# Handbuch Energiemanagement

## Wirtschaft · Recht · Technik


### Herausgeber

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck
Vizepräsident und Institutsdirektor
Technische Universität Clausthal
Vorsitzender des Vorstandes
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar

Dr.-Ing. Jörg Buddenberg
Leiter der Abteilung Umwelttechnologie
EWE Aktiengesellschaft Oldenburg

Dr. jur. Eberhard Meller
Hauptgeschäftsführer BDEW a. D.
Berlin

Prof. Dr. rer. nat. Carsten Salander
Technische Universität Clausthal

### Beirat

Prof. Dr. Dr. h.c. H.-Jürgen Appelrath, Universität Oldenburg
Jan Fuhrberg-Baumann, Stadtwerke Leipzig Netz GmbH
Dr.-Ing. Ralf Karpowski, Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH
Dr. rer. pol. Guido Knott, E.ON AG, Düsseldorf
Dr.-Ing. Arnd Kornatz, Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH
Dr.-Ing. Manfred Mach, Technische Universität Berlin
Josef Nelles, E.ON Energie AG, München
Dr. rer. nat. Bärbel Poppinga, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH
Dipl.-Ing. Johannes Schmiesing, E.ON Avacon AG, Braunschweig
Prof. Dr. jur. Wolfgang Straßburg, Essen
Prof. Dr. rer. nat. Bruno Thomauske, RWTH Aachen


### Band 2


EW Medien und Kongresse GmbH
Frankfurt am Main | Berlin

Für **Anregungen, Hinweise und Fragen** steht Ihnen die Redaktion zur Verfügung

**Technik, Wissenschaft und Allgemeines**
Dipl.-Ing. Cornelia Haaß-Ropeter
Am Rollberg 1
38678 Clausthal-Zellerfeld

Telefon 0 53 23 / 94 80 93
E-Mail cornelia@haass.de

**Recht und Umwelt, Allgemeines**
Ass. jur. Wolfgang Dietze
Energieforschungszentrum Niedersachsen
Fachbereich Atom- und Energierecht
Am Stollen 19
38640 Goslar

Telefon 0 53 21 / 68 55 – 1 76
E-Mail wolfgang.dietze@efzn.de

www.handbuch-energiemanagement.de

ISBN 978-3-8022-0778-5

*copyright*
EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Veröffentlichungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

*Verlag*
EW Medien und Kongresse GmbH
Kleyerstr. 88
60326 Frankfurt am Main

*So erreichen Sie den Verlag*
Telefon 069.7104687–3 18
E-Mail vertrieb@ew-online.de
Internet http://www.ew-online.de

# Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.


**5000 Energierecht**

**5100 Gemeinschafts-, Bundes- und Landeskompetenzen auf dem Gebiet des Energierechts**

**5200 Gemeinschaftsrechtliche Regelungen**

5201 EE-Zertifikate
Ein neues Instrument in den dänischen Umweltbestimmungen des Elektrizitätsversorgungssektors aus europarechtlicher Perspektive *(Gram Mortensen)*

**5300 Bundesrechtliche Regelungen**

5301 Das Energiewirtschaftsgesetz 2005 *(Brandt)*

5303 Verfassungskonformität von Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen nach dem EEG *(Reshöft)*

5306 Die Genehmigung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse und Fernwärmeleitungen *(Gaßner/Pippke)*

5308 Rechtliche Vorgaben für oberflächennahe geothermische Wärmeanlagen *(Sanden)*

**5400 Landesrechtliche Regelungen**

**5500 Speziell: Atomrecht**

5501 Atomrecht *(Straßburg)*

5503 Haftung und Versicherung *(Hintsches/Jörissen)*

5505 Atomausstieg durch Elektrizitätsmengenbegrenzung *(Böhm)*

**5600 Speziell: Wasserrecht**

**5700 Zukünftige Entwicklungen im Energierecht**

# EE-Zertifikate
# Ein neues Instrument in den dänischen Umweltbestimmungen des Elektrizitätsversorgungssektors aus europarechtlicher Perspektive

*Bent Ole Gram Mortensen*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einführung | 1–4 |
| 2 | Die Charakteristik des EE-Zertifikates | 5–13 |
| 3 | Staatliche Beihilfen gemäß Art. 87 des EG-Vertrages | 14–41 |
| 3.1 | Mindespreise für EE-Zertifikate | 25–26 |
| 3.2 | Höchstpreise für EE-Zertifikate | 27–29 |
| 3.3 | Bezugspflicht für EE-Zertifikate | 30–36 |
| 3.4 | Das Urteil über die Abnahmepflicht von Strom zu Mindestpreisen | 37–41 |
| 4 | Diskriminierende interne Abgabe | 42–47 |
| 5 | In-Kraft-Treten des EE-Zertifikatsystems | 48 |
| 6 | Übergangsregeln | 49–50 |
| 7 | Testphase | 51–52 |
| 8 | Zusammenfassung | 53–56 |
| 9 | Literatur | |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Ausfuhr | 36 | Mindestpreis | 25 f. |
| Erneuerbare Energien | 2, 3 | Staatliche Beihilfen | 17 ff., 31 |
| Herkunftsnachweis | 6 | Testphase | 51 f. |
| Höchstpreis | 27 ff. | Übergangsregeln | 49 f. |
| Kaufverpflichtung | 8, 37 ff. | Wettbewerb | 19, 33 f. |

# 1 Einführung

**1** Wie andere europäische Staaten hat Dänemark in den letzten Jahren seine Bestimmungen zur Elektrizitätsversorgung geändert, um eine weitergehende Liberalisierung des Sektors zu erzielen. Kurz vor dem Erlass der Richtlinie 96/92/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie)[1)] wurden die dänischen Gesetze im Großen und Ganzen an die Anforderungen der Richtlinie angepasst. 1999 folgte eine umfassende Reform, die im heutigen Elektrizitätsversorgungsgesetz zu finden ist. Besonders mit Rücksicht auf die Wahrnehmung der Interessen der Umwelt wurden bei der Elektrizitätsversorgungsreform als neue Regulierungsinstrumente die EE-Zertifikate eingeführt.[2)] Die Grundidee dieser Zertifikate ist es, Elektrizität in zwei Teile aufzuteilen: Elektrizität als ein physisches Phänomen und ein Zertifikat für die Produktionsmethoden, die zu Gunsten der EE-Produzenten umgesetzt werden.

**2** Das Instrument soll in den kommenden Jahren einen Teil der traditionellen Beihilfen für diesen Sektor ersetzen.[3)] Die Ziele der Beihilfen für diesen Sektor sind sowohl umweltpolitischer Art als auch die Versorgungssicherheit betreffend. Die festen Betriebsbeihilfen, die zusätzlich zu einem garantierten Grundpreis für EE-Elektrizität ausbezahlt werden, sollen mit der Zeit durch die Zuteilung der EE-Zertifikate ersetzt werden. Die Bestimmungen umfassen Elektrizität, die aus Windkraft, Biogas, Biomasse, Sonnenenergie und Wellenenergie erzeugt wird, sowie Elektrizität, die von Wasserkraftanlagen von unter 10 MW stammt. Elektrizität, die auf Grundlage dieser Ressourcen produziert wird, bezeichnet man in § 55 Elektrizitätsversorgungsgesetz als *EE-Elektrizität* (dänisch VE-elektricitet). Nicht dazu gehört insbesondere Elektrizität, die auf der Basis von Atomkraft, fossilen Rohstoffen und Abfall, der in Dänemark überhaupt nicht

1 Zur Einführung in das Europäische Energierecht, siehe *Oschmann, Volker:* Strom aus erneuerbaren Energien und Europarecht, 2001. Über die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie siehe Randnummer 29–31.

2 Außerdem wurde ein $CO_2$-Quotensystem eingeführt.

3 Auf nationaler Ebene benutzen die EU-Mitgliedsstaaten unterschiedliche Beihilferegelungen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energiequellen, u. a. Investitionszuschüsse, Steuerbefreiungen, -erleichterungen oder -restitution und direkte Preisstützungen.

vom Biomassebegriff umfasst wird, entsteht (siehe auch die Vorschläge zu § 55 Abs. 1 Elektrizitätsvorsorgungsgesetz).[4)] Die Anwendung von **Erneuerbaren Energien** wird auch in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie erwähnt. Darin sind aber keine direkten Begriffsdefinitionen enthalten. Auch im letzten Änderungsvorschlag der Richtlinie findet sich keine Definition der Begriffe.[5)] Eine **Definition** enthalten allerdings die neuen Gemeinschaftsrahmen vom 3. Februar 2001 für staatliche Umweltschutzbeihilfen, ABl. 2001 C 37/3. „Erneuerbare Energieträger" werden als „Die erneuerbaren nichtfossilen Energiequellen: Wind- und Sonnenenergie, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von weniger als 10 MW sowie Biomasse, also land- und forstwirtschaftliche Erzeugnisse sowie pflanzliche Abfälle der Land- und Forstwirtschaft sowie der Lebensmittelindustrie und nicht behandelte Holz- und Korkabfälle" definiert. Diese Definition stammt aus einem Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. 2000 C 311/320).[6)]

Eine teilweise veränderte **Definition** findet man in der neu angenommenen Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt: „Erneuerbare Energiequellen: Erneuerbare nicht fossile Energiequellen (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas)". **3**

Es folgt aus den Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen, dass, sobald das Europäische Parlament und der Rat die Richtlinie angenommen haben, sich die Kommission auf die endgültige Definition stützen wird.

---

4 L 234: Vorschlag zum Elektrizitätsversorgungsgesetz, wie vorgestellt vom dänischen Umwelt- und Energieminister den 29. 04. 1999. Außerhalb des Begriffes liegt auch Strom, produziert von Wasserkraftwerken mit einer Kapazität über 10 MW, von denen es aber in Dänemark keine gibt.

5 KOM(2001) 125 endgültig: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt.

6 Zur Einführung dieses Vorschlags, siehe *Oschmann, Volker:* Strom aus erneuerbaren Energien und Europarecht, 2001, Randnummer 32–50.

**4** In den folgenden Abschnitten werden EE-Zertifikate als Instrument für die Umweltregulierung auf mögliche Diskrepanzen zu zentralen EG-rechtlichen Bestimmungen untersucht. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der praktischen Umsetzung in Dänemark. Die Anwendung von EE-Zertifikaten in anderen Mitgliedsstaaten wird nicht in die Betrachtung einbezogen.

## 2 Die Charakteristik des EE-Zertifikates

**5** EE-Zertifikate können gehandelt werden und sind auf Grund der dazugehörenden Absatzsicherheit ein immaterieller Vermögensgegenstand. Das heißt allerdings nicht, dass die EE-Zertifikate auch von der normalen dänischen Wertpapierregulierung umfasst werden. Über den Punkt hatte man sich anscheinend bei der Annahme des Gesetzes keine Gedanken gemacht. Jedoch haben die dänischen Wertpapierbehörden nachträglich festgelegt, dass EE-Zertifikate nicht vom dänischen Wertpapiergesetz umfasst werden. Das heißt, dass alle am Handel mit EE-Zertifikaten teilnehmen können. Im Gegensatz dazu erfordert der Handel mit Wertpapieren eine Erlaubnis.[7)]

**6** Im Prinzip ist ein EE-Zertifikat kein **Herkunftsnachweis** im Sinne der EE-Richtlinien 2001/77/EG. Es folgt aus den Richtlinien zu Art. 5, dass die Mitgliedstaaten bis zum 27. Oktober 2003 eine Zertifizierung über die Herkunft des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms im Sinne der Richtlinie vornehmen müssen. Zweck dieses Zertifikats ist es, den Erzeugern von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen den Nachweis zu ermöglichen, dass der von ihnen verkaufte Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinien stammt. Die Zertifikate sind von den Mitgliedstaaten gegenseitig anzuerkennen. Die Mitgliedstaaten sind aber laut Richtlinie nicht dazu verpflichtet, Herkunftsnachweise, die aus anderen Mitgliedstaaten stammen, als Beitrag zur Erfüllung einer nationalen Quote zu akzeptieren.

**7** Nach den dänischen Gesetzen werden allen Erzeugern von EE-Elektrizität unentgeltlich EE-Zertifikate im Verhältnis zur Menge des

7 Dänische EE-Zertifikate werden als eine physische Ware betrachtet. Finanzielle Instrumente, sowie Optionen in Relation zu EE-Zertifikaten werden von der dänischen Wertpapierregulierung umfasst.

erzeugten Stroms zugeteilt. Als Folge einer großzügig angelegten Verantwortlichkeitsregelung in § 60 Abs. 2 Elektrizitätsversorgungsgesetz ist es dem verantwortlichen Minister erlaubt, zwischen unterschiedlichen Energiequellen oder Technologien dahingehend zu unterscheiden, dass die notwendige Anzahl kWh zur Ausstellung eines EE-Zertifikates variieren kann. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass diese Möglichkeit ausgenutzt wird.

**8** Zur Stimulierung der Nachfrage nach EE-Zertifikaten wird den Stromverbrauchern nach § 61 des Elektrizitätsversorgungsgesetzes eine **Kaufverpflichtung** der EE-Zertifikate auferlegt. Diese Verpflichtung kann vom Verbraucher selbst (als so genannter Selbstverwalter), oder einem Stromversorgungsunternehmen erfüllt werden. Die Höhe der Abnahmepflicht wird vom Minister jährlich als eine Mindestquote, die auf einem Anteil des Gesamtverbrauchs des Verbrauchers basiert, festgesetzt. Urteilt man nach dem Vorschlag zum Elektrizitätsversorgungsgesetz (L 234 vom 29. April 1999), wird erwartet, dass die Abnahmequote für einen Zeitraum von fünf Jahren gelten wird. Jedoch wird nun erwartet, dass man die Kaufverpflichtung schon jetzt für jedes Jahr im Voraus verbindlich mitteilt. Gleichzeitig mit der verbindlichen einjährigen Quote werden vorläufige Quoten für die kommenden 5–10 Jahre mitgeteilt. Nachfolgende Berichtigungen der vorläufigen Quote können nur in besonderen Fällen vorgenommen werden, was von der dänischen Energiebehörde als Änderung der politisch festgesetzten Zielsetzungen für die zukünftige EE-Erweiterung verstanden wird.

**9** Ist es nicht möglich, die benötigte Menge an EE-Zertifikaten zu kaufen, um die individuellen Quoten zu erfüllen, ist der Verbraucher gezwungen, die in § 63 Elektrizitätsversorgungsgesetz festgesetzte Strafgebühr von € 0,036 (DDK 0,27) je kWh für die Nichterfüllung der Kaufverpflichtung zu zahlen. Der Betrag fällt den öffentlichen Kassen zu. Die Bestimmungen des Gesetzes lassen nicht die Annahme zu, dass die Produzenten von EE-Elektrizität die Strafgebühren bekommen. Aus den Bemerkungen zu § 65 geht jedoch hervor, dass die Differenz, zwischen den Einnahmen der Staatskassen gemäß § 63 und den Ausgaben gemäß § 65 zum Ankauf weiterer EE-Zertifikate oder als Unterstützung zum Ausbau der EE-Anlagen verwendet wird.

**10** Die Kaufverpflichtung für EE-Zertifikate soll den bisherigen Betriebszuschuss von jetzt DKK 0,27 (€ 0,036) je kWh zur Produktion von EE-Elektrizität ersetzen. Die Preisfestsetzung für EE-Zertifikate basiert auf den Märkten. Jedoch wird eine spezielle öffentliche EE-Stiftung (auf dänisch: VE-fonden) eingerichtet, dessen Aufgabe es unter anderem ist, nicht verkaufte EE-Zertifikate innerhalb der gesamten abnahmepflichtigen nationalen Quote zu einem Mindestpreis von DKK 0,10 (€ 0,013) und einem Höchstpreis von DKK 0,27 (€ 0,036) je kWh zu erwerben. Die Bestimmungen sind in den §§ 64–66 Elektrizitätsversorgungsgesetz enthalten. Der primäre Zweck der Stiftung neben dem Ankauf von EE-Zertifikaten ist es, Windmühlen gemäß den gesetzmäßigen Bestimmungen aus § 66 zu übernehmen.[8)] Die Tätigkeit der Stiftung wird mit Hilfe von eigenen Einnahmen und durch Mittel aus dem öffentlichen Haushalt finanziert.

**11** Das EE-Zertifikat wird aller Voraussicht nach nur in elektronischer Form, in einem elektronischen Register, existieren. Nach den Planungen soll das Register von einer Gesellschaft verwaltet werden, die von den für das Betreiben des Übertragungsnetzes verantwortlichen Unternehmen eingerichtet wird. Das ist nur eines von vielen Beispielen, wie den verantwortlichen Stromversorgungsunternehmen, obwohl sie privat betrieben werden und sich in privatem Besitz befinden, traditionell öffentlich-rechtliche Aufgaben zugeteilt werden. Der Aufbau und der Betrieb des Registers soll durch Transaktionsgebühren, Kontoauszüge und andere Dienstleistungen finanziert werden.

**12** Die bisher staatlich festgesetzten Abrechnungspreise für EE-Elektrizität sollen allmählich durch eine Preisfestsetzung des Marktes ersetzt werden. Das Elektrizitätsversorgungsgesetz öffnet die Möglichkeit für eine solche Preisfestsetzung durch den freien Markt, so weit EE-Zertifikate für die betreffende Stromproduktion ausgestellt werden.

**13** Die Bestimmungen bezüglich der EE-Zertifikate sind der EU-Kommission zusammen mit anderen Teilen des Elektrizitätsversorgungsgesetzes und den übrigen Teilen der Reform des Stromabsprachekom-

8 Die Bestimmung enthält besondere Bedingungen zu einer Übernahmeverpflichtung, so weit die neuen Regeln dazu führen, dass die Mühlen mit Verlust betrieben werden, d. h., dass die Zinsen und die Raten der Kredite nicht länger bezahlt werden können. Es wird jedoch erwartet, dass diese Bestimmungen in Anbetracht einer später eingeführten Verschrottungsprämie für Windmühlen nicht zur Anwendung kommen.

plexes mitgeteilt worden. Die Kommission hat dem EE-Zertifikate-System durch Schreiben vom 03. Oktober 2000 in der Angelegenheit der staatlichen Beihilfen, N 416/1999, zugestimmt. Im Folgenden sollen zwei der in der Zustimmung erwähnten Elemente diskutiert werden: Staatliche Beihilfen und diskriminierende Abgaben.

## 3 Staatliche Beihilfen gemäß Art. 87 des EG-Vertrages

Art. 87 Abs. 1 des EG-Vertrages (ex-Art. 92 Abs. 1) verordnet, dass staatliche Beihilfen von vorne herein mit dem Gemeinschaftsrecht unvereinbar sind: **14**

> *„So weit in diesem Vertrag nicht etwas anderes bestimmt ist, sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Gemeinsamen Markt unvereinbar, so weit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen".* **15**

Die Bestimmung beinhaltet damit die Kriterien „Beihilfe", „Wettbewerb verfälschen" und „Handelsbeeinträchtigung". Wenn sich diese Kriterien nicht begegnen, ist es kein Fall von staatlicher Beihilfe im Sinn der Bestimmung. Der Wortlaut der Bestimmung ist nicht als ein unbedingtes Verbot gegen staatliche Beihilfen formuliert. Nach der Praxis des Europäischen Gerichtshofes, ist der Ausdruck „mit dem Gemeinsamen Markt unvereinbar" jedoch als ein eigentliches Verbot zu verstehen.[9)] **16**

Mit dem Ausdruck „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen, gleich welcher Art", wird der Umfang des Begriffes **staatliche Beihilfen**[10)] betont. Der Begriff ist in Art. 87 nicht eindeutig **17**

9 Siehe *Wyatt & Dashwood*: European Union Law, 2000, S. 680, die u. a. auch auf das Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 22. 03. 1977 im Verfahren 78/76 (Firma Steinike & Weinlig/Deutschland), Randnummer 9, hinweisen.

10 Siehe *Wyatt & Dashwood*: European Union Law, 2000, S. 681–682, die eine Reihe von Beihilfetypen aufzählen. Siehe u. a. auch das Urteil des Europäischen Gerichtshofes in dem Verfahren 48/84, Deutschland gegen die Europäische Kommission, Randnummer 17, wonach Art. 87 jede Art von Beihilfen umfasst, die durch öffentliche Mittel finanziert werden.

festgelegt. Der Europäische Gerichtshof legt bei seiner Anwendung des Begriffs und damit bei der Abgrenzung vom Anwendungsbereich des Verbotes keinen Wert auf den Zweck, sondern auf den Effekt einer gegebenen Maßnahme.[11)]

**18** Art. 87 unterscheidet nicht zwischen Fällen, in denen Beihilfen direkt aus staatlichen Mitteln finanziert werden, oder in denen Beihilfen über eine vom Staat benannte oder eingerichtete öffentliche oder private Einrichtung gewährt werden. Diese Bestimmung bedeutet jedoch nicht, dass alle von einem Staat gewährten Begünstigungen unabhängig davon Beihilfen darstellen, wenn sie aus staatlichen Mitteln finanziert werden. Sie dient nur dazu, in den Beihilfebegriff die unmittelbar vom Staat gewährten Vorteile sowie diejenigen, die über eine vom Staat benannte oder eingerichtete öffentliche oder private Einrichtung gewährt werden, mit einzubeziehen. Das folgt aus dem Urteil des Verfahrens C-379/98, Randbemerkung 58–64. Dieses Verfahren findet unten Erwähnung.

**19** Die Artikel über staatliche Beihilfen sollen mit den Bestimmungen des Art. 3, lit. g verglichen werden und sollte dabei dazu beitragen, dass der **Wettbewerb** innerhalb des Binnenmarktes nicht verzerrt wird. Dabei werden staatliche Beihilfen als Wirkungsmittel für u. a. die Sicherung zur Erfüllung von Zielsetzungen der Gemeinschaft, u. a. auf dem Gebiet der Umwelt, nicht ausgeschlossen.

**20** Art. 87 Abs. 2 und 3 legen fest, auf welchen Gebieten Beihilfen mit den gesetzlichen Bestimmungen der Gemeinschaft vereinbar und damit vom Verbot im Abs. 1 ausgenommen sind. Der Ermessensspielraum liegt bei der Kommission und ist der Kontrolle des Europä-

11 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 02. 07. 1974 im Prozess 173/73, die Italienische Republik gegen die Kommission, Randnummer 27. Siehe auch das Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 02. 07. 1974 in der Sache 173/73, die Italienische Republik gegen die Kommission, Randnummer 27, Urteil in der Sache 61/79, „Amministrazione delle finanze dello stato gegen Denkavit" und im Verhältnis zum EGKS-Vertrag das Urteil des Europäischen Gerichtshofs im Prozess 30/59, „De gezamenlijke Steenkolenmijnen in Limburg gegen die Kommission", wo der EGKS und der Begriff *staatliche Beihilfen* im Sinne des Gerichtshofs als nicht nur positive Leistungen wie z. B. Zuschüsse umfassend festgelegt wurden, sondern auch als Eingriffe, die auf verschiedene Art und Weise die Lasten erleichtern, die normalerweise den Haushalt eines Unternehmens belasten, und dabei, ohne Zuschuss im eigentlichen Sinne des Wortes zu sein, von der selben Art sind und die gleichen Wirkungen haben. (Randnummer B I 1a).

ischen Gerichtshofes unterstellt. Der Spielraum der Kommission hat nach der Rechtsprechung einen sehr breiten Rahmen.[12] Es besteht kein Rechtsanspruch auf Dispensation, sondern nur darauf, dass eine konkrete Abwägung vorgenommen wird. Die Möglichkeit, dass staatliche Beihilfen vom Verbot im Art. 87 ausgenommen werden können,[13] muss hauptsächlich in der Befugnis zur Begünstigung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete im Art. 87 Abs. 3, lit. C gefunden werden:

**21** *„Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, so weit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft . . .".*

**22** Diese Bestimmung wurde von der Kommission in ihrem Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen 1994 als Grundlage für die Wahrnehmung von Umweltschutzinteressen verwendet.[14] Abschnitt 2.3 betont besonders die Förderung von erneuerbaren Energien.[15]

**23** Die Kommission ging von diesen Bestimmungen aus, als die dänischen EE-Zertifikat-Bestimmungen des Elektrizitätsversorgungsgesetzes zur Vorlage gebracht wurden. Die Gemeinschaftsrahmenbedingungen von 1994 wurden nachfolgend durch den Gemeinschaftsrahmen vom 3. Februar 2001 für staatliche Umweltschutzbeihilfen ersetzt, ABl. 2001 C 37/3. In den neuen Rahmenbestimmungen werden Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien direkt als Umweltschutzmaßnahmen betrachtet. Betreffend der EE-Zertifikate nennt

---

12 Siehe das Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 21. 03. 1991 im Prozess Italien gegen die Kommission, Randnummer 39 und das Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 17. 09. 1980 in der Rechtssache 730/79 Philip Morris Holland gegen die Kommission, Randnummer 17 und 24.

13 Die Mitgliedstaaten müssen gemäß Art. 88, Abs. 3, die Kommission von jeder beabsichtigten Einführung oder Umgestaltung von Beihilfen unterrichten.

14 *Calliess, C. & Ruffert, M.* (red.): Kommentar zum EU-Vertrag und EG-Vertrag, 1999, S. 1020. Gemeinschaftsrahmen vom 10. 03. 1994 für staatliche Umweltschutzbeihilfen, ABl 1994 C72/3. Verlängerung bis zum 31. 12. 2000, ABl. 2000 C 184/25.

15 Für eine detaillierte Beschreibung der Beihilfebestimmungen in Bezug auf die Energieversorgung, siehe *Gram Mortensen, B. O.*: Elforsyning (Elektrizitätsversorgung), 1998, S. 127 ff. Generelle Darstellungen findet man u. a. in *Steiner, J. & Woods, L.*: Textbook on EC Law, 2000, *Weatherrill, S. & Beaumont, P.*: EU Law, 1999, S. 1018 ff., *Wyatt & Dashwood*: European Union Law, 2000, S. 679 ff und *Calliess, C. & Ruffert, M.* (red.): Kommentar zum EU-Vertrag und EG-Vertrag, 1999, S. 997 ff.

dieses Instrument ausdrücklich als eine Möglichkeit Betriebszuschüsse, die den Kostenunterschied bei der Produktion von Strom, der auf der Grundlage von erneuerbaren Energien erzeugt wird, zum Marktpreis für die gleiche Strommenge ausgleichen (Abs. E.3.3).

**24** Ein EE-Zertifikat ist auf Grund seiner Umsetzbarkeit und der dazugehörenden Absatzsicherheit ein Vermögensgegenstand. Insbesondere haben die garantierten Mindestpreise und die Kaufverpflichtungen von EE-Zertifikaten Ähnlichkeiten mit staatlichen Beihilfen.

## 3.1 Mindestpreise für EE-Zertifikate

**25** Gemäß § 65 des dänischen Elektrizitätsversorgungsgesetzes muss die EE-Stiftung nicht verkaufte EE-Zertifikate zu einem Mindestpreis von DKK 0,10 (0,013 €) und einem Höchstpreis von DKK 0,27 (€ 0,036) je kWh aufkaufen. Der festgesetzte **Mindestpreis** entspricht einer schon bestehenden Beihilfe für EE-Elektrizität. Mit der Beihilfe sollte das Ziel verfolgt werden, die EE-Stromerzeuger für eine generelle $CO_2$-Abgabe zu entschädigen, die allen Brennstoffen auferlegt ist. In der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999 gelangt die Kommission zu der Auffassung, dass auf Grund eines Verfahrens, in dem frühere Beihilfen behandelt wurden und diese nicht im Widerspruch zum Verbot gegen staatliche Beihilfen standen, der neue Mindestpreis für EE-Zertifikate auch nicht im Widerspruch zum Verbot stehe, so lange die $CO_2$-Abgabesätze die gleichen bleiben. Diese Entscheidung (N 4/92) bezog sich auf das so genannte dänische $CO_2$-Paket. Es enthielt u. a. Beihilfen von € 0,013 je kWh für Strom, die mittels EE-Quellen und Erdgas erzeugt wurden. Die Beihilfen sollten eine Entschädigung für eine generelle $CO_2$-Abgabe sein, die jeder Stromart auferlegt wurde und nach der $CO_2$-Emission durch die Stromerzeugung, die auf Kohle basiert, berechnet wurde. Dieser Erlass betreffend erneuerbarer Energiequellen muss natürlich im Zusammenhang damit gesehen werden, dass die EE-Stromerzeugung grundsätzlich für $CO_2$-neutral gehalten wird.[16)]

16 Die Stromerzeugung auf der Basis von Naturgas kann nicht als $CO_2$-neutral betrachtet werden. Die Kommission begründet ihre Entscheidung damit, dass Erdgas viel weniger $CO_2$-Emissionen verursacht als die Verwendung von Kohle. Dieses Argument ist strittig. Außerdem argumentiert man damit, dass Erdgasen schon eine indirekte $CO_2$-Abgabe auferlegt wird.

Die Kommission äußert sich nicht zu der Tatsache, dass nicht alle Inhaber von EE-Zertifikaten davon ausgehen können, den Mindestpreis zu erhalten. Die **Kaufverpflichtung** der EE-Stiftung umfasst laut § 65 nur die Anzahl der EE-Zertifikate, die fehlen, bis die gesamte Quote auf Landesebene verkauft ist. Ausgestellte EE-Zertifikate, die über die gesamte Kaufverpflichtung hinausgehen, können nicht mit Sicherheit den Mindestpreis erhalten. Es wird angemerkt, dass im Verhältnis zur Kaufverpflichtung der Stromverbraucher weder Mindest- noch Höchstpreise festgesetzt wurden. Der Preisrahmen für den Einkauf der EE-Stiftung wird vermutlich die Praxis für die Preisfestsetzung bilden. **26**

## 3.2 Höchstpreise für EE-Zertifikate

Vom Mindestpreis von € 0,013 zum **Höchstpreis** von € 0,036 pro kWh gibt es eine Spanne von € 0,023. Das ermöglicht der EE-Stiftung (oder dem Minister, auf Grund seiner Befugnis, detaillierte Bestimmungen für den Kauf von EE-Zertifikaten festzusetzen, vgl. § 64 des Gesetzes, Abs. 3) bis zu € 0,023 extra pro kWh als Zuschuss zu gewähren. **27**

Das existierende Gesetz über Beihilfen für die Stromproduktion enthält außerdem eine Beihilfe von DKK 0,17 (€ 0,023) pro kWh. Der Zuschuss wurde in der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 4/92 in Übereinstimmung zum damaligen Art. 92, Abs. 1 des EG-Vertrages (jetzt Art. 87, Abs. 1) gesehen. Das hängt mit der darin enthaltenen Aufforderung zusammen, die Produktion von EE-Elektrizität zu erhöhen, und der Möglichkeit, den Export und Import von und zu anderen Mitgliedstaaten zu beeinflussen. Unterdessen wurden die Zuschüsse von den Ausnahmebestimmungen umfasst, als Folge des „gemeinschaftlichen Interesses den Anteil von $CO_2$-freier Produktion zu erhöhen, um die globale Erderwärmung zu reduzieren". In der Entscheidung N 4/92 wurde auf keine bestimmte Ausnahmebestimmung hingewiesen.

In der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999, weist die Kommission nur auf diese frühere Genehmigung hin und merkt dabei an, dass der Höchstpreis von € 0,036 u. a. ein Ausdruck dafür ist, dass die EE-Produzenten keine zu hohe Entschädigung bekommen dürfen. Das darf nicht dahingehend gedeutet werden, dass sie ei- **28**

nen Beihilfebetrag von bis zu € 0,023 pro kWh nicht als eine Entschädigung für besondere Produktionskosten von EE-Elektrizität ansieht. Der Zuschuss ist eine der Beihilfemöglichkeiten, die in den 1994er Rahmenbestimmungen für staatliche Beihilfen zum Umweltschutz, Pkt. 1.5.3, erwähnt werden.

**29** Die Summe von € 0,013 und € 0,023 Beihilfe pro kWh entspricht im Übrigen einer Strafgebühr von € 0,036 pro kWh, die den Stromverbrauchern auferlegt wird, die nicht die Kaufverpflichtung erfüllen.

## 3.3 Bezugspflicht für EE-Zertifikate

**30** Die in § 61 Elektrizitätsversorgungsgesetz festgesetzte Abnahmepflicht in Verbindung mit einem übertragbaren Wertpapier, dessen Ausstellung sich auf die Erzeugung von EE-Strom bezieht, kann mit einer eigentlichen Abnahmepflicht für EE-Strom verglichen werden. Beide Regelungen verfolgen das Ziel, betroffenen Erzeugern ein stabiles Einkommen zu sichern.

**31** Eine eigentliche Abnahmepflicht für die Verbraucher in Verbindung mit EE-Strom ist früher von der Kommission als staatliche Beihilfe (Betriebsbeihilfe) gemäß Art. 87 Abs. 1 des EG-Vertrags bezeichnet worden.[17)] Das stimmt mit der oben beschriebenen breiten Auffassung des Begriffs **staatliche Beihilfen** überein.

**32** Gemäß Art. 8 Abs. 3 der Elektrizitätsrichtlinie kann ein Mitgliedstaat verlangen, dass dem Betreiber des Übertragungsnetzes zur Auflage gemacht wird, dass bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen der Vorrang gegeben wird, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten. Diese Bestimmung kann jedoch nicht so ausgedehnt werden, dass sie auch Regelungen umfasst, die mit einer eigentlichen finanziellen Förderung verbunden sind.

**33** Die Ausstellung von EE-Zertifikaten kann als ein Ausgleich für Umweltauflagen angesehen werden. Demgemäß gleicht der Mindestpreis die Auswirkungen einer allgemeinen $CO_2$-Abgabe aus. Die Gemein-

17 In der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999 vom 10. 03. 2000, Randnummer 3.1.1, Abs. 2).

schaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen sind auf diese Art von Beihilfen anwendbar. In der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999, wurden die Gemeinschaftrahmen[18] von 1994 angewendet. Die Beihilfen haben den Charakter einer festen Beihilfe und müssen deshalb nach den Bestimmungen über Betriebsbeihilfen beurteilt werden. Gemäß Abschnitt 1.5.3 des Gemeinschaftsrahmens kann eine Ausnahme vom Beihilfeverbot in Form eines Zuschusses oder einer Subventionierung zur Deckung von zusätzlichen Produktionskosten in Verbindung mit erneuerbaren Energiequellen erteilt werden. Betriebsbeihilfen sind, mit Blick auf den **Wettbewerb**, normalerweise äußerst bedenklich.

**34** Die Kommission hat bei ihrer Genehmigung darauf aufmerksam gemacht, dass eine mangelnde Anwendung des Verursacherprinzips[19] einen Mitgliedstaat dazu berechtigen kann, eine Kaufverpflichtung einzuführen, die die Nachfrage nach EE-Elektrizität fördert. Gemäß Art. 174 Abs. 2 des EG-Vertrags baut die Umweltpolitik der Gemeinschaft u. a. auf dem Verursacherprinzip auf, d. h., dass der Umweltverschmutzer zahlen muss. Im Vergleich zu den Maßnahmen zur Wahrung des individuellen **Wettbewerbs** wird hier ein Verbot gegen staatliche Umweltschutzbeihilfen indiziert. Nicht jede Form der Umweltförderung widerspricht notwendigerweise dem Verursacherprinzip. In Fällen, in denen keine Internalisierung der Umweltkosten stattgefunden hat, können staatliche Beihilfen zur Deckung dieser Kosten ein effektives Mittel zur Wahrung von Umweltschutzinteressen sein. Die Anwendung von staatlichen Beihilfen als Wirkungsmittel gehört zu der Auswahl von Instrumenten im fünften Programm der Umweltpolitik[20] (Abschnitt 7.4). Die Förderung von EE-Elektrizität gehört zu den Zielen der Gemeinschaft (KOM(97)599). Es ist anzunehmen, dass die dänische Regelung mit EE-Zertifikaten zu den gemeinschaftlichen Zielen auf dem Gebiet der EE-Elektrizität beitragen wird.

---

18 Gemeinschaftsrahmen vom 10. 03. 1994 für staatliche Umweltschutzbeihilfen. Für einen Kommentare, siehe *Lenz, C. O. (Hrsg.):* EG-Vertrag Kommentar, 1994, S. 563.

19 Über das Verursacherprinzip im Zusammenhang mit der Stromversorgung, siehe *Gram Mortensen, B. O.:* Elforsyning (Elektrizitätsversorgung), 1998, S. 67 ff.

20 Das fünfte Umweltschutprogramm der EG, Resolution vom 01. 02. 1993 über ein Gemeinschaftsprogramm zum Umweltschutz und zur umweltverträglichen Entwicklung.

**35** Betriebsförderung wird jedoch normalerweise nur genehmigt werden können, wenn die Förderung von kurzer Dauer ist. Das gilt nicht für die dänischen Regeln. In der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999, begründet die Kommission ihre Billigung der Regelung damit, dass die Forderung nach Zeitbegrenzung auf einen Wunsch gründet, der den Erzeugern eine Anregung geben soll, selbst zur Vermeidung von Umweltverschmutzung beizutragen oder schneller eine effektivere Anwendung der Ressourcen zu erreichen. Da es Grund zur Annahme gibt, dass die Regelung mit EE-Zertifikaten selbst eine Anregung zu einer verbesserten Effektivität darstellt, hat die Kommission keine Veranlassung zu der Forderung gehabt, die Bezugspflicht nur so lange aufrechtzuerhalten, bis die dänischen politischen Ziele zur Förderung von erneuerbaren Energiequellen sichergestellt sind. Dass die EE-Zertifikat-Regeln solche Anreize schaffen sollten, liegt daran, dass auf der Nachfrageseite ein zweiter Markt für EE-Zertifikate entstanden ist. Demnach dürfen EE-Produzenten um Marktanteile kämpfen. Die dänische Regierung hat jedoch die Zusage machen müssen, die Kaufverpflichtung nur so lange aufrechtzuerhalten, bis die politischen Zielsetzungen der Dänen, die Förderung von erneuerbaren Energien, erreicht sind. In den Rahmenbedingungen von 2001 wird direkt erwähnt, dass die Kommission die EE-Zertifikate nur für einen Zeitraum von 10 Jahren zulassen will. Danach soll erneut die Notwendigkeit der Beihilfemaßnahmen geprüft werden. Wenn das dänische System der EE-Zertifikate nach dieser Maßgabe geprüft worden wäre, wäre es nur zu einer zeitlich begrenzten Genehmigung gekommen.

**36** In Verbindung mit der **Ausfuhr** von EE-Elektrizität scheint die Entscheidung nicht unmittelbar einleuchtend zu sein. Die dänischen Erzeuger könnten einen Wettbewerbsvorteil im Vergleich zu ausländischen Konkurrenten haben, wenn diese keine Beihilfen durch übertragbare EE-Zertifikate erhalten haben. Eine solche Erteilung von EE-Zertifikaten auf der Basis von Elektrizität, die exportiert wurde, wäre eine Verfälschung des Wettbewerbs. Die Billigung der Kommission muss zweifellos im Zusammenhang damit gesehen werden, dass die dänischen Behörden ihre Zusage gegeben haben, den Verkauf von EE-Zertifikaten, die der Ausfuhr von EE-Elektrizität entsprechen, nicht zu erlauben. Dieser Sachverhalt geht weder aus dem neuen Elektrizitätsversorgungsgesetz noch dessen Vorschlägen

hervor. Im Zusammenhang mit der Richtlinie 2001/77/EG und den Regelungen für den Herkunftsnachweis ist, wie erwähnt, noch kein Recht auf Inanspruchnahme der in den einzelnen Mitgliedstaaten geschaffenen nationalen Fördermechanismen enthalten. Beim niederländischen System bewirken die letzten Änderungen, dass ausländische EE-Zertifikate nicht akzeptiert werden, wenn die erzeugte Elektrizität schon eine andere Form der Beihilfe erhalten hat. Damit wird vermutlich die Genehmigung von dänischen EE-Zertifikaten verhindert, solange ihnen ein staatlich festgesetzter Abrechnungspreis gesichert wird.[21)]

## 3.4 Das Urteil über die Abnahmepflicht von Strom zu Mindestpreisen

**37** Am 13. März 2001 hat der Europäische Gerichtshof ein Urteil in der Rechtssache C-379/98 (PreussenElektra AG) über die Abnahmepflicht von Strom zu Mindestpreisen gefällt. In einer Frage gemäß Art. 234 EG des Landgerichts Kiel war der Gerichtshof u. a. darum gebeten worden, zu den EU-Beihilfebestimmungen und einer **Kaufverpflichtung** im deutschen „Stromeinspeisungsgesetz“[22)] für bestimmte Stromversorgungsunternehmen, die Strom ausschließlich auf der Grundlage von Wasserkraft, Windenergie, Sonnenenergie, Gasen von Deponien, Schlammgas und Biomasse herstellen, Stellung zu nehmen. Das Gesetz enthielt außerdem einen Mindestpreis für die erwähnten Produktionsformen. Die Mindestpreise lagen über dem tatsächlichen wirtschaftlichen Wert dieses Stroms.

**38** Das Landgericht Kiel hatte u. a. gefragt, ob der Art. 92 des EG-Vertrages dermaßen interpretiert werden sollte, dass der Beihilfebegriff, der für die Bestimmung zu Grunde lag, auch die nationalen Regelungen umfasste, die allein die Verteilung der Ausgaben zwischen den Unternehmen der verschiedenen Produktionsebenen regeln und die auf Kaufverpflichtungen und Mindestvergütungen beruhten und damit eine dauernde Lastenverteilung mit sich bringen, ohne dass das Unternehmen, welches die Ausgaben bestreitet, eine Gegenleistung erhält. Die umstrittene Bestimmung im § 2 des Stromeinspeisungsge-

21 Über die neuen niederländischen Regeln, siehe http://www.greenprices.com/nl/ImportNL.pdf.

22 Ab 1. April 2000 ersetzt durch das Gesetz zu erneuerbaren Energien.

setzes fordert, dass die Stromversorgungsunternehmen dazu verpflichtet sind, Strom, der in ihrem Versorgungsgebiet aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde, zu kaufen und diesen zu den in § 3 des Gesetzes vorgeschriebenen Preisen zu bezahlen. Nach dieser Verordnung war ein Mindestpreis für bestimmte Arten der EE-Elektrizität festgesetzt. Der Abrechnungspreis basierte auf einem Prozentsatz der Durchschnittserlöse pro kWh aus den Stromlieferungen der Stromversorgungsunternehmen an die Endverbraucher. Über eine Einführung in das Urteil, siehe *Smeddinck, U. & Witthohn, A.:* Rückblick auf das Stromeinspeisungsgesetz – Das PreussenElektra-Urteil des EuGH, 2001.

**39** In Bezug zum Beihilfeverbot hat der Europäischen Gerichtshof festgestellt, dass die Kaufverpflichtung zu den festgesetzten Mindestpreisen und die Verteilung der finanziellen Last, die die Kaufverpflichtung für die privaten Stromversorgungsunternehmen, zwischen diesen und den übrigen privaten Unternehmen mit sich führt, im Sinne des Art. 87, Abs. 1 keine direkte oder indirekte Beihilfe aus staatlichen Mitteln darstellt. Damit wurde überraschender Weise entschieden, dass die deutsche Kaufverpflichtung nicht unter das Beihilfeverbot fällt.[23)]

**40** Der Europäische Gerichtshof bestritt nicht, dass eine Kaufverpflichtung zu festgesetzten Mindestpreisen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, den Produzenten dieser Elektrizitätsform einen gewissen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringt, weil ihnen dadurch ohne

23 Das Urteil kam jedoch nicht ganz überraschend. Generalanwalt Jacobs kommt in seiner Ausführung vom 26. 10. 2000 zum selben Resultat. In der Randnummer 108 argumentiert Jacobs, dass es vom Wortlaut des EG-Vertrages, Art. 92, Abs. 1 und aus der Systematik des Vertrages hervorgeht, dass „Vorteile, die weder unmittelbar noch mittelbar aus staatlichen Mitteln stammen, nicht als Beihilfen angesehen werden können. Eine andere, weitergehende Definition des Beihilfebegriffs würde praktisch alle nationalen Gesetze zur Regelung der Beziehungen zwischen Unternehmen, den Bestimmungen über staatliche Beihilfen unterstellen und die im Vertrag niedergelegte Zuständigkeitsverteilung zwischen den Mitgliedstaaten und der Gemeinschaft durcheinander bringen". Jacobs fand in dem konkreten Fall heraus, dass das Gesetz ausschließlich „eine Preisfestsetzungsregelung; . . ." enthielt, „. . . die sich daraus ergebenden Vorteile für Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien würden ausschließlich aus privaten Mitteln finanziert". Da außerdem die umstrittenen Bestimmungen „den Staatshaushalt" nicht belasteten, konnte im Sinne des Art. 92, Abs. 1's von staatlichen Beihilfen nicht die Rede sein.

jegliches Risiko ein im Vergleich höherer Verdienst sicher ist.[24] Der Gerichtshof notierte jedoch (Rn. 59), dass die Verpflichtung, die den privaten Stromversorgungsunternehmen auferlegt war, Elektrizität erzeugt aus erneuerbaren Energiequellen zu festgesetzten Mindestpreisen abzunehmen, keine direkte oder indirekte Übertragung von staatlichen Mitteln an die Produzenten dieser Stromart darstellte. Der Gerichtshof war außerdem der Ansicht, dass die Verteilung der finanziellen Last, die diese Kaufverpflichtung für die privaten Stromversorgungsunternehmen zwischen diesen und den übrigen privaten Unternehmen mit sich führte, weder eine direkte oder indirekte Übertragung von staatlichen Mitteln sei (Rn. 60). Unter diesen Umständen war der Gerichtshof der Meinung, dass der Umstand, dass die Kaufverpflichtung durch ein Gesetz festgesetzt wurde und für bestimmte Unternehmen unbestritten Vorteile brachte, diesen keinen Beihilfecharakter nach Art. 92 Abs. 1 des EG-Vertrages geben konnte.

**41** Diese Entscheidung wirft die Frage auf, ob auch eine ähnliche Kaufverpflichtung für EE-Zertifikate von den Beihilferegeln ausgenommen wäre. Die Kommission plädierte im Zusammenhang mit der Rechtssache C-379/98 dafür, dass die deutschen Regeln von den Beihilfebestimmungen umfasst werden. Außerdem war die Kommission, wie oben erwähnt, in der Entscheidung zu den staatlichen dänischen Beihilfen, N 416/1999, der Meinung, dass die Kaufverpflichtung für die dänischen EE-Zertifikate vom Art. 87 Abs. 1 des EG-Vertrages umfasst seien. Die Kaufverpflichtung für EE-Zertifikate hat zur Folge, dass sich bestimmte EE-Stromerzeuger durch eine Kaufverpflichtung, die Privaten für EE-Zertifikate auferlegt und EE-Stromerzeugern ohne Gegenleistung überlassen wird, einen höheren Preis als den Marktwert sichern. Vor diesem Hintergrund ist es äußerst zweifelhaft, ob die Kaufverpflichtung für EE-Zertifikate zukünftig als staatliche Beihilfe betrachtet werden kann.

---

24 Der Gerichtshof hat in der Rn. 58 bemerkt, dass die Unterscheidung im EG-Vertrag Art. 92, Abs. 1 zwischen „staatlicher Beihilfe" und „Beihilfe, die aus staatlichen Mitteln geleistet wird" nicht so gedeutet werden darf, als ob alle Vorteile, die der Staat einräumt, als Beihilfe angesehen werden können, ungeachtet dessen, ob diese durch staatliche Mittel finanziert wurden oder nicht. Die Unterscheidung sollte vorrangig dafür sorgen, dass der staatliche Beihilfebegriff nicht nur direkte staatliche Beihilfen umfasste, sondern auch Beihilfen von öffentlichen oder privaten Institutionen, die vom Staat benannt oder eingerichtet wurden.

## 4 Diskriminierende interne Abgaben

**42** Neben dem generellen Diskriminierungsverbot in Art. 12 EG-Vertrag enthält Art. 90 (vorher Art. 95)[25] eine spezielle Bestimmung, woraus hervorgeht, dass:

**43** *„Die Mitgliedstaaten erheben auf Waren aus anderen Mitgliedstaaten weder unmittelbar noch mittelbar höhere inländische Abgaben, gleich welcher Art, als gleichartige inländische Waren unmittelbar oder mittelbar zu tragen haben"*.

**44** Aus der Genehmigung der Kommission und den Bestimmungen (in der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999) geht hervor, dass Importeure von Elektrizität, die beweisen können, dass sie EE-Strom eingeführt haben, eine Gutschrift bekommen, damit die Strommenge, von der eine Bezugspflicht für EE-Zertifikate ermittelt wird, mit der Menge Elektrizität reduziert wird, die auf erneuerbaren Energiequellen basiert. Für eine solche Regelung hat sich die dänische Regierung verbürgt. Es ist anzunehmen, dass die Beweislast auf dem Importeur lastet.[26] Die Gutschrift muss geleistet werden, um eine Verletzung von Art. 90 über diskriminierende interne Abgaben zu verhindern. Zu dem Zweck müssen die Behörden von der EE-Strom-Definition ausgehen, die aus der Richtlinie 2001/77/EG, betreffend die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, hervorgeht. Somit wird vermieden, dass dänisch erzeugter EE-Strom einen Vorrang gegenüber EE-Strom aus anderen Mitgliedstaaten bekommt.

**45** Die Kommission geht nicht näher darauf ein, inwieweit die Abnahmepflicht für EE-Zertifikate, verglichen mit dem Import von EE-Elektrizität, eine Verletzung des Art. 90 ausmachen könnte. Daraus muss man folgern, dass dem Importeur von EE-Elektrizität eine Abgabe in Form einer Kaufpflicht für EE-Zertifikate auferlegt wird. Die gleiche Verpflichtung hat derjenige, der EE-Elektrizität in Dänemark

25 Eine allgemeine Diskussion über Art. 90, siehe *Sørensen, K. E. & Nielsen, P. R.*: EU-retten 1 (Das EU-Recht 1), 1999, S. 200ff.

26 Die Beweislast kann schwierig zu erbringen sein, je nach dem wie sie gehandhabt wird. Praktische Probleme sind aller Voraussicht nach kein Grund für eine Freistellung des Importeurs von seiner Beweislast, vgl. Randnummer 38–39 aus dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 02. 04. 1998 in der Sache C-213/96, Udenman Läninoikues (Importabgabe auf Elektrizität).

kauft. Der Unterschied ist der, dass der dänische Produzent von EE-Elektrizität, im Gegensatz zu seinen ausländischen Kollegen, eine Einnahme aus dem Verkauf von ähnlichen EE-Zertifikaten hat. Alles in allem sollte der dänische Produzent von EE-Elektrizität mit einem Wettbewerbsvorteil produzieren können, der dem Wert von EE-Zertifikaten für dieselbe Menge Strom entspricht.

**46** Die Entscheidung kann Anlass zum Nachdenken geben. Der ausländische Produzent kann staatliche Beihilfen in derselben Größenordnung wie der dänische Kollege erhalten haben. Wenn diese Beihilfen Ähnlichkeiten mit den EE-Zertifikaten haben, muss man vermuten, dass die Kommission bei der Genehmigung der EE-Zertifikatbestimmungen der betreffenden Mitgliedstaaten verlangt hat, dass ihnen keine EE-Zertifikate für den Export zugeteilt werden, wie es bei der Genehmigung des dänischen Systems vorausgesetzt wird. In dem Fall trifft die Schlussfolgerung, den Importeuren von EE-Elektrizität eine Abgabe in Form einer Kaufpflicht für EE-Zertifikate aufzuerlegen, zu. Wird jedoch die staatliche Beihilfe als ein direkter Produktionszuschuss für zusätzliche Produktionskosten (siehe die 1994er Rahmenbestimmungen) gewährt, so wie es bisher und früher der Fall mit dem dänischen Zuschuss von € 0,023 war, werden beide Produzenten im Prinzip gleich behandelt. Es ist anzumerken, dass von Seiten der Europakommission im Zusammenhang mit der Genehmigung des dänischen € 0,023 Zuschusses (in der Entscheidung der staatlichen Beihilfen, N 4/92) keine Bedingungen dahingehend gestellt wurden, dass der Zuschuss im Zusammenhang mit dem Export von Elektrizität nicht zugeteilt werden darf.

**47** Man könnte die Überlegung anstellen, ob die Beihilfebestimmungen nicht besser im Zusammenhang mit einer solchen Umverteilung aufgehoben wären.[27)] Unter allen Umständen sind die gestellten Bedingungen der Kommission und deren Wert bei der Genehmigung der staatlichen Beihilfen nach der Urteilsbegründung (C-379/98) fraglich.

27 Siehe *Sørensen, K. E. & Nielsen, P. R.*: EU-retten 1 (Das EU-Recht 1), 1999, S. 204.

## 5 In-Kraft-Treten des EE-Zertifikatsystems

**48** Die Bestimmungen, die die EE-Zertifikatregeln enthalten, traten am 1. November 2000, unmittelbar nachdem die Kommission die dänischen Regelungen nach den Beihilfebestimmungen genehmigt hatte (Entscheidung vom 3. Oktober 2000 zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999), in Kraft. Es ist jedoch noch ungewiss, wann der Handel mit EE-Zertifikaten beginnen soll. Das Stromversorgungsgesetz ermächtigt den Umwelt- und Energieminister zur Festsetzung des Zeitpunkts für das Inkrafttreten des Systems. Bis dahin werden die festen Zuschüsse noch Anwendung finden. Aus einem Bericht der Energiebehörden von 1999 über den Handel mit EE-Zertifikaten geht hervor, dass man davon ausgeht, dass dieser Markt im Jahre 2001 funktionsfähig sein wird, aber dass die Anzahl von EE-Zertifikaten erst im Jahre 2002 ausreichend sein wird, um die festen Handelskosten zu decken. Laut dem aktuellen Statusbericht über die Implementierung des EE-Zertifikathandels vom September 2001 wird erwartet, dass mit dem Ausstellen von EE-Zertifikaten ab dem 1. Oktober 2002 begonnen werden kann. Vermutlich wird dann ab dem 1. Januar 2003 die Kaufverpflichtung eingeführt. Auf Grund der Menge der Probleme, die noch immer ungelöst ist, ist es nicht möglich zu sagen, wann das dänische EE-Zertifikatsystem implementiert werden kann. Vom Ministerium wurde noch kein offizieller Starttermin festgesetzt. Anders gesagt, es wurde noch keine Quote für die Menge der von den Stromverbrauchern abzunehmenden EE-Zertifikate bekannt. Eine Prognose für 2003 wären 20% des Stromverbrauchs, der in dem ursprünglichen politischen Abkommen erwähnt wurde und der Elektrizitätsreform zu Grunde liegt. Viele Politiker befürchten aber, dass ein nationaler dänischer EE-Zertifikatmarkt viel zu klein wäre. Im Laufe der kommenden Legislaturperiode soll die dänische Energiebehörde (auf Dänisch: Energistyrelsen) Vorschriften für ein Zertifikatregister und den Markt, wo die Zertifikate im gegebenen Fall gehandelt werden sollen, ausarbeiten. Es ist anzunehmen, dass sich die nordische Elektrizitätsbörse (Nord Pool) wie eine traditionelle Börse einer solchen Aufgabe wird annehmen können.

## 6 Übergangsregeln

**49** Prinzipiell sind **Übergangsregeln** notwendig, um „verlorene Kosten“[28] für Unternehmen zu vermeiden, die im Vertrauen auf feste Preise und Beihilfen Erzeugungsanlagen errichtet haben, die in der neuen Struktur wirtschaftlich nicht überleben können. Es hat bisher verschiedene Abrechnungsregeln für EE-Elektrizität gegeben. Sie bestanden teilweise aus festen Abrechnungspreisen und Preiszuschüssen von DKK 0,27 (€ 0,036). Die Abrechnungsregeln werden im Großen und Ganzen in der Übergangszeit durch eine Reihe von Bekanntmachungen aufrechterhalten. Für Windmühlen hat man einen Abrechnungspreis von DKK 0,33 (€ 0,044) pro kWh festgesetzt. Außerdem werden existierende Windmühlen weiterhin einen Preiszuschuss von DKK 0,10 (€ 0,013) pro kWh bekommen. Ein weiterer Preiszuschlag von DKK 0,17 (€ 0,023) wird existierenden Windmühlen so lange gewährt, bis eine bestimmte Anzahl Volllaststunden erreicht sind (12.000 bis 25.000 Vollaststunden abhängig von der Windmühlengröße).[29] Existierenden kleinen Biomasseanlagen und den übrigen Anlagen wird auf Dauer ein garantierter Basispreis von DKK 0,50 bzw. 0,40 (€ 0,067 bzw. 0,054) pro kWh zugebilligt. Im Gegenzug werden von Anfang an EE-Zertifikate ausgestellt.

**50** Ein recht großer Teil des EE-Produktionsapparates wird wegen der oben erwähnten Übergangsregelungen noch auf Jahre hinaus die eigenen Zuschüsse nicht mit EE-Zertifikaten ersetzt haben. Mit einem dänischen Markt, der im vornherein klein ist, kann es viele Jahre lang eine Situation geben, in der das Marktvolumen nicht ausreichend ist, um eine marktgerechte Preisbildung der EE-Zertifikate zu sichern. Dazu kommt, dass die Transaktionskosten auf einem kleinen Markt schnell zu hoch werden.

---

28 Unter verlorenen Kosten sind Kosten zu verstehen, die Unternehmen infolge von Verpflichtungen, die sie im Rahmen eines Monopols eingegangen sind, denen sie aber auf Grund der Liberalisierung des betreffenden Sektors nicht mehr nachkommen können, selber tragen müssen. Siehe Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen von 2001.

29 Elektrizitätswerkeigene Anlagen können feste Zuschüsse nur bis Ende 2003 erhalten, ungeachtet der Anzahl der Volllaststunden.

## 7 Testphase

**51** Unter der Regie des Renewable Energy Certificate System (RECS) ist eine neue **Testphase** eingeleitet worden. RECS steht für eine europäische Zusammenarbeit zwischen ca. 100 Stromversorgungsunternehmen aus hauptsächlich europäischen Ländern.[30)] Die Testländer sind vermutlich Finnland, Norwegen, Schweden, Großbritannien, Irland und Deutschland. Dänemark und Frankreich werden vermutlich auch dabei sein. Sie umfasst EE-Zertifikate aus den Bereichen Windenergie, kleine Wasserkraftanlagen, Sonnenenergie und Biomasseanlagen.[31)] Diese Testphase dient jedoch lediglich der Erprobung der administrativen Systeme (Zertifizierung von Elektrizität, Erfassung des Eigentumsrechts und Änderung desselben) und nicht der Preisbildung auf dem Markt. Die EE-Zertifikate werden aber de facto zwischen den teilnehmenden Unternehmen gehandelt. Man erwartet sehr niedrige Preise auf Grund der geringen Brauchbarkeit.[32)] Die Ergebnisse der Testphase werden vermutlich einen großen Einfluss auf die praktische Implementierung des zukünftigen dänischen EE-Zertifikatsystems haben.

**52** Die zukünftigen Möglichkeiten eines internationalen (Binnen-) Marktes für EE-Zertifikate liegen eventuell in der Kombination mit einem separaten Markt für EE-Elektrizität. Dazu müsste allerdings eine europäische Harmonisierung durchgeführt werden. In der neuen Richtlinie 2001/77/EG ist jedoch die Einführung eines Binnenmarktes für EE-Zertifikate nicht enthalten. Der dänische Markt für EE-Zertifikate sollte deswegen im Prinzip als ein nationales Beihilfesystem betrachtet werden, das die spätere Integration mit anderen gleichwertigen Systemen aus anderen Ländern vorbereitet.

---

30 Für eine Beschreibung, siehe *Crookall-Fallon, C. & Crozier-Cole, T.*: Europe plans trading in ‚greenness', und *Groscurth, H.-M.; Beeck, H. & Zisler, S.*: Renewable Energy in Liberalized Markets.

31 http://www.recs.org. Biomasse-Zertifikate sind jedoch noch nicht entwickelt worden. Siehe auch http://www.recs.org/downloads/BCRelease1.PDF.

32 Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass die in Verbindung mit der Testphase ausgestellten EE-Zertifikate als Dokumentation für den Erwerb/Weiterverkauf von EE-Elektrizität verwendet werden können. Diese Anwendung baut auf dem Prinzip auf, dass eine gegebene Menge Elektrizität, die von einem Netz stammt, das ausschließlich oder teilweise Elektrizität aus nicht erneuerbaren Energiequellen aufnimmt, zu EE-Elektrizität wird, wenn gleichzeitig EE-Zertifikate für dieselbe Menge Elektrizität erworben werden.

## 8 Zusammenfassung

Das dänische Modell für EE-Zertifikate demonstriert die EU-rechtlichen Probleme, die bei nationalen Regelungen und deren Auswirkungen auf den Wettbewerb im Allgemeinen und staatlichen Beihilfen im Besonderen folgen. Seitens der Kommission scheint es jedoch ein Wohlwollen gegenüber diesem neuen Instrument zu geben. **53**

Mit einer wahrscheinlich steigenden Anzahl von Mitgliedstaaten, die EE-Zertifikate einführen, werden grenzüberschreitende Märkte und eventuell letztendlich ein Binnenmarkt möglich. Die zahlreichen nationalen Preisstützungsregeln wenden sich zurzeit ausschließlich an nationale Erzeuger von EE-Strom. Das ist gegenwärtig die größte Barriere für den europäischen Handel und Wettbewerb auf einem Markt für EE-Strom. Diese Regelungen werden jedoch nicht notwendigerweise den Handel mit verbindlichen immateriellen Rechten, wie EE-Zertifikaten, hindern. Eher steht die fehlende Harmonisierung der Einzelnen nationalen EE-Zertifikatsysteme dem Vorhaben entgegen. **54**

In Verbindung mit einem zukünftig grenzüberschreitenden Markt für EE-Strom muss der Gesetzgeber auf die wettbewerbsverzerrenden Effekte achten, die die Erteilung von EE-Zertifikaten verursachen kann. Für die dänischen Bestimmungen war es deshalb wesentlich, dass es in den konkreten Fällen keine Verzerrung des Wettbewerbs gab. Die Kommission hat eine sehr konkrete Beurteilung vorgenommen. Wenn sich die Verhältnisse ändern, werden die einzelnen Elemente nicht notwendigerweise akzeptiert werden. Hierin liegt eine besondere Aufgabe für die Gesetzgeber, die das Instrument nutzen wollen. Es muss wahrscheinlich im Verhältnis zur Situation auf dem Markt reguliert werden, um eine Verfälschung des Wettbewerbs und damit eine Verletzung der EU-Vorschriften zu vermeiden. **55**

Was die Unsicherheit in Bezug auf den Inhalt des Beihilfebegriffs angeht, die in Verbindung mit dem Urteil in der Rechtssache C-379/98 aufkam, stellt sich die Frage über die Reichweite der Entscheidungen, die die Kommission vor dem Urteil gefällt hat, beispielsweise in der Entscheidung zu den staatlichen Beihilfen, N 416/1999. Es ist z. B. fraglich, ob Dänemark an die Importbedingungen für EE-Elektrizität gebunden wäre. Die Frage ist noch nicht entschieden. **56**

## 9 Literatur

*Calliess, Christian; Ruffert, Matthias* (red.): Kommentar zum EU-Vertrag und EG-Vertrag, Luchterhand, 1999.

*Crookall-Fallon, Chris; Crozier-Cole, Tim*: Europe plans trading in ‚greenness' im Environmental Finance, Oktober 2000

*Gram Mortensen, Bent Ole*: Elforsyning (Elektrizitätsversorgung), DJØF Publishing 1998.

*Groscurth, Helmith-M.; Beeck, Hauke; Zisler, Stefan*: Renewable Energy in Liberalized Markets (abrufbar unter http://www.recs.org/downloads/basispaper_e2.pdf).

*Jacobs, Francis G.* Generalanwalt: Schlussanträge vom 26. 10. 2000, Rs. C-379/98, PreussenElektra gg. Schleswag, noch nicht in der amtlichen Sammlung (abrufbar unter http://www.curia.eu. int).

*Oschmann, Volker*: Strom aus erneuerbaren Energien und Europarecht, HbE 5210, 2001.

*Lenz, C. O.* (Hrsg.): EG-Vertrag Kommentar, Basel, Köln & Wien, 1994.

*Smeddinck, Ulrich; Witthohn, Alexander*: Rückblick auf das Stromeinspeisungsgesetz – Das PreussenElektra-Urteil des EuGH, HbE 5212, 2001.

*Steiner, Josephine; Woods, Lorna*: Textbook on EC Law, 7. Ausgabe, Blackstone, 2000.

*Sørensen, Karsten Engsig; Nielsen, Poul Runge*: EU-retten 1 (Das EU-Recht 1), 2. Ausgabe, DJØF Publishing 1999.

*Weatherrill, Stephen; Beaumont, Paul*: EU Law, 3. Ausgabe, Penguin Books, 1999.

*Arnull, A. M.; Dashwood, A. A.; Ross, M. G.; Wyatt, D. A. (Wyatt; Dashwood)*: European Union Law, 4. Ausgabe, Sweet & Maxwell 2000.

# Das Energiewirtschaftsgesetz 2005

*Edmund Brandt*

*Im Folgenden werden zunächst kurz die Schritte skizziert, die am Ende zum Energiewirtschaftsgesetz von 2005 geführt haben (unter 1). Im Zentrum steht dann die Darstellung und Erläuterung einiger wesentlicher Inhalte des Gesetzes (unter 2). Abgerundet wird der Beitrag durch einen knappen Ausblick, der nicht zuletzt den unmittelbar anstehenden Klärungsbedarf auf der Ebene der Rechtsetzung wie der Anwendung benennt (unter 3).*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| | Einleitung | 1–3 |
| 1 | Etappen auf dem Weg zum Energiewirtschaftsgesetz 2005 | 4–14 |
| 2 | Erläuterung einiger wesentlicher Inhalte des Gesetzes | 15–48 |
| 2.1 | Zuschnitt, Gliederungsstruktur | 15–21 |
| 2.2 | Mit dem Gesetz verfolgte Ziele | 22–26 |
| 2.3 | Entflechtung | 27–33 |
| 2.4 | Regulierung des Netzbetriebs | 34–41 |
| 2.5 | Regulierungsbehörde | 42–48 |
| 3 | Ausblick | 49–52 |
| 4 | Literatur | |


## Einleitung

Das am 13.7.2005 in Kraft getretene neue Energiewirtschaftsgesetz **1**
[gesetzestechnisch handelt es sich dabei um Artikel 1 „Gesetz über die Elektrizität und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ vom 7.7.2005, BGBl. I, S. 1970, hier abgedruckt unter 11311, Artikel 2 betrifft das „Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen“, hier abgedruckt unter 11312, Artikel 3 die „Änderung sonstiger Gesetze und Rechtsverordnungen“, Artikel 4 die „Rückkehr zum einheitlichen Verord-

nungsrang", Artikel 4a die „Neubekanntmachung", Artikel 5 schließlich das „Inkrafttreten, Außerkrafttreten", Art. 3–5 hier auszugsweise abgedruckt unter 11313] stellt in der Geschichte des Energierechts einen tiefen Einschnitt dar, vergleichbar nur mit der Kodifikation des Energiewirtschaftsgesetzes 1935 und dem Neuregelungsgesetz von 1998. [Dass es sich um ein vollständig neues Gesetz handelt, nicht nur um eine Novellierung, wird bereits daran deutlich, dass Artikel 5 Abs. 2 Nr. 1 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts ausdrücklich das Außerkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 anordnet.]

**2** Nach der Liberalisierung und Deregulierung geht es nunmehr um die Liberalisierung durch Re- bzw. Neuregulierung. Wie weitgehend und wie intensiv reguliert werden soll, belegen bereits einige wenige Zahlen: Hatte das Gesetz von 1998 24 Paragraphen, sind es nunmehr 118, hinzukommen ca. 15 Verordnungsermächtigungen, von denen mit der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV), der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) [beide vom 25.7.2005, BGBl. I, S. 2243 bzw. BGBl. I, S. 2225,], der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) und der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) [beide vom 25.7.2005, BGBl. I, S. 2210 bzw. BGBl. I, S. 2197, alle hier zukünftig abgedruckt unter 11410] auch bereits Gebrauch gemacht wurde. Unmittelbar an stehen Verordnungen zum Netzanschluss sowie zur Preisgestaltung.

**3** Wenn auch noch nicht konturenscharf ausgebildet, zeichnet sich damit ein Kodifikationsansatz ab, der sich am Ende zu einem umfassenden Netzwirtschaftsrecht entwickeln könnte. [Darauf weisen Kühne/Brodowski 2005 zu Recht hin.] Neben dem Energiewirtschaftsrecht würden zu einem solchen Netzwirtschaftsrecht insbesondere das Telekommunikations- und Postrecht, das Eisenbahnrecht und ggf. das Wasserwirtschaftsrecht gehören.

# 1 Etappen auf dem Weg zum Energiewirtschaftsgesetz 2005

Wollte man versuchen, den zentralen Regelungsgehalt des Energiewirtschaftsrechts vor 1998 zu benennen, würde man wohl auf die Sicherung eines Systems geschlossener Versorgungsgebiete kommen, das Wettbewerb weitestgehend ausschloss. Der Rechtsrahmen ermöglichte den – durchweg vertikal organisierten – Energieversorgungsunternehmen über den Abschluss von Demarkations- und Konzessionsverträgen die Schaffung von Gebietsmonopolen mit der Folge, dass auf der einen Seite die EVUs einer allgemeinen Anschluss- und Versorgungspflicht unterlagen, dem Kunde (Privat- wie Gewerbekunde) auf der anderen Seite in der Regel nur ein Lieferant gegenübertrat. Einer missbräuchlichen Ausnutzung der Monopolstellung versuchte man durch eine Energie- und Preisaufsicht sowie eine spezifische kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht entgegen zu wirken. **4**

Eine Fülle von Diskussionssträngen und Entwicklungslinien – international, auf europäischer Ebene, national – führte in der Summe schließlich zu einem energiepolitischen Paradigmenwechsel hin zur jedenfalls im Grundsatz Propagierung der Wettbewerbsidee (auch) im Strom- und Gassektor. [Entgegen gelegentlich vertretener Auffassung handelte es sich namentlich in den neunziger Jahren nicht um eine „Einbahnstraße", die von der europäischen auf die nationale Ebene führte. Vielmehr verliefen die Diskussionsstränge in beide Richtungen; zunehmend dominierte allerdings die europäische Rechtsetzung. Dazu etwa Brandt 1996, 129 ff.] **5**

Energierechtspolitische Meilensteine waren auf europäischer Ebene die Binnenmarktrichtlinie Elektrizität [Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 27 S. 20 vom 19.12.1996] und die Binnenmarktrichtlinie Gas [Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. L 204 S. 1 vom 22.6.1998] sowie auf nationaler Ebene das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts [vom 24.4.1998, BGBl. I, S. 730]. **6**

Die Richtlinien sahen im Grundsatz einen wettbewerbsorientierten Energiemarkt mit einer schrittweisen Marktöffnung vor. In der letz- **7**

ten Stufe waren die Mitgliedstaaten verpflichtet, mindestens ca. ein Drittel ihrer Märkte dem Wettbewerb zu öffnen. Für den Netzzugang Dritter war wahlweise ein regulierter und ein verhandelter Netzzugang vorgesehen. Einschränkungen des Wettbewerbs wurden zugelassen, soweit es der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen – etwa der Sicherheit, der Qualität oder dem Umweltschutz – diente.

**8** Die deutsche Energierechtsreform von 1998 bedeutete in kartellrechtlicher Sicht eine Flurbereinigung insoweit, als nunmehr das „normale" Wettbewerbsrecht auch im Energiesektor wirksam wurde. Alle wettbewerbsbeschränkenden Elemente der bisherigen Gebietsschutzverträge unterfielen dem Kartellverbot gemäß § 1 GWB und waren danach nichtig. Für die Demarkationsverträge war die Gesamtnichtigkeit die Folge, die mit Exklusivrechten ausgestatteten Konzessionsverträge galten gemäß einer Sonderregelung in Artikel 4 § 1 Energierechtsreform-Gesetz als einfache Wegenutzungsrechte weiter.

**9** Für die Verwirklichung des Liberalisierungskonzepts war neben dem sog. Unbundling, also der Trennung zwischen der Erzeugung, dem Transport und der Belieferung der Kunden, die Ermöglichung des Netzzugangs zentral. Da es aus einer Vielzahl von Gründen untunlich und auch faktisch unmöglich erschien, parallele Leitungssysteme einzurichten, konnte Wettbewerb in dem Nadelöhr der „Energiekette" von der Erzeugung über den Transport, die Verteilung bis zum Verbrauch nur dadurch herbeigeführt werden, dass der Betreiber die Nutzung seiner Netze Dritten zu gestatten hatte. Die §§ 6 und 6a EnWG (1998) enthielten dazu materiell-rechtliche Vorgaben. Danach war der Netzbetreiber verpflichtet, anderen Unternehmen sein Netz für Durchleitungen zur Verfügung zu stellen, die nicht ungünstiger waren als sie von ihm in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung stellen würden. Ausnahmsweise bestand eine Durchleitungspflicht dann nicht, wenn der Betreiber nachweisen konnte, dass ihm die Durchleitung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar war.

Durch den europäischen Rechtsrahmen vor die Wahl gestellt, den Netzzugang behördlich zu regeln oder ihn Vereinbarungen der Beteiligten zu überlassen, entschied sich der deutsche Gesetzgeber für das System des „Verhandelten Netzzugangs". Zu seiner Ausfüllung gab es im Strom- wie im Gasbereich eine Reihe von sog. Verbändevereinbarungen [Die letzten zustande gekommenen Vereinbarungen sind die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von natürlichen Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über die Prinzipien der Netznutzung vom 13.12.2001 (sog. VV 2 plus), Bundesanzeiger Nr. 85b vom 8.5.2002, sowie die Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas vom 3.5.2002 (sog. VV Gas 2), Bundesanzeiger Nr. 87b vom 14.5.2002.]. **10**

Nicht zuletzt die Diskussion um die Verbändevereinbarungen hat den Ruf nach einer administrativen Regelung des Netzzugangs immer lauter werden lassen – und zwar in gesteigerter Form im Gassektor: Die dort enthaltenen Ausformungen seien übermäßig kompliziert, würden zudem die Kunden und Wettbewerber benachteiligen. [So besonders signifikant im sog. Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit vom 31.8.2003, www.bmwa.bund.de]. Außerdem zeichnete sich mehr und mehr ab, dass sich die an den Aushandlungsprozessen Beteiligten immer schwerer taten, sich auf unabdingbare Weiterentwicklungen (bei der VV Strom) bzw. sich überhaupt auf Regelungen (bei der VV Erdgas) zu verständigen. **11**

Überlagert wurde die Diskussion auf nationaler Ebene durch die Rechtsentwicklung in der EG. Hier hatte die Kommission bereits 2001 die vollständige Öffnung der Märkte, eine Vereinheitlichung der Regulierungsstandards sowie ein nicht nur formal, sondern tatsächlich realisiertes Unbundling gefordert. [Mitteilung der Kommission, ABl. C 240 E vom 28.8.2001 S. 60; und ABl. C 227 E vom 24.9.2002 S. 393.] 2003 wurde das sog. Beschleunigungspaket beschlossen, das im Kern eine neue Strom- und Gasrichtlinie enthielt, die an die Stelle der Richtlinien von 1996 und 1998 traten. [Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitäts-Binnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. L 176 S. 37 ff., sowie Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften über den Erdgas-Bin- **12**

nenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. L 176 S. 57 ff., hier zukünftig abgedruckt unter 11200]

**13** Im Kern geht es bei den Richtlinien um Folgendes:

- die Verschärfung der Anforderungen an das Unbundling (Art. 10 ff. Strom-RL; Art. 9 ff. Gas-RL);
- die Verpflichtung zur vollständigen Marktöffnung für alle Nicht-Haushaltskunden bis zum 1.7.2004 sowie für alle Kunden bis zum 1.7.2007 (Art. 21 Strom-RL; Art. 23 Gas-RL);
- die verbindliche alleinige Normierung des Netzzugangs als reguliertem Netzzugang (Art. 20 Strom-RL; Art. 18 ff. Gas-RL);
- die Verpflichtung zur Einrichtung von Regulierungsbehörden und ihrer Ausstattung mit Kompetenzen (Art. 23 Strom-RL; Art. 25 Gas-RL).

**14** Die Richtlinien hätten bis zum 1.7.2004 in nationales Recht umgesetzt werden müssen. Im Juli 2004 lag aber erst der Regierungsentwurf eines neuen Energiewirtschaftsgesetzes vor. Folgerichtig leitete die Kommission ein Vertragsverletzungsverfahren gegen die Bundesrepublik Deutschland ein. Mit etwas mehr als einjähriger Verzögerung ist nunmehr das Europäische Recht umgesetzt worden.

# 2 Erläuterung einiger wesentlicher Inhalte des Gesetzes

## 2.1 Zuschnitt, Gliederungsstruktur

**15** Es ist nicht selbstverständlich und bedarf deshalb der Erwähnung, dass das Energiewirtschaftsgesetz sowohl für den Strom- als auch für den Gassektor gilt. Auf europäischer Ebene findet sich demgegenüber – wie dargelegt – eine Aufteilung, und der Sache nach gäbe es durchaus gute Gründe, die für eine Splittung sprächen. [Namentlich von der „Gasseite" wird immer wieder geltend gemacht, dass es nicht angehe, bei der normativen Ausformung sich im Wesentlichen an den Gegebenheiten im Strombereich zu orientieren und den Gassektor als Annex zu begreifen. Siehe dazu bereits Brandt 1996, 5.]

Den Besonderheiten des Gassektors versucht der Gesetzgeber zum einen dadurch gerecht zu werden, dass er innerhalb der einzelnen Paragraphen Spezialregelungen trifft, so in den Begriffsbestimmungen in § 3 (etwa die Nrn. 6 – 9, 10 b – 10 c, 19 a – 20, 26, 29, 31 – 31 b, 39), den Vorschriften in § 10 Abs. 3 zur Rechnungslegung und internen Buchführung, den Bestimmungen über den Netzanschluss in § 17 Abs. 1 i. V. m. § 19 Abs. 2 u. 3, den Regelungen über den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen (§ 20 Abs. 20 a u. 1 b) oder den Vorgaben für die Netzzugangsbedingungen, Entgelten für den Netzzugang sowie zur Erbringung und Beschaffung von Ausgleichsleistungen in § 24 Satz 2 Nr. 3 a. Zum anderen finden sich auch zusammenhängende Normierungskomplexe in mehreren Paragraphen, so in den §§ 25 ff., in denen es um Ausnahmen vom Zugang zu den Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen (§ 25), dem Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und zu Speicheranlagen im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas (§ 26), dem Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen (§ 27), dem Zugang zu Speicheranlagen (§ 28) sowie neue Infrastrukturen (§ 28 a) geht. **16**

[Die Benutzung von Kleinbuchstaben innerhalb bzw. zur Bezeichnung von Paragraphen in einem völlig neuen Gesetz spiegelt die handwerklichen Probleme und auch die Hektik im Gesetzgebungsverfahren wider. Um das Inkrafttreten im Juli 2005 nicht zu gefährden, verzichtete man im Rahmen des Vermittlungsverfahrens bzw. im Anschluss daran auf eine redaktionelle Überarbeitung. Sie hätte dann auch eine Überprüfung aller (sehr zahlreicher) Verweise bedingt. Dem gleichen Umstand ist die überraschende Tatsache geschuldet, dass sich in dem Normwerk als „aufgehoben" gekennzeichnete Paragraphen finden: §§ 34, 40, 47. Da mit den §§ 3 a, 16 a, 21 a, 21 b, 23 a, 28 a, 53 a, 60 a, 64 a, 71 a und 112 a gegenüber der ursprünglichen Zählweise noch 11 Paragraphen hinzugekommen sind, ergibt sich per Saldo ein Gesetz mit „netto" 126 Paragraphen.] **17**

Die zahlreichen Verordnungsermächtigungen beziehen sich teilweise auf den leitungsgebundenen Energiesektor insgesamt, teilweise jeweils auf den Strom- und den Gassektor. Die durch Art. 2 § 1 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts umbenannte Regulierungsbehörde ist sowohl für Elektrizität und Gas – **18**

und daneben für Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – zuständig.

**19** Das Energiewirtschaftsgesetz gliedert sich in folgende zehn Teile:

Teil 1 – Allgemeine Vorschriften
Teil 2 – Entflechtung
Teil 3 – Regulierung des Netzbetriebs
Teil 4 – Energielieferung an Letztverbraucher
Teil 5 – Planfeststellung, Wegenutzung
Teil 6 – Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung
Teil 7 – Behörden
Teil 8 – Verfahren
Teil 9 – Sonstige Vorschriften
Teil 10 – Evaluierung, Schlussvorschriften.

**20** Prinzipiell ist es unangebracht, in einem Normwerk von wichtigen und von weniger wichtigen Vorschriften zu sprechen. Im jeweiligen Kontext mag eine als peripher deklarierte Bestimmung höchst bedeutsam werden. Nimmt man gleichwohl das durch die beiden EG-Richtlinien vorgegebene Normprogramm als Richtschnur, konzentriert sich das Interesse mit einiger Wahrscheinlichkeit auf den Teil 2 (Entflechtung) mit den §§ 6 ff., Teil 3 (Regulierung des Netzbetriebs) mit den Abschnitten 1 – Aufgaben der Netzbetreiber (§§ 12 ff.), Abschnitt 2 – Netzanschluss (§§ 17 ff.), Abschnitt 3 – Netzzugang (§§ 20 ff.) und Abschnitt 4 – Befugnisse der Regulierungsbehörde, Sanktionen (§§ 29 ff.) und Teil 7 (Behörden) mit einer detaillierten Normierung der behördlichen Organisation und des behördlichen Verfahrens in insgesamt sieben Abschnitten (§§ 54 ff.). Für die Auslegung einzelner Bestimmungen dürfte immer wieder § 1 (Zweck des Gesetzes) aus Teil 1 herangezogen werden.

**21** Intensive Diskussionen ausgelöst haben die Bestimmungen über die Grundversorgungspflicht – mit ihren Ausnahmen (§§ 36) – im Rahmen der Vorschriften über die Energielieferung an Letztverbraucher (Teil 4). Und gerade vor dem Hintergrund der sog. Blackout-Diskussion der letzten Jahre (gemeint ist damit die Frage, ob Störungen bei der Stromversorgung, wie sie gehäuft in Kalifornien, London, Italien

usw. aufgetreten sind, auch hierzulande möglich wären) richtete sich das Augenmerk wieder verstärkt auf den Aspekt der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung.

## 2.2 Mit dem Gesetz verfolgte Ziele

**22** Das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 enthielt die bekannte Zieltrias einer möglichst sicheren, preisgünstigen und umweltverträglichen Energieversorgung. In gewisser Weise findet sich auch in § 1 EnWG eine Zieltrias. Sie ist freilich ganz anders strukturiert und folgt einem anderen Strukturierungsansatz als das alte Gesetz.

**23** Nach Abs. 1 besteht der Zweck des Gesetzes danach in der möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Es gibt also fünf Zielbestimmungen, bei denen namentlich mit der Einführung des überwölbenden Merkmals „effizient" eine Abgrenzung nicht ohne weiteres gegeben ist. Unübersehbar ist darüber hinaus ein gewisses Spannungsverhältnis zwischen den einzelnen Zielbestimmungen. So ist etwa zwangsläufig eine sichere Energieversorgung nicht billig und möglicherweise auch nicht in jedem Fall umweltverträglich – und umgekehrt. In der Normanwendung wird man versuchen müssen, ggf. zu einem Ausgleich in der Weise zu gelangen, dass in einer verhältnismäßigen Abwägung allen Zielbestimmungen eine möglichst weitgehende Entfaltung zukommt.

**24** Wie sehr der Regulierungsansatz das neue Energiewirtschaftsgesetz prägt, erweist sich an § 2 EnWG. Dort wird ausdrücklich hervorgehoben, dass die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen dienen soll. An dieser Zielbestimmung fällt auf, dass nicht nur die Sicherung des Wettbewerbs im Zusammenhang mit der Regulierung angesprochen wird, sondern auch die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung. Die oben schon kurz erwähnte Blackout-Diskussion findet hier unzweifelhaft ihren Niederschlag.

**25** Schließlich wird in Abs. 3 die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung genannt. Damit setzt sich ein auch vielfach in Umweltgesetzen zu beobachtender Trend fort, ausdrücklich den Zusammenhang der nationalen Normsetzung mit der europäischen Gesetzgebung zu betonen.

**26** Die größte Bedeutung dürfte § 1 EnWG im Rahmen der sog. systematischen Auslegung bekommen, wenn nämlich die Wortinterpretation bei einer Vorschrift nicht zu einem eindeutigen Ergebnis führt und deshalb das Gesetz insgesamt in den Blick genommen wird, darüber hinaus auch bei der sog. teleologischen Auslegung, die nach Sinn und Zweck der Vorschriften fragt. Daneben enthält § 1 EnWG gewissermaßen auch die Programmatik, mit der der Gesetzgeber sein Normierungsziel zum Ausdruck bringen wollte. Unmittelbare Rechtsfolgen, insbesondere Ansprüche, lassen sich aus § 1 EnWG nicht ableiten.

## 2.3 Entflechtung

**27** Die in Teil 2 des Gesetzes (§§ 6 ff.) geregelte Entflechtung bedeutet die Abkehr von der Einheit der Wertschöpfungskette, die traditionell von der Erzeugung über den Transport, die Verteilung bis zur Versorgung der Kunden reichte und die mit einer vertikal integrierten Struktur der Energieversorgungsunternehmen korrespondierte. Wettbewerb – so die Grundvorstellung – ist nur möglich, wenn eine Abwendung von einer vertikalen Integration stattfindet und zugleich die horizontale Abschottung (Abkehr von den geschlossenen Versorgungsgebieten) aufgelöst wird. Die Crux bei dem Ganzen besteht nun darin, dass ein real, gegenständlich durchgeführter Wettbewerb im Netzbereich nicht machbar bzw. unsinnig wäre: Parallele Leitungsnetze würden einen riesigen volkswirtschaftlichen Aufwand erzeugen und wären aus Umweltsicht auch nicht vertretbar. Also geht der gesetzgeberische Ansatz dahin, einerseits die relevanten Marktaktivitäten – Erzeugung, Handel und Vertrieb – voneinander zu trennen (dazu sogleich) zum anderen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Transportnetzen zu gewährleisten (dazu unter 2.4).

**28** Als Grundsatzbestimmung sieht § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG vor, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen zur Gewährleis-

tung von Transparenz sowie der diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet sind. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen sie die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherstellen (Satz 2). Es gibt vier verschiedene Formen der Entflechtung:

- die rechtliche Entflechtung (§ 7 EnWG),
- die operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG),
- die informatorische Entflechtung (§ 9 EnWG) sowie
- die buchhalterische Entflechtung (§ 10 EnWG).

**29** Ab sofort haben vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sicherzustellen, dass mit ihnen verbundene Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind (§ 7 Abs. 1 EnWG). Für den Verteilernetzbetrieb gilt diese Anforderung vom 1.7.2007 an (§ 7 Abs. 3 EnWG). Eine Ausnahme für kleinere Unternehmen enthält § 7 Abs. 2 EnWG. Danach sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, von der Verpflichtung der rechtlichen Entflechtung ausgenommen.

**30** Zusätzlich zum sog. Legal Unbundling verlangt § 8 Abs. 1 EnWG, dass die Energieversorgungsunternehmen die Unabhängigkeit der Netzbetreiber hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäfts sicherzustellen haben. Dazu wird in den Absätzen 2 – 6 eine Reihe von Ausformungen vorgenommen. Insbesondere müssen Vorkehrungen getroffen werden, um die Unabhängigkeit und Handlungsfreiheit der Personen zu gewährleisten, die für den Netzbetrieb zuständig sind.

**31** Weiterhin sieht § 9 Abs. 1 EnWG vor, dass integrierten Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreibern Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Netzbetreiber Kenntnis erlangen, gewahrt wird. Schließlich muss für die einzelnen Geschäftsbereiche eine jeweils getrennte Rechnungslegung und interne Buchführung erfolgen (§ 10 EnWG).

**32** Die maßgebliche Instanz zur Durchsetzung des Unbundlings ist die Regulierungsbehörde. Zunächst kann sie auf der Basis der „General-

klausel" des § 65 Abs. 1 EnWG mit Aufsichtsmaßnahmen operieren (dazu unter 2.5). Direkte normative Anknüpfungspunkte für den soeben angesprochenen Bereich finden sich in § 8 Abs. 5 bzw. § 10 Abs. 5 EnWG. Danach ist ihr zum einen ein Gleichbehandlungsprogramm zur diskriminierungsfreien Ausübung des Netzbetriebes, sind ihr zum anderen die geprüften Jahresabschlüsse vorzulegen.

**33** Es ist offenkundig, dass die in mancherlei Hinsicht völlig neuartigen und zugleich sehr engmaschigen Regelungen zur Entflechtung Berührungspunkte mit gesellschafts- und steuer-, daneben auch mit arbeitsrechtlichen Bestimmungen aufweisen und es nicht selten zu Regelungswidersprüchen kommt (darauf weisen Kühne/Brodowski 2005, 854 f. zu Recht hin). Lösungen werden nach und nach bei der Rechtsanwendung zu finden sein; dabei ist von einer prinzipiellen Gleichrangigkeit der heranzuziehenden Vorschriften aus den verschiedenen Rechtsbereichen auszugehen.

## 2.4 Regulierung des Netzbetriebs

**34** Mit Abstand die größte Regulierungsdichte im neuen Energiewirtschaftsgesetz weist der Teil 3 auf, der sich mit der Regulierung des Netzbetriebs befasst (§§ 11 ff. EnWG). Als Basisnorm sieht § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG vor, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Dabei sind folgende Netzbetreiber zu unterscheiden:

- die Betreiber von Übertragungsnetzen (§ 3 Nr. 10 EnWG),
- die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen bzw. Gasverteilernetzen (§ 3 Nr. 3 bzw. Nr. 7 EnWG) sowie
- die Betreiber von LLG-Anlagen bzw. von Speicheranlagen (§ 3 Nr. 8 bzw. Nr. 9 EnWG).

**35** Eine zentrale Aufgabe der Betreiber von Übertragungsnetzen besteht nach § 12 Abs. 1 EnWG darin, die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ih-

rer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen. Nach § 13 Abs. 1 sind sie berechtigt und verpflichtet, bei Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone die Gefährdung oder Störung durch netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen und marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie oder auch Mobilisierung zusätzlicher Reserven, zu beseitigen (sog. Systemverantwortung).

**36** Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die besondere Pflicht, Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Versorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sein dürfen, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden (§ 17 Abs. 1 EnWG). Diese Netzanschlusspflicht besteht nur dann nicht, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass dies aus betrieblichen oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes nicht möglich oder nicht zumutbar ist (§ 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG).

**37** Den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen regelt im Grundsatz § 20 EnWG. Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben nach § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen, einschließlich Musterverträge, und Entgelte für diesen Netzzugang im Internet zu veröffentlichen. Die Ausgestaltung des Netzzugangs erfolgt auf vertraglicher Grundlage (§ 20 Abs. 1a u. Abs. 1b EnWG). Ausdrücklich erwähnt sind der Netznutzungsvertrag, der Lieferantenrahmenvertrag, der Einspeisevertrag sowie der Ausspeisevertrag. Untergesetzliche Regelungen normieren die Einzelheiten des Netzzugangs. Für den Elektrizitätsbereich ist das die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), für den Gasbereich die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Die Verträge werden jeweils von der Regulierungsbehörde kontrolliert. Nach § 29 Abs. 1 EnWG trifft die Regulierungsbehörde Entscheidungen über die Bedingungen und Methoden für den Netzanschluss oder den Netzzugang. Nach § 29

Abs. 2 ist sie befugt, die von ihr festgelegten oder genehmigten Bedingungen und Methoden nachträglich zu ändern, soweit das erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung oder Genehmigung genügen.

**38** Um einen gewissen Wettbewerb um Netzgebiete zu ermöglichen, ist die Laufzeit von Wegenutzungsverträgen nach § 46 Abs. 2 auf höchstens 20 Jahre begrenzt. § 46 Abs. 3 EnWG trifft detaillierte Vorgaben für den Neuabschluss von derartigen Verträgen. Für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, sind Konzessionsabgaben zu entrichten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit kann durch Rechtsverordnung die Zulässigkeit und Bemessung der Konzessionsabgaben regeln (§ 48 Abs. 2 S. 1 EnWG).

**39** Auf der Grundlage des alten Energiewirtschaftsgesetzes waren die Modalitäten der Netznutzung – demzufolge auch die Höhe der Netznutzungsentgelte – auszuhandeln. Gerade hier setzte die Kritik an; insbesondere wurde geltend gemacht, die Netzbetreiber würden unangemessen hohe Netznutzungsentgelte verlangen und so im Ergebnis den Strom- und Gaswettbewerb wenn nicht verhindern, so doch nachhaltig erschweren. Demzufolge ist die Regulierung im neuen Energiewirtschaftsgesetz insoweit besonders intensiv, als dass § 24 EnWG geradezu eine ganze Batterie von Verordnungsermächtigungen enthält, um zu einer ausgewogenen Sicherstellung eines wirksamen Wettbewerbs einerseits, der Sicherheit der Energieinfrastruktur andererseits zu gelangen. Zu erwähnen sind in dem Zusammenhang:

- die Bedingungen für den Netzzugang einschließlich der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen oder Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen sowie Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang (§ 24 S. 1 Nr. 1 EnWG),
- die Regelung, in welchen Fällen und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde diese Bedingungen oder Methoden festlegen oder auf Antrag des Netzbetreibers genehmigen kann (§ 24 S. 1 Nr. 2 EnWG),

- die Verpflichtung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen, zur Schaffung möglichst einheitlicher Bedingungen bei der Gewährung des Netzzugangs in näher zu bestimmender Weise zusammenzuarbeiten (§ 24 S. 2 Nr. 1 EnWG)
  oder
- die Festlegung der Rechte der Verbraucher bei der Abwicklung eines Anbieterwechsels (§ 24 S. 2 Nr. 2a EnWG).

**40** Die Entgeltbildung hat nach § 21 Abs. 2 EnWG grundsätzlich auf Kostenbasis zu erfolgen; die Entgeltbildung soll sich dabei primär nicht an den Ist-Kosten orientieren, sondern unter Effizienzgesichtspunkten sollkostenorientiert erfolgen. Ausnahmsweise lässt § 21a EnWG auch eine Anreizregulierung zu. Sie hat zum Inhalt die Vorgabe von Obergrenzen, die in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet werden – und zwar für eine Regulierungsperiode unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 2 S. 1 EnWG). Auch insoweit enthält das Gesetz eine Verordnungsermächtigung, in der bestimmt werden kann, ob und ab welchem Zeitpunkt die Anreizregulierung erfolgen soll, in der die nähere Ausgestaltung festzulegen ist und der Regulierungsbehörde Befugnisse eingeräumt werden können (§ 21a Abs. 6 S. 1 EnWG).

**41** Es liegt auf der Hand, dass die Regulierung des Netzbetriebs so, wie sie das neue Energiewirtschaftsgesetz mit seinen Rechtsverordnungen intendiert, erst nach und nach in einem längeren Prozess erfolgen wird. Das gilt umso mehr, als in der Gestalt der Regulierungsbehörde an maßgeblicher Stelle eine neue Instanz eingeschaltet wird, die es bisher im Energiesektor nicht gegeben hat.

## 2.5 Regulierungsbehörde

**42** Nach der alten Rechtslage war die Aufsicht über die Netze einer Vielzahl von Einrichtungen anvertraut: dem Bundeskartellamt, den Landeskartellbehörden, den Preisaufsichtsbehörden sowie den Landesenergieaufsichtsbehörden. Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde auf Bundesebene mit der Konzentration der Überwachung von ungefähr 1.400 Netzbetreibern in der Bundesrepublik Deutschland stellt durchaus so etwas wie einen Paradigmenwechsel dar.

**43** Nach einem langen Hin und Her nimmt die Bundesnetzagentur die Aufgaben der Regulierungsbehörde wahr (§ 54 Abs. 1 EnWG). Rechtsform, Name, Tätigkeiten und Organisation sind im Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen geregelt. Es handelt sich um eine Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, das weisungsbefugt ist. Soweit solche Weisungen erfolgen, sind sie mit Begründung im Bundesanzeiger zu veröffentlichen (§ 61 EnWG). Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur werden von Beschlusskammern getroffen (§ 59 Abs. 1 S. 1 EnWG). Die Beschlusskammern entscheiden in der Besetzung mit einem oder einer Vorsitzenden und zwei Beisitzenden; Vorsitzende und Beisitzende müssen Beamte sein und die Befähigung zum Richteramt oder für eine Laufbahn des höheren Dienstes haben (§ 59 Abs. 2 EnWG).

**44** Zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben, insbesondere zur Herstellung von Markttransparenz, führt die Regulierungsbehörde ein umfassendes Monitoring durch (§ 35 EnWG). Es betrifft praktisch das gesamte Verhalten der Netzbetreiber, etwa die Regeln für das Management, das Engpassmanagement, die Veröffentlichung angemessener Informationen über Verbindungsleistungen, die tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung zwischen den verschiedenen Ebenen, das Ausmaß von Transparenz und Wettbewerb, also die Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen. Gewissermaßen korrespondierend kann nach der Generalklausel des § 65 Abs. 1 die Regulierungsbehörde Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen verpflichten, ein Verhalten abzustellen, das den Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes sowie den aufgrund des Gesetzes ergangenen Rechtsvorschriften entgegensteht. Die Regulierungsbehörde besitzt demnach eine umfassende Kompetenz, Missstände, die sie im Rahmen des Monitoring festgestellt hat, auch abzustellen.

**45** Eine weitere zentrale Vorschrift, auf deren Grundlage die Regulierungsbehörde agieren kann, ist § 30 Abs. 2 EnWG. Danach kann sie einen Betreiber von Energieversorgungsnetzen, der seine Marktstellung missbraucht, verpflichten, diese Zuwiderhandlung abzustellen und dem Unternehmen in dem Zusammenhang alle Maßnahmen aufzugeben, die erforderlich sind, um die Zuwiderhandlung wirksam abzustellen, das kann so weit gehen, dass in Fällen rechtswidrig ver-

weigerten Netzanschlusses oder Netzzugangs der Netzanschluss oder Netzzugang angeordnet wird (§ 30 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EnWG).

**46** Neben die allgemeine Missbrauchsaufsicht von Amts wegen tritt das besondere Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG. Danach kann jede Person, deren Interessen durch das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen erheblich berührt werden, bei der Regulierungsbehörde einen Antrag auf Überprüfung dieses Verhaltens stellen. Wird ein Verstoß gegen die Entgeltvorschriften festgestellt, ist der Netzbetreiber dem Betroffenen zur Beseitigung der Beeinträchtigung und bei Wiederholungsgefahr zur Unterlassung verpflichtet (§ 32 Abs. 1 EnWG).

**47** Schließlich hat die Regulierungsbehörde auch weitreichende Kompetenzen zum Erlass von Zwangsgeldern oder Bußgeldern (§§ 94 f. EnWG); dabei beträgt die Höhe des Zwangsgeldes mindestens tausend und höchstens zehn Mio. Euro (§ 94 S. 2 EnWG).

**48** Mit der Einrichtung der Regulierungsbehörde verbunden war die Notwendigkeit, das behördliche Verfahren zu regeln. Sie finden sich in den §§ 66 ff. Gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde ist die Beschwerde zulässig (§ 75 Abs. 1 S. 1 EnWG). Über sie entscheidet ausschließlich das für den Sitz der Regulierungsbehörde zuständige Oberlandesgericht (§ 75 Abs. 4 S. 1 EnWG), also das OLG Düsseldorf. Für die Herausbildung einer einheitlichen Entscheidungspraxis ist diese exklusive Zuordnung sicherlich förderlich; angesichts der Fülle der zu erwartenden Beschwerden könnte es allerdings zu Verzögerungen bei der Fallbearbeitung kommen.

## 3 Ausblick

**49** So üppig die Normenflut mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz und auf der Grundlage dieses Gesetzes bereits erscheinen mag, bleiben gleichwohl beträchtliche Regelungslücken. So ist bislang nur ein Teil der nach dem Gesetz vorgesehenen Rechtsverordnungen erlassen worden, und insbesondere im Massenkundengeschäft müssen Neuregelungen an die Stelle der noch geltenden Allgemeinen Bedingungen treten.

**50** Auf der Rechtsanwendungsseite ist ein eher tastendes Vorgehen zu erwarten. Das liegt schon daran, dass kaum einer der Akteure alsbald in der Lage sein wird, zuverlässig die Möglichkeiten und Grenzen des eigenen Handelns vor dem Hintergrund der neuen Rechtslage zu erfassen. Mit der Regulierungsbehörde tritt ein neuer „Mitspieler" auf den Plan, und auch wenn sie auf die Erfahrung aus dem Telekommunikations- und Postbereich zurückgreifen kann, wird es eine Weile dauern, bis sich in den wesentlichen Bereichen eine zuverlässige Regelungspraxis, die ihrerseits sicherlich einer gerichtlichen Kontrolle unterworfen wird, herausgebildet haben wird.

**51** Mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 2005 gilt es Abschied zu nehmen von den noch vor einigen Jahren gehegten Hoffnungen, der Staat würde sich weitestgehend aus dem Energiesektor zurückziehen und lediglich in seltenen Fällen als Schlichter oder Schiedsrichter auftreten. Aus der Deregulierung ist die Reregulierung geworden, und es gibt wenig Hoffnung, dass eine grundlegende Erkenntnis der Implementationsforschung, wonach ein ambitioniertes und zugleich dichtmaschiges Normenprogramm zwangsläufig Vollzugsdefizite nach sich zieht, nicht auch hier zum Tragen kommen sollte. Ein kontinuierlicher Nachsteuerungsbedarf dürfte also programmiert sein. Zudem zeichnen sich bereits Änderungen im Europäischen Gemeinschaftsrecht ab, die ebenfalls nicht ohne Auswirkung auf die nationalen Rechtsrahmen bleiben werden. Das gilt insbesondere für den Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (KOM [2003], 739 endg.).

**52** Ob bei alledem das immer wieder proklamierte übergeordnete Ziel, über eine verschärfte Regulierung zu einer Senkung der Energiepreise zu gelangen, wirklich erreicht werden kann, ist offen. Allem Anschein nach werden die Spielräume, insbesondere was die Netznutzungsentgelte betrifft, wohl auch überschätzt. Dann aber steht die gesamte Energierechtspolitik auf dem Prüfstand, die nicht zuletzt auch das Verhältnis der verschiedenen Energieträger zueinander neu und verschärft in den Blick nehmen muss.

## 4 Literatur

[1] Brandt, E.: Umwelt- und wettbewerbsorientierte Weiterentwicklung des Energierechts – Eine verfassungsrechtliche Analyse, Berlin 1996.

[2] Brattig, B.; Kahle, Ch.: Die Entwicklung des Energierechts 2003 bis 2004, NVwZ 2005, 642 ff.

[3] Breuer, R.: Umsetzung von EG-Richtlinien im neuen Energiewirtschaftsrecht, NVwZ, 2004, 521 ff.

[4] Kühne, G.; Brodowski, Ch.: Das neue Energiewirtschaftsrecht nach der Reform 2005, NVwZ, 2005, 849 ff.

[5] Salje, P.: Grundversorgung und Regulierung, et 2005, 32 ff.

# Verfassungskonformität von Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen nach dem EEG

*Jan Reshöft*

## Inhaltsverzeichnis


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einführung | 1–31 |
| 1.1 | Einleitung | 1–4 |
| 1.2 | Geschichte der Stromeinspeisung | 5–31 |
| 1.2.1 | Stromeinspeisung vor dem StromEG | 5–8 |
| 1.2.2 | Stromeinspeisung unter dem StromEG | 9–16 |
| 1.2.3 | Aufbau und Funktionsweise des EEG | 17–31 |
| 2 | Grundrechtsverletzung der EVU | 32–205 |
| 2.1 | Grundrechtsfähigkeit von EVU | 41–53 |
| 2.2 | Vergütungsverpflichtung als Sonderabgabe | 54–88 |
| 2.2.1 | Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG als Sonderabgaben | 58–82 |
| 2.2.2 | Analoge Anwendung der Maßstäbe für Sonderabgaben? | 83–85 |
| 2.2.3 | Zwischenergebnis | 86–88 |
| 2.3 | Verletzung in Grundrechten | 89–205 |
| 2.3.1 | Verletzung in Art. 12 Abs. 1 GG | 90–174 |
| 2.3.2 | Verletzung in Art. 14 Abs. 1 GG | 175–190 |
| 2.3.3 | Verletzung in Art. 2 Abs. 1 GG | 191–195 |
| 2.3.4 | Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG | 196–202 |
| 2.3.5 | Gesamtergebnis der Grundrechtsprüfung | 203–205 |
| 3 | Literatur | |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. |
|---|---|
| 5%-Deckel | 13 |
| Abnahmeansprüche | 20f. |
| Abnahmezwang | 34 |
| Anschlussansprüche | 18f. |
| Atomausstieg | 112 |
| Ausschreibungsmodelle | 142ff. |
| Bundesweite Ausgleichsregelung | 26 |
| Degressive Vergütungssätze | 23 |
| Eigentumsgarantie | 175 |
| Eingerichteter und ausgeübter Gewerbebetrieb | 186ff. |
| Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit | 191 |

| | Rn. |
|---|---|
| Einschätzungsprärogative | 115 |
| Erzeugungskosten Solarstrom | 10 |
| Finanzverfassung | 55 |
| Gemischtwirtschaftliche Unternehmen | 45 |
| Grundrechtstypische Gefährungslage | 47 |
| Internalisierung externer Kosten | 38 |
| Kooperationsmodell | 145 |
| Kyoto-Protokoll | 108 |
| Mitnahmeeffekte | 22 |
| Nassauskiesungsentscheidung | 79 |
| Netzausbau | 18 |
| Preis- und Vertragsfreiheit | 94 |
| Preisregelungen | 54 |
| Quotenmodell | 132 ff. |
| Rechtfertigungsanforderungen | 99 |
| Regelungsebenen des EEG | |
| – erste | 20 |
| – zweite | 21 |
| – dritte | 26 |
| – vierte | 28 |
| Regulierung durch den Markt | 147 |
| Schutzbereich der Berufsfreiheit | 90 |
| Sonderabgabe | 129 f. |
| Steuerliche Begünstigung | 128 |
| Stufenlehre | 107 |
| Tatsächliche Stromerzeugungskosten | 29, 34 |
| Vergütungsansprüche | 22 ff. |
| Verhältnismäßigkeitsprinzip | 79 |
| Verkappte Sonderabgabe | 54 |
| Vermiedene Kosten | 7 |
| Verursacherprinzip | 38 |
| Wettbewerbsrecht | 6 |
| Zertifikatehandel | 132 ff. |


# 1 Einführung

## 1.1 Einleitung

**1** Der Beitrag untersucht die Verfassungskonformität des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 1. 4. 2000.[1)]

**2** Das EEG stellt das vorläufige Ende einer Reihe rechtlicher Regelungen dar, die schon vor 1990 die Möglichkeit der vergütungspflichtigen Einspeisung von (regenerativ erzeugtem) Strom geschaffen haben. Deshalb soll im Rahmen der Einführung die Geschichte der Rechtsgrundlagen zur Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms in die Versorgungsnetze in aller Knappheit dargestellt werden. Im Anschluss wird das EEG mit seinen wesentlichen Regelungen vorgestellt.

**3** Im 2. Teil wird die Kompatibilität des Einspeisungs- und Vergütungsanspruchs mit den Grundrechten der Netzbetreiber, welche die Einspeisung dulden und vergüten müssen, untersucht. Bereits gegen das Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7. 12. 1990 (StromEG), das von dem EEG

1 BGBl. I S. 305.

abgelöst worden ist, sind verfassungsrechtliche Bedenken erhoben worden. So haben unter anderem *Ossenbühl*,[2] *Arndt*,[3] *Friauf*,[4] *Zinow*[5] *und Treffer*[6] ausgeführt, dass die Einspeisungs- und Vergütungsregelungen des StromEG verfassungswidrig seien. Soweit das EEG Regelungen des StromEG fortführt und weiterentwickelt, wird auf die zum StromEG vorgefundene Literatur Bezug genommen, da die Ansichten auch unter der Geltung des EEG nicht anders vertreten werden dürften.

Bevor hier die eigentliche Grundrechtsprüfung erfolgt, ist allerdings **4**
auf zwei Fragen einzugehen. Zum Ersten ist zu prüfen, inwieweit die betroffenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) überhaupt *grundrechtsfähig* sind. Zum Zweiten ist zu untersuchen, ob es sich bei der Vergütungsverpflichtung um eine *Sonderabgabe* nach den Maßstäben des Finanzverfassungsrechts handelt.

## 1.2 Geschichte der Stromeinspeisung

### 1.2.1 Stromeinspeisung vor dem StromEG

Bereits vor dem Inkrafttreten des StromEG am 1. Januar 1991 be- **5**
stand die Möglichkeit der Einspeisung (u. a.) von regenerativ erzeugtem Strom in das Versorgungsnetz.

Der Anspruch auf Einspeisung ergab sich aus dem **Wettbewerbs-** **6**
**recht**, wonach es marktbeherrschenden Unternehmen der Energieversorgungswirtschaft untersagt war, kleinere und von ihnen abhängige Unternehmen unbillig zu behindern, §§ 26 Abs. 2, 103 Abs. 5 S. 2 Nr. 3 GWB.[7] Die Erzeuger von regenerativem Strom sind von den EVU abhängig, da sie ihren Strom nur in das allgemeine Versorgungsnetz einspeisen können, das im Eigentum der EVU steht.

Aus diesem Einspeisungsanspruch hat die ständige Rechtsprechung **7**
eine Vergütungspflicht der EVU (Empfänger des eingespeisten

2 RdE 1997, 46 ff.
3 RdE 1995, 41 ff.
4 ET 1995, 597 ff.
5 EW 1995, 1085 ff.
6 UPR 1996, 128 ff.
7 *Klinger* „Das StromEG vom 14. 12. 1990 – ein ordnungspolitischer Sündenfall" in: FS für Bodo Börner, 1992, S. 555.

Stroms) in Höhe der „***vermiedenen Kosten***" geschlossen.[8] Dabei mussten die Einspeisungsempfänger den Einspeisern den Betrag zahlen, den sie bei der eigenen Stromproduktion einsparen, wenn sie fremden Strom erhalten. Die Angaben über die Höhe der vermiedenen Kosten schwanken zwischen 3 und 9 Pfennig/kWh.[9]

**8** Die konkrete Höhe der Einspeisungsvergütungen wurde in Verbändevereinbarungen der Elekrizitätsversorgungsunternehmen festgelegt, konnte aber zu keinem Zeitpunkt eine kostendeckende Vergütung der Gestehungskosten für regenerativ erzeugten Strom sicherstellen.

### 1.2.2 Stromeinspeisung unter dem StromEG

Am 1. Januar 1991 trat das StromEG vom 7. Dezember 1990 in Kraft, das eine allgemeine Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorsah. Damit sollte aus Gründen der Ressourcenschonung und des Klimaschutzes der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung erhöht werden.[10]

**9** Abnahme- und vergütungspflichtig waren die EVU, die ein Netz zur allgemeinen Versorgung unterhielten (§ 2 StromEG). Die Vergütungshöhe ergab sich aus § 3 StromEG. Demnach betrug der Vergütungsanspruch des Einspeisenden zwischen 65 und 90% des Durchschnittserlöses, der auf dem Strommarkt für eine Kilowattstunde Strom zu erzielen war. Der Durchschnittserlös für eine Kilowattstunde betrug von 1991 bis 1998 zwischen 18,36 und 19,20 Pfennig.[11] Daraus ergaben sich etwa für Strom aus Wind- und Sonnenenergie[12] Vergütungssätze zwischen 16,51 und 17,28 Pfennig/kWh.[13]

**10** Windenergieanlagen konnten in vielen Lagen mit diesen Vergütungssätzen gewinnbringend betrieben werden,[14] was dazu geführt hat, dass sich der Anteil der **installierten Windkraftleistung** zwischen

8 BGHZ 119, 335, OLG Karlsruhe RdE 1995, 206, OLG Schleswig ET 1994, 382.
9 *Dany u. a.* ET 2000, 48, 52/Treffer UPR 96, 128, 129.
10 *Salje, A* Rn. 4 (S. 8f.)/*Pohlmann* 35f./BT-Drs. 11/7816 S. 1.
11 *Salje* § 3 Rn. 28.
12 Strom aus Windkraft und aus Sonnenenergie wurde gemäß § 3 Abs. 2 StromEG gleichbehandelt.
13 *Salje* § 3 Rn. 36f.
14 So andeutungsweise BT-Drs. 14/2776 S. 18 bzw. S. 22.

1990 und 1999 von 70 MW auf 4.445 MW erhöht hat.[15] Dagegen konnten die Vergütungssätze die Gestehungskosten für Solarstrom zu keinem Zeitpunkt auch nur annähernd decken.[16] Die Erzeugungskosten für **Solarstrom** wurden 1994 von den Stadtwerken Aachen mit ca. 2 DM/kWh veranschlagt.[17] Die Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung in Deutschland war dementsprechend weniger erfolgreich.

**11** Bestandteil des Gesetzes war weiterhin die Härteklausel des § 4 StromEG. Zunächst hatte der Gesetzgeber in § 4 StromEG formuliert, dass die Verpflichtungen der §§ 2, 3 StromEG entfallen, soweit ihre Einhaltung für die EVU eine „*unbillige Härte darstellen*". Der Wortlaut eröffnete einen großen argumentativen Spielraum, der auch nicht durch § 4 Abs. 2 StromEG begrenzt wurde, wonach eine „*unbillige Härte*" insbesondere dann vorliegen sollte, „*wenn das EVU seine Stromabgabepreise spürbar über die Preise gleichartiger oder vorgelagerter EVU hinaus anheben müsste*".

**12** Diese zu Rechtsstreitigkeiten einladende Formulierung wurde erst mit der Novelle vom 24. 4. 1998[18], entsprechend des Gesetzentwurfs des Bundesrates (auf Antrag des Bundeslandes Schleswig-Holstein), weiterentwickelt und konkretisiert. In Schleswig-Holstein ist seit jeher ein Großteil der in Deutschland errichteten Windkraftanlagen in Betrieb. Das führte dazu, dass der dortige Netzbetreiber (SCHLESWAG) mit rund 12,2% der in Deutschland insgesamt zu zahlenden Vergütungen für regenerativen Strom belastet wurde, aber nur 2% der gesamten in Deutschland vertriebenen Menge an Strom absetzte.[19]

**13** Mit der Novellierung entstand eine Rechtslage, die für die Beteiligten berechenbarer war. Sobald demnach ein EVU mehr als 5% der von ihm insgesamt vertriebenen Strommenge nach §§ 2, 3 StromEG abnehmen und vergüten musste, konnte es die darüber hinausgehenden Kosten auf den ihm vorgelagerten Netzbetreiber abwälzen (erster 5%-Deckel).[20] Sobald auch bei diesem (vorgelagerten) Netzbetreiber 5%

15 Umwelt 3/2000 S. 113.
16 BT-Drs. 14/2776 S. 18f.
17 Nachweis bei *Püttner* ZNER 1997, 59.
18 BGBl. I S. 730.
19 *Blanke/Peilert* RdE 1999, 96, 101. Ebenso *Ossenbühl* ET 1996, 94 (wo er für 1994 von 20% Anteil an der Gesamtbelastung ausgeht) und *ders.* in RdE 1997, 46, 54.
20 *Salje* § 4 Rn. 102.

erreicht waren (zweiter 5%-Deckel), konnte dieser seine Mehrkosten wiederum auf einen vorgelagerten Netzbetreiber abwälzen. Wenn bei dem letzten vorgelagerten Netzbetreiber der 5%-Deckel erreicht war, erlosch nach Ablauf einer Frist die Vergütungspflicht des EVU für Neuanlagen in seinem Gebiet.[21] Die Vergütungsverpflichtung veränderte sich aber nicht für solche Anlagen, die zum Zeitpunkt des Erreichens des 5%-Deckels bereits in Betrieb waren oder sich in der Bauphase befanden. Für diese bestand weiterhin der unbefristete gesetzliche Vergütungsanspruch in vollem Umfang.[22]

**14** Frühzeitig entstand eine Auseinandersetzung darüber, ob für einzelne Netzbetreiber die Situation eingetreten sei, dass der 5%-Deckel auf allen Ebenen erreicht ist.[23] Für den Fall, dass diese Situation tatsächlich eintreten sollte, hatte der Gesetzgeber in § 4 Abs. 4 StromEG bestimmt, dass vor Eintreten der Folgen des § 4 Abs. 1 Satz 3 StromEG, eine andere Ausgleichsregelung getroffen wird. Anderenfalls wäre praktisch ein Investitionsstopp für Neuanlagen eingetreten, deren Rentabilität erheblich von den Einspeisungsvergütungen abhängt.[24]

**15** § 4 StromEG ist von den Kritikern des Gesetzes weitgehend unbeachtet geblieben. Sie hatten ihre Argumentation gegen die Einspeisungs- und Vergütungsregelungen in §§ 2, 3 StromEG gerichtet. Erst die von *di Fabio* für die Preussen-Elektra AG verfasste und am 27. 5. 1998 beim BVerfG eingereichte Verfassungsbeschwerde richtete sich auch gegen die Härteklausel.[25] In ihr wurde von den Kritikern ein Verstoß gegen das Gleichheitsgrundrecht aus Art. 3 Abs. 1 GG gesehen.[26]

**16** Ein weiterer Grund für die Weiterentwicklung des StromEG zum EEG ist darin zu sehen, dass die Liberalisierung des Strommarktes dazu führte, dass die Durchschnittserlöse der EVU durch sinkende Strompreise nachgaben.[27] Damit gingen zwingend auch niedrigere Vergütungen des eingespeisten regenerativ erzeugten Stroms einher, da die Vergütungen an die Durchschnittserlöse gebunden waren.

---

21 *Salje* § 4 Rn. 105.
22 *Cronenberg* RdE 1998, 85, 90.
23 *Raabe/Meyer* NJW 2000, S. 1298.
24 *Raabe/Meyer* NJW 2000, S. 1298.
25 *Albrecht* ZNER 1998, 17.
26 *Albrecht* ZNER 1998, 17, der die Ansicht *di Fabios* i. E. aber ablehnt.
27 *Raabe/Meyer* NJW 2000, S. 1298.

### 1.2.3 Aufbau und Funktionsweise des EEG

Das EEG führt die wesentlichen Inhalte des StromEG unter Berücksichtigung des bezeichneten Reformbedarfs fort. Das EEG regelt Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsansprüche. **17**

#### 1.2.3.1 Anschlussansprüche

Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger, die in § 2 Abs. 1 Satz 1 EEG aufgezählt sind, haben einen Anspruch auf Anschluss an das Stromnetz nach § 3 Abs. 1 Satz 1 EEG. Der Anspruch besteht gemäß § 3 Abs. 1 Satz 2 gegen den Betreiber des nächstgelegenen Netzes, das technisch zur Aufnahme geeignet ist. Das Netz ist nach § 3 Abs. 1 Satz 3 auch dann technisch geeignet, wenn es zuvor ausgebaut werden muss und dieser Netzausbau dem Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbar ist. **18**

Die Netzanschlusskosten muss der Betreiber der Anlage zur regenerativen Stromerzeugung gemäß § 10 Abs. 1 S. 1 EEG tragen. Sofern es erforderlich ist, dass das Versorgungsnetz zur Aufnahme und Weiterleitung des regenerativ erzeugten Stroms ausgebaut wird, sind die Kosten des Ausbaus allerdings vom Netzbetreiber zu tragen. Die gesetzliche Zuweisung der Netzanschlusskosten an die Betreiber der Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung und der Netzausbaukosten an die Netzbetreiber, stellt eine Fortentwicklung des StromEG dar. **19**

#### 1.2.3.2 Abnahmeansprüche

Gemäß § 3 Abs. 1 Satz 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, den gesamten Strom, der ihnen aus den Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung nach § 2 angeboten wird, vorrangig abzunehmen (erste Regelungsebene). **20**

Auf einer zweiten Ebene besteht ein Abnahmeanspruch der Netzbetreiber, die den regenerativen Strom aufgenommen haben und die in der Regel nur ein Niederspannungsnetz betreiben gegenüber den ihnen vorgelagerten bzw. nächstgelegenen Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 2 EEG.[28)] Die Härteklausel entfällt. **21**

28 E.ON AG, Bewag, EnBW AG, RWE/VEW (jeweils AG), VEAG und HEW AG.

### 1.2.3.3 Vergütungsansprüche

**22** Die Vergütungsanspruche ergeben sich aus § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG. Die Höhe der jeweiligen Vergütung ist in §§ 4–8 EEG für die einzelnen regenerativen Energieträger unterschiedlich hoch ausgestaltet. Bei der Höhe der Vergütung hat der Gesetzgeber sich an den tatsächlichen Kosten zur Stromerzeugung bei den einzelnen Energieträgern orientiert. Einerseits sollen **Mitnahmeeffekte** weitgehend vermieden werden, andererseits soll die Vergütung geeignet sein, die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung mittels der einzelnen regenerativen Energieträger zu decken.[29)]

**23** Vom StromEG abweichend beinhalten die §§ 4–8 EEG nunmehr feste Vergütungssätze. Sie sind für Windkraft, Biomasse und solare Strahlungsenergie **degressiv** ausgestaltet und nehmen folglich mit der Zeit ab, um erwarteten Kostensenkungen durch technische Fortschritte Rechnung zu tragen.[30)]

**24** Bei Windkraftanlagen bestimmt sich nach Ablauf von fünf Jahren die Höhe der Vergütung auch nach der Güte des Standortes. Je windreicher dieser ist, desto niedriger fällt die Vergütung aus. Des Weiteren werden bereits errichtete Windenergieanlagen gesondert behandelt. Für sie wird der Zeitraum, in dem die höhere Anfangsvergütung bezahlt wird von fünf auf vier Jahre reduziert, um Mitnahmeeffekte weitestgehend zu vermeiden.[31)]

**25** Nach § 9 Abs. 1 EEG gilt für neu in Betrieb genommene Anlagen, mit Ausnahme von Wasserkraftanlagen, dass die Mindestvergütung nach §§ 4–8 EEG jeweils für die Dauer von max. 21 Jahren zu zahlen ist.

**26** Auch bei der Vergütungspflicht besteht auf einer zweiten Ebene ein entsprechender Vergütungsanspruch der aufnehmenden Netzbetreiber gegenüber dem ihnen vorgelagerten bzw. nächstgelegenen Übertragungsnetzbetreiber. Die Kostenlast wird somit zunächst ausschließlich von den sechs Übertragungsnetzbetreibern getragen, die derzeit existieren.[32)]

29 BT-Drs. 14/2776, S. 19.
30 BT-Drs. 14/2776, S. 22.
31 Sofern die Altanlage am 1. 4. 2000 bereits mindestens ein Jahr in Betrieb war § 7 Abs. 2 S. 2 EEG.
32 E.ON AG, Bewag, EnBW AG, RWE/VEW (jeweils AG), VEAG und HEW AG.

Die in der Härteklausel des StromEG enthaltenen maximalen Vergütungsdeckel für die Vergütungsverpflichteten sind entfallen. An ihre Stelle tritt nunmehr eine **bundesweite Ausgleichsregelung** nach § 11 EEG. Danach sind alle Einspeisungsvergütungen auf einer **dritten Ebene** unter den vergütungspflichtigen Netzbetreibern so auszugleichen, dass jeder Netzbetreiber entsprechend seines Gesamtabsatzes den gleichen Anteil an regenerativem Strom vergütet.

**27** Ziel des Gesetzgebers ist es, mit der bundesweiten Ausgleichsregelung eine gleichmäßige finanzielle Belastung der Netzbetreiber nach ihrer Marktposition zu bewirken.[33)] Daher ist § 11 EEG dahingehend auszulegen, dass der Ausgleich für jeden Energieträger gesondert vorzunehmen ist, um eine Benachteiligung von Netzbetreibern zu verhindern, die überdurchschnittlich viel Strom aus solarer Strahlungsenergie vergüten müssen.[34)]

**28** Mit der bundesweiten Ausgleichsregelung reagierte der Gesetzgeber zugleich auf die Kritik am StromEG, das unterschiedliche Vergütungsverpflichtungen nur zum Teil ausgeglichen hat und daher dem Vorwurf der Ungerechtigkeit und des Verstoßes gegen das Gleichheitsgebot aus Art. 3 GG ausgesetzt war.[35)] Letztlich findet auf einer **vierten Ebene** ein abschließender Lastenausgleich nach § 11 Abs. 4 statt, der die wiederum die örtlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zeitversetzt verpflichtet, den Übertragungsnetzbetreibern einen Ausgleich (Abnahme und Vergütung) entsprechend der von ihnen abgesetzten Gesamtstrommenge zu gewähren. Das führt dazu, dass die Kostenlast des EEG letztlich anteilig von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu tragen ist, die Strom an Letztverbraucher liefern. Dabei handelt es sich einmal um die Stadtwerke aber andererseits auch um Unternehmen aus den übertragungsnetzbetreibenden Stromkonzernen.

**29** Die in den §§ 4–8 EEG stets wiederkehrende Formulierung, dass es sich jeweils um eine Mindestvergütung handelt, lässt nicht den

33 BT-Drs. 14/2776, S. 24 „. . . gleichmäßiger Ausgleich . . . der geleisteten Vergütungszahlungen".

34 So auch *Raabe/Meyer* NJW 2000, 1298, 1299.

35 So u. a. *Treffer* UPR 1996, 128, 131/*Friauf* ET 1995, 597, 599/*Studenroth* DVBl. 1995, 1216, 1223/*Ossenbühl* ET 1996, 94, 99 f./*Klinger* S. 560 // a. A. *Berendes* ZUR 1997 261, 266 f./*Apfelstedt* ZNER 1997, 3, 7/*Albrecht* ZNER 1998, 17, 18/*Pohlmann* NJW 1997, 545, 549/*Kremser* AöR 1996, 407, 433 f.

Schluss zu, dass aus dem EEG höhere Vergütungs*ansprüche* abzuleiten sind. Weil die **tatsächlichen Stromerzeugungskosten** zum Teil oberhalb der Vergütungssätze liegen, die einen kostendeckenden Betrieb ermöglichen sollen, ist mit den Vergütungssätzen des EEG keine institutionalisierte Garantie zu im Einzelfall kostendeckenden Vergütungssätzen verbunden.

**30** Die Formulierung wurde aus dem StromEG übernommen und verdeutlicht lediglich, dass die Parteien im Rahmen der ihnen zustehenden Privatautonomie höhere Vergütungen vereinbaren dürfen.

#### 1.2.3.4 Weitere Neuerungen

**31** Der sachliche Anwendungsbereich des EEG wird, gegenüber dem StromEG, um die Energieträger Geothermie (Erdwärme) und Grubengas erweitert (§ 2 Abs. 1). Außerdem wird Strom aus Offshore-Windenergieanlagen, durch die Erweiterung des Anwendungsbereichs in § 2 Abs. 1 S. 1 EEG, nunmehr ausdrücklich vom Anwendungsbereich des Gesetzes erfaßt. Weiterhin sind klassische EVU ihrerseits nicht mehr aus dem Kreis der Anspruchsberechtigten ausgeschlossen (s. § 2 Abs. 2 Nr. 2 EEG im Gegensatz zu § 1 S. 2 Nr. 2 StromEG).

## 2 Grundrechtsverletzung der EVU

**32** Das EEG belastet die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die auch als Stromerzeuger tätig sind, da sie selbst Kraftwerke betreiben. Es ist dargestellt worden, dass die Elektrizitätsversorgunsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern die finanzielle Last der Abnahme- und Vergütungsregelungen des Gesetzes tragen. Daher ist eine mögliche Grundrechtsverletzung dieser EVU zu prüfen.

**33** Die Systematik des Gesetzes führt dazu, dass die traditionellen Stromerzeuger und Stromvertreiber verpflichtet sind, die auf den Markt drängenden Erzeuger von regenerativem Strom zu unterstützen, indem sie die an dem Kriterium der Kostendeckung festgelegten Einspeisungsvergütungen zu zahlen haben. Diejenigen, die bisher den Markt der Stromerzeugung und des Stromvertriebs besetzen, werden damit gezwungen, ihren Konkurrenten den Einstieg in den Markt zu erleichtern.

Das gesetzliche Instrument liegt dabei in einem **Abnahmezwang** für ein Produkt (Strom), dass die Abnahmeverpflichteten einerseits selbst herstellen und andererseits dazukaufen. Die mit dem Abnahmezwang gekoppelten Vergütungssätze liegen oberhalb der Preise, welche die EVU am Markt für dieselbe Menge an Strom bezahlen müssten. Unbestritten liegen die Vergütungssätze auch oberhalb der betriebswirtschaftlichen **Stromerzeugungskosten**, welche in den traditionellen Kraftwerken anfallen. Abnahme- und Vergütungsverpflichtung haben eine unterschiedliche Bedeutung. Die Abnahmeverpflichtung bestünde auch unabhängig von dem EEG auf der Grundlage des Wettbewerbsrechts, das in einem Annex zu der Abnahmeverpflichtung mit dem Instrument der *vermiedenen Kosten* auch eine Vergütung vorschreibt.[36)] Daher könnte die Prüfung der Grundrechtsverletzung auf die Vergütungspflicht in dem Umfang zu beschränken sein, der über die Vergütungssätze nach den *vermiedenen Kosten* hinausgeht. Es soll dennoch eine umfassende Prüfung der Abnahme- und Vergütungsregelungen des EEG vorgenommen werden, da beide Instrumente hier in einem untrennbaren Zusammenhang verwendet werden. Eine Aufspaltung der verschiedenen Teilbereiche wäre künstlich und würde dem einheitlichen Regelungsgedanken nicht gerecht. Dieser liegt darin, dass mit der Abnahmeverpflichtung zu weitgehend kostendeckenden Vergütungssätzen ein Ausbau der Anteile der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung bewirkt werden soll.[37)] **34**

Die Frage, ob hierin ein Verstoß gegen etwaige Grundrechte der abnahme- und vergütungspflichtigen EVU zu sehen ist, ist nahe liegend, da solche Regelungen dem Verständnis einer Marktwirtschaft entgegenstehen, in der die Nachfrage den wirtschaftlichen Erfolg (Abnahme und Preis) eines Produktes bestimmt. Bereits beim Erlass des StromEG 1990 erkannte der Gesetzgeber, dass er mit der Einführung einer Mindestpreisregelung vom Grundsatz der freien Preisbildung abweicht und dass eine solche gesetzliche Regelung innerhalb einer marktwirtschaftlichen Ordnung die absolute Ausnahme bleiben müsse.[38)] **35**

Das EEG zwingt die EVU ein Produkt in der gesamten angebotenen Menge abzunehmen, das sie nicht abnehmen wollen, da sie es selbst **36**

36 *Friauf* ET 1995, 597, 598.
37 So auch *Scholz* ET 1995, 600/*Ossenbühl* ET 1996, 94, 100.
38 BT-Drs. 11/7816, S. 3 f.

herstellen oder anderweitig erwerben können. Noch weitergehend zwingt das EEG die EVU, einen Preis für das ungewollte Produkt zu zahlen, der oberhalb des betriebswirtschaftlichen Marktpreises liegt.

**37** Das EEG schafft mit der *vorrangigen Abnahmepflicht* in § 3 Abs. 1 S. 1 EEG einen angebotsbestimmten Markt, da die Nachfrage der EVU regulativ erzwungen wird.

**38** Die Betonung des *betriebswirtschaftlichen* Preises für Strom ist bewusst gewählt, da zu den ökonomischen Gestehungskosten noch die ökologischen Folgekosten hinzukommen. Die finanziellen Kosten der Beseitigung der Umweltschäden, die durch die Stromerzeugung verursacht werden, sind aus volkswirtschaftlicher Sicht zu den Stromgestehungskosten hinzuzurechnen, um den tatsächlichen Preis – im Sinne der Summe der Kosten – des konventionell erzeugten Stroms zu bestimmen. Eine *Internalisierung* dieser *externen Kosten* würde dann vorgenommen werden, wenn den Stromerzeugern auch die ökologischen (volkswirtschaftlichen) Kosten der Stromerzeugung auferlegt würden. Die ***Internalisierung externer Kosten*** würde zugleich auch der Verwirklichung des umweltrechtlichen ***Verursacherprinzips*** entsprechen, was allerdings bisher ausbleibt.

**39** Somit ist im Rahmen der konventionellen Stromerzeugung eine Situation vorzufinden, in der seit jeher ein Teil der Kosten sozialisiert wird.

**40** Die Frage, ob die Abnahme- und Vergütungsregelung für regenerativ erzeugten Strom, gemäß § 3 i.V.m. §§ 4–8 EEG, tatsächlich die Grundrechte der vergütungspflichtigen EVU aus Art. 12 Abs. 1, 14 Abs. 1, 2 Abs. 1 oder 3 Abs. 1 GG verletzt, stellt sich aber nur, wenn die EVU grundrechtsfähig sind und damit die Verletzung in Grundrechten geltend machen können.

## 2.1 Grundrechtsfähigkeit von EVU

**41** Nach Art. 19 Abs. 3 GG gelten die Grundrechte „auch für inländische juristische Personen, so weit sie ihrem Wesen nach auf diese anwendbar sind." Art. 19 Abs. 3 GG erweitert damit die Schutzwirkung zumindest einzelner Grundrechte auf juristische Personen. Das wird nach der *Durchgriffstheorie* des BVerfG damit gerechtfertigt, dass die hinter den juristischen Personen stehenden natürlichen Personen den

Grundrechtsschutz nicht durch die Wahl einer bestimmten Organisationsform verlieren sollen.[39)]

**42** Da die EVU zumeist als privatrechtliche Gesellschaften und damit als juristische Personen des Privatrechts ausgestaltet sind, hinter denen als Aktionäre oder Gesellschafter auch natürliche Personen stehen, scheint die Annahme nahe liegend zu sein, dass die Grundrechtsfähigkeit besteht.

**43** Sofern juristische Personen des Privatrechts Aufgaben der „öffentlichen Daseinsvorsorge" wahrnehmen und die öffentliche Hand an ihnen vollständig oder teilweise beteiligt ist, ist die Grundrechtsfähigkeit aber umstritten.[40)] Durch die Teilhaberschaft der öffentlichen Hand an solchen Unternehmen entsteht die Situation, dass der Staat einerseits Adressat und andererseits Träger der Grundrechte sein könnte.[41)]

**44** Das Problem stellt sich in besonderer Weise bei den Übertragungsnetzbetreibern, da sie alle gemischtwirtschaftlich organisiert sind. Sie nehmen ausweislich der Rechtsprechung des BVerfG eine typischerweise der Daseinsvorsorge zugehörige Aufgabe wahr.[42)]

**45** Damit handelt es sich bei den großen sechs EVU um so genannte **gemischtwirtschaftliche Unternehmen** mit einer mehr oder weniger starken Beteiligung der öffentlichen Hand.

**46** Auf welche Grundrechte sich juristische Personen berufen können, ergibt sich daraus, ob die grundrechtlich geschützten Tätigkeiten auch von juristischen Personen selbst ausgeübt werden können bzw. ob die juristischen Personen sich in einer natürlichen Personen vergleichbaren Gefährdungslage befinden.[43)] Das BVerfG gesteht die Grundrechtsfähigkeit nur solchen juristischen Personen zu, die ein personales Substrat erkennen lassen. Da Grundrechte vorrangig dem Schutz einzelner vor dem Staat dienen, sollen juristische Personen diesen Schutz nur erfahren, wenn ihre Bildung und Betätigung Ausdruck der freien Entfaltung natürlicher Personen ist und der Durch-

39 *Brandt/Albrecht/Köster/Ristau* „Umwelt- und wettbewerbsorientierte Weiterentwicklung des Energierechts – eine verfassungsrechtliche Analyse" 1996, S. 148.
40 *Kremser* AöR 1996, 406, 421 (m.w.N. in Fn. 98).
41 *Kremser* AöR 1996, 406, 422.
42 BVerfGE 38, 258, 270f.
43 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 19 GG Rn. 12.

griff auf die hinter den juristischen Personen stehenden natürlichen Personen den Schutz durch die Grundrechte erforderlich erscheinen lässt.[44)]

**47** Vor diesem Hintergrund verlangt das BVerfG die grundrechtstypische Gefährdungslage insbesondere auch für juristische Personen des öffentlichen Rechts, da sich hinter diesen der Staat als Grundrechtsverpflichteter verbirgt und gesteht ihnen nur ausnahmsweise die Grundrechtsfähigkeit zu.[45)] Der Grundrechtsschutz könnte also zumindest für solche EVU abzulehnen sein, die vollständig Anteilseignern der öffentlichen Hand gehören.[46)] Anderenfalls könnte sich der grundrechtsverpflichtete Staat mit der Verlagerung öffentlicher Aufgaben auf ihm allein gehörende Privatrechtssubjekte stets zum Grundrechtsberechtigten machen.[47)] Inwieweit das in einem zunehmend liberalisierten Energieversorgungsmarkt zu Ungleichheit und damit Wettbewerbsnachteilen führt, sofern EVU mit privaten Teilhabern grundrechtsfähig sind, kann dahingestellt bleiben, denn hinter gemischtwirtschaftlichen Unternehmen stehen neben dem Staat auch grundrechtsfähige natürliche oder juristische Personen. Bei den als Aktiengesellschaften organisierten EVU sind dies alle Aktionäre, die den am Markt erhältlichen Anteil des Aktienkapitals halten. Mittels der Rechtsfigur der ***grundrechtstypischen Gefährdungslage*** lässt sich bei diesen Unternehmen über ihre privaten Anteilseigner die Grundrechtsfähigkeit herstellen.[48)] Dennoch hat das BVerfG einem solchen gemischtwirtschaftlich organisierten EVU – der HEW AG – in einem Kammerbeschluss die Grundrechtsfähigkeit abgesprochen und eine Verfassungsbeschwerde der HEW AG gar nicht erst zur Entscheidung angenommen.[49)]

**48** Andererseits hat das BVerfG in anderen Entscheidungen die Grundrechtsfähigkeit von gemischtwirtschaftlichen Unternehmen bestätigt.[50)] Dem HEW-Beschluss wird entgegengehalten, dass die Kammer die verfassungsrechtlich geschützten Interessen der Minderheit

44 BVerfGE 21, 362, 369.
45 *Pieroth/Schlink* „Grundrechte – Staatsrecht II" 1993 Rn. 185.
46 *Stern* Staatsrecht S. 1168.
47 So auch *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 19 GG Rn 13a.
48 So auch *Kremser* AöR 1996, 406, 422.
49 BVerfG Beschl. v. 16. 5. 1989 – 1BvR 705/88 in NJW 1990, 1783f.
50 U. a. BVerfGE 49, 89, 127/53, 30, 57f.

der privaten Aktionäre nicht hinreichend beachtet, obwohl die Grundrechte der Verfassung gerade Minderheitenschutz gewähren sollen.[51)]

**49** Das BVerfG versagte der HEW-AG die Grundrechtsfähigkeit mit dem Argument, dass es sich bei der Stromversorgung um eine „*öffentliche Aufgabe der Daseinsvorsorge*" handeln würde.[52)]

**50** Allerdings kann mit dieser Einstufung, die zudem lediglich auf einfachgesetzliche Bestimmungen in § 2 Abs. 2 EnWG zurückzuführen ist, kaum die Grundrechtsfähigkeit verwehrt werden.[53)] Durch die Anknüpfung an ihre Tätigkeit würden auch EVU ohne Grundrechtsschutz gestellt werden, die zu 100% in privater Hand sind und hinsichtlich der Versorgung mit Strom keine andere Aufgabe wahrnehmen als gemischtwirtschaftlich organisierte EVU.[54)] Insbesondere vor dem Hintergrund einer zunehmenden Liberalisierung der Energieversorgung scheint die Ansicht des BVerfG problematisch zu sein.

**51** Dem Grundgesetz selbst ist die Einstufung bestimmter Aufgaben als „öffentliche Aufgaben" fremd.[55)] Um hier nicht mit einem nur sehr diffusen Abgrenzungsmerkmal zu argumentieren, darf gemischtwirtschaftlich organisierten Unternehmen die Grundrechtsfähigkeit nur dann und in den Bereichen aberkannt werden, in denen sie auf der Grundlage einer echten Beleihung Aufgaben und Funktionen der öffentlichen Verwaltung wahrnehmen, was bei der Energieversorgung nicht der Fall ist.[56)] Nur weil die öffentliche Hand durch die Beteiligungsverhältnisse in einem gemischtwirtschaftlichen Unternehmen faktisch die Geschäftspolitik bestimmt, ist ihm die Grundrechtsberechtigung nicht abzusprechen.[57)] Von dieser Ansicht ist allenfalls dann abzuweichen, wenn die Beteiligung Privater an einem EVU so unbedeutend ist, dass es auf der Hand liegt, dass die Beteiligung lediglich dazu dient, die Grundrechtsfähigkeit herzustellen. Ansonsten stellt die Beteiligung an einem EVU für natürliche oder privatrechtli-

---

51 *Koppensteiner* NJW 1990, 3105, 3110.
52 BVerfG NJW 1990, 1783.
53 So u. a. *Kremser* AöR 1996, 406, 423/*Koppensteiner* NJW 1990, 3105, 3113.
54 *Ossenbühl* ET 1996, 94, 97 (nach dem deren Grundrechtsfähigkeit aber außer Frage steht).
55 *Kremser* AöR 1996, 406, 423.
56 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 19 Rn. 13a.
57 *Stern* Staatsrecht S. 1169f.

che juristische Personen einen Ausdruck ihrer freien, grundrechtlich zu schützenden wirtschaftlichen Betätigung dar.[58] Letztlich ist also kein tragfähiger Grund erkennbar, durch eine Versagung der Grundrechtsfähigkeit der gemischtwirtschaftlichen EVU den Grundrechtsschutz der privaten Anteilseigner auszuhöhlen.[59]

### Zwischenergebnis

**52** Gemischtwirtschaftlich organisierte EVU sind grundrechtsfähig, wenn sie als juristische Personen des Privatrechts ausgestaltet sind.[60] Anderenfalls stünden die natürlichen und die juristischen Personen des Privatrechts als Anteilseigner hier schutzlos, deren Beteiligung an den EVU Ausdruck grundrechtlich geschützter Freiheiten ist.[61]

**53** Juristische Personen sind aber nach Art. 19 Abs. 3 GG nur dann grundrechtsfähig, wenn die grundrechtlich geschützte Freiheit ihrem Wesen nach auch auf juristische Personen anwendbar ist. Dies ist bei den nachfolgend zu prüfenden Grundrechten aus Art. 12 Abs. 1[62], 14 Abs. 1[63], 2 Abs. 1[64] und 3 Abs. 1[65] GG der Fall. Es bestehen daher keine durchgreifenden Bedenken gegen die Zuerkennung der Grundrechtsfähigkeit an gemischtwirtschaftlich organisierte EVU.

## 2.2 Vergütungsverpflichtung als Sonderabgabe

**54** Bereits gegen die Vergütungsverpflichtung des StromEG wurde der Einwand erhoben, dass es sich dabei um eine finanzverfassungswidrige **„verkappte Sonderabgabe"** gehandelt hätte.[66] Deshalb sollen auch für **Preisregelungen** die Kriterien gelten, die an Sonderabgaben im Sinne des Finanzverfassungsrechts anzulegen sind. Bei den Vertretern dieser Meinung bleibt teilweise unklar, ob sie die Abnahme- und

58 So auch *Kremser* AöR 1996, 406, 425.
59 So auch *Berendes* ZUR 1997, 261, 263 /Koppensteiner NJW 1990, 3105, 3114.
60 So auch *Brandt/Albrecht/Köster/Ristau* S. 174.
61 Ebenfalls die Grundrechtsfähigkeit bejahend *Kremser* AöR 1996 406, 425/*Treffer* UPR 1996, 128, 130/*Berendes* ZUR 1997, 261, 263 f.
62 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 12 Rn. 9/*Brandt/Albrecht/Köster/Ristau* S. 183/184.
63 *Brandt/Albrecht/Köster/Ristau* S. 175/176.
64 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 2 Rn. 8.
65 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 3 Rn. 4.
66 *Arndt* RdE 1995, 41 ff./*Pohlmann* NJW 1997, 545 ff./*Blanke* RdE 1999, 96 ff./*Zinow* EW 1995, 1085, 1088.

Vergütungsverpflichtungen des EEG tatsächlich für Sonderabgaben halten oder ob sie lediglich eine analoge Anwendung der Maßstäbe für Sonderabgaben fordern.

Sonderabgaben sind hoheitlich auferlegte Geldleistungspflichten, die nicht als Gegenleistung zu einer staatlichen Leistung erhoben werden.[67] Üblicherweise deckt der Staat seinen Finanzierungsbedarf mittels Steuern. Da Sonderabgaben in der **Finanzverfassung** nicht ausdrücklich vorgesehen sind, andererseits aber eine beträchtliche Nähe zu dem Finanzierungsinstrument der Steuer aufweisen, bedürfen sie einer besonderen Rechtfertigung und müssen nach ständiger Rechtsprechung des BVerfG die seltene Ausnahme bleiben.[68] **55**

Im Gegensatz zu Steuern, die zur Erfüllung der allgemeinen Staatsaufgaben erhoben und in den Gesamthaushalt eingestellt werden, dienen Sonderabgaben einem näher festgelegten Verwendungszweck. Damit soll der Ertrag einer Sonderabgabe zur Erfüllung einer besonderen Sachaufgabe verwendet werden.[69] **56**

Fraglich ist, ob es sich bei den Vergütungsverpflichtungen nach § 3 i. V. m. §§ 4–8 EEG um Sonderabgaben handelt oder ob die Maßstäbe, die bei einer Prüfung der Verfassungskonformität von Sonderabgaben zu beachten wären, auch an die Vergütungsregelungen des EEG anzulegen sind. **57**

### 2.2.1 Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG als Sonderabgaben

Das BVerfG hat in einer umfangreichen und nicht immer widerspruchsfreien Rechtsprechung zu Sonderabgaben Kriterien für deren Verfassungskonformität entwickelt. **58**

Dabei ist zwischen formellen und materiellen Anforderungen zu unterscheiden. **59**

Bei Sonderabgaben handelt es sich formell um Geldleistungen, die der Staat zur Bewältigung bestimmter Aufgaben auf der Grundlage der Sachgesetzgebungskompetenz nach Art. 73 ff. GG erhebt. Mate- **60**

67 *Pieroth* in Jarass/Pieroth Art. 105 Rn. 8.
68 u. a. BVerfGE 82, 159, 181/55, 274, 308.
69 *Pieroth* in Jarass/Pieroth Art. 105 Rn. 8.

riell sind die Kriterien der Homogenität der belasteten Gruppe, der besonderen Verantwortung dieser Gruppe für die zu bewältigende Aufgabe und die gruppennützige Verwendung des Abgabeaufkommens zu beachten.[70] Während die materiellen Kriterien teilweise umstritten sind, sind die formellen Anforderungen an Sonderabgaben unbestritten.

**61**

**62** Die weiteren Ausführungen sollen darlegen, dass die Entwicklung der materiellen Kriterien darauf zurückgeht, dass Sonderabgaben sich formell kaum von Steuern unterscheiden lassen.

**63** *Arndt* entwickelt seine These anhand der gleichen Wirkung von Einspeisungsvergütung und Sonderabgaben. Sofern aber formelle Voraussetzungen einer Sonderabgabe fehlen, kann es sich bei Einspeisungsvergütungen, unabhängig von der ähnlichen Belastungswirkung beim Verpflichteten, nicht um Sonderabgaben handeln. Demzufolge wären Einspeisungsvergütungen auch nicht an den materiellen Kriterien zu messen, die im Rahmen einer Verfassungskonformitätsprüfung an Sonderabgaben heranzuziehen sind.

**64** Die Einspeisungsvergütungen für regenerativen Strom werden zwar in § 3 Abs. 1 i.V.m. §§ 4–8 EEG gesetzlich festgelegt, dennoch könnte das formelle Kriterium der **Erhebung durch den Staat** fehlen.

**65** Abgaben als Oberbegriff sind alle öffentlich-rechtlichen Geldleistungen.[71] Das formelle Erfordernis der Erhebung – auch von Sonderabgaben – durch den Staat und die Verwaltung in staatlichen „Töpfen" ist jeder Abgabe immanent.

**66** Es ist zwar nicht gänzlich undenkbar, dass der Staat „Geldleistungen erhebt" und diese gar nicht erst selbst einnimmt, sondern direkt vom Verpflichteten an denjenigen weiterleiten lässt, dem sie ohnehin zugute kommen sollen. So wird bezüglich der Einspeisungsvergütungen auch darauf hingewiesen, dass es für die EVU keinen Unterschied macht, ob sie an den Staat zahlen müssen oder an die Einspeisenden.[72]

**67** Diese wirtschaftliche Sichtweise ist anhand der verfassungsrechtlichen Bedenken zu widerlegen, die grundsätzlich gegen Sonderabga-

70 BVerfGE 55, 274, 305 ff. (Ausbildungsplatzabgabe).
71 *Stern* Bd. II S. 1095.
72 *Zinow* EW 1995, 1085/*Arndt* RdE 1995, 41, 42.

ben erhoben werden und auf Grund derer besondere Zulässigkeitsanforderungen für Sonderabgaben entwickelt worden sind. Nur solche Geldleistungen, die der Staat erhebt, selbst einnimmt und verwaltet, können Sonderabgaben im Sinne des Finanzverfassungsrechts sein.

**68** Das verfassungsrechtliche Problem von Sonderabgaben liegt in ihrer Ähnlichkeit zu Steuern. Steuern sind Geldleistungen nach § 3 Abs. 1 AO, die vom Staat zur Deckung seiner Ausgaben erhoben werden. Damit er ein **finanzstaatliches Handlungspotenzial** erhält und Geld auch wieder auskehren kann, muss der Staat auch tatsächlich über diese Einnahmen verfügen.[73)]

**69** Was mit den so erhobenen Steuern zu geschehen hat, entscheidet das jeweils zuständige Parlament. Der Grundsatz der Vollständigkeit des Haushaltsplanes sichert die stetige parlamentarische Entscheidung und Kontrolle über alle Einnahmen und ihre Verwendungen. Zudem garantiert die Vollständigkeit des Haushaltsplanes die vollständige Übersicht über alle Einnahmen bei der Bemessung des bundesstaatlichen Finanzausgleichs.[74)] Insgesamt ist das Verteilungsrecht für Steuern durch das Parlament Ausdruck des **Demokratieprinzips**.

