



Die Energieversorgung sichern

**Politische, technologische und wirtschaftliche
Implikationen**

Eine Denkschrift

der Nordrhein-Westfälischen Akademie der Wissenschaften

Mai 2006

Vorwort

Die Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften legt diese Denkschrift vor, um die Öffentlichkeit und die politisch Verantwortlichen darauf aufmerksam zu machen, dass es zur langfristigen Sicherung der Energieversorgung eines umfassenden Konzeptes bedarf, das die Entwicklungsperspektiven und die Nutzungsmöglichkeiten sämtlicher Energiequellen berücksichtigt.

Das seit einigen Jahren sich beschleunigende Wachstum der Volkswirtschaften Asiens und der Dritten Welt führt zu einer dauerhaft steigenden Energienachfrage und wird den Preis für Primärenergie weiter hinaufreiben. Das bedroht die wirtschaftlichen Entwicklungsmöglichkeiten weltweit. Sich schon heute darauf einzustellen heißt zum einen, im Rahmen eines integrierenden Konzepts in längerfristig mögliche Lösungen des Energieproblems verstärkt zu investieren, zum anderen alle schon heute vorhandenen und erprobten Techniken umfassender zu nutzen. Es gilt, die Ziele einer möglichst umweltverträglichen Energiegewinnung und eines effizienten, möglichst kostengünstigen Angebots an Energie neu auszutarieren.

Das Land Nordrhein-Westfalen ist in besonderem Maße berufen, konzeptionell und praktisch zur Sicherung der langfristigen Energieversorgung Deutschlands und Europas beizutragen, weil es hierzulande einen reichen Schatz an technologischen Erfahrungen mit allen Arten der Gewinnung und Umwandlung von Energie gibt, in der Industrie wie in den Forschungseinrichtungen des Landes.

Prof. Dr. Manfred J.M. Neumann

Präsident der Nordrhein-Westfälischen
Akademie der Wissenschaften

**Diese Denkschrift ist von folgenden Mitgliedern der
Nordrhein-Westfälischen Akademie der Wissenschaften
erarbeitet worden:**

Prof. Dr.-Ing. Johann Friedrich Böhme, Bochum
Prof. Dr. Gert Eilenberger, Jülich
Prof. Dr. Klaus Heinloth, Bonn
Prof. Dr. Dr. h.c. Ludger Honnefelder, Bonn
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Klaus Knizia, Dortmund
Prof. Dr.-Ing. Karl-Friedrich Knoche, Aachen
Prof. Dr.-Ing. Kurt Kugeler, Aachen
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Paul Mikat, Düsseldorf
Prof. Dr. Manfred J. M. Neumann, Bonn
Prof. Dr. techn. Dr. techn. E.h. Franz Pischinger, Aachen
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Horst Rollnik, Bonn
Prof. Dr. Dres. E.h. Hans K. Schneider, Köln
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Joachim Treusch, Jülich
Prof. Dr. Carl Christian von Weizsäcker, Bonn
Prof. Dr. Dr. h.c. Dietrich H. Welte, Aachen
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Günther Wilke, Mülheim a. d. Ruhr

Ein wichtiger Beitrag stammt von:

Prof. Dr. Matthias W. Haenel, Mülheim a. d. Ruhr

Inhalt

1. Einleitung

2. Versorgungssicherheit

- 2.1 Energieverbrauch und Weltbevölkerung
- 2.2 Unsicherheit schafft Unruhe
- 2.3 Kohle – nach wie vor eine unverzichtbare Energiequelle
- 2.4 Kernbrennstoffe
- 2.5 Versorgungssicherheit für Deutschland
- 2.6 Erschließung neuer Ressourcen

3. Wirtschaftlichkeit

4. Techniken zur Umwandlung von Primärenergie

- 4.1 Erzeugung von elektrischer Energie
 - 4.1.1 Mit fossilen Brennstoffen gefeuerte Kraftwerke
 - 4.1.1.1 Techniken zur Entsorgung von Schadstoffen aus Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden
 - 4.1.2 Kernkraftwerke
 - 4.1.3 Fusionskraftwerke
 - 4.1.4 Windenergiekonverter
 - 4.1.5 Wasserkraftwerke
 - 4.1.6 Fotovoltaische Stromerzeugung und solarthermische Kraftwerke
 - 4.1.7 Strom aus Biomasseanlagen
- 4.2 Erzeugung von Treibstoffen
 - 4.2.1 Kohlenstoffwasserstoffe aus fossilen Energieträgern
 - 4.2.2 Einsatz von Biomassen zur Treibstoffgewinnung
 - 4.2.3 Wasserstoff als Energieträger

5. Umweltverträgliche Bereitstellung von Energie

6. Fazit

1. Einleitung

Die anhaltenden politischen Spannungen im öl- und gasreichen Nahen Osten und die Lieferengpässe bei Erdgas verdeutlichen, dass die langfristige Sicherheit unserer Energieversorgung überprüft werden muss. Insbesondere der neuerdings beschleunigt wachsende Energiebedarf in den aufstrebenden Ländern Asiens und der Dritten Welt erfordert wegen der Begrenztheit der fossilen Energievorräte und zum Schutz der Umwelt ein zügiges und angemessenes Handeln.

Weil die Einführung neuer Techniken von der Entwicklung bis zur Fertigstellung einer Vielzahl die Energiemärkte wirksam entlastender Anlagen mehrere Jahrzehnte benötigt, ist eine doppelte Strategie erforderlich: Die bereits heute erprobten Techniken sind in nüchterner Betrachtung umfassender einzusetzen als bisher und die langfristige Entwicklung neuer Lösungen ist zielstrebig zu verfolgen.

Alle Rohstoffe – auch die Primärenergien Biomasse, die potenzielle oder kinetische Energie des Wassers, die geothermische Energie, die Wind-, Sonnen- und Kernenergie sowie die fossilen Energierohstoffe – sind zu nutzen. Technisch-wirtschaftliche Tätigkeit erzeugt aus ihnen die zweckerfüllenden Endenergien Strom, Kraftstoffe, Heizöl, Erdgas, Kohle und Koks. Sie sind Grundlage der menschlichen Existenz. Um Endenergie zu gewinnen, ist zuerst immer auch Endenergie aufzuwenden, sei es um Windräder, Solarkollektoren, Schächte, Kraftwerke, Produktions- und Verteilungsanlagen zu erstellen. Zweckerfüllend heißt auch nachfragegerecht und zuverlässig.

Die Energieversorgung der nächsten Jahrzehnte wird in der Hauptsache auf Kohle und Kernenergie aufbauen müssen, auch um Engpässe bei der Versorgung mit Öl und Erdgas auszugleichen. Das erfordert eine Verstärkung grenzüberschreitender Kooperation, in die sich Deutschland als ein rohstoffarmes Land, das über eine lange naturwissenschaftlich-technische Tradition verfügt, besonders einbringen muss.

Das Land Nordrhein-Westfalen kann umfassend zur Lösung der anstehenden Aufgaben beitragen, weil es über große Erfahrungen im Bergbau und im Bergwerksmaschinenbau für Braun- und Steinkohle, im Bau und Betrieb von Kraftwerken für Braun- und Steinkohle und in der Entwicklung der Kohlechemie verfügt, weil es eine Vorreiterrolle

bei der Entwicklung des Hochtemperaturreaktors eingenommen hat und weil es hier einschlägige Forschungszentren und Ausbildungsstätten gibt.

2. Versorgungssicherheit

Die Welt im Wandel ist gekennzeichnet durch

- das globale Bevölkerungswachstum,
- den drastischen Bedarfszuwachs an Primärenergie, besonders in den Schwellenländern, allen voran China und Indien,
- die zunehmenden geostrategischen Risiken in wichtigen Reserveländern,
- die sich bildenden, überregionalen Machtmonopole auf dem Energiesektor und
- den sich abzeichnenden „Depletion-Midpoint“, d. h. das Überschreiten des weltweiten Fördermaximums für konventionelles Erdöl und Erdgas in den vor uns liegenden Jahrzehnten.

Die Problematik der Versorgung mit Primärenergie ist heute eine völlig andere als in den 70er- und 80er-Jahren des vorigen Jahrhunderts.¹ Sprunghaft gestiegene Erdölpreise wurden damals weder durch mangelnde Reserven noch durch Produktionsengpässe ausgelöst, sondern sie waren das Ergebnis politischer Ereignisse, insbesondere der aggressiven Preispolitik der OPEC-Länder.

Heute liegen, neben der möglichen Verknappung aus politischen Gründen oder Lieferstörungen in der Logistik, die Angebots- und Bedarfskurven von Erdöl und Erdgas so nahe beieinander, dass schon kurzfristige Nachfrageanstiege rasch zu einer Marktenge und damit zu starken Preisanstiegen führen können.

Darüber hinaus ist, zum Teil aufgrund unterbliebener Investitionen in den Ausbau der Produktionskapazitäten, eine kurzfristige Produktionsausweitung oft nicht möglich. Dieses Kurzfristproblem wird erheblich verschärft durch den rasch steigenden weltwei-

¹ Welte, D. H.: Fossile Kohlenwasserstoffe – Wirklichkeit und Wahrnehmung heute und morgen, in: Nova Acta Leopoldina NF 91, 339 (2004), S. 265-285.

ten Bedarf. So hat sich z. B. China seit 1993 von einem Rohölexporteur zum zweitgrößten Ölverbraucher der Welt entwickelt (nach den USA); Indien hat in demselben Zeitraum seinen Ölverbrauch nahezu verdoppelt und liegt heute auf Platz 6 der größten Ölverbraucher der Welt. Hinzu kommt das erwähnte Problem des „Depletion Midpoint“.

2.1 Energieverbrauch und Weltbevölkerung

Die International Energy Agency (IEA) prognostiziert, dass der Primärenergieverbrauch bis 2030 um 52 % ansteigen wird (Bild 1). Dabei werden die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle auch im Jahr 2030 mit 81 % des Gesamtverbrauchs die wichtigsten Energiequellen sein. Für Gas wird der stärkste Zuwachs prognostiziert, Öl wird der mengenmäßig wichtigste Energieträger bleiben. Der Anteil der erneuerbaren Energien liegt dagegen bei unter 15 %, wozu die Wasserkraft den weitaus höchsten Beitrag liefert. Wind- und Solarenergie bleiben deutlich begrenzt.

