.

This aspect of the international safety regime involves:

- providing direct safety assistance to Member States,
- fostering information exchange,
- promoting education and training,
- co-ordinating research and development, and
- rendering safety review services.

Of these activities, two of particular relevance for the subject of this presentation: *rendering services* and *information exchange*.

Rendering Services

The IAEA offers a wide range of safety review services, which are available to its Member States on request. One purpose of these services is to give the requesting State access to a range of expertise and experience available in other IAEA Member States. In recent years, the IAEA has rendered review services to a number of Member States. At the request of the Government of Japan it performed the preliminary fact-finding mission in October 1999 on the accident at the JCO nuclear fuel processing facility in Tokaimura

Fostering Information Exchange

Another mechanism for providing for the application of safety standards is fostering the international exchange of relevant information. This includes the publication of the report on the preliminary fact-finding mission with the objective that the Member States learn from this accident.

2. The Preliminary Fact-Finding Mission Following the Accident at the Nuclear Fuel Processing Facility in Tokaimura, Japan

2.1. Introduction

2.1.1. Background to the IAEA Secretariat Team Mission

On 30 September 1999, at 10:35 local time (01:35 GMT), a criticality accident occurred in the conversion building (auxiliary plant) at the uranium conversion facility of JCO Company Limited in Tokaimura, Ibaraki Prefecture, Japan. A solution of enriched uranium (18.8% ^{235}U by mass) in an amount reportedly several times more than the specified mass limit had been poured directly into a precipitation tank, bypassing a dissolution tank and buffer column intended to avoid criticality. This action was reported to have been in contravention of the legally approved criticality control measures. It resulted in three JCO workers suffering acute radiation syndrome and a number of workers and members of the public receiving radiation doses. Some 161 people were evacuated from within about 350 m of the facility, and some 310,000 people were advised to stay indoors for about 18 hours as a precautionary measure.

Under the terms of the Convention on Early Notification of a Nuclear Accident, Japan had no obligation to notify the IAEA or other States. That Convention applies in the event of any accident from which a "release of radioactive material occurs or is likely to occur and which has resulted or may result in an international transboundary release that could be of radiological safety significance for another State". The accident at Tokaimura did not result in an international transboundary radioactive release. Notwithstanding this, the Emergency Response Centre set up by the IAEA pursuant to its obligations under the Convention established and maintained contact with the relevant competent authority in Japan to ascertain facts in order to respond to the many requests for information from official Contact Points under the Convention arrangements.

The IAEA Secretariat was notified that Japan had given a provisional rating for the event, on the basis of the overexposure of the workers concerned, of Level 4 on the IAEA's International Nuclear Event Scale, which runs from Level 1 to Level 7. Level 4 denotes an accident without significant off-site risk. On 1 October 1999 (in Japan, 30 September in Vienna), the IAEA Secretariat offered assistance to the Japanese authorities in responding to the accident. This offer was declined because the authorities believed that assistance was not necessary at that time. Subsequently, the Director General of the IAEA, following discussions with the representatives of the Government of Japan, dispatched three experts of the IAEA Secretariat, specializing in the nuclear fuel cycle and its regulation, emergency response and accident consequence assessment, and environmental monitoring and dosimetry, on a fact finding mission to Tokaimura from 13 to 17 October 1999.

2.1.2. Objectives and Scope of the Fact Finding Mission

The objectives of the IAEA Secretariat's fact finding mission were:

- to compile the available information on the accident;
- to render advice to the Japanese authorities should they request it; and
- to prepare for the Director General of the IAEA an authoritative and factual report on the immediate causes, consequences and aftermath of the accident.

The scope of the fact finding mission was restricted to:

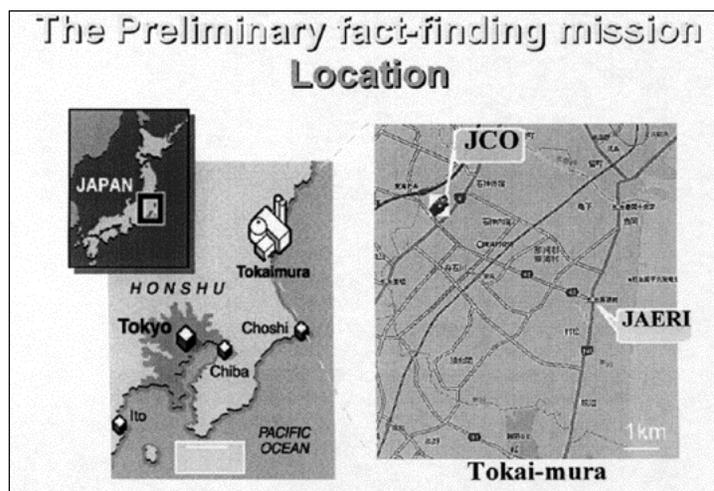
- the events leading up to the accident;
- the criticality event itself and the mitigation of its consequences;
- the radiological consequences in terms of radiation doses to the persons exposed, and the radiation and radioactive materials released to the environment;
- the conditions of the exposed persons and their medical treatment; and
- the emergency response and actions taken to protect workers and the public.

The IAEA Secretariat team was also to take some corroborative measurements of radiation levels in the environment.

2.1.3. Objectives and Scope of the Report

The objectives of this report are to assist in the dissemination of information on the accident and its consequences, and to set out established facts. The report is limited to a summary of information collected during the mission on the accident, its immediate causes, the response to it and its immediate consequences. An investigation into the accident has commenced in Japan. A Japanese Governmental Investigative Committee under the Nuclear Safety Commission (NSC), which is advisory to the Prime Minister, is undertaking its own investigation into the accident and is still collecting information and evaluating the facts. The information presented here derives primarily from source materials provided by Japanese authorities and institutes, corroborated to the extent possible by means of interviews conducted by the team with key officials and experts, and observations and measurements made by the team. Some of the information provided to the team was clearly of a provisional nature and has therefore not been reproduced here; nevertheless, this information was useful in gaining a technical understanding of the accident and its consequences. Where there are questions concerning the accuracy of the information reported, this is noted in the text. Equally, the direct observations and measurements that were made by the team are also noted.

Tokaimura is a large village 120 km northeast of Tokyo in Ibaraki Prefecture. The JCO site in Tokaimura is also close to the town of Naka-machi. There are nine municipalities and about 310,000 inhabitants within a 10 km radius, and around 150 people live within 350 m of the JCO facility itself. The nearest residence is within 200 m of the conversion building in which the accident took place. There are several nuclear installations operating in Tokaimura, including the Japan Atomic Power Company (JAPCO) nuclear power plant and other nuclear reactors, the Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI) establishment, and a fuel reprocessing plant.



2.2.1. JCO and the Nuclear Fuel Processing Facility

The operating company, JCO, wholly owned by Sumitomo Metal Mining Company Ltd, operates three conversion facilities at this site:

- One with an annual capacity of 220 tonnes of uranium per year (t U_{1a}) for 10w enriched uranium (enrichment of less than 5%);
- One with an annual capacity of 495 t U_{1a} for bw enriched uranium (less than 5%); and the one in which the accident took place – in a conversion building whose annual capacity is up to 3 t U_{1a} for either enriched uranium (not more than 20%) for the production of uranium oxide (U₃O₈) powder from uranium hexafluoride (UF₆), or for enriched uranium (not more than 50%) for the production of uranium oxide powder from scrap.

The conversion building is on the western side of the site, near its western boundary and the municipalities of Tokaimura and Naka-machi. Its purpose is the production of uranium oxide powder or uranyl nitrate solution from uranium hexafluoride (UF₆), uranium yellow cake or scrap. One process involves the dissolution of uranium oxide (U₃O₈) powder in nitric acid (HNO₃), homogenization of the solution and precipitation with ammonia to produce ammonium diuranate ((NH₄)₂U₂O₇). The facility is not operated continuously but is used for immediate and short batch production (30-200 kg U with an average of around 100 kg U), produced mainly for the Joyo fast research reactor. Its cumulative use has been about two months per year.

2.2.2. Legislative and Regulatory Framework

Permission for a change in the JCO licensing conditions to encompass the conversion building was given on 20 June 1984 by the Prime Minister after review by the Japanese Science and Technology Agency (STA) and in consultation with the NSC and the Japan Atomic Energy Commission. The licensing conditions stipulated a mass limitation of 2.4 kg U in the conversion facility for an enrichment level of between 16 and 20%. Also, a constraint on the geometric shape of the buffer column was applied. An inspection was carried out on the basis of the approval on 20 June 1984 and certification was issued by the STA in December 1984 covering the entire conversion building.

A change in the capacity of the products storage room was approved on 6 October 1994. An inspection by STA in March 1995, on the basis of the approval of the change on 6 October 1994, covered only the storage facility in the conversion building. In Japan, periodic inspection during operation seems not to be a legal requirement for facilities of this type.

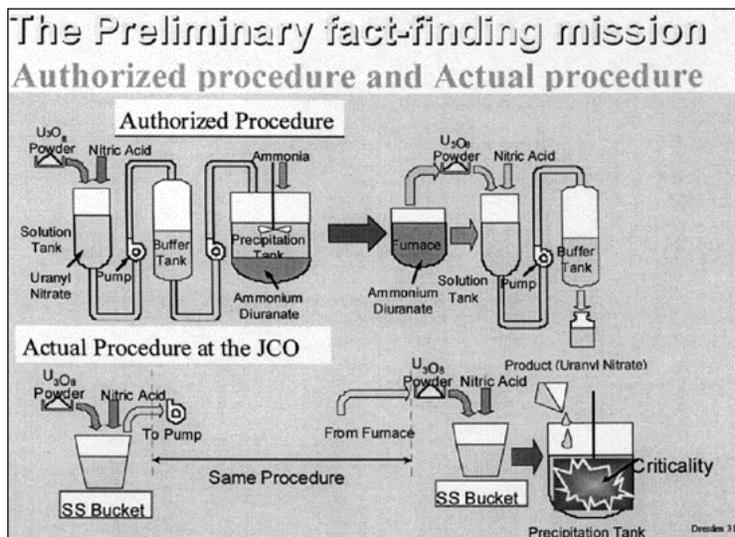
2.3. The accident and mitigation of its consequences

2.3.1. The Criticality Event and Its Immediate Causes

The approved nuclear fuel conversion procedure specified in an internal document involved the dissolution of uranium oxide (U₃O₈) powder in a dissolution tank, then its transfer to a pure uranyl nitrate solution buffer column for homogenization by nitrogen (N₂) gas purge and mass control, followed by transfer to a precipitation tank which was surrounded by a water cooling jacket to remove excess heat generated by the exothermic chemical reaction. The prevention of criticality was based upon the general licensing requirements for mass and volume limitation, as well as upon the design of the process, including use of a column with a criticality-safe geometry as a buffer to control the amount of material transferred to the precipitation tank.

The work procedure was modified in November 1996, without permission for the modification having been given by the regulatory authorities, to allow the dissolution of uranium oxide (U_3O_8) to be performed in stainless steel buckets. According to the information provided at the meetings with the IAEA Secretariat team, this new procedure had been followed several times before this accident occurred.

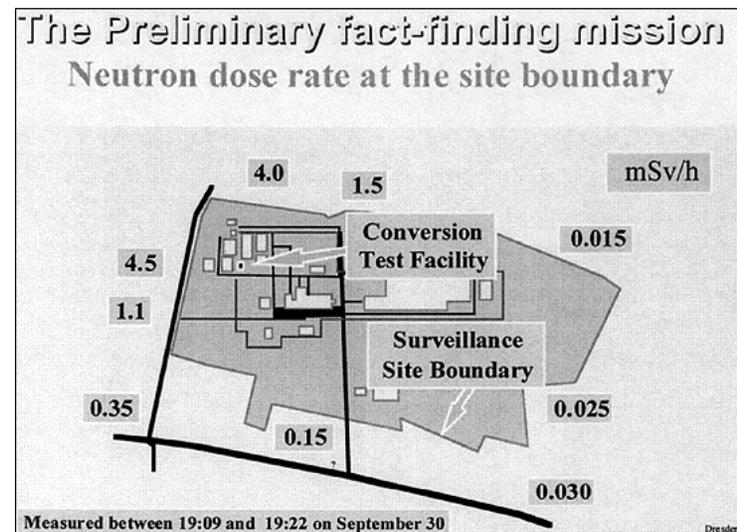
Furthermore, when the criticality event occurred, homogenization of uranium oxide was being performed by mechanical stirring in the precipitation tank instead of in the mass control equipment. This was done by pouring uranyl nitrate solution (made by dissolving uranium oxide (U_3O_8) in nitric acid) directly from the steel bucket into the precipitation tank. The tank was not designed with a geometry conducive to preventing criticality, being 450 mm in diameter and 610 mm high. This means of homogenization in the precipitation tank is not even described in the revised procedure and was a further deviation from the approved procedure.



With regard to managerial provisions for the prevention of accidents, no clear and specific qualification and training requirements seem to have been established, according to information provided to the IAEA Secretariat team by the representatives of the Operator. Moreover, the STA representatives stated to the team that they had not found in the JCO qualification and training documents evidence of compliance with the legal and regulatory requirements.

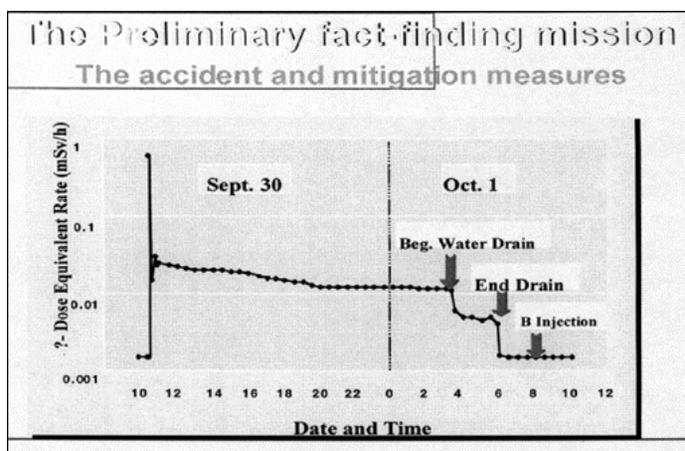
Thus, for the preparation of fuel for the Joyo fast research reactor in late September 1999, workers dissolved U_3O_8 powder in nitric acid in stainless steel buckets and poured the solution directly into the precipitation tank. About 26 L of the solution, with uranium enriched to 18.8% ^{235}U by mass, had been poured into the precipitation tank in four batches on 29 September. In the morning of 30 September, the workers continued to prepare uranyl nitrate solution and poured three additional batches into the precipitation tank.

At around 10:35 on 30 September (all times are local times unless otherwise stated), when the volume of solution in the precipitation tank reached about 40 L, equivalent to about 16 kg U, a critical mass was reached. At the point of criticality, the nuclear fission chain reaction became self-sustaining and began to emit intense gamma and neutron radiation. The area gamma monitoring device detected a high level of gamma radiation and the area alarms sounded. The three workers concerned evacuated the building (there was apparently no explosion). They were subsequently given assistance by emergency service workers. The other workers on site assembled in the muster zone.



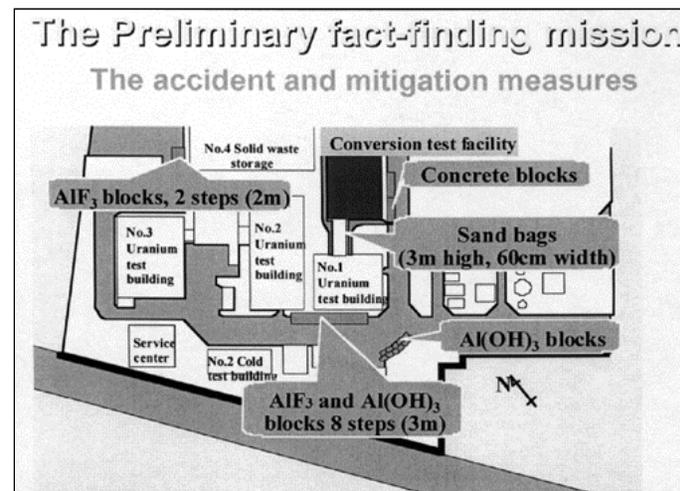
The STA received the first report of an accident from JCO at 11:19 on 30 September. Later the same day it set up a Local Countermeasures Headquarters (LCH) in the Tokai Research Establishment of JAERI. Six experts from STA were dispatched to this headquarters. With the cooperation of JAERI (some 50 experts), the Japan Nuclear Cycle Development Institute (JNC)

that aqueous boric acid had been adequately injected. The photograph showed that no damage had been caused to the tank or to its surroundings. After inspection the operation was deemed to be completed at 09:18.



After the termination of the state of criticality, the immediate remaining safety issues were the need for shielding from gamma radiation resulting from the fission products generated in the precipitation tank and held within the confinement of the building:

- With regard to the remaining radiation fields, gamma radiation dose rate measurements were performed at 06:20 on 1 October. These measurements yielded gamma dose rates of several millisieverts per hour dose to the building and several microsieverts per hour at the boundary of the site. Shielding material such as sandbags were placed around the building on the morning of 2 October. Walls made of concrete shielding material were assembled in some places around the facility;
- With regard to radioactive releases, the operator reported that there had been no explosion in the building and there was no overpressure in the ventilation system. The visual check carried out by the workers who fed the boric acid into the precipitation tank showed that there had been no mechanical damage to the installation, and the integrity of the equipment, rooms and building in general had been maintained. During its mission, the IAEA Secretariat team observed that there was no apparent physical damage to the structural integrity of the conversion building. The team examined the roof of the conversion building from two opposite viewpoints (northwest and southeast) and confirmed that it in particular had not been damaged.



The high efficiency particulate air (HEPA) filters in the conversion building had filtered out particulates collected by the building's ventilation system, whose exhaust is connected to a general ventilation system that also serves other buildings. It had been reported by the workers who injected the boric acid into the precipitation vessel that an underpressure had been maintained, since air flow into the building was found. A smoke test on 5 October confirmed that there was an underpressure and that the ventilation system was working. The integrity of the building confinement had therefore been provided primarily by active maintenance of an underpressure by the ventilation system and by the HEPA filters. However, owing to the detection of ¹³¹I released to the environment on the basis of exhaust point measurements, it was later decided to stop ventilation and to reinforce the passive confinement provided by the building.

2.4. The accident's consequences

Three JCO employees A, B and C were severely overexposed in the conversion building, where two were engaged in the Operation of transferring uranyl nitrate solution into the precipitation tank and the third was in an adjoining room. After the accident occurred, all three were taken to the NIRS at Chiba. Patient A was transferred to the Hospital of the University of Tokyo on 2 October and patient B was transferred to the Hospital of the Institute of Medical Sciences of the University of Tokyo on 4 October. Their doses were estimated by four methods: measurement of

^{24}Na in blood; analysis of chromosomal aberrations; lymphocyte counting; and for patient C measurement of ^{24}Na by whole body counting. The preliminary estimated doses were from 10-20 Gy equivalent (GyEq) to gamma radiation* for patient A, 6-10 GyEq for patient B and 1-4.5 GyEq for patient C. The doses estimated by measurement of ^{24}Na in blood were 18 GyEq for patient A, 10 GyEq for patient B and 2.5 GyEq for patient C. It would seem that these estimated doses must all be considered preliminary owing, among other things, to the inhomogeneous (i.e. uneven) exposures of the workers' bodies.

- **One worker died as a result of a severe overexposure (16 to 20 Gy)**
- **A second worker suffered very acute radiation syndrome (6 to 10 Gy)**
- **A third worker was also seriously overexposed (1 to 4.5 Gy)**
- **Overexposure of several workers involved in the mitigation measures**
- **Overexposure of some members of the public**

2.5. Conclusion

The accident at the JCO nuclear fuel processing facility at Tokaimura seems to have resulted primarily from human error and serious breaches of safety principles, which together led to a criticality event. It resulted in the overexposure of several workers, two of whom had as a consequence reportedly suffered very severe acute radiation syndrome, and one other to a moderate degree. The most exposed worker died in December 1999. The accident was classified by the Japanese authorities as Level 4 on the IAEA International Nuclear Event Scale (INES), indicating an event without significant off-site risk.

The accident was essentially an irradiation' accident; it was not a 'contamination' accident as it did not result in a radiologically significant release of radioactive materials.

For some 20 hours after the onset of criticality at Tokaimura, radiation was generated in the conversion building and could be measured at some distance. However, only trace amounts of noble gases and gaseous iodine escaped from the building itself. After the criticality had been terminated and shielding was emplaced, radiation levels beyond the JCO site returned to normal.

Only trace levels of radionuclides were detected in the area shortly after the accident. The half-lives of the radionuclides detected are relatively short, so there is no residual contamination by this accident. Such traces of radioactive material would not be expected to have any detectable radiological effect on the health of local residents or their offspring or on environmental condi-

* A criticality accident is associated with mixed radiation fields (neutron and gamma), which have different penetration and absorption properties, as well as differing effectiveness at producing biological harm. The GyEq 5 used here to indicate that the estimated neutron doses have been weighted to account for their relative biological effectiveness in order to make the doses comparable with that for gamma rays.

tions. Products from the area would have been as normal and entirely safe throughout. Radiation levels measured by the team in residential areas were at the normal background levels.

It was reported that local industries and businesses had been indirectly harmed by the accident, and that this was perhaps because many people had mistakenly associated the accident with radioactive contamination, although only radiation exposure and no radioactive residues resulted from it. There were also reports that some people had been concerned about the effects of the accident on real estate prices, and that the prices of agricultural products had fallen.

The accident was significant from the point of view of the consequences on one of the workers and on the health consequences for the two other severely overexposed workers. It will most probably also have implications for the regulatory regime and safety procedures and safety culture at the JCO facility.

An extensive investigation of all the circumstances of the accident will be necessary, covering considerations relating to:

- (a) The criticality event itself, including a detailed description of the sequence of events and their consequences;*
- (b) The JCO facility, including its safety related design aspects, managerial provisions and operational matters;*
- (c) Regulatory control, including licensing and inspection;*
- (d) Emergency preparedness and response; and*
- (e) The medical care of the three severely overexposed workers.*

ANFORDERUNGEN AN PLUTONIUM-ABFALLPRODUKTE AUS DER SICHT DER ENDLAGERUNG

Klaus-Detlef Closs

Forschungszentrum Karlsruhe

Projektträgerchaft Wassertechnologie und Entsorgung (PtWT+E)

1. Plutoniummengen weltweit und in Deutschland

Bis Ende 1999 fielen bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie weltweit ca. 220.000 t abgebrannte Brennelemente an, von denen bisher ca. 72.000 t wiederaufgearbeitet wurden¹. Zum gleichen Zeitpunkt lagen ca. 200 t Plutonium in abgetrennter Form als PuO₂ oder als unbestrahlte Mischoxidbrennelemente (MOX) vor², ca. 900 t Plutonium befand sich in den abgebrannten Brennelementen.

Bis Ende 1990 wurden für militärische Zwecke weltweit ca. 260 t Plutonium erzeugt und abgetrennt³. Davon sollen in den USA und in Russland aufgrund der START I und II-Abkommen jeweils ca. 50 t „Excess oder Surplus Weapons Plutonium“ verwertet oder entsorgt werden.

Für Deutschland stellt sich die Situation folgendermaßen dar: Bis Ende 1998 wurden bei Cogema und BNFL ca. 3800 t abgebrannte Brennelemente aus deutschen Leistungsreaktoren wiederaufgearbeitet, in denen ca. 38 t Plutonium enthalten waren. Ein Teil des abgetrennten Plutoniums wurde zu neuen MOX-Brennelementen verarbeitet und wieder in Kernkraftwerken eingesetzt. Ca. 22 t Plutonium liegen in abgetrennter Form vor und harren ihrer weiteren Bestimmung⁴. Falls alle restlichen Altverträge sowie die Anfang der 90er Jahre geschlossenen Neuverträge realisiert werden, fallen durch Wiederaufarbeitung weitere knapp 30 t Plutonium an, so dass sich der Entsorgungs-/Verwertungsbedarf für Plutonium in Deutschland als Obergrenze auf insgesamt ca. 50 t beläuft. Von einem EVU-Vertreter wurde auf einem Workshop im Januar 2000 in Jülich erwähnt, dass die EVUs beabsichtigen, den größten Teil hiervon in Form von MOX-Brennelementen in bewährter Weise wieder in Kernkraftwerken einzusetzen und später direkt endzulagern⁵. Der eigentliche Entsorgungsbedarf für Plutonium wird daher in Deutschland deutlich unter den zitierten 50 t liegen, jedoch wird in den folgenden Ausführungen hin und wieder auf diese 50 t als Bezugsgröße abgehoben, unter anderem auch deswegen, um das eigentliche Entsorgungsproblem in der richtigen Perspektive darzustellen.

¹ P. Dyck, IAEA, persönliche Mitteilung vom 13.03.2000

² J. Holdren: „Non-Proliferation Aspects of Geologic Repositories“, Vortrag DOE International Conference on Geologic Repositories, October 31 – November 3, 1999, Denver, Colorado

³ „Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium, Reactor-Related Options“, National Academy of Sciences, National Academy Press, Washington, D.C., (1995), S. 3

⁴ G. Keßler, J. Kim und K. Gompper: „Wohin mit dem deutschen Plutonium?“, atomwirtschaft-atomtechnik 44 (1999), S. 156

⁵ H. Bröskamp: „Status und Perspektiven der Plutoniumverwertung in Deutschland durch Einsatz von MOX-Brennelementen“, Vortrag Workshop zu Optionen bei der Verwendung und Entsorgung von Plutonium, Jülich 13. und 14. Januar 2000

Falls ein großer Teil der deutschen Kernkraftwerke noch bis zum Jahr 2030 betrieben wird, fallen größenordnungsmäßig weitere 10.000 bis 13.000 t abgebrannte Brennelemente in Deutschland an, für die eine Wiederaufarbeitung z.Zt. nicht vorgesehen ist. Diese abgebrannten Brennelemente, die ca. 100 bis 130 t Plutonium enthalten, werden voraussichtlich direkt endgelagert. Die weiter oben zitierte Obergrenze von 50 t Plutonium muss daher immer in Relation gesehen werden zu der ohnehin in das Endlager in Form abgebrannter Brennelemente zu verbringenden Plutoniummenge von ca. 100 bis 130 t. Unüberwindbare Probleme werden hierbei nicht erwartet. Das amerikanische Endlagerprogramm sieht sogar vor, dass insgesamt ca. 70.000 t abgebrannte Brennelemente aus amerikanischen Kernkraftwerken in Yucca Mountain endgelagert werden⁶. Diese enthalten ca. 700 t Plutonium. Im Rahmen des schwedischen Endlagerprogramms sollen etwa 8.000 t abgebrannte Brennelemente mit ca. 80 t Plutonium direkt endgelagert werden⁷. Die für Deutschland projizierten Mengen an direkt endzulagernden Brennelementen und die darin enthaltenen Plutoniummengen sind demzufolge nicht als außergewöhnlich anzusehen.

2. Kurz- bis mittelfristig zu realisierende Verwertungs- und Entsorgungsvarianten für Plutonium

Als kurz- bis mittelfristig zu realisierende Verwertungs- und Entsorgungsvarianten für Plutonium zeichnen sich die folgenden Möglichkeiten ab:

Rezyklierung als MOX-Brennelemente mit anschließender direkter Endlagerung, falls die Wiederaufarbeitung nicht weiter verfolgt wird

Verglasung zusammen mit Spaltproduktlösungen aus der Wiederaufarbeitung

Herstellung von MOX-Pellets und Verglasung zusammen mit Spaltproduktlösungen aus der Wiederaufarbeitung (Can-in-canister-Verfahren)

Lagerstabverfahren mit Fertigung von Lagerelementen

Lagerstabverfahren mit Stabaustausch

Von den aufgeführten Verfahren ist bisher nur die Rezyklierung als MOX-Brennelemente im großtechnischen Maßstab erprobt. Die vier letzten Verfahren werden ausführlich in der Studie des Öko-Instituts⁸ diskutiert.

⁶ „Draft Environmental Impact Statement for a Geologic Repository for the Disposal of Spent Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste at Yucca Mountain, Nye County, Nevada“, DOE/EIS-0250D, U.S. Department of Energy, July 1999

⁷ „Deep repository for spent nuclear fuel, SR 97 – Post-closure safety“, SKB Technical Report TR-99-06, November 1999

⁸ Ch. Küppers, W. Liebert und M. Sailer: „Realisierbarkeit der Verglasung von Plutonium zusammen mit hochradioaktiven Abfällen sowie der Fertigung von MOX-Lagerstäben zur Direkten Endlagerung als Alternative zum Einsatz von MOX-Brennelementen“, Öko-Institut e.V., Darmstadt, April 1999

Im Folgenden werden Angaben gemacht, wie viele Einheiten bei den verschiedenen Varianten zur Entsorgung von 50 t Plutonium in einer kerntechnischen Einrichtung, z.B. in einer Heißen Zelle, zu handhaben wären. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Aufnahmefähigkeit von Gläsern für Plutonium bei wenigen Prozent liegt. Als Parameter wurden hier 1 % bzw. 4 % gewählt. Für das Can-in-canister-Verfahren wurden in Anlehnung an die Studie des Öko-Instituts⁹ 2 bzw. 4 kg Pu_{tot} pro Kokille als Obergrenze angesetzt.

Bei der Entsorgung von 50 t Pu müssen gehandhabt werden:

- ca. 1.300 MOX-Brennelemente (5 % Pu_{fiss})
oder
- ca. 12.000 Glaskokillen (1 Gew. % Pu im Glas)

- ca. 3.000 Glaskokillen (4 Gew. % Pu im Glas)
oder
- ca. 25.000 Can-in-canister Kokillen (2 kg Pu_{tot}/Kokille)

- ca. 12.500 Can-in-canister Kokillen (4 kg Pu_{tot}/Kokille)
oder
- ca. 1.300 MOX-Lagerelemente (5 % Pu_{fiss})
oder
- ca. 310.000 MOX-Lagerstäbe (5 % Pu_{fiss}) zusammen mit den Stäben aus

- ca. 22.100 abgebrannten Brennelementen

Beeindruckend ist die Zahl von ca. 12.000 Glaskokillen, wenn man eine Beladung des Glases mit 1 % Plutonium zulässt. Aber selbst bei einer Beladung von 4 % würde man größenordnungsmäßig den gesamten aus dem Ausland zurückzunehmenden HAW benötigen, um das Plutonium mit einem gewissen Selbstschutzniveau durch radioaktive Strahlung zu versehen. Noch beeindruckender ist die Zahl von ca. 310.000 MOX-Lagerstäben, die bei einem Entsorgungsbedarf von 50 t Plutonium nach dem vom Öko-Institut vorgeschlagenen Lagerstabenverfahren am Kernkraftwerk oder u.U. in einer Heißen Zelle zu handhaben wären.

3. Verhalten der Abfallprodukte im Endlager

Die für die Entsorgung von Überschuss-Plutonium diskutierten Abfallprodukte werden im Folgenden hinsichtlich ihres Verhaltens im Endlager mit den ohnehin in ein deutsches End-

⁹ebenda

lager zu verbringenden Kokillen mit verglastem HAW bzw. abgebrannten UO₂-Brennelementen verglichen. Die Angaben für diese beiden Abfallprodukte sind im Wesentlichen der zusammenfassenden Darstellung von Grambow et al.¹⁰ entnommen.

Grundsätzlich sollten die in ein Endlager zu verbringenden Abfallprodukte möglichst auslaugresistent sein, d.h. sich bei Zutritt von Laugen oder Wässern nur sehr langsam auflösen. Noch wichtiger im Hinblick auf die Langzeitsicherheit eines Endlagers ist allerdings, dass die langlebigen Radionuklide – sollten sie aus der Abfallmatrix herausgelöst worden sein – durch Bildung neuer Phasen und Verbindungen in unmittelbarer Nachbarschaft der Abfallprodukte in größerem Umfang wieder immobilisiert werden (geochemische Barriere) und damit nur in äußerst geringen Konzentrationen den Nahbereich des Endlagers verlassen können.

3.1 Verhalten von bestrahltem MOX-Brennstoff im Endlager

Abgebrannter UO₂-Brennstoff ist ein sehr inhomogenes und komplexes Abfallprodukt. Wie aus Abbildung 1 zu entnehmen ist, wird bei abgebranntem Kernbrennstoff bei Zutritt von Feuchte in relativ kurzen Zeiträumen das Inventar an leicht flüchtigen Spaltprodukten aus dem Spalt zwischen Hüllrohr und Brennstoff sowie an den Korngrenzen freigesetzt. Die Auflösung der Matrix selbst ist ein sehr langwieriger Prozess. Die Korrosionsraten von bestrahltem UO₂-Brennstoff liegen unter 10⁻⁶ pro Jahr, d.h. die komplette Auflösung dauert mehrere Millionen Jahre.

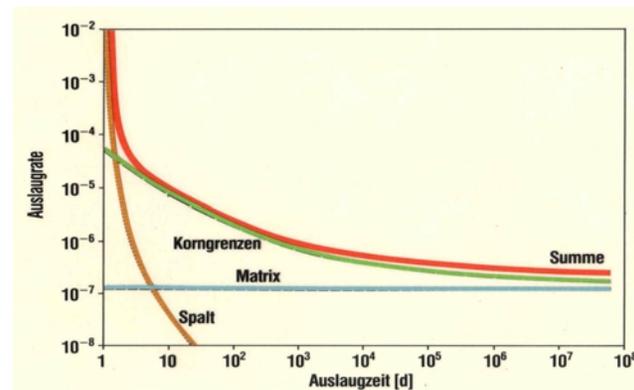


Abbildung 1: Auslaugverhalten von Kernbrennstoff (qualitativ)

¹⁰ B. Grambow et al.: „Performance of Spent Fuel and Vitrified Waste in Geological Environments“, EURADWASTE’99, 5th European Commission Conference on Radioactive Waste Management and Disposal and Decommissioning, Luxembourg, 15-18 November 1999, Book of Abstracts, S. 22

Die relativ schnelle Freisetzung eines Teils der leicht flüchtigen Spaltprodukte hat im Hinblick auf die berechnete Strahlenexposition bei der Endlagerung abgebrannter Brennelemente weitreichende Konsequenzen.

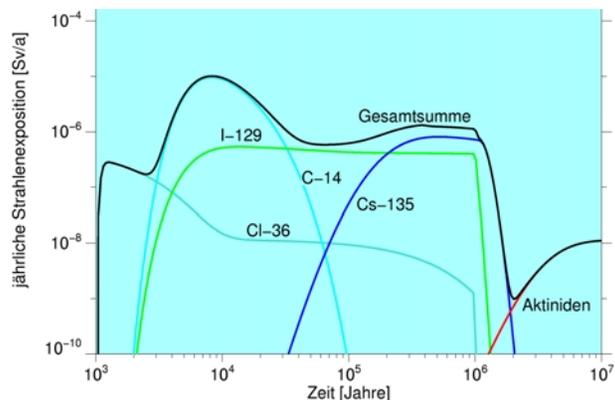


Abbildung 2: Jährliche Strahlenexposition bei einem generischen Endlager in Granit und direkter Endlagerung

In Abbildung 2 sind die Ergebnisse eines kürzlich abgeschlossenen Projektes zur Endlagerung von abgebrannten Brennelementen in einem in einer Granitformation errichteten Endlager exemplarisch dargestellt¹¹. Man erkennt, dass die wesentliche Strahlenexposition durch die leicht flüchtigen Elemente Jod, Cäsium, Chlor und Kohlenstoff hervorgerufen wird. Der Beitrag der Aktiniden, der aus der Auflösung der Matrix resultiert, ist hingegen vergleichsweise gering und tritt erst nach sehr langen Zeiträumen in Erscheinung.

Bestrahlter MOX-Brennstoff zeigt aufgrund der stärkeren α -Radiolyse i.a. eine höhere Radionuklidfreisetzungsrates als bestrahlter UO_2 -Brennstoff. Die Korrosionsraten liegen etwa um den Faktor 10 höher, d.h. die Auflösung dauert mehrere Hunderttausend Jahre. Die Korrosionsprodukte der Behältermaterialien haben im Hinblick auf die Langzeitsicherheit einen positiven Effekt, indem sie die aus der Brennstoffmatrix freigesetzten langlebigen Radionuklide (z.B. auch Pu) weitgehend immobilisieren. Damit wird näherungsweise die etwas höhere Freisetzungsrates gegenüber UO_2 -Brennstoff kompensiert. Insgesamt gesehen ist bestrahlter MOX-Brennstoff ebenso wie bestrahlter UO_2 -Brennstoff ein gutes Endlagerprodukt.

¹¹ L. Lührmann, U. Noseck, R. Storck: „Spent Fuel Performance Assessment (SPA) for a Hypothetical Repository in Crystalline Formations in Germany“. Gesellsch. F. Anlagen- und Reaktorsicherheit, GRS-154, Dez. 1999

3.2 Verhalten von verglastem Plutonium im Endlager

Bei verglastem HAW bilden sich, falls der Abfall im Endlager mit Fluiden in Kontakt kommt, im Falle von Salzlaugen und granitischen Grundwässern silikatreiche Schutzschichten, nicht jedoch in feuchtem Ton. Im Falle einer derartigen Schutzschichtbildung dauert die Auflösung der Glasmatrix mehrere Millionen Jahre, ohne Schutzschichtbildung einige Hunderttausend Jahre. Die Korrosionsprodukte der Behältermaterialien haben einen positiven Effekt auf die Rückhaltung der aus der Glasmatrix freigesetzten Radionuklide, d.h. sie tragen zu ihrer Immobilisierung bei.

Wie bereits erwähnt wurde, ist die Aufnahmefähigkeit von Gläsern für Plutonium sehr gering, sie liegt bei wenigen Prozent. Die zusätzliche Strahlung, der das Glas durch das Plutonium ausgesetzt ist, ist gegenüber der ohnehin schon vorhandenen Strahlung durch die hochradioaktiven Spaltprodukte und die sonstigen Aktiniden unbedeutend. Demzufolge dürfte es zu keiner negativen Beeinflussung der Langzeitbeständigkeit derartiger Gläser kommen, falls einige Prozent Plutonium dem Glas beigemischt werden.

Insgesamt gesehen ist verglastes Plutonium ein mindestens ebenso gutes Endlagerprodukt wie verglastes HAW.

3.3 Verhalten von MOX-Keramik und Glas (Can-in-canister Verfahren) im Endlager

Für das Abfallprodukt nach dem Can-in-canister Verfahren ist der Frage nachzugehen, ob sich die beiden Abfallprodukte „verglaster HAW“ und „MOX-Keramik“ u.U. unter Endlagerbedingungen gegenseitig negativ beeinflussen. Durch das Plutonium in den MOX-Pellets wird die α -Aktivität in der Endlagerkokille deutlich erhöht. Die Frage ist daher, ob das negative Auswirkungen auf das Auslagverhalten des Glases hat. Bei Reaktion von $MgCl_2$ -reicher Lauge mit Glas ist außerdem eine Erniedrigung des pH-Wertes im Nahbereich zu erwarten. Das saure Milieu führt zu einer Erhöhung der Löslichkeit von Plutonium. Es ist daher zu klären, ob dadurch negative Auswirkungen auf die Mobilität des Plutoniums zu erwarten sind. Andererseits haben die durch das Glas entstehenden silikatischen Phasen positive Auswirkungen auf die Rückhaltung des u.U. aus der MOX-Keramik freigesetzten Plutoniums. Aufgrund von Erfahrungen aus früheren Untersuchungen scheint es auf den ersten Blick keine negative Beeinflussung der hydrolytischen Beständigkeit der beiden Produkte und des Freisetzungsverhaltens der Radionuklide und des Plutoniums zu geben. Zur Absicherung wären jedoch einige detaillierte Untersuchungen erforderlich¹².

3.4 Verhalten von MOX-Lagerstäben im Endlager

In MOX-Lagerstäben sind im Gegensatz zu bestrahltem Kernbrennstoff keine leicht flüchtigen Spalt- oder Aktivierungsprodukte nach Abbildung 1 vorhanden. Das Plutonium ist homogen in den Pellets verteilt und kann, wenn überhaupt, nur durch eine Auflösung der Matrix freigesetzt werden. Die bei bestrahltem MOX-Brennstoff gegenüber bestrahltem UO_2 -

¹² Th. Fanghänel, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Nukleare Entsorgungstechnik, persönliche Mitteilung vom 13.12.1999

Brennstoff beobachtete höhere Freisetzungsraten an Radionukliden, deren Ursache in der stärkeren Radiolyse aufgrund eines größeren Anteils an α -Strahlern liegt, ist bei MOX-Lagerstäben nicht zu erwarten. Insgesamt ist davon auszugehen, dass MOX-Lagerstäbe ein mindestens ebenso gutes, eher sogar besseres Endlagerprodukt als abgebrannter Kernbrennstoff darstellen.

4. Kritikalitätsfragen bei der Endlagerung

Sowohl abgebrannte Brennelemente (UO_2 oder MOX) als auch unbestrahlte MOX-Lagerstäbe enthalten größere Mengen spaltbaren Materials. Falls diese endgelagert werden, ist der Frage nachzugehen, ob sich im Endlager unter Umständen eine selbsterhaltende Kettenreaktion mit Energiefreisetzung, also eine Kritikalität, über geologische Zeiträume ausbilden kann. Geologische Zeiträume sind deswegen zu betrachten, weil einige spaltbare Materialien wie z.B. U-235 oder Pu-239 Halbwertszeiten von 7×10^8 bzw. $2,4 \times 10^4$ Jahren haben. Bevor jedoch Einflussfaktoren für die Entstehung einer kritischen Anordnung im Endlager diskutiert und die Ergebnisse einiger Kritikalitätsrechnungen vorgestellt werden, soll dargelegt werden, welche Auswirkungen eine Kritikalität im Endlager – sollte sie je auftreten – haben könnte.

4.1 Auswirkungen einer Kritikalität im Endlager

Grundsätzlich ist dabei anzumerken, dass eine Kritikalität im Endlager nicht mit der Detonation eines Kernsprengsatzes gleichzusetzen ist. Bei einem Kernsprengsatz wird spaltbares Material innerhalb von Bruchteilen von Sekunden unter optimalen Randbedingungen (Kugelgeometrie, Reflektor, keine Neutronengifte) zu einer kritischen Anordnung zusammengebracht, d.h. auf kleinstem Raum komprimiert und gezündet. Dabei erfolgt innerhalb kürzester Zeit eine sehr große Energiefreisetzung. In einem Endlager könnte es im ungünstigsten Falle über geologische Zeiträume zur Ansammlung einer kritischen Masse an spaltbarem Material kommen. Sollte dabei eine Kritikalität auftreten, würden durch die Energiefreisetzung physikalische Prozesse ablaufen, die der Beibehaltung dieser kritischen Anordnung gerade entgegenlaufen: Die Masse an spaltbarem Material würde sich thermisch ausdehnen, d.h. die Dichte würde abnehmen; das als Moderator notwendige Wasser würde verdampfen, etc., d.h. die Kritikalität käme von selbst wieder zum Erliegen.

Vor ungefähr 2 Milliarden Jahren, als der Anteil des spaltbaren Isotops U-235 im natürlichen Uran noch bei etwa 3,7 % lag, hat es in Oklo/Gabun aufgrund günstiger hydrogeologischer und geochemischer Randbedingungen eine größere Anzahl von Stellen gegeben, in denen über Zeiträume von einigen 100.000 Jahren kritische Anordnungen existierten, d.h. selbständige Kettenreaktionen abliefen. In diesen Natur-Reaktoren traten Temperaturen von 160 bis 350°C auf. Die Leistung (Energiefreisetzung pro Zeiteinheit) war vergleichsweise gering, denn der berechnete Neutronenfluss lag nur bei 10^7 bis 10^8 n/cm² s, vergleichbar mit den Werten von Unterrichts-Reaktoren, und um den Faktor 10^5 bis 10^7 niedriger als der Neutronenfluss moderner Leistungsreaktoren. Es scheint dabei nicht ausgeschlossen, dass die Kettenreaktion in diesen Natur-Reaktoren mehrere Male für längere Zeiten aussetzte und die Reaktoren später wieder kritisch wurden.¹³ Zerstörerische Auswirkungen gingen offensichtlich

¹³J. Smellie: „The fossil nuclear reactors of Oklo, Gabon“, Radwaste Magazine, Special Series on Natural Ana-

von diesen Natur-Reaktoren, d.h. diesen natürlich gebildeten kritischen Anordnungen, nicht aus, denn ein großer Teil der damals gebildeten radioaktiven Stoffe befindet sich heute noch an der Stelle ihrer Entstehung.

Vreeland und Jain haben sich mit den Konsequenzen befasst, die eine Kritikalität in einem in einer geologischen Formation errichteten Endlager mit abgebrannten Brennelementen haben könnte¹⁴. Die dabei freigesetzte Leistung wird von ihnen mit 1,5 bis 4 kW angegeben, und dieser Betrag ist weitgehend unabhängig von der Größe der kritischen Anordnung. Im Zusammenhang mit einer früher geplanten Einlagerung radioaktiver Abfälle im Salzbergwerk Asse befasste sich auch der TÜV Hannover mit den Auswirkungen einer kritischen Anordnung in einem Endlager¹⁵. Nach seiner Meinung liegt die Leistung allenfalls in der Größenordnung von einigen zehn kW. Mechanische Auswirkungen auf die Endlagerformation werden bei dieser geringen Leistungsexkursion mit Sicherheit ausgeschlossen.

Begründet wird dies einmal damit, dass für das Spaltstoffsystem kein fester, lokaler Einschluss vorhanden ist und zum anderen die geochemischen Transportvorgänge zur Aufkonzentration des Spaltstoffs über geologische Zeiträume ablaufen und somit das Erreichen des kritischen Zustandes einem „Herankriechen“ an die Kritikalität entsprechen würde¹⁶.

Sowohl aus dem Beispiel der natürlichen Oklo-Reaktoren als auch den theoretischen Überlegungen ist der Schluss zu ziehen, dass Kritikalitätsstörfälle im Endlager keine großen zerstörerischen Wirkungen zeigen. Aber selbst unterirdische Kernexplosionen in Salzformationen haben nur begrenzte zerstörerische Wirkungen. Eine Auswertung von russischen Experimenten hat gezeigt, dass selbst bei Explosionsstärken von 1 bis 100 kt TNT die Radien der Risszonen bei maximal 100 bis 300 m lagen¹⁷.

4.2 Einflussfaktoren für die Entstehung einer kritischen Anordnung

Ein wesentlicher Faktor für die Entstehung einer kritischen Anordnung ist z.B. das Spaltmaterial selbst. Pu-239 führt rascher zur Kritikalität als U-235, da seine minimale kritische Masse sehr viel geringer ist. Die kritische Masse von U-235 Metall beträgt ohne Reflektor z.B. etwa 50 kg. Im Falle von Pu-239 sind es lediglich ca. 4 kg¹⁸. Die kritische Masse ist auch davon abhängig, ob der Spaltstoff von einem Material umgeben ist, das die freiwerdenden Neutronen reflektiert, so dass sie dem Spaltungsprozess nicht verloren gehen. Ganz wichtig ist ferner, ob sich im Umfeld des spaltbaren Materials Stoffe befinden, die als Neutronenabsorber wirken, d.h. Neutronen einfangen, die dann nicht mehr für die Kettenreaktion zur Verfügung stehen. Zu den Neutronenabsorbieren gehören z.B. Lithium, Bor und die Seltenen Er-

logues, March 1995

C. Keller: „Das Oklo-Phänomen“, GIT, Fachzeitschrift für das Laboratorium 29 (1985)

¹⁴J. A. Vreeland, R. Jain: „Criticality considerations for geological disposal of spent fuel“ Trans. Am. Nucl. Soc. 33 (1997), S. 435

¹⁵ Technischer Überwachungs-Verein Hannover e.V.: „Stellungnahme zur rückholbaren Zwischenlagerung von schwachradioaktiven Abfällen im Salzbergwerk Asse“, erstellt im Auftrag des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld, März/Juni 1980

¹⁶ ebenda

¹⁷ L. Schneider et al.: „Auswertung von russischen Experimenten zum Nachweis der Stabilität von Salzdomen nach der Freisetzung extremer Energiemengen im Steinsalzmassiv“. Abschlußbericht Fördervorhaben 02E 8745, Stoller Ingenieurechnik, Dresden, Dezember 1997

¹⁸ K.D. Closs: „Von der Schwierigkeit, heimlich eine Atombombe zu bauen“, Bild der Wissenschaft Vol. 16, No. 7, Juli 1979, S. 68

den, aber auch Chlor. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Frage, ob ein Moderator, wie z.B. Wasser, zur Verfügung steht, der die mit hoher Energie entstehenden Neutronen abbremst und damit die Wahrscheinlichkeit für neue Kernspaltungen erhöht.

Im Folgenden soll zunächst qualitativ und halb quantitativ dargelegt werden, ob und ggf. wie sich die geologischen Formationen, die für die Endlagerung zur Diskussion stehen, hinsichtlich einer Kritikalitätsgefahr unterscheiden.

In Deutschland war bisher Salz als Endlagermedium für wärmeerzeugende Abfälle vorgesehen. Andere Länder, wie z.B. Schweden und Kanada, planen eine Endlagerung in Hartgestein wie z.B. Granit. Auch Tonformationen werden in einigen Ländern für die Endlagerung in Erwägung gezogen.

Salz unterscheidet sich von allen anderen Endlagerformationen dadurch, dass im Normalfall das Endlager trocken ist. Durch seine Plastizität werden Hohlräume und damit Wasserwegsamkeiten geschlossen. Bei allen anderen Endlagerformationen muss man von einem Zutritt von Wässern zu den eingelagerten Abfällen ausgehen, auch wenn die Mengen relativ gering sind und ein Zutritt zur Abfallform selbst erst nach sehr langen Zeiträumen erfolgen wird.

In Tabelle 1 sind die minimalen kritischen Massen von Plutoniumoxid für verschiedene Medien zusammengestellt¹⁹. Die Isotopen-Zusammensetzung des PuO₂ (Pu-Vektor) entspricht dabei dem Plutonium in abgebrannten Brennelementen mit einem Abbrand von etwa 30.000 MWd/t. Die minimalen kritischen Massen sind für verschiedene Zeiten angegeben, da sich die Zusammensetzung des Isotopengemischs aufgrund des radioaktiven Zerfalls ständig ändert. Generell ist die Tendenz zu erkennen, dass die minimale kritische Masse mit der Zeit zunächst leicht ansteigt, nach langen Zeiten jedoch wieder abnimmt. Der Grund ist darin zu sehen, dass zunächst durch den radioaktiven Zerfall des Pu-241 (T_{1/2} = 14,4 a) der spaltbare Anteil des Isotopengemischs abnimmt, später jedoch durch Zerfall des Pu-240 (T_{1/2} = 6550a) der Pu-239 Anteil im Isotopengemisch wieder zunimmt.

Zeit(a)	Granit		Salz	
	trocken	mit Wasser	trocken	mit Salzlauge
10	12,2	1,84	21,1	16,4
100	12,5	2,37	21,7	19,3
1.000	12,4	2,12	21,5	19,1
10.000	11,6	1,27	20,1	12,3

Tabelle 1: Minimale kritische Masse von Plutoniumoxid (kg) in verschiedenen Medien

Wie man aus dieser Tabelle entnehmen kann, beträgt die minimale kritische Masse an PuO₂ in trockenem Granit etwa 12 kg. Tritt jedoch Wasser in größeren Mengen hinzu, verringert sich die minimale kritische Masse durch die guten Moderationseigenschaften von Wasser auf etwa 2 kg. In trockenem Salz beträgt die minimale kritische Masse etwa 21 kg, d.h. sie ist fast um den Faktor 2 größer als in trockenem Granit. Der Grund ist darin zu sehen, dass Salz

¹⁹ E.J. Allen: „Criticality Analysis of Aggregations of Actinides from Commercial Nuclear Waste in Geological Storage“, ORNL/TM-6458 (1978)

Chlor enthält, und Chlor ein guter Neutronenabsorber ist. Sollte es wider Erwarten zu einem Störfall kommen und Wasser zutreten, würde sich dieses zu Salzlauge aufkonzentrieren. Selbst in diesem Fall beträgt die minimale kritische Masse noch 16 bis 19 kg und liegt damit bedeutend über der von „nassem“ Granit. Aus der Sicht der Kritikalitätssicherheit bietet daher ein in einer Salzformation errichtetes Endlager Vorteile gegenüber einem Endlager in einer Granitformation.

Um die Kritikalitätssicherheit in einem Endlager zu erhöhen, lassen sich folgende technische Maßnahmen ergreifen:

- Begrenzung der Mengen an spaltbarem Material pro Bohrloch
- Vermeidung von langen, durchgehenden Bohrlöchern, z.B. durch Einbau von undurchlässigen Stopfen zwischen den einzelnen Endlagerbüchsen
- Verdünnung des spaltbaren Materials, z.B. durch abgereichertes Uran
- Einbau von Neutronengiften in die Endlagerbüchsen
- Verwendung von Zuschlagstoffen im Versatzmaterial, z.B. ebenfalls Neutronengifte und/oder Stoffe, die die spaltbaren Materialien sowie Spaltprodukte und sonstige Aktiniden immobilisieren
- Beeinflussung des geochemischen Milieus im Nahbereich derart, dass möglichst wenige mobile Spezies an Radionukliden und speziell an spaltbaren Materialien entstehen.

4.3 Ergebnisse von Kritikalitätsrechnungen für Salz

Bereits in einer sehr frühen Phase der deutschen Arbeiten zur Direkten Endlagerung wurde der Frage der Kritikalität im Endlager nachgegangen²⁰. Der Referenzabbrand der Brennelemente betrug damals 36.000 MWd/t. Dabei wurde zunächst untersucht, ob unzerlegte Brennelemente, die in einem trockenen Salzstock sehr dicht gelagert werden, ein Kritikalitätsproblem darstellen. Variiert wurde der Feuchtegehalt des Salzes mit 1 % und 5 %. Trockenes Salz, z.B. aus den Salzstöcken Asse oder Gorleben, hat i.a. einen Feuchtegehalt von 0,01 %.

Die entsprechenden Multiplikationsfaktoren k_∞ für unzerlegte Brennelemente in einer Salzformation sind in Tabelle 2 angegeben. Die Größe k_∞ beschreibt die Kritikalität für ein unendlich ausgedehntes System, z.B. ein großes Einlagerungsfeld. k_∞ = 1 bedeutet, das System ist kritisch, eine Kettenreaktion wäre möglich. Kritisch sicher ist ein System, wenn der Multiplikationsfaktor kleiner als 0,95 ist. Für die Multiplikationsfaktoren der Tabelle 2 wurde der Parameter s, d.h. die Dicke der Salzschrift zwischen den Brennelementen variiert. Aus der Tabelle ist zu entnehmen, dass auch bei sehr dichtem Aneinanderliegen der Brennele-

²⁰ K.D. Closs et al.: „Vergleich der verschiedenen Entsorgungsalternativen und Beurteilung ihrer Realisierbarkeit“, Kernforschungszentrum Karlsruhe, KfK 3000, September 1980

mente die Konfiguration weit unterkritisch ist, obwohl unrealistisch hohe Wassergehalte im Salz angesetzt wurden.

Abstand zwischen den Brennelementen (cm)	k_{∞}	
	1 % H ₂ O	5 % H ₂ O
2	0,34	0,55
10	0,26	0,22
20	0,19	0,16

Tabelle 2
Multiplikationsfaktoren k_{∞} für unzerlegte Brennelemente in feuchtem Salz

Als nächstes wurde der hypothetische Störfall „Wassereintrich in das Endlager in der Nachbetriebsphase“ betrachtet und untersucht, ob Brennstäbe, die sich in einer gesättigten Salzlauge befinden, kritisch werden können. Die Ergebnisse dieser Rechnungen sind für zwei Abbrände und eine Kühlzeit von zwei Jahren in Abbildung 3 wiedergegeben.

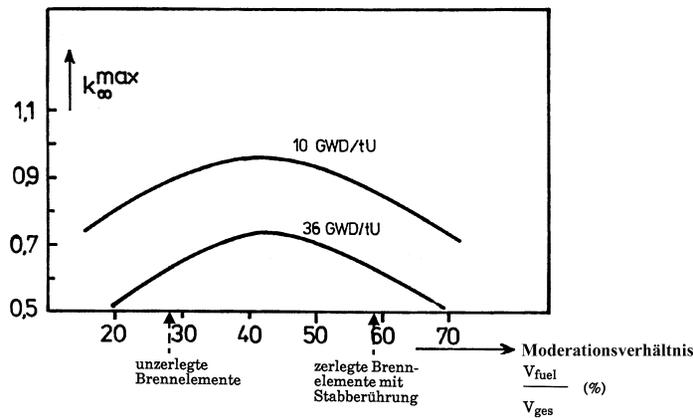


Abbildung 3:
Multiplikationsfaktor k_{∞} für unendlich ausgedehnte LWR-Stabgitter in Salzlauge

Bereits bei Abbränden oberhalb von 10.000 MWd/t liegt selbst bei optimaler Moderation der Multiplikationsfaktor unter 0,95. Bei dem betrachteten Referenzabbrand von 36.000 MWd/t ist bei optimaler Moderation mit einem maximalen k_{∞} von 0,75 zu rechnen. Im Falle der unzerlegten Brennelemente ($V_{\text{fuel}} : V_{\text{ges}} = 28\%$) bzw. der Staberührung bei zerlegten Brennelementen ($V_{\text{fuel}} : V_{\text{ges}} = 58\%$) nimmt der Multiplikationsfaktor sogar auf

0,65 ab. Aus diesen Ergebnissen ist der Schluss zu ziehen, dass eng gepackte Stäbe aus Sicht der Kritikalitätssicherheit Vorteile gegenüber unzerlegten Brennelementen aufweisen.

Ferner wurde analysiert, ob im Falle einer Brennstoffauflösung und einer Ansammlung der Spaltstoffe am Fuße eines Bohrlochs die Gefahr einer Kritikalität besteht. Damit hängt auch die Frage zusammen, wie viele Brennelemente aus Kritikalitätsüberlegungen pro Bohrloch eingelagert werden können.

Die Rechnungen zeigten, dass selbst für den unrealistischen Fall, dass die Bildung reiner Uran-Plutoniumgemische unterstellt und die absorbierende Wirkung der Spaltprodukte und Korrosionsprodukte der Endlagerbehälter vernachlässigt wird, ein Kritikalitätsrisiko in einem Endlager für abgebrannte Brennelemente grundsätzlich nicht gegeben ist. In diesem Fall ist die kritische Masse unendlich. Erst wenn man eine selektive Plutoniumanhäufung postuliert, kann eine Kritikalität auftreten. Eine selektive Anreicherung des Plutoniums ist jedoch aufgrund des ähnlichen geochemischen Verhaltens von Uran und Plutonium nach amerikanischen Untersuchungen²¹ extrem unwahrscheinlich. Auch Untersuchungen im Forschungszentrum Karlsruhe haben bisher keinen Hinweis auf die Bildung uranfreier Plutoniumverbindungen bei der Auslaugung ergeben. Die für diesen Fall erforderlichen kritischen Massen an Plutoniumoxid bzw. die dafür erforderlichen Brennstoffmengen sind in Tabelle 3 wiedergegeben. Wie man erkennt, kann man selbst unter diesen unrealistischen Annahmen mindestens 5 abgebrannte Brennelemente in einem Bohrloch unterbringen, ohne dass das darin enthaltene Plutonium zu einer kritischen Anordnung führt. Die berechneten Mengen liegen etwas höher als die Werte der Tabelle 1, was in erster Linie auf den höheren Abbrand und damit den ungünstigeren Pu-Vektor zurückzuführen ist.

Kühlzeit (a)	kritische Masse M_K (kg Pu)	Tonne Brennstoff
0	27	2,85
100	80	9,9
5.000	31,5	4,5
50.000	11,0	6,2

Tabelle 3: Minimale kritische Massen M_K für PuO₂-Schüttungen in Salzlauge und benötigte Menge an Brennstoff

Aus all diesen Untersuchungen ist der Schluss zu ziehen, dass bei der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente eine Kritikalität in einem in einer Salzformation errichteten Endlager auszuschließen ist. Auch neuere Kritikalitätsrechnungen, die im Auftrag des Bundesamts für Strahlenschutz von der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit durchgeführt wurden, bestätigen diese Aussage²². Kritikalitätssicherheit ist auch für MOX-Lager-

21 „Geochemical Constraints on Accumulation of Actinide Critical Masses from Stored Nuclear Waste in Natural Rock Repositories“, Technical Report ONWI-17, December 1978;

B.F. Gore et al.: „Factors Affecting Criticality for Spent Fuel Materials in a Geologic Setting“, PNL-3791, April 1981

22 Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit: „Analysen zur Kritikalitätssicherheit in der Nachbetriebs-

stäbe zu erreichen, wobei der Nachweis am einfachsten zu führen wäre, wenn die Endlagergebinde mit MOX-Lagerstäben hinsichtlich der Menge an spaltbarem Material unterhalb der Spezifikationen für Endlagergebinde mit abgebrannten Brennelementen blieben. In einem Endlager in Hartgestein sind zusätzliche technische Maßnahmen zur Vermeidung einer kritischen Anordnung zu ergreifen. Ansätze hierfür sind in Kapitel 4.2 aufgeführt. Das Problem lässt sich auch dort lösen, auch für den Fall, dass zusätzlich zu den abgebrannten Brennelementen aus Leistungsreaktoren größere Mengen an Plutonium aus dem militärischen Bereich sowie abgebrannte Brennelemente aus Forschungsreaktoren mit Anreicherungen über 90 % endgelagert werden. Amerikanische Wissenschaftler kommen für diesen Fall zu der folgenden Aussage: „At Yucca Mountain, it is highly unlikely that these configurations can occur;..... Appropriate engineering of the waste form and the repository can reduce any remaining probability of criticality“²³.

5. Aspekte der internationalen Kernmaterialüberwachung (Safeguards)

Die folgenden Ausführungen zur internationalen Kernmaterialüberwachung basieren im Wesentlichen auf einem Vortrag, den Herr Weh auf einem Workshop zu Optionen bei der Verwertung und Entsorgung von Plutonium im Januar 2000 in Jülich gehalten hat²⁴.

Durch Unterzeichnung des Nichtverbreitungsvertrages verpflichten sich **Staaten**, keine Kernwaffen herzustellen oder zu erwerben. Regionale (EURATOM) oder internationale (IAEO) Organisationen überprüfen, ob die in den jeweiligen Ländern vorhandenen Kernmaterialien ausschließlich für friedliche Zwecke verwendet werden. Ziel der Überwachungsmaßnahmen durch Euratom und IAEO ist die **rechtzeitige Entdeckung** der Abzweigung **signifikanter Mengen** Kernmaterials sowie die **Abschreckung** von einer solchen Abzweigung **durch das Risiko frühzeitiger Entdeckung**.

Sicherungsmaßnahmen bzw. Maßnahmen des physischen Schutzes sind eine rein nationale Angelegenheit und haben mit der internationalen Kernmaterialüberwachung nichts zu tun. Der Begriff „Proliferationsresistenz“, der oft im Zusammenhang mit Kernmaterial verwendet wird, findet in den Regelwerken der Nichtverbreitungsüberwachung keine Verwendung. Auch der häufig zu lesende Begriff „Spent Fuel Standard“ hat mir der internationalen Kernmaterialüberwachung nichts zu tun. Beide Begriffe sind höchstens mit Sicherungsmaßnahmen gegenüber subnationalen Kräften in Verbindung zu bringen.

In der folgenden Tabelle 4, die der Ausarbeitung von Herrn Weh²⁵ entnommen ist, ist der derzeitige Stand der Safeguardsmaßnahmen beim Umgang mit Plutonium zusammenfassend dargestellt. Daraus ist der Schluss zu ziehen, dass alle wesentlichen Aspekte gelöst sind und für die Endlagerung keinen grundsätzlichen technischen und vertraglichen Schwierigkeiten zu erkennen sind.

phase des Endlagers Gorleben“, in Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Jahresbericht 1998, Salzgitter, Juni 1999, S. ET 17

23 W.E. Kastenberget al.: „Considerations of Autocatalytic Criticality of Fissile Materials in Geologic Repositories“, Nuclear Technology Vol. 115, September 1996, S. 298

24 R. Weh: „Kernmaterialüberwachung und andere Verpflichtungen beim Umgang mit Plutonium“, Vortrag Workshop zu Optionen bei der Verwertung und Entsorgung von Plutonium, Jülich 13. und 14. Januar 2000

²⁵ ebenda

Wiederaufarbeitung:	gelöst und praktiziert
MOX-BE-Herstellung:	gelöst und praktiziert
Langzeit-Zwischenlagerung:	
- abgebrannte MOX-BE	gelöst , kein Unterschied zu U-BE
- unbestrahlte MOX-BE und SNR-Erstkern	<i>Bunker:</i> gelöst und praktiziert <i>Reaktor:</i> gelöst und praktiziert <i>Behälter:</i> gelöst, mit EURATOM und IAEO abgestimmt
Konditionierung:	anlagenspezifische Lösung erforderlich, keine grundsätzlichen Schwierigkeiten erkennbar
Endlagerung:	
- abgebrannte MOX-BE	Konzept erarbeitet , Abstimmung mit IAEO im deutschen IAEO-Unterstützungsprogramm
- unbestrahlte MOX-BE und SNR-Erstkern	Bedingungen noch festzulegen, keine grundsätzlichen technischen und vertraglichen Schwierigkeiten erkennbar

Tabelle 4: Safeguards im Umgang mit Plutonium

Folgende Schlussfolgerungen sind aus diesen Ausführungen zu ziehen:

Unbestrahltes Plutonium bzw. Plutonium ohne Zusatz von strahlendem Material kann aus der Sicht der internationalen Kernmaterialüberwachung endgelagert werden, sofern die gleichen Überwachungsmaßnahmen angewendet werden wie bei der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente, wie z.B.:

- Materialbuchführung und Bilanzierung
- Containment-/Surveillance-Maßnahmen
- Verifizierung der Design Informationen für das Endlager
- Einordnung des Kernmaterials als „Difficult to Access Material“
- Zeitlich unbegrenzte Überwachung

6. Ein modifiziertes Lagerstabverfahren

Vom Öko-Institut wird vorgeschlagen, überschüssiges Plutonium zu MOX-Lagerstäben zu verarbeiten und daraus sogenannte Lagerelemente herzustellen, die zusammen mit abgebrannten Brennelementen zunächst zwischen- und später endgelagert werden sollen. Alternativ wird diskutiert, aus abgebrannten Brennelementen einzelne Stäbe zu ziehen und diese durch MOX-Lagerstäbe zu ersetzen²⁶. Beide Verfahren sind mit Sicherheit grundsätzlich sicherheitstechnisch realisierbar. Sie haben nur den Nachteil, dass das zu entsorgende Plutonium zu bereits vorhandenem spaltbarem Material hinzugefügt und damit der Sicherheits-

26 Ch. Küppers, W. Liebert und M. Sailer: „Realisierbarkeit der Verglasung von Plutonium zusammen mit hochradioaktiven Abfällen sowie der Fertigung von MOX-Lagerstäben zur Direkten Endlagerung als Alternative zum Einsatz von MOX-Brennelementen“, Öko-Institut e.V., Darmstadt, April 1999

nachweis für das Endlager gegenüber dem Normalfall „abgebrannte Brennelemente“ erschwert oder zumindest aufwendiger gestaltet wird.

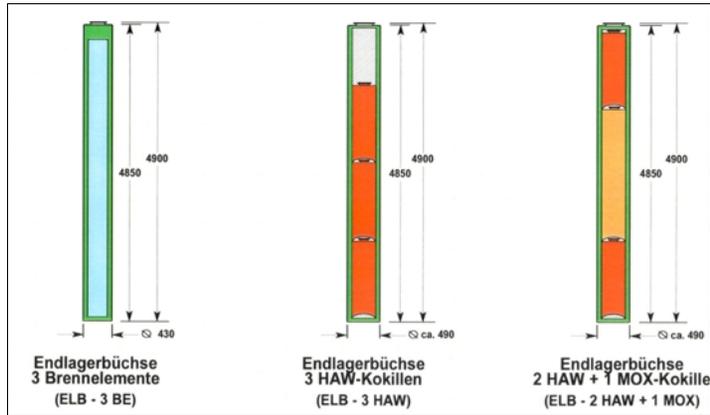


Abbildung 4: Endlagerbüchsen für die Bohrlochlagerung

Das hier vorgeschlagene modifizierte Lagerstabverfahren geht einen anderen Weg. Die Grundidee ist, das Plutonium für die Endlagerung dort anzuordnen, wo es herkommt, nämlich beim hochaktiven Abfall aus der Wiederaufarbeitung. Aufgrund der bestehenden Wiederaufarbeitungsverträge mit COGEMA und BNFL werden ca. 3.500 Kokillen mit verglasten hochaktiven Spaltprodukten (HAW-Kokillen) nach Deutschland zurücktransportiert²⁷.

Bei den EVUs gibt es Überlegungen, drei HAW-Kokillen mit einem Overpack (Endlagerbüchse) zu versehen, das dann mit den gleichen technischen Einrichtungen im Endlager gehandhabt wird wie die Endlagerbüchse mit den Brennstäben aus drei abgebrannten Brennelementen.

Die beiden Endlagerbüchsen für drei Brennelemente bzw. für drei HAW-Kokillen sind im linken Teil der Abbildung 4 dargestellt. Das im rechten Teil der Abbildung 4 skizzierte modifizierte Lagerstabverfahren nutzt die gleiche Endlagerbüchse wie die drei HAW-Kokillen. Es werden jedoch nur zwei HAW Kokillen verwendet, und in der Mitte wird eine dünnwandige Kokille mit ca. 2 m langen MOX-Lagerstäben angeordnet. Die Herstellungsschritte für dieses modifizierte Lagerstabverfahren sind in Anlehnung an den Verfahrensablauf für die vom Öko-Institut vorgeschlagenen Lagerstabvarianten in Abbildung 5 dargestellt.

Neben Erleichterungen z.B. hinsichtlich des Nachweises der Kritikalitätssicherheit im Endlager wird ein wesentlicher Vorteil des modifizierten Lagerstabverfahrens auch darin gesehen, dass der Aufwand für Safeguardsmaßnahmen gegenüber den vom Öko-Institut vorgeschlagenen Verfahren verringert wird. In der MOX-Brennelement Fabrik ist ohnehin ein sehr

27 G. Kessler, J. Kim und K. Gompper: „Wohin mit dem deutschen Plutonium?“, atomwirtschaft-atomtechnik 44 (1999), S. 156

hoher Aufwand für Safeguardsmaßnahmen erforderlich. Dort wird ein neues „item“ hergestellt, bestehend aus ca. 700 MOX-Lagerstäben in einer verschweißten Kokille. Integrität und Identität dieses neuen „items“ sind in den folgenden Verarbeitungsschritten relativ einfach zu verfolgen, einzelne Stäbe oder Lagerelemente, aus denen im Prinzip Lagerstäbe entfernt werden könnten, werden nirgends mehr gehandhabt.

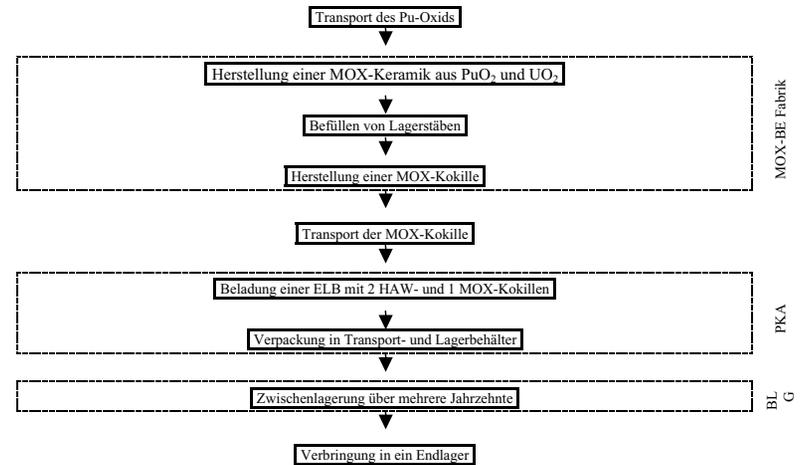


Abbildung 5: Modifiziertes Lagerstabverfahren (mit HAW-Kokillen)

Der Verfahrensablauf in Abbildung 5 sieht die Pilotkonditionierungsanlage PKA in Gorleben als diejenige Heiße Zelle vor, in der die beiden HAW-Kokillen und die MOX-Kokille gemeinsam in eine Endlagerbüchse eingeschweißt werden. Dies wäre sicherlich eine vernünftige Lösung mit einem Maximum an Flexibilität im eigenen Land. Das Gebinde muss aber nicht unbedingt in der PKA hergestellt werden. Es ist nicht auszuschließen, dass die Herstellung derartiger Gebinde bereits in Frankreich oder Großbritannien erfolgen könnte.

In Tabelle 5 werden charakteristische Daten verschiedener Endlagerbüchsen miteinander verglichen. In den Spalten 2 und 3 sind für die Endlagerbüchse mit den Stäben aus drei abgebrannten Brennelementen (ELB 3 BE) sowie für drei HAW-Kokillen (ELB 3 HAW) die Wärmeleistung (als Synonym für das Strahlungsniveau), die Menge an Plutonium sowie die Menge an spaltbarem Material zusammengestellt. In Spalte 4 sind die entsprechenden Daten für das vom Öko-Institut vorgeschlagene Verfahren aufgeführt, wobei angenommen wurde, dass in einem bestrahlten Brennelement insgesamt 14 Brennstäbe durch MOX-Lagerstäbe ersetzt werden. Die Spalten 5 und 6 enthalten Angaben zum modifizierten Lagerstabverfahren. Bei Spalte 5 werden gedanklich alle nach Deutschland zurückzuliefernden 3.500 HAW-Kokillen für die Entsorgung von 50 t Plutonium verwendet. Das führt in den MOX-Lagerstäben zu einem mittleren Pu_{fiss} -Gehalt von 2,7 % und zu einer Gesamtmenge an spaltbarem Material von ca. 20 kg pro Endlagergebäude. Dieser Wert liegt sogar unterhalb des Wertes für eine Endlagerbüchse mit Stäben aus drei abgebrannten UO_2 -Brennelementen. Bei den Angaben in

Spalte 6 haben die eingesetzten MOX-Lagerstäbe einen spaltbaren Anteil von 5 % Pu_{fiss}, entsprechend den üblichen Annahmen in der Studie des Öko-Instituts. In diesem Fall enthält die Endlagerbüchse knapp 37 kg an spaltbarem Material, was hinsichtlich der Kritikalitätssicherheit sehr kritisch zu überprüfen wäre.

	Normale Endlagerbüchsen		Lagerstabverfahren		
	ELB 3 BE	ELB 3 HAW	Öko-Institut ELB 3 BE + MOX	modifiziert ELB 2 HAW + MOX	ELB 2 HAW + MOX
Wärmeleistung [W] (30a)	1930	2100	1810	1400	1400
Masse Pu [kg]	15,8	0,24	21,6	28,6	52,6
Masse (U + Pu) _{fiss} [kg]	23,7	0,36	28,4	20,0	36,8
Pu _{fiss} in Lagerstäben [%]	-	-	5,0	2,7	5,0
Anzahl Gebinde zur Entsorgung von 50 t Pu	-	-	7400	1750	950

Tabelle 5: Charakteristische Daten der Endlagerbüchsen

7. Zusammenfassung

Die vernünftigste Lösung für die Entsorgung des deutschen Plutoniums ist die Herstellung von MOX-Brennelementen und deren Rückführung in Kernkraftwerken. Anschließend könnten die abgebrannten MOX-Brennelemente direkt endgelagert werden.

Falls die MOX-Rückführung nur begrenzt realisiert werden kann, sind andere Verfahren für die Entsorgung des Plutoniums zu entwickeln und zu praktizieren. Der Entsorgung über MOX-Lagerstäbe ist hierbei der Vorzug zu geben gegenüber einer Verglasung des Plutoniums oder dem Can-in-canister Verfahren. Die Herstellung von MOX-Lagerstäben ist Stand der Technik. Das vom Öko-Institut vorgeschlagene Lagerelement- bzw. Lagerstabverfahren bietet allerdings noch Optimierungsspielraum. Es sollte überprüft werden, ob MOX-Lagerstäbe nicht besser in Kombination mit HAW-Kokillen statt mit abgebrannten Brennelementen entsorgt werden sollten. Dadurch ließe sich der Aufwand für Safeguardsmaßnahmen u.U. reduzieren. Auch dürfte der Nachweis der Kritikalitätssicherheit für das Endlager leichter zu führen sein.