**70** Diese Aspekte können aber nur bei solchen Geldern von Bedeutung sein, über die der Staat auch tatsächlich verfügt, denn es soll verhindert werden, dass *schwarze Kassen* irgendwo bei der Exekutive entstehen, die ohne regelmäßige parlamentarische Kontrolle sind.[75)]

**71** So weit das BVerfG Sonderabgaben als verfassungswidrig angesehen hat, hat es das neben den Grundrechtsbeeinträchtigungen auch mit Verstößen gegen die Vollständigkeit des Haushaltes bzw. das Budgetrecht des Parlamentes begründet.[76)] Wesentlich war dabei, dass staatliche Einnahmen einer gesonderten Verwaltung und Verteilung – außerhalb der demokratisch vorgesehenen und entsprechend legitimierten Einrichtungen – unterlagen.[77)]

**72** Das Aufkommen aus Sonderabgaben wird eben nicht vom Parlament verwendet, sondern kommt einem besonderen Zweck zu. Um hier zu vermeiden, dass der Gesetzgeber die Vorgaben des Steuerverfassungs-

73 *Kirchhof* in Isensee/Kirchhof Bd. IV § 88 Rn. 8 ff. und 26.
74 *Kirchhof* in Isensee/Kirchhof Bd. IV § 88 Rn. 230.
75 *Kirchhof* in Isensee/Kirchhof Bd. IV § 88 Rn. 224.
76 BVerfGE 91, 186, 201 f. (Kohlepfennig).
77 BVerfGE 91, 186, 201 ff. (Kohlepfennig).

rechts unterläuft, indem er statt einer Steuer eine Sonderabgabe erhebt,[78] ist das Aufkommen aus einer Sonderabgabe getrennt vom öffentlichen Haushalt als zweckgebundene Vermögensmasse zu verwalten.[79] Somit kann es sich nur dann um eine Sonderabgabe handeln, wenn ihr Aufkommen staatlich gesondert verwalteten Fonds zugeführt wird.[80]

**73** Die dargelegte Nähe von Sonderabgaben zu Steuern ergibt sich gerade daraus, dass eine Unterscheidung äußerlich kaum möglich ist. Sofern aber ein Aufkommen tatsächlich für den Staat gar nicht verfügbar wird, kann auch die verfassungsrechtlich bedenkliche **Verwechslungsgefahr** nicht entstehen. Erst auf Grund dieser formellen Ähnlichkeit ist es erforderlich, materielle Abgrenzungskriterien zu entwickeln, damit der Gesetzgeber nicht unkontrolliert die Finanzverfassung unterläuft, indem er Steuern als Sonderabgaben ausweist. In einer solchen Konstellation soll dann nicht die formelle Einstufung durch den Gesetzgeber darüber entscheiden, ob eine Sonderabgabe oder eine Steuer vorliegt, sondern die materiellen Voraussetzungen sind entscheidend.[81]

**74** Damit ist die Rechtsprechung des BVerfG so zu verstehen, dass einmal getätigte nichtsteuerliche staatliche Einnahmen (sofern es keine Beiträge oder Gebühren sind) nur unter den strengen materiellen Voraussetzungen für Sonderabgaben zulässig sind. Der Umkehrschluss aus diesem Ergebnis muss daher aber auch lauten, dass nur vom Staat tatsächlich selbst eingenommenes Geld diesen materiellen Anforderungen unterliegt. Preisregelungen sind dagegen an den üblichen verfassungsrechtlichen Beschränkungen für den Gesetzgeber zu messen.

**75** Es ergibt sich ein zweistufiges Untersuchungsmodell bezüglich der Rechtmäßigkeit von Sonderabgaben:

**76** **1. Stufe: Formelle Kriterien**

a) Sachgesetzgebungskompetenz,

b) Erhebung und Einnahme einer Geldleistung durch den Staat,

78 *Jarass* DÖV 89, 1013, 1014.
79 BVerfGE 55, 274, 310 (Berufsausbildungsabgabe).
80 *Kirchhof* in Isensee/Kirchhof Bd. IV § 88 Rn. 21/*Tipke* S. 1071/*Maunz* in M/D/H Art. 105 GG Rn. 18.
81 BVerfGE 55, 274, 305 (Berufsausbildungsabgabe).

c) Verwaltung in Sonderfonds außerhalb des öffentlichen Haushalts.

**2. Stufe: Materielle Kriterien** **77**

a) Homogenität der belasteten Gruppe,

b) besondere Verantwortung der belasteten Gruppe für die Aufgabe, die mit dem Aufkommen aus der Abgabe bewältigt werden soll,

c) gruppennützige Verwendung des Abgabeaufkommens.

Dort wo der Staat keine Einnahmen hat, steht das fehlende formelle Kriterium der *Einnahme* jeder weiteren Untersuchung der materiellen Kriterien von Sonderabgaben entgegen. Während etwa *Zinow* diesen streng formalen Ansatz für nicht befriedigend hält,[82)] ist der Bearbeiter der Auffassung, dass der Gesetzgeber nur dann in seiner Gestaltungsfreiheit eingeschränkt werden darf, wenn, wie es bei tatbestandlichen Sonderabgaben der Fall ist, andere Güter von Verfassungsrang derart gefährdet sind, wie es bei fehlenden Abgrenzungsmöglichkeiten zwischen Steuer und Sonderabgabe die Rechte des Parlamentes sind. **78**

Auf eine derart formale Sichtweise hat das BVerfG auch in einem anderen Bereich abgestellt. In der ***Nassauskiesungsentscheidung***[83)] hat das Gericht festgestellt, dass eine Enteignung gemäß Art. 14 Abs. 3 GG nur und ausschließlich dann vorliegt, wenn das enteignende Gesetz die Maßnahme auch als Enteignung regelt und insbesondere eine Entschädigungsklausel nach Art. 14 Abs. 3 Satz 2 GG enthält.[84)] Anderenfalls handelt es sich um eine Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums nach Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG.[85)] Die Verfassungskonformität solcher Inhalts- und Schrankenbestimmungen bestimmt sich herkömmlich nach dem ***Verhältnismäßigkeitsprinzip***. Sie müssen einem legitimen Zweck dienen, geeignet und erforderlich sein und dürfen die Grenze der Unzumutbarkeit nicht überschreiten. **79**

Mit der Entscheidung hat das BVerfG Licht in das Dunkel der Enteignungsdogmatik um Art. 14 GG gebracht. Es muss zwar weiterhin auf der Ebene der Rechtfertigung abgewogen werden, ob ein Eingriff zulässig ist. Dafür kann die Unterscheidung nach enteignendem, ent- **80**

82 *Zinow* EW 1995, 1085, 1087.
83 BVerfGE 58, 300 ff.
84 BVerfGE 58, 300 ff. bzw. BVerfGE in NJW 1982, 745, 748.
85 BVerfGE in NJW 1982, 745, 748.

eignungsgleichem oder sonst wie die Eigentumsposition berührendem Eingriff unterbleiben. Es ist seither, zumindest bei Beachtung der Nassauskiesungsentscheidung, nicht mehr möglich, dass eine Inhalts- und Schrankenbestimmung bei erheblicher Intensität in eine Enteignung umschlägt.

**81** Ein Gerechtigkeitsdefizit ist indes nicht zu konstatieren, da eigentumsrelevante Inhalts- und Schrankenbestimmungen gegebenenfalls erst durch einen finanziellen Ausgleich der betroffenen Rechte verhältnismäßig werden.

**82** So führt auch die Ablehnung der Theorie, dass Einspeisungsvergütungen nach § 3 Abs. 1 i.V.m. §§ 4–8 EEG an den finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben für Sonderabgaben zu messen seien, nicht zu einem Gerechtigkeitsdefizit, da sie als Maßnahmen der Wirtschaftslenkung natürlich nicht gegen die verfassungsrechtlich verbürgten Grundrechte der Betroffenen EVU verstoßen dürfen.

### 2.2.2 Analoge Anwendung der Maßstäbe für Sonderabgaben?

**83** Teilweise wird die Auffassung vertreten, dass die Maßstäbe, die an Sonderabgaben anzulegen sind, analog für Preisregelungen gelten. So will etwa *Ossenbühl* zwei materielle Prüfungskriterien für Sonderabgaben im Rahmen der Grundrechtsprüfung an die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen des EEG anlegen. Nur wenn die Kriterien *besondere Gruppenverantwortung* und *gruppennützige Verwendung* des Vergütungsaufkommens erfüllt sind, könne demnach ein Eingriff in die Berufs- oder Eigentumsfreiheit mittels einer Preisregelung gerechtfertigt sein.[86)]

**84** Die Ansicht verkennt, dass es an einer die Analogie rechtfertigenden Regelungslücke fehlt.[87)] Einerseits ist das Instrumentarium für Sonderabgaben nicht einschlägig. Es wurde bereits dargelegt, dass erst die *Verwechslungsgefahr* mit einer Steuer die besonderen Prüfungskriterien für Sonderabgaben rechtfertigt. Andererseits gelten für sonstige Grundrechtseingriffe die Beschränkungen, die aus den Schrankenvorbehalten des Grundgesetzes entwickelt worden sind. Hierzu ge-

86 *Ossenbühl* RdE 1997, 46, 50.
87 *Koch/Schütte* ZNER 1998, 3, 6/a. A. *Ossenbühl* RdE 1997, 46, 50.

hört insbesondere das *Verhältnismäßigkeitsprinzip*. Sofern es gewahrt ist, ist ein Grund für weitere Beschränkungen der Gestaltungsfreiheit des Gesetzgebers nicht ersichtlich.

Eine analoge Anwendung der Maßstäbe für Sonderabgaben auf Preisregelungen kann demnach nicht hergeleitet werden. **85**

### 2.2.3 Zwischenergebnis

Da Einspeisungsvergütungen für regenerativen Strom nach § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG nicht vom Staat erhoben und in einem Sonderfonds außerhalb des öffentlichen Haushaltes verwaltet werden, kann es sich bei ihnen bereits auf Grund dieses fehlenden formalen Kriteriums nicht um eine Sonderabgabe handeln. **86**

Es wird dabei nicht verkannt, dass für die betroffenen EVU ein qualitativer Unterschied dahingehend besteht, ob die Vergütungsregelungen des EEG als Sonderabgabe oder lediglich als ordnungsrechtliche Beschränkung ihrer Freiheitsrechte zu betrachten sind. Sofern eine Sonderabgabe nicht die erforderlichen materiellen Kriterien erfüllt und in engem Zusammenhang mit der Berufsausübung steht, d. h. objektiv eine berufsregelnde Tendenz aufweist, führt das zu dem Ergebnis, dass ein nicht zu rechtfertigender Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG vorliegt. Dagegen kann ein ordnungsrechtlicher Eingriff in Grundrechte durchaus auf der Ebene der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt sein. **87**

Weitere Ausführungen hinsichtlich des Vorliegens der materiellen Anforderungen, die an eine Sonderabgabe zu stellen sind, können daher unterbleiben. Eine analoge Anwendung der materiellen Maßstäbe für Sonderabgaben auf die Vergütungsregelungen des EEG scheidet ebenfalls aus, da die besonderen materiellen Maßstäbe für Sonderabgaben ihre Begründung in der äußeren Ähnlichkeit zu Steuern haben. Diese Ähnlichkeit fehlt hier ebenso wie eine Regelungslücke, die die Analogie rechtfertigen könnte. **88**

## 2.3 Verletzung in Grundrechten

Nachdem festgestellt worden ist, dass auch gemischwirtschaftlich organisierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen grundrechtsfähig sind und dass die Einspeisungsvergütungen nicht an den Maßstäben **89**

des Finanzverfassungsrechts für Sonderabgaben zu messen sind, ist zu untersuchen, ob die EVU durch die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen gemäß § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG in den ihnen zustehenden Grundrechten verletzt sind. Es kommt eine Grundrechtsverletzung der abnahme- und vergütungspflichtigen EVU in Art. 12 Abs. 1, 14 Abs. 1, 2 Abs. 1 und 3 Abs. 1 in Betracht.

### 2.3.1 Verletzung in Art. 12 Abs. 1 GG

#### 2.3.1.1 Schutzbereich

**90** Fraglich ist, ob die Abnahme- und Vergütungsregelungen für regenerativen Strom aus § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG den Schutzbereich der Berufsfreiheit berühren.

**91** Art. 12 Abs. 1 GG schützt umfassend die Wahl und die Ausübung des Berufes, wobei die Unterscheidung zwischen Berufswahl und Berufsausübung für die Rechtfertigung von Eingriffen eine Rolle spielt.[88)]

**92** *Beruf* ist jede erlaubte Tätigkeit, die auf Dauer angelegt ist und der Schaffung und Erhaltung der Lebensgrundlage dient.[89)] Geschützt wird damit auch die Ausübung des Berufes, d. h. die gesamte berufliche Tätigkeit, insbesondere Form, Mittel und Umfang sowie Inhalt der Betätigung. Dazu gehört u. a. auch die Gründung und Führung von Unternehmen.[90)]

**93** Für juristische Personen des Privatrechts beschränkt sich der Schutzbereich des Art. 12 Abs. 1 GG auf Erwerbszwecken dienende Tätigkeiten.[91)]

**94** Das EEG schränkt die Vertragsfreiheit der netzbetreibenden EVU zu Gunsten der erneuerbaren Energien ein. Einerseits wird den EVU die vorrangige Abnahme von regenerativem Strom auferlegt (§ 3 Abs. 1 S. 1 EEG), andererseits müssen die abnahmepflichtigen EVU den derart aufgezwungenen Strom aus regenerativen Primärenergieträgern mit gesetzlich festgelegten Preisen vergüten (§ 3 Abs. 1 S. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG). Die **Preis- und Vertragsfreiheit** als spezifische

88 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 12 Rn. 17 und 20 mit Verweis auf die Stufenlehre des BVerfG.
89 *Gubelt* in von Münch/König Art. 12 Rn. 8.
90 BVerfGE 50, 290, 363.
91 *Hoffmann* BB 1995, 53/*Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 12 Rn. 9.

Ausformung der allgemeinen Handlungsfreiheit ist aber Bestandteil der Berufsfreiheit.

Da das EEG insoweit den freien Abschluss von Strombezugsverträgen verhindert, ist ein wesentlicher Teil der Berufsausübungsfreiheit der EVU berührt. Der Schutzbereich von Art. 12 Abs. 1 GG ist somit eröffnet. **95**

### 2.3.1.2 Eingriff

Nach dem modernen Eingriffsverständnis, liegt ein Eingriff in grundrechtlich geschützte Freiheiten stets dann vor, wenn staatliches Handeln dem Einzelnen ein Verhalten, dass in den Schutzbereich eines Grundrechts fällt unmöglich macht.[92)] Dabei ist es gleichgültig, ob diese Wirkung final oder unbeabsichtigt, unmittelbar oder mittelbar, rechtlich oder tatsächlich, mit oder ohne Befehl oder Zwang erfolgt. Entscheidend ist lediglich, dass die Wirkung von einem ursächlichen und zurechenbaren Verhalten der öffentlichen Gewalt ausgeht.[93)] Hinsichtlich eines Eingriffs in die Berufsfreiheit muss das zurechenbare staatliche Verhalten eine berufsregelnde Zielrichtung, wenigstens aber eine berufsregelnde Tendenz aufweisen.[94)] **96**

Die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen aus § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG stellen sich als Regelungen mit Berufsbezug dar, da das EEG selbst die Abnahmeverpflichtung zu den bezeichneten Vergütungssätzen bestimmt. Die Vorgaben des Gesetzes enthalten bereits Beeinträchtigungen, die dazu führen, dass die geschützte Tätigkeit der EVU nicht in frei gewählter Weise ausgeführt werden kann. Dabei liegen zwei voneinander zu unterscheidende Beeinträchtigungen vor. Einerseits beeinträchtigt die in § 3 Abs. 1 EEG vorgeschriebene vorrangige Abnahmepflicht des regenerativ erzeugten Stroms die unternehmerische Vertragsfreiheit, weil sie die EVU zum Vertragsschluss mit bestimmten Vertragspartnern zwingt, andererseits beeinträchtigen die Vergütungssätze in §§ 4–8 EEG die unternehmerische Preisfreiheit, indem sie Mindestpreise für regenerativen Strom enthalten.[95)] **97**

92 *Pieroth/Schlink* Rn. 274.
93 BVerfGE 66, 39, 60.
94 *Jarass* in Jarass/Piereoth Art. 12 Rn. 10–12.
95 *Kremser* AöR 1996, 406, 426.

**98** Für die mögliche Rechtfertigung eines Eingriffs ist es erforderlich festzustellen, ob er den Ausübungsaspekt (das **„Wie"** der Berufsfreiheit") oder den Wahlaspekt (das **„Ob"**) der Berufsfreiheit trifft. Auf jeder dieser beiden Ebenen wird zudem danach unterschieden, ob der Eingriff an subjektiven Kriterien ansetzt, die vom Betroffenen im weitesten Sinne beeinflussbar sind oder ob objektive Kriterien, außerhalb der Einflusssphäre des Betroffenen, Anlass für den Eingriff sind.[96)]

**99** Die Unterscheidung ist deshalb von Belang, weil objektive Beschränkungen regelmäßig von größerer Eingriffsintensität sind, als solche, die auf subjektiven, vom Betroffenen beeinflussbaren Kriterien beruhen. Demzufolge unterliegen die Eingriffe auch unterschiedlich hohen **Rechtfertigungsanforderungen**.[97)]

**100** Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem EEG beeinträchtigen die betroffenen EVU nicht derart intensiv, dass die Berufswahlfreiheit betroffen sein könnte. Das „Ob" der Berufsausübung der EVU wird von den Regelungen des EEG nicht tangiert. Dies wäre erst dann der Fall, wenn die weitere Betätigung der betroffenen EVU als Energieversorger gefährdet wäre. Gegenwärtig ist davon auszugehen, dass eine Erhöhung der Strompreise um 0,1 Pf./kWh die Belastungen der EVU ausgleicht. Selbst bei dem erwarteten deutlichen Wachstum der erneuerbaren Energien sollen die Belastungen der EVU auf Grund der Vergütungsansprüche durch eine Strompreiserhöhung von maximal 0,2 Pf./kWh gedeckt werden können.[98)] Bei einer derart niedrigen Mehrbelastung hinsichtlich der Gesamtrelation kann lediglich von einer die Berufsausübung berührenden Regelung die Rede sein.

**101** Die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen für regenerativen Strom nach § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG stellen sich für die verpflichteten EVU als Eingriffe in ihr Grundrecht auf Berufsausübungsfreiheit dar, das nach Art. 12 Abs. 1 GG geschützt ist.

#### 2.3.1.3 Rechtfertigung

**102** Art. 12 Abs. 1 GG gewährt nicht die unbeschränkte Ausübung des Grundrechts, so dass Eingriffe in die Berufsfreiheit gerechtfertigt sein können. Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG enthält einen Gesetzesvorbehalt,

96 *Pieroth/Schlink* Rn. 929.
97 *Pieroth/Schlink* Rn. 920.
98 *Trittin* Umwelt 4/2000 S. 165.

demzufolge Eingriffe in die Berufsfreiheit einer gesetzlichen Grundlage bedürfen.

Vorliegend erfolgt der Eingriff direkt durch ein Gesetz. Das formale Erfordernis des Gesetzesvorbehaltes in Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG ist daher erfüllt. **103**

Die Abnahmeverpflichtung für regenerativ erzeugten Strom ist dabei nicht umstritten, was sich aus Historie der Abnahmeverpflichtung schon auf der Grundlage des Wettbewerbsrechts ergibt.[99] Die Grundrechtsbeeinträchtigung liegt vorrangig in der Vergütungspflicht, die leerlaufen würde, wenn der Gesetzgeber nicht zugleich eine Abnahmepflicht statuiert hätte. Es handelt sich dennoch um zwei untrennbare Seiten derselben Medaille, was bestätigt wird, wenn man den Gesetzeszweck betrachtet. Durch die Abnahme- und Vergütungspflichten soll der Anteil regenerativ erzeugten Stroms an der gesamten Strommenge erhöht werden, wobei die Höhe der Vergütung an den jeweiligen Stromerzeugungskosten orientiert ist. Dieses Ziel kann keine der beiden Maßnahmen ohne die andere erfüllen. **104**

Eine Rechtfertigung muss folglich beide Komponenten, die Abnahme- und die Vergütungspflicht, berücksichtigen und darf sie nicht künstlich in zwei voneinander zu trennende Eingriffe aufspalten.[100] **105**

Hinsichtlich der Einschränkungsbefugnisse setzt der Grundsatz der *Verhältnismäßigkeit* als Schranken-Schranke dem Gesetzgeber Grenzen bei der Beschränkung von Freiheitsrechten.[101] **106**

Im Rahmen der Berufsfreiheit werden die Anforderungen an einen verhältnismäßigen Eingriff durch die ***Stufenlehre*** näher konkretisiert.[102] Es wurde bereits festgestellt, dass ein Eingriff an Intensität zunimmt, je weiter er sich der Berufswahlfreiheit nähert und je weniger der Betroffene durch eigenes Verhalten oder eigene Voraussetzungen den Eingriff abwenden kann. Demzufolge werden auch abgestufte Rechtfertigungsanforderungen gestellt. Je mehr sich ein Eingriff der Berufswahlfreiheit nähert und je mehr er dabei objektive Kriterien an die Beschränkung anlegt, desto größer ist der Rechtfer- **107**

99 So auch *Ossenbühl* RdE 1997, 46, 50.
100 So auch *Ossenbühl* ET 1996, 94, 100.
101 *Pieroth/Schlink* Rn. 318.
102 Vom BVerfG im sog. „Apothekenurteil" (E 7, 377 ff.) entwickelt.

tigungsdruck für den Eingriff. Berufsausübungsregelungen, wie die Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG, können durch vernünftige Erwägungen zu Gunsten des Gemeinwohls gerechtfertigt sein.[103] Vernünftige Erwägungen zu Gunsten des Gemeinwohls lassen sich allerdings für jede gesetzgeberische Maßnahme finden. Erst die Anwendung des *Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes*, unter Berücksichtigung der Ausformung, die dieser mit der *Stufentheorie* erhalten hat, kann ein angemessenes Verhältnis zwischen der Grundrechtsbeeinträchtigung und dem Ziel des Gesetzgebers herstellen. Demnach können nur solche vernünftigen Erwägungen zu Gunsten des Gemeinwohls den Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit der EVU rechtfertigen, die geeignet und erforderlich sind, das gesetzgeberische Ziel zu erreichen und die darüber hinaus den Eingriff in einem angemessenen Verhältnis zu dem angestrebten Zweck erscheinen lassen.[104] Zudem muss die Verfolgung des gesetzgeberischen Ziels einem legitimen und gemeinwohlorientierten Zweck dienen.[105]

#### 2.3.1.3.1 Legitimer Zweck

**108** Zweck der Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen des EEG ist die Verdoppelung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Elektrizitätserzeugung bis zum Jahre 2010.[106] Damit soll ein Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen bewirkt werden. Die Bundesrepublik Deutschland beabsichtigt im Rahmen der Lastenverteilung innerhalb der Europäischen Union, zur Erreichung der im **Kyoto-Protokoll** zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen festgelegten Ziele, eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 21% bis zum Jahre 2010 bezogen auf das Niveau von 1990, herbeizuführen.[107] Über diese internationalen Verpflichtungen hinaus strebt die Bundesregierung die Minderung der $CO_2$-Emissionen bereits bis zum Jahre 2005 um 25% gegenüber dem Niveau von 1990 an.[108]

**109** Die Bedrohung, die sich aus der Erwärmung der Erdatmosphäre ergibt, stellt sich als globales Problem dar, das globalen Lösungen zugeführt werden muss. Das Kyoto-Protokoll ist das Ergebnis dieser Er-

103 BVerfGE 7, 377, 406/16, 286, 297/77, 308, 332.
104 *Ossenbühl* ET 1996, 94, 97.
105 *Ipsen* JuS 1990, 634, 636/*Gubelt* in v. Münch/*Kunig* Art. 12 Rn. 49.
106 BT-Drs. 14/2776 S. 11.
107 S. zu den Vorgaben von Kyoto: *Klemm* RdE 1998, 133ff.
108 BT-Drs. 14/2776 S. 18.

kenntnis. Dennoch müssen nationale Umsetzungen erfolgen. Auch eine über die internationalen Verpflichtungen hinausgehende Reduzierung der $CO_2$-Emissionen verfolgt vor dem Hintergrund der Folgen, die sich aus einer weiteren Erwärmung der Erdatmosphäre ergeben können, einen legitimen Zweck.[109)]

**110** Da das EEG ausweislich der Gesetzgebungsunterlagen die Weiterentwicklung des StromEG darstellt, ergibt sich der Gesetzeszweck des EEG auch aus den Zielen, die der Gesetzgeber bereits 1990 mit dem StromEG verfolgt hat. Neben dem Klimaschutz ist daher auch der Aspekt der **Ressourcenschonung** fossiler Energieträger Gesetzeszweck.[110)]

**111** Der Schutz des Klimas und die Ressourcenschonung unterfallen dem staatlichen Schutzauftrag in Art. 20a GG.[111)] Durch die Einfügung des Art. 20a in das Grundgesetz, besteht heute kein Zweifel daran, dass klima- und ressourcenschützende Maßnahmen einen legitimen Zweck verfolgen.[112)]

**112** Gerade vor dem Hintergrund des nunmehr vereinbarten und während der Phase des Gesetzgebungsprozesses zum EEG bereits angestrebten Ausstiegs aus der $CO_2$ neutralen Stromerzeugung mittels Kernenergie **(Atomausstieg)**, würde eine Verlagerung auf die Verstromung fossiler Energieträger die dargelegten Ziele gefährden.

**113** Somit verfolgt der Gesetzgeber mit der Förderung regenerativer Stromerzeugungstechniken eine zukunftssichernde Aufgabe von grundlegender Bedeutung für das Gemeinwohl und damit einen legitimen Zweck.

#### 2.3.1.3.2 Geeignetheit

**114** Die Maßnahmen der Abnahme- und Vergütungspflichten für regenerativen Strom müssten geeignet sein, das gesetzgeberische Ziel wenigstens zu fördern. Die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen für regenerativen Strom müssten also ein geeignetes Mittel sein, um einen Beitrag zu den Zielen des Klima- und Ressourcenschutzes zu leisten.

---

109 Siehe dazu oben S. 3 Fn. 8f.
110 BT-Drs. 11/7816 S. 3.
111 *Kremser* AöR 1996, 406, 427.
112 *Pohlmann* S. 127.

**115** Dabei ist zu beachten, dass dem Gesetzgeber auf der Ebene von Berufsausübungsregelungen ein erheblicher Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum zugestanden wird.[113] Mit dieser ***Einschätzungsprärogative*** wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die Geeignetheit einer Maßnahme sich zum Teil erst in der Praxis ermitteln lässt. Zudem soll dem Gesetzgeber eine Handlungsfreiheit gewährt werden, die es ihm ermöglicht, gestalterisch tätig zu werden, ohne den sicheren Eintritt sämtlicher angestrebter Ziele vorher umfangreich belegen zu müssen. Anderenfalls wäre dem Gesetzgeber, auch bei erheblichem Handlungsdruck, eine umgehende Reaktion eventuell versagt.

**116** Vorliegend ist im Rahmen der Geeignetheit auf das **Maßnahmenbündel** abzustellen, welches das EEG aufgreift. Es schafft Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen für Solarstrom, für Strom aus Wind- und Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas, Biomasse und Geothermie. Hinzu kommt, dass eine gleichartige gesetzliche Regelung für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen geplant ist.

**117** Der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus diesen Energieträgern kann dazu beitragen, die $CO_2$-Emissionen zu reduzieren. Die Pflicht zur vorrangigen Abnahme regenerativ erzeugten Stroms verhindert einen zunehmenden Einsatz fossiler Energieträger in dem Maß wie der Strombedarf durch regenerativ erzeugten Strom gedeckt werden kann.

**118** Die Entwicklung der Stromproduktion in Windenergieanlagen auf Grund des StromEG belegt, dass eine gesetzliche Förderung der vorliegenden Art geeignet ist, die Ziele des EEG zu fördern, wenn die Vergütungssätze eine kostendeckende Stromgestehung ermöglichen. Während die installierte Leistung von Windenergieanlagen in 10 Jahren um den Faktor hundert zugenommen hat, blieb der Gesamtstrombedarf weitgehend unverändert. Daher bestehen hinsichtlich der Geeignetheit keine Bedenken.

#### 2.3.1.3.3 Erforderlichkeit

**119** Die Beeinträchtigung muss erforderlich sein. Hier ist zu prüfen, ob dem Gesetzgeber ein Mittel gleicher Wirksamkeit zur Erreichung des gleichen Zwecks zur Verfügung steht, das sich für die Betroffenen als

113 BVerfGE 77, 308, 332/*Di Fabio* NVwZ 1995, 1, 7.

weniger gravierend darstellt.[114] Die Prüfung der Erforderlichkeit einer Grundrechtsbeeinträchtigung stellt den Schwerpunkt der Verhältnismäßigkeitsprüfung dar.

**120** Das eigenständige Gewichten und Abwägen der jeweils einschlägigen öffentlichen und privaten Güter, das auf der nachfolgenden Ebene der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne erfolgt, vermag einen einmal für erforderlich gehaltenen Eingriff kaum noch für unzulässig zu befinden. Die Prüfung der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne erfolgt selten anhand von rationalen und verbindlichen Maßstäben und läuft daher stets Gefahr, die bestehenden Ansichten und Vorurteile des Prüfenden zum Ausdruck zu bringen.[115] Während auf der Ebene der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne lediglich noch die Stimmigkeit des bis dahin erlangten Ergebnisses der Zulässigkeit eines Eingriffs erfolgt, muss die Untersuchung auf der Stufe der Erforderlichkeit alle möglichen Alternativen berücksichtigen, die dem Gesetzgeber zum Erreichen seines Zieles zur Verfügung stehen. Nur dann, wenn kein weniger intensiv eingreifendes Mittel gleicher Wirksamkeit zur Verwirklichung des angestrebten Zieles gefunden werden kann, ist dem Gesetzgeber der intensivere Grundrechtseingriff zuzubilligen.

**121** Es wurde bereits festgestellt, dass Eingriffe an Intensität zunehmen, wenn sie sich Berufswahlregelungen nähern bzw. wenn sie an objektiven von den Betroffenen nicht beeinflussbaren Kriterien ansetzen. Im Rahmen der Stufenlehre gilt, dass ein Eingriff auf einer Stufe nur dann erforderlich ist, wenn das angestrebte Ziel nicht auch mittels eines Eingriffs auf einer weniger intensiv wirkenden Stufe erreicht werden kann.

**122** Die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen greifen auf der Stufe der Berufsausübungsfreiheit und damit bereits auf der niedrigsten Stufe in die Berufsfreiheit ein. Somit ist zu überlegen, ob der Gesetzgeber auch mit Maßnahmen den Gesetzeszweck erreichen könnte, die gar keine Eingriffsintensität bezüglich der Berufsfreiheit der EVU entfalten bzw. ob auf der Stufe der Beschränkung der Berufsausübungsfreiheit andere Maßnahmen denkbar wären, die von geringerer Eingriffsintensität sind.

---

114 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 12 Rn. 26/*Pieroth/Schlink* Rn. 943.
115 *Pieroth/Schlink* Rn. 330 und 332.

**123** Allerdings ist auch auf der Ebene der Erforderlichkeit eines Eingriffs die weitgehende Einschätzungsprärogative des Gesetzgebers zu beachten. Sie geht an dieser Stelle der Prüfung nicht mehr so weit wie auf der Ebene der Geeignetheit, denn wenn ein milderes Mittel erkennbar ist, das ebenso sicher zur Erreichung des Gesetzeszwecks führt, fehlt der gewählten Lösung des Gesetzgebers die Legitimation. Aber auch hier muss der Gesetzgeber sich nicht auf Experimente einlassen. Zweifel hinsichtlich der gleichen Wirksamkeit eines milderen Mittels führen daher dazu, die gewählte Maßnahme des Gesetzgebers auch als erforderlich einzustufen.[116)]

**124** Als andere Mittel zur Förderung regenerativer Energien zu Gunsten einer Beschränkung von $CO_2$-Emissionen und der Ressourcenschonung kommen verschiedenen Maßnahmen in Betracht.

#### 2.3.1.3.3.1 Direkte staatliche Subventionierung

**125** Eine direkte Subventionierung der Anlagenbetreiber durch Auszahlung staatlicher Beihilfen bzw. die Gewährung zinsgünstiger Darlehen würde sich ohne Zweifel als milderes Mittel für die EVU darstellen, da sie dann nicht mehr verpflichtet wären, regenerativen Strom zu Preisen abzunehmen, die erheblich über den Gestehungskosten für konventionell erzeugten Strom liegen. Die Abnahmepflicht für regenerativ erzeugten Strom wäre dann wieder aus dem Wettbewerbsrecht abzuleiten. Allerdings bestünde keine vorrangige Abnahmepflicht, wie sie das EEG in § 3 Abs. 1 S. 1 statuiert.

**126** Die Verknüpfung von vorrangiger Abnahmepflicht und der Vergütung durch die EVU vermeidet zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten, die mit der Bereitstellung öffentlicher Gelder verbunden sind. Damit ist die Preisfestlegung in §§ 4–8 EEG als haushaltsneutrales Mittel zur Herbeiführung der Ziele des EEG kostengünstiger.[117)] Zudem könnten europarechtliche Beihilfevorschriften eine solche Regelung erschweren, was gegebenenfalls zu einer Rückzahlungsverpflichtung führen würde, die jede Wirksamkeit der Maßnahme ausschließen würde.

**127** Letztlich kann eine direkte staatliche Finanzierung einer Berufsausübungsregelung nicht entgegengehalten werden, da sie sich stets als

116 *Pieroth/Schlink* Rn. 326.
117 *Kremser* AöR 1996, 406, 429.

milderes Mittel darstellen würde.[118] Preisregelungen wären dann per se unzulässig, da sie dem Kriterium der Verhältnismäßigkeit widersprechen würden.[119]

#### 2.3.1.3.3.2 Indirekte Förderung durch steuerliche Begünstigung

**128** Die indirekte Förderung durch steuerliche Begünstigungen von Investitionen in Anlagen, die erneuerbare Primärenergieträger verstromen, ist ein Instrument zur Förderung regenerativer Energien, das auch angewendet wird. Steuerliche Vergünstigungen können aber nur Anreize zur Investition in bestimmte Projekte bieten und haben daher nicht die Zielgenauigkeit von Preisfestsetzungen. Damit sind sie zwar ein milderes Mittel, weisen aber nicht die gleiche Wirksamkeit auf. Steuerliche Vergünstigungen für Investitionen in Anlagen zur Verstromung von regenerativen Primärenergieträgern gibt es bereits. Sie stellen aber ein Aliud zu den Abnahme- und Vergütungverpflichtungen des EEG dar und können diese daher nicht ersetzen.

#### 2.3.1.3.3.3 Finanzierung mittels einer Sonderabgabe

**129** Für die Finanzierung der Ziele, die mit dem EEG verfolgt werden, könnte u. U. eine Sonderabgabe erhoben werden. Das Abgabenaufkommen würde dann für die Entwicklung und den Betrieb von Anlagen zur Verstromung regenerativer Energieträger verwendet werden. Damit läge aber wiederum eine direkte Subventionierung aus Haushaltsmitteln vor, auf die sich der Gesetzgeber nicht einzulassen braucht.

**130** Außerdem muss eine solche Sonderabgabe kein milderes Mittel sein, wenn sie von den EVU erhoben würde. Die Kritiker halten dem EEG ja gerade vor, dass es in seiner Belastungswirkung für die EVU *wie* eine Sonderabgabe sei. Zudem bestehen erhebliche Bedenken hinsichtlich der verfassungsrechtlichen Zulässigkeit einer Sonderabgabe, deren Aufkommen zur Finanzierung von Konkurrenzunternehmen verwendet wird, da es dann an der erforderlichen Verwendung zu Gunsten der Abgabepflichtigen fehlen dürfte.[120]

**131** Der Gesetzgeber darf an einer zulässigen Maßnahme nicht mit dem Verweis auf eine eventuell unzulässige Maßnahme gehindert werden.

---

118 *Koch/Schütte* ZNER 1998, 3, 9.
119 *Pohlmann* S. 129.
120 S. nur *Arndt* RdE 1995, 41 ff.

#### 2.3.1.3.3.4 Quotenmodell bzw. Zertifikatehandel

**132** Anstelle des Einspeise- und Vergütungsanspruch werden auch Quotenmodelle zur Förderung regenerativer Energien eingesetzt bzw. diskutiert.[121] Quotenmodelle können unterschiedlich ausgestaltet werden.

**133** Innerhalb einer Quotenregelung wird eine Gruppe von Akteuren (Endverbraucher, Stromlieferanten, Netzbetreiber oder Stromerzeuger) verpflichtet, eine bestimmte Mindestmenge Strom (Quote) aus erneuerbaren Energien innerhalb einer bestimmten Zeit zu kaufen, zu verkaufen oder zu erzeugen.[122]

**134** Der Nachweis für die Erfüllung der staatlich festgesetzten Quote erfolgt durch Zertifikate, die der Erzeuger des „grünen" Stroms für eine bestimmte Menge an regenerativ erzeugtem Strom ausgestellt bekommt.[123] Nun kann der Erzeuger seinen Ökostrom einerseits zu den marktüblichen Preisen für Strom verkaufen und andererseits die Zertifikate mit denjenigen handeln, die zu einem bestimmten Termin über die Zertifikate den Nachweis erbringen müssen, dass sie regenerativen Strom gekauft, verkauft oder erzeugt haben. Der Zertifikatshandel ermöglicht die Erfüllung der Quotenpflicht durch andere. Der Preis für die Zertifikate richtet sich dabei nach den Mehrkosten, die dem Erzeuger von „grünem" Strom nach Abzug des Preises, den er am Markt erzielen konnte, noch verbleiben.

**135** Eine so geartete Quotenregelung fördert die regenerative Stromerzeugung unter Vermeidung von Mitnahmeeffekten, die bei zu hoch angesetzten Mindestvergütungen in Mindestpreismodellen entstehen können. Damit wäre sie zunächst einmal weniger eingriffsintensiv.

**136** Fraglich ist, ob sie auch gleichermaßen geeignet wäre, das angestrebte Ziel zu erreichen. Dafür muss das Quotenmodell die jeweiligen Gestehungskosten berücksichtigen, um bei den verschiedenen regenerativen Energieträgern gleichermaßen weit reichende Zuwächse zu erzielen. Anders als bei einem Festpreismodell erfolgt die Differenzierung dabei aber durch die Anzahl der Zertifikate. Wenn also Solarstrom etwa

121 *Menges* ZNER 1998, 18 ff./*Drillisch* ZfE 1999, 251 ff./*Apfelstedt* ZNER 1997, 3 ff./*Karstens* ZUR 1999, 188 ff./*Mengers* ZNER 1998, 29 ff./*Scheer* ZNER 1998, 3 ff.

122 *Drillisch* ZfE 1999, 251, 254.

123 *Drillisch* ZfE 1999, 251, 255.

sechsfach höhere Gestehungskosten hat als Strom aus Windenergieanlagen, ist dem Betreiber der Solaranlage für dieselbe Menge verkauften Stroms die sechsfache Menge an Zertifikaten auszugeben. Eine andere Möglichkeit bestünde darin, diejenigen, die die Zertifikate erwerben müssen, zu verpflichten, für die verschiedenen regenerativen Energieträger auch verschiedene Zertifikate zu erwerben. Verzichtet der Staat aber auf eine Differenzierung zwischen den verschiedenen regenerativen Primärenergieträgern, wird ein Ausbau der installierten Leistung bei den Techniken unterbleiben, die derzeit noch höhere Gestehungskosten aufweisen.

**137** Bei einer Differenzierung reguliert der Staat dann aber auch, wie bei dem Festpreismodell des EEG, die zu zahlenden Preise. Zudem entstehen ihm bei einem Quotenmodell erhebliche Kosten für die Überwachung des Zertifikatehandels. Die Zertifikate müssen von einer (öffentlichen) Institution ausgegeben und wieder eingezogen werden. Dabei ist zu überwachen, ob die behaupteten Mengen auch tatsächlich erzeugt, verkauft oder gekauft worden sind.

**138** In den Niederlanden wird ein Quotenmodell mit Zertifikaten auf der Basis einer Selbstverpflichtungserklärung der Verteilerunternehmen praktiziert. Im Jahr 2000 sollten so 1.700 GWh *grüner* Strom abgesetzt werden.[124)] Neben dem Erlös aus dem Verkauf des Stroms zu Marktpreisen und dem Verkauf der Zertifikate erhalten die Erzeuger des grünen Stroms noch zusätzliche abgabenfinanzierte Zahlungen des Staates.

**139** Insgesamt ist das Modell im Vergleich zu festgelegten Abnahme- und Vergütungspflichten sehr aufwändig und der Erfolg beschränkt sich auf die staatlich vorgegebene Abnahmemenge.

**140** Eine Verpflichtung kann dabei nicht über die maximal zu produzierende Menge grünen Stroms hinaus erfolgen, da nicht verlangt werden darf, was nicht zu leisten ist. Wenn der Gesetzgeber die abzunehmende Menge also eigenständig bestimmt, hat er Schwierigkeiten bei der Ermittlung der möglichen Zuwachsraten. Wenn die Menge kooperativ bestimmt wird, kommen noch Zugeständnisse an die Vertreter der Versorgungsunternehmen hinzu. Demgegenüber stellt das Festpreismodell mit einer vorrangigen Abnahmepflicht sicher, dass die

124 *Menges* ZNER 1998, 18, 21.

gesamte Menge regenerativ erzeugten Stroms zu bestimmten Preisen vergütet werden muss. Damit ist das Festpreismodell insgesamt besser geeignet, das angestrebte Ziel zu erreichen, da es die Zielerreichung nicht auf einen bestimmten Erfolg begrenzt.

**141** Inwieweit das Quotenmodell bis zu der vereinbarten Abnahmemenge gleichermaßen erfolgreich sein könnte, kann dahingestellt bleiben.

#### 2.3.1.3.3.5 Ausschreibungsmodelle nach englischem Vorbild

**142** Ausschreibungsmodelle nach englischem Vorbild funktionieren ebenfalls auf der Basis vorgegebener Quoten. Das sehr komplizierte Modell sieht vor, dass die öffentlichen Energieversorger unter dem Druck einer Ankaufspflicht, die das zuständige Ministerium auf Grund einer gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage anordnen kann, mit (potenziellen) Betreibern von regenerativen Stromerzeugungsanlagen Verträge schließen, welche die Abnahme bestimmter Mengen regenerativ erzeugten Stroms zu einem bestimmten Preis vorsehen. Das Modell zielt darauf, unter dem Druck der möglichen Ankaufsanordnung, binnen einer bestimmten Zeit eine bestimmte Kapazität an regenerativen Stromerzeugungsanlagen aufzubauen. Es handelt sich demnach um eine Mengenregelung. In England diente das Modell bis vor kurzem auch für die Finanzierung der Stromerzeugung durch Kernenergie als ebenfalls $CO_2$ neutraler Technologie. Wie bei herkömmlichen Quotenmodellen endet der staatliche Druck zum Ankauf regenerativ erzeugten Stroms, wenn die staatlich vorgegebene Zielmenge erreicht ist. Damit fehlt es an der gleichen Wirksamkeit des Modells.

**143** In England können die EVU ihrer Verpflichtung nachkommen, indem sie Verträge mit Erzeugern regenerativen Stroms schließen, welche die Errichtung einer Anlage erst planen. Die klimaschonende Produktion von Strom mittels erneuerbarer Energieträger erfolgt dann erst in Zukunft. So waren 1999 bereits Verträge über die Abnahme aus Anlagen geschlossen, die insgesamt eine installierte Leistung von 2.000 MW haben. Von diesen Anlagen war allerdings erst etwa die Hälfte in Betrieb.[125)] Insgesamt erweist die Bilanz des Ausschreibungsmodells nach englischem Vorbild, dass wesentliche Zweifel hinsichtlich der Frage der gleichen Effektivität gegenüber dem

125 *Karstens* ZUR 1999, 188, 191.

Festpreismodell angebracht sind. Hierfür wird in der nachfolgenden Tabelle die bestehende installierte und neu zugebaute Windkraftleistung aus dem Jahre 1997 aufgezeigt, die nach Ländern mit Mengenmodellen und solchen mit Preisregelungen differenziert.[126)]

*Tab. 1:* Länder mit Preis-/Mengenregelungen

| **Länder mit Preisregelungen** | **Bestand Ende 1997 in MW** | **Zubau 1997 in MW** |
|---|---|---|
| Deutschland | 2.082 | 537 |
| Dänemark | 1.116 | 259 |
| Spanien | 512 | 263 |
| **Gesamt** | **3.710** | **1.059** |
| **Länder mit Mengenregelungen** | | |
| Großbritannien | 320 | 50 |
| Irland | 51 | 40 |
| Frankreich | 10 | 0 |
| **Gesamt** | **381** | **90** |

Damit liegt auch in dem Ausschreibungsmodell nach englischem Vorbild kein milderes Mittel gleicher Wirksamkeit. **144**

#### 2.3.1.3.3.6 Kooperationsmodell auf der Basis einer Selbstverpflichtung

Ein rein kooperatives Modell würde auf gesetzliche Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen zu Gunsten einer Selbstverpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen verzichten. Dabei würde lediglich das zu erreichende Ziel vorgegeben. Demnach wäre auch das Kooperationsmodell ein Quotenmodell, dessen grundlegender Nachteil in dem nach oben begrenzten Erfolg liegt. Das reine Kooperationsmodell überlässt den Weg zur Zielerreichung völlig den Verpflichteten. Funktionierende Selbstverpflichtungen weisen eine hohe Zielgenauigkeit auf.[127)] Die Betroffenen können oftmals selbst viel besser einschätzen, welche Maßnahmen welche Wirkung zeitigen. Der Hand- **145**

126 Nach Koch: Sonderbeilage NEUE ENERGIE I/99 S. IV.
127 *Paefgen* GewArch 1991, 161, 163.

lungsdruck ergibt sich für sie dabei aus der anderenfalls drohenden Gesetzgebung mit ordnungsrechtlichem Zwang.[128)] Dennoch sind kooperative Ansätze in der Umweltpolitik oftmals lediglich dazu eingesetzt worden, den Gesetzgeber hinzuhalten.[129)] Vorliegend ist eine Selbstverpflichtungserklärung nicht geeignet, den Betreibern von Anlagen nach § 2 EEG die erforderliche Investitionssicherheit zu gewähren. Dagegen schafft die in § 9 Abs. 1 EEG gesetzlich vorgeschriebene Vertragslaufzeit von 20 Jahren eine ausreichende Investitionssicherheit. Letztlich kann dem Gesetzgeber auch nicht zugemutet werden, dass er sich auf ein Modell einlässt, dass keine rechtliche Verbindlichkeit beinhaltet. Das wäre aber der Fall, da Selbstverpflichtungserklärungen nach ganz überwiegender Auffassung lediglich unverbindliche Absichtserklärungen sind. Selbst wenn seitens des Verbandes, der Partner einer Kooperation wäre, der ernsthafte Wille zur Umsetzung vereinbarter Ziele bestünde, ist kaum sicherzustellen, dass die Verbandsunternehmen sich ebenfalls den vereinbarten Zielen unterwerfen würden.

**146** Daher ist das Kooperationsmodell nicht gleichermaßen geeignet, die Entwicklung regenerativer Energien zu fördern und einen entsprechenden Beitrag zur Reduzierung der $CO_2$-Emissionen zu leisten.

#### 2.3.1.3.3.7 Wegfall jeglicher Förderung und Regulierung durch den Markt

**147** Der Wegfall einer Vergütungsverpflichtung wie sie das EEG vorsieht, würde sich für die betroffenen Netzbetreiber als milderes Mittel darstellen. Unzweifelhaft würde dann aber auch der Anlass zu einer Vergütung oberhalb der vermiedenen Kosten fehlen. Die Überlegenheit des Modells des EEG gegenüber einer solchen Lösung wird aus der Geschichte der Einspeisevergütungen deutlich. Bis zum Inkrafttreten des StromEG entwickelten sich Anlagen zur Verstromung erneuerbarer Energieträger kaum. Die hohen Zuwachsraten der Windenergie konnten erst auf der verlässlichen Grundlage der gesetzlichen Regelungen im StromEG entstehen. Der Verzicht auf eine gesetzliche Regelung kann daher keineswegs gleichermaßen geeignet sein, die Ziele des Gesetzgebers zu verwirklichen.

---

128 Diesen Zusammenhang hat *Di Fabio* in JZ 1997, 969, 970 deutlich dargelegt.
129 *Kloepfer* Umweltrecht § 18 Rn. 65.

#### 2.3.1.3.3.8 Zwischenergebnis

Im Ergebnis stellen sich die aufgezeigten Alternativen nicht als geeignet dar, durchschlagende Zweifel an der Erforderlichkeit von Einspeisungs- und Vergütungsregelungen für regenerativ erzeugten Strom nach § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG zu wecken. Die Maßnahmen sind zwar zumeist von geringerer Eingriffsintensität, bieten aber keine Gewähr dafür, die angestrebten Ziele des Gesetzgebers gleichermaßen zu erreichen. **148**

### 2.3.1.3.4 Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne

Das BVerfG und die h. L. prüfen auf dieser Stufe, die auch als Proportionalität, Angemessenheit oder Zumutbarkeit bezeichnet wird, ob der geeignete und erforderliche Eingriff dem Betroffenen auch zugemutet werden kann.[130] **149**

Der Eingriff und der mit dem Eingriff verfolgte Zweck sollen in einem recht gewichteten und wohl abgewogenen Verhältnis zueinander stehen.[131] Dabei gilt, dass der Zweck, dem der Eingriff dient, umso wertvoller sein muss, je intensiver die Beeinträchtigung der grundrechtlich geschützten Freiheit ist. Für Eingriffe in die Berufsfreiheit hat das BVerfG die erforderliche Güterabwägung mit der Stufenlehre weiter konkretisiert. **150**

Die festgestellte Beeinträchtigung auf der Stufe der Berufsausübungsfreiheit ist demnach dann gerechtfertigt, wenn Gesichtspunkte der Zweckmäßigkeit die Beeinträchtigung verlangen.[132] Die Regelung kann zu Gunsten des betroffenen Berufsstandes erlassen werden. Aber auch Maßnahmen zur Abwehr von Schäden, die der Allgemeinheit drohen, sind möglich.[133] **151**

Die Beschränkung des Freiheitsgebrauchs muss grundsätzlich nicht der Sicherung eben dieses Freiheitsrechtes zu Gute kommen. Die Feststellung enthält keine erstaunliche neue Erkenntnis, sondern ist bei jeder Abwägung selbstverständliche Übung, bei der es darum geht, kollidierenden Grundrechtsgebrauch in ein ausgeglichenes Verhältnis zu bringen. An dieser Stelle geht es nicht um kollidierenden **152**

130 *Pieroth/Schlink* Rn. 948.
131 *Pieroth/Schlink* Rn. 328.
132 *Schmidt-Bleibtreu/Klein* Art. 12 Rn. 12.
133 *Pieroth/Schlink* Rn. 948.

Grundrechtsgebrauch, sondern um die Beschränkung der Berufsausübungsfreiheit der EVU zu Gunsten der Förderung regenerativer Energien zum Zwecke der Reduzierung der klimaschädlichen $CO_2$-Emissionen.

**153** Die Argumentation derjenigen, die hier eine unzulässige Regelung sehen, erweckt aber den Eindruck, als ob ein Eingriff in Grundrechte der EVU schon deshalb nicht zulässig sei, weil diesen selbst aus der Belastung, die das EEG mit sich bringt, kein Vorteil erwächst. Dieses Verständnis mag seine Ursache darin haben, dass die EVU durch die Preisregelung zu Zahlungen verpflichtet werden und es unserem Verständnis entspricht, dass aus Zahlungen auch adäquate Gegenleistungen erwachsen sollen. Sofern Grundrechtsbeeinträchtigungen auf Sonderabgaben zurückzuführen sind, führt das Erfordernis der gruppennützigen Verwendung ebenfalls zu einem gewissen Vorteil der belasteten Gruppe. Im Rahmen ordnungsrechtlicher Grundrechtseingriffe besteht dagegen kein Anlass, auf Grund der Beeinträchtigung eigene Vorteile zu erwarten. Dieses Ergebnis wird auch durch die grundsätzliche Erwägung gestützt, dass der Gebrauch der grundrechtlich geschützten Freiheiten seine Grenzen in der Gemeinwohlverträglichkeit findet.[134)] Es gibt keinen Grund zu der Annahme, dass die Kosten der Nichtüberschreitung der Grenzen der Gemeinwohlverträglichkeit einer Handlung durch Einzelne von der Allgemeinheit zu tragen sind.

**154** Insofern ist auch die Ansicht von *Ossenbühl* abzulehnen, der für kostenabwälzende Berufsausübungsregelungen die Berücksichtigung der Kriterien *Gruppenverantwortlichkeit* und *gruppennützige Verwendung* vorschlägt, die bei der materiellen Verfassungsmäßigkeitsprüfung von Sonderabgaben zu beachten sind.[135)]

**155** Bei genauer Betrachtung widerspricht diese Ansicht auch der Bedeutung von *Eingriffen*. Eingriffe weisen regelmäßig eine reine Belastungswirkung auf.

**156** Insofern ist im Rahmen der Prüfung der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne nur zu prüfen, ob das bisher gefundene Ergebnis, dass der Eingriff nämlich erforderlich ist, auch insgesamt stimmig ist oder ob

134 *Koch/Schütte* ZNER 1998, 3, 9.
135 *Ossenbühl* RdE 1997, 46, 50.

zwischen dem Eingriff und dem verfolgten Zweck ein krasses Missverhältnis besteht.

*Ossenbühl* betrachtet derartige Einspeisungsvergütungen weiterhin als **157**
am Gleichheitsgebot zu messende Beeinträchtigungen, betont aber zugleich, dass es sich dennoch um eine Prüfung der Berufsausübungsfreiheit handelt.[136)] Mit dieser Argumentation, die zu einem besonderen Rechtfertigungsbedürfnis für die Einspeisungsvergütung führt, suggeriert *Ossenbühl*, dass es die weitgehende Einschätzungsprärogative des Gesetzgebers, die auf den Ebenen der Geeignetheit und Erforderlichkeit ausdrücklich festgestellt worden ist, für Preisregelungen eben nicht gibt. Die Ansicht ist ebenfalls abzulehnen, da sie eine gestalterische Betätigung des Gesetzgebers unzulässig einschränken würde.

Es bleibt also zu untersuchen, ob zwischen dem gesetzgeberischen **158**
Ziel und der Beeinträchtigung der Berufsausübungsfreiheit ein grobes Missverhältnis besteht.

Die Vergütungssätze des EEG sollen bei rationeller Betriebsführung **159**
einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien ermöglichen.[137)] Gesetzeszweck ist damit die Unterstützung der Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom mittels regenerativer Energieträger. Für sich betrachtet dürfte die Förderung von Konkurrenten auf demselben Markt eine Beschränkung der Berufsausübungsfreiheit kaum rechtfertigen können. Es bedarf schon eines weiteren Kriteriums, um zu vermeiden, dass hier ein krasses Missverhältnis zwischen Gesetzeszweck und Grundrechtsbeeinträchtigung entsteht.

Die Förderung der Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus **160**
regenerativen Energieträgern stellt daher auch lediglich einen Zwischenschritt auf dem Weg zur Minderung der $CO_2$-Emissionen dar.

Dass $CO_2$-Emissionen klimabeeinflussend sind, ist heute wissen- **161**
schaftlich unbestritten. Die Folgen einer Klimaveränderung können für die Zukunft anhand von Modellen skizziert werden. Ob die befürchteten Folgen tatsächlich eintreten werden, kann dennoch nur vermutet werden. Für die Richtigkeit der Vermutungen sprechen

136 *Ossenbühl* RdE 1997, 46, 50.
137 BT-Drs. 14/2776 S. 19.

allerdings schon heute erkennbare Veränderungen auf Grund einer Erwärmung der Erdatmosphäre in den letzten 150 Jahren um ca. 0,8–1,5°C.[138] Es steht zu befürchten, dass die Temperatur in der Atmosphäre innerhalb der nächsten 100 Jahre um bis zu 5,8°C steigt.[139]

**162** Das Ziel der $CO_2$-Reduzierung hat gerade im Hinblick auf die Staatszielbestimmung in Art. 20a GG einen besonders hohen Stellenwert. Die Auswirkungen einer Klimaveränderung sind von so existenzieller Bedeutung für die Menschheit, dass enorme Anstrengungen erforderlich sind, um die Gefahren abzuwenden, die von ihr ausgehen. Einerseits wird erwartet, dass eine Erwärmung der Erdatmosphäre zum Ansteigen des Meeresspiegels um bis zu 88 cm führen wird.[140] Das würde zu einer dauerhaften Überschwemmung niedrig gelegener Landgebiete führen, die neben pazifischen Atollen auch Bereiche der deutschen Küstenlandschaft, wie etwa die friesischen Halligen, betreffen würde.

**163** Andererseits führt die Erderwärmung nach heutigem Kenntnisstand zu einem häufigeren Auftreten von Dürreperioden.[141] Damit sind zunehmend Hungerkatastrophen zu befürchten. Die einsetzende Klimaveränderung und ihre Folgen gebieten daher eine erhebliche Reduzierung des Einsatzes fossiler Energieträger.

**164** Darüber hinaus dient die Förderung von Anlagen zur Verstromung regenerativer Energieträger aber auch den Erfordernissen der Volkswirtschaft in einer Industrienation. Es besteht weltweit ein ungeheurer Bedarf an Energie, der mittels einer begrenzten Anzahl an Primärenergieträgern gedeckt wird. Die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdöl und Erdgas sind nicht unbegrenzt verfügbar. Das Ende der unter heutigen Bedingungen förderbaren Menge von Erdöl ist absehbar.[142] Auch die Vorkommen von Erdgas, Braunkohle und Steinkohle sind endlich. Selbst die weltweit vorhandenen Uranreser-

138 *Beising/Hildebrand* EW 1995, 328, 330/*Schönwiese* S. 179.
139 Süddeutsche Zeitung vom 23. 01. 2001 S. 1; unter Berufung auf einen neuen IPPC-Report.
140 Süddeutsche Zeitung vom 23. 01. 2001 S. 1; unter Berufung auf einen neuen IPPC-Report.
141 *Beising/Hildebrand* EW 1995, 328, 330.
142 Bei gleichmäßig bleibendem Verbrauch in etwa 45 Jahren.

ven, die für die Kernenergieerzeugung gebraucht werden, sollen in weniger als 100 Jahren aufgebraucht sein.

**165** Sofern auch in Zukunft eine gesicherte Energieversorgung gewährleistet sein soll, ist das Ausweichen auf erneuerbare Energieträger unerlässlich. Dieser Aspekt gewinnt an Bedeutung, wenn man die Entwicklung des Energieverbrauchs in anderen Regionen der Welt betrachtet. So wird erwartet, dass selbst bei nachhaltiger Entwicklung der Weltenergiebedarf bis 2060 von heute rund 500 Exajoule/Jahr auf über 1.500 Exajoule/Jahr ansteigen wird.[143)] Das Szenario setzt dabei noch voraus, dass der Energiebedarf nur um den Faktor drei steigt, wogegen eine Vervierfachung der Bruttoinlandprodukte erwartet wird.

**166** Die Brisanz dieses weltweiten Energiehungers ist heute noch kaum abzusehen. Jedenfalls kann eine zunehmende Energieversorgung durch erneuerbare Energieträger dazu beitragen, dass die Auseinandersetzung um die verbleibenden fossilen Energieträger nicht eskaliert.

**167** Die Förderung der regenerativen Energien hat einen Markt geschaffen, der heute in Deutschland etwa 28.000 Arbeitsplätze sichert und ein Volumen von 3,5 Mrd. Euro/Jahr hat.[144)]

**168** Sofern Fördermodelle wie die des EEG eine technologische Führungsposition bei der Entwicklung und Herstellung von Anlagen zur Verstromung regenerativer Primärenergieträger begründen können, sichert das einerseits die eigene Energieversorgung und eröffnet andererseits Exportmöglichkeiten, die der Wohlstandssicherung in Deutschland dienen.

**169** Diesen Zielen steht seitens der betroffenen EVU eine finanzielle Mehrbelastung gegenüber. Der Gesetzgeber geht davon aus, dass die Kosten, welche die EVU durch die Vergütungsverpflichtungen des EEG insgesamt zu tragen haben, durch eine Erhöhung der Strompreise um 0,1–0,2 Pf./kWh auf die Verbraucher abzuwälzen sind.[145)] Damit ist die finanzielle Belastung der Vergütungspflichtigen selbst in dem Fall als außerordentlich gering zu betrachten, in dem eine Kostenabwälzung aus verschiedenen Gründen nicht möglich sein sollte.

143 Nach einer Studie der Shell AG.
144 *Allnoch* ET 2000, 344, 348.
145 *Trittin* Umwelt 4/2000 S. 165.

**170** Hinzu kommt ein weiterer Aspekt, der gegen eine Unzumutbarkeit des Eingriffs spricht. Tatsächlich können die EVU ihren Strom heute zu Preisen unterhalb von 20 Pf./kWh vertreiben, weil nur ein Teil der Kosten, die bei der Stromerzeugung anfallen, auch tatsächlich von den Produzenten zu tragen ist. Steuerfreie Rückstellungen in Höhe von über 70 Mrd./DM, welche die EVU für die Entsorgung atomarer Abfälle bilden konnten, können derzeit beliebig verwendet werden. Der Wettbewerbsvorteil würde geringer ausfallen, wenn die tatsächlich anfallenden Kosten auch in die Strompreise eingestellt werden müssten.

**171** Sofern der Gesetzgeber nunmehr die Kanalisation eines Teiles der Wettbewerbsvorteile herbeiführt, die er den EVU gewährt, lässt das die Intensität der Grundrechtsbeeinträchtigung als noch geringer erscheinen.

**172** Im Ergebnis ist daher festzustellen, dass auch im Rahmen der Überprüfung der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne ein krasses Missverhältnis zwischen dem erforderlichen Grundrechtseingriff und der Betroffenheit der vergütungspflichtigen EVU nicht gesehen werden kann. Die dargelegten Ziele, die mit den Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen für Strom aus erneuerbaren Energieträgern erreicht werden sollen, sind von so überragender Bedeutung, dass sie die eher gering ausfallenden Beeinträchtigungen der Berufsausübungsfreiheit der EVU zu rechtfertigen vermögen.

#### 2.3.1.4 Zwischenergebnis

**173** Die Abnahme- und Vergütungsregelung für Strom aus regenerativen Energieträgern nach § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG stellt einen Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit der EVU dar. Die Eingriffsintensität ist allerdings eher gering. Angesichts der existenziellen Bedrohung, die von einer weiteren Erwärmung der Erdatmosphäre ausgeht und angesichts der wirtschaftspolitischen Möglichkeiten, die sich aus einer Technologieführerschaft in diesem Bereich ergeben, ist der Eingriff zu rechtfertigen.

**174** Ein unzulässiger Eingriff in die Berufsfreiheit der vergütungspflichtigen EVU aus Art. 12 Abs. 1 GG liegt damit nicht vor.

### 2.3.2 Verletzung in Art. 14 Abs. 1 GG

**175** Teilweise wird geltend gemacht, dass Preisregelungen der bezeichneten Art auch eine Verletzung der Eigentumsgarantie der betroffenen EVU darstellen.[146] Insofern ist ein Eingriff in das nach Art. 14 Abs. 1 GG geschützte Eigentumsgrundrecht zu prüfen.

#### 2.3.2.1 Schutzbereich

**176** Die genaue Abgrenzung der von Art. 14 GG erfassten Eigentumspositionen ist im Einzelnen ungeklärt. Einbezogen sind aber unstreitig alle vermögenswerten Rechtspositionen des Privatrechts.[147] So gehören u. a. private Forderungsrechte zum Bestand der Eigentumsrechte.[148] Andererseits schützt Art. 14 Abs. 1 GG grundsätzlich nicht vor der Auferlegung von Geldleistungspflichten.[149]

Eine Beeinträchtigung der Eigentumsfreiheit der vergütungspflichtigen EVU kann überhaupt nur in Betracht kommen, wenn die Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG den Schutzbereich des Eigentums nach Art. 14 Abs. 1 GG berührt.

**177** Grundsätzlich umfasst der Schutz von Art. 14 Abs. 1 GG nur das bereits Erworbene. Entsprechend der Faustformel zur Abgrenzung von Berufs- und Eigentumsfreiheit, die auch vom BVerfG anerkannt wird,[150] wonach Art. 14 Abs. 1 GG das Erworbene und Art. 12 Abs. 1 GG den Erwerb schützt, müsste hier ein Eingriff in das Erworbene vorliegen.

**178** Hinsichtlich neu zu schließender Verträge zwischen vergütungspflichtigen EVU und Erzeugern von Öko-Strom wird der Verhandlungsspielraum auf Grund des gesetzlichen Mindestpreises und der festgelegten Vertragslaufzeit eingeschränkt.

**179** Damit wird aber lediglich für die Zukunft ein Mindestpreis für eine bestimmte Zeit festgelegt. Bereits Erworbenes wird davon nicht berührt, und zukünftige Gewinnchancen fallen (auch im Rahmen der

146 So u. a. *Ossenbühl* RdE 1997, 46, 54.
147 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 14 Rn. 7/*Schmidt-Bleibtreu/Klein* Art. 14 Rn. 3.
148 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 14 Rn. 7/*Schmidt-Bleibtreu/Klein* Art. 14 Rn. 3.
149 BVerfGE 4, 7, 17/*Schmidt-Bleibtreu/Klein* Art. 14 Rn. 4a.
150 BVerfGE 30, 292, 325/81, 108, 122.

Elektrizitätsversorgungsstrukturen) nicht unter den Schutz des Art. 14 Abs. 1 GG.

**180** Insoweit ist schon der Schutzbereiches des Vermögens der betroffenen EVU nicht berührt.

**181** Etwas anderes könnte sich für bestehende Vertragsbeziehungen zwischen Einspeisern von Öko-Strom und einem EVU ergeben. Hier bestimmt § 9 Abs. 1 S. 2 EEG, dass für Altanlagen, also solche Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, der 1. 1. 2000 als Zeitpunkt der Inbetriebnahme gilt. Die Vorschrift besagt aber nichts darüber, wie mit bestehenden Verträgen umzugehen ist, welche die Altanlagen betreffen. Aus den Gesetzgebungsunterlagen ergibt sich lediglich, dass der Bestandsschutz für Betreiber von Altanlagen gewährleistet werden soll.[151)] Vorliegend werden etwa die Betreiber von Solaranlagen damit erheblich bessergestellt. Die Einspeisungsvergütung steigt von ca. 16,5 Pf./kWh auf 99 Pf./kWh. Sofern die Betreiber der Altanlagen beispielsweise 5 Jahre lang die Vergütung auf der Grundlage des StromEG erhalten haben, bekommen sie nun noch einmal 19 Jahre und 9 Monate lang die erhöhte Vergütung.

**182** Fraglich ist, ob damit der Schutzbereich der EVU betroffen ist, die nun erheblich länger und mehr zahlen müssen, als erwartet.

**183** Zunächst ist festzustellen, dass unter Geltung des StromEG eine zeitliche Begrenzung der Vergütungspflicht nicht bestanden hat. Im Gegenteil sah § 4 Abs. 4 StromEG gerade vor, dass vor dem Eintreten einer Situation, in der die Vergütungsverpflichtung entfallen könnte, eine andere Vergütungsregelung gefunden werden sollte. Die EVU konnten sich also nicht darauf verlassen, dass die Regelungen des StromEG entweder fallen würden oder maximal unveränderte Belastungen nach sich ziehen würden.

**184** Grundsätzlich ist das Vertrauen auf eine unveränderte Rechtslage nicht schutzwürdig. Bei den bestehenden Verträgen können die EVU lediglich auf Einhaltung der Lieferpflicht der Stromerzeuger bestehen. Eine sich verändernde Vergütungshöhe auf Grund einer neuen Preisregelung unterliegt dem Schutz von Art. 14 Abs. 1 GG dagegen nicht. Sie betrifft nur den Tauschwert der eigenen Forderung.

151 BT-Drs. 14/2776 S. 24.

Auch insoweit ist der Schutzbereich des Eigentums der EVU nach Art. 14 Abs. Abs. 1 GG nicht berührt. **185**

#### 2.3.2.1.1 Der eingerichtete und ausgeübte Gewerbebetrieb

Eine Beeinträchtigung der vergütungspflichtigen EVU in ihrem Eigentumsgrundrecht aus Art. 14 Abs. 1 GG ist noch bei Einbeziehung des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs denkbar. Das BVerfG hat die Frage bisher offen gelassen, ob es sich bei diesem um eine Vermögensposition handelt, die vom Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG erfasst wird.[152)] Die ganz überwiegende Ansicht bejaht die Einbeziehung in den Schutzbereich jedoch.[153)] Dabei erfasst Art. 14 GG aber nicht die allgemeinen Gegebenheiten und Chancen, innerhalb derer der Unternehmer seine Tätigkeit entfaltet und die keinen Bezug zu einem bestimmten einzelnen Gewerbebetrieb haben.[154)] **186**

Nicht einbezogen in den Schutz des Art 14 Abs. 1 GG werden daher Chancen und allgemeine Gegebenheiten rechtlicher oder faktischer Art, auch wenn diese für ein Unternehmen von erheblicher Bedeutung sind.[155)] Sie sind an Art. 12 Abs. 1 GG zu messen. **187**

Bei der vorrangigen Abnahme- und Vergütungsverpflichtung handelt es sich um eine bloße Gestaltung der allgemeinen Rechtslage, an die sich die Betroffenen anpassen müssen. Der Betrieb als rechtliche Einheit wird davon nicht betroffen. Von einer Betroffenheit des Gewerbebetriebes in seinem Kern, wie sie allgemein gefordert wird, kann dabei angesichts der niedrigen festgestellten Mehrkosten keine Rede sein. **188**

Die vorrangigen Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG enthalten Berufsausübungsregelungen, die den Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG auch unter dem Gesichtspunkt des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs nicht berühren. **189**

### 2.3.2.2 Zwischenergebnis

Die Abnahme- und Vergütungsregelungen nach § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG berühren unter keinem der geprüften Gesichtspunkte **190**

152 *Papier* in Maunz/Dürig/herzog Art. 14 Rn. 95.
153 *Papier* in Maunz/Dürig/Herzog Art. 14 Rn. 95 mit weiteren Nachweisen in Fn. 254.
154 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 14 Rn. 19.
155 BVerfGE 4, 142, 173/77, 84, 118.

den Schutzbereich der Eigentumsfreiheit der betroffenen EVU. Damit scheidet eine Verletzung der Eigentumsgarantie gemäß Art. 14 Abs. 1 GG aus.

### 2.3.3 Verletzung in Art. 2 Abs. 1 GG

**191** Die Abnahme- und Vergütungsregelungen des EEG müssen auch mit den verfassungsrechtlichen Anforderungen des Art. 2 Abs. 1 GG vereinbar sein. Sie könnten einen Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit der betroffenen EVU bedeuten.

**192** Auf Grund des zutreffend weit zu verstehenden Schutzbereichs der allgemeinen Handlungsfreiheit, wonach jegliches menschliche Handeln geschützt ist,[156] wird die Anwendbarkeit des Art. 2 Abs. 1 GG eingeschränkt, sofern ein Eingriff in ein spezielleres Freiheitsrecht durch die konkrete staatliche Maßnahme bereits verwirklicht ist.[157] Damit wird dem Charakter des Grundrechts auf die allgemeine Handlungsfreiheit als Auffanggrundrecht Rechnung getragen. Ein derart weit gefasstes Grundrecht muss sinnvoller Weise bei einem Eingriff in speziellere Grundrechte zurücktreten.

**193** Vorliegend beeinträchtigt die Abnahme- und Vergütungsregelung die EVU bereits in ihrem Grundrecht aus Art. 12 Abs. 1 GG, das eine berufsspezifische Ausformung des Grundrechts auf allgemeine Handlungsfreiheit darstellt. Es ist nicht denkbar, dass die Prüfung des allgemeineren Freiheitsrechts hier zu einem anderen Ergebnis führt als die des spezielleren.

**194** Daher besteht kein Anlass zur weiteren Prüfung eines Verstoßes gegen Art. 2 Abs. 1 GG, der hier subsidiär zurücktritt.

#### Zwischenergebnis

**195** Auch ein Verstoß gegen das Recht der allgemeinen Handlungsfreiheit aus Art. 2 Abs. 1 GG kann nicht festgestellt werden.

156 *Schmidt-Bleibtreu/Klein* Art. 2 Rn. 4.
157 *Schmidt-Bleibtreu/Klein* Art. 2 Rn. 10.

### 2.3.4 Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG

Teilweise wurde gegen die Regelungen des StromEG der Vorwurf erhoben, dass sie einen Verstoß gegen das Gleichheitsrecht aus Art. 3 Abs. 1 GG beinhalten. **196**

Hier sind zwei verschiedenen Ansätze zu unterscheiden. Das StromEG enthielt keine bundesweite Ausgleichsregelung, so dass ungleiche Belastungen bei den einzelnen EVU entstanden sind.[158)] Das EEG enthält eine bundesweite Ausgleichsregelung, wonach der Ausgleich für jeden Primärenergieträger gesondert vorzunehmen ist. Eine gleichheitswidrige Mehrbelastung einzelner EVU gegenüber anderen ist damit ausgeschlossen. **197**

Nach dem zweiten Ansatz wird ein Verstoß gegen das Gleichheitsgrundrecht behauptet, weil der Grundsatz der Belastungsgleichheit aller Bürger für die Erledigung allgemeiner Staatsaufgaben nicht gewahrt würde.[159)] **198**

*Ossenbühl* prüft diesen Gleichheitsverstoß innerhalb von Art. 12 und 14 GG und sieht die Regelungsbefugnis des Gesetzgebers mit den Vergütungsregelungen in diese Grundrechte einzugreifen begrenzt, weil es sich bei der Förderung der regenerativen Energien um eine allgemeine Staatsaufgabe handeln würde, die aus den allgemeinen Steuereinnahmen zu finanzieren sei. Dabei handelt es sich aber, anders als *Ossenbühl* darlegt,[160)] nicht um eine Schranken-Schranke der Freiheitsrechte aus Art. 12 oder 14 GG, sondern um die selbstständig zu prüfende Frage, ob hier ein Verstoß gegen den allgemeinen Gleichheitsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG vorliegt. Zudem sind auch im Rahmen der Prüfung eines Verstoßes gegen Art. 3 Abs. 1 GG keine finanzverfassungsrechtlichen Maßstäbe in die Prüfung einzubeziehen. **199**

Die Prüfung eines Verstoßes gegen Art. 3 Abs. 1 GG erfolgt anhand der Frage ob wesentlich Gleiches ungleich behandelt wird,[161)] ohne dass ein **sachlicher Grund** die Ungleichbehandlung zu rechtfertigen vermag.[162)] Damit schützt der Gleichheitssatz vor staatlicher Willkür. **200**

158 Siehe hierzu S. 4 Fn. 19.
159 So etwa *Blanke/Peilert* RdE 1999, 96, 101/*Ossenbühl* RdE 1997, 46, 47/ders. ET 1996, 94, 95.
160 Siehe die Darstellung auf S. 37.
161 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 3 Rn. 5.
162 *Jarass* in Jarass/Pieroth Art. 3 Rn. 11.

**201** Die Frage, ob statt der EVU zur Finanzierung der Staatsaufgabe der Förderung regenerativer Energieträger die Allgemeinheit heranzuziehen ist, birgt aber schon deswegen keinen Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz, weil die beiden *Gruppen* nicht wesentlich gleich sind. Während die Gruppe der EVU eine abgrenzbare kleine Belastungsgruppe darstellt, ist die Allgemeinheit überhaupt keine Gruppe, da sie als alles umfassende Gesamtheit nicht von anderen Gruppen abgrenzbar ist. Die Belastung der EVU erfolgt nicht willkürlich, weil eine andere Gruppe, die ihrerseits herangezogen werden könnte, nicht ersichtlich ist.

#### Zwischenergebnis

**202** Eine Ungleichbehandlung der EVU untereinander liegt nicht vor. Die Frage einer wesentlichen Ungleichbehandlung gegenüber einer anderen Gruppe stellt sich nicht, da eine solche Gruppe nicht ersichtlich ist. Das Gleichheitsgebot aus Art. 3 Abs. 1 GG ist daher nicht verletzt.

### 2.3.5 Gesamtergebnis der Grundrechtsprüfung

**203** Die Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus regenerativen Energieträgern gemäß § 3 Abs. 1 i. V. m. §§ 4–8 EEG verstößt nicht gegen grundrechtlich geschützte Freiheiten der betroffenen EVU.

**204** Insbesondere sind die Vergütungsregelungen entgegen teilweise aufgestellter Behauptungen nicht an den Maßstäben zu messen, die an eine Sonderabgabe zu stellen sind. Auch ein Verstoß gegen das verfassungsrechtliche Gleichheitsgebot aus Art. 3 Abs. 1 GG ist nicht ersichtlich.

**205** Die Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG sind verfassungsrechtlich unbedenkliche Preisregelungen.

## 3 Literatur

*Albrecht, Matthias*: Anmerkungen zur Verfassungsbeschwerde der PreussenElektra AG gegen das Stromeinspeisungsgesetz, ZNER 1998, 17–19

*Allnoch, Norbert*: Zur weltweiten Entwicklung der regenerativen Energien, ET 2000, 344–348

*Apfelstedt, Gert*: Vorrangregelungen für Ökostrom unterm Damoklesschwert?, ZNER 1997, 3–11

*Arndt*, *Hans-Wolfgang*: Zur finanzverfassungsrechtlichen Zulässigkeit subventionierender Vergütungen nach dem Stromeinspeisungsgesetz vom 7. Dezember 1990, RdE 1995, 41–49

*Bartsch, Michael/Dingeldey, Thomas*: Rechtsprobleme der Einspeisevergütung, ET 1995, 249–255

*Beising, Rüdiger/Hildebrand, Manfred*: Emissionen in die Atmosphäre und ihre Einflüsse auf die globale Klimaentwicklung, Elektrizitätswirtschaft 1995, 328–333

*Bender, Bernd/Sparwasser, Reinhard/Engel, Rüdiger*: Umweltrecht, 4. Aufl. 2000

*Berendes, Dirk*: Stromeinspeisungsgesetz und Verfassungsrecht, ZUR 1997, 261–267

*Blanke, Hermann-Josef/Peilert, Andreas*: Zur Verfassungsmäßigkeit energiewirtschaftlicher Subventionsregime, RdE 1999, 96–102

*Brandt, Edmund/Albrecht, Matthias/Köster, Kristina/Ristau, Herbert*: Umwelt- und wettbewerbsorientierte Weiterentwicklung des Energierechts – Eine verfassungsrechtliche Analyse, 1996

*Brauch, Hans-Günter*: Energiepolitik im Zeichen der Klimapolitik beim Übergang zum 21. Jahrhundert, in: Hans Günter Brauch (Hrsg.) „Energiepolitik" S. 1–24 1997

*Bürger, Ilka/Senger, Falk*: Das neue Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien und seine verfassungs- und europarechtliche Problematik, UPR 2000, 215–220

*Cronenberg, Martin*: Veränderungen des Energierechtsrahmens – Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und Energierechtsgesetz, in: Jür-

gen F. Baur „Energiewirtschaft zwischen Wettbewerb und öffentlichen Aufgaben“ 1997

*Dany, Gundolf/Haubrich, Hans-Jürgen/Biermann, Dirk/Krabs, Michael/Machate, Rolf-Dieter/Sierig, Jan*: Wert der Windenergieeinspeisung, ET 2000, 48–52 (zit.: Dany u. a.)

*Di Fabio, Udo*: Die Verfassungskontrolle indirekter Umweltpolitik am Beispiel der Verpackungsverordnung, NVwZ 1995, 1–8

*ders.*: Selbstverpflichtungen der Wirtschaft – Grenzgänger zwischen Freiheit und Zwang, JZ 1997, 969–974

*Drillisch, Jens*: Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung, ZfE 1999, 251–273

*Friauf, Karl Heinrich*: Das Stromeinspeisungsgesetz als Mittel einer unzulässigen Zwangssubventionierung zulasten privater Unternehmen, ET 1995, 597–599

*Gern, Alfons*: Zur Verfassungsmäßigkeit der kommunalen Verpackungssteuer, NVwZ 1995, 771–772

*Herrmann, Bodo J.*: Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, 1996

*Hoffmann, Martin*: Staatliche Wirtschaftsregulierung und grundrechtlicher Schutz der Unternehmensfreiheit durch Art. 12 Abs. 1 GG und Art. 2 Abs. 1 GG, BB 1995, 53 ff.

*Ipsen, Jörn*: Stufentheorie und Übermaßverbot – zur Dogmatik des Art. 12 GG, JuS 1990, 634 ff.

*Isensee, Josef/Kirchhof, Paul*: Handbuch des Staatsrechts, Bd. IV, 1990 (zit.: Bearbeiter in Isensee/Kirchhof Bd. IV)

*Jarass, Hans D./Pieroth, Bodo*: GG-Kommentar 5. Aufl. 2000 (zit.: Bearbeiter in Jarass/Pieroth)

*Jarass, Hans D.*: Verfassungsrechtliche Grenzen für die Erhebung nichtsteuerlicher Abgaben, DÖV 1989, 1013–1022

*Karstens, Jan*: Das novellierte Stromeinspeisungsgesetz und alternative Möglichkeiten der Förderung regenerativer Energien, ZUR 1999, 188–196

*Klemm, Andreas*: Das Klimaprotokoll von Kyoto, RdE 1998, 133–138

*Klinger, Heinz*: Das Stromeinspeisungsgesetz vom 14. 12. 1990 – ein ordnungspolitischer Sündenfall, in: Festschrift für Bodo Börner, 1992

*Kloepfer, Michael*: Umweltrecht, 2. Aufl. 1998

*Koch, Hans-Joachim*: Bodensanierung nach dem Verursacherprinzip, 1985

*ders.*: Stellungnahme zur Verfassungsbeschwerde der PreussenElektra AG gegen das Stromeinspeisungsgesetz, Sonderbeilage: NEUE ENERGIE I/1999, I–VIII

*ders./Schütte, Peter*: Zur Verfassungsmäßigkeit des Stromeinspeisegesetzes, ZNER 1998, 3–12

*Koppensteiner, Hans-Georg*: Zur Grundrechtsfähigkeit gemischtwirtschaftlicher Unternehmungen, NJW 1990, 3105–3114

*Kremser, Holger*: Verfassungsrechtliche Fragen des Stromeinspeisungsgesetzes, AöR 1996 (121), 407–436

*Lozàn, Jose L./Graßl, Hartmut/Hupfer, Peter (Hrsg.)*: Warnsignal Klima – das Klima des 21. Jahrhunderts, 1998 (zit.: Bearbeiter in Lozàn/Graßl/Hüpfer)

*Maunz, Theodor/Dürig, Günter/Herzog, Roman*: Grundgesetz-Kommentar Std. 36. EL 10/1999 (zit.: Bearbeiter in M/D/H Art.)

*Menges, Roland*: Zur Ausgestaltung der zukünftigen energiepolitischen Handlungsspielräume des Staates – Förderung der erneuerbaren Energien durch Einspeise- oder Quotenregelungen, ZNER 1998, 18–29

*Mengers, Heino*: Novellierungs- bzw. Anpassungsmöglichkeiten des Stromeinspeisungsgesetzes, ZNER 1998, 29–35

*von Münch, Ingo/Kunig, Philip*: Grundgesetz-Kommentar Bd. 1, 4. Aufl. 1992, Bd. 2, 3. Aufl. 1995 (zit.: Bearbeiter in von Münch/Kunig)

*Mutschler, Ulrich*: Stromeinspeisung und ihre Vergütung, RdE 1995, 12–15

*Oschmann, Volker*: Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, ET 2000, 460–464

*Ossenbühl, Fritz*: Zur Verfassungswidrigkeit der Vergütungsregelung des Stromeinspeisungsgestzes, RdE 1997, 46–55

*ders.*: Verfassungsrechtliche Fragen des Stromeinspeisungsgesetzes, ET 1996, 94–101

*Paefgen, Thomas*: Emanationen des kooperativen Umweltstaates, GewArch 1991, 161–167

*Pieroth, Bodo/Schlink, Bernhard*: Grundrechte – Staatsrecht II 9. Aufl. 1993 (zit.: Pieroth/Schlink Rn.)

*Pohlmann, Mario*: Der Streit um das Stromeinspeisungsgesetz vor dem Grundgesetz, NJW 1997, 545–550

*ders.*: Rechtsprobleme der Stromeinspeisung nach dem Stromeinspeisungsgesetz, 1996

*Püttner, Günter*: Rechtsgutachten zur kostendeckenden Vergütung für Solarstrom, ZNER 1997, 59–64

*Raabe, Marius/Meyer, Nils*: Das Erneuerbare-Energien Gesetz, NJW 2000, Heft 18, 1298–1301

*Salje, Peter*: Das Stromeinspeisungsgesetz – Kommentar 1999

*ders.*: Erneuerbare-Energien-Gesetz-Kommentar, 2. Aufl., 2000 (zit.: Salje EEG-Kommentar)

*ders.*: Vorrang für Erneuerbare Energien, RdE 2000, 125–132

*Schmidt-Bleibtreu, Bruno/Klein, Franz*: Kommentar zum Grundgesetz 8. Aufl., 1995

*Schönwiese, Christian-D.*: Klimaänderungen – Daten, Analysen, Prognosen, 1995

*Scholz, Rupert*: Die Vergütungsregelung des Stromeinspeisegesetzes als Mittel verfassungsmäßiger Wirtschaftslenkung und Umweltpolitik, ET 1995, 600–602

*Stern, Klaus*: Das Staatsrecht der Bundesrepublik Deutschland Bd. III/1, 1988 (zit.: Stern Staatsrecht Bd. III/1 S.)

*ders.*: Das Staatsrecht der Bundesrepublik Deutschland Bd. II, 1980 (zit.: Stern Staatsrecht Bd. II S.)

*Studenroth, Stefan*: Verfassungswidrigkeit des Stromeinspeisungsgesetzes?, DVBl. 1995, 1216–1223

*Tipke, Klaus*: Die Steuerrechtsordnung Bd. III, 1993

*Treffer, Christian*: Zur Verfassungswidrigkeit des Stromeinspeisegesetzes, UPR 1996, 128–132

*Trittin Jürgen*: Durchbruch für die erneuerbaren Energien – Vorranggesetz beschlossen, Umwelt 4/2000, 165

*Zinow, Bernd-Michael*: Verfassungsrechtliche Problematik des Stromeinspeisungsgesetzes, Elektrizitätswirtschaft 1995, 1085–1091

# Die Genehmigung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse und Fernwärmeleitungen

*Hartmut Gaßner und Dr. Nicole Pippke*

*Im Folgenden werden die Grundvoraussetzungen für eine Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse nach dem EEG dargestellt, soweit sie für die Genehmigung von Biomasseanlagen relevant sind. Bei der Genehmigung solcher Anlagen können sich zahlreiche Rechtsfragen stellen. Einige davon werden im Beitrag näher behandelt. Dabei hängen das einschlägige Genehmigungsregime und die materiellen Anforderungen entscheidend von den Einsatzstoffen der Anlage und ihrer Leistungsfähigkeit ab.*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–7 |
| 2 | Voraussetzungen für die Förderung nach dem EEG | 8–22 |
| 2.1 | Stromerzeugung aus „Biomasse“ | 8–18 |
| 2.2 | Technische Verfahren | 19 |
| 2.3 | Umweltanforderungen | 20–22 |
| 3 | Genehmigungspflicht nach BImSchG | 23–47 |
| 3.1 | Verbrennungsanlagen | 25–29 |
| 3.2 | Altholzlager und andere Nebeneinrichtungen | 30–39 |
| 3.3 | Genehmigungsverfahren, Konzentrationswirkung | 40–43 |
| 3.4 | Genehmigungsvoraussetzungen | 44–47 |
| 4. | Umweltverträglichkeitsprüfung | 48–57 |
| 4.1 | Standortbezogene Vorprüfung der UVP-Pflicht im Einzelfall (Screening) | 50–53 |
| 4.2 | Verfahren der UVP; Scoping | 54–57 |
| 5 | Genehmigung einer Fernwärmeleitung | 58–68 |
| 6 | Ausblick | 69 |
| 7 | Literatur | |


## 1 Einleitung

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)[1] fördert die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Die Zwecke dieser Förderung sind vielfältig: sie soll nicht nur im Interesse **1**

1 Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2004, BGBl. I 2004, S. 1918 ff., zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.07.2005, BGBl. I 2005, S. 1970, im HbE abgedruckt unter Nr. 11317.

des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen und Natur und Umwelt schützen, sondern auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte verringern, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen leisten und die Weiterentwicklung der Technologien fördern (s. § 1 Abs. 1 EEG). Ziel des Gesetzgebers ist es ferner, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent zu erhöhen (§ 1 Abs. 2 EEG). Neben Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie zählt zu den Erneuerbaren Energien u.a. auch Biomasse. Aufgrund der ausgeglichenen $CO_2$-Bilanz ist die Nutzung von Biomasse zur Energieerzeugung unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes von besonderer Bedeutung.[2]

**2** Die Instrumente der Förderung des aus Erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms nach dem EEG sind die Anschluss-, Abnahme-, Übertragungs- und Vergütungspflicht der Betreiber von Stromnetzen der allgemeinen Versorgung. Diese trifft nach § 4 EEG die Pflicht, die Stromerzeugungsanlagen unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und zu übertragen. Die Pflicht zur Vergütung des eingespeisten Stroms gilt gemäß § 5 EEG nach Maßgabe der §§ 6 bis 12 EEG. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für den Bereich der Biomasse der Anwendungsbereich der Anschluss-, Abnahme- und Übertragungspflicht nach § 4 EEG und der Anwendungsbereich der Vergütungsregelungen in § 8 EEG nicht deckungsgleich sind.[3]

**3** So definiert § 3 Abs. 1 EEG – in Umsetzung entsprechender Vorgaben der Richtlinie der EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt[4] – die gesamte „Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie“ als Erneuerbare Energie im Sinne des Ge-

2 Vgl. nur BMU, Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft, April 2006, S. 95.

3 S. hierzu Begründung zum Gesetzentwurf, BT-Drs. 15/2864, S. 66; BT-Drs. 15/2327, S. 21.

4 Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001, ABL. EG L 283/33, im HbE abgedruckt unter Nr. 11230.

setzes. Die für die Vergütung von Strom aus Biomasse geltende Regelung in § 8 EEG beschränkt ihren Anwendungsbereich hingegen auf Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 20 Megawatt gewonnen wird, die ausschließlich Biomasse im Sinne der nach § 8 Abs. 7 erlassenen Rechtsverordnung einsetzen. Dabei gilt gemäß § 21 Abs. 5 S. 1 EEG bis zum Erlass einer neuen Biomasseverordnung auf dieser Grundlage die am 28. Juni 2001 in Kraft getretene und auf der Grundlage des § 2 Abs. 1 S. 2 EEG a.F. erlassene Biomasseverordnung (BiomasseV)[5] fort. Dieser Verordnung liegt ein deutlich engerer Biomassebegriff als der Definition in § 3 Abs. 1 EEG zugrunde.[6] Die Verordnung legt damit künftig nicht mehr den Anwendungsbereich des EEG für Biomasse fest, bestimmt aber abschließend darüber, welche Nutzung biogenen Materials zu Stromerzeugungszwecken vom Anwendungsbereich der Vergütungsregelungen des EEG erfasst ist (näher dazu 2.1).[7]

**4** Die nach § 8 EEG garantierte Mindestvergütung für Strom aus Biomasse beträgt für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2003 in Betrieb genommen worden sind,[8] im Grundsatz je nach der installierten elektrischen Leistung der Anlagen zwischen 8,4 Cent pro Kilowattstunde und 11,5 Cent pro Kilowattstunde, wobei sich diese Mindestvergütung in Abhängigkeit von den Einsatzstoffen und von der Anlage verringern oder erhöhen lässt. So erhöht sich etwa gemäß § 8 Abs. 2 EEG die Mindestvergütung, wenn der Strom ausschließlich aus bestimmten, näher bezeichneten nachwachsenden Rohstoffen gewonnen wird (sog. NawaRo-Bonus).[9] Auch für den in Kraft-Wärme-Kopplung gewonnenen Strom ist eine Erhöhung möglich (sog. KWK-Bonus, § 8 Abs. 3 EEG). Gleiches gilt für den Fall, dass der Strom in besonders umweltfreundlichen Verfahren gewonnen wird (sog. Technologie-Bonus, s. § 8 Abs. 4 EEG). Umgekehrt verringert

5 Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21.06.2001, BGBl. I, S. 1234, zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.07.2005, BGBl. I 2005, S. 1970, im HbE abgedruckt unter Nr. 11450.

6 Vgl. Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 14.

7 An der engeren Biomassedefinition der bestehenden Biomasseverordnung für den Vergütungsbereich wollte der Gesetzgeber im Zuge der Novellierung des EEG ausdrücklich festhalten, s. BT-Drs. 15/2864, S. 79, sowie BT-Drs. 15/5666, S. 3.

8 S. die Übergangsregelungen in § 21 Abs. 1 Nr. 3 bis 5 und Abs. 3 EEG.

9 Näher hierzu Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 24 ff.

sich die Vergütung, wenn in der Anlage auch Altholz der Kategorien A III und A IV eingesetzt wird.

**5** Strom aus Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über 20 MW ist nach § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG vom Anwendungsbereich der Vergütungsregelung ausgeschlossen. Beginnend ab dem 01. Januar 2005 werden die Mindestvergütungen jährlich jeweils für neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 1,5 Prozent des für die im Vorjahr neu in Betrieb genommenen Anlagen maßgeblichen Wertes gesenkt. Für neu in Betrieb genommene Anlagen wird die Mindestvergütung gemäß § 12 Abs. 3 EEG für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gezahlt. Die neuen Vergütungsregelungen für Biomasse sollten nach dem Willen des Gesetzgebers stärker auf die realen Marktbedingungen zugeschnitten werden. Es sollten Anreize für eine bessere Erschließung des Biomassepotenzials geschaffen werden, ohne Mitnahmeeffekte auszulösen.[10]

**6** Bereits das alte EEG aus dem Jahr 2000 und die Biomasseverordnung von 2001 haben für die Erzeugung von Strom aus Biomasse einen erheblichen Investitionsschub ausgelöst. Diese Entwicklung setzt sich seit dem Erlass des neuen EEG im Jahr 2004 fort. So hat sich die nach dem EEG vergütete Strommenge aus Biomasse von 1.472 GWh im Jahr 2001 auf bereits 8.330 GWh im Jahr 2005 gesteigert.[11] Dabei ist angesichts eines erheblichen noch ungenutzten Potenzials im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse[12] davon auszugehen, dass sich dieser Trend in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Hierbei ist auch die seit 2004 für die Genehmigung von Biomasseanlagen bis zu 500 Kilowatt bestehende Erleichterung durch die bauplanungsrechtliche Privilegierung im Außenbereich zu berücksichtigen.

**7** Bei der Genehmigung von Biomasseanlagen können sich zahlreiche Rechtsfragen stellen, von denen einige im Folgenden näher behandelt werden. Dabei hängen das einschlägige Genehmigungsregime und die materiellen Anforderungen entscheidend von den Einsatzstoffen der Anlage und ihrer Leistungsfähigkeit ab. Zuvor sollen jedoch die Grundvoraussetzungen für eine Förderung der Stromerzeugung aus

10 BR-Drs. 15/04, S. 64.

11 BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Mai 2006, S. 23.

12 BMU, a.a.O., S. 26.

Biomasse nach dem EEG dargestellt werden, soweit sie auch für die Genehmigung der Anlage relevant sind.

# 2 Voraussetzungen für die Förderung nach dem EEG

## 2.1 Stromerzeugung aus „Biomasse"

**8** Während die Abnahme- und Übertragungspflicht nach § 4 EEG nunmehr auch für den Strom gilt, der aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie gewonnen wird,[13] unterliegt der Vergütungspflicht nach dem EEG gemäß § 5 Abs. 1 und § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG nur Strom, der ausschließlich aus Biomasse gewonnen wird (sog. Ausschließlichkeitsprinzip).[14] Eine anteilige Vergütung bei gemischtem Einsatz von erneuerbaren und konventionellen Energieträgern, z.B. bei Mitverbrennung von Althölzern in herkömmlichen Kraftwerken oder bei der Verbrennung gemischter Siedlungsabfälle in Müllverbrennungsanlagen, kommt damit auch nach der Neufassung des EEG nicht in Betracht.[15] Die Anlage muss vielmehr ausschließlich für Einsatzstoffe zugelassen sein, die gemäß §§ 2, 3 BiomasseV als Biomasse anerkannt sind.

**9** Die Frage, inwieweit eine Zünd- und Stützfeuerung mit anderen, nicht biogenen Stoffen dem Ausschließlichkeitsprinzip widerspricht, ist nunmehr in § 8 Abs. 6 EEG geregelt. Danach ist es für die bis zum 01.01.2007 in Betrieb genommenen Anlagen unschädlich, wenn hierzu andere, nicht biogene Stoffe verwendet werden;[16] hingegen entfällt die Vergütungspflicht für Strom aus Anlagen, die nach dem 31.12.2006 in Betrieb genommen worden sind, wenn für Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung nicht ausschließlich Biomasse im Sinne der BiomasseV oder Pflanzenölmethylester verwendet wird.

---

13 S. Begründung zum Gesetzentwurf, BT-Drs. 15/2327, S. 98 f.

14 S. Begründung zum EEG, BT-Drs. 15/2864, S. 66. Vgl. zum Ausschließlichkeitsprinzip des EEG ausführlich Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Aufl., § 5 Rn. 8 ff.

15 Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Aufl., § 5 Rn. 9.

16 S. zur Regelung in § 4 Abs. 2 BiomasseV OLG Hamm, Urt. V. 29.11.2005, Az. 21 U 57/05.

**10** Eine grundsätzliche Definition des Begriffs der Biomasse enthält § 2 Abs. 1 BiomasseV; Biomasse sind danach Energieträger aus Phyto- und Zoomasse und deren Derivate, Rückstände und Abfälle. Eine beispielhafte, d.h. nicht abschließende Aufzählung enthält § 2 Abs. 2 BiomasseV.[17] Genannt sind darin u.a. Pflanzen und Pflanzenbestandteile sowie daraus hergestellte Energieträger, deren Bestandteile und Zwischenprodukte, Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft sowie Bioabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung. Enthält ein in § 2 Abs. 2 BiomasseV genannter Stoff Verunreinigungen, z.B. Beimengungen fossiler Herkunft, ist er nur dann als Biomasse anerkannt, wenn die jeweiligen Fremdstoffe nach ihrer Art und Menge von der Definition der Einzelmerkmale in Nr. 1 bis 6 notwendig umfasst werden und damit unvermeidbar sind; eine Hinzufügung anderer Stoffe, z.B. zur Erhöhung des Energiegehalts, ist unzulässig.[18] Hierdurch soll verhindert werden, dass den erneuerbaren Energieträgern aus Biomasse Fremdstoffe beigemengt werden, deren Verbrennung dem Zweck des EEG zuwider laufen würde.

**11** Unbeschadet der Begriffsdefinition des § 2 Abs. 1 BiomasseV gilt als Biomasse nach § 2 Abs. 3 BiomasseV u.a.: als Abfall anfallendes Altholz, bestehend aus Gebrauchtholz oder Industrierestholz, sofern es nicht einen bestimmten Gehalt an PCB, PCT (> 0,005%) oder Quecksilber (> 0,0001%, z.B. Leitungsmasten, Hopfenstangen und Weinbergpfähle) aufweist oder aufgrund sonstiger Beschaffenheitsmerkmale von einer energetischen Nutzung als Abfall zur Verwertung aufgrund des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrW-/AbfG) von der Anerkennung als Biomasse ausgeschlossen ist (§ 2 Abs. 3 Nr. 1 BiomasseV), sowie aus solchem Altholz erzeugtes Gas (§ 2 Abs. 3 Nr. 2 BiomasseV). Durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas gilt nur unter den Voraussetzungen des § 2 Abs. 3 Nr. 5 BiomasseV als Biomasse (näher dazu unten).

**12** Altholz, das Rückstände von Holzschutzmitteln oder halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung enthält, sowie daraus gewonnenes Gas gilt gemäß § 2 Abs. 3 S. 2 BiomasseV nur dann als

17 Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, BiomasseV Rn. 19; Dannischewski, ZNER 2001, s. 70, 71.

18 So ausdrücklich die Begründung zu § 2 Abs. 2 BiomasseV; vgl. auch Dannischewski, a.a.O.

Biomasse im Sinne der Verordnung, wenn es in Anlagen eingesetzt wird, deren immissionsschutzrechtliche Genehmigung spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der BiomasseV, d.h. bis zum 27. Juni 2004 erteilt wurde.[19] Eine Begrenzung auf bestimmte Einsatzstoffe gilt danach für Anlagen, deren Genehmigung bis zu diesem Zeitpunkt erteilt ist, nur im Hinblick auf Altholz, das mit PCB, PCT oder Quecksilber belastet ist oder aufgrund des KrW-/AbfG von einer energetischen Nutzung als Abfall zur Verwertung ausgeschlossen ist (s. § 3 Nr. 4 BiomasseV); im Übrigen ist in den bis Ende Juni 2004 genehmigten Anlagen der Einsatz von Altholz unbeschränkt zulässig. Dies gilt insbesondere für Fenster, Fensterstöcke, Außentüren, Bauhölzer aus dem Außenbereich, Konstruktionshölzer für tragende Teile, Bau- und Abbruchholz mit schädlichen Verunreinigungen, Bahnschwellen, gestrichene, lackierte und beschichtete Möbel sowie Altholz aus Sperrmüll.

**13** Nachdem die Verstromung von Bahnschwellen, Spanplatten mit synthetischen Bestandteilen und anderen schadstoffhaltigen Hölzern in der Gesetzesbegründung zum EEG noch als möglicherweise nicht wünschenswert angesehen wurde, ist der weite Anwendungsbereich der BiomasseV im Altholzbereich zunächst überraschend. Aus der Begründung zur BiomasseV ergibt sich, dass der Verordnungsgeber aus Gründen der Umweltverträglichkeit keine grundsätzlichen Einwände gegen den Einsatz auch schadstoffhaltiger Hölzer erheben konnte. Da entscheidend auf die Umwelt- und Klimafreundlichkeit des jeweiligen Verfahrens abzustellen war, habe keine Veranlassung bestanden, die genannten Arten von Biomasse derzeit generell von der Definition der Biomasse auszunehmen.[20] Um jedoch Fehlentwicklungen (Behinderung der Fortentwicklung von Umwelttechnologien, Aufbau von Überkapazitäten) zu vermeiden, wurde der Einsatz von Althölzern, die Rückstände von Holzschutzmittel oder halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung enthalten, auf Anlagen beschränkt, die bis drei Jahre nach Inkrafttreten der BiomasseV immissionsschutzrechtlich genehmigt worden sind. Diese Frist hat der Verordnungsgeber nach ihrem Ablauf nicht verlängert, so dass alle nach Juni 2004 genehmigten Anlagen eine Vergütung nach dem

19 Eine spätere Änderungsgenehmigung ist dabei unschädlich, s. Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, BiomasseV Rn. 27.

20 Vgl. Begründung zu § 2 Abs. 3 Nr. 1 BiomasseV.

EEG nur erhalten, wenn nach der Anlagengenehmigung der Einsatz von Altholz mit Rückständen von Holzschutzmitteln oder halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung ausgeschlossen ist.

**14** Nicht als Biomasse anerkannt und damit als Einsatzstoff in einer EEG-Anlage nicht zugelassen sind die in § 3 BiomasseV aufgeführten Stoffe. Gegenstand dieser Negativliste sind u.a. fossile Brennstoffe, gemischte Siedlungsabfälle, das bereits erwähnte mit PCB, PCT oder Quecksilber belastete bzw. aufgrund des KrW-/AbfG von der energetischen Verwertung ausgeschlossene Altholz, ferner Papier, Pappe, Karton, Klärschlämme, bestimmte tierische Nebenprodukte im Sinne der EG-Hygiene-Verordnung[21] sowie Deponie- und Klärgas. Etliche Abfallarten sind danach vom Anwendungsbereich der BiomasseV ausgenommen. Dies gilt insbesondere für gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen und hausmüllähnliche Gewerbeabfälle.

**15** Soweit Altholz vom Anwendungsbereich der BiomasseV ausgenommen wird, weil „dessen energetische Nutzung als Abfall zur Verwertung auf Grund des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes ausgeschlossen worden ist", stellt sich die Frage, ob und inwieweit es insofern auf die abfallrechtliche – und in der praktischen Anwendung nach wie vor umstrittene[22] – Frage der Abgrenzung zwischen Abfallverwertung und -beseitigung ankommt. Wären die im KrW-/AbfG normierten Kriterien (v.a. Hauptzweck der Maßnahme, Art und Ausmaß der Verunreinigungen) entscheidend, müsste sich nicht nur die für die Anlage zuständige Genehmigungsbehörde damit auseinandersetzen, ob bestimmte Einsatzstoffe aufgrund ihrer Einordnung als Abfälle zur Beseitigung ggf. auszuschließen sind, sondern es könnte sich u. U. auch der zur Abnahme und Vergütung nach dem EEG verpflichtete Netzbetreiber gegen die Stromeinspeisung mit dem Argument zur Wehr setzen, in der Anlage würden entgegen der BiomasseV auch Abfälle zur Beseitigung eingesetzt. Im Ergebnis würde dadurch der gesamte abfallrechtliche Streitstand in das Rechtsverhältnis zwischen Anlagen- und Netzbetreiber hineingetragen. Diese Gefahr hat

21 Verordnung (EG) NR. 1774/2002 mit Hygienevorschriften für nicht zum menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte, ABl. EG 2002 L 273, S. 1, zuletzt geändert durch Verordnung (EG) Nr. 93/2005 der Kommission vom 19.01.2005, ABl. EU L 19, S. 34.

22 Vgl. nur BVerwG, NVwZ 2006, S. 589 ff.

auch der Verordnungsgeber erkannt und ausdrücklich nicht darauf abgestellt, ob die energetische Verwertung nach dem KrW-/AbfG unzulässig ist, sondern vielmehr darauf, ob eine solche Nutzung des Abfalls aufgrund des KrW-/AbfG ausgeschlossen worden ist. Der Begründung zur BiomasseV ist dementsprechend zu entnehmen, dass die Biomasseeigenschaft nicht schon dann entfallen soll, wenn die Vorschriften des KrW-/AbfG dahin auszulegen oder zu subsumieren sind, dass Abfall zur Beseitigung bzw. vorrangig stofflich zu verwertender Abfall vorliegt, sondern erst dann, wenn auf der Grundlage des KrW-/AbfG eine konkretere Regelung dieses Inhalts getroffen worden ist. Verwiesen wird damit auf die Verordnungsermächtigungen in den § 7 und 12 KrW-/AbfG, nach denen Anforderungen an die ordnungsgemäße und schadlose Verwertung bzw. die gemeinwohlverträgliche Beseitigung von Abfällen durch Verordnung geregelt werden können.[23] Für die Nutzung von Altholz kommt es damit entscheidend auf die Bestimmungen der am 1. März 2003 in Kraft getretenen Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz[24] (AltholzV) an.

**16** Diese Verordnung sieht keinen Vorrang entweder der stofflichen oder der energetischen Verwertung vor. Sie stellt zur Gewährleistung einer hochwertigen und schadlosen Verwertung lediglich Anforderungen an die jeweiligen Verfahren. Für die energetische Verwertung verweist § 3 Abs. 2 AltholzV – rein deklaratorisch – auf die Anforderungen des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) und die auf seiner Grundlage ergangenen Rechtsverordnungen. Zusätzlich werden die in anderen Rechtsvorschriften bereits praktizierten Differenzierungen zwischen verschiedenen Holzabfällen durch die Vorgabe der Altholzkategorien A I bis IV eingeführt und der Umgang mit den jeweiligen Althölzern konkreten Anforderungen unterworfen. Diese sollen gewährleisten, dass in der Anlage kein Altholz energetisch verwertet wird, für das die Anlage nicht zugelassen ist. Für die Zuordnung des in einer Altholzbehandlungsanlage eingesetzten Altholzes gelten die Anforderungen des § 5 AltholzV; danach hat der Betreiber einer Altholzbehandlungsanlage das angelieferte Altholz zu sichten und entsprechend den für den vorgesehenen Verwertungsweg zugelassenen Altholzkategorien zuzuordnen. Störstoffe und PCB-

23 Salje, EEG, 3. Aufl., § 8 Rn. 43.

24 Artikel 1 der Verordnung vom 15.08.2002, BGBl. I 2002, S. 3302 ff.

Altholz sind auszusortieren. § 7 AltholzV regelt die Beprobung des angelieferten Altholzes. Danach hat der Anlagenbetreiber für den Fall, dass der Einsatz nach der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung auf bestimmte Altholzkategorien beschränkt ist, gemäß § 7 Abs. 1 AltholzV und des Anhangs V der Verordnung in Chargen von jeweils nicht mehr als 500 Tonnen zu untersuchen, ob das angelieferte Altholz ordnungsgemäß zugeordnet wurde. Dabei ist nach § 7 Abs. 2 AltholzV ein bis zu 2-prozentiger Anteil von Altholz höherer Altholzkategorien als der zugelassenen hinnehmbar; ist der Anteil höher, gelten für das Altholz gemäß § 7 Abs. 2 i.V.m. § 3 Abs. 3 AltholzV die Anforderungen der jeweils höchsten (und zu über 2%) enthaltenen Altholzkategorie.

**17** Als Biomasse gelten nicht nur feste Stoffe, sondern gemäß § 2 Abs. 3 Nr. 5 BiomasseV auch durch anaerobe Vergärung erzeugte Gasgemische. Bestimmte Einsatzstoffe bei der Vergärung können jedoch die Anerkennung des Gases als Biomasse ausschließen. Diese Frage stellt sich etwa, wenn das Gas aus in MBA aufbereiteten biologischen Fraktionen ursprünglich gemischter Siedlungsabfälle oder in landwirtschaftlichen Anlagen im Wege der sog. Kofermentation gewonnen wird, d.h. der gleichzeitigen Vergärung organischer Abfälle aus Haushalten oder Gewerbe. Hier kommt es darauf an, unter welchen Voraussetzungen das aus dem biologisch abbaubaren Anteil gemischter Siedlungsabfälle gewonnene Gas als Biomasse im Sinne der Vergütungsregelungen des EEG anzuerkennen ist. Grundsätzlich bestimmt § 2 Abs. 3 Nr. 5 BiomasseV, dass das durch anaerobe Vergärung erzeugte Biogas als Biomasse gilt, sofern zur Vergärung nicht Stoffe nach § 3 Nr. 3, 7, 9 oder mehr als 10 Prozent Klärschlamm eingesetzt werden. Gemischte Siedlungsabfälle sind danach als Gärsubstanz gemäß § 3 Nr. 3 BiomasseV ausgeschlossen. Werden aufbereitete Fraktionen eingesetzt, ist im Einzelfall zu klären, ob das letztlich in der Anlage zur Vergärung eingesetzte Material (noch) als gemischter Siedlungsabfall zu qualifizieren ist oder nicht. Ist die jeweilige Aufbereitungstechnik in der Lage, eine Fraktion herzustellen, die sich nahezu vollständig aus nativ organischen Bestandteilen zusammensetzt und damit derjenigen gleicht, die bei der getrennten Erfassung von Bioabfällen im Sinne der Bioabfallverordnung entsteht, spricht einiges dafür, dass der Ausschluss nach § 3 Nr. 3 BiomasseV nicht greift mit der Folge, dass der Einsatz der so gewonnenen Gärsubstanz einer

Anerkennung des erzeugten Biogases als Biomasse im Sinne der Verordnung nicht entgegensteht.[25]

**18** Eine erhebliche Erleichterung für die Verstromung von Biogas wurde mit der Novelle des EEG durch die Regelung in § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG geschaffen. Danach gilt auch das aus einem Gasnetz entnommene Gas als Biomasse, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht. Für die Förderung der Verstromung von Biogas ist es damit nicht erforderlich, dass das durch Vergärung gewonnene Gas unmittelbar in der Stromgewinnungsanlage eingesetzt wird, vielmehr genügt der Einsatz eines aus dem Gasnetz entnommenen Gasäquivalents, das dem an anderer Stelle eingespeisten Biogas entspricht. Das Gasnetz fungiert dabei praktisch als Speicher des an anderer Stelle eingespeisten Biogases.[26]

## 2.2 Technische Verfahren

**19** In § 4 Abs. 1 BiomasseV werden die als technische Verfahren zur Erzeugung von Strom aus Biomasse im Sinne dieser Verordnung anerkannten Verfahren beschrieben. Nr. 1 bis 4 bezeichnen die gegenwärtig bekannten Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse:

- Feuerungsanlagen in Kombination mit Dampfturbinen-, Dampfmotor-, Stirlingmotor- und Gasturbinenprozessen, einschließlich Organic-Rankine-Cycle-(ORC)-Prozessen,
- Verbrennungsmotoranlagen,
- Gasturbinenanlagen und
- Brennstoffzellenanlagen.

Nr. 5 enthält eine Auffangregelung, die auch die Anerkennung neuer Verfahren ermöglicht, sofern sie wie die bereits genannten techni-

25 S. ausführlich Gaßner/Pippke, Studie zur Anwendbarkeit des EEG bei Verstromung von Biogas aus der Vergärung von MBA-Abfällen, im Auftrag der ASA e.V., 2004; a.A. Klinski, Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus Biomasse im Überblick, S. 10 ff.; Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, BiomasseV Rn. 35.

26 Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 22; Altrock/Oschmann/Theobald, § 3 Rn. 37.

schen Verfahren im Hinblick auf das Ziel des Klima- und Umweltschutzes betrieben werden. Biomassekraftwerke zur energetischen Verwertung von Altholz sind in aller Regel als Feuerungsanlagen konzipiert.

## 2.3 Umweltanforderungen

**20** Im Grundsatz hat sich der Verordnungsgeber in § 5 Abs. 1 BiomasseV entschieden, keine eigenständigen Umweltanforderungen für die Erzeugung von Strom aus Biomasse festzulegen, sondern vielmehr auf die jeweils geltenden Vorschriften des öffentlichen Rechts zu verweisen.[27] Danach sind zur Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen, zum Schutz und zur Vorsorge vor schädlichen Umwelteinwirkungen und zur Gefahrenabwehr sowie zur Schonung der Ressourcen und zur Sicherung des umweltverträglichen Umgangs mit Abfällen die für die jeweiligen technischen Verfahren sowie für den Einsatz der betreffenden Stoffe geltenden Vorschriften des öffentlichen Rechts einzuhalten. Für die Verbrennung von Altholz und Gas in Feuerungsanlagen sind dies insbesondere die anlagenbezogenen Vorschriften des Immissionsschutzrechts einschließlich der auf dem BImSchG beruhenden Verordnungen (z.B. 17. BImSchV) und Verwaltungsvorschriften (v. a. TA Luft) sowie ggf. die stoffbezogenen Vorschriften des Abfallrechts wie die bereits erwähnte Altholzverordnung.

**21** Eine Ausnahme wird jedoch für die Verwendung von Altholz gemacht, das Rückstände von Holzschutzmitteln oder halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung enthält. Für diesen Fall ordnet § 5 Abs. 2 BiomasseV an, dass die Anlage aufgrund ihrer Zulassung den Anforderungen der Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe vom 23. November 1990 (17. BImSchV – a.F.) entsprechen muss und die sog. Mischungsregelung in § 1 Abs. 2 Satz 1 und § 5 Abs. 3 der 17. BImSchV a.F. keine Anwendung finden darf. Die nach dieser Regelung bei der Mitverbrennung von Abfällen praktizierte Bildung von Mischgrenzwerten kommt damit beim Einsatz von Altholz der Kategorien A III und A IV nicht in Betracht, wenn der erzeugte Strom in den Anwendungs-

27 Salje, EEG, 3. Aufl., § 8 Rn. 62.

bereich des EEG fallen soll.[28] Die im August 2003 in Kraft getretene Neufassung der 17. BImSchV[29], die auf alle Anlagen Anwendung findet, die Altholz der Kategorien III und IV einsetzen, wird von § 5 Abs. 2 BiomasseV nicht in Bezug genommen, vollzieht aber ohnehin nur nach, was die BiomasseV für den Anwendungsbereich der Vergütungsregelungen des EEG bereits vorweggenommen hatte. Für die seit Juni 2004 genehmigten Anlagen ist eine Förderung nach dem EEG beim Einsatz von Altholz, das Rückstände von Holzschutzmitteln oder halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung enthält, ohnehin gemäß § 2 Abs. 3 S. 2 BiomasseV ausgeschlossen. § 5 Abs. 2 BiomasseV ist danach nur für die bis Juni 2004 genehmigten Anlagen relevant.

**22** Bei der Verwendung von Altholz im Sinne des Absatzes 2 in Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von über 5 MW, deren entstehende Wärme nicht an Dritte abgegeben wird und für die in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung auch keine Pflicht zur Nutzung der erzeugten Wärme in eigenen Anlagen festgelegt ist, legt § 5 Abs. 3 BiomasseV darüber hinaus Mindestwirkungsgrade für die Bruttostromerzeugung fest, um einen hohen Grad an Energieeffizienz in der Gesamtbilanz sicherzustellen.

## 3 Genehmigungspflicht nach BImSchG

**23** Der Großteil aller Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse bedarf einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Einer Genehmigungspflicht nach § 4 BImSchG unterliegen alle Anlagen, die im Anhang zur Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV) genannt sind. Das betrifft insbesondere größere Verbrennungsanlagen für feste Biomasse und Biogas. Dabei unterliegen die in Spalte 1 des Anhangs genannten Anlagen einem Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung, während die in Spalte 2 des Anhangs genannten Anlagen im vereinfachten Verfah-

28 Zu den Rechtsfragen der Anwendung der 17. BImSchV bei der Abfallmitverbrennung in Industrieanlagen s. Lübbe-Wolff, DVBl. 1999, S. 1091 ff.

29 Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen – 17. BImSchV, i.d.F. der Bekanntmachung vom 14.08.2003, BGBl I, S. 1633.

ren genehmigt werden. Die Genehmigungsbedürftigkeit kleinerer, nicht vom Anhang der 4. BImSchV erfasster Anlagen richtet sich nach der jeweiligen Landesbauordnung.

**24** Anlage im Sinne des EEG ist nach § 3 Abs. 2 jede selbständige technische Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas.[30] Mehrere Anlagen zur Stromerzeugung aus gleichartigen Energiequellen gelten als eine Anlage, wenn sie mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, soweit sich nicht aus den §§ 6 bis 12 EEG etwas anderes ergibt. Diese spezifisch auf den Bereich des EEG beschränkte Definition der Anlage deckt sich nicht notwendig mit dem Anlagenbegriff des für die Genehmigung maßgeblichen Fachrechts.[31] Letzterer ist im Rahmen eines Anlagengenehmigungsverfahrens aber allein entscheidend. Der Anhang zur 4. BImSchV hat durch das IVU/UVP-Umsetzungsgesetz im Jahr 2001 grundlegende Änderungen erfahren.

## 3.1 Verbrennungsanlagen

**25** Soweit Altholz als Einsatzstoff in Biomassekraftwerken vorgesehen ist, hängt das einschlägige Genehmigungsregime maßgeblich davon ab, welcher Kategorie im Sinne der Altholzverordnung das einzusetzende Holz zuzuordnen ist. Feuerungsanlagen für den Einsatz von naturbelassenem Holz sowie von gestrichenem, lackiertem oder beschichtetem Holz oder Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten oder sonst verleimtem Holz sowie daraus anfallenden Resten, soweit das Holz nicht mit Holzschutzmitteln oder Beschichtungen aus halogenorganischen Verbindungen belastet ist, waren nach alter Rechtslage in Nr. 1.2 des Anhangs zur 4. BImSchV aufgeführt. Nunmehr werden von Nr. 1.2 Anlagen zur Erzeugung von Strom durch den Einsatz von Holz nur noch erfasst, wenn es sich um naturbelassenes Holz handelt.

**26** In Biomassekraftwerken wird jedoch regelmäßig nicht nur Altholz der Kategorie I (naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz, das bei seiner Verwendung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde), sondern auch bzw. sogar

30 Vgl. zum Begriff der Anlage i.S.d. EEG OLG Oldenburg, Urteil v. 30.03.2006, Az. 14 U 123/05.

31 Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 3 Rn. 36.

überwiegend Altholz höherer Kategorien eingesetzt. In diesem Fall kann die Anlage nur einer der in Kapitel 8 des Anhangs zur 4. BImSchV genannten Anlagen zugeordnet werden. Die Anlagenbezeichnungen in Nr. 1 des Anhangs zur 4. BImSchV umfassen nach dem Willen des Gesetzgebers nur Anlagen zur Energieerzeugung, in denen Brennstoffe eingesetzt werden, denen keine Abfalleigenschaft zukommt.[32] Anlagen zur thermischen Verwertung von (Holz-)Abfällen sollen nunmehr – in Übereinstimmung mit dem EG-Recht – von Nr. 8.1 bzw. 8.2 des Anhangs erfasst werden. Biomassekraftwerke sind danach jedenfalls dann der Nr. 8.2 des Anhangs der 4. BImSchV zuzuordnen, wenn nicht ausschließlich naturbelassenes Holz eingesetzt wird.

**27** In Nr. 8.2 des Anhangs zur 4. BImSchV sind Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von gestrichenem, lackiertem oder beschichtetem Holz sowie daraus anfallenden Resten oder Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten oder sonst verleimtem Holz sowie daraus anfallenden Resten, jeweils soweit keine Holzschutzmittel aufgetragen oder in Folge einer Behandlung enthalten sind oder Beschichtungen nicht aus halogenorganischen Verbindungen bestehen, in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, sonstige Feuerungsanlage) einschließlich zugehöriger Dampfkessel aufgeführt.

**28** Sofern in der Anlage (auch) Hölzer eingesetzt werden sollen, die mit Holzschutzmitteln belastet sind (Altholzkategorie A IV) oder deren Beschichtungen aus halogenorganischen Verbindung bestehen (Altholzkategorie III), handelt es sich um eine Anlage zur Beseitigung oder Verwertung von Abfällen durch thermische Verfahren im Sinne der Nr. 8.1.a) (Spalte 1) des Anhangs zur 4. BImSchV. Eine Zuordnung zu Nr. 8.2 scheidet dann aus.

**29** Feuerungsanlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas sind in Nr. 1.1, 1.2, 1.4 und 1.5 des Anhangs zur 4. BImSchV aufgeführt.

32 So ausdrücklich die Begründung zum Gesetzentwurf, BT-Drs. 14/4599, S. 131, und BR-Drs. 674/00, S. 122.

## 3.2 Altholzlager und andere Nebeneinrichtungen

**30** Um den kontinuierlichen Betrieb einer Feuerungsanlage zu gewährleisten, ist ein ständiger Nachschub an Brennstoff erforderlich. Bei Biomassekraftwerken sind hierzu regelmäßig eine oder mehrere Einrichtungen zur Lagerung von Altholz in unmittelbarer Nähe der Verbrennungsanlage vorgesehen. Solche Einrichtungen können als Anlagen zur zeitweiligen Lagerung von Abfällen ebenfalls im Anhang zur 4. BImSchV aufgeführt sein und damit ihrerseits genehmigungsbedürftige Anlagen darstellen.

**31** Soweit das zu lagernde Altholz ausschließlich als nicht besonders überwachungsbedürftiger Abfall zu qualifizieren ist, kommen die unter Nr. 8.12 b) (Spalte 2) und 8.14 (Spalte 2) bzw. 8.14 b) (Spalte 1) genannten Anlagen in Betracht. Abhängig ist die Einordnung in diesen Fällen von der Lagerkapazität der Anlage und dem Lagerungszeitraum. Werden die Abfälle über einen Zeitraum von weniger als einem Jahr gelagert, ist eine Anlage zur zeitweiligen Lagerung nicht besonders überwachungsbedürftiger Abfälle nur dann nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig, wenn sie eine Gesamtlagerkapazität von 100 Tonnen oder mehr aufweist.

**32** Soweit das gelagerte Altholz als besonders überwachungsbedürftiger Abfall einzustufen ist, ist die Anlage der Nr. 8.12 (Spalte 1) zuzuordnen, wenn die Gesamtlagerkapazität mehr als 150 Tonnen beträgt. Unter Nr. 8.12 a) (Spalte 2) fallen Anlagen zur zeitweiligen Lagerung von besonders überwachungsbedürftigen Abfällen bei einer Gesamtlagerkapazität von 30 Tonnen bis weniger als 150 Tonnen. Werden die Stoffe länger als ein Jahr gelagert, ist die Anlage der Nr. 8.14 a) (Spalte 1) zuzuordnen.

**33** Für die Einordnung von Abfällen als (nicht) besonders überwachungsbedürftig ist seit dem 01.01.2002 die Verordnung zur Umsetzung des Europäischen Abfallverzeichnisses (AVV)[33] maßgeblich. Besonders überwachungsbedürftig im Sinne des § 41 Abs. 1 S. 1 und Abs. 3 Nr. 1 KrW-/AbfG sind die in der Anlage zu dieser Verordnung mit einem Sternchen gekennzeichneten gefährlichen Abfallarten. Besonders überwachungsbedürftig sind danach u.a.

33 Vom 10.12.2001, BGBl. I, S. 3379.

- Sägemehl, Späne, Abschnitte, Holz, Spanplatten und Furniere, die gefährliche Stoffe enthalten (Abfallschlüssel 030104),
- Glaskunststoff und Holz, die gefährliche Stoffe enthalten oder durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind (Abfallschlüssel 170204),
- Holz, das gefährliche Stoffe enthält und aus der mechanischen Behandlung von Abfällen a.n.g. stammt (Abfallschlüssel 191206) bzw. als Siedlungsabfallfraktion getrennt gesammelt wurde (Abfallschlüssel 200137).

**34** Ist nach der Anlage zur 4. BImSchV eine Genehmigungsbedürftigkeit gegeben, stellt sich die Frage, ob die Anlagen zur Lagerung von Altholz von dem Genehmigungsverfahren für die Verbrennungsanlage erfasst werden oder ob ein gesondertes Verfahren durchzuführen ist. Gegenstand und Umfang des Genehmigungserfordernisses nach dem BImSchG ergeben sich aus § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV. Danach erstreckt sich das Genehmigungserfordernis für die „Hauptanlage" nicht nur auf alle vorgesehenen Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb unmittelbar notwendig sind, sondern auch auf alle Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen und die für das Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen, die Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen oder das Entstehen sonstiger Gefahren, erheblicher Nachteile oder erheblicher Belästigungen von Bedeutung sein können. § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV bestimmt, dass es auch dann lediglich einer Genehmigung bedarf, wenn zu einer Anlage Teile oder Nebeneinrichtungen gehören, die je gesondert genehmigungsbedürftig wären.

**35** Als originären Anlagenteil oder Verfahrensschritt einer Feuerungsanlage wird man ein Altholzlager nicht ansehen können. Hierzu gehören nur all diejenigen Betriebseinheiten, die erforderlich sind, um den eigentlichen Betriebszweck zu erreichen, die also zum Betrieb technisch unmittelbar notwendig sind.[34] Dies ist bei einem Lager für die in der Anlage einzusetzenden Stoffe nicht der Fall. Es kann sich dabei vielmehr nur um eine Nebeneinrichtung i. S. v. § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV handeln. Dies sind nach der Rechtssprechung des Bun-

34 BVerwGE 69, 351, 354; Böhm, in: GK BImSchG, § 4 Rn. 53; Hansmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht Bd. II, 4. BImSchV, § 1 Rn. 14.

desverwaltungsgerichts solche Einrichtungen, die im Hinblick auf den primär verfolgten Betriebszweck keinen in einem engeren technischen Sinne notwendigen Verfahrensschritt zum Gegenstand haben, aber doch auf diesen Zweck hin ausgerichtet sind und damit eine im Verhältnis zur Haupteinrichtung dienende und insoweit untergeordnete Funktion haben. Sie müssen daher mit dem eigentlichen Anlagenkern in einem räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen und für das Emissionsverhalten oder die Sicherheit der Anlage Bedeutung haben können.[35] Dabei kommt es nicht darauf an, ob die Einrichtungen nur einer oder mehreren Anlagen dienen.[36] Von einem räumlichen Zusammenhang wird regelmäßig ausgegangen, wenn die Anlage auf demselben Betriebsgelände liegt.[37] Zwingend notwendig ist die Lage auf demselben Betriebsgelände für einen räumlichen Zusammenhang allerdings nicht; unter Umständen genügt es, wenn sich die Nebeneinrichtung auf einem benachbarten Grundstück befindet. Ein betriebstechnischer Zusammenhang setzt eine technologische Verknüpfung zwischen Nebeneinrichtung und Anlagenkern voraus.[38] Dieser kann durch fest installierte Einrichtungen wie Förderbänder oder Rohrsysteme, aber auch durch bewegliche Transportmittel wie Gabelstapler oder Ähnliches gegeben sein. Nebeneinrichtungen können danach insbesondere Verladeeinrichtungen, Fertigproduktlager, Rohstofflager, Reststofflager, Abfall-, Verpackungs- und Transporteinrichtungen etc. sein.[39] Auch Altholzlager dürften nach diesen Kriterien regelmäßig als Nebeneinrichtungen eines Biomassekraftwerks anzusehen sein.

**36** Gleiches gilt für Holzaufbereitungsanlagen, sofern sie auf dem Anlagengelände des Biomassekraftwerks errichtet und ausschließlich zur Aufbereitung der für die Anlage vorgesehenen Althölzer eingesetzt werden.

**37** Biogasanlagen bestehen typischerweise aus mehreren Einrichtungen. Hier kann sich die Frage stellen, ob das Blockheizkraftwerk, in dem

35 BVerwGE 69, 351, 354 ff.; Böhm, a.a.O., Rn. 55 ff.; Hansmann, a.a.O., Rn. 15.
36 Jarass, BImSchG, § 4 Rn. 55.
37 OVG Lüneburg, GewAch 1996, Seite 346 ff.
38 Hansmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht Band II, § 1 4. BImSchV Rn. 15 ff.
39 Vgl. OVG Lüneburg, GewArch 1996, Seite 346 ff.; BVerwG, NVwZ-RR 1992, Seite 402 ff.

das Biogas verstromt wird, und die Vergärungsanlage als eine einheitliche Anlage im Sinne des BImSchG zu qualifizieren sind. Nach der Gesetzesbegründung zu § 3 Abs. 2 EEG, der für den Anwendungsbereich des EEG den Anlagenbegriff festlegt, sind – sofern ein räumlicher Zusammenhang gegeben ist – grundsätzlich alle Einrichtungen zur Gewinnung und Aufbereitung des jeweiligen Energieträgers wie die Fermenter von Biogasanlagen technisch für den Betrieb der Stromerzeugungsanlage erforderlich und bilden daher mit dieser zusammen eine einheitliche Anlage. Diese Einordnung kann für den Bereich des Immissionsschutzrechts übernommen werden.

**38** Grundsätzlich nicht als Nebeneinrichtung qualifizierbar sind hingegen z.B. über das Betriebsgelände hinausreichende Rohrleitungsanlagen zur Beförderung der in der Anlage produzierten Fernwärme (näher dazu 4).

**39** Aus der Einordnung als Nebeneinrichtung folgt nicht, dass die jeweiligen Anlagen materiell reduzierten Anforderungen unterlägen. Im Gegenteil müssen auch Nebeneinrichtungen mit allen für sie geltenden Anforderungen im Einklang stehen. Diese Anforderungen werden im Rahmen des einheitlichen Genehmigungsverfahrens für die Anlage und ihre Nebeneinrichtungen geprüft. Für Altholzlager können sich solche Anforderungen u.a. aus dem Abfallrecht ergeben.

## 3.3 Genehmigungsverfahren, Konzentrationswirkung

**40** Ob das Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG oder nach § 19 BImSchG im vereinfachten Verfahren durchzuführen ist, hängt bei den Feuerungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus fester Biomasse oder Biogas nach dem Anhang der 4. BImSchV zunächst von der Feuerungswärmeleistung ab. Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung bis weniger als 50 MW können grundsätzlich im vereinfachten Verfahren genehmigt werden, während für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr ein umfangreiches Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG durchzuführen ist. Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von Abfällen durch thermische Verfahren (Nr. 8.1a), Spalte 1) unterliegen in jedem Fall einem umfänglichen Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG.

**41** Bei den in Spalte 2 des Anhangs der 4. BImSchV genannten Anlagen hängt die Art des Genehmigungsverfahrens neuerdings zusätzlich davon ab, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Die früher geltende klare Zuordnung der in Spalte 1 genannten Anlagen zum Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG und der in Spalte 2 genannten Anlagen zum vereinfachten Verfahren nach § 19 BImSchG ist damit nicht mehr gegeben, soweit nach der Neufassung des UVPG eine Umweltverträglichkeitsprüfung in Betracht kommt. Anlagen im Sinne der Nr. 1.2 oder 8.2 des Anhangs der 4. BImSchV mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 50 MW unterliegen danach trotz ihrer Zuordnung zu Spalte 2 einem Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG, wenn aufgrund des UVPG eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Dies ergibt sich aus § 2 Abs. 1 Nr. 1 c) der 4. BImSchV.

**42** Der wesentliche Unterschied zum vereinfachten Verfahren nach § 19 BImSchG ist die im Rahmen des Verfahrens nach § 10 BImSchG erforderliche Beteiligung der Öffentlichkeit. Hierzu gehört nicht nur die öffentliche Bekanntmachung des Vorhabens und die Auslegung von Antrag und Unterlagen, sondern auch das jedermann zustehende Recht zur Erhebung von Einwendungen und die Pflicht der Genehmigungsbehörde, die erhobenen Einwendungen in einem Erörterungstermin mit den Einwendern zu erörtern. Im Einzelnen ist der Ablauf des Genehmigungsverfahrens in der 9. BImSchV geregelt.

**43** Da die immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach § 13 BImSchG andere die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen, insbesondere öffentlich-rechtliche Genehmigungen, Zulassungen, Verleihungen, Erlaubnisse und Bewilligungen grundsätzlich mit einschließt (sog. Konzentrationswirkung), sind die fachgesetzlichen Vorgaben, die für diese anderen Genehmigungen einschlägig sind, sämtlich im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG zu prüfen. Dies gilt auch für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit der Anlage. Hier ist zu berücksichtigen, dass Biomasseanlagen seit 2004 bis zu einer elektrischen Anlagenleistung von 500 Kilowatt unter den in § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB genannten Anforderungen im Außenbereich privilegiert sind.

## 3.4 Genehmigungsvoraussetzungen

**44** Die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen an immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Anlagen ergeben sich aus § 6 BImSchG. Danach müssen nicht nur die in § 5 BImSchG normierten Grundpflichten des Betreibers eingehalten werden, sondern auch sämtliche anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, soweit sie einen Bezug zu der genehmigungsbedürftigen Anlage aufweisen. Dies gilt etwa für die Vorgaben der Altholzverordnung zur Kontrolle und Beprobung des angelieferten Materials. Weitere abfallrechtliche Anforderungen können sich im Hinblick auf den Umgang mit den anfallenden Aschen aus der Verbrennung ergeben, die nach der Abfallverzeichnisverordnung im Regelfall als besonders überwachungsbedürftige Abfälle zu qualifizieren und dementsprechend zu entsorgen sind. Auch die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit der Anlage ist im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens zu klären. Weiterhin müssen die sich aus den aufgrund des § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnungen ergebenden Pflichten erfüllt werden. Dies gilt vorliegend insbesondere im Hinblick auf die für Großfeuerungsanlagen geltende 13. BImSchV und – soweit anwendbar – auf die für Abfallverbrennungsanlagen geltende 17. BImSchV. Die 13. BImSchV findet Anwendung für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW und mehr. Die neu gefasste 17. BImSchV gilt für die Verbrennung von Abfällen, wozu auch Altholz der Kategorien III und IV gezählt wird. Die Verbrennung solcher Althölzer ist aber für den Anwendungsbereich der Vergütungsregelungen des EEG aufgrund der Regelung in § 2 Abs. 3 Nr. 2 BiomasseV nur in den bis Juni 2004 genehmigten Anlagen zulässig.

**45** Für diese Anlagen ergaben sich über die in § 5 Abs. 2 BiomasseV normierten Anforderungen an die Verstromung von Altholz im Anwendungsbereich des EEG zum Teil weitergehende, d.h. über das unmittelbar geltende Immissionsschutzrecht hinausgehende Anforderungen. So wird die Gewinnung von Strom aus Altholz, das Rückstände von Holzschutzmitteln oder halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung enthält, aufgrund von § 5 Abs. 2 BiomasseV nur dann gefördert, wenn die Anlage aufgrund ihrer Zulassung den Anforderungen der 17. BImSchV a.F. entspricht, wobei von der Mischungs-

regel kein Gebrauch gemacht worden sein darf. Immissionsschutzrechtlich galt die 17. BImSchV a.F. für Altholzverbrennungsanlagen hingegen nur, wenn Altholz der Kategorie IV eingesetzt werden sollte; bei einem Anteil von weniger als 25% galten die Anforderungen nach der Mischungsregelung überdies nur eingeschränkt. Für den Anwendungsbereich des EEG wurde damit durch die BiomasseV bei der Verwendung von Altholz der Kategorien A III und A IV – die im Anwendungsbereich der Vergütungsregelungen des EEG nur in den bis Juni 2004 genehmigten Anlagen zulässig ist – eine „Übererfüllung" der immissionsschutzrechtlichen Vorgaben gefordert.

**46** Für alle nach Juni 2004 genehmigten Anlagen genügt die Einhaltung der unmittelbar geltenden Vorgaben des Immissionsschutzrechts. Hier sind für genehmigungsbedürftige Verbrennungsanlagen, in denen kein Altholz der Kategorien III und IV eingesetzt wird, insbesondere die Emissions- und Immissionsanforderungen der TA Luft zu nennen. Diese enthält neben allgemeinen Bestimmungen zur Begrenzung von Emissionen u.a. auch spezielle Vorgaben für mit Biogas betriebene Feuerungsanlagen sowie für Vergärungsanlagen, in denen Abfälle eingesetzt werden. Relevanz erlangen kann bei der Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen auch die in § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG normierte Grundpflicht zur sparsamen und effizienten Energieverwendung, die bei Verbrennungsanlagen v.a. durch die Abwärmenutzung umgesetzt wird.[40]

**47** Von besonderer Bedeutung sind bei Biomassekraftwerken neben den zu erwartenden Schadstoffemissionen regelmäßig Art und Umfang der beim Betrieb anfallenden Staubemissionen (z.B. durch Abkippen, Lagern, Umschlagen, Sortieren und Aufbereiten des Altholzes). Aber auch die Geräuschemissionen können zum tatsächlichen Problem werden, insbesondere aufgrund des mit dem Betrieb einhergehenden Verkehrs. So ist bei der Prüfung der Lärmbelästigung durch die Anlage neben den unmittelbar betriebsbedingten Lärmemissionen auch die Anlieferung der Brennstoffe mit Lkw oder anderen Transportmitteln nach den Anforderungen der TA Lärm zu berücksichtigen.

40 Näher Klinski, Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, S. 122 ff.

# 4 Umweltverträglichkeitsprüfung

Das UVPG hat durch das IVU/UVP-Umsetzungsgesetz 2001 grundlegende Änderungen erfahren. Neben einer Ausdehnung der UVP-pflichtigen Vorhaben wird nunmehr unterschieden zwischen generell UVP-pflichtigen Vorhaben und solchen Vorhaben, für die eine allgemeine oder standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls vorzunehmen ist. Gemäß § 3a UVPG stellt die zuständige Behörde die UVP-Pflicht entweder auf Antrag des Vorhabenträgers oder eines Ersuchens nach § 5 UVPG oder nach Beginn des Verfahrens fest. **48**

Bei Feuerungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung hat aufgrund der Angleichung des Anhangs zur 4. BImSchV und der Anlage zum UVPG die Unterscheidung nach der Feuerungswärmeleistung auch für die Umweltverträglichkeitsprüfung Relevanz. So unterliegen Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis weniger als 50 MW einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls gem. § 3c Abs. 1 Satz 2 UVPG und Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung ab 50 MW einer generellen UVP-Pflicht. Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von Abfällen durch thermische Verfahren im Sinne der Nr. 8.1a) sind unabhängig von ihrer Feuerungswärmeleistung generell zwingend UVP-pflichtig. **49**

## 4.1 Standortbezogene Vorprüfung der UVP-Pflicht im Einzelfall (Screening)

Zur Durchführung der Einzelfallprüfungen sieht § 3c UVPG ein sog. „Screening"-Verfahren vor. Gegenstand dieses Verfahrens ist die Frage, ob für das Vorhaben die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist. Kommt die zuständige Behörde aufgrund einer überschlägigen Prüfung unter Berücksichtigung der in Anlage 2 aufgeführten Kriterien zu der Einschätzung, dass das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann, die bei der Entscheidung über die Zulässigkeit des Vorhabens im Hinblick auf eine wirksame Umweltvorsorge zu berücksichtigen wären, ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Hierzu genügt es, wenn aufgrund konkreter Anhaltspunkte die Möglichkeit erheblicher nachteiliger Umweltauswirkungen besteht; die Gewissheit oder eine hohe Wahrscheinlichkeit sind nicht erforderlich, schon weil hier- **50**

für genauere Untersuchungen notwendig wären, die im Rahmen einer überschlägigen Prüfung nicht durchzuführen sind.[41] In der Gesetzesbegründung ist dementsprechend von einer nur „begrenzten Prüfungstiefe" die Rede.[42]

**51** Das Screening-Verfahren ist danach nicht mit der eigentlichen UVP zu verwechseln; eine in Einzelheiten gehende Untersuchung des Vorliegens erheblicher nachteiliger Umweltauswirkungen erfolgt erst, wenn die Vorprüfung des Einzelfalls ergeben hat, dass das Vorhaben UVP-pflichtig ist. Bei der Entscheidung, ob erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen durch das Vorhaben zu besorgen sind, steht der zuständigen Behörde ein Beurteilungsspielraum zu.

**52** Im Rahmen der standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls, wie sie bei Anlagen im Sinne der Nr. 8.2 mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis weniger als 50 MW durchzuführen ist, sind nicht sämtliche der in Anlage 2 zum UVPG genannten Kriterien zu berücksichtigen. § 3c Satz 2 UVPG verweist vielmehr nur auf die in Nr. 2 der Anlage 2 aufgeführten Schutzkriterien. Danach ist die ökologische Empfindlichkeit eines Gebietes, das durch ein Vorhaben möglicherweise beeinträchtigt wird, insbesondere hinsichtlich im Einzelnen aufgeführter Nutzungs- und Schutzkriterien unter Berücksichtigung der Kumulierung mit anderen Vorhaben in ihrem gemeinsamen Einwirkungsbereich zu beurteilen. Zu berücksichtigen sind danach insbesondere die bestehende Nutzung des Gebietes, die Qualität von Wasser, Boden, Natur und Landschaft sowie die besondere Schutzwürdigkeit von Gebieten nach Naturschutzrecht, Wasserrecht, Denkmalschutzrecht oder Ähnlichem.

**53** Neben den in Anlage Nr. 2 genannten Kriterien hat die Behörde nach § 3c Satz 3 UVPG weiterhin zu berücksichtigen, inwieweit Umweltauswirkungen durch die vom Vorhabenträger vorgesehenen Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen offensichtlich ausgeschlossen werden. Das Ergebnis des Screening-Verfahrens wird danach maßgeblich von dem konkreten Vorhaben einschließlich der geplanten Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen und von den besonderen örtlichen Gegebenheiten am Standort im Einzelfall abhängen. Gemäß § 3a UVPG ist die Feststellung, dass das Vorhaben auf-

41 Storm/Bunge, UVPG, § 3c Rn. 51.
42 BT-Drs. 14/4599, S. 95.

grund der Vorprüfung des Einzelfalls einer UVP unterliegt, der Öffentlichkeit nach den Bestimmungen des Umweltinformationsgesetzes zugänglich zu machen; soll eine UVP unterbleiben, ist dies bekannt zu geben. Die Feststellung der UVP-Pflicht kann nicht selbstständig angefochten werden.

## 4.2 Verfahren der UVP; Scoping

**54** Während sich die Antwort auf die Frage, ob ein bestimmtes Vorhaben einer UVP zu unterziehen ist, unmittelbar aus dem UVPG und den zugehörigen Anlagen ergibt, richtet sich das Verfahren der UVP nach den jeweiligen spezialgesetzlichen Vorschriften. Für immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Vorhaben finden sich diese in der 9. BImSchV. § 1 Abs. 2 der 9. BImSchV bestimmt, dass die Umweltverträglichkeitsprüfung unselbständiger Teil des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens ist. Gegenstand der Umweltverträglichkeitsprüfung ist nach § 1a der 9. BImSchV die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der für die Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen sowie der für die Prüfung der Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege bedeutsamen Auswirkungen einer UVP-pflichtigen Anlage auf Menschen, Tiere und Pflanzen, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, Kultur und sonstige Sachgüter, sowie die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

**55** Besonderheiten gegenüber einem immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren ohne UVP bestehen insbesondere im Hinblick auf den Umfang der beizubringenden Unterlagen und die darin enthaltenen Angaben. Außerdem sieht § 2a der 9. BImSchV ein so genanntes Scoping-Verfahren vor. Danach hat die Genehmigungsbehörde den Vorhabensträger entsprechend dem Planungsstand des Vorhabens und auf der Grundlage geeigneter Angaben zu dem Vorhaben frühzeitig über Inhalt und Umfang der voraussichtlich beizubringenden Unterlagen zu unterrichten, wenn der Vorhabensträger vor Beginn des Verfahrens darum ersucht oder sofern die Genehmigungsbehörde dies nach Beginn des Verfahrens für erforderlich hält. Vor der Unterrichtung erhalten der Vorhabensträger und die nach § 11 zu beteiligenden Behörden Gelegenheit zu einer Besprechung über Art und Umfang der Unterlagen. In diesem Rahmen soll insbe-

sondere über Gegenstand, Umfang und Methoden der durchzuführenden Prüfungen gesprochen werden. Dem Scoping-Verfahren kann damit erhebliche verfahrensbeschleunigende Wirkung zukommen. Ein auf ausreichender Informationsgrundlage unter Beteiligung maßgeblicher Fachbehörden durchgeführtes Scoping kann das Risiko, in einem späteren Verfahrensstadium mit hohem und kostspieligem Zeitverlust fehlende Unterlagen nachreichen sowie ggf. erneut öffentlich auslegen und (nach-)erörtern zu müssen, erheblich vermindern. Der Termin sollte daher sowohl von Seiten der Behörden wie auch von Seiten des Vorhabensträgers sorgfältig vorbereitet werden.

**56** Allerdings bewirkt das Scoping-Verfahren für den Vorhabensträger keine endgültige Sicherheit hinsichtlich der Vollständigkeit seiner später einzureichenden Unterlagen; es gibt ihm jedoch die Chance, späteren Überraschungen weitgehend vorzubeugen und sich frühzeitig, d.h. vor Abschluss der internen Projektplanung, über die behördlicherseits gestellten Anforderungen an die UVP-relevanten Unterlagen zu informieren.

**57** Behördlicherseits ist bei UVP-pflichtigen Anlagen auf der Grundlage der UVP-Unterlagen, der behördlichen Stellungnahmen, der Ergebnisse eigener Ermittlungen sowie der Äußerungen und Einwendungen Dritter eine zusammenfassende Darstellung der zu erwartenden Auswirkungen des Vorhabens auf die in § 1a genannten Schutzgüter zu erarbeiten (§ 20 Abs. 1a) der 9. BImSchV). Auf Grundlage dieser zusammenfassenden Darstellung bewertet die Genehmigungsbehörde sodann nach den für die Entscheidung maßgeblichen Rechts- und Verwaltungsvorschriften die Auswirkungen des Vorhabens auf die Umweltschutzgüter. Sowohl die zusammenfassende Darstellung wie auch die Bewertung ist nach § 21 Abs. 1 Nr. 5 der 9. BImSchV in die Begründung des Genehmigungsbescheides aufzunehmen.

## 5 Genehmigung einer Fernwärmeleitung

**58** Wird in einem Biomassekraftwerk nicht nur Strom, sondern auch Wärme erzeugt, die als Fernwärme genutzt werden soll, kann sich – sofern die entsprechenden Leitungen nicht bereits vorhanden sind – die Notwendigkeit der Verlegung einer Rohrleitungsanlage ergeben, mit der die Fernwärme zu dem abnehmenden Versorgungsnetz gelei-

tet wird. Ein Genehmigungstatbestand für die Errichtung und den Betrieb von Rohrleitungsanlagen war im Bundesrecht bis zum sog. Artikelgesetz zur Umsetzung der IVU/UVP-Richtlinien nicht enthalten. Regelungen fanden sich lediglich in den Bauordnungen der Länder.[43]

**59** Aufgrund der Vorgaben der UVP-Änderungsrichtlinie bestand die Notwendigkeit, für bestimmte Leitungsanlagen auf Bundesebene ein Trägerverfahren für die UVP zu schaffen. Der Gesetzgeber hat sich daher für die Schaffung eines Genehmigungstatbestandes unmittelbar im UVPG entschieden.[44] § 20 Abs. 1 UVPG bestimmt, dass Vorhaben, die in der Anlage unter den Nummern 19.3 bis 19.9 aufgeführt sind, der Planfeststellung durch die zuständige Behörde bedürfen, sofern sie einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehen sind. Sofern keine Verpflichtung zur Durchführung einer UVP besteht, bedarf das Vorhaben nach § 20 Abs. 2 UVPG der Plangenehmigung. Diese entfällt lediglich in Fällen von unwesentlicher Bedeutung.