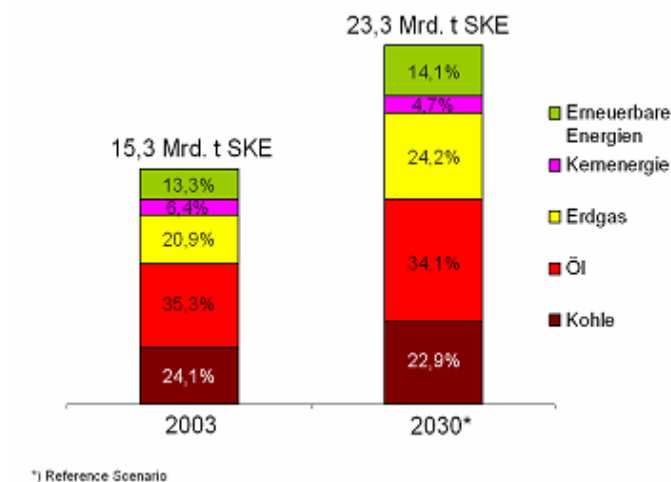


Bild 1: Weltenergieverbrauch bis 2030²

Die prognostizierte Zunahme der Weltbevölkerung auf 8,5 Mrd. Menschen im Jahr 2030 bedeutet einen jährlichen Zuwachs von etwa 80 Millionen Menschen. Das entspricht der Bevölkerung der Bundesrepublik. Heute verbrauchen die Industrieländer, die nur etwa ein Viertel der Weltbevölkerung ausmachen, zwei Drittel der Primärenergie, dagegen drei Viertel der Menschheit nur ein Drittel.

² Welte, D. H. und Böcker, D.: Die Versorgung mit Primärenergie – eine gemeinsame Aufgabe von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft, in: VGB PowerTech 3 (2006), S. 40-47 (im Druck).

In den USA beträgt der Energieverbrauch pro Kopf etwa das Sechsfache und in Deutschland etwa das Dreifache des Weltdurchschnitts. China liegt dagegen bei knapp der Hälfte und Indien bei etwa einem Viertel dieses Weltdurchschnitts. Wenn China und Indien im Energieverbrauch je Einwohner den heutigen Weltdurchschnittswert erreichen sollen, ist das Weltenergieaufkommen um ein Viertel zu steigern. Diese Zunahme entspricht in etwa dem heutigen Gesamtaufkommen an Erdgas oder mehr als zwei Drittel der Weltölförderung oder der gesamten Förderung an Stein- und Braunkohle.

2.2 Unsicherheit schafft Unruhe

In einer vernetzten Energiewelt sind Preisentwicklungen für Primärenergieträger Indikatoren für Veränderungen des Verhältnisses von Angebot zu Nachfrage. Das zeigen die Preisentwicklungen der letzten Dekaden (Bild 2). Der drastische Aufwärtstrend bei Erdöl der letzten drei Jahre ist im Wesentlichen nicht spekulativ bedingt, sondern Folge der drastisch gestiegenen Nachfrage.

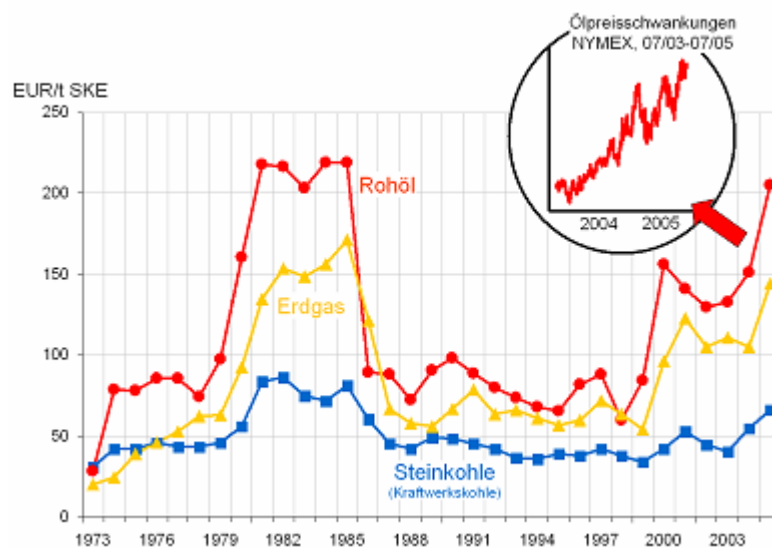


Bild 2: Entwicklung Importpreise für Energierohstoffe³

Eine Steigerung der Erdölproduktion selbst in solchen Reserveländern wie Saudi-Arabien, Venezuela oder Mexiko scheint aus unterschiedlichen Gründen nicht mehr ohne Weiteres möglich. In vielen „reifen“ Erdöl- und Erdgasgewinnungsgebieten, insbesondere in Nordamerika und Europa, nimmt die Produktion bereits drastisch ab. In den

³ Welte, D. H. und Böcker, D.: Die Versorgung mit Primärenergie – eine gemeinsame Aufgabe von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft, in: VGB PowerTech 3 (2006), S. 40-47 (im Druck).

Jahren 2004 bis 2005 ging die Förderung von konventionellem Rohöl in Norwegen um 8% auf 136 Millionen Tonnen, in Großbritannien sogar um 12% auf 83 Millionen Tonnen und in den USA um etwa 5% auf 256 Millionen Tonnen zurück.⁴

In Bolivien, Venezuela und Nigeria wird Erdöl als politisches Druckmittel eingesetzt, andere Länder werden folgen. Der Iran, eines der großen Reserveländer für Erdgas und Erdöl, nutzt ebenfalls sein Potenzial in der globalen Energieversorgung politisch und sucht den Schulterschluss mit anderen wichtigen, über Vorräte verfügenden Ländern. Die jüngsten Auseinandersetzungen zwischen Russland und der Ukraine um Gaspreise und Gaslieferungen zeigen weitere Spannungen in der Energiepolitik.

Neben einer ausreichenden Energieversorgung der Welt durch entsprechende Primärenergieproduktion ist auch darauf zu achten, dass die Transportrouten für Energie nicht gefährdet werden dürfen.

2.3 Kohle – nach wie vor eine unverzichtbare Energiequelle

Für Kohle ist die globale Versorgungssituation weniger angespannt als für Kohlenwasserstoffe.

Die globalen Reserven⁵ an Kohle beliefen sich Ende 2004 auf etwa 709 Mrd. t SKE (SKE = Steinkohleeinheiten, ca. $29,308 \times 10^9$ Joule), die sich aus 642 Mrd. t SKE Steinkohle und 67 Mrd. t SKE Braunkohle zusammensetzen. Rund 74 % der Kohlereserven entfallen auf nur vier Länder – die USA, Russland, China und Indien. Dividiert man die Reserven durch die Kohleförderung von 4,1 Mrd. t SKE des Jahres 2004, so ergibt sich eine statische Reichweite von etwa 170 Jahren. Zum Vergleich errechnet sich für Erdöl auf Basis der Reserven von 160 Mrd. t (entsprechend 228 Mrd. t SKE) und der Förderung von 3,847 Mrd. t Öl (entsprechend 5,5 Mrd. t SKE) in 2004 eine

⁴ Weltölmarkt in 2005, Erdöl, Erdgas und Kohle 122(2006), Heft 2, S53

⁵ In den Geowissenschaften und im Bergbau ist es üblich, zwischen Reserven und Ressourcen zu unterscheiden. Das gilt auch für die Energierohstoffe. Reserven sind geologisch-technisch nachgewiesene Mengen von Erdöl, Erdgas oder Kohle, die mit der heutigen Technik wirtschaftlich gewinnbar sind. Als Ressourcen werden Rohstoffe bezeichnet, deren technische oder wirtschaftliche Gewinnung noch unsicher ist, die aber aufgrund geologischer Indikatoren als förderbar erwartet werden können.

statische Reichweite von etwa 40 Jahren.^{6, 7} Im Gegensatz zu Erdöl wird Kohle, die 55 % der weltweiten Reserven aller nicht erneuerbaren Energierohstoffe stellt, zumindest noch einigen Generationen zur Verfügung stehen, selbst wenn ihr Verbrauch auch infolge der weitaus schneller versiegenden Erdölreserven zunehmen wird.

Dennoch gibt es auch hier Anzeichen für Engpässe. Nur einige zehn Millionen Tonnen Mehrbedarf in China führten in den letzten Jahren zu einer Verdopplung des Importpreises und sogar bis zu einer Vervierfachung des Kokspreises. Engpässe bei Transportschiffen und Verladeanlagen taten ihr Übriges. Die Angebotskonzentration ist weit fortgeschritten. Rund 50 % der weltweiten seewärtigen Kohleexporte werden von nur 10 Unternehmen durchgeführt. Deren Möglichkeiten zur Beeinflussung von Mengen und Preisen nehmen zu.

2.4 Kernbrennstoffe

Drei Kriterien bestimmen die Reichweite von Kernbrennstoffen: der zu erwartende jährliche Verbrauch, die verfügbare Menge und Konzentration des Urans in den jeweiligen Erzlagerstätten und der Preis auf dem Weltmarkt. Im Gegensatz zu Erdöl, Erdgas und Kohle spielt jedoch der Preis für Uran wegen des sehr viel höheren Energieinhalts nur eine untergeordnete Rolle. Mit (vertretbaren) Preisen von 100–200 US-\$ pro kg Uran werden auch Lagerstätten mit niedriger Urankonzentration wirtschaftlich attraktiv. Die weltweiten Uran-Ressourcen reichen vor diesem Hintergrund und bei der zu erwartenden technischen Entwicklung weit mehr als 200 Jahre (Tabelle 1).

Diese Berechnung der Reichweite geht von einem konstanten jährlichen Verbrauch von ca. 70.000 t Uran (heutiger weltweiter KKW-Verbrauch) aus. Außer dem bergmännisch gewinnbaren Natururan stehen zurzeit etwa 1,8 Mio. t sekundäre Uranreserven aus Lagerbeständen, dem Kernbrennstoffkreislauf sowie der militärischen Abrüstung zur Verfügung. Bei Einsatz von Hochkonvertern und Brütern würden die genannten Reichweiten der Uranvorräte um einen Faktor von etwa 30 größer sein. Allerdings müssten solche Hochkonverter und Brüter einschließlich der zugehörigen Wiederaufbereitungs-

⁶ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Rohstoffen 2004, <http://www.bgr.bund.de>.

⁷ BP Statistical Review of World Energy, June 2005, <http://www.bp.com/statisticalreview>.

anlagen die Anforderungen an eine „katastrophenfreie Kerntechnik“ erfüllen, s. Kapitel 4.2.2.

Für eine langfristige Versorgung mit Kernbrennstoffen können außerdem die Vorräte an Thorium zu den Uranvorräten hinzugerechnet werden, die etwa von der gleichen Größenordnung wie die derzeit bekannten Reserven an Uran sind. Die mehr als tausendfache Menge ist darüber hinaus im Meerwasser der Ozeane enthalten. Sie ist mit neueren, von japanischen Wissenschaftlern entwickelten Adsorptionsverfahren zu einem geschätzten Uranpreis von 400 bis 500 \$/kg zu erschließen.

Die gesicherte Uranversorgung trägt zur Stabilisierung der Preise der anderen Energien bei. Eine Verarbeitung des weltweit vorhandenen waffengrädigen Plutoniums zu Brennelementen schaffte zudem die Möglichkeit seiner friedlichen Beseitigung.