Abgebrannter MOX-Brennstoff, verglastes Plutonium oder unbestrahlte MOX-Lagerstäbe, entweder in Kombination mit abgebrannten UO₂-Brennelementen oder mit HAW-Kokillen stellen aus der Sicht der Langzeitsicherheit der Endlagerung (Auslaugbeständigkeit, Rückhaltevermögen für Radionuklide) brauchbare Abfallprodukte dar.

Bei der Entsorgung von Plutonium sind Kritikalitätsfragen im Endlager besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Durch Mengenbegrenzungen für spaltbares Material, Verwendung von Neutronenabsorbieren oder durch sonstige technische Maßnahmen ist das Problem zu lösen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Nachweis für ein kritikalitätssicheres

Endlager für die Wirtsformation Salz einfacher zu führen ist als für Hartgestein, wie z.B. Granit. Ferner bieten enggepackte Stäbe (bestrahlte Brennstäbe, MOX-Lagerstäbe) aus Sicht der Kritikalitätssicherheit Vorteile gegenüber unzerlegten Brennelementen.

Aus der Sicht der internationalen Kernmaterialüberwachung braucht das zu entsorgende Plutonium nicht mit Spaltprodukten oder stark strahlendem Material versetzt zu werden. Safeguardskonzepte für den Umgang mit Plutonium in den einzelnen Stationen des Brennstoffkreislaufs sind entwickelt und werden in den bereits existierenden Anlagen auch erfolgreich praktiziert. An ein Endlager, das Plutonium enthält, sind hinsichtlich Safeguards die gleichen Anforderungen zu stellen wie an ein Endlager mit direkt endzulagernden Brennelementen.

Literatur

- P. Dyck, IAEA, persönliche Mitteilung vom 13.03.2000
- J. Holdren: „Non-Proliferation Aspects of Geologic Repositories“, Vortrag DOE International Conference on Geologic Repositories, October 31 – November 3, 1999, Denver, Colorado
- „Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium, Reactor-Related Options“, National Academy of Sciences, National Academy Press, Washington, D.C., (1995), S. 3
- G. Kessler, J. Kim und K. Gompper: „Wohin mit dem deutschen Plutonium?“, atomwirtschaft-atomtechnik 44 (1999), S. 156
- H. Bröskamp: „Status und Perspektiven der Plutoniumverwertung in Deutschland durch Einsatz von MOX-Brennelementen“, Vortrag Workshop zu Optionen bei der Verwendung und Entsorgung von Plutonium, Jülich 13. und 14. Januar 2000
- „Draft Environmental Impact Statement for a Geologic Repository for the Disposal of Spent Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste at Yucca Mountain, Nye County, Nevada“, DOE/EIS-0250D, U.S. Department of Energy, July 1999
- „Deep repository for spent nuclear fuel, SR 97 – Post-closure safety“, SKB Technical Report TR-99-06, November 1999
- Ch. Küppers, W. Liebert und M. Sailer: „Realisierbarkeit der Verglasung von Plutonium zusammen mit hochradioaktiven Abfällen sowie der Fertigung von MOX-Lagerstäben zur Direkten Endlagerung als Alternative zum Einsatz von MOX-Brennelementen“, Öko-Institut e.V., Darmstadt, April 1999
- B. Grambow et al.: „Performance of Spent Fuel and Vitrified Waste in Geological Environments“, EURADWASTE'99, 5th European Commission Conference on Radioactive Waste Management and Disposal and Decommissioning, Luxembourg, 15-18 November 1999, Book of Abstracts, S. 22
- L. Lührmann, U. Noseck, R. Storck: „Spent Fuel Performance Assessment (SPA) for a Hypothetical Repository in Crystalline Formations in Germany“, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit, GRS-154, Dezember 1999
- Th. Fanghänel, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Nukleare Entsorgungstechnik, persönliche Mitteilung vom 13.12.1999
- J. Smellie: „The fossil nuclear reactors of Oklo, Gabon“, Radwaste Magazine, Special Series on Natural Analogues, March 1995
- C. Keller: „Das Oklo-Phänomen“, GIT, Fachzeitschrift für das Laboratorium 29 (1985)
- J. A. Vreeland, R. Jain: „Criticality considerations for geological disposal of spent fuel“ Trans. Am. Nucl. Soc. 33 (1997), S. 435

- Technischer Überwachungs-Verein Hannover e.V.: „Stellungnahme zur rückholbaren Zwischenlagerung von schwachradioaktiven Abfällen im Salzbergwerk Asse“, erstellt im Auftrag des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld, März/Juni 1980
- L. Schneider et al.: „Auswertung von russischen Experimenten zum Nachweis der Stabilität von Salzdomen nach der Freisetzung extremer Energiemengen im Steinsalzmassiv“. Abschlußbericht Fördervorhaben 02E 8745, Stoller Ingenieurtechnik, Dresden, Dezember 1997
- K.D. Closs: „Von der Schwierigkeit, heimlich eine Atombombe zu bauen“, Bild der Wissenschaft Vol. 16, No. 7, Juli 1979, S. 68
- E.J. Allen: „Criticality Analysis of Aggregations of Actinides from Commercial Nuclear Waste in Geological Storage“, ORNL/TM-6458 (1978)
- K.D. Closs et al.: „Vergleich der verschiedenen Entsorgungsalternativen und Beurteilung ihrer Realisierbarkeit“, Kernforschungszentrum Karlsruhe, KfK 3000, September 1980
- „Geochemical Constraints on Accumulation of Actinide Critical Masses from Stored Nuclear Waste in Natural Rock Repositories“, Technical Report ONWI-17, December 1978
- B.F. Gore et al.: „Factors Affecting Criticality for Spent Fuel Materials in a Geologic Setting“, PNL-3791, April 1981
- Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit: „Analysen zur Kritikalitätssicherheit in der Nachbetriebsphase des Endlagers Gorleben“, in Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Jahresbericht 1998, Salzgitter, Juni 1999, S. ET 17
- W.E. Kastenbergh et al.: „Considerations of Autocatalytic Criticality of Fissile Materials in Geologic Repositories“, Nuclear Technology Vol. 115, September 1996, S. 298
- R. Weh: „Kernmaterialüberwachung und andere Verpflichtungen beim Umgang mit Plutonium“, Vortrag Workshop zu Optionen bei der Verwertung und Entsorgung von Plutonium, Jülich 13. und 14. Januar 2000

MODERNE STRATEGIEN ZUR BESEITIGUNG VON PLUTONIUM

G. Keßler*, K. Gompper**

*Institut für Neutronenphysik und Reaktortechnik,

**Institut für Nukleare Entsorgungstechnik,
Forschungszentrum Karlsruhe GmbH

1. Einleitung

Plutonium (Pu) entsteht in den heute überwiegend betriebenen Leichtwasserreaktoren (LWR) aus dem natürlichen Uranisotop 238 durch Einfang von Neutronen. Das dabei gebildete kurzlebige U-239¹ zerfällt über das ebenfalls kurzlebige Np-239³ zum langlebigen Pu-239. Ein Teil davon wird durch Neutronen gespalten während aus einem anderen Teil des Pu-239 und durch weiteren Neutroneneinfang die höheren Plutoniumisotope Pu-240, Pu-241, Pu-242 gebildet werden.

Aus zwei Gründen ist Plutonium wohl dasjenige radioaktive Element, das am nachhaltigsten in der öffentlichen Diskussion steht. Der eine Grund ist seine Radiotoxizität als Alphastrahler, verbunden mit seiner Langlebigkeit ($t_{Pu-239} = 24.110$ Jahre). Der andere Grund ist, dass Plutonium wegen seines hohen Energieinhaltes sowohl zur Energiegewinnung in Kernkraftwerken als auch - genauso wie U-233 und höchstangereichertes U-235 - zur Herstellung von Kernwaffen geeignet ist.

2. Plutoniumbestand

2.1 Plutonium aus Kernkraftwerken

Zur Zeit produzieren weltweit 436 Kernkraftwerke rund 16 % des elektrischen Stromes. 36 Kernkraftwerke sind im Bau, davon 34 in Osteuropa und Asien². Bis heute sind in den Kernkraftwerken der Welt rund 222 000 t abgebrannter Kernbrennstoff angefallen. Pro Jahr kommen zur Zeit knapp 9500 t dazu³. zeigt die zeitliche Entwicklung, wobei für die Zukunft angenommen wurde, dass alle laufenden Reaktoren entsprechend ihrer vorgesehenen Lebensdauer betrie-

¹ U: Uran, Np: Neptunium

² IAEA-Worldatom - Nuclear Power Plant Information (2000), (<http://www.iaea.org/worldatom>)

³ D. Albright, F. Berkhout, W. Walker: "World Inventory of Plutonium and Highly Enriched Uranium". Stockholm International Peace Research Institute, Oxford University Press, Oxford (1993)

ben werden. Wie Abb. 1 ebenfalls zeigt, sind mittlerweile durch die Kernenergienutzung aus den verschiedenen Reaktortypen weltweit rund 1400 Tonnen Plutonium entstanden, z. Zt. kommen pro Jahr rund 70 t dazu. Ein Teil dieses Plutoniums wurde durch Wiederaufarbeitung zurückgewonnen, der größte Teil befindet sich noch in den abgebrannten Brennelementen.

In Deutschland sind zur Zeit 19 Reaktoren am Netz, die mit einer installierten Leistung von 22 GWe rund ein Drittel zur deutschen Stromversorgung beitragen. Bis heute sind rund 8400 t abgebrannter Kernbrennstoff mit etwa 83 t Plutonium angefallen. Pro Jahr kommen knapp 450 t mit etwa 4,7 t Plutonium dazu⁵.

2.2 Plutonium aus Kernwaffen

Der Bestand an militärischem Plutonium (weltweit) wurde für 1990 auf knapp 260 t geschätzt⁶. Im Rahmen des 1993 geschlossenen START-II Abkommens sollen die strategischen und taktischen Kernwaffen bis zum Jahr 2003 beträchtlich reduziert werden. Im Jahr 1998 haben die USA und Russland beschlossen, dass beide je 50 t Waffenplutonium aus ihrem militärischen Lagerbestand herausnehmen und so behandeln, dass dieses Plutonium nicht mehr zur Kernwaffenherstellung verwendet werden kann⁷

⁴ ebenda

⁵ J. I. Kim, K. Gompper, K.D. Closs, G. Kessler, D. Faude: German Approaches to Closing the Nuclear Fuel Cycle and Final Disposal of HLW; Journal of Nuclear Materials 238 (1996) 1-10

⁶ W. Walker: „World Inventories of Plutonium“ in Managing the Plutonium Surplus: Applications and Technical Options, edited by R.L.Garwin et al., Nato ASI Series, Kluwer Academic Publishers, London (1994)

⁷ National Academy of Sciences: Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium, Committee on Inter-

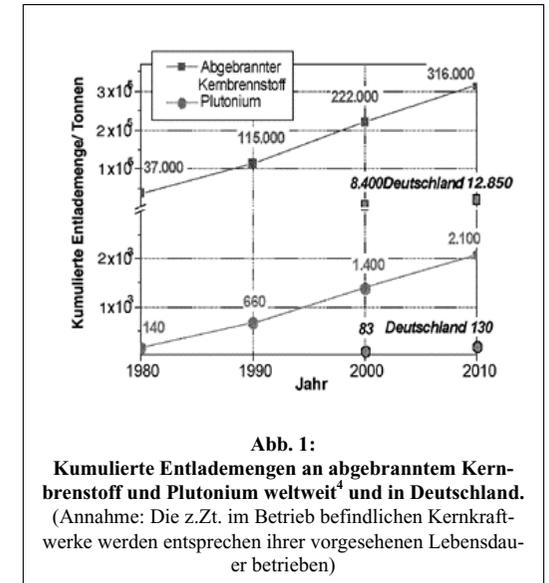


Abb. 1:
Kumulierte Entlademengen an abgebranntem Kernbrennstoff und Plutonium weltweit⁴ und in Deutschland.
(Annahme: Die z.Zt. im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke werden entsprechen ihrer vorgesehenen Lebensdauer betrieben)

3. Plutonium-Management

Zur Zeit werden international bei der zivilen Nutzung der Kernenergie zwei Entsorgungswege beschrieben, einerseits die permanente Endlagerung der abgebrannten Brennelemente, man spricht hier von der Direkten Endlagerung, und andererseits ihre Wiederaufarbeitung mit dem Ziel, Uran und Plutonium für die weitere Energiegewinnung in Kernkraftwerken zu rezyklieren.

3.1 Direkte Endlagerung

Für die Direkte Endlagerung („Once-Through“) haben sich eine Reihe von Ländern entschieden. Allen voran die USA⁸, aber auch beispielsweise Kanada oder Schweden. Bei der Direkten Endlagerung werden die abgebrannten Kernbrennstoffe nach ihrer Entladung aus dem Reaktor zunächst in den sog. Abklingbecken direkt am Reaktorstandort zwischengelagert. Nach dem Abklingen der kurzlebigen Radionuklide werden die Brennelemente in dickwandige Behälter verpackt und nach einer hinreichend langen Zwischenlagerzeit für die Endlagerung konditioniert.

In Deutschland, wo seit der Änderung des Atomgesetzes 1994 (Artikelgesetz) die Direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente ebenso als Entsorgungsnachweis gilt wie die Wiederaufarbeitung, stehen für die Zwischenlagerung die Einrichtungen in Ahaus und Gorleben zur Verfügung.

3.2 Plutoniumrezyklierung

Nur ein Teil der Kernenergie nutzenden Länder, wie z.B. Belgien, England, Frankreich, Schweiz, Japan und Russland, aber auch Deutschland, sahen in Plutonium eine nutzbare Energiequelle und verfolgten mit der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente das Ziel, es wieder zur Energiegewinnung einzusetzen. In einigen Ländern, wie der Schweiz, aber auch Deutschland, wird gegenwärtig über ein Verbot der Wiederaufarbeitung nachgedacht.

Bei der Wiederaufarbeitung wird allgemein der PUREX⁹-Prozess angewandt, der in den 40er Jahren entwickelt und in den letzten Jahrzehnten immer weiter optimiert wurde. Der abgebrannte Kernbrennstoff wird in Salpetersäure aufgelöst. Uran und Plutonium werden extrahiert

national Society and Arms Control; National Academy Press, Washington DC, USA, 1994; National Academy of Sciences: Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium: Reactor Related Options, Committee on International Society and Arms Control National Academy Press, Washington DC, USA, 1995.

⁸ In den USA sieht man die Möglichkeit der Rückholung endgelagerter abgebrannter Brennelemente vor

⁹ PUREX: Plutonium and Uranium Recovery by Extraction

und die Spaltprodukte aber auch die sogenannten Minoren Actiniden (Np, Am, Cm) gelangen in den hochradioaktiven Abfall, der nach heutiger angewandter Technik durch Verglasung in ein endlagerfähiges Produkt überführt wird. Zur Zeit gibt es weltweit eine Wiederaufarbeitungskapazität für Uranoxid-Brennstoff von rund 3300 tSM (tSM = Tonne Schwermetall Uran bzw. Plutonium) pro Jahr¹⁰. Vergleicht man diese Zahl mit der jährlich auf der Welt anfallenden Menge an abgebranntem Brennstoff von rund 9500 t (s. 2.1), so zeigt sich, dass mit der derzeit vorhandenen Wiederaufarbeitungskapazität etwa ein Drittel der jährlich anfallenden abgebrannten Brennelemente aufgearbeitet werden könnte.

Die größten Anlagen stehen in Frankreich und Großbritannien mit insgesamt rund 2800 tSM/a. In diesen Anlagen werden auch Brennelemente aus anderen Ländern, u.a. aus Deutschland, aufgearbeitet. Weltweit wurden in den letzten 40 Jahren etwa 77.000 t abgebrannter Brennstoff wiederaufgearbeitet¹¹.

Zur Zeit wird die Strategie der Einmalrezyklierung von Plutonium verfolgt, d. h. das bei der Wiederaufarbeitung zurückgewonnene Plutonium wird zu (U, Pu)-Mischoxidbrennelementen (MOX-BE) verarbeitet und wieder zur Energieerzeugung in die Reaktoren zurückgeführt. Danach sollen die abgebrannten MOX-BE der Direkten Endlagerung zugeführt werden. Ende 1998 betrug die Fertigungskapazität für MOX-Brennelemente weltweit rund 220 t SM pro Jahr. Für 2010 wird eine Kapazität von knapp 600 t SM pro Jahr angestrebt. In Belgien, Deutschland, Frankreich, Japan und der Schweiz hatten 1998 40 Kernkraftwerke (Druckwasserreaktoren und Siedewasserreaktoren) die Genehmigung, MOX-BE einzusetzen, 13 weitere haben die Genehmigung beantragt. In 33 Reaktoren werden MOX-BE bereits eingesetzt¹².

In Deutschland stellt sich die Plutoniumsituation folgendermaßen dar: Geht man bis 2010 von knapp 13.000 Tonnen abgebrannter Brennelemente in Deutschland aus¹³ (s. Abb. 1) und nimmt weiter an, dass die jetzigen Wiederaufarbeitungsverträge mit Frankreich und England von insgesamt rund 7000 t¹⁴ abgearbeitet werden, dann stehen im Jahr 2010 zusätzlich noch etwa 6000 t abgebrannte Brennelemente mit ca. 60 t Plutonium zur Direkten Endlagerung an. Dazu kommt noch das rezyklierte Plutonium aus der bisher geplanten Einmalrezyklierung, dessen Menge sich durch den Einsatz in MOX-BE um etwa ein Drittel verringert haben wird (s. Abb. 2). Dies sind nochmals rund 45 Tonnen. D.h. aus der deutschen Kernenergienutzung bis 2010 fallen rund 100 t Plutonium in abgebrannten BE (UOX und MOX) zur Endlagerung an.

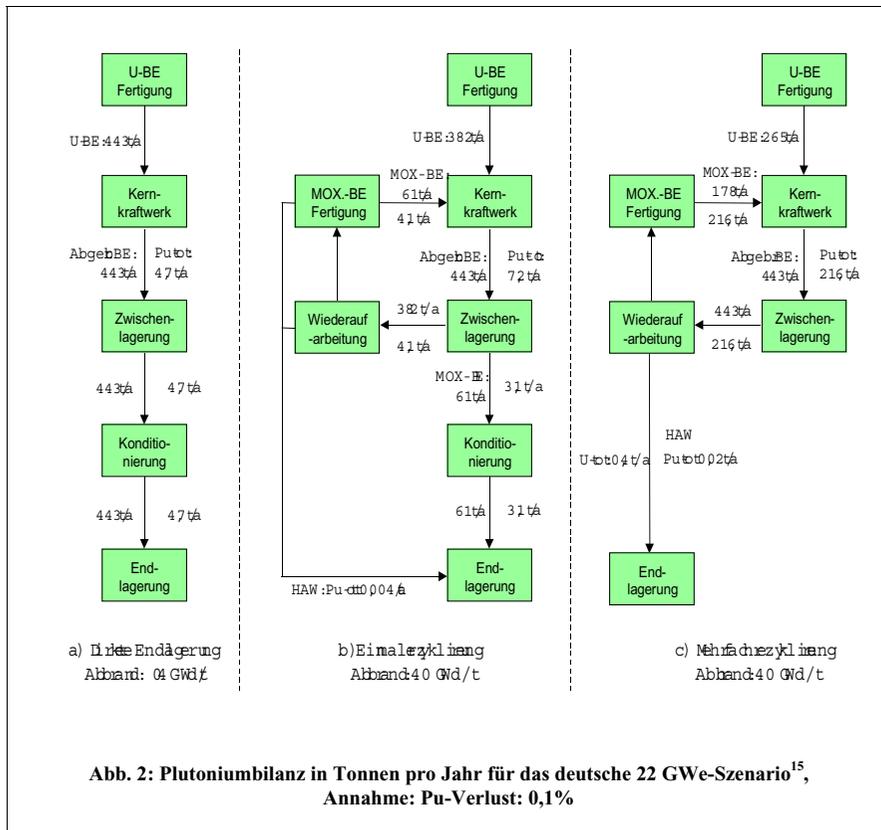
¹⁰ Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies: Adjusting to New Realities, IAEA-Proceeding Series, International Atomic Energy Agency, Wien (1997); Status and trends in spent fuel reprocessing: Proceedings of an Advisory Group meeting held in Vienna, 7-10 September 1998, IAEA, Wien (1999)

¹¹ ebenda (Advisory Group meeting in Vienna)

¹² ebenda

¹³ Annahme: Die deutschen Kernkraftwerke werden weiterbetrieben wie bisher

¹⁴ Altverträge: 5540 t; Neuverträge: 1430 t



Fragen langfristig überwacht werden. Dies gilt insbesondere, wenn das Plutonium in abgetrennter, reiner Form vorliegt. Überlegungen zur Entsorgung von Waffenplutonium können deshalb auch auf Reaktorplutonium übertragen werden¹⁶.

Die Abrüstung atomarer Waffen und die Entscheidung Russlands und der USA, je 50 t Waffenplutonium aus ihrem militärischen Vorrat herauszunehmen, führte zu Überlegungen, wie dieses Plutonium vor einer missbräuchlichen Nutzung geschützt werden kann („Non-Proliferation“). Auf diese Überlegungen soll an dieser Stelle nicht detailliert eingegangen werden, vielmehr wird auf die Literatur verwiesen¹⁷.

Russland sieht in Waffenplutonium einen Energieträger, der durch Einsatz als MOX-Brennstoff in Kernkraftwerken genutzt werden soll. In den USA steht vor allem die Verhinderung der missbräuchlichen Nutzung des Plutoniums im Vordergrund. Endlagerfähige Plutonium-Verwahrformen, wie z.B. Glas oder keramische Materialien sollen selbstschützend sein, wie es abgebrannte Brennelemente auf Grund ihrer hohen Dosisleistung sind (Spent-Fuel bzw. Self-Protection Standard). Nach neuesten Plänen sollen in den USA, wo die zivile Wiederaufarbeitung seit 1980 verboten ist, etwa 2/3 der 50 t Waffenplutonium ebenfalls als MOX-Brennstoff in LWR's eingesetzt werden. Dadurch soll neben dem Ziel der teilweisen Vernichtung des Plutoniums, auch der sogen. Self-Protection Standard (radiologischer Selbstschutz) des Waffenplutoniums erreicht werden. Außerdem werden u.a. Keramiken zur Immobilisierung von chemisch verunreinigtem Plutonium aus der Waffenproduktion untersucht¹⁸. Diese Keramiken sollen nach dem sog. Can-in-Can Konzept in große Kokillen eingebracht werden und zur „Self-Protection“ mit hochradioaktivem Glasprodukt aus der Verglasung von hochradioaktiven Abfällen aus der militärischen Wiederaufarbeitung übergossen werden.

In Deutschland ist vorgesehen, das bei der Wiederaufarbeitung zurückgewonnene Plutonium zu MOX-Brennelementen zu verarbeiten (im Ausland) und wieder in Kernreaktoren zur Energiegewinnung einzusetzen. Das geht jedoch nur, wenn die Reaktoren weiter betrieben werden. Für den MOX-Einsatz in Leichtwasserreaktoren besteht in Deutschland langjährige Betriebserfahrung. Zwölf der deutschen Kernkraftwerke haben die Genehmigung zum Einsatz von

3.3 Plutoniumentsorgung

Plutonium aus Leistungsreaktoren hat eine andere Isotopenzusammensetzung als für Waffenzwecke hergestelltes Plutonium. Waffenplutonium enthält zu über 95% die spaltbaren Isotope Pu-239 (ca. 94%) und Pu-241 (ca. 1,3%). Bei Plutonium aus modernen Leichtwasserreaktoren sind es nur rund 67% Pu-239 und Pu-241. Trotzdem ist Reaktorplutonium, wenn auch nur eingeschränkt, prinzipiell waffenfähig und muss hinsichtlich Sicherheits- und „Non-Proliferations“-

¹⁶ G. Kessler, J. I. Kim, K. Gompfer: „Wohin mit dem deutschen Plutonium“ atomwirtschaft-atomtechnik, 44 (1999) S. 156 – 164; National Academy of Sciences, Comm. on Internat. Society and Arms Control: ebenda

¹⁷ National Academy of Sciences, Comm. on Internat. Society and Arms Control: ebenda; R. L. Garwin, M. Grubb, E. Matanle (eds.): Managing the Plutonium Surplus: Applications and technical Options, NATO ASI Series, Kluwer Academic Publishers (1994)

E. R. Merz, C. E. Walter (Eds.): Disposal of Weapon Plutonium, Approaches and Prospects, NATO ASI Series 1996 und 1997, Kluwer Academic Publishers;

Management of Separated Plutonium - The Technical Options; Nuclear Energy Agency, OECD (1997); Safe Handling and Storage of Plutonium, Safety reports Series No. 9, International Atomic Energy Agency, Wien (1998);

W. Stoll: What are the Options for Disposition of Excess Weapons Plutonium?, Mat. Res. Soc. Bull. 23 (1998)

¹⁸ W. L. Gong, W. Lutze, R.C. Ewing: Zirconia Ceramics for Excess Weapons Plutonium Waste, J. Nucl. Mat. 277 (2000)

¹⁵ G. Kessler, J. I. Kim, K. Gompfer: ebenda

MOX-Brennstoff, zehn setzen MOX-Brennstoff ein und vier haben die Genehmigung für den Einsatz von MOX-Brennstoff beantragt¹⁹.

Vor dem Hintergrund der Ausstiegsdebatte in Deutschland wurden ebenfalls Überlegungen angestellt, wie das Plutonium aus deutschen Kernkraftwerken, das bei der Wiederaufarbeitung von abgebrannten Brennelementen in LaHague und Sellafield angefallen ist, als Alternative zum Einsatz in MOX-Brennelementen in eine endlagerfähige Form gebracht werden kann. Die Verglasung von Plutonium, so konnte gezeigt werden²⁰, ist wirtschaftlich und technisch unrealistisch²¹. Eine andere Studie des Öko-Instituts Darmstadt²² favorisiert sog. MOX-Lagerstäbe, die zusammen mit abgebrannten Brennelementen endlagert werden sollen.

3.3.1 Plutoniumproblematik bei der Endlagerung

Bei der Direkten Endlagerung (Once-Through) gelangen mit jeder Tonne abgebranntem LWR-Kernbrennstoff etwa 10 kg Plutonium ins Endlager. Durch Einmalzyklisierung des Plutoniums wird die Plutoniummenge um ein Drittel verringert (s.o.). Endlager mit abgebrannten Kernbrennstoffen müssen wegen des hohen Spaltstoffanteils auch in der Nachbetriebsphase praktisch unbegrenzt überwacht werden²³. Es muss sichergestellt sein, dass jede Tätigkeit, z. B. das Umladen, die untertägige Wiederaufarbeitung oder die Rückholung von spaltbarem Material, rechtzeitig entdeckt wird. Am Anfang halten die eingelagerten abgebrannten Brennelemente wegen ihrer Dosisleistung zwar den sogenannten „self protection standard“ ein, aber bedingt durch den Zerfall der Spaltprodukte ist dieser nach einigen hundert Jahren nicht mehr gegeben. Auch über

¹⁹ Status and trends in spent fuel reprocessing; Proceedings of an Advisory Group meeting held in Vienna, 7-10 September 1998, IAEA, Wien (1999)

²⁰ G. Kessler, J. I. Kim, K. Gompfer: ebenda

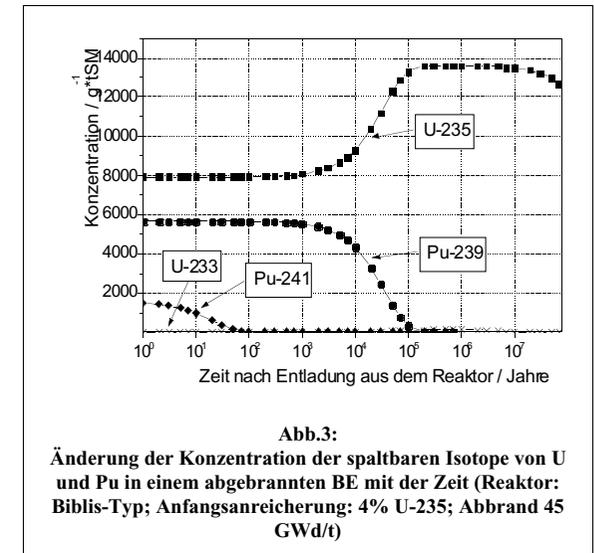
²¹ Geht man von den etwa 22 t deutschen Plutoniums aus, die Ende 1998 in abgetrennte Form vorlagen, so würden bei einer Plutonium-Beladung des Glases von 1 % und bei Verwendung der europäischen Kokillen, die rund 400 kg Glasprodukt enthalten, 6.000 Kokillen anfallen. Die als Folge der bestehenden Wiederaufarbeitungsverträge (Altverträge) aus La Hague und Sellafield zurückzunehmenden HAW-Kokillen belaufen sich auf insgesamt rund 3 500 Stück. Nicht zu unterschätzen ist auch der Bedarf an hochradioaktivem Abfall (HAWC) zur radioaktiven „Vergiftung“ des Plutoniums (Self-Protection). Bei einer Glasbeladung von 16 Gew. % HAWC (in Oxidform), wie es beispielsweise bei der Verglasung des HAWC aus der Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe (WAK) vorgesehen ist, würden für die 6.000 Kokillen knapp 3.200 m³ HAWC mit einem Aktivitätsinventar von rund 3,7×10¹⁹ Bq benötigt werden. Um diesen HAWC zu erhalten, müssten rund 9.500 t abgebrannte BE aufgearbeitet werden, wobei ca. 95 t Pu zurückgewonnen würden. Wohin mit diesem Plutonium ??

²² Realisierbarkeit der Verglasung von Plutonium zusammen mit hochradioaktiven Abfälle sowie der Fertigung von MOX-Lagerstäben zur Direkten Endlagerung als Alternative zum Einsatz von MOX-Brennelementen. Studie des Öko-Instituts e.V., Darmstadt, im Auftrag der Freien und Hansestadt Hamburg (1999)

²³ IAEA-Report of the Advisory Group Meeting on Safeguards for Final Disposal of Spent Fuel in Geological Repositories, AGM 995, Wien, Dez. 1997;

H. Kranz, H.H. Remagen, K. Rudolf: The German Approach on Safeguards for the Final Disposal of Spent Nuclear Fuel in a Salt Dome; Proceedings DISTEC '98, Hamburg (1998)

sehr lange Zeiträume ergibt sich keine Änderung der Spaltmaterial-Problematik, da das häufigste spaltbare Plutonium-Isotop 239 zu ebenfalls spaltbarem U-235 ($t_{1/2} = 7 \times 10^8$ Jahre) zerfällt. Eine Akkumulation des spaltbaren Materials zu kritischen Massen durch langfristige geologische Vorgänge in einem Endlager, so dass sich selbsterhaltende Kettenreaktionen ausbilden können, sind zwar sehr unwahrscheinlich, aber dennoch nicht auszuschließen²⁴. Dadurch könnten Änderungen im Nahbereich, z.B. die Bildung neuer Wegsamkeiten (Klüfte) für den Radionuklidtransport durch Wasserzutritt etc., eintreten.



4. Plutoniumvernichtung

Die oben beschriebenen Methoden zur Plutoniumentsorgung, einschließlich der Einmalzyklisierung führen nicht zu einer nachhaltige Entsorgung im Sinne einer Vernichtung des Plutoniums, da bei allen Varianten große Mengen Plutonium ins Endlager gelangen.

Will man als Hauptziel die Plutoniumsvernichtung verfolgen, so muss man die Strategie ändern und von der Einmalzyklisierung zur Mehrfachzyklisierung des Plutoniums übergehen. Bei der Mehrfachzyklisierung muss darauf geachtet werden, dass der Plutonium-Isotopen-Konzentrationsvektor nicht zu schnell an Pu-239 und Pu-241 verarmt (wichtig für zweite und dritte Mehrfachzyklisierung). Zusätzlich muss man bei Leichtwasserreaktoren den MOX-Brennstoff

²⁴ W. E. Kastenberget al.: Considerations of Autocatalytic Criticality of Fissile Materials in Geologic Repositories, Nuclear technology, 115, 1996;
 R. Papp: GEISHA - Gegenüberstellung von Endlagerkonzepten in Salz und Hartgestein, Forschungszentrum Karlsruhe, FZKA-PTE Nr. 3, 1997

durch U-235 etwas anreichern, um den Kühlmittelkoeffizienten (Voidkoeffizienten) genügend negativ zu halten (etwa ab der dritten Mehrfachzyklisierung)²⁵.

Im Folgenden werden verschiedene Szenarien vorgestellt, in denen LWR, die mit Uranoxid-Brennstoff betrieben werden, mit anderen Reaktoren, wie z.B. MOX-Burner, CAPRA-Reaktoren²⁶ oder Beschleuniger-getriebene unterkritische Einrichtungen (ADS²⁷) in einem Pool von Reaktoren kombiniert werden. Dabei wird gezeigt, dass es möglich ist, entstandenes Plutonium zu vernichten. Bei der Betrachtung der Plutoniumvorrats wurde die Dauer des Brennstoffzyklus (10 bzw. 12 Jahre), also die notwendige Zeit vom Entladen des abgebrannten Brennstoffs über die Wiederaufarbeitung bis zur MOX-Brennelementfertigung berücksichtigt.

4.1 Szenario 1: Leichtwasser-Reaktoren als MOX-Burner

Das Forschungszentrum Karlsruhe²⁸, die Electricité de France und das Commissariat d'Energie Atomique²⁹ haben solche Untersuchungen durchgeführt. Man geht dabei u.a. von voll mit MOX-Brennstoff gefüllten LWR's - sogenannten LWR-Pu-Burnern - aus. Deutsche LWR's haben heute bereits erteilte Genehmigungen bis 50% MOX-Befüllung des Reaktorkerns. Voll (100%) mit MOX-Brennstoff gefüllte LWR-Pu-Burner haben etwa die gleichen Reaktivitätskoeffizienten wie mit UOX befüllte LWR's. Ihr Kühlmittelkoeffizient (Voidkoeffizient) ist sogar stärker negativ. Es sind nur geringe Änderung im Abschalt- und Regelsystem eines voll mit MOX gefüllten Burners im Vergleich zu einem UOX-LWR erforderlich³⁰.

Man startet bei einem heute üblichen Brennstoffabbrand von 50 GWd/tSM mit einer passend gewählten Untermenge von 8 LWR's mit UOX-Brennstoff. Es kann aber auch mit einem ganzzahligen Vielfachen oder mit einem Teil dieser Untermenge von 8 Reaktoren gerechnet werden. Dann ergeben sich jedoch nur teilweise gefüllte LWR-Pu-Burner und das Szenario wird unübersichtlicher. Der Pool von 8 LWR's ergibt sich aus der Tatsache, dass die UOX-LWR's zunächst das Plutonium für das Anfangsinventar des ersten LWR-Pu-Burners erzeugen und auch das Plutonium für den Aufbau des zugehörigen Brennstoff-kreislaufs bereitstellen müssen. Die

²⁵ C.H.M. Broeders: Investigations related to the Build-up of Transurania in Pressurized Water Reactors, FZKA 5784 (1996)

²⁶ CAPRA: Consommation Accrue de Plutonium dans les RAPides

²⁷ ADS: Accelerator Driven Systems

²⁸ C.H.M. Broeders: ebenda; C. H. M. Broeders et al.: Advanced nuclear systems consuming excess plutonium, Kluwer Acad. Publ. 1997

²⁹ M. Salvatores et al.: Nuclear waste transmutation, Internat. Reactor Physics Conference, Tel Aviv, June 1994; J. L. Guillet, J.P. Grouiller: Studies of Nuclear materials recycling in Conventional and Advanced reactors, atomwirtschaft-atomtechnik, 44 (1999) S. 472

³⁰ J. I. Kim, K. Gompper, K.D. Closs, G. Kessler, D. Faude: German Approaches to Closing the Nuclear Fuel Cycle and Final Disposal of HLW, Journ. of Nucl. Mat. 238 (1996) 1-10; C.H.M. Broeders: ebenda; G. Kessler: Quadrilaterales Meet. d. Reaktorsicherheitskommiss. USA, Deutschland, Frankreich, Japan, Tokyo, Okt. 1998

gleiche Forderung ergibt sich bei einem späteren Zubau von weiteren LWR-Pu-Burnern. Für den Fall, dass bereits relativ viel Plutonium aus dem Betrieb und aus Wiederaufarbeitungskampagnen zur Verfügung steht, verkürzt sich die anfängliche Plutoniumproduktions-phase für das Anfangsinventar des ersten LWR-Pu-Burners. Die Zeitachse verschiebt sich in Abb. 4 nach links³¹.

Der Brennstoff der UOX-LWR's wird im Gleichgewichtszyklus alle etwa 1 bis 1,2 Jahre zu einem Fünftel entladen. Nach einer genügenden Abkühlzeit wird er z.B. nach LaHague oder Sellafield transportiert und dort chemisch aufgearbeitet. Anschließend wird in Marcoule oder Sellafield MOX-Brennstoff mit der Pu-Isotopenmischung M1 (Tab. 1) gefertigt. Dies erfordert eine Zykluszeit von etwa 11 Jahren.

Die ersten MOX-Brennelemente mit der Pu-Isotopenmischung M1 werden gesammelt bis eine ausreichende Anzahl zum Füllen eines ersten LWR-Pu-Burners MOX1 mit einem Inventar von 7200 kg Pu_{tot} vorhanden ist. Der Pool besteht nun aus 7 UOX-LWR und einem LWR-Pu-Burner (Tab. 2). Dieser LWR-Pu-Burner MOX1 vernichtet pro GWe-a etwa 420 kg Plutonium³². Nach Erreichen des Zielabbrandes von 50 GWd/tSM werden auch die MOX-Brennelemente aus dem Reaktorkern des MOX1 ausgeladen und nach genügend langer Abkühlzeit nach LaHague (Wiederaufarbeitungsanlage) transportiert. Dort werden diese MOX-Brennelemente mit den dort ebenfalls vorhandenen abgebrannten UOX-Brennelementen aus den restlichen 7 UOX-LWR's verschnitten (gemischt), um den schlechten Gehalt an Pu-239 und Pu-241 der abgebrannten

³¹ Der erste Knickpunkt des unteren Linienzuges der Abb. 4 würde mit 5 t Pu/GWe bei der passend gewählten Untermenge von 8 GWe LWR's 40 t wiederaufgearbeitetem Plutonium entsprechen (bei 20 GWe sind dies 100 t wiederaufgearbeitetes Plutonium)

³² C.H.M. Broeders: ebenda

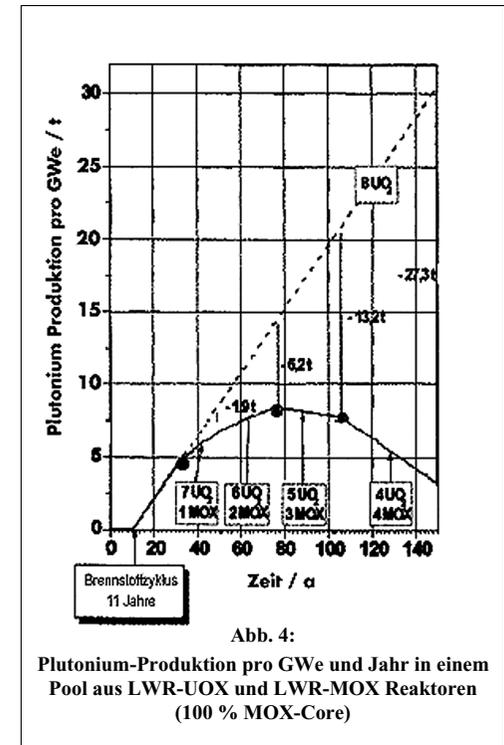


Abb. 4: Plutonium-Produktion pro GWe und Jahr in einem Pool aus LWR-UOX und LWR-MOX Reaktoren (100 % MOX-Core)

MOX-Brennelemente durch den höheren Pu-239- und Pu-241-Gehalt der UOX-Brennelemente aufzubessern. Dies ergibt eine neue Pu-Isotopenmischung M2 für den LWR-Pu-Burner (Tab. 1).

Nach diesem Prinzip wurden LWR-Pu-Burner Ganz-Kern-Abbrand- und Auslegungsrechnungen von C. Broeders³⁴ durchgeführt, wobei auch die örtliche Leistungsverteilung optimiert wurde und die Reaktivitätskoeffizienten in Abhängigkeit des Abbrandes bestimmt wurden.

Nach einem weiteren Zeitintervall haben die 7 UOX-LWR's auch genügend Plutonium für

Tab. 1
Plutonium-Isotopenvektoren in den MOX-Brennstoffen zur Beladung der LWR-Pu Burner³³
M1: Pu aus UOX-Brennstoff; M2 -M8: Mischung von Pu aus UOX- und MOX-Brennstoff

Mischung	Anteil in Gew.%					
	Pu-238	Pu-239	Pu-240	Pu-241	Pu-242	Pu _{fiss}
M1	2,8	55,1	23,3	9,7	7,6	64,8
M2	3,5	49,4	26,2	10,0	9,4	59,4
M3	3,9	46,8	27,9	9,2	10,8	56,0
M4	4,3	43,1	28,9	9,9	12,3	53,0
M5	4,6	41,5	29,3	9,5	13,6	51,0
M6	4,8	40,4	29,6	9,1	14,7	49,5
M7	4,9	39,5	29,8	8,8	15,6	48,3
M8	5,1	37,5	29,8	9,3	16,9	46,8

einen 2. LWR-Pu-Burner MOX-2 erzeugt (Tab. 2), der dann gestartet werden kann und dessen Brennstoff im obigen Sinne mit dem abgebrannten UOX-Brennstoff der verbliebenen 6 UOX-LWR und dem abgebrannten Brennstoff des ersten LWR-Pu-Burners (MOX-1) verschnitten wird.

Die Rechnungen von C. Broeders zeigen, dass nach dem 2. Rezyklerschritt (bei einem Abbrand von 50 GWd/t_{SM}) wegen des sich verschlechternden Pu-Isotopenvektors (Tab.1) der Kühlmittel-Reaktivitätskoeffizient (Voidkoeffizient) nicht mehr ausreichend negativ ist. Man

³³ ebenda
³⁴ ebenda

kann dies jedoch ausgleichen, indem man zunächst 2% U-235 dem MOX-Brennstoff zumischt. In späteren Zyklen muss man diese U-235-Anreicherung bis auf 3,8% erhöhen³⁵.

Abb. 4 zeigt als Ergebnis dieser Rechnungen die zeitintegrierten Pu_{tot}-Mengen – allerdings auf 1 GWe bezogen³⁶ – für die 2 verschiedenen Brennstoffzyklus-Szenarien:

- den Once-Through-Zyklus (OT-Zyklus) mit UOX-Reaktoren und Direkter Endlagerung oder temporärer Zwischenlagerung der abgebrannten Brennelemente
- das oben beschriebene Szenario mit UOX-LWR's und LWR-Pu-Burnern und Mehrfachrezyklierung. Nur die Pu-Verluste von etwa 0,1% (zukünftiger Wert) gehen noch mit dem hochaktiven Abfall (HAW-Glas) ins Endlager.

Für den Once-Through Zyklus ergibt sich eine gerade ansteigende Linie, die sich aus 218 kg/GWe-a Pu-Produktion im UOX-LWR ergibt. Die gerade ansteigende Linie beschreibt die zeitintegrierte Pu_{tot}-Ansammlung.

Für das Szenario der Mehrfachrezyklierung und LWR-Pu-Burner ergibt sich ab dem Einsatz des ersten LWR-Pu-Burners ein abknickender Linienzug, der nach dem Einsatz des 2. LWR-Pu-Burners ein Maximum von etwa 8 t Pu/GWe erreicht (Abb. 4) und nach Einsatz des 3. und 4. LWR-Pu-Burners immer mehr abfällt.

Die Differenz zwischen beiden Linienzügen (Once-Through mit Direkter Endlagerung und der Mehrfachrezyklierung mit LWR-Pu-Burnern und Endlagerung des HAW Glases aus der Wiederaufarbeitung) stellt die Menge des vernichteten bzw. erst gar nicht entstandenen Plutoniums dar. Plutonium entsteht deswegen nicht, weil bei konstanter Energieproduktion von 8 GWe durch LWR im betrachteten Szenario nach und nach UOX-LWR's durch LWR-Pu-Burner ersetzt werden. Letztere erzeugen zwar genau soviel Energie wie UOX-Reaktoren, sie erzeugen jedoch nicht Plutonium sondern vernichten Plutonium. Insgesamt werden über 100 Jahre (zwischen dem 23. bis zum 123. Jahr in Abb. 4) von den LWR-Burnern MOX-1 bis MOX-4 knapp 20 t Plutonium pro GWe vernichtet bzw. entstehen erst gar nicht.

Tab. 2:
Szenario für den Einsatz von LWR mit 100% MOX-Core in einem Pool von ursprünglich 8 LWR-UOX-Reaktoren

Jahre	Reaktortypen
1-22	8 UOX
23-38	7 UOX - 1 MOX
39-65	6 UOX - 2 MOX
66-95	5 UOX - 3 MOX
95-	4 UOX - 4 MOX

³⁵ ebenda

³⁶ Für das Szenario mit einer Untermenge von 8 LWR ergibt sich die angesammelte Pu_{tot}-Menge durch Multiplikation mit 8.

Es gibt mehrere Gründe weswegen das Szenario der Mehrfachzyklisierung in Abb. 4 nicht weiter verfolgt wurde:

- die U-235-Anreicherung überschreitet bei MOX-4 die 4,4% Grenze und liegt damit im Bereich bzw. über derjenigen für UOX-Reaktoren³⁷.
- die LWR-Pu-Burner (MOX1 bis MOX4) würden immer mehr Americium produzieren³⁸, was nicht erwünscht ist.
- es gibt Reaktortypen (s. Kap. 0 und 0), die noch höhere Pu-Vernichtungsraten pro GWe·a haben z.B. flüssigmetallgekühlte Reaktoren mit schnellen Neutronen oder Beschleunigergetriebene unterkritische Anlagen.

4.2 Szenario 2: Flüssigmetallgekühlte Reaktoren mit schnellen Neutronen

Diese Reaktoren wurden aus der Brütertechnologie heraus entwickelt und haben eine Brennstoffanreicherung von etwa 44% Plutonium. Brutreaktoren mit schnellen Neutronen wie z.B. Superphenix erzeugen bei einem Abbrand der Kernbrennelemente von etwa 120 GWe/tSM im Gegensatz zu den heutigen Leichtwasserreaktoren nur etwa 70 kg Pu pro GWe·a (LWR: 214 kg pro GWe·a). Der Grund liegt darin, dass Plutonium im Kern von Schnellen Brutreaktoren ähnlich wie ein Katalysator wirkt. In schnellen Brutreaktoren wird im wesentlichen U-238 in Plutonium umgewandelt und gespalten³⁹. Lässt man bei den Brutreaktoren die äußeren Brutmäntel weg und verändert den Reaktorkern so, dass die sogenannte innere Konversionsrate drastisch absinkt, so kann man Pu-Vernichtungsraten bis 570 kg Pu pro GWe·a erreichen⁴⁰. Außerdem produzieren diese sogenannten CAPRA-Burner Reaktoren mit schnellen Neutronen gegenüber LWR-Pu-Burnern mit thermischen Neutronen um etwa den Faktor 4 weniger Americium⁴¹. Diese Reaktoren wurden vom Commissariat d'Énergie Atomique (CEA) und dem Forschungszentrum Karlsruhe sehr detailliert untersucht⁴². Wir nehmen hier einen CAPRA-Burner Reaktor an, der pro GWe Leistung, ein Pu-Inventar von 6.300 kg Pu_{tot} hat mit einem 3er Beladezyklus mit Be- und Entladung nach je etwa 1 Jahr. Pro GWe·a kann dieser CAPRA-Reaktor etwa 570 kg Pu vernichten.

³⁷ C.H.M. Broeders: Investigations...

³⁸ ebenda

³⁹ W. Häfele: Umgang mit Plutonium, Die internationale Gemeinschaft vor schwierigen Entscheidungen, Zeitschrift für internationale Politik, Bonn, Okt. 1999

⁴⁰ RT/SIS/CAPRA 94-001, interner Bericht CEA-DRN-DER, 1994

⁴¹ M. Salvatores et al.: Nuclear waste transmutation, Internat. Reactor Physics Conference, Tel Aviv, June 1994

⁴² RT/SIS/CAPRA 94-001, interner Bericht CEA-DRN-DER, 1994

Wir gehen wie in dem vorigen Schema (s. Kap. 4.1) wieder von einer Untermenge von 8 LWR's aus, die je nach Plutonium-Verfügbarkeit nach und nach durch CAPRA-Burner ersetzt wird. Wir nehmen weiterhin an, dass die CAPRA-Burner ihre Pu-Isotopenzusammensetzung beim Mischen mit Plutonium aus UOX-LWR's nicht wesentlich ändern.

Nach dem oben für das LWR-UOX und LWR-MOX Szenario beschriebenen Prozedur der Verfolgung der Plutoniummengen im Brennstoffzyklus und der jeweils pro Jahr vernichteten Pu_{tot}-Mengen ergibt sich Abb. 3 bzw. Tab. 1. Ähnlich wie in Abb. stellt die gestrichelte Linie die zeitintegrierte und auf 1 GWe bezogene Pu_{tot}-Menge im Once-Through-Zyklus mit Zwischenlagerung bzw. Direkter Endlagerung dar. Der abknickende Linienzug beschreibt die zeitintegrierte und auf CAPRA-Burner bezogene Pu_{tot}-Menge beim Szenario Mehrfachzyklisierung des Plutoniums mit Zubau von CAPRA-Burnern nach Pu-Verfügbarkeit.

Die Differenz zwischen beiden Linienzügen gibt die Plutonium-Mengen an, die im Szenario Mehrfachzyklisierung mit Zubau von CAPRA-Burnern entweder vernichtet oder gar nicht erzeugt wurden. Plutonium wird nicht erzeugt wenn CAPRA-Burner anstelle von UOX-LWR's Leistung erzeugen. Insgesamt würden im CAPRA-Burner-Szenario zwischen dem 20. und 125 Jahr etwa 25 t Pu pro GWe (bei 8 GWe: 200 t) durch die CAPRA-Burner weniger produziert als beim Once-Through-Zyklus. Im

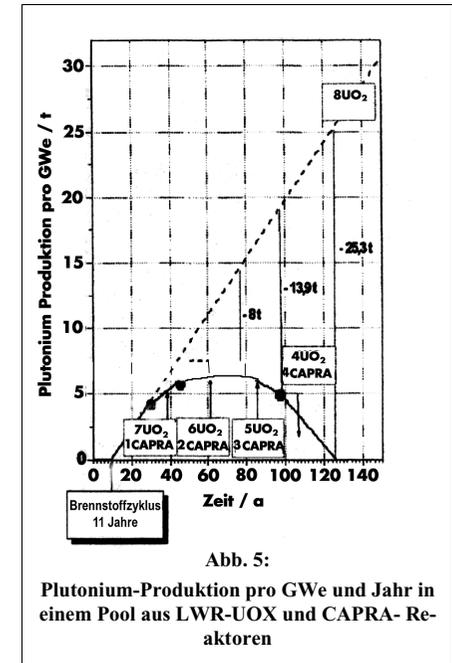


Abb. 5: Plutonium-Produktion pro GWe und Jahr in einem Pool aus LWR-UOX und CAPRA-Reaktoren

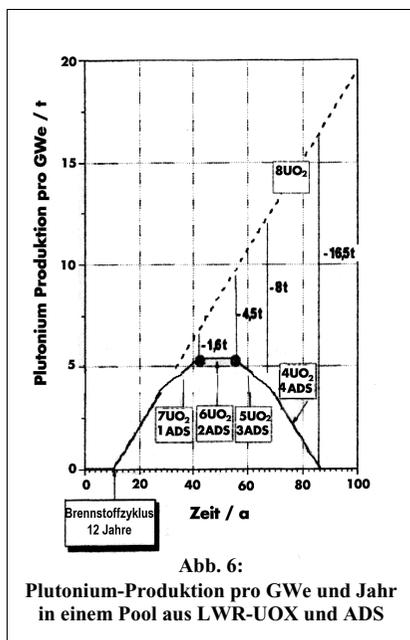
Tab. 3: Szenario für den Einsatz von CAPRA-Burnern in einem Pool von ursprünglich 8 LWR-UOX-Reaktoren

Jahre	Reaktortypen
1-19	8 UOX
20-35	7 UOX - 1 CAPRA
36-66	6 UOX - 2 CAPRA
67-86	5 UOX - 3 CAPRA
86-	4 UOX - 4 CAPRA

Vergleich zum LWR-Pu-Burner ist sowohl das Maximum des abknickenden Linienzuges, als auch der Zeitraum bis zum Erreichen der Nulllinie geringer.

Ein Vergleich mit einem fiktiv gewählten CAPRA-Burner der um das 1,5-fache größere Kerninventar aber die gleiche Pu-Vernichtungsrate hatte zeigt, dass das Kerninventar einen wesentlichen Einfluss hat. CAPRA-Burner mit geringem Pu-Kern-Inventar und hohen Pu-Vernichtungsraten sind die besseren Pu-Vernichtungsreaktoren.

4.3 Szenario 3: ADS (Beschleuniger-getriebene Systeme)



Auch Beschleuniger-getriebene unterkritische Systeme, sogenannte ADS-Burner⁴³, benötigen die Mehrfachzyklisierung mit Wiederaufarbeitung. Wir wählen ein von I. Broeders und C. Broeders⁴⁴ durchgerechnetes Beschleuniger-getriebenes ADS-Burner-System mit 1 GWe Leistung und Pu/Th Brennstoff. Der Brennstoff kommt nach 12 Jahren wieder aus dem Brennstoffzyklus zurück. Dieser Pu/Th ADS-Burner startet mit 4040 kg Pu und 19 t Thorium im unterkritischen Kern. Er vernichtet in 3 Jahren 1940 kg Pu und baut gleichzeitig 2800 kg U-233 auf. Davon verbleiben 1500 kg im abgebrannten Brennstoff. Dadurch bleibt das k_{eff} der unterkritischen Anordnung über 3 Jahre in etwa konstant. Dies ist notwendig, da das k_{eff} einerseits die Neutronen-Multiplikation bestimmt und andererseits ein über die Betriebszeit konstantes k_{eff}

⁴³ C. D. Bowman et al.: Nuclear Energy Generation and Waste Transmutation using an Accelerator-Driven-Intense Thermal Neutron Source, Nuclear Instruments and methods in Physics Research, 1320 (1992);
C. Rubbia et al.: Fast Neutron Incineration in the Energy Amplifier as Alternative for Geologic Storage, CERN/LHC/97-01. Und: M. Salvatores: Accelerator Driven Systems (ADS), physics principles and specificities, Journal de Physique IV (Proceedings) Vol. 9, Pr 7, July 1999

⁴⁴ C.H.M. Broeders, I. Broeders: Neutronenphysikalische Analysen von Beschleuniger-getriebenen unterkritischen Anordnungen, Nachrichten-Forschungszentrum Karlsruhe, 29 (1997) 277

auch einen konstanten Protonenstrom des Beschleunigers erlaubt.

Wir wählen nun wieder ein Szenario mit anfangs 8 UOX-LWR's. Nach 20 Jahren wird der erste ADS zugebaut usw. wie oben bereits für die Szenarien mit LWR-Pu-Burnern und CAPRA-Burnern beschrieben. Das Ergebnis ist in Abb. 6 gezeigt. Das sehr viel geringere Pu-Kerninventar des ADS und die etwas höhere Pu-Vernichtungsrate von etwa 650 kg Pu pro GWe a ergibt das beste Ergebnis. Zwischen dem 20. und bereits dem 86. Jahr sind - auf 1 GWe bezogen - 16 t Plutonium vernichtet worden bzw. sind nicht entstanden.

C. Broeders und I. Broeders⁴⁵ haben 1997 gezeigt, dass bessere neutronenphysikalische Rechenverfahren nicht eine Pu-Vernichtungsrate von 650 kg Pu pro GWe-a, sondern nur 580 kg Pu pro GWe-a ergeben. Diese Ergebnisse würden die in Abb. 6 gezeigte Zeit für die Plutonium-Vernichtung zeitlich etwas verlängern.

Folgerung:

Mit den obigen Szenarien der Abb. 4 bis Abb. 6 wurde gezeigt, dass für ein Szenario zeitlich konstanter Kernenergieerzeugung durch Einsatz der Wiederaufarbeitung und der Mehrfachzyklisierung durch Zubau von LWR-Pu-Burnern bzw. CAPRA-Burnern oder ADS-Reaktoren mit schnellem Neutronenspektrum die im Reaktorsystem zeitlich sich ansammelnde Plutoniummenge minimiert werden kann. Dies gilt auch unter Berücksichtigung, dass ein Teil des entstandenen Plutoniums im Inventar der LWR-Pu-Burner oder CAPRA-Reaktoren oder ADS-Reaktoren und in deren Brennstoff-Kreislauf gespeichert ist. Bei weiterem Zubau von CAPRA-Reaktoren oder ADS-Reaktoren würde noch mehr Plutonium vernichtet. Die Pu-Vernichtung gelingt umso besser, je geringeres Pu-Kerninventar die Pu-Vernichtungsreaktoren haben und je größer deren Pu-Vernichtungsrate pro GWe-a ist.

Tab. 4:
Szenario für den Einsatz von ADS-Burnern in einem Pool von ursprünglich 8 LWR-UOX-Reaktoren

Jahre	Reaktortypen
1-19	8 UOX
20-31	7 UOX - 1 ADS
32-43	6 UOX - 2 ADS
44-55	5 UOX - 3 ADS
55-	4 UOX - 4 ADS

4.4 Vernichtung von vorhandenem gespeichertem Plutonium

⁴⁵ C. Broeders, I. Broeders: Transmutation mit Leichtwasserreaktoren und beschleunigern, PSF-Jahresbericht 1995, Forschungszentrum Karlsruhe, 1996

Wir wollen nun die Problemstellung ändern und statt von einem Szenario mit konstanter Leistung -erzeugt durch LWR's und Zubau von Plutonium-Vernichtungsreaktoren - uns die Frage stellen: In welcher Zeit kann man eine bestimmte vorhandene Pu-Menge vernichten? Dies wäre z.B. der Fall für die je 50 t Waffenplutonium, die von den USA und Russland aus dem militärischen Programm herausgenommen werden sollen oder wenn man die Kernenergienutzung ab einem bestimmten Zeitpunkt beenden möchte.

Wir betrachten ein passendes System mit 3 CAPRA-Burnern mit je 1 GWe Leistung, mit den zuvor beschriebenen Charakteristiken und ein anfängliches gespeichertes Plutoniumstartinventar von 150 t. Die 3 CAPRA-Burner speichern zunächst als Kern-Inventar und in ihrem Brennstoffkreislauf etwa 120 t Pu. Wir legen in einen Plutoniumspeicher die verbleibenden 30 t Plutonium an und halten sie für Nachladungen im Brennstoffkreislauf bereit. Aus Abb. 7 ergibt sich, dass während der ersten 40 Jahre 60 t Plutonium vernichtet werden, dass aber der Plutoniumspeicher nach 20 Jahren aufgebraucht ist und für Nachladungen in der MOX-Brennelementfertigung in den nächsten 20 Jahren weitere 30 t U-235 zugeladen werden müssen⁴⁶. Danach muss ein CAPRA-Reaktor

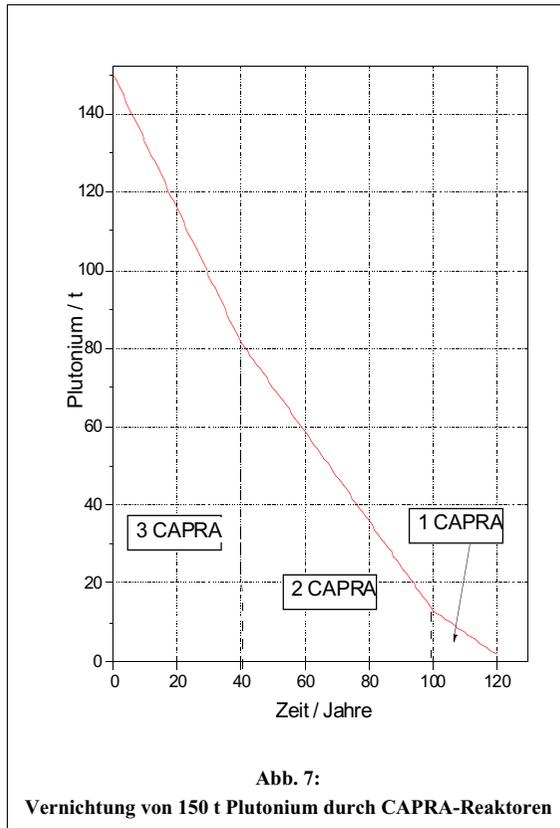


Abb. 7:
Vernichtung von 150 t Plutonium durch CAPRA-Reaktoren

⁴⁶ Der Brennstoff würde dann etwa zur Hälfte mit U-235 und zur Hälfte mit Plutonium angereichert

und sein Brennstoffkreislauf stillgelegt werden, um das Plutonium aus seinem Kreislauf für die Nachladungen der verbliebenen zwei CAPRA-Reaktoren verfügbar zu machen. Nach weiteren 40 Jahren zeigt sich, dass wiederum zu wenig Plutonium zur Verfügung steht – wenn man nicht von außen zukaufen und später wieder verkaufen will⁴⁷. In weiteren 60 Jahren vernichten die beiden verbliebenen CAPRA-Burner weitere 60 t Pu. Es müssen aber wieder nach 30 Jahren weitere 35 t U-235 für Nachladungen und zum kritisch halten der CAPRA-Burner hinzugefügt werden. Danach muss der 2. CAPRA-Burner und sein Brennstoffkreislauf stillgelegt werden um genügend Plutonium für Nachladungen verfügbar zu haben.

Nach 120 Jahren haben die 3 CAPRA-Burner die letztlich auf 1 CAPRA-Burner reduziert wurden, über 140 t Plutonium vernichtet. Will man – ohne Zukauf und späteren Verkauf von Plutonium – die Vernichtungskampagne weiterführen, so muss man letztlich zu immer kleineren (weniger Kerninventar bzw. Leistung in GWe) CAPRA-Burnern übergehen oder ADS-Burner einsetzen.

Damit wurde gezeigt, dass Plutonium einer bestimmten Menge, im vorliegenden Beispiel 150 t, im Prinzip über einen Zeitraum von mehr als 100 Jahren durch CAPRA-Burner vernichtet werden kann.

Mit ADS-Burnern geht die Pu-Vernichtung noch besser. Mit 2 solchen 1 GWe unterkritischen ADS-Burnern können innerhalb von 96 Jahren von 141 t Plutonium etwa 121 t vernichtet werden. Für den verbleibenden Rest des Plutoniums kann zunächst ein ADS-Burner-System abgeschaltet und dessen Inventar und Inhalt seines Brennstoffkreislaufs für die weitere Vernichtung im verbleibenden ADS-Burner-System verfügbar gemacht werden. Für die weitere Minimierung müsste man eine ähnliche Prozedur wie oben für die CAPRA-Burner, d.h. Verkleinern des Pu-Inventars, mit ADS-Burnern verfolgen.

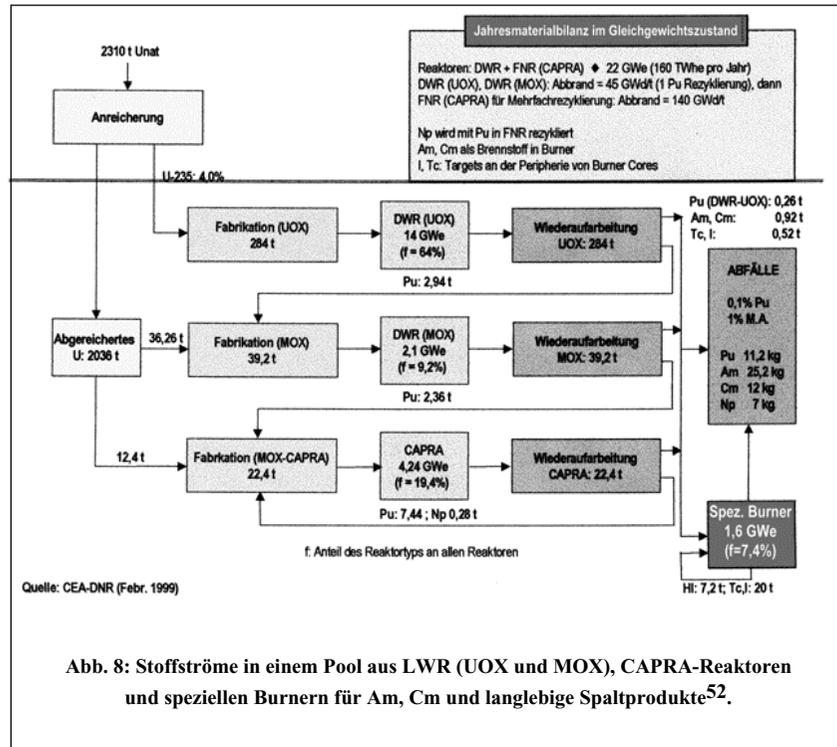
5 Bemerkungen zu den Szenarien - andere langlebige Radionuklide

Die oben beschriebenen Szenarien zur Vernichtung von Plutonium setzen einen geschlossenen Brennstoffkreislauf, d. h. Mehrfachzyklisierung des Plutoniums, voraus. Die Verlustrate von Plutonium während der Wiederaufarbeitung muss gegenüber heute noch weiter gesenkt werden, um möglichst wenig in den Abfällen endzulagern (s.Abb. 2, Kap. 3.2). Ansätze dazu sind vorhanden. Bei der MOX-Brennelementfertigung müssen wegen des sich ändernden Isotopenvektors bei mehrfach rezykliertem Plutonium technische anspruchsvollere Verfahren (stärkere Abschirmung, Fernbedienungstechnik) eingesetzt werden. Dies ist technisch machbar. Neue Reaktorsysteme, wie z. B. CAPRA-Burner müssen erprobt werden. Beschleuniger-getriebene un-

⁴⁷ Bei Einsatz von U-235 ist der Wirkungsgrad der Pu-Vernichtung etwas höher. Durch Zukauf von Plutonium ist dieser temporäre Mangel aber ebenfalls zu bewältigen.

terkritische Einrichtungen sind zur Zeit noch nicht vorhanden. Die Arbeiten hierzu laufen international mit großer Anstrengung.

Die obigen Szenarien beschreiben eine praktisch vollständige Vernichtung des Plutoniums. Verbleibende Restmengen können zusammengefasst und in kleineren CAPRA- oder ADS-Systemen vernichtet werden.



Vor dem Hintergrund der Langzeitsicherheit von Endlagern müssen neben Plutonium, auch andere Radionuklide wegen ihrer Radiotoxizität und ihrer Langlebigkeit betrachtet werden. Dies sind die sog. Minoren Actiniden Np, Am, Cm und langlebige Spaltprodukte, wie z.B. Technetium. Diese Radionuklide gelangen bei der heutigen Wiederaufarbeitungstechnik in den hochaktiven Abfall und werden zusammen mit anderen Spaltprodukten mit kürzerer Halbwertszeit,

wie z.B. Cäsium und Strontium, verglast. Zur Zeit wird auf dem Gebiet „Partitioning & Transmutation“⁴⁸ international intensiv gearbeitet, insbesondere an der chemisch sehr aufwendigen Abtrennung der langlebigen Radionuklide aus dem hochaktiven Abfall⁴⁹.

Ein Szenario, das dem Verbrauch von Plutonium aber auch der Transmutation langlebiger Radionuklide Rechnung trägt wurde von der französischen CEA vorgeschlagen und ist beispielhaft in Abb. 9 - auf 22 GWe skaliert - dargestellt⁵⁰. Dabei wird ein Pool aus LWR-UOX, LWR-MOX und CAPRA-Reaktoren sowie speziellen Burnern (ADS) für Am, Cm und langlebige Spaltprodukte angenommen.

6 Zusammenfassung

Heute werden weltweit zwei Entsorgungswege für abgebrannte Brennelemente aus Kernkraftwerken beschränkt. Zum einen die Einmalrezyklierung, d. h. die Wiederaufarbeitung und der Wiedereinsatz des dabei abgetrennten Plutoniums Form von Mischoxid-Brennelementen. Zum anderen die Direkte Endlagerung der abgebrannten Brennelemente. Beide Entsorgungswege führen nicht zu einer Vernichtung des Plutoniums, sondern zu großen Plutoniummengen im Endlager. Die Vernichtung des Plutoniums aber auch von anderen langlebigen Radionukliden ist nur durch die Mehrfachrezyklierung und durch den Einsatz von speziellen, Plutonium verbrauchenden Reaktoren, wie Leichtwasserreaktoren mit vollständiger MOX-Beladung, CAPRA-Reaktoren oder Beschleuniger getriebenen Einrichtungen (ADS) möglich.

Durch Kombination von Leichtwasserreaktoren mit Uranoxid-Brennstoff mit Plutonium-Burnern lässt sich bei gleichbleibender Energieerzeugung zunächst ein Gleichgewicht zwischen Plutoniumproduktion und -verbrauch einstellen. Erhöht man den Anteil an Plutonium-Burnern, so wird mehr Plutonium verbraucht als entsteht. Ebenso lassen sich Plutonium-Burner zu Vernichtung von vorhandenen Plutonium-Beständen einsetzen. Voraussetzung für die Realisierung dieser Szenarien ist die Etablierung fortgeschrittener Wiederaufarbeitungs-, Brennelementfertigung und Reaktortechnologie. Aus heutiger technischer Sicht erscheint dies realisierbar.

⁴⁸ **Partitioning:** Abtrennung Minorer Actiniden aus dem HAW; insbesondere die Trennung von den chemisch sehr ähnlichen Lanthanide stellt hohe Ansprüche an die Trennmethode.

Transmutation: Überführung langlebiger Radionuklide in inaktive Spaltprodukte oder solche mit deutlich niedrigerer Halbwertszeit

⁴⁹ C. Madić, M. Lecomte, M. J. Hudson, J. O. Liljenzin, J. P. Glatz, R. Nannicini, A. Facchini, Z. Kolarik, R. Odoj: "NEWPART: A European Research Programme for minor Actinide Partitioning", Proceedings of the 23rd Actinide Separation Conference, Kennewick, USA, June 7-10, 1999 (1999)

⁵⁰ M. Salvatores: Role of ADS in the Back-end of the Fuel Cycle Strategies, Vortrag beim IATF-Kolloquium im Forschungszentrum Karlsruhe, 2. Februar 1999

Literatur

- D. Albright, F. Berkhout, W. Walker: "World Inventory of Plutonium and Highly Enriched Uranium". Stockholm International Peace Research Institute, Oxford University Press, Oxford (1993)
- C. D. Bowman et al.: Nuclear Energy Generation and Waste Transmutation using an Accelerator-Driven-Intense Thermal Neutron Source, Nuclear Instruments and methods in Physics Research, 1320 (1992)
- C. Broeders, I. Broeders: Transmutation mit Leichtwasserreaktoren und beschleunigern, PSF-Jahresbericht 1995, Forschungszentrum Karlsruhe, 1996
- C.H.M. Broeders: Investigations related to the Build-up of Transurania in Pressurized Water Reactors, FZKA 5784 (1996)
- C.H.M. Broeders et al., Advanced nuclear systems consuming excess plutonium, Kluwer Acad. Publ. 1997
- C.H.M. Broeders, I. Broeders: Neutronenphysikalische Analysen von beschleuniger-getriebenen unterkritischen Anordnungen, Nachrichten-Forschungszentrum Karlsruhe, 29 (1997) 277
- R. L. Garwin, M. Grubb, E. Matanle (eds.): Managing the Plutonium Surplus: Applications and technical Options, NATO ASI Series, Kluwer Academic Publishers (1994)
- W. L. Gong, W. Lutze, R.C. Ewing: Zirconia Ceramics for Excess Weapons Plutonium Waste, J. Nucl. Mat. 277 (2000)
- J. L. Guillet, J.P. Grouiller: Studies of Nuclear materials recycling in Conventional and Advanced reactors, atomwirtschaft-atomtechnik, 44 (1999) 472
- W. Häfele: Umgang mit Plutonium, Die internationale Gemeinschaft vor schwierigen Entscheidungen, Zeitschrift für internationale Politik, Bonn, Okt. 1999
- IAEA-Report of the Advisory Group Meeting on Safeguards for Final Disposal of Spent Fuel in Geological Repositories, AGM 995, Wien, Dez. 1997
- IAEA-Worldatom - Nuclear Power Plant Information (2000) (<http://www.iaea.org/worldatom>)
- W. E. Kastenberget al.: Considerations of Autocatalytic Criticality of Fissile Materials in Geologic Repositories, Nuclear technology, 115, 1996
- G. Kessler: Quadrilaterales Meeting der Reaktorsicherheitskommissionen USA, Deutschland, Frankreich, Japan, Tokyo, Okt. 1998
- G. Kessler, J. I. Kim, K. Gompfer: "Wohin mit dem deutschen Plutonium" atomwirtschaft-atomtechnik, 44 (1999) S. 156 - 164
- J. I. Kim, K. Gompfer, K.D. Closs, G. Kessler, D. Faude: German Approaches to Closing the Nuclear Fuel Cycle and Final Disposal of HLW Journal of Nuclear Materials 238 (1996) 1-10
- H. Kranz, H.H. Remagen, K. Rudolf: The German Approach on Safeguards for the Final Disposal of Spent Nuclear Fuel in a Salt Dome; Proceedings DISTEC '98, Hamburg (1998)

- C. Madic, M. Lecomte, M. J. Hudson, J. O. Liljenzin, J. P. Glatz, R. Nannicini, A. Facchini, Z. Kolarik, R. Odoj: "NEWPART: A European Research Programme for minor Actinide Partitioning", Proceedings of the 23rd Actinide Separation Conference, Kennewick, USA, June 7-10, 1999 (1999)
- Management of Separated Plutonium - The Technical Options; Nuclear Energy Agency, OECD (1997)
- E. R. Merz, C. E. Walter (Eds.): Disposal of Weapon Plutonium, Approaches and Prospects, NATO ASI Series, Kluwer Academic Publishers (1996)
- E. R. Merz, C. E. Walter (Eds.): Advanced Nuclear Systems Consuming Excess Plutonium, NATO ASI Series, Kluwer Academic Publishers (1997)
- Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies: Adjusting to New Realities, IAEA-Proceeding Series, International Atomic Energy Agency, Wien (1997)
- National Academy of Sciences: Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium, Committee on International Society and Arms Control, National Academy Press, Washington DC, USA, 1994.
- National Academy of Sciences: Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium: Reactor Related Options, Committee on International Society and Arms Control National Academy Press, Washington DC, USA, 1995.
- Realisierbarkeit der Verglasung von Plutonium zusammen mit hochradioaktiven Abfälle sowie der Fertigung von MOX-Lagerstäben zur Direkten Endlagerung als Alternative zum Einsatz von MOX-Brennelementen. Studie des Öko-Instituts e.V., Darmstadt, im Auftrag der Freien und Hansestadt Hamburg (1999)
- R. Papp: GEISHA -Gegenüberstellung von Endlagerkonzepten in Salz und Hartgestein, Forschungszentrum Karlsruhe, FZKA-PTE Nr. 3 , 1997
- RT/SIS/CAPRA 94-001, interner Bericht CEA-DRN-DER, 1994
- C. Rubbia et al.: Fast Neutron Incineration in the Energy Amplifier as Alternative for Geologic Storage, CERN/LHC/97-01
- Safe Handling and Storage of Plutonium, Safety reports Series No. 9, International Atomic Energy Agency, Wien (1998)
- M. Salvatores et al.: Nuclear waste transmutation, International Reactor Physics Conference, Tel Aviv, June 1994
- M. Salvatores: Accelerator Driven Systems (ADS), physics principles and specificities, Journal de Physique IV (Proceedings) Vol. 9, Pr 7, July 1999
- M. Salvatores: Role of ADS in the Back-end of the Fuel Cycle Strategies, Vortrag beim IATF-Kolloquium im Forschungszentrum Karlsruhe, 2. Februar 1999
- Status and trends in spent fuel reprocessing; Proceedings of an Advisory Group meeting held in Vienna, 7-10 September 1998, IAEA, Wien (1999)

W. Stoll: What are the Options for Disposition of Excess Weapons Plutonium?, Mat. Res. Soc. Bull. 23 (1998)

W. Walker: „World Inventories of Plutonium“ in Managing the Plutonium Surplus: Applications and Technical Options, edited by R.L.Garwin et al., Nato ASI Series, Kluwer Academic Publishers, London (1994)

THE OPTIONS FOR AND STATUS OF MILITARY SURPLUS PLUTONIUM IN THE UNITED STATES AND RUSSIA

Allison Macfarlane

Belfer Center for Science and International Affairs
Kennedy School of Government
Harvard University

1. Introduction

Plutonium, especially that in separated form, is of concern due to the threat of its use in nuclear weapons. This is true for plutonium from both nuclear weapons programs and from the civilian nuclear energy industry: both weapons grade and reactor grade plutonium can be used in nuclear weapons (1). This paper will focus on the progress (or lack of progress) made toward disposing that plutonium which has been declared excess to military needs in both the United States and Russia. First, though, I would like you to consider three facts:

- (1) At the close of the second millennium, the world is awash in plutonium. As of the end of 1998, approximately 1,350-1380 metric tons of plutonium had been produced, of which 1,115 t (David Albright, unpublished data) was in civilian spent fuel and 235-265 t were for military purposes. One of the two largest holders of military plutonium, the United States has 99.5 t of separated plutonium, some of which is still in warheads (2). Russia has an even larger stock of about 130 – 140 t of separated plutonium (some in warheads) in addition to at least 30 t of separated plutonium in the civilian nuclear power sector (3).
- (2) Though the total inventories of plutonium may not seem impressive, consider that it takes only 4 to 6 kilograms (1/250th of a ton) of weapons grade plutonium to make a nuclear weapon (4). Currently, then, the world has enough plutonium for more than 225,000 nuclear bombs, each of which is capable of destroying a city. Of course, not all this plutonium is intended for nuclear weapons. In fact, the civilian nuclear power industry has produced most of the plutonium in the world and most of it is still contained in irradiated nuclear fuel. A small fraction of this civilian plutonium will be reused to fuel nuclear power reactors.
- (3) Plutonium that is separated from nuclear fuel – either in the civilian or military sector – and will not be reused as nuclear reactor fuel is essentially impossible to eliminate from the planet, unless we blow it up in thousands of nuclear explosions, certainly an unpopular idea. The only other way to eliminate the material is to send it into outer space, which would be another unpopular plan, based on the record of failed rocket launches and the potential to distribute plutonium dust into the atmosphere.