**60** In Nr. 19.7 der Anlage 1 zum UVPG ist die Errichtung und der Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern von Dampf oder Warmwasser aus einer Anlage nach den Nr. 1 bis 10, die den Bereich des Werksgeländes überschreitet (Dampf oder Warmwasserpipeline), als UVP-relevantes Vorhaben genannt. Eine allgemeine Vorprüfung ist erforderlich bei Rohrleitungsanlagen mit einer Länge von mindestens 5 km außerhalb des Werksgeländes (Nr. 19.7.1). Einer standortbezogenen Vorprüfung unterliegen Rohrleitungsanlagen mit einer Länge von weniger als 5 km im Außenbereich (Nr. 19.7.2).

**61** Ein Fall von unwesentlicher Bedeutung, der auch das Erfordernis einer Plangenehmigung entfallen lässt, soll nach § 20 Abs. 2 Satz 3 UVPG vorliegen, wenn die Prüfwerte für Größe und Leistung, die die Vorprüfung eröffnen, nicht erreicht werden oder die Voraussetzungen des § 74 Abs. 7 Satz 2 VwVfG erfüllt sind. Die Voraussetzungen des erstgenannten Falls dürften bei Vorhaben nach Nr. 19.7.2 allerdings nicht anwendbar sein, da keine unteren Schwellenwerte für Größe und Leistung genannt sind, die die Vorprüfung eröffnen. Es besteht daher nur noch die Möglichkeit, dass die Voraussetzungen des § 74

43 Vgl. z.B. § 1 Abs. 2 Nr. 3 BauO Bln.
44 Vgl. hierzu BT-Drs. 14/4599, S. 103.

Abs. 7 Satz 2 VwVfG erfüllt sind. Danach liegen Fälle von unwesentlicher Bedeutung auch dann vor, wenn

- andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und sie dem Plan nicht entgegenstehen und
- Rechte anderer nicht beeinflusst werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen worden sind.

**62** Häufig werden Rohrleitungsanlagen innerhalb von Straßenkörpern verlegt. Dies bietet sich insbesondere beim Neubau von Straßen an. Liegen diese Straßen (teilweise) im Außenbereich, kann sich die Frage stellen, ob damit stets die Voraussetzung der Nr. 19.7.2 erfüllt ist mit der Folge, dass die Verlegung der Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens bedarf. Der Begriff des Außenbereichs knüpft an die bauplanungsrechtliche Einordnung der §§ 30 ff. BauGB an. Bauplanungsrechtlich gehören zum Außenbereich im Sinne des § 35 BauGB diejenigen Gebiete, die weder im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplans noch innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile liegen. Für Straßen könnte sich jedoch dann eine andere Einordnung ergeben, wenn ihnen eine Planfeststellung zugrunde liegt (z.B. nach § 17 FStrG oder nach Landesstraßenrecht). Mit dem Planfeststellungsbeschluss wird für die betroffenen Flächen eine spezielle, gegenüber den §§ 29 ff. BauGB vorrangige planerische Aussage getroffen. Der Vorrang ergibt sich aus § 38 BauGB, wonach auf Planfeststellungsverfahren und sonstige Verfahren mit den Rechtswirkungen der Planfeststellung für Vorhaben von überörtlicher Bedeutung die §§ 29 bis 37 BauGB nicht anzuwenden sind, wenn die Gemeinde beteiligt wird. Lediglich eine Bindung nach § 7 BauGB (Flächennutzungsplan) bleibt unberührt. Aufgrund dieses speziellen Fachplanungsregimes und der Verdrängung der §§ 29 bis 37 BauGB erscheint es nahe liegend, die Flächen nicht als Außenbereich im Sinne des Bauplanungsrechts zu qualifizieren.

**63** Zu beachten ist jedoch, dass die Verdrängung der bauplanungsrechtlichen Vorgaben in den §§ 29 ff. BauGB durch vorrangige Planfeststellungen nach § 38 BauGB nicht uneingeschränkt gilt; diese gelten vielmehr insoweit fort, als sie inhaltlich der bestehenden Zweckbestimmung einer Fläche nach dem Planfeststellungsbeschluss nicht

zuwiderlaufen.[45] Insoweit könnte es darauf ankommen, ob die Rohrleitung der planfestgestellten Straße zuzurechnen ist und sich daher nach dem Fachplanungsrecht richtet oder ob sie als „straßenfremdes Vorhaben" nach den subsidiär geltenden allgemeinen bauplanungsrechtlichen Regelungen zu beurteilen ist. Leitungs- und Kanalisationsanlagen werden nur dann zum Straßenkörper gerechnet, wenn sie der zweckentsprechenden, gefahrlosen Benutzbarkeit der Straße dienen, z.B. durch Ableitung und Beseitigung des Oberflächenwassers.[46] Diese Voraussetzung ist bei den hier in Rede stehenden Fernwärmeleitungen nicht erfüllt. Sie werden danach regelmäßig nicht zu den Bestandteilen der Straße gezählt werden können und unterfallen damit auch nicht dem Planfeststellungsvorbehalt des Straßenrechts.

**64** Zur Zulässigkeit „planfeststellungsfremder Vorhaben", also solcher Vorhaben, die nicht unter den Planfeststellungsvorbehalt des der Planfeststellung zugrunde liegenden Fachgesetzes fallen, hat das BVerwG in einer Entscheidung zu „bahnfremden" Vorhaben auf planfestgestelltem Bahngelände ausführlich Stellung genommen. Danach unterliegen solche Vorhaben in formeller und materieller Hinsicht grundsätzlich dem allgemeinen Baurecht. In materieller Hinsicht sei zu unterscheiden: „Wenn und solange ein solches Vorhaben mit der Fachplanung nicht vereinbar ist, scheitert es bereits an § 38 BauGB, der der Fachplanung insoweit den Vorrang einräumt. (...) Steht dagegen ein solches Vorhaben, das auf Bahngelände errichtet werden soll, mit dessen fachplanerischer Zweckbindung in Einklang, so ergeben sich aus § 38 BauGB keine Einschränkungen. Seine Zulässigkeit richtet sich in bodenrechtlicher Hinsicht nach den §§ 30 ff. BauGB."[47]

**65** Fraglich ist jedoch, ob Nr. 19.7.2 der Anlage 1 zum UVPG tatsächlich daran anknüpft, nach welcher Regelung die Zulässigkeit des genannten Vorhabens zu beurteilen ist, oder ob es nicht vielmehr um die planungsrechtliche Situation der betroffenen Grundstücke geht. Sowohl die Formulierung („mit einer Länge von ... im Außenbereich"), wie auch ein Vergleich mit den in Nr. 18 ff. der Anlage zum UVPG genannten bauplanungsrechtlichen Vorhaben, bei denen ausdrücklich

45 Vgl. Runkel, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg, BauGB, § 38 Rn. 95 ff.

46 Kodal/Krämer, Straßenrecht, S. 186; Marschall/Schroeter/Kastner, FStrG, § 1 Rn. 39.

47 BVerwG, NVwZ 1989, 655, 657.

auf § 35 BauGB Bezug genommen wird („Bau, ... für den im bisherigen Außenbereich im Sinne des § 35 BauGB ein Bebauungsplan aufgestellt wird...“), wie auch die Begründung zu Nr. 19.7.2 sprechen dafür, dass es um eine Verwirklichung des Grundsatzes der weitgehenden Schonung des Außenbereichs geht. So soll die standortbezogene Vorprüfung nach Nr. 19.7.2 gewährleisten, dass im Einzelfall auch eine kleinere Anlage erfasst wird, „die aufgrund besonderer Standortgegebenheiten zu erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen führen kann“.[48]

**66** Eine besondere Schutzwürdigkeit des Außenbereichs gegenüber einem in Nr. 19.7.2 der Anlage 1 zum UVPG genannten Vorhaben ist jedoch dann nicht gegeben, wenn der mit der Verlegung der Pipeline einhergehende Eingriff im Vergleich zu dem am Standort zu verwirklichenden Fachplanungsvorhaben (z.B. Autobahn) nicht ins Gewicht fällt bzw. völlig dahinter zurückbleibt. Das Kriterium des „Außenbereichs“ und die unterschiedliche Behandlung gegenüber im Innenbereich verlegten Pipelines machen vielmehr nur dann Sinn, wenn damit ein Bereich erfasst wird, der sich qualitativ vom Innenbereich unterscheidet und aus diesem Grund im Hinblick auf die Umweltauswirkungen in verstärktem Maße schutzwürdig ist. Dies ist bei zahlreichen Planfeststellungen nicht der Fall. Für die Umweltauswirkungen einer im Straßenraum verlegten Pipeline ist es völlig unerheblich, ob die Straße im baurechtlichen Außen- oder Innenbereich verläuft. Man wird Nr. 19.7.2 der Anlage 1 zum UVPG daher einschränkend so auslegen können, dass die von einem Planfeststellungsbeschluss erfassten Flächen nur dann „Außenbereich“ in diesem Sinne sind, wenn sie sich trotz des planfestgestellten Vorhabens qualitativ vom Innenbereich unterscheiden und damit einer genaueren Betrachtung der Umweltauswirkungen eines Vorhabens bedürfen.

**67** Es erscheint insofern vertretbar, bei der Inanspruchnahme planfestgestellter Flächen die Voraussetzungen der Nr. 19.7.2 der Anlage zum UVPG im Einzelfall als nicht gegeben anzusehen mit der Folge, dass die Leitungsanlage nicht zwingend einem Planfeststellungsverfahren unterliegt. Sofern die Länge der Anlage 5 km überschreitet, kommt es dann darauf an, ob die allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls ergibt, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist.

48 BT-Drs. 14/4599, S. 114.

Anders stellt sich die Situation jedoch für solche Straßenflächen dar, die nicht von einem (straßenrechtlichen) Planfeststellungsbeschluss erfasst werden. Eine Verdrängung der §§ 29 bis 37 BauGB scheidet insofern aus. Für die Beurteilung der planungsrechtlichen Situation kommt es dann auf die allgemeine bauplanungsrechtliche Einordnung an. Insofern ist zu beachten, dass Straßen, die sich zwischen einem im Zusammenhang bebauten Ortsteil und dem Außenbereich befinden, regelmäßig dem Außenbereich zugerechnet werden.[49] **68**

## 6 Ausblick

Die neuerlichen Änderungen der Vergütungssätze für die Verstromung von Biomasse werden der Erschließung der in erheblichem Umfang bestehenden ungenutzten Potenziale im Bereich der Biomasse deutlich Vorschub leisten. Das gilt insbesondere für Potenziale außerhalb der Nutzung belasteter Althölzer der Kategorien III und IV, die in neueren Anlagen nicht mehr gefördert wird. Dabei dürften sich Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, zunehmend durchsetzen. **69**

## 7 Literatur

[1] *Altrock, M.; Oschmann, V.; Theobald, Chr.:* EEG, Kommentar, 2006.

[2] *Ernst, W.; Zinkahn, W.; Bielenberg, W.:* BauGB, Kommentar Bd. II, Stand 1.3.2006.

[3] *Fischer:* Die neue BiomasseV – alles geregelt?!, Biomassezentrum, Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Manuskript.

[4] *Jarass, H. D.:* BImSchG, Kommentar, 6. Auflage 2005.

[5] *Klinski, S.:* Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien – Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung, erstellt im Rahmen des BMU-Projekts „Rechtliche und admi-

49 Ernst/Zinkahn/Bielenberg, BauGB, § 34 Rn. 26.

nistrative Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, September 2005.

[6] *Koch, H.-J.; Scheuing, D. H.:* Gemeinschaftskommentar zum Bundes-Immissionsschutzgesetz – GK-BImSchG, Stand August 2006.

[7] *Kodal, K.; Krämer, H.:* Straßenrecht, 1995.

[8] *Landmann, R. v.; Rohmer, G.:* Umweltrecht, Kommentar, Hrsg.: K. Hansmann, Band II, Stand 1. 4. 2006.

[9] *Marschall, E. A.; Kastner, F.:* Bundesfernstraßengesetz, 5. Aufl. 1998.

[10] *Reshöft, J.; Steiner, S.; Dreher, J.:* EEG, Kommentar, 2. Aufl. 2005.

[11] *Salje, P.:* Erneuerbar-Energien-Gesetz, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), 3. Aufl. 2005.

[12] *Storm, P.-Chr.; Bunge, T.:* Handbuch der Umweltverträglichkeitsprüfung, 1. Band, Stand 2/2005.

# Rechtliche Vorgaben für oberflächennahe geothermische Wärmeanlagen

*Joachim Sanden**

*Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie liegt im Trend eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energieträger. Ziel des Beitrags ist es, die rechtlichen Hindernisse der Intensivierung der Nutzung der oberflächennahen Geothermie insbesondere für den privaten Endnutzer aufzuzeigen sowie in einem zweiten Schritt de lege ferenda mögliche Lösungswege zu entwickeln. Es wird exemplarisch auf das baden-württembergische Landesrecht abgestellt. Auf Besonderheiten anderer Bundesländer wird hingewiesen.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn |
|---|---|---|
| 1 | Einführung | 1–2 |
| 2 | Geltende Rechtslage (de lege lata) | 3–50 |
| 2.1 | Bergrechtliche Genehmigung und Anzeige | 3–10 |
| 2.2 | Wasserrechtliche Situation | 11–24 |
| 2.2.1 | Oberflächennahe geothermische Systeme mit Grundwassernutzung | 12–15 |
| 2.2.2 | Oberflächennahe geothermische Systeme ohne Grundwassernutzung | 16–20 |
| 2.2.3 | Verfahrensrechtliche Besonderheiten | 21–24 |
| 2.3 | Naturschutzrechtliche Überlegungen | 25–30 |
| 2.4 | Immissionsschutzrechtliche Belange | 31–32 |
| 2.5 | Bodenschutzrechtliche Belange | 33–36 |
| 2.6 | Besonderheiten bei der Umweltverträglichkeitsprüfung | 37–38 |
| 2.7 | Raumordnungsrechtliche, bauplanungs- und bauordnungsrechtliche Überlegungen | 39–41 |
| 2.8 | Energiewirtschaftsrechtliche Aspekte, insbesondere des EEG sowie des Beihilfenrechts | 42–46 |
| 2.9 | Steuerrechtliche Ansätze | 47–49 |
| 2.10 | Zwischenergebnis | 50 |
| 3 | Wege zur Optimierung der Regelungen für die oberflächennahe Geothermie (de lege ferenda) | 51–60 |
| 3.1 | Rechtliche Ansatzpunkte | 53–58 |
| 3.1.1 | Bergrecht | 54 |
| 3.1.2 | Wasserrecht | 55 |
| 3.1.3 | Baurecht | 56 |
| 3.1.4 | Sonstiges Recht | 58 |
| 3.2 | Best-practise-Normen und Nutzerrichtlinien für nichtspezialisierte Konsumenten und öffentliche Entscheidungsträger | 59–60 |
| 4 | Literatur | |


* Der Verfasser dankt Frau Ass. Sabine Clausen LL.M. sowie Herrn Ass. Steffen Benz für wertvolle Anregungen.

# 1 Einführung

**1** Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie liegt im Trend eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energieträger.[1] Bis Ende 2005 waren in Deutschland 151.000 Heizungswärmepumpen installiert. 2005 wurden 18.200 der Anlagen montiert, was eine Steigerung von 44% bedeutet. Diese Zahlen machen das hohe Potenzial dieses Teils der nachhaltigen Energieversorgung deutlich. Beispielsweise in Baden-Württemberg sind die Voraussetzungen besonders gegeben: „Baden-Württemberg weist in weiten Gebieten günstige geologische Formationen zur Nutzung der Erdwärme auf. Nach einer aktuellen Erhebung des Landesamtes für Geologie, Rohstoffe und Bergbau sind zwei Drittel des Landes für die Installation von Erdwärmesonden geeignet, davon die Hälfte ausgesprochen gut", so die baden-württembergische Umweltministerin Tanja Gönner.[2] Das technische Potenzial der oberflächennahen Geothermie in Baden-Württemberg schätzt das baden-württembergische Umweltministerium auf rund 4 Mrd. Kilowattstunden Wärmeenergie pro Jahr.[3] Das entspricht, so die Berechnungen des Ministeriums, ca. 5,5 Prozent des Wärmebedarfs aller Haushalte in Baden-Württemberg. Somit könnten in dem Bundesland jährlich rund 900.000 Tonnen Kohlendioxid pro Jahr eingespart werden. Weil in dem genannten Land bereits recht weitgehende Erfahrungen mit der Geothermie und ihrer Genehmigung bzw. Anzeige vorliegen, wird in diesem Beitrag exemplarisch auf das baden-württembergische Landesrecht abgestellt. Soweit allerdings landesrechtliche Besonderheiten vorliegen, wird darauf an den entsprechenden Stellen nach Möglichkeit hingewiesen.

**2** Ziel des Beitrags ist es, die **rechtlichen Hindernisse der Intensivierung der Nutzung der oberflächennahen Geothermie** insbesondere für den privaten Endnutzer aufzuzeigen sowie in einem zweiten Schritt de lege ferenda mögliche Lösungswege aufzuzeigen. Während im ersten Teil das geltende Rechtsregime skizziert und gleichzeitig der Raum für den Erlass vereinheitlichender Verwaltungsvorschriften ausgelotet werden soll, werden im zweiten Teil Verbesserungsvorschläge zur Optimierung des Regelungsregimes auf Bundes- und

1 Vgl. BMU (Hrsg.), Erneuerbare Energien, S. 119.
2 Vgl. http://www.baden-wuerttemberg.de/de/Meldungen/96801.html.
3 Vgl. auch generell *Paschen/Örtel/Grünwald*, Geothermische Stromerzeugung, S. 16.

Landesebene unterbreitet. Hauptbeweggrund des Beitrags ist der Abbau der Hindernisse in Richtung der Errichtung von oberflächennahen Geothermieanlagen, insbesondere im Bereich der Wärmequellenanlagen und Bodenwärmepumpen.[4] Nur wenn die rechtlichen Bedingungen der Errichtung und des Betriebs von geothermischen Anlagen klar und eindeutig sind, kann Investitionssicherheit hergestellt werden, mit dem Ziel den Anteil der Geothermie an der Nutzung regenerativer Energien zu steigern.

# 2 Geltende Rechtslage (de lege lata)

## 2.1 Bergrechtliche Genehmigung und Anzeige

Erdwärme gilt nach § 3 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2b BBergG als **bergfreier Bodenschatz**. Über § 2 Abs. 1 Nr. 1 BBergG findet somit das Bergrecht auf das Aufsuchen und Gewinnen von Erdwärme grundsätzlich Anwendung. Problematisch ist es, wenn mit der oberflächennahen Geothermie nur recht geringe Temperaturgefälle ausgenutzt werden sollen. Hier wird teilweise vertreten, dass unter gewissen Werten nicht von der Gewinnung von Wärme gesprochen werden könne.[5] Diese Differenzierung ist jedoch angesichts des klaren Wortlauts und der Zweckbestimmung des BBergG problematisch, weil alle bergbaulichen Gefahren erfasst werden sollen. Weil auch die oberflächennahe Geothermie mit Bohrungen verbunden ist und heute auch niedrigere Temperaturen genutzt werden können, kann der Temperaturunterschied kein ausschlaggebendes Kriterium sein.[6] **3**

Die Anwendbarkeit des Bergrechts für die Nutzung der Geothermie ist aber nach § 4 Abs. 2 Nr. 1 BBergG dann ausgeschlossen, wenn die Erdwärme für solche Zwecke genutzt wird, die nicht über die bauliche Nutzung des eigenen Grundstücks hinausgeht. So heißt es dort: „Gewinnen (Gewinnung) ist das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen …; ausgenommen ist das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen 1. in einem Grundstück aus Anlass oder im Zusammenhang mit **4**

4 Zu den unterschiedlichen Anlagentypen vgl. den Überblick von *Sanner/Kaltschmitt*, Oberflächennahe Erdwärmenutzung, S. 61.

5 *Boldt/Weller*, § 3 Rdnr. 37, a.A. *Große*, NVwZ 2004, S. 809, 810.

6 Wie hier im Grundsatz auch *Sanner/Kaltschmitt*, a.a.O., S. 100, die allerdings eine Rückausnahme für sehr große Anlagen fordern.

dessen baulicher oder sonstiger städtebaulicher Nutzung (…)." Die landesverwaltungsbehördliche Praxis hat gestützt auf diese Bestimmung die geothermische Nutzung zur Versorgung des eigenen Grundes für bergrechtlich irrelevant behandelt.[7]

**5** Technisch bedeutet das, dass die Erdsonden – wenn das Bergrecht ausgeschlossen sein soll – nicht über die **Grundstücksgrenze** hinausragen dürfen, bzw. das Nachbargrundstück thermisch oder stofflich nicht beeinträchtigt wird.[8] Einzelne Bundesländer haben hierfür Regeln aufgestellt, wie etwa Rheinland-Pfalz, das diese Voraussetzung „bei einem Mindestabstand von 5 m von der Grundstücksgrenze und einer max. Entzugsleistung von 30 kW" erfüllt sieht.[9] Wird also etwa für ein Einfamilienhaus eine Wärmepumpe installiert, mittels derer das eigene Haus versorgt werden soll, unterfällt die notwendige Bohrung nicht dem Bergrecht. Das bedeutet aber im Umkehrschluss, dass im Falle der gemeinschaftlichen Nutzung einer Geothermieanlage durch zwei oder mehr Bauwerke das Bergrecht anwendbar ist, was mit einem erheblich höheren Verwaltungsaufwand verbunden ist. Zu klären ist, ob bei der nichtgewerblichen Nutzung über die Grundstücksgrenze hinaus eine Ausnahme zugelassen werden kann.[10] Bei der grundstücksübergreifenden Erdwärmeerschließung muss mithin ein umfassendes bergrechtliches Genehmigungsverfahren durchgeführt werden, das nach den §§ 6 ff. bzw. §§ 51 ff. BBergG abläuft. Dabei ist für die Genehmigungspflicht nicht entscheidend, wie tief die Bohrung erfolgt.[11]

**6** Schließlich kann auch bei nicht grundstücksüberschreitenden Erdwärmeprojekten die **Tiefe** der notwendigen Bohrung über die Anwendbarkeit des Bergrechts entscheiden. Wird die Bohrung tiefer als 100 m eingebracht, kommt das Bergrecht nach § 127 BBergG schon deshalb zur Anwendung.[12] Bei solchen tiefen Erdwärmesondenbohrungen muss ggf. ein bergrechtlicher Betriebsplan (§§ 51 ff. BBergG) aufgestellt werden, wenn die Voraussetzungen des § 127 Abs. 1 Nr. 2

7 Vgl. *Schulz*, Bergrecht und Erdwärme.
8 *Thiele*, S. 34
9 Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz (Hrsg.).
10 In diese Richtung offenbar *Thiele*, S. 34.
11 Vgl. Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.), Leitfaden Erdwärme, S. 11.
12 Vgl. auch die Differenzierung in VDI 4 640/3-1 „Thermische Nutzung des Untergrundes".

BBergG vorliegen. Das ist dann der Fall, wenn es der Schutz der Beschäftigten oder Dritter erfordert oder es die besonderen technischen Anforderungen des Projekts bedingen. Eines der wesentlichen Kennzeichen des Betriebsplans ist die umfangreiche Dokumentationspflicht, die eine Steuerung seitens der Bergbehörde ermöglicht. Verfahrensrechtlich hat der sog. einfache Betriebsplan keine Konzentrationswirkung, d.h., er schließt die anderen notwendigen Genehmigungen (z.B. nach dem Wasserrecht) nicht mit ein. Auf Antrag kann die Bergbehörde den Pflichtigen unter bestimmten Voraussetzungen von der Betriebsplanpflicht befreien (vgl. § 51 Abs. 3 BBergG) – die Befreiungsmöglichkeit umfasst allerdings nur die „Führung" des Betriebs, nicht die Errichtung der Geothermieanlage. Darauf hinzuweisen ist noch, dass in Bayern der Anwendungsbereich des Bergrechts offenbar auch dann für eröffnet gesehen wird, wenn die Heizleistung der geothermischen Anlage mehr als 20 MW beträgt.[13]

**7** Unterliegt die Bohrung zur Errichtung einer geothermischen Anlage dem Bergrecht, bedarf es wegen des Aufsuchens des bergfreien Bodenschatzes Erdwärme der **bergrechtlichen Erlaubnis nach § 7 BBergG**. Die spätere Gewinnung der Erdwärme setzt dann entweder eine Bewilligung nach § 8 BBergG oder das Bergwerkseigentum nach § 9 BBergG voraus. Der Bergbehörde steht bei ihrer Entscheidung kein Ermessen zu; die Genehmigung darf nur versagt werden, wenn öffentliche Interessen die Gewinnung ausschließen. Als öffentliches Interesse sind u.a. wasserrechtliche Belange zu berücksichtigen, allerdings auch das Interesse der Allgemeinheit an der Gewinnung erneuerbarer Energien.[14]

**8** Der Geltungsbereich des Bergrechts endet, wenn die gewonnene Erdwärme später (etwa zu Heizzwecken) genutzt wird. Konkret ist das der Fall, wenn die Energie in einen Wärmetauscher oder eine Wärmepumpe geführt wird. Dann handelt es sich sinngemäß um eine Weiterverarbeitung im Sinne des § 4 Abs. 3 Nr. 2 BBergG, die nach § 2 BBergG nicht mehr dem Bergrecht unterliegt.[15]

13 Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (Hrsg.), Oberflächennahe Geothermie, S. 13.

14 *Große*, S. 809, 812.

15 *Thiele*, S. 34.

**9** Wem die bergrechtliche Genehmigung erteilt wird, der erlangt eine besondere Position für den genehmigten Bereich der Erdwärmegewinnung. *Schulz*[16] hat zu Recht darauf hingewiesen, dass nach der geltenden Fassung des § 4 Abs. 7 i.V.m. § 7 Abs. 1 1. Hs. und 8 Abs. 1 1. Hs. BBergG mit der erteilten Genehmigung zugleich weitere Antragsteller ausgeschlossen sind. Es handelt sich um eine Art „Claim". Das gilt auch dann, wenn die weiteren Anlagen die bewilligte Anlage nicht beeinträchtigen. Diese Situation kann nach der derzeitigen Verwaltungspraxis wohl nur durch das Einholen einer privatrechtlichen Einwilligung des Genehmigungsinhabers bereinigt werden. Diese Situation ist unbefriedigend, weil sie das Problem in das Zivilrecht verlagert und allein aufgrund der Unsicherheiten die intensivere Nutzung eines Gebietes verhindert.

**10** Jedenfalls muss die mit mechanischer Kraft, also maschinenangetriebene Bohrung auf Grundlage des § 4 des Lagerstättengesetzes[17] den im jeweiligen Bundesland zuständigen Behörden **innerhalb einer Zweiwochenfrist angezeigt** werden. In Baden-Württemberg ist es das Regierungspräsidium Freiburg (Abt. 9) als zuständige Bergbehörde und geowissenschaftliche Fachbehörde (Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau, LGRB). Von dieser Anzeigepflicht sind mithin alle Erdwärmesondenbohrungen erfasst. Ist die Bohrung abgeschlossen, ist das Bohrergebnis (Schichtenverzeichnis nach DIN 4022) mitzuteilen.

## 2.2 Wasserrechtliche Situation

**11** Bei der Darstellung des wasserrechtlichen Genehmigungssystems für die oberflächennahen Geothermieverfahren ist zwischen Systemen mit und solchen ohne Grundwassernutzung zu differenzieren. Alle Projekte sind nach § 37 Abs. 2 WG BW der zuständigen Wasserbehörde anzuzeigen, die die Einleitung eines wasserrechtlichen Gestattungsverfahrens prüft. Wenn im Einzelfall die Voraussetzungen eines Benutzungstatbestands vorliegen, wird die Wasserbehörde die Möglichkeiten der Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis prüfen.

16 *Schulz*, Bergrecht und Erdwärme.

17 Gesetz über die Durchforschung des Reichsgebietes nach nutzbaren Lagerstätten vom 04.12.1934 (RGBl. I S. 1223) in der Fassung vom 09.03.1974 (BGBl. I, Nr. 22).

### 2.2.1 Oberflächennahe geothermische Systeme mit Grundwassernutzung

**12** Soll die geothermische Anlage das Grundwasser nutzen, wird in allen Fällen ein **Benutzungstatbestand der § 3 Abs. 1 Nr. 5 bzw. 6 WHG** gegeben sein. Technisch handelt es sich um ein offenes System, d.h. die Errichtung eines Wärmequellenkreislaufes mit einem Förderbrunnen und einem Schluckbrunnen zur Wiedereinleitung des Grundwassers.[18] Das Grundwasser weist dabei ganzjährig ein Temperaturniveau von ca. 8-12 °C auf.[19] Es kommt lediglich darauf an, ob die Benutzung dennoch **erlaubnisfrei nach § 33 Abs. 1 Nr. 1 WHG** ist. Ob die Grundwassernutzung für den Heizbedarf des eigenen Gebäudes oder für den Haushalt stattfinden muss, ist in der rechtswissenschaftlichen Literatur umstritten:

**13** Nach einer Auffassung[20] dient die geothermische Grundwassernutzung zur Heizung eines Gebäudes nicht der Wasserversorgung des einzelnen Anwesens. Als Ausnahmevorschrift müsse § 33 WHG restriktiv ausgelegt werden, weshalb für die Ausdehnung der Anwendung auf die geothermischen Heizanlagen kein Raum sei. Die Gegenauffassung[21] verweist darauf, dass der Gesetzgeber mit der Einbeziehung der landwirtschaftlichen Hofstellen die Verwendung weitaus größerer Wassermengen akzeptiert habe. Schließlich sei der Bereich der Kontrolle der Wasserbehörden schon deshalb nicht entzogen, weil die Wiedereinleitung des entnommenen Grundwassers in jedem Falle erlaubnispflichtig sei.

**14** Für die letztgenannte, eine Erlaubnisfreiheit befürwortende Auffassung spricht, dass dem Landesgesetzgeber mit § 33 Abs. 2 Nr. 1 WHG, konkret mit der Anordnung einer Erlaubnispflicht, die Möglichkeit der Reglementierung offen steht. Somit ist eine Überdehnung des Ausnahmetatbestands nicht zu befürchten. Ferner muss es ungeachtet einer im Grunde engen Auslegung des § 33 WHG möglich sein, auf technische Entwicklungen zu reagieren.[22]

---

18 Vgl. *Sanner/Kaltschmitt*, S. 62 f.
19 Vgl. *Thiele*, S. 26.
20 *Knopp*, in: Sieder/Zeitler/Dahme, WHG, § 3 Rdnr. 24, Thiel, a.a.O., S. 39.
21 *Czychowski/Reinhardt*, § 33 Rdnr. 4.
22 *Cormann*, in Giesberts/Reinhardt (Hrsg.), Beck´scher-Onlinekommentar Umweltrecht, § 33 Rdnr. 3.

**15** Zwar sind Störfälle, bei denen es etwa zum Austritt von Thermalwasser oder Gasen kommen kann, nicht auszuschließen, sie dürften jedoch je nach den Umständen eher nur lokale Auswirkungen auf die Umwelt haben, werden doch bei den Systemen mit Grundwassernutzung keine wassergefährdenden Stoffe eingesetzt.[23]

### 2.2.2 Oberflächennahe geothermische Systeme ohne Grundwassernutzung

**16** Bei den oberflächennahen Techniken der Geothermie werden regelmäßig Erdsonden eingesetzt. Mithin kommt es im Grundsatz **nicht zur Nutzung des Grundwassers** in Gestalt der Wasserentnahme oder auch der Wiedereinleitung von Grundwasser. Man bezeichnet diese Verfahren technisch daher auch als geschlossene Systeme.[24] Rechtlich betrachtet scheiden somit die Benutzungstatbestände des § 3 Abs. 1 Nr. 5 und 6 WHG von vornherein aus.

**17** Wegen der mit der oberflächennahen Geothermie verbundenen Bohrungen können im Einzelfall aber die **unechten Benutzungstatbestände der § 3 Abs. 1 Nr. 1 und 2 WHG** verwirklicht sein. Es ist anhand der Umstände des Einzelfalls zu untersuchen, ob es sich um Maßnahmen handelt, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß schädliche Veränderungen der physikalischen, chemischen oder biologischen Beschaffenheit des Wassers herbeizuführen.

- Teilweise wird bereits im Entzug der Wärme eine physikalische bzw. chemische und biologische Beeinträchtigung des Grundwassers gesehen. Hiervon geht etwa die Berliner Senatsbehörde für Stadtentwicklung aus – ausgenommen sind in Berlin nur „Erdwärmekollektoren, die dem Erdreich Wärme entziehen und bei denen die Kollektoren mindestens einen Meter über dem höchsten Grundwasserstand (HGW) liegen und damit keine Auswirkungen auf das Grundwasser haben“[25]. Die Grundwassererwärmung durch die Erdsonde selbst wird bei Einhaltung von Mindestabständen regelmäßig nicht als relevante Beeinträchtigung zu sehen

23 *Paschen/Oertel/Grünwald*, in: TAB (Hrsg.), S. 87 ff.
24 *Sanner/Kaltschmitt*, S. 63 ff.
25 Senatsbehörde für Stadtentwicklung (Hrsg.), Erdwärmenutzung in Berlin, Berlin 2006, S. 2.

sein.[26] Der baden-württembergische Leitfaden sieht als Mindestabstand einen Regelabstand von ca. 10 Meter vor, um die gegenseitige Beeinflussung von Sonden untereinander zu vermeiden. Berlin fordert unter Hinweis auf die VDI-Richtlinie 4640 für den Regelfall nur 5 Meter. Letztere Unterscheidung hat große Relevanz in dem Fall, dass sich die Sonden etwa von Reihenhausbesitzern mit kleinen Gärten gegenseitig zu beeinflussen drohen.

- Insbesondere dann, wenn Grundwasserleiter durchbohrt oder Spülbohrungen mit Spülungszusätzen im Lockergestein vorgenommen werden sollen, ist anhand der Gegebenheiten des konkreten Falles zu prüfen, ob das Grundwasser beeinträchtigt werden kann[27]: „Insbesondere in hochdurchlässigen Grundwasserleitern und bei hohen Grundwasserfließgeschwindigkeiten, wie sie häufig in Karstgrundwasserleitern auftreten, können durch den Bohr- und Ausbauvorgang Spülungs- und Zementationsverluste, Schadstoffeinträge, Eintrübungen sowie chemische und/oder mikrobiologische Verunreinigungen in das abströmende Grundwasser gelangen."[28] In Trinkwasserschutzgebieten, Heilquellenschutzgebieten sowie im engeren Zustromgebiet von Mineralwassernutzungen soll die Eignung der Beeinträchtigung anzunehmen sein. Für die Bohrung mit Spülzusätzen führt Berlin die DVGW-Richtlinie W 116 (Verwendung von Spülungszusätzen in Bohrspülungen bei Bohrarbeiten im Grundwasser) ein und fordert für das Spülungsmischwasser Trinkwasserqualität.
- Ebenfalls keine relevante Beeinträchtigung ist auch die eingesetzte Wärmeträgerflüssigkeit der Erdsonden, die regelmäßig Wasser sein wird. Liegt die Erdsonde nicht im Wasserschutzgebiet, können auch Wärmeträgerflüssigkeiten der Wassergefährdungsklasse 1, also etwa Glykol in wässriger Lösung bis zu einem Anteil von 25% oder auch andere Frostschutzmittel, eingesetzt werden. Auch der Einsatz von Sole im Rohrsystem der Erdsonden ist üblich.[29] In den letztgenannten Fällen sind neben Druckprüfungen allerdings

26 *Thiel*, S. 39; *Große*, S. 809, 811 unter Hinweis auf die Verwaltungspraxis u.a. in Baden-Württemberg; Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz (Hrsg.), Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme, S. 8.

27 Vgl. hierzu im einzelnen Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.), Leitfaden 9 f.; *Große*, S. 809, 811.

28 Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.), S. 12.

29 *Sanner/Kaltschmitt*, S. 62, vgl. DIN 8901 Ausgabe 2/2002; DIN EN 378-1 bis 4.

Vorkehrungen gegen Leckagen (sog. baumustergeprüfte Druckwächter) bzw. zur Begrenzung der Leckagemengen vorzusehen. Beispielhaft für die vorgenannten Anforderungen kann auf den Leitfaden der Senatsverwaltung Stadtentwicklung Berlin verwiesen werden.[30] Das gilt erst recht, weil eine eigentlich nach der hier mangels Gewerblichkeit der Anlage nicht anwendbaren Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS) vorgeschriebene doppelwandige Ausführung der Leitungen aus wärmetechnischer Sicht keinen Sinn macht. Schließlich ist zu untersuchen, ob neben der eigentlichen wasserrechtlichen Gestattung ggf. noch eine Genehmigung zum Befördern wassergefährdender Stoffe in Rohrleitungsanlagen erforderlich ist. Rechtsgrundlagen dafür sind neben § 19a WHG die Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen[31]. Mit dem Erlass der genannten Verordnung wurde die Verordnung über wassergefährdende Stoffe bei der Beförderung in Rohrleitungsanlagen von 1973 (geändert 1976) aufgehoben. Die Anwendung der Rohrfernleitungsanlagenverordnung wird allerdings nur bei größeren gewerblichen Anlagen in Betracht kommen. Letztere greift nach § 2 RohrFLtgV nur, wenn die Rohrfernleitungsanlage einer Planfeststellung oder einer Plangenehmigung nach § 20 Abs. 1 oder 2 UVPG unterliegt und bestimmte gefährliche Stoffe transportiert werden.[32]

**18** Soll die Erdwärmegewinnung innerhalb eines Trinkwasserschutzgebiets (§ 19 WHG) oder eines anderen vergleichbaren Schutzgebiets (Heilquellenschutzgebiete, die engeren Schutzbereiche genutzter Mineralwasservorkommen) oder eines Bereichs mit Altablagerungen (§ 2 Abs. 5 BBodSchG) stattfinden, sind die für die Erdwärmegewinnung notwendigen Arbeiten (insbesondere Bohrungen) in den Schutzzonen grundsätzlich unzulässig. Großzügiger zeigt sich nur Rheinland-Pfalz, in dessen Leitfaden[33] es heißt: „In der Schutzzone III, IIIA oder IIIB und im weiteren Einzugsgebiet von Mineralwassergewinnungen kann der Bau einer Anlage jedoch zugelassen wer-

30 Ziff. 6.5.-6.7.

31 Rohrfernleitungsanlagenverordnung, v. 27.9.2002 (BGBl. I S. 3777, 3809), geändert d. V. v. 25.11.2003 (BGBl. I S. 2304); vgl. auch *Sanden*, in: Giesberts/Reinhardt, Beck'scher Online-Kommentar Umweltrecht, § 19a WHG Rdnr. 12.

32 Vgl. generell *Wilrich*, S. 787.

33 Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz (Hrsg.), Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme, a.a.O., S. 9.

den, wenn die Grundwasserförderung aus tieferen Stockwerken und die Erdwärmenutzung im oberen Stockwerk erfolgt. Voraussetzung ist jedoch eine eindeutige hydraulische Trennung der genutzten Grundwasserstockwerke." Allerdings sehen Musterverordnungen für die Wasserschutzgebiete die Möglichkeit der Erteilung von Befreiungen im öffentlichen Interesse bzw. zur Vermeidung von Härtefällen vor. Mit Blick auf die Zielbestimmung des Energiewirtschaftsgesetzes, eine sichere Energieversorgung sicherzustellen (§ 1 EnWG), kann ein öffentliches Interesse grundsätzlich angenommen werden. Ob die Befreiung erteilt werden kann, hängt allerdings vom Abwägungsergebnis im Einzelfall ab.

**19** Mit Blick auf das Ziel des dauerhaften **flächendeckenden Grundwasserschutzes** definieren einzelne Länder technische Anforderungen an die Planung sowie die Errichtung und den Betrieb der das Grundwasser nutzenden Anlagen (Erdwärme- und Erdkollektoranlagen). So stellt etwa Berlin auf den Stand der Technik ab und führt hierzu die VDI-Richtlinie 4640 „Thermische Nutzung des Untergrundes" (Blatt 1 und Blatt 2) sowie ergänzend auf die DIN 8901 „Kälteanlagen und Wärmepumpen" (alle in der jeweiligen Fassung) ein. Wertvolle Hinweise auf den Stand der Technik gibt auch der Arbeitsbericht des Büros für Technologiefolgenabschätzung (TAB), der u.a. eine Bestandsaufnahme enthält.[34]

**20** Unabhängig von den oben aufgezeigten Benutzungstatbeständen ist aber die **Durchführung von Erdarbeiten anzeigepflichtig**. Erdaufschlüsse sind nach § 35 WHG zwei Monate vor ihrer Durchführung der Wasserbehörde anzuzeigen. Hierzu gehören auch Bohrarbeiten.[35] In der brandenburgischen Verwaltungspraxis werden auch horizontal in 1-2 Meter Tiefe verlegte Erdwärmekollektoren als anzeigepflichtig behandelt.[36]

### 2.2.3 Verfahrensrechtliche Besonderheiten

**21** Aufgrund der wasserrechtlichen Bohranzeige nach § 37 Abs. 2 LWG BW prüft die Wasserbehörde, ob eine **wasserrechtliche Erlaubnis-**

34 Deutscher Bundestag (Hrsg.), TAB, S. 57 ff.
35 *Posser*, in Giesberts/Reinhardt (Hrsg.), Beck´scher Online-Kommentar Umweltrecht, § 35 Rdnr. 2.1.
36 *Thiel*, S. 39.

**pflicht** besteht. Kommt sie zu einem negativen Ergebnis, ergeht kein förmlicher Bescheid. Im Falle der Feststellung der wasserrechtlichen Erlaubnispflicht wird entweder die Erlaubnis im vereinfachten Verfahren nach § 108 Abs. 4 WG BW erteilt (Mitteilung der Behörde) oder es wird ein förmliches Verfahren nach § 108 Abs. 3 WG BW eingeleitet, womit dem Antragsteller ein förmlicher Bescheid zugeht.

**22** Der baden-württembergische Leitfaden[37] beschreibt die Details dieser Vorgehensweise nach dem Landeswassergesetz: „Kommt die Untere Verwaltungsbehörde zu dem Ergebnis, dass für die Erdwärmesonde oder Anlage eine Erlaubnis erforderlich sein kann, teilt sie dem Einsender/Antragsteller mit, dass seine Anzeige als Antrag auf Durchführung des vereinfachten Erlaubnisverfahrens nach § 108 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 WG gewertet wird. Die Erlaubnis gilt nach § 108 Abs. 4 Satz 2 WG als erteilt, wenn die Untere Verwaltungsbehörde nicht innerhalb eines Monats nach Eingang der Anzeige ein förmliches Erlaubnisverfahren nach § 108 Abs. 3 WG eingeleitet hat. Vereinfachtes Erlaubnisverfahren nach § 108 Abs. 4 WG und förmliches Erlaubnisverfahren nach § 108 Abs. 3 WG stehen in einem Regel-Ausnahme-Verhältnis, d. h. ein Erlaubnisverfahren nach § 108 Abs. 3 WG kommt nur in Ausnahmefällen in Betracht. Die Erlaubnis wird i. d. R. befristet."

**23** Bei der Antragstellung zur Erteilung der wasserrechtlichen Gestattung sind die Hinweise hilfreich, die das Brandenburgische Umweltministerium[38] in seinem 1998 veröffentlichten Merkblatt über die wasserrechtlichen Anforderungen an geothermische Anlagen veröffentlicht hat (Tabelle 2.1). Weitere Inhalte der Antragsunterlagen, etwa zur hydrogeologischen Situation am Standort, können je nach den Umständen des Einzelfalls notwendig sein.

37 Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.), S. 18.
38 Zit. bei *Thiel*, S. 42.

*Tab. 2.1:* Wasserrechtliche Anforderungen an geothermische Anlagen

| **Offene Systeme** | **Geschlossene Systeme** |
|---|---|
| Beschreibung der Anlage und ihrer technischen Bestandteile | Beschreibung der Anlage und ihrer technischen Bestandteile |
| Konstruktionszeichnung mit Schema der Gesamtanlage | Konstruktionszeichnung mit Schema der Gesamtanlage |
| DIN-Sicherheitsdatenblätter des Wärmeträgers, Wassergefährdungsklasse | DIN-Sicherheitsdatenblätter des Wärmeträgers, Wassergefährdungsklasse |
| Angaben über die Wärmepumpenleistung | Angaben über die Wärmepumpenleistung |
| Angaben über die geplante Grundwasserentnahmemenge und wieder einzuleitenden Wassermenge in $m^3/h$, $m^3/d$, $m^3/a$, zeitliche Verteilung während des Jahres | Lageplan M 1:500 mit Angaben über Gemarkung, Flur und Flurstück, Eintragung der geplanten Standorte für die vertikalen bzw. horizontalen Kollektoren |
| Lageplan M 1:500 mit Angaben über Gemarkung, Flur und Flurstück, Eintragung der geplanten Standorte des Entnahme- und Schluckbrunnens, der Grundwasserfließrichtung, der Rohrleitungen und der Wärmepumpe | Übersichtsplan 1 : 10.000 oder 1 : 25.000 mit Hoch- und Rechtswerten der vertikalen bzw. horizontalen Kollektoren |
| Übersichtsplan 1 : 10.000 oder 1 : 25.000 mit Hoch- und Rechtswerten der Brunnenanlage | Technischer Aufbau der Kollektoren |
| Grundwasseranalyse | Angaben zu dem in den Kollektoren verwendeten Wärmeträgermittel |
| Technische Daten des Entnahme- und Schluckbrunnens (z.B. Material, Tiefe in m, Durchmesser, Wasserspiegel in Ruhe und während der Entnahme/Einleitung) | Ausführende Firma |
| Ausführende Firma (Brunnenbaubetrieb) | Angaben zu Bohrverfahren und Bohrhilfsmitteln |
| Angaben zu Bohrverfahren und Bohrhilfsmitteln | *Bei horizontalen Kollektoren:* Angabe des höchsten zu erwartenden Grundwasserstandes in m uGOK und Angabe der geplanten Verlegetiefe der Kollektoren in m uGOK<br>*Bei vertikalen Kollektoren:* Anzahl, Abstand und Tiefe in m uGOK der Kollektoren |

**24** Soweit ersichtlich, verlangt bisher allein Rheinland-Pfalz Vorkehrungen, wenn eine oberflächennahe geothermische Anlage **stillgelegt** wird. Danach ist „bei Außerbetriebnahme der Erdwärmesonde (...) die Wärmeträgerflüssigkeit ebenfalls aus dem Sondenkreislauf zu entfernen und ordnungsgemäß zu entsorgen. Die Sonde ist vollständig mit dauerhaftem Material zu verpressen. Die ordnungsgemäße Stilllegung ist der unteren Wasserbehörde mitzuteilen."[39]

## 2.3 Naturschutzrechtliche Überlegungen

**25** Kernpunkt der anzustellenden naturschutzrechtlichen Prüfung ist die **Eingriffsregelung** gem. §§ 18 ff. BNatSchG und den §§ 10 ff. des Gesetzes zum Schutz der Natur, zur Pflege der Landschaft und über die Erholungsvorsorge in der freien Landschaft (Naturschutzgesetz – NatSchG) des Landes Baden-Württemberg.[40] Kommt es infolge der Maßnahmen zur Nutzung der Geothermie zu „Veränderungen der Gestalt oder Nutzung von Grundflächen oder Veränderungen des mit der belebten Bodenschicht in Verbindung stehenden Grundwasserspiegels, die die Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes oder das Landschaftsbild erheblich beeinträchtigen können", ist der Eingriffstatbestand erfüllt, mit der Folge, dass die Eingriffsregelung zur Anwendung gelangt.

**26** Nach § 10 Abs. 1 NatSchG BW sind „Eingriffe in Natur und Landschaft im Sinne dieses Gesetzes (...) Vorhaben im Außenbereich (§ 19 Abs. 2 des Bundesbaugesetzes), die geeignet sind, insbesondere durch 1. Veränderungen der Bodengestalt (§ 13), (...) den Naturhaushalt oder das Landschaftsbild erheblich zu beeinträchtigen."

**27** Im Zuge der Bohrungen zur Einbringung von Bodensonden sind Veränderungen der Bodengestalt möglich. Ob diese auch erheblich im Sinne der genannten Norm sind, ist eine Frage des Einzelfalles.

**28** Liegt ein Eingriffstatbestand vor, kommen die **Rechtsfolgen der §§ 18 ff. BNatSchG** zur Anwendung. Die Grundsystematik der Eingriffsregelung ist wie folgt: Zunächst sind vermeidbare Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft zu unterlassen (§ 11 Abs. 1 Nr. 2

39 Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz (Hrsg.), Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme, S. 17.

40 In der Fassung der Bekanntmachung vom 29.3.1995 (GBl. S. 385), zuletzt geändert am 17.3.2005 (GBl. S. 206).

NatSchG BW). Sind die Beeinträchtigungen unvermeidbar, so sind sie innerhalb einer bestimmten Frist zu beseitigen oder durch Maßnahmen des Naturschutzes oder der Landschaftspflege vorrangig auszugleichen oder zu kompensieren (§ 11 Abs. 1 Nr. 3 NatSchG BW). Sind Beeinträchtigungen weder zu vermeiden noch auszugleichen, so ist der Eingriff unzulässig, falls die Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege bei einer Abwägung den Interessen der Erdwärmenutzung rangmäßig vorgehen (§ 11 Abs. 3 Satz 1 NatSchG BW). Darüber hinaus sieht das baden-württembergische Landesnaturschutzgesetz die Möglichkeit vor, als ultima ratio eine Ausgleichsabgabe zu zahlen (§ 11 Abs. 5 NatSchG BW). Zu unterstreichen ist, dass die Eingriffsregelung kein eigenständiges Verfahren darstellt, sondern im Wege des sog. Huckepackverfahrens dann zur Anwendung kommt, wenn das Vorhaben (hier das Geothermieprojekt) nach anderen Vorschriften einer Genehmigung oder Zulassung bedarf (hier auf der Basis des Berg- bzw. des Wasserrechts). Erfolgt demnach für das Geothermievorhaben eine wasserrechtliche Gestattung oder wird eine bergrechtliche Bewilligung erteilt, erfolgt die Genehmigung im Einvernehmen mit der Naturschutzbehörde.

**29** Materiellrechtlich drohen Schwierigkeiten mit dem Naturschutz dann, wenn ein oberflächennahes Geothermieprojekt in einem **gesetzlich geschützten Biotop oder in einem nach Naturschutzrecht ausgewiesenen Schutzgebiet** errichtet werden soll. Nach § 30 Abs. 1 BNatSchG i.V.m. § 24a NatSchG BW sind alle Maßnahmen verboten, die zu einer Zerstörung oder erheblichen oder nachhaltigen Beeinträchtigung bestimmter gesetzlich besonders geschützter Biotope führen. So sind Fälle denkbar, in denen Erdwärmeanlagen gesetzlich geschützte Biotope berühren. Im zweitgenannten Falle eines Schutzgebietes nach §§ 22 ff. BNatSchG kommt ausnahmsweise die Erteilung einer Befreiung von den Ge- und Verboten der Schutzgebietsverordnung in Betracht. Bei der hiernach anzustellenden Interessenabwägung ist insbesondere die Erheblichkeit des Eingriffs ein wichtiger Abwägungsgesichtspunkt.

**30** In dem seltenen Fall, dass ein Vorhaben in einem gem. § 33 BNatSchG ausgewiesenen FFH-Gebiet oder in einem Europäischen Vogelschutzgebiet errichtet werden soll, muss nach § 34 BNatSchG zwingend eine Verträglichkeitsprüfung durchgeführt werden. Dort muss untersucht werden, ob das Geothermieprojekt den Erhaltungs-

zielen des Gebiets zuwiderläuft (§ 34 BNatSchG). Das Projekt ist demnach unzulässig, wenn die Prüfung der Verträglichkeit ergibt, dass das Projekt zu erheblichen Beeinträchtigungen eines in Absatz 1 genannten Gebiets in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen führen kann (§ 34 Abs. 2 BNatSchG). Die Ausnahmetatbestände nach § 34 Abs. 3 Nr. 1 oder Nr. 2 BNatSchG werden bei einer Geothermieanlage in einem FFH- oder Europäischen Vogelschutzgebiet wohl nur in den seltensten Fällen vorliegen.

## 2.4 Immissionsschutzrechtliche Belange

**31** Zu klären ist ferner, ob geothermische Anlagen und wenn ja, welche Bestandteile den **Vorschriften des Immissionsschutzrechts** unterliegen. Nach dem Anlagenbegriff des § 3 Abs. 5 BImSchG fallen nur Installationen über der Erdoberfläche (übertägige Anlagen) unter den immissionsschutzrechtlichen Anlagenbegriff. Das bedeutet im Falle der Geothermie, dass die Erdsonden oder Erdpfähle nicht dem Anlagenbegriff und damit nicht den immissionsschutzrechtlichen Pflichten unterliegen. Etwas anderes gilt nur für die oberirdischen Erdwärmeanlagen.

**32** Weil die Erdwärmeanlagen nicht genehmigungsbedürftig nach § 4 Abs. 1 Satz 3 BImSchG i.V.m. der 4. BImSchV sind, handelt es sich lediglich um nicht genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des § 22 BImSchG. Die Anforderungen an die Errichtung, die Beschaffenheit sowie den Betrieb dieser Anlagen sind mithin relativ gering.

## 2.5 Bodenschutzrechtliche Belange

**33** Das Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) hat nach § 3 Abs. 1 Nr. 10 einen gegenüber dem Bergrecht begrenzten Anwendungsbereich.[41] Das BBergG sowie die aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen über die Errichtung, Führung oder Einstellung des Betriebs sind insoweit immer vorrangig, als sie **Einwirkungen auf den Boden** regeln. Unterfällt die Anlage also dem Anwendungsbereich des BBergG, kommt das BBodSchG nicht unmittelbar zur Anwendung. Das Bergrecht, das nach § 1 BBergG zum schonenden

41 Vgl. hierzu auch LABO (Hrsg.), Abgrenzung zwischen BBodSchG und BBergG.

Umgang mit dem Boden verpflichtet, enthält somit keine materiellrechtlichen Maßstäbe zum Schutz des Schutzgutes Boden. Mithin sind die Aspekte des Bodenschutzes über die unbestimmten Rechtsbegriffe des BBergG (vgl. etwa § 48 Abs. 2 Satz 1 und § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 BBergG) zu integrieren. So lässt sich von einer mittelbaren Wirkung des BBodSchG in Gestalt der Integration der Belange des Bodenschutzes in das Bergrecht sprechen. Klarzustellen ist, dass es demgegenüber bei der vollen direkten Anwendbarkeit des BBodSchG in den Fällen verbleibt, dass die oberflächennahe Geothermieanlage nicht unter den Anwendungsbereich des Bergrechts fällt.

Damit richtet sich der Blick auf die materiellen Maßstäbe des Boden- **34**
schutzrechts: Sowohl bei der Errichtung als auch beim späteren Betrieb oberflächennaher geothermischer Anlagen kommt es zu mechanischen und thermischen Beeinträchtigungen des Bodens, d.h. der oberen Schicht der Erdkruste, konkret der ungesättigten Bodenzone (§ 2 Abs. 1 BBodSchG). Das gilt sowohl für offene als auch für geschlossene Systeme der Geothermie.

In Betracht kommt das **Entstehen einer schädlichen Bodenverän-** **35**
**derung** (§ 2 Abs. 3 BBodSchG). Schädliche Bodenveränderungen im Sinne dieses Gesetzes sind Beeinträchtigungen der Bodenfunktionen, die geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für den einzelnen oder die Allgemeinheit herbeizuführen. Als schädlich gilt eine solche Beeinträchtigung wegen des Gefahrenbezugs damit nur, wenn eine oder mehrere der Funktionen des Bodens (§ 2 Abs. 2 BBodSchG) erheblich beeinträchtigt werden können. Hier sind die natürlichen Bodenfunktionen (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG) von Bedeutung; allerdings wird die Funktion des Bodens als Rohstofflagerstätte (§ 2 Abs. 2 Nr. 3a BBodSchG) und damit wohl auch Herkunftsort der Erdwärme ebenfalls ausdrücklich erwähnt. Eine erhebliche Beeinträchtigung wird man, entsprechend der Situation bei der Erwärmung des Grundwassers, bei einer/einem dem Stand der Technik entsprechenden Errichtung und Betrieb der Anlage realistischerweise jedoch verneinen müssen. Sowohl die fachgerechte Bohrung als auch die mit der Einbringung der Erdsonde oder einer ähnlichen technischen Einrichtung verbundene Beeinträchtigung der Bodenfunktionen dürften die genannte Erheblichkeitsschwelle, die richtigerweise an der Gefahrenschwelle und nicht am Besorgnisgrundsatz festgemacht werden muss (so ist auch der Begriff

der Bodenbelastung § 2 Abs. 2 BodSchG BW auszulegen), nicht überschreiten. Der Rechtsbegriff der schädlichen Bodenveränderung beinhaltet eine Bewertung, mit der unterhalb der Relevanzschwelle unerhebliche Beeinträchtigungen ausgegrenzt werden können. Lediglich in Ausnahmefällen, etwa dem Vorliegen von Bodendenkmälern (§ 2 Abs. 2 Nr. 2 BBodSchG) oder Bodenbelastungsgebieten (§ 21 Abs. 3 BBodSchG i.V.m. § 13 BodSchG BW), dürfte eine erhebliche Beeinträchtigung der Bodenfunktionen und damit eine schädliche Bodenveränderung anzunehmen sein. Das Gleiche gilt, wenn die geothermische Anlage im Einflussbereich einer Altlast (§ 2 Abs. 5 Nrn. 1 u. 2 BBodSchG), einer sonstigen schädlichen Bodenveränderung, einer Verdachtsfläche (§ 2 Abs. 4 BBodSchG) oder einer altlastverdächtigen Fläche (§ 2 Abs. 6 BBodSchG) errichtet werden soll, wenn also z.B. die mit der Bohrung verbundene Durchteufung von Bodenschichten zu Problemen für den darunter liegenden Boden, konkret insbesondere seiner Filterfunktion (§ 2 Abs. 2 Nr. 1c BBodSchG), führt.

**36** Sollte im Einzelfall durch die Errichtung oder den Betrieb der oberflächennahen geothermischen Anlage eine schädliche Bodenveränderung im Sinne des § 2 Abs. 3 BBodSchG verursacht werden, trifft den Einzelnen eine **Gefahrenabwehrpflicht** (§ 4 Abs. 1 BBodSchG). Die im baden-württembergischen Landesrecht enthaltene besondere Verpflichtung zum Bodenschutz in § 4 Abs. 2 BodSchG BW greift nur bei Maßnahmen an der Erdoberfläche; unabhängig davon ergibt sich aber eine Minimierungspflicht nach § 4 Abs. 1 BodSchG BW. Die Behörden und Planungsträger sind nach § 5 BodSchG BW dazu verpflichtet, die Ziele, Aufgaben und Grundsätze des Bodenschutzes zu berücksichtigen und die Bodenschutzbehörden zu beteiligen.

## 2.6 Besonderheiten bei der Umweltverträglichkeitsprüfung

**37** Bei der Eingriffsprüfung nach §§ 18 ff. BNatSchG und erst recht im Falle der Pflicht zur **Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach den § 20 UVPG** kommt es wesentlich auf die Erkundung der sog. Wirkfaktoren von Geothermieanlagen an. Für die oberflächennahe Erdwärmenutzung mit erd- oder grundwassergekoppel-

ten Wärmepumpen sind bereits bau-, anlagen- sowie betriebsbezogene Wirkfaktoren entwickelt worden.[42]

Der Hauptanwendungsfall der verfahrensmäßig unselbständigen Umweltverträglichkeitsprüfung liegt im Bereich des Bergrechts: Ob die UVP erforderlich ist, richtet sich nach § 57c BBergG in Verbindung mit der UVP-Verordnung zum Bergbau. Sehen die genannten Vorschriften die UVP-Pflicht vor, wird die UVP innerhalb des Planfeststellungsverfahrens nach den §§ 57a und 57b BBergG durchgeführt. § 1 Nr. 8 der UVP-Verordnung zum Bergbau fordert die UVP neben dem bei oberflächennaher Geothermie auszuschließenden Fall der Bohrung über 1.000 m Teufe aber bei Vorhaben in Naturschutzgebieten sowie in FFH- oder Vogelschutzgebieten. **38**

## 2.7 Raumordnungsrechtliche, bauplanungs- und bauordnungsrechtliche Überlegungen

Im Falle der oberflächennahen Geothermienutzung dürfte es sich weder um Anlagen von überörtlicher Bedeutung noch um raumbedeutsame Anlagen im Sinne des § 1 Satz 1 der Raumordnungsverordnung handeln. Somit entfällt auch im Falle eines bergrechtlichen Genehmigungsverfahrens samt Planfeststellungsverfahren die Notwendigkeit eines Raumordnungsverfahrens im Sinne der §§ 52 Abs. 2a-2c BBergG, § 6 Abs. 2 ROG. **39**

Weitere Überlegungen betreffen die **Bauleitplanung**: Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie ist eng mit der Errichtung baulicher Anlagen verbunden, dient der Einsatz von Wärmepumpen doch gerade der Versorgung von Einzelgebäuden mit Wärme bzw. Energie. Für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Vorhaben, die mittels der Nutzung oberflächennaher Geothermie beheizt oder sonst anderweitig versorgt werden sollen, gelten gegenüber anderen Gebäuden keine Besonderheiten. § 9 Abs. 1 Nr. 12 BauGB, wonach in Bebauungsplänen „Anlagen, die der öffentlichen Versorgung dienen, wie Wasser, Gas, Elektrizität und Fernwärme“ festgesetzt werden können, ist mangels öffentlichen Versorgungscharakters der oberflächennahen Geothermieanlagen nicht einschlägig. Ähnliches gilt hinsichtlich des Flächennutzungsplans in § 5 Abs. 2 Nr. 4 BauGB für die Flä- **40**

42 Vgl. im einzelnen *Thiel*, S. 49 ff.

chen „für Versorgungsanlagen (...) sowie für Hauptversorgungs- und Hauptabwasserleitungen". Im BauGB können aber, wenn städtebauliche Gründe dafür sprechen, „bei der Errichtung von Gebäuden bestimmte bauliche Maßnahmen für den Einsatz Erneuerbarer Energien wie insbesondere Solarenergie getroffen werden" (vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB). Mit der Bezugnahme auf die baulichen Maßnahmen und im Lichte der Eigentumsgarantie des Art. 14 Abs. 1 GG wird die Kommune auf dieser Basis nicht die Bauherren eines Gebietes verpflichten können, (nur) geothermische Anlagen zur Beheizung ihrer Wohngebäude vorzusehen. Allerdings kann die Gemeinde bauliche Maßnahmen für den Einsatz der oberflächennahen Geothermie vorsehen. Grundstücksübergreifende Versorgungsanlagen können im Bebauungsplan nach § 31 BauGB festgesetzt werden. Hierbei kann von der nach § 14 Abs. 1 und 2 der Baunutzungsverordnung (BauNVO) eingeräumten Möglichkeit Gebrauch gemacht werden, oberflächennahe geothermische Anlagen als Nebenanlagen für erneuerbare Energien, die der Versorgung des Baugebietes dienen, festzusetzen. Dass im Bebauungsplan hierfür keine besonderen Flächen vorgesehen sind, schadet nach § 14 Abs. 2 Satz 1 BauNVO regelmäßig nicht.

**41** Daneben sind hinsichtlich der Errichtung von baulichen Anlagen im Zusammenhang mit der Geothermie das **Bauordnungsrecht** und sein spezifischer Anwendungsbereich zu prüfen. Anwendbar ist, um beim Beispiel Baden-Württemberg zu bleiben, die Landesbauordnung für Baden-Württemberg (LBO).[43] Ausgenommen ist die Anwendbarkeit der Bauordnung hinsichtlich aller nicht oberirdischen Installationen, wenn die geothermische Anlage der Bergaufsicht unterliegt (§ 1 Abs. 2 Nr. 3 LBauO BW). Das bedeutet, dass die Landesbauordnung bei der Bergaufsicht unterliegenden Anlagen nur für oberirdische Gebäude gilt. Unterliegt die geothermische Anlage mangels Anwendbarkeit des Bergrechts demgegenüber der Landesbauordnung, ist als nächste Stufe auf die Frage der Notwendigkeit einer Baugenehmigung einzugehen. Leitungen für Wasser und Wärme auf Baugrundstücken unterfallen der Landesbauordnung (vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 4 LBauO BW), begründen aber keine Genehmigungspflicht (vgl. Ziff. 23 der Anlage zu § 50 LBauO BW). In Baden-

43 Vom 8.8.1995 (GBl. S. 617), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes v. 14.12.2004 (GBl. S. 895).

Württemberg sind sogar Wärmepumpen ganz von der Genehmigungspflicht ausgenommen (vgl. Ziff. 20 2. Alt. der Anlage zu § 50 Abs. 1 LBauO BW).

## 2.8 Energiewirtschaftsrechtliche Aspekte, insbesondere des EEG sowie des Beihilfenrechts

**42** Nach § 9 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)[44], das am 1.8.2004 in Kraft getreten ist, wird die **Stromerzeugung aus Geothermie** mittels einer Vergütungsgarantie gezielt gefördert. Je nach Leistungsstufe werden unterschiedliche Sätze garantiert: Bis 5 MW beträgt der Satz 15 ct/kWh, bis 10 MW 14 ct/kWh, bis 20 MW 8,95 ct/kWh und ab 20 MW nur noch 7,16 ct/kWh. Die Degression beträgt ab dem 1.1.2005 1%. Die Norm schafft verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen für die Investoren in dieser jungen Branche. Die bislang installierten geothermischen Anlagen zur Stromerzeugung nutzen die Heißwassergewinnung zu einer Kraft-Wärme-Kopplung.[45]

**43** Aufgrund der technischen Gegebenheiten dürfte die Heißwassergewinnung bei der hier untersuchten oberflächennahen Geothermie derzeit regelmäßig nicht möglich sein. Mithin ist der Anwendungsbereich des § 9 EEG zwar grundsätzlich eröffnet, spielt aber in der Förderpraxis der oberflächennahen Geothermie keine Rolle.

**44** Die EEG-Förderung für die Stromerzeugung geothermischer Anlagen verdeutlicht die Rentabilitätsprobleme der genannten neuen Technik. Das gilt auch für die reinen Heizzwecken dienenden geothermischen Anlagen, für die das EEG keine Förderungsmöglichkeit vorsieht. Jedoch enthalten auch allgemeine Gesetze und Förderprogramme die Möglichkeit eines finanziellen Zuschusses für die Errichtung und den Betrieb geothermischer Anlagen. So kann etwa für die Errichtung einer Wärmepumpe ein Zuschuss beim Bundesministerium für Wirtschaft beantragt werden. Grundlage ist das Förderprogramm[46] nach den Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien vom 20.8.1999.

---

44 BGBl. I, S. 1918 ff; im HbE abgedruckt unter Nr. 11317.
45 *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, § 9 Rdnr. 6.
46 BAnz. Nr. 162, S. 15, 137.

**45** Bei diesen Zuschüssen handelt es sich um eine Beihilfe im Sinne des Beihilfenrechts. So hatte sich das Verwaltungsgericht Frankfurt/M. mit der Rücknahme eines Zuschusses für eine Wärmepumpenanlage auseinander zu setzen. In seinem Urteil[47] vom 13.6.2002 war streitig, welche Maßnahmen zum Projekt der Errichtung einer Wärmepumpenanlage gehören. Hintergrund war der Passus in den Förderbedingungen, dass zum Zeitpunkt der Bewilligung des Zuschusses noch kein Lieferungs- oder Leistungsvertrag geschlossen sein darf. Das Gericht sah die bereits zum fraglichen Zeitpunkt errichtete Erdwärmesondenanlage als der Maßnahme zuzurechnende Anlage an und bejahte somit die Rechtmäßigkeit der Rücknahme bzw. der Rückforderung des Zuschusses. Die Erdbohrung gehöre zur Errichtung der Erdwärmepumpenanlage. Der Antragsteller ist mithin mit seiner Beurteilung, es handele sich lediglich um eine Probebohrung, nach der über die Realisierung des Projekts entschieden werde, nicht durchgedrungen. Der Bauherr habe, so die Überzeugung des Gerichts, die Möglichkeit einer entsprechenden Vertragsgestaltung gehabt. Die genannte Entscheidung erschwert die Subventionierung von Wärmepumpenanlagen zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie ganz erheblich. So muss die Entscheidung über die kostenintensive Errichtung fallen, nachdem zwar Planungsleistungen erbracht worden sind, aber bevor eine Bohrung Aufschluss über die hydrogeotechnische Situation geben kann.

**46** Baden-Württemberg hat 2005 als Teil des Landesprogramms „KlimaschutzPlus“ ein eigenständiges zweijähriges Förderprogramm für die Geothermie aufgelegt, das ein Volumen von ca. 2 Mio. Euro hat.[48] Zielgruppe sind vor allem Hauseigentümer und Bauherren von Ein- und Zweifamilienhäusern. Fördergegenstand ist die Installation von Erdwärmesonden in Verbindung mit Wärmepumpen für Ein- und Zweifamilienhäuser. Als bis Ende 2005 mehr als 1.700 Förderanträge gestellt wurden, hat das Land im Januar 2006 die Fördersumme auf 4 Mio. Euro verdoppelt.[49] Ferner hat sich ein regionaler Energieversorger zu einem größeren Förderprogramm bereit erklärt, das mit ei-

47 Az.: 1 E 3484/01, BeckRS: 2002 Nr. 22703.

48 Vgl. Umweltministerium Baden-Württemberg, http://www.baden-wuerttemberg.de/de/Meldungen/107311.html.

49 Vgl. http://www.baden-wuerttemberg.de/de/Meldungen/112378.html.

nem Volumen von ca. 1 Mio. Euro die oben genannte Zielgruppe mit umfasst.

## 2.9 Steuerrechtliche Ansätze

Schließlich ist auf die **steuerrechtlichen Probleme der Geothermie** einzugehen. Falls die geothermische Wärmegewinnung zur Erzeugung von Strom eingesetzt wird, stellen sich umsatzsteuerrechtliche Fragen der Unternehmereigenschaft. Dadurch, dass nachhaltig Strom erzeugt wird, der über § 9 EEG dauerhaft vergütet wird, erzielt auch ein ansonsten nicht unternehmerisch tätiger Privathaushalt Gewinne. Das Bundesministerium der Finanzen hat in seinem Schreiben vom 4.12.2001[50] klargestellt, dass eine solche Stromgewinnung im Privathaushalt zur Unternehmereigenschaft im Sinne des Umsatzsteuergesetzes führen kann. Eine nach dem EEG geförderte Anlage diene der nachhaltigen Erzielung von Einnahmen aus der Stromerzeugung, soweit Betreiber einer solchen Anlage den erzeugten Strom ganz oder teilweise, regelmäßig und nicht nur gelegentlich in das allgemeine Stromnetz einspeisen. Das Betreiben einer solchen Anlage kann daher auch bei ansonsten nicht unternehmerisch tätigen Personen unabhängig von der leistungsmäßigen Auslegung der Anlage und dem Entstehen von Stromüberschüssen eine nachhaltige Tätigkeit sein und begründet damit die umsatzsteuerliche Unternehmereigenschaft. Die Oberfinanzdirektion (OFD) Karlsruhe hat im Falle des Betriebs einer Photovoltaikanlage eine Verfügung betreffend die Unternehmereigenschaft beim Betreiben einer privaten Anlage zur Erzeugung von Strom für sachgerecht gehalten.[51] **47**

In der Praxis wird der Umstand der **Unternehmereigenschaft des Privathaushalts** oftmals übersehen. Wenn zivilrechtliche Vereinbarungen zwischen dem einspeisenden Privathaushalt und dem Netzbetreiber/Energieversorgungsunternehmen getroffen werden, wird die Frage der Umsatzsteuerabführung meistens nicht geregelt. Daher muss im Zweifel davon ausgegangen werden, dass die vereinbarte Einspeisevergütung die Umsatzsteuer enthält. Das führt dazu, dass der Anlagenbetreiber mithin aus seiner Vergütung die Umsatzsteuer an das Finanzamt abführen muss, was seinen Gewinn reduziert. **48**

50 Az.: IV B 7 – S 7104-47-01, DStR 2002, 84.
51 OFD Karlsruhe, Schreiben vom 9.12.2002, Az.: S 7104.

**49** Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass sich auch beim Betrieb einer Anlage zur Stromgewinnung nach dem EEG im Privathaushaltsbereich die Frage der Zulässigkeit des Vorsteuerabzugs stellt.[52]

### 2.10 Zwischenergebnis

**50** Das **Regime der Genehmigung der Errichtung und des Betriebs von Anlagen der oberflächennahen Geothermie stellt sich als kompliziert** dar. Abhängig vor allem von den Fragen der Bohrtiefe (über oder unter 100 Meter) und der Frage der Überschreitung der Grundstücksgrenzen ist neben der wasserrechtlichen Prüfung der Gestattung ggf. eine bergrechtliche Genehmigung notwendig, die selbstständig neben bergrechtlichen Anzeigepflichten steht. Äußerstenfalls muss sogar ein bergrechtlicher Betriebsplan erarbeitet werden, was mit einem erheblichen Verwaltungsaufwand verbunden ist. Wasserrechtlich hängt die Verfahrensweise im Wesentlichen davon ab, ob das geothermische System technisch eine Grundwassernutzung vorsieht oder nicht. Auch hier wird die Prüfung der Gestattungspflicht durch Anzeigepflichten flankiert. Neben dem Berg- und Wasserrecht als Kernmaterien sind weitere Rechtsmaterien zu prüfen, wie das Naturschutzrecht, das Immissionsschutz-, das Baurecht bzw. das Recht der Umweltverträglichkeitsprüfung. Schließlich spielen neben Einspeisevergütungen nach dem EEG auch steuerrechtliche Aspekte eine Rolle. Die komplexe Genehmigungssituation für oberflächennahe geothermische Anlagen stellt sich mithin als Hindernis für eine Intensivierung der Erdwärmenutzung dar.

## 3 Wege zur Optimierung der Regelungen für die oberflächennahe Geothermie (de lege ferenda)

**51** Auf der Basis der geleisteten Bestandsaufnahme, bei der diverse Defizite bei der **Garantie verlässlicher Rechtsbedingungen** für den Einsatz von Wärmepumpen etc. aufgezeigt werden konnten, sollen

52 Vgl. dazu OFD Hannover, Verfügung vom 31.1.2002, Az.: S 7104-373-StH 542-S 7104-141, DStR 2002, 807.

im folgenden Wege zur Optimierung des Rechts und der Verwaltungspraxis skizziert werden.

**52** Diese Verpflichtung ergibt sich – zumindest für die stromerzeugenden geothermischen Anlagen – schon aus der bis 2003 umzusetzenden EG-Richtlinie 2001/77/EG[53] des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Danach (Art. 6 Abs. 1 EG-RL) sind die Mitgliedstaaten gehalten, ihren bestehenden ordnungspolitischen Rahmen für die Genehmigungsverfahren mit dem Ziel einer Verminderung der ordnungspolitischen und anderen Hemmnisse zu überprüfen, die Verwaltungsverfahren zu rationalisieren und zu beschleunigen sowie darauf zu achten, dass die Vorschriften transparent und nichtdiskriminierend sind. Außerdem müssen die Vorschriften den Besonderheiten der einzelnen Technologien, die erneuerbare Energiequellen nutzen, Rechnung tragen.

## 3.1 Rechtliche Ansatzpunkte

**53** Zunächst ist modellhaft zu überlegen, ob ein eigenständiges Geothermie-Fördergesetz erlassen werden sollte. Das könnte, wie ein vergleichender Blick in das Gentechnikgesetz (§ 1 Nr. 1 und 2 GenTG) zeigt, mit einem Doppelzweck ausgestattet sein. Neben der Regelung der Verhinderung der von der Geothermie ausgehenden möglichen Gefahren könnte – und darin läge der Vorteil – ein ausdrücklicher Förderzweck aufgenommen werden. Zweck des Gesetzes könnte es in Anlehnung an die Formulierung in § 1 Nr. 2 GenTG sein, „den rechtlichen Rahmen für die Erforschung, Entwicklung, Nutzung und Förderung der wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der Geothermie zu schaffen." Gegen eine solche umfassende Gesetzgebung spricht aber neben der komplizierten und einer Detailprüfung vorbehaltenen Kompetenzverteilung zwischen dem Bund und den Ländern und der mangelnden Gefährlichkeit im Verhältnis zur Gentechnik vor allem, dass die Geothermie bei dieser Vorgehensweise aus den Zusammenhängen mit den bestehenden und grundsätzlich bewährten fachgesetzlichen Regelungen gerissen würde. Es ist daher in Gestalt einer Skizze zu überlegen, wie das be-

53 Amtsblatt L 283 vom 27.10.2001; im HbE abgedruckt unter Nr. 11230.

stehende fachrechtliche Instrumentarium besser auf die Rechtsfragen der oberflächennahen Geothermie eingerichtet werden kann.

### 3.1.1 Bergrecht

**54** Eingangs ist darauf hinzuweisen, dass das Bundes-Berggesetz von 1980 die Geothermie verständlicherweise noch nicht im Blickfeld haben konnte. Erst recht war für den Gesetzgeber noch nicht erkennbar, dass eine breite Nutzung der oberflächennahen Geothermie zu Heizzwecken Realität werden würde.[54] Aus heutiger Sicht erscheinen die nachfolgenden Schritte erwägenswert:

- Wenn auch die 100-m-Grenze beibehalten werden sollte, so ist doch eine Ausdehnung der Eigenversorgungs-Klausel zu erwägen. Das hätte zur Folge, dass auch Nachbarschaftsanlagen nicht mehr der Bergaufsicht unterliegen. Wegen der Anzeigepflicht nach dem Lagerstättengesetz bleibt die Kontrolle der Bergbehörden ja gewährleistet.
- Ferner erscheint eine Änderung des § 4 Abs. 7 BBergG sachgerecht, wonach die bergrechtliche Bewilligung auf bestimmte Tiefen begrenzt werden könnte[55]. Das hätte die Möglichkeit einer grundsätzlich wünschenswerten Mehrfachnutzung eines Gebietes für Zwecke der Geothermie zur Folge.
- Zu überlegen ist ferner, ob die oberflächennahe Geothermie, bei der die Sondenbohrung im Regelfall nur wenige Meter tief geht, nicht ganz aus dem Anwendungsbereich des Bergrechts herausgenommen werden könnte. Hierzu wäre eine Änderung des Bergrechts unerlässlich. Weil es sich beim Bundes-Berggesetz um Bundesrecht handelt, ist die rechtliche Zulässigkeit einer dahingehenden Landesregelung wegen der Sperrwirkung des Bundesrechts fraglich. Jedenfalls aber erscheint eine Änderung des BBergG in Richtung einer Bagatellklausel für wenig tiefe Bohrungen für geothermische Anlagen möglich und sachgerecht.
- Schließlich ist zu überlegen, ob nicht das Landesrecht für solche Anlagen zumindest eine Zuständigkeitsverlagerung weg von den

54 GFZ Potsdam (Hrsg.), Abschlussbericht zum BMBF-Projekt BEO 0326969, S. 57.

55 Vgl. *Schulz*, Bergrecht und Erdwärme, der folgende Formulierung vorschlägt: „Ein Feld zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme kann durch Horizontalebenen in der Tiefe begrenzt werden."

Bergbehörden hin zur Wasserbehörde vorsehen kann. Hier bietet sich m.E. der Erlass einer Zuständigkeitsverordnung für das jeweilige Bundesland an.

### 3.1.2 Wasserrecht

Ausgehend von der Tatsache, dass es sich beim dauerhaften und flächendeckenden Grundwasserschutz um ein hohes Schutzgut handelt, sind die strengen Anforderungen dem Grunde nach gerechtfertigt. Allerdings bietet auch das Wasserrecht Möglichkeiten der Typisierung, die den Verwaltungsaufwand und die Investitionskosten minimieren könnten. **55**

- Zu erwägen ist zunächst eine Klarstellung der landesrechtlichen Erlaubnisfreiheit für die Grundwasserbenutzung (§ 33 Abs. 2 Nr. 1 WHG) im Zusammenhang mit der Wärmepumpennutzung bei oberflächennaher Geothermie. In diese Richtung scheint Brandenburg zu tendieren, wenn es Anlagen für Einfamilienhäuser mit einer Heizleistung von bis zu 20 MW aus dem wasserrechtlichen Benutzungstatbestand ausklammert.[56]
- Soweit das technisch möglich ist, kann auch für oberflächennahe geothermische Anlagen in Richtung einer Bauartzulassung nach dem Bauproduktenrecht gedacht werden, um den Zulassungsaufwand zu minimieren. Die Zulassung von Kleinkläranlagen könnte hier ein Vorbild sein.
- Darüber hinaus kommt eine Typisierung der wasserrechtlichen Prüfmaßstäbe bei der Gestattung im Hinblick auf die üblicherweise auftretenden Gefahren der Bohrungen (z.B. hinsichtlich der Durchbohrung von Grundwasserstockwerken) in Betracht.
- Schließlich ist im Zusammenhang mit der Qualitätssicherung der Sicherstellung der Fachkunde der Bohrbetriebe, die z.T. mehr Erfahrung auf dem Gebiet der Errichtung von altlastenbezogenen Grundwassermessstellen haben, besonderes Augenmerk zu widmen. Berlin etwa fordert, dass Bohr- und Ausbauarbeiten nur von Fachfirmen nach W 120 ausgeführt werden dürfen und der Bohrgeräteführer die Qualifikation nach DIN 4021 hat.

56 Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg (LBGR), Bürgerportal Oberflächennahe Geothermie, http://www.geoway.de/geothermie/info#headlaw.

### 3.1.3 Baurecht

**56** Aus baurechtlicher Sicht ist zu prüfen, ob die Integration von Fragen der Versorgung mit geothermischer Wärme im Einfamilienhaussektor bauplanungsrechtlich abgesichert werden kann. So wäre u.a. die Versorgung eines Stadtteils oder zumindest eines Baugebiets oder wenigstens eines Teils davon möglich. Hierbei geht es um Integrationslösungen, die den Bereich eines Grundstücks bewusst überschreiten. Nicht zuletzt ist auch dafür Sorge zu tragen, dass innerhalb eines Baugebiets bzw. Erdwärmefördergebiets nicht mehr Anträge auf Errichtung einer geothermischen Anlage gestellt werden, als das auszubeutende Erdwärmegebiet bzw. das Baugebiet selbst verkraften kann. Auf das Problem einer Interferenz vieler Erdsonden innerhalb eines Gebietes wird hingewiesen. Der Beitrag der oberflächennahen Geothermie zu einer dezentralen Wärmeversorgung sollte mit dem Ziel der Technik- und Innovationsförderung baurechtlich erleichtert werden. Nach § 11 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 BauGB kann Gegenstand eines städtebaulichen Vertrages auch die Nutzung von Solaranlagen sein. Diese Norm, so der Vorschlag de lege ferenda, sollte in Richtung dezentraler, grundstücksübergreifender Geothermieanlagen erweitert werden.

**57** Nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB sind seit der BauGB-Novelle vom Juli 2004 neben der Wind- und Wasserenergie künftig auch bestimmte Biogasanlagen im **Außenbereich privilegiert**. Es wird vorgeschlagen, aus den gleichen Beweggründen auch Gebäude, die der Nutzung der oberflächennahen Geothermie zu dienen bestimmt sind, im Außenbereich zu privilegieren. Dafür spricht, dass der Flächenverbrauch einer geothermischen Anlage mit Grundwasserbezug (in der Regel zwei Pumpenhäuschen) erheblich geringer ausfällt als bei einer Biogasanlage. Dass die Installation im Außenbereich erfolgt, kann gerade durch geologische oder hydrogeologische Besonderheiten bedingt sein.

### 3.1.4 Sonstiges Recht

**58** Wegen der oben genannten Rentabilitätsschwierigkeiten der oberflächennahen Geothermie ließe sich bezüglich des Erneuerbare-Energien-Gesetz erwägen, entweder die Fördersätze heraufzusetzen oder wenigstens die Degression abzuflachen. Zwar wäre das eine Benachteiligung der anderen regenerativen Energieträger, jedoch ließe sich

als Argument hierfür das große Potenzial der Geothermie anführen, das mit einer großen Grundlastfähigkeit sowie der Umweltfreundlichkeit der Technik verbunden ist.

## 3.2 Best-practise-Normen und Nutzerrichtlinien für nichtspezialisierte Konsumenten und öffentliche Entscheidungsträger

**59** Unter dem Aspekt der Rechtssicherheit für Bauherren und Fachbetriebe bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb oberflächennaher geothermischer Anlagen zu Heizzwecken erscheint die **Weiterentwicklung und Erweiterung der von einigen Landesbehörden bereits erstellten Richtlinien** für den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen sinnvoll. Wichtige Eckpunkte der Diskussion um die sachgerechten Anforderungen können insbesondere die Leitfäden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden des Umweltministeriums Baden-Württemberg von 2005 (4. Aufl.) sowie der Berliner Senatsverwaltung für Stadtentwicklung von 2006 geben. Das bayerische Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz hat 2005 ebenfalls einen Leitfaden „Oberflächennahe Geothermie" herausgegeben, ebenso Rheinland-Pfalz. Auch der Hessische Leitfaden[57] sowie der von Nordrhein-Westfalen[58] herausgegebene sind zu nennen. Mit diesen Leitfäden erfolgt der Versuch der Beschreibung der guten fachlichen Praxis bei der Planung (Bemessung), der Errichtung und dem späteren Betrieb von oberflächennahen geothermischen Wärmepumpenanlagen (Best practise norms). Ebenfalls in die Kategorie Nutzerrichtlinien sind die sowohl für das Verfügbarkeitsrisiko als auch für die Genehmigungspraxis wichtigen tatsächlichen Informationen zur Verfügbarkeit der oberflächennahen Geothermie. Hier stellt vor allem der Geologische Dienst NRW eine CD zur Verfügung, die die Wasserschutzgebiete aufführt und Detailinformationen zur Geologie in den obersten 100 Metern des Untergrunds[59] enthält.

**60** Schließlich empfehlen sich **Weiterentwicklungen der Förderbedingungen für Zuschüsse zur oberflächennahen Geothermie**, insbe-

57 Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie (Hrsg.), 2004.
58 Landesumweltamt NRW, 2004.
59 Vgl. http://www.gd.nrw.de/g_cdgt1.htm.

sondere zur Reduzierung und Absicherung der Investitionsrisiken.[60] Gerade Probebohrungen sollten als Bestandteil des Versuchsstadiums definiert werden. Eine solche Vorgehensweise könnte eine bessere Nutzung der Potenziale der Geothermie ermöglichen.

## 4 Literatur

[1] *Altrock, M.; Oschmann, V.; Theobald, Chr.*: EEG, Kommentar, München 2006.

[2] *Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (Hrsg.)*: Oberflächennahe Geothermie, München 2005, http://www.stmwivt.bayern.de/pdf/energie/energieportal/Geothermie.pdf.

[3] *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (zit.: BMU) (Hrsg.)*: Erneuerbare Energien, 6. Aufl., Berlin 2006.

[4] *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.)*: Fachtagung „Geothermische Stromerzeugung" vom 20./21.6.2002 in Landau, Berlin 2002.

[5] *Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Bodenschutz (Hrsg.)*: Abgrenzung zwischen Bundes-Bodenschutzgesetz und Bundesberggesetz, Beschluss der LABO am 11./12.9.2000 mit Zustimmung des Länderausschusses Bergbau (LAB) vom 15.12.2000, veröffentlicht auch unter http://www.labo-deutschland.de/pdf/bergabg.pdf.

[6] *Boldt, G.; Weller, H.:* BBergG, 1. Aufl., Berlin 1984.

[7] *Czychowski, M.; Reinhardt, M.:* WHG, 8. Aufl., München 2003.

[8] *GeoForschungsZentrum Potsdam (Hrsg.)*: Abschlußbericht zum BMBF-Projekt BEO 0326969 „Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen", Projekt STR99/09, Geothermie-report 99/2, S. 57, http://www.gfz-potsdam.de/bib/pub/str9909/9909.pdf.

60 Vgl. *Paschen/Oertel/Grünwald,* in: TAB (Hrsg.), S. 87 ff.

[9] *Giesberts, L.; Reinhardt, M. (Hrsg.)*: Beck´scher-Onlinekommentar Umweltrecht, München 2006.

[10] *Große, A.:* Zu den Genehmigungsvoraussetzungen für geothermische Anlagen, NVwZ 2004, 809.

[11] *Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie (HLUG) (Hrsg.):* Erdwärmenutzung in Hessen – Leitfaden für Erdwärmepumpen (Erdwärmesonden) mit einer Heizleistung bis 30 kW, Wiesbaden 2004.

[12] *Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz (Hrsg.)*: Flache Geothermie für Heizzwecke, Stand 2006, http://www.lgb-rlp.de/flache_geothermie.html?PHPSESSID=5b01b5ad1ee98f1e44af325e937e65c7.

[13] *Landesumweltamt NRW (LUA) (Hrsg.)*: Wasserwirtschaftliche Anforderungen an die Nutzung von oberflächennaher Erdwärme Merkblatt 48, Essen 2004.

[14] *Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz (Hrsg.)*: Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme, 2. Fortschreibung, Mainz 2002, http://www.lgb-rlp.de/fileadmin/internet/dowloads/hydrologie_erdwaerme/Erdwaerme-2002.pdf?PHPSESSID=5b01b5ad1ee98f1e44af325e937e65c7.

[15] *Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.:* Geothermische Stromerzeugung – Technische Potenziale und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für deren Entwicklung, in: *BMU (Hrsg.)*: Fachtagung „Geothermische Stromerzeugung“ vom 20.21.6.2002 in Landau, Berlin 2002, S. 16 ff.

[16] *Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.* in: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag *(Hrsg.)*, Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Sachstandsbericht, TAB-Arbeitsbericht 84, Berlin 2003.

[17] *Sanner; Kaltschmitt*: Oberflächennahe Erdwärmenutzung, in: *Kaltschmitt; Huenges; Wolff (Hrsg.)*, Energie aus Erdwärme, Stuttgart 1999, 61 ff.

[18] *Schulz, R.*: Bergrecht und Erdwärme – Gesichtspunkte zur Bemessung von Erlaubnis- und Bewilligungsfeldern, http://

www.geothermie.de/gte/gte40/
bergrecht_und_erdwaerme.htm.

[19] *Senatsbehörde für Stadtentwicklung Berlin (Hrsg.)*: Erdwärmenutzung in Berlin, Leitfaden für Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren mit einer Heizleistung von 30kW außerhalb von Wasserschutzgebieten, SenStadt VIII D 1, April 2006, http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/wasser/wasserrecht/pdf/leitfaden-erdwaerme.pdf.

[20] *Sieder, H.; Zeitler, F.; Dahme, H:* WHG/AbwAG, Loseblattsammlung, München (Stand 7/2005).

[21] *Thiele, M.:* Umwelt- und Naturschutzaspekte bei der Erschließung und Nutzung von Erdwärme, Diplomarbeit Dipl.-Geoökologie, Potsdam 2004, veröffentlicht unter http://opus.kobv.de/ubp/volltexte/2005/113/pdf/thiele.pdf.

[22] *Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.)*: Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden, 4. Aufl., Stuttgart 2005.

[23] *Wilrich, Th.:* Zulassung, Betrieb und Überwachung von Rohrleitungsanlagen und Energieleitungen, NVwZ 2003, 787.

# Atomrecht

*Wolfgang Straßburg*

*Ein Geflecht von nationalrechtlichen und internationalen Normen kennzeichnet das Kernenergierecht. Von grundsätzlicher Bedeutung sind aber auch technische Regelwerke, allgemeine Verwaltungsvorschriften sowie generell gültige gesetzliche Vorgaben, insbesondere die Grundrechte, Normen des Verwaltungsrechts sowie des verwaltungsgerichtlichen Rechtschutzes und schließlich verwaltungsverfahrensrechtliche Vorgaben. Ergänzend beeinflusst wird das Atomrecht schließlich durch zahlreiche europa- sowie völkerrechtliche Normen. Das Atomgesetz und die zu ihm ergangenen Verordnungen schaffen im Kernbereich den rechtlichen Rahmen für die friedliche Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland.*

*Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich im Wesentlichen auf das Genehmigungsverfahren kerntechnischer Anlagen, insbesondere von Kernkraftwerken, den Genehmigungsablauf, den Rechtschutz, ausgewählte Rechtsfragen der nuklearen Entsorgung sowie rechtliche Aspekte des Ausstiegs aus der Kernenergie nach nationalem Recht, da diese Themen für die Praxis vorrangig relevant sind. Weil für die Stilllegung einer Anlage die Genehmigungsvoraussetzung der Errichtung und des Betriebes gemäß § 7 Abs. 3 S. 2 AtG sinngemäß gelten, bleiben die Erläuterungen bei Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland noch für einige Jahrzehnte von Bedeutung. Das gilt unverändert nach dem im Jahre 2011 beschlossenen beschleunigten Ausstieg.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Grundlagen | 1–64 |
| 1.1 | Ziele des AtG | 9–11 |
| 1.2 | Regelungsbereich des Atomgesetzes | 12–16 |
| 1.3 | Genehmigungspflichtige Anlagen | 17–25 |
| 1.4 | Genehmigungsvoraussetzungen | 26–44 |
| 1.4.1 | Erforderliche Vorsorge | 29–35 |
| 1.4.2 | Strahlenschutzrecht | 36 |
| 1.4.3 | Grundsätze der Sicherheitskriterien | 37–44 |
| 1.4.3.1 | Anforderungen zum Anlagenschutz | 41 |
| 1.4.3.2 | Kein Entgegenstehen überwiegend öffentlicher Interessen gegen die Standortwahl (§ 7 Abs. 2 Ziff. 6 AtG) | 42 |
| 1.4.3.3 | Personenbezogene Genehmigungsvoraussetzungen (§7 Abs. 2 Ziff. 1 und 2 AtG) | 43 |
| 1.4.3.4 | Deckungsvorsorge (§ 7 Abs. 2 Ziff. 4 AtG) | 44 |

| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1.5 | Ermessensentscheidung | 45–50 |
| 1.6 | Rechtlicher und wirtschaftlicher Bestandsschutz | 51–57 |
| 1.7 | Staatliche Aufsicht | 58 |
| 1.8 | Stilllegung | 59 |
| 1.9 | Sicherer Einschluss sowie Abbau | 60–62 |
| 1.10 | Sonstige Genehmigungserfordernisse nach AtG und StrSchV | 63–64 |
| 2 | Genehmigungsablauf | 65–87 |
| 2.1 | Einleitung des Genehmigungsverfahrens | 66–67 |
| 2.2 | Behördenbeteiligung | 68–71 |
| 2.3 | Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren | 72–73 |
| 2.4 | Erörterungstermin | 74–78 |
| 2.5 | Teilgenehmigungspraxis | 79–82 |
| 2.6 | Weisungsrecht des Bundes | 83 |
| 2.7 | Ausstiegsorientierter Gesetzesvollzug im Atomrecht | 84–86 |
| 2.8 | Genehmigungserteilung | 87 |
| 3 | Rechtsschutz | 88–109 |
| 3.1 | Rechtsschutz gegen Anlagengenehmigung | 89–92 |
| 3.2 | Aufschiebende Wirkung | 93–95 |
| 3.3 | Selbstbetroffenheit | 96–99 |
| 3.4 | Strahlenminimierungsgebot | 100 |
| 3.5 | Drittschutz und Schadensvorsorge | 101–103 |
| 3.6 | Verfahrensverstoß | 104 |
| 3.7 | Klagebefugnis von Gemeinden und Verbänden | 105 |
| 3.8 | Rechte von Ausländern | 106 |
| 3.9 | Adressat einer Klage | 107 |
| 3.10 | Gerichtliche Überprüfung | 108–109 |
| 4 | Ausgewählte Rechtsfragen der Entsorgung | 110–134 |
| 4.1 | Integriertes Entsorgungskonzept | 111–112 |
| 4.2 | Entsorgungspflicht | 113–115 |
| 4.3 | Entsorgungsvorsorge | 116–118 |
| 4.3.1 | Geordnete Beseitigungs- und Verwertungsnachweise | 117 |
| 4.3.2 | Berücksichtigung der Entsorgungsvorsorge im Rahmen des Versagensermessens | 118 |
| 4.4 | Endlagerung radioaktiver Abfälle | 119–124 |
| 4.4.1 | Stand der Endlagerung | 120–122 |
| 4.4.2 | Planfeststellung gemäß § 9 b AtG | 123–124 |
| 4.5 | Zwischenlagerung | 125–132 |
| 4.5.1 | Aufbewahrung von Kernbrennstoffen außerhalb staatlicher Verwahrung (§ 6 AtG) | 126–131 |
| 4.5.2 | Zwischenlagerung von radioaktiven Abfällen | 132 |
| 4.6 | Transporte | 133–134 |
| 5 | Rechtliche Aspekte zum Ausstieg aus der Kernenergie | 135–152 |
| 5.1 | Verfassungsrechtliche Schranken | 136–137 |
| 5.2 | Umfang des entschädigungslosen Ausstiegs | 138–139 |
| 5.3 | Umsetzung der Vereinbarung | 140–141 |
| 5.4 | Politisches und rechtliches Gebot der gesicherten Entsorgung | 142–147 |
| 5.5 | Atomausstieg durch Elektrizitätsmengenbegrenzung | 148–156 |
| 5.6 | Zukunft der Kernenergie | 157–160 |
| 5.7 | Vereinbarung zur künftigen Nutzung der Kernenergie a. d. J. 2001 | 161–162 |

## Schlagwortübersicht


| | Rn. |
|---|---|
| Abbauverpflichtung | 60 |
| Ahaus | 129, 143 |
| Atomkonsensvereinbarung | 148, 161 f. |
| Ausfuhrgenehmigung | 117 |
| Ausstiegsgesetz | 10a ff., 44, 136, 148 |
| Bedürfnisprüfung | 50 |
| Befristung | 51 |
| Behälterlager | 131 |
| Behördenbeteiligung | 68 ff. |
| Belange Dritter | 25 |
| Bergrechtliche Betriebsplanzulassung | 123 |
| Berufsausübungsfreiheit | 137 |
| Beschleunigter Ausstieg | 151 |
| Bestandsschutz | 55 |
| Bewertungsdefizite | 109 |
| BImSchG | 7 |
| Bundesendlager | 115 |
| Deckungsvorsorge | 44 |
| Direkte Endlagerung | 113f. |
| Einwendungsfrist | 82, 97 |
| Endlagerung | 10, 13, 18, 99, 110, 113 ff., 118 ff., 144 ff., 162 |
| Entschädigung | 55 ff., 135 ff., 143 |
| Entsorgungspflicht | 113 ff., 118 |
| Entsorgungsvorsorge | 116 ff., 142 |
| Ermittlungsdefizite | 109 |
| Erörterung | 74 ff. |
| EURATOM | 100 |
| Fachkunde | 43 |
| Fernüberwachung | 58 |
| Förder- und Schutzzweck | 10 |
| Gefahrenverdacht | 31 |
| Genehmigungspflichtige Anlagen | 17 ff. |
| Genehmigungsvoraussetzungen | 26 ff. |
| Geordnete Beseitigung | 61 |
| Gorleben | 112, 120 f., 129, 143 f., 146, 162 |
| Grundrechtsschutz | 32, 104 |
| IAEA | 3 |
| Inhalts- und Schrankenbestimmung | 137 |
| Integriertes Entsorgungskonzept | 111 ff. |
| Kernkraftwerk Niederaichbach | 62 |
| Kompaktlager | 115, 131 |
| Konvoi-Verfahren | 86 |
| Länderausschuss für Atomenergie | 101 |
| Landessammelstellen | 115 |
| Legalenteignung | 136 |
| Masseneinsprüche | 78 |
| Morsleben | 122 |
| OECD-Kernenergie-Agentur | 3 |
| Öffentliches Interesse | 42, 48, 93 |
| Öffentlichkeitsbeteiligung | 25, 72 ff., 104 |
| Präklusion | 75, 82 |
| Primärbindung | 81 |
| Prüfdefizite | 109 |
| Reaktorsicherheitskommission | 69 |
| Rechtsschutz | 88, 94 |
| Restrisiko | 30, 47, 102 |
| Risikominimierung | 102 |
| Rücknahme | 52 |
| Schacht Konrad | 78, 121, 124, 145, 162 |
| Schutznormtheorie | 96 |
| Sekundärbindung | 81 |
| Sicherheit | 11, 39, 67 |
| Sofortvollzug | 93 |
| Staatliche Aufsicht | 58 |
| Stilllegung | 10c, 13, 18, 21, 23, 59, 99, 159 |
| Störfälle | 34 |
| Störfallsicherheit | 37 |
| Störmaßnahmen | 41 |
| Strahlenminimierungsgebot | 36, 100 |
| Strahlenschutzkommission | 69 |
| Transporte | 64, 130, 133 ff., 143, 162 |
| Trockenlager | 131 |
| Umweltverträglichkeitsprüfung | 8, 76 |
| Unfälle | 34 |
| Verbandsklage | 105 |
| Verfahrensstufung | 79 |

| | Rn. |
|---|---|
| Verfassungsrecht | 10a, 30, 32, 88, 100, 136 f. |
| Verhältnismäßigkeitsprinzip | 27, 83, 101 f. |
| Vollgenehmigung | 79 |
| Volllastjahre | 140 |
| Vorsorge | 10, 22, 26 ff., 41, 44, 48, 53, 96, 100 ff., 116 ff., 123, 142 |
| Wahrnehmungskompetenz | 83 |
| Warenverkehrsfreiheit | 139 |
| Weisungsrecht | 83 f. |
| Wesentliche Veränderungen | 24, 27 |
| Widerruf | 52 |
| Widerspruch | 90 |
| Wiederaufarbeitung | 10, 114, 117 |
| Ziele | 9 ff. |
| Zukunft | 43, 136, 140, 157 ff. |
| Zuverlässigkeit | 43 |
| Zwischenlagerung | 99, 111, 114 f., 119, 125 ff. |


# 1 Grundlagen

**1** Das **Atomgesetz** und die zu ihm ergangenen Verordnungen schaffen im Kernbereich den rechtlichen Rahmen für die friedliche Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland.[1] Dies gilt seit der Vereinigung der beiden deutschen Teilstaaten auch für das Gebiet der Neuen Bundesländer. Überleitungsregelungen im Einigungsvertrag sichern für befristete Zeit die Fortgeltung bisher erteilter atomrechtlicher Genehmigungen, Erlaubnisse und Zulassungen im früheren DDR-Gebiet. Ein Geflecht von nationalrechtlichen und internationalen Normen kennzeichnet das Kernenergierecht. Von grundsätzlicher Bedeutung sind aber auch technische Regelwerke, allgemeine Verwaltungsvorschriften sowie generell gültige gesetzliche Vorgaben, insbesondere die Grundrechte, Normen des Verwaltungsrechts sowie des verwaltungsgerichtlichen Rechtschutzes und schließlich verwal-

1 Siehe grundsätzlich zum Atomrecht und zum Strahlenschutzrecht mit Nachweisen aus der Rechtsprechung: *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P:* Energierecht I, Recht der Energieanlagen, Berlin 1999; *Büdenbender, U.:* Energierecht, München 1982, S. 487 ff.; *Degenhart, C:* Kernenergierecht, Köln 1981; *Fischerhof, H.* (Hrsg.): Deutsches Atomgesetz mit Strahlenschutzrecht, Kommentar mit Berücksichtigung des internationalen Rechts, Bd. I, Baden-Baden 1982; *Haedrich, H.:* Atomgesetz mit Pariser Atomhaftungsübereinkommen, Kommentar, Baden-Baden 1986; *Michaelis, H./Salander, C:* Handbuch Kernenergie, Frankfurt/M. 1995; *Winters, K.-P.:* Atom- und Strahlenschutzrecht, München 1978; ergänzend zu zahlreichen Einzelproblemen des Atomrechts die von *Lukes, R.,* in der Schriftenreihe „Recht-Technik-Wirtschaft" herausgegebenen Bände über acht Atomrechtssymposien (AtRS), Köln 1972 - 1989.

tungsverfahrensrechtliche Vorgaben. Ergänzend beeinflusst wird das Atomrecht schließlich durch zahlreiche europa- sowie völkerrechtliche Normen.

**2** Bau, Betrieb und wesentliche Veränderungen kerntechnischer Anlagen bedürfen der staatlichen Genehmigung sowie der Umgang und Verkehr mit Kernbrennstoffen der staatlichen Aufsicht. Grundlage hierfür ist **national** in erster Linie das Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren **(Atomgesetz – AtG)** vom 23. 12. 1959[2], mit dem der Bund von seiner konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz auf dem Gebiet der friedlichen Nutzung der Kernenergie nach Art. 74 Abs. 1 Ziff. 11 a GG Gebrauch gemacht hat. Die alliierten Besatzungsmächte hatten die friedliche Entwicklung und Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland bis 1955 untersagt. Neben dem Atomgesetz kommen die **Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlen (StrlSchV)**[3], die Verordnung über das Verfahren bei der Genehmigung von Anlagen nach § 7 AtG **(Atomrechtliche Verfahrensordnung – AtVfV)**[4] sowie eine Vielzahl untergesetzlicher Vorschriften[5] zur Anwendung.

**3** **International** hat die Bundesrepublik Deutschland ihren Verzicht auf die militärische Verwendung der Kernenergie erklärt und folgerichtig die besondere Kompetenz der Internationalen Atom-Energie-Organisation (IAEA) zur Durchführung von Inspektionen vertraglich anerkannt. Sie ist zudem Mitgliedstaat der **Europäischen Atomge-**

2 BGBl. 1959 I 814, in der Fassung der Bekanntmachung v. 15. 7. 1985, BGBl. 1985 I 1565, zuletzt geändert durch Art. 161 der Verordnung vom 31. 10. 2006, BGBl. 2006 I 2407, im HbE abgedruckt unter Nr. 11350.

3 In der Fassung v. 20. 8. 2001, BGBl. 2001 I 1714 (2002, 1459), zuletzt geändert am 1. 9. 2005, BGBl. 2005 I 2618.

4 In der Fassung der Bekanntmachung v. 3. 2. 1995, BGBl. 1995 I 180, zuletzt geändert am 25. 3. 2002, BGBl. 2002 I 1193, 1217.

5 Auf die untergesetzlichen Vorschriften wird – so weit geboten – im jeweiligen Zusammenhang eingegangen. Ausdrückliche Erwähnung verdient das Gesetz zum vorsorgenden Schutz der Bevölkerung gegen Strahlenbelastung (Strahlenschutzvorsorgegesetz – StrVG) v. 19. 12. 1986, BGBl. 1986 I 2610, aufgrund dessen Bund und Länder die Umweltradioaktivität überwachen und bei Erreichen bestimmter Dosis- und Kontaminationswerte die erforderlichen Maßnahmen (z. B. Verbote und Beschränkungen bei Lebensmitteln) ergreifen können.

**meinschaft (EAG)** und der **OECD-Kernenergie-Agentur**[6]. Zahlreiche Abkommen dieser Organisationen zur gegenseitigen Unterrichtung und Hilfeleistung bei nuklearen Unfällen ergänzen völkerrechtliche Verträge über Sicherheitskontrollen, den Strahlenschutz, den Schutz von Kernbrennstoffen sowie schließlich die zivilrechtliche Haftung von Betreibern von Kernenergieanlagen und von Transportunternehmen radiologischer Stoffe[7]. Schließlich sind bzw. waren bilaterale völkerrechtliche Abkommen über die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Wiederaufarbeitung mit Frankreich und England ebenso zu beachten wie die Einhaltung der europäischen Regelungen für den ungehinderten Wirtschaftsverkehr, die auch auf dem Gebiet der Kernenergie Geltung beanspruchen.[8] Auch wenn die Wiederaufarbeitungsverträge im Ausland infolge des national zwischenzeitlich eingeführten gesetzlichen Wiederaufarbeitungsverbots (§ 9 a Abs. 1 S. 2 AtG) beendet wurden, wirken sie hinsichtlich der Rücknahme von radioaktiven Abfällen aus der Wiederaufarbeitung deutscher Brennelemente nach.

**4** Nach Sachgebieten bzw. Aufgaben können die völker- und gemeinschaftsrechtlichen Bindungen der Bundesrepublik Deutschland im Bereich der Kernenergie wie folgt zusammengefasst werden:[9]

| **Völkerrecht** | **Gemeinschaftsrecht (EURATOM)** |
|---|---|
| Nichtverbreitung von Kernwaffen | Förderung der Nutzung der Atomenergie und der Forschung |
| Zivilrechtliche Haftung | Strahlen-, Gesundheits- und Umweltschutz |
| Nukleare Sicherheit | Investitionen |

6 Zur Gründung und den Aufgaben dieser Organisationen siehe eingehend: *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 617 ff.

7 Siehe im Einzelnen hierzu: *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 287.

8 Vgl. hierzu näher *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 617 ff.; *Fischerhof, H.* (Fn. 1), Vorbem. IV vor § 3.

9 Nachfolgende Tabelle zitiert nach *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 654; siehe auch *Büdenbender, U.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 1149 mit der Aufzählung von Verträgen, die international dazu dienen, einen Missbrauch der Kernenergienutzung zu verhindern.

| Völkerrecht | Gemeinschaftsrecht (EURATOM) |
|---|---|
| Nukleare Unfälle (Benachrichtigung und Hilfeleistung) | Versorgung mit Grundstoffen |
| IAEA<br>• Förderung der Nutzung der Atomenergie<br>• Verhinderung der Proliferation zu militärischen Zwecken | Sicherheitsüberwachung |
| OECD-Kernenergie-Agentur<br>• Verhinderung der Proliferation zu militärischen Zwecken<br>• Entwicklung und Forschung<br>• Sicherheitsstandards | Gemeinschaftseigentum |
| Wiederaufarbeitung | Auswärtige Beziehungen |

Aus Raumgründen und da für die Praxis vorrangig relevant, beschränken sich die folgenden Ausführungen im Wesentlichen auf die Darstellung des Genehmigungsverfahrens kerntechnischer Anlagen, insbesondere von Kernkraftwerken, des Genehmigungsablaufs, des Rechtschutzes, ausgewählter Rechtsfragen der nuklearen Entsorgung sowie rechtlicher Aspekte des Ausstiegs aus der Kernenergie nach nationalem Recht. **5**

Das Atomrecht ist in sich keine systematisch abgeschlossene Materie. Teils Verwaltungsrecht, teils Privatrecht, wird es durch zahlreiche traditionelle Rechtsgebiete, wie z. B. Bergrecht, Wasserrecht, Gesundheitsrecht, Verkehrsrecht, Haftpflichtrecht, Versicherungsrecht und Strafrecht ergänzt, die im Laufe der Jahre mit der zunehmenden Bedeutung der friedlichen Nutzung der Kernenergie um atomrechtliche Vorschriften erweitert wurden. Auch das Atomrecht berücksichtigt Folgerungen aus internationalen Regelwerken. Zu nennen sind z. B. internationale Haftungsabkommen, die durch §§ 25 ff. AtG in innerstaatliches Recht umgesetzt worden sind. **6**

Die friedliche Nutzung der Kernenergie bedarf einer **spezifischen atomrechtlichen Genehmigung**. Die ansonsten nach dem **Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)**[10] einschlägigen Vorschriften **7**

10 Neugefasst durch Bekanntgabe v. 26. 9. 2002, BGBl. 2002 I 3830, zuletzt geändert am 25. 6. 2005, BGBl. 2005 I 1865.

über genehmigungsbedürftige Anlagen sowie über die Untersagung der weiteren Benutzung solcher Anlagen finden auf Anlagen im Sinne des § 7 AtG keine Anwendung, so weit es sich um den Schutz vor den Gefahren der Kernenergie oder der schädlichen Wirkungen ionisierender Strahlen handelt. Die atomrechtliche Genehmigung nach § 7 AtG schließt vielmehr die immissionsrechtliche Genehmigung ein (§ 8 Abs. 2 S. 1 AtG). Es liegt insoweit eine eingeschränkte **formelle Konzentration** vor. Die atomrechtliche Genehmigungsbehörde hat die Entscheidung im Einvernehmen mit der für den Immissionsschutz zuständigen Landesbehörde nach Maßgabe der Vorschriften des BImSchG mit den dazu erlassenen Rechtsvorschriften gemäß § 8 Abs. 2 S. 2 AtG zu treffen. Im Übrigen verbleibt es grundsätzlich bei parallelen Genehmigungsverfahren, z. B. nach Bau-, Wasser-, Forst- und Waldrecht.

**8** Nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) vom 12. 2. 1990[11] ist schließlich im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für kerntechnische Anlagen (§ 7, 9 b AtG) eine sog. **Umweltverträglichkeitsprüfung** (UVP) durchzuführen (§ 2 a AtG). Als unselbständiger Teil wird die UVP in andere verwaltungsbehördliche Verfahren integriert, ohne dass hierfür ein selbständiges Verfahren durchgeführt wird. Es besteht auch keine besondere UVP-Behörde. Zahlreiche Vorschriften der Atomrechtlichen Verfahrensordnung (AtVfV) gehen den Vorschriften des UVPG als Sonderregelungen vor.

## 1.1 Ziele des AtG

**9** In § 1 AtG sind die **Ziele des Atomrechts** geregelt.

Das Gesetz nennt als Aufgaben:

- Die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geordnet zu beenden und bis zum Zeitpunkt der Beendigung den geordneten Betrieb sicherzustellen;
- Leben, Gesundheit und Sachgüter von den Gefahren der Kernenergie und der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen zu

11 BGBl. 1990 I 205, zuletzt geändert am 15. 7. 2006, BGBl. 2006 I 1619.

schützen und durch Kernenergie oder ionisierende Strahlen verursachte Schäden auszugleichen;

- zu verhindern, dass durch Anwendung oder Freiwerden der Kernenergie die innere oder äußere Sicherheit der Bundesrepublik gefährdet wird;
- die Erfüllung internationaler Verpflichtungen der Bundesrepublik auf dem Gebiet der Kernenergie und des Strahlenschutzes zu gewährleisten.

**10** Der Gesetzgeber hat durch Neufassung des Atomgesetzes vom 22.04.2002[12] die Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geregelt. Eine Technologie, deren Nutzung zu friedlichen Zwecken ab Mitte der fünfziger Jahre des Zwanzigsten Jahrhunderts weltweit als sinnvoll und auch im Hinblick auf die damit verbundenen Risiken als vertretbar angesehen wurde, soll damit zeitlich gestreckt beendet werden.

Im Konsens mit der Stromwirtschaft dürfen die vorhandenen Kernkraftwerke in Deutschland auf hohem Sicherheitsniveau für jeweils festgelegte Reststrommengen weiter betrieben werden. Darüber hinaus ist die Entsorgung der Kernkraftwerke zu gewährleisten.

Schwerpunkte der Gesetzesänderung sind:

- Ersetzung des Förderzwecks durch den neuen Zweck, die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geordnet zu beenden und bis zum Zeitpunkt der Beendigung den geordneten Betrieb sicher zu stellen (§ 1 Nr. 1);
- Ausschluss von Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen für neue Anlagen zur Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität (§ 7 Abs. 1);
- Erlöschen der Berechtigung zum Leistungsbetrieb der bestehenden kommerziellen Reaktoren mit Erreichung bestimmter Elektrizitätsmengen (§ 7 Abs. 1 a bis 1 d und Anlage 3);
- Pflicht zur periodischen Sicherheitsprüfung (§ 19a);

12 BGBl. 2002 I 1351, im HbE abgedruckt unter Nr. 11350.

- Beschränkung der Entsorgung auf die direkte Endlagerung durch Verbot der Abgabe bestrahlter Brennelemente aus Kernkraftwerken an Wiederaufbereitungsanlagen ab 01.07.2005 (§ 9a Abs. 1);
- Pflicht zur Errichtung und Nutzung von Zwischenlagern für abgebrannte Brennelemente am Standort sowie gesetzliche Regelung für Zwischenlösungen (§ 9a Abs. 1b);
- Anpassung des Entsorgungsnachweises (§ 9a Abs. 1 bis 1e);
- Erhöhung der Deckungsvorsorge für Kernkraftwerke (§ 13 Abs. 3);
- Aufhebung von umstrittenen, durch die Achte Atomgesetznovelle vom 06.04.1998 erfolgten Änderungen (§ 6 Abs. 2 S. 2, § 7 Abs. 2a, § 9 Abs. 2 S. 2, §§ 9d bis 9f).

**10a** Durch das sog. **Ausstiegsgesetz** wurde der früher im Atomgesetz verankerte Förderzweck gestrichen. Die Formulierung stellt allerdings sicher, so auch die Gesetzesmaterialien, dass die kommerzielle Kernkraftnutzung bis zu ihrer Beendigung zulässig und ein geordneter Betrieb möglich bleiben. Der Gesetzgeber hat mit der rechtsdogmatischen Gleichrangigkeit des **Sicherstellungszwecks** mit dem **Beendigungszweck** verdeutlicht, dass weder Behörden noch Gerichte infolge Wegfalls des Förderzwecks berechtigt sind, Änderungen der bisherigen Auslegung und Anwendung des Atomgesetzes verschärfend vorzunehmen.[13] Ferner soll durch die Änderung die Forschungsfreiheit nach Artikel 5 Abs. 3 GG nicht berührt werden. Reaktorsicherheits- und Endlagerforschung bleiben ebenso frei wie die Nutzungen im medizinischen Bereich. Der verfassungsrechtlich gebotene Bestands- und Vertrauensschutz findet damit noch Beachtung für Anlagen, die vor Inkrafttreten der Atomrechtsnovelle 2002 genehmigt wurden. Ebenso wäre auch der Antrag auf Genehmigung eines Reaktors für Forschungszwecke zulässig.

**10b** Ein Antrag auf Genehmigung eines neuen Kernkraftwerkes zur kommerziellen Erzeugung von Elektrizität nach dem Atomgesetz ist nicht zulässig. Die Grundnorm zur Genehmigung von Anlagen in § 7 Abs. 1 AtG hat durch das Ausstiegsgesetz zwei zusätzliche Sätze angefügt erhalten. Danach werden für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeu-

13 So zu Recht Kühne/Brodowski, NJW 2002, 1458, 1460.

gung von Elektrizität und von Anlagen zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe keine Genehmigungen mehr erteilt. Neuanlagen für gewerbliche Zwecke können mithin nicht mehr zur Genehmigung gestellt werden. Unberührt hiervon bleiben allein Veränderungsgenehmigungen für bestehende Anlagen, um auch künftig den Sicherheitsanforderungen Rechnung tragen zu können. Diese Fortgeltung ist insoweit zwingend für eine geordnete Beendigung der bestehenden Kernkraftwerke.

**10c** Durch die danach nicht mehr mögliche Genehmigung von Neuanlagen für gewerbliche Elektrizitätserzeugung könnte sich die Frage stellen, ob die vorliegende Kommentierung des Atomgesetzes noch von Bedeutung und Relevanz ist. Die Frage ist uneingeschränkt zu bejahen. Bereits Erwähnung fand, dass für wesentliche Änderungen an vorhandenen Anlagen die Genehmigungsnorm (§ 7 Abs. 2 AtG) unverändert gilt. Gleiches gilt für die Stilllegung der kommerziellen Anlagen sowie den sicheren Einschluss der endgültig stillgelegten Anlagen; ferner für den Abbau der Anlagen oder von Anlagenteilen. Für diese Maßnahmen gelten die Genehmigungsvoraussetzungen für Bau und Betrieb sinngemäß und sind entsprechend anzuwenden (§ 7 Abs. 3 S. 2 AtG). Konsequenterweise hat der Gesetzgeber bei Novellierung des Atomgesetzes durch das Ausstiegsgesetz auch nicht die entsprechenden Vorschriften gestrichen. Sollte es beim sog. „Atomausstieg" bleiben, dürfte das letzte der derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke erst Anfang/Mitte der 20er Jahre den aktiven Betrieb einstellen. Die jeweils dem aktiven Betrieb folgende Stilllegung, der geordnete Einschluss einschließlich des abschließenden Abbaus der Anlagen bedürfen dann des vorerwähnten Genehmigungsverfahrens. Die Vorschriften einschließlich der Kommentierung beanspruchen, wie auch der gesamte Bereich der nuklearen Entsorgung, noch für einige Jahrzehnte Geltung.

**11** Die vorgenannten Ziele - Sicherstellungszweck und Beendigungszweck - gewinnen Bedeutung für die Auslegung einzelner atomrechtlicher Vorschriften. Gleiches gilt für die Gebote, dass durch die Anwendung oder Freiwerden der Kernenergie die **innere oder äußere Sicherheit** der Bundesrepublik Deutschland nicht gefährdet werden darf (§ 1 Ziff. 3 AtG) und die Erfüllung internationaler Verpflichtungen der Bundesrepublik Deutschland auf dem Gebiet der Kernenergie und des Strahlenschutzes gewährleistet ist (§ 1 Ziff. 4 AtG).

## 1.2 Regelungsbereich des Atomgesetzes

**12** Die **friedliche Verwendung der Kernenergie und der Schutz gegen ihre Gefahren** sind, wie im Wesentlichen aus der Bezeichnung des Gesetzes zu schließen ist, Regelungsgegenstand des Atomgesetzes. Damit ist allerdings nur eine Abgrenzung zur militärischen Nutzung der Kernenergie gezogen. Die Einzelregelungen des Gesetzes ergeben erst, welche Gegenstände aus dem Bereich der friedlichen Verwendung der Kernenergie dem AtG unterworfen sind.

**13** Die staatliche Kontrolle erstreckt sich auf alle Arten und Phasen des Umgangs mit Kernenergie bzw. Kernbrennstoffen, insbesondere auf sämtliche Schritte des Brennstoffkreislaufs. Im zweiten Abschnitt des Atomgesetzes werden in erster Linie die Genehmigung und Überwachung von Tätigkeiten und Anlagen geregelt, bei denen Kernbrennstoffe erzeugt, be- oder verarbeitet, verwendet, gelagert, weitergegeben, befördert oder beseitigt werden. Unter besondere Genehmigungspflicht sind gestellt:

- Import/Export, Transport und Lagerung von Kernbrennstoffen;
- Errichtung, Betrieb und Stilllegung von Anreicherungsanlagen, Brennelementfabriken, Kernreaktoren und Wiederaufarbeitungsanlagen;
- Bearbeitung, Verarbeitung oder sonstiges Innehaben von Kernbrennstoffen außerhalb genehmigungsbedürftiger Anlagen;
- Betrieb von Zwischenlagern;
- Errichtung von Anlagen zur Sicherstellung und Endlagerung radioaktiver Abfälle.

**14** Sämtliche vorgenannten Anlagen und Tätigkeiten beziehen sich auf den Umgang mit **Kernbrennstoffen**. Definiert wird der Begriff „Kernbrennstoff" in § 2 Abs. 1 S. 1 AtG über den Oberbegriff des radioaktiven Stoffes im Sinne des Atomgesetzes. Nach § 2 Abs. 1 S. 2 AtG sind radioaktive Stoffe besondere spaltbare Stoffe (Kernbrennstoffe) in Form von

a) Plutonium-239 und Plutonium-241,

b) mit den Isotopen 235 oder 233 angereichertem Uran,

c) jedem Stoff, der einen oder mehrere der in den Buchstaben a und b genannten Stoffe enthält,

d) Stoffen, mit deren Hilfe in einer geeigneten Anlagen eine sich selbst tragende Kettenreaktion aufrechterhalten werden kann und die in einer Rechtsverordnung bestimmt werden.

Kernbrennstoffe müssen danach spaltbare Stoffe sein. Mithin sind allein die **physikalischen Eigenschaften** der Kernspaltung für die Einordnung als Kernbrennstoff maßgebend. Der Begriff „Kernbrennstoff" im Atomgesetz ist unabhängig davon bestimmt, für welche Zwecke die Stoffe verwendet werden sollen. Auch macht es begrifflich keinen Unterschied, ob die Stoffe bereits bestrahlt sind oder nicht; ebenso wenig, falls sie bestrahlt sind, ob eine Beseitigung als radioaktiver Abfall zu erfolgen hat. Gemäß § 2 Abs. 3 AtG gelten hingegen nur als **sonstige radioaktive Stoffe** solche, in denen der Anteil der vorgenannten Isotope insgesamt 15 Gramm oder die Konzentration der genannten Isotope 15 Gramm pro 100 Kilogramm nicht überschreiten. Stoffe mit geringen Mengen Kernbrennstoffe (weniger als 15 Gramm pro 100 Kilogramm) sind von den Genehmigungsvorschriften des Atomgesetzes freigestellt. Sie unterliegen nur dem Genehmigungs- und Aufsichtssystem der Strahlenschutzverordnung. Dies gilt auch für radioaktive Abfälle mit entsprechend geringfügiger Aktivität. Die internationalen Definitionen des Begriffs „Kernbrennstoff" sind weitgehend identisch mit der Regelung in § 2 Abs. 1 S. 1 AtG.[14] **15**

14 Siehe hierzu ausführlich *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 672 ff.

**16** *Übersicht*: Kernbrennstoffe im Sinne des AtG:

| Kernbrennstoff | Plutonium 239 | Plutonium 241 | mit den Isotopen 235 oder 233 angereichertes Uran | Jeder Stoff, in dem – Plutonium 239 – Plutonium 241 – mit den Isotopen 235 oder 233 angereichertes Uran in wägbaren Mengen vorkommt. | Stoffe, mit deren Hilfe in einer geeigneten Anlage eine sich selbst tragende Kettenreaktion aufrechterhalten werden kann und die in einer Rechtsverordnung bestimmt sind |
|---|---|---|---|---|---|
| Rechtsgrundlage | § 2 Abs. 1 S. 2 Ziff. 1 AtG | § 2 Abs. 1 S. 2 Ziff. 1 AtG | § 2 Abs. 1 S. 2 Ziff. 2 i. V. m. § 2 Abs. 1 S. 2 letzter Hs. AtG | § 2 Abs. 1 S. 2 Ziff. 3 AtG | § 2 Abs. 1 S. 2 Ziff. 4 AtG |

## 1.3 Genehmigungspflichtige Anlagen

**17** Nach einem differenzierten Katalog in § 7 Abs. 1 AtG sind die Genehmigungserfordernisse für **ortsfeste** Anlagen geregelt, und zwar abhängig davon, in welcher Form die Kernenergienutzung oder der Umgang mit Kernbrennstoffen vorgesehen ist.

Danach bedürfen einer atomrechtlichen Genehmigung:

- Anlagen zur Erzeugung von Kernbrennstoffen;
- Anlagen zur Bearbeitung und Verarbeitung von Kernbrennstoffen;
- Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen;
- Anlagen zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe.

Für Errichtung und Betrieb von neuen kommerziellen Kernkraftwerken sowie Anlagen zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe werden seit der Atomrechtsnovelle 2002 keine Genehmigungen mehr erteilt (§ 7 Abs. 1 S. 2 AtG).

Für **ortsveränderliche** Anlagen, z. B. atomarbetriebene Schiffe, gelten § 7 Abs. 1, 2 und 4 AtG gemäß § 7 Abs. 5 AtG entsprechend.[15] Mit dem vorgenannten Katalog ortsfester Anlagen gemäß § 7 Abs. 1 S. 1 AtG wird der gesamte nukleare Brennstoffkreislauf erfasst. Es zählt mithin dazu die Erzeugung, Bearbeitung oder Verarbeitung der Kernbrennstoffe, insbesondere damit Urananreicherungsanlagen sowie Brennelementfabriken, die Spaltung und damit die Nutzung der Kernbrennstoffe zur Energieerzeugung in Kernkraftwerken wie schließlich das Rezyklieren bestrahlter Kernbrennstoffe in einer Wiederaufarbeitungsanlage. Besonders im Atomgesetz geregelt und nicht von § 7 Abs. 1 AtG erfasst sind der **Umgang** mit Kernbrennstoffen, wie z. B. die Einfuhr und Ausfuhr (genehmigungspflichtig nach § 3), die Beförderung (genehmigungspflichtig nach § 4), die Verwahrung (genehmigungspflichtig nach § 6), die Bearbeitung, Verarbeitung oder sonstige Verwendung außerhalb von Anlagen gemäß § 7 Abs. 1 (genehmigungspflichtig nach § 9) sowie die Errichtung von Anlagen zur Sicherstellung und Endlagerung radioaktiver Abfälle (genehmigungspflichtig nach § 9 b AtG). Auch die Stilllegung kerntechnischer Anlagen ist genehmigungspflichtig nach § 7 Abs. 3 AtG. Es gelten die für Errichtung und Betrieb von kerntechnischen Anlagen bestehenden Anforderungen sinngemäß. **18**

Das Atomgesetz ist nicht auf **bestimmte Reaktortypen** beschränkt. Das Bundesverfassungsgericht (BVerfG)[16] hat dies in einer Grundsatzentscheidung, und zwar zum Schnellen Brüter in Kalkar, zu Recht festgestellt. Entstehungsgeschichte, Wortlaut aber allem voran der in § 7 AtG verwendete Begriff „Kernbrennstoff" sprechen für diese Auslegung, nachdem § 2 AtG in der Legaldefinition des Kernbrennstoffs das im Schnellen Brüter eingesetzte Plutonium ausdrücklich erwähnt. **19**

Von den üblicherweise komplexen Nuklearanlagen ist nach § 7 Abs. 1 AtG nur der Teil genehmigungspflichtig, der unmittelbar nukleares Gefahrenpotential in sich birgt. Mit dem engeren, funktionsbezogenen Begriff erfasst sind mithin der Anlagenkern und dessen Nebeneinrichtungen. Letztere müssen in einem räumlichen und betriebli- **20**

15 Deutschland verfügt zwar nicht mehr über nuklearbetriebene Schiffe. Relevant wird § 7 Abs. 5 AtG, wenn ausländische Nuklearschiffe beabsichtigen, in deutsche Hoheitsgewässer einzulaufen.

16 BVerfG, Urt. v. 8. 8. 1978, BVerfGE 49, 89 ff.; noch a. A. OVG Münster, Beschl. v. 18. 8. 1979, ET 1977, 705.

chen Zusammenhang stehen und den gefahrlosen Betrieb der Anlage erst ermöglichen. So gehören z. B. Bürogebäude, Werkstätten, Sozialgebäude usw. eindeutig nicht dazu. In der Genehmigungspraxis ist die Abgrenzung insbesondere für Kühltürme von Kernkraftwerken relevant geworden. Sachlich ist es von der Ausgestaltung der konkreten Anlage abhängig, ob der Kühlturm als Nebeneinrichtung zu beurteilen ist.[17] Zählt man im Einzelfall z. B. den Kühlturm nicht zu den relevanten Nebeneinrichtungen nach § 7 AtG, bedarf es zu dessen Genehmigung der Durchführung eines gesonderten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens nach § 4 BImSchG. Eine Klarstellung durch den Gesetzgeber zum **relevanten Anlagenbegriff** wäre begrüßenswert. Die Rechtsprechung neigt infolge des Schutzzweckes des Atomgesetzes folgerichtig zu einem „weiten" Anlagenbegriff.[18] Der Antragsteller sollte dem durch seinen Genehmigungs- bzw. Änderungsantrag tunlichst Rechnung tragen, um unerwünschte Verfahrensverzögerungen zu vermeiden.

**21** Genehmigungspflichtig nach § 7 Abs. 1 AtG sind bereits die **Errichtung**, der anschließende **Betrieb** sowie jegliches sonstiges **Innehaben** einer nuklearen Anlage. Besonders relevant für das atomrechtliche Genehmigungsverfahren sind wesentliche Veränderungen an der Anlage oder ihres Betriebs. Die spätere Stilllegung der Nuklearanlage sowie den sicheren Einschluss endgültig stillgelegter Anlagen bzw. den Abbau von solchen Anlagen bzw. Anlagenteilen unterwirft § 7 Abs. 3 AtG der atomrechtlichen Genehmigungspflicht. Es besteht insoweit für die Gesamtdauer der Anlage kein atomrechtlich genehmigungsfreier Raum.

**22** Bedeutsam erscheint, dass die Errichtungsgenehmigung nicht bereits die Betriebsgenehmigung umfasst. Auch wenn durch die Errichtung als solche noch keine Nukleargefahren entstehen können, soll gleichwohl dem Vorsorgeprinzip des § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG bereits bei der Gestaltung der Anlage im Hinblick auf den späteren Betrieb weitestgehend Rechnung getragen werden.[19]

**23** Der Genehmigung bedarf der **Errichter, Betreiber** oder ein Sonstiger, der die Anlage innehat. Dies ist im Einzelfall zu ermitteln und

17 Siehe hierzu mit weiteren Nachweisen: *Büdenbender, U./Heinschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1) Rd.-Ziff. 709 f..

18 Siehe auch *Rebentisch, M.,* RdE 1999, 18.

19 BVerwG, Urt. v. 7. 6. 1991, BVerwGE 88, 286, 290.

trifft für diejenige persönliche oder juristische Person zu, der das wirtschaftliche Risiko der Errichtung obliegt bzw. die die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt. In der Praxis wird häufig neben dem Bauherrn auch das Reaktorbau-Unternehmen Mitinhaber einer Errichtungsgenehmigung, um dann mit Fertigstellung und Übergabe der Anlage auszuscheiden. Eine tatsächliche Sachherrschaft ist hingegen in der Regel bei einem Leasinggeber nicht gegeben, der ausschließlich zur Finanzierung des Kraftwerkes teilnimmt. Einer ergänzenden Regelung der **Innehabung** einer Anlage bedurfte es, um keine Lücke in der Genehmigungspflicht entstehen zu lassen. Dies trifft dann beispielsweise zu, wenn nach bereits vorliegender Errichtungs- und Betriebsgenehmigung jemand eine stillgelegte Anlage übernimmt. Für deren Innehabung bedarf er dann einer gesonderten Genehmigung nach § 7 Abs. 1 AtG. Der Stilllegungsvorgang als solcher ist nach § 7 Abs. 3 AtG genehmigungspflichtig. In allen übrigen Fällen ist das Innehaben selbstverständlich **subsidiär** gegenüber der Errichtung und dem Betrieb. Der Inhalt der Betriebsgenehmigung bestimmt darüber, ob es nach einer revisions- oder störungsbedingten, vorübergehenden Betriebsunterbrechung der kerntechnischen Anlage einer erneuten Genehmigung bedarf. In den meisten Fällen dürfte die erteilte Betriebsgenehmigung so umfassend sein, dass sie die Wiederinbetriebnahme nach zwischenzeitlicher Abschaltung umfasst. In der Genehmigung wird meistens nur die formale Zustimmung der Aufsichtsbehörde nach § 19 AtG zum Wiederanfahren der Anlage vorgesehen.

**24** Das Anlagengenehmigungssystem hat zur Grundlage ein präventives Verbot mit Erlaubnisvorbehalt. Folgerichtig sind genehmigungspflichtig – gleich § 4 Abs. 1 BImSchG – neben Errichtung und Betrieb kerntechnischer Anlagen auch **wesentliche Änderungen** der Anlage bzw. ihres Betriebs. Unterhalb der Grenze der Wesentlichkeit sind Änderungen genehmigungsfrei. Besonders schwierig und damit auch risikoreich ist mithin die Grenzziehung zwischen wesentlichen und unwesentlichen Änderungen bezüglich der Anlage und/oder ihres Betriebs. Die Änderungsmaßnahmen müssen ausgehend vom Schutzprinzip gemäß § 1 Ziff. 2 AtG auf jeden Fall einen Bezug zur Nuklearanlage oder zum nuklearen Betrieb haben. Sind nur sonstige Anlagenteile bzw. Betriebsregelungen betroffen, so stellt sich nicht die Frage einer atomrechtlichen Genehmigung der entsprechenden

Änderung. Im nuklearspezifischen Teil können Änderungen dann relevant sein, wenn erneut das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen nach § 7 Abs. 2 Ziff. 1– 6 AtG zu prüfen ist. Nicht relevant sind hingegen Änderungsmaßnahmen, die offensichtlich bzw. ausschließlich sicherheitsgerichtet sind, d. h. die Sicherheit der Anlage insgesamt verbessern und damit die Frage des Fortbestehens der Genehmigungsvoraussetzungen nicht aufwerfen. Einer erneuten Genehmigung bedarf es aber bereits, wenn neben zahlreichen Verbesserungen die Änderung an anderer Stelle zu einer spürbaren Verringerung der Sicherheit führt. Unwesentliche Änderungen werden durch das Gesetz selbst legalisiert. Die Pflicht, eine Genehmigung einzuholen, besteht bereits dann, wenn die wesentliche Änderung Einfluss auf die Genehmigungsvoraussetzungen haben **kann**. Der Anlass ist maßgeblich für die Genehmigungspflicht, nicht das Ergebnis der erneuten Überprüfung. Die Entscheidung über die Zulässigkeit der in Aussicht genommenen Änderungen liegt damit bei der Genehmigungsbehörde und nicht beim Betreiber.

**25** Die im Fall einer wesentlichen Änderung gegebene materielle Genehmigungspflicht ist systematisch dem Problemkreis vorgelagert, ob auch ein erneutes Verfahren der **Öffentlichkeitsbeteiligung** durchzuführen ist. Beides darf nicht miteinander verwechselt werden. Die Verfahrensregelung, wonach eine Öffentlichkeitsbeteiligung in gewissen Fällen unterbleiben kann (§ 4 Abs. 2 AtVfV), setzt zunächst eine Genehmigungspflicht voraus. Wird diese bejaht, kann nach § 4 Abs. 2 AtVfV von der Bekanntmachung und Auslegung dann abgesehen werden, wenn hinsichtlich der Anlage, auf die sich der Genehmigungsantrag bezieht, bereits früher die Bekanntmachung und Auslegung durchgeführt wurde und eine erneute Bekanntmachung und Auslegung keine weiteren Umstände offenbaren würden, die für die **Belange Dritter** erheblich sein können. Das Gesetz trennt eindeutig zwischen wesentlichen Änderungen und Öffentlichkeitsbeteiligung. Nur wenn erstere genehmigungsrechtlich festgestellt sind, kann sich die Frage nachgeordnet stellen, ob es einer erneuten Öffentlichkeitsbeteiligung bedarf.

## 1.4 Genehmigungsvoraussetzungen

**26** Die materiellen Voraussetzungen für die Erteilung der atomrechtlichen Genehmigung ergeben sich aus § 7 Abs. 2 Ziff. 1– 6 AtG. Danach darf die Genehmigung nur erteilt werden, wenn

- keine Bedenken gegen die Zuverlässigkeit und Fachkunde des Antragstellers bzw. der Betriebsleitung bestehen;
- die sonst dort Tätigen die notwendigen Kenntnisse über einen sicheren Betrieb der Anlage, die möglichen Gefahren und die erforderlichen Schutzmaßnahmen besitzen;
- die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Vorsorge gegen Schäden durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage getroffen ist;
- die erforderliche Vorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzverpflichtungen getroffen ist;
- der erforderliche Schutz gegen Störmaßnahmen oder sonstige Einwirkung Dritter gewährleistet ist und
- überwiegende öffentliche Interessen, insbesondere im Hinblick auf die Umweltauswirkungen, der Wahl des Standortes der Anlage nicht entgegenstehen.

Die vorgenannten Genehmigungsvoraussetzungen sind danach sowohl **anlagen**- als auch **personenbezogen**.

**27** **Wesentliche Veränderungen** an bestehenden Anlagen oder ihres Betriebes bedürfen ebenso nach § 7 Abs. 1 S. 3 AtG der Genehmigung. Für solche Veränderungsgenehmigungen war vorübergehend im Atomgesetz (§ 7 Abs. 2 S. 2 AtG a. F.) ausdrücklich geregelt, dass unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten und Funktion der Anlage **unverhältnismäßige** oder technisch nicht mögliche Vorsorge- oder Schutzmaßnahmen nicht verlangt werden können. Als Folge des verfassungsrechtlich gebotenen **Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes** hatte die mit der Novelle des Atomgesetzes vom 25.07.2002 wieder aufgehobene Vorschrift nach herrschender Meinung nur klarstellende Bedeutung[20]. Mit Aufhebung dieser Vorschrift fand keine Verschär-

20 § 7 Abs. 2 S. 2 AtG aufgehoben durch Gesetz vom 25. 07. 2002, BGBl. I S. 2674. Nach h. M. hatte die Vorschrift nur klarstellenden Charakter, vgl. *Rebentisch*, Entwicklung des Rechts der Atomanlagengenehmigung, RdE 1999, 18 (22); *Schmidt-Preuß*, Das neue Atomrecht, NVwZ 1998, 553 (555); schließlich so auch die Gesetzesbegründung zur Aufhebung der Vorschrift; BT-Drs. 14/6890 S. 22.

fung der Anforderungen an Veränderungsgenehmigungen statt. Bezogen auf die Gesamtanlage müssen solche Maßnahmen sicherheitstechnisch nützlich sein; darüber hinaus müssen sie eine noch akzeptable Kosten-Nutzen-Relation aufweisen. Altanlagen dürfen „altern" und sind nicht auf diesem Wege an den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik heranzuführen.[21]

**28** § 7 Abs. 2 a AtG a. F.[22] wurde durch die Novellierung des Atomgesetzes vom 25.07.2002 (BGBl. S. 2674) aufgehoben. Sie sah im Ergebnis vor, dass die technische Auslegung von Anlagen und ihres Betriebs fehlerverzeihend künftig so zu erfolgen habe, dass Auswirkungen von Ereignissen tunlichst auf den Standort beschränkt bleiben. Die Norm hat sich durch die Untersagung von Genehmigungen für neue Kernkraftwerke erledigt, ihre Streichung ist mithin konsequent.

### 1.4.1 Erforderliche Vorsorge

**29** Von zentraler Bedeutung für die Genehmigung ist die nach § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG **erforderliche Vorsorge gegen Schäden**. Diese hat für Bau und Betrieb nach dem aktuellen **Stand von Wissenschaft und Technik** zu erfolgen. Einzelheiten zur Konkretisierung ergeben sich insbesondere aus untergesetzlichen Regelungen. Einschlägige Rechtsverordnungen, Allgemeine Verwaltungsvorschriften, Bekanntmachungen des BMU sowie das sog. Technische Regelwerk der Reaktorsicherheitskommission (RSK), der Strahlenschutzkommission (SSK) und des Kerntechnischen Ausschusses (KTG) bestimmen im Einzelnen, was nach dem Stand von Wissenschaft und Technik grundsätzlich für die erforderliche Schadensvorsorge geboten ist. Der nach dem Atomgesetz maßgebliche Standard von Wissenschaft und Technik ist strenger und weitreichender als der allgemein zur Anwendung kommende „Stand der Technik" (§ 3 Abs. 6 BImSchG). Es ist die Vorsorge gegen Schäden zu treffen, die nach den **neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen** für erforderlich gehalten wird. Dafür spielt es keine Rolle, ob entsprechende Erkenntnisse sich technisch bereits verwirklichen lassen. Fehlt es hieran, so ist die Genehmigung zu versagen.[23] Alle vertretbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse sind

21 A.A. zu Unrecht *Roller, G.,* DÖV 1998, 657, 633.

22 BT-Drs. 14/6890, S. 22.

23 Entspricht gefestigter Rechtsprechung: BVerfG, Beschl. v. 8.8.1978, BVerfGE 49, 136; BVerwG, Urt. v. 16.3.1972, DVBl. 1972, 678, 680.

gleich dem Stand der Technik für die **Gefahrenbeurteilung** und die **Gefahrenbeherrschung** zu ermitteln und für die erforderliche Vorsorge gegen Schäden zu berücksichtigen.

Mit dem Kriterium der **Erforderlichkeit** wird deutlich, dass nicht alle nur denkbaren Vorsorgemaßnahmen geboten sind. Es wäre fehlerhaft, § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG dahingehend auszulegen, dass jedwedes verbleibendes Restrisiko einer Schädigung ausgeschlossen sein muss. Das BVerfG hat grundsätzlich zu der Vereinbarkeit der Genehmigungsnorm des § 7 Abs. 2 AtG mit den verfassungsrechtlichen Grundrechten Stellung genommen und diese bejaht.[24] Das Gericht führt u. a. sinngemäß aus, dass in der objektiven Nichterreichbarkeit absoluter Sicherheit keine Verletzung von Grundrechten vorliegt. Vom Gesetzgeber im Hinblick auf seine Schutzpflicht eine Regelung zu fordern, die mit absoluter Sicherheit Grundrechtsgefährdungen ausschließt, die aus der Zulassung technischer Anlagen und ihres Betriebes möglicherweise entstehen können, hieße, die Grenzen menschlichen Erkenntnisvermögens zu verkennen und würde weithin jede staatliche Zulassung der Nutzung von Technik verbannen. Für die Gestaltung der Sozialordnung muss es insoweit bei der Abschätzung **praktischer Vernunft** bleiben. Ungewissheiten jenseits der Schwelle praktischer Vernunft sind unentrinnbar und insoweit als sozialadäquate Lasten von allen Bürgern zu tragen. Das Atomgesetz nimmt ein **Restrisiko jenseits der Grenze praktischer Vernunft** in Kauf. § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG verlangt mithin nicht, dass jedwedes verbleibendes Restrisiko einer Schädigung ausgeschlossen ist. **30**

Vom BVerfG nicht beantwortet wurde, ob § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG über die unstreitig erforderliche Gefahrenabwehr hinaus eine **gefahrenunabhängige Vorsorgepflicht** enthält. Es beschränkt sich auf die Feststellung, dass die gebotene „Vorsorge gegen Schäden" den „Grundsatz der bestmöglichen Gefahrenabwehr und Risikovorsorge" beinhalte.[25] Das BVerwG[26] rechnet den reinen **Gefahrenverdacht** der gefahrenunabhängigen Risikovorsorge zu. Richtigerweise ist der Gefahrenverdacht, auch der Besonderheit des Atomrechts Rechnung **31**

24 BVerfG, Beschl. v. 8. 8. 1978, BVerfGE 49, 89, 147 (Kalkar-Entscheidung).
25 BVerfG (Fn. 24), BVerfGE 49, 139.
26 BVerwG, Urt. v. 19. 12. 1985, BVerwGE 72, 300, 329; ferner zu dieser Auslegungsfrage: *Haedrich, H.* (Fn. 1), § 7 Rd.-Ziff. 83 ff.

tragend, als Bestandteil noch des Gefahrenbereichs zu werten.[27] Das Atomgesetz kennt keine unterhalb der Verpflichtung zur Schadensvorsorge gemäß § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG liegende Risikovorsorge. Allenfalls vertretbar ist, dass die Genehmigungsbehörde im Rahmen des ihr eingeräumten Ermessens aus Gründen der Risikovorsorge bestimmte Sicherheitsvorkehrungen verlangen kann. Die weit gesteckte Schadensvorsorgegrenze in § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG bis zur Grenze praktischer Vernunft – so das BVerfG – lässt praktisch keinen Raum für ergänzende Risikovorsorge. Letztere erscheint mithin nur im Rahmen anderer Genehmigungsvoraussetzungen, wie z. B. bei den Einwirkungen von außen, soweit nicht schon von § 7 Abs. 2 Ziff. 5 AtG erfasst, denkbar.

**32** Das BVerfG stellt in der gleichen Entscheidung ferner fest, dass die Norm des § 7 Abs. 2 AtG nicht an mangelnder Bestimmtheit leide und folglich verfassungsgemäß sei. Die Verweisung auf den neuesten Stand von Wissenschaft und Technik für die erforderliche Vorsorge gegen Schäden sei bestimmt genug. Diese Formulierung diene dem **dynamischen Grundrechtsschutz**, der helfe, den Schutzzweck des § 1 Ziff. 2 AtG jeweils bestmöglich zu realisieren. Übertriebene Anforderungen insoweit an die Bestimmtheit von Normen und Regelwerken zu stellen, hieße, dem dynamischen Grundrechtsschutz in Ansehung der Weiterentwicklung der Technik und Wissenschaft zuwider zu handeln. Die Verwendung unbestimmter Rechtsbegriffe ist verfassungsrechtlich unbedenklich und entspricht der Tradition des deutschen Sicherheitsrechts. Hiermit wird der Entwicklungsoffenheit des Atomgesetzes gleichermaßen wie dem dynamischen Grundrechtsschutz Rechnung getragen.

**33** Rechtsverordnungen, Allgemeine Verwaltungsvorschriften, Bekanntmachungen des BMU und das Technische Regelwerk konkretisieren die „erforderliche Vorsorge". Methodisch wesentlich erscheint, dass Bau und Betrieb von Nuklearanlagen gegen den Eintritt bestimmter, zuvor in Richtlinien festgelegter (Störfall-)Ereignisse auszulegen sind. Mit dieser **deterministischen Vorgehensweise** will man erreichen, dass entsprechende Ereignisse ohne Schäden für Leben, Gesundheit und Sachgüter beherrscht werden. Darüber hinaus wird die

27 So zu Recht: *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 750 ff.

Wahrscheinlichkeit errechnet, mit der entsprechende Schäden eintreten könnten. Diese **probalistische Vorgehensweise** findet ergänzend Eingang in die Vorschriften, in denen festgelegt wird, bis zu welcher Eintrittswahrscheinlichkeit eine Anlage ein entsprechendes Ereignis noch beherrschen können muss. Das danach noch zu beherrschende Risiko bestimmt sich aus der Eintrittswahrscheinlichkeit eines bestimmten Schadens und dem möglichen Schadensausmaß. Nach dieser Formel kann aus einer höheren Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens und einem geringeren möglichen Schadensausmaß ein gleichgroßes Risiko wie aus einer zwar geringeren Eintrittswahrscheinlichkeit, jedoch einem größeren Schadensausmaß entstehen. Dabei geht zusätzlich die Wertigkeit des zu schützenden Rechtsgutes ein. Im Rahmen des Restrisikos können mithin Risiken für Sachgüter akzeptabel sein, die hingegen für den Schutz von Leben und Gesundheit nicht hinnehmbar sind. Für die Abgrenzung akzeptabler von nicht akzeptablen Risiken gibt es gerade für Kernkraftwerke zahlreiche Studien, die wertvolle Orientierungshilfen für die Grenzbestimmung in der Praxis liefern.[28] Schließlich wird die „erforderliche Vorsorge" nach dem neuesten Stand von Wissenschaft und Technik durch eingehende Begutachtung im Einzelfall anhand der Risikoermittlung und Risikobewertung, und zwar durch unabhängige Sachverständige, wie z. B. den TÜV, ermittelt.