Tabelle 1: Reichweite von Uranvorräten^{8, 9}

Kategorie	Vorräte Mill. t	Reichweite Jahre	Bemerkung
Reserven der Kostenkategorie < 80 US-\$/kgU	3.8	54	3 % der Stromerzeugungskosten durch Uranerz verursacht
Reserven der Kostenkategorie zwischen 80 und 130 US-\$/kgU	0.94	13	
Weltweite Ressourcen, die bei steigenden Preisen und technischem Fortschritt gewinnbar oder aus geologischen Gründen zu erwarten sind. Davon können über 70 % als gesichert angesehen werden.	~20	280	Erhöhung der Stromerzeugungskosten um etwa 30 %
Thorium (in Zukunft gewinnbar)	~20	280	Einsatz in Hochkonvertern
Uran aus Meerwasser (geschätzte Kosten 400–500 US-\$/kg U) ¹⁰	Fast unbegrenzt	Fast unbegrenzt	Würde die Stromerzeugungskosten verdoppeln

⁸ „Uranium 2005: Resources, Production and Demand“ der IAEA und OECD NEA (im Druck)

⁹ Kugeler, K.: private Mitteilung.

¹⁰ N. Seko and M. Tamada: R&D towards Recovery of Uranium from Seawater, IUPAP Working group on Energy, Report on R&D of Energy Technologies, 2004.

2.5 Versorgungssicherheit für Deutschland

Angesichts der Bedarfs- und Versorgungsdynamik am Weltenergiemarkt für fossile Primärenergie und wegen der Importabhängigkeit Deutschlands bei Energierohstoffen ist der Versorgungssicherheit aus eigenen Quellen sicherlich große Bedeutung zuzumessen. Allerdings ist sie im erweiterten europäischen Rahmen zu sehen. Die heimische Braunkohle kann als eine relativ günstige Energiequelle nicht hoch genug eingeschätzt werden. Die erheblich subventionierte heimische Steinkohle dagegen ist zu teuer. Sie kann mit importierter Steinkohle nicht wirklich konkurrieren. Es ist ein Gebot wirtschaftlicher Effizienz sie weiter zurückzufahren. Dabei wird man berücksichtigen, dass es im Interesse des Erhalts einer hinreichenden technologischen Basis für den weltweiten Export von Kohleförderungsanlagen, Bergbaumaschinen und Zubehör liegen kann, ein Minimum zu erhalten. Ökonomisch gesehen kommt es darauf an, ob sich das langfristig ohne Subventionierung rechnet. Aber letztlich bleibt es eine Frage politischer Wertung.

Bei Erdöl und Erdgas beträgt die Importabhängigkeit über 80 % (Bild 3) und nimmt ständig weiter zu. Man mag es in diesem Zusammenhang auch als einen Nachteil ansehen, dass Deutschland im Gegensatz zu seinen europäischen Nachbarn – England (BP), Frankreich (Total), Holland (Shell), Italien (ENI/Agip) und Spanien (Repsol-YPF) – keine der großen internationalen Ölgesellschaften aufzuweisen hat.

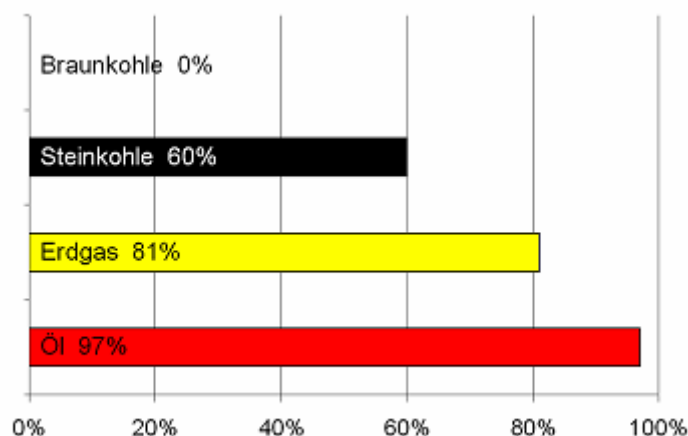


Bild 3: Importabhängigkeit Deutschlands bei Energierohstoffen¹¹

¹¹ Welte, D. H. und Böcker, D.: Die Versorgung mit Primärenergie – eine gemeinsame Aufgabe von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft, in: VGB PowerTech 3 (2006), S. 40-47 (im Druck).

Die drei fossilen Energieträger, Erdöl, Erdgas, Kohle, bestreiten rund 80 % der deutschen Primärenergieversorgung. Daran wird sich auch in Zukunft wenig ändern können. Die deutsche Energieverbrauchsstruktur ähnelt der globalen Verbrauchsstruktur (Bild 4). Ein Vergleich mit der globalen Reservesituation der drei wichtigsten fossilen Energieträger zeigt die Disproportionalität in der Nutzung. Kohle mit einer sehr viel größeren Reserve und einer potenziellen Reichweite von mehreren 100 Jahren wird aus Gründen der Effizienz weniger genutzt als Erdöl und Erdgas mit einer rechnerischen Reichweite von etwa 40–50 bzw. gut 60 Jahren.

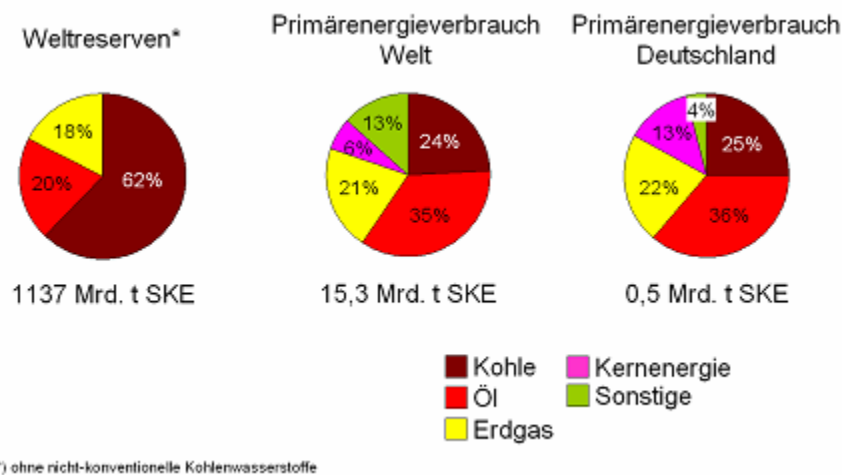


Bild 4: Reserven und Verbräuche

2.6 Erschließung neuer Ressourcen

Während Reserven¹² in der Erdölindustrie weltweit nach ganz bestimmten methodischen Verfahren festgelegt werden und Zahlenangaben daher weitgehend zuverlässig sind, ist die Frage der Ressourcenbestimmung nicht so klar geregelt bzw. methodisch veraltet.

Deutschland verfügt über das Wissen und das technisch-fachliche Potenzial einer modernen, auf neuester Technik basierenden Ressourcenbewertung für Erdöl und Erdgas. Da neue Vorkommen an Kohlenwasserstoffen weltweit immer seltener entdeckt werden und der Wettbewerb um sie schärfer wird, sollte die Identifizierung neuer Vorkommen immer weiter im Vorfeld der Konzessionsnahme erfolgen. Aus Gründen

¹² s. Fußnote 5 in Kapitel 2.3.

der technischen Planung würde sich dies auch auf die spätere Erschließung und Produktion sehr günstig auswirken.

3. Wirtschaftlichkeit

Obwohl Endenergie eine unverzichtbare Komponente eines leistungsfähigen Wirtschaftssystems ist, beansprucht ihre Bereitstellung in den reichen Ländern bisher nur wenige Prozentpunkte des Bruttosozialprodukts. Das bedeutet aber nicht, dass es auf den Preis der Energie nicht ankäme. Das spüren schon die privaten Haushalte, die sich zunehmend um Einsparung von Energie bemühen, indem sie auf effizientere Formen der Hausheizung und der Wärmedämmung umstellen, aber auch indem sie den Benzinverbrauch verringern. Die Politik kann und sollte dieses Verhalten durch umfassende Information über den Fächer der Einsparmöglichkeiten im privaten Bereich befördern. Regulativer Gängelung sollte sie sich dagegen enthalten.

Stärker noch als die privaten Haushalte reagieren die Unternehmen seit langem auf die steigenden Energiepreise. Die Energieintensität der Produktion kann über Einsparprozesse aber nicht von heute auf morgen, sondern nur im Verlauf von Jahren, also mittelfristig, gesenkt werden, weil es dafür erheblicher zusätzlicher Investitionen bedarf. Daher bewirkt jeder Anstieg der Energiepreise, der über den gleichzeitigen Anstieg der Absatzpreise hinausgeht, eine reale Steigerung der Produktionskosten und bremst die Entwicklung. Insoweit die Energievertéuerung nicht durch Produktivitätssteigerungen in den Unternehmen und/oder Zugeständnissen bei den Lohn- und sonstigen Arbeitskosten aufgefangen werden kann, geht das zulasten der Beschäftigung. Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung hat darauf aufmerksam gemacht, dass in Deutschland die Energieintensität in den vergangenen 25 Jahren um immerhin 23 Prozent verringert worden ist und dass aber die verbleibenden Spielräume für weitere Einsparungen ebenfalls abgenommen haben dürften. Insoweit ein Anstieg der Energiepreise nicht durch veränderte Weltmarktbedingungen verursacht, sondern Folge verschärfter Energiebesteuerung ist, kommt es zudem zu einem Verlust an internationaler Wettbewerbsfähigkeit.

Weitere Steigerungen der realen Kosten für die Versorgung mit Endenergie werden das im internationalen Vergleich seit vielen Jahren ohnehin geringe deutsche Wirtschaftswachstum zusätzlich hemmen und können letztlich zu sozialen Verwerfungen führen. Man mag argumentieren, dass das in Kauf zu nehmen sei, wenn es hilft, übergeordnete Ziele der Ressourcenschonung und der Stabilisierung des Weltklimas zu erreichen. Dies aber kann Deutschland nicht im Alleingang bewirken. Wirksam und daher erforderlich sind internationale Vereinbarungen, die die wichtigsten Energieverbraucher der gesamten Welt einbinden, insbesondere neben den heutigen Unterzeichnerstaaten des Kyoto-Protokolls auch die USA, China und Indien. Darauf sollte politisches Bemühen gerichtet sein.

Jede weitere Verteuerung der heimischen Energie ohne ein weltweites Abkommen zur Verteilung der Lasten der Umweltschonung mindert die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und damit ihrer Beschäftigten. Sie begünstigt zudem ein Abwandern von energieintensiven Industrien in Länder ohne solche zusätzlichen Belastungen, wie das Beispiel der Aluminiumproduktion gezeigt hat. Mit einem deutschen Alleingang wäre ressourcen- und umweltpolitisch überhaupt nichts gewonnen, aber die Beschäftigung hierzulande würde zusätzlich gefährdet.

Aus dem Gebot der Wirtschaftlichkeit folgt für das politische Handeln auch, dass den Energieerzeugern durch weiter in die Zukunft reichende Festlegungen Planungssicherheit für die Investitionsprozesse zu geben ist, um einem Attentismus im Kraftwerksbau und in der Entwicklung zukunftsweisender Techniken vorzubeugen.