This paper will first consider what has happened in plutonium disposition in the United States and then in Russia. It will end with a discussion of potential problems that may slow the process of plutonium disposition. First, though, I will provide some policy background to the discussion.

Under the START I and START II treaties and unilateral pledges made by Presidents Bush, Gorbachev, and Yeltsin, thousands of nuclear weapons will be dismantled, causing many tons of plutonium to be surplus to military needs. In September of 1998, Presidents Clinton and Yeltsin signed a joint pledge to develop a Bilateral Plutonium Disposition Agreement. This Agreement will cover 34 metric tons of plutonium in both countries that is considered surplus to military needs. In particular, the Agreement will cover specific schedules for disposition of the plutonium, the types of facilities to be built or changed, financing commitments, nonproliferation policies, transparency and verification conditions, and other conditions to be met by one or both countries (5). In assenting to be party to this Agreement, Russia has agreed to forgo its preferred disposition approach, which is to store their plutonium for a few decades until advanced breeder reactor technology is established and then to use the plutonium in these reactors. Negotiations on the Agreement began in early 1999 and are being completed now, with a final Agreement expected in late spring, 2000 (5). The plans are to begin actual plutonium disposition in both countries by 2007.

Although the near-completion of the Bilateral Agreement is promising, the basic theme of the story presented here is that neither country will actually begin to dispose of its plutonium until the other country also does so. As a result, plutonium disposition will only proceed simultaneously and in lock step. Therefore, it is essential that both countries are ready technically and politically to proceed, and this means that both countries need the capacity to disposition plutonium and the financial capability to do so, neither of which are yet assured.

2. U.S. Progress on the Agreement

Arguably, the United States has made more progress with excess weapons plutonium disposition than Russia, though neither side has yet to dispose of one gram of the material. All the progress on the U.S. side has been in formal policy decisions, for example, which stocks of plutonium are to be dispositioned, how they are to be dispositioned, and where they are to be dispositioned. Russia, on the other hand, has made few major policy decisions.

2.1 U.S. Policy Decisions

The first major U.S. policy decision on plutonium disposition was a 1995 presidential statement declaring 52 metric tons of plutonium excess to military needs. This amount included 38 metric tons of weapons plutonium and 14 metric tons of scrap plutonium. In January 1997, the Department of Energy issued a Record of Decision (6) that determined the method of plutonium disposition: a “dual-track” plan that would burn some plutonium as mixed oxide fuel (MOX) in existing, domestic, light water reactors and would immobilize the rest in a solid form.

Later in 1997 the Department of Energy made two additional decisions regarding the immobilization of plutonium. They decided on a can-in-canister design that would have cans of plutonium-containing glass or ceramic loaded onto a rack inside a larger canister around which would be poured highly radioactive glass, which provides a radiation barrier to theft (7). The basic reason for the choice of this design over a homogeneous design was cost. By September 1997, the Energy Department had selected ceramic over glass as the waste form of choice for plutonium (8). Ceramic had a number of advantages over glass including cost, safety, transparency, and repository performance.

In January 2000, the Department of Energy announced its latest policy decision on plutonium disposition (9). This second Record of Decision established a hybrid plan, by which up to 33 metric tons of plutonium would be dispositioned by burning as MOX fuel and 17 metric tons would be dispositioned by immobilization. It also determined that most disposition facilities would be located at the Savannah River Site in Aiken, South Carolina. The Savannah River Site will acquire (1) a pit conversion and disassembly facility where the plutonium “pits” (cores of nuclear warheads) will be dismantled and converted to PuO₂ powder, (2) a MOX fuel fabrication facility to be run by a consortium of Cogema, Duke Energy, and Stone and Webster, and a (3) immobilization facility to produce the plutonium-containing ceramic and the canisters with high-level waste glass. The Record of Decision also selected the nuclear power reactors in the United States that would burn the MOX fuel: Duke Power’s Catawba and McGuire plants (2 reactors at each site) and Virginia Power’s two North Anna reactors. Virginia Power has recently pulled out of the agreement for financial reasons and it is not clear whether other reactors will be added to fill the gap (10). In an effort to prove the technical viability of the MOX process, Los Alamos National Laboratory recently made MOX guide test assemblies that were irradiated at the Idaho Test Reactor and are now being examined by scientists at Oak Ridge National Laboratory.

2.2 Disposition Plans

Although the United States has declared at least 50 metric tons of plutonium as excess to military needs, only 34.5 metric tons of the total is actually weapons grade and available for disposition-

ing processes. As a result, in the Bilateral Agreement, the Russians have decided to match only 34 metric tons of plutonium, not the original 50 metric tons mentioned in previous statements. Of the weapons grade plutonium available for disposition in the United States, 25 metric tons of clean metal will be burned as MOX fuel; 9.5 metric tons of impure metal and oxides will be immobilized; 3.1 metric tons are so dilute that they will be repackaged and sent directly to the Waste Isolation Pilot Project repository in Carlsbad, New Mexico; and 0.6 metric tons of plutonium-containing spent fuel will go directly to a repository when one becomes available (11). Of these sources of weapons plutonium, only the clean and impure metal and oxide are covered under the Bilateral Agreement. The remaining 14 metric tons is reactor grade plutonium: 7.4 metric tons of impure metals and oxides will be immobilized and 6.9 metric tons of spent fuel will go directly to a repository (11).

Plutonium disposition in the United States will not be cheap. Recent cost estimates are approximately \$4 billion (in year 2000 dollars) for disposal of 50 metric tons of plutonium (12). To process 33 metric tons of plutonium through the pit disassembly and conversion facility alone will cost \$1.2 billion, including sunk costs, development costs, design and construction costs, and operating costs. Both the MOX option (for 33 metric tons of plutonium) and the immobilization option (for 17 metric tons of plutonium) will cost \$1.4 billion each, including sunk costs, development costs, design and construction costs, and operating costs. The MOX option cost estimate includes the cost of modifying reactors for MOX use and the credit for the effective value of the fuel.

The United States has developed a schedule for plutonium disposition, although it is entirely contingent on agreement with the Russians and the availability of funds to cover the costs outlined above. The pit disassembly and conversion facility is to begin operations by 2006 with the first MOX fuel to be burned in 2007 (12). Immobilization should begin in 2008 if enough cesium is available from the Savannah River Site high-level wastes for the radiation barrier in the high-level waste glass. Savannah River ran into problems extracting cesium from the high-level waste salts when they discovered that their extraction

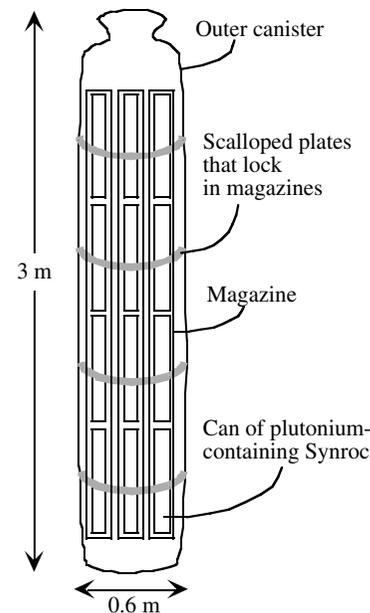


Figure 1: Schematic drawing of current can-in-canister design

method of choice, in-tank precipitation, created a safety hazard by producing too much benzene (13). The Department of Energy, with the aid of the National Academy of Science, is currently considering four alternative processes to extract the cesium (13).

MOX production and use is well established technology used in Europe, but immobilization of plutonium in a ceramic is a new technology and deserves further explanation. The type of ceramic to be produced is a variant of Synroc (14) that has as its plutonium-containing phases zirconolite, pyrochlore, and brannerite (15). It will be produced in glove boxes via a cold-press and sinter technology similar to that used in MOX fuel fabrication (16). The plutonium will be incorporated into the crystalline matrices of the phases above to form the Synroc ceramic. Pucks of the ceramic will be loaded into twenty-eight cans, each containing approximately 1 kg of plutonium, for a total of 28 kg per canister. Four of these cans will be loaded into a magazine, which will lock into an inner frame inside the larger canister, and seven magazines will be loaded into the canister in all (16).

The canister itself will be 3 m in height and 0.6 m in diameter. Radioactive waste glass containing Cs will be poured into the void space in the canister containing the cans to provide a radiation barrier similar to that posed by a spent fuel assembly. Each canister will have a radiation barrier of about 1.3 TBq (36 kCi) to provide a dose rate of about 6.5 Sv/hr (650 rem/hr) at 1 m from the mid-plane of the canister (17). The Department of Energy recently completed a successful test-pour of non-radioactive glass into the canister to ensure that all void spaces are filled.

3. Russian Progress on the Agreement

The vast majority of Russia's 34 metric tons of excess plutonium will be disposed of via the use of MOX in Russian power reactors. The Russians have yet to identify the specific stocks that will make up their portion of the Bilateral Agreement, and they have not released any formal policy decisions on location of disposition processing. Most likely, a pit disassembly and conversion facility, similar to that planned for the Savannah River Site will be constructed at the Mayak facility at Ozersk (previously Chelyabinsk-65). Currently, it appears that five Russian reactors will be used for weapons plutonium disposition: the BN-600 fast reactor (currently operating with a uranium core) and four VVER-1000 light water reactors at the Beloyarsk facility (personal communication, Terry Tyborowski, 2000). Locations for MOX fuel fabrication facilities are still under discussion, and especially contentious at the moment is the decision of whether to use vibropak or pelletized fuel for the BN-600 reactor. If vibropak fuel is used, then it may be fabricated at the Dmitrovgrad facility. Options for the production of pelletized fuel are Mayak and Zheleznogorsk (previously Krasnoyarsk-26) (personal communication, Terry Tyborowski, 2000). In addition to the MOX option, the Russians have verbally agreed to immobilize approximately one metric ton of plutonium, though no details on where a facility would be

constructed or what sources of plutonium would be immobilized are available (personal communication, Laura Holgate, 2000).

4. The Bilateral Plutonium Disposition Agreement

The Bilateral Agreement intends to cover a number of issues related to excess weapons plutonium disposition. For instance, both the United States and Russia have agreed not to reprocess the spent MOX fuel containing excess weapons plutonium until all 34 metric tons are processed, and both sides have agreed not to re-separate immobilized plutonium (5). Furthermore, both countries have agreed that any exports of weapons-plutonium-containing MOX fuel will be subject to the approval of the United States and Russia (5).

Continued proliferation prevention is the main goal of the Agreement and consistent with that goal are provisions for safeguards during the disposition process. Full-scope safeguards will not be possible for either country, but some form of International Atomic Energy Agency (IAEA) monitoring is certain. In the United States, IAEA monitoring will most likely begin after pit disassembly and conversion is complete and continue through the rest of the plutonium processing (18). In Russia, IAEA monitoring will occur further into the process because Russia classifies its plutonium isotopic compositions longer than does the United States (18).

Most important to the success of weapons plutonium disposition will be the ability of both countries to pay for the process and to proceed with disposition of plutonium at equivalent rates. At the outset of negotiating the Agreement, Russia declared that it would not be able to cover the costs of its own plutonium disposition and the United States agreed to help them seek other sources of financing. To this end, the Department of Energy is currently completing a cost estimate for the Russian disposition program. Preliminary cost estimates are in the range of \$1 billion to \$3 billion for processing 34 metric tons of Russian weapons plutonium (personal communication, James Lacy, 2000). For its part, the United States Congress appropriated \$200 million last year for plutonium disposition in Russia and the Clinton administration has proposed another \$200 million to be spent over the next five years. Clearly, though, there is a need for further financing if plutonium disposition is to happen.

Another potentially problematic result of the Agreement is the lack of symmetry in plutonium disposition rates between the two countries. The Agreement sets out two phases of plutonium disposition, with the first phase seeing two metric tons of plutonium processed per year in each country and the second phase seeing four metric tons of plutonium processed per year (5). The problem is that at the outset the United States will likely be able to dispose of up to five metric tons of plutonium per year, of which four metric tons of plutonium will be that covered in the Agreement (personal communication, Laura Holgate, 2000). Russia, on the other hand, may not even be able to process 2 metric tons per year. It is likely that the U.S. Congress would not

approve such an unsymmetrical arrangement and would withhold funding as a result. Therefore, it is essential to bring the two countries' disposition rates into line with one another.

5. What Needs to Be Done: Areas for International Help

It should be clear from the above discussion that for plutonium disposition to proceed in either country, Russia would need help in two areas: financing and disposition capability. Other countries, especially those in Europe may not initially see the need to help with plutonium disposition. On the other hand, European countries, as immediate neighbors of Russia, may actually be the first to feel the results of "leakage" of plutonium from Russia. The potential dangers of "loose nukes" and unsecured fissile materials in the former Soviet Union have been reported on at length by a number of experts (see for example, 19, 20, 21). More importantly, it is in the interest of all nations to ensure the dismantling of Cold War stockpiles of nuclear weapons. Until these weapons are fully dismantled and the fissile materials that powered them returned to a state from which it would take a large effort to reuse them in weapons, the whole world is in danger. To see progress in disarmament, it will be necessary to prove that it is possible to dispose of plutonium from dismantled weapons. To that end, the United States and Russia will need the aid of other countries.

First, the United States is seeking financial aid to help Russia complete the disposition process. U.S. representatives will attempt to find additional funding from the G-8 nations at the summit meeting in Japan in July 2000. It should also be mentioned that the U.S. Congress could appropriate enough funds to cover Russian plutonium disposition (especially if they give up certain other projects such as national missile defense), but the likelihood of that happening with the current Congressional membership is low.

Second, Russia will need help in reaching the target of disposing four metric tons of plutonium per year. One possibility outlined in a National Academy of Science report (22) is to burn some of the Russian MOX fuel in Canadian CANDU reactors. The first tests for such a plan will occur in the summer of 2000 at the Chalk River facility in Ontario, Canada. The use of Canadian reactors is complicated by the distances over which fresh MOX fuel would have to travel and the ability of CANDU MOX fuel to meet the spent fuel standard. Another option would be to use more Russian VVER-1000 reactors - there are seven operating VVER-1000 reactors in Russia, but the three remaining reactors may require too many safety upgrades to make MOX use viable. European reactors would make better candidates for Russian MOX fuel use because of their history of MOX usage, especially those in Germany, France, Belgium, and Switzerland. These countries have reactors that are licensed to use MOX, although MOX made from weapons plutonium may require additional licenses. These countries may see Russian MOX as attractive be-

cause Russia would be required to take back the spent fuel, thus relieving them of the burden of what to do with the waste. On the other hand, transport of MOX fuel is contentious in Europe, especially Germany, and many of these countries have stockpiles of their own plutonium that they are struggling to use as MOX fuel. If European countries were to aid Russia in its plutonium disposition, then certainly the respective governments would have to be involved in the negotiations along with nuclear industry representatives.

Clearly, disposition of excess weapons plutonium is technically within the grasp of both the United States and Russia. The uncertainty lies in political agreements to be reached by both countries. The completion of the Bilateral Plutonium Disposition Agreement will be the first major step towards the start of actual disposition. It is in the interest of all countries to reduce the nuclear risk by encouraging plutonium disposition. Once both the United States and Russia actually begin to dispose of their weapons plutonium, a precedent will be established that should encourage further arms reductions.

References

1. J. C. Mark, *Science and Global Security* 4, 111-128 (1993).
2. Department of Energy, "Plutonium: The First Fifty years: United States Plutonium Production, Acquisition, and Utilization from 1944 to 1995" (Department of Energy, 1996).
3. D. Albright, F. Berkhout, W. Walker, *Plutonium and Highly Enriched Uranium 1996 World Inventories, Capabilities and Policies*. SIPRI, Ed. (Oxford University Press, Oxford, 1997).
4. National Research Council, *Management and Disposition of Excess Plutonium* (National Academy Press, Washington, D.C., 1994).
5. L. Holgate, *Journal of Nuclear Materials Management* Fall, 10-14 (1999).
6. Department of Energy, "Record of decision for the storage and disposition of weapons-usable fissile materials final programmatic environmental impact statement" January 14, 1997.
7. L. Gray, T. Gould, "Immobilization Technology Down-Selection Radiation Barrier Approach" *UCRL-ID-127320* (Lawrence Livermore National Laboratory, 1997).
8. Lawrence Livermore National Laboratory, Technical Recommendation for the Immobilization of Plutonium, August 27, 1997, Department of Energy.
9. Department of Energy, "Record of Decision Issued for Surplus Plutonium Disposition" (Department of Energy, 2000).
10. H. J. Hebert, "Virginia Power Pulls Out of Plutonium Fuel Program," *Associated Press Wire*, April 8, 2000 2000.
11. Department of Energy, "U.S. Surplus Plutonium by Material Type and Disposition Pathway" <http://twilight.saic.com/md/> (Office of Fissile Material Disposition, 1999).
12. Office of Fissile Materials Disposition, "Plutonium Disposition Life Cycle Cost and Cost-Related Comment Resolution Document" *DOE/MD-0013 Rev. 0* (Department of Energy, November 1999).
13. National Research Council, "Interim Report - Committee on Cesium Processing Alternatives for High-Level Waste at the Savannah River Site" (National Academy of Sciences, 1999).
14. A. E. Ringwood, *Mineralogical Magazine* 49, 159-176 (1985).
15. Plutonium Immobilization Project, "Plutonium Immobilization Project Baseline Formulation" *UCRL-ID-133089/PIP-99-012* (Livermore National Laboratory, 1999).
16. L. Gray, M. McKibben, "Plutonium Immobilization Project - The Spent Fuel Standard - Does the Can-in-canister Concept for Plutonium Immobilization Measure Up?" *UCRL-JC-134620* (Fissile Materials Disposition Program, 1999).
17. L. Gray, G. Hovis, R. Jones, M. Smith, "The Can-In-Canister - Then and Now" *PIP-99-151* (Fissile Materials Disposition Program, 1999).
18. L. Holgate, *Journal of Nuclear Materials Management* Fall, 15-22 (1999).
19. G. Allison, S. Miller, O. Cote, R. Falkenrath, *Avoiding Nuclear Anarchy* (MIT Press, Cambridge, MA, 1996).
20. M. Bunn, J. Holdren, *Annual Review of Energy and the Environment* 22, 403-486 (1997).
21. M. Bunn, "The Next Wave: Urgently Needed New Steps to Control Warheads and Fissile Material" (Carnegie Endowment for Peace and the Managing the Atom Project, 2000).
22. National Research Council, *Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium: Reactor-Related Options* (National Academy Press, Washington, DC, 1995).

Umgang mit deutschem Reaktorplutonium im europäischen Kontext

Wolfgang Liebert, Christoph Pistner, Alexander Glaser

Interdisziplinäre Arbeitsgruppe Naturwissenschaft, Technik und Sicherheit (IANUS) der
Technischen Universität Darmstadt¹

Nicht nur speziell für den militärischen Bereich produziert es sog. Waffenplutonium (WPu) stellt aus Sicht der Nichtweiterverbreitung von Massenvernichtungswaffen (Non-Proliferation) ein Problem dar. Auch die im zivilen Bereich angefallenen Überschüßmengen an Plutonium, die auf absehbare Zeit nicht als Mischoxid-Brennstoff (MOX) Verwendung finden, müssen in Überlegungen zur Entsorgung einbezogen werden.

Zunächst wird ein quantitativer Überblick der Plutoniumbestände im deutschen Zuständigkeitsbereich gegeben. Wenn ein baldiger Abbau dieser Bestände angestrebt wird, müssen Alternativen zur MOX-Strategie entwickelt werden, wobei europäische Besonderheiten auch im Unterschied zur WPu-Problematik zu berücksichtigen sind. Verschiedene Optionen werden vorgestellt: Immobilisierungsstrategien durch Verglasung (mit und ohne vorhergehender Keramisierung) oder durch Produktion spezieller Lagerstäbe; Eliminierungsstrategien in speziellen Reaktoren (Transmutation, z. T. unter Nutzung inerer Brennstoffe). Auf Bewertungsmaßstäbe für Optionen zur Beseitigung von Reaktorplutonium wird knapp eingegangen.

1 Waffentauglichkeit von Plutonium

„Reaktorplutonium“ und „Waffenplutonium“ sind keine sauber getrennten Begriffe. Jegliches Plutonium stammt aus Reaktoren (nur der Brennstoffabbrand unterscheidet sich) und kann weitgehend unabhängig vom Isotopenvektor in Kernwaffen Verwendung finden. In Tabelle 1 sind zwei typische Isotopenvektoren angegeben, für „Reaktorplutonium“ aus Leistungsreaktoren und für „Waffenplutonium“, das speziell für Waffenzwecke produziert wurde. Nur die ungeradzahigen Isotope sind thermisch spaltbar in entsprechenden Reaktoren. Sie sind ebenso spaltbar in Waffenanwendungen, aber auch die geradzahigen

¹ IANUS, TU Darmstadt, Hochschulstr. 10, 64289 Darmstadt

Isotope haben genügend hohe schnelle Spaltquerschnitte, um für Waffenanwendungen brauchbar zu sein.

wt%	²³⁸ Pu	²³⁹ Pu	²⁴⁰ Pu	²⁴¹ Pu	²⁴² Pu	²⁴¹ Am
RPu	1,80	59,00	23,00	12,20	4,00	
WPu	0,01	93,82	5,80	0,13	0,02	0,22

Tabelle 1: Isotopenzusammensetzung von Plutonium aus kommerziellem Leichtwasserreaktor-Brennstoff nach [NEA 1995] (Reaktorplutonium, RPu) und Waffenplutonium (WPu) nach [NAS 1995].²

Aber man muß noch etwas genauer hinschauen: dynamische Effekte bei der Kernwaffenexplosion spielen eine wichtige Rolle, ebenso die Frage der Handhabbarkeit des spaltbaren Materials.

Die Handhabbarkeit für Waffenanwendungen hängt im Falle des Plutoniums im Wesentlichen mit der Zerfallswärme einiger Isotope zusammen (vergl. Tabelle 2).³ ²³⁸Pu liefert mehrere hundert Watt pro Kilogramm. ²⁴¹Am (das auch in anfänglich „reinem“ Plutonium aus dem Zerfall des ²⁴¹Pu entsteht, siehe Fußnote 2) kann ebenfalls einen merklichen Beitrag zur Wärmeleistung des spaltbaren Materials liefern. Vorrichtungen zur Ableitung der Wärme müßten gegebenenfalls bei der Waffenkonstruktion berücksichtigt werden.

Die Dynamik der Waffe kann durch den Neutronenhintergrund aufgrund von Spontanspaltung im spaltbaren Material beeinflusst werden (Frühzündungsproblem). Geradzahige Pu-Isotope liefern den größten Beitrag, entsprechend des Anteils am Isotopenvektor und den zugehörigen Zerfallszeiten allen voran ²⁴⁰Pu gefolgt von ²⁴²Pu und ²³⁸Pu (vergl. Tabelle 2).

Ein Neutron aus Spontanspaltung kann zur Frühzündung der Waffe führen indem die Kettenreaktion gestartet wird bevor eine optimale Kompression des spaltbaren Materials durch den konventionellen Sprengstoff erfolgt ist. Die Wahrscheinlichkeit dafür steigt, je höher der Neutronenhintergrund ist. Die Folge kann eine Reduktion der Energieausbeute sein.

Diese Probleme treten bei Uran als Spaltstoff nicht auf (vergl. Tabelle 3), jedoch muß dann ²³⁵Uran genügend hoch angereichert sein, damit eine praktikable Waffe konstruiert

² Auch nach der Abtrennung von Plutonium aus dem abgebrannten Brennstoff entsteht ²⁴¹Am durch den β^- -Zerfall des ²⁴¹Pu mit einer Halbwertszeit von 14 Jahren. Dies bedeutet, daß 4.7% des ²⁴¹Pu pro Jahr zu ²⁴¹Am zerfallen. Die angegebene Konzentration von ²⁴¹Am bei Waffenplutonium basiert auf einem mittleren Alter (nach Abtrennung) von 20 Jahren, die Zusammensetzung des Reaktorplutoniums entspricht etwa einer Mittelung über die Zusammensetzung der zur Zeit gelagerten Plutoniumbestände.

³ Weitere Probleme beim Umgang mit Plutonium (Hantierung) können durch die auftretende radioaktive Strahlung entstehen. Die wichtigste Quelle für niederenergetische γ -Strahlung ist das ²⁴¹Am. Wir sehen darin aber kein prinzipielles Hindernis für die Verwendbarkeit in Waffen.

	^{238}Pu	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu	^{241}Am	
Wärmerate	560	1.9	6.8	4.2	0.1	114	W/kg
Neutronenrate	2600	0.022	910	0.049	1700	1.2	n/(ms·kg)

Tabelle 2: Wärme- und Neutronenemissionsrate für verschiedene Isotope (Daten nach [Mark 1993]).

Material	Unreflektierte Kugel	Reflektierte Kugel		Neutronen Emis. Rate [n/(ms·kg)]	Wärmerate [W/kg]
	Kritische Masse	Kritische Masse	Masse inkl. Reflektor		
U-233: 100 %	16.13 kg	6.13 kg	231.6 kg	—	—
U-235: 95 % U-238: 5 %	52.22 kg	19.23 kg	341.3 kg	< 0.002	—
U-235: 20 % U-238: 80 %	770.45 kg	358.88 kg	1487.6 kg	< 0.02	—
WPu	10.51 kg	4.64 kg	210.8 kg	53	2.5
Pu-238: 2 % Pu-239: 59 % Pu-240: 23 % Pu-241: 12 % Pu-242: 4 %	13.23 kg	5.81 kg	224.9 kg	329	14.4
Pu-238: 7.7 % Pu-239: 8.5 % Pu-240: 33.4 % Pu-241: 18.9 % Pu-242: 31.5 %	23.89 kg	11.22 kg	276.8 kg	1040	46.4

Tabelle 3: Kritische Massen für Uran- und Plutoniumkugeln verschiedener Isotopenzusammensetzungen. Monte Carlo Simulationen bei 300K mit ENDF/B-V Querschnittsbibliotheken. Reflektor: Sphärische Schale aus natürlichem Uran; Stärke: 10 cm; Dichte: 19.05 g/cc. Dichte des Pu: 19.84 g/cc. Angaben in Prozent sind Atomprozent.

werden kann. Für typisches Waffenplutonium liegt die Wärmerate bei etwa 10W/4kg und es existiert ein Neutronenhintergrund, der durchaus relevant sein kann. Für typisches Reaktorplutonium ist der Neutronenhintergrund im Vergleich mit Waffenplutonium 7-fach erhöht und die Wärmerate liegt bei 60-80 W pro potentiellm Sprengkopf (vergl. Tabel-

le 3). Die kritischen Massen liegen für Waffenplutonium und typisches Reaktorplutonium nur unwesentlich auseinander (vergl. Tabellen 1 und 3).

Simulationsrechnungen von Nicht-Waffenphysikern, deren Ergebnis in Abbildung 1 zusammengefaßt sind, zeigen [Kankeleit et al. 1989]:

- Auch bei Verwendung von Waffenplutonium besteht eine gewisse Frühzündungswahrscheinlichkeit (im Prozentbereich), aber es gibt eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit für eine maximale Energieausbeute (entsprechend 20 kt TNT bei 6 kg Pu).
- Für typisches Reaktorplutonium besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit für Frühzündung, die zu einer Reduktion der Energieausbeute führt. Jedoch wird bei 6 kg Pu ein Minimal-Yield entsprechend 1 kt TNT nicht unterschritten.

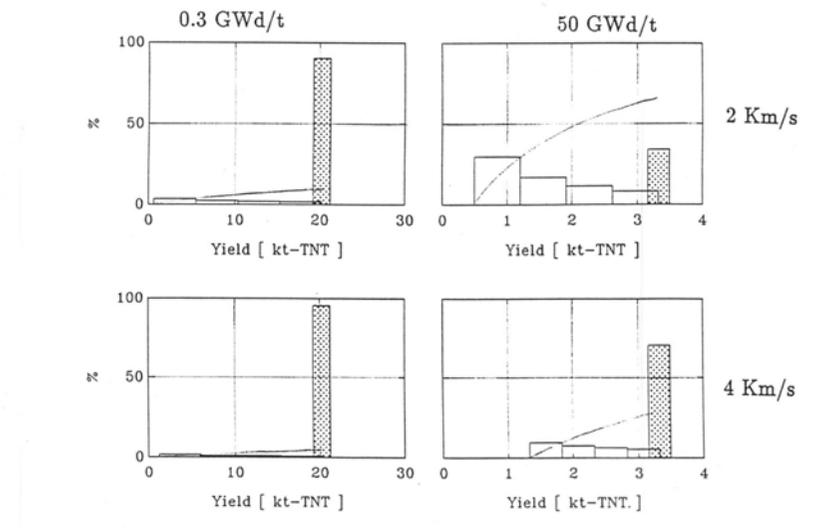


Abbildung 1: Frühzündungswahrscheinlichkeit einer Implosionsbombe mit 6 kg Pu für Waffenplutonium (Abbrand im Reaktor 0,3 GWd/t) und Reaktorplutonium (Abbrand im Reaktor 50 GWd/t) bei niedriger bzw. hoher Kompaktierungsgeschwindigkeit von 2 bzw. 4 km/s. Angabe der Energieausbeute/Yield in kt TNT [Kankeleit et al. 1989].

Wird die Waffentechnik verbessert (Erhöhung der Implosionsgeschwindigkeit durch den konventionellen Sprengstoff von 2 km/s auf 4 km/s) besteht eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit für eine mittlere Energieausbeute entsprechend 3-4 kt TNT; sie ist gegenüber dem theoretischen Maximum von 20 kt zwar reduziert aber doch bereits recht hoch. Eine weitere Steigerung der Sprengkraft könnte durch das sogenannte Tritium-Boosting erreicht werden. Indem 1-2 g Tritium in die Spaltstoff-Hohlkugel inkorporiert wird, kann durch die entstehenden Fusionsneutronen die Spaltausbeute durchaus um einen Faktor 5-10 gesteigert werden. So wäre die Vergleichssprengkraft einer Waffenplutonium-Bombe von 20 kt TNT erreichbar oder gar überschreitbar. Hierdurch würde das Problem der Frühzündung unbedeutend.

Aus der so dokumentierten Waffenverwendbarkeit von Reaktorplutonium folgt: Bemühungen um die Nichtverbreitung von Kernwaffen müssen sich dringend dem Problem vorhandener Mengen abgetrennten Reaktorplutoniums zuwenden. Die Beseitigung von gelagertem Plutonium, egal ob es sich um Waffen- oder Reaktorplutonium handelt, steht an.

Weltweit liegen etwa 250 t Waffenplutonium vor. Etwa 180–190 t Reaktorplutonium werden in abgetrennter Form gelagert, die Tendenz ist steigend. Mehr als 800 t Plutonium befinden sich noch in abgebrannten Brennelementen.

2 Plutonium in deutscher Verantwortung

Über die deutsche Situation liegen viel zu wenig Daten vor, die die Öffentlichkeit informieren. Eine politisch verordnete Geheimhaltungspolitik hat über Jahrzehnte den Umgang mit Plutonium in Deutschland begleitet. Wir stellen hier einige Ergebnisse aus einem Versuch der Bilanzierung durch IANUS vor [Kalinowski et al. 2000].

Abgetrennt gelagerte Plutoniumbestände entstehen aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente aus Reaktoren deutscher Energieversorgungsunternehmen (EVU). Die Wiederaufarbeitung findet inzwischen gewissermaßen im europäischen Verbund statt. Über 8000 t SM (Schwermetall) an Brennstoff deutscher EVU sind prinzipiell für die Wiederaufarbeitung kontrahiert aufgeteilt in Altverträge und Neuverträge, die nach der Aufgabe von Wackersdorf eingegangen wurden (vergl. Abbildung 2). Knapp die Hälfte davon ist bislang tatsächlich wiederaufgearbeitet worden, überwiegend in Frankreich. Von den Altverträgen, die 5641 t SM umfassen, waren bis Anfang 1999 3667 t SM abgearbeitet.

Die Summe bisher abgetrennten Plutoniums beträgt 32-38 t. Die erhebliche Schwankungsbreite entsteht dadurch, daß weder die Reaktorabbrände noch die Wiederaufarbeitungskampagnen öffentlich detailliert bekannt wären. Wenn alle Verträge abgearbeitet würden, kämen nochmals etwa 34-42 t hinzu.

Kann diese zusätzlich anfallende Menge begrenzt werden? Die Neu-Verträge sind zum Teil sog. Bedarfsmengenverträge, die ohne Pönalen gekündigt werden könnten. Genauer es ist

Mengen an Brennelementen [t SM], für die Wiederaufarbeitungsverträge deutscher EVUs noch bestehen oder abgearbeitet sind (Stand: Mitte 1999)
Gesamtmenge: 8200 t SM

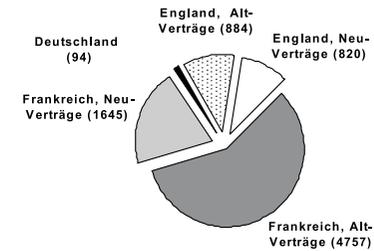


Abbildung 2: Mengen an abgebranntem Brennstoff [t SM], für die Wiederaufarbeitungsverträge deutscher EVU noch bestehen oder bereits abgearbeitet sind (Stand Mitte 1999). Gesamtmenge: 8200 t SM [Kalinowski et al. 2000].

leider öffentlich nicht bekannt. Mehr wäre sicherlich kündbar. Kürzlich hat ein Vertreter der Preussen-Elektra Zahlen dazu genannt, aus denen ableitbar ist, daß der zukünftige zusätzlich Anfall abgetrennten Plutoniums problemlos auf 23 t begrenzt werden könnte.

Seit 1965 wird in Deutschland Uran-Plutonium-Mischoxid-Brennstoff (MOX) hergestellt. Etwa ein Viertel des angefallenen abgetrennten Plutoniums, nämlich 8,5 t, wurden in den Jahren 1972 bis 1992 in Deutschland zu MOX verarbeitet, der größte Teil zu LWR-Brennstoff (Gehalt 5,7 t Pu). Danach hat es keine MOX-Produktion in Deutschland mehr gegeben.

In Deutschland haben 12 Reaktoren eine Lizenz für MOX, drei haben bislang keinen Gebrauch davon gemacht. Der Pu-Gehalt im Brennstoff ist begrenzt (etwa 3,5 % thermisch spaltbares Pu). In der Regel darf – aus Gründen der Reaktorsicherheit – nur ein Viertel bis ein Drittel des Kerns mit MOX-Brennelementen belegt werden (nur ein Reaktor hat eine Lizenz für 50% MOX). Bis Ende 1997 wurden 283,3 t SM MOX, entsprechend maximal etwa 8,3 t Pu, eingesetzt. Im Jahr 1997 wurden 1,3 t Pu in Form von MOX in deutschen Reaktoren eingesetzt. 1999 wurden MOX-Brennelemente mit einem Gehalt von 3 t Pu an EVU ausgeliefert. Demgegenüber fallen etwa 3,5 t abgetrennten Plutoniums pro Jahr aus Brennelementen deutscher EVU in der französischen Wiederaufarbeitung an.

Anfang 1999 lagen 64-80 t Pu in deutscher Verantwortung vor, etwa 40-49 t davon noch eingebettet in abgebrannten Brennstoff. Daraus ergibt sich, daß Anfang 1999 etwa 24-31

t Pu separiert gelagert wurden, der größte Teil davon in Frankreich.⁴

Eine Anmerkung zu den auf Basis unserer unvollständigen Datenkenntnis noch unvermeidbaren Schwankungsbreiten: 1995 veröffentlichte das US-Energieministerium erstmalig eine Plutonium-Bilanz [DoE 1996]. Danach erhielten die USA in den Jahren 1944-1994 Zugriff auf etwas mehr als 111 t Pu. Das Energieministerium mußte einräumen, daß die Inventardifferenzen 2,8 t umfassen, also knapp 3% des Gesamtinventars. Keiner weiß, ob sich in dieser Zahl auch verloren gegangenes oder abgezweigtes Plutonium verbergen. Angesichts der Brisanz des Materials können solche Inventardifferenzen oder Schwankungsbreiten nicht dauerhaft geduldet werden. Es wird nochmals deutlich, wie dringlich es ist, jegliche Plutoniummengen nachhaltig dem Zugriff zu entziehen.

3 Umgang mit Plutonium aus deutscher Verantwortung

Zum 1.1.1999 wären unter Berücksichtigung des zukünftigen weiteren Anfalls 58-72 t Pu zu verarbeiten. Dies ist eventuell auf 47 t reduzierbar, wenn Teile der Wiederaufarbeitungsverträge gekündigt werden. Weitere Reduktionen (etwa auf wenig mehr als 30 t) wären theoretisch denkbar, sind aber von den EVU bislang nicht gewollt. Mindestens 45 t Pu (eventuell 60 t oder mehr) wären demnach ab Frühjahr 2000 (bei begrenzter Fortsetzung der Wiederaufarbeitung) noch als MOX in Deutschland zu fahren.

Theoretisch könnte gemäß der existierenden MOX-Lizenzen etwa 100 t SM entsprechend knapp 5 t Pu pro Jahr in LWR absorbiert werden. Die MOX-Vertragsmengen sind an solche großen Mengen aber nicht angepaßt (zur Zeit: 260 t SM in Frankreich; 40 t SM in UK; 150 t SM in Belgien)⁵. Der tatsächliche MOX-Einsatz in Deutschland bleibt überdies weit hinter den theoretischen Möglichkeiten zurück.

Falls 2 t Pu pro Jahr als MOX in Reaktoren absorbiert werden könnten, würde der Umsatz des abgetrennten Plutoniums etwa 22 (bzw. 30 Jahre oder mehr) benötigen. Falls der Einsatz auf 3 t Pu pro Jahr gesteigert werden könnte, würde der Umsatz 15 Jahre (bzw. 20 Jahre oder mehr) benötigen. Dies paßt nicht mit den Restlaufzeiten für Reaktoren innerhalb eines Ausstiegsszenarios überein. Nur die weitere Reduktion anfallender Plutoniummengen durch frühzeitige Beendigung der Wiederaufarbeitung und/oder die Entwicklung von Alternativen zur MOX-Strategie bieten Auswege aus dem Engpaß.

Darüber hinaus weist der Einsatz von MOX-Brennstoff weitere Nachteile im Vergleich zu gewöhnlichem Uranbrennstoff auf. So führt der erhöhte Gehalt von Plutonium im Reaktorkern zu für den Reaktorbetrieb ungünstigeren Betriebseigenschaften. Der geringere Anteil an verzögerten Neutronen bei der Spaltung von Plutonium erschwert die Steuerung

⁴ Detailliertere Angaben dazu finden sich in [Kalinowski et al. 2000].

⁵ Auch die Produktionskapazitäten der europäischen MOX-Fabrikationsstätten können gegenwärtig nicht problemlos prognostiziert werden.

der Reaktorleistung. Der im Vergleich zu Uran andere Verlauf der Wirkungsquerschnitte von Plutonium (mit ausgeprägten Resonanzen im Bereich von langsamen Neutronen) führt darüber hinaus zu ungünstigeren Temperaturkoeffizienten. Weiterhin wird aufgrund des höheren anfänglichen Gehalts an Plutonium eine größere Menge an höheren Aktiniden (Americium, Curium) produziert. Diese stellen aufgrund ihrer starken Wärmeentwicklung, aber auch wegen einer höheren Neutronenstrahlung ein Problem bei Transport, Verarbeitung und Endlagerung der abgebrannten Brennelemente dar.

Die Nutzung von Plutonium zur Energieerzeugung kann aus heutiger Sicht auch nicht mit der Notwendigkeit der Rohstoffnutzung begründet werden. Wegen der heute zur Verfügung stehenden großen Mengen an günstigem Natururan und der beschränkten Restlaufzeiten deutscher Reaktoren ist die Versorgung mit Brennstoff sicher gewährleistet. Darüber hinaus ist die Nutzung von Plutonium im Vergleich zu Uranbrennstoffen auch nicht wirtschaftlich [Hensing 1995]. Dies ist sowohl auf die relativ niedrigen Preise für Uran, als auch auf die vergleichsweise hohen Anforderungen bei der Produktion von MOX-Brennstoff zurückzuführen.

Die MOX-Referenzlösung für den Umgang mit Plutonium in deutscher Verantwortung hat also Nachteile, ist nicht durch andere Gründe als denjenigen eines Abbaus von Plutoniumbeständen zu rechtfertigen und führt aller Voraussicht nach zu Engpässen. Welche Alternativen zu MOX stehen zur Verfügung oder können verfügbar gemacht werden?

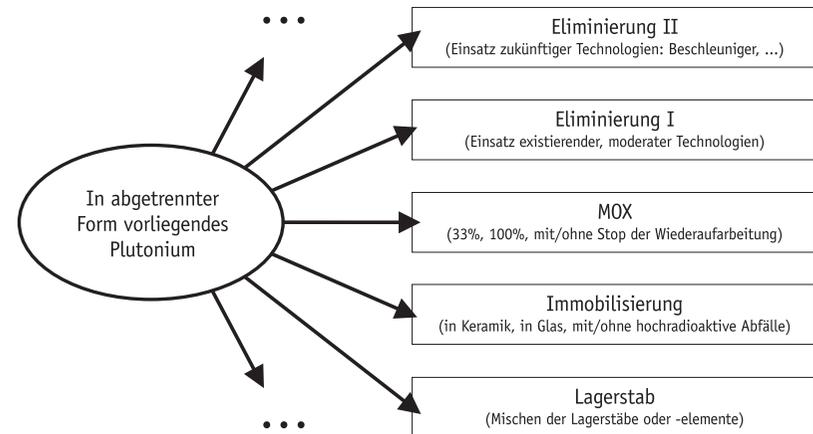


Abbildung 3: Wesentliche Umgangsmöglichkeiten mit abgetrenntem Plutonium

In Abbildung 3 werden wesentliche Umgangsweisen mit bereits in abgetrennter Form vorliegendem Plutonium dargestellt. Eine naheliegende Alternative zur MOX-Option ist es, das Plutonium in einer Lagerform, die letztlich endlagerfähig ist, unzugänglich zu

machen. Diese Immobilisierung des Plutoniums kann zusammen mit existierenden hochradioaktiven Abfällen erfolgen, die gemeinsam verglast werden. Dabei kann zunächst auch eine Einbringung des Plutonium in eine langzeitstabile Keramik vorgenommen werden. Eine Variante ist die Keramisierung des Plutonium analog zur MOX-Produktion bei anschließender Fertigung von Lagerstäben, die gemeinsam mit radioaktiven abgebrannten Brennelementen gelagert werden.

Der Vorteil dieser möglichen Umgehensweisen besteht in dem Aufbau eines intrinsischen Schutzes gegen den direkten Zugriff durch die erzeugte Strahlungsbarriere. Ähnlich wie bei der MOX-Option zerfällt die Strahlungsbarriere allerdings im Verlauf einiger Jahrhunderte und es besteht eine prinzipielle Rückholbarkeit des Plutonium. Die technologischen Herausforderungen für den sofortigen Wiederzugriff auf Plutonium über Wiederaufarbeitung sind teilweise schwieriger teilweise als vergleichbar mit der MOX-Option einzuschätzen.

Eine weitere Gruppe von Alternativen zur MOX-Option sind Möglichkeiten zur weitgehenden Beseitigung der Plutoniummengen. Hierzu müssen bekannte oder neuartige Reaktorsysteme eingesetzt werden. Bei diesen Eliminierungsoptionen geht es um eine möglichst weitgehende quantitative Reduktion der Plutoniumbestände. Eine intrinsische Strahlungsbarriere gegen den Zugriff auf verbleibende Restmengen wird ebenfalls aufgebaut.

In den beiden nächsten Abschnitten werden die Optionen zur Immobilisierung und zur Eliminierung von Plutonium etwas eingehender besprochen.

4 Immobilisierungs-Optionen für Plutonium

4.1 Direktverglasung

Eine Verglasung von radioaktiven Abfällen auf der Basis von Borsilikaten findet bereits statt für Abfälle aus der Wiederaufarbeitung. Erfahrungen liegen in der Nuklearindustrie also vor. Im Forschungszentrum Karlsruhe befindet sich eine kleinere Verglasungsanlage (Verglasungseinrichtung Karlsruhe, VEK) im Aufbau, die 70 Kubikmeter flüssiger Abfälle aus dem Betrieb der Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe verglasen soll.

Neu wäre die Beimischung größerer Mengen an Spaltstoffen. Dazu müßten über in der Silikatmatrix befindliches Bor hinaus ggf. weitere Neutronenabsorber hinzugefügt werden, um Kritikalität auf längeren Zeitskalen auszuschließen. Nur bei einem sehr geringen Plutoniumgehalt von etwa 0,5 % könnte bereits durch die im Borsilikatglas enthaltenen Absorber eine Kritikalität auch auf sehr langen Zeitskalen sicher ausgeschlossen werden [Sylvester 1997]. Schließlich werden Spaltstoffe nur bis zu maximal wenige Prozent beimischbar sein.

Bei der Mischung von Borsilikat-Glasfritte, hochradioaktiver Spaltproduktlösung, Absorber und Plutonium-Oxid im Schmelzofen muß auf eine kritikalitätssichere Zufuhr des

Plutonium geachtet werden. Der Umbau bzw. möglicherweise auch der Neubau einer Verglasungsanlage wäre zu diesem Zweck nötig.

Der Prozeß der Direktverglasung ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt. Das Endprodukt des Prozesses wäre eine lagerfähige Glaskokille, die Plutonium und Spaltprodukte enthält. Eine Begrenzung der Gesamtmenge verglasbaren Plutoniums ergibt sich aus der maximal noch zur Verfügung stehenden Menge an noch zu fertigenden Glaskokillen mit hochradioaktivem Abfall aus der Wiederaufarbeitung.⁶

4.2 Plutoniumverglasung mit vorhergehender Keramisierung

Hierbei handelt es sich um eine Variante des Can-in-canister-Verfahrens⁷, das die europäischen Gegebenheiten berücksichtigt. Wenig Erfahrungen mit der Keramisierung nuklearer Abfälle im Vergleich mit einer entsprechenden Verglasung liegen in Europa vor, aber es bestehen Vorteile gegenüber einer Einbringung von Plutonium (gemeinsam mit hochradioaktiven Abfällen) in Glas allein.

Eine vorhergehende Keramisierung des Plutoniums ist vorteilhaft, da bei einer Einbettung des Plutoniums in eine keramische Matrix eine wesentlich höhere Beständigkeit des Lagerprodukts zu erwarten ist. Zusätzlich lassen sich größere Konzentration von Aktiniden in eine keramische Matrix einbinden, als dies bei Glas als Matrix möglich ist (20 % Aktiniden und mehr sind denkbar). Hierdurch könnte es auch möglich werden, ²³⁸Uran gemeinsam mit Plutonium in die keramische Matrix einzubetten. Dieses würde als zusätzlicher Neutronenabsorber fungieren und auch auf sehr langen Zeitskalen (nach dem Zerfall des Hauptisotops ²³⁹Plutonium zu ²³⁵Uran) eine mögliche Kritikalität ausschließen können. Wegen der generell höheren Aufnahmefähigkeit der keramischen Matrix für fremde Nuklide ist auch die Zugabe weiterer Neutronenabsorber möglich.

Erfahrungen mit der Keramisierung von Plutonium liegen in Europa in Form der MOX-Fertigung vor. Im Falle einer Keramisierung mit dem Ziel einer direkten Endlagerung sind keine hohen Qualitätsstandards für die Fertigung erforderlich, so wie sie bei einer Fertigung von Brennstoffen für den Reaktoreinsatz zu fordern sind.⁸ Ein Plutoniumgehalt in MOX von 6,7 % bzw. 14 % (entsprechend 5 bzw. 10 % Spaltstoffanteil) wäre realisierbar [Küppers et al. 1999].

Der Prozeß der Verglasung mit vorhergehender Keramisierung nach dem Can-in-canister-Verfahren ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt. Das Endprodukt des Prozesses wäre ebenfalls eine lagerfähige Glaskokille, die Plutonium und Spaltproduktlösung enthält. Eine

⁶ Weitere Informationen zur Direktverglasung finden sich beispielsweise in [Küppers et al. 1999].

⁷ Vergleiche die Ausführungen im Beitrag von Allison MacFarlane in diesem Band.

⁸ Durch den kürzlich bekannt gewordenen Fälschungsskandal beim britischen Brennstoffhersteller BNFL ist auch belegt, daß es bedeutende Schwierigkeiten bei der Einhaltung der notwendigen Qualitätsstandards in der MOX-Produktion gibt. Dieser Fall wird voraussichtlich zur Rücknahme bereits nach Japan gelieferter Brennstoffe durch BNFL führen.

Begrenzung der Gesamtmenge verglasbaren Plutoniums ergibt sich auch hier aus der maximal noch zur Verfügung stehenden Menge an noch zu fertigenden Glaskokillen mit hochradioaktivem Abfall aus der Wiederaufarbeitung.⁹

4.3 Lagerstabverfahren mit Fertigung von Lagerelementen

Wenn man berücksichtigt, daß die Strahlungsbarriere sowohl bei den bisher beschriebenen Immobilisierungsoptionen als auch der MOX-Option nicht unbegrenzt wirksam ist (die dafür wirksamsten Spaltprodukte haben eine Halbwertszeit von nur bis zu 30 Jahren), kann auch über Vereinfachungen gegenüber der Verglasungsoption mit vorausgehender Keramisierung des Plutoniums nachgedacht werden. Daher hat das Öko-Institut vorgeschlagen, das Plutonium zunächst zu MOX zu verarbeiten, um es dann in Brennstäbe zu verbringen, die als Lagerstäbe geeignet sind.

Der Plutoniumgehalt des MOX, der nicht den üblichen Brennstoffspezifikationen entsprechen muß, kann 6,7 % oder auch 13,9 % sein (entsprechend 5 bzw. 10 % Spaltstoffanteil). Aus den Lagerstäben sollen DWR-Lagerelemente assembliert werden, die 38 bzw. 80 kg Plutonium enthalten könnten. Ein Lagerelement könnte gemeinsam mit 18 abgebrannten Brennelementen, die eine Strahlungsbarriere garantieren, in einen geeigneten Lagerbehälter verpackt werden.

Der Prozeß des Lagerstabverfahrens ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt. Weitere Details finden sich in [Küppers et al. 1999]. Erfahrungen mit der Produktion von Lagerstäben und -elementen wurden bereits im Leerfahrprogramm für den Hanauer Plutoniumbunker gesammelt. Eine Beschränkung des Plutoniumumsatzes ist nur durch die Nutzungsmöglichkeit von MOX-Fertigungskapazitäten gegeben.

4.4 Lagerstabverfahren mit Stabaustausch

Der eben beschriebene Prozeß kann auch etwas komplizierter gestaltet werden. Die Assemblierung der Lagerelemente kann auch so erfolgen, daß produzierte Lagerstäbe mit Stäben aus abgebrannten Brennelementen gemischt werden. Auf diese Weise wären die Lagerelemente selbst mit einer Strahlungsbarriere gegen direkten Zugriff geschützt. Der Prozeß des Lagerstabverfahrens mit Stabaustausch ist in Abbildung 4 skizziert.

4.5 Vergleich der Immobilisierungsoptionen

In [Küppers et al. 1999] wurde eine (erste) Einschätzung der Machbarkeit sowie der Vor- und Nachteile der Immobilisierungsoptionen vorgenommen. Dies ist in Tabelle 4 zusammengefaßt.

⁹ Weitere Informationen finden sich in [Küppers et al. 1999].

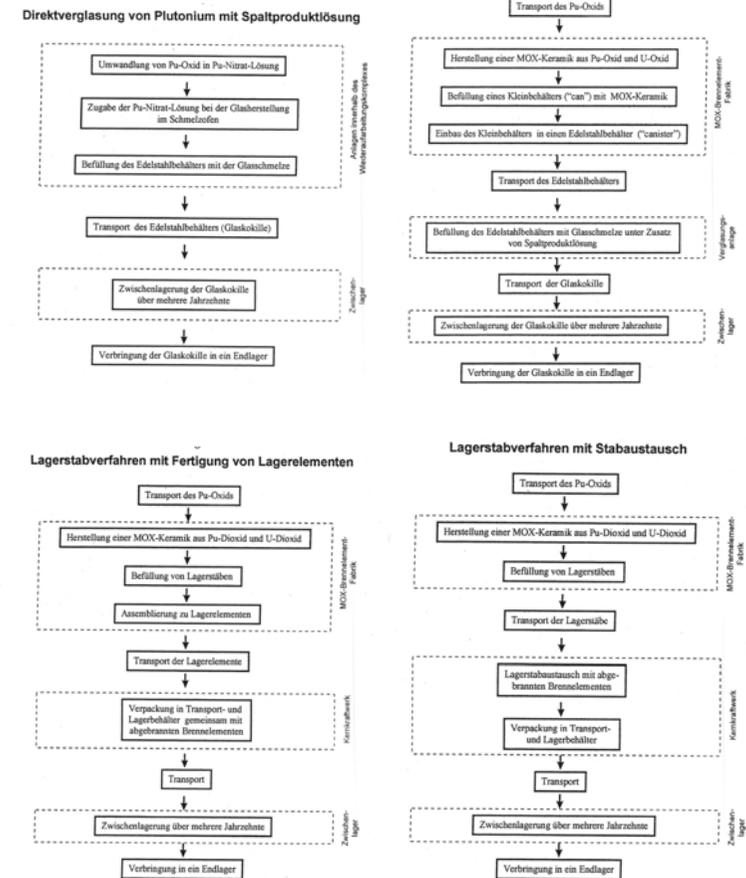


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Verglasung von Plutonium mit hochradioaktiver Spaltproduktlösung direkt bzw. nach vorheriger Keramisierung (Can-in-canister) und der Lagerstabverfahren mit Fertigung von Lagerelementen bzw. mit Stabaustausch. [Küppers et al. 1999]

Für alle Verfahren bis auf die Direktverglasung liegen ausreichende Erfahrungen vor, Anlagen zur Durchführung sind in europäischen Ländern vorhanden, der Bedarf für zusätzli-

che Genehmigungen ist gering. Die verarbeitbare Jahresmenge beträgt jeweils mindestens mehrere Tonnen Plutonium. Beim Can-in-canister-Verfahren könnte die Jahresmenge allerdings kleiner ausfallen. Bei den Verglasungsverfahren ist die Gesamtmenge begrenzt durch den gewählten Plutoniumanteil im Lagergebäude und der insgesamt für dieses Verfahren zur Verfügung stehende Menge an hochradioaktivem Abfall aus der bereits durchgeführten Wiederaufarbeitung. Bei allen Verfahren entsteht ein (end)lagerungsfähiges Produkt.

Was die Kosten anbetrifft, so werden recht große Bandbreiten angegeben, da die Investitions- und Betriebskosten von einer Reihe von Faktoren abhängen, die noch genauer eingegrenzt werden müßten. (Um 10 Tonnen Plutonium auf eine dieser Weisen umzusetzen, muß mit Kosten von ca. 360 Mio. bis 1,4 Mrd. DM gerechnet werden.) Um die betriebswirtschaftliche Attraktivität für die EVU einschätzen zu können, ist der Vergleich mit den Mehrkosten des MOX-Brennstoffeinsatzes gegenüber Uraneinsatz in Reaktoren interessant. Diese Kosten liegen bei 67.000-87.000 DM pro kg Plutonium. Es handelt sich also um dieselbe Größenordnung, was die Kosten angeht. Die Immobilisierungsverfahren erscheinen also zunächst auch unter dem Kostengesichtspunkt als attraktiv. Genauere Berechnungen müßten allerdings noch vorgenommen werden.

	Can-in-canister-Verfahren	Direktverglasung mit Spaltprodukten	Lagerstabverfahren mit Lagerelementfertigung	Lagerstabverfahren mit Stabaustausch
größttechnische Erfahrung für Schritte vor Endlagerung	liegt vor	liegt größtenteils vor	liegt vor	liegt vor
Neue Anlagen erforderlich	nein	neue Verglasungsanlage erforderlich	nein	nein
Bedarf für Genehmigungen	gering	groß	gering	gering
verarbeitbare Jahresmenge Pu-tot in kg	ca. 900 - 1800	ca. 4000	ca. 3300 - 7000	ca. 3300 - 7000
behandelbare Gesamtmenge Pu-tot in kg	ca. 4000 - 16000	ca. 3000 - 9000	keine Obergrenze (Kostenbasis hier 1000 - 25.000 kg)	keine Obergrenze (Kostenbasis hier 1000 - 25.000 kg)
Kosten in DM/kg Pu-tot	ca. 36.000 - 115.000	ca. 23.000 - 25.000	ca. 42.000 - 139.000	ca. 43.000 - 142.000
endlagerfähiges Produkt	ja	ja	ja	ja

Tabelle 4: Vergleich wichtiger Faktoren für die Machbarkeit von Immobilisierungsverfahren (nach [Küppers et al. 1999]).

5 Eliminierungsoptionen für Plutonium

Eine quantitative Beseitigung von Plutonium kann nur durch Spaltung in Reaktoren erfolgen. Den Reaktoreinsatz halten wir nur dann für sinnvoll, wenn

1. die Plutonium-Beseitigung mit sehr hoher Effizienz geschieht,
2. die verwendeten Verfahren eine hohe Proliferationsresistenz aufweisen und
3. hohe Sicherheits- und Umweltstandards eingehalten werden.

In allen diesen Aspekten sollten Eliminierungsverfahren besser bewertet werden können als der heute übliche Reaktoreinsatz. Insbesondere sollte daher der Einsatz von Brutstoffen, in denen Plutonium im Reaktor nachproduziert würde, vermieden werden und es sollte keine (erneute) Wiederaufarbeitung des verwendeten Brennstoffs erfolgen. Unkonventionelle Betriebsstrategien für verwendete Reaktoren sollten nicht ausgeschlossen werden, wie beispielsweise der Verzicht auf Stromproduktion als Preis für eine hohe Effizienz der Plutoniumvernichtung.

Die Effizienz eines Reaktorsystems zur Eliminierung von Plutonium läßt sich durch die Menge des gespaltenen Plutoniums beurteilen. Eine Anlage mit einer thermischen Leistung von 1 GW thermisch spaltet pro Jahr rund 370 kg Plutonium. Je dichter die tatsächlich vernichtete Plutoniummenge an diese physikalisch gegebene Obergrenze heranreicht, desto effizienter arbeitet das betrachtete System.

Wir haben bei IANUS eine Potentialabschätzung auf der Basis existierender Leichtwasserreakorteknologie vorgenommen.¹⁰ Simulationsrechnungen wurden für verschiedene Brennstoffzusammensetzungen durchgeführt. Wie beziehen uns hier exemplarisch auf einen plutoniumhaltigen Brennstoff mit einer Anfangskonzentration 0,36 g/cm³ (dies entspricht in etwa einem MOX-Brennstoff mit einem Spaltstoffgehalt von 4%). Als inerte Brennstoffmatrix dient in diesem Beispiel Magnesiumoxid (3,5 g/cm³) und als brennbares Neutronengift, um die erhöhte Anfangsreaktivität des Brennstoffs abzufangen, sowie als Resonanzabsorber Europiumoxid (0,006 g/cm³). Das Brennstabkonzept entspricht demjenigen eines typischen Druckwasserreaktors. Die übliche Leistungsdichte im Brennstoff ist gegenüber einem üblichen Druckwasserreaktor um den Faktor 10 bzw. 4 reduziert. Die Leistungsdichte von nur 30 bzw. 75 Watt/cm³ führt zu deutlich niedrigeren Brennstoff- und Kühlmitteltemperaturen sowie einem niedrigeren Druck. Daraus ergeben sich Vorteile für die Betriebssicherheit des Reaktors. Dies ist insbesondere wegen des hohen Plutoniumgehalts im Reaktor ein wichtiges Kriterium. Auf die Stromproduktion müßte allerdings aufgrund der zu niedrigen Kühlmitteltemperatur verzichtet werden. Dieser Verzicht

¹⁰ Vergleichbare Ideen wurden erstmals vom Idaho National Engineering Laboratory (INEL; heute: INEEL) im Auftrag der National Academy of Sciences diskutiert [Ryskamp et al. 1993]. Ergebnisse für die Beseitigung von Waffenplutonium wurden von uns bereits bei der DPG vorgestellt [Liebert et al. 1998].

wirkt sich jedoch auch positiv auf den erreichbaren Plutoniumumsatz aus, da bereits stark abgebrannte Brennelemente an entsprechend ausgewählten Reaktorpositionen noch länger bestrahlt werden können, um so einen möglichst hohen Plutoniumabbau zu erreichen, selbst wenn dabei nur noch wenig Energie freigesetzt wird, was aus ökonomischer Sicht unattraktiv wäre. Eine Wiederaufarbeitung des Brennstoffs ist nicht vorgesehen, da diese einen erneuten, direkten Zugriff auf Plutonium ermöglichen würde, was aus Non-Proliferationsgründen vermieden werden soll.

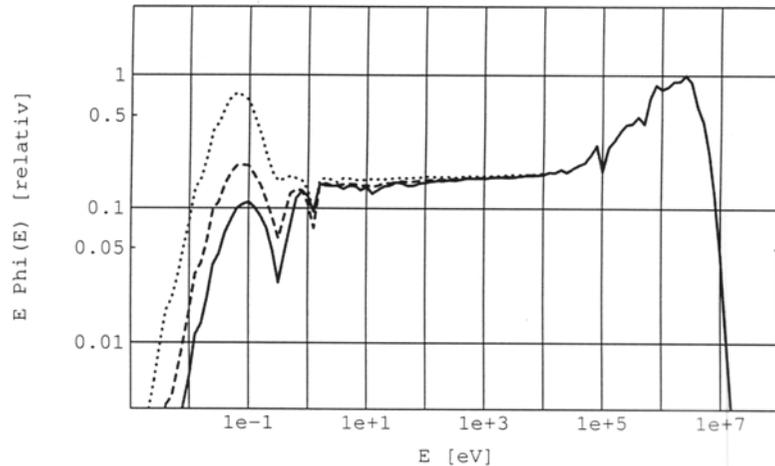


Abbildung 5: Abbrandabhängige Entwicklung des Neutronenspektrums in logarithmischer Darstellung $E \cdot \Phi(E)$ des im Text beschriebenen Brennstoffs, frisch (—), nach 4500 Tagen (- - -), nach 9000 Tagen (.....).

Für eine Potentialabschätzung eines solchen Systems kann nicht auf bekannte Reaktorspektren zurückgegriffen werden, da das Neutronenspektrum deutlich abbrandabhängig ist (vergl. Abbildung 5). Es müssen spezielle MCNP-Simulationsrechnungen durchgeführt werden. Die vorgestellten Resultate basieren schließlich auf Zellabbrandrechnungen.¹¹

In Abbildung 6 sind Ergebnisse der Rechnungen für eine Leistungsdichte von 75 Watt/cm³ dargestellt. Der Umsatz des Schwermetalls ist darin durch eine Gerade gegeben, deren Steigung dem pro Zeiteinheit gespaltenen Brennstoff entspricht. Die anfängliche Steigung der Kurve für ²³⁹Pu nimmt im Laufe des Abbrandes ab, da neben ²³⁹Pu zunehmend auch andere Plutoniumisotope sowie weitere Aktiniden zur Energiefreisetzung durch Spaltung beitragen.

¹¹ Zu Details der Berechnungsverfahren vergl. [Glaser 1998] und [Pistner 1998].

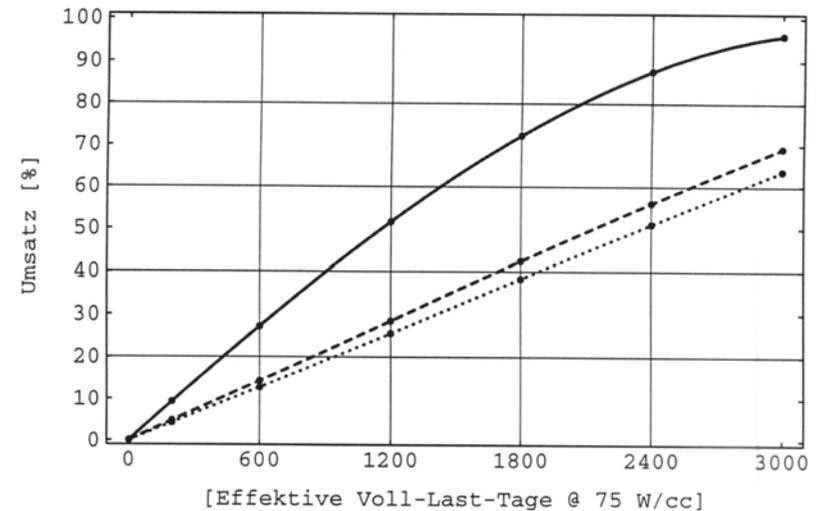


Abbildung 6: Prozentualer Umsatz für ²³⁹Pu (—), Gesamt-Plutonium-Inventar (- - -) und Schwermetall-Inventar (.....).

Nach 8 Jahren Reaktoreinsatz würde ²³⁹Pu zu 96 % umgesetzt. Von eingesetzten 100 kg Reaktorplutonium befänden sich nach 8 Jahren noch 31,8 kg im abgebrannten Brennstoff, darunter nur noch etwa 3 kg ²³⁹Pu. Etwa 5,5 kg weitere Aktiniden wären durch den Reaktoreinsatz entstanden.

Der Isotopenvektor würde durch diesen Reaktoreinsatz deutlich verändert, wie Tabelle 5 im Vergleich mit Tabelle 1 zeigt. Im unteren Teil von Tabelle 3 sind Angaben für kritische Masse, Neutronenhintergrund und Wärmeraten für diesen Isotopenvektor angegeben. Es zeigt sich, daß die erforderliche kritische Masse für die in Abschnitt 1 angegebenen Bedingungen gegenüber typischem Reaktorplutonium um den Faktor 1,9 bzw. gegenüber Waffenplutonium um den Faktor 2,4 erhöht ist. Der Neutronenhintergrund steigt bei der angegebenen kritische Masse um einen Faktor 6,1 bzw. 47,4, die Wärmeleistung hat sich mit etwa 520 Watt so weit erhöht (um den Faktor 6,2 bzw. 44,9), daß eine Waffenanwendung bereits in Frage stehen könnte (alle Angaben beziehen sich hier auf die kritischen Massen mit Reflektor).

Es sind auch weitere Simulationsrechnungen zu anderen Brennstofftypen mit dem Ziel der Reduktion von Plutoniumbeständen durchgeführt worden (für einen Überblick siehe bspw. [JNM 1999]. An der Eidgenössischen Technischen Hochschule Lausanne (ETHL) wurde im

Isotopenvektor:	Pu-238	7.7 %
	Pu-239	8.5 %
	Pu-240	33.4 %
	Pu-241	18.9 %
	Pu-242	31.5 %
Schwermetall-Umsatz:		63.67 %
Totaler Plutonium-Umsatz:		68.22 %
Pu-239-Umsatz:		95.67 %

Tabelle 5: Isotopenvektor und Plutoniumbilanz beim Ziel-Abbrand.

Rahmen einer Dissertation eine Untersuchung zu uranfreien Leichtwasserreaktorkernen sowohl für den Umsatz von Waffen- als auch von Reaktorplutonium durchgeführt [Kasemeyer 1998]. Hierfür wurden Reaktorkerne für den Einsatz zur Stromproduktion konzipiert, die auf einer inerten Zirconium-Matrix beruhen. Als besonders geeignetes brennbares Neutronengift wurde hier Erbium identifiziert. Die Arbeit kommt zu dem Schluß, daß für den Fall von Waffenplutonium in inerten Brennstoffen 72,2%, für den Fall von Reaktorplutonium 57,1%, des anfänglichen Plutoniums in entsprechend konzipierten Leistungsreaktoren umgesetzt werden könnte.

In Tabelle 6 wird ein Vergleich verschiedener Reaktorszenarien in Hinblick auf die Plutoniumeliminierung vorgenommen. Die darin angegebene Effizienz des Plutoniumumsatzes bezieht den jeweils erreichten absoluten Umsatz auf den oben genannten Wert von 370 kg pro GW thermisch. Ein Wert der Effizienz größer 1 kann auftreten, da es neben der Umsetzung von Plutonium durch Spaltung auch zu einer Umwandlung in andere Aktiniden (Americium, Curium) kommt.

	$\Delta M(\text{Pu})$ pro Jahr	Effizienz	Plutonium- Reduktion	Pu-239- Reduktion
Uran (LEU)	+94 kg	-0.25	Produktion!	Produktion!
33% MOX	+18 kg	-0.05	Produktion!	15 %
100% MOX	-136 kg	0.37	30 %	55 %
100% Inert	-412 kg	1.11	57 %	95 %
Pu-Burner	-382 kg	1.03	68 %	96 %

Tabelle 6: Plutonium-Umsatz und Effizienz verschiedener Reaktor-Optionen bei 1 GW(th). Die „Pu-Umsatz-Effizienz“ bezieht den Plutonium-Umsatz (durch Spaltung und Transmutation) auf die gesplante Masse von 370 kg pro GW thermischer Leistung.

Der üblicherweise eingesetzte Uranbrennstoff schneidet naturgemäß am schlechtesten ab: Es findet eine Produktion von Plutonium statt. Auch typische MOX-Varianten mit 33%

MOX-Brennstoff im Reaktor-Core führen zur Plutonium-Produktion mit einer entsprechend negativen Effizienz. Nur das Isotop ^{239}Pu wird um 15% reduziert. Eine fiktive MOX-Strategie mit 100% MOX-Brennstoff im Reaktor-Core, die bislang nirgends realisiert wurde, könnte das eingesetzte Plutonium um 30% reduzieren. Das beste Ergebnis erzielt der eben vorgestellte Pu-Burner mit seiner Reduktionsrate von 68% und einer Reduktion von ^{239}Pu um 96%. Nur der Brennstoff mit inerten Matrix kommt mit einer ^{239}Pu -Reduktion von 95% dicht an dieses Ergebnis heran. Die Reduktion des Gesamtplutoniums um 57% fällt demgegenüber allerdings deutlich zurück.

Die genannten Zahlen können nun zur Darstellung einer „Beseitigungskampagne“ genutzt werden. In Tabelle 7 sind Werte für eine hypothetische Beseitigung von 45 Tonnen Reaktorplutonium zusammengestellt. Wir wählen 45 Tonnen, weil es sich dabei um eine Menge handelt, die wahrscheinlich derjenigen entspricht, die in deutscher Verantwortung anfallen könnte.

	33% MOX	100% MOX	100% Inert	Pu-Burner
Ausgangslage	45 t RPu (26.6 t ^{239}Pu) in 800 t MOX und 1600 t LEU	45 t RPu (26.6 t ^{239}Pu) in 800 t MOX	45 t RPu (26.6 t ^{239}Pu)	45 t RPu (26.6 t ^{239}Pu)
ΔPu	-13.4 t + 18.6 t = +5.2 t	-13.4 t	-25.7 t	-30.6 t
Pu-Inventar bei Ende der Kampagne	50.2 t (22.6 t ^{239}Pu)	31.6 t (12.0 t ^{239}Pu)	19.3 t (1.3 t ^{239}Pu)	14.4 t (1.1 t ^{239}Pu)
Reaktorjahre _{1 GW_{th}}	296	99	62	77

Tabelle 7: Absolutzahlen für verschiedene Reaktor-Strategien zum Umgang mit Plutonium.

Das verbleibende Plutonium wäre jeweils in abgebrannte Brennelemente eingebettet. Die Gesamtmenge des endzulagernden Plutoniums nimmt bei der üblichen 33% MOX-Option um etwas mehr als 5 t zu. Der Pu-Burner schneidet am besten von allen Optionen ab: Eine Reduktion des Plutoniuminventars um etwa 31 t könnte erwartet werden.

Bei 33% MOX sind schließlich 50,2 t Plutonium (davon 22,6 t ^{239}Pu) zu lagern. Bei der hypothetischen 100% MOX-Option wären es noch 31,6 t (davon 12,0 t ^{239}Pu), bei der inert-Option wären es noch 19,3 t (davon 1,3 t ^{239}Pu). Nach Einsatz des Pu-Burners verblieben 14,4 t Plutonium (davon 1,1 t ^{239}Pu).

Auch der Zeitrahmen für die verschiedenen Optionen unterscheidet sich deutlich. Für den Umsatz der angenommen 45 t Reaktorplutonium benötigt die übliche 33% MOX-Option 296 Reaktorjahre (auf 1 GW_{th} bezogen), die Pu-Burner-Option benötigt 77 Reaktorjahre und die Option auf Basis einer inerten Matrix 62 Reaktorjahre.