Begrifflich ist in diesem Zusammenhang klarzustellen: **Störfälle** lie- **34**
gen vor, wenn vom Normalbetrieb abweichende Anlagenzustände infolge des Ausfalls von Anlagenteilen durch entsprechende Sicherheitseinrichtungen beherrscht werden. **Unfälle** liegen dagegen bei Ereignisabläufen vor, die infolge fehlender Sicherheitseinrichtungen nicht beherrscht werden. Gegen diese braucht die Anlage nicht ausgelegt zu werden, da hierunter nur Fälle begriffen werden, in denen Schäden nach dem Maßstab der praktischen Vernunft ausgeschlossen sind (sog. „hypothetische Störfälle"). Abhängig vom sicherheitstechnischen Standard kann daher ein bestimmter Lastfall (Kühlmittelverlust, Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung) ein Störfall oder ein Unfall sein. Störfall dann, wenn Sicherheitseinrichtungen

28 Insbesondere Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke – Eine Untersuchung zu dem durch Störfälle in Kernkraftwerken verursachten Risiko (1980).

vorhanden sind, die den Lastfall beherrschen; Unfall dann, wenn der Lastfall nicht beherrscht wird.

**35** Eine von zahlreichen Gegnern der Kernenergie geforderte Garantie für die Fehlerfreiheit der Kernenergie kann es – wie auch in sonstigen Bereichen der Technik – nicht geben. Sie wird weder nach dem Atomgesetz noch der Verfassung gefordert. Wesentlich erscheint, dass die Kernenergie in Deutschland von Beginn an den Weg der Entwicklung einer „**fehlerverzeihenden Technik**“, und zwar gerade unter Nutzung der Deterministik und Probalistik gegangen ist, um damit der Vorsorge gegen Schäden vorsorgend und bestmöglich zu begegnen. Der weltweit anerkannte hohe Sicherheitsstandard der deutschen Kernkraftwerke, u. a. gemessen an der sehr guten Verfügbarkeit der Anlagen, belegt, dass das Vorgehen richtig war und sich in der Praxis bewährt hat.

### 1.4.2 Strahlenschutzrecht

**36** Von den weiteren für die Genehmigungspraxis besonders relevanten Vorschriften, die insbesondere § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG konkretisieren, verdient Erwähnung die gemäß § 12 AtG erlassene Strahlenschutzverordnung (StrlSchV). Die danach für die Bevölkerung und die Umwelt maßgeblichen Grenzwerte (§§ 46, 47 StrlSchV) pro Standort liegen innerhalb der regionalen Schwankungsbreite der natürlichen Strahlenexposition. Das damit dem Bürger zugemutete Risiko ist folglich kleiner als das mit der natürlichen Strahlung verbundene Risiko. Nach den Maßstäben praktischer Vernunft kann es nach höchstrichterlicher Rechtsprechung für die Risikobegrenzung außer Betracht bleiben.[29] Hieran ändert grundsätzlich auch nicht das in § 6 Abs. 2 StrlSchV geregelte **Strahlenminimierungsgebot**. Der Betreiber von Kernkraftwerken ist danach gehalten, Strahlenexpositionen oder Kontaminationen von Personen, Sachgütern oder der Umwelt unter Berücksichtigung des Standes von Wissenschaft und Technik sowie der Umstände des Einzelfalls innerhalb der festgesetzten Grenzwerte **so gering wie möglich** zu halten. Die Bedeutung dieses Strahlenminimierungsgebots liegt nach Klarstellung des BVerwG in dem Gebot der Risikovorsorge auch **unterhalb** der Schwelle prakti-

29 So ausdrücklich BVerwG, Urt. v. 22. 12. 1980, NJW 1981, 1393.

scher Vernunft, die gleichwohl unverändert die Grenzziehung für die gebotene Schadensvorsorge nach § 7 Abs. 2 Ziff. 3 AtG bedeutet.[30]

### 1.4.3 Grundsätze der Sicherheitskriterien

**37** Aus Raumgründen muss die Einzelkommentierung der einschlägigen Leitrichtlinien und technischen Regelwerke unterbleiben. Die diesen zu Grunde liegenden Prinzipien sollen allerdings kurz Erwähnung finden. Zur Gewährleistung der Reaktorsicherheit unterscheidet man drei Ebenen:

(1) **Basissicherheit** mit Anforderungen zur Gewährleistung eines sicheren Betriebes zur Einhaltung von Grenzwerten und zur Vermeidung von Störfällen.

(2) **Störfallbeherrschung** aufgrund deduktiv zuvor ermittelter und festgelegter Störfälle sowie verlangter Maßnahmen zur Beherrschung der Störfälle. Die Auslegung der Anlage berücksichtigt für die Mehrzahl der Störfälle, dass ein Weiterbetrieb nicht stattfinden kann oder sollte.

(3) **Begrenzung von Störfallfolgen**, die wegen ihrer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit eine vollständige Beherrschung nicht erfordern. Hierzu zählt z. B. staatlicherseits zu erfolgende Katastrophenschutzplanung.

**38** Von besonderer Bedeutung sind die Prinzipien von Redundanz und Diversität für die Auslegungsgrundsätze der Reaktorsicherheit. **Redundanz** bedeutet, dass über die reine Funktion hinaus mehrere funktionsbereite technische Mittel zur Verfügung stehen. Fällt ein System aus, kann infolge Mehrfachauslegung ein anderes umgehend ersatzweise einspringen (z. B. verschiedene Kühlsysteme für den Fall, dass ein Kühlsystem ausfällt). **Diversität** bedeutet, dass die mehrfachen (redundanten) sicherheitstechnisch relevanten Systeme so voneinander räumlich getrennt angeordnet oder in ihrer Funktionsweise voneinander getrennt sind, dass die Störung in einem System sich in den weiteren Systemen nicht fortsetzt.

**39** Sicherheitskriterien und Leitlinien für Störfallbeherrschung werden vom sog. „**deterministischen" Sicherheitskonzept** bestimmt. Ab einer bestimmten Eintrittswahrscheinlichkeit, die bei einer Größen-

30 Siehe BVerwG, Fn. 29.

ordnung von $10^{-6}$/a (d. h. bei einem Fall in 1 000 000 Jahren) liegt, wird gefordert, dass alle Störfälle im Rahmen eines systematischen Störfallkonzeptes beherrscht werden. Insoweit kommt es nicht auf Eintrittswahrscheinlichkeit und möglichen Schadensumfang an. Die unterhalb dieser Eintrittswahrscheinlichkeit liegenden Störfälle (deduktiv ermittelt) sind so unwahrscheinlich, dass sie nach der Restrisiko-Rechtsprechung des BVerfG unberücksichtigt bleiben, und zwar, um die Möglichkeit einer Kernenergienutzung überhaupt zu erhalten. Der Begriff des größten anzunehmenden Unfalls, des sog. **GAU**, ist im Sinne des vorgenannten Auslegungsstörfalls zu verstehen. In der öffentlichen Diskussion wird er allerdings bewusst oder unbewusst vielfältig missgedeutet.

**40** Hier sollen kurz noch die sonstigen Genehmigungsvoraussetzungen dargestellt werden, die mehr das Umfeld der Kernkraftwerke betreffen und weniger die in § 7 Abs. 1 Ziff. 3 AtG geregelte inhärente Anlagensicherheit.

### 1.4.3.1 Anforderungen zum Anlagenschutz

**41** Die Genehmigung setzt nach § 7 Abs. 2 S. 1 Ziff. 5 AtG voraus, dass der erforderliche Schutz gegen **Störmaßnahmen** oder **sonstige Einwirkungen Dritter** gewährleistet ist. Störmaßnahmen sind ein Unterfall der „Einwirkungen Dritter". Störmaßnahmen können auch von Angehörigen des Betriebspersonals ausgehen. Störmaßnahmen setzen Vorsatz voraus. Sonstige Einwirkungen erfassen all das, was die Anlage ansonsten noch treffen kann. Zu letzterem zählt z. B. die Auslegung der Anlage gegen Flugzeugabsturz oder gegen die Explosion eines auf dem nahe gelegenen Fluss fahrenden Gastankers. Ein menschlich zielgerichtetes Handeln ist hierfür nicht erforderlich. Fraglich ist jedoch, ob unter die sonstigen Einwirkungen auch solche zu rechnen sind, die nicht von Menschen verursacht werden. Nach dem eindeutigen Wortlaut ist dies zu verneinen, so dass Erdbeben, Hochwasser und dergleichen keine sonstigen Einwirkungen im Sinne des § 7 Abs. 1 Ziff. 5 AtG sind. Eine Auslegung der Anlage auch hiergegen zu verlangen, ergibt sich aus dem Ermessensspielraum der Genehmigungsbehörde, im Rahmen des Schutzzweckes des AtG die Berücksichtigung von Anforderungen auch jenseits der Genehmigungsvoraussetzungen zu verlangen. Unstreitig muss Vorsorge gegen Störungsmaßnahmen eigenen Betriebspersonals sowie dritter Perso-

nen getroffen werden. Angesprochen sind damit alle Objektschutzmaßnahmen im weiteren Sinne, womit dem Gefährdungspotential des Innen- wie Außentäters Rechnung getragen wird. Nicht hierunter fallen die Gefahren kriegerischer Auseinandersetzung, die zu verhindern Aufgabe der Politik ist. Sie sind im atomrechtlichen Genehmigungsverfahren nicht zu berücksichtigen gleich dem Genehmigungsverfahren jeder anderen Industrieanlage.

### 1.4.3.2 Kein Entgegenstehen überwiegend öffentlicher Interessen gegen die Standortwahl (§ 7 Abs. 2 Ziff. 6 AtG)

Der atomrechtlichen Genehmigungsbehörde obliegt aufgrund dieser Vorschrift, insbesondere die Umweltauswirkungen des gewählten Standortes zu prüfen. Erfasst werden damit alle durch die Standortwahl berührten „öffentlichen Interessen" mit Ausnahme der bereits in § 7 Abs. 2 Ziff. 2 – 5 AtG geregelten sicherheitsrelevanten Standortfaktoren. Hinsichtlich der Mitwirkung und Entscheidung anderer Fachbehörden besteht – wie bereits festgestellt – keine formelle und keine materielle Konzentrationswirkung. Allerdings muss sichergestellt sein, dass widersprechende Entscheidungen, z. B. der atomrechtlichen und wasserrechtlichen Genehmigungsbehörde, hinsichtlich des gleichen Vorhabens ausbleiben. Die Wasserbehörde wird gemäß § 7 Abs. 4 AtG vor Erlass einer ersten atomrechtlichen (Teil-) Genehmigung wegen etwaiger Bedenken gehört. Die Atombehörde hat unter Beachtung dessen ihre Entscheidung zu treffen, um sicherzustellen, dass das Vorhaben nicht an mitberührten Rechtsvorschriften scheitert. Im Anschluss ist es der Wasserbehörde nicht mehr möglich, zu den von der Atombehörde geprüften nuklearspezifischen Gesichtspunkten eine abweichende Auffassung mit der Folge zu vertreten, dass die wasserrechtliche Gestattung das Wohl der Allgemeinheit im Sinne des § 6 WHG[31] beeinträchtige. Von der in der atomrechtlichen (Teil-) Genehmigung **ausgesprochenen atomrechtlichen Zulassung** müssen die anderen am Verfahren beteiligten Behörden hinsichtlich der in ihre Zuständigkeit fallenden Entscheidungen ausgehen.[32] Mit der positiven atomrechtlichen Genehmigung nach § 7 Abs. 2 Ziff. 6 AtG ist die wasserrechtliche Entscheidung vorgezeich- **42**

31 Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG) v. 19.08.2002, BGBl. I, 3245, zuletzt geändert am 25. 06. 2005, BGBl. I, 1746.

32 BVerwG, Beschl. v. 22. 11. 1979, NJW 1980, 1406.

net. Erwähnung verdient abschließend, dass die Einhaltung der öffentlichen Interessen nach § 7 Abs. 2 Ziff. 6 AtG nicht durch Individualklage geltend gemacht werden kann.

#### 1.4.3.3 Personenbezogene Genehmigungsvoraussetzungen (§ 7 Abs. 2 Ziff. 1 und 2 AtG)

**43** Die Erteilung der Genehmigung setzt die **Zuverlässigkeit** und ausreichende **Fachkunde** des Betreibers und seiner verantwortlichen Mitarbeiter voraus, um einen sicheren Betrieb des Kernkraftwerkes zu gewährleisten (§ 7 Abs. 2 Ziff. 1 AtG). Zuverlässigkeit verlangt § 7 Abs. 2 Ziff. 1 AtG bereits für die Errichtungsphase. Es dürfen mithin keine Tatsachen vorliegen, aus denen sich Bedenken gegen die Zuverlässigkeit des Antragstellers und der für Errichtung, Leitung und Beaufsichtigung des Betriebes zuständigen Personen ergeben. Aufbauend auf konkreten Tatsachen ist – wie auch in anderen Bereichen (z. B. Flugsicherheit) – eine in die Zukunft gerichtete Prognose zu stellen. Einzelheiten hierzu sind gleich der Erlangung der notwendigen Fachkundenachweise für die Praxis in Richtlinien geregelt.[33]

#### 1.4.3.4 Deckungsvorsorge (§ 7 Abs. 2 Ziff. 4 AtG)

**44** Schließlich bedarf es zur Erteilung der Genehmigung des Nachweises, dass die erforderliche Vorsorge für die Erfüllung etwaiger gesetzlicher Schadensersatzverpflichtungen getroffen ist. Die gesetzlichen Schadensersatzverpflichtungen, für deren Erfüllung Vorsorge zu leisten ist, sind im sog. Pariser Haftungsübereinkommen und im Atomgesetz enthalten. Die Genehmigungsbehörde setzt gemäß § 13 Abs. 1 AtG Art, Umfang und Höhe der **Deckungsvorsorge**, die der Antragsteller nachzuweisen hat, fest. Dies ist regelmäßig der Fall bei Beantragung der Betriebsgenehmigung, womit eine potentielle nukleare Gefährdung überhaupt erst erwächst. Die Festsetzung ist alle zwei Jahre oder falls erhebliche Änderungen gegeben sind zwischenzeitlich erneut vorzunehmen. Die erforderliche Vorsorge muss in einem angemessenen Verhältnis zur Gefährlichkeit der Anlage oder der Tätigkeit stehen. Als **Obergrenze** für die Deckungsvorsorge ist ein Betrag von 2,5 Mrd. € vorgesehen (§ 13 Abs. 3 S. 2 AtG).

33 Siehe hierzu *Büdenbender, U./Heintschel von Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 883 ff.

Das Ausstiegsgesetz erhöhte die Deckungsvorsorge von ursprünglich 500 Mio. DM auf diesen Betrag. § 14 Abs. 2 AtG bestimmt, dass die Deckungsvorsorge anstatt durch eine Haftpflichtversicherung durch eine sonstige finanzielle Sicherheit erbracht werden kann. Damit wird Art. 10 Abs. a des Pariser Atomhaftungsübereinkommens Rechnung getragen. Nunmehr ist es möglich, die Deckungsvorsorge durch Bürgschaften Privater oder gegenseitige Garantiezusagen der Kraftwerksbetreiber zu erbringen. Die Muttergesellschaften der Kernkraftwerksbetreiber haben durch eine Solidarvereinbarung die Betreiber so ausgestattet, dass diese den aus atomrechtlichen Vorschriften folgenden Schadensersatzverpflichtungen nachkommen können. Höchstgrenzen und Deckungssummen sind im Abstand von jeweils fünf Jahren zu überprüfen, um den realen Wert zu erhalten (§ 13 Abs. 3 S. 2 AtG). Für standortnahe Zwischenlager gemäß § 6 Abs. 3, 4 AtG enthält § 9 Abs. 3 AtDeckV eine wesentliche Klarstellung zur Einbeziehung der Deckungsvorsorge. Die Regel- bzw. Höchstdeckungssummen für Umgang und Beförderung sowie für sonstige kerntechnische Anlagen wurden um jeweils 40 % angehoben (§ 8 Abs. 3 S. 1, 2, Abs. 6, 7; § 11 Abs. 1 S. 2, Abs. 2 AtDeckV). Weitere Einzelheiten regelt die auf § 13 Abs. 3 AtG gestützte Verordnung über die Deckungsvorsorge nach dem Atomgesetz (AtDeckV).

## 1.5 Ermessensentscheidung

Sind alle Genehmigungsvoraussetzungen gegeben, **kann** die Genehmigung erteilt werden. Der Antragsteller hat keinen Rechtsanspruch auf Erteilung der Genehmigung. Dies steht im Ermessen der Behörde. Der Wortlaut von § 7 Abs. 2 S. 1 AtG ist insoweit eindeutig. Im Falle eines Rechtsanspruchs müsste es heißen „Die Genehmigung **ist** zu erteilen, wenn .. .“.[34] Das der Behörde eingeräumte Ermessen bedeutet im Grundsatz, dass diese auch bei Vorliegen aller Genehmigungsvoraussetzungen weitere Erwägungen anstellen darf, die durchaus zur Versagung der Genehmigung führen können. **45**

Falsch wäre es anzunehmen, dass der Behörde ein freies oder auch weitgehendes Versagungsermessen zustände. Nach Ansicht des BVerfG ist das im Atomgesetz gewählte **präventive Verbot mit Er-** **46**

34 So auch die Gesetzesmaterialien, siehe bei *Fischerhof, H.* (Fn. 1), § 7 AtG Rd.-Ziff. 24.

**laubnisvorbehalt** kombiniert mit dem Versagungsermessen zwar zulässig. Hieraus folge aber nur in **Ausnahmefällen** das Recht der Genehmigungsbehörde, trotz des Vorliegens aller Genehmigungsvoraussetzungen die Genehmigung zu versagen.[35] Das **Versagungsermessen** kommt angesichts der umfassend angelegten Genehmigungsvoraussetzungen in § 7 Abs. 2 AtG nur in Betracht, wenn **besondere und unvorhergesehene Umstände** es erfordern. Strenge und Enge des Versagungsermessens erfordern, dass der Genehmigungsbehörde eine besondere **Begründungspflicht** obliegt. Das Versagungsermessen kann nicht auf sachfremde Erwägungen gestützt werden, sondern hat sich an den Zielbestimmungen des § 1 AtG zu orientieren. Aus generellen energie- oder umweltpolitischen Erwägungen könnte folglich bei Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen die Genehmigung nicht versagt werden, so dass z. B. ein politisch gewünschter vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie für ein Versagen der Genehmigung nicht ausreichen würde. Dem Versagungsermessen nach § 7 Abs. 2 AtG kommt nur noch Bedeutung zu für die Genehmigung wesentlicher Änderungen an bestehenden Anlagen sowie deren endgültige Stilllegung.

**47** Das Versagungsermessen darf nur zur weiteren Minimierung des **Restrisikos** genutzt werden. Über den Ermessensspielraum der Genehmigungsbehörde konnte z. B. die Auslegung der Anlage gegen Erdbeben oder Flugzeugabsturz, letzteres auch im Falle eines Überflugverbotes, verlangt werden. Dem Inhaber konnten allerdings insoweit nur solche Nebenbestimmungen auferlegt werden, die er in der Lage war zu beeinflussen. Nicht zulässig wäre, die Genehmigungserteilung für ein Kernkraftwerk davon abhängig zu machen, dass eine 1. Teilerrichtungsgenehmigung für ein Entsorgungszentrum erteilt wird bzw. ein Endlager für radioaktive Abfälle genehmigt vorliegt.

**48** Mit der Beschränkung des Versagungsermessens auf den Restrisikobereich kann dieses allein zur Wahrung **öffentlicher Interessen** eingesetzt werden.[36] Dritte können mit ihren Rechten nur im Rahmen der Gefahrenabwehr und Risikovorsorge vorgehen, so dass eine Ge-

35 BVerfG, Beschl. v. 8. 8. 1978, BVerfGE 49, 89, 145 ff..

36 Vgl. auch OVG Lüneburg, Urt. v. 3. 3. 1992, RdE 1993, 113, 114 f.; VGH München, Urt. v. 29. 1. 1988, NVwZ 1988, 546, 547 = BayVBl. 1988, 322.

nehmigung von diesen nicht mit dem Hinweis auf eine fehlerhafte Ermessensentscheidung erfolgreich angefochten werden kann.

Auch ohne Rechtsanspruch auf Genehmigung hat der Antragsteller grundsätzlich zumindest einen Anspruch auf **ermessensfehlerfreie Entscheidung**. Ermessensfehler können sich aus einer unlogischen, widersprüchlichen oder wesentliche Gesichtspunkte außer Acht lassenden Begründung der Genehmigungsbehörde ergeben. Ferner liegt ein Ermessensfehlgebrauch vor, wenn die Behörde gegen Verwaltungsvorschriften oder eigenes vorangegangenes Verhalten, welches eine Selbstbindung erzeugt hat, verstößt. In Einzelfällen kann eine sog. **Ermessensreduzierung auf Null** vorliegen. Dies ist dann der Fall, wenn der Genehmigungsbehörde keine Entscheidungsalternative mehr zur Verfügung steht. Dies konnte sich z. B. im Wege der Selbstbindung durch Fortschritte im **gestuften Genehmigungsverfahren** für die Genehmigungsbehörde ergeben. **49**

Die atomrechtliche Anlagengenehmigung setzt keine **Bedürfnisprüfung** voraus. Ob und inwieweit der Bau eines Kraftwerkes mit den Belangen einer sicheren und preisgünstigen Versorgung mit Elektrizität vereinbar ist, wird nach Atomgesetz nicht geprüft. Erst die Aufnahme der Energieversorgung anderer bedarf in gewissen Fällen der energiewirtschaftlichen Anzeige (§ 5) bzw. Genehmigung (§ 4) nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).[37] **50**

## 1.6 Rechtlicher und wirtschaftlicher Bestandschutz

Nach § 17 Abs. 1 S. 2 AtG kann die Behörde die Genehmigung inhaltlich beschränken und mit Auflagen verbinden, allerdings nur so weit, wie es zur Erreichung der in § 1 AtG bezeichneten Zwecke geboten ist. Ist der Schutzzweck (§ 1 Ziff. 2 AtG) oder die innere und äußere Sicherheit der Bundesrepublik Deutschland (§ 1 Ziff. 3 AtG) betroffen, so sind selbst nachträgliche, d. h. nach der Genehmigungserteilung ausgesprochene Auflagen zulässig. Eine grundsätzlich zulässige **Befristung** sieht die gesetzliche Regelung nach § 17 Abs. 1 S. 4 AtG für Genehmigungen nach § 7 AtG als Ausnahme ausdrücklich nicht vor. Damit wird den außerordentlich hohen Investitionskosten **51**

37 Vom 7. 7. 2005, BGBl. 2005 I 1970, im HbE abgedruckt unter Nr. 11311.

von Kernkraftwerken Rechnung getragen, die langfristig verlässliche Rahmenbedingungen erfordern.

**52** § 17 Abs. 2 bis 5 AtG regelt Fälle, in denen die Genehmigung zurückgenommen bzw. widerrufen werden kann. Eine **Rücknahme** ist nach § 17 Abs. 2 AtG zulässig, wenn eine der Genehmigungsvoraussetzungen gemäß § 7 Abs. 2 Ziff. 1– 6 AtG bei Erteilung nicht vorlag. Die Genehmigungsbehörde hat nach pflichtgemäßem Ermessen darüber zu entscheiden. Die Rücknahme der Genehmigung ist für sie nur dann zwingend, wenn jede andere Entscheidung ermessensfehlerhaft wäre. In § 17 Abs. 3 AtG sind weitere in das Ermessen der Behörde gestellte **Widerrufsgründe** geregelt. Dazu zählen, wenn

(1) von der Genehmigung nicht innerhalb von 2 Jahren Gebrauch gemacht worden ist, soweit die Genehmigung nicht etwas anderes bestimmt;

(2) eine Voraussetzung der Genehmigung später weggefallen ist und nicht in angemessener Frist Abhilfe geschaffen wird oder

(3) gegen Vorschriften des Atomgesetzes oder aufgrund des Atomgesetzes erlassener Rechtsverordnungen und Verfügungen der Aufsichtsbehörden oder gegen die Bestimmungen des Bescheides über die Genehmigung erheblich und wiederholt verstoßen wird oder wenn eine nachträgliche Auflage nicht eingehalten worden ist und nicht in angemessener Zeit Abhilfe geschaffen wird.

**53** Bei allen Fällen hat die Genehmigungsbehörde im Rahmen ihres Ermessens den **Grundsatz des geringst möglichen Eingriffs** zu beachten, um einen ordnungsgemäßen Zustand herbeizuführen. Die Genehmigung ist hingegen nach § 17 Abs. 4 AtG zu widerrufen, wenn die Deckungsvorsorge nicht der Festsetzung nach § 13 Abs. 1 AtG entspricht und der zur Deckungsvorsorge Verpflichtete eine der Festsetzung entsprechende Deckungsvorsorge nicht binnen einer von der Behörde festzusetzenden angemessenen Frist nachweist. Gleiches gilt nach § 17 Abs. 5 AtG, wenn dies wegen einer erheblichen Gefährdung der Beschäftigten, Dritter oder der Allgemeinheit erforderlich ist und nicht durch nachträgliche Auflagen in angemessener Zeit Abhilfe geschaffen werden kann.

Die Vorschriften über die Rücknahme und den Widerruf von Genehmigungen gemäß § 17 Abs. 2 bis 5 AtG gelten nach § 50 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)[38] dann nicht, wenn ein für den Antragsteller begünstigender Verwaltungsakt (Genehmigung) von einem Dritten angefochten und während des Vorverfahrens oder im verwaltungsgerichtlichen Verfahren aufgehoben wird. Nach dieser erleichterten Aufhebungsmöglichkeit kann der Genehmigungsinhaber nicht auf Fortbestand des Verwaltungsaktes vertrauen, wenn ein Rechtsbehelfsverfahren gegen die Genehmigung anhängig ist. Hierfür muss allerdings eine zulässige Klage vorliegen, die nicht offensichtlich ohne Erfolgaussicht ist. § 50 VwVfG trägt mit dieser Sonderregelung dem Umstand Rechnung, dass eine Anlagengenehmigung gleich einem **janusköpfigen Verwaltungsakt** für den Inhaber begünstigend und für Dritte gleichzeitig zumindest potenziell belastend sein kann. Bis zu einer gerichtlichen Klärung begründet dies den eingeschränkten Vertrauensschutz. **54**

§ 7 Abs. 2 – 5 AtG, 50 VwVfG regeln den **rechtlichen Bestandsschutz**, d. h. ob und inwieweit erlassene Genehmigungen aufgehoben werden können. Noch nicht beantwortet ist damit, ob der Genehmigungsinhaber solche Einschränkungen entschädigungslos hinzunehmen hat. Der **wirtschaftliche Bestandschutz** ist in § 18 Abs. 1 AtG geregelt und vom Grundsatz bestimmt, dass Rücknahme und Widerruf einer Genehmigung dem Genehmigungsinhaber Anspruch auf **angemessene Entschädigung** in Geld gewähren. Die den Widerruf bzw. die Rücknahme aussprechende Körperschaft ist entschädigungspflichtig (§ 18 Abs. 1 S. 2 AtG). Die Entschädigung ist unter gerechter Abwägung der Interessen der Allgemeinheit und der Betroffenen sowie der Gründe, die zur Rücknahme oder zum Widerruf führten, zu bestimmen (§ 18 Abs. 1 S. 3 AtG). Schließlich ist die Entschädigung begrenzt durch die Höhe der vom Betroffenen gemachten Aufwendungen, bei Anlagen durch die Höhe des Zeitwertes (§ 18 Abs. 1 S. 4 AtG). Wegen der Höhe der Entschädigung steht der Rechtsweg zu den ordentlichen Gerichten offen. **55**

38 Vom 25. 5. 1976, BGBl. 1976 I 1253, neugefasst durch Bekanntmachung v. 23. 1. 2003, BGBl. 2003 I 102; geändert durch Art. 4 Abs. 8 des Gesetzes v. 5. 5. 2004, BGBl. 2004 I 718.

**56** Für einige wichtige Fälle schließt das Gesetz in § 18 Abs. 2 AtG einen Entschädigungsanspruch aus. Das gegenüber den Interessen des Genehmigungsinhabers deutlich überwiegende Interesse der Allgemeinheit verbietet in Einzelfällen die Entrichtung einer Entschädigung aufgrund der (entschädigungslosen) Sozialbindung des Eigentums.[39] Die Entschädigungspflicht ist danach nicht gegeben, wenn

(1) der Inhaber die Genehmigung aufgrund von Angaben erhalten hat, die in wesentlichen Punkten unrichtig oder unvollständig waren;

(2) der Inhaber der Genehmigung oder die für ihn in Zusammenhang mit der Ausübung der Genehmigung tätigen Personen durch ihr Verhalten Anlass zum Widerruf der Genehmigung gegeben haben, insbesondere durch erhebliche oder wiederholte Verstöße gegen Vorschriften des Atomgesetzes oder der aufgrund des Atomgesetzes ergangenen Rechtsverordnungen oder gegen die hierauf beruhenden Anordnungen und Verfügungen der Aufsichtsbehörde oder gegen die Bestimmungen des Genehmigungsbescheids oder durch Nichteinhaltung nachträglicher Auflagen;

(3) der Widerruf wegen einer nachträglich eingetretenen, in der genehmigten Anlage oder Tätigkeit begründeten erheblichen Gefährdung der Beschäftigten, Dritter oder der Allgemeinheit ausgesprochen werden musste.

**57** Die Entschädigungsgrundsätze in § 18 Abs. 1 und 2 AtG gelten gemäß § 18 Abs. 3 AtG entsprechend auch in den Fällen nachträglicher Auflagen nach § 17 Abs. 1 S. 3 AtG.

## 1.7 Staatliche Aufsicht

**58** § 19 Abs. 1 AtG ordnet unter anderem an, dass Errichtung und Betrieb von kerntechnischen Anlagen im Sinne von § 7 AtG **staatlicher Aufsicht** unterliegen. Die Ausübung dieser atomrechtlichen Aufsicht ist ein „permanenter Prozess", der bereits mit dem ersten Stadium der Errichtungsphase beginnt. Das aufsichtliche Verfahren ist grundsätzlich vom Genehmigungsverfahren zu unterscheiden, auch wenn es ein Zusammenspiel zwischen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde

39 *Büdenbender, U.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 1171.

gibt. Die Aufgabenzuweisung an die Atomaufsicht ist in § 19 Abs. 1 S. 1 und 2 AtG geregelt. Der Aufsichtsbehörde obliegt es, insbesondere darüber zu wachen, dass nicht gegen Vorschriften des Atomgesetzes oder der aufgrund des Atomgesetzes erlassenen Rechtsverordnungen, die hierauf beruhenden Anordnungen und Verfügungen der Aufsichtsbehörden und die Bestimmungen des Genehmigungsbescheids verstoßen wird und dass nachträgliche Auflagen eingehalten werden (§ 19 Abs. 1 S. 2 AtG). Beauftragte der Aufsichtsbehörden einschließlich der von ihnen zugezogenen Sachverständigen sind zu diesem Zweck befugt, die Anlagen gemäß § 7 AtG **jederzeit zu betreten** und dort alle Prüfungen vorzunehmen, die zur Erfüllung ihrer Aufgaben notwendig sind (§ 19 Abs. 2 S. 1 AtG). Ferner sind sie berechtigt, von den für eine nukleare Anlage bzw. Tätigkeit Verantwortlichen oder den dort beschäftigten Personen die **erforderlichen Auskünfte** zu verlangen (§ 19 Abs. 2 S. 2 AtG). Auf der Grundlage des § 19 Abs. 1 S. 1 AtG kann auch eine sog. **Fernüberwachung** von der atomrechtlichen Aufsicht gefordert werden.[40] Stellt die Aufsichtsbehörde fest, dass ein mit dem Atomgesetz, einer auf der Grundlage des Atomgesetzes ergangenen Rechtsverordnung oder dem Inhalt eines behördlichen Bescheides nicht übereinstimmender Zustand besteht oder dass durch die Wirkung ionisierender Strahlen Gefahren für Leben, Gesundheit oder Sachgüter bestehen, kann sie die Beseitigung dieses Zustandes anordnen (§ 19 Abs. 3 S. 1 AtG). Sie kann insbesondere anordnen,

(1) dass und welche Schutzmaßnahmen zu treffen sind;

(2) dass radioaktive Stoffe bei einer von ihr bestimmten Stelle aufbewahrt oder verwahrt werden;

(3) dass der Umgang mit radioaktiven Stoffen, die Errichtung und der Betrieb von Anlagen im Sinne des § 7 AtG einstweilen oder, wenn eine erforderliche Genehmigung nicht erteilt oder rechtskräftig widerrufen ist, endgültig eingestellt wird.

40 Siehe Rahmenempfehlung für die Fernüberwachung von Kernkraftwerken, GMBl. 1980 S. 577.

## 1.8 Stilllegung

**59** Für die **Stilllegung** einer Anlage gelten die Genehmigungsvoraussetzung der Errichtung und des Betriebes gemäß § 7 Abs. 3 S. 1 und 2 AtG sinngemäß. Die vorgenannten Erläuterungen sind selbst für den Fall eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland folglich noch für einige Jahrzehnte von Bedeutung. Unter Stilllegung wird eine **endgültige** bzw. zumindest auf Dauer geplante **Betriebseinstellung** verstanden. § 7 Abs. 3 S. 1 AtG liegt derselbe Anlagenbegriff zu Grunde, wie oben erläutert.[41] Ausgehend vom Schutzzweck des Atomgesetzes (§ 1 Ziff. 2 AtG) fiele die Rückabwicklung einer nicht fertig gestellten nuklearen Anlage nicht unter den Begriff „stilllegen". Das unvollendete Objekt, wie z. B. das nicht fertig gestellte Kernkraftwerk, würde weder die ihm zugedachte Funktion in Form der Spaltung von Kernbrennstoffen erfüllen, noch wäre ein nukleares Gefährdungspotenzial gegeben. War die Anlage hingegen auch nur für sehr kurze Zeit in Betrieb, gilt uneingeschränkt § 7 Abs. 3 AtG. Vorgenannte Genehmigung zur Stilllegung ist nach § 7 Abs. 3 S. 3 AtG nicht erforderlich, soweit die geplante Maßnahme bereits von der vorhandenen Bau- oder Betriebsgenehmigung umfasst oder Gegenstand einer Anordnung nach § 19 Abs. 3 AtG gewesen ist. So gestatten zahlreiche Betriebsgenehmigungen für Kernkraftwerke beispielsweise das Entladen der Brennelemente, was zugleich Bestandteil der Stilllegung sein kann. Einer zusätzlichen Genehmigung nach § 7 Abs. 1 AtG bedarf es, wenn ein Besitzerwechsel zwischen Stilllegung und sicherem Einschluss einer nuklearen Anlage erfolgt. Für diesen Fall sind zumindest die personenbezogenen Genehmigungsvoraussetzungen neu zu prüfen, falls im Übrigen eine Übertragung der Stilllegungsgenehmigung an Stelle eines neuen Genehmigungsverfahrens erfolgt.

## 1.9 Sicherer Einschluss sowie Abbau

**60** An die Stilllegung schließt sich der **sichere Einschluss** an, d. h. die langfristige Verwahrung der aktiven Komponenten in der ursprünglichen Anlage. In den meisten Fällen dürfte sich erst nach vielen Jahren

41 Siehe oben Rd.-Ziff. 20.

der Abbau der Nuklearanlage oder eines Teils derselben anschließen. Das Belassen der stillgelegten Anlage im Zustand des gesicherten Einschlusses trägt nach physikalischen Gesetzen zur Minimierung des radioaktiven Inventars und damit Gefahrenpotenzials bei, so dass aus dem Schutzzweck kein beschleunigter Abbau folgt. § 7 Abs. 3 AtG ist eine **Verpflichtung zum Abbau** der Anlage **nicht** zu entnehmen. Nach herrschender Meinung besteht ein Wahlrecht zwischen gesichertem Einschluss und Abbau der Anlage. Eine Genehmigung des sicheren Einschlusses darf gemäß § 17 Abs. 1 S. 4 AtG nicht befristet werden. Der Wortlaut von § 7 Abs. 3 S. 1 AtG unterscheidet den Genehmigungstatbestand des **Abbaus von Anlagenteilen** von demjenigen des **Abbaus der Gesamtanlage**. Der Abbau von Anlagenteilen kann mithin im zeitlichen Zusammenhang mit dem gesicherten Einschluss genehmigt werden und erfolgen.

**61** Für aus- bzw. abgebaute radioaktive Anlagenteile hat gemäß § 9 a Abs. 1 AtG die **schadlose Verwertung** oder die **geordnete Beseitigung** als radioaktiver Abfall zu erfolgen. Stoffe mit geringfügiger Aktivität können nach § 2 Abs. 2 AtG freigegeben und damit als Nicht-Nuklearabfall entsorgt werden.

**62** Wesentlich erscheint der Hinweis, dass die Technik und das Know-how zum vollständigen Abbau ehemals betriebener Kernkraftwerke sowie zum kompletten Abbau einer viele Jahre betriebenen Wiederaufarbeitungsanlage, und zwar praktisch erprobt, vorliegen. Das **Kernkraftwerk Niederaichbach** sowie die **Wiederaufarbeitungsanlage** der **Eurochemic** in Mol, Belgien, an der Deutschland beteiligt war, sind Beleg dafür, dass ehemalige Nuklearstandorte in ihren Urzustand zurückgeführt werden können.

## 1.10 Sonstige Genehmigungserfordernisse nach AtG und StrlSchV

**63** Außer der Anlagengenehmigung nach § 7 AtG sind weitere Genehmigungserfordernisse nach dem Atomgesetz und der Strahlenschutzverordnung für die Praxis von Bedeutung.[42] Sie sollen hier nur Erwähnung finden.

42 Siehe näher erläutert von *Büdenbender, U./Heintschel v. Heinegg, W./Rosin, P.* (Fn. 1), Rd.-Ziff. 1113 –1254.

- Genehmigung der Einfuhr und Ausfuhr von Kernbrennstoffen (§ 3 AtG);
- Genehmigung der Beförderung von Kernbrennstoffen (§ 4 AtG) und sonstigen radioaktiven Stoffen (§ 16 StrlSchV);
- Genehmigung zur Aufbewahrung von Kernbrennstoffen (§ 6 AtG);
- Genehmigung zur Bearbeitung, Verarbeitung und sonstigen Verwendung von Kernbrennstoffen außerhalb genehmigungspflichtiger Anlagen (§ 9 AtG);
- Planfeststellungsverfahren für Errichtung und Betrieb eines Endlagers für radioaktive Abfälle (§ 9 b AtG);
- Umgangsgenehmigung gemäß § 7 StrlSchV.

**64** Erwähnt sei, dass die Transporte von ausgedienten Brennelementen aus deutschen Kernkraftwerken infolge von festgestellten Kontaminationen an den Behältern für längere Zeit nicht genehmigt wurden. In der Praxis kann das Fehlen von Genehmigungen für Teile des nuklearen Brennstoffkreislaufes dazu führen, dass von anderen vorliegenden Genehmigungen zeitweise kein Gebrauch gemacht werden kann. Die zwischenzeitlich geschaffene standortnahe Zwischenlagerkapazität begegnet zugleich dieser Gefahr.

## 2 Genehmigungsablauf

**65** Der Genehmigungsablauf für kerntechnische Anlagen wird nachfolgend mit seinen wesentlichen Abschnitten und Besonderheiten dargestellt. Er entspricht weitgehend dem immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren nach den §§ 4 ff. BImSchG. Das Verfahren zur Genehmigung nuklearer Anlagen wird im Ablauf im Wesentlichen durch die **Atomrechtliche Verfahrensverordnung** (AtVfV) sowie ergänzend durch Vorschriften des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVfG) bestimmt.

### 2.1 Einleitung des Genehmigungsverfahrens

**66** Zur Einleitung des Genehmigungsverfahrens ist schriftlich ein **Genehmigungsantrag** bei der zuständigen Behörde zu stellen. Zustän-

dig für Verfahren nach § 7 AtG sind die durch die Landes-/Staatsregierungen bestimmten obersten Landesbehörden, heute in der Regel die Landesumweltministerien. Der Antrag muss ausreichend bestimmt sein und gemäß § 2 Abs. 2 AtVfV enthalten:

- Namen und Wohnsitz/Sitz des Antragstellers (Nr. 1);
- Angaben, ob eine Genehmigung oder ein Vorbescheid beantragt wird (Nr. 2);
- Angaben hinsichtlich des Standortes und Angaben über Art und Umfang der Anlage (Nr. 3).

**67** Dem Antrag sind die zur Prüfung der Zulassungsvoraussetzungen erforderlichen Unterlagen beizufügen. Hierzu zählen insbesondere ein **Sicherheitsbericht** (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 AtVfV) sowie eine für die Auslegung geeignete **Kurzbeschreibung** der Anlage und deren voraussichtlichen Auswirkungen auf die Allgemeinheit und die Nachbarschaft (§ 3 Abs. 4 AtVfV). Der Sicherheitsbericht muss Dritten ermöglichen zu beurteilen, ob und ggf. in welchem Umfang sie durch die Anlage und deren Betrieb bzw. deren Stilllegung, gesicherten Einschluss oder Abbau in ihren Rechten verletzt werden können. Inhaltlich müssen die Angaben so weit reichen, dass selbst Maßnahmen zu erläutern sind, die zum Ausschluss oder zur Begrenzung von Auswirkungen hypothetischer Ereignisabläufe dienen. Beispielhaft zu nennen ist hierfür der interne Notfallschutz.[43] Die ergänzend zur Auslegung kommende Kurzbeschreibung muss **allgemein verständlich** sein. Enthalten die Genehmigungsunterlagen **Geschäfts- oder Betriebsgeheimnisse**, so sind diese entsprechend zu kennzeichnen und der Behörde getrennt vorzulegen (§ 3 Abs. 3 S. 2 AtVfV).

## 2.2 Behördenbeteiligung

**68** Die Abwicklung des Genehmigungsverfahrens berührt über das Atomgesetz hinaus z. B. das Wasser-, Energiewirtschafts-, Bau-, Naturschutz-, Landschaftsschutz- und allgemeine Immissionsschutzrecht. Eine umfangreiche Behördenbeteiligung ist folglich geboten. Auf Bundesebene ist seit Herbst 1986 das Bundesministerium für

43 BR-Drs. 492/94, 29. Im Notfallhandbuch sind Maßnahmen beschrieben, die im Falle auslegungsüberschreitender Ereignisse ergriffen werden können, um das Ereignis zu beherrschen bzw. seine Folgen zu begrenzen.

Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für die Wahrnehmung der Schutzaufgaben im Bereich der Reaktorsicherheit und des Strahlenschutzes zuständig. Als Ausfluss der Bundesauftragsverwaltung übt der Bund die Aufsicht über die landesbehördliche Entscheidung sowohl hinsichtlich der Rechts- als auch Zweckmäßigkeitsprüfung aus. Rechts- und Fachaufsicht liegen damit ausschließlich beim Bund.

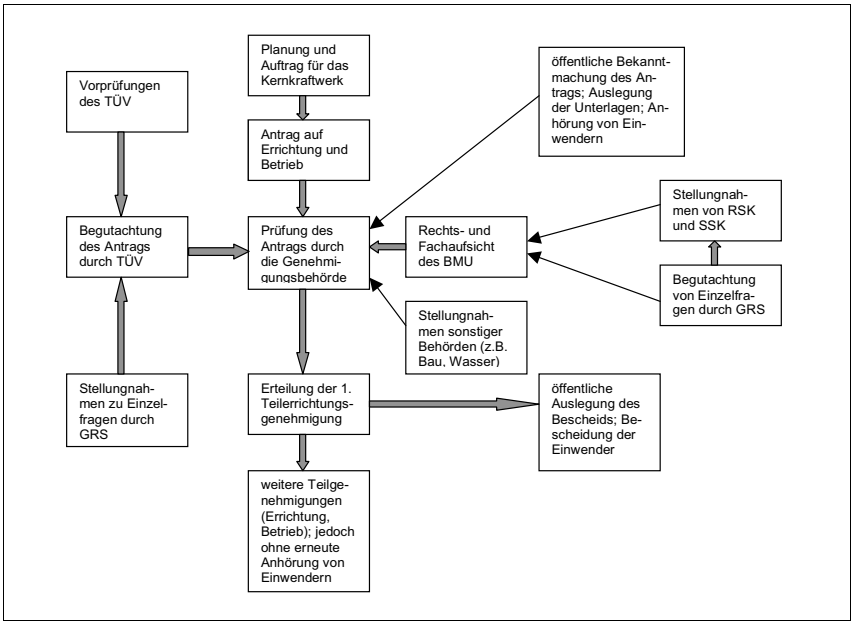
**69** Die Landesgenehmigungsbehörde beteiligt alle weiteren Behörden, deren Zuständigkeitsbereich betroffen ist. Das BMU, von dem ggf. Weisungen einzuholen sind, ist vor Genehmigungserteilung ebenfalls mit einzubeziehen. Bei ihrer Prüfung ziehen die Genehmigungsbehörden Gutachter hinzu. Auf dem Gebiet der Reaktorsicherheit und des Strahlenschutzes sind dies in der Regel die technischen Überwachungsvereine (TÜV) und die Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS). Das zuständige Bundesministerium lässt sich bei der Wahrnehmung seiner Aufsichtspflicht und in grundsätzlichen Fragen von seinen Sachverständigengremien, der **Reaktorsicherheitskommission** (RSK) und der **Strahlenschutzkommission** (SSK) beraten. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass sowohl über die personelle Besetzung als auch die Veränderungen von Regularien die Arbeit und der Einfluss dieser Gremien politisch beeinflussbar sind. Es bleibt zu wünschen, dass das jahrzehntelange hohe Ansehen dieser Sachverständigen nicht Schaden nimmt.

**70** In dem nachfolgenden Schaubild ist der **schematische Ablauf** des atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens dargestellt, ohne die Anzahl der eingeschalteten Behörden allerdings vollständig wiederzugeben.

**71** Bei zu erwartenden erheblichen Auswirkungen auf im Ausland gelegene Schutzgüter ist eine **grenzüberschreitende Behördenbeteiligung** bei der Umweltverträglichkeitsprüfung (§ 7 a Abs. 1 AtVfV) vorgesehen. Die Einzelheiten des Verfahrens richten sich nach § 7 a Abs. 1 - 5 AtVfV.

## 2.3 Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren

**72** Wesentliches Element des Genehmigungsverfahrens ist das sog. Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren. Dieses beginnt mit der Be-




Schematischer Ablauf des atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens in der Bundesrepublik Deutschland.

kanntgabe des Vorhabens, und zwar in dem **amtlichen Veröffentlichungsblatt**[44] und in den **öffentlichen Tageszeitungen** der Standortregion. Ergänzend erfolgt ein Hinweis auf die Bekanntmachung im **Bundesanzeiger**. Der **Inhalt der Bekanntmachung** muss neben den Angaben des Antrages insbesondere darauf hinweisen, wo und wann die in § 6 Abs. 1 und 2 AtVfV bezeichneten Unterlagen zur Einsicht ausgelegt sind. Ausdrücklich genannt werden müssen der erste und letzte Tag der **Auslegungsfrist** von **2 Monaten**. Ferner ist in der Bekanntmachung aufzufordern, etwaige Einwendungen innerhalb der Auslegungsfrist bei einer ausdrücklich benannten Stelle vorzubringen. Dies ist mit dem Hinweis zu verbinden, dass mit Ablauf der Frist alle Einwendungen gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 AtVfV ausgeschlossen sind, sofern sie nicht auf privatrechtlichen Titeln beruhen. Die Öffentlichkeit wird durch die **Bekanntmachung** zugleich auch noch über den weiteren Ablauf des Verfahrens unterrichtet. So erfolgt der Hinweis, dass ein Erörterungstermin stattfinden und der Termin in gleicher Weise

44 In Ermangelung eines eigenen amtlichen Veröffentlichungsblattes der Genehmigungsbehörde erfolgt die Bekanntgabe im Amtsblatt ihrer Aufsichtsbehörde.

wie das Vorhaben bekannt gemacht werden wird; ferner, dass die Einwendungen in diesem Termin selbst bei Ausbleiben des Antragstellers oder von Personen, die Einwendungen erhoben haben, erörtert werden; schließlich, dass die Zustellung der Entscheidung über die Einwendungen durch öffentliche Bekanntgabe erfolgt, falls mehr als 300 **Zustellungen** an Einwendern zu bewerkstelligen wären. Für 2 Monate sind Antrag, Sicherheitsbericht und Kurzbeschreibung bei der Genehmigungsbehörde und einer geeigneten Stelle in Standortnähe während der Dienststunden auszulegen (§ 6 Abs. 1 AtVfV). Auf Verlangen ist einem Dritten eine Abschrift oder Vervielfältigung der Kurzbeschreibung zu überlassen. **Besondere Akteneinsicht** kann Dritten nach pflichtgemäßem Ermessen eingeräumt werden. Der **Antragsteller** hat **Anspruch auf Akteneinsicht**, soweit diese zur Geltendmachung oder Verteidigung seiner rechtlichen Interessen erforderlich ist. Während der Auslegungsfrist können Einwendungen schriftlich oder zur Niederschrift bei der Genehmigungsbehörde oder der in der Bekanntmachung bezeichneten Stelle erhoben werden.

**73** Während des Genehmigungsverfahrens kommt eine **zusätzliche Bekanntmachung und Auslegung** in Betracht, wenn das Vorhaben zwischenzeitlich **wesentlich** geändert wurde. Eine „wesentliche Änderung" wird unwiderlegbar vermutet, wenn einer der ausdrücklich in § 4 Abs. 2 S. 3 Ziff. 1 - 5AtVfV geregelten Tatbestände eingreift. In allen anderen Fällen einer wesentlichen Änderung kann die Genehmigungsbehörde von einer zusätzlichen Bekanntgabe und Auslegung absehen, falls keine zusätzlichen oder andere Umstände darzulegen wären, die nachteilige Auswirkungen für Dritte besorgen lassen. Eine erneute Öffentlichkeitsbeteiligung kann unterbleiben, wenn nur der Restrisikobereich betroffen sein könnte. Eine erneute Öffentlichkeitsbeteiligung kann auch unterbleiben, wenn die sicherheitstechnischen Nachteile der Änderung im Verhältnis zu den sicherheitstechnischen Vorteilen gering sind. Die diesbezügliche Verfahrensentscheidung der Genehmigungsbehörde ist gemäß § 44 a Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO)[45] nicht selbstständig angreifbar, sondern nur zusammen mit der Sachentscheidung.

45 Neugefasst durch Bek. v. 19. 3. 1991, BGBl. 1991 I 686; zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 21. 12. 2006, BGBl. 2006 I 3316.

## 2.4 Erörterungstermin

**74** Wesentlicher Teil der Bürgerbeteiligung ist der gesetzlich vorgeschriebene Erörterungstermin. In ihm hat die Genehmigungsbehörde die rechtzeitig erhobenen Einwendungen mit den Antragstellern und denjenigen, die Einwendungen erhoben haben, mündlich zu erörtern. Einwendungen sind ein „sachliches, auf die Verhinderung oder Modifizierung des beantragten Vorhabens abzielendes Gegenvorbringen".[46] Die Rechtsprechung hat damit klargestellt, dass z. B. reine Proteste gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie nicht ausreichen. An die Substantiierung der Einwendungen werden aber ansonsten keine übersteigerten Anforderungen gestellt. **Jedermann** ist berechtigt, Einwendungen zu erheben. Die Möglichkeit einer Rechtsverletzung, wie es für die Klagebefugnis im verwaltungsgerichtlichen Verfahren erforderlich ist, muss nicht gegeben sein. **Gemeinden** können allerdings Einwendungen nur erheben, falls sie in eigenen privaten Rechten betroffen sein können. Ansonsten sind die Gemeinden auf ihr Beteiligungsrecht nach dem Atomrecht beschränkt (§ 7 Abs. 4 S. 1 AtG in Verbindung mit § 7 Abs. 2 AtVfV).

**75** Mit Ende der Auslegungsfrist werden alle Einwendungen ausgeschlossen, es sei denn, sie beruhen auf privatrechtlichen Titeln. Einwendungen, die zwar erhoben werden konnten, jedoch nicht fristgerecht geltend gemacht wurden, können weder in späteren Genehmigungsabschnitten (Teilgenehmigungsverfahren) noch im anschließenden verwaltungsrechtlichen Anfechtungsverfahren erhoben werden. Ein **umfassender Einwendungsverlust (Präklusion)** ist nach § 7 AtVfV die zwingende Folge der Untätigkeit im Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren. Dies bezieht sich allerdings nur auf die Einwendungen, die man versäumt hat zu erheben. Hiervon gibt es einige wenige Ausnahmen, so z. B. für Tatsachen, die erst nach Ablauf der Einwendungsfrist eingetreten sind bzw. hinsichtlich neuer Erkenntnisse im Sinne eines fortgeschrittenen Standes von Wissenschaft und Technik. Diese von der Rechtsprechung entwickelte Ausnahme von der Präklusion gilt aber nur für den begrenzten Zeitraum zwischen Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren und Genehmigungserteilung. Grund hierfür ist, dass der Stand von Wissenschaft und Technik zum Zeitpunkt der Verwaltungsentscheidung, d. h. der Ge-

46 BVerwG, Beschl. v. 12. 2. 1986, NVwZ 1986, 472.

nehmigungserteilung, im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung zu Grunde zu legen ist.

**76** Der **Inhalt der Einwendungen** ist dem Antragsteller bekannt zu geben. Die Daten, von wem die Einwendungen erhoben wurden, werden in der Regel nicht übermittelt. Der Erörterungstermin ist **nicht öffentlich** (§ 12 Abs. 1 S. 1 AtVfV). Dem Verhandlungsleiter stehen die Befugnisse zur effektiven Gestaltung des Verfahrens zu. Er hat z. B. die Möglichkeit zur themenmäßigen Aufgliederung, wovon gerade bei umfangreichen Erörterungsterminen in der Regel Gebrauch gemacht wird. Der Antragsteller nimmt Einfluss auf den Erörterungstermin durch Erläuterungen und Stellungnahmen, wozu er auch teils durch den Verhandlungsleiter aufgefordert wird. Mit Zweckerreichung beendet der Verhandlungsleiter den Erörterungstermin. Im Fall wiederholter Störungen steht nach **pflichtgemäßem Ermessen** dem Verhandlungsleiter das Recht zu, den Erörterungstermin außerordentlich zu beenden. In diesem Fall soll er möglichst die Einwender darauf hinweisen, dass es ihnen freisteht, ihre Einwendungen schriftlich der Genehmigungsbehörde gegenüber zu erläutern. Über den Erörterungstermin wird ein Wortprotokoll erstellt und vom Verhandlungsleiter sowie den Schriftführern unterschrieben. Der Vollständigkeit halber soll erwähnt werden, dass die **Umweltverträglichkeitsprüfung** als **unselbständiger Teil** des atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens durchgeführt wird; d. h. dass Einwendungen zu diesem Themenbereich im Erörterungstermin mitbehandelt werden.

**77** Die Rechtsprechung hat den hohen Stellenwert der **frühen Bürgerbeteiligung** unterstrichen. Dies wird auch aus politischen Gründen begrüßt. Gleichwohl führt dies zu immer größeren Belastungen, insbesondere der Genehmigungsbehörden, die verglichen zu früher eine große Anzahl von Einwendungen in angemessener Frist systematisch erfassen und inhaltlich bearbeiten muss. Die frühe Beteiligung der Öffentlichkeit dient unter anderem dem Ziel, relevante Einwendungen bei Projekten noch berücksichtigen zu können. Der häufig von den organisierten Kernenergiegegnern vorgebrachte Einwand, dass die Planung ohnehin unverrückbar feststehe und der Erörterungstermin mithin keine Veränderung mehr bewirken könne, wird durch die Praxis widerlegt. Genehmigungsbehörden haben infolge von Einwendungen durchaus schon Veränderungen hinsichtlich des Anlagenkonzeptes verlangt. Von den gleichen Gegnern wird aber ebenso re-

gelmäßig eingewandt, dass die zum Erörterungstermin vorgestellte Planung noch gar nicht weit genug gediehen sei. Diese in sich widersprüchliche Argumentation bestätigt den Eindruck vieler Erörterungstermine, dass nicht das konkrete Projekt und seine Auswirkungen auf die Umgebung, sondern vielmehr die friedliche Nutzung der Kernenergie ganz allgemein zur Diskussion steht. Ernst zu nehmende Einsprüche besorgter Nachbarn in der Umgebung gehen dabei ganz oder weitgehend unter. Überregional organisierte Kernenergiegegner bewirken – unterstützt durch ortsansässige Interessengruppen – eine weitgehende **Entfremdung** des eigentlichen Zwecks des Erörterungstermins. Die Genehmigungsbehörde, die sich im Erörterungstermin der für das Projekt eingeschalteten Sachverständigen unterstützend bedient, ist gleich dem Antragsteller für die Anlage massivsten Angriffen und teils auch Beschimpfungen ausgesetzt. In Anbetracht auch der Medienwirksamkeit solcher Erörterungstermine leidet die Sachdiskussion teils erheblich. Die Behörden und ggf. auch die Gerichte werden damit vor immer schwieriger zu bewältigende Aufgaben gestellt.

Es sollte insbesondere das Problem der modifizierten **Masseneinsprüche** überdacht werden, nachdem die organisierten Kernenergiegegner zu einer verfeinerten Logistik übergegangen sind. Anstelle von gleichlautenden Masseneinwendungen ist in vielen jüngeren Erörterungsterminen die Anzahl der Individualeinwendungen extrem angestiegen. Bei der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf z. B. konnten Gegner des Projektes sog. Individualeinwendungen von Oppositionsgruppen abrufen und anschließend einreichen. Hiervon versprach man sich zumindest seitens der Kernenergiegegner einen deutlich höheren Verwaltungsaufwand bei Erfassung und Registrierung der Einsprüche durch die Genehmigungsbehörde. Befremdend wirkt, wenn – wie in Niedersachsen geschehen – der zuständige Landesminister einerseits aufruft, möglichst viele Einsprüche zu erheben, andererseits dann aber beklagt, dass er sehr lange Zeit benötige, um diese zu registrieren und für den Erörterungstermin aufzubereiten. Gegen das geplante Endlager Konrad wurden fast 300 000 Einwendungen erhoben. Der Erörterungstermin erstreckte sich über 75 Verhandlungstage in einem Zeitraum von mehr als 5 Monaten. Die Kosten hierfür beliefen sich auf über 10 Mio. €. **78**

## 2.5 Teilgenehmigungspraxis

**79** Dem Atomgesetz liegt gleich dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) das gesetzliche Modell der **Vollgenehmigung** zugrunde. In der Praxis erfolgte allerdings überwiegend eine **Verfahrensstufung** (sog. gestuftes Genehmigungsverfahren). Die gebräuchlichste Form hierfür war, die Errichtungsgenehmigung, teils auch die Betriebsgenehmigungen, in Teilgenehmigungen zu unterteilen. Standort- und Konzeptvorbescheide gemäß § 7 a AtG kamen praktisch wenig zur Anwendung. Das galt auch für den vorübergehend eingeführten, mittlerweile wieder aufgehobenen § 7 c AtG, wonach für noch nicht genehmigte Anlagen auf Antrag einzelne Fragen für die Weiterentwicklung der Sicherheitstechnik gesondert zur Prüfung gestellt werden konnten. Nachdem die Erteilung der Genehmigung für neue kommerzielle Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1 S. 2 AtG nunmehr ausgeschlossen ist, verlieren solche Bestimmungen verständlicherweise an Bedeutung. Es bleibt abzuwarten, ob für die Stilllegung, den sicheren Einschluss sowie den Abbau der Anlage oder von Anlagenteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 AtG) sich in der Praxis eher die Vollgenehmigung durchsetzt oder auch insoweit in Teilgenehmigungsschritten vorgegangen wird. Die Komplexität spricht für letzteres, wie in der Praxis für einzelne Fälle schon bestätigt.

**80** Das gestufte Genehmigungsverfahren ermöglicht, einen komplexen Genehmigungssachverhalt in überschaubaren Teilschritten zu bewältigen. Bei üblicherweise längerer Dauer des Genehmigungsverfahrens, auch aufgrund dessen Komplexität, können auf diese Weise neuere technische und wissenschaftliche Erkenntnisse, soweit sie mit dem zu Grunde liegenden Konzept vereinbar sind, noch berücksichtigt werden. Unabdingbare Voraussetzung des gestuften Genehmigungsverfahrens ist, dass zu Beginn eine positive Beurteilung des Gesamtprojektes getroffen werden kann. Die **1. Teilerrichtungsgenehmigung (1. TEG)** kann mithin entsprechend dem Antrag nur erlassen werden, wenn ein sog. **vorläufig positives Gesamturteil** nach Prüfung für die komplette Anlage abgegeben werden kann. Gleiches gilt für die Stilllegung, den sicheren Einschluss der endgültig stillgelegten Anlage oder den Abbau der Anlage oder von Anlagenteilen. Durch diese Form des Gesamturteils wird der Bezug auf das Gesamtprojekt und damit die Verklammerung mit allen weiteren Teilgenehmigungen

hergestellt. Die 1. Teilerrichtungsgenehmigung beinhaltet neben dem vorläufig positiven Gesamturteil z. B. eine abschließende Aussage zum beantragten Standort und die ersten zur Umsetzung beantragten Errichtungsmaßnahmen (z. B. Aushebung der Baugrube). Das vorläufige positive Gesamturteil gehört, und zwar fortschreibend, zum Regelungsgehalt einer jeden Teilgenehmigung, bis es schließlich in der letzten Teilgenehmigung zum abschließenden positiven Gesamturteil erstarkt.

**81** In der Teilgenehmigungspraxis ist die Frage von Bedeutung, in welchem Umfang die **Genehmigungsbehörde an ihre Vorentscheidungen gebunden** ist. Hinsichtlich bereits erfolgter Entscheidungen gilt grundsätzlich, dass die Behörde nur unter den im Gesetz ausdrücklich genannten Voraussetzungen den erlassenen Verwaltungsakt aufheben bzw. abändern kann (sog. **Primärbindung**). Bei dem Erlass **neuer** Entscheidungen ist die Genehmigungsbehörde insoweit gebunden, als sie keine Entscheidungen treffen kann, die zu den Vorentscheidungen in Widerspruch stehen (sog. **Sekundärbindung**). Eine Anlage wird zur Errichtung beantragt, um später betrieben zu werden. Gleichwohl besteht nicht automatisch ein Rechtsanspruch auf die spätere Erteilung der Betriebsgenehmigung, vielmehr errichtet der Antragsteller die Anlage zunächst auf eigenes Risiko. Gleichwohl erfolgt eine **präjudizielle Wirkung** der Errichtungsgenehmigungen für die Betriebsgenehmigung. Mit der letzten von mehreren Teilerrichtungsgenehmigungen ist zugleich endgültig festgelegt, dass die so errichtete Anlage von ihrer baulich-technischen Auslegung her sicher betrieben werden kann. Es bleibt für die künftige Betriebsgenehmigung mithin nur noch ein Spielraum für die Festlegung des **Betriebsreglements**.

**82** Ein weiteres wesentliches Element der Verfahrensstufung ist die gesetzlich angeordnete **Präklusionswirkung von Teilentscheidungen** (§ 7 b AtG). Danach können, soweit in einer Teilgenehmigung über einen Antrag nach § 7 AtG entschieden worden und diese Entscheidung **unanfechtbar** geworden ist, in einem weiteren Verfahren zur Genehmigung der Anlage Einwendungen Dritter nicht mehr aufgrund von Tatsachen erhoben werden, die schon vorgebracht waren oder von dem Dritten nach den ausgelegten Unterlagen oder dem ausgelegten Bescheid hätten vorgebracht werden können. Abweichend von der **Bindungswirkung**, die das Verhältnis von Antragsteller und

Genehmigungsbehörde betrifft, regelt die **Präklusion** die Frage, inwieweit ein **Dritter** Einwendungen in einem späteren Genehmigungsverfahrensabschnitt noch geltend machen kann. § 7 Abs. 1 AtVfV behandelt die Folgen der **Versäumung der Einwendungsfrist**, während § 7 b AtG die Wirkungen der unanfechtbar gewordenen Teilgenehmigung gegenüber Dritten für weitere Verfahrensschritte regelt. In der Sache handelt es sich um den Einwand der Bestands- bzw. Rechtskraft.

## 2.6 Weisungsrecht des Bundes

**83** Dem Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit steht als Ausfluss der Bundesauftragsverwaltung nach Art. 85 Abs. 3 Grundgesetz (GG)[47] ein **Weisungsrecht** zu. Dem Land steht insoweit nur eine unentziehbare sog. **Wahrnehmungskompetenz** zu. Ein Eintrittsrecht des Bundes ist Art. 85 GG nicht zu entnehmen. Für die sog. Sachkompetenz (Sachbeurteilung und Sachentscheidung) verhält es sich anders. Diese liegt zunächst beim Land. Der Bund kann aber, indem er von seinem Weisungsrecht Gebrauch macht, nach eigener Entscheidung die Sachkompetenz an sich ziehen. Dies kann nach Art. 85 Abs. 3 GG durch **Einzel**- sowie auch **allgemeine Weisungen** erfolgen. Das Land hat in aller Regel die Weisung zu befolgen.[48] Den Ländern steht grundsätzlich kein einklagbares Recht gegenüber dem Bund zu. Eine Grenze alleiniger Gemeinwohlverantwortung des Bundes ergebe sich nach der Rechtsprechung des BVerfG erst dann, wenn unter grober Missachtung der der obersten Bundesbehörde obliegenden Obhutspflicht von dieser das Land zu einem Tun oder Unterlassen angehalten würde, welches im Hinblick auf die damit einhergehende allgemeine Gefährdung oder Verletzung bedeutender Rechtsgüter schlechterdings nicht verantwortet werden kann.[49] Der Bund hat darüber hinaus die sog. **Pflicht zu bundesfreundlichem Verhalten** bei Androhung bzw. Ausübung seines Weisungsrechts gleichermaßen zu beachten wie den **Grundsatz der Ver-**

47 Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch G v. 28. 8. 2006, BGBl. 2006 I 2034.

48 Zur eingegrenzten Eigenständigkeit des Landes bei der Auftragsverwaltung, siehe BVerfG, Urt. v. 22. 5. 1990, BVerfGE 81, 310, 331 ff.

49 Siehe BVerfG (Fn. 46), BVerfGE 81, 334.

**hältnismäßigkeit**. Rechtsstreitigkeiten hierüber können nur im **Bund-Länder-Streit** vor dem BVerfG erfolgreich geltend gemacht werden. Die Weisung regelt das Innenverhältnis zwischen Bund und Land und kann von **Dritten** mithin gerichtlich nicht erfolgreich angegriffen werden.

## 2.7 Ausstiegsorientierter Gesetzesvollzug im Atomrecht

**84** Nicht in erster Linie die Aufgabenteilung zwischen Bund und Ländern, sondern die unterschiedliche Haltung der politischen Parteien in der Bundesrepublik Deutschland zur friedlichen Nutzung der Kernenergie birgt ein **Konfliktpotential**. Seit der paraphierten Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen zum „Kernenergiekompromiss" vom 14. Juni 2000[50] mit anschließender Umsetzung im Atomgesetz scheint dieses Konfliktpotential zwar unter Kontrolle. Gleichwohl ist der Dissens zur friedlichen Nutzung der Kernenergie zwischen den Regierungsparteien CDU/CSU einerseits und SPD andererseits in deren Koalitionsvereinbarungen verankert. So sehr zu wünschen ist, dass man für die Bundesrepublik Deutschland möglichst bald zu einem tragfähigen Konsens über eine nachhaltige Energieversorgung - zumindest bei den beiden Volksparteien - findet, bleiben vorerst deren grundsätzliche Unterschiede in der Haltung zur friedlichen Nutzung der Kernenergie. Sie führten in der Vergangenheit in einigen Bundesländern zum sog. **ausstiegsorientierten Gesetzesvollzug**. Die Kernenergie wurde hierdurch letztendlich verteuert und immer schwerer berechenbar. Das galt auch in Ansehung des seitens des Bundes als Ausfluss der Bundesauftragsverwaltung ausgeübten Weisungsrechts, womit Erschwernisse im Genehmigungsverfahren auf Landesebene „korrigiert" wurden. Die frühere rot-grüne Bundesregierung versuchte hingegen ihrerseits, das Weisungsrecht für den von ihr ideologisch ge-

50 Gleichlautend nach Vorliegen des entsprechenden Novellierungsentwurfs zum Atomgesetz am 11. 6. 2001 von den Vertragsparteien unterzeichnet. Die Vereinbarung hat schon mit der Paraphierung am 14. 6. 2000 Wirkung entfaltet. Sie ist im HbE abgedruckt unter Nr. 13210 und wird im nachfolgenden Text unter dem Zusatz „Kernenergiekompromiss" gekennzeichnet.

wollten Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie zu **instrumentalisieren**.

**85** Der sog. ausstiegsorientierte Gesetzesvollzug im Atomrecht war nicht nur **rechtswidrig**, sondern stellte zugleich auch einen Angriff auf unseren Rechtsstaat dar. Ein Rechtsstaat kann und darf es nicht dulden, dass z. B. Ungehorsam gegen geltende Gesetze zum Programm einer Regierung und der ihr nachgeordneten Exekutive erhoben und entsprechend praktiziert wird.[51] Gleichwohl bleibt die Erkenntnis, dass - zumindest in angemessenen Zeiträumen – dieses rechtswidrige Handeln der Exekutive praktisch nicht justiziabel ist.

**86** Auch das im Jahre 1996 in das Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) aufgenommene Gesetz zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren[52] hat sich in der Praxis nicht als taugliches Gegenmittel für vorgenannte Verschleppung erwiesen. Auch sonstige vorausgegangene Bemühungen, eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren zu erreichen, waren nur zum Teil von Erfolg gekrönt. Immerhin wurde durch das sog. **Konvoi-Verfahren** eine Beschleunigung erreicht, indem man die Anzahl der Teilerrichtungsgenehmigungen verringert hat, eine weitgehende Vereinheitlichung der Antragsunterlagen für mehrere standardisierte Kraftwerke, eine arbeitsteilige Begutachtung und eine Bindung von Sachverständigen und Behörden an diese vereinbaren konnte. Nach diesem Verfahren wurden die Kernkraftwerke Isar II, Emsland, und GKN II abgewickelt. Da die Kraftwerke in wesentlichen Teilen zeichnungsgleich sind, wurden für sie in den Genehmigungsverfahren ein standardisierter Unterlagensatz zu Grunde gelegt, der als solcher nur einmal – und zwar arbeitsteilig von den örtlich zuständigen Technischen Überwachungsvereinen – begutachtet wurde, wobei lediglich eine „Differenzbegutachtung" im Hinblick auf Abweichungen vom Standard projektbezogen erfolgte. Die Inhalte der einzelnen Teilgenehmigungen wurden aufeinander abgestimmt, so dass auch der äußere Gang des Genehmigungsverfahrens eine gewisse Vereinheitlichung aufwies. Die Erfahrungen mit einer

51 Siehe *Sendler, Horst,* Anwendungsfeindliche Gesetzesanwendung – Ausstiegsorientierter Gesetzesvollzug im Atomrecht, Vortrag anlässlich Mitgliederversammlung des Wirtschaftsverbandes Kernbrennstoff-Kreislauf e. V. am 19. 11. 1991 – Sonderdruck, Thenée Druck, Bonn 1991, 1, 22.

52 Gesetz zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren (Genehmigungsverfahrensbeschleunigungsgesetz – GenBeschlG) v. 12. 9. 1996, BGBl. 1996 I 1354.

derartigen Abwicklung in rd. 6 Jahren ließen in der Tat Rationalisierungsvorteile erkennen. Diese Verfahrensgestaltung konnte in verfahrensökonomischer Hinsicht durchaus als maßstabsbildend gewertet werden.

### 2.8 Genehmigungserteilung

87 Die Entscheidung der Genehmigungsbehörde ist im Fall des Stattgebens wie auch der Versagung **schriftlich zu erlassen**, **schriftlich zu begründen** und schließlich dem Antragsteller sowie allen, die Einwendungen erhoben haben, **zuzustellen** (§ 15 Abs. 3 S. 1 AtVfV). Bei mehr als 300 Einwendern kann die Zustellung durch öffentliche Bekanntmachung bewirkt werden. In diesem Fall reicht die Veröffentlichung des verfügenden Teils des Bescheides sowie der Rechtsbehelfsbelehrung. Die Genehmigungsbehörde hat ihre Entscheidung schriftlich zu begründen. Sie muss hierbei die wesentlichen und rechtlichen Gründe, die sie zu ihrer Entscheidung bewogen haben, darstellen. Ergänzend muss sie – wenn auch summarisch – auf die erhobenen Einwendungen eingehen. Schließlich ist der Genehmigungsbescheid mit einer Rechtsmittelbelehrung zu versehen. Im Fall öffentlicher Bekanntmachung steht **Dritten** das Recht zu, in den gesamten Bescheid **Einsicht** zu nehmen.

## 3 Rechtsschutz

88 Nach der verfassungsrechtlichen **Rechtsschutzgarantie** steht jeder natürlichen und juristischen Person grundsätzlich das Recht zu, sich gegen Maßnahmen der öffentlichen Gewalt in Form von Genehmigungsbescheiden gerichtlich zur Wehr zu setzen (Art. 19 Abs. 4 GG). Vorausgesetzt wird allein die Betroffenheit in **eigenen** Rechten. In der Praxis überwiegen die Klagen Drittbetroffener gegen Erteilung der Anlagengenehmigungen, dem nachfolgend insbesondere nachgegangen werden soll.

### 3.1 Rechtsschutz gegen Anlagengenehmigungen

89 Jede Entscheidung der Genehmigungsbehörde kann, soweit sie zur Regelung eines Einzelfalls mit Auswirkung (also nicht nur behörden-

intern oder rein verfahrensleitend) ergeht, zur **verwaltungsgerichtlichen Überprüfung** gestellt werden. Während dies in den 60er Jahren hinsichtlich der Genehmigung für Errichtung und Betrieb kerntechnischer Anlagen nur vereinzelt – und erfolglos – geschah, entspricht es seit vielen Jahren der Praxis, jedes kerntechnische Projekt vor den Verwaltungsgerichten anzugreifen. Die Gerichte werden damit zu Trägern der Letztentscheidung und der Letztverantwortung über ökonomische und sicherheitspolitische Fragen von hohem Rang. Mehr ironisch findet sich die Feststellung in der Literatur, wonach die Genehmigung von Kernkraftwerken nicht durch das Anlagengenehmigungsverfahren mit der Möglichkeit anschließender gerichtlicher Überprüfung erfolge, sondern durch die Gerichte mit vorgeschaltetem Verwaltungsverfahren.[53]

**90** Der Rechtsschutz gegen Verwaltungsakte (Anlagengenehmigungen) des atomrechtlichen Verfahrens unterscheidet sich nicht von dem gegen sonstige Behördenentscheidungen und folgt den Bestimmungen der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO). Danach kann jede Genehmigung grundsätzlich zunächst mit dem **Widerspruch** im sog. (vorgerichtlichen) Vorverfahren angefochten werden. Hilft die Behörde, die die Entscheidung erlassen hat, dem Widerspruch selbst nicht ab, legt sie den Vorgang der nächsthöheren Behörde vor, die über den Widerspruch dann zu entscheiden hat. Diese gibt dem Widerspruch entweder statt und hebt die Genehmigung ganz oder teilweise auf oder erlässt einen (ablehnenden) Widerspruchsbescheid. Erst durch letzteren ist der Weg frei, innerhalb eines Monats nach Zustellung des Widerspruchsbescheides Klage zu erheben. Dieses Vorverfahrens bedarf es dann nicht, wenn der ursprünglich angefochtene Verwaltungsakt durch eine oberste Bundes- oder Landesbehörde erlassen wurde. In diesen Fällen fehlt es nach der Behördenstruktur an einer aufsichtsführenden nächsthöheren Behörde. Entsprechend den Zuständigkeitsregelungen nach dem Atomgesetz (§§ 22 – 24 AtG) wird die Genehmigung zur Errichtung und Betrieb von kerntechnischen Anlagen fast ausnahmslos von obersten Bundes- oder Landesbehörden erlassen, so dass sofort **Klage** erhoben werden kann.

**91** Der Komplexität der Großprojekte sowie der besonderen Materie des Atomrechts Rechnung tragend, sind nach der Verwaltungsgerichts-

53 So *Ossenbühl, F.,* DVBl. 1978, 1 ff.

ordnung (VwGO) die Oberverwaltungsgerichte (OVG) für Klagen gegen bestimmte Genehmigungen nach dem Atomgesetz **erstinstanzlich zuständig**. Dies gilt nach § 48 Abs. 1 Ziff. 1 VwGO für die Errichtung, den Betrieb, die sonstige Innehabung, die Veränderung, die Stilllegung, den sicheren Einschluss und den Abbau von Anlagen im Sinne der §§ 7 und 9 a Abs. 3 AtG; ferner nach § 48 Abs. 1 Ziff. 2 VwGO für die Bearbeitung. Verarbeitung und sonstige Verwendung von Kernbrennstoffen außerhalb von Anlagen gemäß § 7 AtG (§ 9 AtG) und die wesentliche Abweichung oder die wesentliche Veränderung im Sinne von § 9 Abs. 1 S. 2 AtG sowie die Aufbewahrung von Kernbrennstoffen außerhalb der staatlichen Verwahrung. Die Klage gegen solche Genehmigungsbescheide ist bei den OVG einzulegen, die in einigen Bundesländern die Bezeichnung Verwaltungsgerichtshof (VGH) führen. Hierdurch erhofft man sich eine zeitliche Verkürzung der häufig weit über 10 Jahre dauernden Gerichtsverfahren. Gegen die Entscheidung (Urteil) des OVG/VGH ist dann allenfalls und letztinstanzlich das Bundesverwaltungsgericht im Wege der Revision anzurufen. Dieses entscheidet abschließend.

**92** Die **Verkürzung des** verwaltungsgerichtlichen **Instanzenzuges** für einen bestimmten Kreis von häufig sehr komplexen Projekten hat ohne Zweifel zu der gewünschten Entlastung der (unteren) Verwaltungsgerichte geführt. Die angestrebte Beschleunigung der Verfahren zur Erreichung eines mehr effizienten Rechtsschutzes blieb ungeachtet der hohen Sachkunde der für Atomrecht zuständigen Senate an den OVG/VGH hinter den Erwartungen zurück. Grund hierfür ist zum einen, dass die Verfahrenskonzentration nur atomrechtliche, nicht auch etwaige sonstige (bau- oder wasserrechtliche) Streitigkeiten im Hinblick auf solche Anlagen erfasst; zum anderen, dass die Zulässigkeit der Revision zum Bundesverwaltungsgericht nicht kraft Gesetzes vorgesehen ist. Lehnen OVG/VGH die Zulassung der Revision ab, dann bedarf es vorlaufend zur Einlegung der Revision der (erfolgreichen) Nichtzulassungsbeschwerde beim Bundesverwaltungsgericht, wodurch in der Praxis zusätzlich Zeit verloren geht.

## 3.2 Aufschiebende Wirkung

**93** Die Einlegung des Widerspruchs im verwaltungsrechtlichen Verfahren sowie die Erhebung der Klage haben **Suspensiveffekt** für die er-

gangene Genehmigung, d. h. von dieser darf bis zur Entscheidung über den Widerspruch bzw. die Klage kein Gebrauch gemacht werden. In Anbetracht der Komplexität der Großprojekte und der damit verbundenen umfangreichen Verfahren können bis zur Entscheidung mehrere Jahre vergehen. Folgen eines solchen Baustopps sind nicht nur hohe Stillstandskosten (pro Tag von rd. 0,5 Mio. € und mehr), sondern auch Verteuerungen des Projektes infolge der terminlichen Streckung. In Anbetracht der seit Jahren bei fast allen kerntechnischen Anlagen zu erwartenden Klagen sind die Bauherren/Betreiber dazu übergegangen, in der Regel mit dem Antrag auf Erteilung der Genehmigung auch die sofortige Vollziehbarkeit (**Sofortvollzug**) derselben zu beantragen. Zur Begründung des sog. Sofortvollzuges weist bei Kernkraftwerken der künftige Betreiber insbesondere auf das **öffentliche Interesse** an einer gesicherten und preisgünstigen Stromversorgung und damit auf die **Dringlichkeit** des konkreten Projektes hin.

**94** Verfügt die Genehmigungsbehörde den Sofortvollzug, so kann diese Entscheidung bei Gericht im Verfahren des **vorläufigen Rechtsschutzes** (**Eilverfahren**) vom Kläger zur Überprüfung gestellt werden. Bis zur Entscheidung hierüber kann von der Genehmigung Gebrauch gemacht werden, wenn auch auf eigenes Risiko des Bauherrn. Ist die Klage bei Gericht bereits anhängig, dann wäre dieses auch zuständig, über einen erst dann vom Bauherrn gestellten Antrag auf Erteilung des Sofortvollzuges zu entscheiden. Seit vielen Jahren dominieren die sog. **Eilverfahren** die atomrechtliche Gerichtspraxis. Zahlreiche Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland wurden, da die Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes der Kläger keinen Erfolg hatten, fertig gestellt, bevor überhaupt die eigentliche Klage (Hauptsache) vor Gericht entschieden war.

**95** Im vorläufigen Rechtsschutzverfahren erfolgt nur eine **summarische Prüfung**. Eine „Vollprüfung" nach dem Stand von Wissenschaft und Technik (§ 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG) muss dem Hauptsacheverfahren (Klageverfahren) vorbehalten bleiben. Im atomrechtlichen Eilverfahren stellten die Gerichte gleichwohl überwiegend auf die Erfolgsaussichten in der Hauptsache ab. Erst wenn danach feststand, dass die Erfolgsaussichten noch offen seien, erfolgte eine Interessenabwägung, und zwar zwischen den Interessen des künftigen Betreibers und denen der Kläger. Dieser Auffassung kann allenfalls für die Fälle gefolgt wer-

den, in denen die Erfolgsaussichten offen zu Tage treten oder auf Rechtsfragen konzentriert bleiben. Ansonsten verliert das Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes seine Funktion als Eilverfahren, da über eine summarische Prüfung hinaus eine umfangreiche und zeitraubende Sachaufklärung (Beweisaufnahme) erfolgen müsste. Eine Verletzung von Grundrechten ist durch eine einstweilige Errichtung von Teilen einer Atomanlage grundsätzlich nicht gegeben. Im Eilverfahren ist von der verfahrensrechtlichen Parität der Parteien auszugehen. Im Hinblick auf das öffentliche Interesse an der Stromversorgung müssen in der Regel die Interessen der Antragsteller des Eilverfahrens (Kläger) vorläufig zurücktreten.

## 3.3 Selbstbetroffenheit

**96** Die Klage ist nur zulässig, falls der Kläger behauptet, in seinen Rechten verletzt zu sein. Nach der herrschenden „**Schutznormtheorie**" muss sich der Kläger auf **drittschützende Normen** (Schutz von Individualinteressen) berufen können, deren Verletzung nach seinem Sachvortrag zumindest möglich erscheint. Gewöhnlich hängt letzteres von der Art der befürchteten Gefahren und von der Entfernung des Lebensbereichs des Klägers von der Anlage ab. Der Kläger muss mithin **substantiiert** behaupten, dass er von den möglichen Auswirkungen eines konkreten Sicherheitsmangels der zu genehmigenden Anlage bzw. bei deren Stilllegung, Einschluss oder Abriss in seinem engeren Lebensbereich und in **eigenen Rechten** betroffen sein kann und zudem, dass dieses Risiko hinreichend ist, dass dagegen Vorsorge entsprechend der Schutzmaßnahmen nach § 7 Abs. 2 AtG getroffen werden muss. Nach alledem ist es ohne **Betroffenheit in eigenen Rechten** keinem Kläger gestattet, das Genehmigungsverfahren allein auf seine ordnungsgemäße Durchführung zur gerichtlichen Überprüfung zu stellen.

**97** Abweichend von den strengen Verfahrensregeln des **Gerichts**verfahrens sind allerdings im atomrechtlichen Genehmigungsverfahren z. B. für Anlagen nach § 7 AtG natürlichen und juristischen Personen auch Einwendungen erlaubt, ohne dass ihre individuellen Belange von dem Vorhaben berührt werden. Die **Einwendungen** müssen jedoch über eine bloße Ablehnung der friedlichen Nutzung der Kernenergie hinaus sachliches Gegenvorbringen enthalten und sich auf eine be-

fürchtete Gefährdung von Rechtsgütern beziehen. Dieser – eventuell auch nur in genereller Form – vorgebrachten Einwendungen im vorgezogenen Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren bedarf es, will der Kläger mit seinem Sachvortrag im späteren Klageverfahren nicht schon **formal** ausgeschlossen sein (Präklusion).[54] Nach vorherrschender Meinung ist die Wahrung der Einwendungsfrist **Sachurteilsvoraussetzung** (§ 7 b AtG, § 7 AtVfV).

**98** **Allgemeine Bedenken** gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie bzw. gegen die Errichtung und Betrieb kerntechnischer Anlagen begründen keine Klagebefugnis. Die Gefahr eines militärischen Angriffs auf kerntechnische Anlagen betrifft die Rechtsgemeinschaft insgesamt und kann z. B. nicht unter dem Gesichtspunkt des Individualrechtsschutzes durch Klage geltend gemacht werden. Die im Atomgesetz vorgesehenen Schutzvorkehrungen sind nach höchstrichterlicher Rechtsprechung mit dem Grundgesetz vereinbar.

**99** Ein Kläger kann bzw. konnte sich aus dem Gesichtspunkt des Individualschutzes hinsichtlich der Genehmigung einer kerntechnischen Anlage ferner nicht berufen auf:

- die energiewirtschaftlichen Belange;
- den Transport radioaktiver Stoffe zu oder von der Anlage (gesondertes Genehmigungsverfahren);
- die Entsorgungsregelung (Zwischenlagerung und Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente; Endlagerung der radioaktiven Abfälle); Ausnahmen gelten nur insoweit, als Entsorgungsmaßnahmen unmittelbar anlagenbezogen sind, z. B. die Lagerung abgebrannter Brennelemente im Kernkraftwerk;
- die spätere Stilllegung der Anlage; sie unterliegt einem eigenen Genehmigungsverfahren (§ 7 Abs. 3 AtG).

## 3.4 Strahlenminimierungsgebot

**100** Besonders umstritten ist, ob und in welchem Umfang sich Kläger auf das **Strahlenminimierungsgebot** des § 6 Abs. 2 StrlSchV berufen können. In Erörterungsterminen und Gerichtsverfahren nahm die Frage nach einer eventuellen Schädigung durch **kleinste Strahlendo-**

54 Siehe hierzu oben 2.4 Erörterungstermin.

**sen** einen breiten Raum ein. Das Strahlenminimierungsgebot besagt, dass jede Strahlenexposition oder Kontamination unter Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik und unter Berücksichtigung aller Umstände des Einzelfalls auch **unterhalb** der in der Strahlenschutzverordnung festgesetzten Grenzwerte **so gering wie möglich** zu halten ist. Zumindest für den Normalbetrieb kerntechnischer Anlagen hat das BVerfG[55] festgestellt, dass unterhalb der in der Strahlenschutzverordnung festgelegten Dosisgrenzwerte (§ 46 StrlSchV) **kein Drittschutz** als Individualanspruch bestehe. Die Grenzwerte stellten das Höchstmaß der dem Einzelnen an einer für ihn ungünstigsten Einwirkungsstelle zuzumutenden künstlichen Strahlung dar. Die Werte lägen innerhalb der regionalen Schwankungsbreite der natürlichen Strahlenexposition und weit unterhalb der nach den EURATOM-Grundnormen zulässigen Dosen. Der Gesetzgeber habe im Atomgesetz (§ 12 Abs. 1 Nr. 2 AtG) die Exekutive in verfassungsrechtlich unbedenklicher Weise zur näheren Bestimmung ermächtigt, die Vorsorge näher festzulegen, dass bestimmte Strahlendosen und Konzentrationen radioaktiver Stoffe in Luft und Wasser nicht überschritten werden (§ 47 StrlSchV). Hieraus ergebe sich die Grenze zwischen der erforderlichen Gefahrenvorsorge und dem nach dem Maßstab praktischer Vernunft hinzunehmenden Restrisiko. Die überwiegende Auffassung spricht sich für eine entsprechende Behandlung der Auslegungsstörfälle aus mit der Folge, dass auch insoweit bei Einhaltung der Planungswerte keine Gefahr im Rechtssinne angenommen werden kann. Das Strahlenminimierungsgebot des § 6 Abs. 2 StrlSchV ist nach der Genehmigungspraxis der Behörden nicht drittschützend.

## 3.5 Drittschutz und Schadensvorsorge

Für die Genehmigungspraxis ist in Abstimmung zwischen Bund und Ländern im **Länderausschuss für Atomkernenergie** weitgehende Übereinstimmung hinsichtlich der Schadensvorsorge (§ 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG) erzielt worden. Diese wird danach den Grundzügen des allgemeinen Sicherheitsrechts folgend allein als Gefahrenabwehr verstanden. Tatbestandliche Genehmigungsvoraussetzung ist mithin nur die erforderliche Gefahrenabwehr, nicht hingegen eine darüber hinausgehende, gefahrenunabhängige Vorsorgepflicht. Der Grundsatz **101**

55 BVerfG, Beschl. v. 20. 12. 1979, BVerfGE 53, 30.

der Verhältnismäßigkeit ist im Bereich der Gefahrenabwehr nicht anwendbar. Dritte können im Bereich der **Gefahrenabwehr** eine **Verletzung ihrer Rechte** durch **Klage** geltend machen.

**102** Im Rahmen des Versagungsermessens berücksichtigt die Behörde Maßnahmen auch zur gefahrenunabhängigen **Risikovorsorge bzw. Risikominimierung**. Bei derartigen Maßnahmen ist der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit ebenso zu berücksichtigen wie Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit und der technischen Machbarkeit. Maßnahmen dieser Art betreffen das **Bevölkerungsrisiko**, das nicht mit der Summe der Individualinteressen gleichzusetzen ist. Hierfür besteht kein Drittschutz. Einen Anspruch auf fehlerfreie Ermessensausübung der Behörde kann nur der künftige Betreiber gerichtlich geltend machen.

**103** Die **Grenzziehung** zwischen **Gefahrenabwehr** einerseits und dem **sozial-adäquat hinzunehmenden Restrisiko** andererseits mag – wie oben bereits festgestellt – nicht in allen Fällen leicht sein. An dieser Stelle sei hinsichtlich des Drittschutzes nur so viel festgestellt: Die Frage der Beibehaltung eines Versagungsermessens für die Genehmigungsbehörde mit der Möglichkeit, auch Maßnahmen zur Risikovorsorge zu verlangen, muss zwingend im Zusammenhang mit dem **Drittschutz** gesehen werden, sollen die Genehmigungsverfahren nicht noch weiter erschwert werden.

## 3.6 Verfahrensverstoß

**104** Ein Verstoß gegen Verfahrensregeln führt mit der Klage nur dann zum Erfolg, wenn hierdurch zugleich eine Gefährdung der materiellrechtlichen Position des Klägers bewirkt wird. Der behauptete Verfahrensverstoß muss also zum Nachteil des Klägers die materielle Rechtswidrigkeit der Genehmigung verursacht haben. Das BVerfG hat in einem grundlegenden Beschluss[56] allerdings die **drittschützende Funktion** wesentlicher Vorschriften über die **Öffentlichkeitsbeteiligung** nach der AtVfV befürwortet. Die Verfahrensvorschriften seien Ausprägung des materiellen Grundrechtsschutzes aus Art. 2 Abs. 2 GG (Schutz von Leben und Gesundheit). Der **materielle**

56 BVerwG, Urt. v. 22. 12. 1980, BVerwGE 61, 256 = NJW 1981, 1393, 1395.

**Grundrechtsschutz** werde namhaft durch die **Gestaltung des Verfahrensrechts** (mit-)gewährleistet.

## 3.7 Klagebefugnis von Gemeinden und Verbänden

**105** Nach inzwischen gefestigter Rechtssprechung[57] haben die Gemeinden kein generelles Vertretungsrecht für die Interessen ihrer Einwohner. Sie können sich mithin nur auf Verletzung eigener Belange, die sich letztlich aus ihrem kommunalen Selbstverwaltungsrecht ergeben, berufen. Hierzu zählt die örtliche Planungshoheit nach dem Baugesetzbuch (BauGB), die aus der Garantie der kommunalen Selbstverwaltung folgt, wenn die Anlagengenehmigung die kommunale Planung konkret und substanziell betrifft.[58] Die Gemeinde kann sich hingegen nicht auf Eigentumsverletzungen im Sinne des Art. 14 Abs. 1 GG berufen, da Grundrechte nur private, nicht aber öffentliche Körperschaften und Einrichtungen schützen. Die Gemeinde kann sich allerdings auf bürgerlich-rechtliche Eigentumspositionen berufen. Entsprechendes gilt für Vereine und Verbände, die sich ebenfalls nicht auf die Wahrnehmung von Rechten ihrer Mitglieder berufen können. Eine generelle **Verbandsklage** ist bislang rechtlich nicht gegeben.

## 3.8 Rechte von Ausländern

**106** Fraglich ist, ob auch ausländischen Nachbarn vor deutschen Verwaltungsgerichten eine Klagebefugnis zusteht. Ein Ausländer kann hinsichtlich seiner im Ausland gelegenen Rechtsgüter nur dann eine Rechtsverletzung geltend machen, wenn beim Erlass der Anlagengenehmigung Rechtsvorschriften Beachtung finden müssen, die dem Schutz des ausländischen Klägers dienen. Soweit ihm subjektive Rechte gewährt werden, steht ihm auch das diesbezügliche Klagerecht zu. Ausgehend von dem europarechtlichen Diskriminierungsverbot ist eine solche Klagebefugnis wohl grundsätzlich zu bejahen.[59] Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die Darlegung individueller Betrof-

57 VGH Kassel, Urt. v. 25. 3. 1997, NVwZ-RR 1998, 361, 364.

58 VGH Kassel, Urt. v. 1. 11. 1989, NuR 1992, 128, 131, OVG Lüneburg, Urt. v. 21. 10. 1986, NVwZ 1987, 341 = UPR 1987, 118.

59 BVerwG (Urt. v. 17. 12. 1986, BVerwGE 75, 285) hat für das Atomrecht die Klagebefugnis eines niederländischen Nachbarn bejaht.

fenheit noch eine gewisse räumliche Beziehung zu der Anlage voraussetzt.

## 3.9 Adressat einer Klage

**107** Klagen gegen Genehmigungsbescheide sind gegen den Bund bzw. das Land zu richten, und zwar unabhängig davon, ob eine oberste Bundes- oder Landesbehörde die Entscheidung erlassen hat. Beklagter ist nicht der Antragsteller bzw. Anlagenbetreiber. Dieser wird allerdings, da vom Ausgang des Klageverfahrens notwendig betroffen, seitens des Gerichts zum Verfahren beigeladen. Als Verfahrensbeteiligter hat er dann das Recht, sich aktiv am Verfahren zu beteiligen. Dies wird von ihm in der Praxis verständlicherweise umfangreich wahrgenommen.

## 3.10 Gerichtliche Überprüfbarkeit

**108** Das angerufene Gericht überprüft im Fall einer Anfechtungsklage gegen die Anlagengenehmigung bzw. genehmigte wesentliche Änderungen der Anlage, ob die Grenzen für eine sachgerechte Ermessensausübung eingehalten sind (§§ 40 VwVfG, 114 VwGO). Hiervon zu trennen ist die Frage, mit welcher **Kontrolldichte** die Gerichte gerade bei komplexen großtechnischen Anlagen, insbesondere Kernkraftwerken, eine Überprüfung vornehmen. Nach höchstrichterlicher Rechtsprechung fällt den Gerichten nicht die Aufgabe zu, jedwede Entscheidung der Exekutive nach allen Richtungen umfassend zu überprüfen.[60] Die Verantwortung für die Ermittlung von Risiken liegt bei der Exekutive. Die verwaltungsgerichtliche Kontrolle beschränkt sich darauf zu überprüfen, ob die Verfahrensnormen eingehalten wurden und das Vorgehen der Exekutive grundsätzlich plausibel erscheint. Diese Restriktion hinsichtlich der gerichtlichen Kontrolldichte folgt aus einem Funktionsvorbehalt in § 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG zu Gunsten der Exekutive sowie aus einer Interpretation des Gewaltenteilungsprinzips für hochkomplexe, technische Bewertungsfragen.

**109** Zu Recht wird damit einem **zweiten** Genehmigungsverfahren im Gewande des verwaltungsgerichtlichen Verfahrens eine Absage erteilt. Hieraus folgen allerdings einige Konsequenzen. Da das Gericht seine

60 Ständige Rspr.: BVerwG, Urt. v. 19. 12. 1985, BVerwGE 72, 300, 316 ff.; BVerwG Urt. v. 14. 1. 1998, DVBl. 1998, 339.

Bewertung nicht an die Stelle der Genehmigungsbehörde setzen darf, können im Klageverfahren festgestellte **Prüfdefizite** nur sehr begrenzt geheilt werden. Das Gericht kann z. B. Mängel der Behörde bei Risikoermittlung und -bewertung nicht im Wege einer gerichtlichen Beweisaufnahme ausgleichen. **Ermittlungs**- und **Bewertungsdefizite** führen folglich selbst dann zur Rechtswidrigkeit und Aufhebung der angefochtenen Genehmigung, wenn offen bleibt, ob die Behörde bei korrektem Vorgehen zu einem anderen Ergebnis gekommen wäre. Der Genehmigungsbehörde ist es jedoch gestattet, **unterlassene Ermittlungen und Bewertungen** noch während des verwaltungsgerichtlichen Verfahrens nachzuholen. Auf diese Weise kann eine zunächst defizitäre Genehmigung noch geheilt werden, allerdings gilt dies nur bis zur letzten mündlichen Verhandlung der Tatsacheninstanz.[61] Die Genehmigungsbehörde muss jedoch ihre nachgeholten Erwägungen dokumentieren und bekannt geben.

## 4 Ausgewählte Rechtsfragen der Entsorgung

**110** Die in den Kernkraftwerken eingesetzten Brennelemente müssen regelmäßig ausgetauscht werden. Grund hierfür ist, dass der Anteil des spaltbaren Materials in den Brennelementen zurückgeht. Die für die Energieerzeugung notwendige Kettenreaktion lässt folglich nach. Die gegen frische Brennelemente zum Austausch kommenden bestrahlten Brennelemente sind jedoch nicht als „Atommüll" zu betrachten. Sie enthalten in erheblichem Umfang noch spaltbare Kernbrennstoffe, daneben durch Kernspaltung entstandene Spaltstoffe sowie das von vornherein nicht spaltbare Uran 238. Die **Entsorgung** war lange Zeit begrifflich definiert als „die sachgerechte und sichere Verbringung der während der gesamten Betriebszeit der Anlage anfallenden bestrahlten Brennelemente in ein für diesen Zweck geeignetes Lager mit dem Ziel ihrer Verwertung durch Wiederaufarbeitung oder ihre Behandlung zur Endlagerung ohne Wiederaufarbeitung und die Behandlung und Beseitigung der hierbei erhaltenen radioaktiven Abfälle".[62] Seit der Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 2002 (BGBl. I S. 2674) gilt ein Genehmigungsverbot für Anlagen zur Aufarbeitung bestrahl-

61 BVerwG, Urt. v. 14. 1. 1998, DVBl. 1998, 339.

62 So noch Ziff. II 1.1 der „Grundsätze zur Entsorgungsvorsorge für Kernkraftwerke" vom 19. 3. 1980, BAnz. Nr. 58 v. 22. 3. 1980 S. 2.

ter Kernbrennstoffe in Deutschland (§ 7 Abs. 1 S. 2 AtG). Darüber hinaus ist die Abgabe von gebrauchten Brennelementen aus deutschen Kernkraftwerken zum Zweck der Wiederaufarbeitung an ausländische Anlagen ab 1. Juni 2005 nicht mehr zulässig (§ 9 a Abs. 1 S. 2 AtG). Die in der Vereinbarung zwischen EVU und seinerzeitigen rot-grünen Bundesregierung zum „Kernenergiekompromiss" vom 14.06.2000[63] angestrebte Fünfjahresfrist diente dazu, die völkerrechtlichen Abmachungen über die Wiederaufarbeitung im Ausland möglichst ohne Vertragsverletzung zu beenden. Dies gelang durch Nachverhandlungen mit den ausländischen Wiederaufarbeitungsfirmen, so dass seit 1. Juli 2005 ausschließlich nur noch die direkte Endlagerung von bestrahlten Brennelementen als Entsorgung in Deutschland zulässig ist.

## 4.1 Integriertes Entsorgungskonzept

**111** Die nukleare Entsorgung wurde nicht erst durch die 4. Novelle zum Atomgesetz im Jahre 1976 geregelt. Ziel der seinerzeitigen Novelle war es vielmehr, ein lückenloses integriertes Entsorgungskonzept zu ermöglichen, insbesondere die fehlenden normativen Grundlagen für eine sachgerechte und zweckmäßige Beseitigung zu schaffen, ein funktionsgerechtes **Zusammenwirken** aller **Teilbereiche** des sog. „Back-end" des Brennstoffkreislaufes sicherzustellen. Bereits das Atomgesetz sowie die Strahlenschutzverordnung, jeweils in ihren ursprünglichen Fassungen, enthielten Regelungen und Hinweise für die Ablieferung, Sicherstellung und Beseitigung radioaktiver Abfälle ebenso wie für die staatliche Verwahrung und private Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen. Hierdurch wurden schon früh die Voraussetzungen geschaffen und auch genutzt, technisch-wissenschaftlich ein Entsorgungskonzept in der Bundesrepublik Deutschland zu entwickeln und sukzessive zu realisieren. Die Implementierung des Entsorgungskonzeptes in das Atomgesetz (§ 9 a – 9 c AtG) war seinerzeit rechtlich grundsätzlich gelungen.

**112** Weit schwieriger gestaltete sich in der Bundesrepublik Deutschland die praktische Umsetzung. Zunächst war geplant, in Gorleben mit einem recht umfassenden **Entsorgungszentrum** die Mehrzahl der An-

63 Siehe Fn. 50.

lagen zur Schließung des Brennstoffkreislaufes an einem Standort zu errichten und zu betreiben; dies zudem in Nachbarschaft zu dem in Prüfung befindlichen, geplanten Endlager Gorleben für radioaktive Abfälle. Mit der seinerzeit in Niedersachsen politisch nicht durchsetzbaren Lösung einigte sich der Bund mit den Regierungschefs der Länder auf ein stärker dislozierte Konzept. Unverändert hielt man jedoch daran fest, alle Anlagen in Deutschland zu errichten, wodurch zugleich sichergestellt werden sollte, dass der in der Kernenergie im weltweiten Vergleich hohe deutsche Sicherheitsstandard auch insoweit zur Anwendung kommt. Mit der Aufgabe der geplanten Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf wurde erstmals ein wesentlicher Teil der nuklearen Entsorgung ins Ausland verlagert. Um den Weiterbetrieb der deutschen Kernkraftwerke zu sichern, wurden für die ursprünglich für Wackersdorf eingeplanten Brennelemente Wiederaufarbeitungsverträge mit der französischen Wiederaufarbeitungsfirma COGEMA und der englischen Wiederaufarbeitungsfirma BNFL geschlossen. Jahre später erfolgte dann auch die Aufgabe der von Siemens in Hanau betriebenen MOX-Brennelementfertigung, die seitdem ebenfalls für deutsche Reaktoren ausschließlich im Ausland erfolgt. Vorrangig ursächlich für diese Entwicklung war der Widerstand gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie in unserem Land. Dieser konzentrierte sich auf Anlagen des Brennstoffkreislaufes. Dessen Schließung wollte man insbesondere verhindern, um eine langfristige Etablierung der Kernenergie zu vermeiden.

## 4.2 Entsorgungspflicht

Von entscheidender Bedeutung ist weiterhin eine mittlerweile modifizierte **Entsorgungspflicht** nach § 9 a Abs. 1 AtG. Danach hat derjenige, der eine kerntechnische Anlage, in der mit Kernbrennstoffen umgegangen wird, errichtet, betreibt, sonst innehat, wesentlich verändert, stilllegt oder beseitigt, außerhalb solcher Anlagen mit radioaktiven Stoffen umgeht oder Anlagen zur Erzeugung ionisierender Strahlen betreibt, dafür zu sorgen, dass anfallende **radioaktive Reststoffe** sowie **ausgebaute** oder **abgebaute radioaktive Anlagenteile** den in § 1 Nr. 2 – 4 AtG bezeichneten Zwecken entsprechend entweder **schadlos verwertet** oder als radioaktive Abfälle **geordnet beseitigt** werden (**direkte Endlagerung**). Seit Mitte 1994 waren beide Entsorgungswege rechtlich gleichwertig, nachdem zuvor ein gesetzlicher **113**

Vorrang zu Gunsten der Wiederaufarbeitung bestand.[64] Mit dem sog. Ausstiegsgesetz wurde ein Genehmigungsverbot für Wiederaufarbeitungsanlagen in Deutschland eingeführt (§ 7 Abs. 1 S. 2 AtG); darüber hinaus ist die Abgabe von gebrauchten Brennelementen aus deutschen Kernkraftwerken zum Zweck der Wiederaufarbeitung an ausländischen Anlagen ab 1. Juli 2005 nicht mehr zulässig (§ 9 a Abs. 1 S. 2 AtG). Allein gestattet ist seitdem nur noch die geordnete Beseitigung der bestrahlten Brennelemente als radioaktive Abfälle (direkte Endlagerung). Das Gesetz folgt mit der Entsorgungspflicht dem **Verursachungsprinzip**. Diese Pflicht besteht „zum Schutz der Allgemeinheit" (§ 9 a Abs. 1 AtG) und ist mithin nicht drittschützend.

**114** Die während der gesamten Betriebszeit eines Kernkraftwerkes anfallenden bestrahlten Brennelemente sind zunächst in ein für diesen Zweck geeignetes Lager zu verbringen, und zwar mit dem Ziel ihrer Behandlung zur Endlagerung ohne Wiederaufarbeitung. **Wiederaufarbeitung** bedeutete früher, dass im Wege eines chemischen Verfahrens radioaktive Abfälle (Spaltprodukte) von in den bestrahlten Brennelementen noch enthaltenen Kernbrennstoffen getrennt wurden. Die noch spaltbaren Brennstoffe wurden anschließend entsprechend bearbeitet (Anreicherung, Brennelementfabrikation) und wieder dem Brennstoffkreislauf zugeführt. Die Spaltprodukte wurden nach entsprechender Bearbeitung zunächst zwischengelagert und sind später endzulagern. Bei der **direkten Endlagerung** werden ohne Wiederaufarbeitung die gesamten Brennelemente nach entsprechender Bearbeitung und vorausgehender Zwischenlagerung endgelagert. Ziel bei der Bearbeitung ist es, möglichst das endzulagernde Volumen zu reduzieren und durch Einkapselung oder sonstige Konditionierung eine weitere Schutzbarriere für die Endlagerung zu schaffen.

**115** Bis zur Verfügbarkeit eines Endlagers für abgebrannte Brennelemente kommt der **Zwischenlagerung** entscheidende Bedeutung zu. Die Zwischenlagerung kann sowohl in externen zentralen Zwischenlagern als auch in Zwischenlagern auf dem Standort von Kernkraftwerken oder in dessen Nähe (standortnahe Zwischenlager) erfolgen. Die Be-

64 Früher war die Beseitigung von abgebrannten Brennelementen ohne vorherige Wiederaufarbeitung nach § 9 a Abs. 1 Nr. 2 AtG a. F. nur zulässig, soweit die schadlose Verwertung (d. h. Wiederaufarbeitung) nach dem Stand von Wissenschaft und Technik nicht möglich, wirtschaftlich nicht vertretbar oder mit den Zielen des Atomgesetzes, insbesondere mit dem Schutzzweck nicht vereinbar war.

treiber von Kernkraftwerken haben für die Errichtung und Betrieb entsprechender Anlagen zu sorgen (§ 9 a Abs. 2 S. 2 AtG). Die standortnahen Zwischenlager haben Vorrang für die aus dem am gleichen Standort befindlichen Kraftwerk stammenden Brennelemente, um die Anzahl der Transporte zu minimieren. Seit Errichtung der standortnahen Zwischenlager nahe den Kernkraftwerken werden die zentralen Zwischenlager in Gorleben und Ahaus ganz oder überwiegend für radioaktive Abfälle genutzt, die aus der Wiederaufarbeitung deutscher Brennelemente aus dem Ausland zurückzunehmen sind. Eine besondere Form ist die **Kompaktlagerung** im Reaktorgebäude durch dichtere Belegung des ohnehin vorhandenen Lagerbeckens mit abgebrannten Brennelementen. Der Verbleib von Brennelementen im Kompaktlager ist in der Praxis eher „vorübergehend" für ein bis zwei Jahre. Die Länder haben **Landessammelstellen** für die Zwischenlagerung der in ihrem Gebiet angefallenen radioaktiven Abfälle zu errichten, während der Bund zur Errichtung von Anlagen zur Sicherstellung und Endlagerung radioaktiver Abfälle verpflichtet ist. Der Staat hat eine wichtige Mitverantwortung im Bereich der Entsorgung, da alle anfallenden radioaktiven Abfälle langfristig zwingend in **Bundesendlager** zu verbringen sind.

## 4.3 Entsorgungsvorsorge

An die Stelle der früher geltenden **Entsorgungsvorsorgegrundsätze** für Kernkraftwerke sind mit der Novellierung des Atomgesetzes in 2002 (BGBl. I S. 2674) die Regelungen des § 9 a Abs. 1 a bis Abs. 1 e AtG getreten. Grundsatznorm ist § 9 a Abs. 1 a AtG. Sie wird konkretisiert durch § 9 a Abs. 1 b AtG zur geordneten Beseitigung, § 9 Abs. 1 c AtG zur schadlosen Verwertung des im Rahmen der Wiederaufarbeitung gewonnenen Plutoniums sowie in § 9 a Abs. 1 d AtG zum Verbleib für das aus der Wiederaufarbeitung gewonnenen Urans. Nachweispflichtig sind die Betreiber von Kernkraftwerken. Inhaltlich haben sie den Nachweis zu führen, dass sie ausreichend Vorsorge getroffen haben, um bestimmten Pflichten aus § 9 a Abs. 1 AtG nachkommen zu können. Stichtag für die zu führenden Nachweise ist der 31.12. des jeweiligen Jahres, wobei die Nachweise spätestens bis zum 31.03. des Folgejahres vorzulegen sind. Inhaltlich stellt das Gesetz auf eine **bedarfsgerechte Verfügbarkeit** ab. Der Nachweis muss mindestens durch eine realistische Planung wie auch Konkretisierung für die **116**

nächsten zwei Jahre nach dem Stichtag so belegt werden, dass z. B. die Zwischenlagerkapazität zum Bedarfszeitpunkt und nicht bereits zum Zeitpunkt der Nachweisführung vorhanden ist.[65] Wesentlichen Veränderungen der Voraussetzungen sind der Behörde unverzüglich zu melden. Die Nachweisverpflichtung ist jedoch nicht deckungsgleich mit den materiellen Entsorgungsverpflichtungen gemäß § 9 a Abs. 1 AtG. Sie bezieht sich auf besonders regelungsbedürftig eingeschätzte Teilbereiche und geht z. T. auch über die Entsorgungsvorsorge nach § 9 a Abs. 1 AtG hinaus, indem sie auch zukünftig noch anfallende bestrahlte Brennelemente einbezieht.

### 4.3.1 Geordnete Beseitigungs- und Verwertungsnachweise

**117** Nach § 9 a Abs. 1 b AtG ist Gegenstand der Nachweisführung die **geordnete Beseitigung**, und zwar sowohl der bestrahlten Kernbrennstoffe, die über die direkte Endlagerung entsorgt werden, als auch der radioaktiven Abfälle, die aus der Wiederaufarbeitung aus dem Ausland zurückzunehmen sind. Zeitlich erstreckt sich die Nachweisführung bis zur Ablieferung an eine Anlage zur Endlagerung radioaktiver Abfälle. § 9a Abs. 1 c AtG legt den Betreibern von Kernkraftwerken erstmals die Verpflichtung auf, einen **Verwertungsnachweis** für das ihnen aus der Wiederaufarbeitung zuzurechnende Plutonium zu führen. Die Verwertung ist erst abgeschlossen, wenn der Wiedereinsatz des aus der Wiederaufarbeitung gewonnenen Plutoniums in Kernkraftwerken in Form von MOX-Brennelementen begonnen hat.[66] Schließlich müssen die Betreiber von Kernkraftwerken auch für das aus der Wiederaufarbeitung rückgewonnene Uran den sicheren Verbleib durch realistische Planung über ausreichende, bedarfsgerecht zur Verfügung stehende Zwischenlagermöglichkeiten nachweisen.[67]

---

65 Nach der Gesetzesbegründung (BT Drs. 14/6890 S. 23) ist für eingeleitete Genehmigungsverfahren für noch zu errichtende Anlagen von einer einfachen, zügigen und zweckmäßigen Durchführung auszugehen.

66 Siehe hierzu Posser, H./Schmans, M./Müller-Dehn, Chr., Atomgesetz Kommentar zur Novelle 2002, Köln 2003, Rdnr. 236 mit weiteren Nachweisen in Fn. 2.

67 Der temporäre Verbleibnachweis dient laut Gesetzesbegründung dem für die Endlagerung verantwortlichen Bund dazu, frühzeitig Kenntnis darüber zu erhalten, ob und ggf. welche Mengen an rückgewonnenem Uran er bei der Planung zu berücksichtigen hat - BT-Drs. 14/6890 S. 23 f.

### 4.3.2 Berücksichtigung der Entsorgungsvorsorge im Rahmen des Versagungsermessens

**118** Die Entsorgungspflicht nach § 9 a AtG ist – abweichend zu der früher in der Literatur und Rechtsprechung vertretenen Auffassung – **keine Genehmigungsvoraussetzung**[68], die ergänzend zu den in § 7 Abs. 2 AtG genannten Genehmigungsvoraussetzungen Berücksichtigung finden müsste. Das BVerwG[69] und die herrschende Lehre[70] sind dem überzeugend entgegen getreten. Nach der Gesetzessystematik und auch Entstehungsgeschichte handelt es sich bei § 9 a AtG um eine **selbständige Handlungspflicht** der Kernkraftwerksbetreiber. Allerdings obliegt es der Genehmigungsbehörde, im Rahmen ihres **Versagungsermessens** die in § 9 a AtG grundsätzlich normierten Entsorgungspflichten des Anlageninhabers zu berücksichtigen. Die in der Praxis in diesem Zusammenhang insbesondere erörterte Verzögerung hinsichtlich Erkundung und Errichtung von Endlagern für radioaktive Abfälle begründet jedoch keine ausreichenden Zweifel an der grundsätzlichen Lösbarkeit der Endlagerung. [71]

## 4.4 Endlagerung radioaktiver Abfälle

**119** Die **Endlagerung** radioaktiver Abfälle ist Aufgabe des Bundes und damit ein **Staatsmonopol**. Der Bund ist gemäß § 9 a Abs. 3 Satz 1, 2. Hs. AtG verpflichtet, Anlagen zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle einzurichten. Dazu zählt nicht nur die **Errichtung** entsprechender Anlagen, sondern auch deren **Betrieb**. Die Anlagenbetreiber sind gemäß § 9 a Abs. 1 AtG verpflichtet, ihre radioaktiven Abfälle an Landessammelstellen für die Zwischenlagerung oder eine Anlage des Bundes zur Sicherstellung und zur Endlagerung abzuliefern. Den Beseitigungs- und Ablieferungspflichten nach § 9 a Abs. 1 und 2 AtG entspricht mithin eine staatliche **Annahme-**

68 So z. B. nach OVG Lüneburg, Beschl. v. 5. 10. 1976, et 1978, 44, 45, und Beschl. v. 17. 10. 1977, DVBl. 1978, 67; *Hofmann, H.,* Rechtsfragen der atomaren Entsorgung, Augsburg 1981, 192 ff., 195 ff.

69 BVerwG, Beschl. v. 12. 7. 1993, DVBl. 1993, 1149, 1151.

70 Siehe *Kuhnt, D.,* in: Lukes, R. (Hrsg.) 6. AtRS, 349, 358, 362 ff.; übereinstimmend mit der Position, die in den Entsorgungsvorsorgegrundsätzen – I. 3.1 – eingenommen ist.

71 BVerwG, Beschl. v. 12. 7. 1993, DVBl. 1993, 1149, 1151.

**pflicht**[72]. **Für den Bund ist jedoch keine Realisierungspflicht** festgelegt, so dass bis zur Verfügbarkeit entsprechender Endlagereinrichtungen die Annahmepflicht nicht durchsetzbar ist. Folgerichtig ist der Entsorgungsvorsorgenachweis gemäß § 9 a Abs. 1 a S. 1 AtG über ausreichende Zwischenlagerkapazitäten für bestrahlte Kernbrennstoffe sowie aus der Wiederaufarbeitung zurückzunehmende radioaktive Abfälle so lange zu führen, bis dessen Ablieferung an eine Anlage zur Endlagerung radioaktiver Abfälle gewährleistet ist. Ferner bestimmt § 78 StrlSchV, dass bis zur Inbetriebnahme von Anlagen des Bundes zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle die nach § 76 Abs. 1 oder 2 StrlSchV abzuliefernden radioaktiven Abfälle vom Ablieferungspflichtigen zwischenzulagern sind. Die Regelungen des § 9 a Abs. 3 S. 2 ff. AtG entsprechen nahezu wörtlich dem früheren § 9 a Abs. 4 AtG, der durch das Gesetz vom 06.04.1998 eingeführt worden war und durch die Atomrechtsnovelle 2002 als gesonderte Vorschrift (Absatz) wieder gestrichen wurde.[73] Der Bund kann danach zur Erfüllung seiner Pflicht die Wahrnehmung seiner Aufgaben, und zwar mit Übertragung hoheitlicher Befugnisse, ganz oder teilweise auf **Dritte** übertragen. Hierfür wurde die Möglichkeit der **Beleihung** beibehalten. Der Dritte untersteht der Aufsicht des Bundes. Der Dritte kann anstelle von Kosten ein Entgelt für die Benutzung von Anlagen zur Sicherstellung und zur Endlagerung erheben. Als **technischer Erfüllungshilfe** für die Errichtung von Endlagern ist für den Bund heute die „Deutsche Gesellschaft zum Bau und Betrieb von Endlagern für Abfallstoffe mbH (DBE)“ tätig.

### 4.4.1 Stand der Endlagerung

**120** Erkundet wird seit dem Jahr 1979 der Salzstock bei **Gorleben** für die Endlagerung aller Arten fester radioaktiver Abfälle. Die beiden Schächte erreichten Mitte 1998 die Endtäufe. Mit dem Auffahren der Erkundungsbereiche wurde anschließend begonnen. Die Vereinbarung über den „Kernenergiekompromiss“ aus dem Jahre 2000 zwischen der damaligen Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern verfolgt kein bestimmtes Endlagerkonzept. Für Gorleben wurde

72 BT-Drs. 7/4794; *Haedrich, H.* (Fn. 1), § 9 a Rd.-Ziff. 39 mit weiteren Nachweisen.

73 Durch Gesetz zur Änderung des AtG und des Gesetzes über die Einrichtung eines Bundesamtes für Strahlenschutz v. 6. 4. 1998, BGBl. 1998 I 694; wiederum geändert durch G v. 25. 7. 2002, BGBl. I 2674.

ein 3jähriges, maximal 10jähriges Erkundungsmoratorium vereinbart. Die rot-grüne Bundesregierung erklärte immerhin in der Vereinbarung, dass sie die bisherigen Erkundungsergebnisse positiv würdigt und dass die bislang gewonnenen Befunde ihrer Ansicht nach einer Eignung des Salzstocks nicht entgegenstehen. Sie hielt es jedoch für notwendig, vor Fortsetzung der Erkundung bestimmte Fragestellungen zu klären. Hierbei handelt es sich um Fragen konzeptioneller Art und nicht um Gorleben-spezifische, so z. B. um das Vorgehen der seinerzeit erfolgten Standortvorauswahl. Die rot-grüne Bundesregierung hielt an Gorleben als einen möglichen Endlagerstandort fest und hat im Jahre 2005 durch Erlass einer Veränderungssperrenverordnung den Salzstock gegen Beeinträchtigungen aus einer anderweitigen Nutzung gesichert. Rechtsgrundlage hierfür war § 9 g AtG. Seit Beginn des Moratoriums zum 1. Oktober 2000 wird das Bergwerk Gorleben als Offenhaltungsbetrieb geführt. Damit sind die Arbeiten auf die Offenhaltung der Anlage und die erforderlichen Maßnahmen zur Beweissicherung beschränkt. Nach der Vereinbarung über den „Kernenergiekompromiss“ aus dem Jahre 2000 sind die hierfür anfallenden Ausgaben notwendige Kosten und damit anteilig von den EVU zu tragen. Eine Erkundung weiterer Endlagerstandorte wird in der Vereinbarung nicht erwähnt. Aus alledem folgt, dass die EVU Kosten einer eventuellen Erkundung weiterer Standorte nicht zu tragen hätten. Nach den aktuellen Vorgaben des Bundes ist ein vorzeitiges Ende des zehnjährigen Moratoriums bislang nicht erkennbar. Der BMU verlangt eine Standortauswahl nach internationalen Standards. Er wäre nach eigenem Bekunden bereit, Gorleben weiter erkunden zu lassen. Allerdings müsse dies mit der Maßgabe geschehen, dass zeitgleich die alternative Standortsuche beginne. Es bleibt zu hoffen, dass die initiierten Energiegipfel unter Führung des Bundeskanzleramtes baldmöglich eine Lösung zur Fortführung der Erkundungsarbeiten in Gorleben bringen.

Für das ehemalige Eisenerzbergwerk **Schacht Konrad**, das entgegen **121**
Gorleben nicht für alle, sondern nur zur Endlagerung von nicht oder nur schwach-wärmeentwickelnden Abfällen und Materialien vorgesehen ist, wurde 1982 das Planfeststellungsverfahren eingeleitet und nach über 20jähriger Verfahrensdauer durch Beschlusserteilung am 5. Juni 2002 abgeschlossen. Die Errichtungs- und Betriebsgenehmigung sind nicht für sofort vollziehbar erklärt. Grund hierfür ist, dass

nach der Vereinbarung über den „Kernenergiekompromiss" aus dem Jahre 2000 das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) einen diesbezüglichen Antrag zurückgenommen hat. Es bestand Einvernehmen, hierdurch eine gerichtliche Überprüfung im Hauptsacheverfahren beschleunigt zu ermöglichen und abzuwarten. Die anhängigen Klagen gegen den Planfeststellungsbeschluss, der die Umrüstung und den Betrieb der Schachtanlage gestattet, hat das Oberverwaltungsgericht Lüneburg am 8. März 2006[74] abgewiesen. Eine Revision wurde nicht zugelassen. Die Nichtzulassungsbeschwerden hiergegen sind beim Bundesverwaltungsgericht anhängig. Der Bund hat verfügt, bis zur Erlangung der Rechtskraft der Urteile des Oberverwaltungsgerichts keine vorbereitenden Arbeiten zur Umrüstung der Anlagen vorzunehmen.

**122** Das ehemalige Endlager für radioaktive Abfälle der DDR bei **Morsleben (ERAM)** besaß nach der 8. AtG-Novelle vom 06.04.1998[75] eine Genehmigung bis zum 30.06.2005. Mit der Wiedervereinigung wurde das Endlager vom Bund übernommen. Bis zur vorzeitigen Beendigung des Einlagerungsbetriebs im Jahre 1998 wurden insgesamt rd. 37.000 $m^3$ radioaktive Abfälle in Morsleben eingelagert. Bereits am 09.05.1997 hat das zuständige Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) im Einvernehmen mit der damaligen Bundesumweltministerin Merkel den am 13.10.1992 für den Weiterbetrieb des Endlagers Morsleben (ERAM) gestellten Planfeststellungsantrag auf Stilllegung beschränkt. Für die Entscheidung des Bundes waren keine sicherheitsrelevanten Überlegungen ausschlaggebend, sondern dass mit Konrad und Gorleben insgesamt ausreichende Kapazitäten vorgesehen seien. Die Planunterlagen zur Stilllegung der Anlage wurden im September 2005 bei der zuständigen Genehmigungsbehörde in Sachsen-Anhalt durch das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) eingereicht. Einen entsprechenden Planfeststellungsbeschluss erwartet man für das Jahr 2011. Im Oktober 2003 ist die vorgezogene Verfüllung ausgewählter Grubenbaue im Zentralbereich des ERAM als bergbauliche Gefahrenabwehrmaßnahme begonnen worden. Diese Verfüllarbeiten sollen Mitte 2009 abgeschlossen sein. Das ERAM läuft auch kostenmäßig in ausschließlicher Verantwortung des Bundes.[76]

74 DVBl. 2006, 1049 ff.
75 Siehe Fn. 69.
76 OVG Magdeburg Beschl. v. 25. 9. 1998, NVwZ 1999, 93.

### 4.4.2 Planfeststellung gemäß § 9 b AtG

**123** **Errichtung** und **Betrieb** von Endlagern für radioaktive Abfälle (**Einrichtung**) sowie wesentliche Veränderungen solcher Anlagen bedürfen der **Planfeststellung** gemäß § 9 b AtG. Die **materiellen Voraussetzungen**, die zur Erteilung eines Planfeststellungsbeschlusses vorliegen müssen, sind weitgehend identisch mit den Genehmigungsvoraussetzungen des § 7 Abs. 2 AtG. Für die erforderliche Schadensvorsorge von besonderer Bedeutung ist die Frage der **Langzeitsicherheit**. Für die Errichtung und Betrieb ist das **Bundesamt für Strahlenschutz** (**BfS**) als oberste Bundesbehörde ebenso zuständig wie für die sog. **Eigenüberwachung**. Von Bedeutung erscheint, dass die **untertägige Erkundung eines Standortes** auf seine Eignung für die Endlagerung radioaktiver Abfälle noch nicht der Beginn der Errichtung einer entsprechenden Anlage und daher nicht planfeststellungspflichtig nach § 9 b AtG ist. Hierfür ist lediglich eine **bergrechtliche Betriebsplanzulassung** erforderlich.[77]

**124** Das Planfeststellungsverfahren für Konrad hat deutlich gemacht, dass eine **Konzentration** einzelner, noch **parallel verlaufender Verfahren**, und zwar so umfassend wie möglich, geboten ist. Das zum Recht der Anlagengenehmigung auch die Möglichkeit der Konzentration aller erforderlichen Genehmigungen, auch soweit sie auf Landesrecht beruhen, gehört, ist unbestritten.

## 4.5 Zwischenlagerung

**125** Bei Erlass der Entsorgungsnovelle im Jahr 1976 war dem Gesetzgeber bekannt, dass ausreichende Wiederaufarbeitungs- wie Endlagerkapazitäten noch zu schaffen waren. Die bis dahin geübte Praxis der **Zwischenlagerung** sollte unverändert erhalten und weiterhin verfolgt werden können. Damit gemeint ist auch die **private** Zwischenlagerung. Die staatliche Verwahrung von Kernbrennstoffen nach § 5 AtG spielte ungeachtet einiger weniger Beispiele aus der Praxis keine große Rolle. Mit der Atomrechtsnovelle 2002 wurde die Bestimmung grundlegend umgestaltet. Während früher die private Zwischenlage-

77 Zu dem früheren Streit in der Literatur, ob es neben der bergrechtlichen Betriebszulassung auch eines Planfeststellungsverfahrens nach § 9 b AtG bedarf, bei *Haedrich, H.* (Fn. 1), § 9 b Rd.-Ziff. 25 ff..

rung gegenüber der staatlichen Verwahrung subsidiär und auf das unumgängliche Maß beschränkt sein sollte, ist nun dieses Regel-Ausnahme-Prinzip umgekehrt. Mit der Neufassung des § 5 AtG wird dem im Umweltrecht geltenden Verursacherprinzip Rechnung getragen, ohne dass der Staat seine lückenlose Kontrolle über Kernbrennstoffe preisgibt. So regelt § 5 Abs. 4 AtG die staatliche Verwahrung als Auffangtatbestand. Die staatliche Verwahrung ist folglich solange aufrechtzuerhalten, als eine anderweitige Besitzberechtigung nicht besteht. Dies ermöglicht eine rechtsmäßige umfassende Kontrolle.

### 4.5.1 Aufbewahrung von Kernbrennstoffen außerhalb staatlicher Verwahrung (§ 6 AtG)

**126** **Außerhalb** staatlicher Verwahrung bedarf es für die private Aufbewahrung einer Genehmigung nach § 6 Abs. 1 S. 1 AtG. Bei **abgebrannten Brennelementen** handelt es sich insoweit um Kernbrennstoffe, und zwar unabhängig davon, ob diese anschließend wiederaufgearbeitet oder der direkten Endlagerung ohne Wiederaufarbeitung zugeführt werden sollen bzw. sollten. Solange die bestrahlten Brennelemente als **radioaktive Reststoffe** anzusehen sind, gibt es keine Bedenken gegen ihre Aufbewahrung gemäß § 6 AtG. Bestätigt wird dies durch die Gesetzesbegründung zu § 6 Abs. 3 AtG, wo es heißt: „Die Aufbewahrung von Kernbrennstoffen außerhalb staatlicher Verwahrung i. S. des § 6 Abs. 1 AtG umfasst entsprechend der Begriffsbestimmung des § 2 Abs. 1 Nr. 1 AtG unbestrahlte Kernbrennstoffe, bestrahlte Kernbrennstoffe, unabhängig davon, ob sie wiederaufgearbeitet werden sollen oder radioaktiver Abfall sind, sowie sonstige kernbrennstoffhaltige Abfälle“.[78]

**127** Wenn der Betreiber sich bereits in der Vergangenheit entschloss, die abgebrannten Brennelemente nicht wiederaufzuarbeiten (also nicht „schadlos zu verwerten“), sondern der direkten Endlagerung zuzuführen, wurden diese zu **radioaktiven Abfällen**. Dem Atomrecht liegt insoweit ein **subjektiver Abfallbegriff** zu Grunde. Die Brennelemente sind danach grundsätzlich gemäß § 9 a Abs. 2 AtG an eine Anlage nach § 9 a Abs. 3 AtG, d. h. an ein Bundesendlager abzuliefern. Allerdings bestimmt § 9 a Abs. 2 S. 2 AtG seit der Novelle vom 25.07.2002, dass Kernkraftwerksbetreiber dafür zu sorgen haben, dass

78 Vgl. BT-Drs. 11/4086, 10.

ein Zwischenlager nach § 6 Abs. 1 und 3 AtG innerhalb des abgeschlossenen Kraftwerksgeländes oder in der Nähe der Anlage errichtet wird (standortnahes Zwischenlager); ferner, dass die anfallenden bestrahlten Kernbrennstoffe bis zu deren Ablieferung an ein Endlager für radioaktive Abfälle dort aufzubewahren sind. Nach der Vereinbarung über den „Kernenergiekompromiss" aus dem Jahre 2000 sollen bestrahlte Kernbrennstoffe nur dann transportiert werden dürfen, wenn entsprechend genehmigte Zwischenlagerkapazitäten am Kraftwerksstandort nicht existieren und dies vom Kernkraftwerksbetreiber nicht zu vertreten ist. Zwischenzeitlich bestehen an allem Kernkraftwerksstandorten entsprechende Lagerkapazitäten.

**128** Bei § 6 Abs. 1 AtG handelt es sich um eine **tätigkeitsbezogene** Genehmigung, mithin nicht um eine atomrechtliche Errichtungs- und Betriebsgenehmigung. Gestattet ist nur die **zeitweilige** Aufbewahrung. Die Rechtsprechung hat einen Zeitraum von 40 Jahren hiermit für vereinbar erklärt, ohne für den Zeitraum danach einen Nachweis zu fordern, dass anschließend eine sichere Entsorgung anlagenextern gewährleistet ist.[79] Die Errichtung einer Anlage zur Aufbewahrung von Kernbrennstoffen außerhalb eines Kernkraftwerkes bedarf der landesrechtlichen Baugenehmigung. Die atomrechtliche Genehmigung setzt unter anderem voraus, dass ein **Bedürfnis** zur Aufbewahrung außerhalb staatlicher Verwahrung besteht. **Zuständig** für die Erteilung der Genehmigung nach § 6 AtG ist gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 4 AtG das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS).

**129** Für die **zentralen bzw. externen** Zwischenlager für abgebrannte Brennelemente in **Gorleben** und **Ahaus** fanden jeweils **Erörterungstermine** statt, obwohl dies nicht obligatorisch war. Die teils vertretene Auffassung, dass aus der Schutzpflicht des Staates gegenüber den Gefahren aus der Nutzung der Kernenergie die Notwendigkeit einer atomrechtlichen **Anlagengenehmigung** für entsprechende Zwischenlagerung folge, überzeugt nicht. Nach der Art der in der Bundesrepublik Deutschland seit Jahren geplanten und realisierten sog. **trockenen Lagerung** in zu diesem Zweck weiter entwickelten Transportbehältern erscheint eine **atomrechtliche Errichtungsgenehmigung** entbehrlich. Die notwendige Sicherheit wird ganz bzw. überwiegend durch die Transport-/Lagerbehälter gewährleistet, in denen

79 OVG Münster, Beschl. v. 26. 4. 1993, RdE 1997, 224 f..

die Brennelemente nach Beladung im Kernkraftwerk zur Lagerung verbleiben. Die Aufbewahrungshalle selbst leistet in der Regel nur einen geringfügigen Sicherheitsbeitrag, der zudem Gegenstand der Prüfung im Aufbewahrungsgenehmigungsverfahren ist. Der Gesetzgeber hat mit der Regelung zu den standortnahen Zwischenlagern keine Änderung vorgenommen und damit die Auffassung bestätigt.

**130** Dem Willen der seinerzeitigen rot-grünen Bundesregierung folgend haben die Betreiber am Standort ihrer Kernkraftwerke sog. **standortnahe Zwischenlager** errichtet und bereits überwiegend in Betrieb genommen. Dies wurde politisch gewünscht, um die Anzahl der Nukleartransporte zu reduzieren. Die Verringerung damit möglicher Angriffspunkte für Demonstrationen liegt im Interesse beider Seiten. Durch die Errichtung der standortnahen Zwischenlager sind allerdings erhebliche Mehrkosten entstanden. Die Genehmigung für standortnahe Zwischenlagerung nach § 6 Abs. 3 AtG ist nach der methodischen Ausgestaltung lex specialis zu § 6 Abs. 1 AtG. Erteilt werden kann sie nur demjenigen, der aus § 9 a Abs. 2 S. 3 AtG dazu rechtlich verpflichtet ist. Es muss sich ausschließlich um bestrahlte Kernbrennstoffe handeln. Die Nähe zum Standort des Kernkraftwerks, das die bestrahlten Brennelemente erzeugt, ist ferner geboten. Gefordert wird ein **gesondertes Lagergebäude**, in dem die bestrahlten Brennelemente in Transport- und Lagerbehältern aufzubewahren sind. Damit ist die Genehmigung eines Nasslagers nach der Vorschrift des § 6 Abs. 3 AtG nicht genehmigungsfähig. Mit gesondertem Lagergebäude macht der Wortlaut deutlich, dass eine räumliche Trennung vom Kernkraftwerk, nicht aber eine funktionale verlangt wird. Immerhin sichert das standortnahe Zwischenlager den Weiterbetrieb des Kernkraftwerkes. Für die Genehmigungsvoraussetzungen gelten nach § 6 Abs. 3 S. 2 AtG die Nummern 1 bis 4 des Abs. 2 entsprechend.[80] Für Zwischenlager nach § 6 Abs. 3 AtG ist keine Bedürfnisprüfung durchzuführen. Es besteht ein Rechtsanspruch auf Erteilung der Genehmigung. Gleich § 6 Abs. 1 AtG handelt es sich auch bei § 6 Abs. 3

80 Siehe *Leidinger, T.*, Das Genehmigungsverfahren für standortnahe Zwischenlager aus Sicht des Betreibers, in: Pelzer, N. (Hrsg.), Rechtsfragen des Umgangs mit abgebrannten Brennelementen und radioaktiven Abfällen, Baden-Baden 2002, 203, 210; *Scheuten, F.-J.*, Rechtsfragen standortnaher Zwischenlager-Genehmigungsvoraussetzungen, in: *Ossenbühl, F.* (Hrsg.), Deutscher Atomrechtstag 2000, Baden-Baden 2001, 111, 118.

AtG um eine gebundene Entscheidung. Nach § 6 Abs. 3 AtG wird nur die Aufbewahrung und nicht zugleich die Errichtung des Zwischenlagers genehmigt. Schließlich sieht § 6 Abs. 4 AtG standortnah eine sog. vorübergehende Aufbewahrung von Kernbrennstoffen in Form von bestrahlten Brennelementen vor. Die Genehmigung soll auf längstens die Dauer von fünf Jahren befristet werden mit der Möglichkeit einer mehrmaligen Verlängerung um jeweils ein Jahr. Mit dieser Spezialregelung zu § 6 Abs. 3 AtG wurde eine vorläufige Lagermöglichkeit an den Standorten vor Inbetriebnahme der standortnahen Zwischenlager geschaffen. Sie ist in den zu Lagerzwecken weiterentwickelten Transportbehältern sicherheitstechnisch problemlos zu bewerkstelligen. Innerdeutsche Transporte sollten hierdurch entbehrlich werden, ohne den weiteren Kraftwerksbetrieb zu gefährden. Die vorübergehende Aufbewahrung ist bzw. war mithin bis zur Betriebsbereitschaft des standortnahen Zwischenlagers jeweils zu befristen.

**131** Die Ausweitung der Lagerkapazität am Standort eines Kernkraftwerkes kann generell durch **Kompaktlager** oder durch sog. **Behälterlager** erfolgen. Bei der Kompaktlagerung wird die Kapazität des Nasslagers im Kernkraftwerk durch die Einrichtung von Gestellen erweitert, die eine höhere Belegung mit bestrahlten Brennelementen erlauben. Die hierdurch zusätzlich zu schaffende Kapazität ist beschränkt; ferner die Lagerzeit betriebsbedingt und infolge möglicher Korrosionsprobleme limitiert. Die Genehmigung der Kompaktlager ist bzw. wird zwingend Teil der Anlagen- und Betriebsgenehmigung für das Kernkraftwerk nach § 7 Abs. 1 AtG. Der Betrieb eines **Trockenlagers**, d. h. einer Halle, in der abgebrannte Brennelemente in Lagerbehältern aufbewahrt werden, kann auf dem Gelände des Kernkraftwerkes hingegen nach § 6 Abs. 3 AtG erfolgen. Die Halle selbst bedarf der Genehmigung nach Baurecht. Das AtG geht nicht von einem **eindimensionalen Anlagenkonzept** aus. Zu prüfen sind jedoch in einem solchen Fall die **Wechselwirkungen** zwischen der bestehenden Anlage nach § 7 Abs. 1 AtG und der zu genehmigenden Tätigkeit nach § 6 AtG. Dies ist Aufgabe des für § 6 AtG zuständigen Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS) sowie der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde für die nukleare Anlage im Sinn des § 7 Abs. 1 AtG. Bei der Prüfung der Wechselwirkungen können sich Kompetenzprobleme zwischen dem Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) und den atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden der Länder ergeben. Grund-

sätzlich kann die Aufbewahrung abgebrannter Brennelemente am Kraftwerksstandort auch ausschließlich nach § 7 AtG zur Genehmigung beantragt werden. Rechtlich wäre eine solche Genehmigung allerdings zeitlich beschränkt, und zwar auf eine **betriebsbedingte** oder **betriebszugehörige** Lagerung. Sobald abgebrannte Brennelemente als radioaktiver Abfall anzusehen sind, stellt ihre Aufbewahrung in einem am Kraftwerksstandort befindlichen Lager eine anderweitige Zwischenlagerung im Sinne des § 78 StrlSchV dar, die nicht durch eine Genehmigung nach § 7 AtG abgedeckt werden kann. Richtige Genehmigungsgrundlage hierfür ist § 6 AtG, der aufgrund der zwischenzeitlichen Aufgabe der Wiederaufarbeitung in § 9 a Abs. 1 AtG auch auf Brennelemente anwendbar ist, die als radioaktive Abfälle der direkten Endlagerung zugeführt werden.

### 4.5.2 Zwischenlagerung von radioaktiven Abfällen

**132** **Private** Zwischenlager für **radioaktive Abfälle** bedürfen der Genehmigung nach § 7 Abs. 1 StrlSchV, sofern sie nicht mit einer bereits genehmigten Anlage oder Tätigkeit in Zusammenhang stehen und die dafür benötigte Genehmigung sich auf die Lagerung der radioaktiven Abfälle erstreckt (§ 7 Abs. 2 StrlSchV). Verglaste Abfälle aus der Wiederaufarbeitung sind hingegen Kernbrennstoffe im Sinne von § 6 Abs. 1 AtG. Die Aufbewahrung der aus der Wiederaufarbeitung aus dem Ausland zurückzunehmenden verglasten Abfälle erfolgt bislang und auf weiteres in den nach § 6 Abs. 1 AtG genehmigten zentralen Zwischenlagern Gorleben und Ahaus.

## 4.6 Transporte

**133** In der Bundesrepublik Deutschland nach wie vor umstritten sind die **Transporte** im Zusammenhang mit dem nuklearen Brennstoffkreislauf, insbesondere die Transporte von ausgedienten Brennelementen. Geringfügige Kontaminationen an der Außenwand einiger weniger Behälter, die zu keiner Zeit eine Gefährdung für die Bevölkerung und das Betriebspersonal darstellten, führten schon einmal für mehr als $1^1/_2$ Jahre zu einem völligen Transportstopp.

**134** Die **Beförderung von Kernbrennstoffen** außerhalb eines geschlossenen Geländes, auf dem Kernbrennstoffe staatlich verwahrt werden oder eine nach den §§ 6, 7 und 9 AtG genehmigte Tätigkeit ausge-

führt wird, bedarf der Genehmigung nach § 4 Abs. 1 AtG. Die Genehmigungsvoraussetzungen ergeben sich aus § 4 Abs. 2 AtG. Ergänzend findet das Gefahrgutbeförderungsrecht Anwendung. Das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) ist für die Erteilung einer Beförderungsgenehmigung zuständig. Die Genehmigungsvoraussetzungen des § 4 Abs. 2 AtG haben keinen drittschützenden Charakter, so dass Dritte die Beförderungsgenehmigung nicht erfolgreich anfechten können. Neu eingefügt wurde durch die Atomrechtsnovelle 2002 § 4 Abs. 2 Ziff. 7 AtG. Mit dieser Bestimmung soll sichergestellt werden, dass bestrahlte Brennelemente, die nach § 9 a Abs. 2 S. 3 AtG in ein standortnahes Zwischenlager grundsätzlich zu verbringen sind, nicht zu einem zentralen Zwischenlager transportiert werden. § 4 Abs. 2 Ziff. 7 AtG legt als Ausnahme dem Antragsteller einer solchen Beförderungsgenehmigung den Nachweis auf darzulegen, dass eine standortnahe Zwischenlagermöglichkeit nicht zur Verfügung steht. Ob hiermit für die zentralen Zwischenlager eine Enteignung oder nur eine zulässige Inhalts- und Schrankenbestimmung verbunden ist, hängt entscheidend davon ab, inwieweit eine Entziehung konkreter subjektiver Eigentumsposition erfolgt. Dies ist bislang eher nicht erkennbar.[81] Immerhin lässt § 4 Abs. 2 Ziff. 7 AtG unter bestimmten Voraussetzungen den Transport bestrahlter Brennelemente zu den zentralen Zwischenlagern weiterhin zu.

## 5 Rechtliche Aspekte zum Ausstieg aus der Kernenergie

Die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen zum **„Kernenergiekompromiss"** vom 14.06. 2000 wird im politischen Raum als **Ausstiegskonsens** qualifiziert. Dies geht an dem wirklichen Inhalt der Vereinbarung vorbei. Für einen Konsens fehlt es bereits an der Einigung in der Hauptsache, nämlich der Haltung zur friedlichen Nutzung der Kernenergie. Die seinerzeitige rot-grüne Bundesregierung hat einseitig die Position eingenommen, die Nutzung der Kernenergie geordnet zu beenden. Dabei war für **135**

81 Vgl. statt vieler: *Di Fabio, U.*, Der Ausstieg aus der wirtschaftlichen Nutzung der Kernenergie, Köln 1999, S. 136; *Schmidt-Preuß, M.*, Restfragen des Ausstiegs aus der Kernenergie, Baden-Baden 2000, S. 50.

sie die gesellschaftliche Auseinandersetzung um die Verantwortbarkeit der Kernenergie bestimmend. Ihre Haltung wurde nicht gestützt auf sicherheitstechnische Defizite deutscher Kernkraftwerke. Die EVU haben aus Gründen des **Primats der Politik** diese Position respektiert. Die Vereinbarung zwischen der seinerzeitigen rot-grünen Bundesregierung und den Kraftwerksbetreibern konnte nur einen Beitrag leisten, zwischen den staatstragenden Parteien der Bundesrepublik Deutschland zu einem Konsens in der Energiepolitik zurückzukehren. Bislang ist dies auch im Rahmen der großen Koalition der Bundesregierung nicht gelungen. Der Dissens zwischen den Regierungsparteien CDU/CSU einerseits und SPD andererseits in ihrer Haltung zur friedlichen Nutzung der Kernenergie ist in deren Koalitionsvertrag verankert. Die Beendigung der Kernenergienutzung scheint bislang für die SPD nicht verhandelbar. Die Vereinbarung zum „Kernenergiekompromiss" bezieht sich nur auf bestehende Kernkraftwerke. So ist das Neubauverbot nach § 7 Abs. 1 S. 2 AtG auch nicht Gegenstand des Vertrages. Die entsprechende Regelung im Atomgesetz wird mithin von der Energiewirtschaft lediglich zur Kenntnis genommen. Wesentlicher Inhalt der Vereinbarung zum „Kernenergiekompromiss" vom 14.06.2000 ist ein gegenseitig bedingter Leistungsaustausch zwischen der befristeten Nutzung der vorhandenen Anlagen einerseits und der Gewährleistung eines ungestörten Betriebs und der Entsorgung andererseits. Mit letzterem übernimmt der Bund weitgehende politische und administrative Verpflichtungen. Dies schlägt sich im **Sicherstellungszweck** im Atomgesetz (§ 1 Ziff. 1 letzter Hs.) nieder, der an die Stelle des Förderzwecks getreten ist.

## 5.1 Verfassungsrechtliche Schranken

**136** Die Vereinbarung vom 14.06.2000 zum „Kernenergiekompromiss" beinhaltet ohne Zweifel detailliert Regelungen bzw. Vorgaben zur Novellierung des Atomgesetzes. Gleichwohl waren hiermit keine unzulässigen Bindungen des Gesetzgebers beabsichtigt. Die Kernkraftwerksbetreiber wollten hierdurch nur gewährleisten, sich bis zum Vorliegen des Novellierungsentwurfs von der Vereinbarung wieder lösen zu können. Die seinerzeitige rot-grüne Bundesregierung setzte zu Recht bei Aushandeln der Vereinbarung auf eine **entschädigungslose** Begrenzung der installierten Kernenergie. Vor Ablauf der technischen und wirtschaftlichen Nutzungsdauer eines Kernkraftwerkes hätte des-

sen einseitig staatlich geforderte, vorzeitige Betriebseinstellung nur mit erheblichen **Entschädigungszahlungen** erfolgen können. Sämtliche deutschen Kernkraftwerke besitzen **unbefristet** erteilte Genehmigungen. Wollte der Staat diese damit verbundene Eigentumsposition entziehen oder für Altanlagen einschränken, so stünde er vor dem Problem des **Bestandsschutzes** und damit vor einer Variante des verfassungsrechtlichen Eigentums- und Vertrauensschutzes. Der Staat hat über mehrere Jahrzehnte die friedliche Nutzung der Kernenergie für die Volkswirtschaft und Energieversorgung als erforderlich erachtet und die Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet namhaft gefördert. Aus dieser Kontinuität kann sich der Staat nicht ohne weiteres verabschieden, da die Betreiber aufgrund dieses Vertrauens erhebliche Investitionen getätigt haben. Der Bestandsschutz entfällt auch nicht deshalb, weil in mehreren Fällen die ursprünglich getätigten Investitionen durch den Verkauf von Strom bereits erwirtschaftet sind. Die Eigentumsgarantie wäre um ihre Substanz gebracht, wenn der Staat alles, was steuerlich oder betriebswirtschaftlich abgeschrieben ist, entschädigungslos dem Bürger entziehen könnte. Selbst ein Hinweis auf die Sozialpflichtigkeit des Eigentums (Art. 14 Abs. 2 GG) hilft dann nicht weiter, wenn mit der Beschränkung der Laufzeiten der Kernkraftwerke deren Gebrauch gänzlich untersagt und damit die Verfügungsgewalt dem Eigentümer vollständig entzogen würde. Ein Ausstiegsgesetz würde eine sog. **Legalenteignung**, also eine Enteignung kraft Gesetzes darstellen, die nur dann zulässig wäre, wenn sie durch dringende Gründe des Gemeinwohls begründet ist. Solche Gründe sind in der Bundesrepublik Deutschland angesichts eines zunehmenden und weltweit führenden Sicherheitsstandards deutscher Kernkraftwerke offenkundig nicht erkennbar. Ein entsprechendes Enteignungsgesetz wäre zudem nur dann **verfassungskonform**, wenn es eine Regelung über **angemessene Entschädigungen** für erlittenen Wertverlust vorsieht.[82]

82 Siehe zur Frage, ob der Ausstieg aus der Kernenergie verfassungskonform geregelt werden könnte: *Ossenbühl, F.,* Verfassungsrechtliche Aspekte eines Ausstiegs, in: ET 1998, 758 ff.; *Schmidt-Preuß, M.,* Rechtsfragen des Ausstiegs aus der Kernenergie, 1. Aufl., Baden-Baden 2000; ders., Kernenergiepolitik und Atomrecht, in: ET 1998, 750 ff.; *Di Fabio, U.,* Rechtliche Grenzen einer Ausstiegspolitik, in: ATW 1999, 78 ff.; *Roßnagel, A.,* Zulässigkeit eines Kernenergieausstiegsgesetzes, in: ET 1998, 764; *Roller, G.,* Beendigung nur mit Entschädigung?, in: ET 1998, 770 ff.; *Butzke, K./ Storr, S.,* Rechtsfragen zum Atomausstieg, in: ATW 2000, 221 ff..