4. Techniken zur Umwandlung von Primärenergie

4.1 Erzeugung von elektrischer Energie

4.1.1 Mit fossilen Brennstoffen gefeuerte Kraftwerke

Für die Stromerzeugung ist Kohle nach wie vor die wichtigste Energiequelle. Ihr Anteil an der Stromerzeugung liegt weltweit bei knapp 40 % und in Deutschland bei etwas

über 50 %. Während in vielen Ländern noch Kohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von nur etwa 25 % betrieben werden, ermöglichen Dampfkraftwerke nach heutigem Stand bei Einsatz von Steinkohle Wirkungsgrade über 45 % und über 43 % bei Einsatz von Braunkohle.

Die heute bereits sehr weit entwickelten Techniken – von Kraftwerken für fossile Brennstoffe auf der Basis von Kohle sowie gekoppelte Gas-Dampfkraftwerke auf der Basis von Erdgas – werden in den nächsten Jahren noch weiter verbessert werden. Bei mit Erdgas befeuerten Gas-Dampfturbinenkraftwerken (GUD-Prozesse) werden Wirkungsgrade von über 60 % und in Gas-Dampfturbinenkraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC, *Integrated Gasification Combined Cycle*) von über 50 % erwartet (Tabelle 2).

Tabelle 2 : Wirkungsgrade der Erzeugung von elektrischer Energie auf der Basis fossiler Brennstoffe heute und in der Zukunft^{13, 14}

Prozess	Brennstoff	heutige Technik		zukünftige Technik	
		charakter. Wert (%)	Bestwert (%)	Ohne CO ₂ -Absch. (%)	mit CO ₂ -Absch. (%)
Dampfturbinenprozess	Kohle	35...40	46	50	42
GUD – Verfahren	Erdgas	50...55	58	62	54
GUD – Verfahren	Kohle		50		46

¹³ Report on Research and Development of Energy Technologies, edited by IUPAP Working Group on Energy, October 2004, <http://www.iupap.org/wg/energy/report-a.pdf>.

¹⁴ Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen, Nr. 527, Stand: Dezember 2003. Herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit – Referat Kommunikation und Internet (LP4) – ISSN 0342 – 9288 (BMWADokumentation).

4.1.1.1 Techniken zur Entsorgung von Schadstoffen aus Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden

Nachdem die Techniken zur Abscheidung von SO_2 , NO_x und Stäuben weit entwickelt und in vielen Ländern eingeführt sind, ist das nächste Entwicklungsziel die Abscheidung und Deponierung des bei der Verbrennung entstandenen Kohlendioxids. Hierfür sind bei Kohlekraftwerken mehrere Verfahren denkbar. Alle befinden sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium. Verfahrenstechnisch bedingt werden sie eine Verminderung des Wirkungsgrades und einen erheblichen zusätzlichen Kapitalkaufwand erfordern.

Nach dem Abtrennen des Kohlendioxids muss seine Langzeitspeicherung folgen. Hierzu wird die Speicherung in erschöpften Erdöl- und Erdgaslagerstätten, im porösen Gestein tiefer Salzwasserleiter, in Mineralien wie den beiden häufig vorkommenden Serpentin und Olivin sowie in Kohleflözen und in der Tiefsee diskutiert. Serpentin und Olivin enthalten Magnesiumoxid, das sich mit Kohlendioxid zu einem stabilen Karbonat verbindet. Allerdings ist die Reaktionsgeschwindigkeit für eine Anwendung viel zu gering. Daher müssten die Mineralien abgebaut, als Pulver in einem Reaktor mit Kohlendioxid umgesetzt und anschließend wieder deponiert werden. In Europa untersucht man zurzeit vorwiegend die Möglichkeiten der Speicherung in tief liegenden salinen Aquiferen,¹⁵ in den USA dagegen wird vorrangig die Speicherung in nicht abbaubaren Kohleflözen erforscht. Komprimiertes überkritisches Kohlendioxid löst sich in der organischen Kohlesubstanz und diffundiert dann in die Porenstruktur der Kohle, wo es dort gespeichertes Methan verdrängen würde. Die Kohlendioxidspeicherung würde so mit einer Methangewinnung aus Kohleflözen verbunden.

Die genannten Verfahren der CO_2 -Abscheidung im Verbund mit der Endlagerung des CO_2 würden die Stromerzeugungskosten, die heute in Westeuropa auf der Basis von Importkohle, Braunkohle oder Erdgas etwa 0,03 €/kWh_{el} betragen, verdoppeln. Die Verfahren der CO_2 -Abscheidung und -Speicherung sind auf Großanlagen beschränkt und müssen auch im Hinblick auf die Endlagersicherheit qualifiziert werden.

¹⁵ Mit salinen 800 m tief gelegenen Kavernen in der Nordsee (z.B. Sleipner Gasfeld) macht man seit 10 Jahren Erfahrungen mit einer jährlichen Einlagerung von 1 Mio. t CO_2 .

4.1.2 Kernkraftwerke

Kernkraftwerke erzeugen derzeit etwa 16 % der weltweit genutzten elektrischen Energie, in einigen Ländern, so z. B. in Frankreich mit 78 %, ist der Anteil weitaus größer. Frankreich muss daher keine zusätzlichen Belastungen zur Kohlendioxidverminderung nach dem Kyoto-Protokoll übernehmen. Das macht dort kostensteigernde planwirtschaftliche Maßnahmen wie das Erneuerbare Energien Gesetz, das Gesetz zur Kraft-Wärme-Kopplung oder das Handelssystem für Emissionsrechte überflüssig. Die heute überwiegend eingeführten Leichtwasserreaktoren werden mit einem Wirkungsgrad von rund 33 % betrieben und erreichen in vielen Ländern ausgezeichnete Verfügbarkeiten, so ist z. B. in Deutschland die mittlere Arbeitsverfügbarkeit 90 %. Die Stromerzeugungskosten sind dementsprechend niedrig. Für abgeschriebene Anlagen werden etwa 0,02 €/KWh_{el} (einschließlich der notwendigen Rückstellungen für die Entsorgung) genannt, für neue Anlagen wie den EPR¹⁶ in Finnland sind es rund 0,03 €/KWh_{el}. Verlängerungen der Einsatzdauer werden bei den dann abgeschriebenen Anlagen zu weiteren Kostensenkungen führen.

In vielen Ländern der Welt arbeiten gut gewartete und zuverlässig überwachte Anlagen mit sehr geringen radioaktiven Emissionen im Normalbetrieb (z. B. in Deutschland mit einem Wert der Dosisbelastung von < 10 µSv/a, was weniger als 1 % der bestehenden Gesamtbelastung der Bevölkerung entspricht). Gemessen an anderen zivilisatorischen Risiken und Schäden, z. B. im Verkehr, haben sie bislang keine auch nur annähernd vergleichbaren Unfallbelastungen für die Menschen verursacht.

Die Beurteilung der Sicherheit heutiger Anlagen beruht auf einem probabilistischen Konzept, d. h. der Zulässigkeit einer nur sehr kleinen Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts. Die neue Anforderung für die Sicherheit zukünftiger Anlagen verlangt dagegen, dass die Schäden durch Austritt radioaktiver Stoffe auf den Bereich der Anlage selbst beschränkt bleiben müssen. Das wurde übrigens schon im modifizierten deutschen Atomgesetz für zukünftige Anlagen 1994 gefordert. Andere Länder haben sich diese hohe Anforderung zu Eigen gemacht. So wird der EPR einen Corecatcher und ein doppelschaliges Containment erhalten, um eine Kernschmelze einzuschließen,

¹⁶ Europäischer Druckwasserreaktor (European Pressurized Water Reactor).

zu kühlen und die Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umwelt deutlich zu reduzieren. Diese aufwändige Sicherheitstechnik ist bei sehr großen Anlagen einsetzbar und erhöht die Sicherheit.

Kleinere Kernreaktoren, die in vielen Ländern besser an die Kapazität der Netze angepasst sind und in vielen Bereichen der Energiewirtschaft einsetzbar sein werden, sind in modularer Bauweise wirtschaftlich realisierbar. Ein Beispiel für diese Technik sind Hochtemperaturreaktoren kleiner Leistung, deren Core auch nach vollständigem Kühlmittelverlust und Ausfall der aktiven Kühlung nicht schmelzen oder unzulässig überhitzt werden kann. Die radioaktiven Spaltprodukte bleiben bei diesem System unter allen Störfallbedingungen in den Brennelementen eingeschlossen. Dieses Sicherheitsverhalten bleibt übrigens auch nach terroristischen Angriffen mit der Zerstörung aller Gebäude der Reaktoranlage erhalten. Dieses Sicherheitsprinzip, das auch als katastrophenfreie Kerntechnik bezeichnet werden kann, wurde wesentlich von Rudolf Schulten und seinen Mitarbeitern an der RWTH Aachen und der damaligen Kernforschungsanlage Jülich (heute Forschungszentrum Jülich) entwickelt und über mehrere Jahre in einem Versuchsreaktor kleiner Leistung, dem AVR, erprobt. Wesentliche Komponenten für Hochtemperaturreaktoren wurden für den Bau des Thorium-Hochtemperaturreaktors THTR-300 von der Hochtemperatur-Kernkraftwerksgesellschaft (HKG mbH, Gemeinsames Europäisches Unternehmen) in Hamm-Uentrop entwickelt. In 16.410 Betriebsstunden konnten beim Betrieb dieses Reaktors wertvolle Erfahrungen gesammelt werden.¹⁷

Die derzeitigen bzw. in naher Zukunft realisierbaren Fortschritte in der Reaktorsicherheit sind weltweit an zwei wesentlichen Entwicklungsrichtungen zu erkennen:

- Systeme, bei denen das Risiko schwerer Unfälle weiter reduziert werden soll (z. B. EPR in Europa, AP 1000 in den USA, ABWR in Japan),
- Systeme ohne Kernschmelzen und mit inhärenter Sicherheit (HTR in China, Japan, Südafrika, USA, Russland, EU).

Neben diesen Bemühungen, die oft auch mit der Bezeichnung „Generation III“ belegt werden, gibt es international unter Beteiligung aller wesentlichen Länder auf dem Gebiet der Kerntechnik (außer Deutschland) eine umfassende Bemühung um Kern-

¹⁷ Knizia, K.: Der THTR 300 – Eine vertane Chance? ATW Intern. Zeitschrift für Kernenergie, 47 (2002), Heft 2.

kraftwerke der Zukunft (Generation IV), vgl. Tabelle 3. Diese Anlagen sollen weitestgehend inhärente Sicherheit aufweisen, hohe Wirkungsgrade und verbesserte Brennstoffnutzung sowie eine Reduktion der langlebigen Abfallstoffe (z. B. Aktiniden) möglich machen. In diesem Projekt sollen folgende Techniken eingehender untersucht werden:

- superkritischer wassergekühlter Reaktor,
- Very High Temperature Reactor (VHTR) mit der besonderen Zielsetzung der H₂-Erzeugung,
- schnelle Brutreaktoren mit Blei- bzw. Natriumkühlung,
- schneller heliumgekühlter Brutreaktor,
- Salzschnmelzenreaktor,
- Schwerwasserreaktor mit Thorium Einsatz
- und schließlich für die weitgehende Umwandlung von Plutonium und minoren Aktiniden beschleunigerbetriebene Transmutationssysteme.