Bei den hier vorgestellten Optionen handelt es sich um relativ realistische technische Möglichkeiten. Sicherlich wären noch einige genehmigungsrechtliche Fragen und mögliche Probleme der Brennstoffherstellung und der Reaktorsicherheit zu klären. Daneben werden fernliegende Eliminierungsstrategien diskutiert, in denen beschleunigergetriebene Reaktoren genutzt werden könnten. Bei einmaligem Durchlauf durch solche Systeme könnte die eingesetzte Gesamtplutoniummenge möglicherweise um bis zu 80% reduziert werden und die ^{239}Pu -Menge um 98%. Die Entwicklung solcher Systeme würde allerdings noch Jahrzehnte in Anspruch nehmen und das Gelingen kann nicht als gesichert gelten. Auf die Rubbia-Idee eines Energy Amplifiers, der auch zur Plutoniumbeseitigung geeignet sein könnte, gehen wir hier nicht weiter ein, da die Ko-Produktion von $^{233}\text{Uran}$, ebenfalls ein nutzbarer Spaltstoff für Waffenanwendungen, dann genauer diskutiert werden müßte.¹²

6 Schlußbemerkung

Auf der Basis des hier Vorgestellten kann man zu folgender Einschätzung kommen: Aus der Sicht einer dringend geratenen Reduzierung von abgetrennt vorliegenden Plutoniumbeständen erscheint es zunehmend unvernünftig, (ausschließlich) auf die MOX-Option zu setzen. Eine Reihe von wesentlichen Nachteilen sind deutlich geworden. Insbesondere der Vergleich mit anderen Reaktoroptionen zeigt wie schlecht die Strategie der MOX-Nutzung für eine Reduktion von Plutonium abschneidet. Demgegenüber können Immobilisierungsoptionen einsatzfähig gemacht werden. Die besten Aussichten auf eine kurzfristig machbare Realisierung haben die Lagerstabenverfahren und die Can-in-canister Immobilisierung. Diese Optionen sollten alternativ zu MOX dringend weiterentwickelt werden.

Bei der Entwicklung von und einer Entscheidung über technische Möglichkeiten müssen allerdings eine ganze Reihe von Aspekten eine Rolle spielen, die hier nicht ausführlicher dargestellt werden konnten. Wesentliche Kriterien sollen zumindest knapp angedeutet werden¹³:

- zeitlicher Aspekt (technische Realisierbarkeit; Start der Verfahren; Durchsatz/Jahr; Zeitbedarf insgesamt)
- Proliferationsresistenz (Endprodukt in Hinblick auf Menge, Zugänglichkeit, Brauchbarkeit; verwendete Anlagentechnik; Safeguardsaspekte; Auswirkungen auf zivile Technologienutzung)
- ökologische Aspekte (Anlagensicherheit; Radiotoxizitätsbilanz; Normalbetriebsemissionen)

¹² Vergl. zu beschleunigergetriebenen Systemen ausführlicher [Liebert et al. 1999].

¹³ Entwicklungs- und Entscheidungskriterien werden zur Zeit ausführlicher in einem vom BMBF geförderten Projekt von IANUS behandelt (Projektverbund Präventive Rüstungskontrolle — Fallbeispiel: Technische Optionen zur Beseitigung von zivilen Plutoniumbeständen zur Minimierung des Proliferationsrisikos).

- Endlagerfähigkeit¹⁴ (Spaltstoffkonzentration; Ausschluß einer Kritikalität; Beständigkeit der Matrix)
- technischer Entwicklungsbedarf (Vorhandensein technischer Erfahrungen in der EU; Notwendigkeit von Neuentwicklungen; Aussichten der Realisierbarkeit)
- Kosten (Investitionsbedarf; Betriebskosten; Vergleichskosten; Endlagerkosten; spezifische Kosten in Hinblick auf die Gesamtmenge)

Literatur:

[DoE 1996] U. S. Department of Energy: *Plutonium: The First 50 Years — United States Plutonium Production, Acquisition, and Utilization from 1944 to 1994*. Washington D. C., Februar 1996.

[Glaser 1998] A. Glaser: *Abbrandrechnungen für ein System zur Eliminierung von Waffenplutonium*, Diplomarbeit, Institut für Kernphysik/IANUS, TU Darmstadt, Feb. 1998.

[Hensing 1995] I. Hensing; W. Schulz: *Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Entsorgungspfade von Kernkraftwerken — Eine Kostensimulation alternativer Strategien aus deutscher Sicht*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Band 45. München, 1995.

[JNM 1999] Journal of Nuclear Materials, Volume 274(1-2), 1999.

[Kalinowski et al. 2000] M. Kalinowski, W. Liebert, S. Aumann: *Deutsche Plutoniumbilanz für die vergangenen 30 Jahre*, erscheint in Atomwirtschaft (atw), Herbst 2000.

[Kankeleit et al. 1989] E. Kankeleit, C. Küppers, U. Imkeller: *Bericht zur Waffentauglichkeit von Reaktorplutonium*. IANUS-Arbeitsbericht 1/1989. Übersetzung des deutschen Originals von 1989 durch den Berkeley Scientific Translation Service: *Report on the Usability of Reactor-Plutonium in Weapons*. UCRL-TT-112792, Livermore, Januar 1993.

[Kasemeyer 1998] U. Kasemeyer: *Konzeption eines uranfreien LWR-Kerns zur Plutoniumverbrennung*. Dissertation, No. 1757 (1998), Département de Physique, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1998.

[Küppers et al. 1999] C. Küppers, W. Liebert, M. Sailer: *Realisierbarkeit der Verglasung von Plutonium zusammen mit hochradioaktiven Abfällen sowie der Fertigung von MOX-Lagerstäben zur direkten Endlagerung als Alternative zum Einsatz von MOX-Brennelementen*, Studie im Auftrag der Freien und Hansestadt Hamburg, Öko-Institut, Darmstadt, April 1999.

[Liebert et al. 1998] W. Liebert, A. Glaser, C. Pistner: *Elimination versus Disposal Options for Plutonium*. In: G. Neuneck, J. Altmann, J. Scheffran (Hrsg.): *Nuklearwaffen — Neue*

¹⁴ Dabei ist anzumerken, daß diese Frage von besonderer Bedeutung ist, wenn das potentielle Endlagermedium (Salz, Hartgestein etc.) noch nicht feststeht, wenn es also in Deutschland zu einer Neuaufnahme der Standortsuche für ein potentielles Endlager kommt, wie dies im Rahmen des Gorleben-Moratoriums absehbar ist.

Rüstungstechnologien — Verifikation von Abrüstung. Naturwissenschaftliche Beiträge zu Abrüstung und Verifikation. Tagungsbeiträge der DPG-Frühjahrstagungen in München und Regensburg. DPG/FONAS, Bad Honnef/Hamburg, 1998, S. 111–120.

[Liebert et al. 1999] W. Liebert, R. Bähr, A. Glaser, L. Hahn, C. Pistner: *Fortgeschrittene Nuklearsysteme – Review Study*, Schweizerischer Wissenschaftsrat, TA 34/1999, Bern, April 1999.

[Mark 1993] J. C. Mark: *Explosive Properties of Reactor-Grade Plutonium*. Science and Global Security 4, S. 111-128, 1993.

[NAS 1995] U. S. National Academy of Sciences: *Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium. Reactor-Related Options*. Committee on International Security and Arms Control. National Academy Press, Washington D. C., 1995.

[NEA 1995] Nuclear Energy Agency: *Physics of Plutonium Recycling. Volume II, Plutonium Recycling in Pressurized-water Reactors*. Nuclear Energy Agency, Working Party on the Physics of Plutonium Recycling. OECD Documents, 1995.

[Pistner 1998] C. Pistner: *Entwicklung und Validierung eines Programmsystems für Zellabbrandrechnungen plutoniumhaltiger Brennstoffe*, Diplomarbeit, Institut für Kernphysik/IANUS, TU Darmstadt, Mai 1998.

[Ryskamp et al. 1993] J. Ryskamp et al.: *A new reactor concept without uranium or thorium for burning weapons-grade plutonium*, in: Weapons-Grade Plutonium Disposition, Vol. 3, Idaho National Engineering Laboratory, Juni 1993.

[Sylvester 1997] K. W. B. Sylvester: *Weapons-Grade Plutonium Disposition: An Alternative Immobilization Strategy*. Ph. D. Thesis. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, Juni 1997.

ENDLAGERUNG RADIOAKTIVER ABFÄLLE – EIN AUSWEGLOSES PROBLEM IN DEUTSCHLAND?

Klaus Kühn

gsf – Forschungszentrum für Umwelt und Gesundheit
und
Technische Universität Clausthal

1. Einleitung

In der Zusammenfassung des Energiememorandums 1995 der DPG heißt es u.a.:

„Der Anteil der Stromversorgung, der nicht durch fossile Energieträger gedeckt werden darf, muß auf die erneuerbaren Energien und die Kernenergie aufgeteilt werden. Setzt man für das Jahr 2030 den Anteil fossiler Energieträger auf maximal noch 37 % an, dann ergibt sich bei einem Anteil an erneuerbaren Energien von 33 % für die Deckung des Strombedarfs ein Anteil von 30 % für die Kernenergie.

Für die Nutzung der Kernenergie müssen neue Reaktoren mit modernster Sicherheitstechnik nach den Bedingungen des novellierten Atomgesetzes eingesetzt werden. Auf dieser Basis muß sich Deutschland für eine generelle rasche Verbesserung der europäischen nuklearen Sicherheitstechnik einsetzen. **Schließlich darf die Festlegung auf ein Entsorgungskonzept für radioaktive Endprodukte nicht länger aufgeschoben werden.**

Für die Jahrzehnte nach 2030 müssen Änderungen der Anteile erneuerbarer Energien und der Kernenergie an der Stromerzeugung durch politische Vorgaben zu geeigneten Zeitpunkten festgelegt werden, so daß Planungssicherheit für die Wirtschaft gewährleistet ist. Dabei ist eine Rücksichtnahme auf die internationale Entwicklung nötig.“

Nun hat die neue rot-grüne Bundesregierung in ihrer Koalitionsvereinbarung vom 20. Oktober 1998 festgelegt, aus der Nutzung der Kernenergie unumkehrbar auszusteigen. Auch zur Entsorgung enthält diese Vereinbarung einige Punkte, auf die ich noch eingehen werde.

Die DPG hat im Dezember 1998 zur Energiepolitik und dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie durch die neue Bundesregierung eine Stellungnahme veröffentlicht. Daraus möchte ich zwei Passagen zitieren:

1. „Wegen der globalen Bedeutung des Klimaschutzes hält die DPG jedoch die weitere Nutzung der Kernenergie für vorläufig unverzichtbar und legt deshalb Wert auf eine konsequente Weiterentwicklung der nuklearen Sicherheitstechnik.“

2. „... so ergibt sich für die Deckung des im Jahre 2030 noch notwendigen Strombedarfs ein Anteil von 30 % für die Kernenergie. Dieser mittelfristig unumgängliche Bedarf an Kernenergie erfordert die Aufrechterhaltung nuklearer Kompetenz in Deutschland. **Insbesondere ist eine konsequente Weiterentwicklung der nuklearen Sicherheitstechnik sowohl für den Betrieb als auch für die Entsorgung geboten.** Dies gilt auch im Hinblick auf Sicherheitsdefizite im benachbarten Ausland.“

Ich werde in meinem Vortrag nicht auf die Diskussion um den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie eingehen, zumal die vereinbarten Konsensgespräche zwischen Bundesregierung und Industrie gerade erst begonnen haben. Ich werde mich auf die Entsorgung und dabei besonders auf die Endlagerung radioaktiver Abfälle beschränken.

2. Derzeitiges Entsorgungskonzept

Entgegen der Feststellung im DPG-Energiememorandum von 1995 gibt es bisher sehr wohl ein funktionierendes Entsorgungskonzept für den Betrieb der deutschen Kernkraftwerke, welches folgendermaßen aussieht:

- Seit Inkrafttreten der 7. Novelle des Atomgesetzes im Juli 1994 haben die Betreiber von Kernkraftwerken die Wahl, ob sie ihre verbrauchten Brennelemente der Wiederaufarbeitung oder der direkten Endlagerung zuführen wollen.
- Für die Wiederaufarbeitung haben die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU's) langfristige Verträge mit der französischen Cogéma und der British Nuclear Fuels Ltd. (BNFL) in Großbritannien geschlossen. Integrierter Bestandteil dieser Verträge ist, daß sämtliche radioaktiven Abfälle, die bei der Wiederaufarbeitung deutscher Brennelemente in Frankreich und Großbritannien entstehen, nach Deutschland zurückgeführt und dort endgelagert werden.
- Für die Zwischenlagerung bestrahlter Brennelemente, die der direkten Endlagerung zugeführt werden sollen, stehen die beiden zentralen Zwischenlager an den Standorten Gorleben und Ahaus zur Verfügung. Die Brennelemente der stillgelegten Kernkraftwerke Rheinsberg und Greifswald in der ehemaligen DDR werden im Zwischenlager Nord (ZLN) am Standort Lubmin gelagert.
- Als wichtiges Bindeglied zwischen der Zwischen- und Endlagerung bestrahlter Brennelemente ist die Pilotkonditionierungsanlage PKA am Standort Gorleben errichtet worden. In ihr soll die Technologie erprobt werden, mit der die Brennelemente nach einer Zwischenlagerung endlagergerecht verpackt werden.
- Für die Endlagerung schwach- und mittelradioaktiver Abfälle war bis zum September letzten Jahres das „Endlager für radioaktive Abfälle Morsleben (ERAM)“ in Betrieb.

- Das Genehmigungsverfahren für das geplante Endlager Konrad, in welches nicht-wärme-producinge radioaktive Abfälle eingelagert werden sollen, ist erfolgreich abgeschlossen worden. Es fehlt lediglich die Unterschrift des Niedersächsischen Umweltministers für die zuständige Genehmigungsbehörde. Danach könnte nach einer vierjährigen Zeit für Um-, Aus- und Neubau mit der Endlagerung begonnen werden.
- Der Salzstock Gorleben befindet sich seit 1979 in der Erkundung. In ihm sollen radioaktive Abfälle aller Art zur Endlagerung gelangen. Der Schwerpunkt liegt dabei allerdings auf der Endlagerung wärmeproduzierender Abfälle. Dies sind einmal verglaste hochradioaktive Abfälle, die bei der Wiederaufarbeitung bestrahlter Brennelemente entstehen, oder andererseits solche Brennelemente selbst, wenn sie der direkten Endlagerung zugeführt werden sollen.

Die Erkundung des Salzstockes Gorleben von über Tage aus ist praktisch seit 1983 abgeschlossen, die Erkundung unter Tage befindet sich in einem fortgeschrittenen Stadium. Nach dem Zeitplan des zuständigen Bundesamtes für Strahlenschutz könnte sie im Jahr 2003 beendet sein, so daß im Jahr 2005 eine definitive Eignungsaussage getroffen werden kann.

An fast allen Bausteinen dieses Entsorgungskonzeptes wird in der oben erwähnten Koalitionsvereinbarung Kritik geübt bzw. werden die Bausteine sogar in Frage gestellt oder abgelehnt. Da diese Kritik oder Ablehnung ausschließlich politisch begründet wird, jedoch nicht technisch-wissenschaftlich, sollen die einzelnen Entsorgungsschritte im folgenden erläutert und kommentiert werden.

2.1 Wiederaufarbeitung

Die deutschen EVU's haben mit der französischen Firma Cogéma und der britischen Firma BNFL Wiederaufarbeitungsverträge für ihre bestrahlten Brennelemente abgeschlossen. Dabei wird unterschieden zwischen Altverträgen, die vor der Aufgabe einer deutschen Wiederaufarbeitungsanlage, also vor 1989, unterzeichnet wurden, und Neuverträgen, die danach abgeschlossen wurden.

Die Altverträge mit Cogéma umfassen eine Brennelementmenge von 4.651 t Schwermetall (SM), von denen bis zum 31. Dezember 1998 bereits 3.625 t SM, d.h. 78 %, aufgearbeitet wurden. Die Neuverträge beinhalten weitere 1.550 t SM. Wie bereits erwähnt, ist es Bestandteil der durch die beiden Staatsregierungen abgesicherten Verträge, daß die entstehenden radioaktiven Abfälle quantitativ nach Deutschland zurückgeführt werden müssen. Cogéma hat kontinuierlich an der Verbesserung der Konditionierungstechniken für die radioaktiven Abfälle gearbeitet. Dadurch sind die Volumina wesentlich reduziert worden. Nach der für das Jahr 2000 vorgesehenen Inbetriebnahme des „Atelier de Compactage des Coques (ACC)“ stellt sich die Situation für die Altverträge der deutschen EVU's wie folgt dar.

- Es müssen 2.800 Kokillen à 180 L Volumen mit verglasten hochradioaktiven Abfällen (HAW) zurückgenommen werden. Diese können in 100 CASTOR-Behältern verpackt, transportiert und zwischengelagert werden. Das endzulagernde Nettovolumen beträgt nur 504 m³.
- Im ACC werden Hülsen und Strukturteile der Brennelemente sowie technologische Abfälle kompaktiert und in sog. Universal Canister verpackt, welche die gleichen geometrischen Abmessungen wie die HAW-Kokillen haben. Das hat zur Folge, daß im Zwischen- und Endlager beide Abfallarten mit der gleichen Technologie gehandhabt werden können. Ca. 6.000 Universal Canister müssen zurückgeführt werden.
- Über die Rückführung von bereits existierenden 3.500 Fässern à 200 L mit bituminierten Abfällen ist noch nicht definitiv entschieden. Die Verhandlungen dazu laufen noch.

Die angegebenen Volumina der Abfälle verdeutlichen ein Faktum der Entsorgung nachdrücklich: **Die Endlagerung radioaktiver Abfälle ist kein Mengenproblem.** Die Zwischenlagerung solch kleiner Volumina ist sicherheitstechnisch und wirtschaftlich auch über längere Zeiträume problemlos machbar, allerdings ist sie auf Dauer im Sinne „**einer nachhaltigen Entwicklung**“ **keine Lösung der Entsorgungsfrage.**

Die Altverträge zur Wiederaufarbeitung mit der britischen Firma BNFL umfassen bestrahlte Brennelemente in einer Menge von 884 t. Da die britische Anlage THORP wesentlich später in Betrieb gegangen ist als die in La Hague, sind in Sellafield bis Ende des Jahres 1998 erst 56 t SM, entsprechend 6 %, wiederaufgearbeitet worden. Die Neuverträge umfassen weitere 1.550 t SM. Für die Altverträge sind 700 HAW-Kokillen zurückzuführen. Diese finden in 25 CASTOR-Behältern Platz. Das endzulagernde Netto-Volumen beträgt 126 m³. Über die Rücknahme von 1.082 Fässern à 560 L mit zementierten Hülsen, Strukturteilen, Feedklärschlamm und Crud ebenso wie von 620 Konrad-Containern vom Typ V à 10,9 m³ mit zementierten technologischen Abfällen liegt ein sogenanntes Substitutions-Angebot der BNFL bei den deutschen EVU's vor, welches vorschlägt, daß anstelle der beiden letztgenannten Abfalltypen und -volumina im Austausch eine gewisse zusätzliche Menge an Kokillen mit verglasten HAW nach Deutschland zurückgeführt werden könnte. Die Verhandlungen dazu laufen noch.

Die Intention der neuen Bundesregierung, die Wiederaufarbeitung bestrahlter deutscher Brennelemente in Frankreich und Großbritannien innerhalb eines Jahres zu beenden, hat auf allen Ebenen der beteiligten Vertragspartner erhebliche Irritationen ausgelöst, um es milde zu formulieren. Die Lösung dieser Fragen wird ein wesentlicher Bestandteil der anstehenden Konsensgespräche zwischen der neuen Bundesregierung und der Elektrizitätswirtschaft sein. Fest steht auf alle Fälle, daß die bereits entstandenen radioaktiven Abfälle nach Deutschland zurückgeführt werden müssen. Bereits seit 1998 stehen sechs CASTOR-Behälter vom Typ HAW 20/28-CG, beladen mit je 28 HAW-Kokillen, versandbereit in La Hague.

2.2 Zwischenlagerung

Neben den Kernkraftwerks-eigenen beschränkten Lagerkapazitäten stehen für die Zwischenlagerung bestrahlter Brennelemente die beiden zentralen Zwischenlager in Gorleben und Ahaus zur Verfügung. In das Zwischenlager Nord am Standort Lubmin werden nur die Brennelemente aus den stillgelegten Kernkraftwerken Greifswald und Rheinsberg der ehemaligen DDR eingelagert.

Das Zwischenlager Gorleben (BLG) hat auf 420 Stellplätzen eine genehmigte Kapazität von 3.800 t SM. 110 Stellplätze davon sind reserviert für die Zwischenlagerung von Behältern mit verglastem HAW, der aus Frankreich und England zurückgeführt wird. Zur Zeit sind fünf Stellplätze mit CASTOR-Behältern belegt, welche insgesamt 43,5 t SM an bestrahlten Brennelementen enthalten. Auch die ersten drei Behälter mit je 28 HAW-Kokillen aus Frankreich lagern in Gorleben.

Das Zwischenlager in Ahaus (BZA) verfügt ebenfalls über 420 Stellplätze. Hier beträgt die genehmigte Lagerung 3.960 t SM. 50 Stellplätze davon sind inzwischen mit 305 kleineren Behältern der CASTOR-Familie belegt, in denen sich die Tennisball-großen kugelförmigen Graphitbrennelemente des stillgelegten Thorium-Hochtemperatur-Reaktors THTR befinden. Sechs CASTOR-V-Behälter mit insgesamt 60,3 t SM an LWR-Brennelementen sind 1998 ebenfalls eingelagert worden.

Die beiden Zwischenlager Gorleben und Ahaus sind von der Elektrizitätswirtschaft gebaut und finanziert worden und werden von Tochterunternehmen betrieben. Die entsprechenden Genehmigungen wurden rechtskräftig erteilt. Warum sollte die Industrie auf ihre Nutzung verzichten? Das Problem liegt in dem Transport der beladenen CASTOR-Behälter von den Kernkraftwerken zu den Standorten Gorleben und Ahaus. Über die Begleitumstände der Transporte in den Jahren 1996, 1997 und 1998 braucht hier nichts gesagt zu werden.

Das ZLN verfügt im Abfallager 8 über 80 Stellplätze. Diese reichen aus für die 585 t SM an Brennelementen aus den stillgelegten Kernkraftwerken Greifswald und Rheinsberg. Je drei Behälter vom Typ CASTOR 440/84 stehen beladen an den beiden KKW-Standorten. Ihre Überführung in das ZLN ist für Ende März dieses Jahres geplant.

2.3 Pilotkonditionierungsanlage

Ein wichtiges Bindeglied zwischen Zwischen- und Endlagerung verbrauchter Brennelemente ist eine Anlage, in welcher diese Brennelemente endlagergerecht verpackt werden. Eine Prototypanlage für diesen Zweck ist von den EVU's mit der Pilotkonditionierungsanlage PKA am Standort Gorleben errichtet worden. Sie hat ein vielseitig anwendbares Fließschema und eine Nominalkapazität von 35 t SM/Jahr. Allein aus diesen beiden Angaben ist ersichtlich, daß es sich nicht

um eine große industrielle, sondern in der Tat um eine Pilotanlage handelt. Mit dem Bau der Anlage wurde 1990 begonnen, die Inbetriebnahme ist für dieses Jahr 1999 vorgesehen.

Die PKA wird in der Koalitionsvereinbarung zwischen SPD und Bündnis 90/ Die Grünen nicht explizit genannt. Abgeleitet aus der Forderung „Beschränkung der Entsorgung auf die direkte Endlagerung“ müßte man eigentlich den Schluß ziehen können, daß die PKA streitlos da steht – denn die in ihr zu erprobende Technologie wird für die direkte Endlagerung zweifelsfrei gebraucht. Aber auch für die in diesem Jahr geplante Inbetriebnahme der PKA bestehen große politische Schwierigkeiten, insbesondere bei der Regierung des Sitzlandes Niedersachsen.

2.4 Endlagerung radioaktiver Abfälle

Auf dem Gebiet der Endlagerung radioaktiver Abfälle hatte sich Deutschland über drei Jahrzehnte durch die Qualität seiner Forschungs- und Entwicklungsergebnisse sowie durch die grossen Fortschritte bei Standortuntersuchungen weltweit eine führende Position erarbeitet. Diese droht ersatzlos verloren zu gehen, wenn alle Forderungen der Koalitionsvereinbarung im Hinblick auf die Endlagerung erfüllt werden.

2.4.1 Morsleben

Das Endlager für radioaktive Abfälle Morsleben (ERAM) war in der ehemaligen DDR seit 1971 für die Endlagerung schwach- und mittlradioaktiver Abfälle in Betrieb. Eine zeitlich unbefristete Dauerbetriebsgenehmigung erhielt das Endlager im Jahr 1986. Die vertragliche Regelung zwischen der DDR und der UdSSR für die Ver- und Entsorgung von Brennelementen der DDR-Kernkraftwerke sah vor, die verbrauchten Brennelemente an die UdSSR zurückzuliefern. Insofern gab es in der DDR auch keine Intention, ein Endlager für radioaktive Abfälle oder für bestrahlte Brennelemente zu errichten.

Mit dem Einigungsvertrag ging die Zuständigkeit für das ERAM an das Bundesamt für Strahlenschutz über. Nach einer Sicherheitsüberprüfung mit anschließender Nachrüstung sowie nach einigen Gerichtsverfahren nahm das ERAM im Januar 1994 seinen Einlagerungsbetrieb wieder auf. Es wurden Verträge zwischen dem Bund und den EVU's geschlossen, die besagen, daß bis zur geplanten Stilllegung des Endlagers im Jahr 2000 40.000 m³ schwach- und mittlradioaktive Abfälle zu einem Preis von 12.500,- DM/m³ eingelagert werden sollen.

Der Einlagerungsbetrieb lief bis zum 25. 9. 1998 ungestört. An diesem Tag – zwei Tage vor der Bundestagswahl! – stoppte das OVG Magdeburg im Zuge eines Eilverfahrens die inzwischen aufgenommene Einlagerung im sogenannten Ostfeld aus juristischen Gründen. Das BfS unterbrach daraufhin die gesamte Einlagerung.

Da in der Koalitionsvereinbarung steht: „Die Einlagerung radioaktiver Abfälle in Morsleben wird beendet. Das Planfeststellungsverfahren bleibt auf die Stilllegung beschränkt.“, ist nicht damit zu rechnen, daß das ERAM seinen Betrieb wieder aufnehmen wird. Andererseits hat der Bund noch nicht entschieden, wie er das noch anhängige Hauptverfahren vor Gericht weiterführen oder beenden will. Auch ist mit Schadensersatzansprüchen seitens der EVU's zu rechnen, da die vereinbarten Mengen noch nicht eingelagert sind.

Es sei zum Schluß noch einmal betont, daß die Endlagerung im ERAM aus juristischen, nicht aber aus technisch-wissenschaftlichen Gründen beendet wurde. Auch hat die Politik wesentlich mit dazu beigetragen.

2.4.2 Konrad

Das geplante Endlager für nicht-wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle im ehemaligen Eisenbergwerk Konrad in Salzgitter wird in der Koalitionsvereinbarung nicht namentlich genannt, sondern nur indirekt angesprochen, indem es dort heißt: „Für die Endlagerung aller Arten von radioaktiven Abfällen reicht ein einziges Endlager in tiefen geologischen Formationen aus.“ Dabei hat das Projekt Konrad das erforderliche Genehmigungsverfahren auf Grund der hervorragenden geologischen und hydrogeologischen Standortsituation erfolgreich durchlaufen – wenn auch ein Zeitraum von 16 Jahren (sic!) dazu erforderlich war. Der Planfeststellungsbeschluß liegt unterschriftsreif beim Niedersächsischen Umweltminister als zuständiger Genehmigungsbehörde vor. Diese Unterschrift wurde aber bisher aus politisch motivierten Gründen verweigert. Als Hauptgrund wird genannt, daß „kein Bedarf für das Endlager Konrad besteht“.

An Projektkosten hat die Industrie über die Endlagervorausleistungs-Verordnung bisher 1,8 Milliarden DM in ein Endlager Konrad investiert. Für die Um- und Nachrüstung der Schachanlage nach der erforderlichen Genehmigung wird ein Zeitraum von vier Jahren bis zum Endlagerungsbeginn veranschlagt. Mit der Inbetriebnahme des Endlagers Konrad für nicht-wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle könnte in Deutschland nicht nur ein dringendes Entsorgungsproblem gelöst, sondern auch verlorengegangenes Terrain im internationalen Vergleich zurückerobert werden.

2.4.3 Gorleben

Zu den weit fortgeschrittenen Standortuntersuchungen des Salzstockes Gorleben im Hinblick auf die Errichtung eines Endlagers für alle Arten von radioaktiven Abfällen heißt es in der Koalitionsvereinbarung lapidar: „An der Eignung des Salzstockes in Gorleben bestehen Zweifel.“ Es

gibt jedoch nirgendwo eine Veröffentlichung, in welcher man etwas über die Art dieser Zweifel nachlesen könnte. Also herrscht auch hier vermutlich das Primat der Politik.

Dabei ist der Salzstock Gorleben mit größter Wahrscheinlichkeit der am besten untersuchte Salzstock auf der ganzen Welt. Die Erkundung des Deckgebirges und des Salzstockes von der Tagesoberfläche aus wurde in den Jahren 1979 bis 1983 durchgeführt. Der „Zusammenfassende Zwischenbericht über bisherige Untersuchungsergebnisse“ des Bundesamtes für Strahlenschutz erschien im Mai 1983. Daraufhin entschied die Bundesregierung, die beiden Schächte Gorleben 1 und 2 abzuteufen. 1995 waren diese Schächte fertiggestellt. Seitdem läuft die umfangreiche untertägige Erkundung. Zwischendurch erschien im April 1990 die „Fortschreibung des zusammenfassenden Zwischenberichtes“.

Alle bisher vorliegenden Ergebnisse bestätigen die Eignungshöflichkeit des Salzstockes Gorleben. Diese Ergebnisse bildeten die Basis für den Entwurf einer Stellungnahme der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) durch ihren Ausschuß Endlagerung im November 1998. Darin heißt es zum Schluß: „Zusammenfassend kommt die RSK zu dem Schluß, daß die Zusammenschau und die Bewertung aller geowissenschaftlichen Ergebnisse seit 1983 die Eignungshöflichkeit des Salzstockes Gorleben wesentlich erhöht haben. Sie empfiehlt deshalb die zügige Fortsetzung des Erkundungsprogramms, durch das die für den Nachweis der Betriebs- und Langzeitsicherheit wesentlichen Daten weiter präzisiert und vertieft werden können.“ Leider kam es nicht mehr zur Verabschiedung dieser Stellungnahme durch die RSK, da diese am 22. Dezember 1998 durch den neuen Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ohne Angabe von Gründen aufgelöst wurde.

Die Erkundung des Salzstockes Gorleben läuft – das sei noch einmal wiederholt – seit 1979. In das Projekt haben die Verursacher der radioaktiven Abfälle, also letztendlich die Stromkunden, bereits 2,2 Milliarden DM investiert. Der letzte Zeitplan des zuständigen Bundesamtes für Strahlenschutz sah vor, daß im Jahr 2003 die untertägige Erkundung beendet werden könne, so daß im Jahr 2005 eine Eignungsaussage getroffen werden könne. Für die Fertigstellung der Erkundung veranschlagte das BfS noch 300 Mio DM.

Nach einem Genehmigungsverfahren, für welches der Zeitraum von 2006 bis 2008 vorgesehen war, sowie nach Ausführungsplanung und Errichtung bis zum Jahr 2012 sah der Zeitplan die erste Einlagerung von radioaktiven Abfällen im Endlager Gorleben für das Jahr 2012 vor. Planungs- und Errichtungskosten waren mit 2 Milliarden DM veranschlagt. Die Verwirklichung dieses Projektes ist aber durch die neue politische Situation in der Bundesrepublik Deutschland in weite Ferne gerückt. In der Koalitionsvereinbarung heißt es demgegenüber jetzt: „Daher soll die Erkundung unterbrochen werden und weitere Standorte in unterschiedlichen Wirtsgesteinen auf ihre Eignung untersucht werden. Aufgrund eines sich anschließenden Standortvergleichs soll eine Auswahl des in Aussicht zu nehmenden Standortes getroffen werden.“

3. Fazit

Ein Vorwurf, den die Gegner der Kernenergie dieser immer wieder vorwerfen, lautet: „Die Entsorgung und insbesondere die Endlagerung der radioaktiven Abfälle sind nicht gelöst.“ Mit dem Entsorgungskonzept der deutschen Elektrizitätswirtschaft und der alten Bundesregierung – Wiederaufarbeitung der bestrahlten Brennelemente in Frankreich und Großbritannien, Zwischenlagerung von Brennelementen und hochradioaktiven Abfällen in den zentralen Zwischenlagern Gorleben und Ahaus (sowie Lubmin), Erprobung der endlagergerechten Verpackung von Brennelementen in der PKA, Betrieb des Endlagers Morsleben, Inbetriebnahme des Endlagers Konrad und Fertigstellung der Eignungsuntersuchungen des Salzstockes Gorleben, hauptsächlich im Hinblick auf ein Endlager für hochradioaktive Abfälle und Brennelemente – war ein Konzept größtenteils realisiert bzw. weit fortgeschritten.

Wenn die auszugsweise zitierten Maßnahmen der Koalitionsvereinbarung zwischen SPD und Bündnis 90/Die Grünen jedoch real umgesetzt werden, ergeben sich für die Endlagerung radioaktiver Abfälle in der Bundesrepublik Deutschland folgende Konsequenzen:

- Wir verlieren eine Spitzenstellung im internationalen Vergleich.
- Wir versetzen uns 20 Jahre zurück.
- Wir geben zwei hochkarätige Standorte auf:
 - Konrad, dessen Eignung im Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde.
 - Gorleben, dessen Eignungsnachweis nahezu vollständig ist.
- Wir schreiben 4 Milliarden DM ab, die vom Stromkunden bereits bezahlt wurden.

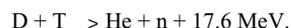
So ist das Problem der Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland nicht zu lösen!

RICHTUNGSWEISENDE ERGEBNISSE VOM EUROPÄISCHEN FUSIONSEXPERIMENT JET

Martin Keilhacker
JET Joint Undertaking
Abingdon, Oxfordshire, UK

1. Einleitung

Ziel der Fusionsforschung ist ein Reaktor, basierend auf der Verschmelzung der beiden Wasserstoffisotope Deuterium und Tritium zu einem Heliumkern und einem Neutron unter Freisetzung einer Energie von 17.6 MeV



Die freiwerdende Energie verteilt sich auf Heliumkern (Alphateilchen) und Neutron im umgekehrten Verhältnis ihrer Massen (Impulserhaltung), das heißt das Alphateilchen übernimmt 3.5 MeV und das Neutron 14.1 MeV. Aus der Energie der Alphateilchen werden im Fusionsreaktor die Plasmaverluste gedeckt, während die Energie der Neutronen die Nutzleistung darstellt. Die Neutronen werden gleichzeitig zum Brüten von Tritium aus Lithium in einem das Plasma umgebenden Blanket benutzt.

Die wesentlichen Vorteile der Energiegewinnung aus kontrollierter Kernfusion (hier D-T Reaktion) seien nochmals kurz zusammengefaßt:

- die Grundbrennstoffe Deuterium und Lithium sind billig und praktisch unbegrenzt;
- ein Fusionsreaktor ist grundsätzlich sicher (bei Störungen des Brennvorgangs erlischt die Reaktion), das heißt er kann nicht "durchgehen"; und
- das biologische Gefährdungspotential (Tritium und das aktivierte Strukturmaterial) ist, verglichen mit einem Spaltreaktor, relativ niedrig.

Diesen Vorteilen stehen natürlich auch Schwierigkeiten gegenüber:

- die physikalischen Bedingungen für "Zündung" sind nicht leicht zu erreichen;
- ein Fusionsreaktor wird technisch relativ komplex sein; und
- die Entwicklungszeit bis zum Prototype-Reaktor ist noch lang (etwa 40 - 50 Jahre).

Letzteres ist jedoch kein grundsätzliches Hindernis, da die Umstellung auf neue Energiequellen (weg von fossilen Brennstoffen) im Wesentlichen in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ansteht.

Um die Erfolge von JET und ihre Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Kernfusion richtig einschätzen zu können, müssen sie mit den physikalischen Anforderungen an einen Fusionsreaktor verglichen werden (dieselben Anforderungen gelten auch für ITER¹, das von der Physik her bereits den Kern eines zukünftigen Fusionsreaktors darstellt). Diese sind:

- Heizung des Plasmas auf Fusionstemperaturen (10 - 20 KeV) dies wurde bereits erfolgreich demonstriert;
- genügend lange Energieeinschlusszeiten; hier werden Skalierungsgesetze für die Extrapolation zum Reaktor/ ITER aufgestellt;
- Kontrolle der Verunreinigungen und der Teilchen- und Energieabfuhr; hierfür wird das Konzept des magnetischen Divertors entwickelt; sowie
- Alphateilchenheizung zur Deckung der Plasmaverluste und Erfahrung mit D-T Betrieb; hier wird auf der physikalischen Seite das Plasmaverhalten bei Alphateilchenheizung untersucht, auf der technischen Seite werden Tritiumkreislauf und "Remote Handling" Techniken entwickelt und eingesetzt.

JET (Joint European Torus) ist das Kernstück des Europäischen Fusionsprogramms und das führende Experiment weltweit. Es ist ein wesentliches Element - zusammen mit den Tokamakexperimenten TFTR in USA und JT-60 in Japan - der weltweiten Strategie auf dem Weg zum Fusionsreaktor mit den Schritten

JET (1983 - 2002+) > ITER (2010 -) > DEMO (2025 -).

JET spielt wegen seiner Größe und seiner reaktornahen Plasmaparameter eine zentrale Rolle bei der Entwicklung der physikalischen - und zum Teil auch technischen - Bedingungen für ITER und einen künftigen Fusionsreaktor. Ohne seine Ergebnisse wäre eine sinnvolle Extrapolation zur nächsten Generation von Maschinen (ITER) nicht möglich.

Im Folgenden werden die wichtigsten neueren Ergebnisse von JET auf den Gebieten Energieeinschluss des Plasmas (Kapitel 2), Verunreinigungs-kontrolle sowie Teilchen- und Energieabfuhr (Kapitel 3) und Deuterium-Tritium Experimente (Kapitel 4) dargestellt². Eine Diskussion der Bedeutung dieser Ergebnisse für ITER und einen Reaktor sowie der noch offenen Fragen (Kapitel 5) beschließt die Arbeit.

2. Energieeinschluss

Der Energie- und Teilchentransport in Fusionsplasmen ist "anormal" und beruht, im Gegensatz zum klassischen, auf binären Teilchenstößen basierenden Transport, auf turbulenten Fluktuationen des elektrischen und/oder magnetischen Feldes. Im einfachsten Fall führt das zu dem in

¹ Aymar, R. et al., Fusion Energy 1996: Proc. 16th Internat. Conf. Montreal, Canada, 1996, Vol.1, IAEA, Vienna, 1997, p.3

² Ausführliche Berichte in: Keilhacker, M. et al., Phil. Trans. R. Soc. London A 357 (1999) 415; und: Keilhacker, M. et al., Plasma Phys. Control. Fusion 41(1999)1

Abb. 1 mit L-Mode (L steht hier für Low Confinement) bezeichneten Druckprofil. Unter bestimmten, im folgenden noch näher beschriebenen Bedingungen wird der anomal hohe Transport in bestimmten Plasmazonen reduziert, es bilden sich sog. Transportbarrieren. Die bekannteste Transportbarriere ist die am Plasmarand, die zu der 1982 an ASEX entdeckten H-Mode (für High Confinement)³ führt.

Im Bereich der Transportbarriere stellt sich das Druckprofil solange auf, bis es an eine MHDStabilitätsgrenze stößt: Es bilden sich sog. Edge Localised Modes (ELMs), die den Energieeinschluss periodisch verschlechtern aber dadurch gleichzeitig Stationarität der Entladung ermöglichen (sog. ELMy H-Mode). Eine andere Transportbarriere kann sich im Plasmainternen ausbilden (Innere Transportbarriere)⁴ und führt dort ebenfalls zu einer Aufstellung des Druckprofils (s. Abb. 1).

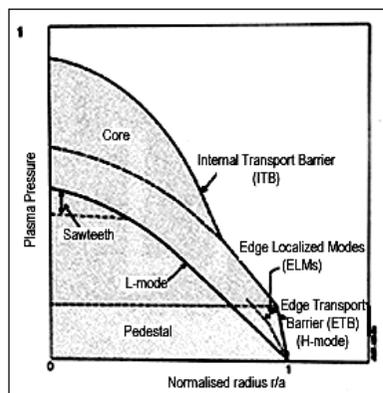


Abb. 1: Charakteristische Profile des Plasmadrucks in Gegenwart von transportbarrieren am Plasmarand (H-Mode) bzw. im Plasmainternen (Optimised Magnetic shear Mode)

Nach dieser kurzen Klassifizierung typischer Entladungsformen zurück zum eigentlichen Transport. Bisher gibt es noch keine einheitliche Transporttheorie, die auf "first principles" basiert. Deshalb werden aus den experimentellen Daten möglichst vieler Experimente auf statistische Weise Skalierungsgesetze erstellt, die für die Extrapolation zu zukünftige Maschinen (wie ITER) benutzt werden und gegebenenfalls mit theoretischen Modellen verglichen werden können. Außerdem kann man zeigen, dass der Energietransport durch dimensionslose Plasmaparameter

³ Wagner, F. et al., Phys. Rev. Lett. 49 (1982)1408

⁴ JET Team (presented by C. Gormezano), Fusion Energy 1996: Proc. 16th Internat. Conf, Montreal, Canada, 1996, Vol. 1, IAEA, Vienna, 1997, p.487

(charakteristische Länge, nämlich normierter Larmorradius der Ionen ρ_i/a ; normierte Stossfrequenz; normierter Plasmadruck β) beschrieben werden kann. Dies heißt, dass man unter bestimmten Bedingungen "Windkanal"-Experimenten wie in der Hydrodynamik durchführen kann. So war es möglich, an JET in einem Deuterium-Tritium Gemisch (50 : 50 D-T wie in einem Reaktor) stationäre Entladungen in der für ITER vorgesehenen Betriebsweise, nämlich der ELMy H-Mode, zu erzeugen, die in allen dimensionslosen Größen (Sicherheitsfaktor $q = 3.2$, Stossfrequenz und normierter Plasmadruck $\beta_N = 2.4$) denen eines gezündeten ITER Plasmas entsprachen (sog. ITERDemonstrationsentladungen)⁵. Diese JET D-T "Windkanal" Experimente stellen den vollständigsten und relevantesten Datensatz für eine Extrapolation zu ITER dar und zeigen (Abb. 2), dass der globale Energieeinschluss in der ELMy H-Mode etwa entsprechend der sogenannten Gyro-Bohm Theorie skaliert und seine Extrapolation für ITER Zündung vorhersagt. Eine exakte Gyro-Bohm Skalierung würde für ITER mit einem Plasmastrom von 21 MA zu Zündung bei 1.8 GW Fusionsleistung führen, allerdings bei einer Dichte, die etwas über der "kritischen" Dichte liegt. Mit einem höheren Strom von 24 MA dagegen würde Zündung bei 1.0 GW Fusionsleistung und einer realistischeren (niedrigeren) Dichte erzielt.

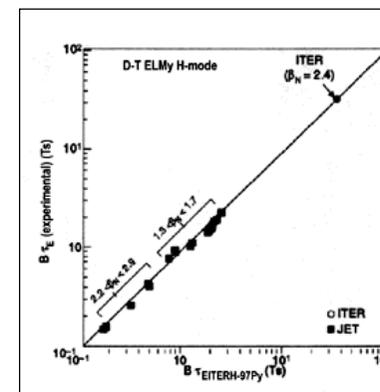


Abb. 2: Gemessene Energieeinschlusszeiten von JET "Windkanal"-Experimenten in D-T aufgetragen gegen Einschlusszeiten, die sich aus dem für die Extrapolation zu ITER verwendeten Skalierungsgesetz ergeben. Die Messungen sagen Zündung für ITER voraus.

Bei JET gelang es außerdem, den globalen Plasmaeinschluss in die Beiträge des Transports im

⁵ Keilhacker, M. et al., Phil. Trans. R. Soc. London A 357 (1999) 415

Plasmainneren und am Plasmarand aufzuteilen⁶ und damit einen wesentlichen Beitrag zu einem besseren Verständnis des Plasmatransports zu leisten. In einer Serie von ELMy HMode Entladungen in Wasserstoff Deuterium, D-T Gemisch und reinem Tritium wurde die gemessene Plasmaenergie in den Beitrag vom "Sockel" (Pedestal) und den vom Plasmakern (gleich Gesamtenergie minus Sockelenergie) aufgeteilt (vgl. Abb. 1). Es stellte sich heraus, dass die beiden Beiträge bezüglich der atomaren Masse (und anderer wichtiger Größen) sehr unterschiedlich skalieren. Die Sockelenergie zeigt eine starke positive Massenabhängigkeit ($A^{0.5}$), die man z. B. erwarten würde, wenn der Druckgradient des Plasmas am Rand durch ideale Ballooning-Instabilitäten begrenzt wäre und zwar über eine Strecke, die durch den Ionen-Larmorradius gegeben ist. Die der Energie des Plasmakerns entsprechende Einschlusszeit dagegen zeigte eine schwach negative Massenabhängigkeit ($A^{-0.17 \pm 0.1}$), in sehr guter Übereinstimmung mit dem, was man von einer Gyro-Bohm Skalierung erwarten würde⁷. Dies wurde durch die Ergebnisse einer lokalen Transportanalyse bestätigt⁸, die für den Plasmakern ebenfalls Transportkoeffizienten ergab, die einer Gyro-Bohm Skalierung entsprachen. Damit ist zum ersten Mal eine Beziehung zwischen dem experimentell beobachteten Energietransport und einem theoretischen Modell (hier dem Gyro-Bohm Modell) hergestellt und damit das Zutrauen in die Extrapolationsfähigkeit des entsprechenden Skalierungsgesetzes stark gewachsen.

Neben der Transportbarriere am Plasmarand (H-Mode) wurde an JET in den letzten Jahren noch eine Transportbarriere im Plasmainneren (Innere Transportbarriere, kurz ITB) gefunden und untersucht. Der erste Hinweis auf eine ITB wurde an JET bereits 1990 bei Experimenten gefunden, bei denen Pellets ins Plasmainnere eingeschossen wurden. Nach einer derartigen Pelletinjektion war der Einschluss im Plasmazentrum wesentlich verbessert⁹. Eine mögliche Erklärung war, dass die Pellets das Plasmainnere gekühlt hatten, was dort zu einer Verringerung der Stromdichte, einem $q_0 > 1$ und einer Inversion der magnetischen Verscherung führte, Bedingungen die für ein MHD-stabiles Plasmazentrum notwendig sind. Inzwischen hat sich die Untersuchung und Weiterentwicklung von ITBs zu einem Forschungsschwerpunkt in den USA, Japan und Europa entwickelt, da diese "Reversed Magnetic Shear" Mode zu besserem Energieeinschluss und stationären Plasmen und damit zu kompakteren, stationären Fusionsreaktoren führen könnte. In diesen neueren Experimenten werden die Bedingungen für MHD Stabilität im Plasmazentrum und Ausbildung einer ITB nun durch kontrollierte Beeinflussung des Stromprofils (Stromrampe, Hochfrequenzstromtrieb) erzeugt¹⁰. Ausserdem wird für die Ausbildung der ITB, wie auch für den Übergang zur H-Mode, eine Mindestheizleistung benötigt¹¹.

⁶ JET Team (presented by J. Cordey), Fusion Energy 1998: Proc. 17th Internat. Conf, Yokohama, Japan, 1998, Vol.2, IAEA, Vienna, 1999, p.473

⁷ ebenda

⁸ Cordey, J. G., et al., Nucl. Fusion 39 (1999) 301

⁹ Hugon, M. et al., Nucl. Fusion 32 (1992)

¹⁰ JET Team (presented by C. Gormezano), Fusion Energy 1996...

¹¹ ebenda

In JET bildet sich oberhalb dieser Heizleistung eine ITB aus, wenn sich im Plasma eine magnetische Fläche mit einem rationalen q (hauptsächlich $q = 2$, aber auch $q = 3$ und $q = 3/2$) befindet. Die genaue Lage der ITB im Plasma, die mit der Lage der spezifischen q -Fläche identisch ist, hat dann einen wesentlichen Einfluss auf die Größe der globalen Einschlussverbesserung. Spezielle Untersuchungen der Dichtefluktuationen in derartigen Entladungen an JET haben gezeigt¹², dass die Reduzierung des Transports mit einer Unterdrückung der Plasmaturbulenz in zwei Stufen verknüpft ist. Zunächst wird niederfrequente Turbulenz über den ganzen Plasmaquerschnitt hinweg unterdrückt und reduziert im ganzen Bereich innerhalb der ITB den Ionen-transport auf neo-klassische Werte (Abb. 3). Sobald sich die ITB entwickelt hat, wird dann im Gebiet des steilen Druckgradienten in der ITB lokal hochfrequente Turbulenz unterdrückt und führt dort zu einer lokalen Erniedrigung des Elektronentransports (Abb. 3).

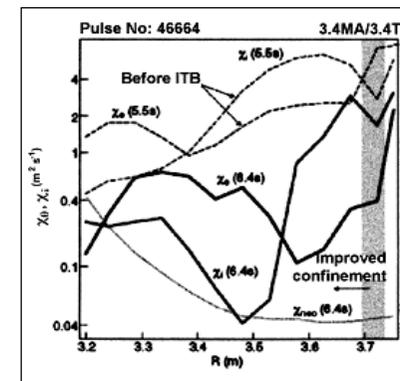


Abb. 3: Starke Reduzierung der Transportkoeffizienten von Elektronen und Ionen nach Ausbildung einer „Inneren“ Transportbarriere,

3. Verunreinigungskontrolle, Teilchen- und Energieabfuhr

In Fusionsplasmen werden alle Fremdatome, d.h. alle Elemente außer Deuterium bzw. Deuterium-Tritium, als Verunreinigungen bezeichnet, da sie sich negativ auf die erzielbare Fusionsenergieausbeute auswirken. Verunreinigungen entstehen hauptsächlich durch die Wechselwirkung des heißen Plasmas mit den Wänden (typische Verunreinigung Eisen) und Prallplatten (Kohlenstoff). Aber auch die unvermeidliche Heliumasche stellt eine Verunreinigung dar. Aus

¹² Conway, G. D. et al., Phys. Rev. Lett. 84 (2000)1463

Energiebilanzbetrachtungen und ähnlichen Überlegungen ergeben sich obere Grenzen für die zulässigen Verunreinigungskonzentrationen, die für Zündung toleriert werden können, so zum Beispiel 1 - 2% für Kohlenstoff und etwa 10% für die Heliumasche. Für ITER bzw. einen Reaktor müssen die Verunreinigungen also unter Kontrolle gehalten werden. Ein verwandtes Problem ist, dass die hohen Teilchenflüsse (z. B. die Heliumasche) und Energieflüsse so abgeführt werden müssen, dass sie keinen Schaden an Wänden und Prallplatten verursachen.

Beide Problemkreise lassen sich mit dem Konzept des magnetischen Divertors, wie er in Abb. 4 skizziert ist, angehen: Eine spezielle Magnetfeldanordnung (mit ein oder zwei Staupunkten und einer Separatrix) erlaubt, dass geladene Teilchen (und die mit ihnen verknüpfte Energie), sobald sie die Plasmarandschicht erreichen, dort entlang des Magnetfeldes in eine separate Kammer unterhalb des heißen Plasmarings gelenkt werden, wo sie an Prallplatten neutralisiert und dann abgepumpt werden. Als besonders effektiv hat sich dabei der "Radiative Divertor" erwiesen, bei dem ein Großteil der Energie, ehe er die Prallplatten erreicht, durch "Strahlung" (Umladungsneutrale und Linienstrahlung) im Divertor weggekühlt wird. Ein derartiger "Radiative Divertor"

- reduziert den Wärmefluss auf die Prallplatten;
- kann zur Ablösung ("Detachment") des Plasmas von den Prallplatten führen; und
- reduziert damit physikalische Zerstäubung (Sputtern) und Erosion der Prallplatten.

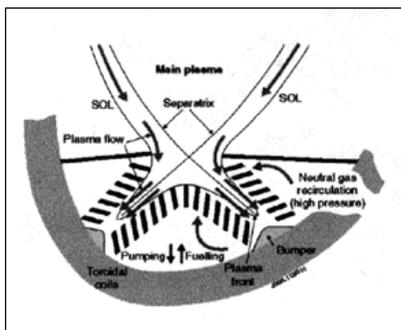


Abb. 4: Schema eines magnetischen Divertors

Im folgenden werden neue JET-Ergebnisse zu den Problemkreisen Ablösen des Plasmas von den Prallplatten, "Schließen" des Divertors für Neutralteilchen und Heliumabfuhr behandelt.

3.1 Ablösen des Plasmas von den Prallplatten

Wie Abb. 5 zeigt, führt "Detachment" zu einer starken Absenkung des Plasmadrucks im Divertor gegenüber dem Druck am Plasmarand (um fast zwei Größenordnungen nahe der Separatrix, wo die Energiedichte am höchsten und damit potentiell gefährlichsten ist)¹³ und damit zu wesentlich niedrigeren Energiedichten an den Prallplatten.

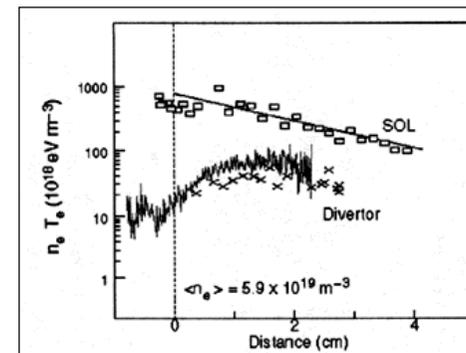


Abb. 5: Starke Reduzierung des Plasmadrucks im Divertor (um etwa Faktor 100) bei "Detachment" des Plasmas von den Prallplatten.

Eine Extrapolation zu ITER zeigt, dass "Detachment" bzw. "Semi-Detachment" zu akzeptablen gemittelten Leistungsdichten auf den Prallplatten führen sollte. Ein Problem könnten jedoch die extrem hohen, transienten Energieflüsse, die mit ELMs verknüpft sind, darstellen. Messungen mit einer hochauflösenden Infrarotkamera haben gezeigt¹⁴, dass ELMs ihre Energie in einem extrem kurzen Puls von etwa 100 μs auf den Prallplatten deponieren. Außerdem zeigt sich, dass ein ELM etwa 4 - 7% der insgesamt im Plasma gespeicherten Energie transportiert. Extrapoliert man diese Beobachtungen mit einem stark vereinfachten Modell zu ITER, so ergeben sich Energie- und Leistungsflüsse auf den Prallplatten von einigen MJ/m^2 bzw. einigen 100 GW, was nicht tolerierbar wäre. Dies zeigt, dass es wichtig ist, detailliertere ELM-Modelle zu entwickeln, um für diese Extrapolationen eine sicherere Basis zu schaffen.

Für die physikalischen Vorgänge, die zur Ablösung des Plasmas von den Prallplatten führen, konnte in den letzten Jahren an JET (und an einigen mittelgroßen Tokamakexperimenten)

¹³ Matthews, G. F., et al., Nucl. Fusion 39 (1999) 19

¹⁴ Lingertat, J., 4th Europ. Fusion Physics Workshop (Stockholm, 11-13 December 1996), private Mitteilung

ein sehr gutes qualitatives Verständnis entwickelt werden. So wurde u.a. gefunden¹⁵, dass - neben Strahlung und Umladungsneutralen - Rekombinationsverluste eine wichtige Rolle bei der Plasmakühlung spielen: Zunächst ist es Linienstrahlung, die eine Abkühlung des Divertorplasmas bewirkt. Unterhalb einer Temperatur von 5 eV tragen dann Umladungsneutrale wesentlich zur Abführung von Energie und Impuls bei. Bei Temperaturen unterhalb 1 eV setzt dann zusätzlich starke Rekombination ein. Bei der Rekombination wird nicht nur Energie verbraucht, sondern die entstehenden Neutralteilchen verteilen auch die verbleibende Energie auf eine größere Fläche (im Prinzip die gesamte Divertorkammer) als geladene Teilchen, die durch das Magnetfeld auf einen schmalen Prallplattenbereich fokussiert werden.

3.2 Schließen des Divertors für Neutralteilchen

Schließen des Divertors für Neutralteilchen (durch geometrische Verengung des Divertorhalses) sollte eine Reihe von positiven Effekten haben: Detachment sollte bereits bei niedrigeren Dichten erfolgen; der Neutralgasdruck im Divertor sollte sich erhöhen, was das Abpumpen z.B. des Heliums erleichtern würde; und der Neutralgasdruck in der Hauptkammer sollte sich erniedrigen, was zu einer Reduzierung der Wandverunreinigungen führen sollte.

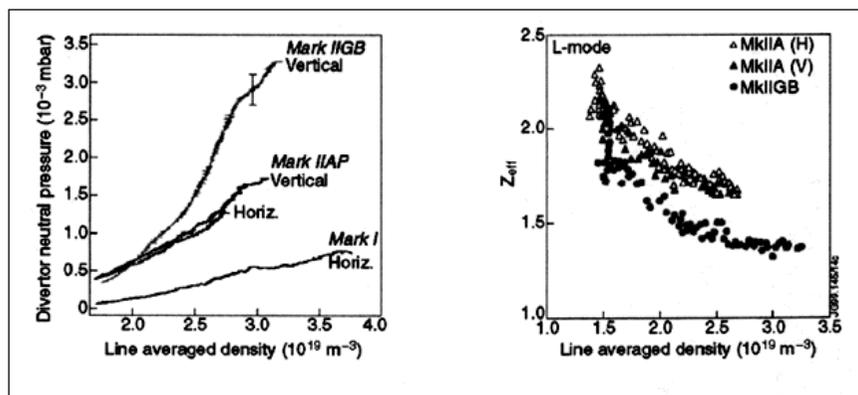


Abb. 6: Einfluss des "Schließens" des Divertors für Neutralteilchen auf a) den Druck im Divertor und b) die Verunreinigungen im Plasma (ausgedrückt durch Z_{eff}).

¹⁵ Keilhacker, M. et al., Plasma Phys. Control. Fusion 41(1999) 1

Um diese theoretischen Vorhersagen zu testen, hat JET den Divertor in einem Dreistufenprogramm mehr und mehr geschlossen: 1994/95 der relativ offene und damit sehr flexible Mark I Divertor, 1996/97 der geschlosseneren Mark IIA Divertor und 1998/99 der noch stärker geschlossene Mark II Gas Box Divertor, mit dem wesentliche Punkte des für ITER vorgesehenen Divertorkonzepts untersucht werden konnten.

Das Schließen des Divertors bestätigte die Erwartungen: Alle oben erwähnten positiven Effekte wurden beobachtet¹⁶. Abbildung 6a zeigt als Beispiel die starke Zunahme des Divertordrucks mit fortschreitendem Schließen des Divertors, ausgehend von Mark I über Mark IIA zu Mark IIGB (die ebenfalls zu beobachtende Zunahme des Drucks mit der Plasmadichte bei festgehaltener Divertorgeometrie ist eine Folge der zunehmenden Ionisierungswahrscheinlichkeit, die zu einem effektiven "Schließen" des Divertors führt). Abbildung 6b zeigt den positiven Effekt des Schließens (von Mark IIA zu Mark IIGB) auf die Verunreinigung des Plasmas (ausgedrückt durch Z_{eff} , das ein Maß für den über alle Verunreinigungen gemittelten Verunreinigungsgrad ist).

3.3 Heliumabfuhr

Ein wichtiger Punkt für ITER und einen Reaktor ist die effektive Kontrolle und Abfuhr der Heliumasche. Der Heliumtransport erfolgt im wesentlichen in zwei Schritten: Zunächst muss das im heißen Plasmakern entstehende Helium zum Plasmarand diffundieren, dann muss es von dort in den Divertor gelangen, wo es neutralisiert und abgepumpt wird. In einem gezielten "Experiment" zur Heliumabfuhr wurde an JET die Pumpleistung für Helium durch dosiertes "Frosten" mit Argon variiert und die Einschusszeit des Heliums in Abhängigkeit von der Pumpleistung gemessen¹⁷. Extrapolation der so bestimmten Einschusszeiten zu "unendlicher" Pumpleistung (d.h. $1/(S \cdot p)$ gegen 0, mit S Pumpleistung und p Plasmadruck) ergibt dann die "wahre" Einschusszeit des Heliums $\tau_p(\text{He})$. Der auf diese Weise bestimmte Wert $\tau_p(\text{He}) = 1.3$ s war nur etwa einen Faktor 4 größer als die entsprechende Energieeinschlusszeit, τ_E . Dies muss mit theoretischen Abschätzungen¹⁸ verglichen werden, die zeigen, dass die Heliumabfuhr für einen stationären Reaktorbetrieb ausreichend ist, solange das Verhältnis $\tau_p(\text{He})/\tau_E$ kleiner als 10 bleibt. Die Ergebnisse an JET zeigen also (ähnliche Beobachtungen waren bereits einige Jahre vorher an kleineren Tokamakexperimenten gemacht worden), dass die Begrenzung der Heliumasche auf den für einen Reaktorbetrieb zulässigen Wert von etwa 10% kein unlösbares Problem darstellen sollte.

¹⁶ ebenda

¹⁷ ebenda

¹⁸ Reiter, D. and G. Wolf, Nucl. Fusion 30 (1990) 1241

4. Deuterium - Tritium Experimente von 1997

In JET war es im November 1991 zum ersten Mal in der Geschichte der Menschheit gelungen, in kontrollierter Weise Energie (eine Spitzenleistung von 1.7 MW und eine Energie von 2 MJ gemittelt über 2 s) aus Kernfusion zu erzeugen¹⁹. Nach weiteren Verbesserungen der Anlage (Divertor, Erhöhung der Heizleistung) wurde dann im September/Oktober 1997 eine Folge von D-T Experimenten durchgeführt, mit denen wichtige physikalische und technische Fragen untersucht werden konnten. Im folgenden wird über einige dieser Ergebnisse berichtet²⁰, nämlich den erfolgreichen Test verschiedener ICRF Heizszenarien in D-T, die Erzeugung hoher Fusionsleistungen, die erste eindeutige Beobachtung von Alphateilchenheizung und den erfolgreichen Einsatz von "Tritium Processing" und "Remote Handling".

4.1 Test von Hochfrequenz-Heizszenarien in Deuterium-Tritium

Eine bevorzugte Heizmethode für ITER und einen Fusionsreaktor ist Hochfrequenzheizung bei der Ionen-Zyklotron-Resonanzfrequenz (JCRF). In JET wurden in den D-T Experimenten die physikalischen Grundlagen und die Leistungsfähigkeit verschiedener für ITER (und einen Reaktor) ins Auge gefaßten ICRF Heizszenarien untersucht²¹.

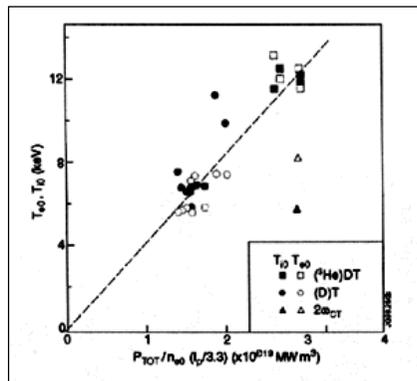


Abb. 7: Elektronen- und Ionentemperaturen in Abhängigkeit von der spezifischen Heizleistung (korrigiert für Plasmaströme, die von 3.3 MA abweichen) für verschiedene ITER Heizszenarien

¹⁹ The JET Team, Nucl. Fusion 32 (1992) 187

²⁰ Ausführliche Berichte in: Keilhacker, M. et al., and the JET Team, Nucl. Fusion 39 (1999) 209 und: Jacquinot, J. et al., and the JET Team, Nucl. Fusion 39 (1999) 235

²¹ Start, D. F. H. et al., Phys. Rev. Lett. 80 (1998) 4681

Abb. 7 faßt die Heizwirkung von drei solchen Szenarien in einer Darstellung der gemessenen Elektronen- und Ionentemperaturen als Funktion der spezifischen Heizleistung zusammen. Die beiden sogenannten Minoritätsheizungen (D-Minorität in Tritium bzw. ³He-Minorität in Deuterium/Tritium) verursachten starke Tonenheizung (was für Fusionsexperimente und einen Reaktor erwünscht ist), während ICRF-Heizung bei der 2. Harmonischen der Resonanzfrequenz von Tritium hauptsächlich die Elektronen heizte (die insgesamt geringere Heizeffizienz rührte daher, dass bei dieser Heizmethode Tritiumionen mit MeV Energien entstehen, die in JET schlecht eingeschlossen sind), aber unter ITER-Bedingungen ebenfalls die Ionen heizen sollte. Die meisten dieser Ergebnisse sind in ausgezeichneter Übereinstimmung mit Vorhersagen von Modellrechnungen. Dies gibt Vertrauen, diese Modelle auch zur Bechnung der zu erwartenden ICRF-Heizung in zukünftigen Fusionsexperimenten (z. B. ITER) zu benutzen. So sagen derartige Simulationen z.B. voraus, dass man in ITER mit 50 MW ³He-Minoritätsheizung Zündung erreichen sollte, wobei mehr als 70% der Heizleistung in die Ionen gehen würde.

4.2 Rekorde in Fusionsenergieausbeute und Verstärkungsfaktor Q

Eine der Hauptaufgaben der D-T Experimente war die Erzeugung und Untersuchung von Plasmen mit hoher Fusionsenergieausbeute. Wie Abb. 8 zeigt, wurde die höchste Fusionsleistung von 16.1 MW in einer Entladung vom Type "ELM-freie H-Mode" erzielt²². Bei dieser Art Entladung wird die Hochleistungsphase jedoch nach etwa einer Sekunde abrupt von einer MHD-Instabilität beendet, sodass die hohe Fusionsleistung nur transient auftrat. Der Fusionsleistung von 16.1 MW entsprach ein Verstärkungsfaktor $Q_{in} = P_{fus}/P_{in} = 0.62$. Q_{in} ist die übliche, allerdings von stationären Bedingungen ausgehende Definition des Verstärkungsfaktors als Verhältnis von erzeugter Fusionsleistung, P_{fus} , zu von außen aufgewendeter Heizleistung, P_{in} . Der Wert $Q_{in} = 1$ wird dann als "Break-even" bezeichnet. Für transiente Verhältnisse, wie sie in der ELM-freien H-Mode Q_{tot} vorliegen, ist für den Verstärkungsfaktor auch die Definition $Q_{tot} = P_{fus}/(P_{loss} - P_{\alpha})$ üblich²³. Q_{tot} ist der Wert, den Q_{in} erreichen würde, wenn die transient vorliegenden Plasmamparameter auch stationär erzielt werden könnten, und hatte für obige Entladung den Wert 0.95 ± 0.17 .

Wie Abb. 8 ebenfalls zeigt, wurde unter quasi-stationären Bedingungen (ELMy H-Mode Entladung) in JET eine Fusionsleistung von 4 MW erzeugt²⁴. Der Verstärkungsfaktor Q_{in} betrug in diesem Fall 0.18 und es wurde eine Fusionsenergie von 22 MJ erzielt, die nur durch die Dauer des Heizpulses (hier 5 s) begrenzt war.

²² Keilhacker, M. et al., and the JET Team...

²³ ebenda

²⁴ Jacquinot, J. et al., and the JET Team...

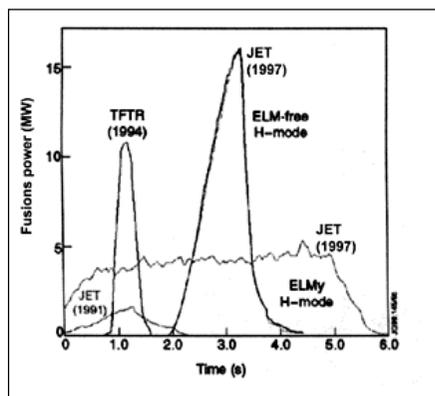


Abb. 8: Transiente (16 MW) und stationäre (4 MW) Fusionsleistungen in den JET D-T Entladungen von 1997 und Vergleich mit dem besten Ergebnis von TFTR / Princeton (1994) und der JET Entladung von 1991.

Alle diese Ergebnisse stellten neue Höchstwerte dar, wie der Vergleich mit dem besten Ergebnis des US-Tokamaks TFTR, einer transienten Fusionsleistung von 10.7 MW (im Jahr 1994), zeigt. Die Arbeiten an TFTR gingen 1997 nach einer dreijährigen D-T Phase zu Ende, sodass JET im Moment das einzige Fusionsexperiment ist, in dem Experimente mit Reaktorbrandstoff durchgeführt werden können.

4.3 Nachweis von Alphateilchenheizung

Ein anderes wichtiges Ziel der D-T Experimente waren der eindeutige Nachweis und die Untersuchung der Alphateilchenheizung in Hochleistungsentladungen. Auf Grund früherer JET Ergebnisse²⁵ konnte davon ausgegangen werden, dass die Abbremsung der Alphateilchen klassisch verlaufen und deshalb der größte Teil ihrer Energie auf die Elektronen übertragen werden würde. Da durch die Alphateilchen nur ein relativ kleiner Heizeffekt zu erwarten war, mussten alle anderen Effekte, die die Elektronentemperatur beeinflussen konnten, so stark wie möglich reduziert oder eliminiert werden. Insbesondere musste das Experiment so geplant werden, dass eine Erhöhung der Elektronentemperatur infolge Alphateilchenheizung klar von einer möglichen

²⁵ Heidbrink, W. and G. J. Sadler, Nucl. Fusion 34 (1994)

Erhöhung infolge einer Verbesserung des Energieeinschlusses beim Übergang von Deuterium zu Tritium (sog. Isotopenabhängigkeit der Energieeinschlusszeit) getrennt werden konnte. Dies wurde erreicht, indem in einer Serie von sonst identischen H-Mode Entladungen das D-T Mischungsverhältnis von reinem Deuterium zu fast reinem Tritium verändert wurde. Ein Vergleich der reinen Deuterium- mit der reinen Tritium-Entladung dieser Serie (die beide keine Energieeinschlusszeit reagieren sollten) zeigte dann, dass die Energieeinschlusszeit praktisch nicht vom Isotopenverhältnis abhing, was die Interpretation der Alphateilchen-Heizexperimente wesentlich erleichterte.

Das Ergebnis dieser Alphateilchen-Heizexperimente²⁶ ist in Abb. 9 dargestellt, in der für alle Entladungen des D-T Mischungs-Scans (in Klammer die jeweilige Tritiumkonzentration) die zentrale Elektronentemperatur über der aus den gemessenen Neutronenraten berechneten Alphateilchen-Heizleistung aufgetragen ist. Die höchste Elektronentemperatur ist eindeutig mit der höchsten Alphateilchen-Heizleistung und dem für Alphateilchenheizung optimalen DT Mischungsverhältnis korreliert, während die reine D (0%) und fast reine T (92%) Entladung wie erwartet praktisch keine Temperaturerhöhung zeigen. Eine Regressionsanalyse der Messdaten ergibt eine Zunahme der zentralen Elektronentemperatur um 1.3 ± 0.23 keV bei 1.3 MW Alphateilchenheizung.

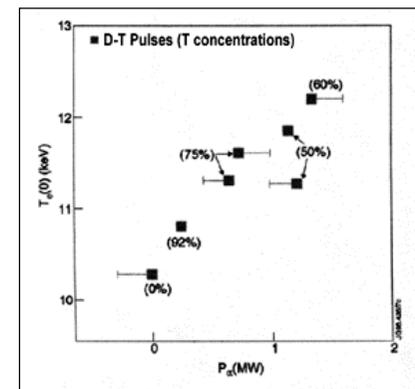


Abb. 9: Zentrale Elektronentemperatur in Abhängigkeit von der Alphateilchenheizleistung. Die Zahlen in Klammern sind die Tritiumkonzentrationen. Die Balken zeigen die Abweichung der äußeren Heizleistung im Vergleich zur Referenzentladung mit 92% Tritium

²⁶ Thomas, P. R. et al., Phys. Rev. Lett. 80 (1998) 5548

Diese Ergebnisse sind der erste eindeutige Nachweis der Selbstheizung eines D-T Plasmas durch die bei den Fusionsreaktionen entstehenden Alphateilchen. Zusammen mit den erwähnten früheren JET Ergebnissen zeigen sie, dass, vorausgesetzt das Plasma ist frei von MHD-Instabilitäten, Einschluss und Abbremsung der Alphateilchen sowie die durch sie bewirkte Plasmaheizung klassisch verlaufen und damit in Experimenten wie ITER dem Erreichen von Zündung keine unerwarteten Effekte im Wege stehen sollten.

4.4 Tritiumkreislauf und Remote Handling

Neben der Untersuchung dieser physikalischen Fragen führten die D-T Experimente auch zur Entwicklung und Erprobung von zwei für den Reaktorbetrieb notwendigen Technologien, der Handhabung von Tritium und dem Einsatz von Fernbedienungstechniken²⁷.

Während der D-T Experimente von 1997 waren bei JET insgesamt 20 g Tritium gelagert. Eine "Tritium Processing" Anlage großtechnischen Stils, die in einem geschlossenen Kreislauf mit dem Tokamak arbeitete, führte den Entladungen Tritium zu, sammelte es dann mit dem "exhaust" Gas wieder auf und trennte es vom Deuterium und Verunreinigungen ab.

Insgesamt wurden dem JET Torus während der D-T Experimente (über 200 Plasmaentladungen mit Tritiumkonzentrationen von mehr als 40%) 99.3 g Tritium zugeführt, was acht Wiederaufarbeitungszyklen benötigte, in denen das Tritium routinemäßig auf besser als 99.5% Reinheit gebracht wurde (durch Gas-Chromatographie bzw. Kryodestillation). Die gesamte Anlage arbeitete äußerst zuverlässig.

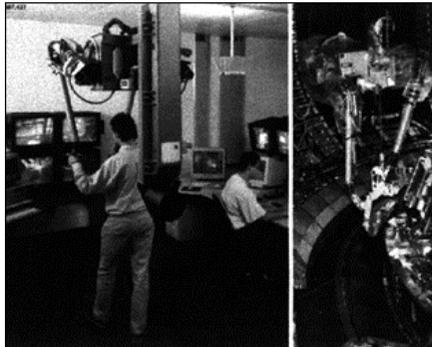


Abb. 10: Das bei JET entwickelte Remote Handling Konzept, bei dem der Operateur (links) den Einsatz des Werkzeugs (rechts) lenkt und "fühlt"

²⁷ Pick, M. and the JET Team, Fusion Engineering and Design 46 (1999) 291

Das wichtigste Ergebnis der D-T Experimente war die Beobachtung, dass sich etwa 30% des dem Torus während der Experimente insgesamt zugeführten Tritiums in den Toruswänden ansammelte, und sich dieser Wert auch nach anschließendem mehrwöchigem Betrieb in Wasserstoff und Deuterium nur auf etwa 17% reduzierte. Genauere Untersuchungen zeigten, dass das Tritium hauptsächlich in dünnen Kohlenstoffschichten (carbon films) auf der inneren, kälteren Seite des Divertors festgehalten wurde. Dieses hohe Rückhaltevermögen für Tritium würde für ITER und einen Fusionsreaktor zu unannehmbar hohen Tritiuminventaren führen. In weiteren Untersuchungen muss deshalb geklärt werden, ob diese Schwierigkeit durch konstruktive Maßnahmen am Divertor beseitigt werden kann oder ob man auf die Verwendung von Kohlenstoff als Prallplattenmaterial überhaupt verzichten muss.

Bei den D-T Experimenten von 1997 (insgesamt 675 MJ Fusionsenergie) war im Gegensatz zu denen im Jahr 1991 (zwei Entladungen mit zusammen 4MJ Energie) eine beträchtliche Aktivierung des Torus durch die 14 MeV Neutronen in Kauf genommen worden. Man hatte deshalb ein "Remote Handling" Konzept entwickelt, das einerseits den geplanten Umbau des Divertors von Mark IIA auf Mark IIGB erlaubte, andererseits aber auch in gewissem Umfang unvorhergesehene Reparaturen möglich machte. Das Konzept beruht auf dem "man-in-the-loop" Prinzip, bei dem die grobe Positionierung der Werkzeuge mit einem Computer "teach file" erfolgt, die genaueren Arbeiten aber von einem Operateur mit Hilfe eines ServoManipulators durchgeführt werden (Abb. 10), der ihn die auf das Werkzeug wirkenden Kräfte spüren läßt, so dass er feinfühlig reagieren kann. Mit dem problemlosen Umbau des Divertors von Mark hA auf Mark IIGB in nur 4 Monaten Anfang 1998 sowie der Ausführung einiger kleinerer unvorhergesehener Reparaturen hat das JET "Remote Handling" System seine Feuerprobe hervorragend bestanden.