**137** Demgegenüber wird die Auffassung vertreten, dass eine Befristungsregelung, allerdings verbunden mit der generellen Entscheidung über die Beendigung der Kernenergienutzung, nicht als sog. Legalenteignung anzusehen sei, sondern als eine **Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums**. Letztere ergäbe sich aus dem außerordentlichen Interesse der Allgemeinheit an einer Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke, demgegenüber das bloße wirtschaftliche Interesse der Betreiber zurücktreten müsste.[83] So öffentlichkeitswirksam diese Argumentation auch gerade dann erscheint, wenn Störfälle im Ausland passieren, die auf unsere Anlagen allerdings nicht übertragbar sind, darf dies nicht dazu verleiten, die rein politische Argumentation mit der verfassungsrechtlichen gleichzusetzen. Entzieht die öffentliche Gewalt einer Privatperson bzw. einem Unternehmen die Verfügungsmacht aus Gründen des Gemeinwohls, so muss sie grundsätzlich in Höhe des wirtschaftlichen Wertes eine Entschädigung entrichten. Die politisch gewollte Änderung der sog. Sicherheitsphilosophie in Richtung einer verminderten Risikobereitschaft ließe auch im Hinblick auf das vom BVerfG anerkannte und von der Allgemeinheit hinnehmbare Restrisiko keine neuen objektiven Umstände für eine abweichende Beurteilung zu. Eine Entziehung des Eigentums im Interesse des Gemeinwohls mag auf diese Weise noch begründet werden. Die Argumentation reicht aber nicht aus, um eine Verminderung oder gar einen **Verzicht** auf die **Entschädigung** zu begründen.

## 5.2 Umfang des entschädigungslosen Ausstiegs

**138** Die rot-grüne Bundesregierung stellte seinerzeit ausdrücklich klar, dass der von ihr in der Koalitionsvereinbarung festgelegte **entschädigungslose Ausstieg** im weitesten Sinne verstanden werde. Vermieden werden sollte jegliche finanzielle Entschädigung im Falle einer frühzeitig, mithin nicht einvernehmlich zwischen den Parteien der Vereinbarung vom 14.06.2000 zum „Kernenergiekompromiss" festgelegten endgültigen Abschaltung eines noch betriebsbereiten Kernkraft-

83 Dies vertritt allem voran *Denninger, E.,* Verfassungsrechtliche Fragen des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung, bislang nicht veröffentlichtes Rechtsgutachten, erstattet im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, September 1999 – im Ergebnis teils wiedergegeben nach Diskussion mit *Ossenbühl, F.* über „Rechtsprobleme eines Ausstiegs aus der Kernenergie" vom 22. 2. 2000 in Berlin, in: Forum in Berlin, Informationskreis Kernenergie (Hrsg.), INFORUM Verlags- und Verwaltungs GmbH, Bonn 2000.

werkes. Darüber hinaus sollten auch Schadensersatzansprüche ausgeschlossen sein, die von ausländischen Wiederaufarbeitungsfirmen wegen frühzeitiger Beendigung der Wiederaufarbeitungsverträge eventuell hätten geltend gemacht werden können. Schließlich galt dies auch für Ansprüche, die Aktionäre gegen die Unternehmensleitungen der an der Vereinbarung vom 14.06.2000 mitwirkenden EVU möglicherweise hätten vorbringen können. Es bleibt festzustellen, dass als Folge der Vereinbarung die Geltendmachung von Ansprüchen dieser Art gänzlich ausblieb.

**139** Für die vorzeitige Beendigung der ausländischen Wiederaufarbeitungsverträge infolge des **Verbots der Wiederaufarbeitung** ab 1. Juli 2005 war dies nicht selbstverständlich, auch wenn die Vereinbarung zum „Kernenergiekompromiss" vom 14.06.2000 eine Regelung für den Fall der Überschreitung der Frist vorsah. Die mit den ausländischen Firmen COGEMA und BNFL bestehenden Wiederaufarbeitungsverträge waren völkerrechtliche Vereinbarungen. Es bedurfte des auszuhandelnden Einvernehmens mit den Firmen über die vorzeitige Beendigung, was fristgerecht gelang. Die in diesem Zusammenhang aufgeworfene Frage, ob das deutsche Verbot der Wiederaufarbeitung der **innergemeinschaftlichen Warenverkehrsfreiheit** der Europäischen Union widerspricht, stellt sich in der Praxis bis auf weiteres nicht.[84]

## 5.3 Umsetzung der Vereinbarung

**140** Es stellt sich mehrere Jahre nach Abschluss der Vereinbarung über den „Kernenergiekompromisses" vom 14.06.2000 sowie entsprechender Novellierung des Atomgesetzes allem voran die Frage, ob der früher praktizierte ausstiegsorientierte Gesetzesvollzug unterbunden wurde bzw. unterbleibt.[85] Immerhin ist das Einvernehmen zwischen den Partnern ohne **bewehrende Vorschriften** erzielt worden. Die Parteien verständigten sich auf Einrichtung einer Monitoring-Gruppe unter Vorsitz des Chefs des Kanzleramtes, um Verletzungen des Vertrages, z. B. durch Praktiken des ausstiegsorientierten Gesetzesvollzugs, be-

84 Siehe *Hanenburg E./Warg, G.,* Das Verbot der Wiederaufarbeitung aus europarechtlicher Sicht, in: ATW 1999, 1 ff.; *Heintschel v. Heinegg, W.,* Wiederaufarbeitung und Völkerrecht, in: ET 1999, 72 ff..

85 Vgl. hierzu *Straßburg, W.,* Kernenergie am Ende? – Konflikt zwischen Politik, Ökologie und Recht, in: ATW 1999, 715, 717.

gegnen zu können. Für die Betreiber war ferner die abschließende Festlegung von Strommengen attraktiver als fixierte Restlaufzeiten für die Kernkraftwerke. Auf diese Weise wirken sich technisch bedingte Anlagenstillstände, aber auch solche aufgrund von Behördenentscheidungen, nicht negativ auf die Gesamtnutzung der Anlage aus. Anlagenstillstände verlängern die Laufzeit, so dass Anreize für einen ausstiegsorientierten Gesetzesvollzug entfallen. Dieses Modell sowie auch das Instrument der Monitoring-Gruppe haben sich bewährt. Die vorgesehene Übertragung von Strommengen kommt beiden Parteien der Vereinbarung zum „Kernenergiekompromiss" vom 14.06.2000 entgegen. Für die EVU bieten sich Optimierungsmöglichkeiten. Die seinerzeitige rot-grüne Bundesregierung erhoffte sich hierdurch vorzeitige Abschaltungen einzelner Kernkraftwerke; so heute noch die SPD im Rahmen der großen Regierungskoalitionen. Nach letzterem ist fraglich, ob die bereits in 2006 erfolgten und in 2007 zu erwartenden Anträge für die Übertragungen von Strommengen auch insoweit genehmigt werden, als damit die Laufzeit älterer Kraftwerke verlängert werden soll, wie z. B. für Biblis A.

**141** Für den Vorstand eines an der Verständigungsvereinbarung „Kernenergiekompromiss" vom 14.06.2000 mitwirkenden Unternehmens musste sich die Frage stellen, ob er, wenn auch nicht verpflichtet, so doch berechtigt sein durfte, einem **Primat der Politik** zu folgen. Der Vorstand hat für den Bestand und die dauerhafte Rentabilität des Unternehmens zu sorgen und hierbei die relevanten Interessen der Aktionäre, der Arbeitnehmer und der Öffentlichkeit zu beachten. Er würde mithin gegenüber der Gesellschaft pflichtwidrig handeln, wenn er sich einer politischen Vorgabe einfach um ihrer selbst wegen beugt. Dies darf er eben nur, wenn Bestand und Rentabilität des Unternehmens hierdurch nicht beeinträchtigt werden und die Aufgabe der Kernenergienutzung auch nach Abwägung der genannten Interessen als unternehmensdienliche Maßnahmen erscheint. Mithin müssen sich die Ergebnisse des erzielten Kompromisses **unternehmensbezogen** an einer **Vor**- und **Nachteilsbetrachtung** messen lassen. Solche Schranken sind nach dem Aktiengesetz schon dem Organhandeln des Vorstandes gezogen, nicht erst der Tätigkeit des einzelnen Vorstandsmitgliedes.[86]

86 Mithin also § 76 Abs. 1 AktG, nicht § 93 Abs. 1 S. 1 AktG.

## 5.4 Politisches und rechtliches Gebot der gesicherten Entsorgung

**142** Eine **gesicherte Entsorgung** ist unabhängig von der jeweiligen politischen Einstellung zur friedlichen Nutzung der Kernenergie unverzichtbar. Die Aufgabe bzw. das Verbot der Wiederaufarbeitung ab 1. Juli 2005 sowie der Aufschub bei der Erkundung des Salzstocks Gorleben machten eine Anpassung der von den EVU vorzulegenden Entsorgungsnachweise (§ 9 a Abs. 1 a AtG) erforderlich. Die Entsorgungsnachweise werden danach allein auf die Zwischenlagerung gestützt.[87]

**143** Die politisch gewollte, stärkere **Dislozierung der Zwischenlagerung** ist eigentlich unverständlich, da mit der erfolgten Errichtung von weiteren Zwischenlagern an den Kraftwerksstandorten letztere zeitlich länger und nicht – wie politisch gewünscht – zeitlich kürzer genutzt werden. Transporte zum späteren Endlager fallen ohnehin an. Das **veränderte Konzept der Zwischenlagerung** von Brennelementen darf nicht so weit führen, dass die Kapazitäten in den zentralen **Zwischenlagern Ahaus** und **Gorleben** erheblich ungenutzt bleiben müssten. Ein solches Vorgehen wäre ohne Entschädigungsregelung verfassungswidrig (Art. 14 Abs. 1 GG).

**144** Hinsichtlich des **Salzstockes Gorleben** bestehen aufgrund bislang erfolgter Untersuchungen keine Hinweise, die Zweifel an der Geeignetheit als Endlager auch für wärmeentwickelnde Abfälle ergeben. Die Suche nach alternativen Standorten entbehrt der sachlichen Grundlage, zumal es nicht darauf ankommt, den **„besten" Standort** oder das **„beste" Wirtsgestein** für ein Endlager zu finden, geeignet muss die geologische Formation sein.

**145** Das Atomgesetz sieht keine alternative Erkundung von möglichen Standorten für die Endlagerung radioaktiver Abfälle vor. Dies hat das OVG Lüneburg in der am 10.07.2006 veröffentlichten Begründung zu seinem Urteil vom 8. März 2006 in Sachen des Endlagers „Schacht Konrad" noch einmal klargestellt[88]. Das OVG Lüneburg hat mit sei-

87 Siehe *Straßburg, W.* (Fn. 80) S. 717 ff..

88 Klage zweier Landwirte - siehe zu den schriftlichen Urteilsgründen: http://www.dbovg.niedersachen.de; DVBl. 2006, 1049 ff., *Heller, W.* in: ATW 2006, 652; die entsprechende Pressemitteilung des OVG Lüneburg v. 8.3.2006 mit Angabe der Aktenzeichen ist im HbE abgedruckt unter Nr. 12431.

nem Urteil die Klagen gegen den entsprechenden Planfeststellungsbeschluss abgewiesen und eine Revision hiergegen nicht zugelassen. Durch diese Gerichtsentscheidungen ist die gerichtliche Klärung im Hauptsacheverfahren erfolgt, wie sie die am 14. Juni 2000 paraphierte und am 11. Juni 2001 unterzeichnete Vereinbarung zwischen Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen zum „Kernenergiekompromiss" vorsieht. Schacht Konrad müsste danach nun zügig ausgebaut werden. Die noch anhängigen Nichtzulassungsbeschwerden beim BVerwG ändern daran nichts.

**146** Das Urteil ist eine deutliche Absage an politische Forderungen nach einem „bestmöglichen" Endlagerstandort. Dies gilt auch für den als Endlager in Untersuchung befindlichen Salzstock Gorleben. Dieser ist nach dem jetzigen Stand der Erkundung als Endlager für hochradioaktive Abfälle geeignet. Da auch nach Abarbeitung der sog. Zweifelsfragen nichts gegen den Salzstock spricht, gibt es keinen Grund, die ergebnisoffene Erkundung nicht unverzüglich wieder aufzunehmen. Eine weitergehende alternative Standortsuche in mehreren Bundesländern, wie im Jahre 2011 beschlossen[89], birgt immerhin die Gefahr, dass die Endlagerung nicht nur um weitere Jahrzehnte verschoben wird, sondern auch zu zusätzlichen Kosten in Milliardenhöhe führt. Umstrittene Großprojekte wie der Stuttgarter Bahnhof („Stuttgart 21") lassen Zweifel aufkommen, ob selbst durch Interaktion verschiedener Fachdisziplinen es gelingen kann, die Akzeptanz oder zumindest die Duldung der Menschen zu erreichen. Es bleibt letztendlich eine politische Entscheidung und die Verantwortung hierfür kann niemand den politischen Instanzen abnehmen.

**147** Die von den künftigen Nutzern bereits entrichteten und künftig anfallenden **Endlagervorausleistungen**[90] wären im Fall allein politisch gewollter Beendigung eines auf Eignung untersuchten Endlagers in voller Höhe staatlicherseits zu erstatten. Die grundsätzliche **Nichterstattung** bereits entrichteter Endlagervorausleistungen nach dem Atomgesetz (§ 21 b Abs. 4 AtG) hält insoweit einer verfassungsrechtlichen Überprüfung nicht stand. Ziel der Suche ist ein geeignetes, nicht das

89 So nach dem Treffen von Bundesumweltminister Röttgen mit Vertretern aller Bundesländer am 11.11.2011: „Es gibt keine Tabus"!

90 EndlagerVLV v.28.4.1982, BGBl. I 562, zuletzt geändert am 6.7.2004, BGBl. 2004 I 1476.

beste Endlager. Mehrkosten, die sich durch sachlich nicht zu rechtfertigende Maßnahmen oder Verzögerungen ergeben, stellen keinen notwendigen Aufwand im Sinne der Endlagervorausleistung dar.

## 5.5 Atomausstieg durch Elektrizitätsmengenbegrenzung

**148** Der Bundestag verabschiedete am 14. Dezember 2001 das Gesetz zur geordneten Beendigung der Atomenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität.[91] Diesem Gesetz ging seinerzeit die Vereinbarung zwischen der damaligen rot-grünen Bundesregierung mit den Energieversorgungsunternehmen VEBA AG, VIAG AG (beide später fusioniert zu E.ON AG), RWE AG und Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) voraus. Die Vereinbarung zum „Kernenergiekompromiss" und nicht Kernenergiekonsens wurde am 14. Juni 2000 durch die Mitglieder der für die Verhandlung eingesetzten Arbeitsgruppe paraphiert und ein Jahr später, nachdem der Entwurf zur Novellierung des Atomgesetzes vorlag, am 11. Juni 2001 unterzeichnet.[92] Die rechtlichen Implikationen dieser ungewöhnlichen Entstehungsgeschichte, die gesetzlichen Neuregelungen sowie insbesondere die im Zentrum stehende Möglichkeit, die für jede Anlage begrenzte Elektrizitätsmenge auf andere Anlagen grundsätzlich übertragen zu können, wird unter Nr. 5505 im Einzelnen erläutert.

**149** Im Koalitionsvertrag der schwarz-gelben Bundesregierung für die 17. Legislaturperiode wurde im Jahre 2009 eine Laufzeitverlängerung bestehender Kernkraftwerke über die zuvor im Atomgesetz festgelegten Reststrommengen vorgesehen. Der Neubau von Kernkraftwerken wurde weiterhin abgelehnt. Der Bundestag beschloss am 28. Oktober 2010, dass

- die Betriebszeiten für die vor dem Jahre 1980 gebauten sieben Anlagen um acht Jahre und
- die der zehn übrigen Kernkraftwerke um 14 Jahre verlängert werden.[93]

91 BGBl. 2002 I 1351; das „Atomgesetz" ist im HbE abgedruckt unter Nr. 11350.

92 Wesentlicher Inhalt abgedruckt nachfolgend unter Ziff. 5.7; ganzer Text im HbE abgedruckt unter Nr. 13210.

93 Nachfolgend zum umfassenden Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 folgte die 11. Novelle des Atomgesetzes (AtG, BGBl. I 1814), die am 14.12.2010 in Kraft trat.

Ferner wurden sicherheitstechnische Optimierungen im Rahmen eines weiteren Änderungsgesetzes vorgenommen.[94] Dazu gehörte die in § 7d AtG neu geschaffene Verpflichtung der Anlagenbetreiber, weitergehende Vorsorge gegen Restrisiken zu treffen. Bereits vor Erlass dieser Bestimmung gab es eine zwischen den Behörden abgestimmte, sog. „Bund-Länder-Liste", die zur weiteren Risikominimierung spezifische Vorkehrungen enthielt. Die Gesetzesbegründung stellt aber zum Schutzniveau klar, dass z.B. der derzeitige Schutz der Anlagen gegen terroristische Gefahren internationalen Maßstäben genügt und z.T. deutlich darüber hinausgeht. Mit der 11. und gleichzeitig 12. Novellierung des Atomgesetzes ging einher die Einführung einer Kernbrennstoffsteuer sowie die Einrichtung eines Energie- und Klimafonds. Mit letzterem verpflichteten sich die Energieversorgungsunternehmen, ab 01.01.2017 gewisse Beträge aus den Gewinnen der Laufzeitverlängerung an den gesetzlich geschaffenen „Energie- und Klimafonds"[95] abzuführen. Durch Zahlungen der Kernkraftwerksbetreiber in diesen Fonds sowie durch die von diesen zu entrichtende Kernbrennstoffsteuer sollten überwiegende Teile der durch Laufzeitverlängerung erzielbaren Zusatzgewinne abgeschöpft und eine Besserstellung der Kernkraftwerksbetreiber im Wettbewerb – gerade gegenüber den kommunalen Energieversorgern – vermieden werden.

Erfreulich ist, dass die Bundesregierung die Entscheidung über die im Durchschnitt um 12 Jahre verlängerten Laufzeiten in ein umfassendes Energiekonzept vom 28. September 2010 einbettete. Dieses war u.a. dadurch gekennzeichnet, mit Hilfe der Kernenergie als Brückentechnologie den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien ohne Engpässe beschleunigt zu bewirken. Für den Übergangszeitraum wurde damit den energiepolitischen Zielen Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit in Deutschland am ehesten Rechnung getragen.[96]

94 12. AtG-Novelle zur sicherheitstechnischen Optimierung zeitgleich mit 11. AtG-Novelle verabschiedet und in Kraft getreten, BGBl. I 1817.

95 BGBl. I 1807.

96 Vgl. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28.09.2010, S. 14 ff..

**150** Der Nuklearunfall am Kraftwerkstandort Fukushima in Japan am 11. März 2011 gab der deutschen Politik Anlass, die Restnutzung der Kernenergie in unserem Land erneut zu überdenken und zeitlich verkürzt zu regeln. Ein Erdbeben der Stärke 9 mit einem nachfolgenden Tsunami mit einer Flutwelle in Höhe von 14 Metern führte in mehreren Kraftwerkblöcken am Standort zu Kernschmelzen, da die Notkühlsysteme hiergegen nicht ausgelegt waren und längere Zeit die Nachwärme nicht abgeführt werden konnte.[97] Auch wenn ein Erdbeben dieser Stärke sowie ein Tsunami dieses Ausmaßes in Deutschland und Europa nicht vorstellbar sind, beschloss die Bundesregierung bereits wenige Tage nach der Katastrophe in Japan einen deutlichen Wechsel hinsichtlich der Kernenergienutzung bzw. Energiepolitik insgesamt. Sie verkündete ein dreimonatiges Moratorium für die sieben ältesten Kernkraftwerke sowie für das seinerzeit nicht in Betrieb befindliche Kernkraftwerk Krümmel. Am 30.Juni 2011 verabschiedete der Bundestag mit überwältigender Mehrheit (nur 79 Nein-Stimmen und 8 Enthaltungen) im Wesentlichen folgende Änderungen des Atomgesetzes (13. Novelle), die am 6. August 2011 in Kraft traten.[98]

- Die durch die elfte Novelle des Atomgesetzes gewährten zusätzlichen Reststrommengen werden rückgängig gemacht.
- Die sieben ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel verlieren mit Inkrafttreten des Gesetzes die Berechtigung zum Leistungsbetrieb.
- Die übrigen Anlagen verlieren – jeweils mit Endtermin festgelegt – ihre Genehmigung zum Leistungsbetrieb zeitlich gestaffelt bis spätestens 2022.
- Unter Beachtung der jeweiligen Endzeitpunkte bleibt die Übertragung von Elektrizitätsmengen möglich.
- Schließlich wurde die Möglichkeit geschaffen, noch bis Frühjahr 2013 durch die Bundesnetzagentur ein bereits vom Netz genommenes Kernkraftwerk eventuell als Reservekraftwerk zu bestimmen, um Gefahren für die Versorgungssicherheit der Stromversorgung abzuwenden.

97 Zu den Abläufen GRS-Bericht 293 vom August 2011, der erst am 12.12.2011 auf der Homepage der GRS veröffentlicht wurde; ferner RSK-Bericht vom 16.05.2011.

98 Änderungsgesetz (13. AtG-Novelle) vom 31.07.2011, BGBl. I 1704.

Vorlaufend hatte die Bundesregierung die Reaktorsicherheitskommission (RSK) beauftragt, eine anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung deutscher Kernkraftwerke unter Berücksichtigung der Ereignisse in Fukushima durchzuführen.

Deren Bericht vom 16. Mai 2011 kommt zu folgendem Ergebnis.[99]

- Für Deutschland können vergleichbare Naturereignisse, die den Reaktorunfall in Japan ausgelöst haben, ausgeschlossen werden.
- Massive Auslegungsfehler der Anlagen waren in Japan ursächlich für den nach Seebeben und Tsunami erfolgten Reaktorunfall. Es hat sich mithin kein Restrisiko realisiert. In Deutschland ist ein vergleichbarer Auslegungsmangel bei Kernkraftwerken ausgeschlossen.

Die von der Bundeskanzlerin am 22. März 2011 eingesetzte sog. Ethik-Kommission geht abweichend zum Ergebnis der RSK von einem Restrisikoereignis in Japan aus. Sie kommt in ihrer Stellungnahme zu dem Schluss, dass ein die Versorgungssicherheit nicht gefährdender Ausstiegsplan ethisch zu rechtfertigen sei.[100] Sie empfiehlt einen ökologisch, wirtschaftlich und sozial verträglichen, zügigen Ausstieg aus der Kernenergie. Die Kommission versucht, die Thematik in den Bereich der „höheren Interessen" zu verweisen, um der Frage auszuweichen, ob eine Entscheidung zum Kernenergieausstieg rechtsstaatlichen Maßstäben genügen muss oder überhaupt unterworfen ist.

Die Bundeskanzlerin führt am 9. Juni 2011 aus: „In Fukushima haben wir zur Kenntnis nehmen müssen, dass selbst in einem Hochtechnologieland wie Japan die Risiken der Kernenergie nicht sicher beherrscht werden können. Wer das erkennt, muss eine neue Bewertung vornehmen. Das Risiko der Kernenergie kann nur der akzeptieren, der überzeugt ist, dass es nach menschlichem Ermessen nicht eintritt. "[101]

99 RSK-SÜ vom 16.05.2011.

100 Bericht der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung, Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft", 30. 05.2011.

101 Die Gesetzesbegründung zeigt deutlich, dass die Bundesregierung sich die Auffassung der Ethik-Kommission zu eigen gemacht und den Umstand unberücksichtigt ließ, dass es sich in Japan um gravierende, auf deutsche Verhältnisse nicht übertragbare Auslegungsmängel – so die RSK in ihrem Bericht – gehandelt hat.

Ungeachtet der Nicht-Übertragbarkeit der Naturereignisse und auch des massiven Auslegungsmangel der Anlagen in Japan auf Deutschland hat der Gesetzgeber den „beschleunigten Ausstieg" aus der Kernenergie beschlossen. Dabei ließ er ebenso unberücksichtigt, dass Japan Erdbeben und Tsunamis dieser Stärke nach vorausgegangenen Ereignissen hätte im Wege der vorsorgenden Gefahrenabwehr bereits bei Auslegung der Anlage berücksichtigen müssen. Dies wäre in Deutschland verfassungsrechtlich geboten, um die Genehmigung für ein Kernkraftwerk überhaupt zu erlangen. Die Aussage der Bundeskanzlerin, Fukushima habe ihre Haltung zur Kernenergie verändert, erscheint danach sowie nach der RSK-Stellungnahme nicht nachvollziehbar. Es liegt kein Naturereignis vor, das selbst in Japan dem Restrisikobereich zuzuordnen wäre. Den „beschleunigten Ausstieg" aus der Kernenergienutzung in Deutschland ohne Abstimmung mit den europäischen Nachbarn bzw. Mitgliedsstaaten vorzunehmen, musste mithin vielerorts überraschen, zumal Deutschland seit langem ein Garant für die Stabilität der europäischen Stromversorgung ist. **151**

Die Verfügung des Moratoriums war aus mehreren Gründen rechtswidrig und stellt eine Amtspflichtverletzung (§ 839 BGB) dar.[102] Entgegen der Ankündigung der Bundeskanzlerin vom 17. Mai 2011[103] wurde das Moratorium nicht durch exekutive Aussetzung der atomrechtlichen Vorschriften (11. AtG-Novelle) umgesetzt, was verfassungswidrig gewesen wäre, sondern durch die zuständigen Landesatomaufsichtsbehörden (§ 19 Abs. 3 AtG) nach einem vom Bundesumweltministerium vorformulierten Text. Die Bundesregierung ging dabei von einem Restrisikoereignis in Japan aus. Der Anlagenbetrieb der acht vom Moratorium betroffenen Kernkraftwerke war unbestritten nicht rechtswidrig, auch ging von keiner der Anlagen eine Gefahr aus.[104] Ein aufsichtsrechtliches Einschreiten ist durch schlichte Änderung der sog. Sicherheitsphilosophie nicht legitimiert.[105] Ebenso wenig rechtfertigt das Alter der Anlagen die Annahme eines Gefahrenverdachts. Bei den Laufzeitverlängerungen im Jahre 2010 wie auch **152**

102 Die zu Schadensersatz verpflichtet.
103 Bulletin der Bundesregierung Nr. 27-1 vom 17.03.2011, S. 4 ff..
104 Nur dann ist § 19 Abs. 3 S. 1 AtG von den Tatbestandsvoraussetzungen einschlägig.
105 Hierzu *Leidinger*, Energieanlagenrecht, S. 282; *Ossenbühl*, DVBl. 1990, 600 (601); *Schattke*, atw 1988, 411 (415).

durch die jüngste RSK-Stellungnahme nach Fukushima wurden die Anlagen als im Rechtssinne sicher eingestuft.

**153** Die jüngste Novellierung des Atomgesetzes verstößt gegen Art. 14, 12 und 3 Grundgesetz (GG) sowie den verfassungsrechtlich geschützten Vertrauensgrundsatz, was nachfolgend nur kursorisch dargestellt wird. Die Untersagung des Leistungsbetriebes bzw. die Laufzeitbegrenzung stellen für den genehmigten, eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb eine Enteignung unmittelbar durch das Gesetz dar. Die technische und betriebswirtschaftliche Restnutzungszeit genießen verfassungsrechtlichen Eigentumsschutz. Kernkraftwerke werden gleich konventionellen Anlagen errichtet, um betrieben zu werden. Allein die politisch motivierte Neubewertung des Restrisikos, die noch wenige Monate vorher gänzlich anders ausfiel, berechtigt nicht zu einer entschädigungslosen Enteignung (Art. 14 II GG). Dies gilt erst recht, wenn eine angemessene Amortisation – entgegen der Selbsteinschätzung des Gesetzgebers – nicht sicher gestellt ist. Die sog. Altmengen, wie sie nach vorausgegangenem Einvernehmen mit den Energieversorgungsunternehmen im Jahre 2002 gesetzlich geregelt wurden, bleiben zwar nach der Neuregelung formal ungekürzt. Allerdings wird die Inanspruchnahme der Elektrizitätsmengen erstmals anlagenspezifisch zeitlich begrenzt. Mithin sind nicht nur die Erschöpfung der Reststrommenge, sondern auch die neu eingeführten, fixen Enddaten für den Leistungsbetrieb der einzelnen Kernkraftwerke begrenzend. Auch die Übertragungsreglungen für Reststrommengen bleiben formal unberührt. Allerdings ist die Voladität der Übertragungsregelungen sowohl innerhalb, aber erst recht außerhalb der einzelnen Unternehmen deutlich eingeengt. Amortisation und Gewinnerzielung auf der vom Gesetzgeber unterstellten Regellaufzeit von 32 Jahren dürften offenkundig nicht zu erzielen sein, zumal die seinerzeitigen Altmengen rechnerisch darüber hinaus reichten. Die Restlaufzeit wurde ursprünglich mit einer Referenzmenge multipliziert, die sich für jedes Kernkraftwerk aus den fünf höchsten Jahresproduktionsmengen zwischen den Jahren 1990 und 1999 ergab und die im Hinblick auf ergänzende technische Optimierungen um weitere 5,5 % erhöht wurde.[106]

106 Dies verkennt *Ewers*, NVwZ 17, 2011, 1035 ff.

Der mit der Novellierung erfolgende Eingriff in die verfassungsrechtlich geschützte Berufswahlregelung für Mitarbeiter in Kernkraftwerken dient offenkundig nicht der Abwehr nachweisbarer oder höchstwahrscheinlich schwerer Gefahren für das Gemeinschaftsgut. Nach h. M. Auffassung stellt das Betreiben von Kenkraftwerken einen eigenständigen Beruf dar.[107] Für das selbständige Berufsbild sprechen die besonderen Anforderungen an die Fach- und Sachkunde sowie die Zuverlässigkeit. Mangels Rechtfertigung für den Eingriff liegt ein Verstoß gegen Art. 12 Abs. 1 GG vor, der neben Art. 14 GG anwendbar ist. Dies würde selbst dann gelten, sähe man in der AtG-Novelle nur eine Berufsausübungsregelung, und zwar infolge der Eingriffsintensität, die verfassungsrechtlich unverhältnismäßig wäre.

Die Einteilung und Differenzierung der Kernkraftwerke in verschiedene Gruppen ohne risikogerichteten Sachgrund verletzt das Gebot der Systemgerechtigkeit, da der kraftwerkspezifische status quo vollkommen ausgeblendet wird.[108] Selbst die vom Moratorium betroffenen Kernkraftwerke sind laut jüngster Aussage von RSK sicherheitstechnisch nicht schlechter als Kernkraftwerke jüngeren Datums. Die Ungleichbehandlung der Kernkraftwerke, wodurch die Amortisation und Gewinnerzielung zweifelhaft werden, verstößt eklatant gegen Art. 3 Abs. 1 GG.

Schließlich verletzt die Novellierung den verfassungsrechtlich geschützten Vertrauensschutz, der mit der Vereinbarung zwischen den Energieversorgungsunternehmen und der damaligen rot-grünen Bundesregierung im Jahre 2001 rechtsverbindlich geschaffen wurde.[109] Die Unternehmen haben sich seinerzeit ausgehend von unbefristeten Genehmigungen für ihre Kernkraftwerke mit der Begrenzung auf Reststrommengen einverstanden erklärt, u.a. mit der Zusage der staatlichen Seite, die Sicherheitsphilosophie nicht ohne sachlichen Grund zu ändern.

---

107 Siehe insbesondere: *Di Fabio*, Der Ausstieg aus der wirtschaftlichen Nutzung der Kernenergie, Köln 1999, S. 104; *Kühne/Brodowski*, NJW 2002, 1458 (1461); *Wagner*, NVwZ 2001, 1089 (1095); a.A. *Ewer*, (Fn. 106), 1035 (1036).

108 Näher zu den Kriterien, BVerfGE 7, 377 (406); BVerfG, NVwZ 2010, 1212 (1215).

109 Zur Rechtsverbindlichkeit der Vereinbarung etwa *Degenhardt*, 11. AtRS 2002, 369 ff.; *Frenz*, NVwZ 2002, 561 ff.; immerhin hat das Unternehmen RWE auf alle rechtlichen und tatsächlichen Ansprüche hinsichtlich des Kernkraftwerkes Mülheim-Kärlich verzichtet.

Dieses Vertrauen war mitbestimmend für die nachfolgenden Novellierungen des Atomgesetzes (11. und 12. AtG-Novelle), wurde allerdings bei der jüngsten Novellierung (13. AtG-Novelle) hinsichtlich der sog. Kategorie der älteren Kernkraftwerke als auch durch die Einführung von Endbetriebszeiten für die übrigen Kernkraftwerke verlassen. Das Vertrauen ist laut dem Bundesverfassungsgericht besonders schützenswert, „wenn von einer nach früherem Recht möglichen Nutzungsbefugnis bereits Gebrauch gemacht worden ist und diese entzogen wird."[110]

**154** Nicht überzeugend ist, wenn demgegenüber in der jüngsten Novellierung des Atomgesetzes ein verfassungskonformer, entschädigungsloser Ausstieg aus der Kernenergie gesehen wird.[111] Die nachträgliche Befristung der Berechtigung zum Leistungsbetrieb sei eine zulässige Inhalts- und Schrankenbestimmung im Sinne des Art. 14 Abs. 2 GG. Ein entschädigungspflichtiger Ausgleich sei nicht geboten, da die Anlagen bereits vollständig oder weitgehend abgeschrieben seien und eine Amortisation bis zum Ende des Leistungsbetriebes wohl noch möglich sei. Ob bei frühzeitiger Beendigung des Leistungsbetriebes von zahlreichen Kernkraftwerken die Übertragung von Reststrommengen und allem voran deren Verstromung möglich ist, wird erst gar nicht näher untersucht. Der Betrieb der Kernkraftwerke sei zudem von Beginn an mit dem Risiko der Neubewertung durch den Gesetzgeber latent behaftet. Die durch die Genehmigung eingeräumte Rechtsposition bleibt dabei außer Betracht. Die Eingriffe allein in die Berufsausübung, so die abweichende Auffassung, sei durch vernünftige Gründe des Gemeinwohls gerechtfertigt. Die unterschiedlichen, auch vom Alter der Anlagen her, bestimmten Restlaufzeiten verstießen nicht gegen das Willkürverbot, falls bei verfassungsrechtlicher Überprüfung dargelegt werden könnte, dass die jeweiligen Zeiträume für die Beendigung des Leistungsbetriebes auf Sachgründen beruhten.

**155** Die bereits anhängigen und noch folgenden Klagen erscheinen danach nicht nur für die betroffenen Unternehmen, deren Mitarbeiter und Aktionäre verständlicher und werden hoffentlich auch durch Dritte und gerade die Medien weniger als Obstruktion gegen die be-

110 BVerfGE 58, 300 (338).

111 So wenig überzeugend *Ewer*, NVwZ 17/2011, 1035 ff., der sich offensichtlich vom dem von ihm gewünschten Ergebnis zu sehr hat leiten lassen.

schlossene Energiewende gewertet. Die Klärung dieser Rechtsfragen ist in einem Rechtsstaat von essentieller Bedeutung und für Unternehmensleitungen teils auch rechtlich geboten, geht es doch um die Vernichtung von Milliardenvermögen zu Lasten der Unternehmen und ihrer Gesellschafter. Ein ausländischer Betreiber von Kernkraftwerken in Deutschland erwägt wohl den Weg über die Energiecharta, die ihm Investitionsschutz gegen die Bundesrepublik Deutschland grundsätzlich gewährt. Seitens der Politik erscheint es mutig, eine so radikale Energiewende zu beschließen, die sich als Grundlage unserer Volkswirtschaft noch bewähren muss.

Mit ihrer vorzeitigen und nicht substantiellen Ausstiegsentscheidung steht die Bundesregierung Deutschland weltweit – insbesondere innerhalb Europas – weitgehend isoliert da. Partnerländer wie auch die EU-Kommission setzen nach Fukushima auf einen „erheblichen Beitrag" der Kernenergie zum künftigen Umbau der Energiesysteme in den Mitgliedsstaaten[112].

Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie lassen erhebliche negative gesamtwirtschaftliche Konsequenzen durch das vorgezogene Ausstiegsszenario für Deutschland erwarten. Für die Industrie insgesamt lägen danach die Stromkostensteigerungen im Jahre 2025 in einer Größenordnung von 1,3 Mrd. Euro.[113]

Die von Deutschland beschlossene, radikale Energiewende findet **156**
weltweit Beachtung, allerdings mit vielen Zweifeln, ob diese „Herkulesaufgabe" (so Bundeskanzlerin Merkel am 09.06.2011) gelingt. Zweifel bestehen allem voran, ob die Versorgungssicherheit, die Wirtschaftlichkeit und die Anforderungen des Klima- und Umweltschutzes weiterhin erfüllt werden können. Die Energiewende hin zu mehr Ökostrom setzt voraus, dass Bürger und Parteien beim notwendigen Netzausbau mitziehen. Die Energiepreise müssen wettbewerbsfähig bleiben, um den Industriestandort Deutschland und damit die Arbeitsplätze zu erhalten. Demgegenüber erfolgen Aussagen bzw. Abschätzungen für die Strompreiserhöhungen in der Zukunft in den Medien allzu häufig nur verkürzt aus der Perspektive eines Privathaushaltes.

112 So die EU-Kommission am 09.11.2011 „Brüssel ignoriert deutsche Energiewende".

113 Siehe Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie „Energieszenarien 2011" vom Juli 2011, gemeinschaftlich erstellt durch Prognos, EWI und GWS S. 31 ff.

## 5.6 Zukunft der Kernenergie

**157** Ein Sonderproblem stellt sich für die Kernkraftwerke, deren Leistungsbetrieb bereits heute nicht mehr zulässig ist bzw. die noch vor abschließender Überprüfung des Gesetzes durch das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) ihren Leistungsbetrieb einstellen müssen. Hält das Gericht das jüngst novellierte Atomgesetz – wie zuvor erläutert – insoweit für verfassungswidrig, gilt das Gesetz in seiner Fassung aus dem Jahre 2010 mit den seinerzeit geregelten Laufzeitverlängerungen. Der Leistungsbetrieb könnte dann sofort wieder aufgenommen werden. Dies setzt aber voraus, dass die Betreiber der Anlagen über mehrere Jahre des Gerichtsverfahrens diese Anlagen hierfür instand halten müssten, was erhebliche Kosten verursacht und – abhängig vom Ausgang des Gerichtsverfahrens – Risiken beinhaltet. Beschließt das Unternehmen für sich, den Leistungsbetrieb eines Kernkraftwerkes nicht wieder aufzunehmen, stellt sich die Frage, wie viel es bereits aufgrund der vorliegenden Genehmigung an sog. Abbaumaßnahmen – die politisch wohl durchaus gewünscht wären – vornehmen darf, um auch Kosten zu sparen.[114] Die Politik wie auch der Gesetzgeber haben hierzu keine Überlegung angestellt. Wichtiger erschien es wohl, mit der sofortigen Einstellung des Leistungsbetriebes von acht Kernkraftwerken gegenüber der Öffentlichkeit den – falschen, aber gewünschten – Eindruck zu erwecken, gleich einem Lichtschalter seien diese Anlagen komplett „ausgeschaltet". Stattdessen geht es weiterhin um eine geordnete Abführung der Restwärme, allerdings ohne Nutzung für eine Stromerzeugung.

**158** Nach dem parteiübergreifenden Konsens erscheint es wenig wahrscheinlich, dass die Politik erneut eine „Korrektur" hin zur friedlichen Nutzung der Kernenergie in unserem Land vornimmt. Die Energiewirtschaft respektiert das Primat der Politik, hält aber gleichwohl den künftigen Verzicht auf die friedliche Nutzung der Kernenergie in einem hoch industriell entwickelten Land wie Deutschland aus ökonomischen, ökologischen sowie sozialen Erwägungen für falsch. Deutschland verabschiedet sich erneut aus einer Hochtechnologie. Der Dissens in energiewirtschaftlichen Grundsatzfragen hat bereits in der Vergangenheit eine Kapitalvernichtung in zweistelliger Milliardenhöhe bewirkt, ein Schaden, der durch die jüngst beschlossene En-

114 Hierzu *Scheuten*, atw 2012, 150 ff.

ergiewende weiter extrem erhöht wird. Für einen Industriestandort ist dies ein unakzeptabler Zustand, insbesondere im Hinblick auf die energie- und umweltpolitischen Herausforderungen, die vor der deutschen Energiewirtschaft gleich ihren europäischen Partnern liegen.

**159** Die Kernenergie wird einschließlich der Stilllegung, des Rückbaus der Anlagen sowie der Endlagerung auf jeden Fall noch für mehrere Jahrzehnte die deutsche Energiewirtschaft beschäftigen. Auch nach Fukushima wurde in erster Linie aus ideologischen Gründen das eigentlich naheliegende Ziel, die vorhandenen Kernkraftwerke in unserem Land bis zum Ende ihrer technischen und wirtschaftlichen Nutzbarkeit zu betreiben, erneut ohne sachliche Abwägung und radikaler als je zuvor verworfen; dies, obwohl die RSK keine sicherheitstechnischen Defizite feststellte, die ein vorzeitiges Abschalten rechtfertigten.

**160** Deutschland ist und bleibt mit seiner Haltung zur Kernenergie sowohl in der EU als auch bei G 8 eher isoliert. Zahlreiche Nachbarländer setzen langfristig auf Kernenergie; einige erwägen gar, wie z.B. Polen, in die Kernenergienutzung einzusteigen. Auch nach Beendigung der Kernenergie in unserem Land werden wir mit – teils auch grenznahen – Kernkraftwerken leben, auf deren Sicherheit wir abweichend zu eigenen Anlagen keinen oder zumindest geringen Einfluss nehmen können. Das neue deutsche Energiekonzept sieht ausdrücklich mehr Stromimporte aus dem Ausland vor, wozu bereits seit diesem Beschluss namhafte Bezüge aus Frankreich und der Tschechischen Republik zählen. Dieser Strom wird dort überwiegend aus Kernkraft erzeugt.

## 5.7 Vereinbarung mit Energieversorgern zur künftigen Nutzung der Kernenergie aus dem Jahre 2001

**161** Diese Vereinbarung hat erstmals den Einstieg in die zeitlich befristete Nutzung der Kernenergie in Deutschland geebnet. Sie wurde staatlicherseits bewusst gewählt, um im Einvernehmen mit den kernkraftwerksbetreibenden Energieversorgungsunternehmen verfassungsrechtlich anderenfalls gebotene Entschädigungszahlungen in erheblichem Umfang zu vermeiden. Das durch diese rechtsverbindliche Vereinbarung geschaffene und durch nachfolgende Novellierungen des Atomgesetzes im Jahre 2010 bestätigte und vom Gesetzgeber respektierte

Vertrauen wirkt nach – wie vorgenannt aufgezeigt (RdZiff. 153) – für die durch die 13. AtG-Novelle erfolgten Änderungen.

**162** Am 14. Juni 2000 hat die Bundesregierung mit mehreren kernkraftwerksbetreibenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EnBW, RWE, VEBA, VIAG) eine Vereinbarung über die künftige Nutzung der Kernenergie („Kernenergiekompromiss")[115] paraphiert. Die Originalvereinbarung wurde von den Teilnehmern der Expertengruppe, der jeweils ein Vertreter der Unternehmen sowie je ein Vertreter vom Bundeskanzleramt, Bundesumweltministerium und Bundeswirtschaftsministerium angehörten, paraphiert. Die Vereinbarung wurde ein Jahr später am 11. Juni 2001, nachdem der entsprechende Novellierungsentwurf zum Atomgesetz vorlag, ohne inhaltliche Veränderung endgültig unterzeichnet. Die Vereinbarung ist nebst Anlagen unter der Gliederungsziffer 13210 abgedruckt. Die wichtigsten Eckpunkte der Vereinbarung sind:

- Gesetzliches Neubauverbot für Kernkraftwerke;
- Festlegung von Reststrommengen;
- Einvernehmen, das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich nicht wieder in Betrieb zu nehmen, wofür den Betreibern eine übertragbare Reststrommenge von 107,25 TWh eingeräumt wird;
- Gewährleistung administrativ ungestörten Betriebes der Kernkraftwerke mit Bestätigung und Beibehaltung des hohen Sicherheitsstandards ohne einseitige staatliche Diskriminierung;
- Transporte zur Wiederaufarbeitung nur noch bis 31. Juni 2005, jedoch Verhandlungen über geeignete Lösungen, falls von den EVU unverschuldet Alternativen nicht zur Verfügung stehen. Anschließend ist die Entsorgung auf die direkte Endlagerung beschränkt;
- Einrichtung einer ständigen Koordinierungsgruppe (Bund, Länder, EVU) zur Durchführung der Transporte;
- Pflicht zur Einrichtung und Nutzung standortnaher Zwischenlager;
- Beschränkung der Pilotkonditionierungsanlage auf die Reparatur schadhafter Behälter;

115 Im HbE abgedruckt unter Nr. 13210.

- Endlagerprojekt Gorleben
  - Bestätigung, dass die bisher gewonnenen geologischen Befunde einer Eignungshöffigkeit nicht entgegenstehen. Positive Bestätigung der Barrierefunktion des Salzes.
  - Unterbrechung der Erkundung für mindestens 3, längstens jedoch 10 Jahren zwecks Klärung grundsätzlicher, nicht Gorleben spezifischer Fragen.
  - Offenhaltungskosten werden anteilig von den EVU getragen.
  - Rechtliche Sicherung des Standortes gegenüber dem Antrag Dritter.
- Endlagerprojekt Konrad: Abschluss des Planfeststellungsverfahrens ohne sofortige Vollziehbarkeit;
- Bundesregierung wird auf der Grundlage der Vereinbarungseckpunkte einen Entwurf zur Novelle des Atomgesetzes erarbeiten.

# Haftung und Versicherung

*Wolfgang Hintsches und Hermann Jörissen*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–2 |
| 2 | Haftung für Drittschäden und Deckungsvorsorge | 3–6 |
| 3 | Internationaler Rechtsvergleich | 7–12 |
| 4 | Wiener Atomhaftungskonvention, Rechtsfolgen des Reaktorunfalls in Tschernobyl | 13–19 |
| 5 | Die internationalen Übereinkommen | 20–23 |
| 6 | Die Versicherungswirtschaft | 24–30 |
| 7 | Ausblick | 31–34 |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. |
|---|---|
| Atomrechtliche Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) | 5 |
| Ausgleichsvoraussetzungen | 16 |
| Ausschließlichkeit der Haftung des Kernanlageninhabers | 21 |
| Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie | 31 |
| Auszugleichende Schadenfälle | 17 |
| Brüsseler Zusatzübereinkommen | 10 |
| Deckungsvorsorge | 1 |
| Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft (DKGV) | 26 |
| Energiekonsensgespräche | 34 |
| Gefährdungshaftung | 3 |
| Gerichtsstand | 21 |
| Großschadensrisiko | 27 |
| Größter versicherter Schadensfall | 28 |
| Haftpflichtversicherung | 1, 24 |
| Haftungsausschlüsse | 21 |
| Haftungsdeckungsvorsorge in Deutschland | 30 |
| Haftungsgrenzen | 9 |
| Haftungsnovelle zum Atomgesetz (AtG) | 4 |
| Harrisburg | 28 |
| Maschinenversicherung | 25 |
| Nationale Höchsthaftungssummen | 22 |
| Nationale Versicherungspools | 24 |
| Nuklear-Haftpflicht GbR | 30 |
| Pariser Übereinkommen | 8 |
| Private Deckungsvorsorge | 33 |
| Richtlinie zur Abwicklung von Ausgleichsansprüchen | 15 |
| Sachversicherung | 2, 24 |

| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Schadenersatzanspruch | 21 | USA | 12 |
| Schweiz | 11 | Veränderung des Atomrechts | 32 |
| Tschernobyl | 14 | Wiener Übereinkommen | 13 |


# 1 Einleitung

**1** Die Inhaber von Kernanlagen, insbesondere von kommerziell betriebenen wie Leistungskernkraftwerken, versichern sich in aller Regel gegen die mit dem Betrieb dieser Anlagen verbundenen spezifischen Risiken. Soweit aus nuklearen Ereignissen Schäden an Leben, Gesundheit oder Vermögenswerten Dritter entstehen können, wird dem Inhaber in fast allen Ländern als Betriebsvoraussetzung vom Gesetzgeber der Nachweis einer **Deckungsvorsorge** in bestimmter Höhe vorgeschrieben, im Regelfall der Abschluß einer **Haftpflichtversicherung**. Das gleiche gilt bei der Beförderung von Kernmaterialien.

**2** In die eigene wirtschaftliche Entscheidung des Anlageninhabers ist dagegen der Abschluß einer **Sachversicherung** gegen Kernenergie- und Feuerschäden, gegen Maschinenschäden oder – soweit vom Versicherungsmarkt angeboten – gegen Betriebsunterbrechungsschäden zur Minderung des eigenen wirtschaftlichen Risikos gestellt.

# 2 Haftung für Drittschäden und Deckungsvorsorge

**3** Nach Art. 3 des Pariser Übereinkommens über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie, das aufgrund Gesetzes vom 8. Juli 1975 in Deutschland unmittelbar geltendes Recht geworden ist, haftet der Inhaber einer Kernanlage für Schäden an Leben und Gesundheit und für Schäden an oder Verlust von Vermögenswerten Dritter, die ihre Ursache nachweislich in einem nuklearen Ereignis haben. Die Haftung ist eine strikte **Gefährdungshaftung**, unabhängig von Verschulden und ohne die Möglichkeit einer Entlastung. Der Kernanlageninhaber haftet nach Art. 6 ausschließlich nach dem Pariser Übereinkommen und unter den dort festgelegten Voraussetzungen. Neben ihm haftet niemand sonst, auch nicht im Fall eines Verschuldens. Diese „rechtliche Kanalisierung" der Haftung soll dem

Geschädigten zweifelsfreie Klarheit über die Person des Haftenden und die rechtlichen Voraussetzungen der Haftung geben.

**4** Der Höhe nach ist die Haftung in Deutschland seit dem 1. August 1985, dem Inkrafttreten der sogenannten **Haftungsnovelle zum Atomgesetz (AtG)** vom 22. Mai 1985, unbegrenzt, während sie vorher nach § 31 des Atomgesetzes in der Fassung vom 31. Oktober 1976 auf maximal 1 Mrd. DM je Schadensereignis begrenzt war. Der bundesdeutsche Gesetzgeber ist damit über die Anforderungen des Pariser Übereinkommens (vgl. Ziff. 3) nochmals einen entscheidenden Schritt hinausgegangen.

**5** Nach § 7 des Atomgesetzes darf der Betrieb einer Kernanlage nur genehmigt werden, wenn unter anderem „die erforderliche Vorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadenersatzverpflichtungen gewährleistet ist". Nach § 1 der **Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV)** vom 25. Januar 1977 kann dies durch den Abschluß einer Haftpflichtversicherung oder durch Freistellungs- oder Gewährleistungsverpflichtung eines Dritten geschehen; in der Regel wird – außer bei Anlagen der öffentlichen Hand – von der ersteren Möglichkeit Gebrauch gemacht. Für Reaktoren – also auch für Kernkraftwerke – verlangt § 9 AtDeckV bei einer thermischen Leistung von 496 MW an aufwärts eine Deckungsvorsorge von 500 Mio. DM und damit das Maximum dessen, was in § 13 AtG als Deckungsvorsorge für eine Kernanlage vorgesehen ist. Hier hat die Haftungsnovelle vom 22. Mai 1985 keine Änderung herbeigeführt; es ist jetzt lediglich vorgesehen, daß sowohl die Deckungssummen wie auch die bei 500 Mio. DM festgeschriebene Höchstgrenze derselben im Abstand von jeweils fünf Jahren mit dem Ziel der Erhaltung des realen Wertes zu überprüfen sind (§ 13 Abs. 3 AtG, neue Fassung).

**6** Bis zum Doppelten der Höchstgrenze der Deckungsvorsorge, also gegenwärtig bis zu einem Betrag von 1 Mrd. DM, abzüglich des Betrages, für den eine Deckungsvorsorge zur Verfügung steht, wird der Kernanlageninhaber nach §§ 34, 36 AtG von Bund und Standortland (im Verhältnis 75 zu 25) von der Erfüllung seiner Schadenersatzverpflichtungen freigestellt. Darüber hinaus haftet er seit dem 1. August 1985 ohne summenmäßige Begrenzung unter Einsatz aller eigenen verfügbaren Mittel.

## 3 Internationaler Rechtsvergleich

**7** Mit dieser Ausgestaltung des Drittopferschutzes ist der bundesdeutsche Gesetzgeber sowohl über die Mindestanforderungen des Pariser Übereinkommens wie auch über die Regelungen aller in ihrer Wirtschaftsordnung vergleichbaren Länder – mit Ausnahme der Schweiz und (cum grano salis) der USA – hinausgegangen.

**8** Das **Pariser Übereinkommen**[1)] in der Fassung der Protokolle vom 16. November 1982 ist inzwischen in Kraft. Durch das Abkommen wird in Art. 7 der Höchstbetrag der Haftung auf 15 Mio. Sonderziehungsrechte des *Internationalen Währungsfonds* begrenzt, das sind derzeit rund 43 Mio. DM (Umrechnungskurs vom 04. 02. 2000), wobei jedoch die Vertragsstaaten berechtigt sind, über diesen Betrag hinauszugehen oder bis auf 5 Mio. Sonderziehungsrechte zurückzugehen.

**9** Die **Haftungsgrenzen in den einzelnen Vertragsstaaten** sind unterschiedlich und zum Teil in den letzten Jahren auf die nachfolgend angegebenen Werte erhöht worden:

| | | |
|---|---|---|
| Belgien | 4 Mrd. BEF | 195 Mio. DM, |
| Finnland | 150 Mio. SDR[2)] | 430 Mio. DM, |
| Frankreich | 600 Mio. FRF | 180 Mio. DM, |
| Großbritannien | 140 Mio. GBP | 435 Mio. DM, |
| Niederlande | 500 Mio. NLG | 445 Mio. DM, |
| Spanien | 25 Mrd. ESP | 295 Mio. DM, |
| Schweden | 175 SDR[2)] | 275 Mio. DM, |
| Schweiz | Unbegrenzt[3)] | |
| USA | Haftungs- und Deckungsgrenze flexibel[4)] | |

1 *Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie* vom 29. Juli 1960. **Vertragsstaaten** sind: Belgien, Bundesrepublik Deutschland, Dänemark, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Italien, Luxemburg, Niederlande, Nordirland, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien, Türkei.
Von diesen Ländern haben Dänemark, Griechenland, Luxemburg, Nordirland, Norwegen, Österreich, Portugal und die Türkei keine in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke.

2 = Sonderziehungsrechte des internationalen Währungsfonds.

3 Die Deckung beträgt über die private Versicherungswirtschaft 700 plus 70 Mio. (Kosten) SFR (850 plus 85 Mio. DM) und seitens des Staates noch einmal 300 plus 30 Mio. (Kosten) SFR (366 plus 36,6 Mio. DM).

Da diese Haftungsbegrenzungen dem möglichen Schadensumfang bei einem übergreifenden nuklearen Ereignis nicht hinreichend Rechnung tragen, haben sich die Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens in einem Zusatzübereinkommen (dem sogenannten **Brüsseler Zusatzübereinkommen**)[5] vom 31. Januar 1963 verpflichtet, dafür Vorsorge zu treffen, daß erforderlichenfalls eine höhere Entschädigung bereitsteht. Nach der neuesten Fassung gemäß Protokoll vom 16. November 1982 – die inzwischen ebenfalls von allen Vertragsstaaten ratifiziert ist – soll dies über die privatwirtschaftliche Deckungsvorsorge hinaus geschehen: **10**

a) bis zu einem Betrag von 175 Mio. Sonderziehungsrechten (ca. 500 Mio. DM) aus öffentlichen Mitteln des Belegenheitsstaates;

b) von hier an bis zu einem Betrag von 300 Mio. Sonderziehungsrechten (ca. 858 Mio. DM)) durch öffentliche Mittel, die von den Vertragsstaaten nach einem bestimmten Aufbringungsschlüssel bereitzustellen sind, der sich zur Hälfte nach dem Sozialprodukt und zur anderen Hälfte nach der installierten thermischen Reaktorleistung der Vertragsstaaten ausrichtet.

Die **Schweiz**, wenngleich einer der ursprünglichen Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens, hat aus verschiedenen Gründen von einer Übernahme desselben in ihr nationales Recht (bisher) abgesehen. Mit Gesetz vom 18. März 1983 hat sie ebenfalls eine unbegrenzte Haftung des Kernanlageninhabers eingeführt. Es besteht derzeit eine Deckungsvorsorge von 1 Mrd. SFR plus 10% für Kosten (Zinsen und Verfahrenskosten). Die ersten 700 Mio. SFR plus 70 Mio. SFR (Kosten) werden durch private Versicherung abgedeckt; der Betrag kann durch Beschluß des Bundesrates erhöht werden, wenn der Versicherungsmarkt dies ermöglicht. Darüber hinaus ist eine Versicherung gegen Prämie beim Bund – sog. Bundesdeckung (Staatsgarantie) in Höhe von 300 Mio. SFR plus 30 Mio. SFR (Kosten) – zu nehmen. Die Bundesdeckung (Staatsgarantie) in der Schweiz enthält neben dem konventionellen Teil (Anschluß zu der von den Versicherungen gewählten Deckung) auch einen nicht-konventionellen Teil (Kriegs- **11**

4 Eine 1. Tranche beträgt 200 Mio. US$ (400 Mio. DM) von den Versicherungspools, eine 2. Tranche 79,275 Mio. US$ als Umlage von jedem Reaktorblock, was 1998 (110 Blöcke) etwa 8,7 Mrd. US$ ausmachte, insgesamt also rd. 8,9 Mrd. US$.

5 Griechenland, Portugal, Norwegen und die Türkei sind nur dem Pariser Übereinkommen, nicht jedoch dem Brüsseler Zusatzübereinkommen beigetreten.

risiko, Naturereignis und andere von den Versicherern üblicherweise ausgeschlossene Risiken). Diese Regelung ist, was die Gewährleistung des Drittopferschutzes angeht, der in Deutschland seit 1985 geltenden am ehesten vergleichbar.

**12** In den **USA** sieht der Price-Anderson Act eine limitierte Haftung mit flexibler Haftungsgrenze vor, die sich seit der Novellierung von 1988 mit jedem weiteren Reaktorblock erhöht. 1998 lag sie für 110 Reaktorblöcke bei über 8,9 Mrd. US$. Sie wird abgedeckt durch eine Haftpflichtversicherung in Höhe von 200 Mio. US$ zuzüglich einer von jedem Reaktorbetreiber zu erbringenden Umlage von 79,275 Mio. US$ (75,7 Mio. US$ zuzüglich 5% Gerichtskosten 3,775 Mio. US$) je Raktorblock.

## 4 Wiener Atomhaftungskonvention, Rechtsfolgen des Reaktorunfalls in Tschernobyl

**13** Außerhalb Europas gilt das **Wiener Übereinkommen**[6)] über die Haftung für nukleare Schäden vom 21. Mai 1963, das für eine weltweite Anwendung bestimmt ist. In seinen Haftungsgrundsätzen ist es dem Pariser Übereinkommen sehr ähnlich.

**14** Dieses Übereinkommen wurde insbes. von den früheren kommunistischen Ländern nicht ratifiziert, wohl aber von Jugoslawien. Ein Übereinkommen über eine künftige Verbindung und Harmonisierung von Pariser und Wiener Übereinkommen wurde 1988 von den beiderseitigen Mitgliedsstaaten beschlossen. Die Sowjetunion war Vertragspartner weder der Wiener noch der Pariser Haftungskonvention. Im Hinblick auf das Schadensereignis in **Tschernobyl** vom 26. April 1986, das Auswirkungen auf Westeuropa hatte, sind deshalb Schadensersatzansprüche kaum durchsetzbar. Versicherungsschutz für

6 *Vienna Convention On Civil Liability For Nuclear Damage* vom 21. Mai 1963.
Diesem Abkommen sind **in Europa** insbes. die Länder Bosnien, Bulgarien, Herzegowina, (Jugoslawien), Kroatien, Litauen, Mazedonien, Polen Rumänien, Rußland, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ukraine und Ungarn beigetreten, **außerhalb Europas** insbes. die Länder Ägypten, Argentinien, Bolivien, Brasilien, Chile, Israel, Kamerun, Kolumbien, Kuba, Libanon, Marokko, Mexiko, Niger, Peru, Philippinen und Trinidad.
In Betrieb befindliche Kernkraftwerke haben Argentinien, Bulgarien, Litauen, Mexiko, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Ukraine und Ungarn.

ehemals sowjetische Nuklearanlagen bestehen nicht. Rußland hat am 08. 05. 1996 das Wiener Übereinkommen (über die Haftung für nukleare Schäden) unterzeichnet, aber bislang noch nicht ratifiziert.

**15** Um den deutschen Geschädigten die unübersehbaren Schwierigkeiten einer zivilrechtlichen Klage gegen den Reaktorbetreiber in der früheren Sowjetunion zu ersparen, werden die in der Bundesrepublik durch das Ereignis in Tschernobyl eingetretenen Schäden (Beweislast liegt beim Geschädigten) nach § 38 Abs. 2 AtG behandelt. Das Bundesministerium des Innern gab dazu eine **Richtlinie zur Abwicklung von Ausgleichsansprüchen** vom 21. Mai 1986 heraus.[7)] Darin wurde festgestellt, daß der Unfall in Tschernobyl ein nukleares Ereignis i. S. des § 38 AtG ist. Das Atomgesetz sehe zwar eine primäre Haftung des Betreibers vor. „Auf diesen Weg werden die Geschädigten indes nicht verwiesen, weil er mit großen Schwierigkeiten verbunden ist und deshalb unzumutbar erscheint. Deshalb gewährt der Bund einen Ausgleich nach Maßgabe dieser Richtlinie“ (vgl. Präambel der o. a. Richtlinie).

**16** **Ausgleichsvoraussetzungen** sind:

- Der Schaden muß in Deutschland entstanden sein,
- Schäden am Eigentum und an sonstigen dinglichen Rechten sowie Schäden durch unmittelbare und betriebsbezogene Eingriffe in das Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb müssen durch das Ereignis adäquat verursacht worden sein.

**17** **Auszugleichende Schadensfälle** sind:

- Vernichtung von Erzeugnissen
- Beschlagnahme von Erzeugnissen
- Beschränkung in der Milchproduktion
- Eingriffe aufgrund von unmittelbaren und betriebsbezogenen Eingriffen in einen eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb i. S. von § 823 Abs. 1 BGB.

**18** Der Schadensumfang ist bei Sachbeschädigungen auf den gemeinen Wert der beschädigten Sache begrenzt. „Finanzielle Folgeschäden, die über den objektiv festzustellenden gemeinen Wert (Verkehrswert) hinausgehen, werden nicht ersetzt.“ (vgl. Ausgleichsrichtlinien II.).

7 Bundesanzeiger vom 27. Mai 1986, 38 Nr. 95, Seite 6417.

Etwaige Schadensersatzansprüche gegenüber der Sowjetunion sind in Höhe der Ausgleichszahlung an den Bund abzutreten (vgl. Ausgleichsrichtinien III.).

**19** Im Rahmen dieser Ausgleichsrichtlinie wurden von der Bundesregierung 218,5 Mio. DM ausgezahlt. Weitere Zahlungen seitens des Bundes und der Länder im Billigkeitswege – ohne Anerkennung eines Rechtsanspruchs – beliefen sich auf 220 Mio. DM.

## 5 Die internationalen Übereinkommen

**20** Die hier schon verschiedentlich zitierten internationalen Übereinkommen, das Pariser Übereinkommen vom 29. Juli 1960 und das Brüsseler Zusatzübereinkommen vom 31. Januar 1963, waren Früchte der Bemühung um eine weitgehende Rechtsangleichung in Westeuropa, im Interesse insbesondere einer befriedigenden Regelung grenzüberschreitender Auswirkungen eines nuklearen Ereignisses. Dies mußte ein besonderes Anliegen sein in einem relativ begrenzten, aber in eine Vielzahl von Staaten mit eigenen Rechtsordnungen unterteilten Halbkontinent, in dem zudem zahlreiche Kernkraftwerke in Grenznähe gelegen sind.

**21** Besonderes Augenmerk wurde daher gelegt auf die **einheitliche Regelung** der **Voraussetzungen eines Schadenersatzanspruches** (Art. 3 des Pariser Übereinkommens), auf die **Ausschließlichkeit der Haftung des Kernanlageninhabers** (Art. 6), auf die präzise Umschreibung von **Haftungsausschlüssen** wie Krieg, Bürgerkrieg, Aufstand oder schwere Naturkatastrophen außergewöhnlicher Art (Art. 9; der bundesdeutsche Gesetzgeber hat diese in § 25 [4] AtG wieder abbedungen) und auf die Regelung des **Gerichtsstandes** (Art. 13; Gericht des Belegenheitsstaates).

**22** Auf Schwierigkeiten stößt der Wunsch nach Harmonisierung jedoch unter dem Aspekt, daß die tatsächlich festgesetzten **nationalen Höchsthaftungssummen** nach wie vor **unterschiedlich** sind[8]. Der deutsche Gesetzgeber hat daher hier unter anderem folgendes vorgesehen:

8 Vgl. Fischerhof: *Deutsches Atomgesetz und Strahlenschutzrecht*, Bd. 1, Baden-Baden (Nomos) 2 1978, Rdz. 10 zu § 31 AtG.

Tritt ein Schaden aufgrund eines nuklearen Ereignisse in einer deutschen Kernenergieanlage in einem anderen Land ein, so reduziert sich die Haftung (es sei denn bei Gewährleistung höherer Haftung und Gegenseitigkeit [§ 31 Abs. 2 AtG]): **23**

a) auf 300 Mio. Sonderziehungsrechte (ca. 858 Mio. DM, Kurs vom 04. 02. 2000) im Verhältnis zu Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens, für die das Brüsseler Zusatzübereinkommen in der Fassung des Protokolls vom 16. November 1982 in Kraft getreten ist;
b) auf 120 Mio. Sonderziehungsrechte (ca. 343 Mio. DM) im Verhältnis zu Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens, für die das Brüsseler Zusatzübereinkommen in der Fassung des Zusatzprotokolls vom 28. Januar 1964 in Kraft getreten ist;
c) auf 15 Mio. Sonderziehungsrechte (ca. 43 Mio. DM) im Verhältnis zu allen übrigen Staaten.

## 6 Die Versicherungswirtschaft

Die **Haftpflicht- und Sachversicherung** von Kernanlagen wird in den meisten westlichen Ländern von Versicherungspools angeboten, zu denen sich die Mehrzahl der Erst- und Rückversicherer (mit Ausnahme der Lebensversicherer) des jeweiligen Landes auf der Basis einer Quotenaufteilung der Risiken zusammengeschlossen haben. Diese **nationalen Versicherungspools** wiederum gewähren sich wechselseitig Rückversicherung, um auf diese Weise die Versicherungskapazität des Weltmarktes voll auszuschöpfen[9)]. **24**

Die **Maschinenversicherung** wird dagegen in den meisten Ländern vom freien Versicherungsmarkt außerhalb des Pools angeboten und beschränkt sich in der Regel auf die „konventionellen" Teile der Kernanlage. **25**

Der Nuklearversicherungspool des deutschen Versicherungsmarktes, die **Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft (DKVG)**, umfaßt am 01. 01. 2000 77 Mitgliedsunternehmen und verfügt aufgrund der Anteilszeichnungen derselben über eine maximale „Selbst- **26**

9 Vgl. G. Hertel: *25 Jahre Deutsche Kernreaktorversicherungsgemeinschaft*, Versicherungswirtschaft, 9/1982 (1. Mai 1982).

behaltungskapazität“ (Eigenkapazität) von 809 Mio. DM in der Sachversicherung und von 227 Mio. DM in der Haftpflichtversicherung. Durch Inanspruchnahme von Rückversicherung seitens anderer nationaler Pools erhöht sich die Versicherungskapazität auf mehr als 2 Mrd. DM in der Sachversicherung; in der Haftpflichtversicherung stehen die derzeit nachgefragten 200 Mio. DM zur Verfügung. Das Nettoprämienaufkommen der DKVG erreichte im Geschäftsjahr 1999 ca. 76 Mio. DM; hiervon entfielen 23,4% (17,8 Mio. DM) auf die Sach- und 14,1% (10,7 Mio. DM) auf die Haftpflichtversicherung inländischer Risiken, 42,5% (32,3 Mio. DM) auf die Sach- und 20,0% (15,2 Mio. DM) auf die Haftpflichtversicherung ausländischer Risiken.

**27** Berücksichtigt man das Gesamtobligo des deutschen Versicherungspools aus inländischen und ausländischen Verpflichtungen und das diese Deckung das **Großschadenrisiko** stets einkalkulieren muß, so kann das Prämienaufkommen als dem übernommenen Risiko angemessen betrachtet werden. Hierbei erscheint bei etwaigen Großschadensfällen zunächst das Risiko aus der Inanspruchnahme aus der Sachversicherung noch höher als das der Inanspruchnahme aus der Haftpflichtversicherung, da ein Austritt radioaktiver Strahlung in die Umgebung einer Kernanlage ohne einen vorhergehenden Großschaden in der Anlage selbst nicht vorstellbar ist, umgekehrt aber, wie der einzige bisher eingetretene Fall zeigt, ein Großschaden in der Anlage noch nicht zu einem nennenswerten Austritt von Strahlung führen muß; kommt es jedoch zu einem Austritt radioaktiver Strahlung durch ein von einer Kernanlage ausgehendes Ereignis, ist das Großschadenpotenzial in der Haftpflichtversicherung kaum abschätzbar und es muß mit einer möglichen Ausschöpfung der Deckungsvorsorge gerechnet werden.

**28** Der bisher **größte *versicherte* Schadensfall**, der am 28. März 1979 im amerikanischen Kernkraftwerkt TMI bei **Harrisburg** eintrat, hat die Gemeinschaft der Nuklearversicherungspools in der Sachversicherung mit 300 Mio. US$ belastet, wobei es sich um die damals geltende vertragliche Haftungsbegrenzung handelte; der tatsächlich eingetretene Sachschaden – einschließlich des erforderlichen Aufwandes für Dekontaminierungsmaßnahmen – hat sich auf über 1 Mrd. US$ belaufen. Die Entladung des Reaktors begann im Oktober 1985 und zog sich bis Februar 1990 hin. Es ergab sich, daß 45% des Kerns (62 t) ge-

schmolzen waren. Die gesamte Entlademenge betrug rd. 150 t hochradioaktiven Abfalls.

**29** In der Haftpflichtversicherung sind bis Ende 1996 65 Mio. US$ gezahlt und weitere 65 Mio. US$ noch vorsorglich reserviert worden, u. a. auch für Aufwendungen im Zusammenhang mit einer behördlich empfohlenen vorübergehenden Teilevakuierung und für die Einrichtung eines Fonds zur medizinischen Langzeitbeobachtung etwaiger Spätfolgen. Eine tatsächliche Gesundheitsbeeinträchtigung durch ausgetretene Strahlung ist bisher jedoch in keinem einzigen Fall nachgewiesen worden; die im Vergleichsweg an mehrere Hundert Kläger geleisteten Zahlungen erfolgten ohne Anerkennung einer Rechtspflicht und lediglich zur Vermeidung des in den USA auch im Obsiegensfall enorm hohen Prozeßkostenrisikos. Die DKVG war als Rückversicherer der amerikanischen Pools an der Regulierung in der Sachversicherung mit 11,9% und in der Haftpflichtversicherung mit 8,2% beteiligt.

**30** Die **Haftpflicht-Deckungsvorsorge in Deutschland** betreffend, bleibt noch zu vermerken, daß diese derzeit vom deutschen Versicherungspool, der **DKVG**, in Höhe von **200 Mio. DM** und von einem Haftungsverbund der deutschen Elektrizitätswirtschaft, der **Nuklear-Haftpflicht GbR**, unter „Vorzeichnung" durch ein Konsortium mehrerer Versicherungsgesellschaften in Höhe **weiterer 300 Mio. DM** erbracht wird. Diese Konstruktion hat ihren Ursprung darin, daß bei der Erhöhung der Deckungsvorsorge auf 500 Mio. DM Anfang 1977 die über den weltweiten Verbund des Pools verfügbare Haftpflichtversicherungskapazität noch nicht ausreichte; man hat ungeachtet der inzwischen gestiegenen Deckungsmöglichkeiten der Pools an dieser für die Betreiber kostengünstigen Regelung bisher festgehalten. Eine Anfang der 90er Jahre im Bundesumweltministerium vorbereitete Atomgesetznovelle, durch die die Deckungsvorsorge (einschließlich Bundesdeckung gegen Prämie) auf 5 Mrd. DM angehoben werden sollte, blieb im Entwurfsstadium stecken.

## 7 Ausblick

**31** Spätestens seit dem Regierungswechsel vom Herbst 1998 dominiert der im Koalitionsvertrag zwischen den Regierungsparteien SPD und Bündnis 90/Die Grünen vereinbarte **Ausstieg aus der**

**friedlichen Nutzung der Kernenergie** die politische und rechtliche Debatte.

**32** Die gegenwärtige Diskussionsgrundlage bildet ein noch nicht veröffentlichter Entwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 24. 01. 1999 (Begr. vom 16. 02. 1999)[10]. Angestrebt wird eine tiefgreifende **Veränderung des Atomrechts**: Der bisherige Förderungszweck soll durch den Gesetzeszweck, die Nutzung der Kernenergie zur Erzeugung von Elektrizität geordnet und sicher zu beenden, ersetzt werden. Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen für neue Atomanlagen zur (gewerblichen) Erzeugnung von Elektrizität und für Wiederaufbereitungsanlagen werden ausgeschlossen. Weitere Eckpunkte sind die Reduzierung von Atomtransporten auf das zwingend notwendige Maß, das Gebot der standortnahen Zwischenlagerung, die Effektivierung der staatlichen Überwachung durch Regelungen zum verbesserten Erkenntnisgewinn der Behörde sowie die Erhöhung der Deckungsvorsorge.

**33** Dabei beabsichtigt die Bundesregierung im Rahmen einer Atomgesetznovelle die **private Deckungsvorsorge** von zur Zeit 500 Mio. DM[11] auf DM 5 Mrd. anzuheben. Soweit die Deckungsvorsorge in dieser Höhe auf dem Versicherungsmarkt nicht erreicht werden kann, gewährt der Bund eine Bundesdeckung gegen Entgelt. Der Entwurf verzichtet bewußt auf eine exakte summenmäßige Festlegung des aus privaten Mitteln zu erbringenden Anteils der Deckungsvorsorge, um auf künftige Entwicklungen des Versicherungsmarktes flexibel reagieren zu können.

**34** Die im Zusammenhang mit dem avisierten Atomausstieg äußerst umstrittene Frage der vorzeitigen Beendigung laufender Betriebsgenehmigungen für Kernkraftwerke soll einem gesonderten Gesetz vorbehalten bleiben, das das Ergebnis der derzeit stattfindenden sog. **„Energiekonsensgespräche"** zwischen Bundesregierung und Energiewirtschaft aufnimmt.

10 Abgedruckt in: Atomwirtschaft-Atomtechnik (atw) 1999, 66.

11 1. Tranche: 200 Mio. DM durch Versicherungsdeckung, 2. Tranche: 300 Mio. DM nach 200 Mio. DM durch frontende Versicherer für Nuklear-Haftpflicht GbR.

# Atomausstieg durch Elektrizitätsmengenbegrenzung

*Monika Böhm*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–4 |
| 2 | Die Neuregelungen im Überblick | 5–21 |
| 2.1 | Gesetzeszweck | 5–6 |
| 2.2 | Verbot neuer Genehmigungen | 7 |
| 2.3 | Regellaufzeit und Elektrizitätsmengenbegrenzung | 8–11 |
| 2.4 | Sicherheitsanforderungen | 12–15 |
| 2.5 | Entsorgung | 16–17 |
| 2.6 | Deckungsvorsorge | 18–21 |
| 3 | Ausstiegsgesetz und Konsensvereinbarung | 22–25 |
| 4 | Elektrizitätsmengenbegrenzung und Übertragung im Einzelnen | 26–58 |
| 4.1. | Grundstrukturen | 26–33 |
| 4.2 | Grundrechtsschutz | 34–42 |
| 4.2.1 | Betreiber | 34–41 |
| 4.2.1.1 | Grundrechtsfähigkeit | 34–35 |
| 4.2.1.2 | Art. 14 GG | 36–40 |
| 4.2.1.3 | Art. 12 GG | 41 |
| 4.2.2 | Bevölkerung | 42 |
| 4.3 | Die Übertragungsoptionen im Einzelnen | 43–58 |
| 4.3.1 | Übertragung „alt auf neu“ | 43–46 |
| 4.3.2 | Übertragung „neu auf alt“ | 47–58 |
| 4.3.2.1 | Fallgruppen | 47–48 |
| 4.3.2.2 | Zwecksetzung der Zustimmung | 49–54 |
| 4.3.2.3 | Zustimmungsvorbehalt und Verwaltungskompetenzen des Bundes | 55–57 |
| 4.3.2.4 | Bestimmtheitsgrundsatz und Vorbehalt des Gesetzes | 58 |
| 5 | Ausblick | 59 |
| | Literatur | |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. |
|---|---|
| Atomhaftungsübereinkommen | 19 |
| Aufsichtsbefugnis | 46 |
| Aufsichtskompetenz | 54ff. |
| Ausstiegsgesetz | 1ff. |
| Ausübungsregelung | 41 |
| BfS | 32, 44 |
| Deckungsvorsorge | 18ff. |
| Deckungsvorsorge-Verordnung | 21 |
| Elektrizitätsmengenbegrenzung | 8 |
| Elektrizitätsmengenmessung | 27ff. |
| Endlager | 16f. |
| Enteignung | 36ff. |
| Erlöschen der Betriebsberechtigung | 26ff. |

| | Rn. |
|---|---|
| Finanzielle Sicherheit | 19 |
| Genehmigungsverbot | 7 |
| Grundrechtsfähigkeit | 34 f. |
| Inhaltsbestimmung | 36 ff. |
| Kalkar-Entscheidung | 22 |
| Konsensvereinbarung | 3, 22 ff. |
| Mitteilungspflicht | 32 |
| Mülheim-Kärlich | 10 f. |
| Referenzmenge | 30 |
| Regellaufzeit | 8 |
| Regellaufzeit | 29 |
| Reststrommenge | 29 f. |
| Schrankenbestimmung | 36 ff. |
| Sicherheitsprüfung | 12 ff., 45 |
| Solidarvereinigung | 20 |
| Übertragungsmöglichkeit | 10 f., 43 ff. |
| Überwachungsbefugnis | 46 |
| Verwaltungskompetenz | 55 ff. |
| Zustimmungserfordernis | 48 ff., 57 |
| Zweckbestimmung | 5 f. |
| Zwischenlager | 16 |


# 1 Einleitung

**1** Am 14. Dezember 2001 verabschiedete der Bundestag das Gesetz zur geordneten Beendigung der Atomenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität[1]. Der Bundesrat billigte das Gesetz. Anträge auf Anrufung des Vermittlungsausschusses fanden keine Mehrheit. Der in der Koalitionsvereinbarung zwischen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 1998 festgelegte Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie, durch den die jahrzehntelang erhobenen Forderungen nicht nur der Anti-AKW-Bewegung aufgegriffen wurden, wurde damit umgesetzt.

**2** Die wechselvolle und häufig spannungsgeladene Geschichte des Atomgesetzes hat damit einen – zumindest vorläufigen – Abschluss gefunden. War die Verabschiedung des Atomgesetzes im Dezember 1959 noch begleitet von großen Erwartungen bezüglich der Leistungsfähigkeit der Kernenergie, so führten insbesondere die Unfälle in den Kernkraftwerken von Harrisburg im Jahre 1979 und vor allem in Tschernobyl 1986 dazu, dass Forderungen nach einem Ausstieg aus der Kernenergie immer lauter wurden. Ein Ausstiegsgesetz konnte jedoch zunächst nicht durchgesetzt werden. Wiederholt eingebrachte Gesetzentwürfe fanden im Bundestag keine Mehrheit[2]. Forderungen

1 BGBl. I, s. 1351 v. 22. 02. 2002, abgedruckt unter 11 350.

2 Vgl. dazu im Einzelnen *Böhm,* in: Dolde (Hrsg.) S. 667, insbesondere 677 f. m. w. Nachw.

nach einem administrativen Ausstieg waren durch den im Atomgesetz verankerten Förderzweck klare Grenzen gesetzt[3)].

Nach dem 1998 erfolgten Regierungswechsel sahen sich die vormaligen Minderheitsfraktionen in die Lage versetzt, den Atomausstieg durch Gesetz zu verwirklichen. Die Zielsetzung der Koalitionsvereinbarung mündete zunächst in eine als Konsensvereinbarung bezeichnete Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen VEBA AG, VIAG AG, RWE AG und Energie Baden-Württemberg AG vom 14. 6. 2000[4)], auf deren Grundlage sodann die inhaltlich gleich lautenden Gesetzentwürfe der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN[5)] und der Bundesregierung[6)] erstellt wurden. **3**

Auf die rechtlichen Implikationen dieser ungewöhnlichen Entstehungsgeschichte wird noch zurückzukommen sein (s. unter 3.). Zunächst sollen jedoch die Regelungen des Ausstiegsgesetzes im Überblick dargestellt werden (s. 2.). Im Zentrum des Beitrags stehen sodann die im Ausstiegsgesetz vorgesehenen Elektrizitätsmengenbegrenzungen und -übertragungsoptionen (s. 4.). Zum Abschluss wird unter 5. ein Ausblick auf die weitere Entwicklung gegeben. **4**

# 2 Die Neuregelungen im Überblick

## 2.1 Gesetzeszweck

Der Ausstieg aus der Kernenergienutzung erforderte zunächst die Änderung der Zweckbestimmung des Gesetzes. § 1 Nr. 1 AtG wurde deshalb dahingehend neu gefasst, dass es Zweck des Gesetzes ist, die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geordnet zu beenden und bis zum Zeitpunkt der Beendigung den geordneten Betrieb sicher zu stellen. Der zuvor in dieser Bestimmung enthaltene Förderzweck wurde gestrichen. Nach der Gesetzesbegründung[7)] sollte durch die Neufassung zugleich verdeutlicht werden, dass **5**

3 S. dazu nur *Lange,* NJW 1986, 2459 ff.; *Wagner,* NJW 1987, 411 ff.; *Borgmann,* 1994, S. 134 ff.

4 Die Vereinbarung ist nebst Anlagen unter der Gliederungsziffer 13 210 abgedruckt.

5 BT-Drs. 14/6890 vom 11. 9. 2001.

6 BT-Drs. 14/7261 vom 1. 11. 2001.

7 BT-Drs. 14/6890 S. 18 f.

die kommerzielle Kernkraftnutzung bis zu ihrer Beendigung zulässig bleibt. Dass bis dahin ein geordneter Betrieb sichergestellt werden soll, versteht sich an sich von selbst. Die ausdrückliche Aufnahme in § 1 Nr. 1 AtG greift ein Anliegen der Stromwirtschaft auf, ohne dass ihm jedoch eine eigenständige Bedeutung innerhalb der Überwachungsvorschriften zugeschrieben werden sollte[8)].

**6** Durch die Änderung der Zwecksetzung des Atomgesetzes sollte die Forschungsfreiheit nach Art. 5 Abs. 3 GG nicht berührt werden. Ausdrücklich wurde deshalb in der Gesetzesbegründung darauf hingewiesen[9)], dass insbesondere die Reaktorsicherheit und Endlagerforschung, ebenso wie Nutzungen im medizinischen Bereich frei bleiben würden.

## 2.2 Verbot neuer Genehmigungen

**7** Nach § 7 Abs. 1 Satz 1 AtG bedarf der Genehmigung, wer eine ortsfeste Anlage zur Erzeugung oder zur Bearbeitung oder Verarbeitung oder zur Spaltung von Kernbrennstoffen oder zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe errichtet, betreibt oder sonst inne hat oder die Anlage oder ihren Betrieb wesentlich verändert. Dieser Bestimmung wurden durch das Ausstiegsgesetz zwei Sätze angefügt. Demnach werden für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität und von Anlagen zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe keine Genehmigungen mehr erteilt. Eine Ausnahme gilt für wesentliche Veränderungen von Anlagen oder ihres Betriebs. Durch diese Neuregelung wird der Gesetzeszweck hinsichtlich Neuanlagen verwirklicht. Unberührt davon bleiben Veränderungsgenehmigungen für bestehende Anlagen. Genehmigungen können insoweit insbesondere der Verwirklichung von Sicherheitsanforderungen dienen. Genehmigungen zu Forschungsreaktoren bleiben unberührt.

## 2.3 Regellaufzeit und Elektrizitätsmengenbegrenzung

**8** Anders als dies lange diskutiert worden war, legt das Ausstiegsgesetz keinen festen Zeitpunkt für die Beendigung der Nutzung der vorhan-

8 *Renneberg*, in: 11. Dt. Atomrechtssymposium, S. 27, 28 f.
9 BT-Drs. 14/6890, S. 19.

denen Kernkraftwerke fest. Vorgegeben werden vielmehr bestimmte Strommengen, die noch produziert werden dürfen. Einzelheiten sind in den neu eingefügten Absätzen 1a–1d in § 7 AtG geregelt. Vorgesehen ist, dass die Berechtigung zum Leistungsbetrieb der bestehenden kommerziellen Reaktoren mit Erreichung bestimmter Elektrizitätsmengen automatisch erlöschen soll. Bezug genommen wird insoweit auf Anlage 3 des Gesetzes, in der für jede einzelne der in Deutschland betriebenen Anlagen die noch produzierbaren Elektrizitätsmengen festgelegt werden.

**Elektrizitätsmengen nach § 7 Abs. 1a** **9**

(Fundstelle des Originaltextes: BGBl. I 2002, 1357)

| Anlage | I | Reststrommengen ab 1. 1. 2000 (TWh netto) | I | Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs |
|---|---|---|---|---|
| Obrigheim | I | 8,70 | I | 1. 4. 1969 |
| Stade | I | 23,18 | I | 19. 5. 1972 |
| Biblis A | I | 62,00 | I | 26. 2. 1975 |
| Neckarwestheim 1 | I | 57,35 | I | 1. 12. 1976 |
| Biblis B | I | 81,46 | I | 31. 1. 1977 |
| Brunsbüttel | I | 47,67 | I | 9. 2. 1977 |
| Isar 1 | I | 78,35 | I | 21. 3. 1979 |
| Unterweser | I | 117,98 | I | 6. 9. 1979 |
| Philippsburg 1 | I | 87,14 | I | 26. 3. 1980 |
| Grafenrheinfeld | I | 150,03 | I | 17. 6. 1982 |
| Krümmel | I | 158,22 | I | 28. 3. 1984 |
| Gundremmingen B | I | 160,92 | I | 19. 7. 1984 |
| Philippsburg 2 | I | 198,61 | I | 18. 4. 1985 |
| Grohnde | I | 200,90 | I | 1. 2. 1985 |
| Gundremmingen C | I | 168,35 | I | 18. 1. 1985 |
| Brokdorf | I | 217,88 | I | 22. 12. 1986 |
| Isar 2 | I | 231,21 | I | 9. 4. 1988 |

| Anlage | I | Reststrommengen ab 1. 1. 2000 (TWh netto) | I | Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs |
|---|---|---|---|---|
| Emsland | I | 230,07 | I | 20. 6. 1988 |
| Neckarwestheim 2 | I | 236,04 | I | 15. 4. 1989 |
| Summe | I | 2.516,06 | I | |
| Mülheim-Kärlich *) | I | 107,25 | I | |
| Gesamtsumme | I | 2.623,31 | I | |

*) Die für das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich aufgeführte Elektrizitätsmenge von 107,25 TWh kann auf die Kernkraftwerke Emsland, Neckarwestheim 2, Isar 2, Brokdorf, Gundremmingen B und C sowie bis zu einer Elektrizitätsmenge von 21,45 TWh auf das Kernkraftwerk Biblis B übertragen werden.

**10** Die für das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich festgelegte Elektrizitätsmenge darf nach § 7 Abs. 1 d AtG allerdings nur in den Kernkraftwerken Emsland, Neckarwestheim 2, Isar 2, Brockdorf, Grundremmingen B und C, sowie bis zu einer Elektrizitätsmenge von 21,45 TWh im Kernkraftwerk Biblis B produziert werden. Das Gesetz setzt entsprechende Übertragungen der noch produzierbaren Reststrommenge voraus. Damit wird eine Festlegung der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. 6. 2000 umgesetzt, wonach die RWE AG den Genehmigungsantrag für das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich zurückzieht sowie eine gegen das Land Rheinland-Pfalz angestrengte Schadensersatzklage zurücknimmt. Mit dieser Vereinbarung sollte ein Schlussstrich unter Jahrzehnte lange Streitigkeiten gezogen werden.

**11** Auch über die im Hinblick auf das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich festgelegten Optionen sieht das Ausstiegsgesetz die Möglichkeit einer Übertragung von Elektrizitätsmengen vor. Darauf wird unter 4. im Einzelnen eingegangen werden. Die Festlegung der noch zu produzierenden Strommengen sowie die Übertragungsmöglichkeiten gehen auf die Vereinbarung vom 14. Juni 2000 zurück. Die dort in Anlage 1 festgelegten Reststrommengen für die einzelnen Kernkraftwerke bilden die Grundlage für Anlage 3 zu § 7 Abs. 1 a AtG.

## 2.4 Sicherheitsanforderungen

An den bestehenden Sicherheitsvorgaben des Atomgesetzes ändert sich grundsätzlich nichts. Auch weiterhin können insbesondere nachträgliche Auflagen nach § 17 Abs. 1 Satz 3 AtG erlassen werden. Außerdem greifen die Bestimmungen zur staatlichen Aufsicht nach Maßgabe des § 19 AtG[10]. Im Übrigen wurde im Rahmen der Ausstiegsnovelle eine Pflicht zur periodischen Sicherheitsprüfung im Atomgesetz verankert. Nach § 19a AtG hat der Betreiber einer Anlage zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität eine Sicherheitsüberprüfung durchzuführen und der Aufsichtsbehörde vorzulegen. Die Sicherheitsüberprüfung ist nach 10 Jahren zu wiederholen. In einer Anlage zu § 19a Abs. 1 AtG wird für jedes der noch betriebenen Kraftwerke festgelegt, zu welchem Zeitpunkt die Sicherheitsüberprüfung vorzulegen ist. **12**

**Sicherheitsüberprüfung nach § 19a Abs. 1** **13**

(Fundstelle des Originaltextes: BGBl. I 2002, 1357)

| Anlage | I | Termin |
|---|---|---|
| Obrigheim | I | 31. 12. 1998 |
| Stade | I | 31. 12. 2000 |
| Biblis A | I | 31. 12. 2001 |
| Biblis B | I | 31. 12. 2000 |
| Neckarwestheim 1 | I | 31. 12. 2007 |
| Brunsbüttel | I | 30. 6. 2001 |
| Isar 1 | I | 31. 12. 2004 |
| Unterweser | I | 31. 12. 2001 |
| Philippsburg 1 | I | 31. 8. 2005 |
| Grafenrheinfeld | I | 31. 10. 2008 |
| Krümmel | I | 30. 6. 2008 |
| Gundremmingen B/C | I | 31. 12. 2007 |

10 Zum Verhältnis der Regelungen s. *Böhm,* in: 10. Dt. Atomrechtssymposium, S. 251, 253.

| Anlage | I | Termin |
|---|---|---|
| Grohnde | I | 31. 12. 2000 |
| Philippsburg 2 | I | 31. 10. 2008 |
| Brokdorf | I | 31. 10. 2006 |
| Isar 2 | I | 31. 12. 2009 |
| Emsland | I | 31. 12. 2009 |
| Neckarwestheim 2 | I | 31. 12. 2009 |

**14** Nach § 19a Abs. 2 AtG entfällt die Pflicht zur Vorlage der Ergebnisse einer Sicherheitsüberprüfung, wenn der Betreiber gegenüber der Aufsichtsbehörde und der Genehmigungsbehörde verbindlich erklärt, dass er den Leistungsbetrieb der Anlage spätestens drei Jahre nach dem in Anlage 4 genannten Termin endgültig einstellen wird. Durch § 19a AtG wird die Pflicht zur Durchführung periodischer Sicherheitsüberprüfungen erstmals gesetzlich festgelegt. Schon zuvor führte jedoch die Mehrzahl der Kraftwerksbetreiber bereits eigene Sicherheitsüberprüfungen durch. Teilweise sahen auch Auflagen zu Genehmigungsbescheiden entsprechende Verpflichtungen vor. Darüber hinaus gab es bereits Leitfäden zur Durchführung von periodischen Sicherheitsüberprüfungen für Kernkraftwerke in Deutschland[11)]. Schon bislang wurden danach auf freiwilliger Basis die vorhandenen Sicherheitssysteme überprüft.

**15** Die nunmehr bestehende gesetzliche Verpflichtung zur Durchführung von periodischen Sicherheitsüberprüfungen wird dazu beitragen, vorhandene Schwachstellen möglichst frühzeitig zu erkennen und neue technische Entwicklungen zu berücksichtigen. Die den Behörden vorzulegenden Angaben können von diesen, soweit erforderlich, zum Anlass für Maßnahmen nach §§ 17 und 19 AtG genommen werden.

11 Bundesanzeiger Nr. 232a vom 11. Dezember 1997.

## 2.5 Entsorgung

Nach dem neu gefassten § 9a Abs. 1 AtG wird die Abgabe von aus deutschen Kernkraftwerken stammenden bestrahlten Brennelementen in Wiederaufarbeitungsanlagen ab dem 1. Juli 2005 verboten. Nach § 9a Abs. 2 AtG haben Kraftwerksbetreiber standortnahe Zwischenlager zu errichten. Ab dem 1. Juli 2005 wird die Entsorgung radioaktiver Abfälle auf die direkte Endlagerung beschränkt. **16**

Ob der Bund bis dahin ein geeignetes Endlager zur Verfügung zu stellen vermag, wie ihm dies auch bislang schon § 9a Abs. 3 AtG als Aufgabe auferlegt hatte, bleibt zweifelhaft[12]. **17**

## 2.6 Deckungsvorsorge

Durch das Ausstiegsgesetz wurde die Deckungsvorsorge erhöht. Die in § 13 Abs. 3 Satz 2 AtG vorgesehene Höchstgrenze der Deckungsvorsorge wurde von 500 Million DM auf 2,5 Milliarden € angehoben. **18**

Die Deckungsvorsorge kann nach Maßgabe von § 14 Abs. 2 AtG anstatt durch eine Haftpflichtversicherung durch eine sonstige finanzielle Sicherheit erbracht werden. Durch diese Neuregelung wird Art. 10 Abs. a des Pariser Atomhaftungsübereinkommens Rechnung getragen. Die Deckungsvorsorge kann nunmehr auch durch Bürgschaften Privater oder gegenseitige Garantiezusagen der Kraftwerksbetreiber erbracht werden[13]. **19**

Die deutschen Energieversorgungsunternehmen haben mittlerweile der Bundesregierung einen Vorschlag für eine Solidarvereinigung unterbreitet, in der sich die Muttergesellschaften der Betreiber verpflichten, die Inhaber der deutschen Kernkraftwerke finanziell so auszustatten, dass diese ihre aus atomrechtlichen Vorschriften folgenden Schadensersatzverpflichtungen erfüllen können[14]. **20**

---

12 Zu aktuellen Fragen der Endlagerung radioaktiver Abfälle s. nur *Schmans,* in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, S. 285 ff.; zur Suche nach einem geeigneten Endlager ebenda der Beitrag von *Nies,* S. 291 ff.; zur Zwischenlagerung und Transportminimierung s. die Beiträge von *Hoffmann/König,* S. 213 ff., Roller, S. 227 ff., *Baumann,* S. 247 ff., *Kraß,* S. 271 ff.

13 BT-Drs. 14/6890, S. 25.

14 Dazu *Renneberg,* in: 11. Dt. Atomrechtssymposium, S. 38 f.

**21** Einzelheiten werden durch die im Rahmen des Ausstiegsgesetzes ebenfalls neu gefasste Atomrechtliche Deckungsvorsorge-Verordnung geregelt[15].

## 3 Ausstiegsgesetz und Konsensvereinbarung

**22** Wie das Bundesverfassungsgericht schon 1978 in seiner Kalkar-Entscheidung[16] ausgeführt hat, obliegt die normative Grundsatzentscheidung *für oder gegen* die rechtliche Zulässigkeit der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Deutschland dem Gesetzgeber. Von seiner Entscheidungskompetenz hat der Bundestag durch das Ausstiegsgesetz Gebrauch gemacht. Eine Besonderheit liegt jedoch darin, dass mit dem Gesetz die wesentlichen Elemente der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 umgesetzt wurden, worauf in der Gesetzesbegründung auch wiederholt Bezug genommen wird[17].

**23** Im Vorfeld der Verabschiedung des Ausstiegsgesetzes hatte dies die Frage aufgeworfen, ob die Vereinbarung den Gesetzgeber binden könnte. Abgesehen von nicht zu unterschätzenden faktischen Bindungswirkungen bestanden rechtliche Bindungen allerdings nicht und hätten auch nicht wirksam begründet werden können.

**24** Eine Bindung aller Kraftwerksbetreiber war schon dadurch ausgeschlossen, dass an den sog. Konsensgesprächen nur die vier größten Energieversorgungsunternehmen VEBA AG, VIAG AG, RWE AG und Energie Baden-Württemberg AG beteiligt waren. Eine Beteiligung der Bundesregierung an der Vereinbarung könnte den Grundsatz der Gewaltenteilung nicht überwinden. Allein der Gesetzgeber ist für den Erlass oder den Verzicht auf bestimmte gesetzliche Regelungen zuständig.

**25** Darüber hinaus hätte einer rechtlichen Bindung durch den Konsensvertrag auch entgegengestanden, dass durch die getroffenen Vereinbarungen möglicherweise Nachbarn berührt sein könnten. Um insoweit etwaige Grundrechtsverletzungen auszuschließen, hatte der Gesetzgeber in Erfüllung der ihm obliegenden Schutzpflicht für Le-

15 BGBl. I, S. 1351 vom 22. 02. 2002.
16 BVerfGE 49, 89, 127.
17 S. nur BT-Drs. 14/6890, S. 1 und 21.

ben und körperliche Unversehrtheit der Bürgerinnen und Bürger die erforderlichen Regelungen zu treffen.

# 4 Elektrizitätsmengenbegrenzung und Übertragung im Einzelnen

## 4.1 Grundstrukturen

**26** Nach § 7 Abs. 1a AtG erlischt die Berechtigung zum Leistungsbetrieb einer Anlage zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität, wenn die in Anlage 3 des Gesetzes für die jeweilige Anlage aufgeführte Elektrizitätsmenge produziert ist. Das Erlöschen der Berechtigung zum Leistungsbetrieb erfolgt demnach automatisch[18]. Sind die erlaubten Elektrizitätsmengen produziert, darf grundsätzlich keine weitere Elektrizität mehr erzeugt werden.

**27** Gemessen werden soll die produzierte Elektrizitätsmenge nach Satz 2 mittels eines geeichten Messgerätes. Dessen bestimmungsgemäßen Zustand muss der Inhaber der Genehmigung für den Betrieb des jeweiligen Kernkraftwerks nach Satz 3 in jedem Kalenderjahr durch eine Sachverständigenorganisation überprüfen lassen.

**28** Durch die selbst vollziehend ausgestaltete Regelung wird klar und eindeutig bestimmt, wann die Berechtigung zum Leistungsbetrieb der Anlage erlischt. Da die Höhe der erlaubten Energiemengen in Anlage 3 des Gesetzes punktgenau festgelegt ist, sind weitere Zwischenschritte und Feststellungen nicht erforderlich. Bei Erreichen der zugelassenen Energiemenge ist die Produktion einzustellen. Es greifen sodann die für stillstehende Kernkraftwerke geltenden Regelungen. Um Manipulationen an diesem an sich klaren Ablauf zu verhindern, sieht § 7 Abs. 1a Satz 3 AtG vor, dass der Genehmigungsinhaber die in jedem Kalenderjahr erzeugte Elektrizitätsmenge binnen eines Monats durch eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft überprüfen und testieren lassen muss. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass die durch das geeichte Messgerät gemessene Elektrizitätsmenge genau derjenigen entspricht, die im Geschäftsbericht zugrunde gelegt wird.

18 Kritisch dazu *Rebentisch,* in: 11. Dt. Atomrechtssymposium, S. 61 ff. insbes. 62 ff.

**29** Die Grundlagen der Berechnung der in Anlage 3 enthaltenen Reststrommengen lassen sich aus den gesetzlichen Bestimmungen nicht entnehmen. Aus der Gesetzesbegründung[19)] ergibt sich jedoch, dass die gesetzlich festgelegten Elektrizitätsmengen einer Regellaufzeit von 32 Jahren für das jeweilige Atomkraftwerk entsprechen. Es wurde insoweit davon ausgegangen, dass sich jedenfalls innerhalb der Regellaufzeit von 32 Jahren die Investitionen in das Kernkraftwerk amortisiert haben und darüber hinaus ein angemessener Gewinn erzielt werden konnte. Eine angemessene Berücksichtigung der Betreiberbelange wurde deshalb als gegeben angesehen.

**30** Die in Anlage 3 festgelegten Reststoffmengen sind direkt aus der Vereinbarung vom 14. Juni 2000 übernommen, worauf auch die Gesetzesbegründung ausdrücklich hinweist. Die Berechnungsgrundlagen lassen sich folglich nur aus der Vereinbarung erschließen. Danach wurde eine jahresbezogene Referenzmenge zugrunde gelegt, die sich für jedes Kraftwerk aus dem Durchschnitt der fünf höchsten Jahresproduktionen zwischen 1990 und 1999 ergab. Der sich daraus ergebende Durchschnittswert wurde um den Faktor 5,5 % erhöht. Aus der Multiplikation der so errechneten Referenzmenge pro Jahr mit der verbleibenden Restlaufzeit ergab sich die noch produzierbare Reststrommenge.

**31** Nach § 7 Abs. 1b AtG können die in Anlage 3 festgelegten Elektrizitätsmengen ganz oder teilweise von einer Anlage auf eine andere Anlage übertragen werden. Ohne weitere Voraussetzung ist danach die Übertragung von einer älteren auf eine neuere Anlage möglich. Daneben wird auch die Übertragung von einer neueren auf eine ältere Anlage für den Fall ermöglicht, dass die Anlage, von der übertragen wird, ihren Betrieb dauerhaft einstellt. Im Übrigen wird die Übertragung von älteren auf neuere Anlagen davon abhängig gemacht, ob das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie der Übertragung zugestimmt hat. Auch diese Regelung geht auf die Vereinbarung der Bundesregierung mit den Energieversorgungsunternehmen zurück und soll Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten Rechnung tragen.

19 BT-Drs. 14/6890, S. 20ff.

Nach § 7 Abs. 1c AtG hat der Genehmigungsinhaber der zuständigen Behörde monatlich die erzeugten und nach Abs. 1a gemessenen Elektrizitätsmengen mitzuteilen, ebenso die Ergebnisse der Überprüfung und Testate nach Abs. 1a Satz 3 binnen eines Monats nach deren Vorliegen. Als zuständige Behörde bestimmt § 23 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 AtG das Bundesamt für Strahlenschutz. Dieses hat die Informationen nach § 7 Abs. 1c AtG entgegenzunehmen und bekannt zu machen. Bekannt zu machen sind außerdem die noch verbleibenden Reststrommengen. Die erzeugten Elektrizitätsmengen werden zusammengerechnet für ein Kalenderjahr im Bundesanzeiger bekannt gemacht. Beträgt die voraussichtliche Restlaufzeit weniger als sechs Monate, erfolgt eine monatliche Bekanntmachung. **32**

Durch die Bekanntgabe der erzeugten Elektrizitätsmengen und der Überprüfungen und Testate nach § 7 Abs. 1a Satz 3 AtG lässt sich jederzeit und unmittelbar feststellen, welche Produktionsrechte noch bestehen und wann die Berechtigung zum Betrieb der jeweiligen Anlagen erlischt. Etwaige zwischenzeitliche Übertragungen nach Maßgabe des § 7 Abs. 1b AtG werden dabei ebenfalls berücksichtigt. **33**

## 4.2 Grundrechtsschutz

### 4.2.1 Betreiber

#### 4.2.1.1 Grundrechtsfähigkeit

Anlage 3 zu § 7 AtG listet alle 21 deutschen Kernkraftwerke auf. Diese werden ausnahmslos durch juristische Personen des Privatrechts betrieben, die grundsätzlich nach Art. 19 Abs. 3 GG grundrechtsfähig sein können. Probleme ergeben sich jedoch dann, wenn sich die Betreibergesellschaft nicht ausschließlich in privater Hand befindet, sondern ganz oder zumindest teilweise im Eigentum der öffentlichen Hand steht. Bei den meisten Kraftwerken ist dies der Fall. **34**

Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts dürfen sich Hoheitsträger auch dann, wenn sie in privatrechtlicher Form tätig werden, grundsätzlich nicht auf Grundrechte berufen. Die Aussagen des Gerichts beziehen sich auf Fälle, in denen in privater Rechtsform Aufgaben der privaten Daseinsvorsorge wahrgenommen werden[20]. **35**

20 BVerfG NJW 1990, 1783 m. w. Nachw. aus der Rechtsprechung des Gerichts.

Bei der Wasser- und Energieversorgung ist dies der Fall. Eine Berufung auf Grundrechte soll danach jedenfalls dann ausscheiden, wenn sich die Aktien der als Betreiber auftretenden juristischen Person des Privatrechts zu 72% im Eigentum der öffentlichen Hand befinden. In diesem Fall hat der Staat nämlich die Möglichkeit, auf die Geschäftsführung entscheidenden Einfluss zu nehmen. Danach dürfte zumindest teilweise eine Berufung der Kraftwerksbetreiber auf Grundrechte ausgeschlossen sein.

#### 4.2.1.2 Art. 14 GG

**36** Vor der Verabschiedung des Ausstiegsgesetzes stand im Mittelpunkt der Diskussion die Frage, ob die nachträgliche Befristung einer Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb einer kerntechnischen Anlage als nach Art. 14 Abs. 1 GG zu beurteilende Inhalts- und Schrankenbestimmung oder aber als Enteignung nach Maßgabe des Art. 14 Abs. 3 GG zu qualifizieren ist[21]. Gegen die letztgenannte Möglichkeit spricht allerdings schon, dass durch die nachträgliche Befristung Eigentumspositionen nicht in einer Weise entzogen werden, die als Eingriff in die Substanz des Eigentums zu qualifizieren wären.

**37** Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass sich die eigentumsrechtliche Position eines Kraftwerksbetreibers von derjenigen unterscheidet, die der Eigentümer eines Einfamilienhauses inne hat. Die Eigentumsposition des Kraftwerksbetreibers ist von vornherein nach Maßgabe der erteilten staatlichen Betriebsgenehmigung begrenzt. Zudem können Kernkraftwerke ohnehin nur für eine begrenzte Zeit betrieben werden. Nach einer von der Bundesregierung in Auftrag gegebenen Studie haben sich alle laufenden Kernkraftwerke spätestens im 25. Betriebsjahr amortisiert[22]. Nach spätestens 27 Jahren können die Betreiber zusätzlich einen jährlichen Gewinn erwirtschaften.

**38** Vor diesem Hintergrund erscheint die als Grundlage der Berechnungen des Ausstiegsgesetzes angenommene Regellaufzeit von 32 Kalen-

21 Aus der Lit. s. nur *Denninger,* S. 51ff. einerseits und *Ossenbühl,* AöR 1999, 1, 28ff. andererseits. Vgl. außerdem *Schmidt-Preuß,* S. 53ff.

22 Zur zeitlichen Nutzungsdauer s. Öko-Institut/Wuppertal-Institut, Studie zur Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht/Teilprojekt Kernkraftwerksscharfe Analyse Endbericht vom 27. 1. 2000.

derjahren ab Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs eher großzügig. Dies gilt umso mehr, als den Energieversorgungsunternehmen das Recht eingeräumt wird, Strommengen von einem Kraftwerk auf ein anderes zu übertragen. Die Betreiberfreiheit wird um die Option erweitert, auf dieser Grundlage Strommengen von weniger wirtschaftlichen auf wirtschaftlichere Anlagen zu übertragen.

**39** Die Einräumung der Übertragungsmöglichkeiten stellt sich als flexible Lösung dar, die sowohl sicherheitstechnischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten Rechnung trägt und damit den Ausstiegsprozess insgesamt ausgewogener gestaltet. Starre Restlaufzeiten hätten dagegen zur Folge gehabt, dass bei einer aus technischen und/oder wirtschaftlichen Gründen erforderlichen oder aber auch nur zweckmäßigen Stilllegung eines Kraftwerks die verbleibende Restlaufzeit nicht mehr hätte in Anspruch genommen werden können. Sie wäre quasi „verfallen". Andere Kraftwerke dagegen hätten nach Erreichen der Restlaufzeit abgeschaltet werden müssen, obwohl dies aus Sicherheitsgründen nicht erforderlich und ein Weiterbetrieb aus wirtschaftlicher Sicht wünschenswert gewesen wäre.

**40** Das Ausstiegsgesetz hat vor diesem Hintergrund eine besonders grundrechtsverträgliche Lösung festgelegt, weil den Betreibern Handlungsoptionen offen gehalten werden, die bei einer starren Festlegung der Restlaufzeit ausgeschlossen gewesen wären. Dies gilt umso mehr, als die Berechnungsgrundlage von 32 Jahren sich ohnehin im Rahmen der normalen Laufzeit eines Kernkraftwerks bewegt. Auch der Verhältnismäßigkeit eines Eingriffs wird besser Rechnung getragen, als dies bei einem auf eine starr typisierende Grenze abstellenden festen Zeitpunkt der Fall gewesen wäre.

#### 4.2.1.3 Art. 12 GG

**41** Der Betrieb eines Kernkraftwerks stellt sich als Ausübung einer Sparte des Berufs des Energieversorgungsunternehmens dar. Soweit der Betrieb von Kernkraftwerken in Zukunft nicht mehr möglich sein wird, stellt sich dies als Ausübungsregelung dar, die jedenfalls durch vernünftige Gemeinwohlgründe gerechtfertigt ist[23].

23 S. auch *Roßnagel*, in: Roßnagel/Roller, S. 9, 29 ff.

### 4.2.2 Bevölkerung

**42** Auch nach der Ausstiegsnovelle bleiben die Aufsichtszuständigkeiten, Eingriffsbefugnisse und Maßstäbe des Atomgesetzes in vollem Umfang erhalten. Die Sicherheitskonzeption des Atomgesetzes wird nicht nur beibehalten, sondern sogar verstärkt. Die Regelungen der §§ 17 und 19 AtG bleiben unberührt. In § 19a AtG wird eine periodische Sicherheitsüberprüfung neu eingefügt. Der nach Art. 2 Abs. 2 Satz 1 GG erforderlichen Grundrechtsgewährleistung für Leben und körperliche Unversehrtheit wird damit genüge getan.

## 4.3 Die Übertragungsoptionen im Einzelnen

### 4.3.1 Übertragung „alt auf neu"

**43** Nach § 7 Abs. 1b Satz 1 AtG können Elektrizitätsmengen nach Anlage 3 Spalte 2 ganz oder teilweise von einer Anlage auf eine andere Anlage übertragen werden, wenn die empfangende Anlage den kommerziellen Leistungsbetrieb später als die abgebende Anlage begonnen hat. Erreicht werden soll damit, dass die Energieversorgungsunternehmen die betriebs- und volkswirtschaftlich günstigste Restlaufzeit für die einzelnen Kraftwerke ausnutzen können. Grundsätzlich wird dabei von einer Übertragung „alt auf neu" ausgegangen. Auf diese Weise wird in Anknüpfung an die in der Konsensvereinbarung festgelegten Eckpunkte sichergestellt, dass die betriebswirtschaftliche Optimierung nicht zu Lasten der Sicherheit geht.

**44** Übertragungen sind nach § 7 Abs. 1c Satz 1 Nr. 3 AtG binnen einer Woche der zuständigen Behörde mitzuteilen. Zuständig für die Entgegennahme und Bekanntmachung von Informationen nach § 7 Abs. 1c AtG ist das Bundesamt für Strahlenschutz.

**45** Die in §§ 17 und 19 AtG festgelegten Überwachungs- und Aufsichtsvorgaben sind zu beachten, ebenso die Verpflichtung zur Durchführung periodischer Sicherheitsüberprüfungen nach Maßgabe von § 19a AtG. Soweit eine Übertragung von Elektrizitätsmengen angestrebt wird, hat der jeweilige Kraftwerksbetreiber vorab einzuschätzen, ob und inwieweit sich eine Übertragung für ihn als sicherheitstechnisch und wirtschaftlich günstig darstellen wird. Die Übertragungsentscheidung wird sicherlich in erster Linie unter Zugrundelegung der eigenen

Sicherheitsüberprüfungen getroffen werden. In der Praxis kommt die Übertragung von Elektrizitätsmengen dann in Betracht, wenn sich ein Betreiber nach Durchführung einer Sicherheitsüberprüfung vor die Situation gestellt sieht, dass Nachrüstungen erforderlich werden, die sich im Hinblick auf die verbleibende Restlaufzeit einer Anlage als unwirtschaftlich darstellen.

**46** Durch die Übertragung werden die Überwachungs- und Aufsichtsbefugnisse der Atombehörden nicht berührt. Treten später bei der Anlage, auf die übertragen wurde, Sicherheitsprobleme auf, müssen die nach §§ 17 und 19 AtG erforderlichen Maßnahmen in vollem Umfang durchgeführt werden. Gleiches gilt bezüglich der Anlagen, die nur einen Teil der ihnen durch Anlage 3 zu § 7 AtG zugeteilten Elektrizitätsmengen übertragen, im Übrigen aber noch selbst weiter produzieren.

### 4.3.2 Übertragung „neu auf alt"

#### 4.3.2.1 Fallgruppen

**47** Nach § 7 Abs. 1b AtG ist nicht nur die Übertragung von Produktionsmengen von ältere auf neuere Anlagen geregelt. Erlaubt wird unter bestimmten Voraussetzungen auch die Übertragung von neueren auf ältere Anlagen. Allerdings legt § 7 Abs. 1b Satz 2 AtG fest, dass eine Übertragung in einem derartigen Fall grundsätzlich der Zustimmung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bedarf. In § 7 Abs. 1b Satz 3 AtG wird vom Erfordernis der Zustimmung suspendiert, wenn die abgebende Anlage den Leistungsbetrieb dauerhaft einstellt und ein Stilllegungsantrag gestellt worden ist.

**48** Nähere Voraussetzungen für die Erteilung der Zustimmung werden nicht festgelegt. Kriterien ergeben sich aber, wenn man die Zwecksetzung des Zustimmungsvorbehalts in Bezug setzt zur Zwecksetzung der Übertragungsregelung insgesamt.

#### 4.3.2.2 Zwecksetzung der Zustimmung

**49** Durch den grundsätzlichen Ausschluss der Übertragung von neu auf alt soll sichergestellt werden, dass die betriebswirtschaftliche Opti-

mierung nicht zu Lasten der Betriebssicherheit geht[24]. Der Gesetzgeber knüpft damit daran an, dass neuere Kraftwerke in der Regel sicherheitstechnisch höheren Anforderungen genügen als dies bei älteren Kraftwerken der Fall ist. Wie bei allen typisierenden Sichtweisen kann sich im Einzelfall durchaus etwas anderes ergeben, so dass auch eine Übertragung „neu auf alt" unter Sicherheits- und Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten sinnvoll sein kann.

**50** Ein derartiger Fall kann beispielsweise dann eintreten, wenn bei einem Kernkraftwerk jüngeren Datums nach einem Unfall oder einer Störung erhebliche Nachrüstungen erforderlich werden. Hier kann es sich als sicherheitstechnisch sinnvoller und wirtschaftlicher erweisen, Produktionsrechte von einem neueren auf ein älteres Kraftwerk zu übertragen. Betreibt ein Energieversorgungsunternehmen mehrere Kraftwerke, kann es unter sicherheitstechnischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorzugswürdig sein, nur eines der Kraftwerke umfassend nachzurüsten und die Produktion in den oder der anderen Anlage(n) vorzeitig auslaufen zu lassen. Vergleichbare Konstellationen können sich auch zwischen Kraftwerken verschiedener Betreiber als sachgerecht erweisen.

**51** Eine Übertragung neu auf alt kann sich auch in den Fällen als sachgerecht darstellen, in denen der Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs zeitlich nahe beieinander liegt. Die Anlage 3 zu § 7 AtG belegt, dass der Unterschied zwischen alt und neu mitunter gering ist. Dies gilt beispielsweise für das Kraftwerk Neckarwestheim 1, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb am 1. Dezember 1976 aufgenommen wurde, während Biblis B und Brunsbüttel am 31. Januar 1977 bzw. am 9. Februar 1977 folgten. Man kann in diesen Fällen nicht davon ausgehen, dass regelmäßig das jüngere Kraftwerk sicherheitstechnisch und unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten besser für den Weiterbetrieb geeignet ist. Dass das Atomgesetz vor diesem Hintergrund grundsätzlich eine Übertragung von neu auf alt erlaubt, ist deshalb sachgerecht. Auf der anderen Seite kann der Unterschied zwischen alt und neu aber auch beträchtlich sein. Vergleicht man das älteste Kernkraftwerk Obrigheim, das seinen Betrieb zum 1. April 1969 aufnahm mit dem jüngsten Kraftwerk Neckarwestheim 2, das

24 BT-Drs. 14/6890, S. 22, wo allerdings die Fallgruppen verwechselt werden; kritisch zur Zulässigkeit des Zustimmungsvorbehalts *Rebentisch,* in: 11. Dt. Atomrechtssymposium, S. 61, 67 f.

zum 15. April 1989 in Betrieb ging, so wird deutlich, dass eine generelle Übertragbarkeit von neu auf alt nicht sinnvoll sein kann.

**52** Da die relevanten Fälle kaum vorab in typisierender Form im Gesetz hätten geregelt werden können, ist nach § 7 Abs. 1b Satz 2 AtG vorgesehen, dass regelmäßig eine Übertragung von neu auf alt nur mit Zustimmung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie erfolgen kann. Legt man den Gesetzeszweck zugrunde, kann man davon ausgehen, dass eine Übertragung neu auf alt im Einzelfall zulässig ist, wenn eine der Übertragung alt auf neu vergleichbare Situation vorliegt. In idealtypischer Weise geht das Gesetz davon aus, dass dies jedenfalls bei gleichzeitiger Stilllegung der übertragenden neueren Anlage der Fall ist. Eine Zustimmung wird deshalb in § 7 Abs. 1b Satz 3 AtG nicht verlangt. Das Gesetz geht insoweit offenbar von einem Zugewinn an Sicherheit aus, weil, bezogen auf das Ziel des Ausstiegsgesetzes, der Leistungsbetrieb eines Kraftwerks gegenüber still gelegten Anlagen immer besondere Risiken beinhaltet und es deshalb sicherheitstechnisch grundsätzlich als Vorteil anzusehen ist, wenn ein Kraftwerk vollständig abgeschaltet wird.

**53** Ähnliche Konstellationen können sich aber, bezogen auf die Ausstiegszielsetzung des Gesetzes, auch in anderen Fällen einer potentiellen Übertragung von Elektrizitätsmengen von neueren auf ältere Anlagen ergeben. Eine Zustimmung kommt vor diesem Hintergrund grundsätzlich jedenfalls immer dann in Betracht, wenn durch die Übertragung das nukleare Gesamtrisiko insgesamt nicht erhöht wird. Außerdem können besondere, im öffentlichen Interesse liegende Gründe, wie beispielsweise die Aufrechterhaltung einer angemessenen Infrastruktur der kerntechnischen Aufsicht, die Zustimmungserteilung beeinflussen.

**54** Unberührt bleiben auf jeden Fall die in §§ 17 und 19 AtG festgelegten Vollzugs- und Aufsichtskompetenzen bei der Durchführung des Atomgesetzes. Diese bleiben auch weiterhin im Zuständigkeitsbereich der Landesbehörden.

#### 4.3.2.3 Zustimmungsvorbehalt und Verwaltungskompetenzen des Bundes

**55** Da Bundesministerien nicht nur Regierungs- sondern auch Verwaltungsaufgaben obliegen können, ist auch der als Akt der Gesetzesvollziehung zu qualifizierende Zustimmungsvorbehalt des § 7 Abs. 1b Satz 2 AtG als vom Grundsatz her zulässige Aufgabe eines Bundesministeriums zu qualifizieren. Er kann allerdings nicht auf eine ausdrückliche Verwaltungskompetenz im Rahmen der Auftragsverwaltung nach Maßgabe von Art. 85 und 87c GG gestützt werden[25]. Der Zustimmungsvorbehalt stellt sich nämlich nicht als Aufsichtsmaßnahme dar, sondern als originäre Zuständigkeit.

**56** Er konnte aber gestützt werden auf eine Kompetenz des Bundes Kraft Natur der Sache, die als ungeschriebene Bundeszuständigkeit nicht nur im Bereich der Gesetzgebungskompetenzen sondern auch bei den Verwaltungskompetenzen allgemein anerkannt ist[26]. Eine Kompetenz des Bundes Kraft Natur der Sache kommt danach in Betracht, wenn eine Zuständigkeit von vorneherein vernünftigerweise nur dem Bund zustehen und deshalb auch nur von diesem ausgefüllt werden kann[27]. Erforderlich soll sein, dass die Schlussfolgerungen aus der Natur der Sache begriffsnotwenig sind und eine bestimmte Lösung unter Ausschluss von anderen Möglichkeiten verlangen[28]. Dies wird insbesondere bei einer Überregionalität der Sache anerkannt. Davon ist insbesondere dann auszugehen, wenn der Zweck eines Gesetzes durch das Verwaltungshandeln eines Landes überhaupt nicht erreicht werden könnte[29].

**57** Dieser überregionale Charakter kommt der Zustimmungserteilung schon deshalb zu, weil die noch in Betrieb befindlichen Kraftwerke über die Bundesländer verstreut liegen und nur durch die Entscheidungszuständigkeit einer übergeordneten Stelle sichergestellt werden kann, dass die Zielsetzung der Ausstiegsnovelle auch bei der Übertra-

---

25 Grundlegend zur Auftragsverwaltung in: Atomrecht BVerfGE 81, 310ff und 84, 25ff.; s. a. BVerfG, NuR 2002, 481ff.

26 Das Bundesverfassungsgericht erkennt derartige ungeschriebene Verwaltungskompetenzen grundsätzlich an, s. nur BVerfGE 11, 6, 17f.; aus der Lit. s. nur *Lerche* in: Maunz/Dürig, GG, Art. 83, Rdnr. 39ff.

27 BVerfGE 11, 89, 96ff.

28 BVerfGE 22, 180, 217.

29 BVerfGE 11, 6, 17f.

gung von Produktionsberechtigungen von „neu auf alt" unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Entscheidungsfreiheit der Kraftwerksbetreiber ermöglicht werden kann. Einzelne Länder dürften regelmäßig nicht in der Lage sein, Entscheidungen zu treffen, die andere Bundesländer und/oder übergreifende Gesichtspunkte des Gemeinwohls betreffen. Ein Zusammenwirken der Länder dürfte sich in aller Regel als zu schwerfällig erweisen. Bestehende Interessengegensätze dürften sich eher hinderlich auswirken. Der Zustimmungsvorbehalt des § 7 Abs. 1b Satz 2 AtG, den das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wahrzunehmen hat, kann nach alledem auf eine Verwaltungskompetenz kraft Natur der Sache gestützt werden.

#### 4.3.2.4 Bestimmtheitsgrundsatz und Vorbehalt des Gesetzes

**58** Auch wenn es schon aus Gründen der Klarheit wünschenswert gewesen wäre, materielle Kriterien der Zustimmung in den Wortlaut des Gesetzes aufzunehmen, bestand insoweit jedoch keine Pflicht des Gesetzgebers. Im Wege der Auslegung, insbesondere aus dem Gesamtzusammenhang der Regelung, der Zwecksetzung des Ausstiegsgesetzes und der Begründung lässt sich ableiten, in welchen Fällen eine Zustimmungserteilung in Betracht kommt[30)].

## 5 Ausblick

**59** Der anfänglich heftig umstrittene Ausstieg aus der gewerblichen Nutzung der Kernenergie konnte letztlich im weitgehenden Konsens der Beteiligten in Gesetzesform gegossen werden. Bislang wurde das Gesetz nicht vor dem Bundesverfassungsgericht angegriffen. Selbst ein Regierungswechsel dürfte nicht zur Änderung der verabschiedeten Regelungen führen. Die Kraftwerksbetreiber finden im Ausstiegsgesetz einen sicheren Handlungsrahmen, der ihnen eine Reihe von Entscheidungsoptionen offen hält. Die Zukunft dürfte ohnehin anderen Energieerzeugungsformen gehören. Nach den in den letzten Jahrzehnten ausgetragenen heftigen Kontroversen stellt sich der Aus-

30 Zu den Anforderungen des Bestimmtheitsgrundsatzes und des Grundsatzes des Vorbehalts des Gesetzes im Einzelnen *Böhm,* in: 11. Dt. Atomrechtssymposium, S. 57 ff.

stieg nun als eher unspektakulär dar. Das Atomgesetz bietet die Grundlage, dass auch der Vollzug des Ausstiegs auf diese Weise umgesetzt werden kann.

## Literatur

*Baumann*, Wolfgang, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Rechtsgrundlagen der atomaren Zwischenlagerung und der Transportbereitstellung, S. 247 ff.

*Böhm,* Monika, in: 10. Deutsches Atomrechtssymposium, Nachträgliche Anordnung und Atomaufsicht in der Restlaufzeit, S. 251 ff.

*Böhm,* Monika, Atomrecht im Wandel – Von der staatlichen Förderung zum Ausstieg, in: Dolde, Klaus-Peter (Hrsg.), Umweltrecht im Wandel, Berlin 2001

*Böhm*, Monika, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Festlegung der Strommengen, Übertragungsmöglichkeiten und Restlaufzeit, S. 43 ff.

*Borgmann*, Klaus**,** Rechtliche Möglichkeiten und Grenzen des Ausstiegs aus der Kernenergie, 1994, S. 134 ff.

*Denninger*, Erhard, Verfassungsrechtliche Fragen des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung, Baden-Baden, 2000

*Hoffmann*, Michael/*König*, Wolfram, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Zwischenlagerung, Interimslager am Standort, Transporte, S. 213 ff.

*Koch,* Hans-Joachim/*Roßnagel*, Alexander (Hrsg.), 10. Deutsches Atomrechtssymposium, Baden-Baden, 2000

*Koch,* Hans-Joachim/*Roßnagel*, Alexander (Hrsg.), 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Baden-Baden, 2002

*Kraß*, Guido, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Zwischenlagerung und Transporte, S. 271 ff.

*Lange*, Klaus, Rechtliche Aspekte eines „Ausstiegs aus der Kernenergie", NJW 1986, 2459 ff.

*Maunz*, Theodor/*Dürig*, Günter, Grundgesetz, Kommentar, Stand Juli 2001, Art. 83, Rdnr. 39 ff.

*Nies*, Alexander, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Die Suche nach einem geeigneten Endlager, S. 291 ff.

Öko-Institut/Wuppertal-Institut, Studie zur Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht/Teilprojekt Kernkraftwerksscharfe Analyse Endbericht vom 27. 1. 2000

*Ossenbühl*, Fritz, Verfassungsrechtliche Fragen eines Ausstiegs aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie, AöR 1999, 1, 28 ff.

*Rebentisch*, Manfred, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Zweifelsfragen der gesetzlichen Vorgaben und Optionen, S. 61 ff.

*Renneberg*, Wolfgang, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Das Gesetz zur Beendigung der Kernenergienutzung, S. 27 ff.

*Roller*, Gerhard, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Zwischenlager am Standort, Interimslager, Transportbereitstellung, S. 227 ff.

*Roßnagel*, Alexander, in: *Roßnagel*, Alexander/*Roller*, Gerhard, Die Beendigung der Kernenergienutzung durch Gesetz, 1998, S. 9 ff.

*Schmans*, Malte, in: 11. Deutsches Atomrechtssymposium, Aktuelle Fragen der Endlagerung radioaktiver Abfälle, S. 285 ff.

*Schmidt-Preuß,* Matthias, Rechtsfragen des Ausstiegs aus der Kernenergie, Baden-Baden, 2000

*Wagner*, Hellmut, Kein Ausstieg aus der Kernenergie durch Gesetzesauslegung, NJW 1987, 411 ff.

# Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

**6000 Energieveredelung**

**6100 Überblick, Gesamtdarstellung**

**6200 Grundlagen der Energieveredelungsprozesse**

6210 Chemische Energie

6220 Thermische Energie

6230 Mechanische Energie

6240 Nukleare Energie

6244 Die thermonukleare Fusion *(Koslowski)*

6250 Solare Energie

6270 Elektrische Energie

**6300 Energie aus fossilen Brennstoffen**

6310 Feste Brennstoffe

6311 Moderne Braunkohlenverstromung *(Heithoff)*

6312 Steinkohlekraftwerke *(Lohner)*

6320 Flüssige Brennstoffe

6330 Gasförmige Brennstoffe

6340 Feste Sekundärenergieträger

6350 Flüssige Sekundärenergieträger

6360 Gasförmige Sekundärenergieträger

**6400 Regenerative Energie**

6412 Brennstoffzellen – Stand und Einsatzmöglichkeiten *(Temming/Wagner)*

6420 Biomasse
6430 Biotreibstoffe
6440 Biogas
6441 Faulgas in Kläranlagen *(Adam)*
6450 Klärschlamm
6460 Müllverbrennung
6462 Techniken zur Nutzung der Energie im Abfall *(von Dierkes/Böhme/Bruch)*
6463 Techniken zur thermischen Behandlung von unaufbereitetem Abfall *(von Dierkes/Böhme/Bruch)*
6470 Solarenergie
6481 Repowering von Windenergieanlagen – Aktuelle Entwicklung *(Runge)*

**6500 Mechanische Energie**

6510 Laufwasser-Kraftwerke
6512 Kleines Wasserkraftwerk *(Wagner)*
6520 Talsperren-Kraftwerke
6530 Kavernen-Kraftwerke
6540 Gezeitenkraftwerke
6552 Pumpspeicherkraftwerke *(Wagner/Hänßler)*
6570 Wind-Energiekonverter

**6600 Thermische Energie**

6611 Erdwärmenutzung *(Häfner/Wagner)*
6620 Umgebungswärme
6630 Abwärmenutzung

**6700 Kernenergie**

6701 Physikalisch-technische Grundlagen der Kernenergienutzung *(Faber)*
6710 Der nukleare Brennstoffkreislauf *(Salander)*
6711 Urananreicherung *(Meyer-Kretschmer/Krey)*
6712 Brennelemente für Leicht-Wasserreaktoren *(Weber)*

6713 Plutonium – Grundlagen der Nutzung *(Stoll)*
6714 Reaktorsicherheit *(Hicken)*
6720 Gewinnung und Verarbeitung von Uran
6730 Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen
6740 Zwischen- und Endlagerung
6750 Transmutation
6760 Kernfusion
6762 Fusionsreaktoren *(Koslowski)*

**6800 Elektrische Energie**

6810 Grundlagen der Spannungsqualität in elektrischen Netzen *(Schlabbach)*
6820 Definition der Spannungsqualität *(Schlabbach)*
6830 Stand der Technik
6840 Maßnahmen zur Qualitätssteigerung
6850 Zukünftige Entwicklungen
6860 Ausgeführte Anlagen

# Die thermonukleare Fusion

*Hans Rudolf Koslowski*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Fusionsprozesse | 1–2 | 5 | Wandkomponenten | 13–17 |
| 2 | Fusionsbedingungen | 3–5 | 6 | Skalierung | 18 |
| 3 | Plasmaeinschluss | 6–9 | 7 | Tritiumbereitstellung | 19 |
| 4 | Heizmethoden | 10–12 | 8 | Forschungsaktivitäten | 20–27 |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Advanced Tokamak | 25 | Karbonisierung | 14 |
| Blanket | 19 | Kontrollierte Kernfusion | 7 |
| Bootstrap-Strom | 25 | Limiter | 15 |
| Borierung | 14 | Lorentzkraft | 8 |
| Disruptionen | 8 | Magnetischer Einschluss | 7 |
| Divertor | 16ff. | MHD | 18 |
| Drift | 8 | Neutralstrahl-Heizung | 12 |
| ECRH | 11 | Plasma | 3 |
| EFDA | 27 | Plasmastrom | 8 |
| Einschließungszeit | 3 | Plasma-Wand-Wechselwirkung | 13 |
| ELM | 23 | Poloidalfeld | 8 |
| EURATOM | 27 | Quasineutralität | 8 |
| Fusionsprodukt | 3 | Stellarator | 9 |
| Gyrationsradius | 8 | Tokamak | 7 |
| HGF | 27 | Trägheitseinschluss | 6 |
| H-Mode | 18 | Transportbarriere | 18 |
| ICRH | 11 | Tritium | 4 |
| JET | 22 | Verschmelzung | 1 |
| ITER | 20ff. | Wandbeschichtung | 14 |
| ITER-Standort | 22 | Zündung | 3 |

# 1 Fusionsprozesse

**1** Neben der Spaltung schwerer Atomkerne besteht eine weitere Möglichkeit der nuklearen Energiegewinnung durch die **Verschmelzung *(Fusion)*** leichter Kerne. Die Bindungsenergie pro Nukleon ist bei den leichtesten Kernen kleiner als bei den etwas schwereren Kernen. Durch die Verschmelzung zweier leichter Kerne wird der Differenzbetrag der Bindungsenergien (entsprechend dem Massendefekt) freigesetzt. Verglichen mit der Kernspaltung lässt sich durch die Kernfusion die bis zu zehnfache Energie pro beteiligtem Nukleon gewinnen. Dass es sich hierbei um eine prinzipiell mögliche Form der Energiegewinnung handelt, wird durch die Sonne und andere Sterne verdeutlicht, die ihre gewaltigen abgestrahlten Energiemengen durch Kernfusion erzeugen[1)].

**2** Beispiele für derartige Fusionsprozesse, ausgehend von Deuterium (D) und Tritium (T), den Isotopen des Wasserstoffs, und ihre jeweiligen Energietönungen sind in den folgenden Reaktionsgleichungen dargestellt:

$$^{2}_{1}\mathrm{D} + {}^{2}_{1}\mathrm{D} \rightarrow {}^{3}_{2}\mathrm{He} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} + 3{,}27\,\mathrm{MeV} \qquad (1)$$

$$^{2}_{1}\mathrm{D} + {}^{2}_{1}\mathrm{D} \rightarrow {}^{3}_{2}\mathrm{T} + {}^{1}_{0}\mathrm{p} + 4{,}03\,\mathrm{MeV} \qquad (2)$$

$$^{2}_{1}\mathrm{D} + {}^{3}_{1}\mathrm{T} \rightarrow {}^{4}_{2}\mathrm{He} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} + 17{,}6\,\mathrm{MeV} \qquad (3)$$

Insbesondere die letztere Reaktion ist für eine technische Nutzung der Kernfusion von Bedeutung.

# 2 Fusionsbedingungen

**3** Damit zwei Atomkerne verschmelzen, müssen sie so dicht zusammengebracht werden, dass die starke Kernkraft, die nur eine extrem kurze Reichweite besitzt, die abstoßende elektrostatische Kraft, resultierend aus den positiven Ladungen beider Kerne, übersteigt. Fusionsprozesse erfordern daher (i) eine hohe Relativgeschwindigkeit beider Kerne, und (ii) einen hinreichend kleinen Stoßparameter, d. h. nur

1 Bethe-Weizsäcker-Zyklus, 1938 entdeckt

bei nahezu zentralen Stößen kommen sich die Kerne nahe genug. Diese beiden Forderungen lassen sich dadurch erfüllen, indem man das Gas auf entsprechend hohe Temperaturen aufheizt. Schon weit unterhalb der benötigten Temperaturen von 100 Millionen Grad (entsprechend einer thermodynamischen Temperatur von 10.000 Elektronvolt, eV) sind die Gasatome ionisiert und es existiert ein Gemisch aus positiv geladenen Atomkernen und negativ geladenen Elektronen, ein **Plasma**, welches auch als der vierte Aggregatzustand der Materie angesehen werden kann. Erschwerend kommt noch hinzu, dass diese Bedingungen noch für die sogenannte **Einschließungszeit** aufrechterhalten werden müssen, um den Teilchen viele Stöße (was die Wahrscheinlichkeit eines zentralen Stoßes, der zur Fusion führt, erhöht) zu erlauben. Als Maß für die Güte des Plasmaeinschlusses dient das **Fusionsprodukt**, das Produkt aus Plasmadichte, Plasmatemperatur und Einschließungszeit. Das Ziel der technischen Anwendung, die **Zündung** des Plasmas, einem Zustand, in welchem das Plasma durch Fusion mehr Energie erzeugt als es zum Aufrechterhalten der Plasmabedingungen benötigt, wird bei einem Wert des Fusionsproduktes von $5 \cdot 10^{25} m^{-3} Ks$ erreicht. Die Experimente der letzten Jahre sind diesem Wert schon sehr nahe gekommen, obwohl er noch nicht erreicht wurde (s. Abbildung 1).

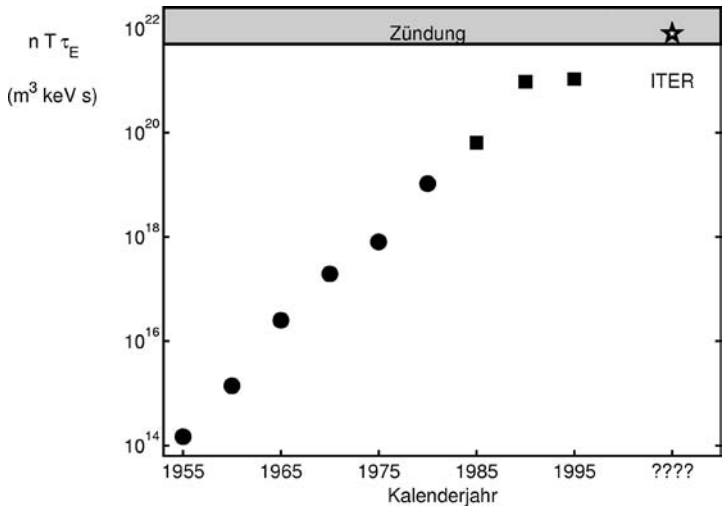



*Abb. 1:* Fortschritte im erreichten Fusionsprodukt. Die mit Quadraten gekennzeichneten Daten stammen von JET.

**4** Unter den oben angegebenen Fusionsreaktionen kommt der Deuterium-Tritium Reaktion (Gleichung 3) eine besondere Bedeutung zu, da die Deuterium-Deuterium Fusion einen gut zwei Größenordnungen höheren Wert des Fusionsproduktes erfordert und daher ungleich schwieriger zu erreichen ist. Die heutigen Aktivitäten in der Fusionsforschung konzentrieren sich auf die D-T Reaktion. Hierbei nimmt man in Kauf, dass es aufgrund der Radioaktivität und kurzen Halbwertszeit von 13,6 Jahre, kein natürliches Tritium gibt. Das für Experimente notwendige **Tritium** wird als (Abfallprodukt) in Spaltungsreaktoren gewonnen, ein zukünftiger Fusionsreaktor würde sich das benötigte Tritium durch Neutroneneinfang von Lithium (s. weiter unten) erbrüten.

**5** Aufgrund der großen Abmessungen und gewaltigen Gravitationskräfte im Inneren der Sonne, herrschen dort Bedingungen, die kontinuierlich ablaufende Fusionsreaktionen ermöglichen. Für Experimente auf der Erde müssen andere Wege beschritten werden, den Einschluss des Plasmas und damit die Realisierung der Brennbedingung, zu erreichen.

## 3 Plasmaeinschluss

**6** Das Prinzip des **Trägheitseinschlusses** besteht darin, kleine Kügelchen (Pellets) aus einem gefrorenem D-T Gemisch gleichmäßig von mehreren Seiten mit einem Hochleistungslaser oder auch mit Schwerionenstrahlen zu beaufschlagen. Hierbei wird eine nach innen laufende Schockwelle erzeugt und durch Kompression die Zündung erreicht. Das Ganze funktioniert wie eine Wasserstoffbombe im kleinen Maßstab. Bei diesem Prozess werden nur während einer sehr kurzen Zeitspanne genügend Reaktionen für eine positive Energiebilanz erzeugt, da die thermische Expansion das gebildeten Plasma wieder auseinander treibt. Auch wenn sich bei derartigen Experimenten die Zündung verhältnismäßig einfach erreichen lässt, sind bis zur Anwendung im großtechnischen Maßstab noch viele Probleme zu lösen. Die heutigen Hochleistungslaser erlauben nur wenige Pulse pro Tag, was viele Größenordnungen unter der für einen Reaktor benötigten Wiederholfrequenz liegt. Da es sich bei den explodierenden Pellets um Miniaturbomben handelt, verwundert es nicht, das diese For-

schung zum Teil militärisch finanziert wurde und Ergebnisse nicht öffentlich zugänglich waren.

**7** Das heutzutage verfolgte und vielversprechendste Verfahren ist der **magnetische Einschluss**. Hierbei benutzt man die Eigenschaft geladener Teilchen, durch ein Magnetfeld abgelenkt zu werden. Durch eine geeignete Formgebung des Feldes sollten die Ionen und Elektronen des Plasmas (i) für hinreichend lange Zeiten eingeschlossen, und (ii) der Wandkontakt des heißen Plasmas verhindert werden. Erste Experimente gehen auf ein Patent von Sir Thomson und Blackman[2] aus dem Jahr 1946 zurück. In einer Gasentladung mit magnetischem Führungsfeld sollten die Bedingungen zur **kontrollierten Kernfusion** erzeugt werden. Schon bald wurden in Europa, Russland und USA staatlich finanzierte Forschungsprogramme eingerichtet, die jedoch in den folgenden Jahren nicht zum erhofften Ziel führten. Als Folge wurden seit den 60er Jahren die weltweiten Fortschritte auf wissenschaftlichem und technischem Gebiet auf den von der IAEA[3] organisierten Fusionsenergie-Konferenzen offen diskutiert und ausgetauscht. Unter den verschiedenen Konzepten des magnetischen Einschlusses hat sich der in Russland entwickelte **Tokamak**[4] aufgrund der guten erzielten Ergebnisse schnell durchgesetzt.

**8** Das Prinzip des magnetischen Einschlusses im Tokamak (s. Abbildung 2) lässt sich wie folgt darstellen. Um die Endverluste in linearen Anordnungen zu vermeiden, formt man das Entladungsgefäß zu einem Ring und schließt die magnetischen Feldlinien in sich selbst, so dass die geladenen Teilchen nicht mehr entkommen können. Bei dieser Vorstellung hat man aber vernachlässigt, dass die Ionen und Elektronen den Feldlinien nicht auf einer geraden Linie folgen, sondern (da die **Lorentzkraft** senkrecht zu Bewegungsrichtung und Magnetfeldlinie wirkt) eine spiralförmige Bewegung entlang der Feldlinie ausführen. Die Projektion dieser Bahn in Richtung der Feldlinie ist dabei in guter Näherung ein Kreis mit dem **Gyrationsradius**. Die kreisförmige Anordnung der das Magnetfeld erzeugenden Spulen führt zu einer räumlichen Inhomogenität des Feldes, es fällt nach außen hin mit $1/r$ ab. Die Teilchen erfahren dadurch eine **Drift** in vertikaler Rich-

2 Britisches Patent Nr. 817.681

3 **I**nternational **A**tomic **E**nergy **A**gency, Sitz in Wien

4 Dar Name Tokamak ist aus den russischen Wörtern ***to****roidalnya* ***ka****mera* und ***ma****gnitnaya* ***k****atushka* (toroidale Kammer und magnetische Spule) abgeleitet

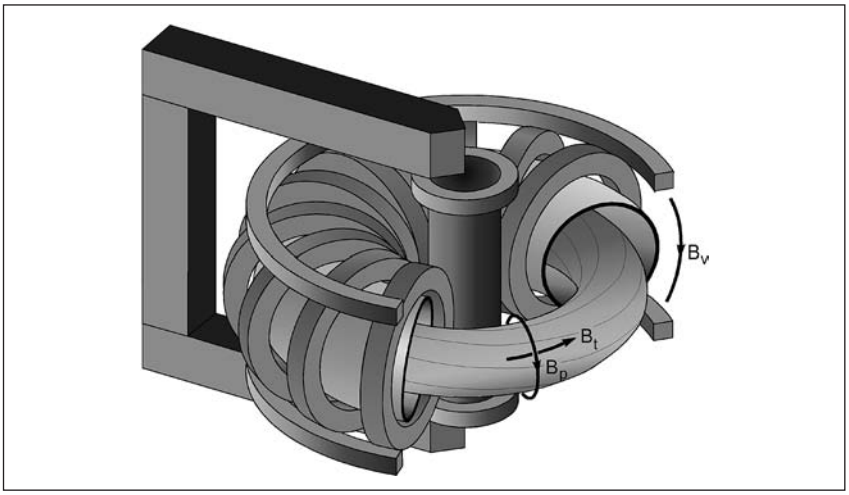



*Abb. 2:* Prinzip eines Tokamaks.

tung. Diese Gradientendrift ist ladungstrennend, d. h. Elektronen und Ionen werden getrennt und eine Raumladung bildet sich im vorher **quasineutralen** Plasma aus. Das hiermit verbundene elektrische Feld erzeugt eine weitere Drift, die die Teilchen nach außen treibt. In einem reinen toroidal verlaufenden Feld lässt sich das Plasma daher nicht einschließen. Die Lösung dieses Problems besteht darin, dass der Tokamak für den Einschluss zusätzlich noch ein **Poloidalfeld** benutzt, welches durch einen im Plasma fließenden Ringstrom erzeugt wird. Die Überlagerung beider Felder ergibt schraubenförmige Feldlinien, deren Steigung i. A. zum Plasmarand hin abfällt. Um das Plasma in einem Gleichgewicht zu halten und die Lage der Plasmasäule zu kontrollieren wird zusätzlich noch ein Vertikalfeld benötigt. Diese Anordnung erlaubt einen stabilen Plasmaeinschluss, erfordert aber einen **Plasmastrom**, welcher induktiv durch eine im Mittelpunkt des Tokamaks befindliche Spule nach dem Transformatorprinzip erzeugt wird. Aus diesem Grund lässt sich ein Tokamak nur gepulst betreiben. Die Pulslänge wird zwar bei einem möglichen Fusionsreaktor im Bereich von mehreren Stunden liegen, trotzdem bleiben die zyklischen thermischen und mechanischen Belastungen der Strukturwerkstoffe. Zusätzlich können **Disruptionen**, das sind plötzliche Abbrüche des Plasmastroms, auftreten. Diese werden durch Änderungen der elektrischen Leitfähigkeit und Instabilitäten im Plasma hervorgerufen. Bei typischen Flussdichten von mehreren Tesla und

Strömen im Megaampère-Bereich, treten große Kräfte auf die Strukturkomponenten auf.

Ein alternatives Konzept verfolgt der **Stellarator**. Hier wird das verschraubte Feld entweder durch eine spezielle Formgebung der Spulen, oder mit Hilfe einer helikalen Zusatzspule ohne einen im Plasma fließenden Nettostrom erzeugt. Diese Anordnung erlaubt im Prinzip den stationären Betrieb, auch sind Disruptionen nicht möglich. Stellaratoren stellen derzeit im weltweiten Fusionsprogramm ein alternatives Konzept dar, allerdings sind die größten verfügbaren und im Bau befindlichen Experimente dieser Art in ihrer Leistungsfähigkeit gegenüber dem Tokamak um mindestens eine Maschinengeneration zurück. Für das in Planung befindliche internationale Gemeinschaftsprojekt ITER, bei dem erstmalig ein energieerzeugendes Plasma demonstriert werden soll, wurde aus diesem Grund die Tokamakkonfiguration gewählt. **9**

## 4 Heizmethoden

Um nun das Plasma auf die für die Fusion benötigte Zündtemperatur zu bringen, ist die Anwendung verschiedener Heizmethoden notwendig. Jeder Tokamak verfügt automatisch über die Ohmsche Heizung, hervorgerufen durch den Plasmastrom. Die elektrische Leitfähigkeit des Plasmas ist besser als die von Kupfer, allerdings benötigt man typischerweise Ringspannungen der Größenordnung 1V um den Plasmastrom zu treiben. Dies resultiert in Heizleistungen von mehreren 100kW bis einige MW, je nach Plasmastrom. Mit der Ohmschen Heizung lassen sich Plasmatemperaturen von einigen 10 Millionen Grad erreichen, allerdings hat sie den Nachteil, dass die Leitfähigkeit des Plasmas mit $T_e^{3/2}$ skaliert und daher mit steigender Temperatur an Wirksamkeit verliert. Für die Zusatzheizung, die ein Stellarator ebenfalls benötigt, gibt es zwei verschiedene Verfahren, die Heizung durch Einstrahlung elektromagnetischer Wellen und die Heizung durch hochenergetische Neutralstrahlen. **10**

Bei der Wellenheizung nutzt man die Gyrationsbewegungen von Elektronen und Ionen und strahlt eine Welle passender Frequenz ein, welche dann im Plasma absorbiert wird. Entsprechend dem großen Massenunterschied liegen typische Frequenzen für Ionen-Zyklotron- **11**

Resonanz-Heizung (**ICRH**) im Bereich einiger 10MHz, die für Elektron-Zyklotron-Resonanz-Heizung (**ECRH**) bei 100GHz. Heizleistungen von mehreren MW sind mit beiden Methoden realisiert worden.