Die letztgenannte Methode wird im Verbund mit einer Feintrennung von Isotopen (Partitioning) als eine alternative Entsorgungsoption zur direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente angesehen.¹⁸ Wie die inhärent sicheren Kraftwerke der Generation IV selbst müssen auch alle Stationen dieser neuen Art der Abfallbehandlung die gleichen hohen Sicherheitsanforderungen erfüllen, einschließlich der Sicherheit gegen terroristische Angriffe; dies gilt besonders für die Anlagen zur Feintrennung von Isotopen und zur Transmutation sowie für die Lager für Plutonium und Aktinide. Damit wird ein Nachweis der Langzeitsicherheit für 1000 Jahre möglich, was die Endlagerung somit zu einer beurteilbaren Fragestellung macht.

Insgesamt bleibt festzustellen, dass die heutigen zentralen Fragen bei der Nutzung der Kernenergie – schwere Unfälle und Endlagersicherheit – für die Zukunft anders und überzeugend gelöst werden können und müssen.

Die internationalen Entwicklungen werden diese Fragen beantworten, und es wäre klug, daran mitzuwirken.

¹⁸ Hier sei angemerkt, dass in der Tat ein merkliches Risiko aus der Endlagerung nur aus dem Vorhandensein größerer Mengen von Plutonium und Aktiniden in dieser Lagerstätte abgeleitet werden kann. Wenn mit der Transmutation eine hinreichende Umwandlung der genannten Stoffe möglich wird, ist die Radiotoxizität des Endlagers nach rund 1000 Jahren kleiner als diejenige der ursprünglichen Lagerstätte des Urans.

Eine weitere wichtige Forderung im Zusammenhang mit der Nutzung der Kernenergie ist, den Missbrauch von Spaltstoffen zu unterbinden. Dies muss durch wirksame internationale Kontrollen (IAEA) gewährleistet werden. Brennstoffzyklen, die mit nur schwach angereichertem Material arbeiten, haben hier besondere Vorteile. Eine Grenze für die Anreicherung wird heute bei 20 % gesehen.

Tabelle 3: Einige Aspekte verschiedener Generationen von Kernkraftwerken

Aspekt	Dimension	LWR heute	Generation III (z. B. EPR)	Generation IV (z. B. VHTR)
thermische Leistung	MW	3800	4500	400
max. Temperatur	°C	280	280 bzw. 950 bei kleinen HTR	950
Wirkungsgrade	%	33	35	50
Wahrscheinlichkeit für Kernschmelzen	$\frac{1}{a}$	$10^{-4} \dots 10^{-6}$	$10^{-7} \dots 10^{-8}$ bzw. 0 bei kleinen HTR	0
Stromerzeugungskosten	$\frac{ct}{KWh_{el}}$	2 ^(a)	3 ^(b)	3 ^(c)

((a) abgeschriebene LWR, (b) EPR in Finnland, (c) HTR in Südafrika)

4.1.3 Fusionskraftwerke

Fusionskraftwerke könnten ebenfalls die Versorgung mit elektrischer Energie dauerhaft sichern, da die notwendigen Brenn- und Brutstoffe – Deuterium und Lithium – in unbegrenzter Menge vorhanden sind. Erste Fusionsreaktionen im JET-Projekt (1997) haben gezeigt, dass die Verschmelzungsreaktionen bei der Fusion grundsätzlich möglich sind. Da Fusionsreaktionen mit geladenen Teilchen ungleich schwerer zu realisieren sind als Spaltungsreaktionen mit Neutronen, ist für die physikalische und technische Realisierung von Fusionskraftwerken noch kein zeitlicher Rahmen abzustecken.

Tabelle 4 zeigt einen zeitlichen Ablauf der Entwicklung bei der Kernspaltung und der Kernfusion und macht deutlich, welcher langer Weg noch vor der Fusionsentwicklung liegt, wobei heute über die Erfolgchancen der einzelnen in Tabelle 4 angedeuteten Schritte keine verlässlichen Aussagen möglich sind.

Tabelle 4: Zeitplan der Entwicklung der Physik der Kernreaktionen in der Energietechnik

Schritt bei der Entwicklung	Kernspaltung	Kernfusion	Aufgaben
1) Nachweis der Reaktion	Hahn / Strassmann 1938	JET 1992	physik. Aufgabe
2) erste Kettenreaktion	Fermi 1942	ITER 2015 ?	physik. Aufgabe
3) erste Leistungsreaktoren	USA 1950	?	technische Aufgaben
4) erste kommerzielle Anlagen	Biblis 1971		techn. Aufgaben: Großkomponenten
5) wesentliche Technik im Markt	D (30%) 1985		kommerzielle Anforderungen

Die grundsätzlichen Vorteile von Fusionskraftwerken – wie dauerhaft gesicherte Rohstoffversorgung, Vermeidung von sehr langlebigen radioaktiven Abfällen, Ausschluss katastrophaler Unfälle – machen diese Option aber so interessant, dass sie trotz aller Schwierigkeiten intensiv verfolgt und weiter untersucht werden wird.

4.1.4 Windenergiekonverter

Windenergiekonverter haben zwar einen hohen technischen Reifegrad erreicht und werden inzwischen dank einer von den Stromverbrauchern zu tragenden beträchtlichen Subventionierung (Einspeise- und Vergütungskonzept) in Deutschland in größerem Umfang betrieben.¹⁹ Sie steuerten trotzdem in 2005 mit 26,5 TWh nur etwa 5,5 %²⁰

¹⁹ Ende 2005 hatten Windenergieanlagen in Deutschland mit 18428 MW fast die Bruttoleistung aller 17 noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke erreicht (21366 MW).

²⁰ Demgegenüber deckten die 17 noch betriebenen Kernkraftwerke der Bundesrepublik 29 % des gesamten Strombedarfs.

des deutschen Bedarfs an elektrischer Energie bei ²¹ (Bild 5). Um diesen witterungsbedingt nur unzuverlässig verfügbaren Strom nutzen zu können, müssen aus anderen, zuverlässig verfügbaren Kraftwerken die Defizite des Windstromangebots kompensiert werden. Dabei beläuft sich diese Kompensation – über ein Jahr summiert – auf das Drei- bis Vierfache der Einspeisung von Windstrom.

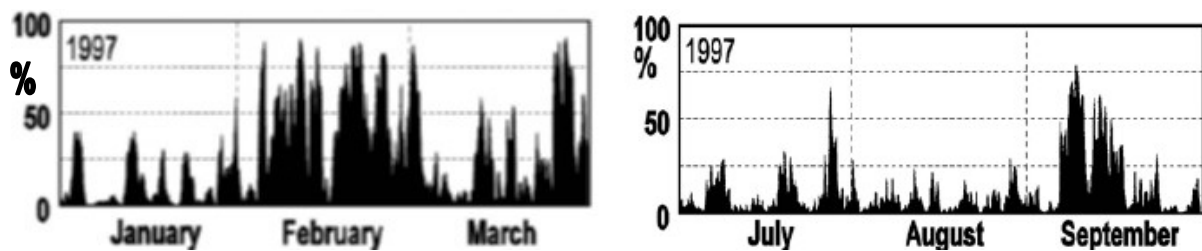


Bild 5: Zeitliche Fluktuationen der erzielten Windleistung in windstarken und windarmen Monaten am Beispiel eines typischen Windenergie-Parks in Deutschland²²

Wesentliche Anstrengungen sind derzeit auf die Entwicklung von Windenergieanlagen mit mehreren MW Leistung für den Offshore-Einsatz gerichtet. Es wird erwartet, dass dadurch die Volllaststunden auf 2500 bis 3000 Stunden pro Jahr angehoben werden können ²³ und damit eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit möglich wird. Vermehrte Aufwendungen sind dann für die Netzanbindung, für den Ausbau der Transportnetze sowie für die vorzuhaltende „Warmreserve“ konventioneller Kraftwerke, der sog. Regelleistung, erforderlich.^{24, 25}

4.1.5 Wasserkraftwerke

Wasserkraftwerke sind unter Nutzung verschiedener Techniken in praktisch allen Ländern der Welt lange bewährt im Einsatz. Weltweit werden 17 % der elektrischen Energie in Wasserkraftwerken erzeugt, also in gleicher Größe wie Strom aus Kernener-

²¹ Datenblatt Windenergie in Deutschland (zuletzt aktualisiert: 27. Februar 2006), www.wind-energie.de.

²² H. J. Wagner in Landolt-Börnstein VIII, 3 Energy Technology, Subvol. C, Renewable Energy, Springer 2006.

²³ Derzeit beträgt die Zahl der Volllaststunden aller deutschen Windkraftanlagen etwa 1600 h/a.

²⁴ Dany, G., Haubrich, H.-J., Luther, M., Berger, F., von Sengbusch, K.: Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber. *Energiewirtschaftl. Tagesfragen* 53 (2003), 562-566.

²⁵ Deutsche Energie-Agentur: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. <http://www.deutsche-energie-agentur.de/page/index.php?id=2730>.

gie. In einigen Ländern beträgt der Anteil des Stroms aus Wasserkraft fast 100 %. Insgesamt könnte durch den weiteren Ausbau des bislang noch nicht genutzten Wasserkraftpotenzials – vornehmlich in Asien, in Gebieten der ehemaligen Sowjetunion, Afrika und Südamerika – die Stromgewinnung aus Wasserkraft vervierfacht werden. Allerdings ist die Erzeugung dieser Energie oftmals nur sehr verbraucherfern möglich und schafft damit große Transportprobleme.

Deutschland verfügt über 2,6 GW Laufwasserkraftwerke und 5,2 GW Pumpspeicherkraftwerke zum Netzausgleich. Etwa 4 % der produzierten elektrischen Energie in Deutschland stammen aus Wasserkraftwerken. Die Potenziale in Deutschland sind weitestgehend ausgenutzt; unter Beachtung wirtschaftlicher Randbedingungen ist hier praktisch kein Zubau mehr möglich. Auch der Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten, der unter dem Gesichtspunkt eines zukünftig vermehrten Einsatzes von regenerativ erzeugtem Strom sehr wünschenswert wäre, stößt an Grenzen.

Gezeitenkraftwerke sind bislang nur in einer größeren Anlage (Rance/Frankreich 240 MW) realisiert worden. Vergleichsweise hohe Investitionskosten stehen dem an sich möglichen Zubau an mehreren Standorten in der Welt im Wege.

Wellenkraftwerke sind eine weitere international untersuchte Möglichkeit. Auch von ihr sind in absehbarer Zeit keine nennenswerten Versorgungsbeiträge zu erwarten.