5. Bedeutung für ITER Reaktor - Offene Fragen

Hier sollen die wichtigsten Ergebnisse nochmals zusammengefasst und ihre Bedeutung für den "Nächsten Schritt" (z.B. ITER) bzw. einen zukünftigen Fusionsreaktor diskutiert werden. Dies zeigt dann auch, welches die wichtigsten noch offenen Fragen sind.

5.1 Energieeinschluss

Bezüglich des Einschlusses haben die JET D-T "Windkanal" Experimente gezeigt, dass der globale Energieeinschluss im ELMy H-Mode Regime, der für ITER vorgesehene Betriebsart, etwa der Gyro-Bohm Skalierung entspricht und eine Extrapolation dieser Ergebnisse für ITER Zündung vorhersagt. Die Aufspaltung des globalen Energieeinschlusses in Plasmarand und Plas-

makern hat gezeigt, dass beide sehr unterschiedlich skalieren, was darauf hindeutet, dass die Transportprozesse (Art und Stärke der Turbulenz, ihre Anregungs- und Dämpfungsmechanismen) in diesen beiden Gebieten sehr verschieden sind. Die Aufspaltung erlaubte erstmals eine Isolierung des Transportverhaltens im Plasmainneren von störenden Randeffekten und legte damit die Basis für einen Vergleich der experimentellen Ergebnisse mit theoretischen Plasma-Modellen. Dieser Vergleich zeigt, dass der Transport im Plasmainneren gut durch die Gyro-Bohm Theorie beschrieben werden kann. Dies führt zu einem besseren Verständnis der Transportprozesse und gibt Vertrauen, diese Skalierungsgesetze bei der Konzipierung und Dimensionierung zukünftiger Maschinen einzusetzen.

Dieser positive Ausblick gilt jedoch nur für die ELMy H-Mode, für die es bereits eine große Datenbasis gibt. Für zukunftsweisendere Betriebsarten, wie die "Reversed Magnetic Shear" Mode, dagegen, die die Aussicht auf kompaktere und damit billigere Fusionsreaktoren eröffnen, ist noch viel Entwicklungsarbeit nötig (und teilweise bereits im Gange), um sie auf einen vergleichbaren Stand zu bringen.

5.2 Verunreinigungskontrolle, Teilchen- und Energieabfuhr

Auch das Verständnis der Randschicht- und Divertorphysik hat große Fortschritte gemacht. Das Divertorprogramm, in dem der JET Divertor in drei Stufen (Mark I, IIA und IIGB) für Neutralteilchen mehr und mehr „geschlossen" wurde, hat die theoretisch erwarteten positiven Effekte dieses Schließens nachgewiesen, insbesondere einen höheren Neutralgasdruck im Divertor, der das Abpumpen der Heliumasche erleichtern würde, und eine Verringerung der Verunreinigungen (Z_{eff}) im Plasma. Außerdem konnte gezeigt werden, dass Strahlung und Umladungsneutrale im "Detached Divertor" Regime den mittleren Energiefluss auf die Prallplatten einer Maschine der nächsten Generation (z.B. ITER) auf akzeptable Werte reduzieren können. Und bezüglich der Heliumasche konnte in JET (und in anderen Tokamakexperimenten) gezeigt werden, dass das für die Begrenzung des Heliums entscheidende Verhältnis seiner Teilchen- zur Energieeinschlusszeit unter dem für einen Reaktorbetrieb zulässigen Wert lag.

Es bleiben jedoch zwei wesentliche Probleme. Das eine sind die mit den ELMs verknüpften sehr kurzen, aber extrem hohen Energieflüsse auf die Prallplatten. Hier müssen Wege gefunden werden, die Randinstabilitäten so zu kontrollieren, dass die Energie in häufigeren, aber kleineren Pulsen abgegeben wird. Außerdem müssen Skalierungsgesetze entwickelt werden, die es erlauben, das ELM-Verhalten bei zukünftigen Maschinen vorauszusagen. Beides benötigt ein besseres physikalisches Verständnis der Randschichtinstabilitäten (d. h. ein physikalisches ELM-Modell). Das andere Problem ist das an JET bei Kohlenstoff beobachtete hohe Rückhaltevermögen für Tritium und die sich daraus ergebende Frage, ob Kohlenstoff in zukünftigen Fusionsexperimenten als Prallplattenmaterial in Frage kommt. Hier muss einerseits nach besseren kon-

struktiven Lösungen im Divertorbereich gesucht werden, andererseits muss untersucht werden, ob sich nicht andere Materialien, wie z. B. Beryllium (mögliche Untersuchungen in JET nach 2002), oder Schwermetalle, wie z. B. Wolfram (Untersuchungen an ASDEX UPGRADE, Garching) besser als Prallplattenmaterial eignen.

5.3 Fusionsleistung und Alphateilchenheizung

In den D-T Experimenten von 1997 wurde transient eine Fusionsleistung von 16 MW und quasi-stationär von 4 MW erzeugt, was Verstärkungsfaktoren (Verhältnis von Fusionsleistung zu äußerer Heizleistung) von 0.62 bzw. 0.18 entsprach. In einer speziell konzipierten Experimentreihe konnte erstmals eindeutig die Selbstheizung des Plasmas durch die bei den Fusionsreaktionen entstehenden Alphateilchen nachgewiesen und gezeigt werden, dass dieser Vorgang klassisch verläuft. Die beobachtete Effizienz der Alphateilchenheizung war dabei vergleichbar der von Hochfrequenz-ICRF Heizung (Wasserstoff - Minoritätsheizung).

Eine abschließende Beurteilung des Verhaltens der Alphateilchen und ihres Einflusses auf das Plasma kann jedoch nur in Experimenten erfolgen, wo die Heizung durch Alphateilchen überwiegt. Dafür sind D-T Experimente mit $Q > 1$ über mehrere Sekunden nötig wie sie eventuell an JET nach 2002 durchgeführt werden können. Letztlich wird für diese Untersuchungen aber ITER (jetzt ITER - FEAT²⁸) oder eine ähnliche Maschine benötigt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass an JET in den letzten Jahren entscheidende Fortschritte im physikalischen Verständnis von Fusionsplasmen erzielt wurden und dass die vorhandene Datenbasis (von JET und mittelgroßen Tokamakexperimenten) für eine Extrapolation zu ITER, basierend auf ELMy H-Mode Betrieb, ausreicht. Andererseits sind jedoch noch große Anstrengungen nötig, um für den Bau kompakterer, stationärer Fusionsreaktoren eine vergleichbare physikalische Basis zu gewinnen. Dafür sind vor allem Experimente an JET, dessen Betrieb wahrscheinlich über 2002 fortgesetzt werden wird, und der Bau des in internationaler Zusammenarbeit geplanten ITER bzw. ITER - FEAT, mit dem ein stationär brennendes Plasma erzeugen werden soll, nötig.

²⁸ Aymar, R., 27~ EPS Conf. on Controlled Fusion and Plasma Physics, 12-16 June 2000, Budapest, Hungary

Referenzen

- Aymar, R. et al., Fusion Energy 1996: Proc. 16th Internat. Conf, Montreal, Canada, 1996, Vol. 1, IAEA, Vienna, 1997, p.3
- Aymar, R., 27th EPS Conf. on Controlled Fusion and Plasma Physics, 12-16 June 2000, Budapest, Hungary
- Conway, G. D. et al., Phys. Rev. Lett. 84 (2000)1463
- Cordey, J. G., et al., Nucl. Fusion 39 (1999) 301
- Heidbrink, W. and G. J. Sadler, Nucl. Fusion 34 (1994)
- Hugon, M. et al., Nucl. Fusion 32 (1992) 33
- Jacquinet, J. et al., and the JET Team, Nucl. Fusion 39 (1999) 235
- JET Team (presented by C. Gormezano), Fusion Energy 1996: Proc. 16th Internat. Conf., Montreal, Canada, 1996, Vol. 1, IAEA, Vienna, 1997, p.487
- JET Team (presented by J. Cordey), Fusion Energy 1998: Proc. 17th Internat. Conf., Yokohama, Japan, 1998, Vol.2, IAEA, Vienna, 1999, p.473
- Keilhacker, M. et al., Plasma Phys. Control. Fusion 41(1999)1
- Keilhacker, M. et al., Phil. Trans. R. Soc. London A 357 (1999) 415
- Keilhacker, M. et al., and the JET Team, Nucl. Fusion 39 (1999) 209
- Lingertat, J., 4th Europ. Fusion Physics Workshop (Stockholm, 11-13 December 1996), private Mitteilung
- Matthews, G. F., et al., Nucl. Fusion 39 (1999) 19
- Pick, M. and the JET Team, Fusion Engineering and Design 46 (1999) 291
- Reiter, D. and G. Wolf, Nucl. Fusion 30 (1990)1241
- Start, D. F. H. et al., Phys. Rev. Lett. 80 (1998) 4681
- The JET Team, Nucl. Fusion 32 (1992)187
- Thomas, P. R. et al., Phys. Rev. Lett. 80 (1998) 5548
- Wagner, F. et al., Phys. Rev. Lett. 49 (1982)1408

ZUKUNFTSCHANCEN DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG IN EINEM LIBERALISIERTEN ENERGIEMARKT

Dieter Attig
Stadtwerke Aachen AG

1. Einleitung

Hinsichtlich der Einsparung von Primärenergie und damit der Verringerung des Kohlendioxid-ausstosses hat die Kraft-Wärme-Kopplung, die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme, einen günstigen Kosten-Nutzen-Faktor. Während die reine Stromerzeugung in den letzten Jahrzehnten sich immer mehr auf große Blöcke konzentrierte, wurden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wegen der dezentralen Wärmepotentiale häufig auch in kleineren Einheiten gebaut. Die kleinsten Einheiten sind die sogenannten Blockheizkraftwerke, die häufig nur einzelne Objekte beheizen.

Bei günstigen Randbedingungen tragen sich Kraft-Wärme-Kopplungssysteme mit nachgeschalteten Wärmeverteilungsnetzen in Deutschland selbst. Nachteil vieler Kraft-Wärme-Kopplungen ist die Errichtung eines teureren Fernwärmeverteilungsnetzes, das sich erst in vielen Jahren amortisiert und häufig nur durch Zuschüsse eine Wirtschaftlichkeit erreicht.

2. Historische Entwicklung in Deutschland

Nach 1945 haben sich Heizungen im Gebäudebestand zunächst auf der Basis von Kohle ausgebreitet. Gebräuchlich waren Kohle-, Koks- und Brikettheizungen. Mit dem zunehmend billig und reichlich vorhandenen Heizöl wurden dann in großem Maße Gebäudeheizungen errichtet, während das aus Kohle gewonnene Stadtgas zunächst in der Gebäudeheizung kaum eine Bedeutung hatte. Mit Umstellung auf Erdgas wurde dieses Heizmedium in starkem Maße verbreitet und wird indes bei Neubauten überwiegend eingesetzt.

Die Fernheizung wurde zunächst in den Zentren der großen Städte verwendet, um dort die Abgasbelastung zu reduzieren. Über viele Jahrzehnte wurde die Fernwärme in erster Linie durch Kohlefeuerungen gespeist, in den Ballungszentren vornehmlich auch durch kohlegefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. In den 70er Jahren bekam die Fernwärmeversorgung auf Kohlebasis besondere Bedeutung vor dem Hintergrund der Ressourcenschonung, da den fossilen Brennstoffen Öl und Gas nur noch eine Reichweite von wenigen Jahrzehnten zugesprochen wurde. Diese Gedanken kamen besonders in den kohlefördernden Bundesländern zum Ausdruck, um dort die Kohle gegenüber den Brennstoffen Heizöl und Gas zum Einsatz zu bringen.

In den 80er Jahren trat dann als Begründung für Fernwärmesysteme und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Umweltschutz in den Vordergrund. Damit verschob sich auch die vorrangige Nutzung von Kohle in der Kraft-Wärme-Kopplung hin zum Erdgas. Es kamen die sogenannten Blockheizkraftwerke auf, mit denen auf der Basis vorhandener Erdgasnetze dezentral Strom erzeugt und deren Abwärme in den Heizungsanlagen von Gebäuden oder Gebäudekomplexen eingesetzt wird.

Die besondere Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung wird heute in erster Linie aus Umweltgründen betrieben, weil die Ressourcenschonung in den Hintergrund getreten ist. Bei den nach wie vor weltweit begrenzten Vorräten an fossilen Brennstoffen geht man beim Erdgas heute wieder von Nutzungshorizonten in der Größenordnung von 100 Jahren aus und mißt der Ressourcenschonung damit nicht die ihr eigentlich zukommende Bedeutung zu.

Aus diesem historischen Abriss wird deutlich, daß die Kraft-Wärme-Kopplung kein Wert an sich ist und damit auch in den unterschiedlichen Ländern eine sehr unterschiedliche Verbreitung erfahren hat.

3. Hemmnisse in Deutschland

Die preiswerte Bereitstellung von Energie hatte in Deutschland in der Regel einen höheren Stellenwert als andere Ziele. Hier unterscheidet sich Deutschland von einigen Nachbarländern, bei denen aus diesem Grunde auch höhere Anteile von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu verzeichnen sind.

Die im wesentlichen mit der Fernwärme konkurrierenden Heizenergien sind derzeit Heizöl und Gas. Diese Heizenergien sind in Deutschland relativ billig zu bekommen. Durch eine hohe Besteuerung des Heizöls und eine geringe Verbreitung des Erdgases im Nachbarland Dänemark konnte sich dort die Kraft-Wärme-Kopplung und die Fernwärme in weit höherem Maße durchsetzen.

Ein weiterer Hinderungsgrund für eine extensive Ausbreitung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland sind die Überkapazitäten im Stromerzeugungssektor, die sich im Laufe der Jahrzehnte ergeben haben. Die einzelnen miteinander konkurrierenden Stromversorgungsunternehmen haben sich in reichlichem Maße jeweils ihre eigenen Kapazitäten geschaffen, da diese Errichtungskosten auf die Strompreise umgelegt werden konnten und vorhandene Stromerzeugungsanlagen einen guten Profit versprachen. Mit dieser Überkapazität hat sich gleichzeitig die Tendenz herausgebildet, daß die Besitzer der Stromerzeugungsanlagen zusätzliche Konkurrenz in Form von dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung und in gleicher Weise regenerativer Stromerzeugung tendenziell zu vermeiden suchten. Dies fand seinen Ausdruck darin, daß der Strom aus dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, der ins öffentliche Netz eingespeist wurde, eine relativ niedrige Vergütung erhielt. Betriebswirtschaftlich war dieses gerechtfertigt, da Strom in

den vorhandenen großen Stromerzeugungsanlagen preiswert bereitgestellt werden konnte. Aus volkswirtschaftlichen Gründen wäre es jedoch sinnvoller gewesen, keine weiteren großen Stromerzeugungsblöcke mehr nachzubauen, sondern verstärkt auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aller Größenordnungen zu setzen. Der Staat hat dem Ziel der Durchsetzung der Kraft-Wärme-Kopplung nicht den nötigen Druck verliehen. Eine angemessen hohe Vergütung von Kraft-Wärme-Kopplungsstrom, die zu einer Ausweitung dieser Technologie geführt hätte, wurde nicht durchgesetzt. Vielmehr gelang es der Stromindustrie, durch die sogenannte Verbändevereinbarung Bedingungen zu schaffen, die zwar einzelne Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ermöglichen, aber in der Regel für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht ausreichend waren.

Für eigengenutzten Strom stellten sich die Rahmenbedingungen anders dar. In dem monopolisierten Strommarkt konnten relativ hohe Preise für Stromverbraucher durchgesetzt werden. Dies galt sowohl für Industriekunden als auch für weiterverteilende Stadtwerke. Vor dem Hintergrund dieser hohen Strombezugspreise konnten sich verschiedentlich örtliche Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durchsetzen und mit gutem wirtschaftlichen Erfolg betrieben werden. Auch diese Anzahl von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hielt sich allerdings in Grenzen, da die Stromvorlieferanten vielfach verstanden, durch entsprechende Preisnachlässe die Errichtung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu verhindern.

Schließlich hätten die großen Stromerzeuger auch eigene Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung errichten können. Dieses wurde an den Stellen auch durchgeführt, wo in Ballungsgebieten durch Errichtung großer zentraler Fernwärmenetze ausreichend Wärmepotential erschlossen werden konnte. Dezentrale Anlagen wurden durch die großen Stromerzeuger weniger errichtet, da die großen zentralen Stromerzeugungsanlagen insgesamt preiswerter Strom produzieren konnten.

4. Energiepreisentwicklungen

Bild 1 stellt die Entwicklung von Strompreisen für große Industriekunden dar. Aus dem Bild soll nur eine Tendenz abgeleitet werden. Die genannten Preise sind nicht aussagekräftig, da hierzu noch eine Anzahl von Parametern benannt werden müßte. Bild 1 enthält die Abschätzung, daß die Strompreise innerhalb eines Jahrzehnts in Deutschland um etwa 30 % sinken werden. Das Absinken der Preise begann Mitte der 90er Jahre, als die Tendenzen zur Liberalisierung deutlich wurden und sich die Überkapazitäten in verstärktem Maße bemerkbar machten.

Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz wird ab 1999 ein starker Verfall der Preise einsetzen. Viele Verträge sind so abgeschlossen, daß sie sich jeweils um ein Jahr verlängern. Ein Großteil der Verträge muß daher derzeit neu verhandelt werden, da der Markt ab 29.04.1998 freigegeben wurde. Der Preisrückgang wird nach den Erfahrungen aus anderen liberalisierten Strommärkten noch eine Reihe von Jahren weitergehen.

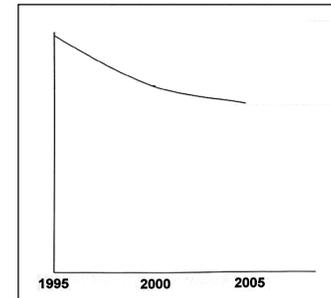


Bild 1:
Strompreise von grossen Kunden

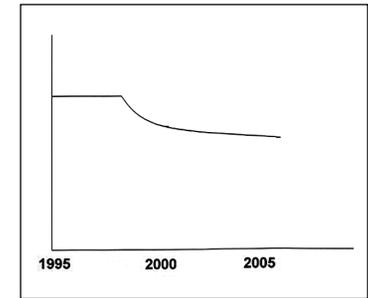


Bild 2:
Gaspreise grosser Bezieher

Durch das neue Energiewirtschaftsgesetz in Deutschland wurde auch der Gasmarkt vollständig liberalisiert, obwohl die europäische Gesetzgebung erst in 1999 auf dem Gassektor nachzieht. Der Preisnachlaß auf dem Gasmarkt wird allerdings mit einer deutlichen Verzögerung einsetzen, da die Durchleitungsbedingungen für Gas wesentlich komplizierter sind als beim Strom. Das Nachgeben der Gaspreise seit Mitte der 90er Jahre ist in erster Linie auf den erheblichen Verfall der Ölpreise zurückzuführen. Die Gaspreise sind in aller Regel an den Ölpreis gebunden.

Ab dem Jahr 2000 wird durch die Liberalisierung des Gasmarktes auch eine Senkung der Gaspreise eintreten, die bis Mitte des ersten Jahrzehnts nach 2000 anhalten wird. Von da an ist die Entwicklung des Gaspreises allerdings offen. Die Förderbedingungen für Erdgas werden immer schwieriger und die Transportentfernungen größer. Damit dürfte sich aufgrund der Rahmenbedingungen der Erdgaspreis tendenziell wieder nach oben bewegen.

Steigende Gaspreise bedeuten eine Benachteiligung der umweltfreundlichen Kraft-Wärme-Kopplung auf Gasbasis. Zwar wird auch der Preis der konkurrierenden Heizenergie Erdgas damit ungünstiger, jedoch wirkt sich der Anstieg des Brennstoffpreises auf die Kraft-Wärme-Kopplung ungleich stärker aus.

Fallende Strompreise einerseits und weniger stark fallende Gaspreise andererseits führen in der Kombination insgesamt zu einer Verschlechterung der Rahmenbedingungen für gasgefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dies soll im folgenden noch verdeutlicht werden.

5. Auslegungskriterien

In Bild 3 ist die Jahresdauerlinie der Fernwärmeleistung für ein Wohngebiet dargestellt. Nach herkömmlicher Dimensionierung werden die BHKW-Module so in die Dauerlinie hineingelegt, daß sie sich im Grundlastbereich befinden. Die BHKW-Module 1 und 2 in Bild 3 laufen insgesamt über 6.000 Stunden pro Jahr. Sie liegen damit in der Grundlast und verdrängen preiswerten Grundlaststrom. In einem liberalisierten Markt wird der Grundlaststrom in Deutschland bei großen Abgabemengen in einigen Jahren in der Größenordnung von 5 Pf./kWh liegen. Bei derartigen Stromgutschritten kann ein Blockheizkraftwerk nicht wirtschaftlich arbeiten.

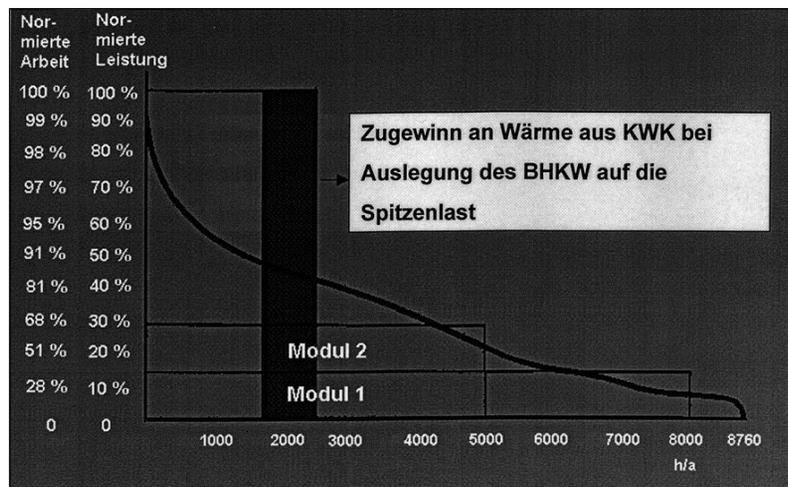


Bild 3:
Jahresdauerlinie der Fernwärmeleistung mit Einsatz von BHKW Modulen nach herkömmlicher Dimensionierung sowie Auslegung des BHKW auf die Spitzenlast der Wärme

Es ist aus diesem Grunde sinnvoll, die BHKW-Module so zu dimensionieren, daß sie im oberen Mittellastbereich und im Spitzenlastbereich arbeiten. Dies ist beispielhaft in Bild 3 dargestellt. Das BHKW-Modul hat in diesem Fall eine Wärmeleistung, die der höchsten Last im Fernwärmenetz entspricht. Die Anlage läuft damit in der Größenordnung von 2.500 Stunden. Bild 4 zeigt den Einsatz eines derartigen großdimensionierten Blockheizkraftwerkes während eines Tages.

Die Anlage läuft nur wenige Stunden während der Hochtarifzeit, zu der der Strombedarf hoch ist und damit auch ein guter Strompreis erzielt wird. Die in den wenigen Stunden erzeugte große Wärmemenge muß in einem Wärmespeicher aufgefangen und über die 24 Stunden des Tages verteilt werden. Derartige Wärmespeicher sind relativ preiswert zu errichten.

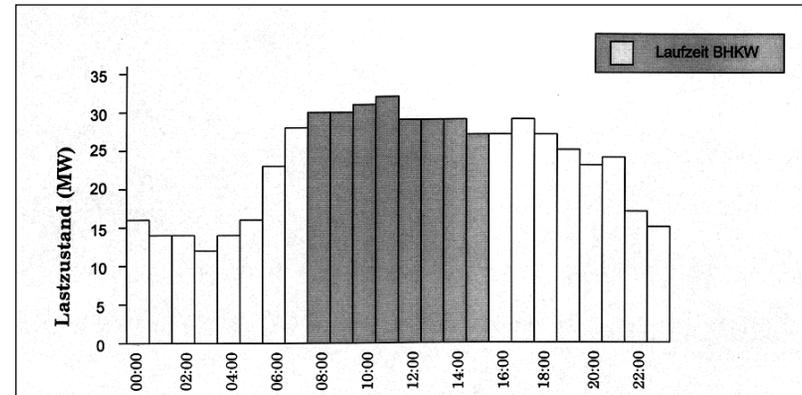


Bild 4:
Tagesganglinie der Stromabgabe (Stundenwerte) und Zuordnung der BHKW-Laufzeit bei 1500 Jahresbenutzungsstunden für Mittwoch, den 11.01.1995

Aus Bild 3 ist zu entnehmen, daß die Dimensionierung des BHKW-Moduls noch den weiteren Vorteil mit sich bringt, daß nahezu die gesamte Wärmemenge eines Jahres durch die große BHKW-Anlage in Verbindung mit dem Speicher abgedeckt werden kann. Der Spitzenkessel wird praktisch nur noch für Reservezwecke benötigt.

Ein weiterer Vorteil der größeren Dimensionierung liegt darin, daß große BHKW-Module deutlich günstiger zu beschaffen sind und auch niedrigere Wartungs- und Betriebskosten aufweisen. Schließlich weisen die größeren Anlagen noch einen höheren Stromwirkungsgrad auf, so daß insgesamt eine Dimensionierung auf eine Laufzeit unter 3.000 Stunden sich auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage günstig auswirkt. Von einer Dimensionierung auf 3.000 Stunden wird in der folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgegangen.

6. Wirtschaftlichkeit

In Bild 5 sind die Ertragsseite und die Kostenseite eines gasgefeuerten 5 MW Blockheizkraftwerkes einander gegenübergestellt. Die stark vereinfachte und schematisierte Darstellung soll zur Verdeutlichung der folgenden Ausführungen dienen.

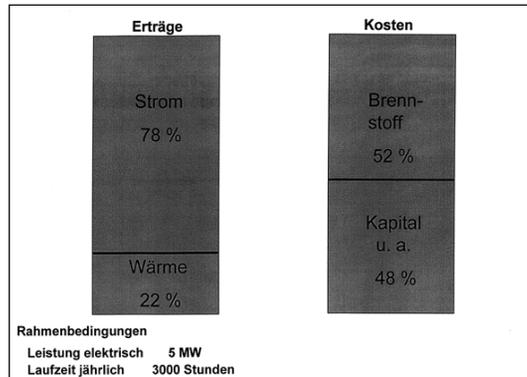


Bild 5:
Wirtschaftlichkeit eines BHKW 1998

Auf der Ertragsseite sind die Erlöse aus Strom- und Wärmeabgabe in der Form dargestellt, wie sie sich bis 1998 vor Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes dargestellt haben. Der deutlich höhere Ertrag wurde aus der Stromseite gezogen.

Auf der Kostenseite wurde in starker Vereinfachung der Kapitaldienst mit den Wartungskosten zusammengefaßt. Der zweite wesentliche Block sind die Brennstoffkosten. Sonstige Kosten wurden vernachlässigt.

Bild 6 zeigt, wie sich die Liberalisierung der Energiemärkte auf diese Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auswirken würde. Durch die 30 %-ige Verminderung der Stromerträge ergibt sich eine massive Reduzierung der Ertragsseite. Auf der Wärmeseite wurde durch den Preisrückgang bei der Heizenergie Erdgas auch der Wärmeertrag zurückgenommen. Dieser Rückgang spiegelt sich auch in der Reduzierung der Brennstoffkosten wider.

Insgesamt wird aus diesem Schaubild deutlich, daß die Erträge weit stärker fallen als die Kosten, so daß bisher wirtschaftliche Anlagen unter den neuen Rahmenbedingungen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Ein Zubau auf diesem Sektor würde damit nur durch zusätzliche Fördermaßnahmen erreicht werden können.

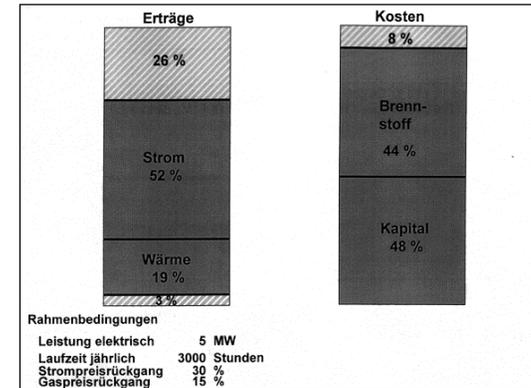


Bild 6:
Wirtschaftlichkeit eines BHKW im liberalisierten Energiemarkt

In Bild 7 wird auch deutlich, daß die kohlegefeuerte Kraft-Wärme-Kopplung durch die Liberalisierung noch stärkere Probleme bekommt als die gasgefeuerten Anlagen. Während die Erträge in gleicher Weise wie bei den Gasanlagen zurückgehen, ist auf der Kostenseite praktisch keine Entlastung festzustellen. Die Brennstoffseite wird nicht berührt und auch die Kapitalkosten verändern sich nicht, da auf dem Sektor der Kohleheizkraftwerke eine deutliche Verbesserung kaum noch zu erzielen ist. Daraus ist abzuleiten, daß ein Neubau von Kohleheizkraftwerken nicht mehr erfolgen dürfte. Ersatzanlagen werden in der Regel als GuD-Anlagen gebaut werden. Abgeschriebene Kohleheizkraftwerke werden sich wegen der geringen Kapitalkosten gegebenenfalls noch halten können. Diese alten Anlagen weisen jedoch schlechte Wirkungsgrade und hohe Personalkosten auf, so daß selbst bei Weiterbetrieb abgeschriebener Anlagen häufig zusätzliche Fördermittel erforderlich sein werden.

6. Modelle der Förderung

Hier sind verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gefördert werden können:

- Zuschüsse für Erzeugungsanlagen und Wärmeverteilungsnetz

- Festsetzung von Mindestpreisen von Strom
Finanzierung
 - aus dem Haushalt
 - durch Umlage auf die Netzkosten
- Ökosteuer auf Konkurrenzenergien
- Quotenmodell (Ankaufs-Pflicht-Modell)

In den vergangenen Jahren wurden in das Fernwärmenetz und in die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch staatliche Programme Zuschüsse hineingesteckt, um zumindest die Anlaufverluste abdecken zu können. Unter den damaligen Rahmenbedingungen konnten Fernwärmeversorgungen im eingeschwungenen Zustand existieren. Aus den genannten Gründen werden in liberalisierten Energiemärkten diese Zuschüsse für die Errichtung von Anlagen nicht mehr ausreichen. Zunehmend geraten derartige Zuschüsse auch in Konflikt mit dem freien Markt auf europäischer Ebene und sollten daher als Fördermittel nur bedingt ins Auge gefaßt werden.

Da die Stromseite die entscheidende Rolle bei der Kraft-Wärme-Kopplung spielt, könnte über die Garantie von Mindestpreisen eine wirksame Förderung durchgeführt werden. Zur Finanzierung dieser Mehrkosten wäre einmal eine Bereitstellung aus dem Haushalt möglich, die dann über Steuern finanziert werden müßte. Zum anderen käme auch eine Umlage auf die Stromnetz-kosten in Betracht. Die Festlegung derartiger Mindestpreise, wie sie im Energiewirtschaftsgesetz aufbauend auf dem alten Stromeinspeisegesetz für die regenerativen Energien festgelegt wurden, ist immer problematisch. Es steht zu erwarten, daß hier viel korrigiert werden müßte und der Konsens für diese Maßnahmen damit mittelfristig verloren geht.

Über Ökosteuern auf Konkurrenzenergiemengen könnte eine wirksame Steuerung ausgeübt werden. Hebt man den Preis für andere Heizenergien deutlich an, so würde eine Steuerbefreiung der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung eine wirksame Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung darstellen. Wie das Beispiel Dänemark zeigt, müßten hier allerdings schon erhebliche Steuern auf die Konkurrenzenergien erhoben werden. Eine andere Möglichkeit ist die Besteuerung des Stromes im allgemeinen und eine Freistellung des Stromes aus Kraft-Wärme-Kopplung. Jedoch ist die Frage zu stellen, ob diese Maßnahme im europäischen Rahmen durchsetzbar ist und ob eine ausreichende Förderwirkung eintritt.

Das sogenannte Quotenmodell würde nicht nur für die regenerativen Energien, sondern auch für die Kraft-Wärme-Kopplung eine interessante Lösungsmöglichkeit darstellen. Hierbei setzt der Gesetzgeber einen bestimmten gewünschten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromdarbietung fest, was von der Rechtssystematik her unproblematisch ist. Mit dieser Quote sollen bestimmte Ziele der Ressourceneinsparung und vor allen Dingen der Umweltentlastung

erreicht werden. Jeder Käufer von Strom wird verpflichtet, eine bestimmte Menge Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung zu erwerben. Kann der Stromlieferant diese Quote nicht nachweisen, so muß er sogenannte Zertifikate zusätzlich erwerben. Zertifikate werden ausgegeben von den Stromproduzenten, die mehr Kraft-Wärme-Kopplungsstrom erzeugen, als nach der Quote vorgeschrieben ist. Auf diese Weise ergibt sich der Wert der Zertifikate entsprechend der Knappheit, und es stellt sich so ein marktwirtschaftlich orientierter Preis ein. Am Markt werden sich nur die günstigsten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durchsetzen. Tendenziell werden aber die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die existieren und teilweise schon abgeschrieben sind, eine relativ gute Chance des Überlebens haben, so daß hier weder Kapitalvernichtung betrieben wird noch Arbeitsplätze gefährdet werden. Das Quotenmodell bringt wie alle Modelle bestimmte Probleme mit sich, die hier nicht im einzelnen erörtert werden können. Insgesamt kann jedoch mit diesem Modell die politische Forderung nach bestimmten Zielen am sinnvollsten erreicht werden.

**DIE ENERGETISCHE NUTZUNG VON BIOMASSE –
TECHNISCHE, ÖKONOMISCHE UND ÖKOLOGISCHE ERFAHRUNGEN ANHAND
AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER BEISPIELE**

Helmuth-M. Groscurth und Isabel Kühn
Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

1. Ziele und Methoden

Biomasse gilt als die erneuerbare Energiequelle mit dem höchsten Potential, um mittelfristig den Energiebedarf der Europäischen Union zu decken [LTI-Research Group, 1998]. Sie erreicht schon heute Anteile am Primärenergieeinsatz von 23% in Finnland, 18% in Schweden und 12% in Österreich. Die Biomasse hebt sich von anderen erneuerbaren Energiequellen ab durch die Vielfalt an festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen, die aus ihr gewonnen werden können, und die höchst unterschiedlichen Umwandlungstechniken, die zu ihrer Nutzung eingesetzt werden.

Ziel des von der Europäischen Kommission (DG XII) geförderten „BioCosts“-Projekts¹ war es, die energetische Nutzung von Biomasse anhand ökonomischer und ökologischer Kriterien umfassend zu analysieren. Dabei wurde eine repräsentative Auswahl von Brennstoffen und Techniken zur Strom- und Wärmeerzeugung untersucht.² Die verschiedenen Fallstudien, die in fünf europäischen Ländern durchgeführt wurden, sind in Tab. 1 zusammengestellt. In dem meisten Fällen handelt es sich um existierende Anlagen, für die Betriebserfahrungen vorliegen, lediglich in Ausnahmefällen wurden geplante Anlagen betrachtet. Jede Biomasse-Technologie wurde mit einer Referenztechnologie verglichen, für die fossile Brennstoffe eingesetzt werden.

Für die ökonomische und ökologische Bewertung wurden die jeweiligen Brennstoffzyklen in drei Stufen unterteilt: Brennstoffherstellung, Energieumwandlung und Entsorgung von Reststoff-

¹ Dieser Artikel basiert auf dem „Publishable Report“ des Forschungsprojektes „Total Costs and Benefits of Biomass in Selected Regions of the European Union (BioCosts)“, das von der Europäischen Kommission im Rahmen des Forschungsprogramms JOULE III unter der Nummer JOR3-CT95-0006 gefördert wurde. Beteiligt an diesem Projekt waren A. de Almeida (e), A. Bauen (b), F.B. Costa (e), S.-O. Ericson (c), J. Giegrich (h), G. Gosse (i), N. von Grabczewski (a), H.-M. Groscurth (Projektleiter – a), D.O. Hall (b), O. Hohmeyer (a), K. Jörgensen (g), C. Kern (f), I. Kühn (a), B. Leviel (j), R. Löfstedt (g), J. da Silva Mariano (e), P.M.G. Mariano (e), N.I. Meyer (d), P.S. Nielsen (d), C. Nunes (e), A. Patyk (h), E. Poitrat (j), G.A. Reinhardt (h), F. Rosillo-Calle (b), I. Scrase (b), C. Vergé (i) und B. Widmann (f) aus folgenden Institutionen: (a) Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW, Projekt-Koordination); (b) King's College, University of London, Division of Life Sciences; (c) Vattenfall Utveckling AB, Bioenergy Programme; (d) Technical University of Denmark, Department of Buildings and Energy; (e) University of Coimbra, Instituto de Sistemas e Robotica; (f) Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, TU München-Weihenstephan; (g) University of Surrey, Centre for Environmental Strategy; (h) Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH (ifeu); (i) Institut National de la Recherche Agronomique (INRA), Unite de Bioclimatologie; (j) Agence de L'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).

² Die ebenfalls untersuchte Herstellung und Nutzung flüssiger Treibstoffe für Transportzwecke kann hier aus Platzgründen nicht dargestellt werden. Es wird daher auf den Projektbericht verwiesen.

fen. Im Mittelpunkt der ökonomischen Analyse standen die Bestimmung der anlagenspezifischen Gesteungskosten von Strom und Wärme sowie die Abschätzung von Arbeitsplatzeffekten. Die Gesteungskosten wurden bestimmt als Summe von Investitions-, Personal- und Brennstoff-

Tab. 1: Fallstudien des BioCosts-Projekts.

Fallstudie	Anlage / Ort	Kurzbezeichnung	
		Biomasse	Referenzfall
• Nutzung von Restholz aus der Forstwirtschaft in einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung mit Rauchgaskondensation im Heizkraftwerk Nässjö, Schweden, im Vergleich zur Nutzung polnischer Kohle in derselben Anlage (ohne Rauchgaskondensation)	Heizkraftwerk Nässjö, Schweden 9 MW _{el} , 27 MW _{th} (Referenz: 21 MW _{th})	s1-o	s1-r
• Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung mit Kessel und Turbine im Vergleich zu einem Dieselmotor-Blockheizkraftwerk (BHKW) betrieben mit schwerem Heizöl – Fall 1: Holzabfälle (Rinde, Sägemehl) – Fall 2: Holz aus Kurzumtriebsplantagen	Fabrik für Pressspanplatten, Mangualde, Portugal 3 MW _{el} , 23 MW _{th} 3,3 MW _{el} , 12 MW _{th} r: 6,3 MW _{el} , 7,6 MW _{th}	p1-o p2-o*	p1-r p2-r
• Nutzung von Biogas aus Gülle in einem Motor-BHKW im Vergleich zur Nutzung von Erdgas aus einem dänischen Erdgasfeld in derselben Anlage	Kommunale Kraft-Wärme-Kopplung, Håshøj, Dänemark 0,8 MW _{el} , 1,4 MW _{th}	dk-o	dk-r
• Physikalisch-chemische Vergasung von Holz – Hochdruck-Vergasung von Restholz aus der Forstwirtschaft im Vergleich zum Kohle-Heizkraftwerk in Nässjö (s1-r) – Vergasung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen bei Atmosphärendruck im Vergleich zu einem typischen britischen Kohlekraftwerk	Kommunale Kraft-Wärme-Kopplung, Värnamo, Schweden 6 MW _{el} , 9 MW _{th} Kraftwerk in Eggborough, Großbritannien 10 MW _{el}	s2-o uk-o*	s2-r = s1-r uk-r
• Produktion von kaltgepresstem Rapsöl zur Nutzung in einem adaptierten Dieselmotor-BHKW im Vergleich zur Nutzung von leichtem Heizöl (Diesel) in einer vergleichbaren Anlage	Kommunale Kraft-Wärme-Kopplung in Weißenburg, Deutschland 0,22 MW _{el} , 0,22 MW _{th}	d1-o	d1-r

* Rein konzeptionelle Fallstudien.

kosten sowie den Kosten für Betrieb und Wartung. Länderspezifische Faktoren wie Steuern und Subventionen wurden soweit wie möglich korrigiert, um die Vergleichbarkeit der Fallstudien zu verbessern. Der direkte Arbeitseinsatz für die Biomasse-Brennstoffzyklen wurde bei den Betreibern erhoben. Indirekte Arbeitsplatzeffekte, die bei der Produktion der Biomasse-Anlagen selbst entstehen, sowie die Effekte bei der Nutzung fossiler Brennstoffe wurden mit Hilfe des Input-Output-Modells EMI 2.0 des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) berechnet.³

³ Input-Output Tabellen beschreiben die Verflechtung einer Volkswirtschaft, indem sie die gegenseitigen Lieferungen und Bezüge der Wirtschaftssektoren in Geldeinheiten festhalten. Daneben existieren Koeffizienten, die den Arbeitsaufwand in den einzelnen Sektoren beschreiben und es ermöglichen, Vorleistungen auch in Form von Arbeitsstunden zu errechnen. Das I/O-Modell EMI 2.0 des ZEW verfügt darüber hinaus über

Für jede Stufe der Biomasse-Brennstoffzyklen und die jeweiligen fossil befeuerten Referenzfälle wurden detaillierte Emissionsinventare erstellt. Indirekte Emissionen aus der Produktion der Anlagen wurden dabei wiederum mit dem I/O-Modell EMI 2.0 abgeschätzt.

Eine wichtige Aufgabe des BioCosts-Projekts war die Bestimmung der sog. „externen Kosten“ der Biomasse-Nutzung. Darunter versteht man in der neoklassischen ökonomischen Theorie diejenigen Kosten eines Produktes oder einer Dienstleistung, die nicht vom Nutzer, sondern von (unbeteiligten) Dritten getragen werden. Zu diesem Thema sind in den letzten Jahren zahlreiche umfassende Studien durchgeführt worden.⁴ Dennoch bleibt die Abschätzung externer Kosten mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, die zum einen aus fehlendem Wissen resultieren, zum anderen jedoch auch aus methodischen und ethischen Problemen, die grundsätzlich nicht lösbar sind. Diese Diskussion hier aufzurollen, würde zu weit führen [vgl. dazu z.B. IPCC 1996, 9]. Viele Forscher kommen jedoch zu dem Schluß, daß das traditionelle Ziel der neoklassischen Theorie der Ökonomie – nämlich einen pareto-optimalen Zustand der Wirtschaft zu erreichen, in dem niemand besser gestellt werden kann, ohne daß jemand anderes schlechter gestellt wird – zu ambitioniert ist im Hinblick auf Umweltprobleme.

Trotzdem benötigen Entscheidungsträger Unterstützung bei der Lösung von schwerwiegenden Umweltproblemen. Wir stimmen daher mit Miser und Quade [1985, 15] überein, für die „*Systemanalyse*“ ein multi-disziplinärer Problemlösungsansatz ist, der entwickelt wurde, um komplexe Probleme zu behandeln, die in öffentlichen und privaten Unternehmungen und Organisation entstehen.“⁵ Da wissenschaftliche Fakten für viele komplexe (Umwelt-) Probleme nur in begrenztem Umfang ermittelt werden können, ist das Ziel der Systemanalyse in erster Linie, mit einem begrenzten Budget an Zeit und Geld sinnvolle Maßnahmen und Entscheidungen vorzuschlagen, auch wenn das Wissen über das zugrunde liegende System noch unvollständig ist. In diesem Sinne wurden im BioCosts-Projekt eine Reihe von Indikatoren erarbeitet, mit deren Hilfe Entscheidungsträger die ökologische und ökonomische Leistungsfähigkeit von Biomasse als Energieträger beurteilen können. Indem wir methodische Probleme offenlegen, möchten wir Entscheidungsträger in die Lage versetzen, eine eigene Wahl zwischen den zugrunde liegenden Annahmen und Werturteilen zu treffen und die Konsequenzen dieser Wahl zu verstehen.

Wir machen ausdrücklich darauf aufmerksam, daß insbesondere die im Folgenden genannten Kosten für Schäden an der menschlichen Gesundheit auf gesellschaftlichen Werturteilen basieren, die den Präferenzen der heutigen Generation entsprechen (soweit diese überhaupt sinnvoll meßbar sind) und die sich in Zukunft durchaus ändern können. Wir stellen nur diejenigen Effekte dar, die das Gesamtergebnis merklich beeinflussen, und wir nennen Schadenskosten nur für Effekte, bei

Emissionskoeffizienten, mit deren Hilfe sich indirekte Emissionen aus der Produktion von Gütern und Dienstleistungen im Laufe der Vorleistungskette ermitteln lassen [Hohmeyer und Walz 1992].

⁴ Vgl. dazu u.a. CEC 1998 und 1995, Friedrich und Krewitt 1997, Hohmeyer, Ottinger und Rennings 1996, ORNL/ RFF 1994, RCG/ Tellus 1993-1995.

⁵ Sinngemäße Übersetzung, eigene Hervorhebung.

denen zumindest die naturwissenschaftliche Komponente des Schadens mit hinreichender Genauigkeit bestimmt werden kann.

In diesem Sinne konnten im BioCosts-Projekt externe Kosten lediglich für die Auswirkungen der Emissionen von Stickoxiden (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) und Partikeln (TSP) auf die menschliche Gesundheit ermittelt werden. Dabei wurde das Computermodell EcoSense verwendet, das im Rahmen des EU-Projekts ExternE entwickelt wurde [CEC 1995 und 1998]. Dieses Modell folgt der sogenannten Wirkungspfad-Analyse, bei der

- die Ausbreitung von Schadstoffen aus einer einzelnen stationären Quelle (Schornstein),
 - die Entstehung sekundärer Schadstoffe (wie z.B. Nitraten und Sulfaten),
 - die Änderung der Schadstoffkonzentration im Untersuchungsgebiet (hier ganz Europa),
 - der physikalische Schaden mit Hilfe sogenannter Dosis-Wirkungs-Beziehungen, sowie
 - der monetäre Wert dieser Schäden
- nacheinander berechnet werden.

Die ökonomische Theorie der externen Kosten und die darauf basierende Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse ist unseres Erachtens auf das Problem globaler Klimaänderungen nicht anwendbar. Weder die Schäden einer Klimaänderung noch die volkswirtschaftlichen Kosten ihrer Vermeidung lassen sich auch nur annähernd bestimmen [IPCC 1996, 9]. Wir schlagen daher vor, das Konzept der „starken Nachhaltigkeit“ (strong sustainability) anzuwenden [vgl. dazu z.B. Daly 1996]. Dabei werden Schädigungen der natürlichen Lebensgrundlagen nicht länger gegen ökonomische Vorteile aufgerechnet, sondern müssen auf ein von der Gesellschaft akzeptiertes Maß beschränkt werden. Die Festlegung solcher Grenzen erfolgt idealerweise in einem offenen Diskurs. Zu ihrer Umsetzung können dann, anstelle der bisher dominierenden ordnungsrechtlichen Vorschriften, durchaus ökonomische Instrumente wie Steuern oder handelbare Zertifikate eingesetzt werden. Als Indikator für die Kosten, die durch die Einführung und Umsetzung einer solchen Strategie entstehen, können die Vermeidungskosten für die Emission einer zusätzlichen Einheit klimaschädlicher Gase (also hier hauptsächlich Kohlendioxid und Methan) dienen.

Bei der Definition der verschiedenen Stufen des Brennstoffzyklus muß besonderer Wert auf die Festlegung der Systemgrenzen und des Zurechnungsverfahrens gelegt werden. Die Systemgrenzen definieren, welche Effekte der Brennstoffnutzung zuzurechnen sind und welche außer Betracht bleiben. Das Zurechnungsverfahren legt fest, wie die verursachten Effekte aufzuteilen sind, wenn mehrere Güter und/ oder Dienstleistungen gemeinsam erbracht werden.

Eine Grundregel im BioCosts-Projekt war, die Biomasse-Nutzung mit einem fossil gefeuerten Referenzfall zu vergleichen und alle Veränderungen, seien sie positiv oder negativ, vorteilhaft oder schädlich, der Biomasse zuzurechnen. Die Systemgrenzen mußten entsprechend weit gefaßt werden. Der Anbau von Energiepflanzen, zum Beispiel, wurde mit der unmittelbar konkurrierenden Nutzung desselben Bodens verglichen, also konventioneller Landwirtschaft von Lebens- oder Futtermitteln oder der Teilnahme am Flächenstilllegungsprogramm der EU. Auf der Umwand-

lungsstufe wurden Energieeffizienz, Kosten und Emissionen der Biomasse-Nutzung mit denen fossiler Brennstoffe verglichen. Dabei wurden mittels Input-Output-Analyse auch indirekte Effekte berücksichtigt. Zusätzlich wurden indirekte Effekte, die nicht mit dem I/O-Modell erfaßt werden konnten, einbezogen, sofern sie signifikant zum Gesamtergebnis beitrugen. Dies gilt besonders für die Nutzung von Düngemitteln für Energiepflanzen, deren Herstellung sehr energieintensiv ist und die somit auch erhebliche Emissionen verursacht [Patyk und Reinhardt 1997].

In fast allen Fallstudien mußte ein sinnvoller Weg gefunden werden, um die Umwelteffekte und Kosten den verschiedenen Gütern und Dienstleistungen, die produziert werden, zuzurechnen. In erster Linie handelt es sich dabei um Wärme und Strom, in einigen Fällen aber auch um marktfähige Nebenprodukte wie Presskuchen aus der Rapsproduktion, der als Futtermittel verwendet werden kann. Dabei gibt es keine eindeutige Lösung ohne Nachteile. Die beste Vorgehensweise ist der Systemansatz, bei dem zwei Systeme verglichen werden, die einen identischen Satz an Gütern und Dienstleistungen bereitstellen. Deren Umwelteffekte und Kosten können dann auf Systemebene direkt miteinander verglichen werden. Dieser Ansatz konnte im BioCosts-Projekt nicht gewählt werden, da alle Ergebnisse bezogen auf die Energieform, also Strom oder Wärme, darzustellen waren. Nach intensiver Diskussion wurde im Projekt entschieden, alle ökologischen und ökonomischen Effekte in erster Linie nach dem Energiegehalt und, wo dies wie beim Presskuchen nicht sinnvoll ist, nach den Massen aufzuteilen. Somit wird eine Kilowattstunde Strom als äquivalent zu einer Kilowattstunde Wärme betrachtet, obwohl die energetische Qualität (gemessen an der Arbeitsfähigkeit der Energiemenge) unterschiedlich ist. Auf diese Weise können jedoch alle Projektergebnisse gut miteinander verglichen werden. Allerdings muß diese Zurechnungsregel im Hinterkopf behalten werden, wenn die Ergebnisse mit denen anderer Projekte oder mit den Marktpreisen von Strom und Wärme verglichen werden. Weitere Auswirkungen von Nebenprodukten, etwa vermiedene Emissionen bei der Herstellung der durch den Presskuchen ersetzten Futtermittel, wurden nicht weiter verfolgt.

2 Fallstudien zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse

2.1 Ökonomische Kriterien: Gesteungskosten und Arbeitsmarkteffekte

Die Gesteungskosten für Strom und Wärme, die für die einzelnen Fallstudien aus Tab. 1 ermittelt wurden, sind in Abb. 1 zusammengestellt.⁶ Lediglich für zwei Fallstudien liegen die Kosten der Biomasse-Nutzung niedriger als für die Nutzung der entsprechenden fossilen Brennstoffe. Dies sind die industrielle Kraft-Wärmekopplung in Mangualde, Portugal (Fall p1-o: 3,0 mEURO/kWh) und das Heizkraftwerk in Nässjö, Schweden (Fall s1-o: 19 mEURO/kWh). Beide nutzen Restholz aus der Forst- bzw. Holzwirtschaft.

⁶ Alle Kostenangaben erfolgen in EURO bzw. MilliEURO (1 mEURO = 10⁻³ EURO). Dabei wird 1 EURO = 1 ECU gesetzt. Basisjahr für alle Kostenangaben ist 1990.

Die Projekte zur Vergasung von Holz (s2-o, uk-o) weisen hohe Investitionskosten für die Umwandlungstechnik auf. Dies ist etwas überraschend, da die eigentlich innovative und daher teure Vergasungstechnik in den Brennstoffkosten enthalten ist. Es handelt sich jedoch hier um hoch-integrierte Anlagen, so daß es oft schwierig war, die einzelnen Anlagenteile von einander abzugrenzen und den Stufen des Brennstoffzyklus zuzuweisen. Außerdem sollten für diese Demonstrationsanlagen auf jeden Fall noch erhebliche Kostenreduzierungen möglich sein.

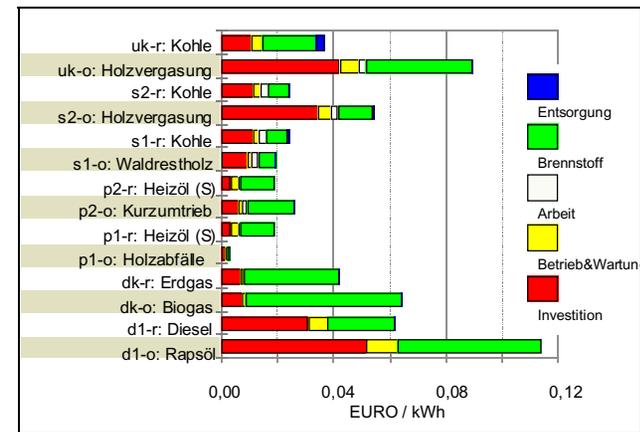


Abb. 1: Gesteungskosten für die Produktion von Strom und Wärme. Die Kosten der Umwandlungsstufe wurden unterteilt in Investitionskosten, Arbeitskosten sowie Kosten für Betrieb und Wartung. Zur Definition der Fallstudien vgl. Tab. 1.

Die Nutzung von Biogas in Dänemark (dk-o) ist vergleichsweise teuer, aber nicht wesentlich teurer als der Referenzfall mit Erdgas (dk-r). Das hohe Kostenniveau wird zum Teil verursacht durch den dezentralen Charakter der Anlage und durch die Tatsache, daß Erdgas teurer ist als andere fossile Energieträger. Die Biogaserzeugung selbst ist teuer, da es sich um eine neue Technik handelt, die sich zumindest teilweise noch im Demonstrationsstadium befindet.

Die zweite portugiesische Fallstudie (p2-o), die auf der Anpflanzung von Kurzumtriebshölzern basiert, kann wirtschaftlich werden, wenn es gelingt, die Kosten der Brennstoffproduktion deutlich zu senken oder wenn fossile Brennstoffe teurer werden.

Der Einsatz von Rapsöl in einem BHKW (d1-o) erscheint dagegen wirtschaftlich wenig sinnvoll, auch wenn man eine wesentlich längere Nutzungsdauer annimmt als die derzeit erreichten rund 1300 Vollaststunden pro Jahr. Das Potential zur Kostensenkung ist hier jedoch begrenzt, da der arbeitsintensive Rapsanbau auf lange eingeführten Verfahren beruht.

Die hier gemachten Kostenangaben dürfen nicht mit Marktpreisen verwechselt werden, zum einen weil keine Steuern berücksichtigt wurden und zum anderen weil die Kostenaufteilung zwischen Strom und Wärme nach Projekterfordernissen einheitlich vorgenommen wurde und nicht dem – höchst unterschiedlichen – Vorgehen in der Praxis entspricht. Es handelt sich eher um eine volkswirtschaftliche als eine betriebswirtschaftliche Perspektive.

Die Arbeitsmarkteffekte der einzelnen Techniken sind in Abb. 2 zusammengefasst. Dabei ist der spezifische Arbeitseinsatz in Bezug auf die Gesteungskosten von Strom und Wärme sowie auf die bereitgestellte Energiemenge dargestellt. Die Zahlen zu Arbeitsmarkteffekten sind mit Vorsicht zu behandeln, da sich die verschiedenen Fallstudien in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden und ihre Kosten und Effizienzen erheblich variieren.

Für den Rapsanbau (d1-o) müssen nach den oben beschriebenen Regeln 65% des Arbeitseinsatz dem Presskuchen – und somit nicht der Energiegewinnung – zugerechnet werden. Deshalb ist die Arbeitsintensität des Rapsöl-Zyklus nur wenig höher als die des Referenzfalls, wenn man die Ergebnisse auf die Gesteungskosten bezieht. Die höhere Arbeitsintensität des Rapsöls wird

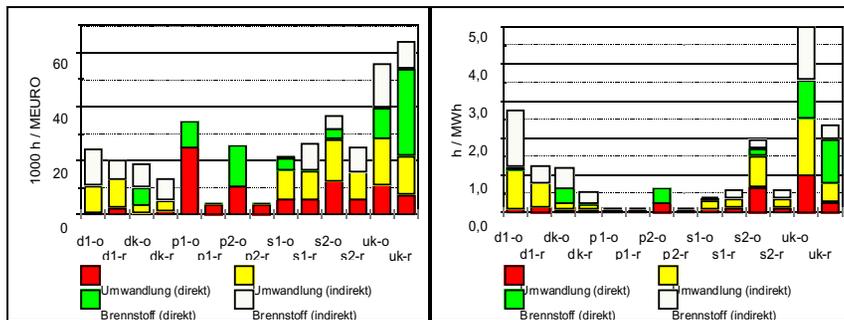


Abb. 2:

Spezifische Arbeitsmarkteffekte bezogen auf die Gesteungskosten (in 1000 h/MEURO) und auf die erzeugte Endenergie (in h/MWh). Die Abkürzungen sind in Tab. 1 definiert.

durch die ebenfalls höheren Kosten kompensiert. Bezieht man die Zahlen dagegen auf die erzeugte Energiemenge, dann benötigt Rapsöl einen etwa doppelt so hohen Arbeitseinsatz in Deutschland wie Heizöl bzw. Diesel. Der hohe Anteil indirekter Effekte in dieser Fallstudie wird durch die außergewöhnliche Einsatzweise dieses BHKW verursacht. Erhöht man dessen Vollaststunden von derzeit 1 260 auf den üblicheren Wert von 5 000 Stunden, dann liegen die indirekten Effekte in der gleichen Größenordnung wie für die vergleichbare Technik der dänischen Fallstudie (dk).

Auch im dänischen Fall (dk-o) ist der Arbeitseinsatz für die Biomasetechnik höher als im Referenzfall. Allerdings ist der spezifische Arbeitseinsatz für die Biogasproduktion geringer als für die Rapsölproduktion, weil keine arbeitsintensiven landwirtschaftlichen Aktivitäten involviert sind. Der substituierte Brennstoff ist Erdgas aus dänischen Gasfeldern. Der Arbeitseinsatz für dessen Gewinnung kann unterschätzt worden sein, da keine direkten Daten verfügbar waren. Die Ergebnisse des I/O-Modells weisen erhebliche Unsicherheiten auf, da die zugrundegelegte I/O-Tabelle für Dänemark keine getrennten Sektoren für Gas, Öl und Kohle hat.

Für die portugiesischen Fallstudien (p1 und p2) konnten keine indirekten Effekte ermittelt werden, da keine geeignete I/O-Tabelle verfügbar war. Die direkten Arbeitsmarkteffekte der Biomasse-Nutzung sind deutlich höher als im Referenzfall, wenn man sie auf die – sehr niedrigen – Gesteungskosten bezieht. Bezieht man die Effekte dagegen auf die bereitgestellte Energiemenge, dann verschwinden die positiven Effekte fast völlig.

Für die Nutzung von Restholz aus der Forstwirtschaft in Schweden (s1-o) ergab sich ein 20% niedrigerer Arbeitseinsatz als für die Nutzung von polnischer Kohle (s1-r). Dabei wurde die Werte für die fossile Energie wiederum mit dem I/O-Modell bestimmt. Das Ergebnis läßt sich erklären mit dem geringen Arbeitsaufwand für die sehr effizient organisierte Einsammlung und Zerkleinerung des Holzes und dem höheren Energieausstoß der Biomasse-Version des Heizkraftwerkes. Bei der Feuerung mit Holzhackschneitzeln kann der im Rauchgas enthaltene Wasserdampf kondensiert und so zusätzliche Nutzwärme gewonnen werden.

Die Vergasung von Holz in Schweden (s2-o) benötigt mehr Arbeitseinsatz als der Referenzfall (s2-r), da die Brennstoffherstellung aufwendig ist. Außerdem erfordert die Technologie noch hohe Investitionen, die im I/O-Modell hohe indirekte Arbeitsmarkteffekte auslösen. Da diese Kosten aber bei einem Erfolg der Technologie deutlich sinken dürften, würde dann auch der Arbeitseinsatz zurückgehen. Ähnliches gilt für die Holzvergasung in Großbritannien (uk-o). Allerdings weist der Kohleeinsatz (uk-r) hier einen höheren spezifischen Arbeitseinsatz auf, da die Kohle – im Gegensatz zu Schweden – im Land und mit im Vergleich zu anderen Wirtschaftssektoren niedriger Produktivität gewonnen wird. Der spezifischen Arbeitseinsatz liegt in beiden Fällen (uk-o, uk-r) insgesamt deutlich höher als für die anderen Fallstudien, da nur Strom gewonnen wird und die insgesamt bereitgestellte Energiemenge somit deutlich kleiner ist.

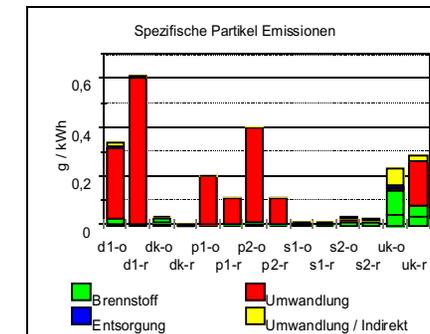
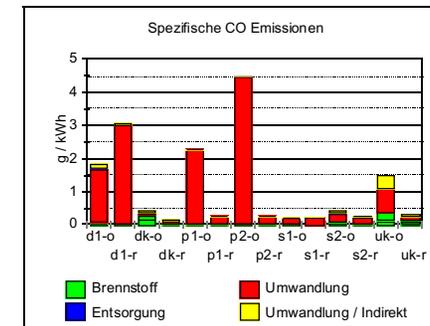
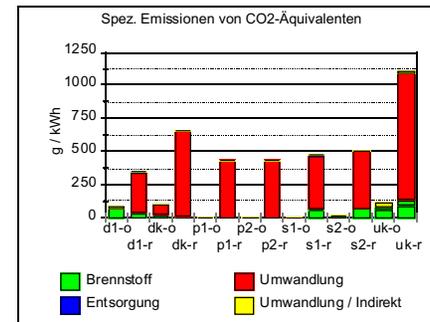
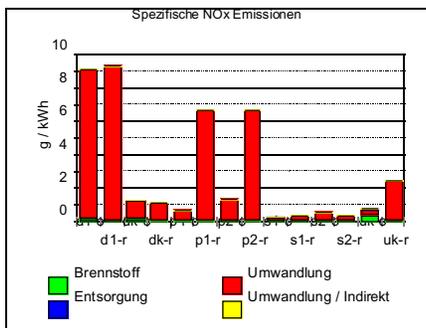
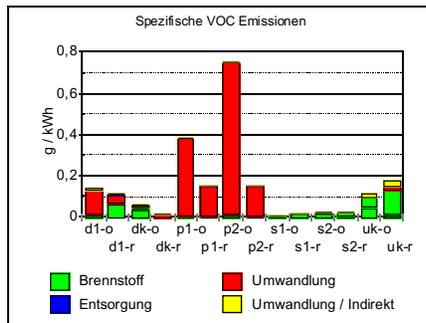
Für Deutschland wurde abgeschätzt, daß zur Bereitstellung von 5% des Energiebedarfs aus Biomasse etwa 60 bis 120 Tausend Arbeitsplätze nötig wären [Groscurth 1998]. Allerdings handelt es sich dabei nicht notwendigerweise um zusätzliche Arbeitsplätze. Zunächst würden die Arbeitsplätze für die Bereitstellung der ersetzten fossilen Energie entfallen. Da die Biomasse-Nutzung teurer ist als die Nutzung fossiler Energiequellen, stünde das hier zusätzlich eingesetzte Geld für andere Zwecke wie z.B. den Konsum nicht mehr zu Verfügung und es würden Arbeitsplätze in der Produktion von Konsumgütern verloren gehen. Insgesamt ergibt sich ein kleiner, aber positiver Nettoeffekt für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Dieser Effekt reicht aber nicht

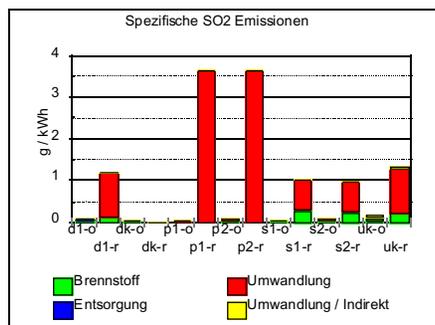
aus, um einen nennenswerten Beitrag zur Lösung des Arbeitslosigkeitsproblems zu leisten [LTI-Research Group 1998].

2.2 Ökologische Effekte: Emissionen, externe Kosten, Klimaproblem

Abb. 3 zeigt in sechs Tafeln die spezifischen Emissionen an konventionellen Schadstoffen und CO₂-Äquivalenten für die einzelnen Fallstudien bezogen auf die bereitgestellte Energiemenge, d.h. die Summe von Strom und Wärme. Für die britische Fallstudie (uk) liegen diese Werte höher als für die anderen Fälle, da hier ausschließlich Strom erzeugt wird.

Abb. 3: Zusammenfassung der spezifischen Emissionen von Luftschadstoffen der BioCosts-Fallstudien in 6 Tafeln. Abkürzungen sind in Tab. 1 definiert. Emissionen von CO₂-Äquivalenten bezeichnen CO₂ Emissionen aus fossilen Quellen plus gewichtete Emissionen von Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O).





Die höchsten VOC Emissionen weist die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung in Portugal auf. Die Werte liegen zwischen 0,4 und 0,8 g/kWh. Die Brennstoffzyklen mit Dieselmotoren (d1-o, d1-r, p1-r, p2-r) haben VOC Emissionen zwischen 0,1 und 0,2 g/kWh, die im wesentlichen durch die Umwandlungstechnologie und nicht durch den Brennstoff bestimmt werden. Der VOC Ausstoß des Biogas-Zyklus (dk-o) und der Holzvergasung in Großbritannien (uk-o) sowie des britischen Referenzfalls (uk-r) liegen in der gleichen Größenordnung. In diesem Fall werden die Emissionen aber durch die Brennstoffherstellung bestimmt und nicht durch die Umwandlungstechnologie. Die Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgas in Dänemark (dk-r) und alle schwedischen Fallstudien (s1-o, s1-r, s2-o, s2-r) haben sehr geringe VOC Emissionen, die deutlich niedriger als 0,05 g/kWh liegen.

Die BHKW mit Dieselmotoren in Deutschland (d1-o, d1-r) und Portugal (p1-r = p2-r) weisen die bei weitem höchsten NO_x Emissionen aller Fallstudien auf. Dies ist wiederum nicht auf den Brennstoff, sondern auf die Umwandlungstechnologie zurückzuführen. Das Problem kann durch eine Abgasreinigung (z.B. mittels Katalysator) vermindert werden. Die schwedischen Fallstudien zeigen, daß es möglich ist, die NO_x-Emissionen von Biomasse-Brennstoffzyklen sehr niedrig zu halten.

Der Einsatz von Biomasse hat grundsätzlich Vorteile bei den SO₂-Emissionen, da der Brennstoff fast keinen Schwefel enthält und der Beitrag fossiler Brennstoff während der Gewinnung der Biomasse-Brennstoffe klein ist. Die einzige Ausnahme bildet das Biogas in der dänischen Fallstudie (dk-o), da das konkurrierende Erdgas ebenfalls fast keinen Schwefel enthält und nicht mit LKWs transportiert wird

Eine Reihe von Biomasse-Anwendungen zeigt vergleichsweise hohe CO-Emissionen (d1-o, d1-r, p1-o, p2-o, uk-o), die ebenfalls eher auf die Umwandlungstechnologie als auf den Brennstoff zurückzuführen sind. Der hohe Schadstoffausstoß ist die Folge von wenig anspruchsvollen Emissionsstandards bzw. der geringen Aufmerksamkeit, die diesem Problem zu Teil wurde. Die briti-

sche Vergasungsanlage wurde bisher in dieser Hinsicht nicht optimiert, da es sich um eine Demonstrationseinheit handelt, mit der zunächst die grundsätzliche Machbarkeit der Technik nachgewiesen werden soll. Ähnliches gilt für die Partikelemissionen, die zwar für alle skandinavischen Fälle gering sind, sonst aber auf hohem Niveau liegen.

Abb. 3 zeigt auch, daß die Emissionen von CO₂-Äquivalenten⁷ durch den Einsatz von Biomasse anstelle fossiler Brennstoffe typischer Weise um einen Faktor 10 reduziert werden können. Lediglich Rapsöl (d1-o) und Biogas (dk-o) weichen hier ab. Für Biogas liegt der Reduktionsfaktor nur bei 6, da der Verbrennungsmotor erhebliche Mengen unverbrannten Methans emittiert. Dies ließe sich durch den Einsatz einer Gasturbine vermeiden, was auch die NO_x-Emissionen verringern würde. Beim Rapsöleinsatz ergibt sich lediglich ein Reduktionsfaktor von 4, da bei der Herstellung der beim Rapsanbau benötigten Düngemittel große Mengen fossiler Brennstoffe eingesetzt werden.

Abb. 4 vergleicht die Gesteungskosten für Strom und Wärme (interne Kosten) mit den ermit-

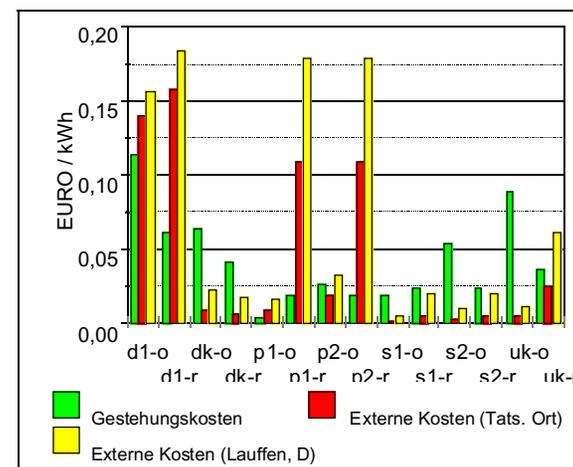


Abb. 4: Gesteungskosten (interne Kosten) und externe Kosten der BioCosts-Fallstudien für Strom und Wärme. Die externen Kosten sind für den tatsächlichen Standort der Anlage und für den Vergleichsort Lauffen in Deutschland angegeben.

⁷ CO₂-Äquivalente fassen die Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) und anderen klima-relevanten Gasen wie Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) zusammen, wobei letztere anhand ihrer Klimawirksamkeit auf die entsprechende Menge CO₂ umgerechnet werden.

telten externen Kosten. Letztere beziehen sich auf Gesundheitsschäden durch NO_x-, SO₂- und Partikel-Emissionen, die mit dem Modell EcoSense berechnet wurden. In allen Fällen werden die Ergebnisse dominiert durch die chronische Mortalität, die durch sekundäre Schadstoffe (Nitrate, Sulfate) aufgelöst wird. Die Berechnungen basieren auf der Dosis-Wirkungs-Funktion von Pope et al. [1995]. Die Effekte wurden monetarisiert durch eine Bewertung der „verlorenen Lebensjahre“ (years-of-life-lost – YOLL) basierend auf dem „Wert eines statistischen Menschenlebens“ von 3,1 Millionen EURO und einer Diskontrate von 0% [CEC 1995 und 1998]. Diese Bewertung stützt sich auf sogenannte Zahlungsbereitschaftsanalysen, in die natürlich die aktuellen Werturteile der Befragten einfließen. Andere relevante Schäden ergeben sich durch chronische Bronchitis, Asthma, akute Mortalität, sowie „Tage mit verminderter Leistungsfähigkeit“. Alle anderen Einflüsse auf die menschliche Gesundheit, die in dem Modell abgebildet sind, Schäden an Getreidernten und in der Forstwirtschaft sowie Materialschäden an Gebäuden führten in den Modellrechnungen nicht zu signifikanten Beiträgen.

Die externen Kosten sind in Abb. 4 zum einen für den tatsächlichen Standort der jeweiligen Technik und zum anderen für den Fall angegeben, daß diese Technik in Lauffen (Deutschland) installiert würde. Letzteres ist wichtig, um die Techniken ohne Einflüsse aus der Standortwahl vergleichen zu können. Wie Abb. 4 zeigt, sind die Modellergebnisse äußerst sensitiv gegenüber der Bevölkerungsdichte in den Gebieten, die von der Rauchfahne überstrichen werden. So erhöhen sich beispielsweise die externen Kosten der schwedischen Anlagen – unabhängig vom Brennstoff – um bis zu 400%, wenn für dieselbe Anlage der Standort Lauffen in Deutschland angenommen wird.

Die externen Kosten der untersuchten Fallstudien weisen große Unterschiede auf. Sie reichen von unter 1 bis über 150 mEURO/kWh. Mit Ausnahme des Vergleichs von Biogas mit Erdgas schneiden die Biomasse-Brennstoffzyklen dabei besser ab als die jeweiligen fossilen Referenzfälle. Die Nutzung von Restholz aus der Forstwirtschaft, direkt (s1-o) oder mittels Vergasung (s2-o), ist die vorteilhafteste Option. In einer Reihe von Fällen ergaben sich externe Kosten, die in der gleichen Größenordnung liegen wie die internen Kosten. Dies gilt besonders für die Dieselmotor-BHKWs und Kohlekraftwerke (sowohl in Großbritannien als auch in Deutschland). Von den Biomasse-Zyklen sind dabei, neben dem Rapsölmotor (d1-o), nur die beiden portugiesischen Fallstudien (p1-o, p2-o) betroffen. Der 2. portugiesische Fall (p2-o) ist der einzige, der durch die Internalisierung der hier berechneten externen Kosten wirtschaftlich würde.

Abb. 5 zeigt die CO₂-Vermeidungskosten der BioCosts-Fallstudien. Die Vermeidungskosten sind definiert als das Verhältnis der spezifischen Kostendifferenz zur Differenz der spezifischen Emissionen von CO₂-Äquivalenten von Biomasse-Nutzung und Referenzfall. Wenn dabei nur die internen Kosten berücksichtigt werden, dann wird die gesamte Kostendifferenz dem Klimaschutz zugerechnet. Zum Vergleich sind deshalb auch die CO₂-Vermeidungskosten für den Fall angegeben, daß man die Summe von internen und externen Kosten zugrunde legt und somit (bis auf den dänischen Fall) den Kostenvorteil der fossilen Energieträger verringert.

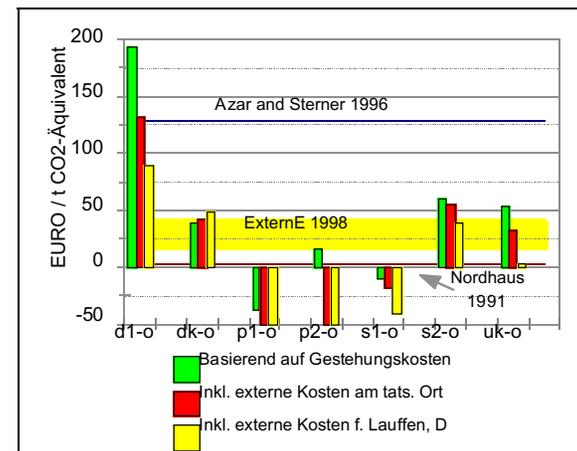


Abb. 5: CO₂-Vermeidungskosten der BioCosts-Fallstudien mit und ohne Berücksichtigung der externen Kosten konventioneller Schadstoffe im Vergleich zu Schadenskosten-Schätzungen aus der Literatur [CEC 1998, Eyre et al. 1997, Nordhaus 1991, Azar und Sterner 1996]

Wir halten die vorliegenden Abschätzungen der Schadenskosten von Klimaänderungen, die aus der Emission von CO₂-Äquivalenten resultieren, für zu unsicher, um sie hier direkt in die externen Kosten einzurechnen. Deshalb haben wir in Abb. 5 lediglich zum Vergleich drei Abschätzungen aus der Literatur eingetragen, die zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Zu einer der niedrigsten Abschätzungen gelangt Nordhaus [1991] mit seinem DICE Modell. Er erhält Wert von 1,8 EURO/t CO₂ (7.3 US-\$/t C). Azar und Sterner [1996] haben jedoch gezeigt, daß dieses Ergebnis vor allem darauf beruht, daß eine relativ hohe Diskontrate von 3% auch für langfristige Schäden verwendet wurde, daß die Verweildauer des CO₂ in der Atmosphäre sehr niedrig angesetzt ist, und daß die absolute Schadenshöhe in Industrieländern und Entwicklungsländern als gleichwertig angesehen wird. Mit demselben Modell, aber unter anderen Annahmen zu den drei genannten Punkten gelangen Azar und Sterner zu Werten von bis zu 127 EURO/t CO₂. Das ExternE Projekt der EU nennt Werte von 15-42 EURO/t CO₂, die mit Hilfe des FUND Modells berechnet wurden [CEC 1998, Eyre et al. 1997].