**12** Bei der **Neutralstrahl-Heizung** erzeugt man in einer Ionenquelle einen Strahl geladener Ionen, welche man mit einer Spannung von 50kV bis 140kV beschleunigt werden. Um nun durch das Magnetfeld in das Plasma einzudringen, wird dieser Strahl in einem Gastarget neutralisiert. Die neutralen, aber schnellen Atome geben ihre Energie im Plasma durch Stöße ab. Auch für diese Art der Heizung ist der Einsatz von Anlagen mit mehreren MW Leistung heutzutage Standard. Bei einer weiteren Erhöhung der Strahlenergie lässt sich die Neutralisation vorteilhafter mit negativen Ionen betreiben. Prototypen von Neutralstrahl-Heizungen mit Quellen für negativ geladene Ionen und Beschleunigungsspannungen von 1MV werden derzeit getestet.

## 5 Wandkomponenten

**13** Auch wenn der magnetische Käfig das Plasma hervorragend einschließt (die Isoliereigenschaften des Magnetfelds sind besser als die typischen im Hausbau verwendeter Materialien!), muss im Gleichgewicht die Heizleistung (und ein Teil der Fusionsleistung) durch Strahlung und Wärmeleitung über die das Plasma umgebenden Wandkomponenten abgeführt werden. Die **Plasma-Wand-Wechselwirkung** stellt daher ein Schlüsselthema der Fusionsforschung dar. Die Aktivitäten lassen sich grob in drei Themenblöcke unterscheiden: (i) Entwicklung und Charakterisierung neuer Hochleistungswerkstoffe für Wandkomponenten, und deren Erprobung in speziellen Apparaturen zur Erzeugung hoher Wärmeflüsse. (ii) Erprobung von Wandmaterialien unter realistischen Plasmabedingungen, und (iii) die Entwicklung von Entladungsszenarien mit optimierten Eigenschaften bezüglich der Belastung von Wandkomponenten.

**14** Ein Problem in den ersten Fusionsanlagen, bei denen Wände aus Edelstahl verwendet wurden, war die Verunreinigung des Plasmas mit Atomen des Wandmaterials. Aufgrund der hohen Kernladungszahl sind diese Atome im Innern des Plasmas nicht voll ionisiert und emittieren Linienstrahlung aufgrund der Anregung durch Stöße mit an-

deren Plasmateilchen. Einerseits führt dieser Energieverlust zur Abkühlung des Plasmas, andererseits tritt hierdurch eine unerwünschte Verdünnung des Brennstoffs ein. Dieses Problem wurde durch spezielle Methoden der **Wandbeschichtung** mit niedrig-Z Materialien wie z. B. Kohlenstoff oder Bor gelöst. Die Beschichtung wird durch eine Glimmentladung in den Gasen Methan ($CH_4$, $CD_4$) oder Diboran ($B_2H_6$, $B_2D_6$) erzeugt, in der sich amorphe C- oder B-Schichten auf der Wand niederschlagen. Diese Schichten haben typische Dicken von einigen 10nm. **Karbonisierung** und **Borierung**[5] wurden am Tokamak-Experiment TEXTOR[6] entwickelt und sind heute standardmäßig an allen Fusionsapparaturen der Welt im Einsatz. Am europäischen Gemeinschaftsexperiment JET[7] wurde erfolgreich mit einer Wandbeschichtung aus Beryllium experimentiert, diese jedoch aufgrund der Toxizität und der damit verbundenen Einschränkungen der experimentellen Arbeiten mittlerweile wieder entfernt.

**15** Eine Kontrolle der Wärmeflüsse auf die erste Wand wird erreicht, indem man das Plasma gezielt mit speziell dafür ausgelegten Komponenten wechselwirken lässt. Bei der Plasmabegrenzung mit einem **Limiter** (s. Abbildung 3) wird der Plasmadurchmesser durch einen geeignet geformten Körper der in die Randschicht eingebracht wird bestimmt. Dieser Limiter schneidet die äußeren Magnetfeldlinien, entlang derer der Leistungstransport stattfindet, und nimmt daher gezielt die Wärmelast auf. Erschwerend kommt hinzu, dass aufgrund des streifenden Einfalls der Feldlinien die Abnahme der Leistungsflusses innerhalb weniger mm passiert, der Wärmefluss also auf relativ kleine Flächen konzentriert wird.

**16** Beim **Divertor** wird durch ein mit externen Spulen erzeugtes Magnetfeld ein X-Punkt erzeugt. Innerhalb der Separatrix existieren geschlossene Feldlinien, außerhalb werden die Feldlinien in der Divertorkammer auf die sogenannten Prallplatten geleitet.

**17** An die Materialien für Limiter bzw. Divertor-Prallplatten sind hohe Anforderungen zu stellen, da für einen Reaktor thermische Belastungen von bis zu 10MW/m$^2$ erwartet werden. Die Materialien müssen

5 J. Winter et al. „Wandbeschichtung mit Bor: Ein Schritt auf dem Weg zur Kernfusion“, in *Jahresbericht 1991* der Forschungszentrum Jülich GmbH

6 ***T**orus **Ex**periment for **T**echnology **O**riented **R**esearch*, Forschungszentrum Jülich

7 ***J**oint **E**uropean **T**orus*, Culham, UK

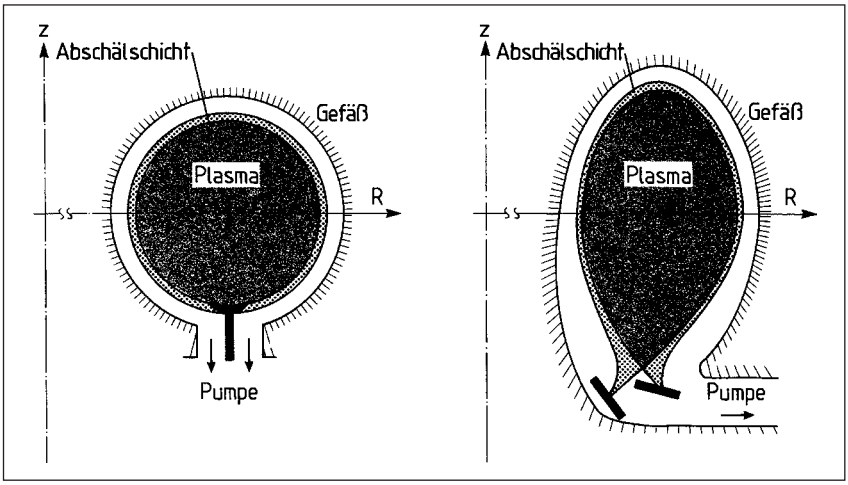



*Abb. 3:* Plasmabegrenzung mit Limiter und Divertor.

über einen hohen Schmelzpunkt verfügen und eine möglichst kleine Erosionsrate besitzen, damit das Plasma nicht durch freigesetzte Atome verunreinigt wird. Derzeit sind Wolfram und CFC[8)] aussichtsreiche Kandidaten. Eine weitere Aufgabe für Limiter und Divertor ist die Teilchenauskopplung, d. h. die durch die Fusionsreaktionen erzeugte „Helium-Asche" muss aus dem Plasma entfernt werden, da andernfalls die Verdünnung des Brennstoffs die Fusionsleistungsdichte reduziert. Hier sind sowohl mit einer speziellen Limiteranordnung, dem Pumplimiter, wie auch in Divertorkonfigurationen hinreichend kurze Einschlusszeiten für Helium-Kerne erfolgreich demonstriert worden.

## 6 Skalierung

**18** Obwohl der Limiter konzeptionell einfacher erscheint, wird dem Divertor in den Planungen für einen zukünftigen Experimentalreaktor der Vorzug gegeben. Der Grund hierfür ist, dass sich in Plasmen in Divertorkonfiguration eine besondere Betriebsart, die **H-Mode**[9)], einstellt. Der experimentelle Befund ist, dass die Energieeinschließungs-

8 **C**arbon **F**ibre **C**omposite
9 H steht für **h**oher Energieeinschluss

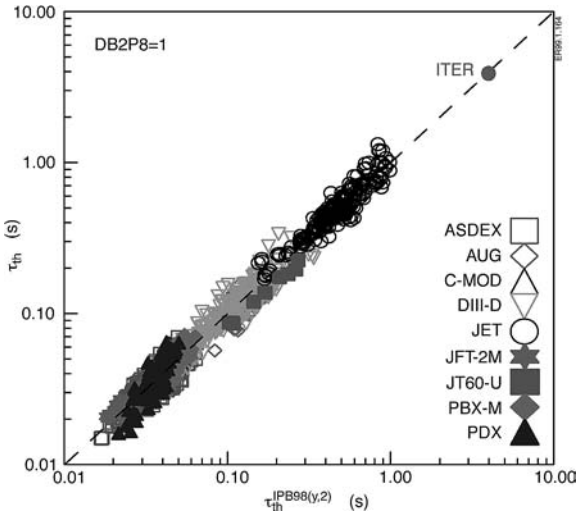



*Abb. 4:* Skalierung der Einschließungszeit für H-Mode-Betrieb basierend auf den Daten von neun Divertor-Tokamaks. (Quelle: ITER)

zeit einen Faktor zwei höher ist, als aufgrund der Maschinengröße und Plasmaparameter zu erwarten wäre. Der höhere Energieinhalt des Plasmas resultiert aus einer **Transportbarriere** am Plasmarand, innerhalb derer die Wärmeleitung deutlich reduziert wird, so dass sich steilere Profile der Plasmatemperatur ausbilden können. Diese Verhalten lässt sich reproduzierbar an allen mit einem Divertor ausgestatteten Tokamaks der Welt erzeugen und sich mit Hilfe einer statistischen Datenanalyse über zwei Größenordnungen (Abbildung 4) in einer gemeinsamen Skalierung der Energieeinschlusszeit darstellen als

$$\tau_E = 0.0562 I_p^{0.93} B_t^{0.15} P^{-0.69} n_e^{0.41} M^{0.19} R^{1.97} g \qquad (4)$$

mit $\tau_E$ Einschlusszeit in s, $I_p$ Plasmastrom in MA, $B_t$ Magnetfeld in T, $P$ Heizleistung in MW, $n_e$ Elektronendichte in $10^{19}$m$^{-3}$, $M$ Atommasse in amu, $R$ großer Radius in m, und $g$ eine Funktion die von der Form des Plasmaquerschnitts abhängt. Diese Skalierung stellt einen wichtigen Aspekt in der Planung des zukünftigen Experimentalreaktors dar. Insbesondere verbessert sich der Einschluss durch Erhöhung des Plasmastroms und, vor allem, mit der geometrischen Größe der Maschine. Die schwache Abhängigkeit vom Magnetfeld ist nur auf den ersten Blick von Vorteil. Auch wenn bei zukünftigen Maschinen

mit supraleitenden Spulen bis zu 40 % der finanziellen Aufwendungen für das Magnetfeld aufgebracht werden müssen, ist es leider nicht möglich hier Abstriche zu machen. Aus Gründen der magnetohydrodynamischen (**MHD**) Stabilität des Plasmas kann der Plasmastrom nur bei entsprechender Erhöhung des Magnetfeldes vergrößert werden, da anderenfalls Stabilitätsgrenzen überschritten werden, die zum Stromabbruch führen. Die degressive Skalierung der Einschlusszeit mit der Heizleistung muss in Kauf genommen werden, da sonst die notwendige Plasmatemperatur nicht erreichbar ist.

## 7 Tritiumbereitstellung

**19** Ein zukünftiger Fusionsreaktor wird aufgrund der günstigeren Anforderungen an das Fusionsprodukt auf der Verschmelzung von Tritium und Deuterium basieren. Da es so gut wie kein natürlich vorkommendes Tritium gibt, ist man für den Start auf Tritium aus Kernspaltungsanlagen angewiesen. Im Dauerbetrieb soll das benötigte Tritium in einem **Blanket** gemäß folgender Reaktionen zwischen dem in das Blanket eingebrachten Lithium und dem schnellen Neutron, was gemäß Gleichung 3 entsteht, erbrütet werden:

$$^{6}_{3}\mathrm{Li} + ^{1}_{0}\mathrm{n} \rightarrow ^{3}_{1}\mathrm{T} + ^{4}_{2}\mathrm{He} + 4.8\,\mathrm{MeV} \quad (5)$$

$$^{7}_{3}\mathrm{Li} + ^{1}_{0}\mathrm{n} \rightarrow ^{3}_{1}\mathrm{T} + ^{4}_{2}\mathrm{He} + ^{1}_{0}\mathrm{n} - 2.5\,\mathrm{MeV} \quad (6)$$

Die hohe Attraktivität der Fusion als Energiequelle lässt sich anhand des Brennstoffbedarfs für den Jahresstromverbrauch einer durchschnittlichen Familie von 4000kWh veranschaulichen. Um diese Menge an Elektrizität zu produzieren werden lediglich 75 mg Deuterium und 225 mg $^{6}$Lithium benötigt. Das Deuterium ist in 2 Liter Wasser vorhanden, unter Annahme der mittleren Häufigkeit in der Erdkruste wird die Lithiummenge in 75 kg Gestein gefunden, entsprechend weniger bei höher angereicherten Lagerstätten.

## 8 Forschungsaktivitäten

**20** Die weltweiten Anstrengungen auf dem Weg zu einem Fusionsreaktor führten 1988 zu einer Kooperation der Partner Europäische

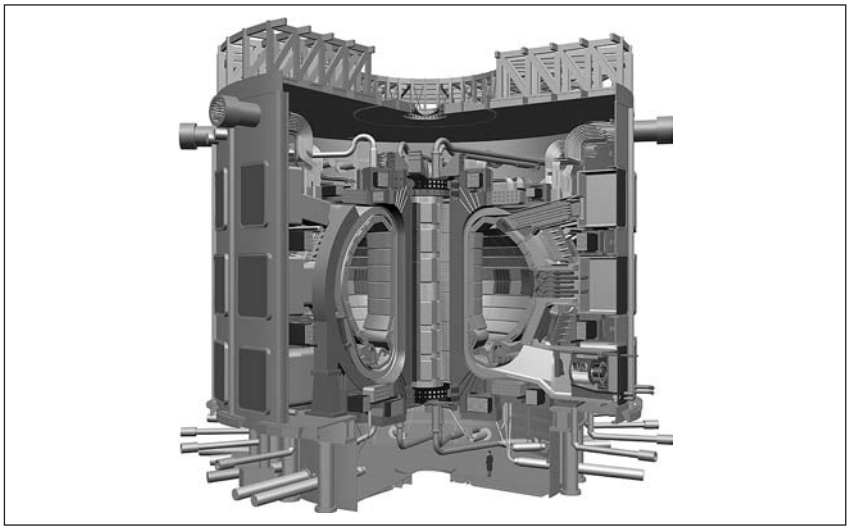


*Abb. 5:* Schematische Ansicht des geplanten internationalen Testreaktors ITER. (Quelle: ITER)

Union, Japan, Russland und USA. Unter der Schirmherrschaft der IAEA wurde 1992 die Konstruktionsphase für den Versuchsreaktor **ITER**[10)] begonnen und 1998 mit einem Bauvorschlag[11)] abgeschlossen. Für die Maschine wurden Gesamtkosten in Höhe von ca. 10 Mrd. ECU veranschlagt. Damit sollte ein Versuchsreaktor gebaut werden, der die technische Machbarkeit für ein brennendes Plasma mit einer Fusionsleistung von mehr als 1GW, die stationäre Leistungsabfuhr, sowie die Tritiumerzeugung demonstrieren sollte. Nachdem die USA 1999 ihre Mitarbeit im ITER-Projekt beendeten, wurde das ITER-Design unter dem Gesichtspunkt der Kostenreduzierung von den drei verbleibenden Parteien überarbeitet. Das Ende 2001 vorgestellte neue Design[12)] ist bei reduzierten technischen Zielen in der Lage, ein Plasma mit $Q$=10 ($Q$ ist das Verhältnis zwischen erzeugter Fusionsleistung und von außen zugeführter Heizleistung) für 400 s zu erzeugen. Abbildung 5 zeigt eine Ansicht des geplanten

10 ***I**nternational **T**okamak **E**xperimental **R**eactor*, auch lat. *der Weg*

11 ITER Final Design Report, Cost Review and Safety Analysis 1998 *ITER Documentation Series* No. 15 (IAEA, Wien)

12 R. Aymar, P. Barabaschi und Y. Shimomura „The ITER Design" *Plasma Phys. Control. Fusion* **44** (2002) 519

Experiments. Das Magnetfeld von 5.3T wird mit supraleitenden Spulen erzeugt. Der große Plasmaradius ist 6.2 m, der kleine Radius 2.0 m, das Plasmavolumen ist 837$m^3$. Der Plasmastrom soll 15MA betragen. Mit ITER soll darüber hinaus die Anwendbarkeit für die Fusion entwickelter neuer Technologien geprüft werden. Eine besondere Bedeutung hat hierbei der Test von Komponenten zur Energie- und Teilchenabfuhr, sowie die Erprobung von Blanketmodulen zur Tritiumgewinnung. Der beim Betrieb zu erwartende Neutronenfluss von >0.5$MW/m^{-2}$ erlaubt den Test neuer Materialien unter nuklearen Bedingungen.

**21** Zwischenzeitlich haben vier Staaten offizielle Bewerbungen um den **ITER-Standort** abgegeben: Frankreich, Japan, Kanada, und Spanien. Eine Entscheidung über den Standort wird nach genauer Abwägung der Vor- und Nachteile im Jahr 2004 erwartet. Nach einer Bauphase von ca 10 Jahren ist geplant, den Betrieb zunächst mit einer nicht-nuklearen Phase mit Wasserstoffplasmen zu beginnen, um gründliche Tests aller Komponenten und Diagnostiken durchzuführen. Danach startet der Betrieb in einem Deuterium/Tritium Gemisch. Schon kurz nach Beginn der DT-Phase wird kein Zugang zum Experiment mehr möglich sein und Reparatur- und Wartungsarbeiten müssen fernbedient stattfinden.

**22** Die große Datenbasis existierender Experimente und die Tatsache, dass die Extrapolation vom größten existierenden Experiment, **JET,** zu ITER einen Faktor zwei in den linearen Abmessungen und einen Faktor drei im Plasmastrom umfasst, lassen wenig Zweifel daran, dass ITER ein brennendes Fusionsplasma demonstrieren wird. Bereits heute wurden alle in das verlangte Fusionsprodukt eingehenden Plasmaparameter am europäischen Gemeinschaftsexperiment JET erreicht, allerdings nicht gleichzeitig. Einen vorläufigen Höhepunkt fand das JET-Programm 1997, als in Experimenten mit einem DT-Gemisch für kurze Zeit eine Fusionsleistung von 16MW (entspricht $Q$=0.9) erreicht wurde, nachdem schon zuvor im amerikanischen Experiment TFTR[13)] Fusionsenergie in einem DT-Plasma erzeugt wurde. Mit diesen Experimenten wurde aber auch von technischer Seite gezeigt, dass der sichere Umgang mit Tritium möglich ist. In der auf die DT-Experimente folgenden Umbauphase von JET wurde der

13 ***T**okamak **F**usion **T**est **R**eactor*, Princeton, USA

Divertor mit fernbedienten Manipulatoren umgebaut, da die Aktivierung der Strukturen anfänglich keinen Zugang erlaubte. Eine deutlich ausgedehntere DT-Kampagne wird zu Ende der JET-Betriebsphase erwartet.

**23** Die seit Beginn der Forschungsarbeiten zur kontrollierten Kernfusion erreichten Fortschritte (s. Abbildung 1) lassen es heute sehr wahrscheinlich erscheinen, dass ITER seine Ziele erreichen kann. Es bleiben dennoch offene Fragen, die zum Teil mit Hilfe der existierenden Maschinen beantwortet werden können, andererseits aber Experimente an ITER selbst benötigen. Zu den dringendsten Problemen gehören Aspekte der MHD-Stabilität des Plasmas und die Eignung von Kohlenstoff als Material für hoch belastete Komponenten in Gegenwart von Tritium. Es wurde bereits erwähnt, dass die Einschlusseigenschaften der H-Mode für einen Reaktor hinreichend sind. Allerdings treten unter diesen Bedingungen am Plasmarand Instabilitäten auf, die periodisch einen Teil der im Plasma gespeicherten Energie auswerfen, sogenannte **ELM**s[14]. Hierbei treten kurzzeitige Belastungen der Divertor-Prallplatten auf, die deutlich über der mittleren Wärmelast liegen, zu hohen Erosionsraten führen und damit die Lebensdauer dieser Komponenten stark verkürzen. Ein wichtiges Ziel der Experimente an den großen Divertor-Tokamaks ist daher die Beeinflussung der MHD-Stabilität in der Randschicht, mit dem Ziel diese Moden zu unterdrücken oder auf ein tolerierbares Maß abzuschwächen. Die Optimierung des Energieinhalts des Plasmas bei gegebenem Magnetfeld verlangt, dass das Verhältnis $\beta$ zwischen dem Plasmadruck und dem Magnetfelddruck maximiert wird. Bei hohem $\beta$ tritt eine neue Klasse von Instabilitäten auf, die durch den Plasmadruck getrieben werden und den Energieinhalt des Plasmas um 10–20% reduzieren. Hier wurden in der Vergangenheit erste vielversprechende Resultate bei der aktiven Stabilisierung dieser Moden mit Hilfe von einem durch eingestrahlte elektromagnetische Wellen getriebenen Strom erzielt.

**24** Zu den bisher nicht gelösten Problemen gehört die Tritium-Deposition. Der erodierte Kohlenstoff wird an weniger belasteten Stellen deponiert. Dabei lagern sich große Mengen Tritium in die Schichten ein und führen zu einer starken Zunahme des radioaktiven Inventars.

14 **E**dge **L**ocalized **M**ode

Heutige Untersuchungen konzentrieren sich auf ein besseres Verständnis der zugrundeliegenden Prozesse, mit dem Ziel diesen Prozess entweder günstig zu beeinflussen, oder aber Kohlenstoff als mögliches Material auszuscheiden.

**25** Ein weiterer Schwerpunkt der Forschung gilt der Stationarität der Entladung. Solange ein induktiver Strom benötigt wird, kann ein Reaktor nur gepulst (wenn auch mit Pulslängen von Stunden) betrieben werden. Sogenannte **Advanced Tokamak** Szenarien haben zum Ziel, den Plasmastrom mit nicht-induktiven Methoden zu erzeugen. Zwei Effekte spielen hier die Hauptrolle: (i) zum einen ist es möglich einen Teil des Stroms durch Einstrahlung von elektromagnetischen Wellen zu treiben, (ii) zum anderen erzeugt der Druckgradient im Plasma den sogenannten **Bootstrap-Strom**. Neueste Resultate haben gezeigt, dass es prinzipiell möglich ist eine Tokamak-Entladung ohne induktiven Strom zu treiben.

**26** Neben der Form der Plasmastrom-Verteilung und dem Druckprofil können auch schnelle Teilchen als Antrieb für Instabilitäten dienen. Diese entstehen als He-Kern in der DT-Fusion (Gleichung 3) mit einer Energie von 3.5 MeV. Um diese Effekte im Detail zu studieren, müssen die schnellen $\alpha$-Teilchen eingeschlossen bleiben (dies verlangt eine Mindestgröße für das Experiment) und in hinreichender Zahl produziert werden (die Heizung durch $\alpha$-Teilchen sollte dominant sein). Beides ist in heutigen Experimenten nicht erfüllt, so dass diese Fragestellungen erst mit ITER beantwortet werden können. Die Erprobung der Blankets kann ebenfalls erst in ITER erfolgen.

**27** Das deutsche Fusionsprogramm wird in den **HGF**[15)]-Forschungszentren Jülich, Karlsruhe und Max-Planck-Institut für Plasmaphysik Garching (mit Außenstelle in Greifswald) betrieben. Die jeweiligen Arbeiten sind innerhalb des Forschungsbereiches „Energie“ untereinander koordiniert. Jülich betreibt den Tokamak TEXTOR mit Schwerpunkt im Bereich der Plasma-Wand-Wechselwirkung. Hierzu gehören Tests neuartiger Materialien, Grundlagenuntersuchungen zur Plasma-Wand-Wechselwirkung, und Entwicklung neuer Methoden zur Energie- und Teilchenabfuhr aus Fusionsplasmen. Das MPI Garching betreibt den Tokamak ASDEX Upgrade mit Schwerpunkt auf der Erforschung der H-Mode, des Divertors, der MHD-Stabili-

15 **H**elmholtz-**G**emeinschaft der **F**orschungszentren

tät, und den Advanced Szenarien. In Greifswald wird der Stellarator W7-X aufgebaut. Dieses Experiment soll Ende des Jahrzehnts in Betrieb gehen und die Güte eines optimierten Stellaratorkonzepts zeigen. Arbeiten zur Fusionstechnologie (supraleitende Spulen, Mikrowellen-Heizung) sind in Karlsruhe konzentriert. Das deutsche Fusionsprogramm ist integrierter Bestandteil des **EURATOM**-Fusionsprogramms, welches auf der Basis regelmäßiger fachlicher Begutachtungen arbeitsteilig koordiniert und bezuschusst (bis zu 45% für den Bau von Großgeräten) wird. Das Flagschiff im europäischen Programm ist der Tokamak JET in Culham, UK. JET wurde 1983 in Betrieb genommen und konnte durch kontinuierliche Weiterentwicklung wichtige Beiträge leisten. Seit 2000 wird JET im Rahmen des **EFDA**[16)]-Vertrags von den EURATOM-Assoziationen betrieben.

## Literatur

**Wesson, J.:** *Tokamaks*, Clarendon Press, Oxford, 2. Auflage, 1997.

16 **E**uropean **F**usion **D**evelopment **A**greement

# Moderne Braunkohlenverstromung

*Johannes Heithoff*

*Die Braunkohle liefert heute einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung aus eigenen Quellen, insbesondere in Deutschland und der Europäischen Union. Sie hat eine hohe wirtschaftliche Bedeutung, da sie subventionsfrei und zu wettbewerbsfähigen Kosten gefördert und weiterverarbeitet werden kann. Insgesamt trugen im Jahr 2005 in Deutschland die Braunkohlenkraftwerke zu 25% zur Gesamtstromerzeugung bei. Bis 2020 wird ein weiter steigender Anteil der Braunkohlenverstromung an der Gesamtstromerzeugung auf 28% erwartet. Um diese Prognose Realität werden zu lassen, ist die Modernisierung der Braunkohlenverstromung unerlässlich und damit eine dauernde Aufgabe für die nächsten Jahrzehnte. Aufgrund der besonderen Beschaffenheit der Braunkohle stellt deren Förderung und Umwandlung in Nutzenergie die Betreiber von entsprechenden Anlagen vor große Herausforderungen. Das betrifft etwa den hohen Wassergehalt und den dadurch niedrigen Heizwert der Rohbraunkohle. Eine wesentliche Verbesserung der Effizienz der Braunkohlenverstromung ist erreichbar. Unter klimapolitisch sich verschärfenden Rahmenbedingungen ist es zudem unerlässlich, sich auch Fragen einer signifikanten weiteren Reduzierung der spezifischen $CO_2$-Emissionen bezogen auf die erzeugte elektrische Energie zu widmen.*

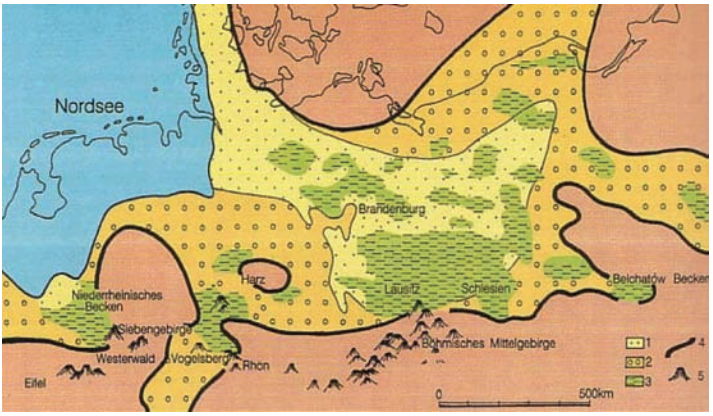
## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Was ist Braunkohle? – Die Entstehung der Braunkohlenlagerstätten | 1–3 |
| 2 | Verteilung der Braunkohlenlagerstätten in Europa und Förderung der Braunkohle | 4–14 |
| 3 | Verwendung der Braunkohle | 15 |
| 4 | Prinzipien der Braunkohlenverstromungstechniken | 16–24 |
| 4.1 | Braunkohlenstaubfeuerung | 17–21 |
| 4.2 | Wirbelschichtfeuerung | 22 |
| 4.3 | Braunkohlenvergasung mit nachgeschalteter Gas- und Dampfturbine | 23–24 |
| 5 | Aktueller Stand der Verstromungstechnik | 25–41 |
| 5.1 | Stand der Technik staubgefeuerter Dampfkraftwerke | 25–35 |
| 5.2 | Stand der Technik der Wirbelschichtfeuerung für Braunkohle | 36–41 |
| 6 | Braunkohlenvortrocknung als nächster Entwicklungsschritt | 42–55 |
| 6.1 | Trocknungsverfahren | 47–52 |
| 6.2 | Trockenbraunkohlenkraftwerke | 53–55 |

| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 7 | Braunkohlenvergasungs-technik | 56–66 | 8.2 | $CO_2$-Abtrennung | 70–73 |
| 8 | Weitere Entwicklungs-schritte | 67–73 | 9 | Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenverstromung | 74–80 |
| 8.1 | Effizienzsteigerung | 68–69 | 10 | Literatur | |


# 1 Was ist Braunkohle? – Die Entstehung der Braunkohlenlagerstätten

**1** Braunkohle ist wie alle anderen Kohlenarten das Produkt eines Umwandlungs- und Zersetzungsprozesses organischer, hauptsächlich ursprünglich pflanzlicher Substanzen. Üppige Pflanzenwelt im subtropischen Klima des Neogen (früher Tertiär) in flachen Flusslandschaften durchsetzt mit Mooren und Seen war die Voraussetzung zur Bildung der heute in Mitteleuropa bekannten Kohlenlagerstätten. In der ersten biochemischen Phase zersetzten sich die Pflanzen unter Sauerstoffabschluss im Wasser überwiegend zu Torf. Dies war möglich




1 – Periodisch vom Meer überflutete Gebiete
2 – vom Meer unbeeinflusste Gebiete, teilweise mit Moorbildungen
3 – Gebiete mit wiederholten Moorbildungen
4 – Umgrenzung des Sedimentationsbeckens
5 – Vulkane

*Abb. 1.1:* Sedimentbecken in Mitteleuropa

durch mehrfache Bodenabsenkungen und Überschwemmungen der flachen Flusslandschaften über mehrere hunderttausend Jahre und durch Ablagerung von mit den Meeren mitgebrachten Sedimenten. Durch die wiederholten Vorgänge entstanden die heute aufzufindenden schichtförmig übereinander gelagerten Kohlevorkommen, die so genannten Flöze. Bild 1.1 veranschaulicht, wie sich die miozänen (vor 5 bis 23 Millionen Jahren) Moorgebiete in Mitteleuropa verteilten [1].

**2** Der wachsende Druck der zunehmenden Sedimentschichten führte zu einer weiteren jetzt als geochemisch zu sehenden Inkohlungsphase. Zunehmender Gebirgsdruck und damit auch zunehmende Temperatur in den Flözen förderten die Inkohlung, die sich neben chemischen Prozessen auszeichnet durch eine Aufkonzentrierung des Kohlenstoffgehalts und eine Abnahme des Sauerstoffgehalts durch weiteres Auspressen des noch im Torf befindlichen Wassers. Dauert dieser Prozess länger oder wird er begleitet durch weitere Aufschichtung von Deckgebirgen auf die Lagerstätten, wodurch sich neben dem Gebirgsdruck auch die Temperaturen erhöhen, setzt sich der Inkohlungsprozess fort und es bilden sich die höherwertigen Kohlen wie Steinkohle und Anthrazit.

**3** Torf, Braunkohle, Steinkohle und Anthrazit unterscheiden sich daher im Wesentlichen durch den in dieser Reihenfolge abnehmenden Wassergehalt, zunehmenden Kohlenstoffgehalt und damit auch zunehmenden Heizwert. Im wasser- und aschefreien (nicht Verbrennbares) Zustand nehmen die flüchtigen Bestandteile, beginnend mit Torf und endend mit Anthrazit, ab. Braunkohle neigt daher insbesondere im stark trockenen und gemahlenen Zustand schon bei 100 °C zur Selbstentzündung. Die Braunkohle findet man aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Inkohlung vorwiegend nahe der Erdoberfläche. Sie wird daher größtenteils in Tagebauen abgebaut.

| | **Kohlenstoff C [%]** | **Wasserstoff $H_2$ [%]** | **Flüchtige Bestandteile [%]** | **Wasser [%]** | **Asche [%]** | **Heizwert $H_u$ [MJ/kg]** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | wasser- und aschefrei | | | bezogen auf Rohmasse | | |
| Torf | 55 - 60 | 5 - 6 | > 60 | 25 - 50 | 1 - 4 | ~ 10 |
| Braunkohle (Rheinland) | 68 - 78 | 5 | 55 - 62 | 50 - 60 | 2 - 8 | 7 - 10 |
| Steinkohle (Ruhr) | 88 | 3,6 - 5,4 | 15 - 40 | 2 - 10 | 0 - 5 | 28 - 32 |
| Anthrazit | 96 | 2 - 3 | 4 - 8 | 2 - 10 | 0 - 5 | 28 - 32 |

*Tab. 1.1:* Zusammensetzung wesentlicher Bestandteile und unterer Heizwert fester Brennstoffe [2, 3]

## 2 Verteilung der Braunkohlenlagerstätten in Europa und Förderung der Braunkohle

**4** Die Entstehungsgeschichte der Braunkohle zeigt, dass sie nur unter besonderen, einmaligen Bedingungen entstehen konnte. Diese waren im Neogen, insbesondere in Mitteleuropa mit den damals verbreiteten miozänen Moorgebieten bei durchschnittlichen Außentemperaturen von über 20 °C für die Torf- und Kohlenbildung besonders günstig. Die Verteilung der wichtigsten Lagerstätten und damit Fördergebiete für Braunkohle in Mitteleuropa spiegelt die besonderen Entstehungsbedingungen wider.

**5** Wesentliche Fördergebiete, z. B. in Deutschland, sind heute das Rheinische Revier, das Mitteldeutsche Revier und die Lausitz. Weitere wichtige Braunkohlenreviere befinden sich in Polen, der Tschechischen Republik, der Ukraine sowie außerhalb der Europäischen Union in Russland, Weißrussland und anderen Ländern Zentral- und Südosteuropas, aber auch in der Türkei.

**6** Die Braunkohle liefert heute einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung aus eigenen Quellen, insbesondere in Deutschland und der Europäischen Union. Sie hat eine hohe wirtschaftliche Bedeutung, da sie subventionsfrei und zu wettbewerbsfähigen Kosten gefördert und weiterverarbeitet werden kann und erheblich zur Reduzierung der Importabhängigkeit der Europäischen Union bei der Energieversorgung beitragen kann.

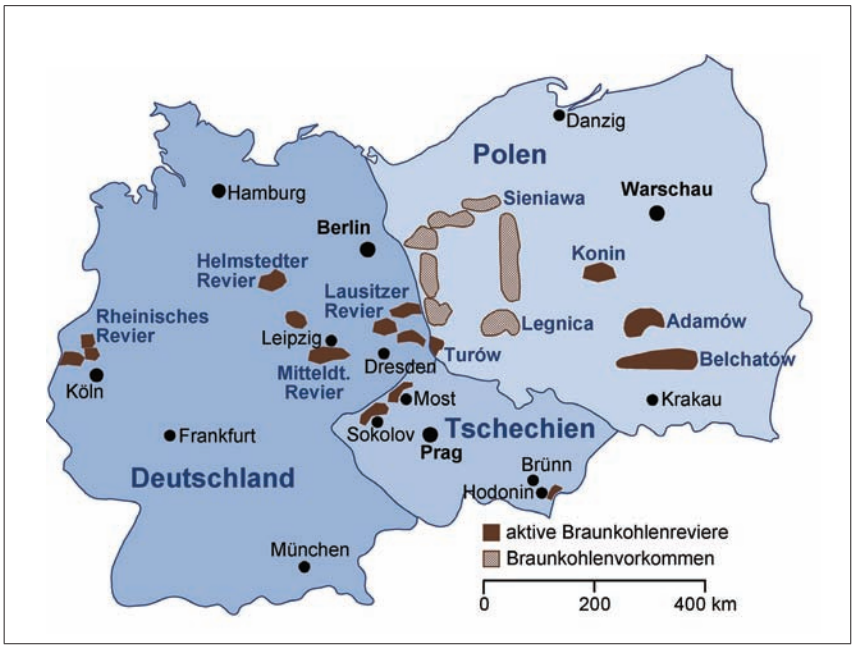



*Abb. 2.1:* Braunkohlenreviere in Mitteleuropa

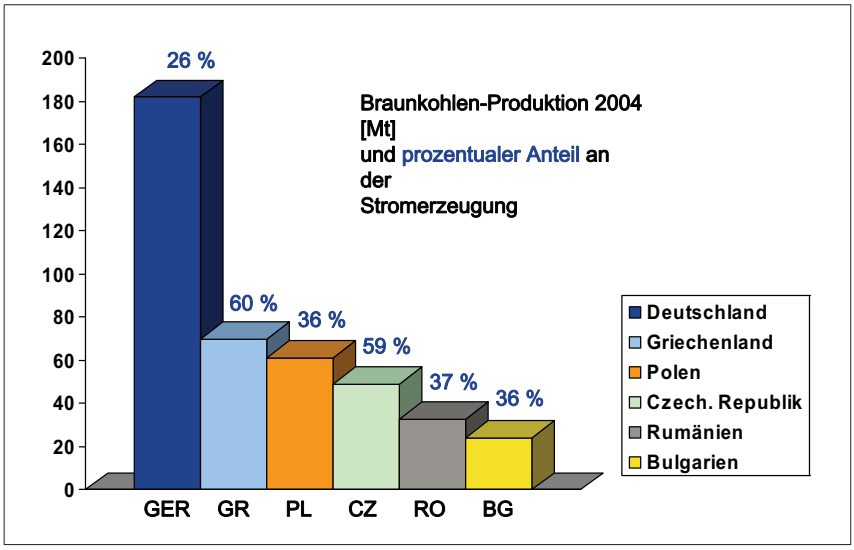



*Abb. 2.2:* Anteil Braunkohlenverstromung an Gesamtstromerzeugung in ausgewählten EU-Mitgliedsländern [4]

**7** In Deutschland können derzeit in genehmigten und erschlossenen Tagebauen rd. 6,4 Mrd. t verteilt auf das Rheinische, Mitteldeutsche, und Lausitzer Revier gefördert werden. Insgesamt betragen die nach heutigen Maßstäben wirtschaftlich förderbaren Vorräte rd. 41 Mrd. t also das rd. sechsfache der Vorräte in den genehmigten Tagebauen, während die geologischen Vorräte in Deutschland mit rd. 77 Mrd. t abgeschätzt werden.

| | **Geologische Vorräte** | **Wirtschaftl. gewinnbare Vorräte** | **Genehmigte u. erschlossene Tagebaue** |
|---|---|---|---|
| Rheinland | 55,0 | 35,0 | 3,8 |
| Lausitz | 12,3 | 3,8 | 2,0 |
| Mitteldeutschland | 10,0 | 2,1 | 0,6 |
| Deutschland | 77,3 | 40,9 | 6,4 |

*Tab. 2:* Lagerstättenvorräte der Braunkohlenreviere in Mrd. t [5]

**8** Mit geförderten 180 Mio. t jährlich trägt die Braunkohle in Deutschland zu rd. 11% zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei.

**9** Aufgrund der besonderen Beschaffenheit der Braunkohle stellt deren Förderung und Umwandlung in Nutzenergie, insbesondere zur Strom- und Wärmeversorgung, die Betreiber von entsprechenden Anlagen vor große Herausforderungen. Der hohe Wassergehalt und damit der niedrige Heizwert der Rohbraunkohle zwingt die Unternehmen dazu, am Ort der Förderung die Braunkohle zu verwerten oder weiterzuverarbeiten, wodurch die Transportkosten der zu mehr als 50% aus Wasser bestehenden Rohbraunkohle weitestgehend vermieden werden können.

**10** Die erdgeschichtlich gesehen junge Braunkohle findet sich in einem oder mehreren Flözen übereinander nur wenige bis einige hundert Meter nah an der heutigen Erdoberfläche. Durch Brüche innerhalb der Erdkruste kam es auch zu Sprüngen in den Flözen, so dass diese zum Teil versetzt weiter verlaufen. Bild 2.3 zeigt sehr anschaulich den Verlauf der Braunkohlenflöze in der Rheinischen Bucht zwischen Köln und Aachen.

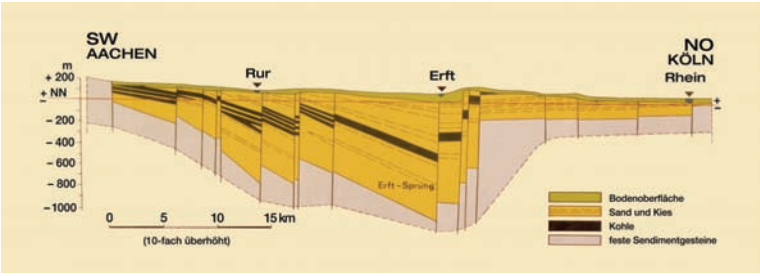



*Abb. 2.3:* Braunkohlenflöze im Querschnitt zwischen Aachen und Köln (Quelle: Entstehung der Niederrheinischen Braunkohle; Broschüre RWE Power)

Die Braunkohlenflöze sind eingebettet in Sand- und Kiesschichten. Ein untertägiger Abbau schließt sich daher aufgrund der nicht verfestigten Erdschichten oberhalb der Flöze in der Regel aus. Ebenso ist aus wirtschaftlichen Gründen ein Abbau in offenen Gruben – so genannten Tagebauen – mit Großgeräten geboten. Typische Flözmächtigkeiten (Dicke) in Deutschland liegen zwischen 8 und 50 Metern, die Teufenlagen finden sich zwischen 70 und 350 m, womit auch die Tiefe der Tagebaue festliegt. Für eine Tonne geförderte Braunkohle müssen daher rund 3 bis 7 t Abraum bewegt werden [6]. **11**

Der Aufschluss eines Tagebaues sowie der Abbau der Braunkohle sind mit erheblichen Eingriffen in die Natur und Kulturlandschaft sowie in die gewachsenen Bevölkerungs- und Siedlungsstrukturen verbunden. Nach Beendigung der Bergbauaktivitäten erfolgt die Rekultivierung der in Anspruch genommenen Flächen und ggf. eine Neubesiedlung, so dass alle Aktivitäten zeitlich begrenzt bleiben. **12**

Mit dem Abbau des so genannten Abraums der oberhalb der Braunkohle liegenden Erdschichten geht die Grundwasserabsenkung einher, die erforderlich ist, um ein Volllaufen der Fördergruben mit Wasser zu verhindern. Schaufelradbagger mit Förderleistungen von bis zu 240.000 t täglich tragen den Abraum ab und fördern auch die Braunkohle. Die Kohle wird auf Förderbändern direkt zu den Kraftwerken transportiert oder in einem Zwischenbunker gelagert und von dort auch alternativ mit Eisenbahnen zu den Verbrauchsstellen Kraftwerk oder Veredelungsbetrieb weitertransportiert. Der Abraum wird über **13**

so genannte Absetzer zur Verfüllung wieder in die Gruben verkippt. Nach dem Verfüllen der Gruben beginnt die Rekultivierung, die die wiedergewonnenen Flächen für land- und forstwirtschaftliche Nutzung, neue Siedlungen und Verkehrswege nutzbar machen. Aufgrund der Auskohlung verbleibt ein Massendefizit, welches nicht durch weiteren Abraum zu beheben ist. Es verbleiben somit Restlöcher, die mit Grund- und Flusswasser gefüllt als Seen in der Landschaft die letzten dauerhaft sichtbaren Zeichen eines Braunkohlentagebaues sein werden.

**14** Tagebaue und Kraftwerke bilden einen engen Verbund, der bis heute zum Teil über Jahrzehnte historisch gewachsen ist. Großflächige Eingriffe in die Natur und Kulturlandschaft einschließlich der auf engem Raum konzentrierten Großkraftwerke und Veredlungsbetriebe sind eine große Herausforderung an die Bevölkerung und Gesellschaft. Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung sind verpflichtend. Die mit der Braunkohlenindustrie verbundene Wertschöpfung sind die positiven Begleiterscheinungen, die es sorgsam zu erhalten gilt.

## 3 Verwendung der Braunkohle

**15** Braunkohle wird heute überwiegend zur Strom- und Wärmeerzeugung in Form von Rohbraunkohle in Großkraftwerken eingesetzt. Darüber hinaus wird ein vergleichsweise kleiner Teil der geförderten Rohkohle in so genannten Veredelungsbetrieben aufgearbeitet (z. B. getrocknet, gemahlen, gepresst) und als Veredelungsprodukt im Wärmemarkt, z. B. in Form von Briketts für den Hausbrand oder auch als Braunkohlenstaub für kleine industrielle Feuerungsanlagen, energetisch weiterverwendet. Eine weitere Einsatzmöglichkeit von Braunkohle ist ihr Einsatz in Form von Aktivkohle als Filtermaterial zur Zurückhaltung von Schadstoffen aus Gasen und aus Wasser.

## 4 Prinzipien der Braunkohlenverstromungstechniken

**16** Braunkohle kann in Dampfkraftwerken sowie mit Hilfe der vorgeschalteten Kohlevergasung in nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinen in elektrische Energie umgewandelt werden. In Dampfkraft-

werken unterscheidet man in der Feuerungstechnik zwischen Rostfeuerung, Wirbelschichtfeuerung und Staubfeuerung. Während in der großtechnischen Anwendung die Rostfeuerung nicht zum Zuge kommt, sind Wirbelschicht- und insbesondere Staubfeuerung heute die am weitesten verbreiteten Techniken.

## 4.1 Braunkohlenstaubfeuerung

**17** Staubfeuerung wird seit vielen Jahrzehnten bei der Braunkohlenverstromung in Dampfkesseln verwendet. Im Prinzip wird die Rohkohle mit ihren typischen Wassergehalten von 50–60% den in die Dampfkessel integrierten Kohlemühlen über einen Zwischenkohlebunker zugeführt. Die Kohlemühlen sind als so genannte Schlagradmühlen ausgebildet und haben die Aufgabe, die Rohbraunkohle zu mahlen. Vor Eintritt in die Mühle wird die Rohkohle mit aus dem Kesselraum angesaugtem Rauchgas bei rd. 1.000 °C Temperatur vorgewärmt und bei der weiteren Erwärmung durch Ausdampfen eines großen Teils des Wassers bis auf rd. 30% Wassergehalt entsprechend vorgetrocknet. Dies findet in den so genannten Rücksaugeschächten statt. Das Ansaugen des Rauchgases geschieht durch die rotierenden Schlagradmühlen, die neben der eigentlichen Mahlung auch die Aufgabe der Ansaugung der Rauchgase mit übernehmen. Diesen Prozess der Vortrocknung der Braunkohle bezeichnet man auch als Mahltrocknung. Nach Vorwärmung und Aufmahlung wird die Braunkohle in Form von Kohlenstaub den Brennern zugeführt und dort mit vorgewärmter Verbrennungsluft vermischt. Bei einer Verbrennungstemperatur von 1.200 – 1.300 °C im Feuerungsraum des Dampfkessels findet der anschließende Verbrennungsvorgang statt.

**18** Beim Verbrennungsprozess selber werden unter Zuführung des Luftsauerstoffs (21% molarer Anteil an der Luft) die oxidierbaren Bestandteile der Braunkohle wie Kohlenstoff, Wasserstoff und Schwefel exotherm zu CO bzw. $CO_2$, $H_2O$ und $SO_2$ umgewandelt. Übrig bleiben die unverbrennbaren oder nicht verbrannten Anteile in Form von Asche und Wasserdampf. Die Reaktionsprodukte $CO_2$, $H_2O$ und $SO_2$ sowie $NO_x$ als Ergebnis der Reaktionen des Luftsauerstoffs mit dem Luftstickstoff und dem im Brennstoff vorhandenen Stickstoff vermischt mit den Restbestandteilen der Verbrennungsluft fallen als so genannte Abgase an.

**19** Durch entsprechend gestufte und gestaltete Zumischung von Verbrennungsluft kann bei Einhaltung der Verbrennungstemperaturen von max. 1.200 °C die Stickoxidbildung soweit begrenzt werden, dass eine nachgeschaltete katalytische Entstickung des Rauchgases zur Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte von max. 200 mg $NO_x$ je Normkubikmeter nicht überschritten wird.

**20** Die Begrenzung der $SO_2$-Emissionen auf die gesetzlich vorgegebenen 200 mg je $Nm^3$ Rauchgasvolumen geschieht durch nachgeschaltete so genannte Rauchgasentschwefelungsanlagen im Nasswaschverfahren. Hierbei wird das Rauchgas in Wäschern durch Eindüsen einer Kalkstein-Wasser-Suspension in das Rauchgas mit dem $SO_2$ in Kontakt gebracht. Dabei wird das $SO_2$ in der wässrigen Suspension gelöst und durch chemische Reaktion mit dem Kalkstein ($CaCO_3$) zu Kalksteinsulfid und $CO_2$ umgewandelt. Nach Aufoxidieren mit Luftsauerstoff entsteht eine Gipssuspension $CaSO_4$, die nach Entwässerung in der Baustoffindustrie weiterverwendet werden kann.

**21** Die noch im Rauchgas vorhandenen festen Partikel werden über elektrische Filter abgeschieden.

## 4.2 Wirbelschichtfeuerung

**22** Die Wirbelschichtfeuerung eignet sich insbesondere für den Einsatz von Kohlen niedriger Qualität. Der Verbrennungsvorgang findet in einem durch eingedüste Verbrennungsluft entstehenden Wirbelbett statt. Dabei wird die zuvor zerkleinerte Kohle mit Kalkstein vermischt und bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen von rd. 800–900 °C verbrannt. Das bei der Verbrennung entstehende $SO_2$ wird durch den Kalkstein sofort kalziniert, die $NO_x$-Bildung aufgrund der niedrigen Verbrennungstemperaturen begrenzt. Da ein Teil des Unverbrannten mit dem Rauchgasstrom nach oben getrieben wird, wird der Feststoffanteil in nachgeschalteten Zyklonen abgeschieden und der Brennkammer wieder zugeführt. Die Reststoffe wie Asche und der anfallende Gips werden aus der Brennkammer abgezogen, der noch im Rauchgas enthaltene Staub über E-Filter abgeschieden.

### 4.3 Braunkohlenvergasung mit nachgeschalteter Gas- und Dampfturbine

**23** Statt der Verbrennung in einem Dampferzeuger wird bei der Vergasung von Braunkohle die Kohle, die zunächst vorgetrocknet werden muss, in einem Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser zusammen mit aus einer Luftzerlegungsanlage bereit gestelltem Sauerstoff zu einem so genannten Kohlegas und Wasserdampf umgewandelt, welches als Hauptbestandteile CO, $CO_2$, $H_2$, $H_2S$, $H_2O$, $CH_4$, Edelgase sowie Staub und Asche enthält.

**24** Während die Asche aus dem Vergaser abgezogen wird, wird das vom Staub über Filter gereinigte Rohgasgemisch im nächsten Prozessschritt entschwefelt und getrocknet und dann als wasserstoffreiches Synthesegas in der Brennkammer der Gasturbine unter Zumischung von Luft verbrannt. Gasturbine und nachgeschaltete Dampfturbinen, welche wie in allen modernen GuD-Anlagen auf Erdgasbasis konzipiert sind, treiben einen Generator zur Stromerzeugung an. Eine weitere Behandlung der Abgase zur Einhaltung der Umweltgrenzwerte nach Verlassen der Gasturbine ist nicht mehr erforderlich.

## 5 Aktueller Stand der Verstromungstechnik

### 5.1 Stand der Technik staubgefeuerter Dampfkraftwerke

**25** Maßstab bei der Braunkohlenkraftwerkstechnik ist heute das so genannte Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (kurz BoA genannt). Die BoA-Technik ist eine evolutionäre Weiterentwicklung der seit vielen Jahrzehnten zum Einsatz kommenden Dampfkesseltechnik mit Staubfeuerung in Kondensationskraftwerken. Innerhalb von nur rd. 30 Jahren zwischen 1950 und 1976 entwickelte sich die Dampfkesseltechnik für Braunkohle mit Blockleistungen von zunächst rd. 100 MW auf das Fünf- bis Sechsfache auf rd. 500–600 $MW_{el}$. Lagen die Nettowirkungsgrade bei den ersten Kleinanlagen noch bei rd. 30%, konnten diese auf rd. 36% bei den 600-MW-Blöcken gesteigert werden.

**26** Einer der Gründe für die Steigerung der Wirkungsgrade war die kontinuierliche Anhebung der Drücke und Temperaturen des in den Kesseln erzeugten Frischdampfes für den Antrieb der Dampfturbinen. Bei den 600-MW-Blöcken konnten Dampfparameter von 530 °C und 176 bar erreicht werden, die sich aber noch im so genannten unterkritischen Bereich befinden. Der kritische Punkt beim Übergang von Wasser bzw. vom Wasser-/Dampfgemisch zu reinem Dampf liegt bei 374 °C und 221 bar. Bei Frischdampfzuständen (Druck und Temperatur) am Kesselausgang unterhalb dieses Punktes spricht man von unterkritischen Dampferzeugern, bei Werten für Druck und Temperatur oberhalb des kritischen Punktes von überkritischen Dampferzeugern.

**27** Mit der raschen Erneuerung des Braunkohlenkraftwerksparks in Ostdeutschland in den 90er Jahren wurde der Grundstein zur heutigen modernen Dampfkraftwerkstechnik gelegt. Aus wirtschaftlichen Gründen stiegen die Blockleistungen auf über 900 MW. Mit der Realisierung der braunkohlengefeuerten Dampfkesseltechnik mit überkritischen Dampfzuständen – Temperaturen von 580 – 600 °C und Drücken von 260 bar – und resultierenden Nettowirkungsgraden von 40% und mehr wurde ein weiterer wesentlicher Entwicklungsschritt vollzogen, s. Bild 5.1. An dessen vorläufigem Ende steht die BoA-Technik. Mit der Inbetriebnahme der BoA im Jahr 2002 am Standort Niederaußem wurde erstmalig ein 950-MW-Braunkohlenblock mit einem Nettowirkungsgrad von knapp über 43% für die öffentliche Stromerzeugung zur Verfügung gestellt.

**28** Im Wesentlichen läuft der Prozess der Umwandlung von Rohbraunkohle in Strom in der BoA in Niederaußem wie folgt ab: Die Rohkohle wird über Zuteiler aus den Kohlebunkern den vier den Kesseln zugeordneten Kohlemühlen zugeteilt. Durch Aufmahlung und intensiven Kontakt der Kohle mit über die Mühle angesaugten heißen Rauchgasen wird diese vorgewärmt und vorgetrocknet. Vermischt mit vorgewärmter Verbrennungsluft gelangt das Kohle-Luft-Gemisch in die Brennkammern des Dampferzeugers und wird dort verbrannt. Die Vorwärmung der Verbrennungsluft erfolgt zweistufig. Zunächst wird über einen Rauchgaskühler Wärme den noch heißen Rauchgasen entzogen und die Luft von Umgebungstemperatur auf rd. 120 °C aufgewärmt, wobei das Rauchgas auf 100 °C abgekühlt wird. Im zweiten Vorwärmschritt kommen die Luftvorwärmer zum Ein-

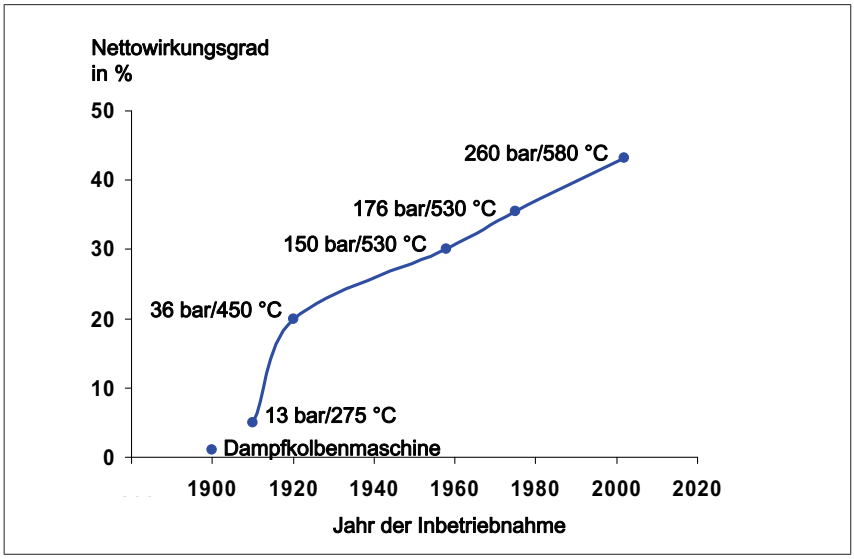



*Abb. 5.1:* Entwicklung der Wirkungsgrade der Braunkohlendampfkraftwerke mit zugehörigen Dampfparametern

satz, die am Ende des so genannten Leerzuges des Dampfkessels angeordnet sind. Die Luftvorwärmer entziehen den heißen Rauchgasen nach Verlassen des Feuerraums im Leerzug des Kessels einen großen Teil der Wärme und kühlen diese dabei von 251 °C auf 160 °C ab.

Die Verbrennung der Kohle mit Luft ist technisch so ausgelegt, dass **29**
durch das richtige Luft-/Brennstoffgemisch und entsprechend ausgelegten Brennern eine Stickoxidbildung bei der Verbrennung als Folge der chemischen Reaktion des Luftstickstoffs mit Sauerstoff bei optimierten Fahrweisen auf ein Minimum begrenzt werden kann. Diese Maßnahmen nennt man die Primärmaßnahmen zur Reduzierung der $NO_x$-Bildung, wodurch eine weitere katalytische Entstickung der Rauchgase bei dieser Art der Braunkohlenverstromung nicht erforderlich ist.

Die bei der Verbrennung der Kohle bei rd. 1.200 °C entstehenden **30**
Rauchgase durchströmen den Dampferzeuger von unten nach oben. Dabei überträgt das Rauchgas die Wärme an die aus Rohren gebildeten Umfassungswände und an die im Rauchgasstrom hängenden Rohrbündel. Durch diese Rohrsysteme des Dampferzeugers fließt vorgewärmtes Speisewasser, das durch die Wärmeaufnahme ver-

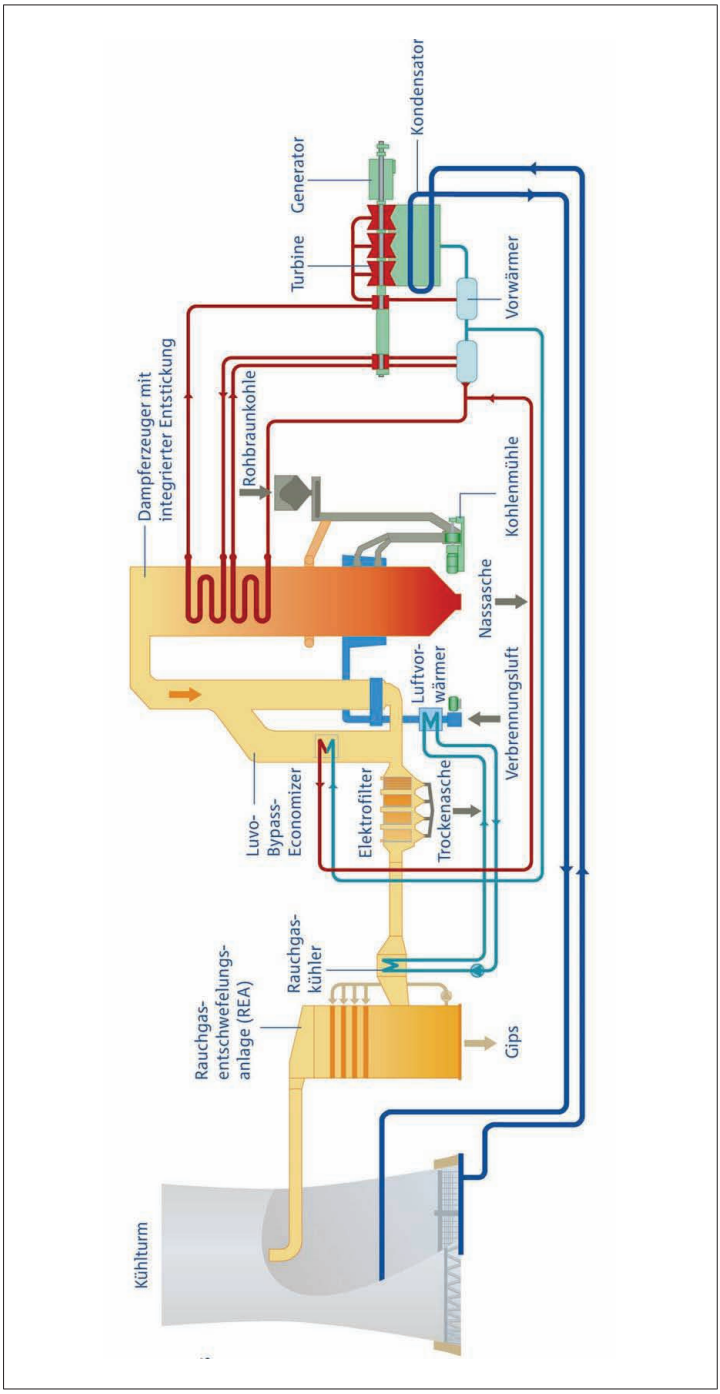



*Abb. 5.2:* Dampfkraftwerksprozess der BoA [7] (Quelle: Kraftwerk Niederaußem; Broschüre RWE Power)

dampft und überhitzt wird. Nach Verlassen des Dampferzeugers gibt das Rauchgas einen wesentlichen Teil der noch verbliebenen Wärme zur Vorwärmung der Verbrennungsluft und des Speisewassers über Wärmetauscher ab. Zur weiteren Behandlung wird es über Elektrofilter geführt, die über den elektrostatischen Effekt die noch im Rauchgas befindlichen Feststoffe und Staubpartikel auffangen und herausfiltern. Nach der Reinigung des Rauchgases von Staub erfolgt die so genannte Entschwefelung des Rauchgases in den Rauchgasentschwefelungsanlagen im so genannten Nasswaschverfahren, wobei das im Rauchgas befindliche $SO_2$ umgewandelt wird in Gips. Dieser Gips wird heute fast vollständig im Baustoffsektor weiterverwendet. Die entstaubten und entschwefelten Rauchgase werden dann über den Kühlturm zusammen mit den warmen Wasserdampfschwaden aus dem Kühlturm in die Atmosphäre abgegeben.

**31** Die unverbrannten Bestandteile der Kohle fallen im Dampferzeuger als Asche aufgrund der Schwerkraft nach unten in den so genannten Nass-Entascher. Dort wird der heißen Asche Wasser zur Kühlung beigemischt, danach im Nass-Aschebunker gelagert und im anschließenden Nass-Entschlacker wieder vorgetrocknet. Die in den Elektrofiltern anfallenden Trockenaschen werden nach Verlassen des Trockenaschebunkers angefeuchtet und zusammen mit der Nass-Asche entweder über Transportbänder oder durch Zugtransport in ausgekohlte Tagebaue in für die Deponierung ausgewiesene und genehmigte Bereiche gebracht.

**32** Der den Dampfkessel mit 260 bar und 580 °C verlassende so genannte Frischdampf wird im Hochdruckteil der Dampfturbine auf rd. 56 bar und 350 °C entspannt. Der Dampf wird nochmals zurückgeführt in den Kessel und wieder auf 600 °C überhitzt, um dann im Mittel- und Niederdruckteil der Dampfturbinen weiter entspannt zu werden. Die Dampfturbinen treiben den Generator zur Stromerzeugung an.

**33** Ein Teilstrom des Dampfes wird im Mitteldruckteil der Dampfturbine entnommen und treibt über eine kleine Dampfturbine die Speisewasserpumpe an. Das der Speisewasserpumpe zugeführte Wasser wird zuvor über sieben Niederdruckvorwärmetauscher vorgewärmt, die ihre Wärmeenergie von sechs Anzapfungen der Dampfturbine im Mittel- und Niederdruckteil erhalten bzw. aus dem Rauchgaskühler (Economizer) nach dem Elektrofilter beziehen. Nach Verlassen der Speisewasserpumpe findet eine weitere Vorwärmung des Speisewassers in vier Hochdruckvorwärmern statt, wovon drei ihre Wärmeenergie aus Anzapfungen im Hoch- und Mitteldruckteil der Turbine erhalten. Das Speisewasser gelangt mit einer Temperatur von 293 °C und einem Druck von 30 bar in den Kessel.

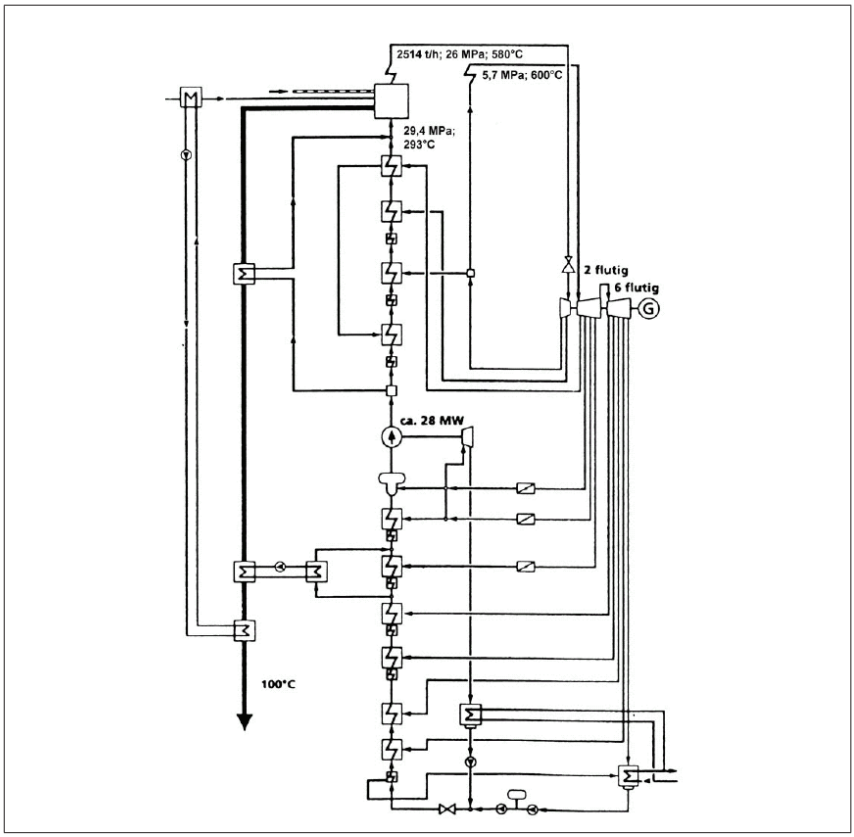



*Abb. 5.3:* Vereinfachtes Wärmeschaltbild der BoA mit 10stufiger Speisewasservorwärmung

Das nach Entspannung in den Dampfturbinen entstehende Kondensat wird nach Verlassen des Turbinenkondensators über Kondensatpumpen dem Kühlturm zugeführt und dort über Rieselbauwerke mit eingesaugter Umgebungsluft in Kontakt gebracht und so gekühlt, wobei ein Teil des Wassers als Dampfschwaden den Kühlturm verlässt. Der so entstehende Kühlwasserverlust wird durch Zugabe von Kühlturmzusatzwasser ausgeglichen. **34**

Die Optimierung der Gesamtanlage mit Anhebung des Gesamtnettowirkungsgrades auf über 43% bei der BoA beruht auf einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen, die in der Gesamtsumme 9,7%-Punkte Wirkungsgradgewinn gegenüber den 600-MW-Blöcken der 70er Jahre realisieren ließen. **35**

Im Einzelnen gehören hierzu:

1. Reduzierung des Kondensatordruckes auf 28/34 Millibar durch Erhöhung der Kühlleistung des Naturzug-Nasskühlturms mit einem Wirkungsgradgewinn von 1,4%-Punkten. In der Ausführung war dann ein Kühlturm mit einer Höhe von 200 m erforderlich, so dass der Kühlturm an der BoA in Niederaußem der derzeit größte gebaute und betriebene Naturzug-Nasskühlturm der Welt ist.
2. Einbau einer zusätzlichen Rauchgaskühlung zur verstärkten Nutzung der Abwärme des Rauchgases (gekühlt auf jetzt 100 °C statt 160 °C) für die erste Stufe der Verbrennungsluftvorwärmung; Gewinn: + 1,3%-Punkte.
3. Anhebung der Dampfparameter von 530 °C/170 bar auf überkritische Dampfzustände mit 580/600 °C und 260 bar; + 1,6%-Punkte.
4. Thermohydraulische Prozessoptimierung durch auf 10 Stufen gesteigerte Speisewasservorwärmung mit Anhebung der Speisewassereintrittstemperatur in den Kessel auf 293 °C; + 1,6%-Punkte.
5. Einsatz modernster Dampfturbinen mit 3-D-Beschaufelung und großem Dampfaustrittsquerschnitt von 6 x 12,5 qm; + 2,3%-Punkte.
6. Reduzierung des Kraftwerkseigenbedarfs durch Einsatz wirkungsgradoptimierter Pumpen, Motoren und sonstiger Antriebssysteme in allen Bereichen; + 1,5%-Punkte.

## 5.2 Stand der Technik der Wirbelschichtfeuerung für Braunkohle

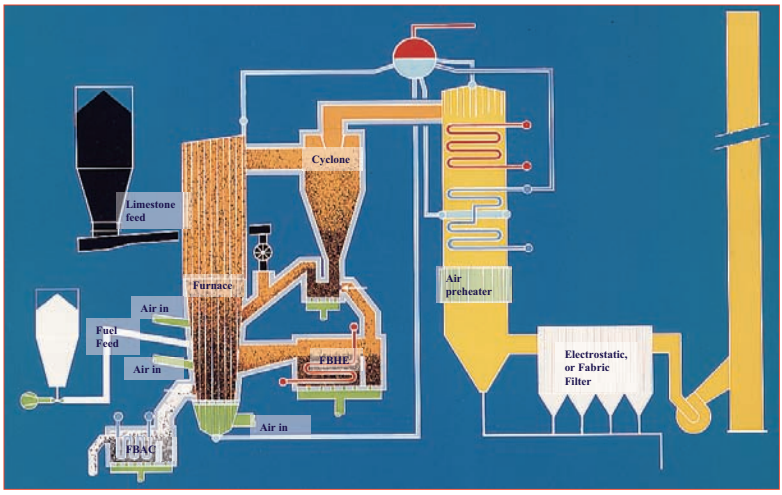
**36** Für den Einsatz von Braunkohle in einem großen Qualitätsband ist die zirkulierende Wirbelschichtfeuerung eine geeignete Alternative zu staubgefeuerten Dampfkesseln. Mit der Wirbelschichtfeuerung sind heute Leistungsgrößen von 250–300 $MW_{el}$ gebaut, erreichbar und Stand der Technik sind Leistungen bis 600 MW. Über dies profitiert die Wirbelschichtfeuerung von den Werkstoffentwicklungen für die staubgefeuerte Dampfkesseltechnik gleichermaßen, so dass zukünftig hier ebenfalls überkritische Dampfzustände mit 600/620 °C und Dampfdrücken von über 250 bar erreicht werden können. Hiermit sind dann ebenfalls Wirkungsgrade von über 43% verbunden [8, 9].

**37** Die größten und jüngsten auf Braunkohlenbasis errichteten und in Betrieb befindlichen Wirbelschichtfeuerungen sind die Anlagen Red Hills mit 2 x 250 $MW_{el}$ in Texas, USA, und Dampfparametern von 568/541 °C und 203 bar sowie im polnischen Turow Kesselanlagen mit bis zu 262 $MW_{el}$.

**38** Im Unterschied zur staubgefeuerten Dampfkesseltechnik findet der Verbrennungsprozess in einem Wirbelbett bei rd. 850 °C statt. Der Aufbau und der Erhalt des Wirbelschichtbettes erfolgt durch Eindüsen von Verbrennungsluft unter gleichzeitigem Einbringen aufgemahlener Braunkohle und Kalk sowohl von unten als Primärluft als auch gestuft über verschiedene Höhen von der Seite als Sekundärluft in die Brennkammer des Wirbelschichtkessels. Durch die unterschiedliche Einbringung der Verbrennungsluft ist es möglich, auch gestuft und regelbar den Sauerstoffgehalt im Wirbelschichtbett so einzustellen, dass eine nahezu vollständige Verbrennung des Kohlenstoffs in der Wirbelschicht erfolgt. Weiterhin wird durch die niedrige Verbrennungstemperatur von 850 °C eine nennenswerte $NO_x$-Bildung verhindert und durch die Zumischung von Kalk das entstehende Schwefeldioxid sofort kalziniert. Die entsprechenden Reaktionsprodukte fallen dann zusammen mit der Asche nach dem Verbrennungsprozess an und werden entsprechend aus dem Kessel abgezogen. Durch die Wirbelschichtverbrennung bei niedrigen Temperaturen und die Zumischung von Kalk sind nachgeschaltete Rauchgasreinigungseinrichtungen für die weitere Reduzierung von $NO_x$ und $SO_2$

aus dem Rauchgas zur Einhaltung der heute in der EU gültigen Emissionsgrenzwerte nicht erforderlich.

Die in der Wirbelschichtkammer mit den heißen Abgasen aufsteigenden zum Teil noch unverbrannten Partikel werden über entsprechende Zyklone geführt, in denen die Abgase in Rotation versetzt werden und die an den Partikeln angreifenden Fliehkräfte den Abgasstrom in einen partikelarmen und in einen partikelreichen Teilstrom aufspalten. Die partikelreichen Abgasströme werden in die Wirbelschichtbrennkammer zurückgeführt, wodurch die noch nicht ver- **39**



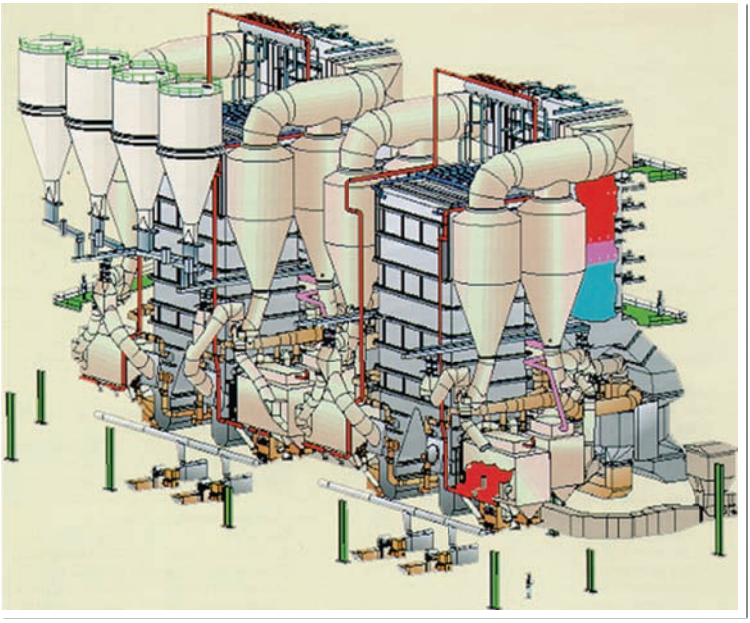

Quelle: Alstom

*Abb. 5.4:* Prinzip des Wirbelschichtkessels

brannten Bestandteile nochmals in den Verbrennungsprozess eingebracht werden. Der partikelarme Abgasstrom wird über nachgeschaltete Elektrofilter weiter von Staub gereinigt.

Die Dampferzeugung erfolgt analog zu staubgefeuerten Dampfkesseln über Speisewasservorwärmung, Verdampfer und Überhitzerteil. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften eines Wirbelbettes ist man bei der Gestaltung der Brennkammer in der Geometrie begrenzt, was dazu führt, dass bei heutigen Leistungsgrößen in der Regel sog. Doppeltrichteranlagen gebaut werden. Weiterhin wird der Kessel aus **40**

Kostengründen nicht beliebig hoch gebaut (< 50 m). Hier wird ein Teil der Überhitzerflächen des Verdampfers außerhalb des Kessels angeordnet. Dies geschieht vorzugsweise in Form so genannter externer Fließbettkühler, in denen ein Teil-Abgasstrom aus den Zyklonen kommend von etwa 845 °C herunter gekühlt wird auf 600 °C. Für eine Leistung von 250 $MW_{el}$ werden in der Regel 4 Zyklone und 4 Fließbettkühler benötigt. Die Fließbettkühler sind über so genannte



Quelle: Alstom

*Abb. 5.5:* Aufbau eines Wirbelschichtkessels mit Zyklonen

Augen mit der Wirbelschichtbrennkammer verbunden, über die die festen Bestandteile des Rauchgases zurückgeführt werden.

**41** Der gesamte Wasser-Dampf-Kreislauf einschließlich der thermohydraulischen Optimierung baut auf die Erfahrungen staubgefeuerter Kohlekesseltechnik auf. Dies schließt die rauchgasseitige Wärmenutzung für die Speisewasservorwärmung mit ein, wie eine Design-Studie [9] belegt.

# 6 Braunkohlenvortrocknung als nächster Entwicklungsschritt

**42** Eine wesentliche Verbesserung der Effizienz der Braunkohlenverstromung ist erreichbar, wenn die heute übliche Mahltrocknung der Rohbraunkohle mit ihrem hohen Wassergehalt und damit verbundenen Abgasverlusten im Dampfkessel durch energetisch effizientere Verfahren ersetzt werden kann.

**43** Die brennstoffspezifischen Nachteile des Einsatzes von Rohbraunkohle in staubgefeuerten Dampferzeugern im Vergleich zu Steinkohle spiegeln sich im Dampferzeuger-Wirkungsgrad wider. Dieser liegt im Beispiel bei Rohbraunkohle mit einem Wassergehalt von 53% bei rd. 91% und bei der Steinkohle mit einem Wassergehalt von 7,5% bei 96% bezogen auf den unteren Heizwert der Brennstoffe.

**44** Eine Vortrocknung bzw. Entwässerung der Rohbraunkohle vor der Verbrennung im Dampferzeuger verbunden mit einer Rückgewinnung der für die Trocknung aufgewendeten Energie einschließlich der je nach Verfahren frei werdenden Enthalpie bei der Kondensation des verdampften Wassers und Rückführung der Energie in den Wasserdampfkreislauf reduziert die Abgasverluste. Hierdurch können auch die Wirkungsgradnachteile der Braunkohlenverstromung gegenüber der Steinkohle bei staubgefeuerten Kesselanlagen mindestens kompensiert werden.

**45** Es sind verschiedene Trocknungs- und Entwässerungsverfahren entwickelt worden, die die Besonderheiten der Wasserbindung der Braunkohle im Gegensatz zur Steinkohle berücksichtigen müssen. Der überwiegende Teil (ca. 80%) des Wassers in der Rohbraunkohle ist in Form von Haft- und Kapillarwasser gebunden, überwiegend in Poren der Rohkohle mit Größen von 20–120 nm. Der kleinere Teil (ca. 20%) findet sich überwiegend in kleineren Poren wieder und ist hier über Wasserstoffbrücken mit der umgebenden Braunkohle chemisch gebunden. Hier reicht die normale Einbringung von Energie zur Verdampfung des Wassers nicht mehr aus, sondern es ist ein wesentlich höherer Aufwand zur Trocknung bzw. Entwässerung erforderlich. Die Art der Wasserbindung in der Rohbraunkohle erklärt auch das Phänomen der weitgehend fehlenden Oberflächenfeuchte

bei der Braunkohle, wie sie bei der Steinkohle zu finden ist, die durch einfaches Entfeuchten leicht getrocknet werden kann.

**46** Neben der schon bei den staubgefeuerten Kesseln beschriebenen Mahltrocknung kommen als weitere großtechnische Trocknungsverfahren die mechanisch/thermische Entwässerung sowie die Wirbelschichttrocknung für den Einsatz in Großkraftwerken in Frage.

## 6.1 Trocknungsverfahren

**47** Die mechanisch/thermische Entwässerung beruht auf der Grundkonzeption, Rohbraunkohle zu erhitzen (auf ca. 200 °C), anschließend mechanisch zu pressen, wodurch ein Großteil des Wassers aus den Kapillaren herausgepresst und das Wasser abgezogen wird und in

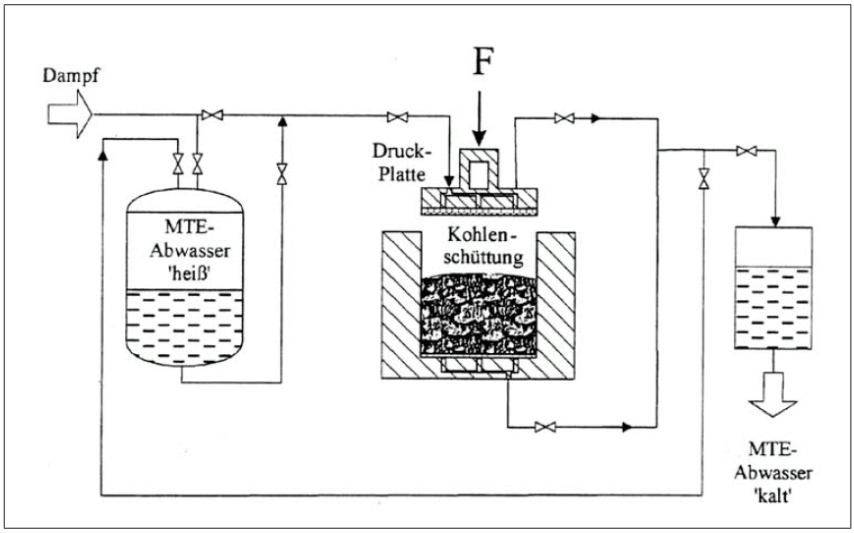



*Abb. 6.1:* Prinzip der mechanisch/thermischen Entwässerung

einem letzten Schritt durch schlagartige Druckentlastung beim Öffnen der Presse einen weiteren Teil des Wassers durch die entstehende Entspannungsverdampfung aus der Braunkohle heraus zu treiben (Bild 6.1) [10].

**48** Bei diesem Verfahren sind die Wassergehalte der Rohkohle auf bis zu 20% reduzierbar. Vorteilhaft beim mechanischen Entwässerungsverfahren ist, dass im Prozessschritt beim Pressen ein großer Teil in der Kohle enthaltener mineralischer und anorganischer Stoffe mit heraus geschwemmt werden können. Insbesondere Natriumgehalte können so wesentlich reduziert werden. Über ein Wärmerückgewinnungssystem kann ein Teil des im Wasser enthaltenen Energiegehaltes in den Prozess der Vorwärmung zurückgeführt werden. Nachteilig bei diesem Verfahren ist jedoch die erforderliche Nachbehandlung des Restabwassers. Darüber hinaus arbeitet die mechanisch/thermische Entwässerung diskontinuierlich, so dass hier ein wesentliches Augenmerk auf die richtige logistische Einbringung in das Brennstoffversorgungssystem für die Dampfkessel gelegt werden muss. Eine großtechnische Realisierung der mechanisch/thermischen Entwässerung ist derzeit noch nicht in Sicht.

**49** Wesentlich weiter entwickelt und kurz vor der großtechnischen Erprobung ist die so genannte Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmenutzung, kurz WTA genannt. Diese bei RWE Power seit Anfang der 90er Jahre entwickelte Technik basiert auf dem Prinzip der stationären Wirbelschicht mit eingesetztem Wärmetauscher, wobei die Trocknung in leicht überhitzter Dampfatmosphäre stattfindet. Als besonders geeignet und mit optimierter Effizienz ausgestattet hat sich die sog. Feinkorntrocknung herausgebildet. Bei der Feinkorntrocknung wird die Rohbraunkohle in zwei hintereinander geschalteten Hammermühlen bis zu einer Korngröße von > 2 mm aufgemahlen [11]. Die aufgemahlene Kohle gelangt in das Wirbelbett, um dort weiter aufgeheizt zu werden, wodurch das Wasser aus der Kohle durch Verdampfung ausgetrieben wird. Das Wirbelbett wird aufgebaut durch Eindüsung von Brüden, die aus der Dampfatmosphäre abgezogen werden und über einen Filter von noch in Brüden befindlichen Kohlepartikeln gereinigt werden.

**50** Der Wirbelschichttrockner selbst wird beheizt mit Niederdruck-Anzapfdampf aus der Turbine des Kraftwerks. Die gemahlene und getrocknete Kohle wird aus dem Trockner abgezogen und, wenn er-

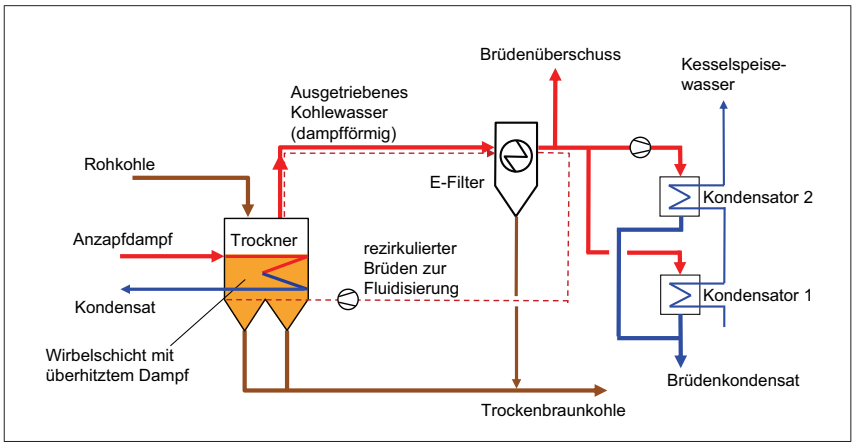



*Abb. 6.2:* Verfahrensprinzip der Wirbelschichttrocknung

forderlich, nochmals aufgemahlen und steht dann mit einem Restwassergehalt von rd. 12% für die Verbrennung in Braunkohlenstaubbrennern des Dampfkessels zur Verfügung.

**51** Der größte Teil der zur Trocknung eingesetzten Energie wird über Wärmetauscher den Brüden entzogen und zur Vorwärmung des Kesselspeisewassers über Wärmetauscher dem Wasserdampfkreislauf wieder zugeführt. Durch weiteres Abkühlen der Brüden bis unter den Verdampfungspunkt wird auch die freiwerdende Kondensationsenthalpie energetisch genutzt.

**52** Die Trocknerleistung ist aufgrund der Aufrechterhaltung eines stabilen Wirbelbettes mit entsprechend hohem Wärmeübergang begrenzt. Die kommerziell erzielbaren Leistungen liegen derzeit bei rd. 110 t/h Trockenbraunkohle. Für einen 1.000-$MW_{el}$-Kessel benötigt man bei modularer Bauweise der Trockner je nach Kohlequalität 5–6 Module. Durch die energetisch vorteilhafte enge thermohydraulische Einbindung der Wirbelschichttrockner in den Wasser-Dampf-Kreislauf ist eine räumlich enge Anbindung der Wirbelschichttrockner an den Kessel erforderlich.

## 6.2 Trockenbraunkohlenkraftwerke

Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, haben moderne Braunkohlenkraftwerke auf Basis Staubfeuerung mit Mahltrocknung einen Nettowirkungsgrad von 43–45% erreicht. Eine Kombination von WTA-Vortrocknung und Dampfkessel mit energetischer Einbindung des Trocknungsprozesses in den Dampf-Wasser-Kreislauf erhöht aufgrund der Reduzierung der Abgasverluste den Gesamtwirkungsgrad im Kraftwerksprozess. Dabei sind die erzielbaren Wirkungsgradgewinne abhängig vom Wassergehalt der Rohbraunkohle, wie Bild 6.3 zeigt. Die Wirkungsgradgewinne betragen bei Wassergehalten der Rohkohle von 50–55% unter Berücksichtigung eines Restwassergehaltes der Trockenbraunkohle nach der WTA-Trocknung in Höhe von 12% rd. 11–12% oder 4–5%-Punkte bei ansonsten gleich gehaltenen weiteren Parametern des Dampf-Kraftwerksprozesses. Es sind somit Wirkungsgrade gegenüber der heutigen BoA-Technologie von 47–49% erreichbar [12]. **53**

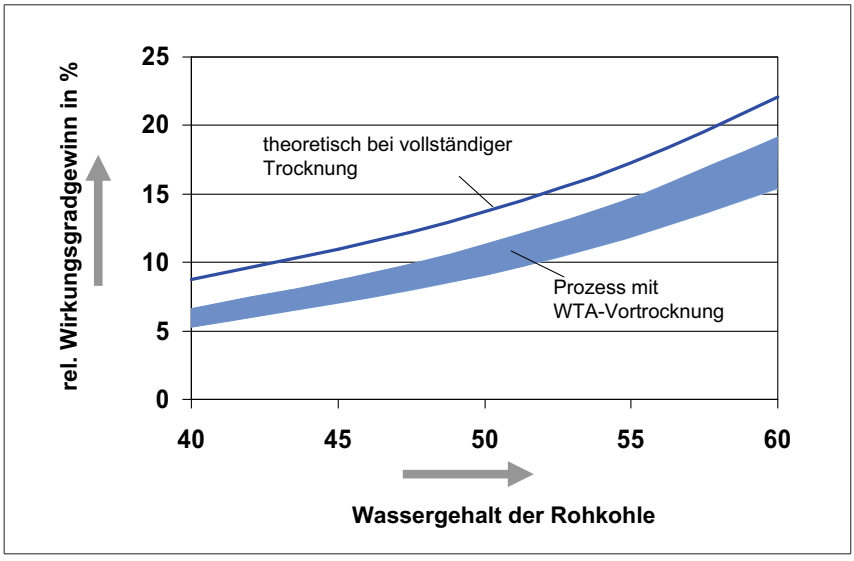



*Abb. 6.3:* Wirkungsgradgewinn in Abhängigkeit vom Wassergehalt der Rohbraunkohle

Die WTA-Trocknung ersetzt die Mahltrocknung einschließlich der Rücksaugschächte, die bei einem Trockenbraunkohlenkessel nicht **54**

mehr erforderlich sind. Auslegungsbestimmend für die erforderliche Trocknerkapazität ist hierbei nicht wie bei der Mahltrocknung der untere Heizwert der Rohkohle und damit der Kohlenmassenstrom zur Aufrechterhaltung der Volllastleistung des Kessels, sondern der Massenstrom des zu verdampfenden Kohlewassers. Darüber hinaus sind Redundanzen für Reparaturstillstände zur Beseitigung von Verschleiß in Apparaten und Rohrleitungen mit zu berücksichtigen. Dies führt dazu, dass die Zahl der Trocknermodule je nach Konzept ca. 1–2 Module höher liegt als im Minimum zur Aufrechterhaltung der Volllastleistung des Dampfkessels erforderlich wäre.

**55** Die Trockenbraunkohle wird in Silos vorgehalten. Weitere Brennstoff-spezifische Einrichtungen sind nicht notwendig. Aufgrund der jetzt zur Verfügung stehenden Trockenbraunkohle mit einem relativ gleich bleibenden Heizwert und dem Vorliegen des Brennstoffs in staubförmiger Form ist es nun möglich, ähnlich wie bei Steinkohlengefeuerten Kesseln, die Brenner als Rundstrahlbrenner auszuführen in einer Ecken-Anordnung mit einer daraus resultierenden symmetrischen Feuerungsgeometrie im Kessel. Gleichmäßigere Strömungs- und Temperaturprofile sind Voraussetzung dafür, näher an den Normalbetriebspunkt bei Auslegung der Komponenten und Apparate heranzugehen. Hinzu kommen geringere Rauchgasvolumenströme u. a. aufgrund des nicht mehr in das Rauchgas gelangenden Kohlewassers, welches im Trocknungsprozess schon ausgetrieben wird. Insgesamt kann mit einem rd. 25% niedrigeren Rauchgasvolumen als maßgebliche Auslegungsgröße für die Kessel- und Rauchgasreinigungseinrichtungen gerechnet werden, was neben dem Entfall der Kohlemühlen und Rauchgas-Rücksaugschächte zur Kompensation der zusätzlichen Investitionskosten in die Trocknermodule beiträgt.

# 7 Braunkohlenvergasungstechnik

**56** Eine weitere technisch und wirtschaftlich interessante Option für die energetische Verwertung von Braunkohle ist die Braunkohlenvergasung, Bild 7.1. Sie unterscheidet sich gegenüber der Verbrennung in staubgefeuerten Kesselanlagen oder Wirbelschichtkesseln dadurch, dass bei der Vergasung der Braunkohle in einem Vergaser unter so genannter reduzierender Atmosphäre der in der Braunkohle enthaltene Kohlenstoff in der Regel mit reinem Sauerstoff zu Kohlenmonoxid

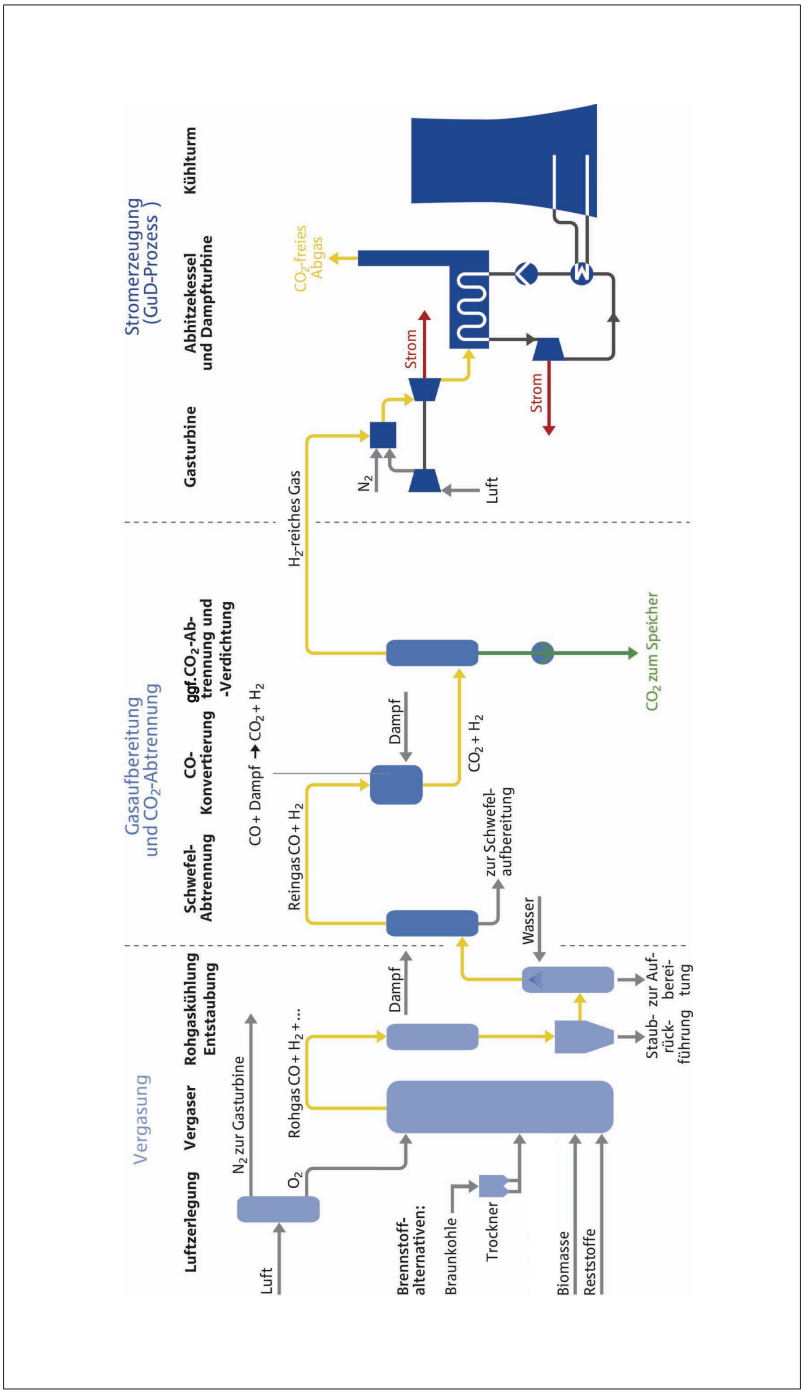



*Abb. 7.1:* Prinzip der Braunkohlenvergasung

CO reagiert. Anschließend kann das so genannte Rohgas, hauptsächlich bestehend aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff, Wasserdampf und weiteren Bestandteilen, nach entsprechender Aufbereitung weiter verwendet werden in nachgeschalteten Anlagen.

**57** Zum Beispiel ist es möglich, das so genannte entstandene Kohlegas in Brennkammern einer Gasturbine zu verbrennen und ähnlich wie bei erdgasgefeuerten Gas- und Dampfturbinenanlagen hiermit Strom zu produzieren. Ebenso ist es möglich, das Rohgas durch so genannte Shift-Reaktionen, d. h. Vermischung mit Wasser zur Wasserstoffherstellung, einzusetzen oder über entsprechende zusätzliche Investitionen wie beispielsweise einer Methanisierungsanlage synthetisches Erdgas zu produzieren oder als weitere Option Methanol oder in einer nachgeschalteten Fischer-Tropsch-Synthese flüssige Treibstoffe herzustellen, Bild 7.1. Dabei können z. B. aus einer Tonne Rohbraunkohle entweder 1,3 MWh Elektrizität, 180 $m^3$ Synthetisches Gas ($CH_4$), 270 kg Methanol, 580 $m^3$ Wasserstoff oder 140 l flüssiger Treibstoff gewonnen werden, Bild 7.2.

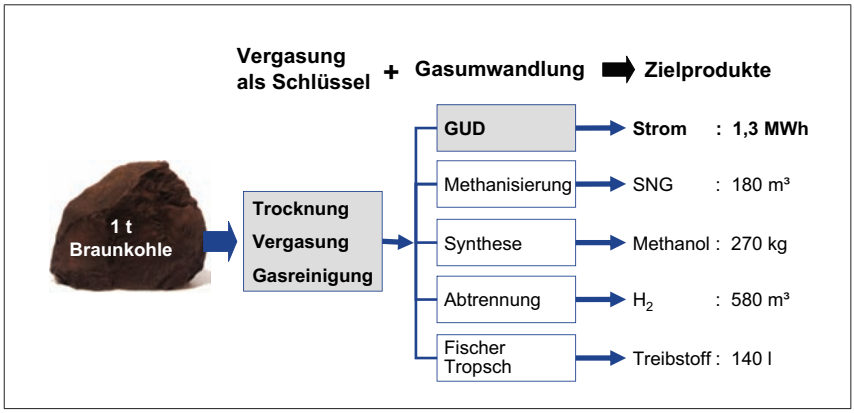



*Abb. 7.2:* Braunkohle und ihre Veredelungsprodukte nach der Vergasung

Je nach Art der für die Braunkohle geeigneten Vergasungstechnik unterscheidet man den Flugstromvergaser und Wirbelschichtvergaser. **58**

Bei der Flugstromvergasung wird vorgetrocknete Rohbraunkohle als Feinkorn mit einem maximalen Restwassergehalt von 20% zusammen mit reinem Sauerstoff entweder in einem deckengefeuerten oder seitengefeuerten Vergaser über entsprechende Düsen in den Vergaser eingebracht und bei Temperaturen von rd. 1.500 °C vergast. Mit einer Konversionsrate von deutlich über 90% wird der in der Kohle enthaltene Kohlenstoff umgewandelt zu CO. Als Begleitprodukte entstehen weiterhin Wasserdampf, Wasserstoff, Methan, Schwefelwasserstoff, Staub und sonstige feste Reststoffe als Schlacke, in der auch alle anderen nicht oxidierbaren Bestandteile der Rohkohle enthalten sind. **59**

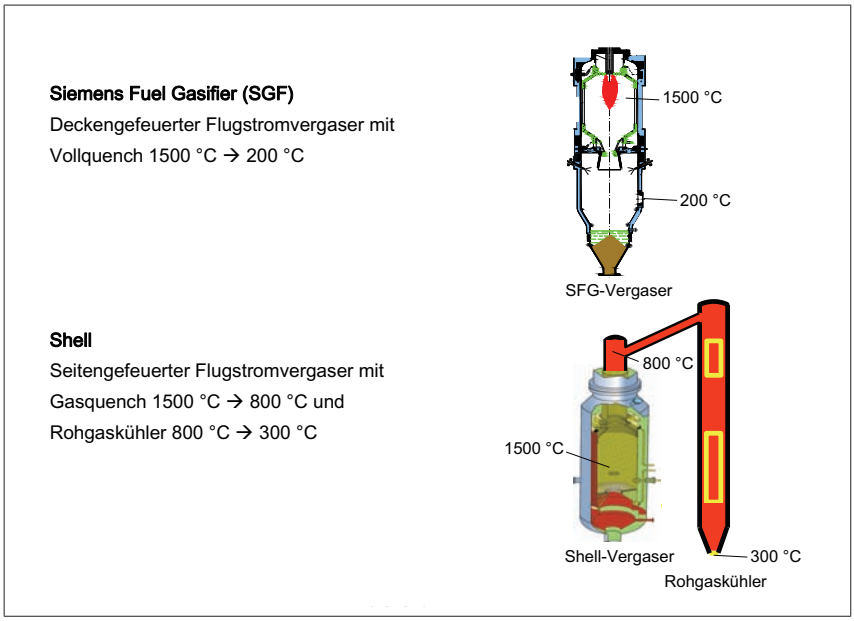



*Abb. 7.3*: Flugstromvergasungsvarianten

**60** Aufgrund der hohen Vergasungstemperatur muss das entstehende Rohgas vor der weiteren Verwendung gekühlt werden. Dies kann entweder durch Einspritzen von Wasserdampf in den Vergaser geschehen, so dass das Rohgas auf rd. 200 °C herunter gekühlt wird. Diesen Vorgang bezeichnet man als Vollquench. Oder das heiße Rohgas wird zunächst mit einem nach der Rohgaskühlung abgezweigten Teilstrom im so genannten Gasquench in den Vergaser zurückgeführt, vermischt sich dort mit dem heißen Rohgas und kühlt dieses auf 800 °C ab, um danach über einen so genannten Rohgaskühler auf 200 °C weiter herunter gekühlt zu werden. Im Rohgaskühler wird die Wärme zur Erzeugung von Hoch- und Mitteldruckdampf weiter verwendet. Beim Vollquench mit Wasser ist eine entsprechende weitere Nutzung der Wärme naturgemäß nicht möglich. Hierdurch erfährt diese Art der Flugstromvergasungstechnik gegenüber der Teilquenchvergasungstechnik einen Wirkungsgradnachteil von 2–5%-Punkten.

**61** Großes Augenmerk muss auf die Zuverlässigkeit des Schlackenabflusses aus dem Vergaser gelegt werden, da das Schlackeverhalten auf Temperatur, Durchflussmenge und Kohlequalität sehr sensibel reagiert. Weitere kritische Komponenten sind Rohgaskühlung und Staubfilterung aus dem Rohgas.

**62** Die HTW-Vergasung (Hochtemperatur-Winkler-Vergasung) arbeitet als Wirbelschichtvergasungstechnik und ist nur für besonders höherflüchtige Kohlesorten wie die Braunkohle oder für Biomasse geeignet. Hierbei wird die aufbereitete Braunkohle in einem Wirbelbett mit reinem Sauerstoff bei rd. 900 °C vergast. Anschließend kann das Rohgas über zwei Wärmetauscher zur Herstellung von Hoch- und Mitteldruckdampf auf 200–300 °C herunter gekühlt werden. Bei der Wirbelschichtvergasung ist die Reaktions- oder Konversionsrate von Kohlenstoff nicht ganz so gut wie bei der Flugstromvergasung mit höheren Temperaturen, so dass noch ein nicht unwesentlicher Anteil an nicht reagiertem Kohlenstoff mit der Schlacke aus dem Vergaser abgezogen wird. Diese muss ggf. in einem nachgeschalteten Wirbelschichtkessel nachverbrannt werden.

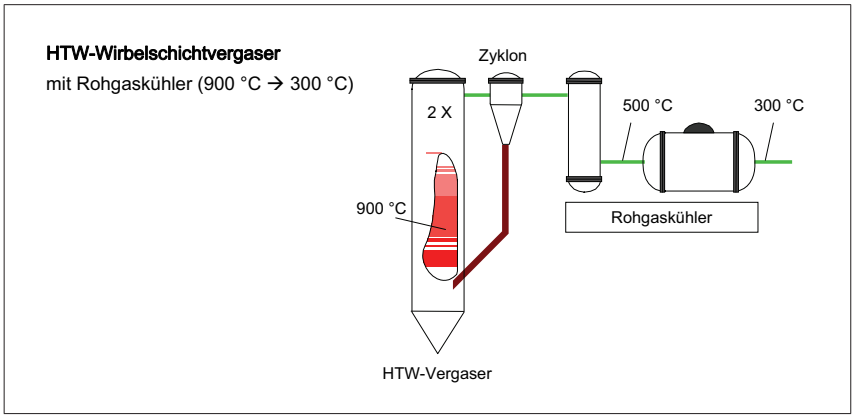



*Abb. 7.4:* Wirbelschichtvergasung

Nach der Vergasung wird in allen Verfahren ähnlich das gekühlte Rohgas weiter aufbereitet, insbesondere Schwefelwasserstoff und Staub müssen entfernt werden. Danach kann dann das Rohgas je nach weiterer Verwendung, wie eingangs beschrieben, zu anderen Produkten für den Energiemarkt weiter verarbeitet werden. Interessant ist bei der Gasaufbereitung vor allem der so genannte CO-Shift, mit dem das im Rohgas befindliche Kohlenmonoxid je nach Zumischung von Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid nach der Reaktionsgleichung **63**

$$CO + H_2O \rightleftarrows CO_2 + H_2$$

umgewandelt werden kann. Von reinem Wasserstoff bis zu einem nach unten hin begrenzten Mischungsverhältnis von Kohlenmonoxid und Wasserstoff ist die Gaszusammensetzung einstellbar.

Die Verwertung des wasserstoffreichen Brenngases in einer nachgeschalteten Gas- und Dampfturbine ist der übliche Weg der Kohleverstromungstechnik im Strommarkt. Die heute realisierbaren Wirkungsgrade liegen für Braunkohle bei der Flugstromvergasung bei 43–46% im Falle des Vollquenches und bei rd. 48% unter Berücksichtigung des Einsatzes von Rohgaskühlern, bei der HTW-Wirbelschichtvergasung sind Wirkungsgrade im Bereich von rd. 50% zu erwarten. **64**

Die maximal baubaren Leistungsgrößen richten sich nach der maximal zur Verfügung stehenden Leistung der Gasturbinen. Mit heute **65**

im Markt allerdings auf Erdgasbasis angebotenen Gasturbinenleistungen zwischen 290 und 330 $MW_{el}$ sind Kraftwerksleistungen einschließlich der nachgeschalteten Dampfturbine von rd. 500 $MW_{el}$ vorstellbar. Zugehörige Vergaserleistungen müssen dann eine Kapazität von rd. 900–1.000 $MW_{th}$ aufweisen. Dies kann bei Flugstromvergasern durch einen Vergaser noch realisiert werden, bei den Wirbelschichtvergasern werden hierfür allerdings mindestens zwei Vergaser erforderlich sein.

**66** Trotz des hohen Wirkungsgradpotenzials hat sich die Kohlevergasungstechnologie im heute liberalisierten Elektrizitätsmarkt noch nicht etablieren können. Die Gründe hierfür sind vielschichtig. Maßgebend sind vor allen Dingen der Vorsprung der konventionellen staubgefeuerten Dampfkesseltechnik hinsichtlich seit Jahrzehnten bewährter und eingesetzter Technologie mit hohen Verfügbarkeiten, einer hohen Blockleistung bis 1.100 $MW_{el}$ und damit Realisierung von Größendegressionseffekten und einer reifen Herstellerindustrie. Erst die Entwicklung der kombinierten Gas- und Dampfturbinentechnik für Erdgas in den 80er Jahren des letzten Jahrhunderts und ihre Anwendbarkeit auch auf Kohlegas hat die integrierte Kohlevergasung mit nachgeschaltetem Kombi-Kraftwerk zu einer attraktiven Alternative werden lassen. Nachteilig bleiben die höheren spezifischen Investitionskosten gegenüber der Dampfkesseltechnik und die noch nicht ausgereifte Technik zur Verbrennung von wasserstoffreichem Gas in Brennkammern für Gasturbinen großer Leistungen.

# 8 Weitere Entwicklungsschritte

**67** Neben der Braunkohlenvergasung als eine teilweise schon bei RWE seit den 50er Jahren und in der ehemaligen DDR getestete und erprobte Technologie werden derzeit sowohl von der Herstellerindustrie als auch den Kraftwerksbetreibern parallel die Effizienzsteigerung der Braunkohlenverstromungstechnik wie auch die Technik der $CO_2$-Abscheidung weiter vorangetrieben.

## 8.1 Effizienzsteigerung

**68** Bei den Effizienz steigernden Maßnahmen handelt es sich über die Vortrocknung der Rohbraunkohle hinaus um weitere Erhöhung der

Frischdampfparameter wie Frischdampftemperatur und Frischdampfdruck von 600/620 °C und 275 bar auf zunächst 700 °C und 350 bar. Derartige Parameter könnten den Wirkungsgrad in der Dampfkesseltechnik nochmals um einige Prozentpunkte erhöhen und damit die 50%-Marke sicher überschreiten.

**69** Hierfür müssen geeignete neue Werkstoffe entwickelt werden, die im Hinblick auf Langzeitverhalten und Kriechfestigkeit, Rauchgaskorrosionsbeständigkeit sowie Beständigkeit gegenüber thermomechanischen Wechselbeanspruchungen und im Hinblick auf Herstellbarkeit und Bearbeitbarkeit, wie Schweißbarkeit, den Anforderungen genügen. Diese Eigenschaften müssen die Hochdruck- und Hochtemperatur-führenden Bauteile aufweisen, insbesondere Brennkammerwände, Heizflächenrohre, Sammler und sonstige dickwandige Rohrleitungen aber auch Dampfturbinenventile und -gehäuse sowie der Turbinenrotor mit Schaufeln und Verbindungselementen wie Schrauben. Legierungen auf Nickelbasis sind hierfür geeignet, die auch schon in der Petrochemischen Industrie bei ähnlichen oder auch höheren Temperaturen zum Einsatz kommen. Die Qualifizierung dieser Legierungen für die entsprechenden Komponenten des Dampfkraftwerkes wird in so genannten Langzeittestversuchen unter entsprechenden realen Dampfzuständen vorbereitet. Zu nennen ist hier u. a. das COMTES700-Projekt in Deutschland. Sollten diese Tests erfolgreich verlaufen, kann erwartet werden, dass ein Demonstrationskraftwerk mit den entsprechenden Dampfparametern ab 2014 den Demonstrationsbetrieb aufnehmen kann. Somit wären etwa ab 2018 Dampfkraftwerke mit Wirkungsgraden > 50% kommerziell verfügbar.

## 8.2 $CO_2$-Abtrennung

**70** Der hohe Wassergehalt der Braunkohle und damit verbunden der relativ niedrige untere Heizwert führen dazu, dass im Vergleich aller fossilen Energieträger die Braunkohle bei der Verbrennung die höchsten spezifischen $CO_2$-Emissionen bezogen auf die frei werdende Verbrennungswärme aufweisen (Bild 8.1) [13].

**71** Unter klimapolitisch sich verschärfenden Rahmenbedingungen ist es daher unerlässlich, sich auch den Fragen einer signifikanten weiteren Reduzierung der spezifischen $CO_2$-Emissionen bezogen auf die er-

zeugte elektrische Energie zu widmen. Neben den aufgezeigten Effizienzsteigerungspotenzialen Braunkohlenvortrocknung und Wirkungsgradsteigerung im Dampfkesselbereich bzw. Entwicklung der Braunkohlenvergasung mit anschließender energetischer Nutzung des erzeugten Gases in nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinen-

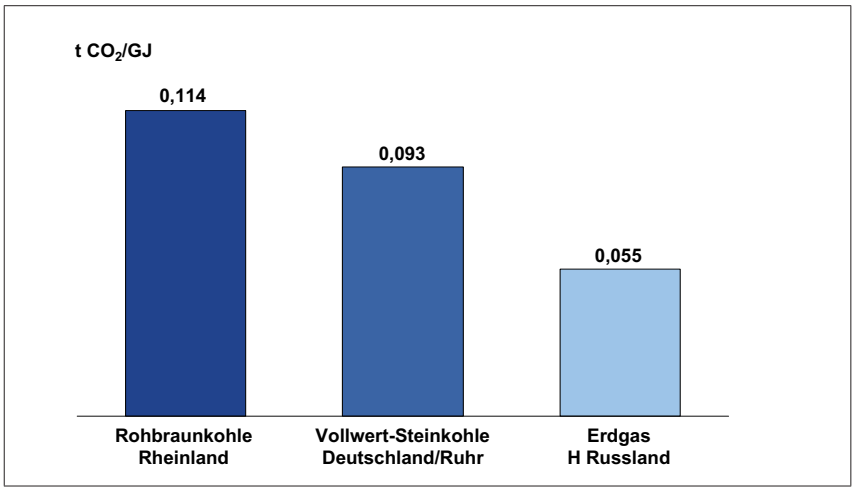



*Abb. 8.1:* Spezifische $CO_2$-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe

anlagen ist eine weitere wesentliche Reduzierung der $CO_2$-Emissionen vorstellbar durch $CO_2$-Abtrennung im Kraftwerksprozess. Von der Vielzahl unterschiedlicher Ansätze haben sich drei Verfahren herausgebildet, die das Potenzial besitzen, innerhalb der nächsten 15–20 Jahre großtechnisch und damit auch ggf. kommerziell einsatzfähig zu sein.

Bei den Verfahren handelt es sich um

- die $CO_2$-Wäsche aus den Rauchgasen auf Basis von Aminen oder Ammoniak,
- die $CO_2$-Abtrennung nach der Vergasung mittels CO-Shift und nachfolgendem chemisch/physikalischen Absorptionsverfahren im IGCC-Prozess und
- die Verbrennung von Braunkohle mit reinem Luftsauerstoff (Oxyfuel) und anschließender Aufbereitung des Abgases, im Wesentlichen Trennung des $CO_2$ vom mitgeführten Wasserdampf und sonstigen im Abgas noch vorhandenen Verunreinigungen.

Alle Verfahren haben den Nachteil, dass sie einen zusätzlichen Eigen- **72**
energiebedarf für den Abtrennprozess, die Erzeugung von reinem Sauerstoff für die Verbrennung bzw. Vergasung und die Kompression des abgetrennten und gereinigten $CO_2$ auf Drücke bis zu 120 bar erfordern. Dies führt dazu, dass nach gegenwärtigem Wissensstand die erzielbaren Effizienzgewinne in der Braunkohlenverstromungstechnik bezogen auf das Nettoprodukt Strom vollständig aufgezehrt werden.

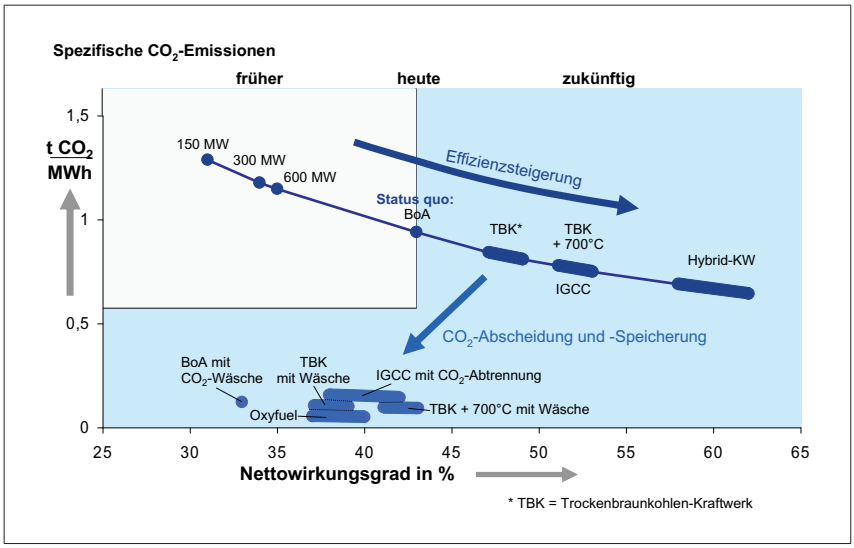



*Abb. 8.2:* $CO_2$-Emissionen und Effizienz verschiedener Braunkohlenverstromungstechniken

Aus wirtschaftlichen Gründen werden Abscheideraten für $CO_2$ im **73**
Kraftwerksprozess nicht bei 100% sondern in einem Bereich zwischen 90 und 95% liegen. Der Zusammenhang zwischen Netto-$CO_2$-Emissionen und elektrischem Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerksprozesses der verschiedensten Technologien in der Braunkohlenverstromung zeigt Bild 8.2. Die Darstellung dokumentiert darüber hinaus auch die rasante Entwicklung der Braunkohlenverstromungstechnik in den letzten 10 Jahren und das Potenzial für die nächsten 20 Jahre. Die Dynamik in der Technologieentwicklung ist nicht aufzuhalten und insbesondere für die Braunkohle als Primärenergieträger und deren Überlebensfähigkeit auch unter ökologischen Bedingungen erforderlich.

# 9 Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenverstromung

**74** Die Braunkohle ist in Europa und Deutschland ein wichtiger heimischer Primärenergieträger, der ohne Subventionen in Tagebau gefördert wird. Aufgrund des hohen Wassergehaltes der Braunkohle ist eine Weiterverwertung in unmittelbarer Nähe der Tagebaue aus Kostengründen nahe liegend. Daher befinden sich in der mehr als 100 Jahre entwickelten Braunkohlenindustrie alle Kraftwerke und Veredelungsbetriebe in der Nähe der Förderstätten. Die enge Verknüpfung der Rohbraunkohlenförderung und der Einsatz in den Kraftwerken erfordern eine enge Abstimmung im Hinblick auf den Betrieb der Anlagen. Daher ist es nicht überraschend, dass sich bei einer Vielzahl von Braunkohlenindustriestandorten Tagebau und Kraftwerksbetrieb in der Hand eines Unternehmens befinden.

**75** Ein Markt für Rohbraunkohle und damit ein Preis existiert wegen des fehlenden Handels aufgrund der geschilderten Besonderheiten nicht. Die Kosten der Rohkohleförderung werden im Wesentlichen bestimmt durch die geologischen Formationen, insbesondere die Flözlage und damit das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis, die Personalkosten, die Kosten für den Energieaufwand zur Wasserhaltung, zur Förderung und zum Transport von Abraum und Kohle. Weitere Aufwendungen sind Kosten für Landbeschaffung, Umsiedlungen, Aufschließung von Tagebauen sowie Rekultivierungen. Für Letztere werden Rückstellungen gebildet, die Teil der Kosten der Förderung sind. So genannte Ewigkeitskosten, wie sie im untertägigen Bergbau insbesondere zur Wasserhaltung ausgekohlter oder stillgelegter Fördergruben diskutiert werden, fallen nach Abschluss der Rekultivierungsmaßnahmen bei den ausgekohlten Tagebauen nicht mehr an.

**76** Die Kostenstruktur ist durch einen hohen Fixkosten-Anteil geprägt mit der Konsequenz, dass die Erhöhung oder Absenkung von Fördermengen im kurz- bis mittelfristigen Zeitraum nur einen vergleichbar geringen Einfluss auf die Gesamtkosten haben, wodurch der variable Anteil der Förderkosten und damit der Stromerzeugung insgesamt aus Braunkohle und damit die Grenzkosten relativ klein bleiben. Die Förderkosten sind langfristig kalkulierbar und bei Einsatz als Rohkohle in der Verstromung sind die Stromerzeugungskosten unabhän-

gig von den Preisentwicklungen für Öl, Steinkohle oder Erdgas in den Weltenergiemärkten.

77 Der enge Verbund von Tagebau und Kraftwerk unter Berücksichtigung der relativ niedrigen variablen Förderkosten der Braunkohle weisen der Braunkohle ihren Platz in der Grundlaststromerzeugung zu. Dies ist im Strommarkt das nachgefragte Segment, wo 24 Stunden am Tag ohne Unterbrechung Strom produziert werden muss. Handelbare Produkte sind hier Base Load-Produkte, deren Preise an den Strombörsen notiert sind (Bild 9.1). In diesem Marktsegment

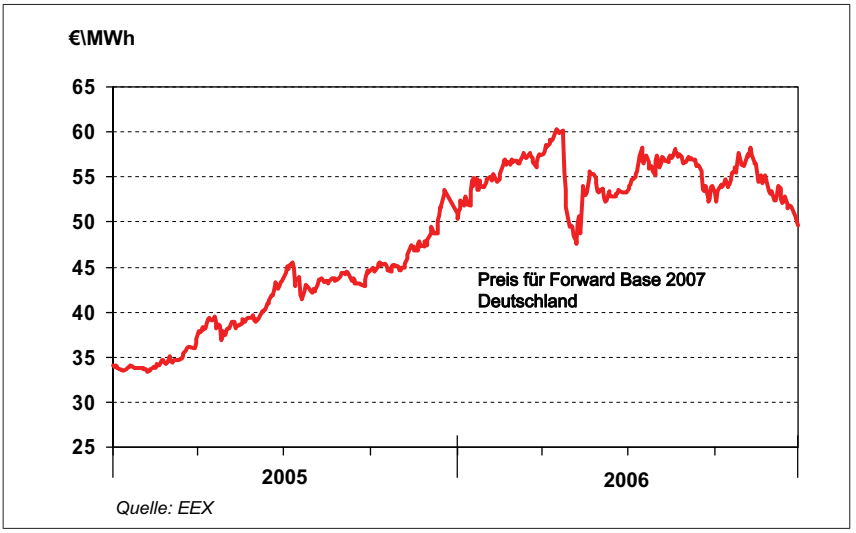



*Abb. 9.1:* Preise für Base Load an der EEX

konkurriert die Braunkohle mit anderen Stromerzeugungsmöglichkeiten und vergleichbar niedrigen Grenzkosten. Dies sind große Wasserkraftwerke, Kernkraftwerke und in Ausnahmen die günstigsten Steinkohlenkraftwerke. Bild 9.2 zeigt die Stromerzeugungskosten von Braunkohle im Vergleich zu Erdgaskraftwerken in der Grundlast [6].

78 Unter Berücksichtigung der Kosten für die notwendigen $CO_2$-Zertifikate innerhalb des europäischen Emissionsrechte-Handelssystems kann es aber insbesondere bei Braunkohlen-Altanlagen mit niedrigen Wirkungsgraden und damit überproportional hohen $CO_2$-Emissionen zu einer Verschiebung in den Mittellastbereich kommen. Da hier

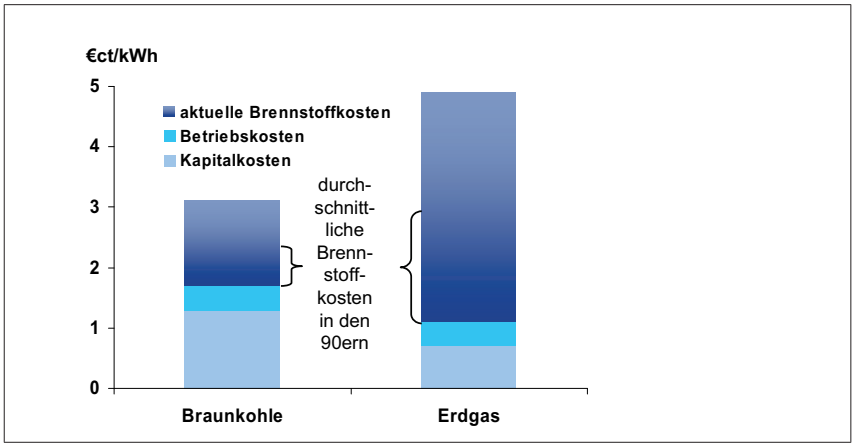



*Abb. 9.2:* Durchschnittliche Stromerzeugungskosten neuer Grundlastkraftwerke (ohne $CO_2$-Zertifikatskosten)

bei der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkseinsatzes der $CO_2$-Zertifikate-Preis auch vom volatilen Tagespreis am Emissionsrechte-Handelsmarkt (Bild 9.3) abhängt, ist die Braunkohlenverstromung über den $CO_2$-Markt indirekt mit Preisentwicklungen für Öl, Erdgas, Steinkohle und $CO_2$-Preise verbunden.

**79** Insgesamt zeigt sich, dass die Braunkohle bezogen auf die Kosten und damit den für den Kraftwerkseinsatz entscheidenden Wärmepreis im

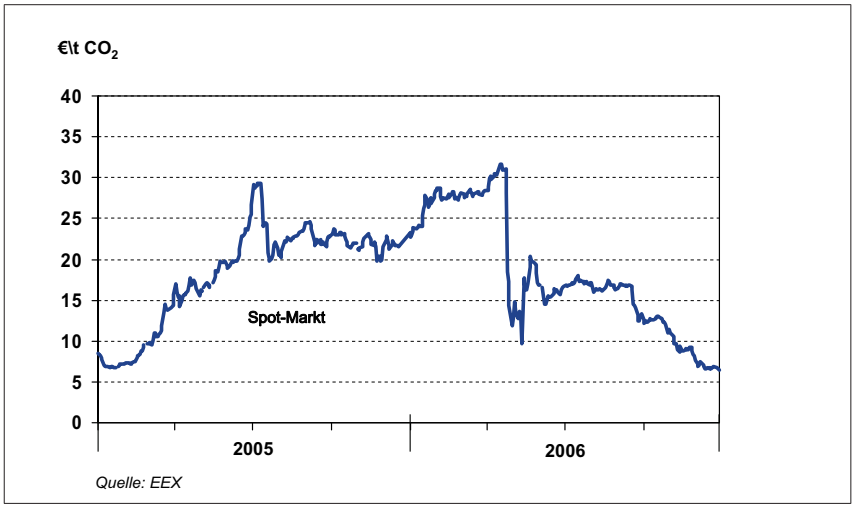



*Abb. 9.3:* Preise für $CO_2$-Zertifikate an der EEX

Vergleich zur Steinkohle und natürlich insbesondere zu Erdgas der wirtschaftlichste Primärenergieträger ist und unter Berücksichtigung aller Unsicherheiten auf den Weltenergiemärkten für Öl, Gas und Steinkohle auch für einen längeren Zeitraum wettbewerbsfähig bleiben wird.

Die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenverstromung zeigt sich daher **80**
auch in der hohen Ausnutzung der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland mit rd. 7.000 Volllaststunden oder rd. 80% Auslastung, hier beispielhaft für das Jahr 2005 [5]. Insgesamt tragen in Deutschland die Braunkohlenkraftwerke zu 25% zur Gesamtstromerzeugung bei und liegen damit um 1%-Punkt hinter der Kernenergie mit 26% bezogen auf das Jahr 2005. Bis 2020 wird ein weiter steigender Anteil der Braunkohlenverstromung an der Gesamtstromerzeugung auf 28% [5] erwartet. Um diese Prognose Realität werden zu lassen, ist die Modernisierung der Braunkohlenverstromung unerlässlich und damit eine dauernde Aufgabe für die nächsten Jahrzehnte.

## 10 Literatur

[1] *Walther, Anke;* Die Braunkohlenlagerstätten Deutschlands: Genese, Stratigraphie und wichtige Rohstoffeigenschaften, Institut für Geologie der TU – Bergakademie Freiberg, 2002

[2] *Baehr, H. D.;* Thermodynamik, Springer, Berlin 1966

[3] *Dubbel;* Taschenbuch für den Maschinenbau, Springer, Berlin

[4] *Euracoal;* www.euracoal.com; http://euracoal.be/newsite/referenzkarte2005engl.pdf; http://euracoal.be/newsite/karte_europa_kohleinStromerzeugungen.pdf.pdf

[5] *DEBRIV Bundesverband Braunkohle,* Braunkohle in Deutschland 2005, Köln

[6] *Häge, Kurt;* Braunkohle und Nachhaltigkeit, World of Mining – Surface & Underground, 57 (2005), Nr. 4

[7] Projekt BoA 2/3, RWE Power AG, 2005

[8] *G. N. Stamtelopoulos, J. Seeber;* Wirbelschichttechnologie für den Leistungsbereich 400 – 600 $MW_{el}$, VGB-Kongress, Krakau 2005

[9] *Hotta, Arto;* Design and Scale-up Philosophy of Once Through CFB Boilers with Supercritical Parameters, VGB-Kongress, Krakau 2005

[10] *Berger, S.; Bargin, C.; Strauß, K.; Bielfeldt, F. B.; Elsen, R. O.; Erken, M.;* Mechanisch-Thermische Entwässerung von Braunkohle, VGB Kraftwerkstechnik 79 (1999) Nr. 1

[11] *Klutz, H.-J.; Moser, C.; Block, D.;* WTA-Feinkorntrocknung, Baustein für die Braunkohlenkraftwerke der Zukunft, VGB PowerTech, 11 (2006)

[12] *Schwendig, F.; Klutz, H.-J., Ewers, J.;* Das Trockenbraunkohlebefeuerte Kraftwerk, VGB PowerTech, 12 (2006)

[13] Umweltbundesamt – Deutsche Emissionshandelsstelle

# Steinkohlekraftwerke

*Harald Lohner*

*Selbst bei optimistischer Abschätzung möglicher Effizienzsteigerungen wird der weltweite Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten weiter ansteigen. Der daraus resultierende, immense Bedarf kann auf absehbare Zeit nicht vollständig durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger gedeckt werden. Vielmehr zeigen alle einschlägigen Szenarien, dass der überwiegende Bedarf an elektrischer Energie auch weiterhin durch fossile Kraftwerke bereitgestellt werden muss. Trotz der Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Primärenergieeinsatz werden die klimapolitischen Ziele daher nur durch die konsequente Weiterentwicklung hocheffizienter Kohlenutzungstechnologien zu erreichen sein.*

*Einige Aspekte dieses Themas werden im Folgenden kurz angerissen. Weitergehende Informationen finden sich in der angegebenen Literatur.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–3 | 3.3.2 | EON 50+ | 29–30 |
| 2 | Thermodynamik und Wirkungsgrade | 4 –16 | 3.3.3 | Integrierte Kohlevergasung | 31–35 |
| 2.1 | Der Clausius-Rankine-Prozess | 8 –10 | 4 | $CO_2$-Abscheidung und Speicherung | 36–59 |
| 2.2 | Wirkungsgradverbesserung | 11–16 | 4.1 | Verfahren zur $CO_2$-Abscheidung | 40–47 |
| 2.2.1 | Verbesserung der Frischdampfparameter | 12 –13 | 4.1.1 | Pre-Combustion | 41–42 |
| 2.2.2 | Zwischenüberhitzung | 14–15 | 4.1.2 | Oxyfuel-Verfahren | 43–44 |
| 2.2.3 | Regenerative Speisewasservorwärmung | 16 | 4.1.3 | Post-Combustion | 45–46 |
| 3 | Kraftwerkstechnik | 17–36 | 4.2 | Transport und Speicherung | 47–48 |
| 3.1 | Funktionsprinzip | 17–22 | 4.3 | Gesetzliche Rahmenbedingungen | 49–52 |
| 3.2 | Emissionen | 23 | 4.4 | Demonstrationsanlagen | 53–58 |
| 3.3 | Zukünftige Entwicklung | 24–36 | 5 | Ausblick | 59–61 |
| 3.3.1 | COMTES700 | 26–28 | 6 | Literatur | |

# 1 Einleitung

**1** „Fossile Kraftwerke produzieren heute den Löwenanteil des deutschen Stroms. Auch wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz ambitioniert vorangetrieben werden, wird dies noch eine ganze Weile so bleiben. Damit Deutschland sein 40%-Klimaschutzziel dennoch erreicht, müssen alte, ineffiziente Kraftwerke dringend durch moderne, hocheffiziente Anlagen ersetzt werden.“ [1]

**2** Dieses Zitat stammt aus der „Roadmap Energiepolitik“ der deutschen Bundesregierung. Erfreulich daran ist, dass die Bedeutung effizienter Kohlekraftwerke für den Klimaschutz endlich auch von politischen Entscheidungsträgern anerkannt wird. Die Zukunft der Energieversorgung „ist unbestritten regenerativ, ebenso unbestreitbar ist aber auch die Notwendigkeit innovativer, fossiler Brückentechnologien“. Das Negieren dieser Tatsache hat nicht zuletzt dazu geführt, dass Neubauvorhaben im Bereich fossiler Kraftwerke zu einem Abenteuer mit fast unwägbaren Risiken geworden sind. Genehmigungsverfahren sind im günstigsten Fall langjährige Diskussionsvorhaben und häufig von politischen Einzelinteressen geprägt.

**3** In diesem Beitrag sollen die Grundlagen moderner Kraftwerkstechnik angerissen und wichtige Entwicklungen erläutert werden. Zur Bedeutung der Steinkohle für die deutsche Energieversorgung sei auf den Beitrag 4102 dieses Handbuchs verwiesen.

# 2 Thermodynamik und Wirkungsgrade

**4** Um die in der Kohle gespeicherte Energie in Form von elektrischer Energie nutzen zu können, durchläuft sie drei Umwandlungsschritte (Abb. 2.1). Der erste Schritt besteht in der Umwandlung von chemisch gespeicherter Energie in thermische Energie (Verbrennung). Die thermische Energie wiederum wird zur Dampferzeugung genutzt und der Dampf anschließend durch die Turbinenstufen geleitet. Die am Ausgang der Turbine vorliegende, mechanische Energie treibt dann den Generator an, der letztendlich Strom bereitstellt.

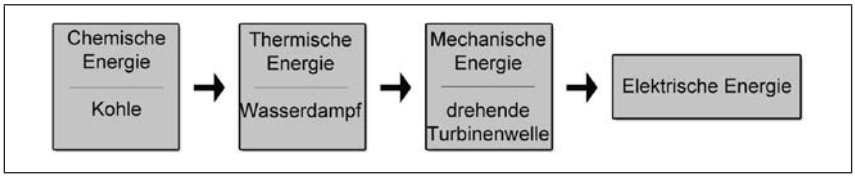



*Abb. 2.1:* Umwandlungsschritte

Nun ist elektrische Energie zwar vielfältig einsetzbar und relativ einfach zu transportieren, aufgrund der notwendigen Umwandlungsschritte ist sie aber ein Luxusgut, das mit immensen Energieverlusten bei der Erzeugung erkauft werden muss. Insbesondere die Umwandlung von Wärme in mechanische Energie ist nur sehr eingeschränkt möglich. So ist selbst bei einem – technisch nicht realisierbaren – Idealprozess der Wirkungsgrad begrenzt auf: **5**

$$\eta = 1 - (T_{min} / T_{max})$$

Eine vollständige Umwandlung wäre also nur bei einer minimalen Prozesstemperatur von $T_{min} = 0$ K möglich. Oder anders ausgedrückt: Da die minimale Temperatur durch die Umgebungstemperatur vorgegeben ist (also nicht -273,15 °C betragen kann), ist der Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke zwangsläufig begrenzt. Zur Illustration **6**

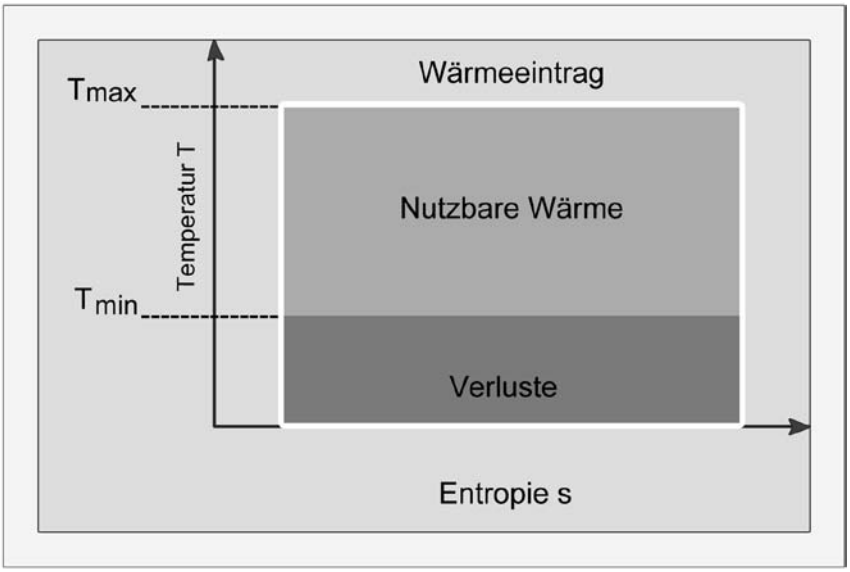



*Abb. 2.2:* Nutzbare Wärme

dieses Sachverhalts sind die nutzbaren (= umwandelbaren) und nicht nutzbaren Anteile der thermischen Energie in Abbildung 2.2 grafisch dargestellt.

**7** Letztendlich kann also lediglich ein Teil der thermischen Energie, die Exergie, in andere Energieformen eingetauscht werden. Der nicht nutzbare Anteil, die Anergie, muss unweigerlich als Wärmeverlust in die Umgebung geleitet werden. Nimmt man z. B. als $T_{max}$ eine Dampftemperatur von 580 °C an und als $T_{min}$ eine Kühltemperatur von 10 °C, so folgt daraus ein theoretisch erreichbarer optimaler Wirkungsgrad von 67 Prozent. Selbst in einem idealen Kraftwerk würden also 33 Prozent der eingebrachten Energie verloren gehen.

## 2.1 Der Clausius-Rankine-Prozess

**8** Als Hauptarbeitsmittel kommt im Kraftwerksprozess Wasser bzw. Wasserdampf zur Anwendung. Im Dampferzeuger wird Speisewasser mit Hilfe der Verbrennungswärme in die Dampfphase überführt. Der überhitzte Dampf wird anschließend in die Turbine geleitet, in der die innere Energie des Dampfes in mechanische Arbeit gewandelt wird. Bei diesem Prozess fallen Druck und Temperatur des Wasserdampfes ab. Im Kondensator wird der Dampf schließlich verflüssigt und das Wasser anschließend durch die Speisepumpe wieder in den Verdampfer gedrückt.

**9** Als thermodynamischer Vergleichsprozess für diese Vorgänge wird der Clausius-Rankine-Prozess herangezogen. Vergleichsprozess bedeutet, dass der mithilfe dieses Kreisprozesses ermittelte Wirkungsgrad als Bezugsgröße für den realen Prozess herangezogen wird. Ein einfacher Clausius-Rankine-Prozess mit einer Zwischenüberhitzung ist in Abbildung 2.3 im T,s-Diagramm aufgezeigt.

**10** In dieser Abbildung ist gut zu erkennen, dass der theoretisch nutzbare Teil der Wärme (Gesamtfläche) nur teilweise verwertet werden kann (dunkle Fläche). In der Realität bedeutet dies, dass selbst der zuvor erwähnte, ideale Wirkungsgrad von 67 Prozent bei weitem nicht zu erreichen ist.

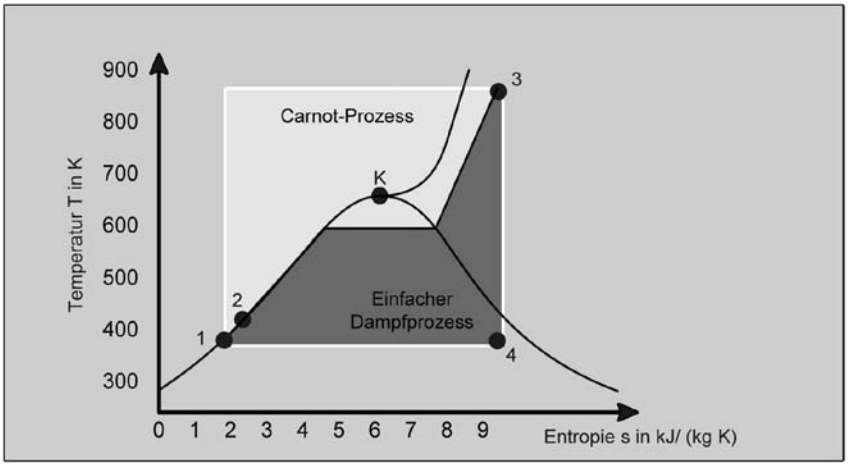



*Abb. 2.3:* Einfacher Dampfprozess

## 2.2 Wirkungsgradverbesserung

Aus thermodynamischer Sicht entstehen die größten Exergieverluste **11**
und damit Wirkungsgradeinbußen bei der Verbrennung und anschließenden Wärmeübertragung. Die hier ablaufenden irreversiblen Prozesse erhöhen den anergetischen Energieteil erheblich. Darüber hinaus fallen aber auch Abweichungen des realen Prozesses vom thermodynamischen Vergleichskreisprozess ins Gewicht (Abwärmeverluste, Reibungsverluste etc.). Die wesentlichen Möglichkeiten zur Steigerung des thermischen Wirkungsgrades werden im Folgenden kurz dargestellt.

### 2.2.1 Verbesserung der Frischdampfparameter

Die grundlegendste Maßnahme zur Steigerung des Wirkungsgrades **12**
besteht in der Erhöhung der Frischdampfparameter Druck und Temperatur vor Eintritt in die Turbine. Der Steigerung der Frischdampfparameter sind aber durch die Belastbarkeit der verfügbaren Werkstoffe Grenzen gesetzt. So sind mithilfe der heute üblichen Kraftwerksstähle Temperaturen bis 600 °C (bei Drücken bis 280 bar) technisch und vor allem wirtschaftlich darstellbar.

Der Maximaldruck wird darüber hinaus durch den Mindestdampfge- **13**
halt hinter der Turbine begrenzt. Je geringer der Druck hinter den

Turbinensätzen, desto höher die Gefahr, dass ein Anteil des Dampfes bereits innerhalb der Turbine kondensiert. Eine Schädigung der Turbinenschaufeln wäre die Folge. Da Turbineneingangs- und -ausgangsdruck gekoppelt sind, ist durch den geforderten Minimaldruck hinten gleichzeitig der Maximaldruck vorne vorgegeben. Es gilt also, diese thermodynamische Kopplung zu umgehen.

### 2.2.2 Zwischenüberhitzung

**14** Ein Weg, diese Entkopplung zu erreichen, besteht in der Nutzung mehrerer Turbinenstufen. So wird der Dampf in einer Hochdruckturbine lediglich bis zu einem definierten Zwischendruck entspannt. Anschließend wird der teilentspannte Dampf erneut erhitzt (meist auf die Anfangstemperatur bzw. leicht darüber hinaus) und in die nächste Turbinenstufe eingespeist. Erst nach der letzten Turbinenstufe, der Niederdruckturbine, findet dann eine Expansion auf den Kondensatordruck statt.

**15** Durch diese Vorgehensweise kann der Frischdampfdruck erhöht werden, ohne Rücksicht auf eine mögliche Kondensation am anderen Ende der Turbine nehmen zu müssen. Letztendlich wird so das Temperaturniveau im Dampferzeuger angehoben und die Exergieverluste bei der Wärmeübertragung werden verringert. Durch die Anwendung einer ein- bzw. mehrmaligen Zwischenüberhitzung kann der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes um ca. drei Prozentpunkte gesteigert werden [2].

### 2.2.3 Regenerative Speisewasservorwärmung

**16** Bei der regenerativen Speisewasservorwärmung wird der Turbine ein Dampfstrom entnommen, der das Speisewasser vor Eintritt in den Dampferzeuger vorwärmt. Durch diese Maßnahme wird das Temperaturniveau im Dampferzeuger weiter angehoben. Ergänzt wird die Speisewasservorwärmung durch die Vorwärmung der Verbrennungsluft durch das Abgas. In der Praxis werden mehrere Vorwärmer mit einer entsprechenden Anzahl von Dampfentnahmen vorgesehen. Da die Steigerung des Wirkungsgrades mit ansteigender Zahl der Stufen abnimmt, muss hier eine wirtschaftliche Optimierung durchgeführt werden.

# 3 Kraftwerkstechnik

## 3.1 Funktionsprinzip

Die grundlegenden Abläufe in einem Kraftwerk sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Als erster Schritt wird der Brennstoff in den Kohlemühlen zerkleinert und der Kohlenstaub in den Dampferzeuger befördert. Durch die in der Staubfeuerung entstehende Wärme wird Wasser in Rohrwärmetauschern verdampft. Bei einer Feuerungsleistung von ca. 1600 $MW_{th}$ werden so im Vollbetrieb 2200 t Dampf pro Stunde erzeugt. Die verbleibende Asche wird abgezogen, das entstehende Rauchgas gereinigt und über den Schornstein in die Umgebung geleitet. **17**

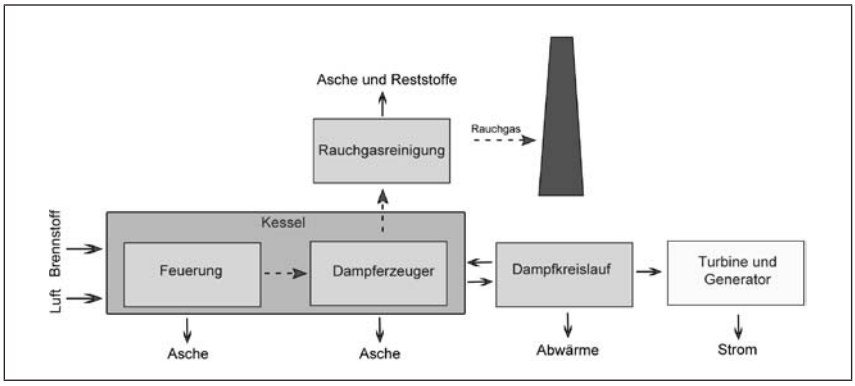



*Abb. 3.1:* Funktionsprinzip

Der Frischdampf verlässt den Dampferzeuger mit einem Druck von 285 bar und einer Temperatur von 600 °C. Mit diesen Parametern wird er in die Hochdruck-Stufe des Turbinensatzes geleitet. Nach dem Passieren der Hochdruckturbine gelangt der noch nicht vollständig entspannte Dampf zur Zwischenüberhitzung wieder in den Dampferzeuger. An die Zwischenüberhitzung auf 610 °C bzw. 620 °C schließt sich die zweite Druckstufe, die sogenannte Mitteldruckturbine, an. Der überhitzte Dampf kühlt in der Mitteldruckturbine weitgehend ab und wird zur Niederdruckturbine weitergeleitet. In der Niederdruckturbine wird der Dampf schließlich bis auf die Kondensatortemperatur abgekühlt, wobei die Kondensatortemperatur durch die Kühlwassertemperatur bestimmt wird. **18**

**19** Die Entstaubung der Abgase der Feuerung erfolgt durch Elektrofilter. Die Staubpartikel im Rauchgas werden statisch aufgeladen und durch eine Niederschlagselektrode angezogen. Von dieser wird der Staub bzw. die Flugasche entfernt und zur Weiterverarbeitung in einem Silo gesammelt. Flugaschen von Steinkohle lassen sich beispielsweise als Betonzusätze weiterverwenden.

**20** Zur primären Reduzierung von Stickstoffoxidverbindungen im Abgas wird die Steinkohle im Brenner mit Luftüberschuss verbrannt. Als Sekundärmaßnahme ist der Entstaubung eine Rauchgas-Entstickungsanlage nachgeschaltet. Mithilfe eines Katalysators wandeln sich die Stickoxide durch Zuführung von Ammoniak zu Wasser und reinem Stickstoff.

**21** Zur abschließenden Entschwefelung ist eine Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) gesetzlich vorgeschrieben. Ziel ist, das Schwefeldioxid durch eine Kalkwäsche aus dem Rauchgas abzuscheiden. Die Rauchgase werden durch einen Sprühnebel mit einer Kalksteinsuspension geleitet. Das Schwefeldioxid wird im Kalk gebunden und reagiert mit diesem zu Kalziumcarbonat. Durch dieses nichtregenerative Verfahren fällt Gips als Nebenprodukt der Stromerzeugung an.

**22** Im Generator wird schließlich aus der Bewegungsenergie Strom erzeugt. Die Frequenz des Wechselstroms wird in Synchrongeneratoren mittels der Umdrehungszahl bestimmt. Bei einer Spannung an den Generatorklemmen von 27.000 Volt wird der Strom vor der Einspeisung ins Höchstspannungsnetz auf 380.000 Volt hochgespannt.

## 3.2 Emissionen

**23** In den vergangenen Jahrzehnten konnten die Wirkungsgrade von Kraftwerken kontinuierlich gesteigert werden. Die wichtigsten Einzelmaßnahmen waren dabei die Erhöhung der Frischdampfparameter, die Verringerung der Verluste in der Turbine, die Erhöhung der Dampferzeugerwirkungsgrade und die Verbesserung der Rückkühlung. Selbstverständlich verringert ein höherer Wirkungsgrad nicht nur die notwendige Kohlemenge, sondern daran gekoppelt ebenfalls die entstehenden Emissionen. Trotz der erreichten Fortschritte sind die Auswirkungen von Großkraftwerken auf die Umgebung aber weiterhin enorm. Einen Eindruck der Massenströme, die mit dem Be-

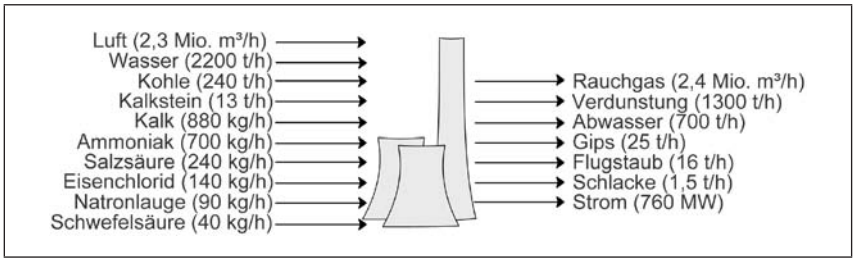



*Abb. 3.2:* Spezifische Emissionen [3]

trieb eines Kraftwerkblocks von ca. 800 MW verbunden sind, vermittelt Abbildung 3.2.