4.1.6 Fotovoltaische Stromerzeugung und solarthermische Kraftwerke

Obwohl Solarenergie der Erde in großem Umfang zugestrahlt wird, ist die Möglichkeit ihrer technischen Nutzung doch sehr begrenzt, einmal durch die insgesamt geringe Strahlungsdichte, zum anderen durch die Tatsache, dass von den 8.760 Stunden des Jahres die ergiebige Sonnenscheindauer in Deutschland nur etwa 1.000 Stunden, in sonnenreichen Gebieten etwas über 2.000 Stunden beträgt. Die Nutzung der Solarenergie wird weiter erschwert durch das zeitlich stark schwankende Angebot sowie durch die Diskrepanz zwischen dem Angebot an Solarenergie und der Nachfrage nach Energie.

Zur Erzeugung von elektrischer Energie sind fotovoltaische und solarthermische Verfahren geeignet und weit entwickelt²⁶.

Bei fotovoltaischen Systemen (Si, Cu₂S, Cu (In Ga), Se₂, CdTe) werden heute technische Wirkungsgrade von mehr als 10 % realisiert, und diese Werte können auch stabil über Jahre gehalten werden. Fotovoltaische Systeme sind vorteilhaft in sonnenscheinreichen Gegenden ohne Stromverteilungsnetze sowie für Spezialanwendungen einsetzbar, z. B. für den Betrieb von Notrufsäulen, zur Stromversorgung von entlegenen Gebäuden oder Segelbooten. Zur Stromerzeugung in großem Umfang dagegen ist in Deutschland für derartige Anlagen keine wirtschaftliche Basis vorhanden. Die Unterschiede in den Stromerzeugungskosten im Vergleich zu den billigeren fossilen oder nuklearen Anlagen werden immer groß bleiben. Zudem müssen ausreichend große und wirtschaftliche Speichersysteme zur Verfügung stehen, um das zeitlich schwankende Angebot an Solarenergie der Nachfrage nach Energie anzupassen.

Bei der oft genannten Speicherung über Wasserstoff gingen z. B. rund 70 % der photovoltaisch erzeugten elektrischen Energie durch die notwendige Umwandlungskette

- Wasserelektrolyse,
- Wasserstoffkompression bzw. -verflüssigung,
- Wiederverdampfung,
- Transport
- und Stromerzeugung in einem Kraftwerk oder in Brennstoffzellen

verloren und vervielfachten dadurch die reinen Stromerzeugungskosten der Fotovoltaikanlage, s. Tabelle 5. Weiterentwicklungen photovoltaischer Systeme müssen daher sowohl auf höhere Wirkungsgrade und deutliche Reduktion der Investitionskosten als auch auf die unabdingbar notwendigen Speichertechniken gerichtet sein.

Solarthermische Kraftwerke können in Form von Solarfarmanlagen oder Solartowersystemen realisiert werden. Beide nutzen die direkte Sonneneinstrahlung – damit ist ihr Einsatz in sonnenreichen Ländern denkbar. Durch Fokussierung der Sonnenstrahlung

²⁶ Anwendungen Solarthermischer Anlagen wurden bereits auf der Pariser Weltausstellung 1878 gezeigt. Augustin Mouchot (Die Sonnenwärme und ihre Industriellen Anwendungen, 1879) erwähnt bereits die Möglichkeit, mit Solarenergie Wasser zu spalten.

über Spiegelfelder auf einen Receiver können z. B. beim Solartowerverfahren Temperaturen in einem Arbeitsgas von über 1000 °C erreicht werden, wodurch der Betrieb von GUD-Prozessen möglich wird. Gesamtwirkungsgrade solarthermischer Kraftwerke von 20 bis 25 % werden realisierbar. Von allen solaren Stromerzeugungsoptionen ist dieses Verfahren insgesamt für günstige Standorte wie etwa Nordafrika interessant. Ideen zum Transport der elektrischen Energie in Ballungszentren des Verbrauchs in Westeuropa müssen wiederum die Auslastung einbeziehen und bedürfen der kritischen Überprüfung.

Das Solarfarmkonzept ist in mehreren großen Anlagen (bis zu 100 MW_{el}) im Süden der USA gebaut und betrieben worden, ist aber für Deutschland wegen der geringen Sonnenscheindauer nicht geeignet.

4.1.7 Strom aus Biomasseanlagen

Biomasse kann in verschiedenen Prozessen zur Erzeugung von elektrischer Energie eingesetzt werden: Dampfturbinenprozesse, bei denen die Kesselfeuerung auf der Verbrennung von Biomasse basiert; Vergasung von Biomasse und Einsatz der gereinigten Brenngase in GUD-Prozessen; Einsatz von Brenngasen in Blockheizkraftwerken, die evtl. in Zukunft auch um Brennstoffzellenanlagen erweitert werden könnten. Derartige Verfahren ermöglichen heute Wirkungsgrade von rund 30 % und besitzen das Potenzial einer Anhebung auf etwa 40 %. Biomasseanlagen weisen den besonderen Vorteil auf, dass sie mit hoher Auslastung betrieben werden können. Überall dort, wo gleichzeitig ein Entsorgungsproblem zu lösen ist, z. B. Beseitigung von Bioabfällen aus Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Kommunen oder aus der Holzindustrie, können die genannten Verfahren, unterstützt durch Förderprogramme, sinnvoll eingesetzt werden. Die jahreszeitlich möglicherweise bedingte unstetige Anlieferung von Biomasse erschwert allerdings ihren Einsatz.

Die Menge an anfallenden Biomassen ist zudem beschränkt und wird diese Art der Stromerzeugung, weder in Deutschland noch weltweit, zu einer wesentlichen Versorgungsoption werden lassen. Allgemein wird davon ausgegangen, dass sich zukünftig max. 10 % der elektrischen Energie auf der Basis dieses Energieträgers darstellen

lassen. Gewisse zusätzliche Möglichkeiten werden für die Zukunft bei der Gewinnung zusätzlicher Biomassen durch Aquakulturen gesehen. Alle Optionen müssen überprüft werden im Hinblick darauf, dass es in Zukunft notwendig sein wird, mehr Biomasse für die Ernährung der Weltbevölkerung zu erzeugen. Das gilt auch für die Erzeugung des Biodiesels bei uns im Vergleich mit der Einfuhr von Viehfutter.

4.1.8 Geothermische Kraftwerke

Erdwärme aus dem Inneren der Erde ist eigentlich ein praktisch unerschöpfliches Wärmereservoir. Wo immer die Natur uns diese Wärme in der Form natürlicher Heißdampf- oder Warmwasser-Quellen anbietet, wird sie auch genutzt. Damit werden derzeit weltweit etwa 0,3 % des globalen Strombedarfs und etwa 0,2 % des Bedarfs an Warmwasser gewonnen. Die Techniken zur Stromerzeugung sind bekannt und werden an den dafür geeigneten Standorten seit langem angewendet.

Eine neue Technik wird in Form des Hot-dry-rock – Verfahrens vorbereitet. Hierbei wird Wasser unter hohem Druck in heiße Gesteinsschichten mehrere Kilometer tief eingepresst. Um Dampf bei einer für eine halbwegs effiziente Stromerzeugung ausreichend hohen Temperatur von mindestens 150 °C zu gewinnen, bedarf es Tiefbohrungen von ca. 5 km Tiefe. In NRW wird die Nutzung geothermischer Energie sowohl an der RWTH Aachen (Lehrstuhl für angewandte Geologie) als auch an der Ruhr-Universität Bochum untersucht. Wegen des absehbaren, relativ hohen Kostenaufwands für solche Kraftwerksanlagen dürfte die Verwendung dieser Technik auf wenige günstige Standorte beschränkt sein.

4.1.9 Wirtschaftlichkeit verschiedener Optionen zur Stromerzeugung

Die folgende Tabelle 5 gibt eine Übersicht über die bei den verschiedenen Optionen zu erwartenden Erzeugungskosten elektrischer Energie. Sie verdeutlicht, dass die Fotovoltaik noch sehr weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt ist.

Tabelle 5: Investitions- und Erzeugungskosten einiger Verfahren zur Stromerzeugung

Primärenergie	Spez. Investitionskosten	Brennstoffkosten	Spezielle Stromerzeugungskosten
	US-\$/kW _{el}	ct/kWh _{th}	ct/kWh _{el}
Kohle (zu Weltmarktpreis)	~1000	~1	~4
Erdgas	~400	~2	~4,5
Windenergie	~1000	0	~5 ... 10
Fotovoltaik ohne Speicherung	~7000	0	~70
Fotovoltaik mit Wasserstoff-Speicherung	~7000 + Kosten für Umwandlung	0	~300
Kernkraft (alte Anlagen)	~600	~0,5	~2,5
Kernkraft (neue Anlagen)	~1500	~0,5	~3,5

4.2 Erzeugung von Treibstoffen

4.2.1 Kohlenwasserstoffe aus fossilen Energieträgern

Für die Umwandlung der Kohle in flüssige Treibstoffe stehen mit der direkten Kohleverflüssigung (Kohlehydrierung) nach Bergius und der indirekten Verflüssigung mittels Kohlevergasung und anschließender Fischer-Tropsch-Synthese zwei fundamentale Coal-To-Liquid-Technologien zur Verfügung. Beide Prozesse wurden in der ersten Hälfte des vergangenen Jahrhunderts in Deutschland erfunden und zur großtechnischen Anwendung entwickelt. Anfang der 1940er-Jahre waren zwölf Kohlehydrieranlagen und neun Produktionsanlagen für die Fischer-Tropsch-Synthese in Betrieb, in denen pro Jahr rund 4 Mio. t Kohlehydrierbenzin bzw. 600 000 t Synthesekraftstoff hergestellt wurden.

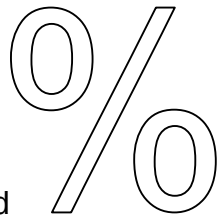
In der direkten Kohleverflüssigung nach Bergius wird gemahlene Kohle als Suspension in einem prozessstämmigen Lösungsmittel bei 450 °C mit Wasserstoff unter hohen

Drücken in Gegenwart eines Katalysators (meist Eisenoxide und -sulfide) zu einem Kohleöl umgesetzt. Anschließend kann das Kohleöl in einer zweiten katalytischen Prozessstufe, ähnlich wie Erdöl in heutigen Raffinerien, mit Wasserstoff zu Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. Bei der indirekten Kohleverflüssigung wird Kohle zunächst mit Wasserdampf und Luftsauerstoff bei Temperaturen oberhalb 900 °C zur Reaktion gebracht, wodurch ein Gasgemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, das so genannte Synthesegas, erzeugt wird. Nach einer Gasreinigung setzt man das Synthesegas im Fischer-Tropsch-Prozess an Eisen- oder Kobaltkatalysatoren bei 200-300 °C unter Druck um, wobei durch Hydrierung des Kohlenmonoxids lineare aliphatische Kohlenwasserstoffe (Alkane oder Paraffine) unter gleichzeitiger Bildung von Wasser synthetisiert werden. Der erhaltene Synthesekraftstoff ist ein hochwertiger Dieselmotorkraftstoff, der keine aromatischen Kohlenwasserstoffe sowie keinerlei Spuren an Schwefel- und Stickstoffverbindungen enthält. Dagegen ist das aus der direkten Kohleverflüssigung erhaltene Kohlehydrierbenzin aromatenreich und daher ein Ottomotorkraftstoff, der außerdem wie alle aus Erdöl gewonnenen Kraftstoffe noch Spuren von Schwefelverbindungen enthält. Die aus den beiden unterschiedlichen Kohleverflüssigungsprozessen hergestellten Kraftstoffe ergänzen sich gegenseitig, können aber mit modernen Raffinerietechniken in gewissen Grenzen auch in die jeweils andere Kraftstoffsorte umgewandelt werden. Die Wahl der Verflüssigungsrouten ist nicht völlig unabhängig von der Einsatzkohle. Denn mit dem Bergius-Verfahren lassen sich nur Braunkohlen und „geologisch junge“ Steinkohlen, so genannte hochflüchtige Steinkohlen, direkt verflüssigen, während die indirekte Verflüssigungsrouten über Kohlevergasung und Fischer-Tropsch-Synthese im Prinzip auf alle Kohlenarten sowie auch auf andere kohlenstoffhaltige Rohstoffe anwendbar ist.