Die BioCosts-Fallstudien lassen sich in drei Kategorien einteilen. Zunächst gibt es zwei Fallstudien deren CO₂-Vermeidungskosten negativ sind, da sie ohnehin wirtschaftlich sind (p1-o, s1-o). In diesen Fällen besteht eine klassische „win-win“ Situation selbst unter den momentanen

ökonomischen Bedingungen. Dann gibt es eine Fallstudie mit sehr hohen Vermeidungskosten, nämlich die Rapsölnutzung. Da die finanziellen Ressourcen für den Klimaschutz begrenzt sind, sollte diese Technik nicht vorrangig zum Einsatz kommen. Die übrigen Fallstudien (dk-o, p2-o, s2-o and uk-o) haben mittlere CO₂-Vermeidungskosten, die in der gleichen Größenordnung liegen wie die im ExternE-Projekt ermittelten Schadenskosten. Diese Techniken sind die interessantesten Optionen für die zukünftige Forschungsförderung und für Markteinführungsprogramme. Außerdem ist zu unterstreichen, daß drei dieser Techniken zwei Umweltvorteile gleichzeitig bieten, Klimaschutz und eine Reduzierung von Gesundheitsschäden durch konventionelle Schadstoffe. Lediglich beim Biogas wird der Klimaschutz mit einem geringen Anstieg der konventionellen Schadstoffe erkauft, allerdings auf insgesamt niedrigem Niveau.

3. Schlußfolgerungen

Auch wenn man die vielen Unsicherheiten berücksichtigt, die mit den quantitativen Ergebnissen des BioCosts-Projektes verbunden sind, lassen sich eine Reihe von Schlußfolgerungen ableiten, die durch verschiedene Indikatoren gestützt werden und die mehr oder weniger unabhängig sind von der verwendeten Untersuchungsmethode.

Die sachgerechte energetische Nutzung von Biomasse kann erhebliche ökologische Vorteile haben gegenüber der Verwendung fossiler Brennstoffe. Zweifellos ist die Biomasse-Nutzung eine wichtige Option zur Verringerung der CO₂-Emissionen. Die Vorteile der untersuchten Biomasse-Brennstoffzyklen gegenüber den fossilen Referenzfällen sind hier eindeutig, variieren aber in der Höhe und den Kosten.

Für konventionelle Schadstoffe wie NO_x, SO₂, CO, VOC und Partikel ergibt sich ein differenzierteres Bild. Während die Biomasse mit einer Ausnahme eindeutig geringere spezifische SO₂-Emissionen aufweist, sind andere Emissionen zum Teil höher als bei fossilen Brennstoffen. Allerdings sind die Unterschiede meist klein oder das Emissionsniveau ist ohnehin sehr niedrig. Betrachtet man die externen Kosten aus Gesundheitsschäden, die durch die angeführten Schadstoffe verursacht werden, so hat die Biomasse deutliche Vorteile gegenüber Öl und Kohle, aber leichte Nachteile gegenüber Erdgas.

Die starke implizite Fokussierung des ExternE-Projektes auf Gesundheitsschäden, die auf die verwendeten Dosis-Wirkungs-Beziehungen und auf die monetäre Bewertung der Schäden zurückzuführen ist, suggeriert, daß die Verringerung der NO_x-Emissionen ein Schwerpunkt zukünftiger Umweltpolitik sein sollte. Das gilt aber nicht nur für die Biomasse-Nutzung, sondern auch für fossile Brennstoffe, da die NO_x-Emissionen im wesentlichen von der verwendeten Technik bestimmt werden. Für dieses Problem gibt es eine Reihe von Lösungsansätzen, so daß niedrige NO_x-Emissionen ein wichtiges Kriterium bei der Einführung neuer Technologien bilden sollten. Gleiches gilt im übrigen auch für die Kohlenmonoxid-Emissionen.

Die Emissionsinventare werden eindeutig von der Umwandlungsstufe des Brennstoffzyklus dominiert. Die Entsorgung hat keinen signifikanten Einfluß. Der Beitrag der Brennstoffherstellung ist im allgemeinen klein, aber um so größer, je komplizierter der Herstellungsprozeß ist.

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme hat erhebliche Vorteile gegenüber einer getrennten Bereitstellung dieser Energieformen, wenn Angebot und Nachfrage zeitlich aufeinander abgestimmt werden können. Gasturbinen sowie herkömmliche Kessel-Turbinen-Anlagen sind den zunehmend verwendeten Verbrennungsmotoren überlegen, da letztere Probleme bei den Emissionen von NO_x, CO und CH₄ aufweisen. Allerdings erzwingen die ökonomischen Randbedingungen bei kleinen Anlagen oft den Einsatz eines kostengünstigen Motor-BHKWs, gerade in Gebieten mit geringen Anschlußdichten. Hier besteht eine Zielkonkurrenz zwischen Energieeffizienz und Klimaschutz einerseits und der Verminderung konventioneller Schadstoffen andererseits.

Die Nutzung von Reststoffen hat Vorteile gegenüber dem Anbau von Energiepflanzen. Außerdem sind mehrperiodige Pflanzen wie Kurzumtriebshölzer einperiodigen wie Getreide vorzuziehen. Letzteres ist bedingt durch den Aufwand für den Anbau von einperiodigen Pflanzen und den komplexen Prozeß, der mit der Aufbereitung der Biomasse zu einem leicht handhabaren Brennstoff verbunden ist.

Es gibt eine Reihe weiterer, im BioCosts-Projekt qualitativ analysierter, Vorteile der Biomasse-Nutzung. Die Nutzung von Restholz aus der Forstwirtschaft kann beispielsweise dazu beitragen, die Versauerung der Böden zurückzuführen. Dies ist insbesondere in Schweden ein wichtiger Punkt, für den auch eine erhebliche Zahlungsbereitschaft in der Bevölkerung besteht, wie die breite Zustimmung zu einschlägigen Umweltsteuern zeigt. In einigen Fällen hilft die energetische Biomasse-Nutzung auch, ein Abfallproblem zu lösen, so etwa bei der Verwertung von Gülle, die sonst gelagert werden müßte, bzw. bei der Düngung von Kurzumtriebsplantagen mit Klärschlamm.

Die Effekte der untersuchten Fallstudien auf Biodiversität sowie Wasser- und Bodenqualität sind vernachlässigbar. Dies kann sich aber durchaus ändern, wenn die Techniken in großem Stil genutzt werden. Negative Konsequenzen können unser Einschätzung nach aber weitgehend vermieden werden, wenn die Techniken mit der nötigen Umsicht eingeführt werden und wenn entsprechende Vorsorgemaßnahmen rechtzeitig getroffen werden. So sollten Energiepflanzen keinesfalls in Gebieten angepflanzt werden, die Naturschutzgebiete sind oder werden könnten. Umgewidmete Landwirtschaftsflächen bieten sich hier eher an. Die Ausbringung von Düngemitteln sollte unbedingt auf die Menge beschränkt werden, die von den Pflanzen auch tatsächlich aufgenommen wird. Pflanzenschutzmittel sollten so sparsam wie irgend möglich verwendet werden.

Die Konkurrenz verschiedener Nutzungsmöglichkeiten um die knappen Bodenressourcen sollte frühzeitig als ernstes Problem verstanden werden. Andernfalls können Entwicklungen wie der wachsende Anteil der ökologischen Landwirtschaft in Dänemark das Potential für die energetische Biomasse-Nutzung empfindlich reduzieren. Andererseits könnte eine Änderung der Ernäh-

rungsgewohnheiten hin zu einem geringeren Fleischkonsum in erheblichem Umfang Flächen frei werden lassen für den Anbau von Energiepflanzen.

Die Untersuchung der lokalen Bedingungen, unter denen Biomasse-Projekte heute arbeiten müssen, hat ergeben, daß die örtlichen Betroffenen so früh wie möglich an den Planungen beteiligt werden sollten. Nur so läßt sich eine Blockierung eigentlich vielversprechender Projekte durch lokale Widerstände vermeiden. Außerdem kann auf diese Weise die Erarbeitung und Einhaltung von Richtlinien zur sachgerechten Biomasse-Nutzung unterstützt werden.

Die untersuchten Fallstudien haben sehr unterschiedliche Energiegestehungskosten. Zwei Fallstudien sind selbst bei heutigen Brennstoffpreisen wirtschaftlich, da die Biomasse zu sehr niedrigen Kosten verfügbar ist. Andere Fallstudien sind um bis zu 100% teurer als die entsprechenden Referenzfälle. Allerdings sind in diesen Fällen erhebliche Kostensenkungen durch gezielte Forschung und Entwicklung bzw. durch Markteinführungsprogramme zu erwarten.

Für eine Reihe von Techniken, wie etwa Biogas und Holzvergasung, liegen die CO₂-Vermeidungskosten in der gleichen Größenordnung wie die im Rahmen des ExternE-Projektes der EU-Kommission angegebenen Schadenskosten einer Klimaänderung. Zusammen mit den externen Kosten der Gesundheitsschäden, die von konventionellen Schadstoffen verursacht werden, sehen wir einen deutlichen Anreiz, die energetische Nutzung von Biomasse voranzutreiben. Dies gilt um so mehr, wenn man die Strategie der „starken Nachhaltigkeit“ zur Leitlinie der Politik macht. In diesem Fall können die höheren Kosten der Brennstoffe aus Biomasse (und anderer erneuerbarer Energiequellen) als Versicherungsprämie angesehen werden gegen Umweltschäden im allgemeinen und gegen gravierende Klimaänderungen im besonderen.

Nichtsdestotrotz sollten marktwirtschaftliche Instrumente zur Förderung der Biomasse-Nutzung eingesetzt werden, um so die Auswahl der besten Alternative dem Markt zu überlassen. Solche Anreize können beispielsweise in Energiesteuern oder Emissionssteuern bestehen, die sich durch die Internalisierung externer Kosten rechtfertigen lassen. Aufgrund der großen Unsicherheiten der einschlägigen Berechnungen sollte sich die Höhe derartiger Steuern aber eher an den verfolgten Politikzielen als an den berechneten Werten orientieren. Diese Vorgehensweise wird in der Ökonomie als Standard-Preis-Ansatz bezeichnet und ist gut verträglich mit dem Konzept der „starken Nachhaltigkeit“. Als alternatives Instrument zur Umsetzung des Standard-Preis-Ansatzes kommen auch handelbare Zertifikate in Frage, wie sie im Kyoto-Protokoll zum Klimaschutz vorgesehen sind.

Die energetische Nutzung von Biomasse kann in geringem Umfang zu zusätzlichen Arbeitsplätzen führen. Die aus ökonomischen Gründen erforderliche Rationalisierung bei der Herstellung und dem Einsatz der Umwandlungstechniken und der Brennstoffe wird jedoch den benötigten Arbeitseinsatz noch deutlich reduzieren. Deshalb wird die Biomasse-Nutzung keinen signifikanten Beitrag zur Lösung des Arbeitslosigkeitsproblems leisten können. Allerdings können sich auf lokaler Ebene im Einzelfall durchaus erhebliche Vorteile ergeben.

Sorgfältig ausgewählte und sachgerecht betriebene Biomasse-Brennstoffzyklen stellen eine wichtige, wenn nicht unverzichtbare, Option für eine nachhaltige Energienutzung in der Europäischen Union dar.

Literatur

- Azar, C., Sterner, T. (1996): Discounting and Distributional Considerations in the Context of Global Warming. *Ecological Economics* 19, 169-184.
- CEC – Commission of the European Communities, DG XII (Ed., 1998): Final Reports of ExternE Phase III. Vol. 1-6, forthcoming (preliminary versions available at <http://ExternE.jrc.es>).
- CEC – Commission of the European Communities (1997): Energy for the Future – Renewable Sources of Energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan. COM(97)599, Brussels.
- CEC – Commission of the European Communities, DG XII (Ed., 1995): ExternE: Externalities of Energy. Vol. 1-6. Office for Official Publications of the European Communities, Brussels Luxembourg.
- Daly, H. (1996): Beyond Growth. The Economics of Sustainable Development. Beacon Press, Boston.
- Eyre, N., Downing, T., Hoekstra, R., Rennings, K., Tol, R.S.J. (1997): ExternE – Global warming damages. Final Report of the Global Warming Sub-Task of the Project JOS3-CT95-0002. Brussels.
- Friedrich, R., Krewitt, W. (Hrsg., 1997): Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung. Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen. Springer, Berlin Heidelberg New York.
- Groscurth, H.-M., Vögele, S. (1999). Fallstudie Biomasse. In: Beschäftigungswirkungen des Übergangs zu integrierter Umwelttechnik. In: F. Pfeifer und K. Rennings (Hrsg.). Beschäftigungswirkungen des Übergangs zu integrierter Umwelttechnik. Physica-Verlag, Heidelberg, S. 93-104.
- Hohmeyer, O., Ottinger, R.L., Rennings, K. (Ed., 1996): Social Costs and Sustainability. Valuation and Implementation in the Energy and Transport Sector. Proceedings of an International Conference held at Ladenburg, Germany, May 27-30, 1995. Springer, Berlin Heidelberg New York.
- Hohmeyer, O., Walz, R. (1992): The analysis of indirect emissions due to intermediate production. In: OECD / IEA (Eds., 1992): Proceedings on an Expert Workshop on Life-Cycle Analysis – Methods and Experiences, Paris, May 21-22, 1992. OECD, Paris, 228-237.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (1996): Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the IPCC. Cambridge University Press, Cambridge.
- LTI-Research Group (Ed., 1998): Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Physica, Heidelberg.
- Miser, H.J., Quade, E.S. (Ed., 1985): Handbook of Systems Analysis. North-Holland, New York, Amsterdam.
- Nordhaus, W.D. (1991): To Slow or Not to Slow. The Economics of the Greenhouse Effect. *The Economic Journal* 101, 920-937.
- ORNL/ RFF – Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future Inc. (1994): External Costs and Benefits of Fuel Cycles. A Study by the US-DOE and the Commission of the European Communities. Report No. 1-8. McGraw-Hill/ Utility Data Institute, Washington DC.

- Patyk, A., Reinhardt, G.A. (1997): Düngemittel – Energie und Stoffstrombilanzen. Vieweg Verlag, Braunschweig Wiesbaden.
- Pope, C.A. III, et al. (1995): Particulate air pollution as predictor of mortality in a prospective study of US adults. *Am J Resp Crit Care Med* 151, 669-674.
- RCG/ Tellus – RCG/Hagler, Bailly, Inc. and Tellus Institute (1993-1995): New York State Environmental Externalities Cost Study. Final Reports EP 91-50. Prepared for the Empire State Electric Energy Research Corporation. Reports 1-4. Albany, New York.

Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika

- Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung -

Mai 1999

Gregor Czisch¹

1. Einleitung

Der größte Teil der Flächen Nordafrikas besteht aus Wüsten und daran angrenzenden Steppegebieten (mehr als 10 Mio. Quadratkilometer), die wenig oder gar keiner Nutzung durch den Menschen erfahren. Nicht zuletzt ist hierfür das extrem hohe solare Strahlungsangebot in dieser Region verantwortlich. Die gleichzeitig herrschende Trockenheit, die durch globale Energieaustauschprozesse in den Wüstengürteln zwischen dem 20. und 35. Grad beider Hemisphären mit verursacht wird, erlaubt nur sehr wenig Vegetation. Daher zeichnen sich die Wüstenregionen in weiten Teilen durch sehr geringe Oberflächenrauigkeiten und somit häufig durch relativ große bodennahe Windgeschwindigkeiten aus. Die Lebensfeindlichkeit der Wüste korrespondiert also auf der anderen Seite mit einem großzügigen Angebot regenerativer Energien in diesen sehr dünn besiedelten Gebieten.

Dieser Artikel befaßt sich mit Potentialen regenerativer Energien in Nordafrika und deren Nutzung für die Stromerzeugung. Dabei wird auf die Möglichkeiten regenerativer Stromerzeugung für die Staaten Nordafrikas eingegangen. Ein wesentlicher Gesichtspunkt ist das Zeitverhalten des Energiedargebots der verschiedenen Energiequellen und dessen Auswirkung auf die Stromproduktion. Das Zeitverhalten der potentiellen Stromerzeugung weicht teilweise erheblich von dem in Europa zu erwartenden ab. Mit größer werdenden Distanzen verringert sich die Korrelation des Energiedargebots und teilweise treten sogar deutliche Antikorrelationen z. B. seines jahreszeitlichen Verlaufs in verschiedenen Regionen auf. Daher stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten und Perspektiven sich durch eine großräumige Nutzung und somit auch für eine regenerative europäische Stromversorgung ergeben. Sowohl für die lokale als auch für eine großräumige Nutzung mit Stromtransport über große Distanzen werden die - beim heutigen Stand der Technik - zu erwartenden Stromgestehungskosten diskutiert.

Bei der Auswahl der betrachteten Erzeugungssysteme werden, hinsichtlich der Windenergienutzung durch offen angeströmte Windkraftanlagen (WKA) und der Solarenergienutzung mittels solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke, Systeme gewählt, deren Eigenschaften und Kosten heute als bekannt angenommen werden können¹. Für diese Systeme werden günstige Standorte aufgezeigt und in ihren Eigenschaften beschrieben. Dabei wird auch teilweise auf Messungen vor Ort zurückgegriffen.

Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefaßt und Vorschläge und mögliche Strategien zur Nutzbarmachung der Potentiale unterbreitet.

¹ Unberücksichtigt bleiben hierdurch zwangsläufig einerseits andere Techniken, wie z. B. die Nutzung der Solarenergie durch Aufwindkraftwerke, andererseits aber auch andere Quellen, wie die Erdwärme aus heißem Trockengestein, die auf große nutzbare Potentiale hoffen läßt (siehe [EPRI 1997]), oder als weiteres Beispiel die Nutzung trockener Warmluft, die in Folge globaler Austauschprozesse in den Wüstengürteln nördlicher und südlicher Hemisphäre zur Verfügung stünde, um in den noch zu entwickelnden Fallwindkraftwerken zur Stromerzeugung genutzt zu werden [Zaslavsky 1997].

2. Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Inhaltsverzeichnis	2
3. Nutzung der Solarstrahlung zur Stromerzeugung	3
3.1. Strahlungsangebot	3
3.2. Jahreszeitliche Schwankungen	3
3.3. Parabolrinnenkraftwerke als Technik der Wahl	4
3.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport	6
3.5. Kostenreduktion durch großtechnische Markteinführung	7
4. Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung	7
4.1. Heutiger Stand der Technik und Kosten von Windkraftanlagen	7
4.2. Windenergieangebot	8
4.3. Jahres- und tageszeitliche Schwankungen	10
4.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport bei Nutzung der Windkraft	12
4.5. Zeitlicher Ausgleich der Windleistung bei großräumiger Nutzung	13
5. Zusammenfassung der Ergebnisse	16
6. Mögliche Bedeutung eines regenerativen europäisch - afrikanischen Stromverbundes für die beteiligten Staaten	16
7. Vision einer regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarn	17
8. Ausblick und mögliche Strategie	18
9. Begriffsdefinitionen	19
10. Quellen	20

3. Nutzung der Solarstrahlung zur Stromerzeugung

3.1. Strahlungsangebot

Der wichtigste Parameter für die Nutzung der Solarenergie ist natürlich das lokale Strahlungsangebot. Vergleicht man die Jahresmittelwerte der horizontalen Globalstrahlung für einen typi-

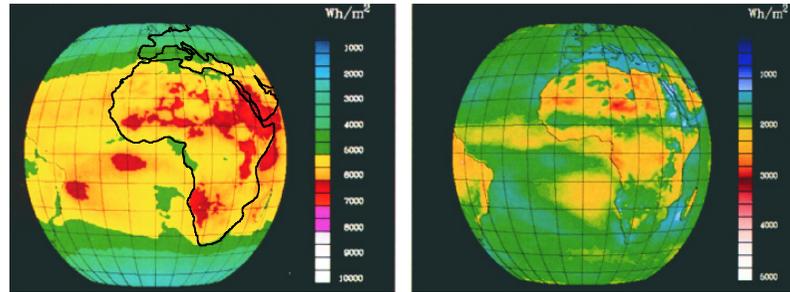


Abb. 1: Horizontale Globalstrahlung (links) und Diffusstrahlung (rechts) im Jahr 1985 in Afrika und Europa [Wh/(m² d)] [Palz 1991]

schen mitteleuropäischen Standort, einen nordafrikanischen Standort in der Nähe der Mittelmeerküste und eine besonders sonnenverwöhnte afrikanische Region, etwa zwischen dem 10. und 25. Breitengrad, so erhält man näherungsweise ein Verhältnis von 1:1,8:2,4 oder 1000 zu 1800 zu 2400 kWh/(m² a). Abb. 1 (links) zeigt die Strahlungsverhältnisse als jahresmittlere Tagesstrahlungswerte angegeben in Wh/(m² d). An manchen besonders günstigen Standorten liegt die Einstrahlung so nahe am maximal möglichen Wert, daß das Auftreten von Wolken als äußerst seltenes Ereignis angesehen werden muß. Damit ergibt sich dort eine weitgehende Berechenbarkeit der Einstrahlung und damit der möglichen Stromerzeugung.

3.2. Jahreszeitliche Schwankungen

Die relativen saisonalen Schwankungen der Einstrahlung verringern sich im allgemeinen, je weiter man sich von den gemäßigten Breiten in Richtung Äquator bewegt. In Mitteleuropa kann das Verhältnis der mittleren Globalstrahlung im Januar zu der im Juli Werte von 0,15

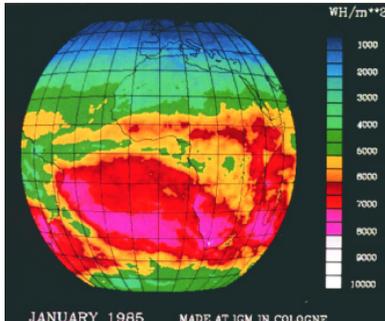


Abb. 2: Tagesmittlere horizontale Globalstrahlung im Januar 1985 [Wh/(m² d)] [Palz 1991]

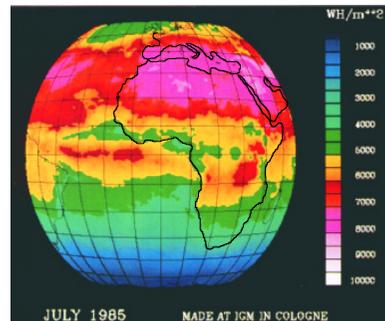


Abb. 3: Tagesmittlere horizontale Globalstrahlung im Juli 1985 [Wh/(m² d)] [Palz 1991]

unterschreiten, an der Mittelmeerküste Nordafrikas ist die Einstrahlung mit einem Verhältnis 0,3 bis 0,4 deutlich ausgeglichener (s. Abb. 2 u. Abb. 3). An den Standorten im Bereich des 10. nördlichen Breitengrades liegt es nahe bei 1 und kann teilweise sogar noch höhere Werte annehmen. Das bedeutet, hier ist im Januar mit höheren Strahlungswerten zu rechnen als im Juli. Aus europäischer Sicht sind natürlich gerade diese Standorte von besonderem Interesse, da der Strahlungsverlauf hier günstig mit der saisonalen Variation des Strombedarfs korreliert.

Kraftwerke mit Systemen zur Konzentration von Solarstrahlung - wie die weiter unten beschriebenen Parabolrinnenkraftwerke - nutzen den direkten Anteil der Solarstrahlung. Die horizontale Direktstrahlung ergibt sich als Differenz der Globalstrahlung und der Diffusstrahlung. Das Verhältnis von horizontaler Direkt- zu horizontaler Globalstrahlung liegt für einen typischen mitteleuropäischen Standort bei etwa 0,4 (vergl. Abb. 1 links u. Abb. 1 rechts), womit hier, unter Berücksichtigung der ohnehin geringen Einstrahlung, ein Einsatz von Parabolrinnenkraftwerken praktisch ausgeschlossen ist. Ein Standort in Nordafrika nahe der Mittelmeerküste bringt es auf Werte um 0,7, in besonders günstigen Bereichen (s. o.) können auch 80% erreicht werden.

3.3 Parabolrinnenkraftwerke als Technik der Wahl

Zur Nutzung des Strahlungsangebots sollen hier, wie eingangs erläutert, die solarthermischen Parabolrinnenkraftwerke berücksichtigt werden (vergl. Abb. 4). Eine Hauptkomponente des Parabolrinnenkraftwerks ist das Spiegelfeld, in dem der direkte Strahlungsanteil auf einen röhrenförmigen Kollektor in der Brennnlinie der Parabolspiegel fokussiert wird. Hier wird die Strahlungsenergie an ein Wärmeträgermedium übergeben. Beim eigentlichen Kraftwerksteil handelt es sich um ein herkömmliches Dampfkraftwerk, bei dem lediglich die Antriebswärme nicht aus der Verfeuerung von Brennstoffen, sondern aus dem Solarfeld stammt.

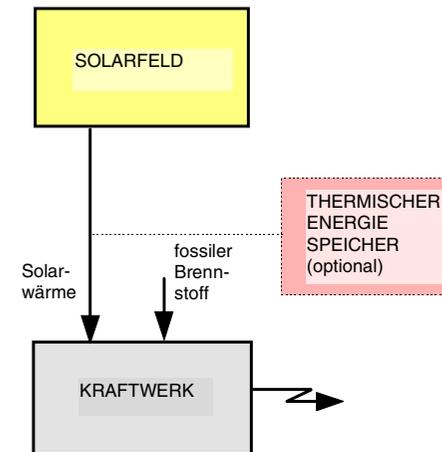


Abb. 4: Hauptkomponenten eines Parabolrinnenkraftwerks [Knies 1998]

Mit dieser Kraftwerkstechnik, von der Anlagen mit insgesamt ca. 350 MW_{el} seit vielen Jahren ihre Funktionsfähigkeit unter Beweis stellen, läßt sich gegenwärtig ein Jahresnutzungsgrad der Direktnormalstrahlung von etwa 15% erreichen [Geyer 1995] (s. a. [Cohen 1999]). Die heutigen Kosten des Solarfeldes liegen bei etwa 370 DM/m²Spiegelfläche, die des Kraftwerksteils bei ca. 1050 DM/kW_{el,Nennl.}. Für eine baldige Einführung der Parabolrinnenkraftwerke im großen Maßstab wird die Möglichkeit der fossilen Zufeuerung eine wesentliche Rolle spielen, da sie die Auslastung des Kraftwerks erhöht und damit den arbeits-spezifischen Fixkostenanteil senkt. Die Mehrkosten für eine Einrichtung zur Erdgaszufueuerung belaufen sich auf etwa 100 DM/kW_{el,Nennl.}. Der gleiche Effekt könnte durch die Verwendung von Wärmespeichern erreicht werden, die mit Wirkungsgraden über 90% Wärme aus dem Spiegelfeld für viele Stunden speichern und dadurch ohne jegliche fossile Zufeuerung einen ganztagigen

Betrieb des Kraftwerks ermöglichen. Die Kosten für den Speicher werden bezogen auf die Stromerzeugung mit $120 \text{ DM/kWh}_{\text{el}}$ Speicherkapazität beziffert. Soll das Solarfeld bei gleicher Nennleistung des Kraftwerksteils tagsüber Wärme an den Speicher liefern, muß es vergrößert werden. Das sog. Solarvielfache übersteigt dann den Wert 1. Durch den Einsatz von Wärmespeichern eröffnet sich die Möglichkeit einer rein solaren Stromversorgung, ohne daß hierzu der Einsatz anderer Speichertechniken - wie beispielsweise der von Pumpspeicherkraftwerken - nötig wird. Damit erübrigte sich selbst für den Fall einer rein solaren Stromversorgung die Notwendigkeit einer etwaigen weltumspannenden Vernetzung günstiger Standorte.

Der folgende Vergleich dreier einfacher Parabolrinnenkraftwerke - mit Trockenkühlung und Solarvielfachem 1 ohne Speicher und Zufernung - an verschiedenen Standorten in Nordafrika (s. Tab. 1) soll die hier zu erwartenden Verhältnisse aufzeigen.

Standort	Marokko nördlich des hohen Atlas	Marokko gleich südlich des hohen Atlas	Ägypten Assuan
Direktnormalstrahlung (NdI) [kWh/(m ² a)]	2000	2370	2850
Jahresnutzungsgrad bei Trockenkühlung [%]	14,6	14,6	16,3
Vollaststunden [h/a]	1800	2130	2850

Tab. 1: Errechnete Jahresproduktion von Parabolrinnenkraftwerken in Nordafrika (Solarvielfaches =1)

Die potentielle Jahresproduktion am Standort in Assuan übersteigt die in Marokko nördlich des hohen Atlas um annähernd 60%.

Für 10 Solarkraftwerke (an den nordmarokkanischen Standorten Agadir, Beni-Mellal, Casablanca, Marrakech, Fes, Quarzazate, Qujda, Rabat-Sale, Safi, Taza) mit einer mittleren NdI^2 von $1900 \text{ kWh/(m}^2 \text{ a)}$ (Strahlungsdaten aus Monatsmittelwerten der Globalstrahlung synthetisiert [Langniß 1998]) ergibt sich rechnerisch bei der Nutzung eines 9-Stunden-Speichers³, einem Solarvielfachen von 3 und einem einfachen (nicht optimierten) Betriebsregime eine mittlere Jahresproduktion von 5400 Vollaststunden⁴. Die erwartete Jahresdauerlinie ist in Abb. 6 dargestellt. Zum Vergleich sei hier erwähnt, daß eine typische dachaufgeständerte Photovoltaikanlage in Deutschland gerade einmal gut 700 Vollaststunden erreicht und natürlich nachts keinen Strom liefern kann (vergl. Abb. 5) [Kiefer 1997].

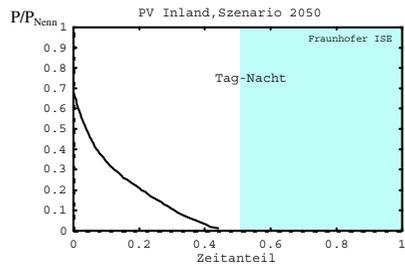


Abb. 5: Mögliche Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus Photovoltaik in der BRD [Langniß 1998]

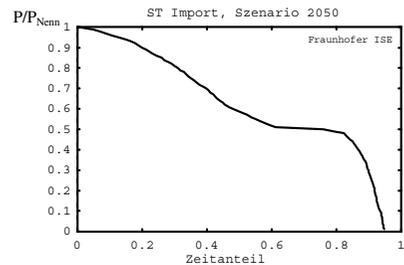


Abb. 6: Mögliche Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus Parabolrinnenkraftwerken in Nordmarokko [Langniß 1998]

² Mit NdI wird die Direkt-Normal-Strahlung bezeichnet, also die Strahlung auf eine Fläche, die immer senkrecht zur Einfallrichtung der Direktstrahlung von der Sonne ausgerichtet ist.

³ Ein solcher Speicher kann die Wärmemenge für 9h Vollastbetrieb des Kraftwerksteils aufnehmen.

3.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport

Zur Berechnung der zu erwartenden Stromgestehungskosten soll zunächst von den schon heute realisierbaren Kosten für die Komponenten der Parabolrinnenkraftwerke ausgegangen werden. Mit diesen und den weiteren zugrunde gelegten Annahmen (s. Tab. 2) ergeben sich am besseren der zuvor erwähnten Standorte in Marokko Stromgestehungskosten von knapp 15 DPf/kWh .

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Solarvielfaches	2,5	
Speicherkapazität	8 Vollaststd.	
Solarfeld	370 DM/m^2	5520 DM/kW_{el} Nennleistung
Speicher	120 $\text{DM/kWh}_{\text{el}}$	960 DM/kW_{el} Nennleistung
Kraftwerksteil	1050 $\text{DM/kWh}_{\text{el}}$	1050 DM/kW_{el} Nennleistung
Gesamtinvestition		7530 DM/kW_{el} Nennleistung
Lebensdauer	25 a	
Jahreserzeugung	5100 Vollaststunden	
Betriebskosten	2% der Investitionskosten/a	
Versicherungskosten	1% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	

Tab. 2: Eckdaten für den Kostenüberschlag - Parabolrinnenkraftwerke in Nordmarokko

Eine Anlage in Assuan könnte es mit einem 11-Stundenspeicher unter sonst gleichen Voraussetzungen auf knapp 6800 Vollaststunden bringen. Die Stromgestehungskosten würden dann vor Ort bei etwa 12 DPf/kWh liegen.

Mit dem Bau einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung (HGÜ) mit der Spezifikation aus Tab. 3 ließe sich der dort erzeugte Strom auch nach Mitteleuropa transportieren. Die Investitionskosten für eine Leitung aus Marokko lägen bei etwa 10% der Kosten für das Solarkraftwerk. Durch die Leitungsverluste verringert sich die verfügbare Energie in Mitteleuropa, so daß die Stromgestehungskosten in Mitteleuropa bei etwa 17 DPf/kWh , also um ca. 15 % höher liegen würden. Die Mehrkosten in Europa setzen sich zu annähernd gleichen Teilen aus den direkten Kosten für die Übertragungsstrecke und denen für die Transportverluste zusammen.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Leistungsklasse	5 GW	
Nennspannung	+600 kV	
Ausführung	Doppelbipol.	
Übertragungsentfernung	2500 km	
Umrichterstationen [Häusler 1999]	2 * 120 DM/kW	240 DM/kW_{el} Nennleistung
Freileitung [Häusler 1999]	140 $\text{DM/(kW} * 1000 \text{ km)}$	350 DM/kW_{el} Nennleistung
Seekabel 50 km	1400 $\text{DM/(kW} * 1000 \text{ km)}$	70 DM/kW_{el} Nennleistung
Gesamtinvestition		660 DM/kW_{el} Nennleistung
Lebensdauer	25 a	
Betriebskosten	1% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	
Mittlerer Übertragungsverlust	7%	

Tab. 3: Eckdaten für den Kostenüberschlag - HGÜ aus Nordmarokko

⁴ Die Anzahl der äquivalenten Vollaststunden einer Anlage errechnet sich als Quotient Jahresertrag [kWh]/ Nennleistung [kW].

Strom aus Assuan könnte in Mitteleuropa trotz der, mit 4900 km deutlich längeren Leitung und den mit 14% angesetzten mittleren Übertragungsverlusten bei knapp 15 DPf/kWh liegen. Auf einer geeigneten Wüstenfläche lassen sich mit Parabolrinnenkraftwerken beim heutigen Stand der Technik etwa 0,1 bis 0,15 TWh_{el}/(km²_{Gesamtfläche} a) erzeugen. Prinzipiell würde damit die reine Wüstenfläche ausreichen, um einige hundertmal den Strombedarf aller EU-Staaten zu decken. Nach [Brösamle 1999 a] zeichnet sich bei der Entwicklung des Planungsinstruments STEPS⁵ ab, daß der für die Stromgestehungskosten ausschlaggebende Parameter das Strahlungsangebot ist und andere, wie Entfernung zur Küste, Längen zu bauender Zufahrtsstraßen eine eher untergeordnete Rolle spielen. Damit und in Anbetracht der geringen Kosten und Verluste der heute verfügbaren Übertragungssysteme scheint zumindest aus technischer und wirtschaftlicher Sicht auch die Stromerzeugung in den weiter entfernten besonders sonnenbegünstigten Bereichen Nordafrikas sehr attraktiv.

3.5. Kostenreduktion durch großtechnische Markteinführung

Durch das Markteinführungsprogramm für solarthermische Kraftwerke SYNTHESIS wird die Bereitstellung günstiger Kredite deutscher Großbanken (2% Zins/a) und günstiger Versicherungskonditionen (0,5% der Investition/a) für Parabolrinnenkraftwerke garantiert [Knies 1998]. Dadurch lassen sich bei sonst gleichen Bedingungen vor Ort in Marokko (Assuan) Stromgestehungskosten von ca. 11,5 DPf/kWh (9 DPf/kWh) erreichen⁶. Die Kosten in Mitteleuropa würden für den Strom aus den beiden Standorten auf etwa 13 DPf/kWh (12 DPf/kWh) kommen. Ein wesentliches Ziel des SYNTHESIS-Programms ist es, eine deutliche Reduktion der Investitionskosten für das Solarfeld zu erreichen. Wenn nach etwa 10 Jahren die angestrebten 7 GW errichtet sein werden, sollen sich die Solarfeldkosten etwa halbiert haben. Die günstigen Zins- und Versicherungskonditionen wären nicht mehr nötig, um die angestrebten Stromgestehungskosten zu erreichen. Rechnerisch ergeben sich dann Werte von 9,5 DPf/kWh (7,5 DPf/kWh) vor Ort sowie 11 DPf/kWh (10 DPf/kWh) inklusive Transport nach Mitteleuropa.

4. Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung

4.1. Heutiger Stand der Technik und Kosten von Windkraftanlagen

In den letzten Jahren sind die Windkraftanlagen (WKA) ständig weiter entwickelt worden. Die 1,5 MW-Klasse ist heute Stand der Technik und Anlagen mit bis zu 5 MW Nennleistung befinden sich in Entwicklung. Die Gesamtinvestitionskosten für moderne Windparks liegen im Falle weniger günstiger Beteiligungsangebote in Deutschland bei etwa 2400 DM/kW_{Nennleistung}. Besonders niedrige Investitionskosten von weniger als 1600 DM/kW_{Nennleistung} veranschlagt das Stromversorgungsunternehmen ENRON in den USA [Kahn 1998]. Es plant einen Windpark mit 107 MW_{Nennleistung} mit Zond Z-750kW-Anlagen⁷ an einem windgünstigen Standort in Iowa

⁵ STEPS - Expert System for Market Introduction of Solar Thermal Power Stations [Brösamle 1999 b] - soll unter Verwendung eines Geographischen Informationssystems (GIS) die Auswirkungen aller relevanten Standortbedingungen erfassen, um großflächig die potentiellen Stromgestehungskosten an nordafrikanischen Standorten zu ermitteln.

⁶ In Marokko liegen heute die Strompreise für private Haushalte bei mehr als 15 DPf/kWh mit Preissteigerung bis 25 DPf/kWh bei höheren Verbräuchen [Bennouna 1999].

⁷ Seit dem ersten Windprojekt der Fa. Zond im Jahre 1981 konnten die Investitionskosten damit von 4000 US\$/kW_{Nennleistung} auf 900 US\$/kW_{Nennleistung}, also nominal auf ca. 23%, gesenkt werden [Kahn 1998].

und erwartet eine Anlagenlebensdauer von 30 Jahren. Unter diesen Voraussetzungen werden dort Stromgestehungskosten von etwa 5 DPf/kWh veranschlagt, die wirtschaftlich mit denen konventioneller Stromerzeugungsanlagen konkurrieren können.

4.2. Windenergieangebot

Einen Überblick über die weltweite Verteilung der potentiellen Jahreserträge von modernen drehzahlvariablen WKA mit 80m Nabenhöhe vermittelt Abb. 7. Die Jahreserträge sind in äquivalenten Volllaststunden angegeben, wobei Werte über 3800 h und unter 800 h nicht dargestellt werden. Als Quelle für die Winddaten dienten Daten des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersagen (EZMW oder ECMWF). Im Reanalyseprojekt des ECMWF wurde hier eine Vielzahl meteorologischer Größen für den Zeitraum von 1979 bis 1993 aus Meßwerten berechnet und in einem 1,125 ° Raster mit einer Zeitauflösung von 6h abgelegt [ECMWF 1997]. Die Winddaten von 1979 bis 1992 in 33 m und 144 m über Grund dienten als Grundlage der Berechnung der Jahreserträge.

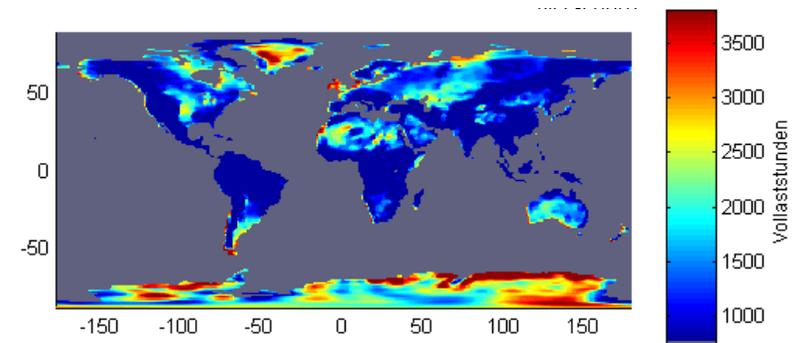


Abb. 7: Aus Daten des ECMWF errechnete jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen mit 80 m Nabenhöhe für den Zeitraum 1979 - 1992

Aus einem europäischen Blickwinkel heraus betrachtet fällt auf, daß hier eine recht günstige Region für die Nutzung der Windkraft vorliegt. In unserer „näheren“ Umgebung sind zudem die Jamalregion in Nordwestsibirien, die Region im Bereich des Kaspischen Meeres und einige Regionen in Nordafrika durch sehr gute Windverhältnisse gekennzeichnet. In Nordafrika fallen große Flächen im Bereich von Nordsudan und Südägypten sowie in Südalgerien und an der Atlantikküste von Marokko bis Mauretanien auf. Kleinräumige, teilweise sehr günstige Windgebiete können aufgrund der relativ groben Auflösung nicht erkannt werden, sind aber beispielsweise im Golf von Suez anzutreffen.

Abb. 8 zeigt die potentiellen Jahreserträge im Offshore-Bereich. Die europäischen Verhältnisse stellen sich wieder als besonders günstig heraus. Hier treffen gute Windverhältnisse (teils über 4000 Volllaststunden) und große Flachwasserbereiche zusammen. Nach [Cocerill 1998] ist beispielsweise in einigen Gebieten in der Nordsee trotz Distanzen von bis zu 80 km zur Küste und dementsprechend hohem Aufwand für den Stromtransport mit Stromgestehungskosten zwi-

schen 8 und 10 DPf/kWh zu rechnen⁸. Auch vor der nordafrikanischen Westküste scheinen in einigen Bereichen gute Voraussetzungen für die Offshore-Windenergienutzung gegeben.

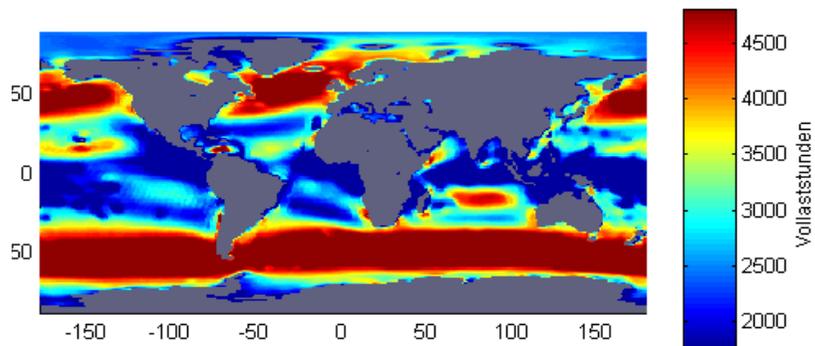


Abb. 8: Aus Daten des ECMWF errechnete jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen im Offshore-Bereich mit 80 m Nabhöhe für den Zeitraum 1979 - 1992

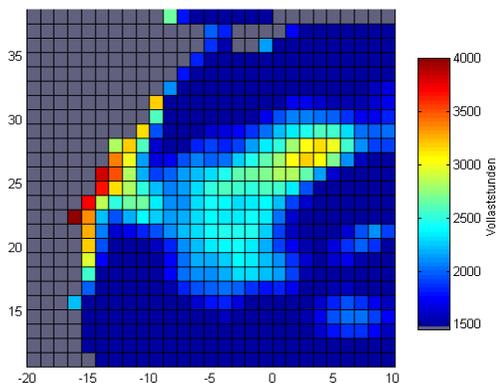


Abb. 9: Für Nordwestafrika aus Daten des ECMWF errechnete jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen mit 80 m Nabhöhe für den Zeitraum 1979 - 1992

Abb. 9 zeigt einen Ausschnitt Nordwestafrikas in dem sich unter anderem Nord- und Südmarokko und Algerien befinden. Hier ist die Maschenweite der berechneten Windgeschwindigkeiten gut zu erkennen. Jedes Rasterelement hat eine Ausdehnung von 125 km in Nord-Süd-Richtung und etwa 113 km in Ost-West-Richtung. Nach [Tetzlaff 1999] kann in guten Windregionen, bei großen Windparks eine Jahresproduktion von maximal 0,1 bis 0,15 TWh_e/km² aus Windkraft erzeugt werden. Bei Errichtung von Windkraftanlagen mit einer Leistungsdichte von 7 MW/km²

ließen sich an sehr guten Standorten in Marokko etwa 0,028 TWh/(km² a) erzeugen. Bei sehr großräumiger Nutzung der Windkraft und enger Anordnung der Anlagen ist mit einer Abschwächung des Energieangebots zu rechnen. Bei einem Anlageabstand von 10 Rotordurchmessern reduzieren sich die pro Anlage erzielbaren Jahreserträge um etwa 16% [Tetzlaff 1999]. Für die Gebiete der 20 besten Rasterelemente in Abb. 9 würde dies eine mittlere Jahresproduktion von ca. 0,012 TWh/(km² a) bedeuten. Damit wären für die gesamte Jahresstromproduktion der EU (2300 TWh) zwei Drittel der Fläche dieser 20 Teilgebiete ausreichend. Der

⁸ Nach weiteren Verbesserungen der Technik werden für diese Bereiche sogar Stromgestehungskosten zwischen 4 und 6 DPf/kWh erwartet. Auch die Kostenabschätzungen im *Handlungsplan für Offshore - Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern* liegen bei etwa 9,5 DPf/kWh [SEAS 1997] (bei 20 a Lebensdauer und 5% Zins/a unter Verwendung heute verfügbarer Technik.).

gezeigte Ausschnitt bietet also ein sehr großes Potential, das in der Lage wäre, einige Male den Bedarf an elektrischer Energie in der EU sowie in den nordafrikanischen Ländern zu decken. In Nordafrika ist auf einer Fläche von ca. 3 Mio. km² mit einer potentiellen Auslastung von mehr als 2000 Volllaststunden (etwa 2400 im Mittel) für WKA zu rechnen. Damit könnten auf dieser Fläche jährlich maximal etwa 50000 TWh Windstrom produziert werden.

4.3. Jahres- und tageszeitliche Schwankungen

Wie bei der Sonnenenergie treten auch bei der Windenergie teilweise große saisonale Schwankungen auf. Dies verdeutlicht Abb. 10.

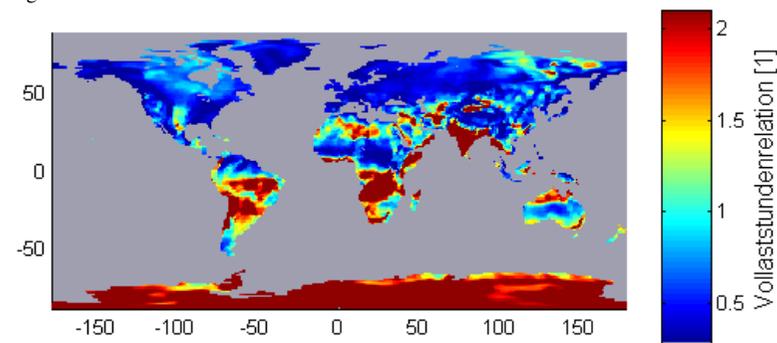


Abb. 10: Aus Daten des ECMWF errechnetes Verhältnis langjähriger Mittelwerte der möglichen Stromproduktion im Juli zu denen im Januar für drehzahlvariable Windkraftanlagen mit 80 m Nabhöhe im Zeitraum 1979 - 1992.

Europa befindet sich in einer typischen Winterwindregion. Hier liegen die langfristigen Julimittelwerte der potentiellen Stromerzeugung teilweise bei Werten unter 40% der Januarerzeugung. Die schon erwähnte Jamalregion zeichnet sich mit gut 60% im Juli durch relativ gemäßigte Schwankungen aus. Im Hinblick auf eine ganzjährige Stromversorgung aus Windenergie fallen sofort die Passatwindregionen Nordafrikas ins Auge. Zwischen Passatwindregionen und Winterwindregion besteht eine deutliche Antikorrelation. Wie schon bei der Solarenergie kann also ein jahreszeitlicher Ausgleich schon durch die Nutzung von Standorten in der selben Hemisphäre erreicht werden.

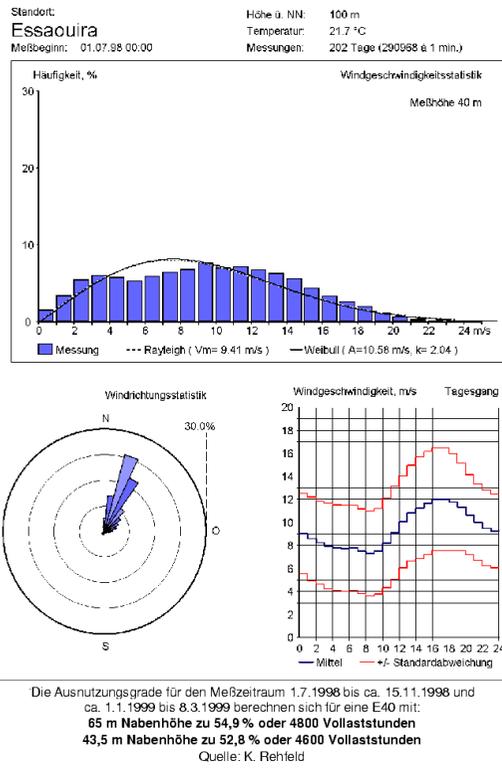


Abb. 11: Messergebnisse der Windverhältnisse an einem nordmarokkanischen Standort [Rehfeldt 1999] (s. a. [Enzili 1999])

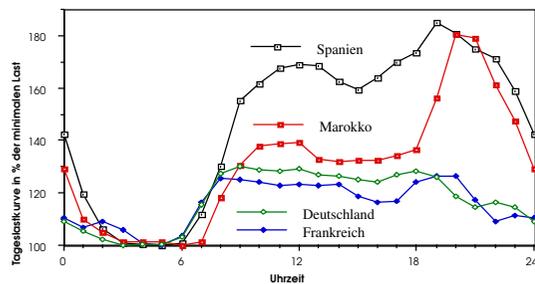


Abb. 12: Typische Lastkurven in Deutschland, Frankreich, Marokko und Spanien [Bennouna 1999]

An einem windgünstigen Standort in der Nähe der Nordmarokkanischen Stadt Essaouira (etwa 31,5° Nord 9,8° West) wurden seit Anfang Juli 1998 Messungen vorgenommen (s. Abb. 11). Sie zeigen deutlich, daß die großräumige Rasterung der ECMWF-Daten besonders in zergliederem Gelände zu einer Unterschätzung der Windverhältnisse führen kann. Dies schlägt sich nieder im Unterschied der aus den Messungen ermittelten Jahreserzeugung von 4800 Vollaststunden (für eine drehzahlvariable Anlage mit 65 m Nabenhöhe) zu den 2600 Vollaststunden, die sich bei großflächiger Betrachtung erwarten lassen. Bei den großen homogenen Flächen Südmarokkos tritt dieser Effekt kaum auf. Typisch für die Passatwindregion sind die sehr dominanten Windrichtungsanteile aus Nord-Nord-Ost.

Der Tagesgang der Windgeschwindigkeit mit einem ausgeprägten Maximum bis in den Abend hinein zeigt eine günstige Korrelation mit dem Tagesgang des Strombedarfs in Marokko, der wegen der noch geringen Industrialisierung sein Maximum am frühen Abend erreicht, wenn der häusliche Bedarf ansteigt (s. Abb. 12).

4.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport bei Nutzung der Windkraft

Für einen guten Standort, wie er in der Region (Abb. 9) häufig anzutreffen sein wird, ist unter den in Tab. 4 angegebenen Voraussetzungen mit Stromgestehungskosten von ca. 5 DPf/kWh zu rechnen.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Jahreserzeugung	4000 Vollaststunden	
Lebensdauer	20 a	
Betriebskosten u. a.	2% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	
Gesamtinvestition		2000 DM/kW_{el} Nennleistung

Tab. 4: Berechnungsgrundlagen für Stromgestehungskosten bei Windkraftnutzung in Nordafrika

Wiederum soll hier exemplarisch eine mögliche HGÜ-Trasse zum Stromtransport nach Mitteleuropa betrachtet werden (s. Eckdaten Tab. 5). Die Entfernung von 4000 km entspricht beispielsweise einer Trasse von einem Standort in Südmarokko bis Berlin.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Leistungsklasse	5 GW	
Nennspannung	+600 kV	
Ausführung	Doppelbipol.	
Umrichterstationen	2 * 120 DM/kW	240 DM/kW _{el} Nennleistung
Übertragungsentfernung	4000 km	
Freileitung	140 DM/(kW * 1000 km)	560 DM/kW _{el} Nennleistung
Seekabel 50 km	1400 DM/(kW * 1000 km)	70 DM/kW _{el} Nennleistung
Gesamtinvestition		870 DM/kW_{el} Nennleistung
Lebensdauer	25 a	
Betriebskosten u. a.	1% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	
Mittlerer Übertragungsverlust	7,5%	

Tab. 5: Eckdaten für den Kostenüberschlag HGÜ aus Südmarokko

Die Stromgestehungskosten ergeben sich damit am mitteleuropäischen Leitungsende zu 7,3 DPf/kWh. Davon entfallen ca. 2,3 DPf/kWh auf die Leitung und hiervon sind etwa 0,5 DPf/kWh Kosten durch die transportbedingten Verluste⁹. Nach Messungen innerhalb des WMEP liegt die durchschnittliche Jahresproduktion in Deutschland bei etwa 1700 Vollaststunden [WMEP 1999], womit sich bei sonst gleichen Voraussetzungen ca. 12 DPf/kWh für hier produzierten Windstrom ergeben. Dieser Kostenüberschlag macht deutlich, daß die Kosten der Windstromproduktion von den Windverhältnissen am Standort der Windkraftanlagen dominiert werden und selbst große Distanzen aus ökonomischer und technischer Sicht relativ problemlos überwunden werden können.

⁹ Die Verluste sind mit 7,5% konservativ angesetzt. Berechnungen mit Daten des EZMW lassen für eine Vergleichsregion mit gleicher Jahreserzeugung 6% Transportverluste erwarten. Je ausgeglichener die Windverhältnisse, d. h. je seltener Spitzenleistungen auftreten, desto niedriger werden die Verluste.

4.5. Zeitlicher Ausgleich der Windleistung bei großräumiger Nutzung

Damit stellt sich die Frage, welche Vorzüge hat - über den der Nutzung günstiger Standorte hinaus - eine großräumige Stromversorgung gegenüber einem Konzept, das auf regionale Selbstversorgung setzt. Ein Vorteil ist sicherlich darin zu sehen, daß viele günstige Standorte in sehr dünn besiedelten Regionen anzutreffen sind. Sowohl in der Jamalregion wie in den Steppengebieten Kasachstans als auch in weiten Bereichen Nordafrikas ist mit Bevölkerungsdichten unter einer Person pro Quadratkilometer zu rechnen, weshalb nur wenige Kollisionen mit anderen Nutzungszielen zu erwarten sind. Gleiches kann natürlich auch für Offshore-Windkraft gelten.

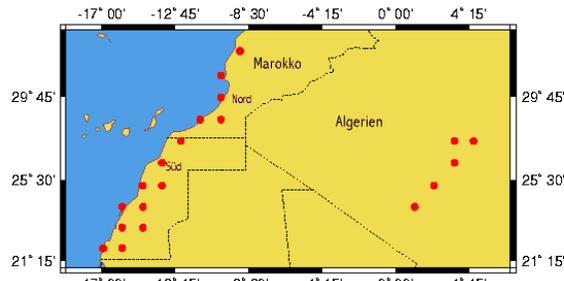


Abb. 13: Ausgewählte Standorte für die Windstromproduktion in Nordwestafrika

In Abb. 14 sind die Dauerlinien von WKA an drei verschiedenen Einzelstandorten und für die gemeinsame Nutzung der 20 nordwestafrikanischen Standorte („Summenstandort“) dargestellt. Ausgewählt wurden dabei der beste Standort mit 4400 Vollaststunden, der schlechteste mit 2700 Vollaststunden und der Standort, der mit einer Jahresproduktion von 3600 Vollaststunden am nächsten am Mittelwert aller Standorte liegt („mittlerer Standort“). Der Vergleich des „mittleren Standorts“ mit dem „Summenstandort“ zeigt sehr anschaulich, wie die gleichzeitige Nutzung vieler weit verteilter Standorte die Bedingungen der Windkraftnutzung positiv beeinflusst. So sind Leistungen über 80% der Nennleistung beim „Summenstandort“ beinahe vernachlässigbar. Dagegen machen diese am „mittleren Standort“ noch 17% aus. In mehr als 80% der Zeit liegt die Produktion am „Summenstandort“ über 20%, am „mittleren“ Standort wird dieser Wert nur in etwa 65% der Zeit erreicht. Sollte beispielsweise diese Leistung gesichert werden, würde die - für das Überbrücken der Perioden mit zu

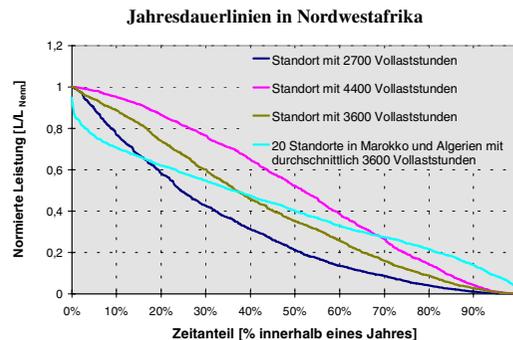


Abb. 14: Mögliche Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus WKA in Nordwestafrika

unterstützt werden, würde die - für das Überbrücken der Perioden mit zu

Die Frage nach weiteren Vorzügen soll hier anhand eines einfachen Beispiels aufgegriffen werden. Im folgenden wird eine gleichzeitige Nutzung von 20 marokkanischen und algerischen Windstandorten (s. Abb. 13) und 47 europäischen Offshore-Standorten (s. Abb. 17) untersucht.

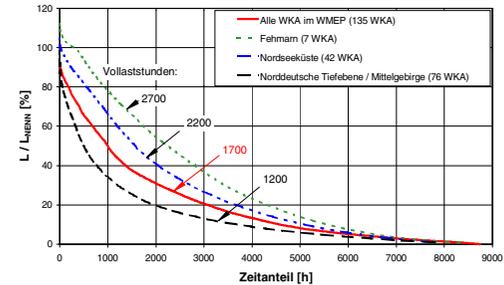


Abb. 15: Aus Messdaten des WMEP ermittelte Jahresdauerlinien für WKA in der BRD [WMEP 1999] (s. a. [ISET 1998])

günstiger (vergl. Abb. 15). Am „Summenstandort Deutschland“ (mit 1700 Vollaststunden) wird die 20%-Marke nur in ca. 34% der Zeit überschritten.

Könnten die afrikanischen und die europäischen Standorte gemeinsam zur Stromerzeugung genutzt werden, würde sich die Situation nochmals deutlich verbessern (s. Abb.16). Um dies zu zeigen, wurde exemplarisch angenommen, daß sich 1/3 der installierten Leistung in Nordwestafrika und 2/3 offshore in Europa befinden. Die Stromerzeugung vergleichmäßig sich, die gemeinsame Mindestleistung unterschreitet 20% der Nennleistung nur noch in 2% der Zeit und Werte über 70% werden vernachlässigbar. Die niedrigste Leistung, die erreicht wird, liegt jetzt bei 12,5% (für die 47 europäischen Standorte liegt der Wert bei ca. 3,9% und bei den 20 Standorten in Nordwestafrika bei etwa

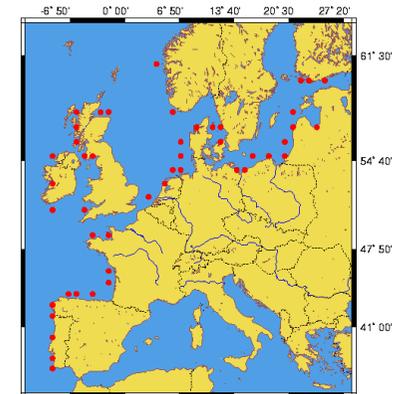


Abb. 17: Ausgewählte Offshorestandorte für die Windstromproduktion in Europa

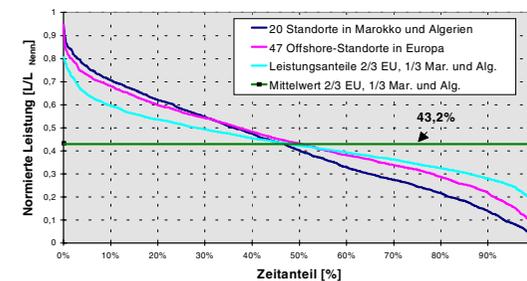


Abb. 16: Mögliche Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus WKA in Nordwestafrika an Offshore-Standorten in Europa und bei gleichzeitiger Nutzung beider Gebiete

niedriger Windstromproduktion - benötigte Energie beim „Summenstandort“ nur 35% des Wertes am „mittleren“ Standort ausmachen. Die Verhältnisse am schlechtesten Einzelstandort (Standort in Algerien) sind in der Jahresproduktion gleichzusetzen mit denen, die sich aus Messungen des WMEP bei sieben Anlagen auf Fehmarn ergeben (einem sehr günstigen Gebiet in Deutschland), erweisen sich aber im unteren Leistungsbereich noch als etwas

1,2%). Eine Erhöhung der Mindestleistung bedeutet, daß bei großräumiger Nutzung der Windenergie ein Teil der installierten Leistung als annähernd gesichert angenommen werden kann und sich durch einen mit der Ausdehnung steigenden Kapazitätseffekt der Windkraft auch die nötige Reserveleistung aus anderen Kraftwerken reduziert.

Ein weiterer Effekt durch die gleichzeitige Nutzung aller 67 Standorte kann Abb. 18 entnommen werden. Der langfristige Gleitmittelwert (hier der 60-Tage-Mittelwert) der Stromerzeugung unterschreitet eine unter dem Jahresmittelwert liegende Marke von 36% nicht mehr. Für die Teilgebiete liegen diese Minima bei 30% in den europäischen Küstengewässern und 28% in den nordwestafrikanischen Wüstengebieten. Die Dauer der zusammenhängenden Unterschreitung der 36% Marke liegt dort jeweils bei etwa 1/3 des Jahres. Betrachtet man den 7 Tages Mittelwert so fällt auf, daß Perioden deutlicher Unterschreitung der Durchschnittsleistung und der 36% Marke für das Gesamtgebiet häufiger und in kürzeren Abständen von solchen mit Überschreitungen gefolgt werden. Damit ergeben sich natürlich positive Konsequenzen für den etwaigen Bedarf an Speicherkapazitäten für die Stromversorgung in windstarken Zeiten. Zum Ausgleich der Schwankungen in den Teilgebieten müßten die Speicher eine vielfach größere Kapazität zur Energiebevorratung für sehr lange Perioden besitzen, so daß eine Nutzung aller 67 Standorte auch hier deutliche Vorteile böte.

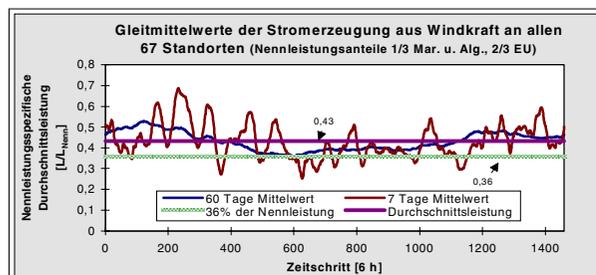
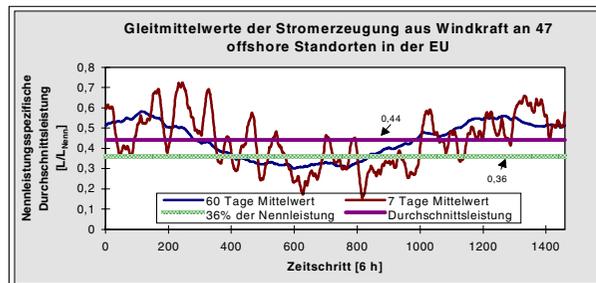
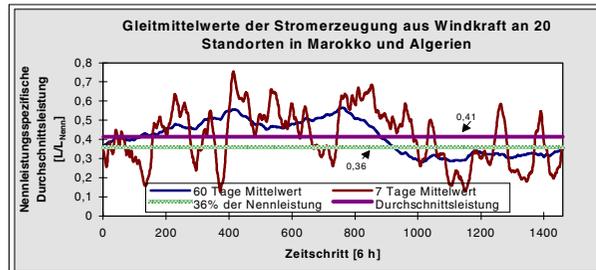


Abb. 18: Gleitende Mittelwerte der Stromproduktion aus WKA an den verschiedenen "Summenstandorten"

Eine Ausweitung der großräumigen Nutzung auf weitere günstig gewählte Standorte beispielsweise in der schon erwähnten Jamalregion oder den Steppengebieten Kasachstans ließe hier noch weitere Verbesserungen erwarten.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Nordafrika bietet große Potentiale für die regenerative Stromerzeugung. Die Nutzung der Solarenergie würde schon beim gegenwärtigen Stand der Parabolrinnenkraftwerke einige hundertmal die gesamte Stromerzeugung der EU ermöglichen. D. h. der nötige Flächenbedarf liegt nicht einmal im Prozentbereich der dort vorhandenen reinen Wüstenfläche. Im Bereich um den 10. Grad nördlicher Breite und von dort im Osten Afrikas nordwärts bis hinein nach Südpalästina finden sich die besten Konditionen. Wie sich abzeichnet, könnte dort erzeugter Strom - selbst unter Berücksichtigung der Aufwendungen für Transportsysteme und transportbedingter Verluste - in Mitteleuropa noch günstiger sein als der aus den etwas weniger sonnenverwöhnten, aber um gut 2000 km näheren Regionen der afrikanischen Mittelmeeranrainer. Aber auch in diesen nördlicheren Gebieten sind gute Verhältnisse anzutreffen, deren Nutzung wahrscheinlich die einfachere Koordinierungsaufgabe für Politik und Wirtschaft darstellt. Mit Stromgestehungskosten in der Gegend von 15 DPf/kWh kann dort schon heute gerechnet werden. Womit sich nach Transport zu den Verbrauchsschwerpunkten in Mitteleuropa dann ca. 17 DPf/kWh realisieren ließen.

Auch für die Windstromerzeugung sind in Nordafrika hervorragende Regionen anzutreffen. Schon die sehr windgünstigen Flächen mit einer zu erwartenden Jahresproduktion von über 3000 Vollaststunden sind ausreichend, um die - der Stromerzeugung der EU entsprechende - Menge elektrischer Energie zu erzeugen. Unter Einbezug der großen Flächen mit zu erwartenden Jahresproduktionen über 2000 Vollaststunden übersteigt auch dieses Potential den EU-Bedarf um ein Vielfaches. Stromgestehungskosten aus Windkraft sollten an ausgewählten Standorten unter 5 DPf/kWh zu realisieren sein. Damit liegen sie für die lokale Energieversorgung schon heute im Bereich der Wirtschaftlichkeit. Ein Transport über große Distanzen würde auch in Mitteleuropa für recht günstigen regenerativen Strom sorgen, dessen Kosten teilweise unter 8 DPf/kWh liegen könnten.

Für die Windkraft und noch deutlicher für die Solarenergie gilt, daß dem Transport des erzeugten Stromes - mittels HGÜ - bei den Kosten eine der eigentlichen Erzeugung deutlich untergeordnete Rolle zukommt. Die schon heute verfügbare Übertragungstechnik versetzt uns also aus wirtschaftlicher und technischer Sicht in die Lage, regenerative Energien aus weit entlegenen und dünn besiedelten Regionen zu nutzen, wobei die Kosten nicht unbedingt weit von den heutigen Stromgestehungskosten bei Erzeugung aus nicht regenerativen Energien entfernt liegen müssen.

6. Mögliche Bedeutung eines regenerativen europäisch - afrikanischen Stromverbundes für die beteiligten Staaten

Weshalb sollten sich die verschiedenen Staaten zu einer gemeinsamen Nutzung der regenerativen Energien zusammenfinden?

Die globalen Herausforderungen, die sich sowohl durch die CO₂-Problematik als auch durch die Begrenztheit der Ressourcen stellen, sollten allein schon Anlaß genug sein, auf neue Optionen der Stromerzeugung zu setzen. Auch mögliche Effekte, wie die Vergleichmäßigung der Leistung aus den regenerativen Stromerzeugungssystemen und die damit einhergehende Reduzierung der nötigen Reserveleistung und Speicherkapazitäten durch großräumige Nutzungskonzepte, konnten in den vorangegangenen Kapiteln deutlich gemacht werden. Weiterhin konnte gezeigt werden, daß die Nutzung besonders günstiger Gebiete für die regenerative

Stromerzeugung - auch bei Entfernungen von mehr als 4000 km - verhältnismäßig günstige „Stromquellen“ erschließen könnte. Damit liegen mögliche Interessen beispielsweise der EU-Staaten auf der Hand.

Einen zusätzlichen Anreiz für den engagierten Einstieg in die Nutzung regenerativer Energien könnte sich aus den teilweise signifikanten Abnahmen der jährlichen Niederschläge in der Mittelmeerregion ergeben. Die Niederschlagsabnahmen lagen - bezogen auf die langjährigen Mittelwerte zwischen 1951 und 1991 - im Extremfall bei bis zu 70%. In der Maghrebregion liegen die Abnahmen zwischen 20% und 40% [Denhard 1997]. Dieses Verhalten entspricht der parallel zur Klimaerwärmung erwarteten Ausweitung der Trockengebiete und liegt damit im Trend der Berechnungen mit Klimamodellen, die in Zukunft noch drastischere Veränderungen erwarten lassen. Gerade in Gebieten, in denen ohnehin schon geringe Niederschlagswerte vorliegen, können solche Veränderungen gravierende Auswirkungen haben. Damit drängt sich eine „natürliche“ Allianz zwischen den nordafrikanischen und den europäischen Staaten mit dem Ziel einer CO₂-neutralen Stromerzeugung förmlich auf.

Darüber hinaus stellen für die nordafrikanischen Entwicklungsländer die Ausgaben für Energieimport teilweise eine große Belastung der Volkswirtschaft dar. Beispielsweise liegen die Ausgaben für Energieimporte in Marokko bei 25% der gesamten Exporterlöse des Landes [Bennouna 1999]. Sowohl bei Parabolrinnenkraftwerken als auch bei Windkraftanlagen sind große Teile der Anlage relativ einfach zu produzieren. Daher ließe sich eine relativ hohe inländische Fertigungstiefe schon bald erreichen. So könnten dringend benötigte Arbeitsplätze geschaffen werden und gleichzeitig würden die Volkswirtschaften durch eine Senkung der Importausgaben für Energie gestärkt. Auch der Export von Energie könnte ihnen zu Gute kommen wobei sich die regenerative Stromerzeugung als eine Art „Landwirtschaft auf Wüstenflächen“ geradezu anbietet.

Unter Berücksichtigung der momentanen volkswirtschaftlichen Lage vieler Entwicklungsländer, die kürzlich von UNO Generalsekretär Kofi Annan sinngemäß mit den Worten - *Globalisierung und Liberalisierung stehen für Verarmung und Bevormundung der dritten Welt* - beschrieben wurde, eröffnet sich eine weitere Herangehensweise an die eingangs gestellte Frage (s. a. [Annan 1998]). Könnte nicht die Annahme der globalen Herausforderungen durch die Energieproblematik gleichzeitig Baustein einer Strategie der zukunftsfähigen Entwicklung unserer ärmeren Anrainerstaaten werden?

7. Vision einer regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarn

Das Ziel einer regenerativen Stromversorgung Europas und seiner Nachbarn könnte vielleicht einmal so aussehen, wie es in Abb. 19 vereinfacht dargestellt ist. Die großräumige Nutzung der einzelnen regenerativen Potentiale vergleichmäßig die Stromerzeugung. Die Nutzung verschiedener Potentiale, wie z. B. die von Solarenergie und Windkraft, eröffnet beispielsweise durch die Möglichkeit des flexiblen Einsatzes - den Wärmespeicher an den Solarkraftwerke mit sich bringen - eine Erzeugung, die sowohl den Last- als auch den Einspeiseschwankungen der Windenergie folgt.

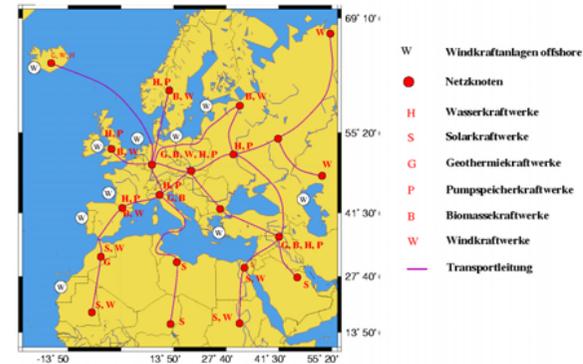


Abb. 19: Vereinfachte Skizze einer gedachten zukünftigen regenerativen Stromversorgung

Die gleichzeitige großräumige Nutzung anderer Erzeugungstechniken, wie die der Wasserkraft - deren Nutzung sicherlich weiterhin anzustreben ist - der Geothermie, der Biomasse und vielleicht auch einmal die von Fallwindkraftwerken, vergrößern die Anzahl der Freiheitsgrade bei der Stromerzeugung und könnte sich damit günstig auf die zu erwartenden Stromgestehungskosten auswirken.

8. Ausblick und mögliche Strategie

Langfristig sollte sich ein Stromversorgungskonzept verwirklichen lassen, in dem großräumig günstige Regionen für die regenerative Stromerzeugung genutzt und das gesamte durch sie eingeschlossene Gebiet versorgt wird. Dabei würden sich viele Fluktuationen der dargebotsabhängigen Erzeugungssysteme vergleichmäßigen und somit die nötigen Speicherkapazitäten und/oder Backup-Leistungen und -Energien verringern. Jede Technik könnte durch ihre spezifischen Eigenschaften einen wertvollen Beitrag für das Gesamtsystem leisten. Auch aus Rücksicht auf eventuelle politische Krisensituationen sollte ein solches System aus möglichst vielen Quellen gespeist werden.

Da sowohl die Knappheit der fossilen Energieressourcen als auch die drohende Klimaveränderung globale Probleme darstellen, scheint auch eine internationale Kooperation zur deren Bewältigung angebracht. Gerade in den Trockengürteln scheinen sich die ersten gravierenden Auswirkungen der CO₂-bedingten Klimaveränderung abzuzeichnen. Dieser Umstand legt eine Zusammenarbeit mit den Staaten Nordafrikas nahe, die darüber hinaus die Möglichkeit einer neuen Form der Entwicklungspolitik, bei der alle Partner gleichberechtigt an dem gemeinsamen Ziel der nachhaltigen Energieversorgung arbeiten und dabei Infrastruktur und Energieversorgung ... bei den ärmeren Mitstreitern fördern. Diese Zusammenarbeit der reicheren und ärmeren Regionen könnte auch als ein Beitrag zu einer humaneren Ausgestaltung der Globalisierung verstanden werden.