Bei modernen Kohlekraftwerken sind derzeit Wirkungsgrade von 45 Prozent technisch realisierbar. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der weltweit betriebenen Anlagen beträgt aber lediglich 30 Prozent. Würde bei allen weltweit existierenden Kraftwerken der heutige Stand der Technik realisiert, könnte mehr als ein Drittel der $CO_2$-Emissionen aus Kohlekraftwerken (ca. 8 Prozent der globalen Kohlenstoffdioxidemissionen) vermieden werden. Die Auswirkung der Steigerung von Wirkungsgraden auf den Kohleverbrauch und die $CO_2$-Emissionen ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

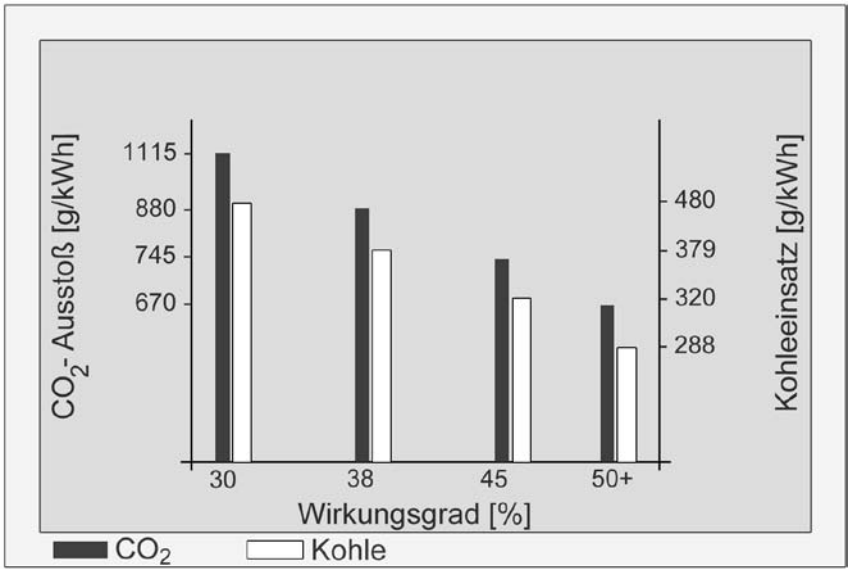



*Abb. 3.3:* Wirkungsgradverbesserung und $CO_2$-Emissionen

## 3.3 Zukünftige Entwicklung

**24** Der Fokus liegt heute auf der Weiterentwicklung noch emissionsärmerer Kraftwerkstypen, der sogenannten Clean Coal-Technologies. Im Rahmen des COORETEC-Programms[1] unterstützt die deutsche Bundesregierung in diesem Zusammenhang seit einigen Jahren öffentliche Forschungsvorhaben, die in gemeinsamen Projekten zwischen Industrie und Forschung realisiert werden. Hierbei werden zwei grundsätzliche Strategien unterschieden [4]:

- Technologien zur Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken
- Technologien zur Abscheidung und zum Transport von $CO_2$ zur langfristigen und sicheren Speicherung in geologischen Formationen.

Zur weiteren Wirkungsgradsteigerung werden zwei grundsätzlich unterschiedliche Technologiepfade verfolgt. Zum einen die Erhöhung der Frischdampfparameter im konventionellen Kraftwerksprozess zum anderen die Weiterentwicklung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit vorgelagerter Kohlevergasung.

**25** Insbesondere auf dem Gebiet der Erhöhung der Frischdampfparameter wird seit Jahren eine Vielzahl von Forschungsprojekten durchgeführt, in denen grundlegende Fragestellungen zu beantworten sind. Im Endeffekt geht es hier um den Einsatz völlig neuer Werkstoffe und damit verbunden auch um die Entwicklung geeigneter Fertigungs- und Prüfverfahren. Wenn man sich die Dimension der Anlagenteile vor Augen führt, erhält man einen Eindruck von der Größe der zu meisternden Herausforderungen. Neben den rein technischen Aufgabenstellungen geht es aber auch um die Qualifizierung von Unternehmen in der gesamten Zulieferkette, von der Herstellung bis zur Montage.

### 3.3.1 COMTES700

**26** Wirkungsgradsteigerungen in Regionen oberhalb von 50 Prozent sind in konventionellen Dampfkraftwerken nur auf Grundlage er-

1 COORETEC ist eine Abkürzung für „**$CO_2$-Re**duktions-**Tec**hnologien“.

höhter Frischdampftemperaturen möglich. Da die erforderlichen Temperaturen von ca. 700 °C außerhalb des Einsatzgebietes herkömmlicher Eisen-Kohlenstoffstähle liegen, ist der Einsatz neuer Werkstoffe auf Nickel-Basis unumgänglich. Die Anforderungen an diese Ni-Cr-Legierungen sind hoch [5]:

- Hohe Zeitstandfestigkeit
- Widerstand gegen Versprödung
- Hoher Korrosionswiderstand
- Hoher Oxidationswiderstand
- Einfache Fertigung von Schmiede- und Gussteilen
- Einfache Bearbeitung.

**27** Um die Werkstoffe, bzw. Bauteile aus diesen Werkstoffen im Kraftwerksbetrieb zu testen, wurde 2004 das internationale Projekt COMTES700 (component test facility for a 700 °C power plant) gestartet. Im Rahmen dieses Projektes wurden Testkomponenten in den Block F des EON-Kraftwerks Scholven integriert. Im Einzelnen befinden sich hier folgende Komponenten in der Erprobung:

- Verdampfer
- Überhitzer
- Hochdruck-Umleitstation
- Sicherheitsventil
- Turbinenventil
- dickwandige Rohrverbindungen.

**28** Die Komponenten bestehen größtenteils aus Alloy 617. Für den Testbetrieb werden 40 Tonnen Dampf pro Stunde aus dem regulären Betrieb entnommen und auf 700 °C überhitzt. Durch die direkte Kopplung an den regulären Kraftwerksbetrieb in Scholven sind realistische Testbedingungen garantiert und die Ergebnisse somit direkt nutzbar. Zwischenergebnisse aus dem COMTES700-Programm sind in die Studie NRWPP700 eingeflossen, in der die Planungen für ein 700 °C-Kraftwerk konkretisiert wurden.

### 3.3.2 EON-Kraftwerk 50+

**29** Aufbauend auf die Betriebserfahrungen von COMTES700 sowie langjähriger, vorbereitender und begleitender Versuchsreihen plant EON am Standort Wilhelmshaven den Bau des weltweit ersten Steinkohlekraftwerks mit einem Wirkungsgrad von mehr als 50 Prozent. Die Maßnahmen, die zu dieser Wirkungsgraderhöhung führen sollen, sind in Abbildung 3.4 vereinfacht dargestellt.

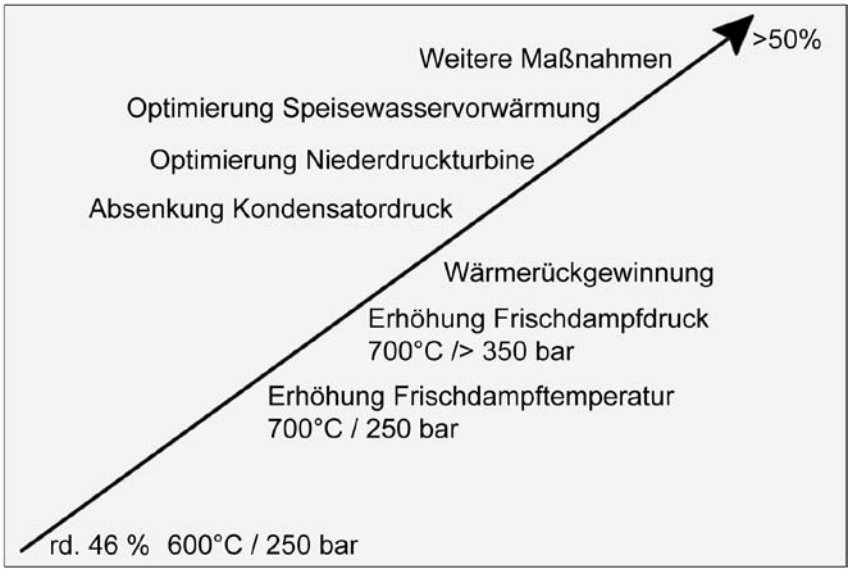



*Abb. 3.4:* Der Weg zu 50+ [6]

**30** Wilhelmshaven bietet sich als Standort an, da hier bereits ein Kraftwerk mit einer Bruttoleistung von 820 MW betrieben wird, auf dessen Infrastruktur zugegriffen werden kann. So sind z. B. auf dem Kraftwerksgelände Freiflächen für den neuen Block sowie für eine $CO_2$-Abscheidung vorhanden und ausgewiesen. Darüber hinaus bietet die Meerwasser-Durchlaufkühlung aus der Nordsee das Potential für größtmögliche Wirkungsgrade.

| | |
|---|---|
| Dampfparameter | 700°C /> 350 bar |
| Nettowirkungsgrad | > 50 % |
| Elektrische Leistung | 508 MW |
| CO - Emissionen | 670 g $CO_2$/kWh |
| Budget | > 1 Mrd.€ |

$NO_x$ : 80 mg/m³, $SO_2$ : 70 mg/m³, Staub: 10 mg/m³

*Tab. 3.1:* Auslegungsparameter EON 50+ in Wilhelmshaven

### 3.3.3 IGCC-Kraftwerke

Eine weitere Option zur Steigerung des Wirkungsgrades bei der Stromerzeugung aus Steinkohle ist der Einsatz von GuD-Kraftwerken (Gas- und Dampfturbinen). In diesen Kraftwerken wird die Abwärme einer Gasturbine in einem nachgeschalteten Dampfkreislauf genutzt. Zur Nutzung von Steinkohle ist dem eigentlichen GuD-Block mit der Kohlevergasung eine weitere Prozessstufe vorzuschalten. Das bei der Vergasung entstehende Synthesegas wird dann, quasi als Substitut für Erdgas, der Gasturbine zugeführt. Für Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung wird die Abkürzung IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) verwendet. **31**

Die grundsätzliche Funktionsweise von IGCC-Kraftwerken ist in Beitrag 6311 „Moderne Braunkohleverstromung" dieses Handbuchs bereits ausführlich beschrieben. Auf eine Wiederholung an dieser Stelle wird verzichtet, da sowohl die dort geschilderten Prozesse als auch der Entwicklungsstand grundsätzlich übertragbar sind. Festzuhalten ist, dass der Aufwand für eine $CO_2$-Abtrennung im IGCC-Prozess erheblich geringer ausfällt als bei konventionellen Kraftwerken. Da das zu reinigende Gas unter Druck steht und nicht mit Stick- **32**

stoff verdünnt ist, fallen nur relativ geringe Volumenströme an. Ob diese Einsparungen bei der Abscheidung aber die, grundsätzlich erst einmal höheren, Grundinvestitionskosten in das Kraftwerk kompensieren können, muss sich zeigen.

**33** Weltweit sind zusätzlich zu den bestehenden, kleinen Anlagen in Buggenum, Wabash River und Tampa eine Reihe neuer Anlagen in Planung:

**Hatfield (UK)**

In Hatfield ist ein Kraftwerk mit einer elektrischen Gesamterzeugungsleistung von 900 MW (im Endausbau) in Planung. Der GuD-Teil soll 2011 in Betrieb gehen und einen Wirkungsgrad größer als 60 Prozent aufweisen. Die Inbetriebnahme der Vergasungsanlage ist für 2013 geplant. Zur $CO_2$-Abscheidung soll das Oxyfuel-Verfahren zum Einsatz kommen. Durch eine Pipeline soll das abgeschiedene $CO_2$ zu einer küstennahen Erdgas-Lagerstätte transportiert und dort verpresst werden.

**Edwardsport, Indiana (USA)**

**34** Am Standort Edwardsport realisiert General Electric derzeit ein IGCC-Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 630 MW. Brennstoff ist Steinkohle. Die heiße Inbetriebnahme bzw. der kommerzielle Betrieb ist für 2012 geplant.

**Puertollano (Spanien)**

**35** 1998 wurde in Puertollano ein IGCC-Kraftwerk mit einer Erzeugungsleistung von 300 MW in Betrieb genommen. Als Brennstoffe kommen Steinkohle und Petrolkoks zum Einsatz. Die Anlage verfügt inkl. der Vergasungsanlage über einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 47 Prozent. Das Kraftwerk wurde von der Europäischen Union gefördert. Im Rahmen einer auf den Betriebsergebnissen basierenden Studie wurden für Folgeanlagen Kosten von ca. 1100 USD pro installiertem $kW_e$ angegeben. Der bestmögliche elektrische Wirkungsgrad wurde auf 51 Prozent geschätzt.

# 4 $CO_2$-Abscheidung und Speicherung

Im Energiemix der Bundesrepublik Deutschland werden fossile Brennstoffe auf absehbare Zeit einen wichtigen Anteil leisten. Um die festgesetzten klimapolitischen Ziele dennoch erreichen zu können, sind die Abscheidung und Speicherung von $CO_2$ in den Fokus der Diskussion geraten. Die notwendigen Technologien befinden sich zurzeit noch in der Forschungsphase. Frühestens ab 2020 werden großtechnische Anlagen erwartet. **36**

Um die derzeit in Planung oder Bau befindlichen Kraftwerke auf einen möglichen Einsatz der zukünftigen Technologien vorzubereiten, wurde die Zertifizierung „Capture ready" eingeführt. Bei den so ausgezeichneten Projekten wurden in der Planung bereits Vorkehrungen getroffen, die eine Nachrüstung der $CO_2$-Sequestrierung ermöglichen. **37**

Hauptziele der laufenden Entwicklungsarbeiten sind [4]: **38**

- die Senkung der Kosten für die $CO_2$-Abtrennung und -Speicherung auf weniger als 20 €/t (zur zeit werden die Kosten auf 50–70 €/t geschätzt)
- die Reduzierung der Effizienzverluste durch die $CO_2$-Sequestrierung von heute 9–13 Prozent auf 6–11 Prozent.

Inwieweit diese Ziele erreicht werden können, ist ungewiss. Offensichtlich ist aber der Widerspruch zwischen Klimaschutz und effizientem Umgang mit Ressourcen. Denn in einem $CO_2$-freien Kraftwerk muss durch die Minderung des Wirkungsgrades wesentlich mehr Kohle eingesetzt werden als in einem konventionellen Kraftwerk. Selbstverständlich entsteht in der Folge auch wesentlich mehr $CO_2$, was den Begriff „$CO_2$-frei" ad absurdum führt. **39**

## 4.1 Verfahren zur $CO_2$-Abscheidung

Zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid sind drei grundlegende Verfahren möglich. Je nach Kraftwerksprozess ist eine Abscheidung des Kohlenstoffdioxids vor der Verbrennung, nach der Verbrennung sowie die Verbrennung in einer reinen Sauerstoff-Atmosphäre möglich. Sämtliche Verfahren befinden sich derzeit in der Erforschung. Ziel der Entwicklungstätigkeiten ist eine hohe Abscheidungsrate bei mög- **40**

lichst geringen Wirkungsgradverlusten. Technisch geht man derzeit von erreichbaren Abscheidungsraten von 80 bis 90 Prozent aus.

### 4.1.1 Pre-Combustion

**41** Die Abscheidung vor der Verbrennung ist nur bei IGCC-Kraftwerken möglich. Das bei der Kohlevergasung entstehende Produktgas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid. Durch Zugabe von Wasserdampf wird das Kohlenstoffmonoxid zu $CO_2$ umgesetzt und in einer physikalischen Wäsche abgeschieden.

**42** Der im Synthesegas verbleibende Wasserstoff wird in einer Gasturbine verbrannt, wobei die Energie der Abgase in einem nachgeschalteten Dampfprozess genutzt wird. Eine Nachrüstung bestehender Anlagen ist mit diesem Verfahren nicht möglich.

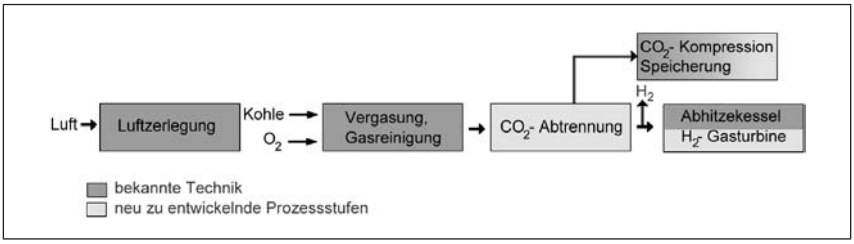



*Abb. 4.1:* Pre-Combustion [7]

### 4.1.2 Oxyfuel-Verfahren

**43** Der erste Schritt dieses Verfahrens besteht in der Zerlegung der Verbrennungsluft in Sauerstoff und Stickstoff. Der Brennstoff wird dann in einer reinen Sauerstoffatmosphäre verbrannt. Neben einem wesentlich geringeren Rauchgasvolumenstrom entsteht so ein Abgas, das neben Wasserdampf zum Großteil aus $CO_2$ besteht. Durch Abkühlung wird der Wasserdampf auskondensiert und das verbleibende Kondensat für Transport und Speicherung verflüssigt.

**44** Dieses Verfahren wird bereits in der Glasherstellung sowie in Hochöfen angewendet. Analog zur Abscheidung vor der Verbrennung ist auch beim Oxyfuel-Verfahren eine nachträgliche Integration in ein bestehendes Kraftwerk nicht möglich.

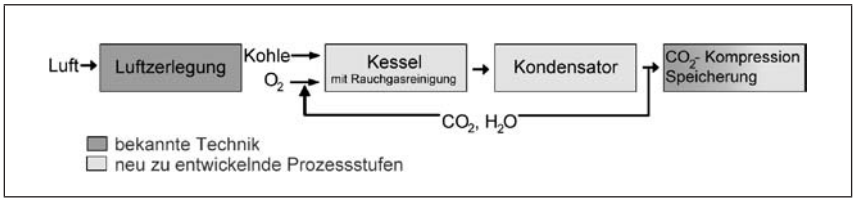



*Abb. 4.2:* Oxyfuel-Verfahren [7]

### 4.1.3 Post-Combustion

Die Abscheidung von $CO_2$ nach der Verbrennung gleicht den Verfahren der Rauchgasreinigung. Das $CO_2$ wird in einer Absorptionskolonne ausgewaschen und das Absorptionsmittel durch Verdampfung regeneriert. Das selektierte $CO_2$ kann dann für den Transport und die Lagerung verflüssigt werden. Während zurzeit hauptsächlich Ammoniakverbindungen als Absorbentien eingesetzt werden, laufen Versuche mit Kalk als Einsatzmittel. **45**

Mit diesem Verfahren ist es möglich, bestehende effiziente Kraftwerke mit einer Abscheidungsanlage nachzurüsten. Jedoch müssen im Vorfeld zur Planung des Kraftwerks Freiflächen eingeplant werden, um die Anlage einfügen zu können. Das grundsätzliche Verfahren zur Anwendung von Rauchgaswäschen wird bereits in Rauchgasentschwefelungsanlagen großtechnisch eingesetzt. **46**

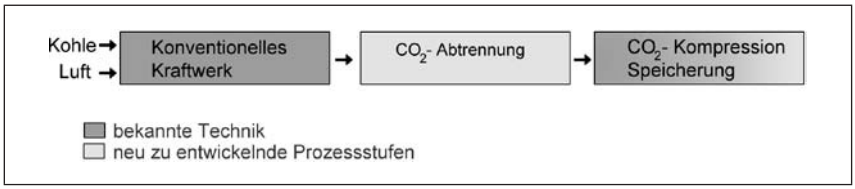



*Abb. 4.3:* Post-Combustion [7]

## 4.2 Transport und Speicherung

Der Transport des abgeschiedenen $CO_2$ soll hauptsächlich durch Pipelines erfolgen. Hier können Kraftwerksbetreiber auf ein großes Know-how aus anderen, vergleichbaren Transportbereichen zurückgreifen. Der Transportpreis ist aber aufgrund der erforderlichen Sicherheitsvorkehrungen und der kostenintensiven Maßnahmen zum Korrosionsschutz nicht zu unterschätzen. **47**

**48** Wesentlich komplexer sind die Herausforderungen bei der unterirdischen Speicherung. Sicher kann die Rückführung von Begleitgas in Förderfelder bei der Erdölförderung als Referenztechnologie gelten. Die Wechselwirkungen von $CO_2$ und dessen Begleitstoffen mit dem Gestein sind aber in jedem Einzelfall zu untersuchen. Letztendlich hängt davon das Rückhaltevermögen der geologischen Schichten ab. Die Frage der Langzeit-Speicherbarkeit ist also nicht endgültig geklärt. Insbesondere auf dem Gebiet der Permeabilität vorhandener Aquifere sind hier noch grundlegende Versuchsreihen notwendig.

## 4.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

**49** Die Rahmengesetzgebung zur Errichtung erster Pilotanlagen wurde in der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 23. April 2009 geschaffen. Ziel ist es, auf Basis der Richtlinie erste Erfahrungen mit den Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid zu sammeln. Bis zum 30. Juni 2015 muss der Rat die Richtlinie auf Basis der gesammelten Erkenntnisse prüfen und eventuell überarbeiten.

**50** Die gesetzlichen Bedingungen zur Errichtung einer Anlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid sowie der dauerhaften Speicherung sind derzeit in der Bundesrepublik Deutschland noch weitgehend unklar. Zum Transport und der langfristigen Speicherung des verflüssigten Kohlenstoffdioxids wurde ein Referentenentwurf zum „Gesetz über den Transport und die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid“ in den Bundestag eingebracht und ohne Entscheidung zur Sache wieder zurückgenommen.

**51** Inhaltlich beschrieb dieser Entwurf die Rahmenbedingungen zur Errichtung von Pipelines und Speicherstätten. Ziel war die Gewährleistung der langfristigen Speicherung sowie die Verfahrensweise bei Leckagen. Außerdem wurde das Planungsverfahren nach dem Bundesbergrecht beschrieben. Weiterhin wurden die Nachsorgepflichten der injizierenden Unternehmen sowie die langfristige Übertragung der Verantwortung geregelt.

**52** Im Rahmen der öffentlichen Debatte zeigte sich jedoch, dass noch unklar ist, wie die im Gesetzentwurf beschriebenen Prozesse zur Genehmigung von Transportleitungen und unterirdischen Speichern er-

möglicht werden können. Die beantragten Erforschungen der potenziellen unterirdischen Speicher wurden von den zuständigen Landkreisen bzw. Landratsämtern weitgehend abgelehnt. Sollte der öffentliche Widerstand nicht abnehmen, wäre zur Ermöglichung der unterirdischen Speicherung eine Änderung im Planungs- und Bergrecht nötig. Für den Bau und Betrieb einer Anlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid wurde eine Bundesimmissionsschutzverordnung angekündigt. Jedoch sind bisher keine Referentenentwürfe veröffentlicht worden.

## 4.4 Demonstrationsanlagen

**53** In der Bundesrepublik Deutschland sind derzeit drei Demonstrationsanlagen zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid im Betrieb.

**Kraftwerk Schwarze Pumpe**

**54** Seit September 2008 betreibt Vattenfall am brandenburgischen Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe die bundesweit erste Pilotanlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid. Als Brennstoffe für die Anlage mit einer Leistung von 30 MW werden Braun- und Steinkohle eingesetzt. Der Verbrennungsprozess findet nach dem Oxyfuel-Verfahren in einer Sauerstoff-Umgebung statt. Das abgeschiedene und verflüssigte $CO_2$ wird in dem von Vattenfall und GDF Suez Energie initiierten Forschungsprojekt „Altmark" zur Erforschung von unterirdischen Lagermöglichkeiten eingesetzt.

**Kraftwerk Niederaußem**

**55** Am 18. August 2009 wurde im nordrhein-westfälischen Kraftwerk Niederaußem von RWE in Zusammenarbeit mit den Unternehmen Linde und BASF eine Pilotanlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid in Betrieb genommen. Ziel ist die Abstimmung der Post-Combustion-Anlage auf die Bedürfnisse innovativer Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik sowie der Braunkohlevortrocknung.

**Kraftwerk Staudinger**

**56** E.ON Kraftwerke und Siemens haben am 18. September 2009 am hessischen Kraftwerksstandort Großkrotzenburg (Kraftwerk Staudinger) eine Pilotanlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid in

Betrieb genommen. Die Anlage wird mit einem Teil des Rauchgases aus dem steinkohlebefeuerten Block 5 gefahren. Ziel der Anlage ist das Sammeln von Erfahrungen zur Realisierung erster Demonstrationsanlagen. Die Forschungsmaßnahmen sind Teil des 5. Energieforschungsprogramms „Innovation und Neue Energietechnologien" der deutschen Bundesregierung.

**57** Durch den Betrieb der Pilotanlage werden wichtige Impulse hinsichtlich der Langzeitstabilität der Reinigungssubstanzen sowie der Effektivität unter realen Kraftwerksbedingungen erwartet.

**Jänschwalde**

**58** Zusätzlich zu den drei existierenden Versuchsanlagen plant Vattenfall am Kraftwerksstandort Jänschwalde in Brandenburg ein Demonstrationskraftwerk aus zwei Kraftwerksblöcken mit einer elektrischen Gesamtleistung von 500 MW. Als Primärenergieträger kommt Braunkohle zum Einsatz. Ziel ist es, einen Kessel mit einer Abscheidungsanlage nach dem Post-Combustion-Verfahren nachzurüsten sowie einen weiteren auf der Grundlage des Oxyfuel-Verfahrens neu zu bauen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2015 vorgesehen.

## 5 Ausblick

**59** Die Effizienz von Steinkohlekraftwerken konnte in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich verbessert werden. Sowohl Optimierungen in der Prozessführung als auch die Weiterentwicklung einzelner Komponenten haben dazu geführt, dass heute Wirkungsgrade von bis zu 46 Prozent erreichbar sind. Die nächste Kraftwerksgeneration soll, auf der Grundlage von Prozesstemperaturen über 700 °C, Wirkungsgrade von >50 Prozent ermöglichen. Die Entwicklung dieser Hochtechnologie-Kraftwerke wird von namhaften europäischen Unternehmen, wie EON Energie, RWE Power, Vattenfall, Siemens, Alstom Power Systems, Hitachi Power Europe etc. vorangetrieben. Und nur in dieser Konstellation ist der enorme Forschungs- und Entwicklungsaufwand zu bewältigen.

**60** Zum jetzigen Zeitpunkt sind bei Weitem nicht alle Herausforderungen auf dem Weg zu 50+ gelöst. Es bleibt außerdem abzuwarten, in wie weit die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke das Engagement der beteiligten Konzerne bremst. Als aussagekräftiges

Indiz muss in diesem Zusammenhang die Terminierung der Errichtung des Demonstrationskraftwerkes in Wilhelmshaven gedeutet werden. Die Laufzeitverlängerung steht wohl auch hier notwendigen technologischen Weiterentwicklungen im Weg.

Ob die Abscheidung und Speicherung von $CO_2$ eine reale Zukunftsoption ist, wird sich zeigen. Viele Fragestellungen sind noch ungelöst. Dabei geht es vor allem um die Weiterentwicklung der verfahrenstechnischen Prozesse. Nicht zuletzt stehen aber auch weitere geologische Untersuchungen zur Langzeitspeicherfähigkeit aus. Fest steht, dass die $CO_2$-Sequestrierung die Effizienz des Kraftwerksprozesses erheblich senken wird (s. Abb. 5.1). **61**

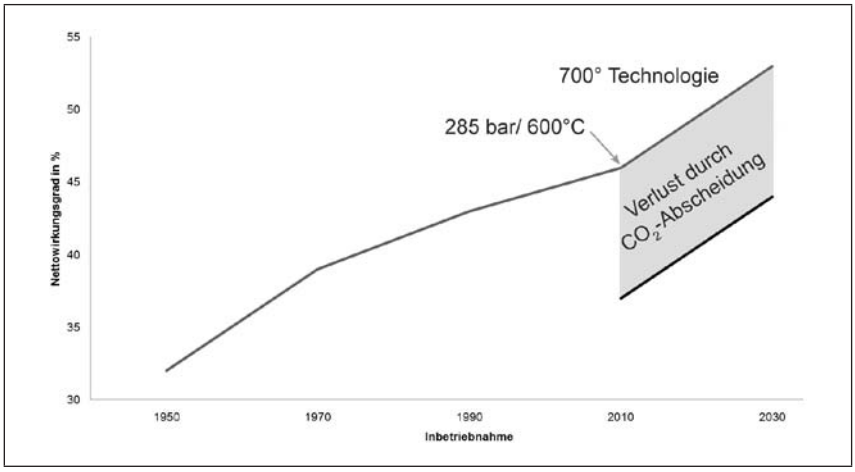



*Abb. 5.1:* Entwicklung der Wirkungsgrade von Steinkohlekraftwerken

## 6 Literatur

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Neues Denken/Neue Energie – Roadmap Energiepolitik 2020, Berlin, Januar 2009

[2] Baehr, H.D.; Thermodynamik, Springer, Berlin 2002

[3] Strauß, K.; Kraftwerkstechnik, Springer, Berlin 2006

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Leuchtturm COORETEC, Forschungsbericht Nr. 566, Berlin 2007

[5] Gierschner, G.; Penner, H.; Comtes700 – Auf dem Weg zum Kraftwerk 50plus; 34. VDI Tagung – Schadensanalyse in Kraftwerken; Würzburg 2008

[6] Tschaffon, H.; Entwicklung eines kohlebefeuerten 700°C-Kraftwerks; 6. Fachtagung „Kraftwerke – in die Zukunft investieren"; Managerakademie; Düsseldorf 2009

[7] Gesamtverband Steinkohle; Jahresbericht 2008; Essen 2008

# Brennstoffzellen – Stand und Einsatzmöglichkeiten

*Heiner Volker Temming, Hermann-Josef Wagner*

*Der Brennstoffzellentechnik wird in vielen Bereichen aufgrund ihrer Eigenschaften ein großes Einsatzpotenzial zugesprochen. Zu nennen sind zum Beispiel die vergleichsweise hohen Wirkungsgrade, die geringen spezifischen Emissionen und ihr modularer Aufbau. Im Rahmen von Feldtests, wie zum Beispiel in Kraftfahrzeugen und im Gebäudebereich, wurde die Einsatzfähigkeit der Brennstoffzellen bereits positiv demonstriert. Die nachfolgenden Beschreibungen vermitteln einen Überblick über die verschieden Arten von Brennstoffzellen, deren Funktionsweisen und beschreiben den derzeitigen Stand von Forschung und Entwicklung. Darüber hinaus informiert der Beitrag über die zu erwartenden Einsatzgebiete von Brennstoffzellen und skizziert den aktuellen Stand hinsichtlich der Vor- und Nachteile der Brennstoffzellentechnik.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Grundsätzlicher Aufbau und Funktion einer Brennstoffzelle | 1–6 |
| 2 | Funktionsweise verschiedener Brennstoffzellentypen | 7–13 |
| 2.1 | Reaktionsgleichungen der Brennstoffzellen | 8 |
| 2.2 | Alkalische Brennstoffzellen (AFC) | 9 |
| 2.3 | Polymermembran-Brennstoffzellen (PEFC oder PEMFC) | 10 |
| 2.4 | Phosphorsaure Brennstoffzellen (PAFC) | 11 |
| 2.5 | Karbonatschmelze Brennstoffzellen (MCFC) | 12 |
| 2.6 | Oxidkeramische Brennstoffe (SOFC) | 13 |
| 3 | Stand und Entwicklung der unterschiedlichen Brennstoffzellentypen | 14–29 |
| 3.1 | Zur Historie | 14–15 |
| 3.2 | Technische Anforderungen | 16–19 |
| 3.3 | Entwicklungsstand | 20–29 |
| 4 | Zukünftige Einsatzgebiete | 30 |
| 5 | Die Brennstoffzelle im „Konkurrenzfeld“ | 31–34 |
| 6 | Abschließende Betrachtungen | 35–38 |

# 1 Grundsätzlicher Aufbau und Funktion einer Brennstoffzelle

**1** Die Brennstoffzelle ist ein Energiewandler, der chemische Energie direkt in Elektrizität (Gleichstrom) und Wärme umwandelt, ohne das eine offene Verbrennung, wie zum Beispiel in einem Ottomotor, stattfindet. Reaktionspartner in diesem Prozess sind in der Regel Wasserstoff und Sauerstoff, als Produkt entsteht Wasser.

**2** Die wesentlichen Bestandteile einer Brennstoffzelle sind zwei poröse Elektroden, die auch als Katalysatoren bezeichnet werden, zwischen denen sich ein Elektrolyt befindet. Der Begriff Elektrode beschreibt die Aufgabe der Bauteile aus elektrischer und der Begriff Katalysator aus chemischer Sichtweise. Der Elektrolyt, der auch als Membran, Diaphragma oder Separator bezeichnet werden kann, unterteilt die Brennstoffzelle in zwei Gasräume. Die Membran soll undurchlässig für das zugeführte Brenngas (z. B. $H_2$) und das Oxidationsgas (z. B.

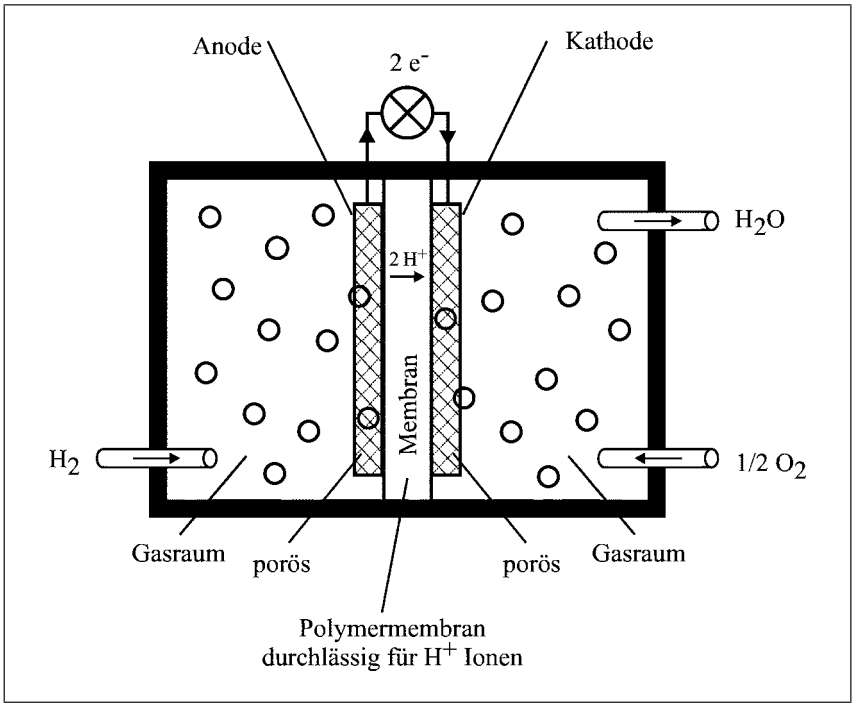



*Abb. 1.1:* Prinzip einer PEM-Niedertemperaturbrennstoffzelle [7]

$O_2$ oder Luft) sein, aber durchlässig für Ionen. Hierdurch entstehen zwei unterschiedliche elektrisch geladene Bereiche die als Anode und Kathode bezeichnet werden. An der Kathode (Pluspol) findet die Reduktion des Oxidationsmittels (z. B. $O_2$) unter Aufnahme von Elektronen statt. An der Anode (Minuspol) erfolgt die Brennstoffzuführung (z. B. $H_2$), wobei Elektronen abgegeben werden. An den Elektroden angeschlossen ist ein Leiterkreis über den der elektrische Strom einem Verbraucher (z. B. Elektromotor) zugeführt werden kann. Der Ablauf der chemischen Reaktionen soll im Folgenden am Beispiel der Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC oder PEFC) – einer Niedertemperatur-Brennstoffzelle – veranschaulicht werden (Abb. 1.1).

**3** Der Prozess kann als Umkehrung der Elektrolyse verstanden werden. Bei diesem Zellentyp dient eine polymere Membran von ca. 1 mm Dicke als Elektrolyt. Wasserstoff wird der Anode zugeführt und gibt dort zwei Elektronen ab, die dann über den Leiterkreis zur Kathode wandern. Dadurch entstehen an der Anode positive Wasserstoffionen, die durch die Membran zur Kathodenseite gelangen. Dort wird der Kathode Sauerstoff zugeführt, der mit den ankommenden $H^+$-Ionen zu Wasser rekombiniert. Die nutzbare Energie in diesem Prozess ist einerseits der elektrische Strom im äußeren Leiterkreis, andererseits die Wärme, die bei der exothermen Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff entsteht. Die Stromkennzahlen[1)] von Brennstoffzellensystemen variieren je nach Entwicklungslinie zwischen 1 (PEMFC, PAFC) und 1,5 (SOFC). Nähere Erläuterungen zu diesen unterschiedlichen Typen befinden sich im Kapitel 2 dieses Beitrages.

**4** Da Wasserstoff als Energieträger nicht in der Natur vorzufinden ist, muss er durch die Reformierung des Brennstoffs (Methan, Biogas, etc.), in diesen Fällen außerhalb der Zelle, erzeugt werden. Für die Hochtemperatur-Brennstoffzellen fällt der Wirkungsgradverlust nicht so hoch aus, da hier die Reformierung weitestgehend intern erfolgt. Der Prozess von der Erdgasreformierung bis zur Energieumwandlung lässt sich in mehrere Schritte unterteilen. Als erster Schritt des sog. „Steam Reforming" wird das Erdgas entschwefelt und an-

1 Die Stromkennzahl ist das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung.

schließend unter Vermischung mit Wasserdampf bei ca. 800 – 900 °C endotherm in ein wasserstoffhaltiges Prozessgas umgesetzt:

$$CH_4 + H_2O \rightarrow 3H_2 + CO$$

Danach erfolgt die Konvertierung des Kohlenmonoxids (CO) mit Wasserdampf exotherm bei ca. 250 °C, wobei Kohlendioxid und weiterer Wasserstoff entsteht:

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$$

Die daraus resultierende Brutto-Gleichung lautet:

$$CH_4 + 2H_2O \rightarrow 4H_2 + CO_2$$

Das entstandene Prozessgas enthält ca. 75 Vol.-% Wasserstoff. In der Brennstoffzelle wird dieser Wasserstoff gemeinsam mit Sauerstoff zu Wasser umgesetzt:

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$$

Damit lautet die Gesamtreaktion für die Methanverstromung:

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$$

**5** Der Wirkungsgrad der Brennstoffzellen unterliegt keiner thermodynamischen Begrenzung wie bei einem Carnot-Prozess. Theoretisch sind elektrische Wirkungsgrade bis zu 95% möglich, in Laborversuchen wurden schon 70% für den reinen Zellenbetrieb erreicht. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Stand Dezember 2005) erreichen ausgeführte Brennstoffzellen-Systeme, diese bestehen aus dem so genanten Stack[2)] und den notwendigen Nebenaggregaten wie Pumpen, Verdichter etc., elektrische Wirkungsgrade von etwa 30 bis 48%. Gemeinsam mit der Auskoppelung von Wärme (thermische Wirkungsgrade von 35 bis 40%) ergibt sich daraus eine Brennstoffausbeute, die oftmals auch als Gesamtnutzungsgrad bezeichnet wird, von rund 70 bis 90% unter der Vorraussetzung, dass die Wärme jederzeit gebraucht wird.

2 Stack: engl. Stapel, in Reihe geschaltete Einzelzellen werden als Brennstoffzellenstack bezeichnet (siehe Kapitel 3.2).

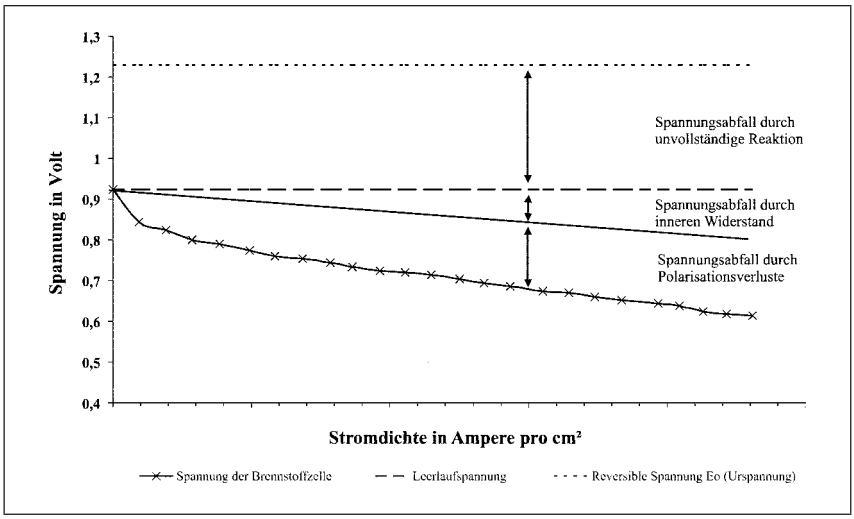



*Abb. 1.2:* Strom-Spannungskennlinie einer PEM-Niedertemperaturbrennstoffzelle [8]

Das wichtigste Instrument zum Vergleich und zur Bewertung von Brennstoffzellen und Brennstoffzellentypen untereinander sind die so genannten Strom-Spannungskennlinien (U-I-Kennlinie) (vgl. Abb. 1.2). Diese gibt Aufschluss über die Charakteristik der zu betrachtenden Brennstoffzellen. Daraus lassen sich zum einen Wirkungsgrade der Brennstoffzellen in Abhängigkeit des Betriebszustandes (Teil- oder Volllastbetrieb) und zum anderen die Verlustquellen einer Brennstoffzelle identifizieren. Die wesentlichen Verlustquellen bei Brennstoffzellen sind: **6**

- Elektrischer Widerstand in der Zelle (Stromleitung)
- Polarisationsverluste (durch Ladungsbildung in der Zelle)
- Unvollständige Reaktionskinetik und unvollständiger Brennstoffumsatz $\eta_U$

## 2 Funktionsweise verschiedener Brennstoffzellentypen

In den folgenden Abschnitten werden die wesentlichen Merkmale der verschiedenen Brennstoffzellentypen beschrieben. Brennstoffzellen **7**

werden zum einen entsprechend ihres verwendeten Elektrolyten (siehe Kapitel 1) und zum anderen hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Betriebs- bzw. Arbeitstemperatur unterschieden. Die Zuordnung erfolgt hierbei nach den Arbeitstemperaturen der Brennstoffzellen in die Bereiche:

- Niedertemperaturbrennstoffzellen (NT-BZ ): $T_{BZ} < 100$ °C
- Mitteltemperaturbrennstoffzellen (MT-BZ): $T_{BZ} > 100$ °C bis 500 °C
- Hochtemperaturbrennstoffzellen (HT-BZ): $T_{BZ} > 500$ °C

Einen Überblick über die wichtigsten Merkmale der aktuellen Brennstoffzellentypen fasst Tabelle 2.1 zusammen.

*Tab. 2.1:* Überblick über verschiedene Brennstoffzellen (ohne alkalische Brennstoffzelle)

| | **PEMFC** | **PAFC** | **MCFC** | **SOFC** |
|---|---|---|---|---|
| **Klassifizierung** | NT-BZ | MT-BZ | HT-BZ | HT-BZ |
| **Elektrolyt** | Protonen-leitende Membran | Phosphorsäure in poröser Matrix | Karbonat-schmelze in einer Matrix | Keramischer Festkörper |
| **Betriebstemperatur** | 60 - 80 °C | 200 °C | 650 °C | 800 - 1000 °C |
| **Brennstoff** | Wasserstoff ($H_2$) *) | Wasserstoff ($H_2$) *) | $H_2$, Erdgas, Biogas, Kohlegas **) | $H_2$, Erdgas, Biogas, Kohlegas **) |
| **elektrischer Systemwirkungsgrad (mit Erdgas)** | 38 - 42% | 38 - 42% | 50% - 55%, mit GuD > 65% | 50% bis 55%, mit GuD > 65% |
| **Anwendung typische Leistung** | mobil, BHKW 2 bis 200 kW | KWK 50 kW bis 10 MW | KW, KWK 200 kW bis 10 MW | KW, KWK 2 kW - 10 MW |
| **Entwicklungsstand** | Prototyp 3 kW, 200 kW | Kleinserie***) 200 kW | Demonstration 250 kW, 2 MW | Demonstraion 100 kW |

KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
*) Bei Einsatz eines Reformers auch Erdgas oder Biogas
**) interne Reformierung möglich
***) Produktion inzwischen eingestellt

## 2.1 Reaktionsgleichungen der Brennstoffzellen

Hinsichtlich ihres Aufbaus sind Brennstoffzellen galvanische Elemente, bei denen Anode und Kathode durch einen Ionen leitenden Elektrolyten getrennt sind. Grundsätzlich arbeiten alle Typen der Brennstoffzelle nach dem gleichen Prinzip. Ihr wichtigstes Unterscheidungsmerkmal ist, wie oben beschrieben (siehe Kapitel 1), der verwendete Elektrolyt, der die beiden Reaktanden in der Zelle voneinander trennt und gleichzeitig den Austausch der Ionen zulässt. Insgesamt werden derzeit sechs Brennstoffzellentypen unterschieden, die im Überblick in Tabelle 2.2 inklusive ihrer dazugehörigen Reaktionsgleichungen dargestellt sind. Zu beachten ist, dass einer der genannten Typen, die Direktmethanol-Brennstoffzelle (**DMFC**), eine Unterart der PEMFC ist. **8**

*Tab. 2.2:* Reaktionsgleichungen der verschiedenen Brennstoffzellentypen [15]

| Brennstoffzellentyp | Anode: Brennstoff (Oxidation) | Elektrolyt | Kathode: Oxidant (Reduktion) |
|---|---|---|---|
| Alkalische AFC | $H_2 + 2\ OH^- \Leftrightarrow 2\ H_2O + 2e^-$ | $\leftarrow OH^-$ | $0{,}5\ O_2 + H_2O + 2\ e^- \Leftrightarrow 2\ OH^-$ |
| Polymermembran PEMFC<br>Direkt Methanol DMFC | $H_2 \Leftrightarrow 2\ H^+ + 2\ e^-$ | $H^+ \rightarrow$ | $0{,}5\ O_2 + 2\ H^+ + 2e^- \Leftrightarrow H_2O$ |
| Phosphorsäure PAFC | $H_2 \Leftrightarrow 2\ H^+ + 2\ e^-$ | $H^+ \rightarrow$ | $0{,}5\ O_2 + 2\ H^+ + 2e^- \Leftrightarrow H_2O$ |
| Schmelzkarbonat MCFC | $H_2 + CO_3^{2-} \Leftrightarrow H_2O + CO_2 + 2\ e^-$<br>$CO + CO_3^{2-} \Leftrightarrow CO_2 + 2\ e^-$ | $\leftarrow CO_3^{2-}$ | $0{,}5\ O_2 + CO_2 + 2\ e^- \Leftrightarrow CO_3^{2-}$ |
| Festoxid SOFC | $H_2 + O^{2-} \Leftrightarrow H_2O + 2\ e^-$<br>$CO + O^{2-} \Leftrightarrow CO_2 + 2e^-$<br>$2\ CH_4 + 4\ O^{2-} \Leftrightarrow 4\ H_2 + 2\ CO_2 + 8\ e^-$ | $\leftarrow O^{2-}$ | $0{,}5\ O_2 + 2\ e^- \Leftrightarrow O^{2-}$ |
| | | $\rightarrow e^-$ | |

## 2.2 Alkalische Brennstoffzellen (AFC)

**9** Alkalische Brennstoffzellen sind seit den 50er Jahren besonders in Amerika und Europa bis zur technischen Reife entwickelt worden. Sie verwenden konzentrierte Kalilauge und können in einem Temperaturbereich von 20 °C bis 90 °C betrieben werden. Die alkalische Brennstoffzelle erzielt mit bis zu 50% sehr hohe elektrische Wirkungsgrade. Diese hohen elektrischen Wirkungsgrade sind darauf zurückzuführen, dass die Kinetik der Sauerstoffreduktion in alkalischen Elektrolyten schneller als in sauren Medien abläuft. Für ihren Betrieb sind allerdings reiner Wasserstoff und reiner Sauerstoff erforderlich, da der alkalische Elektrolyt mit dem in der Luft enthaltenen Kohlendioxid zu Kaliumkarbonat reagiert, welches dann die Poren der Gasdiffusionselektroden blockiert. Auch wenn in der Vergangenheit Fortschritte bei der $CO_2$-Verträglichkeit erreicht wurden, beschränkt sich der Einsatz von AFC in absehbarer Zeit auf Anwendungen, bei denen hochreine Gase vorhanden sind, wie beispielsweise in der Raumfahrt [3].

## 2.3 Polymermembran-Brennstoffzellen (PEFC oder PEMFC)

**10** Vor allem wegen der erreichbaren hohen Leistungsdichten rückte die PEMFC in den letzten Jahren verstärkt in den Mittelpunkt der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Im Gegensatz zu alkalischen Systemen besteht der Elektrolyt in Membran-Brennstoffzellen aus einer protonenleitenden Folie. Die Membran übernimmt gleichzeitig die Funktion des Elektrolyten, des Katalysatorträgers für die anodischen und kathodischen Elektrokatalysatoren und des Separators für die gasförmigen Reaktanden. Die Arbeitstemperatur liegt zwischen 60 °C und 80 °C, wobei Polymermembran-Brennstoffzellen ein vergleichsweise sehr gutes Kaltstartverhalten aufweisen. Als einer der Nachteile von PEMFC-Systemen ist die komplexe Systemtechnik zu nennen. Da Kohlenmonoxid am anodischen Edelmetallkatalysator Platin adsorbiert wird, muss der CO-Gehalt im Brenngas auf unter 20 ppm reduziert werden.

*Tab. 2.3:* Vor- und Nachteile von PEMFC-Brennstoffzellen [6]

| Vorteile | Nachteile |
|---|---|
| ✓ hohe Leistungsdichte | ✓ hohe Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen im Brenngas |
| ✓ einfacher Zellaufbau | ✓ Wärme- und Wassermanagement notwendig |
| ✓ kurze Startphasen | ✓ hohe Systemkosten |
| ✓ transiente Betriebsweise möglich | |
| ✓ lange Lebensdauer | |
| ✓ hohes Markteintrittspotenzial für mobile Anwendungen | |

## 2.4 Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

Das Funktionsprinzip der PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) entspricht vom Grundsatz her dem der PEMFC. Unterschiedlich ist lediglich der Elektrolyt, der bei der PAFC aus einer Phosphorsäure besteht. Die Betriebstemperatur liegt mit etwa 200 °C im Mitteltemperaturbereich und damit höher als bei der PEMFC. Aufgrund der höheren Arbeitstemperaturen besitzt die PAFC eine gegenüber der PEFC deutlich bessere CO-Toleranz. **11**

*Tab. 2.4:* Vor- und Nachteile von PAFC-Brennstoffzellen [6]

| Vorteile | Nachteile |
|---|---|
| ✓ demonstrierte Anlagenlebensdauer von > 40.000 Stunden | ✓ Wirkungsgrad auf 40% limitiert |
| ✓ demonstrierte Verfügbarkeit von > 90% | ✓ lange Startphasen (1,5 – 3 Stunden) |
| ✓ Betrieb bei Umgebungsdruck | ✓ geringes Entwicklungspotenzial |
| ✓ hoher Entwicklungsstand | ✓ hohe Systemkosten |

## 2.5 Karbonatschmelze Brennstoffzelle (MCFC)

Die MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) arbeitet im Hochtemperaturbereich. Der Elektrolyt besteht aus einem schmelzflüssigen Alkalikarbonat ($Li_2CO_3$, $K_2CO_3$). Bei diesem Brennstoffzellentypen werden Karbonat-Ionen gebildet, die den Luftsauerstoff von der Kathoden- zur Anodenseite transportieren. Deshalb ist für die Kathodenreaktion unbedingt eine Zuführung von Sauerstoff und Kohlendi- **12**

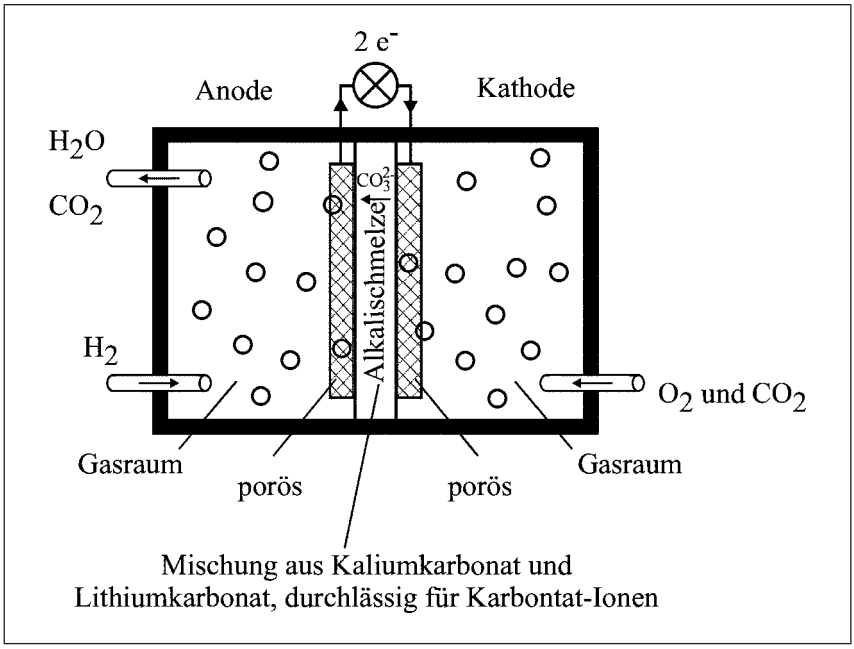



*Abb. 2.4:* Funktionsprinzip einer MCFC [7]

oxid, während das Brenngas anodenseitig in die Zelle gelangt, erforderlich. Abbildung 2.4 veranschaulicht dieses Prinzip. Auf der Anodenseite reagieren die Karbonat-Ionen mit dem Wasserstoff zu Wasser und Kohlendioxid. Dieses wird erneut in den Luftstrom der Kathode geleitet, so dass ein geschlossener $CO_2$-Kreislauf entsteht.

*Tab. 2.5:* Vor- und Nachteile von MCFC-Brennstoffzellen [6]

| Vorteile | Nachteile |
|---|---|
| ✓ hoher Wirkungsgrad | ✓ Lebensdauer |
| ✓ Prozesswärme auskoppelbar | ✓ Elektrolyt- und $CO_2$-Management notwendig |
| ✓ direkter Einsatz von Synthesegasen möglich | ✓ Forschung und Entwicklung im Brennstoffzellenstack noch nicht abgeschlossen |
| | ✓ Forschung und Entwicklung im Brennstoffzellenstack noch nicht abgeschlossen |
| | ✓ hohe Systemkosten |

## 2.6 Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Bei der SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), der sog. oxidkeramischen Brennstoffzelle handelt es sich wie bei der MCFC (vgl. Abschnitt 2.5) um eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle. Der Elektrolyt dieses Brennstoffzellentyps besteht aus einem keramischen Festkörper, dieser besteht aus Yttrium-stabilisiertem Zirkonoxid ($ZrO_2/YO_3$). Dieses weist erst oberhalb einer Temperatur von 750 °C eine hinreichend gute $O^{2-}$-Ionenleitfähigkeit bei gleichzeitiger Gasundurchlässigkeit auf. Die Betriebstemperatur ausgeführter SOFC-Brennstoffzellen beträgt zwischen 800 °C und 1000 °C. Abbildung 2.6 zeigt das Prinzip, nach dem der Wasserstoff – wie bei der Membran-Brennstoffzelle – an der Anode zwei Elektronen an den Leiterkreis abgibt. Allerdings reagiert in diesem Prinzip der Sauerstoff an der Kathode zu $O^{2-}$-Ionen, die durch den Elektrolyten wandern und sich dort mit den auf der Anodenseite verbliebenen $H^+$-Ionen zu Wasser verbinden. **13**

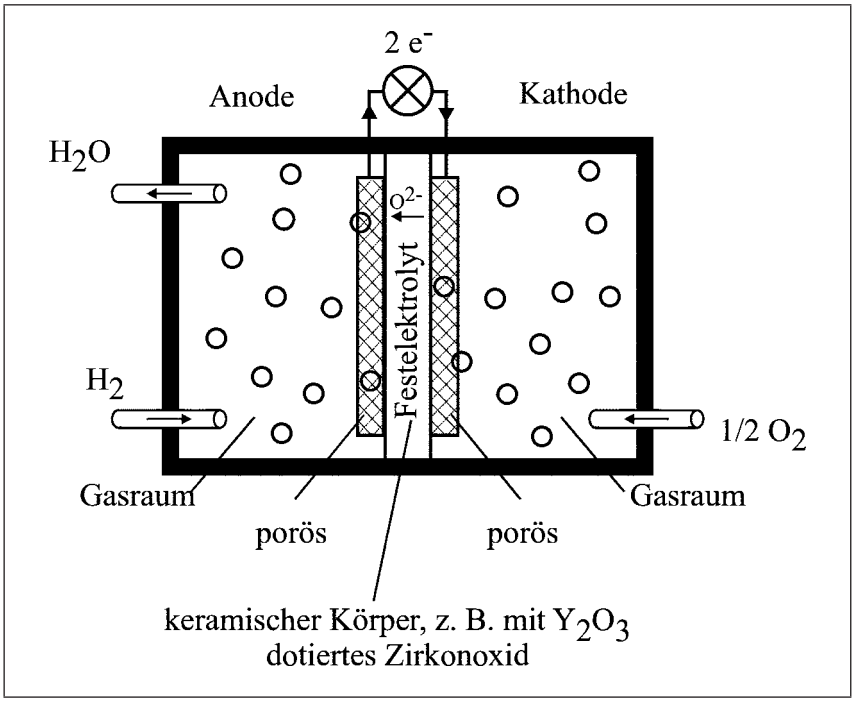



*Abb. 2.6:* Funktionsprinzip einer SOFC [7]

*Tab. 2.7:* Vor- und Nachteile von SOFC-Brennstoffzellen [6]

| Vorteile | Nachteile |
|---|---|
| ✓ Einfachheit des Systemaufbaus | ✓ hohe Betriebstemperatur |
| ✓ Lebensdauer | ✓ Korrosion der Komponenten |
| ✓ hohe Wirkungsgrade | ✓ hohe Kosten |
| ✓ Prozesswärme auskoppelbar | |
| ✓ kein Elektrolytmanagement | |

# 3 Stand und Entwicklung der unterschiedlichen Brennstoffzellentypen

## 3.1 Zur Historie

**14** Das Prinzip der Brennstoffzelle ist keine Erfindung des 20. Jahrhunderts. Das Prinzip wurde bereits im Jahr 1839 von Sir William Grove in London entdeckt. Ende des 19. Jahrhunderts (1894) stellte Wilhelm Ostwald fest, dass der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle nicht von den Gesetzmäßigkeiten eines Carnot-Prozesses abhängig ist und somit den Wärmekraftmaschinen gegenüber prinzipiell überlegen ist. Allerdings kam die Brennstoffzellentechnik zu diesem Zeitpunkt nicht zum Zuge. Korrosions- und Stabilitätsprobleme der Elektrodenmaterialien und die Unkenntnis über die elektrochemischen Vorgänge erschwerten die Entwicklung. Demgegenüber stand die wesentlich raschere Einführung und darauf folgende Weiterentwicklung des Siemens-Generators (1866).

**15** Erhebliche Fortschritte in der Erkenntnis elektrochemischer Zusammenhänge sowie in der Materialforschung verhalfen der Brennstoffzelle schließlich im wissenschaftlich-technischen Raum zu einem Durchbruch. Mit ihrer emissionsarmen Umwandlung und ihren hohen Wirkungsgraden kommt sie dazu auf energiewirtschaftlicher und politischer Ebene dem Umweltschutz sehr entgegen, so dass nun auch die Bemühungen zur Markteinführung intensiviert werden. Das Prinzip der Brennstoffzelle ist bis zum heutigen Zeitpunkt auf sehr unterschiedliche Weise verwirklicht worden. Die Entwicklungslinien werden nachfolgend im Detail betrachtet.

## 3.2 Technische Anforderungen

**16** Die Reaktions- bzw. Transportvorgänge in einer Brennstoffzelle – und damit ihre Wirkungsgrade – werden in hohem Maße von Qualität und Anordnung der Elektrodenflächen bestimmt. In der praktischen Ausführung werden poröse Elektroden mit großen inneren Oberflächen verwendet, damit guter Kontakt zwischen eindringendem Gas, Elektrolyt und Elektroden sichergestellt werden kann. Anforderungen an das Elektrodenmaterial sind: gute katalytische Eigenschaften, Laugen- und Säurebeständigkeit sowie mechanische und thermische Stabilität. Gleichzeitig sollen die Schichtdicken möglichst gering sein, um geringe elektrische Innenwiderstände und hohe Packungsdichten zu erzielen sowie die Materialkosten möglichst gering zu halten.

**17** Die von einer einzelnen Zelle gelieferte Spannung liegt in der Größenordnung von 0,5 V bis ca. 1 V (vgl. Abbildung 1.2). In der Praxis kann der Betriebspunkt über die Stromdichte so gewählt werden, dass die Brennstoffzelle ihre maximale Leistung abgibt. Dann betragen die Betriebsspannungen etwa 0,6 V bis 0,7 V. Deshalb werden die einzelnen Zellen zu einem Brennstoffzellenstapel, dem sog. „Stack" zusammengesetzt und in Reihe geschaltet. Die einzelnen Zellspannungen addieren sich zu einer Gesamtspannung von beispielsweise zwischen rund 24 V bis 50 V, in Abhängigkeit der Belastung, bei einem 50 zelligen Brennstoffzellenstack. Abbildung 3.1 zeigt das Prinzip, nach dem z. B. ein PEMFC-Stack aufgebaut ist.

**18** In dieser Darstellung wird neben dem Gesamtaufbau eines Brennstoffzellenstacks eine Einzelzelle hinsichtlich ihres Aufbaus wiedergegeben. Hierbei wird zum einen die Serien- bzw. Reihenschaltung von einzelnen Zellen zu einem Brennstoffzellenstack deutlich (linke Bildhälfte). Zum anderen veranschaulicht die Explosionszeichnung einer einzelnen Brennstoffzelle (rechte Bildhälfte) die zu- bzw. abgeführten Medienströme. Wie dieser Darstellung zu entnehmen ist, strömen Luft bzw. Sauerstoff und Wasserstoff getrennt voneinander in die Zelle hinein. Eine homogene Verteilung der zugeführten Gase an die Oberfläche der Elektroden bzw. Katalysatoren erfolgt über eine mäanderförmige Struktur, diese wird als so genanntes „Flowfield" bezeichnet. Eingeprägt ist diese auf eine so genannte Bipolare Platte. Die Bipolare Platte, hergestellt aus leitfähigem Kunststoff oder aus

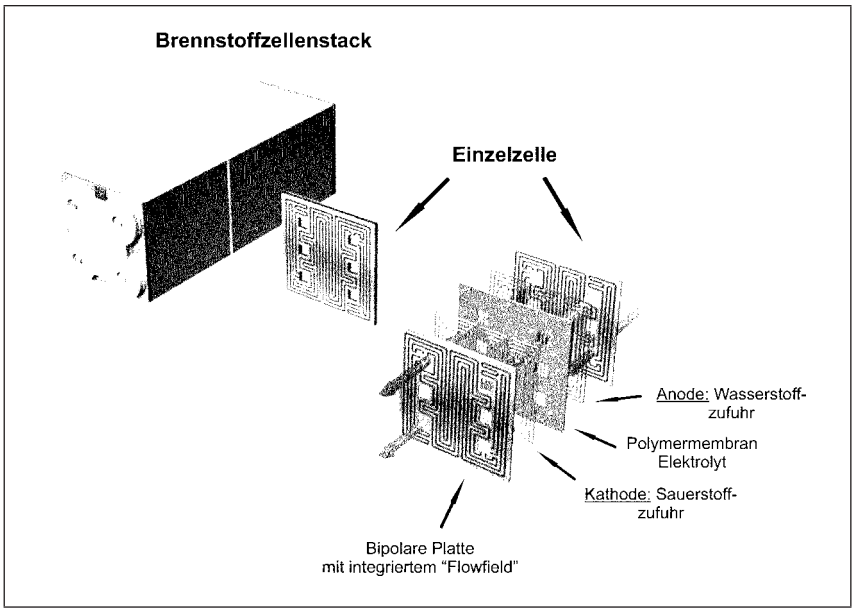



*Abb. 3.1:* Schematischer Aufbau eines Brennstoffzellenstacks [1]

Grafit, gewährleistet zum einen die Versorgung der Zellen mit Reaktionsgasen und zum anderem stellt sie die notwendige elektrische Kontaktierung zur Weiterleitung des Stromes zwischen den einzelnen Brennstoffzellen sicher. Weitere Aufgaben dieses Bauteils sind:

- Weiterleitung und Abgabe der entstehenden Reaktionswärme und
- das Abdichten der verschiedenen Gas- und Kühlkammern gegeneinander und nach außen.

**19** Die erforderliche Gasreinheit ist je nach Brennstoffzellentyp unterschiedlich. Problematisch ist diese vor allen Dingen in Brennstoffzellen, die Elektrodenbeschichtungen aus Edelmetallen wie Platin oder Gold besitzen[3)] und sehr empfindlich gegen CO sind. Beispielsweise benötigt die alkalische Brennstoffzelle (AFC) eine sehr hohe Gasreinheit, dies gilt sowohl für den zugeführten Wasserstoff als auch für den Sauerstoff. Damit ist die Verwendung von Luftsauerstoff für diesen Prozess ausgeschlossen. PAFC und PEMFC können dagegen direkt mit Luftsauerstoff, nicht aber mit unreformiertem Brennstoff wie

3 Diese Beschichtung dient als Katalysator für die Reaktionsvorgänge.

Methan ($CH_4$) betrieben werden. Zu hoher Stickstoffgehalt im Brennstoff kann ebenfalls Probleme verursachen, indem er sich mit Wasserstoff zu Ammoniak ($NH_3$) verbindet und so den chemischen Prozess an der Kathode beeinträchtigt [4]. Trotz derzeitig noch vorhandener Probleme wird in Zukunft eine Lebensdauer von 40.000 h für die Brennstoffzelle angestrebt. Die Optimierung aller genannten Kriterien bestimmt letztendlich die Leistungsfähigkeit (Stromdichte, Wirkungsgrad) eines Brennstoffzellensystems. Ihre speziell auftretenden Problematiken spiegeln sich im Entwicklungsstand dieser Technik wieder.

## 3.3 Entwicklungsstand

Brennstoffzellen im Leistungsbereich bis 50 $kW_{el}$. Für den Bereich der kleinen Brennstoffzellensysteme (von einem bis rund 50 $kW_{el}$) haben sich inzwischen zwei Bauformen etabliert: Die Polymer-Membran-Brennstoffzelle, an der weltweit verschiedene Firmen und Forschungseinrichtungen intensiv arbeiten, und die von der Schweizer Firma Sulzer Hexis entwickelte planare SOFC. Eine Auswahl von Systementwicklern ist Tab. 3.2 zu entnehmen. **20**

*Tab. 3.2:* Auswahl von Entwicklern von Brennstoffzellensystemen im Leistungsbereich bis 50 $kW_{el}$ (Stand April 2005)

| Hersteller/ Entwickler | Typ | Elektrische Leistung | Brennstoff | Demonstrationsanlagen/ Betreiber |
|---|---|---|---|---|
| Bosch Buderus | PEMFC | 1,5 – 3 kW | Erdgas | k. A. |
| Ballard | PEMFC | 1 kW | Erdgas | Entwicklung für den japanischen Markt |
| HGC | PEMFC | 1,5 kW | Erdgas | Systeme in Hamburg, Kassel |
| H-Power | PEMFC | 4,5 kW | Multifuel | Gaz de France, Fortum Oy, Energy Coopportunity |
| IDATECH | PEMFC | 1 – 4,6 kW | Multifuel | Feldtests bei Bonneville Power Administration, Partner in Deutschland RWE-Fuel Cell |
| Vaillant/ Plug Power | PEMFC | 4,6 kW | Multifuel | Feldtests der KWK-Einheiten im Ruhrgebiet; ab 2002 EU-Feldtests, Partner u.a. E.ON |

*Tab. 3.2:* Auswahl von Entwicklern von Brennstoffzellensystemen im Leistungsbereich bis 50 $kW_{el}$ (Stand April 2005)

| Hersteller/ Entwickler | Typ | Elektrische Leistung | Brennstoff | Demonstrationsanlagen/ Betreiber |
|---|---|---|---|---|
| Viessmann | PEMFC | 2 kW | Erdgas | Beginn der Feldtestphase vorrausichtlich 2006, Partner: u.a. ZSW, Südchemie, Universität Dortmund |
| Sulzer Hexis | SOFC | 1 kW | Erdgas, Heizöl | u.a. Städtische Werke Winterthur, EWE AG, Thyssengas, RWE, Ruhrgas |

21 **Brennstoffzellen BHKW – Systeme im mittleren Leistungsbereich.** Für die Anwendung als Blockheizkraftwerke wurden bis dato (Stand Dezember 2005) Brennstoffzellensysteme in einer Leistungsklasse von 200 $kW_{el}$ bis 300 $kW_{el}$ als Prototypen bzw. als Vorseriensysteme realisiert. Wegen der Modularität des Zellstacks können im Prinzip beliebige Leistungseinheiten durch Kombinationen der Grundeinheiten realisiert werden. Die Hochtemperatursysteme MCFC und SOFC können die Abwärme des Zellstacks direkt für die Wasserstoffreformierung nutzen und damit den Wirkungsgrad bei Betrieb mit Erdgas erhöhen. Darüber hinaus eröffnet die hohe Betriebstemperatur der MCFC und der SOFC eine vielseitige Nutzung der Abwärme, z. B. für die Prozessdampfversorgung in der Industrie. Tabelle 3.3 gibt einen Überblick über die aktuellen Entwicklungen.

*Tab. 3.3:* Auswahl von Entwicklern von Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken (Stand Mai 2005)

| Hersteller | Typ | Elektrische Leistung | Brennstoff | Demonstrationsanlagen/ Auswahl von Betreibern |
|---|---|---|---|---|
| ONSI/UTC | PAFC | 200 kW | Erdgas, Klärgas | Seit 1991 ca. 250 Einheiten ausgeliefert |
| Ballard Generation Systems/ ALSTOM Ballard | PEMFC | 250 kW | Erdgas, Grubengas[B1)] | BEWAG Berlin, Basel, Lüttich, Fraunhofer-Umsicht Oberhausen |
| MTU-Friedrichshafen | MCFC | 250 kW bis 3 MW[B2)] | Multifuel | Ruhrgas AG Dorsten, Stadtwerke Bielefeld, Bad Neustadt, Michelin, RWE Essen (D) |
| Ansaldo | MCFC | 500 kW | Erdgas | ENEL Mailand (I) (100 $kW_{el}$ Anlage) |
| M-C Power | MCFC | 250 kW | Erdgas | San Diego (USA) |
| Siemens-Westinghouse | SOFC | 100 kW | Erdgas | Westervoort (NL), anschließend RWE Essen (D) |
| Siemens-Westinghouse | SOFC/ MGT[B3)] | 300 kW | Erdgas | RWE Essen (D) |

[B1)] Nutzung von Grubengas aufgrund technischer Schwierigkeiten nicht umgesetzt
[B2)] in Konzeptplanung
[B3)] MGT: Mikrogasturbine

**Status und Perspektiven von PEMFC-BHKW.** Im Juni 2000 ist **22**
von der ALSTOM-Ballard GmbH das erste PEMFC Brennstoffzellen-BHKW mit ca. 200 $kW_{el}$ Leistung bei der damaligen BEWAG (heute Vattenfall-Europe) in Berlin aufgestellt worden, später folgten weitere Anlagen in Basel und Lüttich. Im Rahmen eines europäischen Feldtests werden sechs Anlagen des so genannten Typs P2B unter Vor-Ort-Bedingungen an verschiedenen Standorten getestet. An den Feldtests sind verschiedene Energieversorgungsunternehmen beteiligt. Im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit – BMWA – (vormals BMWi) geförderten Leitprojekts EDISon wurde eine 250 $kW_{el}$ PEM-Brennstoffzelle von ALSTOM-Ballard in Mingolsheim im Parallelbetrieb mit zwei konventionellen

Blockheizkraftwerken betrieben. Die Wärme wurde von einem Hallenbad genutzt. In Oberhausen wurde seit 2002 unter Projektleitung des Fraunhofer Instituts Umsicht eine PEM-FC vom Typ P2B mit Erdgas betrieben. Ein Umschluss auf Grubengas sollte nach einer ein- bis zweijährigen Erprobungsphase erfolgen [11]. Aufgrund von systembedingten Schwierigkeiten wurde der geplante Umschluss auf Grubengas nicht durchgeführt, nach Abschluss der Untersuchungen wurde das System im Jahr 2004 stillgelegt [12].

**23** Die in den durchgeführten Feldtests gewonnenen Erkenntnisse führten zwischenzeitlich dazu, dass Weiterentwicklungen des Systems nach Abschluss der Versuchsphasen eingestellt wurden. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind in Europa keine Systeme im mittleren Leistungsbereich auf Basis der PEMFC in Entwicklung. Stattdessen konzentriert sich die Entwicklung im stationären Bereich auf kleinere Leistung im Bereich von bis zu 10 $kW_{el}$. Im Bereich der Fahrzeugantriebe ist die Systemleistung dagegen deutlich höher und liegt im Bereich von bis zu 100 $kW_{el}$, wobei diese Systeme im Gegensatz zu stationären Brennstoffzellen mit reinem Wasserstoff betrieben werden sollen.

**24** **Status und Perspektiven von PAFC-BHKW.** Die PAFC galt bis vor kurzem als die am weitesten entwickelte Brennstoffzellen-Technik. Vor allem in Japan und den USA wurden Anlagen im Bereich zwischen 50 $kW_{el}$ und 200 $kW_{el}$ entwickelt, durch Zusammenschluss einer Reihe von Einzelmodulen wurde in Japan eine elektrische Anlagenkapazität von rund 11 $MW_{el}$ erfolgreich demonstriert. Aufgrund der umfangreichen Betriebserfahrungen mit diesen Anlagen sind relativ detaillierte Aussagen zum Stand dieser Technik möglich. Eine 200-$kW_{el}$-Anlage wurde von der Fa. UTC Fuel Cells etwa 250-mal kommerziell vermarktet. Inzwischen wurde die Produktion aufgrund des geringen Kostensenkungspotenzials der PAFC UTC Fuel Cells eingestellt [10]. Insgesamt ist festzustellen, dass gegenwärtig (Stand Dezember 2005) weltweit keine nennenswerten neuen Entwicklungen im Bereich der PAFC Systeme öffentlich angekündigt bzw. umgesetzt werden.

**25** **Status und Perspektiven von MCFC-BHKW.** In den USA arbeiteten zwei Firmen an der Entwicklung der MCFC-Technik, die ERC (Energy Research Corporation) und die Fa. M-C-Power. Beide Fir-

men haben bereits eigene Zellfertigungskapazitäten für Zellen mit etwa 0,8 $m^2$ bis 1 $m^2$ Fläche aufgebaut und haben bereits Ende der 90er Jahre erste Testanlagen betrieben (250 $kW_{el}$ bis 1.800 $kW_{el}$). In Japan arbeiteten mehrere Firmen und Forschungseinrichtungen intensiv an der Entwicklung von MCFC-Stacks und Gesamtsystemen, u. a. Mitsubishi Electric Corporation, Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co. Ltd. (IHI), Hitachi Works Ltd. und Toshiba. In Japan wurde 1998 eine Demonstrationsanlage mit einer elektrischen Gesamtleistung von einem Megawatt betrieben. Die Stacks mit je 250 $kW_{el}$ Leistung wurden von Hitachi und IHI entwickelt [5]. Inzwischen wurde die Weiterentwicklung der MCFC-Technik in Japan zurückgestellt.

**26** In Europa war unter anderem die Arbeitsgemeinschaft ARGE MCFC aktiv, ein deutsch/dänisches Konsortium unter Federführung von MTU Friedrichshafen GmbH. Hervorgegangen aus dieser Kooperation, mit Unterstützung der Netherland Energy Research Foundation ERC, ist das Brennstoffzellensystem HotModule. Zur Weiterentwicklung und zur zukünftigen Vermarktung dieses Brennstoffzellensystems wurde im Jahr 2003 zwischen der RWE-Fuel Cells GmbH und MTU Friedrichshafen ein Joint Venture Vertrag unterzeichnet. In einer Reihe von Demonstrationsprojekten, wie bei der Fa. RWE-Energie AG in Essen oder im Rhönklinikum in Bad Neustadt sowie in Laboranlagen bei der MTU Friedrichshafen GmbH wurden hohe Lebensdauern nachgewiesen.

**27** So erzielte im August 2004 ein HotModule mit 21.000 nachgewiesenen Betriebsstunden einen Weltrekord [9, 13]. Die Entwicklergruppe um die ECR gibt Lebensdauern von etwa 25.000 h an [3].

**28** **Status und Perspektiven von SOFC-BHKW im mittleren Leistungsbereich.** SOFC-BHKW werden weltweit von verschiedenen Unternehmen entwickelt. Die Firma Siemens-Westinghouse verfügt nach der Übernahme der nichtnuklearen Kraftwerkssparte von Westinghouse über das umfangreichste Entwicklungs-Know-how. Das erste BHKW größerer Leistung auf Basis der SOFC wurde von dem Konsortium aus niederländischen und dänischen Energieunternehmen (EDB/ELSAM) in Westervoort (NL) realisiert. Diese Anlage mit einer Leistung von 100 $kW_{el}$ leistete über 16.000 Betriebsstunden, an ihrem nachfolgenden Standort in Essen bei der Fa. RWE-

Energie AG wurde diese über weitere 4.000 Stunden betrieben. Die EDB/ELSAM-Anlage wurde zur Auslegung einer zukünftigen 250 $kW_{el}$ Demonstrationsanlage hochskaliert, die von Siemens-Westinghouse in Pittsburgh (USA) entwickelt wurde. Ein erstes 220-$kW_{el}$-Hybridsystem (Brennstoffzelle mit nachgeschalteter Gasturbine) von Siemens-Westinghouse an der University of California wird seit Mitte 2000 von Southwestern California Edison betrieben. Es wurde bis Anfang 2002 über 1.000 Stunden betrieben und demonstrierte einen elektrischen Wirkungsgrad von 53%. Informationen für die Zeit danach liegen nicht vor. Eine erste Hybridanlage der 300-$kW_{el}$-Klasse für die Fa. RWE-Energie AG in Essen wurde auf Basis der vorhandenen Anlage projektiert. Aufgrund von technischen Schwierigkeiten insbesondere im Gasturbinenteil wurde dieses Vorhaben zwischenzeitlich eingestellt. Die von Siemens-Westinghouse im Jahr 2003 für Ende 2005 angekündigte Markteinführung der tubularen SOFC-Systeme der 300 kW-Klasse wurde aufgrund technischer Schwierigkeiten zwischenzeitlich verschoben. Nach Umstrukturierungsmaßnahmen befindet sich die Entwicklung einer nicht druckaufgeladenen tubularen SOFC (Typ SFC 200) mit einer elektrischen Leistung von 125 kW und einer thermischen Leistung von rund 100 kW in einer neuen Vorentwicklungsphase mit dem Ziel, Ende 2006 mit Systemtests die erste Entwicklungsphase abzuschließen. Als neuer Markteintrittzeitraum wird von Seiten des Herstellers das Jahr 2012 genannt [2, 14].

29 **Brennstoffzellen im Megawatt-Bereich.** Während das bisher größte Brennstoffzellenkraftwerk (11 $MW_{el}$ PAFC Kraftwerk der Tokyo Electric Power Company) mit der PAFC-Technik realisiert wurde, konzentrierte sich bislang die weitere Forschung und Entwicklung von Kraftwerken in der Leistungsklasse über 1 $MW_{el}$ auf MCFC- und SOFC-Brennstoffzellen. Eine von Siemens in Marbach am Neckar geplante 1.000 kW SOFC Hybridanlage musste aufgrund von noch zu lösenden technischen Fragestellungen im Bereich der nachgeschalteten Gasturbine im Jahr 2002 aufgegeben werden. Gegenwärtig verfolgt Siemens keine weitere Leistungssteigerung (> 300 $kW_{el}$ ohne GT) der Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC). Nach Aussagen von mtu-cfc werden Konzepte für MCFC-Brennstoffzellen im Leistungsbereich 1.000 bis 3.000 $kW_{el}$ geprüft. Entscheidungen hinsichtlich der Realisierung dieser Systeme sind je-

doch stark von den Betriebserfahrungen der derzeit laufenden Systeme und der erschließbaren Kostensenkungspotenziale abhängig.

## 4 Zukünftige Einsatzgebiete

Nachfolgend werden einige Überlegungen zu potenziellen Einsatzgebieten der Brennstoffzellen vorgestellt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass zum jetzigen Stand der Entwicklung noch zahlreiche offene Fragen bestehen, die sich erst in der Zukunft klären lassen. Insgesamt gesehen werden verschiedene Kategorien diskutiert: Transport, dezentrale Energieversorgung und Kraftwerksanwendungen für den großflächigen Einsatz von Brennstoffzellen, portable Energiesysteme, Raumfahrt, Militär und Sonderanwendungen mit Bio-, Klär- und Deponiegas für Einsatz-„Nischen". Die Entscheidung, welcher Brennstoffzellentyp für den jeweiligen Zweck geeignet ist, richtet sich neben anderen Kriterien nach dem benötigten Leistungs- und Temperaturniveau. In Tabelle 4.1 sind einige Anwendungsbeispiele dargestellt. **30**

*Tab. 4.1:* Beispiele für denkbare Einsatzgebiete der Brennstoffzelle

| Typ | Betriebs-temperatur | Anlagenleistung (elektrisch) | Anwendung |
|---|---|---|---|
| AFC | < 100 °C | Kleinanlagen<br>5 – 100 kW<br>(modular) | • Transportsysteme<br>• Raumfahrt<br>• Militär |
| PEMFC | < 100 °C | *Kleinstanlagen*<br>< 500 W<br><br>*Kleinanlagen*<br>1 kW – 8 kW<br><br><br>Mittlere Anlagen<br>30 kW – 70 kW<br>250 kW | • Portable Energiesysteme<br><br>• Energieversorgung Haushalte<br>• Notstromgeneratoren (APU)<br><br>• Fahrzeugantrieb<br>• Militär<br>• Blockheizkraftwer |
| DMFC | < 100 °C | *Mittlere Anlagen*<br>50 – 200 kW | • Fahrzeugantrieb |

*Tab. 4.1:* Beispiele für denkbare Einsatzgebiete der Brennstoffzelle

| Typ | Betriebs-temperatur | Anlagenleistung (elektrisch) | Anwendung |
|---|---|---|---|
| PAFC | 200 °C | *Mittlere Anlagen*<br>50 – 200 kW | • Blockheizkraftwerke<br>• Dezentrale Stromversorgung |
| SOFC | 850 – 1000 °C | *Kleinanlagen*<br>bis 3 kW | • Energieversorgung Haushalte |
| | | *Mittlere Anlagen*<br>100 kW – 2 MW (modular) | • Blockheizkraftwerke<br>• Dezentrale Stromversorgung |
| MCFC | 650 °C | *Kleinanlagen*<br>250 – 300 kW | • Sonderanwendungen (Deponie-, Klär- und Biogas) |
| | | *Mittlere Anlagen*<br>> 1 MW | • Blockheizkraftwerke<br>• Kälteerzeugung<br>• Prozessdampferzeugung |
| | | *Großanlagen*<br>bis 20 MW | • Dezentrale Stromversorgung |

# 5 Die Brennstoffzelle im „Konkurrenzfeld"

**31** Das Konkurrenzfeld der Brennstoffzelle ist je nach potentiellem Anwendungsgebiet unterschiedlich. Betrachtet man die Brennstoffzelle als mögliche Strom- und Wärmeversorgung im Haushalt, so konkurriert sie bspw. mit dem elektrischen Netz (einschließlich der Kraftwerke), Gas- bzw. Ölheizungen sowie dem Motor-Blockheizkraftwerk. Auf dem Verkehrssektor sind es die gängigen Verbrennungsmotoren oder auch batteriebetriebene Elektromotoren.

**32** Eindeutiger Vorteil der Brennstoffzelle im Vergleich zu allen anderen fossilen Energieerzeugern ist ihr geringes Emissionsniveau. Bei dem Einsatz von BHKW bspw. sind für die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC) minimale Werte für $NO_x$-, CO- und Kohlenwasserstoffemissionen gegenüber denen zu erwarten, die ein Gas-BHKW erzeugen würde. Staub- und $SO_2$-Emissionen sind auf beiden Seiten vernachlässigbar gering, da Erdgas in der Regel einen niedrigen Schwe-

felgehalt und minimalen Staubanteil aufweist. Bei den $CO_2$-Emissionen ist kein direkter Vorteil der Brennstoffzellentechnik gegeben, weil bei der Reformierung von Wasserstoff aus Erdgas, wie bei konventionellen Systemen auch, $CO_2$ entsteht. Da Brennstoffzellen nicht der gleichen Wirkungsgradbeschränkung wie Verbrennungsprozesse unterliegen, ist hier in Zukunft allerdings durch Optimierung noch eine weitere $CO_2$-Einsparung möglich. Tabelle 5.1 zeigt als Kurzübersicht eine grundlegende Bewertung mit Vor- und Nachteilen der Brennstoffzellen gegenüber den Konkurrenzsystemen.

*Tab. 5.1:* Vor- und Nachteile von Brennstoffzellen gegenüber ihrer Konkurrenz

| | **Gaskessel und GuD-Strom** | **BHKW** | **Brennstoffzellen** |
|---|---|---|---|
| Emissionsverhalten | | | |
| CO | ○ | – | + |
| $NO_X$ | + | ○ | + |
| FCKW | + | ○ | + |
| $CO_2$ | ○ | + | + |
| Anforderungen an die Gasreinheit | + | + | – |
| Kosten | + | ○ | – |
| + vorteilhaft ○ neutral – nachteilig | | | |

**33** **Derzeitige Kostensituation.** Die heutigen Herstellungskosten der Brennstoffzellensysteme sind aufgrund der immer noch frühen Entwicklungsphase der Systeme und der dadurch noch fehlenden Kostensenkungspotenziale durch Serien- bzw. Massenproduktion sowie weiterer Kosten durch Nachbesserungsnotwendigkeiten noch sehr hoch. Für potenzielle Kunden der Brennstoffzellensysteme bedeutet dies derzeit hohe Investitionskosten bei gleichzeitigen relativ günstigen Alternativlösungen wie konventionelle BHKW, Otto- bzw. Dieselmotore oder Batteriesysteme. Ein wirtschaftlicher Vergleich von Brennstoffzellensystemen mit Konkurrenzsystemen kann daher nur negativ für die Brennstoffzellentechnik ausfallen. Ein Überblick über die derzeitigen von Herstellern genannten Kosten – hier Herstellungskosten der Brennstoffzellengesamtsysteme – ist der Tabelle 5.2 zu entnehmen.

*Tab. 5.2:* Überblick über Herstellerangaben zu heutigen Brennstoffzellenkosten [6]

| | **spezifische Herstellungskosten 2004** | **spezifische Zielkosten der Hersteller** |
|---|---|---|
| | Angaben in €/$kW_{el}$ | |
| **Brennstoffzellenheizgeräte** | | |
| Vaillant/Plug-Power 4,7 $kW_{el}$ PEMFC | ca. 11.000 | 1.500 |
| Viessmann 2 $kW_{el}$ PEMFC | k. A. | 1.500 |
| Sulzer Hexis 1 $kW_{el}$ SOFC | > 5.000 | 2.400[B1)] |
| **Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke** | | |
| Alstom/Ballard 250 $kW_{el}$ PEMFC | ca. 14.000 | k. A. |
| UTC Fuel Cells 200 $kW_{el}$ PAFC PC25 | ca. 4.250 | –[B2)] |
| MTU 250 $kW_{el}$ MCFC HotModule | ca. 6.000 bis 12.000 | 1.200 bis 1.500 |
| Siemens 300 $kW_{el}$ SOFC | ca. 10.000 | 1.000 |
| **Brennstoffzellen-Großsysteme** | | |
| MTU Megawatt HotModule | k. A. | 1.200 bis 1.500 |
| Siemens Megawatt SOFC Hybrid System | k. A. | 1.250 bis 1.300 |

[B1)] inklusive Vollwartungsvertrag mit Stackaustausch
[B2)] Aufgabe der Produktion: Hersteller sieht kein Kostensenkungspotenzial

**34** Die Herstellungskosten für stationäre Brennstoffzellen liegen demnach gegenwärtig, in Abhängigkeit vom betrachteten Brennstoffzellensystem bzw. -typ, zwischen etwa 4.000 €/$kW_{el}$ und 30.000 €/$kW_{el}$. Sie liegen somit deutlich über den von den Herstellern genannten Zielgrößen. Dieses Kostenspektrum verdeutlicht den frühen Stand der Systementwicklung.

## 6 Abschließende Betrachtungen

**35** Zusammenfassend lässt sich zum Zeitpunkt (Ende 2005) Folgendes zusammenfassen: Physikalisch ist die Brennstoffzellentechnik gegenüber allen Techniken, die einer Wirkungsgradbeschränkung durch Carnot unterliegen, überlegen. Ihr geringes Emissionsniveau entspricht dem, was von heutiger anwendbarer Technik im Rahmen des Umweltschutzes und der rationellen Energieverwendung erwartet wird. *Aber:* Die Technik ist gegenüber den „konventionellen Konkurrenten" kompliziert und erfordert aufwendige Materialherstellung, was sich sehr nachteilig auf die Kosten auswirkt. In der Praxis ist zudem unter Berücksichtigung der Wasserstofferzeugung (z. B. Erdgasreformierung) bei heutigem Entwicklungsstand der Brennstoffzellen der energetische Vorteil gegenüber Konkurrenzsystemen nicht immer nennenswert größer.

**36** Erste Anwendungsschritte sind in der Raumfahrt mit der alkalischen Brennstoffzelle (AFC) gemacht worden. Die PAFC wurde bereits als stationäre Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 250 kW kommerziell vermarktet. Da aus Sichtweise des Herstellers dieser Brennstoffzellentyp nur geringe Kostensenkungspotenziale und nur wenige Möglichkeiten zur Systemverbesserung aufzeigte, wurde die Produktion und Weiterentwicklung inzwischen eingestellt.

**37** Die neueren Generationen von Brennstoffzellen befinden sich derzeit in einer sehr intensiven Entwicklungs- (DMFC) bzw. Demonstrationsphase (PEMFC, MCFC, SOFC). Nach mehrfacher Verschiebung einer Markteinführung von Brennstoffzellensystemen ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt davon auszugehen, dass diese im stationären Bereich für etwa 2010 und im mobilen Bereich ab etwa 2015 als wahrscheinlich eingeschätzt werden kann. Besondere Beachtung findet dabei die PEMFC, ihr primärer Anwendungsbereich wird gegenwärtig im Transport gesehen, was für hohe Stückzahlen und damit deutliche Kostendegression spricht. Weitere Einsatzmöglichkeiten, wie zum Beispiel als portable Anwendungen oder im Bereich der stationären Energieversorgung von Wohngebäuden, verbunden mit dem möglicherweise zu erzielenden niedrigen Kostenniveau der Systeme eröffnen Perspektiven, die auch in diesen Einsatzgebieten über die reine „Nischentechnologie" hinausgehen.

**38** Problemstellungen zeigen sich bei allen Zellentypen noch bezüglich der Lebensdauer und der verwendeten Materialien. Für das Erreichen eines großflächigen Einsatzes dieser Technik bedarf es noch zufrieden stellender Lösungen.

## 7 Literatur

[1] N.N.: Internetdokumentation Ballard, www.ballard.com, Stand Oktober 2005

[2] Dewald, U.: Siemens entwickelt Röhrenform für Brennstoffzellen weiter, Newsletter der Initiative Brennstoffzelle (IBZ) vom 10. Mai 2005, Download über URL (am 10. Mai 2005): http://www.initiative-brennstoffzelle.de/ps/tmp/428067c432944.livepdf/document.pdf

[3] DLR, IFEU, Wuppertal Institut, LEE, ZSW, FHG ISE: Umweltauswirkungen, Rahmenbedingungen und Marktpotenziale des dezentralen Einsatzes von Brennstoffzellen, Untersuchung im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung, 1. Zwischenbericht, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, Freiburg, 2002

[4] Forum für Zukunftsenergien 1996: Forum für Zukunftsenergien: „Brennstoffzellen im Energiemarkt“, Tagungsband, Congress im Maritim Hotel Köln, 12. - 14. März 1996

[5] A. Kato: R&D of 1000 kW-Class MCFC Pilot Plant, Conference Proc. Fuel Cells – Clean Energy for Today´s World, November 16-19, Palm Springs 1998, p. 44-47

[6] Krewitt W., Pehnt M., Fischedick, M., Temming, H.V.: Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung; Erich Schmidt Verlag, Berlin 2004

[7] Wagner, H.-J.: Manuskript zur Vorlesung Anlagentechnik, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Bochum

[8] Wagner, H.-J.: Messdaten einer PEM-Brennstoffzelle, Daten aus eigenen Untersuchungen, Lehrstuhl für Energiesysteme

und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Bochum 2005

[9] Internetdokumentation MTU-Friedrichshafen zum HotModule, http://www.mtu-friedrichshafen.com/cfc/de/cfcs/cfcs.htm, Stand März 2005, Friedrichshafen 2005

[10] Pehnt, M., Traube, K.: Zwischen Euphorie und Ernüchterung – Stand und mittelfristige Perspektiven stationärer Brennstoffzellen, Herausgegeben durch Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung und BUND Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Berlin 2004

[11] N.N.: Internetdokumentation zum Projekt PEM-Oberhausen, http://www.pem-oberhausen.de/, April 2004

[12] N.N.: Internetdokumentation zum Projekt PEM-Oberhausen, http://www.pem-oberhausen.de/, März 2005

[13] N.N.: Pressemitteilung der Rhön Klinikum AG vom 24. 8. 2004, HotModule im Rhön-Klinikum über 21.000 Stunden gelaufen, www.rhoen-klinikum-ag.com

[14] N.N.: Internetinformation zur Siemens SOFC-Brennstoffzelle, http://www.powergeneration.siemens.com/en/fuelcells/secaprogram/index.cf (Stand März 2005)

[15] Temming, H. V.: Analysen und Simulationen zur Bewertung der Einsatzmöglichkeiten und Marktpotenziale von Brennstoffzellen in der Industrie, Selbstverlag des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Bochum 2005, ISBN: 3-934951-13-0

# Faulgas in Kläranlagen

*Thomas Adam*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einführung | 1–21 |
| 1.1 | Allgemeine Situation | 3–4 |
| 1.2 | Kostenstruktur | 5–9 |
| 1.3 | Verfahrensprozesse | 10–16 |
| 1.4 | Energiedaten für Kläranlagen | 17–19 |
| 1.5 | Energiesparmaßnahmen in Kläranlagen | 20–21 |
| 2 | System | 22–27 |
| 2.1 | Systemdefinition | 24–25 |
| 2.2 | Kostenfluss | 26 |
| 2.3 | Energiefluss | 27 |
| 3 | Analyse | 28–87 |
| 3.1 | Zulauf | 32–33 |
| 3.2 | Faulgas | 34–47 |
| 3.2.1 | Lastgang | 35–38 |
| 3.2.2 | Faulgasumfrage in mehreren Kläranlagen | 39 |
| 3.2.3 | Faulgasproduktion in Abhängigkeit der Anschlussgröße | 40–41 |
| 3.2.4 | Faulgasnutzung in Abhängigkeit der Anschlussgröße | 42 |
| 3.2.5 | Faulgasproduktion in Abhängigkeit der Abwasserzulaufmenge | 43–44 |
| 3.2.6 | Spezifische Faulgasproduktion | 45–47 |
| 3.3 | Faulgasspeicher | 48–55 |
| 3.3.1 | Dimensionierung von Speichern | 50–51 |
| 3.3.2 | Verweilzeit des Faulgases | 52–55 |
| 3.4 | Energiezentrale | 56–64 |
| 3.4.1 | Elektrische BHKW-Leistung in Abhängigkeit des Anschlussgrades | 57 |
| 3.4.2 | Thermische Leistung in Abhängigkeit des Anschlussgrades | 58 |
| 3.4.3 | Laufzeiten der BHKW-Module aus der Faulgasnutzung | 59–64 |
| 3.5 | Energiebilanz einer Kläranlage | 65–82 |
| 3.5.1 | Elektroenergiebedarf | 66–74 |
| 3.5.2 | Wärmebedarf | 75–82 |
| 3.6 | Elektrische und thermische Jahresdauerlinie | 83–85 |
| 3.7 | Faulgaskenndaten | 86–87 |
| 4 | Zusammenfassung | 88–89 |
| Literatur | | |

### Schlagwortübersicht


| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Anaerobe Schlammbehandlung | 40 | Phosphatelimination | 14 |
| Belebtschlamm | 13 | Primärschlamm | 13 |
| Betriebskosten | 9 | Quantitative Merkmale | 29 |
| BHKW | 56 ff. | Raumheizung | 80 |
| Eigenversorgungspotential | 19 | Reinigungsstufe | |
| Energiefluss | 27 | - mechanische | 12 |
| Energiekosten | 9 | - biologische | 13 |
| Energiesparmaßnahmen | 20 f. | Schlammvorwärmung | 79 |
| Faulgasproduktion | 34 ff. | Spezifischer Elektroenergiebedarf | 66 |
| Faulschlamm | 13 | Stickstoffelimination | 14 |
| Jahresdauerlinien | 31, 83 ff. | Strombedarf | 17 f. |
| Klärschlammbehandlung | 15 | Systemdefinition | 22 ff. |
| Kostenfluss | 26 | Thermische Gesamtleistung | 76 |
| Leistungsklassen | 69 ff. | Verweilzeit | 48 ff. |
| Oxidation | 13 | Wärmeverbrauch | 75 |


# 1 Einführung

**1** Kläranlagen bilden die technische Schnittstelle zwischen der Industriegesellschaft und dem natürlichen Wasserkreislauf. Sie haben das kommunal und industriell verschmutzte Abwasser so aufzubereiten, dass es nach der Reinigung unbedenklich in die vorhandenen Vorfluter eingeleitet werden kann. Basis bilden die gesetzlich vorgeschriebenen Verschmutzungsgrenzwerte, welche für die Bundesrepublik Deutschland in der „Allgemeinen Rahmenverwaltungsvorschrift über Mindestanforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer“ [2] festgelegt wurden.

**2** Die im Reinigungsprozess abgeschiedenen organischen Schmutzstoffe werden innerhalb der anaeroben Schlammbehandlung stabilisiert, entkeimt und im Volumen reduziert. Das dabei entstehende **Produkt „Faulgas“** spielt sowohl aus ökologischen wie auch ökonomischen Gründen eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung von Kläranlagen. Im folgenden Beitrag wird die Faulgasnutzung auf Basis der energiewirtschaftlichen Analyse einer Kläranlage von 180.000 Einwohnergleichwerten (EW) sowie einer Umfrage (36 Kläranlagen) analysiert. Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen u. a.

- die nationale Situation der Abwasserreinigung,

- die Verfahrens- und Kostenstruktur von Kläranlagen,
- die energetischen und stofflichen Zusammenhänge von Faulgas sowie
- statistische Zusammenhänge zwischen Prozess- und Anlagenparametern.

Die wirtschaftliche Optimierung der Faulgasnutzung im Rahmen der Eigenerzeugung ist eng mit dem Abschnitt „Betriebliches Management von Blockheizkraftwerken (BHKW)“ zu sehen, welcher in der Handbuchreihe publiziert wurde.

## 1.1 Allgemeine Situation

**3** Nationale wasserwirtschaftliche Rahmenbedingungen werden in naher Zukunft durch eine gesamteuropäische Wasserpolitik abgelöst [2]. Primäre Ziele der europäischen Wasserrahmenrichtlinie sind neben der Einhaltung definierter Mindestqualitätsziele in der Abwasserreinigung vor allem Kostentransparenz, um Wettbewerbsverzerrungen sowie Gebührenunterschiede aufzudecken. Damit werden kostendeckende Wasser- und Abwasserpreise bei Einhaltung vorgeschriebener Abwassergrenzwerte zunehmend zu einem wichtigen regionalen Standortfaktor der industriellen Entwicklung. Gleichzeitig wird dieser Markt privaten Betreibern geöffnet, die angesichts der momentanen Gebührenentwicklung im Abwassersektor vor allem in Ostdeutschland Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Gesundung durch mehr Wettbewerb sehen [3]. Somit ist im Zuge der europäischen Harmonisierung eine Dynamik in der gesamten Ver- und Entsorgungsbranche zu erkennen.

**4** Unabhängig von diesen europäischen Rahmenbedingungen hält die Bundesrepublik Deutschland ein hohes Niveau in der Abwasserentsorgungsqualität. So entsprechen laut dem Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW) bundesweit 97% der gereinigten Abwässer der ab dem Jahr 2005 geforderten EU-Normen. Diese Leistung wird durch ca. 10.000 Abwasserreinigungsanlagen (Kläranlagen) mit einer Anschlussgröße von 151 Mio. EW erreicht [4].

## 1.2 Kostenstruktur

**5** Für die wirtschaftliche Einordnung des Faulgases ist es notwendig, die allgemeine Kostenstruktur von Kläranlagen darzustellen (Abbildung 1).

**6** Ohne die Einbeziehung von Subventionen müssen sich Kläranlagen ausschließlich über Abwassergebühren finanzieren. Diese einzige Einnahmeposition ist stark verbrauchsabhängig, so dass wassereinsparende Maßnahmen zu einem erhöhten Kostendruck führen. Fixe Ausgaben wie Abschreibungen und Zinsdienst wirken in diesem Fall verstärkt auf die Gesamtwirtschaftlichkeit.

**7** Mögliche signifikante Einnahmen durch die Distribution anfallender Stoffe wie dem Faulschlamm zur Kompostierung bzw. als Brennstoff im Sinne einer Kreislaufwirtschaft sind momentan unrealistisch. Ein Überangebot von Stoffen mit vergleichbaren Eigenschaften verhindern das, wobei diese Überlegung in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird. Entsorgungen wie auch die Deponierung der Abfallstoffe sind somit kostenpflichtig und müssen den Ausgaben zugerechnet werden.

**8** Die Einflussnahme des Betreibers auf die einzelnen Kostensegmente ist dabei unterschiedlich. Eine vorausschauende bedarfsgerechte Anlagenplanung ermöglicht es dem Betreiber, im Vorfeld der Inbetriebnahme auf spezifisch niedrige fixe (Zins, Abschreibung) und indirekt auch variable Kostenbestandteile einzuwirken. Nach der Inbetriebnahme und Übergabe der einzelnen Verfahrensstufen trägt dieser die alleinige wirtschaftliche Verantwortung.

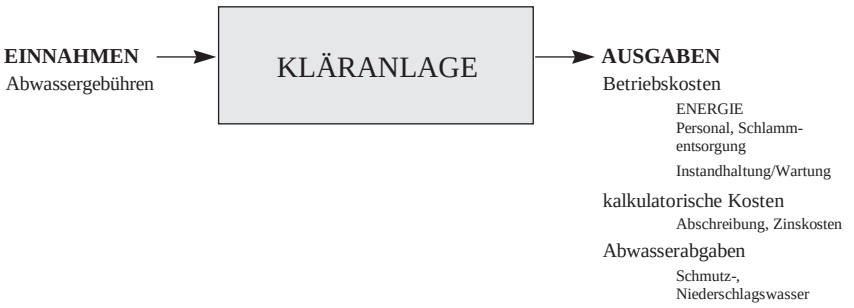



*Abb. 1:* Gegenüberstellung von Einnahmen und Ausgaben in Kläranlagen

*Tab. 1:* Möglichkeiten der Kostenbeeinflussung durch den Klärwerksbetreiber **9**

| **Kosten** | **Senkung möglich durch:** | **Probleme durch:** |
|---|---|---|
| kapital-gebundene | • Umschulden | • Mitwirkung der Gläubiger |
| betriebs-gebundene | • Rationalisierungen | • Ordnungspolitischer Rahmen |
| verbrauchs-gebundene | • Wechsel des Energieversorgers<br>• Optimierung Eigenerzeugung | • Vertragsverhandlungen |

Derzeit betragen die **Energiekosten** im Durchschnitt **20%** der gesamten **Betriebskosten** [5]. Trotz der hohen Energieintensität erlaubt der anfallende Energieträger „Faulgas" dem Betreiber durch Eigennutzung einen direkten Einfluss auf die Energiebezugskosten. Kostenvergleichsrechnungen, die dem reinen Energiebezug eine parzielle Eigenversorgung plus Fremdbezug gegenüberstellen, dienen als Investitionsentscheidungsgrundlage für oder gegen eine klärwerkseigene Heizzentrale [6], [7].

## 1.3 Verfahrensprozesse

Das Abwasser besteht aus einer Vielzahl gelöster und ungelöster Schmutzstoffe, welches auf Grund diskontinuierlicher Zuflüsse quantitativen und qualitativen Schwankungen unterliegt. Die Trennung des Abwassers von seinen Schmutzstoffen erfolgt dabei stufenweise in nacheinander geschalteten Prozessen, die an dieser Stelle nur grob beschrieben werden (Abbildung 2). Es wird hier auf die Fachliteratur verwiesen [8], [9], [10]. **10**

Folgende Verfahrensstufen werden unterschieden: **11**

- Mechanische Reinigung,
- Biologische Reinigung,
- Stickstoff- und Phosphateliminierung,
- Schlammbehandlung.

In der **mechanischen Reinigungsstufe** werden grobe Schmutzstoffe durch Ausnutzung ihrer physikalischen Eigenschaften wie Dichte und Form getrennt. Typische Maschinen sind in diesem Zusammenhang Rechenanlagen, welche am Einlaufbauwerk die Grobstoffe vom **12**

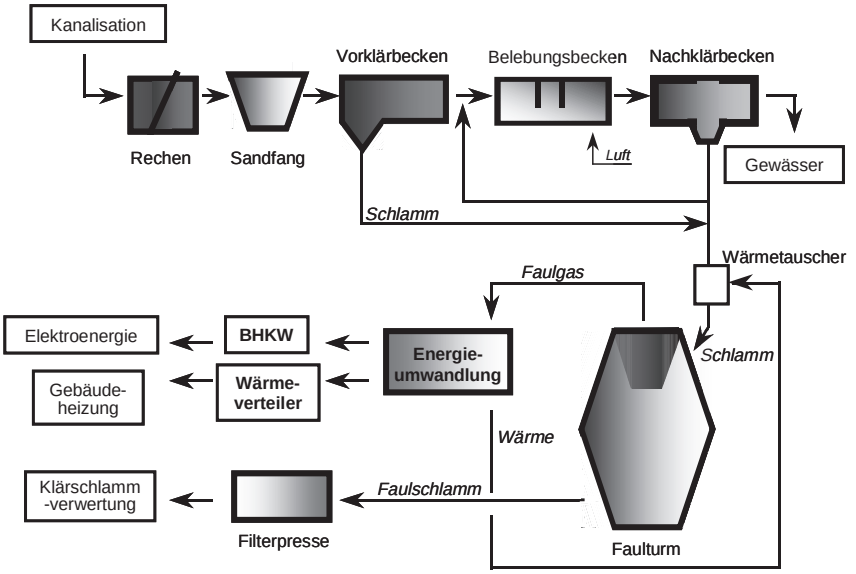



*Abb. 2:* Verfahrensschemata der Abwasserreinigung

Abwasser trennen. In den nachgeschalteten Absetzbecken sedimentiert ein Teil der ungelösten Schmutzstoffe auf dem Boden bzw. schwimmt an der Oberfläche und wird durch verschiedene Räumtechniken in Behälter transportiert.

**13** Die **biologische Reinigung** beruht auf der Fähigkeit von Kleinstlebewesen und Organismen, gelöste Stoffe mit Nährstoffcharakter zum Aufbau körpereigener Substanzen bzw. zur Energiegewinnung zu nutzen. Eine besondere Relevanz hat in dieser Reinigungsstufe der Kohlenstoffanteil, welcher unter aeroben (sauerstoffreichen) Bedingungen für die Organismen die lebensnotwendige Energie zur Bildung organischer Masse, den **Faulschlamm**, liefert. Die im Schlamm enthaltenen gebundenen Kohlenwasserstoffe, auch als organischer Trockenstoffanteil (oTS) bezeichnet, bildet die Basis der Faulgasbildung. Für die **Oxidation** der organischen Substrate des **Belebt- und Primärschlammes** werden **15 kWh/m$^3_{\text{Schlamm}}$** Elektroenergie bzw. ca. **10 kWh/(EW · a)** benötigt [11], was einem Anteil von ca. 70% am gesamten Elektroenergiebedarf entspricht [12].

**14** Für die vermehrte Algenbildung in Gewässern sind Phosphate und Stickstoffe verantwortlich, die in einem definierten Nährstoffverhält-

nis (Kohlenstoff 30: Phosphor 1, Kohlenstoff 12: Stickstoff 1) in einer dritten Reinigungsstufe parallel abgebaut werden. Während die **Phosphatelimination** sowohl biologisch, durch Wechsel von anaeroben und aeroben Bedingungen, als auch chemisch, durch Einsatz von Chemikalien als Fällungsmittel erfolgen kann, wird die **Entfernung des Stickstoffes** durch Bakterien betrieben. Dabei kommt es in den Belebungsbecken zu einem Wechselspiel zwischen aeroben (Nitrifikation) wie auch anaeroben (Denitrifikation) Verhältnissen.

Die **Klärschlammbehandlung** findet außerhalb der nacheinander geschalteten Stufen der Abwassereinigung statt. Ziel ist eine Entkeimung und Volumenreduzierung des gesamten anfallenden Frischschlammes. Neben einer ersten mechanischen Schlammeindickung in Zentrifugen erfolgt über die Pyrolyse in Faulbehältern eine weitere Schlammentwässerung. Gleichzeitig entstehen zwischen **0,3 und 0,5 $m^3$ Faulgas je kg umgesetzter organischer Schlammsubstanz (oTS)** [11]. Entscheidende Parameter für die spezifische Faulgasausbringung sind die Reaktortemperatur sowie die oTS-Fracht des eingebrachten Frischschlammes. Faulbehälter arbeiten im mesophilen Bereich (30–33°C), was einer Faulzeit von ca. 30 Tagen entspricht. Bei entsprechender Schlammenge und kleinen Faulbehältern lässt sich der Entgasungsprozess bei thermophilen Verhältnissen (ca. 56°C) auf 5–6 Tage beschleunigen. Der für die Prozessführung notwendige Wärmebedarf beträgt ca. 90% des Gesamtverbrauches [12]. **15**

Pläne, Kläranlagen mit einer **vierten Reinigungsstufe**, wie z. B. der Filtration, auszurüsten, weisen auf eine Zunahme des reinigungstechnisches Aufwandes hin. **16**

## 1.4 Energiedaten für Kläranlagen

Eine Ergebnis steigender Anforderungen an die Abwasserreinigung ist die Tatsache, dass sich zwischen 1980 und 1990 der reinigungsbedingte jährliche **Strombedarf** von 17,5 kWh pro Einwohnergleichwert (EW) auf **25 kWh/(EW · a)** erhöhte [13]. Eine wesentliche Ursache dieser Entwicklung war die Einführung weiterer Reinigungsstufen, welche mit einem zusätzlichen Material- und Energieeinsatz verbunden sind. **17**

**18** Der hohe **Energiebedarf** der Abwasserbehandlung in der Bundesrepublik Deutschland von ca. **4,2 Mrd. Kilowattstunden** entspricht rund einem Prozent des gesamten Elektroenergieverbrauches [14]. Aus der gleichzeitigen Faulgasnutzung in Kläranlagen (Annahme: mittlere Faulgasproduktion von ca. 20 $l_{FG}/(EW \cdot d)$) ließen sich gleichzeitig ca. **6,6 Mrd. kWh/a Primärenergie** bereitstellen. Eine **Eigenverstromung** in Blockheizkraftwerken würde mit ca. **2,3 Mrd. kWh/a** mehr als der Hälfte der benötigten Elektroenergie entsprechen. Hieraus wird das hohe Potenzial der Faulgasnutzung deutlich.

**19** Eine grobe Abschätzung des spezifischen Anfallenergiepotenzials von Kläranlagen lässt sich aus Abbildung 3 ermitteln. Auf Basis der Nomogramme wird die lineare Abhängigkeit der thermischen und

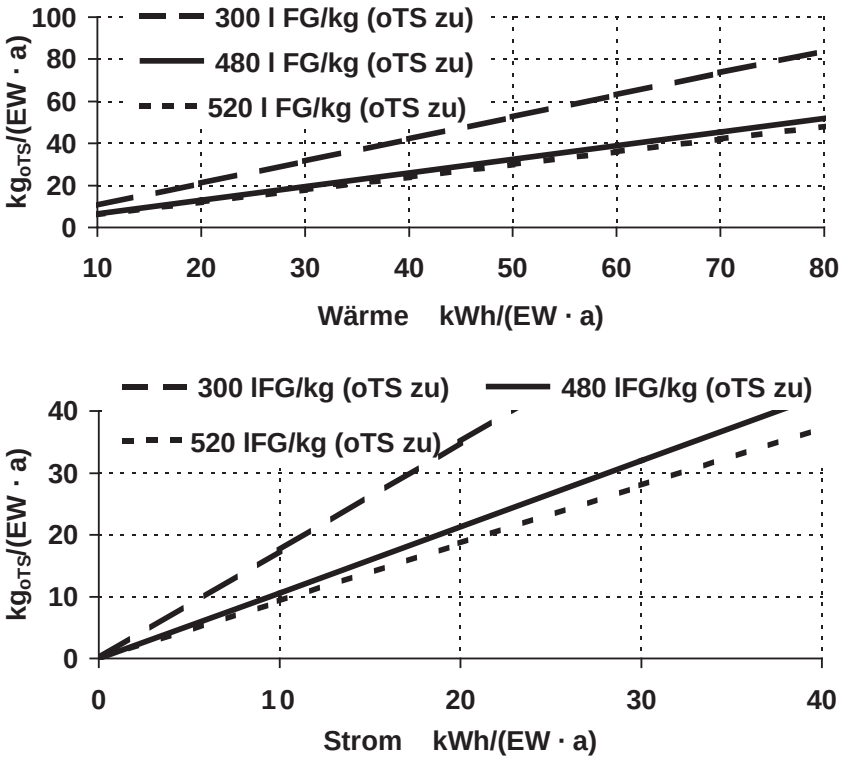



*Abb. 3:* Strom- und Wärmeangebot als Funktion der spezifischen Gasproduktion [15]

elektrischen Eigenversorgungspotenziale von der **oTS-Fracht** (kg/EW · a) und der **Faulgasproduktion** (l/$kg_{oTS\text{-}zu}$) deutlich [11].

*Höhere spezifische organische Trockensubstanzen (oTS) führen wie eine steigende Faulgasproduktion zu einem linearen Wachstum des Eigenerzeugungspotenzials.*

## 1.5 Energiesparmaßnahmen in Kläranlagen

**20** Durch eine systematische energetische Grob- bzw. Feinanalyse aller Verfahrensstufen lassen sich für die meisten Verbraucher Kosteneinsparpotenziale nachweisen [15]. Einige konkrete Energiesparmaßnahmen werden in folgenden Punkten zusammengefasst:

- Verringerung der Abwassermenge durch Trennkanalisation oder Wassersparmaßnahmen,
- bedarfsgerechter Einsatz und Steuerung der Maschinen, wie z. B. Pumpen (Drehzahlregelung, Erhöhung der Anlagenwirkungsgrade),
- Erhöhung des Trockensubstanz(TS)-gehaltes im Rohschlamm,
- Minimierung der Transmissionsverluste in der Schlammbehandlung.

**21** Weitere Maßnahmen zur Energie- und Kosteneinsparung sind eng mit der effektiven innerbetrieblichen Nutzung anfallender Überschusswärme verbunden [16], [17], [18], [19]. Die Optimierung der Eigenerzeugungsanlagen ist ein weiterer Schwerpunkt der rationellen Betriebsführung [20], [21], [22]. Hier sind selbstverständlich der komplette Rahmen an Contracting- bzw. Betreibermodellen sowie die wirtschaftliche Bewertung des Faulgases in die Kosten-Nutzenanalyse einzubeziehen [23], [24]. Die komplexen Zusammenhänge werden im folgenden Abschnitt systematisiert.

# 2 System

**22** Ein System wird durch die stoffliche und energetische Verknüpfung einzelner Prozessschritte und seiner umgebungsseitigen Abgrenzung eindeutig beschrieben [25]. Dabei ist das System Kläranlage durch eine Vielzahl von Energie- und Stoffströmen, in der Faulgas ein Ne-

benprodukt der Abwasserreinigung ist, geprägt. Für die Bearbeitung der Aufgabenstellung sollen als Erstes innere und äußere Verflechtungen im Rahmen der festgelegten Bilanzgrenze analysiert werden.

**23** In Abbildung 4 sind die einzelnen Verfahrensstufen mit den signifikanten ein- bzw. austretenden Stoff- und Energieströmen vereinfacht dargestellt. Wichtige Elemente für die energiewirtschaftliche Einbindung des Faulgases bilden die Schlammbehandlung, der Gasspeicher sowie die Heizzentrale, in denen die Energieumwandlung von der Rohenergie Biomasse bis zur regenerativen Energie Faulgas erfolgt. Diese werden wie folgt charakterisiert.

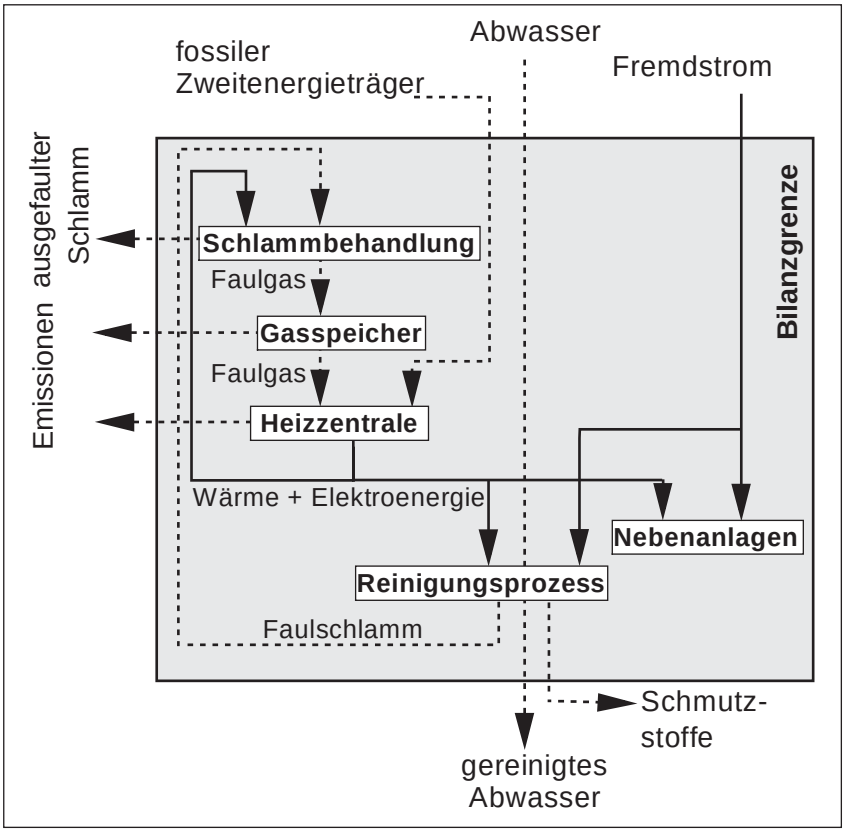



*Abb. 4:* Bilanzraum des analysierten Systems Kläranlage

## 2.1 Systemdefinition

**24** In Tabelle 2 wird auf Basis der Bilanzgrenze eine elementare Systemdefinition vorgenommen. Energetisch relevant im Sinne der Faulgasnutzung sind der Faulgasspeicher, die Heizzentrale sowie die Energie- und Stoffströme.

*Tab. 2:* Grundlegende Systemdarstellung der Kläranlage

| **Element** | **Funktion** | **Basis** |
|---|---|---|
| Reinigungsprozess | Physikalische, chemische und biologische Stofftrennung | Stoffstrom (Abwasser)<br>Energie (Elektroenergie)<br>Anlagen (Belüfter, Pumpen, Zerkleinerer, Antriebe …)<br>Betreiber (qualifiziertes Personal)<br>Infrastruktur (Becken, Kanäle, …) |
| Nebenanlagen | Energie- und Stofftransport, Überwachung, Steuerung | Energie (Elektroenergie, Wärme) |
| Schlammbehandlung | Stofftrennung, Stoffhomogenisierung, Stoffumwandlung | Energie (Wärme, Elektroenergie) |
| Gasspeicher | Energieakkumulation | Energie-, Stoffstrom (Faulgas) |
| Heizzentrale | Energietransformation, Energieverteilung | Energie-, Stoffstrom (Faulgas, fossile Energie)<br>Anlagen (KWK-Anlagen, Heizkessel) |

**25** Die Notwendigkeit einer eigenständigen Betrachtung der Heizzentrale ergibt sich aus ihrer äußeren Abgrenzung gegenüber dem eigentlichen Abwasserreinigungsprozess. Das Faulgas selbst wird im Gasspeicher akkumuliert und homogenisiert, bevor es in der Heizzentrale in Strom und Wärme umgewandelt wird. Zur Umwandlung stehen dabei Blockheizkraftwerke und Heizkessel zur Verfügung, die im Allgemeinen mit Faulgas oder einem Zweitenergieträger (Erdgas, Erdöl) betrieben werden können.

## 2.2 Kostenfluss

**26** Ein hoher Material- und Flächeneinsatz führt zu einem hohen Anteil fixer Kosten, die im Durchschnitt ca. 80% der Gesamtkosten betragen (Abbildung 5). Der variable, durch den Energiebezug charakterisierte Kostenanteil beträgt ca. 20%. Beim Vergleich der Endenergie-

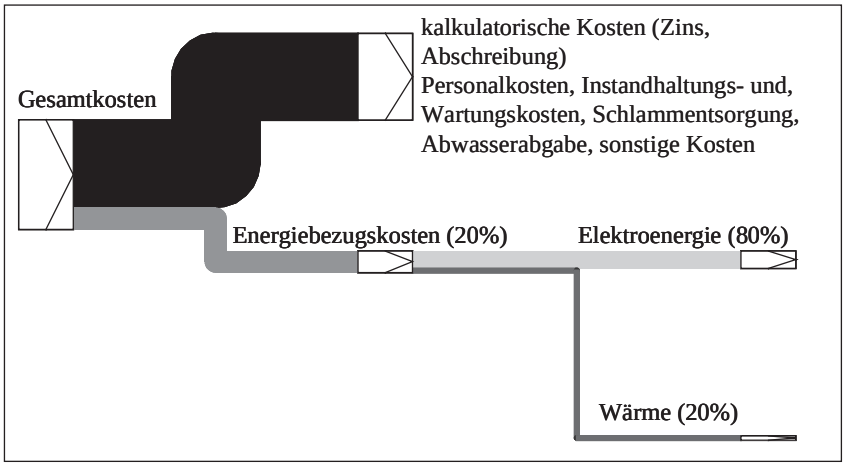



*Abb. 5:* Kostenfluss in Kläranlagen

träger sind hiervon ca. 80% der Elektroenergie zuzuordnen. Der Wärmeenergie werden die verbleibenden Kosten zugerechnet, was ihre relative Bedeutung an den Gesamtkosten schmälert.

## 2.3 Energiefluss

**27** In Abbildung 6 werden die Energieströme dargestellt. Quantitativ teilt sich der Gesamtenergiebedarf in äquivalente thermische und elektrische Energiemengen, was den energetisch sinnvollen Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gebietet. Den thermischen Be-

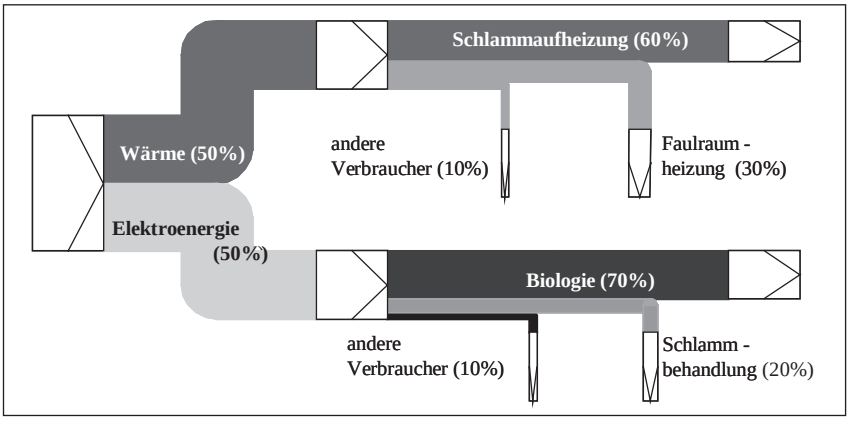



*Abb. 6:* Energiefluss in Kläranlagen mit anaerober Schlammbehandlung

darf prägt vor allem die Schlammbehandlung (Schlammauf-, Faulraumheizung), während die biologische Reinigungsstufe den elektrischen Bedarfsschwerpunkt bildet.

## 3 Analyse

Grundlage einer wirtschaftlichen Energieversorgung unter Einbeziehung des Faulgases ist die Analyse des energetischen IST – Zustandes. Diese wird im folgenden Abschnitt anhand von Untersuchungen einer Kläranlage mit einem Anschlussgrad von 180.000 EW [26] sowie von faulgasrelevanten Umfrageergebnissen [30] exemplarisch durchgeführt. In der Umfrage wurden insgesamt 36 Kläranlagen mit einer Anschlussgröße zwischen 5.000 EW bis 2 Mio. EW erfasst und analysiert, wobei die in Tabelle 3 aufgeführten Parameter in der Gesamtbetrachtung relevant sind. Es sind quantitative und qualitative Daten zu erfassen. **28**

*Tab. 3:* Beschreibende Merkmale der Energieversorgung in Kläranlagen

| **Daten** | **Quantitativ** | **Qualitativ** |
|---|---|---|
| Installation | Anzahl BHKW bzw. HK in der Heizzentrale, Größe Gasspeiche, Faulgasbehälter | Bewertung der Auslegung installierter Heizzentrale |
| Energie | Faulgasanfall, Elektroenergie-(Arbeit und Leistung) und Wärmebedarf, Zulaufmenge | Bewertung des spez. Faulgasanfalls, Energieverbrauchs |
| Kosten | Arbeitspreis- und Leistungspreis, Tarifzonen, Brennstoffpreis | Bewertung Mischpreis (Arbeit, Leistung) |

**Quantitative Merkmale**, wie die Anzahl der installierten Leistungen und Module, bilden im Zusammenhang mit den Energiedaten den Rahmen für die betreiberspezifischen Versorgungsvarianten. Aus Energieabrechnungen und dem abgeschlossenen Tarifvertrag mit dem jeweiligen Energieversorger stehen die allgemeinen Bezugskostendaten leicht zur Verfügung. So lassen sich aus den Unterlagen Tarifzeiten, Arbeits- und Leistungspreise sowie die aus der Fremdeinspeisung entstandenen Energiebezugskosten darstellen. Weiterhin werden die einzelnen Bezugsanteile (HT, NT) sowie die täglichen Lastspitzen erfasst. **29**

**30** **Energiedaten** werden im Rahmen einer Energiebilanz ermittelt. Laut Definition ist sie „eine Gegenüberstellung der einem Energiesystem zugeführten und vom System abgeführten Energiesummen sowie der Änderung der im System gespeicherten Energie über einen bestimmten Zeitraum“ [27]. Charakteristische Tageslastgänge für den thermischen und elektrischen Bedarf sowie die zeitliche Verteilung des Faulgasanfalles sind Hauptziel dieser Datenerfassung.

**31** Ein wichtiges Beurteilungskriterium für die Wirtschaftlichkeit der Heizzentrale, insbesondere deren BHKW, resultiert aus den geordneten elektrischen bzw. thermischen **Jahresdauerlinien**. Grundlage ist dabei eine Energiebilanz, die über die Erfassung typischer Lasttage aus den quantitativen Merkmalen extrahiert wird (Kapitel 3.6).

## 3.1 Zulauf

**32** Der typische Abwasserzulauf der beschriebenen Kläranlage ist in Abbildung 7 dargestellt. In seiner Charakteristik entspricht er dem in der Literatur beschriebenen Zuflussverhalten [8].

**33** Auf Grund der Schwankungen zwischen Tagesmaximum und Tagesminimum kann die Charakteristik grob wie folgt beschrieben werden: Zwischen 0:00 und 07:00 Uhr ist ein gleich bleibender Abwasserzulauf sichtbar. Diese Situation wird durch einen linearen Anstieg der Zulaufmenge bis zum Tagesmaxima zwischen 07:00 bis 13:00 Uhr

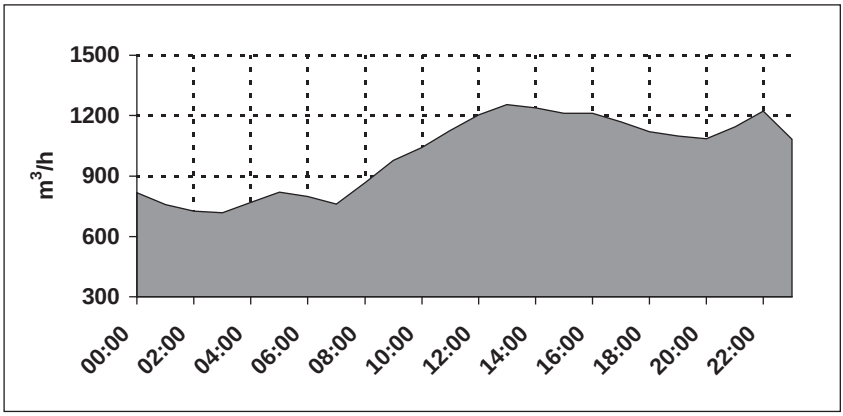



*Abb. 7:* Typische Zulaufganglinie einer Kläranlage mit 180.000 EW

abgelöst. Danach verharrt die Zulaufmenge auf diesem relativ hohen Niveau und fällt ab 22:00 Uhr in eine stationäre Zulaufmenge. Ursache dieser charakteristischen Zulaufverteilung ist primär der Lebens- und Arbeitsrhythmus des Einzugsgebietes.

## 3.2 Faulgas

**34** Eine für die Betriebsführung einer Kläranlage wie auch die Fahrweise der Heizzentrale ökonomisch sehr wichtige Prozessgröße ist die **anfallende Faulgasmenge.** Verfahrenstechnisch wird Faulgas in Faulbehältern durch verschiedene Entgasungsreaktionen des Faulschlammes erzeugt. Das entweichende Faulgas setzt sich zu 60–70% aus Methan zusammen. Durch den hohen Kohlendioxidanteil beträgt der **Faulgasheizwert** nur ca. **5 kWh/m³** und liegt somit weit unter dem fossiler Brennstoffe (Erdgas ~ 11 kWh/m³, Heizöl ~ 10 kWh/l).

### 3.2.1 Lastgang

**35** Der zeitliche Anfall des Faulgases ist eng mit der Beschickung des Faulturmes mit Faulschlamm sowie der Durchführung von energieintensiven Reinigungsschritten verbunden. Damit besteht eine zeitliche Analogie zwischen dem Spitzenfaulgasanfall sowie den elektrischen Lastspitzen.

**36** In Abbildung 8 wurden die mittleren Stundenwerte aller Klärwerksbeobachtungen als Tageslastgang aufgetragen. Der ist vergleichbar mit dem Lastgang des Strombedarfes. Dabei lassen sich folgende Zeitbereiche unterscheiden.

**37** Zwischen 0:00 und 6:00 Uhr sinkt der stündliche Faulgasanfall degressiv. Danach steigt er kontinuierlich und erreicht zwischen 10:00 und 12:00 Uhr sein Tagesmaximum. Ab 12:00 Uhr sinkt der Faulgasanfall auf einen Grundbereich und erreicht gegen 20:00 Uhr sein Tagesminima. Danach steigt die Faulgasausbringung kontinuierlich und erreicht gegen 23:00 Uhr ein zweites Tagesmaximum.

**38** Dieser Zeitversatz mit der späten Ausgasungsspitze kann durch die mehrstündige Sedimentation der biologisch ausgefällten Schmutzstoffe und der anschließenden Faulschlammzufuhr in die Faulbehälter erklärt werden. Auch lassen sich aus dieser Darstellung bestimmte Arbeitsgänge der Schlammbehandlung wie Beschicken, Verdrängen

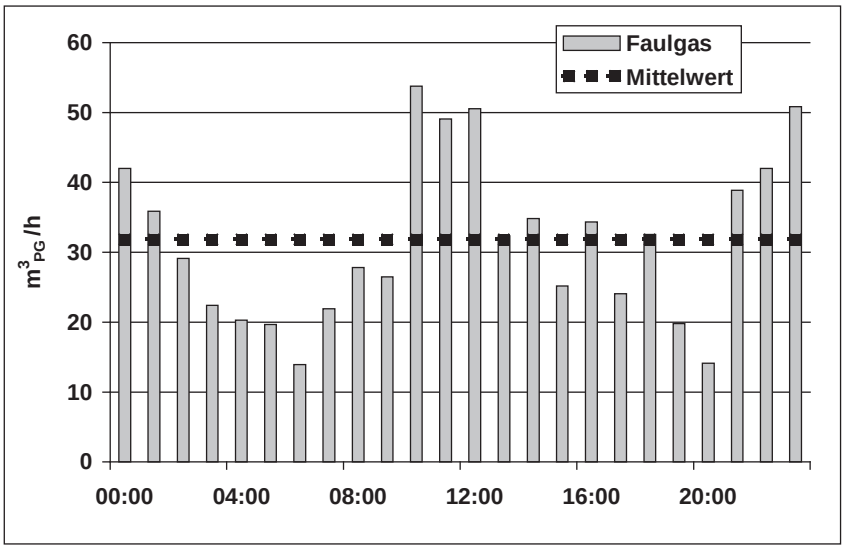



*Abb. 8:* Lastgang des Faulgasanfalls einer Kläranlage von 180.000 EW)

oder Umwälzen des Faulschlammes im Faulbehälter ableiten, da hier die spezifische Faulgaserzeugung besonders hoch ist.

*Die Charakteristik des Faulgasanfalls ist eng mit dem elektrischen Leistungsbedarf gekoppelt. Für die Entgasung des Faulschlammes sind deshalb arbeitsorganisatorische Maßnahmen von besonderer Relevanz.*

### 3.2.2 Umfrage zum Faulgas in mehreren Kläranlagen

39 **Ziel** der Umfrage in Kläranlagen war die Ermittlung signifikanter **Zusammenhänge** zwischen **energierelevanten** und **verfahrenstechnischen Größen** [31]. Diese dienen der Evaluierung bestehender sowie der Auslegung zukünftiger Anlagen. Dabei wurden die Umfragedaten von insgesamt 36 Kläranlagen ausgewertet, die in ihrer breiten Streuung mit ihren Anschlussgrößen (entspricht der max. Auslastung) und Anschlussgraden (entspricht der aktuellen Auslastung) in Abbildung 9 dargestellt sind.

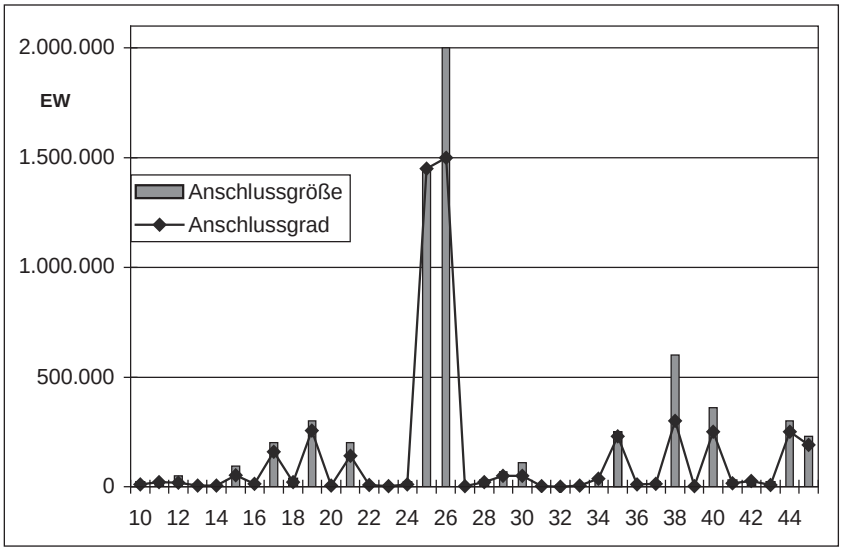



*Abb. 9:* Anschlussgröße und Anschlussgrad der betrachteten Kläranlagen

### 3.2.3 Faulgasproduktion in Abhängigkeit der Anschlussgröße

Zwölf der 36 in der Umfrage betrachteten Kläranlagen werden ohne Faulgasproduktion betrieben. Eine klare Trennung beider Gruppen hinsichtlich der Anschlussgröße wird aus Abbildung 10 nicht deutlich. Dagegen liegt der **Grenzbereich**, in dem die **anaerobe Schlammbehandlung** mit Faulgasanfall sichtbar wird, **zwischen** den Anschlussgrößen **10.000 und 50.000 EW**. Anlagen kleiner 10.000 EW spielen somit für die Faulgasnutzung momentan keine Rolle. Anlagen mit einer Anschlussgröße größer 50.000 EW sind im Allgemeinen durch Faulgasanfall charakterisiert. **40**

Die jährliche Faulgasproduktion in Abhängigkeit des Anschlussgrades für den gesamten Umfragebereich zeigt Abbildung 11. Der lineare Zusammenhang wird durch ein Bestimmtheitsmaß von 0,98 widergegeben. Der lineare Zusammenhang spiegelt sich auch bei Betrachtung der 14 Anlagen mit Faulgasproduktion bis 60.000 EW wider. **41**

*Die jährliche zu erwartende Faulgasproduktion [$m^3/a$] entspricht dem neun- bis zehnfachen des momentanen Anschlussgrades.*

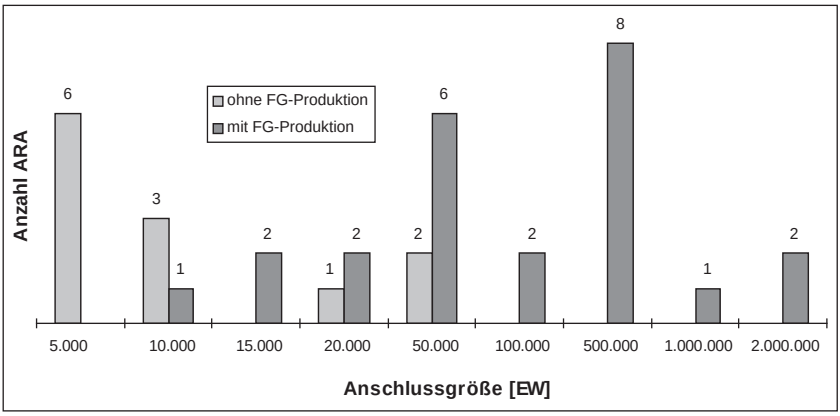



*Abb. 10:* Anzahl der Kläranlagen mit und ohne Faulgasproduktion in Abhängigkeit der Anschlussgröße

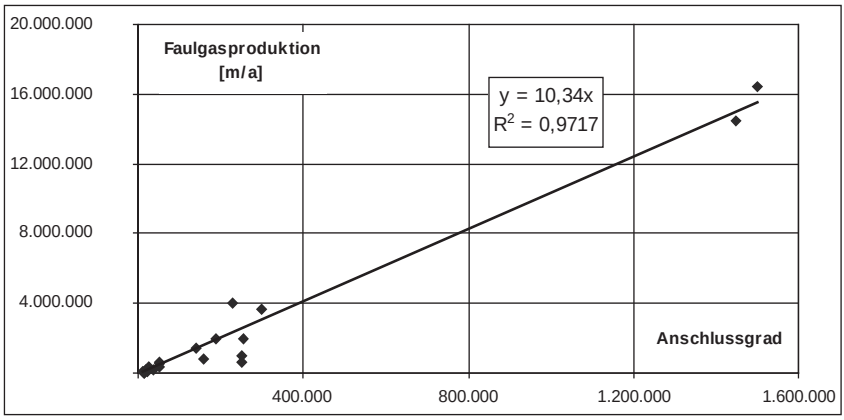



*Abb. 11:* Jährliche Faulgasproduktion in Abhängigkeit des Anschlussgrades

### 3.2.4 Faulgasnutzung in Abhängigkeit der Anschlussgröße

**42** Die energetische Nutzung von Faulgas ist durch reine Wärmegewinnung in Heizkesseln bzw. gekoppelte Kraft- und Wärmegewinnung in Blockheizkraftwerken (BHKW) möglich. In Abhängigkeit des Anschlussgrades wird in Abbildung 12 die Anzahl der Kläranlagen dargestellt, welche Faulgas in gekoppelten Kraft- und Wärmeanlagen nutzen. In Analogie zur Abbildung 10 gibt es einen ***Übergangsbereich zwischen 10.000 und 50.000 EW,*** ab dem die gekoppelte Nutzung ver-

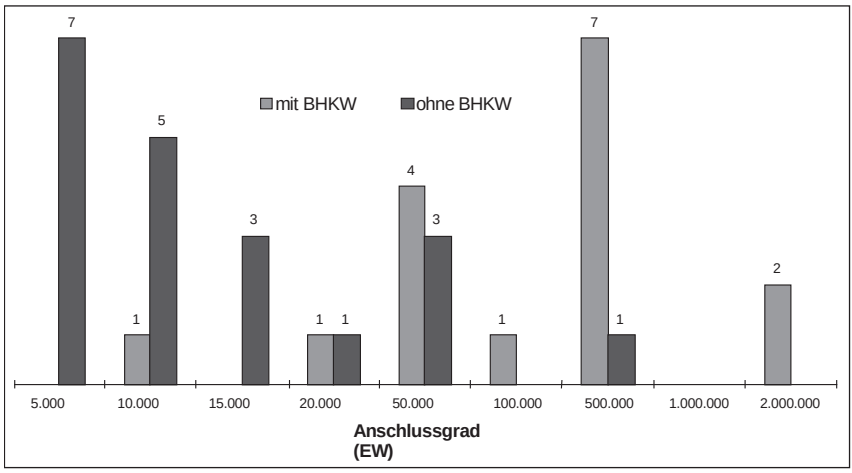



*Abb. 12:* Anzahl der Kläranlagen mit und ohne BHKW in Abhängigkeit des Anschlussgrades

stärkt zum Einsatz kommt. Unabhängig von diesem nahe liegenden Zusammenhang weisen zwei extreme Ausnahmen, BHKW-Einsatz bei einer Größe von 9.560 EW bzw. die Negierung dieser Technik bei einem Anschlussgrad von 250.000 EW, auf den Einfluss der regionalen Bedingungen hin.

### 3.2.5 Faulgasproduktion in Abhängigkeit der Abwasserzulaufmenge

Die Abhängigkeit des Faulgasanfalles vom Abwasserzulauf ist analog dem Zusammenhang Faulgas-Anschlussgröße, was auf Grund deren direkter Abhängigkeit zu erwarten war. Über den gesamten Datenbereich liegt das Bestimmtheitsmaß bei 0,93. Die zu erwartende jährliche Faulgasproduktion entspricht laut der Regression ca. 16% der eingeleiteten jährlichen Abwassermenge (Abbildung 13). **43**

Bei einer Betrachtung ohne die Anlagen 25 und 26, die mit 70 Mio. und 114 Mio. $m^3$ Abwasser pro Jahr die obere Grenze der Umfrage darstellen und somit das Ergebnis entscheidend beeinflussen, wird der lineare Zusammenhang vor allem im oberen Bereich des Abwasserzulaufes (10–16 Mio. $m^3$/a) nicht mehr so deutlich. Die Regressionspunkte weichen teilweise sehr stark von der Regressionsgerade ab. Je- **44**

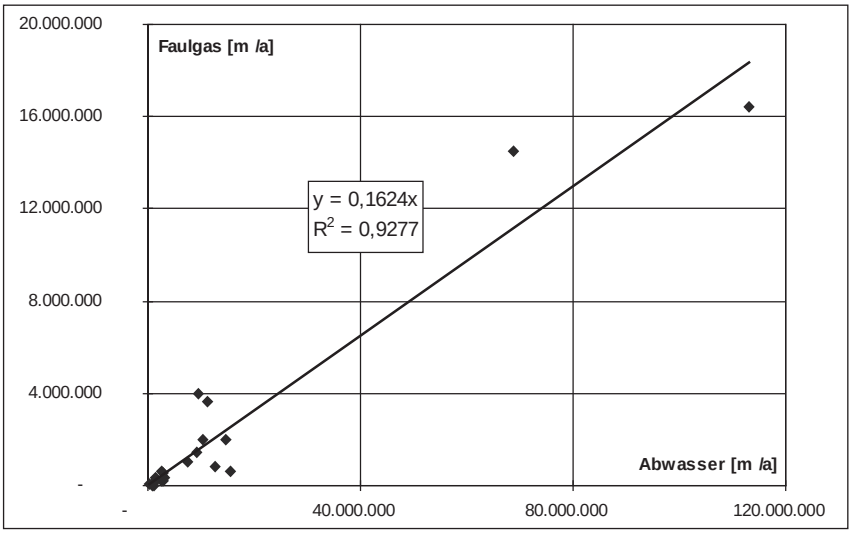



*Abb. 13:* Jährliche Faulgasproduktion in Abhängigkeit des Abwasserzulaufes

doch gerade im unteren Bereich (Abwasserzulauf bis 8 Mio. $m^3/a$) wird der lineare Zusammenhang auf Grund der hohen Datendichte wieder sichtbarer.

*Die jährlich anfallende Faulgasmenge (in $m^3/a$) aus den Umfrageergebnissen streut zwischen 15 % und 17 % der Abwasserzulaufmenge.*

### 3.2.6 Spezifische Faulgasproduktion

**45** Die spezifische Faulgasausbeute weist eine weite Streuung auf. Umfrageergebnisse ergaben einen spezifischen Anfall zwischen 10 bis 50 $l_{FG}/(EW \cdot d)$. In der Literatur wird er zwischen 15 und 30 $l_{FG}/(EW \cdot d)$ angegeben [28]. Unabhängig von dieser Verteilung sollte der Betreiber ein explizites Interesse an einer möglichst hohen Anfallenergiemenge haben, welche durch seine technischen wie auch abwasserbedingten Rahmenbedingungen parziell eingegrenzt werden.

**46** In Abbildung 14 ist eine Verteilung der jeweiligen spezifischen Faulgaserzeugung pro Zulaufmenge dargestellt. Insgesamt 17 Anlagen produzieren Faulgas zwischen 120 und 240 l Faulgas pro $m^3$ eingeleiteten Abwasser. Sehr gute Anlagen können jedoch über das Doppelte bereitstellen, was die Kläranlage im Bereich über 420 $l/m^3_{AW}$ beweist.

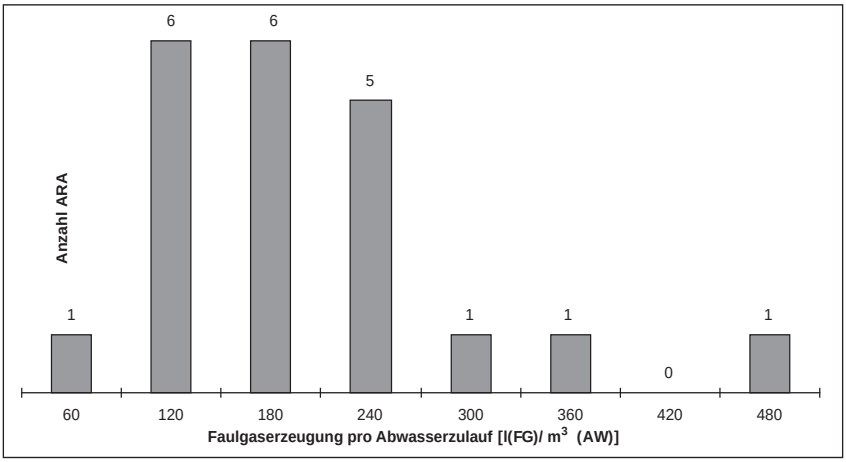



*Abb. 14:* Verteilung der spezifischen Faulgasproduktion ($l_{FG}/m^3AW$) der betrachteten Kläranlagen

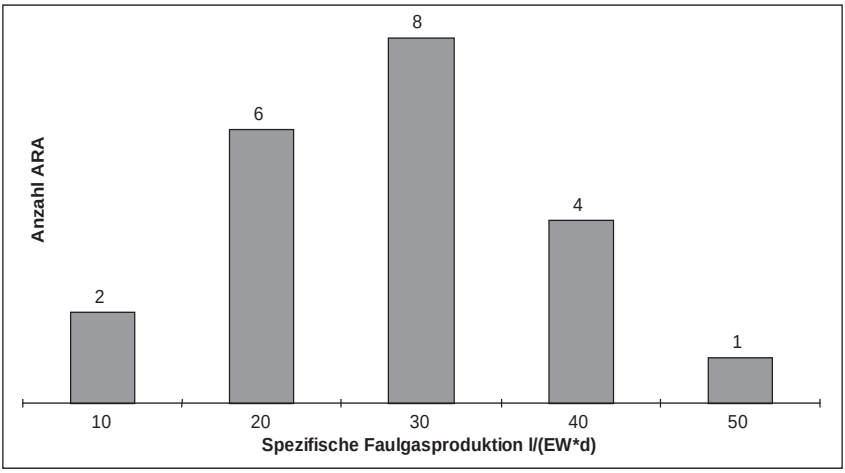



*Abb. 15:* Verteilung der spezifischen Faulgasproduktion ($l_{FG}$/EW*d) der betrachteten Kläranlagen

Wird statt der zugeleiteten Abwassermenge der Anschlussgrad einbe- **47**
zogen, so wird in Abbildung 15 eine Normalverteilung sichtbar. Dabei produzieren 80% der untersuchten Kläranlagen bis 30 l/(EW*d). Die restlichen 5 Anlagen liegen im Bereich von 30–50 $l_{FG}$/(EW*d).