Nach 1945 hat die Konkurrenz des Erdöls die Kohleverflüssigung unrentabel werden lassen. Nur die Republik Südafrika hat aus politischen Gründen ab 1950 in Sasolburg neue Produktionsanlagen zur indirekten Kohleverflüssigung über die Fischer-Tropsch-Synthese errichtet. Gegenwärtig produzieren die zwei Anlagen von Sasol Synfuels aus 45 Mio. t/a Kohle etwa 6,6 Mio. t/a (160 000 b/d) Dieselmotorkraftstoff und Benzin, was etwa 28 % des derzeitigen südafrikanischen Bedarfs deckt.

Synthesegas kann auch aus Erdgas – und sogar um die Hälfte kostengünstiger als aus Kohle – erzeugt werden. Seit 1993 betreiben Shell in Malaysia (Bintulu) und PetroSA in

Südafrika (Mossel Bay) industrielle Fischer-Tropsch-Synthesewerke, in denen aus Erdgas hergestelltes Synthesegas zur Produktion von flüssigen Kraftstoffen eingesetzt



wird (Gas-To-Liquid -Prozess). Die GTL-Anlage in Malaysia produziert 600 000 t/a (14700 b/d) flüssige Kohlenwasserstoffe. Die Kapazität der GTL-Produktion von PetroSA in Südafrika, bei der die Fischer-Tropsch-Technologie von Sasol eingesetzt wird, beträgt 1,96 Mio. t/a (47 000 b/d). Zur Zeit wird in Katar am Persischen Golf von Shell und Qatar Petroleum eine GTL-Anlage errichtet, die etwa zehnmal größer als die Shell-Anlage in Malaysia sein wird und ab 2009 die Produktion von 5.6 Mio. t/a (140 000 b/d) flüssigen Kraftstoffen aufnehmen soll. Am gleichen Standort wird gegenwärtig auch von Sasol und Qatar Petroleum ein viertes GTL-Werk für eine Produktion von 1,4 Mio. t/a (34 000 b/d) synthetische Kraftstoffe errichtet; weltweit wurden Pläne für den Bau weiterer Produktionsanlagen angekündigt. Da man in den 1970er- und 1980er-Jahren in Europa und den USA auch die Verfahren zur Kohlevergasung weiterentwickelt hat, stehen heute moderne und großtechnisch erprobte Techniken für beide Prozessstufen der indirekten Kohleverflüssigung zur Verfügung. Als Alternative zur Fischer-Tropsch-Synthese bietet Lurgi den MtSynfuels-Prozess („Methanol-to-Synfuels“) an. Diese Verfahrenskette besteht aus der Reformierung von Erdgas zu Synthesegas, Methanolsynthese (Mega-Methanol-Prozess), MTP-Prozess („Methanol-To-Propylen“) und der Oligomerisierung von Propylen zu flüssigen Kraftstoffen. Trotz der etwas längeren Verfahrenskette soll die Wirtschaftlichkeit des MtSynfuels-Prozess nach Angaben von Lurgi mit der Fischer-Tropsch-Route vergleichbar sein.

Eine Ausweitung der GTL-Produktion würde die Erdgasreserven zugunsten einer Streckung der Ölreserven belasten und hätte den Vorteil, Abhängigkeiten vom Nahostöl durch Erdgas aus anderen Regionen zu vermindern.

Neue Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur direkten Kohleverflüssigung nach Bergius wurden 1960 zunächst in den USA und nach der Ölkrise von 1973 insbesondere auch in England, Deutschland und Japan eingeleitet. Bisher ist aber keines dieser neuen Verfahren, die alle auf den allgemeinen Prinzipien des Bergius-Prozesses basieren, über die Stufe einer Demonstrationsanlage hinausgekommen. Hierzulande haben

die Ruhrkohle AG und die Veba Oel AG mit Förderung des Landes Nordrhein-Westfalen die Kohleölanlage Bottrop von 1981 bis Mitte der 1990er-Jahre erfolgreich betrieben. Die Anlage war für einen Kohledurchsatz von 200 t/d ausgelegt und wurde bis 1987 mit Kohle betrieben. Anschließend hat man sie zur Hydrierung von Vakuumrückständen aus der Erdölraffination und danach von Kunststoffabfällen umgestellt und schließlich im Jahr 2000 demontiert. Mit den Ergebnissen der Kohleölanlage wurden Planungen für Großanlagen mit Kohledurchsätzen von bis zu 20 000 t/d erstellt. Erst durch die Nachfrage aus China hat die direkte Kohleverflüssigung seit 2000 wieder an Interesse gewonnen. Für drei Standorte in China wurden Machbarkeitsstudien unter Einbeziehung der drei am weitesten entwickelten Verfahren aus den USA, Japan und Deutschland erarbeitet. 2002 hat die chinesische Shenhua-Gruppe zusammen mit Hydrocarbon Technologies Inc., USA, mit der Planung zur Errichtung einer Anlage für einen Kohledurchsatz von 4300 t/d in der Provinz Innere Mongolei begonnen. Auch Indonesien hat im vergangenen Jahr Pläne für die Errichtung einer großtechnischen Anlage zur direkten Kohlehydrierung angekündigt, bei der vermutlich das japanische Verfahren zum Zuge kommen wird.

Bei weiter ansteigenden Rohölpreisen könnten sowohl die direkte als auch die indirekte Kohlehydrierung wieder wirtschaftlich interessante Optionen werden. Es wäre daher wichtig, das in Deutschland noch vorhandene Wissen zu erhalten.

Die Herstellung flüssiger Kraftstoffe aus Kohle hat eine Zunahme der Kohlendioxidemissionen zur Folge. Denn etwa die Hälfte des in der Kohle vorhandenen Kohlenstoffs fällt schon bei Verflüssigung als Kohlendioxid an. Der Einsatz von kohlestämmigen Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren bedeutet daher rund eine Verdopplung der Kohlendioxidemission gegenüber Kraftstoffen aus Erdöl. Daher wird man sich auch bei künftigen Großanlagen zur Kohleverflüssigung Gedanken zur Einbindung von Hochtemperaturreaktoren zur Verminderung des erforderlichen Kohleeinsatzes machen müssen. Dabei würde Prozesswärme aus Reaktoren zur Vergasung der Kohle oder zur Dampf-Reformierung eingesetzt. Derartige Verfahren wurden in den siebziger Jahren in der Kernforschungsanlage Jülich (heute Forschungszentrum Jülich) sowie bei der Rheinischen Braunkohle AG und bei der damaligen Bergbauforschung Essen (heute DMT) untersucht. Auch bei der tertiären Ölgewinnung aus Ölsanden und Ölschiefern könnte die Ausbeute durch den Einsatz von Kernenergie verdoppelt werden.

4.2.2 Einsatz von Biomassen zur Treibstoffgewinnung

Nachwachsende Biomasse – das Holz der Wälder, Energiepflanzen, Bioabfälle jeglicher Art – kann nicht nur zur Wärme-Stromerzeugung herangezogen werden, sondern auch zur Treibstoffgewinnung. Die dazu nötigen Techniken sind verfügbar und für eine kommerzielle Nutzung mehr oder minder gut geeignet. Haupthindernis für eine global ergiebige Nutzung von Biomasse ist nicht die Technologie selbst, sondern vielmehr der Mangel an ausreichend großen Mengen Biomasse: Die auf den Landflächen der Erde ständig nachwachsende Biomasse findet sich zu ca. einer Hälfte in Wäldern aller Art und zur anderen Hälfte auf Grünflächen außerhalb der Wälder. Von dieser Grünfläche nutzt der Mensch bereits gut 3/4 zur Bereitstellung von Nahrung. Dabei sind die meisten der für die Landwirtschaft geeigneten Böden bereits in Bearbeitung. Von diesen Flächen gehen derzeit Jahr für Jahr sogar noch ca. 1 % durch nicht Boden erhaltende Nutzung oder durch Umwidmung zu Siedlungsraum verloren.

Wollte man den derzeit globalen Bedarf an Treibstoffen aus Biomasse decken, so bräuchte man dazu ca. die Hälfte aller derzeit verfügbaren landwirtschaftlichen Anbauflächen. Wollte man den derzeitigen globalen Bedarf an elektrischer Energie aus Biomasse decken, so bräuchte man dazu ca. drei Viertel aller derzeit verfügbaren landwirtschaftlichen Anbauflächen.

Die von den Landflächen der Erde zu erntende Biomasse wird langfristig global insgesamt bestenfalls einige Prozent des gesamten Bedarfs an Wärme, elektrischer Energie und Treibstoffen decken können, dies vornehmlich durch Nutzung aller Bioabfälle aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Kommunen.

4.2.3 Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff wird häufig als der Energieträger der Zukunft angesehen, weil er gegenüber herkömmlichen Kraftstoffen – vor allem unter dem Gesichtspunkt der Umweltschonung – zahlreiche Vorteile besitzt. Wasserstoff ist jedoch nicht als Endenergie, sondern als Chemierohstoff gefragt. Er wird heute überwiegend aus Erdgas gewonnen,

also mit Abgabe von Kohlendioxid. Würde der heute weltweit als Chemierohstoff verwendete Wasserstoff alternativ über die Elektrolyse gewonnen, wäre dazu etwa die heutige weltweite Stromerzeugung aus Kernenergie erforderlich.

Mit nuklearer Prozesswärme aus Hochtemperaturreaktoren kann Wasser auch in so genannten thermochemischen Kreisprozessen bei Temperaturen bis etwa 900 °C gespalten werden. Diese Option, die man in den siebziger und achtziger Jahren in verschiedenen Laboratorien der Welt sehr intensiv erforschte, wurde unlängst sowohl in den USA, Japan, Korea und China als mögliche Anwendung von Hochtemperaturreaktoren zur Wasserstoffgewinnung wieder in einschlägige Forschungsprogramme aufgenommen.

Die fotochemische oder fotobiologische katalytische Wasserspaltung wird an verschiedenen Forschungsstellen im Labormaßstab erforscht; erst weitere Forschung und Entwicklung können erweisen, ob diese Methode der Wasserstoffgewinnung überhaupt und gegebenenfalls wann in großem Umfang realisiert werden kann.