Um zu einer großräumigen internationalen Stromversorgung zu gelangen, sollten einerseits die lokalen regenerativen Ressourcen erschlossen werden. Dies könnte für Europa beispielsweise die strategische Entwicklung der Offshore-Windenergie und deren Nutzung im großen Stil bedeuten. Die ärmeren Länder sollten bei diesen „Hausaufgaben“ von den reicheren Nationen unterstützt werden. Andererseits sollten aber auch die Ausarbeitung einzelner Projekte einer internationalen regenerativen Stromversorgung und deren baldige Verwirklichung sofort angegangen werden. Solche Projekte könnten sich an anderen Kooperationen, wie beispielsweise dem deutsch - russischen Erdgas-Röhren-Geschäft orientieren und wie diese durch die wirt-

schaftliche Verknüpfung der verschiedenen Partnerländer und -regionen auch als friedenssichernde Maßnahmen fungieren.

Da ein großräumiger regenerativer Stromverbund viele natürliche Vorteile gegenüber regionalen Ansätzen bietet, könnte er als strategisches Langfristziel einer nachhaltigen Energieversorgung dienen und damit einen klaren Rahmen für die Politik und andere Entscheidungsträger bieten. Daß das Ziel einer solchen Strategie auch aus wirtschaftlicher Sicht im Bereich des Vertretbaren liegt, soll hier abschließend anhand eines kleinen Zahlenspiels verdeutlicht werden. Setzt man für den EU-Bedarf von 2300 TWh_a/a die heutigen Stromgestehungskosten mit 5 bis 10 DPf/kWh an, so entspricht dies einem Anteil von 1 bis 2 % des Bruttoinlandsprodukts der EU-Länder. Da bei geschickter Nutzung regenerativer Energien auch mit Stromgestehungskosten in diesem Bereich - oder wenig darüber - zu rechnen ist, würde sich an diesem Verhältnis wenig ändern. Unter diesem Aspekt betrachtet, erscheinen die globalen Herausforderungen des nachhaltigen und generationenverträglichen Wirtschaftens keineswegs als unlösbares Problem. Dagegen scheint das Versäumen des Umstiegs auf eine recourcen- und klimaschonende Strom- und Energieversorgung in Anbetracht der drängenden Probleme als verhängnisvoller Fehler.

9. Begriffsdefinitionen

ECMWF oder EZMW	Europäisches Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersagen
HGÜ	Hochspannungs - Gleichstrom - Übertragung
IPP	Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel
Jahresdauerlinie	Die Dauerlinie ist die grafische Darstellung einer Größe, geordnet nach der Höhe ihrer Werte. Aus der Jahresdauerlinie läßt sich ablesen, wie lange ein bestimmter Wert der dargestellten Größe während des Jahres auftritt oder über und unterschritten wird.
Kapazitätseffekt	Anteil der installierten Leistung in z. B. WKA, durch den andere Kraftwerksleistung - z. B. konventioneller Kraftwerke - ersetzt werden kann.
NDI	Direktnormalstrahlung: Strahlungsanteil der parallel zur Verbindungslinie zwischen dem jeweiligen Standort und der Sonne auf eine senkrecht dazu ausgerichtete Fläche fällt.
Solarvielfaches	Wenn ein Solarfeld gerade so groß ausgelegt ist, daß bei maximaler Einstrahlung die Wärmeerzeugung ausreicht, um den Kraftwerksteil mit Nennlast zu betreiben, hat das Solarvielfache den Wert 1. Bei größerer Auslegung des Solarfeldes, wie dies bei Nutzung von Wärmespeichern sinnvoll wäre, ist das Solarvielfache größer 1.
Volllaststunden	Quotient aus der Jahresarbeit einer stromerzeugenden Anlage und deren Nennleistung.
WKA	Windkraftanlage
WMEP	Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zur Gewinnung statistisch relevanter Erfahrungswerte aus dem praktischen Einsatz von Windkraftanlagen, im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung, durchgeführt am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel.

10. Quellen

- [Annan 1998] Annan K., **Der Globalisierung nicht hilflos gegenüberstehen!**, Pressemitteilung in: <http://www.uno.de/presse/unic132.htm>, (1998)
- [Bennouna 1999] Bennouna A., Staib F., **Perspektiven der Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie in Marokko**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch H.G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [Brösamle 1999 a] Brösamle H., telefonische Mitteilung, Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt Stuttgart (1999)
- [Brösamle 1999 b] Brösamle H., Trieb F., **Solarthermische Kraftwerke - Potentiale und Perspektiven**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch H.G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [Cohen 1999] Cohen G., Kearney D., Price H., **Performance History and Future Costs of Parabolic Through Solar Electric Systems**, in: Proceedings of the 9th Solar PACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Journal de Physique IV, Vol. 9 (1999), Pr3 - 169
- [Cocerill 1998] Cocerill T.T., Harrison R., Kühn M., van Bussel G.J.W., **Opti - Owecs Final Report Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites** vol. 3 Delft (1998)
- [Denhard 1997] Denhard J., **Abschlußbericht über den Werksvertrag zwischen dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung und dem Institut für Meteorologie und Geophysik der Universität Frankfurt/Main** zur Datenaufbereitung und klimatologischen Analyse für das PIK-Kernprojekt CLIMAGHS, Band 1, Schönwiese C.-D. (Projektleitung), Potsdam/Frankfurt am Main (1997)
- [ECMWF 1997] Gibson J.K., et al., **ECMWF Re-Analysis (ERA)**, Project Report Series, European Centre for Medium-Range Weather Forecast, Reading (1997)
- [Enzili 1999] Enzili M., Rehfeld K., **Wind Resources & TERNA Project in Morocco**, in: **DEWEC'98**, 4. Deutsche Windenergie-Konferenz, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven (1999)
- [EPRI 1997] **Renewable Energy Technology Characterisation**, EPRI TR-109496. Electric Power Research Institute, Washington (1997)
- [Geyer 1995] Geyer M., **Konzepte, betriebliche Anforderungen und Markterschließung solarthermischer Kraftwerke**, in: **Solarthermische Kraftwerke**, VDI 1200, VDI-Verlag, Düsseldorf (1995)
- [Häusler 1999] Häusler M., **Energietransport über Land und See mit Gleichstrom**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch, Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [ISET 1998] Durstewitz M., et al., **Jahresauswertung 1997** zum WMEP, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel (1998)
- [Kahn 1998] Kahn R., **107 MW of wind power**, Renewable Energy World (Juli 1998), S. 10-13
- [Kiefer 1997] **1000 Dächer Meß- und Auswertprogramm**, Jahresjournal, Kiefer K. (Gesamtedaktion), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (1997)
- [Knies 1998] Knies G., Milow B., Nitsch J., Trieb F., **Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik**, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Juni 1998, Heft 6), S. 392 - 397
- [Langniß 1998] Langniß O., Luther J., Nitsch J., Wiemken E., **Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland**, in: **Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung**, hrsg. v.: Hertlein H.P., Tolkendorf P., Forschungsverbund Sonnenenergie, Köln (1998)
- [Palz 1991] Palz U., Raschke E., Steemers T.C., Stuhlmann R., **Solar Radiation Atlas of Africa**, Europäische Gemeinschaft, A.A. Balkema, Rotterdam /Brookfield (1991)
- [Rehfeldt 1999] Rehfeldt K., Auswertung aus dem **Wind Resources & TERNA Project in Morocco**, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven (1999)
- [SEAS 1997] **Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern**, Druck SEAS, Haslev, Dänemark (1997)
- [Tetzlaff 1999] Tetzlaff G., **Windenergie - großräumige Potentiale und Kapazitätseffekt**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch H.G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [WMEP 1999] Czisch G., Hahn B., Rohrig K., Auswertung aus Daten des WMEP am Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel (1999)
- [Zaslavsky 1997] Zaslavsky D., **Solar Energy Without a Collector for Electricity and Water in the 21st Century**, Technion - Israel Institute of Technology, Haifa (1997)

SOLARSTROMBRÜCKEN ZWISCHEN NORDAFRIKA UND EUROPA

Michael Häusler

ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, Mannheim

1. Zusammenfassung

Für den Transport elektrischer Energie von den weit entfernten solarthermischen Kraftwerken Nordafrikas zu den Verbraucherzentren Europas bietet sich die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als wirtschaftliche Lösung an. Da die Energie großräumig verteilt werden soll, sind auf der Empfangsseite mehrere HGÜ-Stationen vorzusehen. Die Technik zum Bau solcher Anlagen ist erprobt und verfügbar. Schätzkosten und Übertragungsverluste für mehrere Übertragungswege von Nordafrika nach Europa werden angegeben.

2. Vorteile der Gleichstromübertragung

Zur Gleichstromübertragung wird die elektrische Energie der solarthermischen Kraftwerke über Stromrichter in Gleichstrom hoher Spannung umgewandelt und kann dann kostengünstig über große Entfernungen transportiert werden. Am Bestimmungsort wandeln Stromrichter die Energie wieder in Drehstrom um, so dass die Energie dann über das Drehstromverbundnetz an die Endverbraucher weitergeleitet werden kann. Die HGÜ wird in ähnlicher Weise seit Jahrzehnten weltweit für den Transport elektrischer Energie über große Entfernungen eingesetzt und hat sich als zuverlässiges Betriebsmittel bewährt.

Folgende Vorteile sprechen für Gleichstrom als Übertragungsmittel:

1. Stabiler Betrieb von Fernübertragungen auch bei Starklast.
Bei Drehstrom bestehen an sich keine unüberwindlichen technisch-physikalischen Grenzen einer beliebig großen Ausweitung eines Synchronverbundes. Der stabile Betrieb von Drehstromnetzen ist jedoch in Frage gestellt, wenn Leistungen über große Entfernungen zum Verbraucher transportiert werden. In solchen Fällen ist eine HGÜ dem Drehstrom überlegen, weil jegliche Einschränkungen in Bezug auf die Übertragungsstabilität entfallen.
2. Bessere Ausnutzung der Freileitungsquerschnitte:
Bekanntlich verursacht zunehmende Randfeldstärke der Leiter Korona und damit Radiostörungen. Um die Radiostörungen in einem vertretbaren Rahmen zu halten, ist die elektrische Randfeldstärke der Leitungen entsprechend zu begrenzen. Eine Leitung besteht aus Bündeln mit um so mehr Teilleitern, je höher die Übertragungsspannung gewählt wird.

Hierdurch steigt zwangsläufig der verfügbare Leitungsquerschnitt. Dieser Leitungsquerschnitt ist bei Gleichstromleitungen bis zur thermischen Stromgrenze ausnutzbar¹. Bei Drehstromleitungen höchster Übertragungsspannungen liegt die thermische Stromgrenze aus Gründen der hohen Teilleiterzahl weit oberhalb der Nennübertragung und kann daher meist nicht voll ausgenutzt werden.

3. Ohne Übertragungsblindleistung:
Drehstromübertragungen leiden darunter, dass mit steigender Übertragungsleistung und –entfernung die Übertragungsblindleistung zunimmt. Diese verursacht zusätzliche Übertragungsverluste, Probleme der Spannungshaltung und letztlich auch der Übertragungsstabilität. Bei Gleichstrom entsteht auf den Freileitungen oder in Kabeln keine Blindleistung, so dass die genannten Nachteile entfallen. Zwar benötigen die Stromrichterstationen Blindleistung, aber diese ist unabhängig von der Übertragungsentfernung. Die Blindleistungsbereitstellung für die Stromrichter wird technisch und wirtschaftlich beherrscht. Bei Seekabelübertragungen kommen wegen der hohen Blindleistung von Drehstromkabeln schon ab Entfernungen von etwa 120 km nur Gleichstromkabel in Frage.
4. Einfachere Organisation des Übertragungsbetriebes:
Bei der Übertragung großer Energien über große Entfernungen ist unbedingt für die Aufrechterhaltung der Qualität des Verbundbetriebes Sorge zu tragen. Hierzu können sich bei Drehstromübertragung komplexe technische und organisatorische Maßnahmen als notwendig erweisen, die mit langwierigen Vorarbeiten verbunden sind². Die Übertragung über Gleichstromverbindungen erfordert nur einen minimalen Datenaustausch zwischen den Stationen und erlaubt eine weitgehende Freizügigkeit in der Führung der angeschlossenen Drehstromnetze, was die betriebliche Organisation erheblich vereinfacht. Die Energieübertragung ist zudem mit Hilfe der Stromrichter leicht und genau steuerbar.
5. Niedrigerer Landschaftsverbrauch:
Zur Übertragung einer Leistung von angenommen 2000 MW ist mit zwei in Westeuropa üblichen 400 kV-Drehstromdoppelleitungen eine Trasse von ca. 100 m erforderlich, während ein ±500 kV-HGÜ-Bipol nur die Hälfte dieser Trasse und deutlich niedrigere Masten erfordern würde. Dieser Unterschied vergrößert sich noch bei Übertragung höherer Leistungen. So erfordert eine Übertragungsleistung von 4000 MW bereits vier 400 kV-Drehstromdoppelleitungen, während auf dem HGÜ-Mast bei unveränderter Trassenbreite zwei HGÜ-Bipole für je 2000 MW untergebracht werden können. Dessen Masthöhe übersteigt hierbei nicht die eines üblichen zweisystemigen 400 kV-Drehstrommastes.

¹ H. B. Tillmann u.a.: Entwicklung des osteuropäischen Verbundbetriebes seit der politischen Wende in Mittel- und Osteuropa. ETG Fachbericht 63, 16.-17. Okt. 1996 Braunschweig

² Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie UCPT, Jahresbericht 1996, S. 10 und 11: Die Erweiterung des Synchronverbundes

6. Niedrigere Freileitungs- und Kabelkosten:

Die spezifischen Investitionskosten für Gleichstromfreileitungen und für Gleichstromkabel liegen erheblich niedriger als die entsprechender Drehstrom betriebmittel. Andererseits sind die Kosten von HGÜ-Stromrichterstationen, nicht zuletzt wegen der Blindstromkompensations- und Filteranlagen, höher als von Drehstrom-Umspannstationen. Die niedrigeren Leitungskosten bei Gleichstrom machen diesen Kostennachteil mit steigender Entfernung wett, so dass ab Entfernungen von etwa 600–800 km die Gesamtkosten einer Gleichstromübertragung niedriger als die einer Drehstromübertragung sind.

3. Anforderungen der HGÜ an die Drehstromnetzanbindung

Zum Betrieb konventioneller HGÜ-Stromrichter ist eine steife Spannungsquelle im zugehörigen Drehstromnetz erforderlich. Die Steifigkeit der Spannungsquelle wird üblicherweise durch die Netzkurzschlußleistung charakterisiert. Diese sollte etwa die dreifache Übertragungsleistung erreichen. Bei neueren Stromrichtern entfällt diese Forderung. Jedoch sind solche Stromrichter bislang nur für kleinere Leistungen bis etwa 150 MW verfügbar³

Eine andere Begrenzung der Stationsleistung ergibt sich aufgrund der zulässigen Ausfallleistung eines Netzes. Sie wird durch die verfügbare Primärregelleistung eines Netzes bestimmt. Für die am UCPT-Netz angeschlossenen europäischen Länder ist zu beachten, dass die ausregelbare Störleistung des Netzes zur Zeit zwischen 4 750 MW bei Werktagsschwachlast und 7 500 MW bei Starklast liegt⁴. Um den kompletten Ausfall einer Station so unwahrscheinlich wie möglich zu machen, sollten die beiden Pole einer HGÜ bei Stationsleistungen von etwa 3 GW und mehr an elektrisch getrennte Sammelschienen angeschlossen werden.

4. Stand der Technik

In mehr als 60 HGÜ-Projekten sind weltweit Stromrichter für Übertragungen von mehr als 45 GW installiert. Die meisten Anlagen sind Punkt-zu-Punkt-Übertragungen. Unter Berücksichtigung erzwungener Abschaltungen ergibt sich mit ihnen eine typische Energieverfügbarkeit von über 98 %. In den letzten 10 Jahren wurden mehrere Anlagen zu Mehrpunktanlagen erweitert. Die Erfahrungen mit solchen Anlagen bestätigen, dass deren Energieverfügbarkeit ebenso hoch wie bei herkömmlichen HGÜ-Anlagen ist.

³ M. Häusler u.a.: HVDC Light - ein neuer Stromrichter zur Gleichstromübertragung. Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998), Heft 21, 5.38-44

⁴ H. Weber u.a.: Kennzahlen der Primärregelung im UCPT-Netz und künftige Anforderungen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 96 (1997), Heft 4, S. 132-137

Der Platzbedarf moderner Stromrichterstationen beträgt weniger als 20 qm/MW. Um Streuströme über Erde in der Umgebung von Stromrichterstationen zu vermeiden, werden Stromrichterstationen für den Landtransport praktisch ausschließlich für bipolaren Betrieb gebaut. Hierbei fließt der Gleichstrom in einem Leitungspol von einer Station zur nächsten und von dort im zweiten Leitungspol wieder zurück.

Die größten Übertragungsleistungen erreichen bislang 6 GW. Höhere Leistungen sind möglich. Die Leistung wird heute mit Gleichspannungen von 500 bis 600 kV gegen Erde übertragen. Die Auslegung für Gleichspannungen bis 800 kV ist heute realisierbar und zur Verminderung der Übertragungsverluste vorteilhaft. Problem ist jedoch die öffentliche Akzeptanz der erforderlichen Freileitungsmaste.

Bei Ausfall eines Leiters wird bei einem HGÜ-Doppelbipol der Ausfall durch höhere Auslastung des parallelen Leiters ersetzt. Hierfür ist im Normalfall genügend thermische Reserve vorhanden. Falls jedoch nur eine Bipolleitung verfügbar ist, fällt bei Ausfall eines Seiles zunächst 50 % der Übertragungsleistung aus. Die Stromrückleitung des gesunden Poles erfolgt über Erde. Nach etwa 10 Minuten wird ganz abgeschaltet, um Schäden an metallischen Leitern in der Nähe der Station infolge elektrolytischer Korrosion zu vermeiden.

Bei dem sehr seltenen Ereignis „Mastbruch“ fällt dagegen in dem betroffenen Leitungsabschnitt immer die gesamte Übertragungsleistung aus. Um eine hohe Verfügbarkeit der Energie sicherzustellen, wird man daher vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen.

5. Verluste und Schätzkosten von HGÜ-Anlagen

Die Verluste moderner Stromrichterstationen betragen bei voller Leistung etwa 0,7% je Station, bezogen auf die Stationsleistung. Die Leitungsverluste hängen stark vom Leiterquerschnitt und damit von den Leitungskosten ab. Aufgrund von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen wurde für Übertragungslängen von 1000 bis 2000 km eine optimale Stromdichte von 0,7 – 1 A/mm² gefunden. Bei sehr großen Übertragungsentfernungen nimmt abhängig von der Verlustbewertung die optimale Stromdichte ab. Mit Viererbündeln 4xAlSt564/72 und einem Übertragungsstrom von 2000 A liegen die Leitungsverluste pro 1000 km zwischen etwa 4 und 5% der Übertragungsleistung je nach gewählter Übertragungsspannung (±600 kV bzw. ±500 kV) Zur ersten Orientierung sind die Schätzkosten für Stromrichterstationen (Tabelle 1) und für Gleichstromleitungen in einfachem Gelände und Lohnkosten in Europa mit optimaler Stromdichte für 2000 A je Bipol (Tabelle 2) angegeben.

Tabelle 1: Schätzkosten von bipolaren Stromrichterstationen, Stand 1995

Stationsleistung /MW	mit ± 500 kV	Mit ± 600 kV
1.000	170 DM/kW	184 DM/kW
2.000	120 DM/kW	130 DM/kW
4.000	112 DM/kW	121 DM/kW

Die tatsächlichen Leitungskosten schwanken abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, den Verlegungsbedingungen und den Lohnkosten des betreffenden Landes.

Tabelle 2:

Schätzkosten von bipolaren Gleichstromleitungen, Stand 1995, ohne Grundstückskosten, für Verlegung in einfachem Gelände, deutsches Lohnkostenniveau, Beseilung mit 4er-Bündelleitern AISt 564/72

Übertragungsspannung	± 500 kV	± 600 kV
Einfachbipol	400.000 DM/km	425.000 DM/km
Doppelbipol	640.000 DM/km	680.000 DM/km

6. Übertragungsvarianten für Solarstrombrücken von Nordafrika nach Europa

Es sei angenommen, dass elektrische Energie mit einer Leistung von 5 GW bzw. 10 GW in einem nordafrikanischen Land für die Übertragung bereitgestellt und über zwei Bipol- bzw. Doppelbipolleitungen an drei bis fünf Stellen in Europa zum Verbrauch eingespeist wird. Zur Verdeutlichung werden drei mögliche Routen einer Solarstrombrücke von Nordafrika nach Europa beschrieben:

- A Marokko-Gibraltar-Barcelona-Lyon-Basel (30% schwieriges Gelände)
- B Tunesien-Sizilien-Rom-Mailand-Marseille (30% der Landstrecke schwierig)
- C Ägypten (Assuan-Kairo)-Amman-Ankara-Bosporus-Belgrad-Mailand (40% schwieriges Gelände)

In Ermangelung genauerer Informationen werden für die Abschätzung der Investitionskosten die Leitungskosten für schwieriges Gelände gegenüber Tabelle 2 verdoppelt. Bei den Varianten A und C sind nur kurze Seestrecken von 30 bzw. 2 km Länge enthalten. Hierfür könnten in naher Zukunft zu vertretbaren Kosten Gleichstromkabel für 600 kV eingesetzt werden. Damit ist es möglich, die Übertragung über die ganze Strecke für Spannungen von 600kV gegen Erde auszu-

legen, um die Übertragungsverluste gering zu halten. Bei Variante B ist dagegen eine Seestrecke von ca. 180 km Länge zu überwinden. Da für Seekabel höherer Spannung als 500 kV für eine solche Länge der Aufwand schwer abschätzbar ist, wird diese Variante mit heute verfügbaren Seekabeln für 500 kV gerechnet. Je Kabel können damit 800 MW bei einem Kupferquerschnitt von 2000 mm² übertragen werden. Der Weltmarktpreis eines 600 MW Seekabels ab Fabrik betrug 1992 etwa 300 000 £/km. Hinzu kommen noch etwa 15 bis 25% Kosten für Transport und Verlegung⁵. Der Weltmarktpreis eines 800 MW-Seekabels dürfte heute leistungsspezifisch etwa gleich hoch liegen.

Es wurden folgende Stationsleistungen angenommen:

Tabelle 3: Stationsleistungen für Gesamtübertragung von a) 5 GW b) 10 GW

Variante A				
Land	Marokko	Spanien	Frankreich	Schweiz
a	2x2.SOOMW	1.000MW	2.000	2.000
b	4x2.SOOMW	2.000MW	2x2.000	2x2.000

Variante B				
Land	Tunesien	Italien	Frankreich	Schweiz
a	2x2.500 MW	2.000 MW	2.000	2.000
b	4x2.500 MW	2.000 MW	2x2.000	2x2.000

Variante C				
Land	Ägypten	Türkei	Italien	Schweiz
a	2x2.500 MW	1.000 MW	2.000	2.000
b	4x2.500 MW	2.000 MW	2x2.000	2x2.000

Die Stromrichterstationen sind zur Minimierung der Ausbauposten in den lokalen Drehstromnetzen vorzugsweise in der Nähe von Netzknoten mit hohen Kurzschlussleistungen zu plazieren. Von ihnen aus kann die Energie zu weiteren Verbrauchern etwa nach Deutschland und in die Benelux-Länder übertragen werden. Ohne zusätzliche Investitionen in den lokalen Drehstromnetzen ergeben sich die geschätzten Investitionskosten und Verluste nach Tabelle 4.

⁵ T.J. Hammonds u.a.; Proposed Iceland/United kingdom Power Link. IEEE 92 JPG 694-4 EC, T-EC Sept.1993

7. Herausforderungen bei der Realisierung des Übertragungsprojektes

Die Realisierung des Übertragungsprojektes ist mit dem heute erreichten Stand der Technik schon heute möglich. Hinsichtlich seiner Risiken stellen sich im Bereich der Technik, der Organisation und der Öffentlichkeit eine Reihe von Fragen. Zu ihrer Beantwortung sind in erster Linie Politiker, fachliche Verbände, Investoren und potentielle Auftragnehmer der Investitionsgüterindustrie angesprochen.

Tabelle 4: Schätzkosten und Verluste

a) für 5 GW Übertragung			
Variante	A	B	C
Übertragungslänge/km	2.500	2.500	4.500
Investitionskosten/Mio.	2.300	2.530	3.430
Verluste/MW	485	660	820

b) für 10 GW Übertragung			
Variante	A	B	C
Übertragungslänge/km	2.500	2.500	4.500
Investitionskosten/Mio.	3.950	4.515	5.700
Verluste/MW	970	1 320	1 640

Um das technische Risiko gering zu halten und einen zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten, sind von allen Anlagen an den verschiedenen Standorten die vorgegebenen technischen Anforderungen zu erfüllen. Dies setzt eine Harmonisierung der anzuwendenden Normen aller beteiligten Länder voraus. Diese erlauben wiederum technisch verträgliche Pflichtenhefte zu gleichen kommerziellen Bedingungen für die Vergabe der verschiedenen Lose des Projektes in den beteiligten Ländern.

Die Genehmigungsverfahren für den Bau der Übertragungsleitungen sollten in einer angemessenen Zeit durchgeführt werden. Neben den rechtlichen Bedingungen ist auch die Zustimmung der direkt Betroffenen sowie der Öffentlichkeit zu gewinnen. Dies erfordert frühzeitig eine entsprechende Öffentlichkeitsarbeit.

Zur Bewilligung der Finanzierung des Vorhabens sind die Geldgeber von der technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Machbarkeit zu überzeugen. Als verantwortlicher Gesprächspartner der Finanzierungsinstitute ist eine Projektgesellschaft (Special Purpose Company

SPC) ins Leben zu rufen. Dies legt eine verbindliche Klärung der vertraglichen Beziehungen zwischen den verschiedenen Partnern der internationalen Projektgesellschaft nahe. Die SPC hat die Wirtschaftlichkeit des Projektes anhand konkreter Projektvorgaben nachzuweisen.

Im Rahmen ihrer Kreditentscheidung haben Fremdkapitalgeber (Banken) die Bonität des Schuldners (wirtschaftliches Kreditrisiko) und des Schuldnerlandes (politisches Kreditrisiko) zu berücksichtigen. Eine wesentliche Voraussetzung für die Rückzahlung gewährter Kredite ist eine zuverlässige Absicherung des Konvertierungs- und Transferrisikos der Hartwährung, in welcher der Schuldendienst zu leisten ist. Die notwendigen politischen Rahmenbedingungen zur Abdeckung dieses Risikos sind daher zu schaffen.

Zwar dienen die Vermögenswerte der SPC, insbesondere die vorhandenen Anlagen und Forderungen als Sicherheiten, doch decken diese die Gesamtforderungen nur teilweise ab. Auch dürfte im Kontlikfall insbesondere aus politischen Gründen eine konkrete Verwertung kaum möglich sein. Es ist deshalb entscheidend, ob der aus den Durchleitungsentgelten zukünftig zu erwirtschaftende Cash-Flow ausreichen wird, um neben den Betriebskosten auch die Finanzierungskosten (Bankkommissionen, Zins und Tilgung) zu erbringen.

DIE TECHNIK DES 3-LITER AUTOS

Michael Dick

Volkswagen AG, Wolfsburg

Schon 1991 kommunizierte Dr. Piech seine Vision eines Fahrzeuges mit einem Verbrauch von nur drei Litern. Nicht nur Volkswagen, sondern auch viele andere Automobilhersteller arbeiteten eifrig an einer technischen Umsetzung. Volkswagen konnte im Sommer 1999 als erster Hersteller ein entsprechendes Serienfahrzeug anbieten: den drei-Liter Lupo.

Dieses Fahrzeug zeichnet sich dabei nicht nur durch den geringen Spritverbrauch aus, sondern erfüllt zudem auch alle Kriterien eines Serienfahrzeuges, wie Sicherheit, Komfort, Zuverlässigkeit und Fahrspaß.

Doch bevor ich tiefer in die Umsetzung des Projektes einsteige, möchte ich ein paar Betrachtungen über die Entwicklung eines Kraftfahrzeuges vorausschicken, die insbesondere in der Konzeptphase wichtig sind:

- Gerade im Laufe der letzten Jahre bzw. Jahrzehnte wurden Forderungen nach einer guten **Umweltverträglichkeit** unserer Fahrzeuge immer stärker. Gerade das Thema der Schadstoffemissionen wird in einzelnen Ländern sehr unterschiedlich behandelt. In der Diskussion ist die Verminderung von einzelnen, im Abgas vorhandenen Schadstoffen bis hin zur Forderung des ZEV, dem Zero Emission Vehicle.
- Einen weiteren Aspekt in der Umweltdiskussion stellt die **Verringerung des Geräuschniveaus** im Fahrzeug aus Komfortgründen und außerhalb des Fahrzeuges zur Lärminderung insbesondere in Wohnsiedlungen und Städten dar.
- **Kundenorientierung** ist bei der Entwicklung eines Kraftfahrzeuges wesentlich, da ein festgelegtes Kundenprofil insbesondere die konzeptionelle Phase beeinflusst.

Ausgehend vom Nutzen bzw. dem Nutzer des Fahrzeuges müssen Innenraumabmessungen, Sitzposition, Fondsitzeverhältnisse und Kofferraummaße ausgebildet sein. Bei der Formgestaltung im Innenraum und der Außenhaut wird zunächst Einfluß auf die Ästhetik und Anmutung des Fahrzeuges genommen. Aber auch hier sind Rahmenbedingungen vorhanden, die durch festgeschriebene Gesetze oder einfach durch die Benutzungsfreundlichkeit bestimmt werden. Sei es beispielsweise die Position und Größe von Leuchten, Rückspiegel und Kennzeichen seitens des Gesetzgebers oder einfach die Übersichtlichkeit beim Einparken.

Sensibilität beweist der Kunde auch beim Thema Sicherheit. Dabei sind Maßnahmen zur Verbesserung der aktiven und passiven Sicherheit, also der Unfallverhinderung und der Unfallfolgenverminderung, gefragt.

Unsere Kundenbefragung ergab zum Thema Sicherheit folgende Forderungen:

- 78% legen Wert auf Airbags
 - 73% wollen das Sicherheitsniveau eines Kleinwagens, welches sich beispielsweise durch gute Crash-Ergebnisse auszeichnet
 - 67% fordern ABS
- und auch 67% wollen Seitenaufprallschutz.

Darüber hinaus haben wir die Kunden auch nach Ihren Ausstattungswünschen in der Reihenfolge ihrer Wichtigkeit befragt:

- der Kofferraum steht mit 66% an erster Stelle
- mit 62% kommt als nächstes die Viersitzigkeit
- noch 45% wünschen sich eine Servolenkung
- ein Viertürer ist nur noch für 25% wichtig

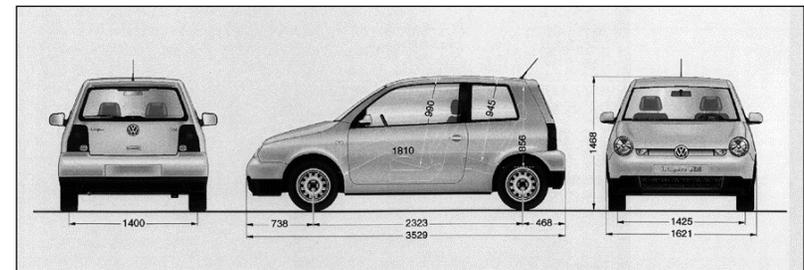


Abb. 1: Packagedaten

Wie Sie sehen steht bei einem 3-Liter Fahrzeug insbesondere die Alltagstauglichkeit mit dem Transport von 4 Personen und Gepäck bei unserem Kunden ganz oben.

Das noch nicht einschätzbare Kundenverhalten und die bei einer kompletten Neuentwicklung eines minimal-verbrauchenden Fahrzeuges entstehenden hohen Kosten führten zu der Entscheidung, aus einem normalen Serienfahrzeug ein 3-Liter Fahrzeug zu entwickeln. Aus der

Fahrzeugalette von Volkswagen hatte der Lupo das größte Potential, durch entsprechende Maßnahmen die 3-Liter-Marke zu unterschreiten.

Durch die positiven Erkenntnisse zur aktiven und passiven Sicherheit, zum Fahrkomfort und zum Kundennutzen konnten wir auf ein anerkanntes Fahrzeugkonzept zurückgreifen. An dieser Stelle sei gleich vermerkt, daß dennoch ca. 80 % des Serien-Lupo mehr oder weniger verändert wurden.

Der Kunde sollte keinerlei Abstriche bei den Fahrzeugeigenschaften machen müssen. Die grundsätzlichen Basiswerte wie Radstand, Innen- und Außenmaße oder das generelle Design-Konzept wurden übernommen.

Für die Veränderungen am Serien-Lupo lag der Ansatz über die Formel für die Beeinflussung des Kraftstoffverbrauches zu Grunde, die Sie hier sehen können.

$$B_e = \frac{\sum b_e \cdot \frac{1}{\eta_{ü}} \cdot (\sum \text{Fahrwiderstände}) \cdot v \cdot dt}{\sum v \cdot dt}$$

Strecke

b_e spezifischer Kraftstoffverbrauch (g/kWh)
 $\eta_{ü}$ Übertragungswirkungsgrad des Triebstranges

Abb. 2:
Beeinflussung des Kraftstoffverbrauches

Der Motor beeinflusst durch den Wirkungsgrad seiner Verbrennung den Kraftstoffverbrauch. Entscheidend dabei ist der Gesamtprozeß von der Vorbereitung des Kraftstoff-Luft-Gemisches bis zum Ausstoß. Die Einflußmöglichkeiten beim Getriebe sind eine Veränderung der Übertragungsverluste und das Übersetzungsverhältnis. Und als letzte kraftstoffverbrauchsbeeinflussende Größe die Summe der Fahrwiderstände, mit denen ich jetzt in die Umsetzung beim 3-Liter Lupo einsteigen werde.

Der Fahrwiderstand setzt sich zusammen aus dem Rollwiderstand, dem Luftwiderstand, dem Beschleunigungswiderstand und dem Steigungswiderstand. An der Gleichung ist sehr gut erkennbar, daß

- durch **Verbesserung der Aerodynamik**
- und durch **Verminderung des Rollwiderstandes**

der Verbrauch gesenkt werden kann. Wesentlichen Einfluß hat die Fahrzeugmasse, eingehend im Roll-, Beschleunigungs- und Steigungswiderstand, zu der ich später noch kommen werde.

Es gibt folgende Faustregel : Bei einem durchschnittlichen Serienfahrzeug führen jeweils 10% Verringerung des Gewichtes, des Luftwiderstandes und des Rollwiderstandes zu etwa 6%, 3%, 2% Verbesserung des Kraftstoffverbrauches.

Der Rollwiderstand entsteht durch Formänderungsarbeit an Rad und Fahrbahn, beeinflusst durch Veränderung der Masse und den Reifen. Die auf leichte Alu-Felgen montierten Reifen sind deutlich schmaler als bei herkömmlichen Fahrzeugen. Weiterhin spielt auch die spezielle Gummimischung und das neue Trägermaterial aus Kevlar Gewebe statt Stahl eine Rolle. Diese Kombination verleiht dem Reifen besondere Leichtlauf Eigenschaften.

Gesamtfahrwiderstand	=	
Rollwiderstand	=	$m_g \cdot g \cdot f_R$
+ Luftwiderstand	=	$\rho L \cdot A \cdot c_w \cdot v^2 / 2$
+ Beschleunigungswiderstand	=	$b \cdot (m_g + \Sigma m_{rot})$
+ Steigungswiderstand	=	$m_g \cdot g \cdot \sin \alpha$

Abb. 3: Gesamtfahrwiderstand

Beim Reifen wird aber schon deutlich, daß ein Bauteil zugleich Einfluß auf alle Widerstände haben kann:

- Leichtlauf Eigenschaften reduzieren den Rollwiderstand
- schmaler bedeutet leichter und weniger Masse
- schmaler bedeutet weniger Luftwiderstand

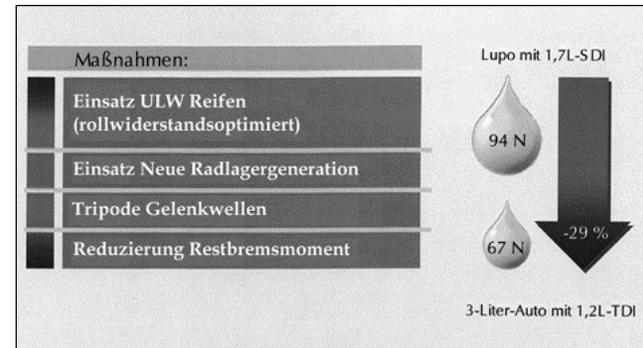


Abb. 4: Abbau Rollwiderstand

Zusammenfassend sehen Sie in Abbildung 4, durch welche Maßnahmen der Rollwiderstand reduziert wurde. Neben den veränderten Reifen setzten neue Radlager mit besonderen Leichtlauf Eigenschaften ein. Durch die neue Auslegung der Vorderradbremsen konnte das Restbremsmoment herabgesetzt werden. Es entsteht, wenn die Brems scheiben bei schon gelöstem

dicken oder auch Querschnittsabmessungen müßten im Vergleich zum Stahlbau vergrößert werden, um die gleichen Effekte zu erzielen. Außerdem sind in der Produktion die veränderten Werkstoffkennwerte zu beachten: die Leitfähigkeit für Wärme und elektrischen Strom ist dreifach größer, die Festigkeit eines Schweißpunktes um die Hälfte geringer. Nebenbei verursacht die Gewichtsreduzierung durch den Einsatz von Aluminium erhöhte Materialkosten, da ein Kilogramm Aluminium das Dreifache von Stahl kostet.

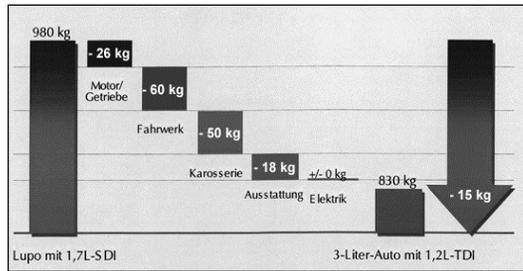


Abb. 8: Verringerung Leergewicht

Der Einsatz von Leichtbaumaterialien wie zum Beispiel Aluminium bei der Karosserie hat wie gerade angedeutet Auswirkungen auf die allgemeinen Anforderungen eines Fahrzeuges. Die Karosseriesteifigkeit soll bezüglich Verwindung und Durchbiegung möglichst groß sein, um elastische Verformungen an den Ausschnitten für Türen und Klappen klein zu halten. Schwingungen der Karosserie infolge von Anregungen durch Räder, Motor oder Antriebsstrang können im Resonanzfall den Fahrkomfort wesentlich beeinflussen. Die Eigenfrequenz der Karosserie und ihrer schwingungsfähigen Komponenten muß durch Versickerungen, Wanddicken und Querschnittsänderungen verstimmt werden, so daß Resonanzen und deren Folgen minimiert werden.

Wechselbeanspruchungen sind gerade beim Einsatz von verschiedenen Werkstoffen zu betrachten. Die im Fahrbetrieb einwirkenden Kräfte können zu Einrissen am Tragwerk oder zum Versagen von Schweißpunkten führen. Besonders gefährdete Zonen sind Lagerstellen von Fahrwerkskomponenten und Antriebsaggregaten.

Eine explizit zu analysierende Beanspruchung des Fahrzeuges ist die Unfallbeanspruchung. Hier zu Ihrer Information dargestellt, die Verteilung der Unfallfahrzeuge auf die Kollisionsarten. Bei Kollisionen muß die Karosserie in der Lage sein, möglichst viel kinetische Energie in Formänderungsarbeit umzuwandeln, ohne daß die Fahrgastzelle wesentlich verformt wird. Neben den zu beachtenden gesetzlichen Bestimmungen hat jeder Automobilhersteller eigene

fahrzeugspezifische Methoden zur Optimierung des Deformationsverhaltens und zur Erhöhung der Festigkeit der überlebenswichtigen Fahrgastzelle.

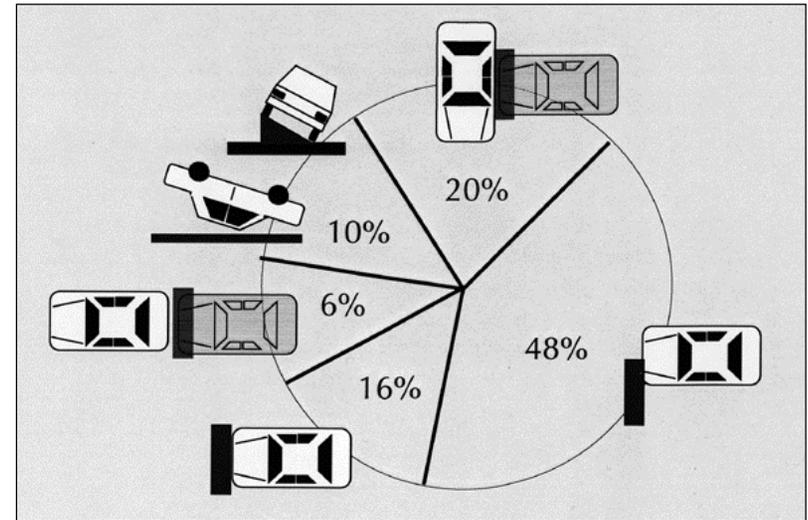


Abb. 9: Verteilung der Unfallfahrzeuge nach Kollisionsarten

Die sehr guten Ergebnisse im Fahrverhalten und in der Festigkeit des Serien-Lupo waren für den 3-Liter Lupo zu übernehmen. Weiterhin hatte der Erhalt der passiven Sicherheit zu jedem Zeitpunkt Priorität vor dem Einsatz von Leichtbauelementen. Die beispielsweise vom ADAC durchgeführten Crashversuche wiesen mit 4 Sternen eine deutliche Wettbewerbsüberlegenheit des 3-Liter Lupo nach.

Der ADAC-Test prüft nach einheitlichen Verfahren des Euro NCAP den Insassenschutz bei Seiten- und Frontalcrash, sowie den Fußgängerschutz oder Schutz kleiner Kinder. Die Bewertung erfolgt nach einem Punktesystem. Die Darstellung des Verletzungsrisikos erfolgt durch farbige Männchen.

Die **Grundstruktur** aus dem Serien-Lupo blieb deshalb zu 100% unangetastet erhalten. Beispielsweise Längsträger, A- und B-Säulen, sowie der Dachaufbau wurden unverändert belassen. Konstruktive Maßnahmen wurden dort angedacht, wo sinnvollerweise Leichtbauma-

terialien Verwendung fanden, aber keine negativen Auswirkungen auf die Sicherheit nachgewiesen werden konnten.

Jedes Bauteil am Serien Lupo wurde also auf sein Leichtbaupotential und dessen Auswirkungen untersucht und auch bisher Undenkbare wurde diskutiert und realisiert. Nutzbringend konnten wir gerade bei diesem Thema auf den Erfahrungsschatz unserer Audi-Kollegen beim Audi A8 zurückgreifen.

Der Einsatz von Aluminium bei den zwei Türen brachte eine Gewichtsersparnis von 16 kg. Ebenfalls aus Aluminium sind Frontklappe und Kotflügel – Ergebnis 8 kg. Besonders hinweisen möchte ich auf die Heckklappe. Ein Bauteil, komplett in Leichtbauweise aber mit zwei unterschiedlichen Werkstoffen: innen Magnesium, außen Aluminium.

Neue Technologien, die heute im 3-Liter Auto noch einmalig sind, sollen zukünftig auch in unsere Volumenmodelle einfließen. Liebe zum Detail zeigt eine aus Aluminium gefertigte Gasdruckfeder, die im 3-Liter Lupo gleich dreimal eingesetzt ist und unter anderem das Öffnen und Halten der Heckklappe unterstützt. Gerade im Technologie-Transfer erwarten wir ausschlaggebende Impulse auch für andere Modelle im Volkswagen Konzern. Die Großserienfahrzeuge gewinnen durch den Einsatz von wettbewerbsüberlegender Technik und Qualität. Aufwendige und teure Bauteile, die zunächst für das 3-Liter Auto konstruiert wurden, können durch die Übernahme in unsere Volumenmodelle weiterhin von einer Kosteneinsparung profitieren. Beispielfähig für den Transfer von neuen Technologien sind die Heckklappe oder andere Aluminium-Anbauteile.

Aufwendige innovative Verfahren, die bislang nur in Oberklassefahrzeugen Verwendung fanden, etablierten sich auch bei der Herstellung des 3-Liter Lupo. Bei der Heckklappe werden die Einzelteile mit Hilfe der Falz- und Klebetechnik aneinandergesetzt. Andere Verbindungstechniken sind die Stanz-Niet-Technik beispielsweise bei den Türen oder das Laserschweißen am Dach und bei den Seitenteilen. Qualität drückt sich hier nicht nur durch eine dauerhafte Verbindung, sondern auch die hohe Präzision aus.

Aber auch das Fahrzeuginnere wurde mit geschulten Leichtbaublicken verändert. Das Lehnengestell der komfortablen Sitze besteht vollständig aus Aluminium und spart 7 kg. Das Lenkrad des Drei-Liter Lupo ist teilweise aus Aluminium und teilweise aus Magnesium.

Vielleicht werden sie überrascht sein, aber im Fahrwerksbereich wurden rund 60 kg eingespart. Zum Erhalt der aktiven Sicherheit war das Ziel natürlich, ein optimales dynamisches Verhalten durch eine gut abgestimmte Fahrwerkskonstruktion zu erlangen. Die Einflußgrößen dabei sind Radführung, Federung, Lenkung und Bremsen.

Der Drei-Liter Lupo verfügt über eine Leichtbau-Vorderachse mit Mc-Pherson Federbeinen, die um 11 kg leichter ist. Bremstrommeln hinten und Bremssattel vorn sind aus hochfestem Aluminium hergestellt. An den Bremsen werden über 7 kg eingespart.

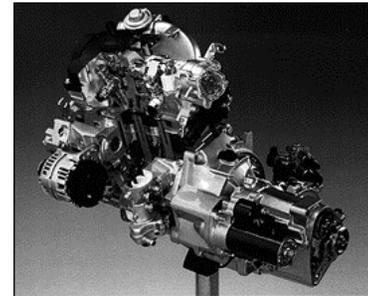


Abb. 10: Leichtbau bei Motor und Getriebe

Auch bei **Motor und Getriebe** greifen Maßnahmen zur Gewichtsminimierung. Der Zylinderblock ist aus Aluminium und in ihm sind Grauguß-Zylinderlaufbuchsen eingegossen. Sogar bei der Abgasanlage wurden die Leichtbaupotentiale ausgenutzt. Die aus Korrosionsgründen in Edelstahl gefertigte Anlage benötigt aufgrund des kleinen Motorhubraumes nur einen Schalldämpfer. Optimierte Wandstärken der Abgasrohre und ein aus Stahlblech statt Guß bestehender Abgaskrümmers tragen zusätzlich zur Gewichtsminimierung bei.

Beim automatisierten Schaltgetriebe wurden beispielsweise die Wellen hohl gebohrt, Bohrungen am Tellerrad angebracht oder der Ölinhalt durch Gehäuseveränderungen vermindert.

Ürsprünglich sollte auch ein kleineres Tankvolumen Gewicht einsparen. Durch die erfolgreichen Leichtbaumaßnahmen und den hohen Wirkungsgrad des Motors war es möglich, statt eines ursprünglich geplanten Kraftstofftanks mit 20 Liter Volumen, den 34-Liter-Tank der Serie zu übernehmen. Der große Vorteil für den Kunden: er kann mit einer Tankfüllung über 1000 km zurücklegen.

Alle bisher genannten Maßnahmen zur Reduktion der Fahrwiderstände sind nur der erste Schritt zur Verbrauchsreduzierung. Ich möchte Ihnen jetzt vorstellen, welche Maßnahmen an Motor und Triebstrang den Kraftstoffverbrauch senken.

Der 1,2l TDI-Motor ist ein 3-Zylinder-Reihenmotor mit 45 kW auf Basis des 4-Zylinder-Reihenmotors. Der Verzicht auf einen Zylinder führt zu weniger Baulänge des Motors, zu weniger Gewicht, zu weniger Bauteilen – und mit ihnen zu geringeren mechanischen Verlusten. Die einzelnen Brennräume sind größer, was deren Effizienz erhöht.

Je höher der Druck, desto feiner zerstäubt der Kraftstoff, desto besser vermischt er sich mit Luft, desto effektiver und desto sauberer verbrennt er. Das ist die grundlegende Argumentationskette für das **Pumpe-Düse-Verfahren** zum Einspritzen des Kraftstoffes, welches wir erstmalig 1998 im Passat erfolgreich einsetzten. Aber wie bewerkstelligen wir die Einspritzung des Kraftstoffes mit einem Druck von ca. 2000 bar?

Jeder Zylinder verfügt über sein eigenes Pumpe-Düse-System im Zylinderkopf. In der Pumpe-Düse-Einheit ist die druckerzeugende Pumpe mit der Einspritzdüse und der Steuereinheit zu einem Bauteil zusammengefaßt. Dadurch kann die übliche Druckleitung entfallen.

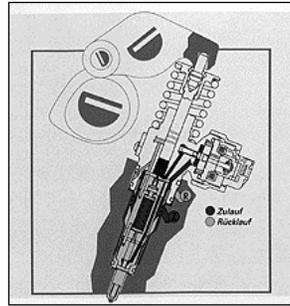
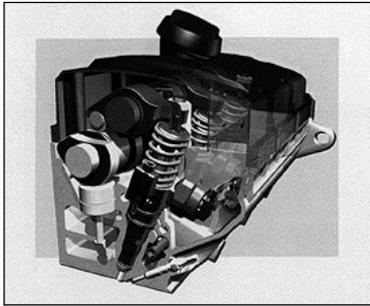


Abb. 11 und 12:
Zylinderkopf mit Pumpe-Düse-Elementen und ein Pumpe-Düse-Element

Die für jede einzelne Verbrennung benötigte Kraftstoffmenge wird in zwei Teilmengen aufgespalten. Die Voreinspritzung leitet die Verbrennung ein, die Haupteinspritzung erfolgt einige Grad Kurbelwinkel später. Die Voreinspritzung verringert durch die Dämpfung des steilen Druckanstieges im Verbrennungsraum die Geräusche und Emissionen. Der Druckaufbau, der Einspritzbeginn und die eingespritzte Kraftstoffmenge werden vom Motormanagement über die Magnetventile gesteuert. Das Pumpe-Düse-Verfahren halten wir derzeit für das effektivste Einspritzsystem mit noch hohem Entwicklungspotential sowohl hinsichtlich Verbrauch als auch Emissionen.

Die **Emissionen** sind beim drei-Liter Lupo auf das niedrigste Niveau abgesenkt worden. Gegenüber einem konventionellen 1,6 Liter-Benzin-Motor verringert sich der Kohlenwasserstoffausstoß um 75 % und das Kohlenmonoxyd-Aufkommen sogar um 85%. Erstmals wurde bei einem PKW der Grenzwert des Kohlendioxid-Ausstoßes von 90g pro Kilometer unterschritten. Mit seinen aktuellen Abgaswerten erfüllt der 1,2-Liter Motor die strenge Abgasvorschrift D4 und durch weitere Optimierungen demnächst auch EU-4.

Neben dem effektiven Einspritzverfahren erzielen wir eine Verbesserung der Reibungsverluste durch Rollenkippebel an der Nockenwelle, spezielle Legierungen für die Pleuellagerung oder den Einsatz eines speziellen Leichtlauf-Öls. Insgesamt erreicht der Motor einen einmaligen Wirkungsgrad von 45%. Dabei erhöht allein der Einsatz der Pumpe-Düse-Technik den Wirkungsgrad auf einen Schlag um mehr als 5%.

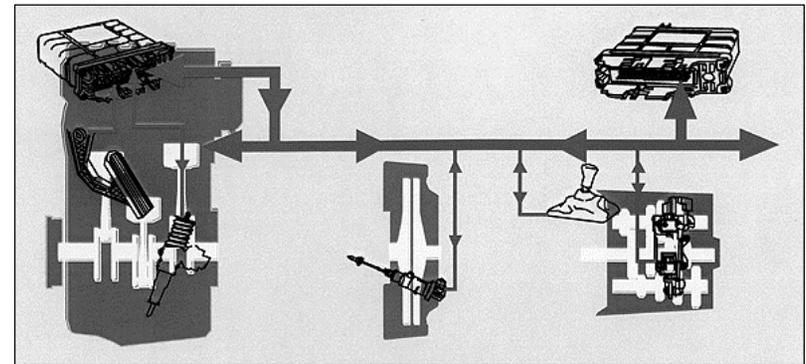


Abb. 13: Die Direktschaltung DS 085

Damit der sparsame Motor stets zuverlässig in seinen verbrauchsgünstigen Betriebspunkten arbeitet, wird er mit einem direktschaltenden **Getriebe** zu einem leistungsfähigen Antriebsstrang kombiniert. Um einen derart optimierten Antriebsstrang zu realisieren ist der Einsatz eines wirkungsgradoptimierten Getriebes zwingend erforderlich. Die Einbußen im Wirkungsgrad eines Automatikgetriebes waren allerdings für die Entwicklung des Drei-Liter-Autos völlig ausgeschlossen. Deshalb wurden neue Wege gegangen und ein manuelles Schaltgetriebe automatisiert.

Grundlage für die Kraftübertragung ist ein Fünfgang-Handschaltgetriebe. Die Gänge allerdings werden nicht wie üblich von Hand geschaltet, sondern von einem hydraulischen Gangsteller, den Sie hier rechts unten sehen. Ein Kupplungs-Pedal ist nicht vorhanden, die Kupplung wird ebenfalls von einer Hydraulik bedient, dargestellt in der Mitte. Das elektronische Getriebe-steuergerät oben rechts übernimmt die Koordination. Auf der linken Seite schematisch Motor-steuergerät, Gaspedal und Einspritzung.

Rein technisch betrachtet schaltet das automatisierte Getriebe wie ein herkömmliches Handschaltgetriebe. Das heißt, zwischen den Schaltstufen wird das Antriebsmoment kurz unterbrochen. Für den Fahrer zunächst etwas ungewöhnlich, da er normalerweise manuell eingreift. Aber neben diesem Automatik-Modus, bei dem auch noch zwei Programme unterschieden wer-

den, findet der Fahrer auch die Möglichkeit wie bei einer Tiptronik selber zu schalten, bildlich hier durch den Gangsteller angedeutet.

Statt des üblichen Schalthebels gibt es einen elektronischen Wählhebel mit zwei Gassen. In der linken Gasse bestimmt der Fahrer durch Tippen von „+“ oder „-“, das Hoch- oder Herunterschalten selbst. Der jeweils eingelegte Gang wird im Kombiinstrument angezeigt.

Steigerung des Fahrkomforts werden dem Fahrer allerdings einige Schaltvorgänge abgenommen. Ohne Zutun wird der erste Gang eingelegt, wenn das Fahrzeug steht. Vergißt der Fahrer hochzuschalten und dreht der Motor zu hoch, wird der nächst höhere Gang eingelegt. Wird umgekehrt die Leerlaufdrehzahl erreicht, wird zurückgeschaltet. Das Steuergerät verhindert zudem noch unsachgemäßes Schalten.

Die rechte Gasse enthält die Positionen „Stop“ für Parken, „R“ für Rückwärts, „N“ für Leerlauf und „E“ für Economy. Zusätzlich befindet sich in der Mittelkonsole eine „Eco-Taste“ zum Ein- und Ausschalten des Spar-Betriebes im Automatik-Modus.

In der Position „E“ mit eingeschalteter „Eco-Taste“ fährt der Lupo im sparsamen **Economy-Modus**. Er bedeutet, daß die Schaltpunkte verbrauchoptimal gewählt werden. Der Motor arbeitet vorzugsweise im Bereich des niedrigsten Verbrauchskennfeldes. Wird volle Kraft gebraucht, beispielsweise zum Überholen, so läßt sie sich durch „Kickdown“ jederzeit abrufen.

Zudem ist im Economy-Modus die sogenannte Stop-Start-Funktion aktiv. Der Motor stellt sich nach vier Sekunden automatisch ab, wenn der Fahrer das Bremspedal tritt, beispielsweise an einer Ampel. Beim Loslassen des Pedals springt er sofort wieder an und die Fahrt kann fortgesetzt werden.

Nimmt der Fahrer während der Fahrt das Gas weg, so kuppelt die Elektronik aus. Der Wagen rollt im Freilauf ohne Verbindung zum Motor. Dieser läuft solange sparsam im Leerlauf weiter. Beim Tritt auf das Bremspedal wird wieder eingekuppelt, um die Bremswirkung des Motors zu nutzen. Gleichzeitig sinkt hier der Verbrauch auf Null, da jeder Dieselmotor eine Schubabschaltung besitzt, wodurch bei bremsendem Motor kein Kraftstoff eingespritzt wird.

Wenn der Schalthebel in Position „E“ ist, kann durch den „Eco-Taster“ auf der Mittelkonsole auch der sportlichere Automatikmodus aktiviert werden. Der Motor arbeitet mit höheren Schaltdrehzahlen, die Stop-Start-Funktion ist deaktiviert und das Getriebe schaltet im Schiebetrieb nicht den Leerlauf ein, so daß der Motor beim Gaswegnehmen bremst.

Der Fahrer kann also aus drei Betriebsmöglichkeiten auswählen, die den Charakter des Fahrzeuges bestimmen und natürlich auch über den Verbrauch entscheiden.

Endgültig bestimmend für den Verbrauch, das möchte ich hier noch mal hervorheben, ist die individuelle Fahrweise des Fahrers. Der minimalste Verbrauch ist im ECO-Modus, also Automatik und ECO-Betrieb mit sogar weniger als 2,99 Liter pro 100 km erreichbar.

In einer unabhängigen Sparrally, die im letzten Jahr von Prominenten in und um München durchgeführt wurde, hat sich beispielsweise folgende Verbrauchsverteilung ergeben. Wie sie sehen Verbräuche unter 3 Litern mit 2,4 bis zu 2,9 Litern pro 100 Kilometer.

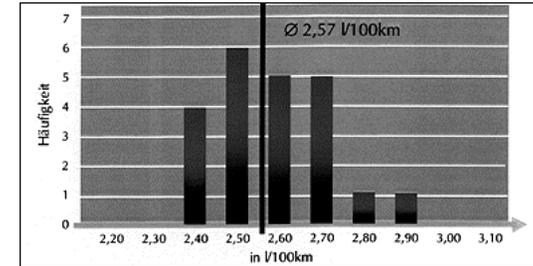


Abb. 14: Auswertung des Kraftstoffverbrauchs bei der Rallye Starnberg (104 km)

Und dabei muß der Kunde auf nichts verzichten, was er nicht schon aus dem normalen Serien-Lupo kennt und bekommt noch innovativere Technik dazu.

Lassen Sie mich hier nur nennen: die Viersitzigkeit, ABS, Gurtstraffer, Doppellairbag, Kopfstützen hinten, Aluminium-Räder, ein Direktschaltgetriebe mit Tiptronik. Also aus Kundensicht ein vollwertiges Fahrzeug. An dieser Stelle möchte ich Ihnen einen Ausschnitt aus einem Kundenbrief, der bei uns am 15. März diesen Jahres einging, vorlesen: „Denn, obwohl ein Wolf, wenn auch bloss ein kleiner, frisst unser Lupo wirklich nur kleinste Mengen, ist

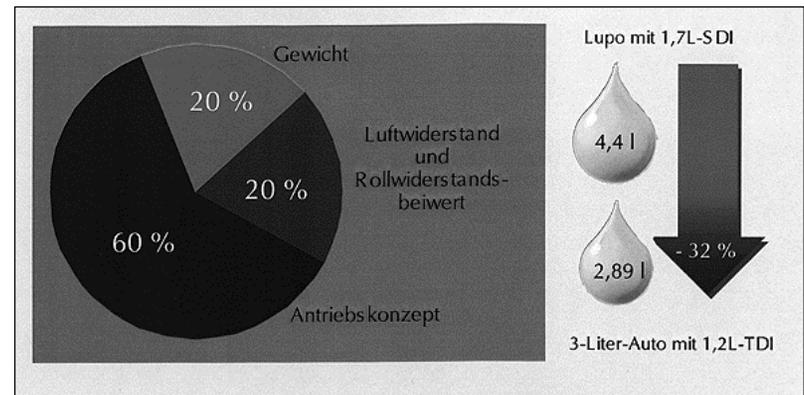


Abb. 15: Anteil der beteiligten Massnahmen am geringen Verbrauch

absolut handzahn, kommt immer sofort, schnurrt leise wie eine Katze, kann auch mal einen Überholspurt hinlegen, ist anschiemig und, natürlich, winterfest.“

Zum Abschluß werden Sie fragen, welche Maßnahme sich wie in der Reduzierung des Kraftstoffverbrauches auswirkt. Der Motor hat mit 60% den größten Anteil an der Verbrauchsreduzierung. Mit jeweils 20% sind die Gewichtsreduzierung und die Minimierung des Luftwiderstandes und Rollwiderstandsbeiwertes beteiligt. Gegenüber einem Lupo SDI eine Kraftstoffeinsparung von 32%.

Daß die Vorstellung des 3-Liter- Lupo mit dem unglaublichen Verbrauch von der Presse nicht einfach nur hingenommen wurde, können Sie sich sicherlich vorstellen und vielleicht haben Sie auch die gemischte Presse verfolgt. Alle renomierten Automobilzeitschriften, unter ihnen Mot, Autobild, AMS, ADAC-Motorwelt und auch andere publizierende Zeitschriften wie der Stern nahmen das Drei-Liter-Auto unter die Lupe. Berichtet wurde von bestätigenden Testverbrauch-Versuchen, über die Bestätigung des Fahrspaßes, beispielsweise in der Segelphase bis zu kritischen Stimmen, die trotz der Sparsamkeit den hohen Preis des 3-Liter Lupo bemängelten.

Und trotzdem oder vielleicht auch gerade deswegen liegt der Verkauf des 3-Liter-Lupo hoch über unseren Erwartungen von 3000 bis 4000 Fahrzeugen pro Jahr. Seit der Einführung im Juli gab es bis Ende Februar 2000 5.592 Auftragseingänge. An den Kunden wurden inzwischen 4.675 Fahrzeuge ausgeliefert.

Dabei stellt sich die Demographie der Käufer wie folgt dar:

- ca. 74% sind männlich
- das Durchschnittsalter beträgt 44 Jahre
- das Durchschnittseinkommen liegt mit 5.916 DM etwas höher als beim normalen Lupo-Kunden
- die Kunden zeichnen sich durch eine deutlich bessere Ausbildung
- und einem höheren Anteil an Geschäftsführern bzw. leitenden Angestellten aus.

Genutzt wird der 3-Liter Lupo bei 54% der Käufer als Erstwagen und bei 27% als Zweitwagen.

Natürlich gaben auch die ersten Kunden Ihr Feed-Back zu Ihrem neuerworbenen Produkt. 80% der Käufer waren mit Ihrem Wagen zufrieden. Insbesondere überzeugt durch den Kraftstoffverbrauch, die guten Fahr- und Motoreigenschaften und den guten Fahrkomfort. 75% aller Fahrten machten die Kunden im Automatik-Modus, wobei davon sogar 79% zudem noch im besonderen Spar-Modus fuhren. Auch Kundenwünsche sind bei diesem Auto vorhanden. Die Kundenwunschlister führen an: eine Servolenkung, die Klimaanlage, eine Zentralverriegelung und auch ein Schiebedach. An der Umsetzung sind wir, wie Sie sich sicherlich vorstellen können, schon dran.

Natürlich soll das Drei-Liter-Auto keine Spar-Eintagsfliege bleiben. Mit neuen Konzepten, wie der Benzin-Direkteinspritzung arbeiten wir an Sparprojekten auch für Benzin-Motoren. Alle

anderen Sparideen des 3-Liter Lupo versuchen wir für unsere anderen Großserienprodukte zu nutzen. Den Ausblick auf ein 2-Liter- oder sogar 1-Liter Auto vermag ich Ihnen leider nicht zu geben.

Zum Abschluß bleibt eigentlich nur festzuhalten, daß die eigentliche Herausforderung im Projekt 3-Liter Auto darin bestand, Leichtbaumaßnahmen, innovative Antriebstechniken und Maßnahmen zur Fahrwiderstandsreduzierung perfekt miteinander abzustimmen. Der Schlüssel zum Erfolg, 3-Liter Verbrauch in einem maximalen Fahrzeug, war die Integration der verbrauchsreduzierenden Einzelmaßnahmen zu einem Gesamtkonzept, dem 3-Liter Lupo.

STROMHANDEL MIT ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN MIT EINEM QUOTENMODELL

Simone Lenz und Wolfgang Pfaffenberger

Bremer Energie-Institut

1. Problemstellung

Die regenerativen Energien (REG) befinden sich in Deutschland und Europa in einem komplexen Spannungsfeld.

Grundvoraussetzung jeglichen Lebens ist die Energiezufuhr. Besonders in den Industrieländern sind die Produktions- und Lebensgewohnheiten mit einem sehr großen Energie- und Stromverbrauch verbunden, der zu einem hohen Maß an Umweltbelastungen führt. Obwohl der Stromverbrauch in Deutschland in den letzten Jahren eher stagniert oder nur schwach ansteigt, verursachen die in der Stromproduktion eingesetzten, zumeist fossilen Energieträger erhebliche Emissionen.

Neben der Kernenergie, die etwa 1/3 der Stromerzeugung ausmacht, werden zu einem überwiegenden Teil fossile Energieträger genutzt, die neben anderen Emissionen auch klimawirksame Gase wie z.B. CO₂ freisetzen.¹ Die Emissionswerte, die dabei heute erreicht werden, liegen weit über dem Klimaschutzziel der Bundesregierung, zu dem sie sich international und auf EU-Ebene verpflichtet hat.²

Die Optionen, die zu einer Verringerung der klimawirksamen Emissionen beitragen können, sind neben einem Ersatz der fossilen Brennstoffe durch Kernenergie oder durch kohlenstoffärmere Brennstoffe sowohl in einer rationelleren und sparsameren Energienutzung als auch in einem verstärkten Einsatz regenerativer Energien zu sehen. Kernenergie als Option wird bei Verwirklichung des angestrebten Ausstieges in Deutschland zukünftig nicht zur Verfügung stehen. Ein Umsteigen auf kohlenstoffärmere Brennstoffe wie z.B. Gas ist bereits heute zu beobachten, Anstrengungen zur Verbesserung der Wirkungsgrade oder einem sparsamen Umgang mit Energie werden ebenfalls bereits unternommen. Zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen stehen heute schon ausgereifte Technologien zur Verfügung, dennoch hatten diese Energieträger bei der Stromerzeugung im Jahr 1998 nur einen Anteil von 5 %, darunter v.a. Wasserkraft.³

Regenerative Energieträger wie Windkraft, Biomasse, Solarenergie oder Wasserkraft weisen einige wichtige Vorteile gegenüber den konventionell zur Stromproduktion genutzten

¹ Im Jahr 1997 sah der Energiemix der Stromerzeugung wie folgt aus: Kernenergie 31%, Kohle 51%, Erdgas 9% Wasser- und Windkraft 4%, Sonstige 4%. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft, 1998, Energie Daten '97/98, S. 11

² Die Treibhausgase Kohlendioxid, Methan, Lachgas, teilhalogenierte Kohlenwasserstoffe, Schwefelhexafluorid und perfluorierte Kohlenwasserstoffe müssen in Deutschland bis zum Jahr 2012 um 21 % des Wertes von 1990 reduziert werden. Vgl. o.V., 1998, Mühsamer Kompromiß bei Treibhausgasen, in: Stromthemen, Nr. 8, S. 1

³ Vgl. o.V., 1998, Mehr Strom aus erneuerbaren Energien, in: Verband kommunaler Unternehmen, Nr. 602, S. 2

Energieträgern auf: Sie sind nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich und nur mit geringen bis gar keinen Emissionen verbunden. Selbst in unseren Breiten sind sie in einem hohen Maße vorhanden und nutzbar und genießen ein hohes Ansehen in der Bevölkerung. Allerdings unterliegen sie saisonalen und tageszeitabhängigen Schwankungen und sind regional sehr unterschiedlich verteilt. Die Kosten der Stromproduktion liegen derzeit auch bei ausgereiften Technologien noch über denen der konventionellen Stromerzeugung.

Der Sektor der Energieversorgung, insbesondere der Stromversorgung hatte in Deutschland und Europa lange eine Sonderstellung und war stark monopolistisch geprägt. In Deutschland hatte jedes Versorgungsunternehmen sein eigenes, genau abgegrenztes Gebiet, in dem es seine Abnehmer mit Strom versorgte. Seit Februar 1999 nun muß die EU-Richtlinie zur Liberalisierung und Öffnung der Strommärkte in den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt sein. Danach sollen in einem gemeinsamen Strommarkt in der Europäischen Union die bisher bestehenden Monopole der Energieversorgungsunternehmen aufgelöst und auch in diesem Sektor stufenweise Wettbewerb eingeführt werden. In den einzelnen Mitgliedsstaaten sind dazu bereits in unterschiedlichem Maße Schritte unternommen worden.⁴ Der (zugelassene) Verbraucher kann im Rahmen der Marktöffnung seinen Stromlieferanten frei wählen. Insgesamt ist durch die neu entstandene Konkurrenzsituation ein Trend zu sinkenden Elektrizitätspreisen zu beobachten, die sich auf die Wirtschaftlichkeit der regenerativen Energien im Verhältnis negativ auswirken. Hinzu kommt, daß die bestehenden Fördermechanismen für regenerative Energien z.T. nicht wettbewerbsneutral sind und daher überdacht werden müssen.

Welche Möglichkeiten gibt es nun, die Integration der erneuerbaren Energien in einen Stromhandel auf einem offenen Markt zu organisieren und ihre Marktdurchdringung zu fördern, wenn die Wirtschaftlichkeit im Verhältnis zu den konventionellen Energien noch nicht gegeben ist, sich aber das gewählte Förderungsinstrumentarium an den Wettbewerbsanforderungen eines offenen Strommarktes orientieren soll? Nach einem kurzen Überblick über die insgesamt zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Förderung der Erneuerbaren wird hierzu die Option des Quotenmodells mit Zertifikatehandel dargestellt.

2. Förderungsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien

Zur Förderung des Einsatzes regenerativer Energien bei der Stromerzeugung gibt es in einer marktwirtschaftlich organisierten Volkswirtschaft mehrere Optionen. Dazu gehören im einzelnen: freiwillige Maßnahmen, ordnungsrechtliche Instrumente sowie die gezielte staatliche Förderung mit Preis- oder Mengensteuerung.

⁴ Ein Überblick über den Stand der Marktöffnung findet sich in: European Commission, DGXVII, 1999, Implementation of the EU Electricity Directive, in: Power in Europe, Nr. 294, S. 2

2.1 Förderung freiwilliger Maßnahmen

Zunächst einmal kann auf Freiwilligkeit gesetzt werden und mit Informationskampagnen, Ausbildungs- und anderen Maßnahmen die Akzeptanz im allgemeinen erhöht werden. Außerdem können Investitionen in Anlagen (zur Selbstversorgung) gezielt mit Investitions- oder Betriebskostenzuschüssen und günstigeren Krediten unterstützt werden.

Bei der Stromversorgung durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) kann auf die freiwillige Zahlungsbereitschaft der Stromkunden gesetzt werden. So wird z.B. im Rahmen von Green-Pricing-Programmen der EVU ein Aufschlag auf den Preis pro kWh erhoben, aus dem die höheren Kosten für regenerativ erzeugten Strom gedeckt und zusätzliche Kapazitäten zur Erzeugung regenerativen Stroms finanziert werden.

Außerdem kann die Entstehung eines Marktes für Grünen Strom, bei dem die Erzeuger oder Händler von regenerativem Strom diesen direkt an die Kunden vermarkten, mit entsprechenden Rahmenbedingungen gefördert werden. Bei all diesen Maßnahmen ist nicht vorher abschätzbar, wie wirkungsvoll sie im Hinblick auf die Förderung von Erneuerbaren tatsächlich sind.

2.2. Ordnungsrechtliche Instrumente

Da die Umwelt ein öffentliches Gut ist und es keinen direkten Markt für Umweltqualität gibt, ist der Schutz der Umwelt eine öffentliche Aufgabe. Zur Abwendung von Gefahren und um die allgemeinen Rahmenbedingungen zu setzen, bedient sich der Staat daher des Ordnungsrechts. Dazu gehören etwa das Setzen von Emissionsgrenzen oder der Erlass von Vorschriften zum Bau und Betrieb von Anlagen. Auch die Begünstigung Erneuerbarer in einer Ökosteuer-gesetzgebung ist denkbar. Direkt die erneuerbaren Energien betreffend gibt es in Deutschland rechtliche Vorschriften zur Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom in das bestehende Netz der Versorgungsunternehmen.⁵

2.3. Staatliche Fördermodelle

Mit Hilfe staatlicher Eingriffe in den Strommarkt kann die Nutzung erneuerbarer Energien über die ökonomischen Steuerungsgrößen Preis oder Menge gezielt gefördert werden.

⁵ Vgl. Pfaffenberger, W., 1997, Ordnungspolitische Optionen, in: Hake, J.-Fr., Schultze, K. (Hrsg.), Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft, Workshop am 19.2.1997, S. 93-101

2.3.1. Preissteuerung mit Hilfe von Einspeisevergütungen

Bei der Preissteuerung wird ein Mindestpreis für die Vergütung von Strom aus regenerativen Energien festgesetzt, der von den EVU an die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren bei der Einspeisung in das öffentliche Netz gezahlt werden muß. In Deutschland ist im Stromeinspeisegesetz (StrEG) definiert, welche erneuerbaren Energieträger davon betroffen sind. Außerdem sind die Bedingungen der Einspeisung sowie die Höhe der Vergütung festgelegt. Allen betroffenen Energieerzeugern garantiert dieses Gesetz einen festen Preis, zu dem die EVU den Strom abnehmen müssen. Dies bedeutet für die Erzeuger eine sehr sichere Planungsgrundlage für Investitionen in die Anlagen.

Nach der EU-Richtlinie zum gemeinsamen Strommarkt ist die Möglichkeit gegeben, nationale Vorrangregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien zu schaffen, ohne daß hier näher spezifiziert wird, welcher Art diese sein sollen. Ob garantierte Einspeisevergütungen allerdings mit den engen Grenzen, die von der EU für die Leistung von Beihilfen im Wettbewerb gesetzt werden, zu vereinbaren sind, darüber wird derzeit heftig gestritten.⁶ Es ist zu erwarten, daß das Stromeinspeisegesetz mittel- bis langfristig keinen Bestand haben wird. Da die Menge des produzierten und eingespeisten Stroms, für den die Abnahme- und Vergütungspflicht besteht, regional sehr stark variiert und z.B. v.a. die EVU in den Küstenländern von hohen Vergütungszahlungen für Windstrom betroffen sind, kommt es hier in einem liberalisierten Markt zu großen Wettbewerbsverzerrungen, da zwischen den EVU kein Ausgleichsmechanismus installiert ist.

Während die Preissteuerung eher auf die Erhöhung des Marktanteils abzielt, gibt es Überlegungen, mit einem Quotenmodell die Kostensituation der Erneuerbaren zu verbessern. Die Lücke zwischen den Wettbewerbspreisen von REG und konventionellen Energiequellen soll verringert werden. Dabei dient als ökonomische Steuerungsgröße nicht der Preis, sondern die Menge. Der Preis bleibt variabel, denn es ist nicht möglich gleichzeitig eine Steuerung des Preises und der Menge zu vorzunehmen. Als Quotenmodelle sind derzeit vor allem zwei Modelle in der Diskussion, das Quotenmodell mit Ausschreibungen und ein Quotenmodell mit Zertifikatehandel, um das es hier v.a. gehen soll.

⁶ Genau gegensätzliche Positionen vertreten hierzu z.B. Richter, der das StrEG für Windenergie als nicht EU-konform ansieht, da der Begriff der Beihilfen weit zu interpretieren und deshalb auch die staatliche Festlegung einer Abnahme- und Vergütungspflicht darunter zu zählen sei (vgl. Richter, S. K., 1999, Die Unvereinbarkeit des Stromeinspeisegesetzes mit europäischem Beihilferecht (Art. 92 EGV a.F. / Art. 87 EGV n.F.)), in: Recht der Energiewirtschaft 1/99, S. 23-31) und Mengers, der in den Einspeisevergütungen keine Subventionen sieht, da sie als Zahlungen, die nicht direkt vom Staat geleistet werden, nicht den Tatbestand der Beihilfen erfüllen (vgl. Mengers, H., 1998, Novellierungs- bzw. Anpassungsmöglichkeiten des Stromeinspeisegesetzes (StrEG), in: Zeitschrift für neues Energierecht, 1998, Heft 4, S. 29-35)

2.3.2. Quotenmodell mit Ausschreibung

Zunächst kurz zum Quotenmodell mit Ausschreibungen. Dieses Modell wird z.B. in England, Irland und Frankreich angewendet und steht bei der Diskussion um Quotenmodelle häufig im Vordergrund und in der Kritik.

In England z.B. werden im Rahmen der Non-Fossil-Fuel-Obligation (NFFO) in Ausschreibungsrunden Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms ermittelt, die gefördert werden. Dabei werden vorab die zu berücksichtigenden Technologien, die Laufzeit der garantierten Vergütungen, die Menge der zu kontrahierenden Kapazitäten und das Verfahren zur Findung des Vertragspreises festgelegt.⁷ Die Investoren bieten den regenerativen Strom zu einem bestimmten Preis an und die Anbieter mit den günstigsten Preisen werden bis zur Erreichung der Quote berücksichtigt. Der Wettbewerb findet auf der Ebene der Erzeuger regenerativen Stroms, die miteinander um den Zuschlag konkurrieren, statt. Durch unterschiedliche Mengen für die einzelnen regenerativen Energieträger wird ein Mix von Erneuerbaren erreicht. Für die öffentlichen Versorgungsunternehmen besteht eine Abnahmepflicht.

Verschiedene Punkte werden an dem Ausschreibungssystem der NFFO kritisiert. Zum einen ist nicht sicher, daß die kontrahierten Kapazitäten auch gebaut werden. Dem versucht man damit zu begegnen, daß ein Aufschlag auf die eigentlich zu kontrahierende Menge nach der Ausschreibung gemacht wird, der den möglichen Ausfall repräsentieren soll. In der Preisentwicklung der einzelnen Ausschreibungsrunden werden z.T. nicht die tatsächlichen Kosten und Marktentwicklungen reflektiert.⁸ Die Anbieter, die im Rahmen der Ausschreibung nicht berücksichtigt werden haben keine gesicherte Grundlage für den Absatz ihres Stroms, es besteht also kein Anreiz, über die Erfüllung der Quote hinaus erneuerbaren Strom anzubieten. Auf der anderen Seite sind Mitnahmeeffekte z.B. bei Investitionen, die auch ohne Förderung getätigt werden würden, nicht auszuschließen. Bisher nehmen in den Ländern, in denen das Ausschreibungsmodell praktiziert wird, im Vergleich zu denen, in denen es eine garantierte Einspeisevergütung gibt, die REG-Kapazitäten wesentlich langsamer zu.

Die Quote bezieht sich bei diesem Modell auf die Anlagenkapazitäten der verschiedenen Erzeugungstechnologien erneuerbaren Stroms, Steuerungsgröße ist aber eigentlich der Preis für REG-Strom. Die Differenz zum Preis von konventionellem Strom wird mit diesem Modell finanziert. In den verschiedenen Ausschreibungsrunden näherte sich der Preis dem für konventionellen Strom an.

⁷ Vgl. Drillisch, J., Riechmann, C., 1997, Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt - Das Beispiel von England und Wales, in Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2/97, S. 139, Ross, C., 1998, The Promotion of Renewable Energy in England and Wales: The Use of the Non-Fossil Fuel Obligation, Mskr. ACE Workshop Energy and the Environment, Warsaw

⁸ Vgl. Energiestiftung Schleswig-Holstein, 1998, Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland, Staatlich garantierte Preise oder Wettbewerb durch Quotenhandel?, Diskussionspapier, S. 6

2.3.3. Quotenmodell mit Zertifikatehandel

Das Quotenmodell mit Zertifikatehandel setzt an einem anderen Punkt an. Zunächst wird hier eine Quote für regenerativen Strom am gesamten Strom, den ein EVU, ein Verteilerunternehmen oder der Verbraucher mindestens beziehen muß, vom Gesetzgeber festgelegt. Der Nachweis darüber wird mit Zertifikaten geführt.

Exkurs Zertifikate:

Zertifikate⁹ sind ein Instrument der Umweltpolitik. Nach diesem aus den USA stammenden Modell wird eine Obergrenze für die zulässigen Emissionen gesetzt und Zertifikate für eine bestimmte Menge von Emissionen für einen bestimmten Zeitraum ausgegeben. Weitet ein Unternehmen die Produktion aus oder kommt ein neues auf den Markt hinzu, so kann es entweder die Emissionen innerhalb der Quote halten, indem es in Vermeidungstechnologien investiert oder es kann zusätzliche Verschmutzungsrechte auf dem Zertifikatemarkt erwerben. Die Zertifikate werden als handelbare Papiere gestaltet, so daß über den Zertifikatemarkt, der z.B. in Form einer Börse organisiert werden kann, ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage erreicht wird. Vorteil für die Unternehmen ist, daß sie Wahlmöglichkeiten haben, volkswirtschaftlicher Vorteil ist, daß die Investitionen zur Emissionsvermeidung tendenziell dort getätigt werden, wo die Kosten am geringsten sind.

Bei der Ausgabe von Zertifikaten für regenerative Energien werden allerdings keine Verschmutzungsrechte erworben. Vielmehr wird die Produktion von REG-Strom mit einem zusätzlichen Wertobjekt, dem Zertifikat belohnt. Es dient einerseits als Nachweis darüber, daß die vorgeschriebene Höhe des Bezugs von Strom auf Basis Erneuerbarer zu einem Stichtag erfüllt wurde. Der Verkauf von Zertifikaten stellt eine zusätzliche Möglichkeit der Finanzierung von Investitionen in REG-Kapazitäten dar. Bei der Erstemission der Zertifikate wird es also Verpflichtete geben, die "zuviel" REG-Strom in ihrem Portfolio haben und solche, die "zu wenig" beziehen. Diejenigen, die zu wenig haben, haben im wesentlichen drei Optionen, die Quote zu erfüllen:

- Sie können eigene Anlagen zur Produktion von REG-Strom zubauen und dadurch zusätzliche Zertifikate erhalten
- Sie können REG-Strom physisch zukaufen und damit die entsprechenden Zertifikate erwerben
- Sie können von anderen Anbietern Zertifikate erwerben und so anderswo REG-Anlagen mitfinanzieren

Dabei wird ökonomisch rational auf die Option zurückgegriffen, die am kostengünstigsten ist. Ein Handel mit den Zertifikaten für regenerativen oder "grünen" Strom und damit der Preis ergibt sich durch die Nachfrage nach Zertifikaten von denen, die ihre Quote nicht selbst erfüllen können oder wollen und das Angebot derer, die die Quote übererfüllen.

⁹ Vgl. ausführlich hierzu: Scheelhaase, J., 1994, Abgaben und Zertifikate als Instrumente der CO₂-Reduktion in der EG

Welche Faktoren bei der Einführung eines Quotenmodells mit Zertifikatehandel beachtet werden müssen, kann am besten beurteilt werden, indem ein Blick auf die aktuelle Diskussion bzw. bereits implementierte Modelle geworfen wird.

3. Aktuelle Diskussion

Quotenmodelle mit Zertifikatehandel zur Förderung des Stromhandels mit regenerativen Energien sind bisher auch im Ausland nur wenig (in einigen US-Bundesstaaten) in der Praxis erprobt worden. In den Niederlanden sowie in Dänemark und Australien sind sie jedoch schon seit einiger Zeit in der Diskussion. Die Vorschläge aus den Niederlanden und aus Dänemark werden hier kurz skizziert.

3.1. Niederlande

In den Niederlanden als erstem Land in Europa ist ein Quotensystem zunächst als freiwillige Selbstverpflichtung der Verteilerunternehmen seit Anfang 1998 eingeführt worden. Die Quote beträgt zur Zeit 1,8% des gesamten Stromverbrauchs oder 2% der Stromabgabe an Endverbraucher über öffentliche Netze bzw. 3% der Stromabgabe an die Tarifkunden. Sie muß mit entsprechenden Zertifikaten, "Groen Labels" genannt, die monatlich pro 10.000 kWh ausgestellt werden, am Stichtag Ende 2000 nachgewiesen werden. Die 23 Verteilerunternehmen können den regenerativen Strom selbst erzeugen, fremd beziehen oder Zertifikate kaufen, um ihrer Verpflichtung nachzukommen.

Eine unabhängige Institution (KEMA-ECC) zertifiziert den Strom aus Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft (bis 15 MW), organische Biomasse und Deponiegas (soweit es zur Stromerzeugung genutzt wird). Es wird nicht wie im Ausschreibungsmodell in GB z.B. nach den unterschiedlichen REG-Technologien differenziert. Zur Förderung von Technologien, die von der Marktreife noch weiter entfernt sind (PV, Off-Shore-Windparks) sind zusätzliche Förderinstrumente vorgesehen. Bei Nichteinhaltung der Quote ist an eine Sanktion in Höhe von 50% Aufschlag auf den Marktpreis der Zertifikate zum Stichtag gedacht. Die unabhängigen Erzeuger von Strom auf Basis Erneuerbarer erhalten weiterhin die Einspeisevergütung und einen Steuerbonus sowie das Zertifikat, dessen Wert sich aus dem Marktpreis ergibt. Die Verteilerunternehmen erhalten für ihren regenerativ erzeugten Strom ebenfalls den Steuerbonus sowie das Zertifikat, statt der Einspeisevergütung besteht bei ihnen der Wert in den vermiedenen Kosten. Da bisher nur ein bilateraler Handel mit den Zertifikaten stattfindet und ein Verkauf über die zu errichtende Strombörse APX¹⁰ noch nicht möglich ist, gibt es noch keinen Marktpreis. Bisher wird die Erfüllung der Quoten neben den Steuern und einem Auf-

¹⁰Die Börse soll den Betrieb von Spotmarkttransaktionen voraussichtlich ab 1.5.99 aufnehmen. Vgl. o.V., 1999, APX set for Feb 19, in: Power in Europe, Nr. 2934, S. 3

schlag auf den Stromtarif für Tarifkunden durch die grünen Tarife, deren Zertifikate nicht von den anderen unterschieden werden, finanziert.

Im Aktionsprogramm 1997-2000 für regenerative Energien des Wirtschaftsministeriums ist ein Vorschlag zu einem Quotenmodell enthalten, das sich auf die Endverbraucher bezieht und zunächst für 5 Jahre gelten soll, auch das neue Energiegesetz eröffnet diese Möglichkeit.¹¹ Die Kunden müßten dann über ein "Grüner-Strom-Zertifikat" nachweisen, daß sie die Quote einhalten. Einer speziellen Institution soll die Ausgabe der Zertifikate und evtl. auch die Überwachung der Einhaltung übertragen werden. Die Zertifikate sollen handelbar sein und das ganze System soll sich an das oben genannte "Green-Label-System" anlehnen. Spätestens alle 4 Jahre soll die langfristige Zielsetzung veröffentlicht werden.

Auch die Bereiche Eigenproduktion und Import sollen in das Zertifikatssystem einbezogen werden. Für selbst erzeugten und verbrauchten REG-Strom sollen die Zertifikate dokumentieren, daß die Quote erfüllt wurde, bei Eigenproduktion, die über die Quote hinausgeht, können die zusätzlichen Zertifikate gehandelt werden. Importstrom aus regenerativen Energiequellen soll ebenfalls mit Zertifikaten honoriert werden, sofern nachgewiesen wurde, daß der Strom tatsächlich von regenerativen Energieträgern stammt und den im Energiesteuersystem getroffenen Definitionen entspricht.

3.2. Dänemark

In Dänemark wird ebenfalls über die Einführung einer Mengenregulierung mit Zertifikatehandel nachgedacht, eine entsprechende Regelung hat aber noch nicht das Parlament passiert.¹² Der Vorschlag folgt im wesentlichen dem niederländischen Modell, bindende jährliche Quoten sollen zunächst für einen Zeitraum von 5 Jahren festgelegt und für die darauf folgenden 5 Jahre eine mögliche Quote als Richtwert vorgegeben werden, so daß ausreichend Planungssicherheit für die Investoren gegeben ist. Auch hier soll eine Institution die Quoten festlegen, zertifizieren und die Einhaltung überwachen. Bei Nichterfüllung sollen Pönale gezahlt werden. Die Definition der betroffenen REG-Technologien soll durch die Regierung geschehen und neben dem regenerativen Energieträger auch auf zertifizierte umweltfreundliche Technologien abstellen. Ziel ist es auch in Dänemark, den Handel der Zertifikate, die für den ins Netz gespeistem REG-Strom ausgegeben werden, über eine Börse zu organisieren, da man sich davon niedrigere Transaktionskosten, gleiche Chancen für kleine und große Anbieter, Wahlmöglichkeiten der Marktteilnehmer zwischen sehr sicheren langfristigen Verträgen und kurzfristigen Handel über den Spotmarkt sowie die Möglichkeit der Internationalisierung des Handels erhofft.

¹¹Vgl. Ministry of Economic Affairs, 1997, Renewable Energy - Advancing Power, Action Programme for 1997-2000, S. 34-35

¹²Vgl. O. Odgaard, 1998, Renewable Energy in Denmark, S. 14-15

Eine Besonderheit der dänischen Überlegungen ist darin zu sehen, daß nicht nur weitere Fördermöglichkeiten für weniger marktreife Technologien wie PV oder Off-Shore-Windkraft (z.B. mit einer Ausnahme von der Energiesteuer) fortbestehen sollen, sondern auch an einen Einbezug solcher Technologien in das Zertifikatssystem gedacht ist. Dabei sollen die Zertifikate in einem bestimmten Verhältnis (z.B. 100:150:300 für Wind: Biomasse: PV) ausgegeben werden und dieses Verhältnis der aktuellen Situation jährlich angepaßt werden. Eine Übergangsphase soll bis zum Ende der jeweiligen Pay-Back-Zeiten der REG-Technologien gelten und Veränderungen z.B. der Einspeisevergütungen sollen nicht zu schlechteren ökonomischen Bedingungen für die Investoren führen.

4. Schlüsselkriterien und Voraussetzungen eines Quotenmodells mit Zertifikatehandel

Wie die Beispiele der Überlegungen aus den Niederlanden und Dänemark bereits in Ansätzen gezeigt haben, beeinflussen eine Vielzahl von Faktoren das erfolgreiche Funktionieren eines Quotenmodells mit Zertifikatehandel.¹³ Zu klären sind vor allem die Fragen:

- Wie wird die Quote gestaltet?
- Wer soll zur Quote verpflichtet werden?
- Für welche REG-Technologien soll sie gelten?
- Wie werden die Zertifikate gestaltet?
- Wie wird der Markt organisiert?

a) Gestaltung der Quote

Die Grundvoraussetzung des Instrumentes liegt in der staatlichen Festsatzung der Quote. Das Ziel, das mit dieser Maßnahme verfolgt werden soll, ist eine Reduktion der Emissionen von Klimagasen durch die verstärkte Nutzung von regenerativen Energien. Für die Entscheidung über die Höhe der Quote kann daher z.B. ausgegangen werden von einer bestimmten Menge CO₂, die vermieden werden soll. Außerdem kann das Potential der bereits zur Verfügung stehenden erneuerbaren Technologien und die Höhe des erforderlichen Zubaus an Kapazitäten berücksichtigt werden. Des weiteren muß der Zeitraum, bis zu dem die Quote erfüllt sein muß, festgelegt werden. Dieser sollte genügend langfristig gewählt sein, so daß die erforderlichen zusätzlichen Investitionen getätigt werden können und eine genügend hohe Planungssicherheit gegeben ist. Es wird z.T. auch vorgeschlagen, ein langfristiges Ziel zu setzen, das in kurzfristige Unterziele geteilt wird. Außerdem wird empfohlen, für den Zeitraum nach der Erfüllung der Quote die Perspektiven mit Richtwerten frühzeitig vorzugeben, um eine Kontinuität der Förderung zu gewährleisten.

¹³ Vgl. Energiestiftung Schleswig-Holstein, 1998, S. 21-22 und Drillisch, J., 1998, Quotenregelung für erneuerbare Energien und Zertifikatshandel auf dem niederländischen Elektrizitätsmarkt, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4/98, S. 256

b) Gruppe der zur Quote Verpflichteten

Die Definition der Gruppe der Verpflichteten ist ebenfalls eine wichtige Größe. Möglich ist es z.B., die "zugelassenen Endkunden", alle Verbraucher, die Tarifkunden, Produktions-, Netz- oder Verteilerunternehmen¹⁴ zur Einhaltung der Quote zu verpflichten. Für den Zertifikatehandel ist eine möglichst große Anzahl von Marktteilnehmern wichtig, um den Mißbrauch von Marktmacht im Oligopol zu verhindern. Eine Verpflichtung der Endverbraucher läßt sich z.B. mit dem Verursacherprinzip rechtfertigen, da letztlich alle Verbraucher mit ihrer Nachfrage nach Energie externe Effekte bei der Stromproduktion verursachen. Auf diese Weise könnte auch die Eigenerzeugung einbezogen werden, für die ebenfalls Zertifikate ausgegeben werden könnten, die dann zum Nachweis der (Teil-)Erfüllung der Quote dienen können. In der Praxis könnten private Endverbraucher die Verpflichtung z.B. auf ihre Versorger (z.B. die Stadtwerke) übertragen.

c) REG-Technologien

Es ist zu klären, welche Technologien sinnvollerweise durch die Quote gefördert werden können und ob für einige, die noch nicht marktreif sind, zusätzliche Instrumente notwendig sind. Dies wird z.B. für die Photovoltaik, die noch weit von der Wettbewerbsfähigkeit entfernt ist und für Off-Shore-Windparks, bei denen sehr hohe Investitionsvolumina notwendig sind, gefordert. Die Frage ist auch, wie bereits bestehende Anlagen einbezogen werden, hier ist denkbar, daß für den dort produzierten REG-Strom ebenfalls Zertifikate ausgegeben werden.

d) Gestaltung der Zertifikate

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Ausgestaltung der Zertifikate. Um einen Markt für Zertifikate etablieren zu können, muß die Handelbarkeit der Zertifikate festgeschrieben werden. Die Bezugsgröße, für die jeweils ein Zertifikat ausgegeben wird, muß festgelegt werden (z.B. die erwartete oder tatsächliche Erzeugung in kWh, die installierte Leistung). Eine Institution (eine private, öffentliche Institution oder eine Stiftung) sollte bestimmt werden, die die Emission der Zertifikate und die Überwachung der Einhaltung der Quoten übernimmt. Auch der Sanktionsmechanismus und die Höhe der Pönalen bei Nichteinhaltung müssen so angelegt werden, daß ein ausreichender Anreiz besteht, die Quote zu erfüllen und es nicht günstiger ist, etwaige Sanktionszahlungen in Kauf zu nehmen. Wichtig ist auch die Gültigkeitsdauer der Zertifikate, deren Begrenzung u.U. dazu führen kann, daß sich kein Handel ergeben kann. Der Preis der Zertifikate wird u.a. auch von der Höhe der garantierten Zahlungen etwa bei Fortbestehen der Einspeisevergütung abhängen.

e) Marktorganisation

Das Funktionieren des Zertifikatemarktes ist abhängig von der Anzahl und dem Verhalten der Marktteilnehmer. Ein hohes Maß an Konzentration bei nur wenigen Marktteil-

¹⁴ Vgl. Energiestiftung Schleswig-Holstein, 1998, S. 21

nehmern kann zu Kartellbildung und Mißbrauch von Marktmacht führen. Neben dem Zulassen einer genügend großen Anzahl von Marktteilnehmern kann außerdem eine Institution wie z.B. in Deutschland das Kartellamt zusätzlich den Wettbewerb überwachen. Der Einbezug von Stromimporten aus regenerativen Energiequellen kann leicht möglich gemacht werden, wenn in den Erzeugerländern ähnliche Kriterien für die erneuerbare Stromerzeugung bestehen, für die dann auch Zertifikate ausgegeben werden können. Der Handel von Zertifikaten kann bilateral, wie im niederländischen Modell erfolgen, größerer Wettbewerb und Markttransparenz sind jedoch gegeben, wenn der Handel über eine Börse organisiert wird. Dadurch haben die Marktteilnehmer entweder die Möglichkeit je nach Risikopräferenz, sowohl sicherere langfristige Verträge zu schließen, als auch Spotgeschäfte zu tätigen oder auf die zukünftige Entwicklung der Quote ausgerichtete Futures zu handeln. Analog zu anderen Börsen könnten auch hier Preissicherungsinstrumente entwickelt und genutzt werden.¹⁵

5. **Schlußfolgerungen**

An Quotenmodellen wird häufig kritisiert, daß eine Obergrenze für den gewünschten Anteil von erneuerbaren Energieträgern festgelegt ist. Es wird befürchtet, daß aufgrund mangelnden politischen Willens oder Durchsetzungskraft gegenüber einer Lobby diese Grenze eher niedrig sein wird. Dies ist allerdings ein politisches Problem, für das angesichts der Klimaschutzverpflichtungen, die die Bundesrepublik eingegangen ist, eine sinnvolle und verantwortungsvolle Lösung gefunden werden muß. Die eigentliche Funktionsweise des Modells stellt dies nicht in Frage.

Es wird auch befürchtet, daß die Planungsgrundlage für die Investoren bei der Implementation eines Quotenmodells unsicherer wird. Das Quotenmodell mit Zertifikatehandel kann natürlich nicht von heute auf morgen ein Instrument wie das Einspeisegesetz ersetzen. Wie im niederländischen Modell kann eine garantierte Vergütung parallel zu einer Quote existieren, so daß die Erlöse aus den Zertifikaten nur die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und den Kosten decken müssen. Oder es kann eine angemessene Übergangsphase vereinbart werden. Auch andere Instrumente, wie z.B. eine Energiesteuer, die einen Bonus für erneuerbare Energien enthält, können ebenfalls parallel angewandt werden. Es ist auch möglich, Teile der zur Deckung der Quote notwendigen Kapazitäten auszuschreiben, wenn sonst die Quote nicht erfüllt wird.¹⁶

Ein weiterer Kritikpunkt wird in der Tatsache gesehen, daß auch für die etablierten EVU ein größerer Anreiz besteht, in eigene Anlagen zur Erzeugung von regenerativen Strom zu investieren und somit die in Deutschland bisher eher klein- und mittelständisch geprägte Betreiberstruktur verändert wird.¹⁷ Soweit hieraus Konzentration und Marktmachtmißbrauch

¹⁵ Vgl. Energiestiftung Schleswig-Holstein, 1998, S. 10-11

¹⁶ Vgl. Energiestiftung Schleswig-Holstein, 1998, S. 13

¹⁷ Dieser Standpunkt wird z.B. vertreten bei Scheer, H., 1998, EU-Einspeiserichtlinie und Einspeisegesetze für

erwachsen können, die den Wettbewerb gefährden, ist diese Kritik sicherlich berechtigt, andererseits ist es für eine CO₂-mindernde Wirkung der Nutzung von erneuerbaren Energien unerheblich, von welchem Anbieter sie stammen. Ziel des Quotenmodells mit Zertifikatehandel ist jedoch nicht eine Umgestaltung des Energiesektors, sondern die Förderung erneuerbarer Energien.

Die besonderen Vorteile eines Quotenmodells sind vor allem darin zu sehen, daß auf der Angebotsseite die kostengünstigsten Alternativen realisiert werden. Für die Verpflichteten besteht durch die Wahlmöglichkeit zwischen mehreren Optionen zur Erfüllung ihrer jeweiligen Quote ein mit größeren Freiheitsgraden behafteter Handlungsspielraum. Die Festlegung einer langfristigen Zielquote garantiert Planungssicherheit für Investoren. Wettbewerbsverzerrungen treten nicht auf, da die Quote für alle Verpflichteten gleich ist.

Mit diesem Instrumentarium eröffnen sich für alle Anbieter und Händler von REG-Strom neue Möglichkeiten, während sich der Eingriff des Staates in das Marktgeschehen ohne direkten finanziellen Mittelaufwand vollzieht. Die Aufgabe des Staates beschränkt sich darauf, die Quote zu setzen und im Zeitablauf ggf. zu überprüfen und veränderten Marktverhältnissen oder Klimaschutzerfordernissen anzupassen sowie eine Institution zu bestimmen (sofern die Aufgabe nicht vom Staat übernommen wird), die die Emission der Zertifikate, die Überwachung der Einhaltung der Quote und den Einsatz von Sanktionsmechanismen übernimmt. Besonders im Hinblick auf den Strombinnenmarkt der EU ist das Zertifikatsmodell geeignet, unter bestimmten Voraussetzungen einen internationalen Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern zwischen den Mitgliedsländern zu ermöglichen.

Fazit:

Die Diskussion um derartige Modelle intensiviert sich auch in Deutschland. Ähnliche Modelle sind z.B. für Kraft-Wärme-Kopplung in der Überlegung.¹⁸ Der VDEW ließ kürzlich verlauten, daß ein solches System, bei dem die Verpflichtung zur Erfüllung einer bestimmten Quote an REG-Strom über einen einzurichtenden Handelsplatz abgewickelt werden könnte, favorisiert wird.¹⁹ Die Erfahrungen, die mit Quotenmodellen mit Zertifikatehandel in den Ländern gemacht werden, die bereits an der Umsetzung arbeiten, können eine nützliche Grundlage bilden für eine tiefergehende Diskussion sowie eine sorgfältige Weiterentwicklung und mögliche Implementation dieses Modells zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien auch in Deutschland. Wichtig ist dabei, daß es nicht den einen "richtigen" Weg zur Förderung der Regenerativen gibt, sondern verschiedene Instrumente in einem Mix angewendet werden sollten, wobei die Diskussion um neue Mittel möglichst offen geführt werden sollte, um die Situation der Erneuerbaren deutlich zu verbessern.

Erneuerbaren Energien versus Einführungsquoten, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Nr. 2, S. 3-8

¹⁸ Vgl. Traube, K., Riedel, M., 1998, Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Nr. 2, S. 25-31

¹⁹ Vgl. Franken, M., Quote statt Einspeisegesetz, in: Solarthemen, 1999, Nr. 57, S. 6

ZERTIFIKATSHANDEL FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN - EINE EUROPÄISCHE PERSPEKTIVE

Holger Krawinkel
Energienstiftung Schleswig-Holstein

Mein Dank gilt zunächst den Veranstaltern für die Gelegenheit, die in den letzten beiden Jahren von der Energienstiftung Schleswig-Holstein entwickelten Vorstellungen zum Aufbau eines internationalen Zertifikatshandelssystems für erneuerbare Energien anlässlich der 64. Physikertagung vorstellen zu dürfen. Die Energienstiftung Schleswig-Holstein ist eine Einrichtung, die von der schleswig-holsteinischen Landesregierung und der norddeutschen Energiewirtschaft gemeinsam getragen wird. Ihre Aufgabe besteht u.a. darin, zukunftsfähige Lösungsstrategien und -modelle für den Umwelt- und Klimaschutz unter den Bedingungen des inzwischen eingeführten Wettbewerbs in der Stromwirtschaft in die fachliche und öffentliche Debatte einzuführen.

In meinem Referat geht es weniger darum, das neue Gesetz für erneuerbare Energien (EEG) zu kommentieren, auch wenn ich es ausdrücklich begrüßen möchte, daß durch den Verzicht auf das ursprünglich geplante Umlageverfahren das von unserer Seite aufgezeigte Vermarktungsproblem für den grünen Strom einer Lösung zugeführt werden konnte. Ich werde darauf noch zurückkommen. Meine Perspektive ist eher eine mittel- und langfristige, und die gehört - da bin ich mir sicher - den eher marktorientierten Fördermodellen. Zunächst möchte ich Ihnen einige Gründe erläutern, warum das bisher so erfolgreiche Modell eines preisgesteuerten Fördermechanismus auf mittlere Sicht durch ein Zertifikatshandelssystem mit einer Mengenverpflichtung abgelöst werden sollte.

Gegenüber einem traditionellen Zuschußmodell liegen die Vorteile eines Zertifikatsmarktes für erneuerbare Energien darin, daß

1. der Markt selbst die notwendige Zuschußhöhe festlegt,
2. der Wettbewerb verstärkt und damit die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen billiger wird,
3. die Möglichkeit für einen internationalen Handel mit Zertifikaten eröffnet wird, wodurch komparative Vorteile zwischen den Ländern genutzt werden können,
4. die Mehrkosten für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen über einen eigenständigen Markt aufgebracht werden und nicht über eine quasi öffentliche Umlagefinanzierung und schließlich
5. die Nachfrage nach grünem Strom einen ökonomischen Ausdruck finden kann.

Wie muß man sich nun einen solchen Zertifikatshandelmarkt für grünem Strom vorstellen? Ich möchte Ihnen die konkrete Ausführung an einem praktischen Beispiel verdeutlichen und greife zu diesem Zweck auf das Vorhaben der dänischen Regierung zurück, spätestens ab 2002 ihr bisheriges "Einspeisungsmodell" auf ein Zertifikatshandelmodell mit fester Kaufverpflichtung (Quote) umstellen wird. Zunächst wurde im neuen Elektrizitätsgesetz festgelegt, welche erneuerbaren Energien an dem Zertifikatshandelmodell teilnehmen können.

- Das neue System umfaßt die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen, Biomasse, Biogas, Photovoltaik, geothermischen Anlagen sowie Wasserkraftwerken unter 10 MW sowie weitere neue Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien.
- Der Anlagenbetreiber, der diese Bedingungen erfüllt, schließt mit dem zuständigen Netzbetreiber einen Vertrag, der vor allem die technischen Modalitäten der Stromabnahme einschließlich der Kontrolle und der Qualitätssicherung beinhaltet.
- Für eine noch festzulegende Menge erhält der Betreiber auf der Grundlage dieses Vertrages zum einen ein Zertifikat über die gelieferte Strommenge und den Marktpreis des gelieferten Stroms. In einer Übergangszeit sollte es einen Mindestpreis geben, der sich ca. 8,5 Pf./kWh belief.
- Im Zertifikat sind alle notwendigen Angaben der Anlage enthalten, wie z.B. Standort, eingesetzte Technologie, Datum usw. Das Zertifikat existiert lediglich in elektronischer Form und wird in einem zentralen Zertifikatsregister eingebucht. Dieses Register wird möglicherweise von der dänischen Wertpapierzentrale verwaltet.

Soweit zum Angebot. Die Nachfrage wird dadurch stimuliert, daß alle Endkunden in Dänemark verpflichtet sind, eine bestimmte Menge an "grünem" Strom zu kaufen. Für das Jahr 2003 soll die Quote bereits 20 % betragen. Um den Aufwand möglichst gering zu halten, werden faktisch nicht die Endverbraucher, sondern die Stromlieferunternehmen diese Aufgabe für die Kunden übernehmen. Diese Lieferunternehmen sowie diejenigen Kunden, die sich selbst am grünen Markt mit den notwendigen Zertifikaten eindecken wollen, erhalten ebenfalls wie die Anbieter von grünem Strom ein Konto im zentralen Zertifikatsregister.

Zwischen Anbietern und Nachfragern bestehen mehrere Möglichkeiten für Transaktionen. Diese können bilateral erfolgen, über Zwischenhändler oder über eine Börse für diese Zertifikate. Die dänische Energiebehörde kontrolliert, inwieweit die Quotenverpflichteten zu einem bestimmten Zeitpunkt die notwendige Menge an Zertifikaten gekauft haben, ist dies nicht oder nicht in ausreichendem Umfang der Fall, wird eine Pönale erhoben, die auf den 2,5fachen Zerti-

fikatspreis festgelegt werden soll. Für die ursprünglich geplante Übergangszeit sollte auch für die Zertifikate selbst ein Mindestpreis i.H.v. 2,5 Pf./kWh festgelegt werden.

Zur Zeit werden in Dänemark umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, wie sich in diesem System die Preise für die Zertifikate abbilden werden. Diese Preisbildung ist im Moment noch von zahlreichen Unsicherheiten geprägt, die vor Aufnahme des Zertifikatshandels geklärt werden müssen, da ansonsten eine gesicherte Refinanzierung der Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nicht möglich ist, was zu negativen Konsequenzen auf das Investitionsverhalten führen würde.

Daher sind für einen funktionierenden Zertifikatshandel folgende Bedingungen zu erfüllen, d.h., auch durch eine entsprechende institutionelle Festsetzung der Rahmenbedingungen zu gewährleisten:

- freier und leichter Zugang zu dem Zertifikatshandelsmarkt für Anbieter,
- freie und vollständige Information,
- flexible, glaubwürdige und administrativ einfache Quotenerfüllung und schließlich
- Festlegung der Quote über einen längerfristigen Zeitraum.

Die ersten drei Bedingungen betreffen das Zertifikatshandelssystem selbst und weisen zahlreiche Berührungspunkte zur Transparenz des Strommarktes insgesamt auf. Dies bedeutet, daß die genannten Bedingungen für das Zertifikatshandelsmodell zunächst selbstverständlich auch für den gesamten Strommarkt gelten müssen, was u.a. transparente Netznutzungsbedingungen, eine klare Rollenverteilung insbesondere im Hinblick auf die Aufgaben der Netzbetreiber und der sog. "Systemoperatoren" sowie eine funktionsfähige Strombörse voraussetzt. Mit der Erfüllung dieser Voraussetzungen ist allerdings in nächster Zeit auch in Deutschland zu rechnen.

Der vierte Punkt, nämlich die Möglichkeit, eine Quote längerfristig festzulegen, stellt nicht nur für die Preisbildung den entscheidenden Faktor dar, sondern auch die politisch aufwendigste Bedingung. Eine solche längerfristige Festlegung bedingt nämlich einen breiten energiepolitischen Konsens, so daß nicht beispielsweise durch einen Regierungswechsel die Quote verändert wird und damit der gesamte Preisbildungsmechanismus zerstört wird. In Dänemark wurde diese Voraussetzung durch geschaffen, daß im Vorfeld der Energierechtsreform im vergangenen Jahr über die Grundsätze dieser Reform ein breiter politischer Konsens herbeigeführt wurde, dem fast alle im dänischen Parlament vertretenen Parteien zugestimmt haben.

Das Zertifikatshandelsmodell stellt daher an das politische System sehr hohe Anforderungen bei der Selbstverpflichtung auf eine bestimmte Zielsetzung. Nach meinem Verständnis liegt darin

auch die originäre Aufgabe staatlichen Handelns. Auf der anderen Seite wird das administrative System entlastet, weil nach dem Aufstellen bestimmter Spielregeln und der Festlegung der handelnden Institutionen das Zertifikatshandelssystem marktwirtschaftlich organisiert werden kann. Aus diesem Grund stellt es für mich eine sehr moderne, dem eingeführten Wettbewerb im Stromsektor angemessene Arbeitsteilung zwischen staatlichem Handeln auf der einen Seite und marktwirtschaftlicher Umsetzung inkl. der Preisbildung für den ökologischen Mehrwert auf der anderen Seite dar.

Daß ein solches System nicht nur hohe Anforderungen an das politische System bei der Selbstverpflichtung auf bestimmte Ziele verlangt, sondern auch gründliche Vorbereitungen, wird am dänischen Beispiel besonders deutlich. Ursprünglich war vorgesehen worden, dieses Zertifikatshandelssystem bereits zum 1. Januar 2000 einzuführen. Aufgrund verschiedener technischer Fragen und der Notwendigkeit der Notifizierungen durch die EU kann das neue System voraussichtlich erst im Jahr 2002 starten. Gegenüber der EU mußte offenkundig dargelegt werden, daß bei einem Zertifikatshandelssystem eine regelmäßige Überprüfung von Subventionstatbeständen nicht mehr notwendig ist, da die erforderlichen Mehraufwendungen über den Zertifikatspreis durch den Markt abgebildet werden.

Es wurde zudem festgestellt, daß sich ein derartiges Handelssystem ökonomisch nur rechnet, wenn genügend Liquidität, d.h., Angebot und Nachfrage, in einem solchen grünen Strommarkt vorhanden ist. Anderenfalls sind die sog. Transaktionskosten so hoch, daß sie die Effizienzeffekte gegenüber einem traditionellen Fördermechanismus kompensieren. Dies geringe Marktvolumen hatte in Dänemark die Ursache darin, daß trotz einer relativ hohen Quote von 20 % zahlreiche Anbieter aufgrund der erwähnten, umfangreichen Übergangsbestimmungen nicht unmittelbar am Zertifikatshandelsmarkt teilnehmen mußten bzw. konnten.

Das notwendige Marktvolumen führt mich zum Kern des Vortrags, nämlich zur europäischen Perspektive. Ich hatte eingangs erwähnt, daß ein europaweiter Zertifikatshandel für erneuerbare Energien die Möglichkeit eröffnet, komplementäre Vorteile zwischen den einzelnen EU-Ländern zu nutzen. Ein EU-weiter Zertifikatshandelsmarkt würde es ermöglichen, daß von der EU selbst festgelegte Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebedarfsdeckung von 6 auf 12 % bis zum Jahre 2010 zu verdoppeln, so kosteneffizient wie nur irgend möglich zu erreichen.

Zur Zeit wird nur in Dänemark, Deutschland und in Spanien Windenergie stark und mit deutlichen Wachstumsraten genutzt, nicht zuletzt wegen der dort geltenden großzügigen Einspeisungsregelung. Große und kostengünstige Windpotentiale in Großbritannien, in Irland, in Frankreich aber auch in den anderen Mittelmeerländern werden z.Z. nicht ausgeschöpft. Eine EU-weit festgelegte Quote gemäß den Zielen der EU-Kommission würde dazu beitragen - ein funktionierendes Zertifikatshandelssystem vorausgesetzt -, vor allem die bisher nicht genutzten, ökonomisch aber hoch effizienten Standorte einzubeziehen.

Welche Hindernisse stehen dieser Entwicklung entgegen? Die Aufnahme der Quotendiskussion für die erneuerbaren Energien in energiepolitischen Fachkreisen zeigte dabei auch eine psychologische Dimension des Problems. Als die Energiestiftung Schleswig-Holstein zum ersten Mal Ende 1998 ihr Quotenmodell der interessierten Fachöffentlichkeit präsentierte, schlug uns ein Sturm der Entrüstung aus der Windbranche und auch seitens der schleswig-holsteinischen Landesregierung entgegen. Wir haben dies zunächst nicht verstanden, vor allem weil wir uns von den konkreten Planungen des bisher als energiepolitisch so fortschrittlich anerkannten Dänemark haben inspirieren lassen.

Erst im Laufe der Debatten ist auch mir persönlich deutlich geworden, welcher "Systemwechsel" jenseits der ökonomischen Kategorien in einem Umstieg auf ein Zertifikatshandelsmodell, insbesondere mit europäischer Perspektive liegt: Es sind die Pioniere der Windenergienutzung, die sich von einem solchen marktorientierten System strukturell ausgeschlossen fühlen, weil es darin vor allem darum geht, die besten Standorte mit den bestverfügbaren Technologien von den kostengünstigsten Betreiberstrukturen realisieren zu lassen.

Anders herum ausgedrückt: bei einem europaweiten Zertifikatshandelssystem werden die neuen Anlagen nicht mehr in deutschen Mittelgebirgen, sondern an der irischen Küste und nicht mehr von örtlich verankerten Windkraftbetreibern, sondern auch von den großen Unternehmen der Energiewirtschaft betrieben. Ein Zertifikatshandelssystem zeigte also mit aller Deutlichkeit den großartigen Erfolg der bisherigen Entwicklung, letztendlich das Erwachsenwerden der gesamten Branche und vor allem der dabei zu Tage getretenen Technologie.

Daß für diesen Erfolg auch andere Maßstäbe als nur Ausbaugrößen in der Startphase gelten können, äußerte der dänische Energieminister Svend Auken kürzlich in Schleswig-Holstein. Er erachte es für den eigentlichen Sieg der Windenergie, wenn jetzt auch die bisher kritischen "Kapitalisten" der Stromwirtschaft und anderer Unternehmen in diese Technologie investierten. Ich erkenne aber zunehmend, daß diese in der Anfangsphase notwendige Haltung von Betreibern, teilweise auch Herstellern und den ihnen verbundenen Politikern der neuen Realität weicht und daß neue marktorientierte Systeme positiver aufgenommen werden.

Für eine solche Perspektive spricht nicht zuletzt die Notwendigkeit, Klimaschutzziele international zu erreichen. Windenergie ist nicht nur auf Europa beschränkt. Windstarke Gebiete, die sogar noch die Potentiale an den deutschen und dänischen Küstenstandorte in den Schatten stellen sind auf der ganzen Welt in viel größerem Umfang vorhanden. Je eher auch die deutschen Hersteller sich diesen internationalen Perspektiven eröffnen, um so wahrscheinlicher ist es, daß sie auch einen entsprechend hohen Marktanteil für sich gewinnen können. Wer allerdings darauf setzt, durchaus gute Anlagen an schlechten Standorten realisieren zu wollen, verspielt möglicherweise internationale Konkurrenzvorteile.

Und was für die Windenergie gilt, stellt natürlich auch eine Herausforderung für die anderen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien dar. Da ist zunächst die Biomasse, die ein ganz erhebliches Potential aufweist, bisher aber nur relativ wenig genutzt wird. Durch die regionalen Unterschiede im Hinblick auf das jeweilige Biomassevorkommen dürften auch hier erhebliche komperative Vorteile innerhalb der EU nutzbar gemacht werden können. Deutlicher sind allerdings diese Vorteile im Bereich der Solarenergienutzung. Die Erntefaktoren sind in den Mittelmeerländern wesentlich höher als in Mittel- und Nordeuropa. Es ist sicher notwendig und unter dem Aspekt des Aufbaus von einheimischen Fertigungskapazitäten auch sinnvoll, über ein 100.000-Dächer-Programm und die Festlegung einer Einspeisungsvergütung von 99 Pf. für die aus Photovoltaik erzeugte kWh-Strom die jeweiligen Technologien in Deutschland zu entwickeln. Langfristig muß dieses Entwicklungspotential unter einer europäischen Perspektive kostengünstiger und auch für die Umwelt effizienter genutzt werden.

Mir scheint, als fehle bei der Nutzung der erneuerbaren Energien ein Stückweit der Mut zu einer europäischen Perspektive. Bei allem Verständnis und bei aller Einsicht in die Bedeutung von Subsidiarität, die Notwendigkeit lokale und regionale Ressourcen auszuschöpfen, hat nicht zuletzt die nationale Politik die Aufgabe, das Verständnis für eine europäische Perspektive auch bei der Nutzung erneuerbarer Energien zu wecken und zu fördern. Dies sollte eigentlich nicht schwer fallen, schließlich haben wir durch Handel auch die Vorzüge beispielsweise bestimmter kulinarischer Angebote, die nur aufgrund von klimatischen Bedingungen in bestimmten Regionen gedeihen, kennen und schätzen gelernt.

Dieser Punkt führt mich zu einem eingangs erwähnten Problem zurück, der Frage wie künftig grüner Strom vermarktet werden soll. Die Bundesregierung ist mit dem neuen EEG aus guten und nachvollziehbaren Gründen dabei geblieben, grünen Strom aus erneuerbaren Energien als öffentliches Gut zu behandeln. Daß der Ökostrommarkt auf freiwilliger Basis bisher nicht so stark entwickelt und eine stark steigende Nachfrage nach Ökostrom nicht zu erwarten war, bestätigt diese Auffassung. Ein Quotensystem mit Zertifikatshandel würde aber sowohl eine Mindestabnahmepflicht auf der einen Seite und darüber hinausgehend eine zusätzliche freiwillige Nachfrage ermöglichen. In einigen anderen europäischen Ländern sind es insbesondere die Stromunternehmen, die auf eine solche privatwirtschaftliche Vermarktungsperspektive für Ökostrom drängen. Sie wissen, daß - nachdem dort der Preiswettbewerb weitgehend ausgereizt ist - neue Kunden nur durch innovative Angebote, sei es durch grünen Strom oder Energieeffizienz gewonnen werden können.

Auch unter dem Aspekt der zunehmenden Internationalisierung der Energiewirtschaft scheint es daher unausweichlich, daß mittelfristig ein gemeinsamer Markt für erneuerbare Energie innerhalb der EU geschaffen wird. Gerade weil es sich bei dem Klimaschutz nicht um ein örtliches, ein regionales oder ein nationales, sondern um ein globales Problem handelt und es der Umwelt

daher relativ gleichgültig ist, an welcher Stelle der Erde der CO₂-Ausstoß vermieden wird, könnte bei entsprechender Marktorganisation die Wirtschaftlichkeit zunehmend das ausschlaggebende Kriterium werden. Mit einem EU-weiten Zertifikatshandelssystem für erneuerbare Energien unter den Zielsetzungen der EU-Kommission mit einer Zielquote von 12% im Jahre 2010 wäre hierfür ein wesentlicher Schritt getan.

Hinzu kommt, daß die internationalen Vereinbarungen von Kyoto ohnehin die Einführung flexibler Instrumente erforderlich machen werden. Unlängst hat die EU-Kommission erste Vorschläge zur Einführung eines EU-weiten CO₂-Emissionshandels vorgelegt. Danach sollen bereits ab 2005 derartige Regeln beispielsweise für die Stromwirtschaft eingeführt werden. Je eher wir mit praktischen Beispielen positive Erfahrungen machen, um so besser ist unsere Wirtschaft auf die möglichen Risiken eines weltweiten Emissionshandels eingestellt und kann insbesondere in technologischer und damit auch in wirtschaftlicher Hinsicht die damit verbundenen Chancen nutzen. Der dann sinnvolle Wettbewerb der Regionen und Länder setzt aber klare Rahmenbedingungen mit ebenso deutlichen Zielen voraus.

Ein Zertifikatshandelssystem mit einer Mindestabnahmeverpflichtung innerhalb der EU i.H.v. 12 % bis zum Jahre 2010 böte eine solche Chance. Und wie das dänische Modell zeigt, ist niemand daran gehindert, über diese 12 % hinaus zusätzlichen grünen Strom einzukaufen. Wer darüber hinaus an einer regionalen Perspektive festhalten will, kann auch vor Ort erzeugten Strom aus grünen Quellen beziehen; die entsprechende Kennzeichnung der Zertifikate wird dies ermöglichen. Dies gilt im übrigen auch umgekehrt etwa für den Bezug von Windstrom aus dem Kattegat oder Solarstrom aus den Pyrenäen.

Die Gesetze der Physik gelten weltweit und soweit ich mich erinnern kann auch darüber hinaus. Die Elektronen lassen sich ohnehin kaum vorschreiben, in welche Richtung, durch welche Leitung und in welchen Haushalt sie fließen. Weil aber andererseits die Ökonomie auf ihren Regeln besteht, scheint in einer Trennung des physikalischen Lastflusses im Netz auf der einen Seite vom Handel mit dem ökologischen Mehrwert von grünem Strom über Zertifikate auf der anderen Seite eine zwangsläufige Perspektive zu liegen.

**SACHSTAND BEIM INTERNATIONALEN KLIMASCHUTZ
IM RAHMEN DER UN-KLIMAVERHANDLUNGEN –
DIE SCHLUPFLÖCHER DES KYOTO-PROTOKOLLS UND
DER BEITRAG DER NATURWISSENSCHAFTEN**

Manfred Treber
Germanwatch e.V., Bonn

Sehr geehrte Damen und Herren, vielen Dank für die Einladung zur Frühjahrstagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft und für die Gelegenheit, daß ich die Möglichkeit erhalte darzustellen, wie die Menschheit die – ich gebrauche hier die Worte des Exekutivdirektors des Umweltprogramms der Vereinten Nationen, Prof. Klaus Töpfer – größte Herausforderung des 21. Jahrhunderts angeht. Ich möchte dabei auch Prof. Klaus Schultze gedenken, der sich Jahrzehnte seines Lebens intensiv mit dem Klimathema befaßte. Er hat mich an den AKE herangeführt und ist vor einem Jahr – viel zu früh und unerwartet – verstorben. Möglicherweise zerbrach er am Klimaproblem.

Ziel des Vortrags ist es (am Beispiel Klima) aufzuzeigen, wie wissenschaftliche Erkenntnis international festgestellt wird und wie sie Eingang in den politischen Prozeß auf UN-Ebene findet. Dabei mag dies bisher – so die Meinung des Autors – ein Fall von "Good Governance" darstellen. Als Einstimmung – und als einziges Mal in diesem Vortrag – möchte ich zu Beginn anhand einer aussagekräftigen Abbildung den Hintergrund aufzeigen von dem, was uns soviel Sorge bereitet: Den Verlauf der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre in den vergangenen 250000 Jahren. Sie zeigt, welch gigantisches Großexperiment die Menschheit in einer – gemessen in geologischen Zeiträumen – sehr kurzen Zeitspanne mit der Umwelt macht.

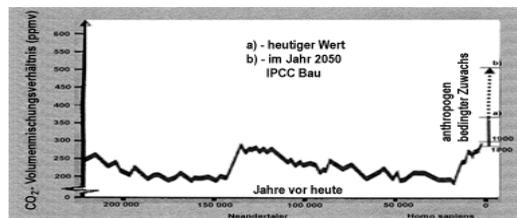


Abb. 1:

Verlauf des atmosphärischen CO₂-Gehalts in den letzten 250 000 Jahren (Meßstation Vostoh/Antarktis; Jonzel u.a., 1993) sowie die anthropogen bedingte CO₂-Zunahme (BAU = Business As Usual Szenario des IPCC) durchgezogene Linie: Anstieg bis heute, gestrichelte Linie: Anstieg bis 2050 bei weiterhin ungebremsen Emissionen

Dies hat auch die Wissenschaft spätestens in den 80er Jahren des 20. Jahrhunderts auf den Plan gerufen und zu intensiver internationaler Tätigkeit veranlaßt (vgl. die folgende Tabelle, Abb. 2).

12. - 23. Februar 1979	1. Weltklimakonferenz in Genf
Mai 1979	Gründung des Welt-Klima-Programms
13. November 1979	Übereinkommen über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung
1985	1. Klimakonferenz in Villach
22. März 1985	Wiener Übereinkommen zum Schutz der Ozonschicht
8. Juli 1985	Protokoll zu dem Übereinkommen von 1979 über weiträumige, grenzüberschreitende Luftverunreinigung
16. September 1987	Montrealer Protokoll über Stoffe, die zu einem Abbau der Ozonschicht führen
28. September - 2. Oktober 1987	1. Arbeitstagung über "Entwicklung von Strategien als Reaktion auf die Klimaänderungen", Villach
9. - 13. November 1987	2. Arbeitstagung über "Entwicklung von Strategien als Reaktion auf die Klimaänderungen", Bellagio
27. bis 30. Juni 1988	Weltkonferenz über Veränderungen der Atmosphäre in Toronto
7. - 10. November 1988	Welt-Kongreß "Klima und Entwicklung" in Hamburg
20. - 22. Februar 1989	Sachverständigentagung zum Schutz der Erdatmosphäre in Ottawa
Februar 1989	Konferenz über globale Erwärmung der Klimaänderungen in Neu Dehli
15. März 1989	Internationale Umweltschutzkonferenz in Montreal
17. - 22. September '89	14. Kongreß der Weltenergiekonferenz in Montreal
6. - 7. November 1989	Internationale Umweltkonferenz über atmosphärische Verschmutzung und Klimaveränderung in Noordwijk
16. Mai 1990	Nachfolge-Konferenz zum Bericht der Weltkommission über Umwelt und Entwicklung in Bergen
21. - 31. Mai 1990	Saarbrücker Konferenz über Energie, Klima und Entwicklung
27. - 29. Juni 1990	2. Vertragsstaatenkonferenz zum Montrealer Protokoll in London

Abb. 2:

Internationale Konferenzen und Vereinbarungen zur Eindämmung des zusätzlichen Treibhauseffektes seit 1979 (Auswahl)

Eine Folge der wachsenden Erkenntnis über die drohende Klimaänderung war die Gründung des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) durch UNEP (United Nations Environment Programme) und WMO (World Meteorological Organisation) im Jahre 1988. Er präsentierte im Jahr 1990 seinen ersten Sachstandsbericht. Daraufhin wurde ein INC (Intergovernmental Negotiating Committee) beauftragt, eine Klimakonvention zu verhandeln. Die so entstandene Klimarahmenkonvention (Framework Convention on Climate Change – FCCC) wurde am 9. Mai 1992 in New York verabschiedet und auf der UNCED (United Nations Conference for Environment and Development – UNCED) im Juni 1992 von über 150 Staaten unterzeichnet (vgl. die Tabelle in Abb. 3).

Internationaler Klimaschutz:	
1988	Gründung des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) durch UNEP/WMO
1992	Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention durch über 150 Staaten auf der UNCED (United Nations Conference on Environment and Development) in Rio de Janeiro Mittlerweile haben über 180 Staaten ratifiziert
1995	Erste Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention (in Berlin) Wichtigstes Ergebnis: Berliner Mandat
1997	Dritte Vertragsstaatenkonferenz (in Kyoto) Wichtigstes Ergebnis: Kyoto Protokoll

Abb. 3: Wichtige Etappen des internationalen Klimaschutzes auf politischer Ebene

Artikel 2 der Konvention (vgl. Abb. 4) formuliert ein sehr ambitioniertes Ziel. Er bildet den Startpunkt für den über die nächsten Jahrzehnte gehenden "Klimamarathon".

Artikel 2 der Klimarahmenkonvention:
Das Endziel dieses Übereinkommens und aller damit zusammenhängenden Rechtsinstrumente, welche die Konferenz der Vertragsparteien beschließt, ist es, in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen des Übereinkommens die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird. Ein solches Niveau sollte innerhalb eines Zeitraums erreicht werden, der ausreicht, damit sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann.

Abb. 4: Art. 2 der Klimarahmenkonvention

Die erste Etappe des Klimamarathons fand auf der ersten Vertragsstaatenkonferenz (First Conference of the Parties – COP 1) in Berlin statt und hatte das Berliner Mandat als wichtigstes Ergebnis. Dieses besagt, daß innerhalb von zwei Jahren ein Protokoll (oder ein ähnliches Instrument) mit angemessenen Maßnahmen gegen den menschengemachten Klimawandel verabschiedet werden soll, und daß die Industrieländer als Hauptverursacher vorangehen sollen, d.h. daß im ersten Schritt keine neuen Verpflichtungen auf die Entwicklungsländer zukommen dürfen.

Die Spielregeln für den Marathon sind relativ kompliziert, was hier kaum in Ansätzen angerissen werden kann (vgl. Abb.5). Das Spielfeld ist die jährlich stattfindende Vertragsstaatenkonferenz als das oberste und das einzig beschlußfassende Gremium. Dieser arbeiten zwei ständige Nebenorgane (Subsidiary Bodies) wie auch andere temporäre Nebenorgane (etwa die Ad Hoc Gruppe zum Berliner Mandat – AGBM) zu, welche meistens während der COP und noch zwei bis viermal dazwischen zusammenkommen. Die Erkenntnisse der Wissenschaft werden dabei über das Nebenorgan SBSTA in den Konventionsprozeß eingebracht.

Die Organe der Klimarahmenkonvention:
Vertragsstaatenkonferenz [Conference of the Parties (COP)]
Nebenorgane:
- Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice (SBSTA)
- Subsidiary Body for Implementation (SBI)
Temporäre Arbeitsgruppen mit gleichem Status wie die Nebenorgane:
- Ad-hoc Gruppe zum Berliner Mandat (AGBM)
- Ad-hoc Gruppe zu Artikel 13 ("Multilateral Consultative Process") (AG 13)
Weiterhin wichtig für erfolgreiche Arbeit:
Das Sekretariat der Konvention
mit Michael Zammit Cutajar als Exekutivsekretär

Abb. 5: Die Organe der Klimarahmenkonvention

Da wir uns dafür interessieren, wie der Weg von der Wissenschaft bis zur politischen Entscheidung verläuft, möchte ich in einem Schritt zurück kurz die Wissenschaft beleuchten.

Der 1988 gegründete IPCC ist ein menscheitsgeschichtlich in diesem Umfang einmaliger Versuch, der umfassend, interdisziplinär und unter Berücksichtigung des Einbezugs von WissenschaftlerInnen aus allen Regionen der Erde die Klimaänderung als große Herausforderung des kommenden Jahrhunderts behandelt. Die Art und Weise, wie in der Wissenschaft Fortschritt als solcher festgestellt wird, ist im Rahmen der Arbeit des IPCC formalisiert. Abb. 6 stellt die Struktur des IPCC unter seinem derzeitigen Vorsitzenden Robert Watson dar.

Struktur des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC):

Drei Arbeitsgruppen des IPCC:

WG I: Science (Technical Support Unit [TSU]: UK)
WG II: Impact and Adaptation (TSU: USA)
WG III: Mitigation (TSU: Niederlande)
 mit jeweils zwei Co-Chairmen (aus Industrie- und Entwicklungsland) und fünf Vice-Chairmen.
 Diese Personen zusammen mit dem Vorsitzenden des IPCC (Bob Watson), dem Co-Chair und seinen fünf Stellvertretern bilden das **IPCC Bureau**.
 Einziger Deutscher im IPCC Bureau: Prof. Eberhard Jochem, ISI, Karlsruhe; weiterhin:
Task Force on National Greenhouse Gas Inventories (TFI: Japan)

Abb. 6: Die Struktur des IPCC

Der IPCC erstellt im Rahmen seiner Arbeit verschiedene Arten von Berichten (vgl. Abb. 7).

Berichtsarten des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC):

Sachstandsberichte („Assessment Reports“):
 First Assessment Report (1990)
 Second Assessment Report (SAR) (1995)
 Third Assessment Report (TAR) (2001)

Sonderberichte („Special Reports“):
 z.B. Aviation and the Global Atmosphere (1999);
 LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry) (2000)

Technical Papers:
 z.B. Stabilisation of Atmospheric Greenhouse Gases:
 Physical, Biological and Socio-Economic Implications;
 Implications of Proposed CO₂ Emissions Limitations

Abb. 7: Berichtsarten des IPCC

Dabei gibt die Art des Berichts Auskunft über seine Entstehung und die ihm zugrundeliegenden Quellen. Sowohl Sachstandsberichte als auch Sonderberichte untergehen einen mehrstufigen (Review-)Prozeß (vgl. Abb. 8). Für diese Berichte wird jeweils auch ein "Summary for Policy Makers" (SPM – Zusammenfassung für Entscheidungsträger) erstellt, welches im IPCC-Plenum, wo die Delegierten der vertretenen Regierungen jedes Wort, jedes Komma sorgfältig abwägen (Verfahrensfortschritt: etwa eine bis eineinhalb Seiten pro Tag), Zeile für Zeile abgenommen wird.

Verfahren des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) bei der Erstellung von Sachstands- und Sonderberichten

Mehrstufiger Prozeß der Berichtserstellung:

1. **Beitragende Autoren (contributing authors) [ca. 400], darunter koordinierende Autoren (coordinating lead authors) erstellen einen ersten Entwurf**
2. **Expert Review**
3. **Government Review**
4. **Acception/Approval/Adoption des Berichts in der IPCC-Vollversammlung**

Im Panel kommen Regierungsvertreter zusammen, simultane Übersetzung der Aussprache in die sechs UN-Sprachen

Summary for Policy Makers
 Knappe Zusammenfassung eines Sachstands- oder Sonderberichts;
 wird vom IPCC-Plenary Zeile für Zeile abgenommen
 (normaler Arbeitsfortschritt: ein bis eineinhalb Seiten pro Tag)

Abb. 8: Verfahren des IPCC bei der Berichtserstellung

Technische Papiere haben als Quelle lediglich und ausschließlich die (reviewten) Sachstands- und Sonderberichte und untergehen keinen eigenen Review mehr. Sie sind deshalb relativ schnell zu erstellen.

Nach der Vorstellung des IPCC soll nun wieder der Bogen zu den Klimaverhandlungen hergestellt werden. Die Verbindung zwischen Wissenschaft und Politik (d.h. den Klimaverhandlungen) geschieht im Nebenorgan SBSTA der Klimakonvention. Der am meisten zitierte Satz aus dem Zweiten Sachstandsbericht (SAR) des IPCC (1995) lautet:

"The balance of evidence suggests a discernible human inflence on global climate."

In der wissenschaftliche Behandlung des Klimaproblems gab es auf den ersten Sitzungen der Klimaverhandlungen (in SBSTA) kaum Fortschritte. Erst nachdem in der Genfer Ministererklärung (COP 2, Juli 1996) der SAR des IPCC als die gegenwärtig wissenschaftlich umfassendste und

maßgebliche Bewertung der Klimawissenschaft eingestuft und der oben angeführte Satz aus dem SAR zitiert wurde, änderte sich das. Seither wird auf den Klimaverhandlungen das Klimaproblem nicht mehr als solches in Frage gestellt: Schlußfolgerungen, die die Minister annehmen, können nicht mehr von nachgeordneter Beamtenebene angezweifelt werden. An Klimakonferenzen nehmen jeweils tausend bis fünf- (in Kyoto sogar zehn-) tausend Personen teil. Im folgenden können die verschiedenen Akteure lediglich angeführt werden (vgl. Abb.9).

<p>Akteure im Verhandlungsprozeß:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vertragsstaaten (sowie auch: Beobachterstaaten); - wesentliche Gruppen: <ul style="list-style-type: none"> EU; JUSCANZ (Japan, USA, Kanada, Australien, Schweiz, Norwegen, Neuseeland); G77 und China (d.h. die Entwicklungsländer), darunter: AOSIS (Alliance of Small Island States), OPEC - Bureau - Sekretariat der Konvention - Nichtregierungsorganisationen: <ul style="list-style-type: none"> lokale NRO (z.B. Vertreter von Großstädten) Umwelt- und Entwicklungs-NRO ("grüne NRO") Unternehmens-NRO ("graue NRO")
--

Abb. 9: Akteure im Verhandlungsprozeß

Klimaverhandlungen sind Regierungskonferenzen, d.h. die Regierungen verhandeln. Die Nichtregierungsorganisationen als Beobachter können vornehmlich indirekt wirksam sein, auch wenn sie – noch verstärkt durch einen Beschluß auf COP 4 (Buenos Aires, November 1998) – Rederechte auf den Verhandlungen haben sowie sogar zur Teilnahme bei gewissen informellen Verhandlungen zugelassen sind.

Die "Umwelt-NRO" geben beispielsweise eine fast täglich erscheinende Konferenzzeitung ("eco") heraus, an Hand derer sich die Delegierten, Journalisten und Beobachter über den Verhandlungsfortschritt und auffallende Positionen verschiedener Länder informieren können. Selbstverständlich ist auch direktes Lobbying von Delegierten Arbeitsalltag aller NRO. Ein bemerkenswertes Beispiel dafür war auf der AGBM 6-Sitzung Anfang 1997 in Bonn zu finden: Auf dieser Sitzung hatten die OPEC-Staaten Kuwait und Nigeria wortwörtlich gleichlautende Dokumente an das Sekretariat eingereicht – offensichtlich ein perfekter Lobbyerfolg der "fossilen" Unternehmensverbände.

Um den "bremsenden" Einfluß der auf den Klimaverhandlungen vertretenen Unternehmensverbände abzuschwächen, hat GERMANWATCH den "European Business Council for a Sustainable Energy Future" (e⁵) initiiert, der sich im Februar 1996 gründete und seither auch von Unternehmensseite die sich durch wirksamen Klimaschutz ergebenden wirtschaftlichen Chancen aufzeigt und die Errichtung von Rahmenbedingungen fordert, die Klimaschutz ermöglichen.

Eine sehr wichtige Rolle hat der Vorsitzende einer Verhandlungsrunde bzw. die Personen, denen er sein Ohr leiht. So wäre das Kyoto-Protokoll ohne den charismatischen, humorvollen, aber auch durchgreifenden Vorsitzenden der AGBM, den Argentinier Raúl Estrada-Oyuela, schwerlich im Dezember 1997 zu Stande gekommen. Auf die Inhalte des Protokolls wird im Folgenden eingegangen.

Voranstellen möchte ich eine Botschaft des UN-Generalsekretärs, die dieser an COP 4 (1998) sandte: **"Your adoption of the Kyoto Protocol at last year's Conference of the Parties was a landmark event. (...) The Kyoto Protocol is the most far-reaching agreement on environment and sustainable development ever adopted."** Abb. 10 gibt die wesentlichen Charakteristika des Kyoto-Protokolls wieder: Der ausschließliche Anwendungsbereich auf Industrieländer, der Zeithorizont (Mittelwert der Jahre 2008 bis 2012 verglichen mit dem Bezugsjahr, d.h. zumeist das Jahr 1990) und die von Beschränkung betroffenen sechs Treibhausgase.

<p>Was wird durch das Kyoto-Protokoll geregelt?</p> <p>Der Ausstoß der Treibhausgase</p> <ul style="list-style-type: none"> - Kohlendioxid (CO₂) - Methan (CH₄) - Lachgas (N₂O) <p>sowie</p> <ul style="list-style-type: none"> - (Teil) Halogenierte Kohlenwasserstoffe, [die nicht im Montreal-Protokoll erfaßt werden (HFC, PFC)] - Schwefelhexafluorid (SF₆) <p>von Industrieländern im Zeitraum 2008 bis 2012 gegenüber dem Jahr 1990 als Bezug. (mit Ausnahmen für gewisse Länder und Gase)</p>

Abb. 10: Inhalte des Kyoto-Protokolls

Abb. 11 zeigt die Emissionsverpflichtungen der einzelnen Industriestaaten im Rahmen des Protokolls im Zielzeitraum gegenüber dem Basisjahr. Der Wert "92" ist dabei so zu interpretieren, daß die (Netto-)Treibhausgasemissionen im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 auf 92 Prozent der

Emissionsmenge des Referenzjahrs zurückgehen müssen, was einer Reduktionsverpflichtung um acht Prozent entspricht.

Party (* countries that are undergoing the process of transition to a market economy)	Quantified emission limitation or reduction commitment (percentage of base year or period)
Australia	108
Austria	92
Belgium	92
Bulgaria*	92
Canada	94
Croatia*	95
Czech Republic*	92
Denmark	92
Estonia*	92
European Community	92
Finland	92
France	92
Germany	92
Greece	92
Hungary*	94
Iceland	104
Ireland	92
Italy	92
Japan	94
Latvia*	92
Liechtenstein	92
Lithuania*	92
Luxembourg	92
Monaco	92
Netherlands	92
New Zealand	100
Norway	101
Poland*	94
Portugal	92
Romania*	92
Russian Federation*	100
Slovakia*	92
Slovenia*	92
Spain	92
Sweden	92
Switzerland	92
Ukraine*	100
United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	92
United States of America	93

Abb. 11: Reduktionsverpflichtungen durch das Kyoto-Protokoll für die einzelnen Länder

Faßt man die einzelnen Reduktionsverpflichtungen zusammen und vergleicht diese mit den Trendszenarien, die die einzelnen Staaten dem Sekretariat der Klimakonvention vorgelegten, ergibt sich durch das Kyoto-Protokoll eine Einsparung um etwa 30 Prozent bis 2010 gegenüber dem Trend (vgl. Abb. 12).

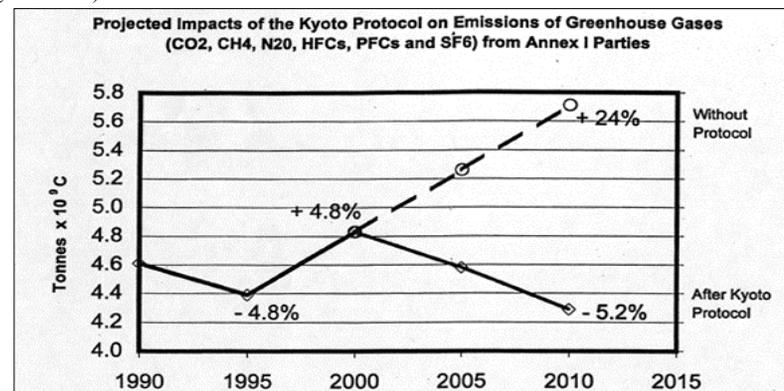


Abb. 12: Emissionen der Industrieländer bei Einhalten des Kyoto-Protokolls verglichen mit dem Business-as-Usual bis 2010 (Quelle: FCCC-Sekretariat, verteilt in Kyoto, 1997)

Note: The estimate of emissions without the Protocol is based on five projections from international organizations and from international communications. Emissions in 1995 have declined to 1990 because of changes in economic growth in countries with economies in transition.

Doch damit dies tatsächlich eintritt, müssen im weiteren Verlauf der Klimaverhandlungen möglichst die sogenannten "Schlupflöcher" verstopft werden. Geschieht dies nicht, erfolgen die Emissionsreduktionen möglicherweise nur auf dem Papier.

Der Inhalt der Klimaverhandlungen seit Kyoto liegt schwerpunktmäßig in der Konkretisierung offener Punkte des Protokolls. So müssen die Kyoto-Mechanismen Emissionshandel, Joint Implementation und CDM ausgestaltet sowie viele offene Fragen zur Behandlung der Senken (z.B. "was ist ein Wald? was ist Aufforstung?") geklärt und wissenschaftlich untersucht werden. Das zentrale Ergebnis von COP 4 in Buenos Aires war der BAPA (Buenos Aires Plan of Action). Er besagt, daß die offenen Fragen innerhalb zweier Jahre, d.h. bis zur COP 6 (November 2000 in Den Haag) gelöst werden sollen.

Wenn man diese Dynamik vor Augen hat, mag es den Konferenzbeobachter manchmal ärgern, wenn er nach einer arbeitsvollen zweiwöchigen Konferenz wie COP 5 der Presse entnimmt, daß die Konferenz wieder ohne Ergebnis zu Ende gegangen sei.

Mögliche Schlupflöcher im Kyoto Protokoll:

1. beim CDM (Clean Development Mechanism)

Projekte zur Treibhausgasreduktion zwischen Industrie- und Entwicklungsländern, welche die "Annex B-Blase" durchstoßen, können eine Inflation der erlaubten Emissionen bewirken, wenn sie nicht wissenschaftlich korrekt verrechnet werden

2. hot air

Emissionsreduktionen, die in ehemaligen Zentralplanwirtschaften während deren Zusammenbruch stattfanden, finden in den Emissionszielen des Kyoto-Protokolls keinen Niederschlag und können möglicherweise über Emissionshandel die Reduktionsverpflichtungen anderer Länder senken, ohne daß Klimaschutzmaßnahmen durchgeführt würden.

3. Senken

Die Möglichkeit der Sequestration von Kohlenstoff beinhaltet noch große wissenschaftliche Unsicherheiten.

4. Internationaler Flug- (und See-)verkehr

Die "emissions from international bunker fuels" sind bisher (d.h. in der ersten Verpflichtungsperiode bis 2012) von Emissionsbeschränkung freigestellt und ohne Verantwortliche. Allein die Zunahme der Emissionen durch den internationalen Flugverkehr bis 2010, der nicht durch das Kyoto-Protokoll beschränkt ist, wird im Trendszenario die durch das Protokoll erreichten Emissionsreduktionen zur Hälfte kompensieren.

Abb. 13: Schlupflöcher des Kyoto-Protokolls

Dabei drängt sich ein Vergleich etwa zum Fußball auf. Gehen wir ins DFB-Pokal Viertelfinale. Borussia Dortmund hat gerade überraschend deutlich mit 5:2 gegen Bayern München gewonnen. Wie lauten die Schlagzeilen in der Presse daraufhin? "Borussia immer noch nicht Pokalsieger" oder "Borussen-Fans über ausbleibenden Pokalsieg ihrer Mannschaft enttäuscht". So mußte sich ein Teilnehmer des fünften UN-Klimagipfels (COP 5) vorkommen, wenn er das Medienecho auf diese Mammutkonferenz (mit über 4000 Teilnehmern) sieht. Natürlich ist es nach dem Viertelfinale des DFB-Pokals verfrüht zu erwarten, daß die Lieblingsmannschaft Pokalsieger geworden ist. Genauso wenig, wie von COP 5 erwartet werden konnte, daß sie die Beschlüsse fällt, die erst auf COP 6 anstehen.

Als Fazit möchte ich folgende These formulieren:

Der Verhandlungsprozeß im Rahmen der UN-Klimaverhandlungen (Kyoto-Prozeß) ist – trotz der unbefriedigenden Reduktionsverpflichtungen und seines langsamen Fortschreitens – alternativlos. Ein Scheitern des Prozesses würde einen Zeitverlust von zehn Jahren bedeuten, bis möglicherweise neue Anstrengungen Erfolg zeitigen.

Falls COP 6 die erwarteten Ergebnisse aufweist, könnte anschließend ein nächstes Stadium für die Klimaverhandlungen beginnen. Die vielen technischen Detailfragen, die nur in Expertenzirkeln

Interesse finden und dort erörtert werden, wären dann gelöst, so daß sich der Prozeß wieder der eigentlichen Frage zuwenden könnte, die anzugehen er gestartet wurde: Welche Konzentration an Treibhausgasen in der Atmosphäre darf nicht überschritten werden, damit eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems nicht eintritt?

Um diese Frage anzugehen, ist der Beitrag der Naturwissenschaft gefordert. Möglicherweise wird der Anfang nächsten Jahres vorliegende Dritte Sachstandsbericht des IPCC (Third Assessment Report - TAR) hierfür wertvolle Aussagen liefern.

ANSCHRIFTEN DER VORTRAGENDEN UND DES HERAUSGEBERS

Dr. Ing. Dieter Attig
Stadtwerke Aachen AG
Lombardenstr. 12 – 22
D-52070 Aachen

Prof. Dr. rer. nat. Klaus Becker
Boothstr. 27
D-12207 Berlin

Prof. Dr. Walter Blum
Max-Planck-Institut für Physik, München
(Werner Heisenberg Institut)
und EP Division, CERN
CH-1211 Genf 23

Gregor Czisch
ISET, Universität
Koenigstor 59
D-34119 Kassel

Dr. Klaus-Detlef Closs
Projektträgerschaft Wassertechnologie und Entsorgung
Forschungszentrum Karlsruhe
Postfach 3640
D-76021 Karlsruhe

Dominique Delattre
Nuclear Safety Department
Division of Radiation and Waste Safety
International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna

Michael Dick
Volkswagen AG
EG PKW-Gesamtfahrzeug-Entwicklung
Brieffach 1724
D-38436 Wolfsburg

Dr. Klaus Gompper
Institut für Nukleare Entsorgung
Forschungszentrum Karlsruhe
Postfach 3640
D-76021 Karlsruhe

Dr. Helmuth-Michael Groscurth
jetzt: Hamburgische Elektrizitäts-Werke AG (HEW)
Überseering
D-22297 Hamburg

Dr. Michael Häusler
ABB Calor Emag Schaltanlagen AG
Käfertalerstr. 250
D-68167 Mannheim

Prof. Dr. Martin Keilhacker
chem. Direktor von JET, Culham
jetzt Kapellengartenstr. 11
D-81245 München

Dr. Holger Krawinkel
Vorstand der Energiestiftung Schleswig-Holstein
Dänische Straße 3
D-24103 Kiel

Prof. Dr. ing. Klaus Kühn
gsf - Forschungszentrum für Umwelt und Gesundheit
Institut für Bergbau
Technische Universität Clausthal
Erzstr. 20
D-38678 Clausthal-Zellerfeld

Dr. Simone Lenz
Institut für kommunale Energiewirtschaft und -politik
Universität Bremen
Fahrenheitstr. 8
D-28359 Bremen

Dr. Wolfgang Liebert
IANUS Interdisziplinäre Arbeitsgruppe Naturwissenschaft, Technik und Sicherheit
Technische Universität Darmstadt
Hochschulstraße 10
D-64289 Darmstadt

Dr. Allison Macfarlane
Belfer Center for Science and International Affairs,
Kennedy School of Government, Harvard University
Cambridge MA, USA

Dr. Manfred Treber
GermanWatch e.V.
Kaiserstr. 201
D-53113 Bonn