5. Umweltverträgliche Bereitstellung von Energie

Die Energieerzeugung muss nicht nur den diskutierten Kriterien der Sicherheit und Nachhaltigkeit genügen, sondern auch umweltverträglich bereitgestellt werden,

- um die Lebensbedingungen der wachsenden Weltbevölkerung zu sichern und zu verbessern,
- um weitere Belastungen der Lebensbedingungen durch umweltgefährdende Stoffe einzudämmen,
- um die künftigen Lebensbedingungen an unvermeidliche Veränderungen der Umwelt anpassen zu können.

Das bei der Verbrennung fossiler Energieträger zwangsläufig entstehende Kohlendioxid wird in die Atmosphäre abgegeben und behindert dort – zusammen mit anderen Spu-

rengasen und insgesamt noch verstärkt durch Wasserdampf – die Abstrahlung von Wärme in den Weltraum, welche die tagsüber von der Sonne eingestrahlte Energie kompensieren muss. Seit unserer Nutzung der fossilen Brennstoffe als Hauptenergiequellen ist der Kohlendioxidgehalt der Atmosphäre um ca. ein Drittel, von 0,28 Promille des Luftvolumens vor ca. 200 Jahren auf derzeit 0,37 Promille, angestiegen. Im gleichen Zeitraum ist die Temperatur auf der Erde im globalen und jahreszeitlichen Mittel um knapp ein Grad gestiegen, was auch auf den gestiegenen Kohlendioxidgehalt der Atmosphäre zurückgeführt wird.

Bei zukünftig gar noch steigendem Verbrauch fossiler Brennstoffe muss bei uneingeschränkter Freisetzung von Kohlendioxid mit einer Verstärkung des gegenwärtigen Treibhauseffektes gerechnet werden. Schon der bisher verursachte Temperaturhub um ca. ein Grad und noch viel mehr ein weiterer Temperaturhub birgt nach den Berichten des von den Vereinten Nationen zusammen mit der Weltorganisation der Meteorologie eingerichteten Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)^{27 28 29 30} zusätzliche Risiken eines Klimawandels, der gravierende Auswirkungen haben könnte. Zu den möglichen Risiken gehören z. B. eine Zunahme von Stürmen und Starkniederschlägen, eine Ausweitung subtropischer Trockenzone, ein Anstieg des Meeresspiegels, Änderungen der Intensität von Meeresströmungen und rasche Klimawechsel.

Die Prognosen des IPCC und auch anderer Forschungsgruppen basieren zumeist auf komplexen Computermodellen, die wichtige Aspekte des Klimasystems von Atmosphäre, Ozeanen, Kontinenten und Biosphäre berücksichtigen. Insbesondere in den zurückliegenden 10 - 15 Jahren sind diese Computermodelle ständig verbessert worden, nicht zuletzt durch eine umfangreiche und bessere Datenbasis und eine verfeinerte Parametrisierung. Dennoch gibt es nach wie vor zahlreiche Unsicherheiten. Fortschritte in der Einengung der Prognoseunsicherheiten zum Klimagang erhofft man sich z.B. von verfeinerten Strömungsmodellen der thermohalinen Zirkulation in den Ozeanen. Auch Überprüfungen der Klimamodelle aufgrund echter Langzeitbeobachtungen, wie sie jetzt aus der Paläoklimaforschung vermehrt zur Verfügung stehen, können dazu beitragen. Schwer abzuschätzen sind nichtlineare und möglicherweise abrupte Reaktionen des

²⁷ 1st Assessment Report, 1991

²⁸ 2nd Assessment Report, 1996

²⁹ 3rd Assessment Report, 2001

³⁰ 4th Assessment Report, 2006 (in Vorbereitung)

Klimasystems, wie sie vermutlich am Ende der jüngeren Dryas, vor etwas mehr als 11.000 Jahren, also lange vor den Einflussmöglichkeiten des Menschen auftraten. Damals stiegen die Temperaturen in Grönland in weniger als zwei Dekaden um etwa 5 Grad. Trotz der immer noch vorhandenen Unsicherheiten in den Klimaprognosen auf Basis verfügbarer Computermodelle sollten die Risikowarnungen des IPCC und anderer Klimaforscher ernst genommen werden. Andererseits sollte aber auch deutlich gemacht werden, dass im Laufe der Erdgeschichte bis in die historische Vergangenheit der Wechsel von Kalt- und Warmzeiten, Veränderungen von Meeresströmungen, Meeresspiegelschwankungen etc. immer natürliche Phänomene waren.³¹

Auf dem oben geschilderten Hintergrund gebietet es die menschliche Klugheit und Verantwortung, wo immer möglich und sinnvoll, Energie zu sparen und den Kohlendioxid ausstoß so gering wie möglich zu halten. Eine kluge Energiepolitik wird die Risiken im Auge behalten und sich darum bemühen die Weichen für eine sicher verfügbare und zugleich umweltfreundliche und bezahlbare Endenergie zu stellen.

6. Fazit:

1. In den letzten Jahren hat sich das Wirtschaftswachstum in China und Indien sowie einigen Schwellenländern derart stark beschleunigt, dass die Nachfrage nach Öl steil anzogen hat und das Angebot an konventionellem Öl damit nicht mehr Schritt halten kann. Der Höchstpreis von Anfang der 80er-Jahre (knapp 40 US-\$/bbl) ist schon im Verlauf von 2004 überschritten worden. Inzwischen liegt der Preis bei 70 US- \$/bbl . Die Ausbeute der bereits operierenden Ölquellen wird schon mittelfristig stagnieren. Es wird immer unwahrscheinlicher werden, neue große Ölfelder (sog. Giant fields) zu entdecken, sie zu erschließen und daraus zu fördern. Zwar wird das Öl noch auf absehbare Sicht die Nummer eins unter den Energieträgern bleiben, mit der steigenden Ölnachfrage wird es jedoch immer knapper und damit immer teurer werden.

³¹ Berner, U. und Streif, H. J.: Klimafakten; der Rückblick – ein Schlüssel für die Zukunft (BGR, GGA, NLfB), Stuttgart: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägerle und Obermiller), 4., vollständig überarbeitete Auflage 2004, S. 84 und 89.

2. Regenerative Energiequellen (Windenergie, Biomasse, geothermische Energie und Solarenergie) haben zwar in den letzten Jahren – vor allem bei der Stromerzeugung – deutlich zugenommen, nicht zuletzt aufgrund erheblicher Subventionierung. Alle bekannten Studien gehen aber davon aus, dass regenerative Energiequellen – basierend auf den derzeit bekannten Techniken – auf absehbare Zeit nur einen sehr begrenzten Beitrag zur weltweiten Energieversorgung leisten werden. Sie können nicht wesentlich dazu beitragen, die sich abzeichnenden großen Engpässe in der Ölversorgung zu kompensieren.
3. Für die Stromerzeugung aus mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken ist anzustreben, sowohl eine höchstmögliche Steigerung des Wirkungsgrades zu realisieren als auch die weitere Belastung der Atmosphäre durch Kohlendioxid mittels Sequestrierung und Deponierung des Kohlendioxids zu reduzieren. Die hierzu im Rahmen des Programms „CO₂ – Reduktionstechnologien“ (COORE-TEC) bereits begonnenen Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Realisierung emissionsarmer Kraftwerke müssen die Grundlage schaffen, einen nach Jahrzehnten bemessenen Ersatz- und Neubaubedarf an Kraftwerken auf hohem technischen Niveau und mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand durchführen zu können. Dies ist nicht zuletzt auch im Hinblick auf den riesigen Neubaubedarf in China und Indien von großer Bedeutung.
4. Für eine sichere Energieversorgung werden – unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Zwänge – alle verfügbaren Energiequellen genutzt werden müssen, da nur so die Realisierbarkeit eines Gesamtkonzepts möglich ist. Der Kernenergie ist dabei besondere Bedeutung beizumessen, wobei die heutigen – nach probabilistischen Sicherheitskriterien ausgelegten – Kernreaktoren langfristig durch eine gegen nukleare Großstörungen wie terroristische Angriffe sichere Kerntechnik (einschließlich der Entsorgung radioaktiver Abfälle) ersetzt werden sollten. Die in Nordrhein-Westfalen erfolgreichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für diese Kernenergietechnik sollten weitergeführt werden.
5. Dem Hochtemperaturreaktor kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Bedeutung zu, weil er nicht nur der Stromerzeugung dient, sondern auch Prozesswärme bei hohen Temperaturen liefern kann. Das ermöglicht fossile Ener-

gien einsparende Prozesse in der Chemie, aber auch bei der Kohlevergasung oder der Wasserstoffgewinnung.

6. Wir empfehlen keine undifferenzierte Verlängerung der Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke über die vom Bundestag beschlossene Stilllegung hinaus, sondern vielmehr eine sicherheitstechnische Neubewertung aller europäischen Kernkraftwerke und darauf aufbauend eine europaweit gültige Strategie der weiteren Nutzung. Bei einer solchen Neubewertung müssten insbesondere

- der Zustand des Reaktordruckbehälters unter dem Gesichtspunkt der integralen Dosis schneller Neutronen,
- das System zur Nachwärmeabfuhr,
- die Ausführung des Containments im Hinblick auf mögliche Einwirkungen von außen
- sowie die möglichen Schutzvorkehrungen gegen die Auswirkungen von schweren Störereignissen

überprüft werden.

7. Das Land Nordrhein-Westfalen kann wegen

- seiner Tradition im Braun- und Steinkohlebergbau,
- seiner international gefragten Zulieferindustrie für den Bergbau,
- seiner jahrzehntelangen Erfahrungen im Bau und Betrieb von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie in der Kohlechemie
- und seiner Vorreiterrolle bei der Entwicklung des Hochtemperaturreaktors

umfassend zur Lösung der dringenden Aufgaben für eine künftige Energieversorgung beitragen.

Hier gibt es Unternehmen, die über das technisch-fachliche Potenzial einer modernen, auf neuester Technik basierenden Ressourcenbewertung für Erdöl und Erdgas verfügen. Vor allem sind im Land NRW zahlreiche Forschungseinrichtungen beheimatet, die sich in der Vergangenheit mit heute wieder hochaktuellen Energieumwandlungstechniken befasst haben und deren Mitarbeiter zum Teil

noch über die notwendigen Kenntnisse verfügen. Als Beispiele seien die Entwicklung einer katastrophenfreien Kerntechnik im heutigen Forschungszentrum Jülich, der Kohleumwandlung mit nuklearer Prozesswärme (Rheinische Braunkohlewerke und heutige DMT) oder der Kohleverflüssigung (MPI Mülheim und heutige DMT) genannt. Leider droht das Wissen über diese Techniken verloren zu gehen, weil die Arbeiten nicht mehr fortgeführt werden.

Es wäre eine verdienstvolle Aufgabe, alle diese im Lande vorhandenen Erkenntnisse zu bewahren, weiterzugeben und entsprechende Aktivitäten zu bündeln.