*Der Mittelwert aller Anlagen beträgt 22,7 l/(EW*d), was einem Energieangebot von ca. 0,14 kWh/(EW*d) (Heizwert) entspricht.*

## 3.3 Faulgasspeicher

**48** Basis einer optimalen Faulgasnutzung bilden innerbetriebliche Speichermöglichkeiten. Gasspeicher haben die Aufgabe, qualitative und quantitative Schwankungen des Faulgases auszugleichen und es somit für den Einsatz in der Heizzentrale vorzubereiten. Im Sinne des optimalen Faulgaseinsatzes räumen sie dem Betreiber die Möglichkeit einer zeitlich befristeten Pufferung der Anfallenergie ein. Da Faulgas diskontinuierlich anfällt, besitzt das konkrete Speichervolumen für die innerbetriebliche Anfallenergienutzung eine hohe Bedeutung.

**49** Aus Kenntnis des Faulgasanfalls wird die vorhandene Speichergröße direkt in die Optimierung der gesamten Fahrweise eingebunden. Gleichzeitig wird das Brennstoffangebot der Heizzentrale regelmäßiger, was sich positiv auf Katalysator- bzw. Motorverschleiß auswirkt, da die Motoren längere Zeit mit einem konstanten Brennstoffgemisch betrieben werden.

### 3.3.1 Dimensionierung von Speichern

**50** Die zeitliche Faulgasnutzung ist abhängig vom bestehenden System aus Faulbehälter – Gasanfall – Gasspeicher. Nach den Umfrageergebnissen liegt die **untere Speichergrenze** bei **1/4 bis 1/3** der **täglich produzierten Faulgasmenge**. Bei Speichergrößen von 75 % der täglichen Faulgasmenge ist der Betreiber in der Lage, die Faulgasverstromung seiner Bedarfsstruktur anzupassen.

**51** Aus der Umfrage wird deutlich, dass zwischen dem Gasspeicher und dem Faulbehältervolumen ein linearer Zusammenhang vor allem im Bereich bis 15.000 $m^3$ existiert (Abbildung 16). Die große Abweichung der Korrelationsgeraden oberhalb dieses Volumen durch zwei Stichproben führt zu dem geringen Bestimmtheitsmaß von 0,56, das deren Einfluss überproportional verstärkt.

*Aus der Regression der Umfragedaten sollte das Gasspeichervolumens ca. 1/3 des Faulbehältervolumens betragen.*

### 3.3.2 Verweilzeit des Faulgases

**52** Aus den rein apparatetechnischen Größen der Gasspeicherung leitet sich eine Kennzahl ab, die max. Verweilzeit des Faulgases. Sie ent-

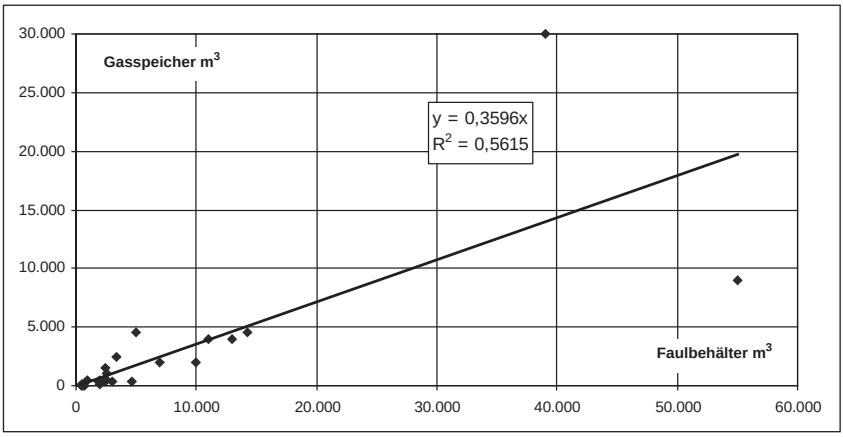



*Abb. 16:* Gegenüberstellung Faulbehälter – Gasspeicher

spricht dem Quotient aus dem Speichervolumen $V_{GS}$ und der täglichen Faulgasproduktion $\dot{V}_{FG}$.

*Gleichung:* $$T_{FG} = \frac{V_{GS}}{\dot{V}_{FG}}; [d]$$

In Abbildung 17 ist das Ergebnis des Umfragebereiches dargestellt. **53**
Das Faulgas wird in über 50% der betrachteten Anlagen bis 16 h zwischengespeichert. Davon sind jedoch allein sieben Anlagen so konzipiert, dass die Faulgasverwertung innerhalb von acht Stunden vorge-

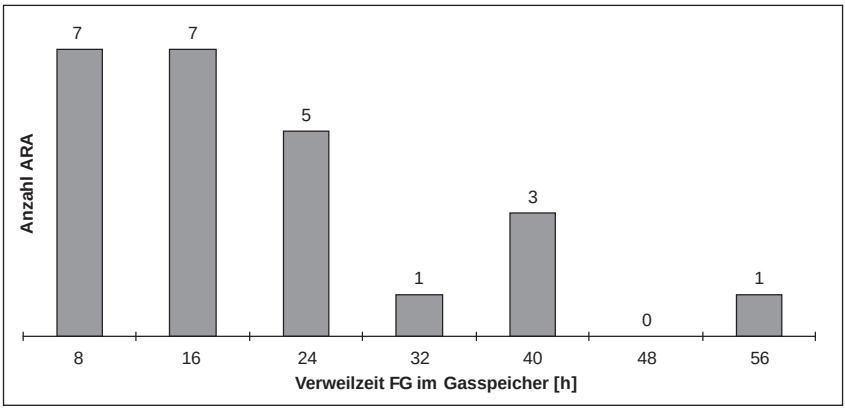



*Abb. 17:* Verteilung der Verweilzeit des Faulgases im Gasspeicher (h)

nommen werden muss. Fünf Anlagen mit einer Faulgasverweilzeit zwischen 16 und 24 h erlauben eine zeitlich gezielteren Einsatz.

**54** Daneben existieren 5 Anlagen, in denen die Verweilzeit des Faulgases z. T. über einen Tag hinausgeht. Hier sind entweder zu große Gasspeicher errichtet worden bzw. das prognostizierte Faulgasvolumen entspricht nicht dem realen Betriebszustand. Den Aufgaben des Speichers, Schwankungen auszugleichen und die Fahrweise der Energiezentrale durch eine freie Brennstoffwahl wirtschaftlich zu optimieren, werden hier somit enge Grenzen gesetzt.

**55** Die notwendigen Schlüsse für die Einsatzplanung sind somit unter Einbeziehung externer Brennstoffpreise individuell zu ziehen. Durch Kenntnis der Speicherkapazität lassen sich Kostenvorteile hinsichtlich abschaltbarer Leistungen von Erdgas vertraglich fixieren.

*Verweilzeiten des Faulgases im Gasspeicher zwischen 16 h bis 20 h bieten vielfältige Möglichkeiten einer wirtschaftliche Einsatzoptimierung. Für Verweildauern kleiner 8 h bzw. größer 20 h beschränken sich die innerbetrieblichen Faulgaseinsatzstrategien.*

## 3.4 Energiezentrale

**56** Die Energieumwandlungsanlagen der Heizzentrale setzen sich aus den Spitzenheizkesseln sowie den BHKW zusammen. Aus der Überlegung heraus, dass neben den abwassertechnischen Parametern auch innerhalb der Energiezentrale Zusammenhänge existieren sollten, wurden diese näher untersucht.

### 3.4.1 Elektrische BHKW-Leistung in Abhängigkeit des Anschlussgrades

**57** In Abbildung 18 ist der Zusammenhang zwischen der installierten elektrische Leistung der BHKW-Module sowie dem Anschlussgrad dargestellt. Beide Parameter korrespondieren über den gesamten Wertebereich linear miteinander, was in einem Bestimmtheitsmaß von 0,96 deutlich wird.

*Die Umfrageergebnisse deuten auf eine lineare Abhängigkeit zwischen der installierte elektrische Eigenerzeugerleistung (BHKW) und dem Anschlussgrad. Die BHKW-Leistung beträgt 0,45 % des Anschlussgrades.*

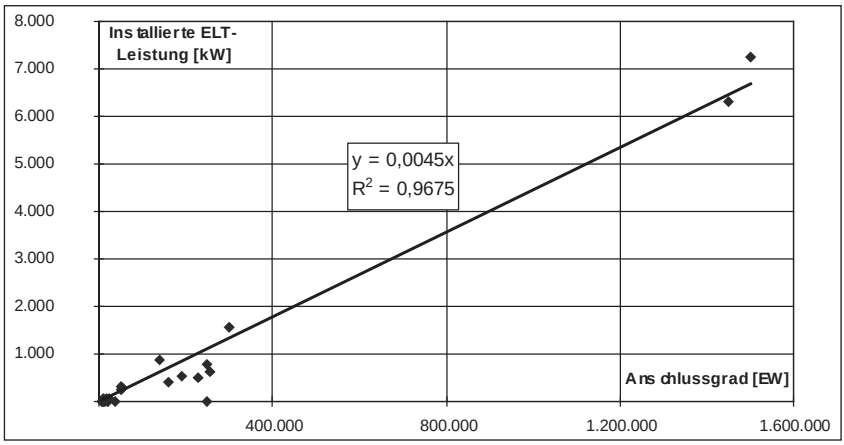



*Abb. 18:* Installierte BHKW-Leistung in Abhängigkeit des Anschlussgrades

### 3.4.2 Thermische Leistung in Abhängigkeit des Anschlussgrades

Die Wärmeleistung der klärwerkseigenen Energiezentrale setzt sich aus der thermischen BHKW- und der Heizkesselleistung zusammen. Abbildung 19 stellt diesen Zusammenhang grafisch dar. Mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,7 ist auch hier eine Linearität zwischen Wärmeleistung und Anschlussgrad vorhanden. **58**

*Die thermische Gesamtleistung der Energiezentralen beträgt ca. ein Prozent des Anschlussgrades.*

### 3.4.3 Laufzeiten der BHKW-Module aus der Faulgasnutzung

Untersuchungen wurden durchgeführt an der jährlichen Laufzeit (h/a) bzw. den Volllaststunden eines BHKW, welche als Quotient aus der Faulgaseigenstromerzeugung sowie der installierten elektrischen Leistung definiert ist. Hohe Laufzeiten der BHKW-Module zwischen 5.000 und 7.000 h/a charakterisieren ein wirtschaftliches Gesamtsystem Faulgas – BHKW, denn gleichzeitig sinkt mit steigender Laufzeit der fixe Kostenanteil degressiv. **59**

In Abbildung 20 sind die Abhängigkeiten der analysierten Anlagen, welche Faulgas produzieren, von dem vorhandenen Eigenstrompotenzial sowie der einzelnen BHKW-Laufzeit bei reiner Faulgasnut- **60**

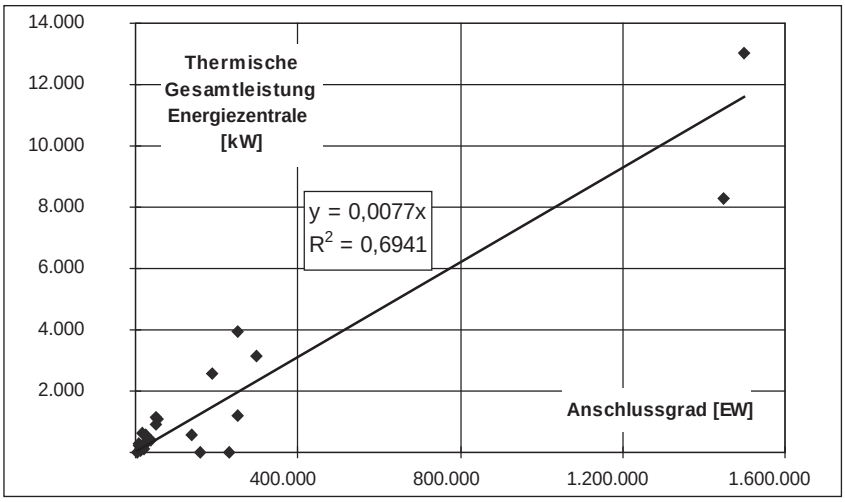



*Abb. 19:* Installierte thermische BHKW-Leistung in Abhängigkeit des Anschlussgrades

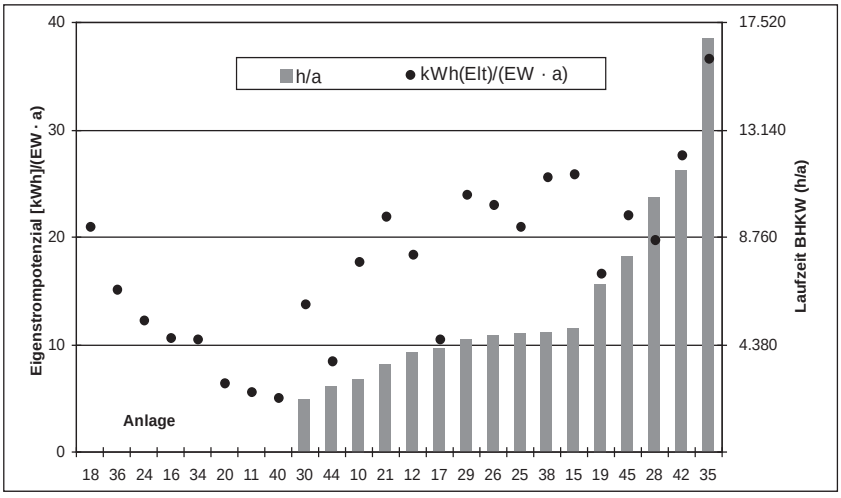



*Abb. 20:* Eigenstrompotenzial und Laufzeit der BHKW der betrachteten Anlagen

zung aufgetragen. Der elektrische Wirkungsgrad wird für sämtliche Anlagen konstant mit 38% angenommen. Insgesamt lassen sich aus dieser geordneten Grafik folgende Gruppen charakterisieren.

**61** **Gruppe 1:** Die potenziellen jährlichen Laufzeiten der befragten Anlagen 35, 42 und 28 liegen weit über einem Jahr. Ursachen sind vor allem im hohen Verstromungspotenzial des Faulgases (Anlage 35 bei ca. 37 $kWh_{ELT}$/ (EW· a)) und in der hierzu im Verhältnis relativ geringen elektrischen Anlagenleistung zu sehen. Für diese Anlagengruppe ist das vorhandene Faulgasaufkommen zum bestehenden Verstromungspotenzial überproportional groß. Möglich wäre in diesem Fall zumindest die Erhöhung der Eigenverstromung durch **Ausbau der BHKW-Leistung** sowie ein Energieexport (Faulgas bzw. Strom). Grundlage sind die Schaffung der anlagentechnischen Voraussetzungen (BHKW-Leistung, Einspeisepunkte).

**62** **Gruppe 2**: Die Faulgasproduktion der Anlagengruppe von 29 bis 45 ermöglicht BHKW-Laufzeiten zwischen 4.600 und 8.000 h/a. Diese Betriebsstunden kennzeichnen den Bereich, in dem Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Degression der fixen Kosten wirtschaftlich betrieben werden. Gleichzeitig werden mit solchen Laufzeiten die anteiligen betriebsgebundenen Kosten (Wartungs-, Instandhaltungskosten) minimiert. Die betrachteten Anlagen werden nach der jetzigen Struktur durch die interne Faulgasnutzung **wirtschaftlich betrieben**.

**63** **Gruppe 3:** Die Anlagengruppe (Nr. 17 bis 30) erreicht jährliche Laufzeiten zwischen 2.000 bis 4.000 h/a, was einem unwirtschaftlichen Faulgaseinsatz entspricht. Um die wirtschaftlichen Laufzeiten größer 5000 h/a zu erreichen, ist neben dem Faulgas ein **Zweitenergieträger** (Erdgas) **einzusetzen**.

**64** **Gruppe 4:** Anlagen mit Faulgasproduktion und ohne Eigenstromerzeugung stellen eine sehr hetorogene Gruppe dar. So sind die Anlagen 11, 20 und 40 anhand des geringen Eigenstrompotenziales nicht in der Lage, Faulgas wirtschaftlich zu nutzen. Auf Grund des unterrepräsentiven spezifischen Faulgasanfall ist die Eigenverstromung nur durch einen Zweitenergieträger möglich. Im Unterschied dazu weisen die Anlagen 16, 18, 24, 34 und 36 mit ca. 10 kWh/(EW · a) ein wirtschaftlich interessantes Eigenstrompotenzial auf. Vor allem die Anlage 18 ist mit einem Eigenstrompotenzial von ca. 21 $kWh_{ELT}$/(EW · a) in der

Lage, hohe Benutzungsstunden durch reine Faulgasnutzung zu erreichen.

*Der wirtschaftliche Einsatz des Faulgases ist abhängig von spezifischen Anlagenparametern, Faulgasanfall und Energiebedarf. Nur aus Kenntnis der konkreten Verfahrens- und Anlagenparameter ist der Betreiber in der Lage, seine optimale Einsatzstrategie zur Faulgasnutzung zu bestimmen.*

## 3.5 Energiebilanz einer Kläranlage

**65** Grundlage der wirtschaftlichen Faulgasnutzung bildet die Bilanzierung der energetischen Bedarfs- und Anfallstrukturen. Neben der Größe der Anlagen spielt der zeitliche Energiebedarf wie auch die Speicherung des Faulgases für die Eigenversorgung eine wichtige Rolle. So ist ein energieautarker Betrieb immer nur dann möglich, wenn die Gleichzeitigkeit von Energieanfall und Bedarf durch die beschriebenen Speicher- und Erzeugungseinrichtungen wie z. B. Gasbehälter, BHKW und Heizkesseln kompensiert wird.

### 3.5.1 Elektroenergiebedarf

**66** Der Strombedarf in Kläranlagen resultiert primär aus den Leistungserfordernissen der ablaufenden Reinigungsstufen. Innerbetriebliche Schwerpunkte bilden dabei die Pumpwerke, die Belüftungsanlagen sowie die Schlammbehandlung. Bezogen auf die Abwassermenge beträgt der **spezifische Elektroenergiebedarf** durchschnittlich **170 Wh/m$^3_{aw}$** [12].

Für die Zielstellung einer wirtschaftlich optimalen Energieversorgung unter Einbeziehung des Faulgases ist die Bilanzierung nachstehender Energiedaten notwendig:

- Zeitliche Verlauf des Leistungsbedarfes (Lastgang),
- Zeitpunkt des hohen Leistungsbedarfes sowie deren Verteilung (Lastspitzen).

#### 3.5.1.1 Lastgang

**67** In Abbildung 21 ist der mittlere elektrische Tagesleistungsbedarf für ein analysiertes Klärwerk dargestellt, wobei der erfasste Elektroener-

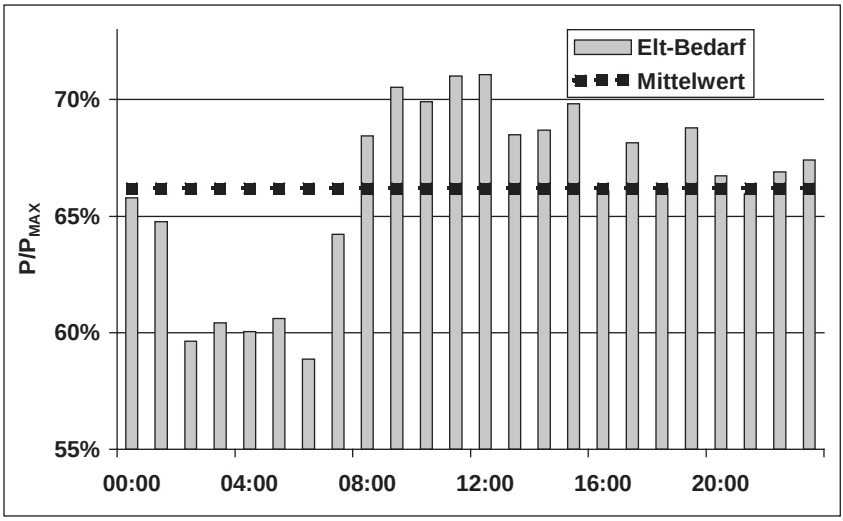



*Abb. 21:* Durchschnittlicher Elektrischer Leistungsbedarf einer Kläranlage (180.000 EW)

giebedarf ins Verhältnis zum maximalen elektrischen Leistungsbedarf (Summe aus Eigenstromerzeugung und max. Bezug) gesetzt wurde. Deren Verlauf ist dabei durch ein charakteristisches Leistungsprofil charakterisiert.

Der Zeitbereich zwischen zwei bis sechs Uhr charakterisiert den **68**
nächtlichen Grundlastbedarf. Verantwortlich hierfür sind primär die kontinuierlich ablaufenden Reinigungsprozesse in der Biologie sowie die klärwerksinterne Infrastruktur (Leittechnik, Beleuchtung). Von sechs bis zwölf Uhr steigt der Elektroenergiebedarf überproportional an und erreicht gegen Mittag sein Maximum. Ursachen der Leistungssteigerung sind wachsende Zuflussmengen sowie eine Zunahme der Reinigungsabläufe im Klärwerk. Ab zwölf bis in die Nachtstunden tritt eine Vergleichmäßigung des elektrischen Leistungsbedarfes ein, der durch den kontinuierlichen Ablauf aller Reinigungsstufen auf einem hohen Niveau charakterisiert ist.

### 3.5.1.2 Abrechnungsrelevante Leistungsspitzen

Eine jahreszeitliche Verteilung der tagesspezifischen Leistungsspit- **69**
zen wird in Abbildung 22 deutlich. In dieser Darstellung, welche das

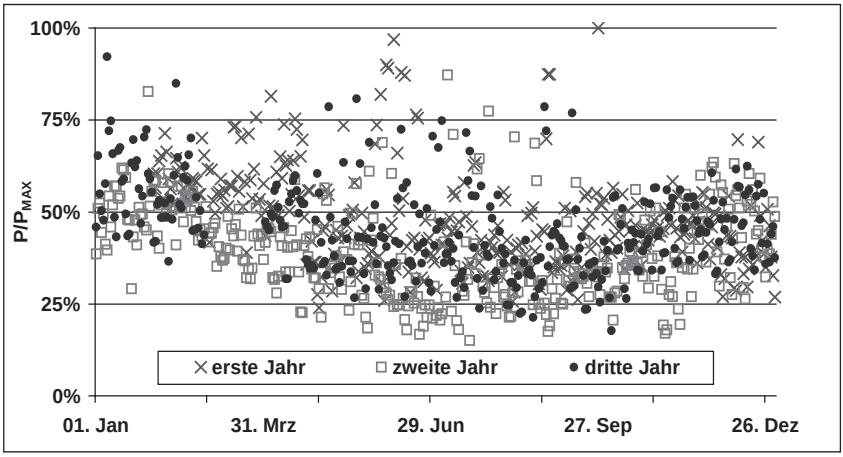



*Abb. 22:* Verteilung der Leistungsspitzen einer Kläranlage (180.000 EW)

Betriebsverhalten über einen dreijährigen Zeitraum widerspiegelt, können **zwei Leistungsklassen** anhand ihrer unterschiedlichen Leistungsdichte unterschieden werden.

**70** **Die erste Gruppe** ist durch eine **hohe Leistungsdichte**, die an der in der Energiewirtschaft jahreszeitlich typischen Sattelstruktur deutlich wird, gekennzeichnet. So **steigt** der durchschnittliche elektrische **Leistungsbedarf** in der **kalten Jahreszeit**, während er im Sommer sinkt. Als Ursachen kommen vor allem exogene Einflüsse (Außentemperatur, Niederschlag) in Betracht, die eine Temperaturabhängigkeit der im Belebtschlamm ablaufenden Reaktionen vermuten lassen. Diese These wird durch die **innere Kinetik der biologischen Substanz** bestätigt, welche bei einem Temperaturanstieg von 10°C um das Zwei- bis Dreifache wächst [28]. Gleichzeitig verringert sich der notwendige Sauerstoffbedarf je kg oTS-Gehalt und die Stabilisierungszeit des Faulschlammes. Somit ist der geringere Energiebedarf für die Abwasserreinigung in den Sommermonaten neben dem sinkendem Infrastrukturbedarf vor allem eine Wirkung der temperaturbedingt schneller ablaufenden biologischen Reaktionen.

**71** Neben diesem Lastbereich existiert eine **zweite Gruppe** von Leistungsspitzen, die durch eine **geringe Leistungsdichte** und **inhomogene Verteilung** gekennzeichnet sind. Sie treten jahreszeitlich und somit außentemperaturunabhängig während des gesamten Betrach-

tungszeitraumes auf. Ursachen dieser stochastisch sowohl in den Sommer- als auch in den Wintermonaten auftretenden Tagesspitzen können nur in zufälligen Überlagerungen verfahrenstechnischer Prozesse, wie dem verstärkten Zulauf und den arbeitsorganisatorischen Prozessen, vermutet werden. Da zwei oder drei der Lastspitzen abrechnungstechnisch für die Höhe der Leistungskosten verantwortlich sind, ist der Betreiber an einer Angleichung bzw. Kappung durch entsprechende Lastmanagementmaßnahmen (kontrollierte Abschaltung von Verbrauchern, Maximierung der Eigenerzeugung) interessiert.

### 3.5.1.3 Häufigkeit des Leistungsbedarfs

**72** Aus den im letzten Abschnitt erläuterten Untersuchungen zu den aufgetretenen Leistungsspitzen lassen sich weitere Informationen zum Energiebedarf gewinnen. Mittels **Häufigkeitsverteilungen** werden die auftretenden Lastspitzen in einzelne Gruppen klassifiziert. Die Anzahl der Datenklassen bezogen auf die gesamte Datenmenge wird als relative Häufigkeit bezeichnet und trifft eine qualitative Aussage, wie viele Leistungsspitzen innerhalb einer Leistungsgruppe aufgetreten sind.

**73** Die Häufigkeitsverteilung der bezogenen Leistungsspitzen ist in Abbildung 23 für die analysierte Kläranlage dargestellt. Dabei wird die Anzahl der aufgetretenen Leistungsspitzen in Abhängigkeit ihrer Leistungsquantität analysiert. In dieser relativen Darstellung wird eine der Normalverteilung vergleichbarer Kurvenverlauf deutlich. So liegen weit über 90% der ausgewerteten Daten in einem Leistungsbereich unter 75% der maximal bezogenen Leistung. Die Höhe des kostenrelevanten Leistungsbezuges bestimmen jedoch nur 7% der ermittelten 1.034 Beobachtungen.

In Abbildung 24 wurden die Leistungsspitzen zeitlich konkret für das abrechnungsrelevante 1/4 h Raster kumuliert analysiert.

**74** Neben Zeitbereichen, in denen fast keine Leistungsspitzen auftreten (5:00 bzw. 12:30), kristallisieren sich Tagesabschnitte heraus (13:30 bzw. 15:00), in denen die Wahrscheinlichkeit des maximalen elektrischen Leistungsbedarfes sehr groß ist. Diese Ergebnisse korrelieren sehr eng mit den Aussagen für den elektrischen Lastgang in Kläranlagen.

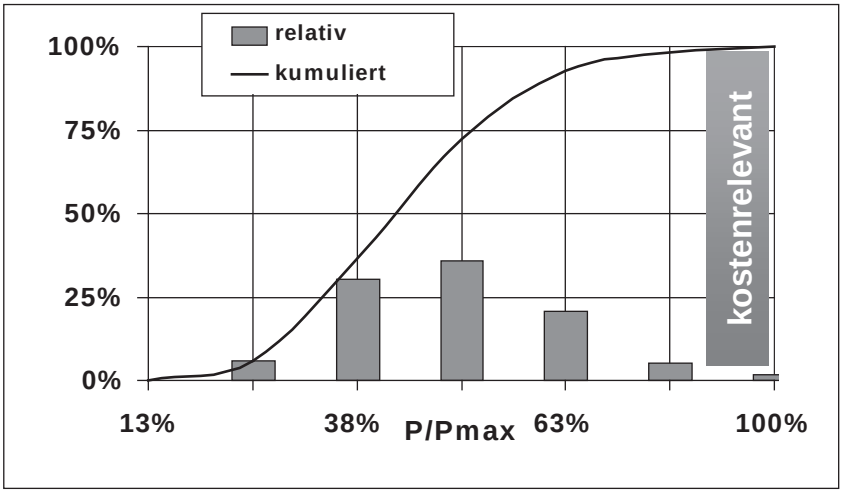



*Abb. 23:* Häufigkeitsverteilung der abrechnungsrelevanten Leistungsspitzen

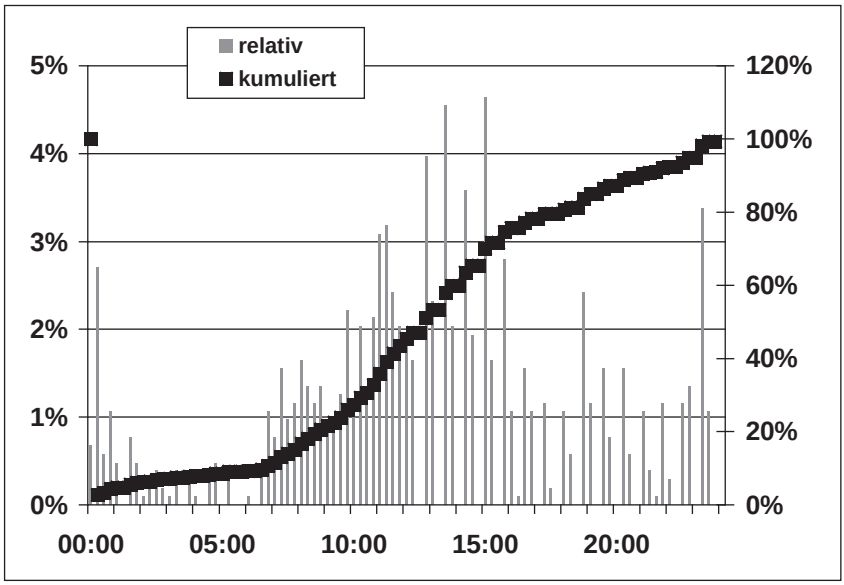



*Abb. 24:* Zeitliche Verteilung (1/4h Werte) der Leistungsspitzen

### 3.5.2 Wärmebedarf

**75** Kläranlagen zeichnen sich durch einen kontinuierlichen Wärmebedarf über das gesamte Jahr aus. Die Wärmebereitstellung in Kläranlagen erfolgt primär für technische Zwecke wie z. B. die Schlammbehandlung inkl. Faulraumheizung, die ca. 90% des Wärmebedarfes tragen. Die **Faulschlammpyrolyse** läuft in einem Temperaturbereich zwischen 30°C und 37°C ab und muss somit nach der maschinellen Vorbehandlung (Eindickung, Homogenisierung) vorgewärmt werden. Die Abhängigkeit des thermischen Energiebedarfs von der Außentemperatur wird daran deutlich, dass im Sommer auf Grund höherer natürlicher Rohschlammtemperaturen „nur" 60% des Winterwärmebedarfes benötigt werden [29]. Der durchschnittliche **Wärmeverbrauch** beträgt **ca. 170 Wh/m$^3_{AW}$**.

**76** Der konkrete Wärmeanschlusswert einer Kläranlage setzt sich aus dem Wärmebedarf für den Faulturm, den Faulschlamm und die Gebäude zusammen. Eine einfache Möglichkeit zur Bestimmung des maximalen Wärmebedarfes ist die Summation thermischer Anschlussleistungen (BHKW + HK). Da diese im Allgemeinen sehr grob ausgelegt werden bzw. Investitionsentscheidungen nacheinander ausgeführt werden (zuerst HK, dann BHKW), kann der Betrachtungsfehler sehr groß sein. Nach den Umfrageergebnissen verschiedener Kläranlagen beträgt die durchschnittliche installierte **thermische Gesamtleistung** in Kläranlagen ca. **7 W/1.000 EW** [30].

#### 3.5.2.1 Wärmebilanz

**77** Die **Gesamtwärmebilanz** einer Kläranlage setzt sich aus drei Komponenten zusammen (Gleichung 1). Eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Bestandteile erfolgt mit den Gleichungen 2 bis 3.

*Gleichung 1: Gesamtwärmebedarf Kläranlage*

$$\dot{Q}_{ges} = \dot{Q}_{FG} + \dot{Q}_{FS} + \dot{Q}_{GB}$$

*Gleichung 2: Wärmebedarf der Faulturmheizung*

$$\dot{Q}_{FT} = k_{FG} \cdot A_{FT} \cdot (t_{FT-1} - t_U)$$

*Gleichung 3: Wärmebedarf zur Schlammvorwärmung*

$$\dot{Q}_{FS} = \dot{m}_{FS} \cdot c_{FS} \cdot (t_{FS} - t_{aw})$$

*Gleichung 4: Wärmebedarf der Gebäudeheizung*

$$\dot{Q}_{GB} = x \cdot \dot{Q}_{DIN}.$$

**78** Die Transmissionswärmeverluste des **Faulbehälters** lassen sich aus Gleichung 2 bestimmen. Sie ist eine Funktion der Reaktoroberfläche ($A_{FT}$), des Wärmedurchgangskoeffizienten ($k_{FT}$) sowie der Temperaturdifferenz zwischen dem Faulschlamm ($t_{FT-I}$) und Umgebungstemperatur ($t_U$). Die heterogene Schlammbeschickung des Faulbehälters und die verschiedenen Temperaturbereiche erschweren eine genaue Berechnung des Wärmebedarfes. So ist der Wärmeübergang von Schwimmschlamm bzw. von Rohschlamm im oberen, mittleren und unteren Behälterbereich auf Grund des differierenden Feststoffanteiles unterschiedlich. Für die Faulgasausbeute und die Volumenreduzierung ist entscheidend, dass die endothermen Reaktionen in einem gleich bleibenden Temperaturbereich von ca. 35°C ablaufen.

**79** Der Wärmebedarf für die **Schlammvorwärmung** ($Q_{FS}$) als Produkt der anfallenden Schlammmenge, der mittleren spezifischen Wärmekapazität ($c_{FS}$) sowie der Temperaturdifferenz zwischen vorgewärmten Rohschlamm ($t_{FS}$) und der Abwassertemperatur ($t_{aw}$) ist nach Gleichung 3 einfach zu berechnen. Wird durch statische Eindickung ein Trockengehalt des Faulschlammes von 3% erreicht, beträgt die mittlere jährliche **Rohschlammenge ca. 2,0 l/(EW · d)**. Aus der spezifischen Wärmekapazität des Wassers sowie der mittleren Temperaturdifferenz des vorgewärmten und natürlichen Faulschlammes kann der Wärmebedarf in guter Näherung berechnet werden.

**80** Die Berechnung des **Wärmebedarfes für die Raumheizung** ist Bestandteil der technischen Gebäudeausrüstung (Gleichung 4) [31]. Aus der Erfahrung beträgt er ca. 10% des gesamten Wärmebedarfes.

### 3.5.2.2 Lastgang

**81** In Abbildung 25 ist der mittlere tägliche Wärmebedarfsgang dargestellt. Der relative Wärmebedarf ist dabei der Quotient aus Momentanbedarf sowie der maximalen installierten thermischen Leistung. In der Darstellung entspricht der max. Tagesbedarf ca. 55% der instal-

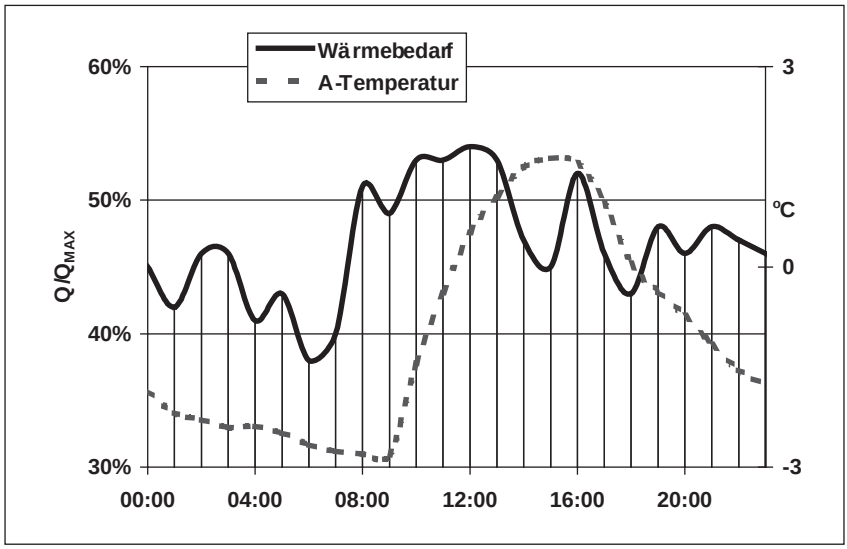



*Abb. 25:* Mittlere Wärmelastgang in Abhängigkeit der Außentemperatur

lierten thermischen Gesamtleistung. Es wird deutlich, dass zur mittleren Außentemperatur, die auf der 2-ten y-Achse aufgetragen wurde, kein sichtbarer Zusammenhang existiert. So erreicht der Wärmebedarf von 06:00 bis 13:00 Uhr ein relativ hohes Niveau, was mit dem zeitverschobenen linearen Anstieg der mittleren Außentemperatur nicht erklärbar ist.

Somit überlagert der technische Ablauf der Abwasserreinigung den **82**
temperaturbedingten Einfluss beim Wärmebedarf. Ursachen liegen in Analogie zum Elektroenergiebedarf vor allem in der Betriebsweise der gesamten Kläranlage. So konzentrieren sich dezentrale Reinigungsarbeiten wie die Schlammbearbeitung in Zeiten mit dem erforderlichen Personalbestand.

## 3.6 Elektrische und thermische Jahresdauerlinien

Durch Ordnung der jährlichen Tageslastgänge können elektrische **83**
und thermische Jahresdauerlinien dargestellt werden. Aus der Gegenüberstellung mit den jeweiligen installierten elektrischen und thermischen Erzeugungsleistungen sind sie ein qualitativer Maßstab der Apparateauslegung (BHKW und Heizkessel).

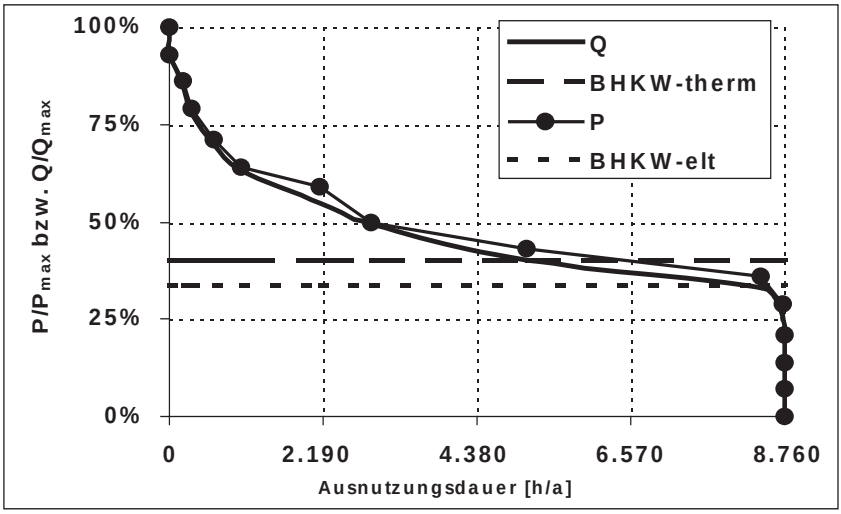



*Abb. 26:* Thermische und Elektrische Jahresdauerlinie in Verbindung mit der Auslegung der Anlagentemperatur

**84** In Abbildung 26 sind die Jahresdauerlinien mit den installierten BHKW-Leistungen zusammen dargestellt. Es wird deutlich, dass die **gesamte elektrische BHKW-Leistung** der **Grundlast** der Kläranlage **entspricht**, welche ca. 34% der jährlichen Bedarfsspitze beträgt. Die installierte thermische Leistung beträgt ca. 40% der jährlichen Wärmelastspitze.

**85** Für die Nutzung der BHKW-Anlage wäre energiewirtschaftlich somit eine strom- wie auch wärmegeführte Betriebsweise auf Basis der Bedarfskennlinien sinnvoll. Beide Varianten erreichen Ausnutzungsdauern größer 5.000 h/a, was i. Allg. als Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb strom- und wärmegekoppelter Anlagen ist. Im Beitrag „Betriebliches Management von Blockheizkraftwerken" dieser Reihe werden die notwendigen Grundlagen der wirtschaftlichen Einsatzoptimierung dargestellt und an einem Beispiel beschrieben.

## 3.7 Faulgaskenndaten

**86** Aus dem Wissen energierelevanter Kennzahlen ist der Rahmen möglicher Fallszenarien vorgegeben. Aus der Gegenüberstellung verschiedener Energiebilanzszenarien für Kläranlagen in Tabelle 4 wird deutlich, dass eine vollständig autarke Energieversorgung auf Faulgasbasis

nur bei einem sehr hohen spezifischen Anfall und einem geringen spezifischen Energiebedarf realistisch ist. In diesem *best case* wäre sogar ein Stromverkauf auf Grund eines elektrischen Eigenversorgungsgrades von 129% denkbar. Im Gegensatz zu dem Szenario wird durch einen hohen Energiebedarf sowie eine geringe Faulgasmenge der *worst case* charakterisiert. In dem Fall bleiben sowohl der Elektro-, wie auch der Wärmebedarf überwiegend durch den Bezug alternativer Energieträger (Nahwärme, Brennstoffe, Fremdstrom) zu decken. Beide Szenarien bleiben Einzelfällen vorbehalten.

*Tab. 4:* Energiebilanzszenarien von Kläranlagen

| | **Worst Case** | **Standard Case** | **Best Case** |
|---|---|---|---|
| Heizwert FG (kWh/m³) | 5,5 | 6 | 6,5 |
| **Faulgasanfall** | | | |
| l/(EW · d) | 10 | 25 | 35 |
| kWh/(EW · a) | 20,1 | 54,8 | 83,0 |
| Eigenverstromungspotenzial; $h_{Elt}$ = 31% | 6,2 | 17,0 | 25,7 |
| thermisches Potenzial; $h_{therm.}$ = 50% | 10,0 | 27,4 | 41,5 |
| **Energiebedarf** | | | |
| Elektroenergiebedarf in kWh/(EW · a) | 30 | 25 | 20 |
| Wärmebedarf in kWh/(EW · a) | 30 | 25 | 20 |
| **Eigenversorgungsgrad** | | | |
| Elektroenergie | 21% | 68% | 129% |
| Wärme | 33% | 110% | 208% |

**87** Für die Mehrzahl der Kläranlagen ist der energetische Zustand im *standard case* charakteristisch. In diesem Szenario ist eine eigenständige Wärmeversorgung durch Faulgasnutzung prinzipiell möglich. Gleichzeitig leistet jedoch das vorhandene Faulgaspotenzial nur zu 2/3 einen Beitrag zur Strombedarfsdeckung. Die Versorgungslücke von einem Drittel des gesamten Strombedarfes muss durch Fremdstromeinspeisung gedeckt werden.

*Kläranlagen mit anaerober Schlammbehandlung decken den gesamten Wärmebedarf durch Faulgasnutzung. Das Defizit bei der Stromversorgung ist nur durch Fremdbezug zu kompensieren.*

# 4 Zusammenfassung

**88** BHKW-Anlagen mit Faulgasnutzung sind umwelt- und energiepolitisch besonders erwünscht, da sie das umweltschädliche Faulgas mit einem Methananteil von ca. 65% zur Energiebedarfsdeckung nutzen und somit fossile Energieressourcen schonen. Aus den vorliegenden Analysen von „Faulgas in Kläranlagen" sowie unter Einbeziehung des im Rahmen dieser Reihe veröffentlichten Beitrages „Betriebliches Management von Blockheizkraftwerken" lassen sich die wesentlichen Ergebnisse in folgenden Punkten zusammenfassen:

1. Die **Energiebilanz** der Kläranlage bildet die Basis der wirtschaftlichen Einsatzvarianten von Faulgas.
2. Der **gleichzeitige Strom- und Wärmebedarf** ermöglicht den sinnvollen Einsatz von **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.**
3. Dem **Energiebedarf** steht ein innerbetriebliches **Energieangebot** gegenüber.
4. Der **Wärmebedarf** lässt sich im Gegensatz zum Strombedarf **vollständig** aus dem anfallenden **Faulgas decken**.
5. Zwischen den verfahrens- und anlagenrelevanten Parametern existieren **lineare Zusammenhänge,** die aus den Umfragedaten das System Kläranlage kennzeichnet.
6. Eine wirtschaftliche **Bewertung des Faulgases** ist nach dem **Substitutionsprinzip** sinnvoll.
7. Aus der resultierenden **Einsparung** eines **fossilen Energieträgers**, der durch Preis und Menge quantifizierbar ist, erfolgt die Monetarisierung dieser innerbetrieblichen Anfallenergie.
8. Im **Wettbewerb der Energieversorgung** steht dabei der **externe Energiebezug** mit der **Eigenversorgung** von Strom und Wärme durch die Heizzentrale und Nutzung des Faulgases.
9. In Deutschlands Kläranlagen beträgt der **durchschnittliche spezifische Stromverbrauch** ca. **25 kWh/(EW · a).**
10. Bei durchschnittlichen Strombezugskosten von ca. 0,1 DM/kWh betragen die **klärwerksspezifischen Stromkosten** ca. **2,5 DM/(EW · a).**

11. Die Vermeidung der wenigen, **stochastisch** auftretende **Leistungsspitzen** im Strombedarf durch Lastmanagement bildet ein wichtiges **Kosteneinsparsegment**.

Weitere Chancen eines wirtschaftlichen Faulgaseinsatzes in Kläran- **89**
lagen ergeben sich aus der Liberalisierung der leitungsgebundenen Medien (Strom, Erdgas, in Zukunft auch Wasser) sowie gesetzgeberischen Instrumenten. Neben der optimalen Einbindung in die Eigenversorgung, die zu einer Erhöhung der Kostentransparenz und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Kläranlagen führen wird, bietet die **Verstromung von Faulgas** und deren **Einspeisung** in das Netz der allgemeinen Versorgung für Anlagen bis 500 kW eine **Vergütung von mindestens 15 Pf/kWh** [32]. Daraus ergeben sich für die Betriebsführung von Kläranlagen eine Reihe neuer Optimierungsaufgaben, die nur aus der Kenntnis der Zusammenhänge von Energiebedarf, Faulgasanfall und der vorhandenen Infrastruktur gelöst werden.

## Literatur

[1] Allgemeine Rahmen-Verwaltungsvorschrift über Mindestforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer vom September 1990 (GMBl. S. 518), geändert durch die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Allgemeinen Rahmenverwaltungsvorschrift über Mindestanforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer, zuletzt geändert Januar 1994, BAnz. vom 9.2.94, S. 25.

[2] Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich Wasserpolitik, Brüssel, 26. 11. 1997.

[3] *Krost, H.*: Privatisierung im Trend – Beim Abwasser kommen private Betreiber zum Zug, Wasser, Luft und Boden, 3/1995, S. 28–29.

[4] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. – Abwasser, http://www.bgw.de/publik/7abw/abw.htm, 10/1998.

[5] IMPULS-Programm: Stromverbrauch in Kläranlagen senken, IMPULSE aus Hessen, Darmstadt, 2/98, S. 7.

[6] *Hoffmann, J./Schrader R.*: Kostenvergleichsrechnung am Beispiel Faulgasverwertung auf Kläranlagen, Korrespondenz Abwasser, 1997, Nr. 5, S. 910–921.

[7] *Müller, R./Wetzig, B.*: Aspekte zur Kapitalrückflusszeit als Entscheidungskriterien zur Auslegung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Energieumwandlungsbereich, XV. Kongreß der internationalen Konferenz für industrielle Energiewirtschaft, Leipzig, 23. – 25. September 1996.

[8] *Bever/Stein/Teichmann*: Weitergehende Abwasserreinigung, Oldenbourg Verlag, München/Wien 1993.

[9] ATV-Handbuch, Biologische und weitergehende Abwasserreinigung, 4. Auflage, Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften, Berlin 1997.

[10] *Hänel, K.*: Biologische Abwasserreinigung im Belebtschlamm, Gustav Fischer Verlag, 1. Auflage, Jena 1986.

[11] *Behr, E.-F. et. al.*: Nutzung von Klärgas zur Kraft-Wärme-Kopplung Probebetrieb und Auswertung eines Betriebsjahres, Bundesministerium für Forschung und Technologie, Forschungsbericht 03E-5160-A, 1988.

[12] BUWAL: Energie in ARA, Zusammenfassung des Handbuchs und der Musteranalysen, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft der Schweiz, 1995.

[13] *Hoffmann, J.*: Faulgasverwertung auf Kläranlagen im Kostenvergleich, VDI-Berichte 1253, S. 161–193.

[14] ASUE: BIO-LOGISCH Klärgas- und Deponiegas mit Erdgas sicher nutzen, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Hamburg.

[15] *Müller, E. et. al.*: Energie in ARA, Energiesparmassnahmen in Abwasserreinigungsanlagen, BUWAL Dokumentationsdienst Bern.

[16] *Kleih, G.*: Einsatz von BHKW zur Wärmeversorgung kommunaler Objekte, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44. Jg. (1994), S. 292–295.

[17] *Karel, A.*; *Lorentzen, P.*: Das BHKW Heppenheim – nicht wie jedes andere, EUROHEAT & POWER Fernwärme international, 1–2/1997, S. 36–43.

[18] *Engel, H.-J.*: Optimierung der Kraft-Wärme-Kopplung in einer Brauerei, GASWÄRME International 45 (1996) Heft 11, S. 517–522.

[19] *Hamelmann, M.*: Reduzierung der Energiekosten durch Kraft-Wärme-Kopplung, Keramische Zeitschrift, Nr. 6, 1993.

[20] *Braun, B./Hinrichs, H.-J.*: PC-gestützte Betriebsoptimierung von Blockheizkraftwerken, BWK 11/12 1995, S. 476–479.

[21] *Lorenz, S.*: Verfahren für den optimalen Betrieb von Blockheizkraftwerken, BWK 11/12 1998, S. 38–43.

[22] *Beck/Brandt/Salander*: Handbuch Energiemanagement, C. F. Müller Verlag

[23] *Poos, B.*: Einsatzmöglichkeiten von KWK-Anlagen in Kläranlagen, Energiespektrum, 10/1996, S. 24–30.

[24] *Stachowske, M.*: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gesamtinvestition BHKW, Vortrag auf VDI-Bildungswerk, 1/96.

[25] *Eyerer, P.*: Ganzheitliche Bilanzierung, Springer Verlag, Berlin 1996.

[26] *Adam, T.*: BHKW-Management – Energiewirtschaftliche Optimierung der Energieversorgung in Kläranlagen unter Berücksichtigung eines stromgeführten BHKW-Managements, etv-Verlag, Essen 1999.

[27] *Schaefer, H.*: VDI-Lexikon Energietechnik, VDI-Verlag, Düsseldorf 1994.

[28] *Stier, E./Miliczek, P.*: Abwasser in Frage und Antwort, F. Hirthammer Verlag München 1992.

[29] ATV-Handbuch: Betriebstechnik, Kosten und Rechtsgrundlagen der Abwasserreinigung, 4. Auflage, Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften, Berlin 1996.

[30] *Adam, T./Lohr, K.*: Auswertung und Analyse energierelevanter Daten als Ergebnis einer Umfrage in 36 Kläranlagen, BTU Cottbus – Lehrstuhl Energiewirtschaft, Studie 5/1998.

[31] Wärmeschutz bei Gebäuden, Bundesministerium für Wirtschaft, September 1994.

[32] Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [Erneuerbare Energien Gesetz – EEG] vom 01. 04. 2000, BGBl. I 305.

# Techniken zur Nutzung der Energie im Abfall

*Peter von Dierkes, Dirk Böhme und Guido Bruch*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–10 |
| 2 | Rechtsgebot der Wärmenutzung | 11–15 |
| 3 | Bedeutung des Heizwertes des Abfalls | 16–21 |
| 4 | Energieumwandlung am Beispiel der Rostfeuerung | 22–50 |
| 4.1 | Allgemeiner Überblick | 22–35 |
| 4.2 | Beispiel: Abfallverbrennungsanlage Berlin Ruhleben | 36–39 |
| 4.2.1 | Rauchgasseitige Schaltung der Kessel 1 bis 4 | 40–43 |
| 4.2.2 | Dampfseitige Schaltung der Kessel 1 bis 4 | 44–50 |
| 5 | Energienutzungskonzepte | 51–88 |
| 5.1 | Wirkungsgrade bei der Energieumwandlung | 52–61 |
| 5.2 | Beschreibung wichtiger Konzepte zur Energieumwandlung | 62–84 |
| 5.2.1 | Umwandlung der Energieinhalte des Abfalls in Kraft | 63–72 |
| 5.2.2 | Umwandlung der Energieinhalte des Abfalls in Kraft und Wärme – Kraft-Wärme-Koppelung | 73–82 |
| 5.2.2.1 | Entnahme-Kondensationsanlage | 76–79 |
| 5.2.2.2 | Gegendruckanlage | 80–82 |
| 5.2.3 | Umwandlung der Energieinhalte des Abfalls in Wärme | 83–84 |
| 5.3 | Tatsächliche energetische Nutzung in deutschen Abfallverbrennungsanlagen | 85–88 |
| 6 | Glossar | 89 |
| 7 | Literatur | 90 |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Abdampf | 32 | Bilanzraum | 56 |
| Abwärmenutzung | 14 | Dampfzustand | 31 |

| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Energiebilanz | 65 | Rauchgase | 24 |
| Feuerleistungsdiagramm | 18 | Spezifische Wärme der Rauchgase | 26 |
| Fließbettkühler | 34 | Standortspezifische Energienutzung | 62 |
| Kessel | 27 | Thermische Belastung des Feuerraums | 16 |
| Kreisprozess | 32 | Verbrennungsluft | 23 |
| Luftüberschuss | 23 | | |
| Nutzbares Temperaturniveau | 73 | | |


# 1 Einleitung

**1** Die typischen nicht verwertbaren und brennbaren Siedlungsabfälle wie Restabfall aus Haushaltungen, Gewerbeabfall, Sperrabfall und Sortierreste besitzen einen Energieinhalt, der zurzeit nur teilweise genutzt wird. Geht man für 1998 von ca. 45 Mio. Mg verbrennbare Abfälle aus, die in Deutschland angefallen sind, werden hiervon nur 38% oder ca. 17 Mio. Mg energetisch genutzt (siehe 1403).

**2** Abfall wird vor allem auf Grund seiner inhomogenen Zusammensetzung und auf Grund seines wesentlich höheren Schadstoffinventars gegenüber Regelbrennstoffen (siehe Abschnitt 1403, Kapitel 2.2.3.1, Tabelle 11) vorwiegend in klassischen Abfallverbrennungsanlagen (AVA) mit Rostfeuerung unter Nutzung seines Energieinhaltes thermisch behandelt.

**3** Dabei steht die Entsorgungssicherheit im Vordergrund, d. h. der Abfall muss zeitnah zur Anlieferung thermisch behandelt werden. Eine längere Zwischenlagerung unvorbehandelter Abfälle ist nicht möglich. Ebenso ist ein energiebedarfsgerechter Einsatz des Brennstoffs Abfall im Spitzen- oder Mittellastbereich nicht möglich, da die Zerstörung der Schadstoffe im Feuerraum bzw. deren Abscheidung in der Rauchgasreinigung nur bei einem kontinuierlichen und konstanten Anlagenbetrieb effektiv möglich ist. Daher kommen für AVA nur Energieabnehmer in Frage, die rund um die Uhr ganzjährig Bedarf an Energie haben.

**4** Einer der möglichen Abnehmer der aus dem Abfall gewinnbaren Energie ist das öffentliche Stromnetz im Grundlastbereich. Allerdings kann eine AVA wegen der Erweichung von Asche bei höheren Temperaturen, der erhöhten Korrosionsgefahr etc. nur Dampf mit

niedrigen Parametern (z. B. 40 bar, 400°C) liefern, sodass hohe elektrische Wirkungsgrade nicht erzielbar sind.

Die Betreiber von AVA streben daher eine thermische Nutzung der Energieinhalte des Abfalls, z. B. als Prozessdampf oder als Fernwärme im Grundlastbereich an. **5**

In diesem Beitrag werden zunächst in Kapitel 2 die rechtlichen Rahmenbedingungen genannt, die eine Nutzung der Abwärme bei der Abfallverbrennung fordern. **6**

In Kapitel 3 wird der Einfluss des Heizwertes auf die Auslegung und den Durchsatz einer AVA anhand eines Feuerleistungsdiagramms dargelegt. **7**

Darauf wird in Kapitel 4 ein Überblick über die Möglichkeiten der Energieumwandlung am Beispiel der Rostfeuerung gegeben. Dabei wird die Abfallverbrennungsanlage Ruhleben der Berliner Stadtreinigungsbetriebe (BSR) betrachtet. **8**

Im anschließenden Kapitel 5 werden dann nach einer Diskussion über Wirkungsgrade verschiedene Energienutzungskonzepte von der reinen Kraftherstellung über Kraft-Wärmekoppelung bis hin zur reinen Wärmeherstellung vorgestellt. **9**

Außerdem werden in Kapitel 5.3 die tatsächlichen Formen der Energienutzung deutscher AVA dargestellt. **10**

## 2 Rechtsgebot der Wärmenutzung

Der Gesetzgeber fordert, die durch die thermische Abfallbehandlung entstehende Wärme zu nutzen. **11**

Zum einen kann die Forderung dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) [1] entnommen werden, in dem in § 5 die „Pflichten der Betreiber genehmigungsbedürftiger Anlagen“ aufgeführt sind. Zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen rechnen alle emissionsrelevanten Anlagen, also in jedem Fall alle Arten von Energieumwandlungsanlagen incl. Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung. **12**

**13** § 5 Satz 4 des BImSchG fordert,

*„Genehmigungsbedürftige Anlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass*

*. . .*

*(4) entstehende Wärme für Anlagen des Betreibers genutzt oder an Dritte, die sich zur Abnahme bereit erklärt haben, abgegeben wird, so weit dies nach Art und Standort der Anlagen technisch möglich und zumutbar sowie mit den Pflichten nach den Nummern 1 bis 3 vereinbar ist."*

**14** Zum anderen ist die Forderung zur **Abwärmenutzung** auch in der für thermische Abfallbehandlungsanlagen maßgeblichen 17. BImSchV [2] enthalten. Der § 8 fordert hier:

**15** *„In Anlagen nach § 1 Abs. 1 ist entstehende Wärme, die nicht an Dritte abgegeben wird, in Anlagen des Betreibers zu nutzen, so weit dies nach Art und Standort der Anlage technisch möglich und zumutbar sowie mit den Pflichten nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vereinbar ist. So weit aus der bei der Verbrennung entstehenden Wärme, die nicht an Dritte abgegeben wird oder die nicht in Anlagen des Betreibers genutzt wird, eine elektrische Klemmenleistung von mehr als 0,5 Megawatt erzeugbar ist, ist elektrische Energie zu erzeugen."*

## 3 Bedeutung des Heizwertes des Abfalls

**16** AVA werden für eine bestimmte **thermische Belastung des Feuerraums** und des Kessels ausgelegt, d. h. im Wesentlichen auf das Produkt aus Durchsatz (in kg/h) und Heizwert (in kJ/kg).

**17** Bis in die 90er Jahre hinein legte man eine AVA auf einen Heizwert von etwa 7,5 bis 8 MJ/kg aus. Durch die – vor allem im Gewerbeabfall – gestiegenen Heizwerte wurde der Auslegungsheizwert für Anlagen, die seit Anfang der 90er Jahre geplant wurden, auf etwa 10 MJ/kg angehoben. Seit Ende der 90er Jahre sind wieder gegenläufige Tendenzen zu beobachten. Besonders bei Anlagen, die größtenteils für die Verbrennung von Restabfällen aus Haushaltungen und nur zu kleinen Anteilen für die Verbrennung von Gewerbeabfällen konzipiert werden, geht man wieder von einem Heizwert von 8 MJ/kg und kleiner aus.

**18** Da eine AVA für eine bestimmte thermische Belastung im Feuerraum

und im Kessel ausgelegt wird, gilt: je höher der Heizwert ist, desto niedriger ist der maximale Durchsatz. Der Zusammenhang wird durch ein **Feuerleistungsdiagramm** deutlich. Abbildung 1 (Rn. 20) zeigt das Feuerungs-Leistungsdiagramm des Kessels 1 der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben.

Der Verbrennungsprozess kann zwischen einem minimalen und einem maximalen Heizwert gefahren werden. Die Heizwerte sind in Abbildung 1 als Geraden dargestellt, wobei 11,6 GJ/Mg (= MJ/kg) der maximale und 6,0 GJ/Mg der minimale Heizwert für Kessel 1 der AVA Ruhleben sind. **19**

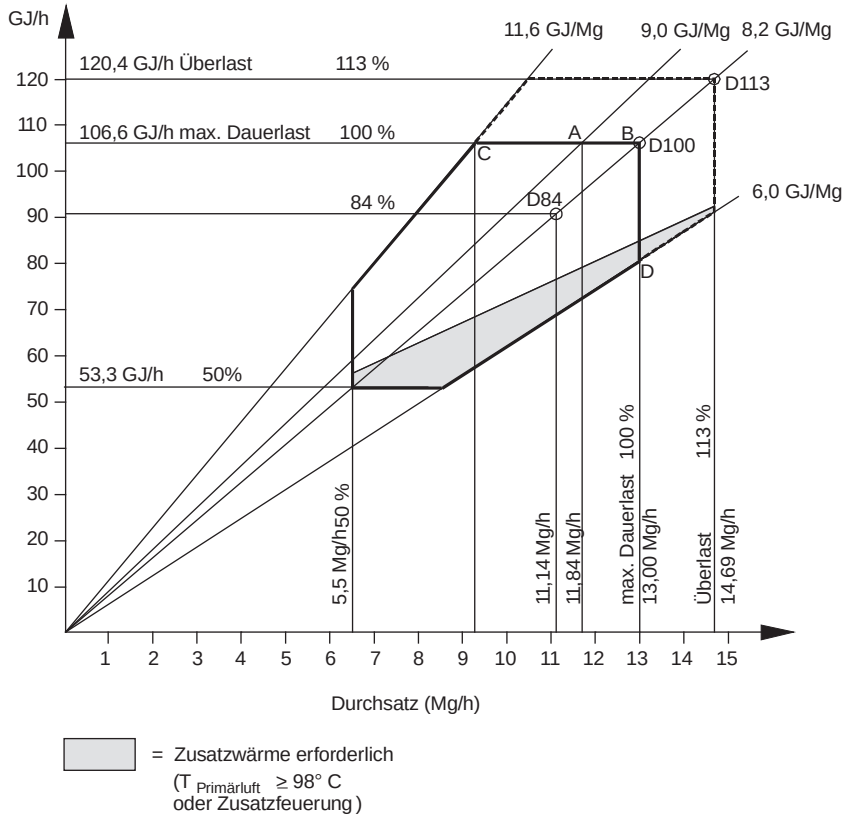



*Abb. 1:* Feuerleistungsdiagramm des Kessels 1 der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben

**20** Daneben wird der Verbrennungsprozess durch die zulässige Feuerraumbelastung begrenzt. Die Feuerraumbelastung ist in Abbildung 1 auf der Y-Achse dargestellt, wobei für den besagten Kessel 1 die maximale Dauerlast von 106,6 GJ/h ebenso aufgetragen ist, wie die maximale Überlast von 120,4 GJ/h und die minimale Last von 53,3 GJ/h.

**21** Auf der X-Achse in Abbildung 1 ist der Abfalldurchsatz aufgetragen. Sind der Durchsatz und der Heizwert vorgegeben, kann man dem Feuerleistungsdiagramm die Feuerraumbelastung entnehmen. Bei einem Abfalldurchsatz von z. B. 11,84 t/h mit einem Heizwert von 9,0 GJ/Mg ergibt sich eine Feuerraumbelastung von 106,6 GJ/h. Dieselbe Feuerraumbelastung ergibt sich aber auch bei einem Durchsatz von 13 Mg/h und einem Abfallheizwert von 8,2 GJ/Mg.

# 4 Energieumwandlung am Beispiel der Rostfeuerung

## 4.1 Allgemeiner Überblick

**22** Bei der Abfallverbrennung auf dem Rost werden je Linie zwischen 3 und 40 Mg/h Abfall mit einen Heizwert von ca. 8.000 bis 11.000 kJ/kg (siehe Abschnitt 1403, Kapitel 2.2.3.2, Tabelle 11) verbrannt.

**23** Bei der Verbrennung von Abfällen werden – wie bei jedem anderen Verbrennungsvorgang auch – Kohlenstoff, Schwefel, Wasserstoff usw. in einem Feuerraum oxidiert. Dabei wird die latent gebundene chemische Energie des Abfalls in isobaren[1)] Verbrennungsprozessen auf die Rauchgase übertragen. Der für die Oxidation notwendige Sauerstoff wird durch zugeführte **Verbrennungsluft** bereitgestellt. Zur gesicherten vollständigen Verbrennung des Abfalls und der Organik im Rauchgas müssen AVA mit einem **Luftüberschuss** gefahren werden, d. h. es wird mehr Luft bzw. Sauerstoff dem Verbrennungsprozess zur Verfügung gestellt, als theoretisch für eine vollständige Verbrennung erforderlich wäre. Während eine alte AVA einen Luftüberschuss von $\lambda = 2{,}5$[2)] benötigte, genügt einer modernen Rostfeuerung ein Luftüberschuss von $\lambda = 1{,}5$ bis 1,6. Die Verringerung des Luftüberschusses

1 Isobar, d. h. bei gleichem Druck.

2 D. h. die 2,5 fache Menge an Verbrennungsluft, die für eine vollständige Verbrennung erforderlich wäre.

bei Neuanlagen ist unter energetischen Gesichtspunkten positiv, da durch die geringeren Rauchgasmengen die Wärmeverluste gemindert werden (s. unten und in Kapitel 5.1).

**24** Die **Rauchgase** enthalten die gasförmigen Verbrennungsprodukte, die nicht oxidierten Anteile der Verbrennungsluft, verdampftes Wasser, flüchtige Schwermetalle und Staub. Sie werden mit der Gasströmung aus dem Brennraum abgeführt. Der nicht-flüchtige bzw. unverbrannte Anteil des Abfalls wird als Schlacke über den Verbrennungsrost ausgetragen.

**25** Bei der Verbrennung fallen je nach Luftüberschuss und Heizwert des Abfalls ca. 4.000 bis 7.000 $m^3$ Rauchgase pro Mg Abfall mit Temperaturen von ca. 850 bis 1.200°C an, die vor Eintritt in die Rauchgasreinigung im Kessel auf ca. 200°C abgekühlt werden [3, 4]. Bei einer Abkühlung der Rauchgase auf weniger als 200°C kann der Taupunkt sowohl von Säure als auch von Wasser unterschritten werden. Dies kann am Kesselaustritt und in der Rauchgasreinigungsanlage zu Problemen in Leitungen, Apparaten und besonders in Gewebefiltern führen.

**26** Die mittlere **spezifische Wärme der Rauchgase** beträgt ca. 1,34 kJ/($m^3$ × K). Damit steht bei der Abkühlung der Rauchgase von 1.000°C auf 200°C eine nutzbare Wärme von ca. 4,3 bis 8,0 GJ je Mg Abfall [in Anlehnung an 3] zur Verfügung, was bei üblichen Umwandlungsverlusten und Dampfzuständen die Erzeugung von ca. 1,9 bis 2,8 Mg Dampf je Mg Abfall [3, 4, 5] erlaubt.

**27** Die Wärme des Rauchgases wird in einem **Kessel** über die Heizflächen an den Wärmeträger Wasser abgegeben. Das Wasser verdampft, der entstehende Wasserdampf wird u. a. im Strahlungsteil des Kessels überhitzt.

**28** Grundsätzlich unterscheidet man bei den Kesseln zur Dampferzeugung [6] nach der Art der Wärmeumlaufs:

- Naturumlaufkessel
- Zwangsumlaufkessel
- Zwangsdurchlaufkessel

**29** In AVA werden wegen der Begrenzung der Dampfparameter (s. Rn. 31) ausschließlich Naturumlaufkessel eingesetzt.

**30** Der überhitzte Dampf kann in einer Turbine verstromt, als Prozesswärme in der Industrie sowie als Heizdampf oder in Kombination genutzt werden (siehe Kapitel 5).

**31** Der **Dampfzustand** beträgt bei Anlagen, in denen elektrischer Strom hergestellt wird, meist 40 bar bei 400°C, in Anlagen, die vorwiegend thermische Energie (d. h. Prozessdampf oder Fernwärme) abgeben 15–20 bar bei 200–250°C [3, 5]. Je nach dem standortspezifischen Energie-Nutzungskonzept (siehe Kapitel 5) sind Ausnahmen möglich. So erzeugt die Abfallverbrennungsanlage Berlin-Ruhleben (siehe Kapitel 4.2) hochwertigen Dampf mit 75 bar bei 470°C zur Verstromung im nahe gelegenen Kraftwerk Reuter [7] oder die AVA Schweinfurt Dampf mit 65 bar und 450°C [8] zur Nutzung in einem benachbarten Kohlekraftwerk.

**32** Der **Abdampf** wird bei reiner Stromherstellung in einem Kondensator niedergeschlagen. Bei (teilweiser) Abgabe des Dampfes an einen thermischen Verbraucher kann die Kondensation auch in einem Wärmetauscher stattfinden (die verschiedenen Energienutzungskonzepte werden in Kapitel 5 ausführlich behandelt). Das Kondensat wird im Speisewasserbehälter gesammelt und über Pumpen wieder auf das Druckniveau des Dampfes gebracht, in den Kessel gefördert und dort wieder verdampft. Damit ist der **Kreisprozess** geschlossen.

**33** Eine AVA kann wegen der Erweichung von Asche bei höheren Temperaturen und der erhöhten Korrosionsgefahr durch das im Rauchgas enthaltene Chlor im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken nur Dampf mit niedrigeren Parametern (max. 40 bar, 400°C, selten höher, siehe auch Rn. 31) liefern. Damit sind höhere elektrische Wirkungsgrade als ca. 25% (brutto) nicht machbar (siehe Kapitel 5.2.1).

**34** Mit einem **Fließbettkühler** können durch den umlaufenden Wärmeträger Sand die Dampfparameter einer AVA auch ohne erhöhtes Korrosionsrisiko (siehe Rn. 35) angehoben werden. Ein Fließbettkühler ist Teil einer zirkulierenden Wirbelschicht (ZWS).

**35** Der Anlagenbauer Von Roll bietet z. B. an, die Nachbrennkammer von AVA als ZWS mit integriertem Fließbettkühler [9] auszuführen. Der umlaufende Sand der ZWS erwärmt sich in der Nachbrennkammer bis auf etwa 1.000°C. Der Sand wird – wie bei einer ZWS üblich – mit dem Rauchgas mitgerissen und in einem Zyklon abgeschieden.

Darauf wird er dem Fließbettkühler zugeführt, der als Feststoff-Dampf-Wärmeaustauscher ausgelegt ist. Da im Fließbettkühler korrosive Rauchgase fehlen, kann hier Dampf mit höheren Parametern erzeugt werden. Der Sand dient demnach als Wärmeträger. Nach der Abkühlung im Fließbettkühler wird der Sand wieder der Nachbrennkammer zugeführt, hier aufgeheizt usw.

## 4.2 Beispiel: Abfallverbrennungsanlage Berlin Ruhleben

In der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben (siehe auch 6452, Kapitel 2.1) werden bei der Verbrennung des Abfalls ca. 850–900°C heiße Rauchgase gebildet, die in den nachfolgenden Dampferzeugern auf ca. 190–230°C abgekühlt werden. Damit wird 75 bar Dampf, der auf 470°C überhitzt ist, hergestellt. Der Dampf wird an das benachbarte Kraftwerk Reuter zur Verstromung abgegeben [7]. **36**

Die Abfallverbrennungsanlage Ruhleben ist acht-linig ausgeführt. Jede Linie verfügt über einen Dampferzeuger (Natur-Umlauf-Strahlungskessel[3]). Die Kessel 1–4 sind als 4-Zugkessel[4], die Kessel 5–8 als 3-Zugkessel ausgebildet (siehe Abbildung 2 in Rn. 38). Der Rauchgasaustritt aus den Kesseln erfolgt im unteren Bereich des 4. bzw. 3. Zuges an der Kesselrückwand. **37**

Zum prinzipiellen Feuerungs- und Kesselaufbau der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben in der Geschichte und in der Gegenwart siehe die nachfolgende Abbildung 2 [10]. Die in Abbildung 2 gewählten Bezeichnungen Z 1 bis 4 kennzeichnen die Lage und Anordnung der einzelnen Kesselzüge. **38**

Die Funktionsweise der Kessel wird anhand der Kessel 1 bis 4 erläutert. **39**

3 Bei Naturumlauf-Dampferzeugern erfolgt die Zirkulation des Wassers durch die Dichtedifferenz des heißen und kalten Fluids.

4 Die Anzahl der Kesselzüge bezeichnet die Anzahl der Umlenkungen bzw. die Anzahl der Durchläufe der Rauchgase durch den Dampferzeuger.

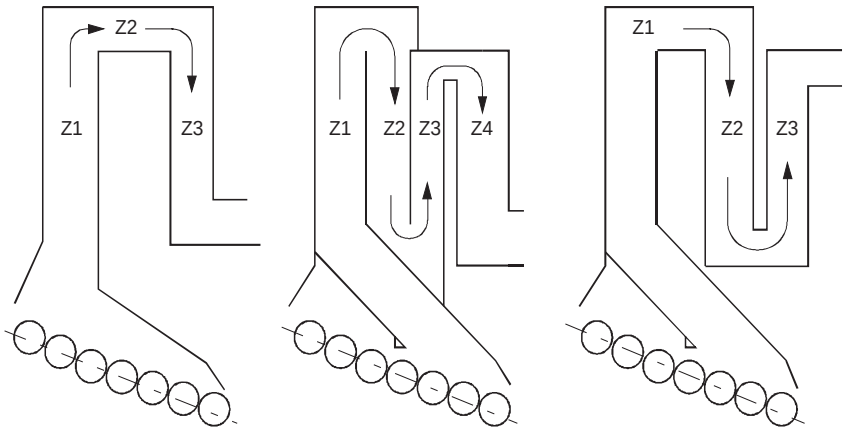



*Abb. 2:* Prinzipieller Feuerungs- und Kesselaufbau der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben [10]

### 4.2.1 Rauchgasseitige Schaltung der Kessel 1 bis 4

**40** Im unteren Teil des 1. Kesselzuges befindet sich der Feuerraum. Den Abschluss des 1. Kesselzuges nach oben bildet ein Gitter aus Verdampferrohren. Nach dem 1. Kesselzug gelangen die Rauchgase in den abwärts gerichteten 2. Kesselzug, der außer seinen umgebenden Verdampferwänden noch Überhitzereinbauten beinhaltet. Im anschließenden 3. Kesselzug durchströmen die Rauchgase aufwärts die Heizflächenbündel (Rohrschlangen) der Überhitzerstufen 1 und 2.

**41** Zwischen dem 3. und 4. Kesselzug passieren die Rauchgase ein weiteres Gitter aus Verdampferrohren. Der 4. Kesselzug wird wieder abwärts durchströmt. Hier sind die Heizflächenbündel (Rohrschlangen) des Speisewasservorwärmers angeordnet (siehe Abbildung 2 in Rn. 38).

**42** Die Rauchgase verlassen den Kessel mit min. 190°C. Damit das Rauchgas auch während des An- und Abfahrens die Mindesttemperatur nicht unterschreitet, ist nach dem 4. Kesselzug ein dampfbeheizter Wärmetauscher zur Rauchgasaufwärmung installiert.

**43** Zur Reinigung der Wärmetauschflächen werden Rußbläser eingesetzt, damit der sich bildende Staubbelag abgereinigt werden kann. Ohne diese Abreinigung würde sich die Wärmeübertragung im Kes-

sel nach kurzer Zeit so verschlechtern, dass die Kesselleistung abnehmen würde.

### 4.2.2 Dampfseitige Schaltung der Kessel 1 bis 4

**44** Das Speisewasser tritt unten in den 4. Kesselzug in den dort befindlichen Speisewasservorwärmer ein und durchströmt diese Heizflächenbündel aufwärts.

**45** Vom Vorwärmer gelangt das Speisewasser in die Kesseltrommel, in der das Wasser über ein perforiertes Rohr gleichmäßig verteilt wird.

**46** Von der Trommel aus wird das Wasser über die Fallrohre sowie über Verbindungsrohre zu den unteren Sammlersystemen der Verdampferwände geführt. In den anschließenden Steigrohren erfolgt die teilweise Verdampfung des Wassers durch Wärmetausch mit den heißen Rauchgasen[5]. Das Wasser-Dampf-Gemisch gelangt von den oberen Sammlern durch Überströmrohre in die Trommel zurück.

**47** Im Dampfraum der Kesseltrommel findet durch Blecheinbauten (Primärabscheider) eine Trennung von Wasser und Dampf statt. Anschließend wird der Sattdampf (ca. 75 bar) über Sekundärabscheider aus Edelstahl geführt, die die noch enthaltene Restfeuchte entfernen.

**48** Am Trommelscheitel wird der Sattdampf mit geringer Geschwindigkeit entnommen und über einen Zwischensammler oberhalb der Trommel den Überhitzern zugeführt. Die Endüberhitzung des Sattdampfes auf 470°C findet in den nachgeschalteten Überhitzerpaketen statt.

**49** Der im Kessel produzierte Hochdruckdampf wird mit 470°C und 75 bar auf einer Sammelschiene zusammengeführt und durch eine Ferndampfleitung an das benachbarte Kraftwerk Reuter (Bewag) zur Stromerzeugung abgegeben [10].

**50** Das vom Kraftwerk rücklaufende Kondensat wird in den Speisewasserbehälter zurückgeführt und von den Speisewasserpumpen wieder auf 75 bar gebracht und dem Kessel zugeführt.

5 Da das Wasser-Dampf-Gemisch in den Steigrohren eine geringere Dichte hat als das Wasser in den Fallrohren, kommt ein natürlicher Umlauf zustande (Naturumlauf).

# 5 Energienutzungskonzepte

**51** Die tatsächlich nutzbare Energie des Abfalls in einer AVA ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Kaimer/Schade nennen beispielsweise folgende Einflussgrößen [4]:

- Energiegehalt (Heizwert) des eingebrachten Abfalls,
- gewähltes Verfahren,
- Anlagengröße,
- verfahrenstechnische Auslegung der Anlage,
- Betriebsführung,
- Standort mit Art und Umfang der Energienutzung.

## 5.1 Wirkungsgrade bei der Energieumwandlung

**52** Wie bereits oben erwähnt, kann die Energie des Abfalls unterschiedlich effektiv genutzt werden. Die Effektivität der Energieumwandlung kann mit dem Wirkungsgrad beschrieben werden, der das Verhältnis der tatsächlich genutzten Energie (Wärme und/oder Kraft) zur eingesetzten Energie benennt. Der Wirkungsgrad wird wie folgt definiert:

$$\text{Wirkungsgrad } \eta = \text{Nutzen}/\text{Aufwand}$$

**53** Vereinfachend kann gesagt werden: Je stärker die Umwandlungsverluste in den einzelnen Prozessen der AVA gemindert werden können und je geringer der Eigenbedarf der Prozesse ist, desto höher ist der Wirkungsgrad.

**54** Umwandlungsverluste treten bei einer AVA im:

Verbrennungsraum durch

- Unverbranntes,
- Wärmeverluste, z. B. Strahlungsverluste,
- Schlackenwärme,

Dampferzeuger durch

- die Restwärme des abströmenden immer noch ca. 200°C heißen Rauchgases,
- sonstige Wärmeverluste,

Wasser-Dampf-System inkl. der Stromerzeugung durch:

- den Abdampf der Turbine (nur bei reiner Verstromung),
- Wärmeübertragungsverluste bei Abgabe von Dampf,
- sonstige Wärmeverluste,
- den inneren mechanischen Wirkungsgrad der Turbine,
- den Generatorwirkungsgrad

auf.

Daneben muss der elektrische und thermische Eigenbedarf berücksichtigt werden. **55**

Um einen Vergleich angegebener Wirkungsgrade zu ermöglichen, muss ein Bilanzraum definiert sein. Somit ergeben sich je nach **Bilanzraum** Wirkungsgrade einzelner Prozessschritte, z. B. **56**

- der Kesselwirkungsgrad bei der Wärmeübertragung in dem Dampfkessel,
- der Wirkungsgrad der Gesamtanlage, der
- Wirkungsgrad des Verfahrens oder
- unter Berücksichtigung der Primäraufwendungen ein Primärwirkungsgrad.

Der Einfluss der Bilanzgrenzen und die Bildung unterschiedlicher Wirkungsgrade für eine thermische Abfallbehandlungsanlage ist der nachfolgenden Abbildung 3 zu entnehmen: **57**

Mit dem Wirkungsgrad wird aber die Qualität der erzeugten Energie nicht beschrieben. Wärme ist energetisch minderwertiger als Kraft bzw. elektrischer Strom, da die Wärmeenergie zu einem großen Teil aus Anergie[6)] besteht, elektrischer Strom aber vollständig exergetischer[7)] Natur ist. **58**

6 Siehe Glossar.
7 Siehe Glossar.

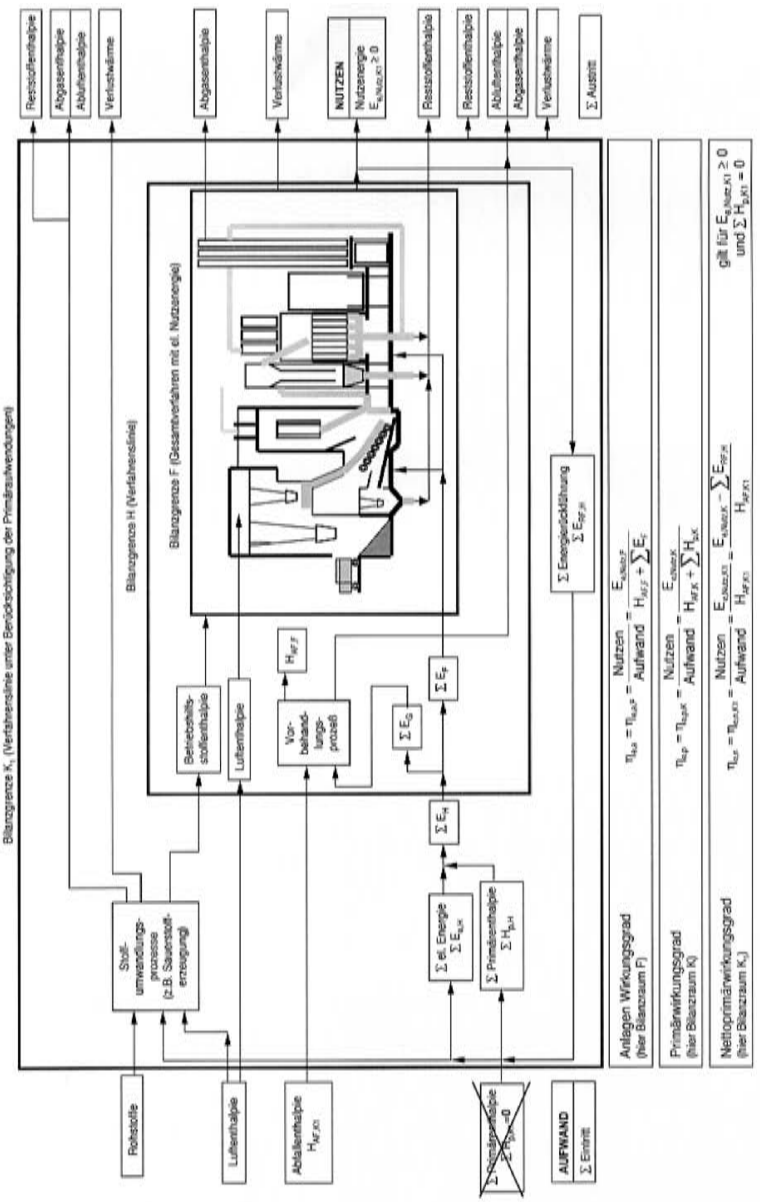



*Abb. 3:* Bildung unterschiedlicher Wirkungsgrade für eine thermische Abfallbehandlungsanlage [5]

Diese in Randnummer 58 ausgedrückte thermodynamische Beurteilung von Energieumwandlungsprozessen muss im Folgenden bei der Interpretation der Wirkungsgrade der vorgestellten Energie-Nutzungskonzepte[8)] beachtet werden. **59**

Eine ausführliche Betrachtung der Qualität der in den verschiedenen Nutzungskonzepten erzeugten Energie (ausgedrückt durch den Exergieanteil) ist stark einzelfallabhängig. **60**

Daher wird in den folgenden Betrachtungen nur der Wirkungsgrad diskutiert. **61**

## 5.2 Beschreibung wichtiger Konzepte zur Energieumwandlung

Wesentlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad hat die Art der **standortspezifischen Energienutzung**. Der Wirkungsgrad lässt sich deutlich verbessern, wenn neben der Stromerzeugung auch Wärme zur industriellen Nutzung oder zu Heizzwecken abgegeben wird. **62**

### 5.2.1 Umwandlung der Energieinhalte des Abfalls in Kraft

Soll der Dampf ausschließlich in Kraft umgewandelt, d. h. verstromt werden, muss er zunächst in einer Turbine möglichst weitgehend entspannt (z. B. auf 0,02 bar) werden. Die resultierende mechanische Energie (= Kraft) wird über eine Welle an einen Generator abgegeben, der die Rotationsenergie in elektrischen Strom umwandelt. Der entspannte Abdampf wird in einem Kondensator niedergeschlagen. Das Kondensat wird über Pumpen wieder auf das Druckniveau des Dampfes gebracht, in den Kessel gefördert und dort wieder verdampft. Damit ist der Kreisprozess geschlossen. **63**

Da bei einer AVA die Parameter des erzeugten Dampfs mit 40 bar und 400°C relativ gering sind[9)], ergeben sich relativ niedrige Wirkungsgrade bei reiner Verstromung von maximal 25 %. **64**

Haltiner nennt die in Tabelle 1 und Abbildung 4 (Rn. 69) genannte **Energiebilanz** einer modernen Rostfeuerungsanlage bei ausschließ- **65**

8 Nur Kraftherstellung, Kraft-Wärme-Koppelung und nur Wärmeherstellung.

9 Selbst ein altes Braunkohlenkraft, wie das in Boxberg, wird mit Dampfparametern von 240 bar und 530°C gefahren.

licher Verstromung [11]. Dabei wird von einem Abfallheizwert von 10 MJ/kg ausgegangen.

**66** Daneben sind in Tabelle 1 (Rn. 69) zwei Energiebilanzen für Rostfeuerungsanlagen (Kapazität: 200 000 Mg/a) mit unterschiedlichem Standard bei der Rauchgasreinigung und Schlackeaufbereitung aufgeführt. Die Bilanzen wurden im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) im Rahmen einer Kostenstudie [12] berechnet, wobei ein Heizwert von 9 MJ/kg zu Grunde gelegt wurde. In der UBA-Studie wird zwischen einem einfachen und einem gehobenen Standard unterschieden.

**67** Einfacher technischer Standard bedeutet: Die Rauchgase werden nach dem SNCR (selectiv non catalytic reduction) -Verfahren durch Eindüsung von Ammoniakwasser in die Nachbrennzone entstickt. Die weitere Rauchgasreinigung wird ausschließlich trocken betrieben, sodass die Grenzwerte der 17. BImSchV eingehalten werden. Die Schlacke wird nicht aufbereitet.

**68** Gehobener technischer Standard bedeutet: Die Rauchgase werden durch eine trocken/nasse Rauchgasreinigung so gereinigt, dass die Grenzwerte der 17. BImSchV deutlich unterschritten werden. Die Anlage verfügt neben einem Gewebefilter zur Staubabscheidung über Wäscher zur Gewinnung von verwertbarer Salzsäure und verwertbarem Gips. Die Entstickung der Rauchgase wird nach dem SCR (selectiv catalytic reduction)-Prinzip durchgeführt. Die Schlacken werden unter Gewinnung von Fe- und NE-Metallen so aufbereitet, dass sie verwertet werden können.

**69** Aus dem Vergleich des einfachen mit dem gehobenen Standard wird deutlich, dass der Eigenbedarf einer AVA sehr stark von der Art der Rauchgasreinigung und dem Umfang der Reststoffaufbereitung abhängt.

**70** In neuen Kohlekraftwerken werden wesentlich höhere Wirkungsgrade ($\eta > 45\%$) bei der Stromerzeugung erreicht [13, 14].

**71** Dies ist im Wesentlichen auf:

- höhere Dampftemperaturen und -drücke,
- geringere Rauchgasmengen durch einen geringeren Luftüberschuss

*Tab. 1:* Energiebilanzen von Rostfeuerungsanlagen bei ausschließlicher Verstromung [11, 12]

| | Haltiner | | UBA einfacher Standard | | UBA gehobener Standard | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Absolut [kWh/t] | Anteil [%] | Absolut [kWh/t] | Anteil [%] | Absolut [kWh/t] | Anteil [%] |
| Abfallinput | 2.777 | 97 | 2.500 | 100 | 2.500 | 97 |
| Hilfsenergie | 80 | 3 | 10 | 0 | 70 | 3 |
| Feuerungsverluste | 507 | 18 | 2.100 | 84 | 2.370 | 87 |
| Kondensations- und Generatorverluste | 1.565 | 55 | | | | |
| Strom Eigenbedarf | 145 | 5 | | | | |
| **Elektrische Nutzenergie (Netto)** | **640** | **22** | **410** | **16** | **330** | **13** |

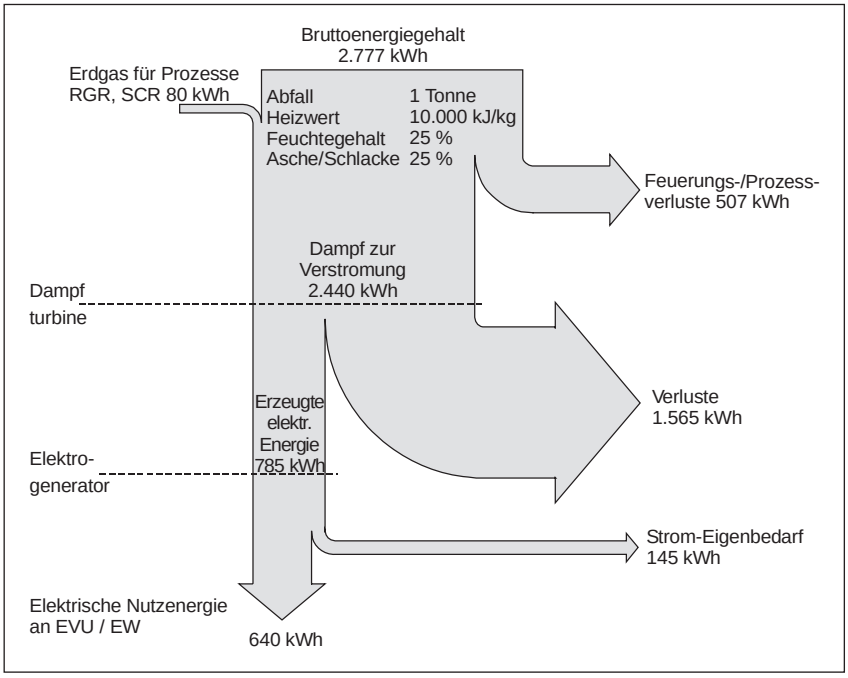



*Abb. 4:* Energiebilanz einer Rostfeuerungsanlage bei ausschließlicher Verstromung [11]

- technisch anspruchsvollere Turbinen mit niedrigerem Kondensationsdruck

in den Kraftwerken zurückzuführen.

**72** Die nachfolgende Abbildung 5 stellt die erläuterte Energienutzung mittels Kondensationsturbine vereinfacht dar [15].

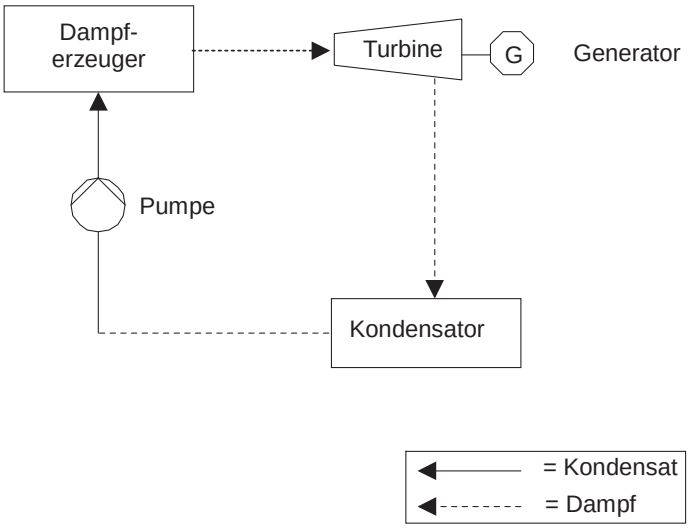



*Abb. 5:* Energienutzung durch Kondensationsturbine [15]

### 5.2.2 Umwandlung der Energieinhalte des Abfalls in Kraft und Wärme – Kraft-Wärme-Kopplung

**73** Wird der Dampf in der Turbine z. B. bis auf 0,05 bar entspannt, kann seine Verdampfungsenthalpie auf Grund des geringen Temperaturniveaus (bei 0,05 bar etwa 33°C [16]) technisch nicht sinnvoll genutzt werden. Damit der Dampf bei einem **nutzbarem Temperaturniveau** anfällt, wird er bei der Kraft-Wärme-Kopplung in der Turbine nicht vollständig entspannt.

**74** Zur teilweisen Wärmenutzung des Dampfes gibt es zwei Möglichkeiten:

- Zum einen bei einem schwankenden bzw. geringen Bedarf an Wärme. In diesem Fall wird eine Entnahme-Kondensationsturbine eingesetzt.

- Zum anderen bei einem kontinuierlich hohen Wärmebedarf. In diesem Fall wird eine Gegendruckturbine eingesetzt.

**75** Der Dampf wird entweder in einem Kondensator und in einem Wärmeverbraucher (Entnahmeanlage) oder vollständig in einem Wärmeverbraucher (Gegendruckanlage) niedergeschlagen. Das Kondensat wird wie bei der reinen Kondensationsanlage (siehe Kapitel 5.2.1) über Pumpen wieder auf das Druckniveau des Dampfes gebracht, in den Kessel gefördert und dort wieder verdampft. Damit ist der Kreisprozess geschlossen.

### 5.2.2.1 Entnahme-Kondensationsanlage

**76** Wenn nur ein Teil des Dampfes thermisch genutzt werden soll bzw. wenn der Wärmebedarf Schwankungen unterworfen ist, wird eine Entnahme-Kondensationsanlage eingesetzt.

**77** Die Auskoppelung der thermischen Energie geschieht durch Entnahme von Dampf an der Turbine bei einer oder mehreren Druckstufen. Dabei wird nur ein Teil des Dampfes bei der entsprechenden Druckstufe entnommen, der Rest wird wie bei dem Kondensationsbetrieb in der Turbine weiter entspannt. Mit dieser Nutzungsform kann genau die Wärmemenge bei den gewählten Druckstufen ausgekoppelt werden, die auch benötigt wird. Beim Entnahme-Kondensationsbetrieb kann flexibel auf einen wechselnden Bedarf an Dampf reagiert werden.

**78** Durch die Entnahme von Dampf sinkt die Ausbeute an elektrischer Energie. Durch die Kondensation, d. h. Ausnutzung der Verdampfungsenthalpie, bei der Wärmenutzung steigt aber der Gesamtwirkungsgrad der Anlage.

**79** Die nachfolgende Abbildung 6 stellt den Entnahme-Kondensationsbetrieb vereinfacht dar [15].

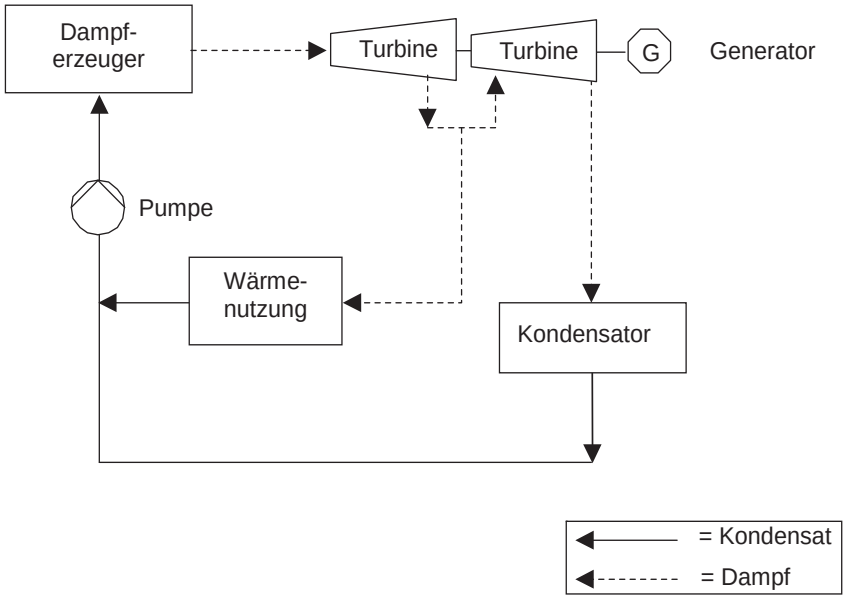



*Abb. 6:* Energienutzung durch Entnahme-Kondensationsturbine [15]

### 5.2.2.2 Gegendruckanlage

**80** Soll Strom hergestellt werden und besteht ein gleichmäßiger Bedarf an thermischer Energie werden Gegendruckturbinen eingesetzt, in denen der Dampf teilentspannt wird. Da der Dampf nur bis zu einer relativ hohen Druckstufe entspannt wird (z. B. von 40 auf 11 bar) wird weniger elektrische Energie erzeugt, die thermische Leistung dagegen erhöht. Je weiter der Dampf entspannt wird, desto mehr elektrische Energie kann hergestellt werden, desto geringer ist aber das Energieniveau des thermisch zu nutzenden Dampfes.

**81** Der Einsatz von Gegendruckturbinen führt, wegen der Nutzung des Abdampfes, z. B. als Prozessdampf oder Heizdampf, zu guten Gesamtwirkungsgraden (größer als bei der Kondensationsturbine), verlangt aber auch eine relativ gleichbleibende Ganzjahresmenge des ausgekoppelten Dampfes.

**82** Die nachfolgende Abbildung 7 stellt die Schaltung einer Gegendruckanlage vereinfacht dar [15].

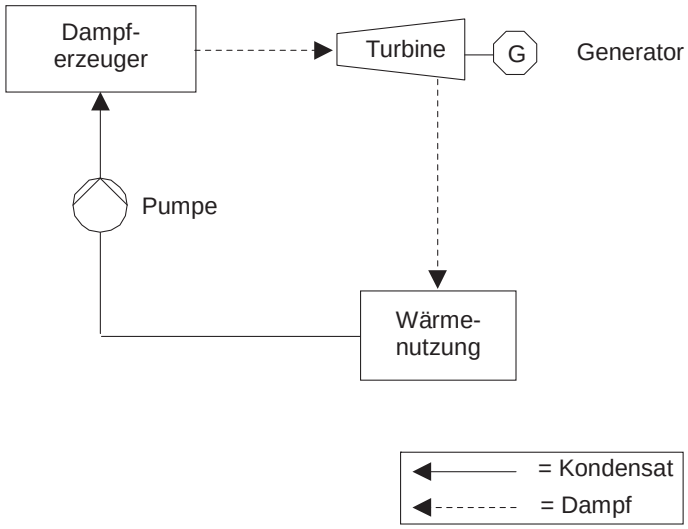



*Abb. 7:* Energienutzung durch eine Gegendruckturbine [15]

### 5.2.3 Umwandlung der Energieinhalte des Abfalls in Wärme

Der erzeugte Dampf kann auch vollständig an einen externen Nutzer abgegeben werden. Externe Nutzer können Kraftwerksturbinen (z. B. in der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben praktiziert, siehe Kapitel 4.2) und/oder industrielle Verbraucher und/oder Fernwärmenetze sein. Der Dampf wird beim externen Nutzer kondensiert und als Kondensat zum Dampferzeuger der AVA nach einer Druckerhöhung mittels Pumpe zurückgeführt. Da die Verdampfungsenthalpie des gesamten Dampfes genutzt wird, stellen sich hohe Wirkungsgrade bezogen auf die AVA ein. **83**

Die nachfolgende Abbildung 8 stellt die vollständige Wärmenutzung vereinfacht dar [15]. **84**

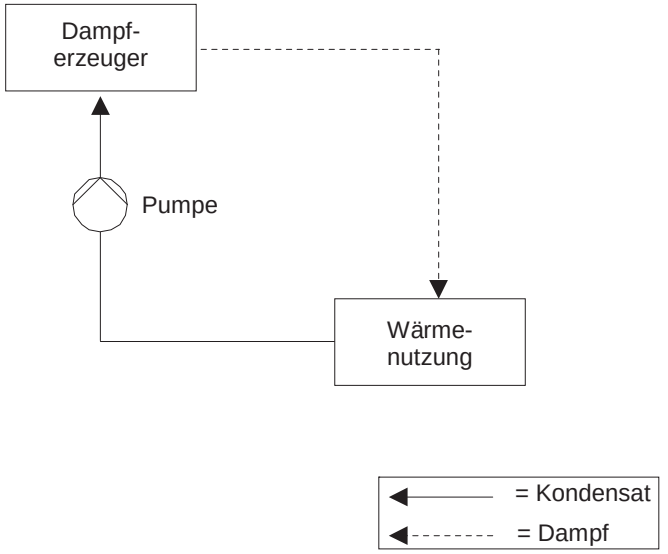



*Abb. 8:* Energienutzung durch vollständige Wärmenutzung [15]

## 5.3 Tatsächliche energetische Nutzung in deutschen Abfallverbrennungsanlagen

**85** Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt die Form der Energieauskoppelung aus den deutschen AVA im Jahr 1998. Daraus wird ersichtlich, dass die Stromproduktion weniger wichtig ist, als oft angenommen wird.

**86** Dennoch wird in 46 von 57 Anlagen elektrischer Strom erzeugt, jedoch vorwiegend in Gegendruck- und Entnahme-Kondensationsanlagen.

*Tab. 2:* Energieauskoppelung aus deutschen AVA (Stand: 1998) [17]

| Energieerzeugung | Anzahl der Anlagen | Summe der recherchierten und der geschätzten Energieauskoppelung | |
|---|---|---|---|
| | | [GWh/a] | [%] |
| Elektrischer Strom | 46 | 2.649 | 19,7 |
| Fernwärme | 38 | 5.149 | 38,4 |
| Prozessdampf | 21 | 5.611 | 41,8 |
| Heizdampf | 1 | 13 | 0,1 |
| Summe | 57[10)] | 13.422 | 100 |

10 Gesamtzahl der deutschen AVA im Jahr 1998, nicht Summe der Spalte.

Gemäß der Erhebung von Wollny [17] beträgt der Gesamtwirkungsgrad aller deutschen AVA bezogen auf den Energieinput durch Abfall und Hilfsenergie etwa 39%. Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich wie folgt zusammen: **87**

- 7,7% elektrischer Strom
- 15,0% Fernwärme
- 16,3% Prozesswärme.

Die Gesamtwirkungsgrade der einzelnen Anlagen schwanken zwischen 11 und 73% [17]. **88**

## 6 Glossar

**Abfall:** Der Abfallbegriff (§ 3 KrW-/AbfG) umfasst „. . . bewegliche Sachen, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Abfälle zur Verwertung sind Abfälle, die verwertet werden; Abfälle, die nicht verwertet werden, sind Abfälle zur Beseitigung." Alle Stoffe oder Gegenstände, die bei der Produktion oder nach dem Konsum ungewollt oder unbeabsichtigt als Rückstände anfallen und entsorgt werden müssen, sind Abfälle. Für den rechtlich geprägten Begriff Abfall wird im Sprachgebrauch häufig der Begriff Müll als Synonym verwendet. **89**

**Anergie**: Energie, die sich im Gleichgewicht mit der Umgebung befindet, d. h. nicht in andere Energieformen umgewandelt werden kann.

**BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz):** Ein Gesetz, das Menschen, Tiere, Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Emissionen wie Abgase, Lärm oder Erschütterungen schützen soll. Es unterscheidet entsprechend den möglichen Gefahren und Belästigungen zwischen genehmigungsbedürftigen (u. a. einige Abfallentsorgungsanlagen) und nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen. Die Umsetzung des BImSchG ist durch zahlreiche Verordnungen und Technische Anleitungen geregelt. (⇒ BImSchV)

**BImSchV (Bundes-Immissionsschutzverordnung):** Mit Hilfe der Verordnungen zum Bundes-Immissionsschutzgesetz bzw. den

entsprechenden Technischen Anleitungen (TA Luft, TA Lärm) werden zulässige Emissionen bzw. Immissionen festgeschrieben. So ist die 17. BImSchV (Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnlich brennbare Stoffe) maßgeblich für die Genehmigung und den Betrieb thermischer Abfallbehandlungsanlagen.

**Emissionen:** Emissionen sind von Anlagen abgegebene Stoffe oder Energien an die Umwelt, z. B. Schadstoffe, Wärme, Lärm, Erschütterungen etc. Emissionen können über die Luft, den Boden oder über das Wasser abgegeben werden.

**Entsorgung:** Die Abfallentsorgung umfasst die Verwertung und Beseitigung von Abfällen.

**Exergie**: Die Exergie ist der Anteil der Energie, der hinsichtlich seiner Umwandlungsfähigkeit in andere Energieformen durch den 2. Hauptsatz der Thermodynamik keinerlei Beschränkungen unterliegt.

**Flugasche**: Die mit dem Rauchgasstrom aus der Feuerung ausgetragene Asche.

**Kesselzüge**: Anzahl der Umlenkungen bzw. die Anzahl der Durchläufe der Rauchgase durch den Dampferzeuger.

**Naturumlauf-Dampferzeuger:** In Naturumlauf-Dampferzeugern erfolgt die Zirkulation des Wassers durch die Dichtedifferenz des heißen und kalten Fluids.

**Schadstoffe:** Stoffe, die auf Grund ihrer Konzentration und Wirkung eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen. Dazu zählen im Allgemeinen Verständnis z. B. Schwermetalle, bestimmte organische Stoffe wie Benzol, Dioxine, Furane, saure Gase (wie Chlorwasserstoff, Fluorwasserstoff, Schwefeldioxid, Stickoxide etc.). Der Begriff „Schadstoff“ ist eine politische und keine wissenschaftliche Bezeichnung, da Schaden nicht mit einer Substanz, sondern mit einer Dosierung oder Konzentration korreliert werden muss (Grundprinzip der Toxikologie, Paracelsus).

**Selbstgängige Verbrennung:** Die (Abfall-)Verbrennung wird zu Bedingungen der 17. BImSchV aufrechterhalten, ohne dass Zusatzbrennstoffe wie z. B. Heizöl eingesetzt werden müssen.

**Überhitzer:** Der Teil des Kessels, in dem der Sattdampf überhitzt wird.

## 7 Literatur


[1] Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG; Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge, Fassung vom 14. Mai 1990 (BGBl. I S. 880, 1193; …; 1997 S. 808; 1998 S. 510, S. 3178; 2000 S. 632) **90**

[2] Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 17. BImSchV – Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe vom 23. November 1990 (BGBl. I S. 2545, ber. S. 2832; 1999 S. 186; 2000 S. 632)

[3] *Bilitewski, B., Härdtle, G., Marek, K.*: „Abfallwirtschaft – Handbuch für Praxis und Lehre", Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 2000

[4] *Kaimer, Schade* (Hrsg.): „Bewertung von thermischen Abfallbehandlungsanlagen", Erich Schmidt Verlag, Berlin, 1999

[5] *Cord-Landwehr, K.*: „Einführung in die Abfallwirtschaft", 2., neu bearbeitete Auflage, B. G. Teubner Stuttgart – Leipzig 2000

[6] *Netz, H.*: „Omnical-Handbuch", 2. Auflage, München 1983

[7] *von Dierkes, Dr. phil. Peter*: „Management von Entsorgungsbetrieben", TU Berlin, TU Clausthal, Wintersemester 2000/2001

[8] Preussag Noell: „Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt", Informationsbroschüre Würzburg 1996

[9] *von Roll*: „Von Roll RCP-Verfahren – Standard-Angebot", Frankfurt, April 1996

[10] BSR: „Modernisierung der Müllverbrennungsanlage Berlin-Ruhleben", Abfallwirtschaftsjournal 3/1997, S. 25–28

[11] *Haltiner, E. W.*: „Energie aus Abfall – ein Systemvergleich", Müll und Abfall 3/1997, S. 140 ff.

[12] Umweltbundesamt: „Kostenstrukturuntersuchung von Abfallbeseitigungsverfahren", Berlin Mai 1998

[13] *Brabeck, A., Hilliweg, G.*: „Die deutsche Steinkohle“, Brennstoff, Wärme, Kraft Bd. 52 (2000), Nr. 4

[14] *Ewers, J.*: „Braunkohlenförderung und -verwendung“, Brennstoff, Wärme, Kraft Bd. 52 (2000), Nr. 4

[15] *Reimann, D. O.*: „Energienutzung bei der Müllverbrennung“, Entsorgungspraxis 10/1988, S. 443 ff.

[16] Gemäß Wasserdampftafel für Sattdampf

[17] *Wollny, V.*: „Vergleich der rohstofflichen und energetischen Verwertung von Verpackungskunststoffen“; in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

# Techniken zur thermischen Behandlung von unaufbereitetem Abfall

*Peter von Dierkes, Dirk Böhme und Guido Bruch*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–7 |
| 2 | Stand der Technik der thermischen Abfallbehandlung – Rostfeuerung | 8–58 |
| 2.1 | Abfallverbrennung in Berlin-Ruhleben | 10–45 |
| 2.1.1 | Historie | 10–14 |
| 2.1.2 | Anlagen- und Verfahrensbeschreibung | 15–45 |
| 2.1.2.1 | Allgemeiner Überblick | 15–16 |
| 2.1.2.2 | Anlieferung / Müllbunker | 17–18 |
| 2.1.2.3 | Verbrennungssystem | 19–37 |
| 2.1.2.4 | Dampferzeugung | 38–40 |
| 2.1.2.5 | Rauchgasreinigung | 41–42 |
| 2.1.2.6 | Schlackenaufbereitung | 43–45 |
| 2.2 | Weitere Systeme der Rostfeuerung | 46–58 |
| 2.2.1 | Rauchgasführung | 47–50 |
| 2.2.2 | Rostsysteme | 51–55 |
| 2.2.3 | Kesselsysteme | 56 |
| 2.2.4 | Verfahren zur Rauchgasreinigung | 57–58 |
| 3 | Innovative Verfahren der thermischen Abfallbehandlung | 59–107 |
| 3.1 | Übersicht | 59–64 |
| 3.2 | Thermoselect-Verfahren | 65–72 |
| 3.3 | Schwel-Brenn-Verfahren | 73–79 |
| 3.4 | Noell-Konversionsverfahren | 80–87 |
| 3.5 | RCP-Verfahren | 88–95 |
| 3.6 | Wirbelschichtverbrennung | 96–107 |
| 4 | Zusammenfassung | 108–110 |
| 5 | Glossar | |
| 6 | Literatur | |


## Schlagwortübersicht


| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Abfallbunker | 18 | Entstaubung | 57 |
| Abscheidung der sauren Schadgase | 57 | Entstickung | 57 |
| Ausbrand | 29 | Feuerraumwände | 22 |
| Dampferzeuger | 38 | Feuerungsleistungsregelung | 35 |
| Dampfparameter | 56 | Fließbettkühler | 91 |
| Dioxin- und Furanabscheidung | 57 | Gegenstromfeuerung | 49 |
| Entgasung | 29, 62, 65 | Gleichstromfeuerung | 24, 25, 48 |

| | Rn. |
|---|---|
| Luftüberschuss | 19 |
| Mittelstromfeuerung | 50 |
| Nachverbrennung | 30 |
| Primärluft | 33 |
| Pyrolyse | 62, 73, 80, 88 |
| Rostfeuerung | 8 |
| Rotierende Wirbelschicht | 101, 106 |
| Rückschubrost | 53 |
| Schmelzreaktor | 88 |
| Schwermetallabscheidung | 57 |
| Sekundärluft | 34 |
| Stationäre Wirbelschicht | 100, 105 |
| thermische Belastung | 25, 28 |
| Trocknung | 29 |
| Verbrennung | 30 |
| Verbrennung von Abfall | 19, 73 |
| Verbrennungsluft | 32 |
| Vergasung | 29, 63, 65, 80 |
| Vorschubrost | 52 |
| Walzenrost | 22, 26, 54 |
| Wassergekühlter Rost | 55 |
| Zirkulierende Wirbelschicht | 102, 107 |


# 1 Einleitung

**1** Abfall enthält aktuell und in Zukunft stark schwankende Schadstoffgehalte. Er ist vor einer Deponierung so zu behandeln, dass von ihm keine Gefährdung mehr ausgeht. Alle anderen Ziele, wie die Nutzung seines Energieinhalts oder die Rückgewinnung verwertbarer Bestandteile sind nachrangig.

**2** Zur Erfüllung dieser abfallpolitischen Vorgaben (vgl. auch mit den Anforderungen der TA Siedlungsabfall (TASi) [1] und den Inhalten der Anfang 2001 verabschiedeten Artikelverordnung [2] und hier besonders der Abfallablagerungsverordnung) ist ein großer Teil des Abfalls thermisch zu behandeln.

**3** Durch die thermische Behandlung in einer Abfallverbrennungsanlage (AVA) wird das Gefährdungspotenzial des Abfalls gesenkt. Gleichzeitig sind die durch die thermische Behandlung verursachten Umweltbelastungen eher gering (siehe auch 2510).

**4** Darüber hinaus ist die Nutzung der Energieinhalte des Abfalls möglich sowie rechtlich und umweltpolitisch geboten (vgl. mit 1403). 1998 wurden vom gesamten Energieinhalt des Abfalls in Deutschland von 488 PJ[1)] nur 177 PJ oder 36% genutzt (siehe 1403). An der Gesamtenergieerzeugnung Deutschlands im Jahre 1998 von etwa 14.450 PJ [3] könnte Abfall zu etwa 3% beitragen.

**5** Die abfallpolitisch gebotene thermische Abfallbehandlung unter Nutzung der Energieinhalte des Abfalls ist

1 Ohne Deponie- und Biogas

- Umweltverträglich (siehe 2510),
- Aufgrund des regenerativen Charakters des Abfalls und aufgrund einer Verhinderung der Deponiegasbildung für den Klimaschutz vorteilhaft (s. 1403) und
- Technisch möglich und erprobt (siehe Kapitel 2).

Im Kapitel 2 wird der Stand der thermischen Abfallbehandlungstechnik am Beispiel der Rostfeuerung ausführlich anhand der Anlage in Berlin Ruhleben dargestellt. **6**

In Kapitel 3 folgt eine kurze Beschreibung der innovativen thermischen Behandlungsverfahren. Diese haben zwar einerseits gegenüber der Rostfeuerung ökologische Vorteile. Andererseits sind diese Verfahren noch wenig erprobt, so dass sich ihre tatsächliche Eignung erst noch erweisen muss. **7**

# 2 Stand der Technik der thermischen Abfallbehandlung – Rostfeuerung

Die Abfallverbrennung auf dem Rost ist das Standardverfahren für die thermische Behandlung von Siedlungsabfällen. Die **Rostfeuerung** kann auf eine 120-jährige Geschichte zurückblicken (siehe 6461) und ist daher das weltweit bewährteste und am meisten erprobte thermische Abfallbehandlungsverfahren. **8**

Die nachfolgenden Ausführungen geben einen Überblick zum Stand der Technik der Rostfeuerung am Beispiel des Abfallverbrennungswerkes der Berliner Stadtreinigungsbetriebe (BSR) in Berlin-Ruhleben (Kapitel 2.1). In Kapitel 2.2 werden weitere Systeme der Rostfeuerung genannt. **9**

## 2.1 Abfallverbrennung in Berlin-Ruhleben

### 2.1.1 Historie

Nach der Inbetriebnahme des Abfallverbrennungswerks Ruhleben der BSR mit einem Kessel im Jahr 1967, gingen Jahr für Jahr weitere Kessellinien in Betrieb. Seit dem Endausbau 1973 verfügt die Anlage in Ruhleben über acht Verbrennungslinien mit Walzenrosten. **10**

**11** Mit dem Inkrafttreten der neuen TA Luft [4] im Jahr 1986 und Verabschiedung der 17. BImSchV [5] im November 1990 (siehe 2510) wurden Umbauten und Nachrüstungen im Verbrennungsteil und in der Rauchgasreinigung erforderlich [6].

**12** Darüber hinaus wurden im Zuge der Ertüchtigungsmaßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen der 17. BImSchV eine Erhöhung der Abfallkapazität von 360.000 auf 520.000 Mg/a sowie Anlagenerneuerungen im Bereich der Kessel realisiert. Weitere Modernisierungen betrafen Feuerungseinbauten, die Ferndampfleitung, das Kühlwassersystem sowie Komponenten der Hilfs- und Nebenanlagen und der Einführung eines neuen Prozessleitsystems.

**13** Die Entwicklung des Abfallverbrennungswerkes in Ruhleben ist in nachfolgender Abbildung 1 [Rn. 16] zu ersehen [6].

**14** Durch die umfangreichen Umbaumaßnahmen, die 1999 abgeschlossen wurden, verfügen die BSR heute über eine runderneuerte, moderne AVA mit einer Kapazität von 520.000 Mg/Jahr [7].

## 2.1.2 Anlagen- und Verfahrensbeschreibung

### 2.1.2.1 Allgemeiner Überblick

**15** Die Abfallverbrennungsanlage Ruhleben besteht aus der Abfallannahme, acht Verbrennungslinien und weiteren Nebenanlagen:

| | |
|---|---|
| Abfallannahme: | – Abfallbunker |
| | – Aufgabetrichter, Abfalldosierung |
| Verbrennung: | – Feuerung |
| (acht Linien) | – Kessel |
| | – Rauchgasreinigung |
| Nebenanlagen: | – Schlackebunker/ Schlackeaufbereitung |
| | – Wasser-Dampf-System |
| | – Kühlwassersystem |
| | – Prozessmittelbereitstellung |
| | – Reaktionsproduktspeicherung |
| | – weitere Hilfs- und Nebenanlagen |

**16** Tabelle 1 nennt die wesentlichen Anlagendaten [8]. Weitere Informationen zur Anlage in Ruhleben – insbesondere zur Rauchgasreinigung – sind Abschitt 2510 dieses Handbuches zu entnehmen.

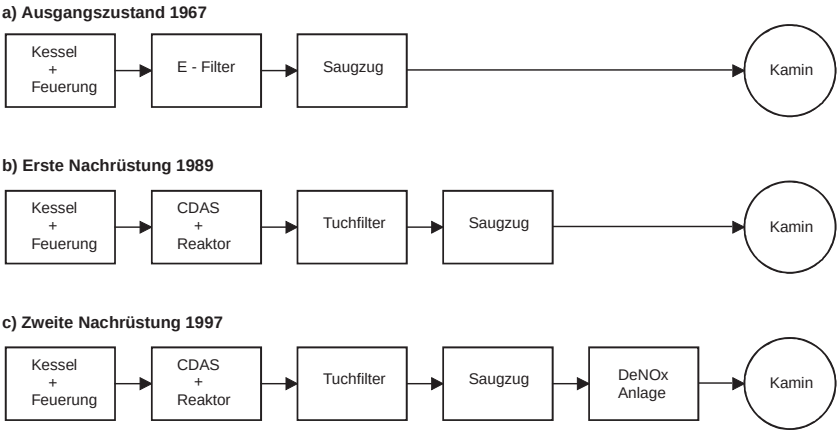



*Abb. 1:* Entwicklung des Abfallverbrennungswerks Berlin-Ruhleben [6]



*Abb. 2:* Abfallverbrennungswerk Berlin-Ruhleben

*Tab. 1:* Technische Daten Abfallverbrennungsanlage Berlin-Ruhleben [6, 7, 8]

| Thermische Abfallbehandlung | | | |
|---|---|---|---|
| Rostkonstruktion | Walzenrost | | |
| Abfallkapazität | 520.000 Mg/a | | |
| Betriebsweise | durchgehender 3-Schicht-Betrieb | | |
| Anzahl Verbrennungslinien | 8 | | |
| Verbrennungsleistung je Linie | 9,75–13 Mg/h | | |
| Luftvorwärmung | 2-stufig, max. 200°C | | |
| Feuerraumtemperatur | > 850°C | | |
| Dampferzeuger | | | |
| Dampferzeugung | größer 1 Mio. Mg/a | | |
| Kesselkonstruktion | Natur-Umlauf-Strahlungskessel | | |
| Anzahl Kessel | Kessel 1 | Kessel 2–4 | Kessel 5–8 |
| Kesselausführung | 4 Zugkessel | 4 Zugkessel | 3 Zugkessel |
| Brennstoffstrom je Kessel | 13 t/h | 13 t/h | 9,75 t/h |
| Dampfleistung | 31 t/h | 32 t/h | 24 t/h |
| Dampfzustand am Überhitzeraustritt | 470°C, 75 bar | 470°C, 75 bar | 470°C, 75 bar |
| Abgasmenge | 69.000 $m^3$/h | 69.000 $m^3$/h | 59.000 $m^3$/h |
| Abgastemperatur am Kesselaustritt | 190–230°C | | |
| Rauchgasreinigung | | | |
| Technische Ausstattung | CDAS-Reaktor,<br>Gewebefilter,<br>SCR | | |
| Abgasdaten gemäß Planfeststellungsverfahren 1996 (Auszug, Tagesmittelwerte) | | | |
| Rauchgastemperatur Kamin Austritt | 140°C | | |
| Staubgehalt (i. N) | < 10 mg/$m^3$ | | |
| Kohlenmonoxid (i. N) | < 50 mg/$m^3$ | | |
| Gesamtkohlenstoff (i. N) | < 10 mg/$m^3$ | | |
| Schwefeldioxid (i. N) | < 50 mg/$m^3$ | | |
| Chlorwasserstoff (i. N) | < 10 mg/$m^3$ | | |
| Stickstoffoxid (i. N) | < 100 mg/$m^3$ | | |
| Personal | | | |
| Betriebspersonal Abfallverbrennung | Ca. 130 | | |
| Werkstattpersonal | Ca. 60 | | |
| Angestellte | Ca. 50 | | |
| Gesamt | Ca. 240 | | |

### 2.1.2.2 Anlieferung / Müllbunker

Im Jahr erfolgen ca. 100.000 Anlieferungen durch Müllfahrzeuge. **17**

Die Anlieferungsfahrzeuge werden zunächst gewogen[2)] und entladen dann an der Kippkante in den 20.000 $m^3$ fassenden **Abfallbunker**. Drei Krane mit einem jeweils 6 $m^3$ fassenden Polypgreifer vermischen / homogenisieren den Abfall im Abfallbunker und transportieren ihn zu den Aufgabetrichtern der Feuerung [8]. **18**

### 2.1.2.3 Verbrennungsystem

Bei der **Verbrennung von Abfall** werden dessen oxidierbare Bestandteile also Kohlenstoff, Schwefel, Wasserstoff usw. (siehe Abschnitt 1403, Kapitel 2.2.3.1) in einem Feuerraum verbrannt. Dabei wird die Verbrennung mit einem **Luftüberschuss** gefahren, d. h. es wird mehr Luft bzw. Sauerstoff dem Verbrennungsprozess zur Verfügung gestellt, als theoretisch für eine vollständige Verbrennung erforderlich wäre. Die Anlage Berlin Ruhleben wird mit einem Luftüberschuss zwischen $\lambda = 1{,}7$ bis 1,9 gefahren. **19**

In der Feuerung werden in der AVA Ruhleben je nach Verbrennungseinheit 9,75–13 Mg/h Abfall, mit einem mittleren Heizwert von derzeit 7.500–8.500 kJ/kg bei einer Feuerraumtemperatur von ca. 900°C verbrannt. **20**

Das Feuerungssystem der AVA Ruhleben setzt sich aus: **21**

- dem Verbrennungsrost (Walzenrost),
- dem Feuerraum,
- dem Verbrennungsluftsystem und
- der Feuerungsleistungsregelung

zusammen.

Der Verbrennungsvorgang findet im Feuerraum statt, der nach unten durch den **Walzenrost** begrenzt ist. Die **Feuerraumwände** bestehen aus einem mit Wasser-Dampf durchströmten Rohrsystem als Bestandteil des Kessels. Die Feuerraumseitenwände sind mittels Spe- **22**

2 Zur Bestimmung der angelieferten Abfallmenge für die Kostenrechnung, die Abfallstatistik etc.

zial-Ausmauerung vor korrosiven Bestandteilen der Rauchgase geschützt.

**23** Zum Anfahren bzw. Stützen der Verbrennung ist je ein Ölbrenner in der Feuerraumdecke und in der Rückwand bzw. der Seitenwand des Feuerungsraumes angeordnet.

**24** Die Feuerung ist als **Gleichstromfeuerung**[3] ausgelegt, so dass das Brenngut vom Rostanfang bis zum Rostende der intensiven Flammenstrahlung ausgesetzt ist. Damit

- werden die im Abfall enthaltenen Dioxine und Furane weitgehend zerstört,
- sind die CO- und Kohlenwasserstoffkonzentration im Rauchgas minimal,
- brennt die Schlacke vollständig aus (d. h. es sind nur noch geringe Kohlenstoffgehalte feststellbar) und
- enthalten die Flugaschen[4] sehr wenige organische Bestandteile.

**25** Gegenüber anderen Feuerraumkonzepten, wie Gegenstrom- und Mittelstromfeuerung, wird die Aufenthaltszeit des Brenngutes im heißen Feuerraum nahezu verdoppelt. Die höheren Verbrennungstemperaturen bei der **Gleichstromfeuerung** führen auch zu einer höheren **thermischen Belastung** für den Rost und den Feuerraum.

**26** Der **Walzenrost** (25"-Rost mit 7 Walzen und 3,0 m Breite) mit einer nutzbaren Fläche von ca. 56 $m^2$ besteht aus:

- der Abfallaufgabestation,
- den Rostwalzen,
- den Rostantriebsstationen,
- dem Rostbelag und
- dem Rostunterbau.

Abbildung 3 zeigt schematisch den Aufbau eines Walzenrosts.

3 Dabei ziehen der Brennstoff und die Rauchgase in gleicher Richtung durch den Feuerraum.

4 Flugasche: Die mit dem Rauchgasstrom aus der Feuerung ausgetragene Asche wird als Flugasche bezeichnet.

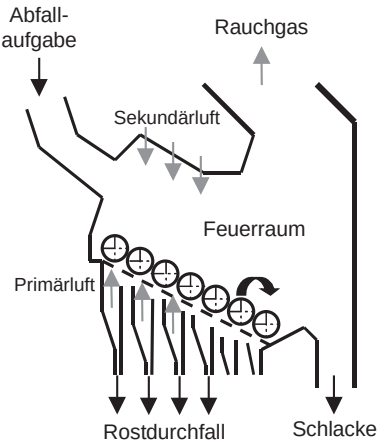



*Abb. 3:* Schematische Darstellung eines Walzenrosts

Der Abfalleintrag erfolgt über einen Aufgabetrichter und Plattenbänder auf die oberste Walze des Rostes. Der Rost besteht aus sieben stufenförmig hintereinander in der Transportrichtung (Rostlängsrichtung) fallend angeordneten zylindrischen Walzen, die mit Roststäben belegt sind. Die Rostwalze besteht aus einer zweiseitig gelagerten Welle mit langsam umlaufendem Trägerkorb, auf dem die Roststäbe aufgeschoben sind. Jede Walze hat einen an der Welle angeflanschten, getrennt regelbaren Antrieb. Die Walzendrehzahl kann etwa zwischen 0,6 und 12 Umdrehungen in der Stunde variiert werden, um die Feuerführung an die jeweilige Brennstoffqualität anzupassen. Durch die Drehbewegung der Rostwalzen wird das Brennstoffbett in Transportrichtung befördert. Der Rost ist zur guten Förderung des Brenngutes um ca. 20° geneigt. In den Stauräumen zwischen den Walzen erfährt das Brenngut beim Weitertransport auf die nächste tiefergelegene Walze eine intensive Umwälzung sowie einen hohen mechanischen Aufschluss. Dadurch wird das Brenngut immer wieder der Flammenstrahlung ausgesetzt und kann vollständig ausbrennen. **27**

Der Walzenrost ist derart konzipiert, dass die Roststäbe aufgrund der Drehbewegung nur zeitweise einer höheren **thermischen Belastung** ausgesetzt sind und in der weiteren Drehzeit abkühlen können. Ferner erfährt der Rost durch die Zuführung der Verbrennungsluft von unten eine doppelte Kühlung – einerseits beim Eintritt in den Walzenkörper, andererseits beim Durchströmen des Brennbettes. Daher **28**

kann der Walzenrost den hohen thermischen und mechanischen Anforderungen standhalten.

**29** Das Brenngut durchläuft auf dem Rost nacheinander die Phasen:

- **Trocknung** bei ca. 100°C, bei der Wasser ausgetrieben wird,
- **Entgasung** bei ca. 250°C, bei der flüchtige Bestandteile, wie die Restfeuchte, Schwelgase etc. ausgetrieben werden,
- **Vergasung** ab ca. 650°C, bei der höhere Kohlenwasserstoffe und der Kohlenstoff in das Rauchgas überführt werden und
- **Ausbrand** der Schlacken bei ca. 650 bis 850°C[5)]

**30** Für die Gase im Brennraum können die Phasen

- **Verbrennung** bei Temperaturen größer als 650°C, d. h. der Umsetzung der Ent- und Vergasungsprodukte zu $CO_2$ und Wasser sowie die
- **Nachverbrennung** in der Nachverbrennungszone bei Temperaturen größer als 850°C und einer Verweilzeit von über 2 Sekunden (gemäß 17. BImSchV) zur Minderung des Unverbrannten und CO

unterschieden werden.

**31** Abfall, der vor seinem vollständigen Ausbrand durch den Rost fällt (Rostdurchfall) wird wieder in die Verbrennung zurückgeführt.

**32** Die erforderliche **Verbrennungsluft** wird aus dem Abfallbunker abgesaugt, so dass im Abfallbunker ein Unterdruck entsteht. Auf diese Weise werden Emissionen aus dem Bunker vermieden. Die Verbrennungsluft wird als Primär- und Sekundärluft eingesetzt.

**33** Die **Primärluft** wird zum Teil von unten durch den Rost gedrückt und zum Teil über das Brenngut geleitet. Die Primärluft kann bei Bedarf (Anfahren etc.) mit Speisewasser bzw. Dampf vorgewärmt werden.

**34** Die **Sekundärluft** wird über Düsenreihen, die an der Feuerraumdecke bzw. Feuerraumumlenkwand angebracht sind, so der Nachbrennzone zugeführt, dass sich ein Flammenwirbel oberhalb des Brennbettes bildet. Auf diese Weise findet eine intensive Durchmischung der

5 Höhere Temperaturen sind auf dem Rost aus verfahrenstechnischen Gründen nicht möglich. Damit kann die Schlacke auf dem Rost weder verglast, noch gesintert werden (siehe 2510).

noch unverbrannten Vergasungsprodukte mit der Verbrennungsluft statt, so dass sich der Ausbrand der Rauchgase verbessert. Die Flugasche erfährt in dem Wirbel zudem eine hohe Beschleunigung und wird, begünstigt durch die geometrische Gestaltung des Feuerraumes, zum großen Teil wieder in das Brennbett eingebunden.

Mit der **Feuerungsleistungsregelung** wird eine gleichmäßige Verbrennungsleistung bei hoher Verbrennungstemperatur, niedrigen Emissionen, niedrigem Luftüberschuss, guter Qualität der Schlacke und konstanter Dampf- und Energieerzeugung erreicht. **35**

Regelgrößen sind: **36**

- die zugeführte Abfallmenge,
- die Menge Primär- und Sekundärluft sowie deren Verhältnis,
- die Walzendrehzahl.

Damit werden folgende Parameter geregelt: **37**

- Abfallbeladung auf dem Rost,
- Feuerlage auf dem Rost,
- Sauerstoff- und Kohlenmonoxid-Gehalt im Rauchgas,
- Nachverbrennungstemperatur,
- Im Kessel erzeugter Dampfmassenstrom.

### 2.1.2.4 Dampferzeugung

Die ca. 850–900°C heißen Rauchgase werden in den nachfolgenden **Dampferzeugern** auf ca. 190–230°C abgekühlt. Damit wird 75 bar Dampf, der auf 470°C überhitzt ist, hergestellt. **38**

Bei den acht Dampferzeugern der Abfallverbrennungsanlage Ruhleben handelt es sich um Natur-Umlauf-Strahlungskessel[6]. Die Kessel 1–4 sind als 4-Zugkessel[7], die Kessel 5–8 als 3-Zugkessel ausgebildet. Der Rauchgasaustritt aus den Kesseln erfolgt im unteren Bereich des 4. bzw. 3. Zuges an der Kesselrückwand. Durch die vielfachen Umlenkungen wird ein Teil der Flugasche bereits im Kessel als **39**

6 Bei Naturumlauf-Dampferzeugern erfolgt die Zirkulation des Wassers durch die Dichtedifferenz des heißen und kalten Fluid.

7 Die Anzahl der Kesselzüge bezeichnet die Anzahl der Umlenkungen bzw. die Anzahl der Durchläufe der Rauchgase durch den Dampferzeuger.

Kesselasche abgeschieden. Diese wird wieder in die Feuerung zurückgeführt.

**40** Details der Dampferzeugung in Ruhleben sowie die allgemeine Funktionsweise von Kesseln bei der thermischen Abfallbehandlung werden ausführlich in 6462 erläutert.

### 2.1.2.5 Rauchgasreinigung

**41** Die Rauchgasreinigung in Berlin Ruhleben besteht aus:

- dem CDAS-Reaktor[8)] mit
  - Aschevorabscheidung,
  - Verdampfungskühler mit Wassereindüsung (Konditionierung),
  - Ab- bzw. Adsorbenseindüsung,
- dem Gewebefilter,
- dem Saugzug und
- der Entstickungsanlage

**42** Zu den Prinzipien der Rauchgasreinigung sei weiterhin auf den Abschnitt 2510 dieses Handbuches verwiesen, in dem auch die Rauchgasreinigung der AVA Ruhleben näher beschrieben wird.

### 2.1.2.6 Schlackenaufbereitung

**43** Die ausgebrannte Rostasche fällt durch den Aschefallschacht hinter der 7. Walze mit ca. 400–700°C in einen Entascher und wird im Wasserbad auf 80–100°C abgekühlt. Vom Entascher wird die Rostasche in den Schlackebunker gefördert.

**44** Mittels Kran wird die Rohschlacke auf ein vibrierendes Stangengitter transportiert, der den Grobschrott bzw. die Inertstoffe von den übrigen Bestandteilen (Siebdurchfall) der Schlacke trennt. Der Siebdurchfall wird mit einem Transportband zur Schlackenaufbereitungsanlage gefördert. Dort wird der restliche Schrott von der Schlacke getrennt und zur Verwertung bereitgestellt.

**45** In der AVA Ruhleben fallen jährlich ca. 150.000 Mg Schlacke und ca. 10.000 Mg Eisenschrott an, die verwertet werden.

8 CDAS (conditioned dry adsorption system)

## 2.2 Weitere Systeme der Rostfeuerung

Am Markt sind zahlreiche Systeme der Rostfeuerung verfügbar, wobei verschiedene Abfall- und Rauchgasführungen sowie Arten des Abfalltransportes auf dem Rost angeboten werden. **46**

### 2.2.1 Rauchgasführung

Bei der Abfall- und Rauchgasführung werden folgende drei Varianten entsprechend dem Verhältnis der Haupttransportrichtungen für Abfall und Rauchgas eingesetzt (Abbildung 4): **47**

- Gleichstromfeuerung (siehe Kapitel 2.1 – Abfallverbrennungswerk Ruhleben),
- Gegenstromfeuerung und
- Mittelstromfeuerung

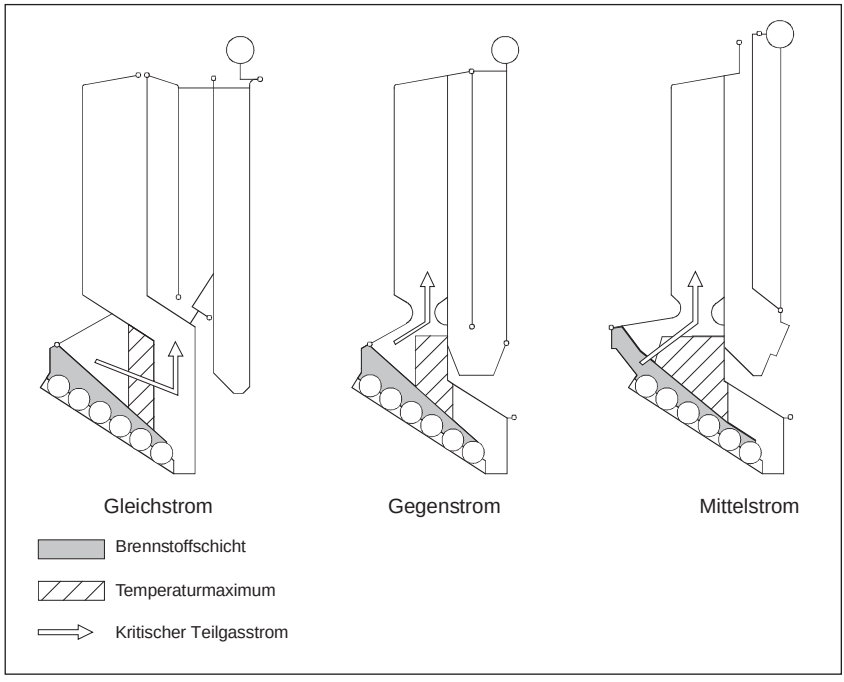



*Abb. 4:* Abfall- und Rauchgasführungsvarianten bei der Rostfeuerung

**48** Bei der **Gleichstromfeuerung** müssen die noch unvollständig verbrannten Rauchgase zwangsweise die heißeste Temperaturzone passieren. Damit kann ein besserer Ausbrand der Rauchgase und der Schlacken erreicht werden [9].

**49** Die **Gegenstromfeuerung** wird vor allem bei geringeren Abfallheizwerten angewendet, da die Trocknung und Zündung des Abfalls durch die im Gegenstrom geführten heißen Rauchgase unterstützt werden. Allerdings besteht die Gefahr von Strähnenbildung.

**50** Als Kompromiss für die Auslegung eines breiten Heizwertbandes wurde daher bei zahlreichen Neuanlagen eine **Mittelstromfeuerung** realisiert.

### 2.2.2 Rostsysteme

**51** Für den Abfalltransport durch den Feuerraum stehen grundsätzlich drei Rostsysteme zur Verfügung (siehe Abbildung 5 [Rn. 53] bzw. S. 15). Dies sind

- der Vorschubrost,
- der Rückschubrost und
- der Walzenrost (siehe Kapitel 2.1 – Abfallverbrennungsswerk Ruhleben)

Daneben wurden zur Verbrennung heizwertreicher Abfälle wassergekühlte Vor- und Rückschubroste entwickelt.

**52** Beim **Vorschubrost** sind mehrere feststehende und bewegliche Roststäbe reihenweise überlappend angeordnet. Der Transport des Abfalls erfolgt durch die Hubbewegung beweglicher Querreihen. Eine abfallende Rostebene ist daher nicht notwendig, wird aber von einigen Herstellern angeboten. Eine Erhöhung der „Rostgeschwindigkeit" bewirkt einen schnelleren Transport. Somit kann die Verweilzeit des Abfalls im Ofen geregelt werden. Der Vorschubrost wird z. Zt. oft bei Neuanlagen eingesetzt [10].

**53** Beim **Rückschubrost** wird der Abfall durch die Schwerkraft auf einer abfallenden Rostebene über den Rost bewegt. Die Roststäbe bewegen sich entgegen der Transportrichtung des Abfalls. Durch Erhöhung der Rostgeschwindigkeit wird eine bessere Umwälzung des Bettes und damit eine gute Schürung erreicht, während sich die Transport-

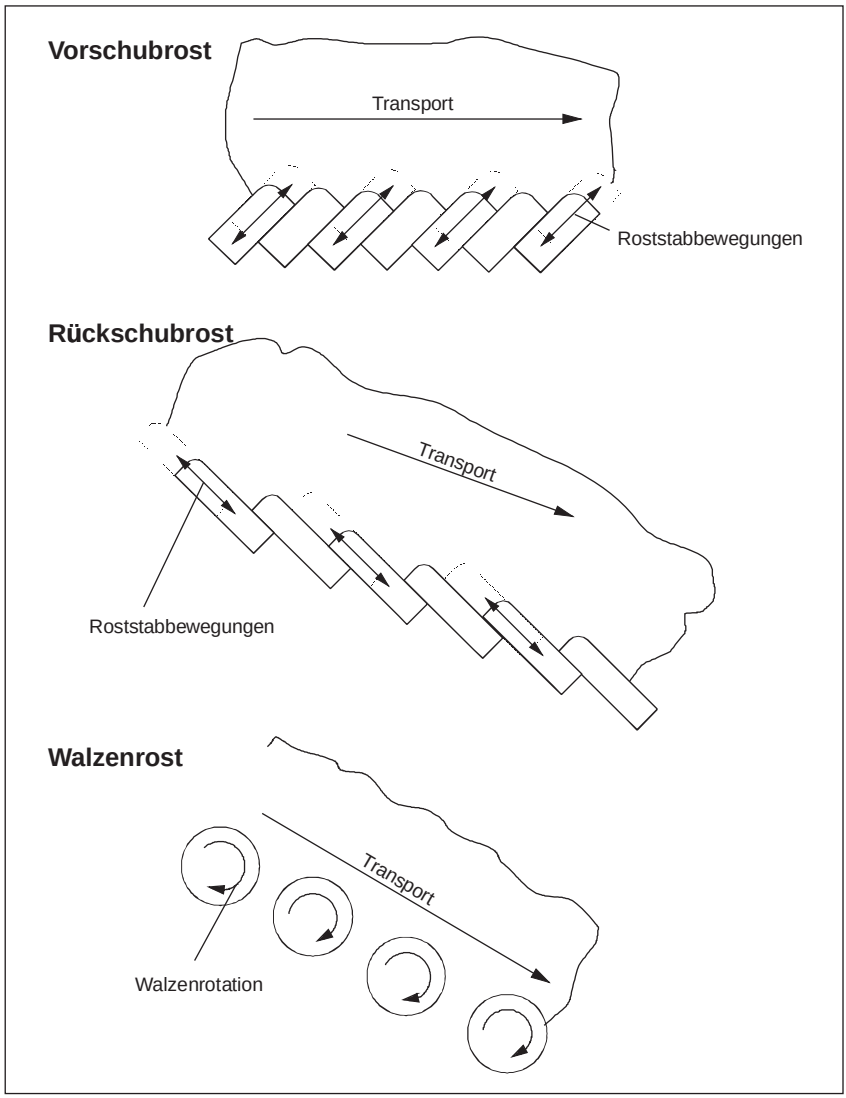



*Abb. 5:* Rostsysteme

geschwindigkeit nur unwesentlich verändert. Der Rückschubrost eignet sich besonders für feuchten heizwertarmen Abfall [10].

**54** Beim **Walzenrost** findet der Transport auf einer schiefen Ebene von ca. 30° durch die Kombination von Schwerkraft und Rotation der Walzen statt, d. h. die Drehrichtung der Walzen entspricht der Abwärtsrichtung des Brenngutes. Bei schnellerer Walzenrotation wird der Abfall schneller transportiert. Die Taschen zwischen den Walzen führen zu einer guten Durchmischung und somit Schürung des Abfalls.

**55** In herkömmlichen Rostfeuerungsanlagen musste der Heizwert des zu verbrennenden Abfalls auf ca. 12,5 bis 13 MJ/kg begrenzt werden, da ansonsten der Verschleiß am Rostsystem zu hoch wird. Mit **wassergekühlten Rosten** ist es möglich, Abfälle mit einem Heizwert von bis zu 16 MJ/kg auf dem Rost zu verbrennen. Die Roststäbe sind dann als Hohlkörper ausgeführt und werden von Kühlwasser durchflossen.

### 2.2.3 Kesselsysteme

**56** Je nach Energie-Nutzungskonzept (siehe 6462) werden bei der Energieumwandlung unterschiedliche Wasser-Dampf-Zustände im Kessel vom Heißwasser zur Fernwärmenutzung (110°C bis 200°C [10]) bis zum überhitzten Dampf zur Verstromung und als Prozessdampf eingesetzt. Üblicherweise beschränkt man sich in Abfallverbrennungsanlagen – hauptsächlich wegen des Korrosionsrisikos – auf **Dampfparameter** von 40 bar und 400°C. In Einzelfällen werden aber auch höhere Dampfzustände gefahren (z. B. 75 bar und 470°C in Berlin – Ruhleben – s. Kap. 2.1 oder Schweinfurt mit 65 bar und 450°C [11]).

### 2.2.4 Verfahren zur Rauchgasreinigung

**57** Die Rauchgasreinigung ist erforderlich, um die Schadstoffe aus dem Rauchgas weitgehend zu entfernen. Hierzu werden verschiedene Abscheidetechniken eingesetzt (siehe auch 2510):

- Zur **Entstaubung:** Zyklon, Gewebefilter, Elektrofilter
- Zur **Dioxin- und Furanabscheidung bzw. -zerstörung:** Flugstromreaktor, Festbettreaktor mit Aktivkohle/-koks, Katalysator
- Zur **Schwermetallabscheidung:** Flugstromreaktor, Festbettreaktor mit Aktivkohle/-koks, Rauchgaswäsche

- Zur **Abscheidung der sauren Schadgase $SO_2$, HCl und HF:** Rauchgaswäsche, quasi-trockene und trockene Verfahren
- Zur **Entstickung:** nichtkatalytische Verfahren (SNCR), katalytische Verfahren (SCR)

Genauere Angaben zur Technik und Wirkungsweise sind dem Abschnitt 2510 zu entnehmen. **58**

# 3 Innovative Verfahren der thermischen Abfallbehandlung

## 3.1 Übersicht

Anfang der 70er Jahre begann die Entwicklung innovativer Verfahren zur thermischen Abfallbehandlung. **59**

Die innovativen Verfahren sollten **60**

- preisgünstiger und
- umweltverträglicher als die Rostfeuerung sein sowie
- einen lagerfähigen Brennstoff liefern, der bei Bedarf eingesetzt werden kann und nicht mehr an die Funktion „Entsorgungssicherheit" der thermischen Abfallbehandlungsanlage gebunden ist.

Die Entwicklungen konzentrierten sich in den 80er Jahren in erster Linie auf die Weiterentwicklung bereits bekannter Verfahren wie der Pyrolyse und der Vergasung. Anfang der 90er Jahre wurden dann Kombinationsverfahren aus Pyrolyse, Vergasung oder Verbrennung entwickelt. **61**

Bei der **Entgasung** oder **Pyrolyse** erfolgt die thermische Zersetzung von organischem Material bei meist 400 bis 550°C unter Ausschluss von Sauerstoff. Dabei werden flüchtige Stoffe ausgetrieben und höhere Kohlenwasserstoffverbindungen in niedere zerlegt. Pyrolysegas enthält neben Kohlenwasserstoffen, Kohlenmonoxid und Wasserstoff noch Ammoniak, Schwefelwasserstoff und Salzsäure. Je nach Anlagenart und Auslegung entstehen weiterhin Pyrolyserückstände wie Pyrolysekoks, -öl bzw. -teer [10]. **62**

Bei der **Vergasung** werden mit einem Vergasungsmittel (Luft, Sauerstoff, Kohlendioxid oder Wasserdampf oder deren Mischungen) die **63**

höheren Kohlenwasserstoffe vollständig bei Temperaturen von teilweise mehr als 2.000°C in Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasserstoff zerlegt. Das Gas kann zur Energieerzeugung verbrannt oder als Chemierohstoff eingesetzt werden.

**64** Im Wesentlichen wurden die im folgenden beschriebenen innovativen Verfahren zur thermischen Behandlung von Abfällen entwickelt.

## 3.2 Thermoselect-Verfahren

**65** Das Thermoselect-Verfahren ist ein kombiniertes, unterbrechungsloses **Ent- und Vergasungsverfahren** mit integrierter Dirkekteinschmelzung der Schlacke [12, 13, 14].

**66** Zunächst wird der Abfall mit einer Presse auf ca. 10% seines Ausgangsvolumens verdichtet. Darauf wird der verdichtete Abfall in einem Schubofen indirekt auf 400 bis 600 °C erwärmt, wobei er entgast wird (Pyrolyse). Nach der Pyrolyse folgt eine Hochtemperaturvergasung mit reinem Sauerstoff.

**67** Die sich bei der Vergasung bildende ca. 2.000 °C heiße Schlacke wird schmelzflüssig abgezogen. Die enthaltenen Metalle werden noch schmelzflüssig von dem mineralischem Anteil abgetrennt. Die verbleibende mineralische Schlacke liegt nach einer Nassentschlackung verglast vor.

**68** Eine Abhitzenutzung der ca. 1.300 °C heißen Synthesegase ist nicht vorgesehen. Stattdessen wird das heiße Gas durch eingesprühtes Wasser bis auf 90°C schlagartig abgekühlt (Quenche). Damit soll die De-Novo-Synthese von Dioxinen und Furanen unterbunden werden.

**69** Darauf folgt eine nasse Gaswäsche zur Entfernung von HCl, HF und $H_2S$. Das Waschwasser wird gereinigt und eingedampft. Nach der Wäsche folgt eine Trocknung des Synthesegases durch Abkühlung bis auf 10°C sowie abschließend eine Aktivkohleadsorption zur Schwermetall- und Dioxinabtrennung. Das erhaltene gereinigte Synthesegas verlässt die Anlage und kann in einem Gasmotor o. ä. energetisch genutzt oder als Chemierohstoff verwendet werden.

**70** Die Abbildung 6 zeigt das Verfahrensschema des Thermoselct-Verfahrens im Überblick.

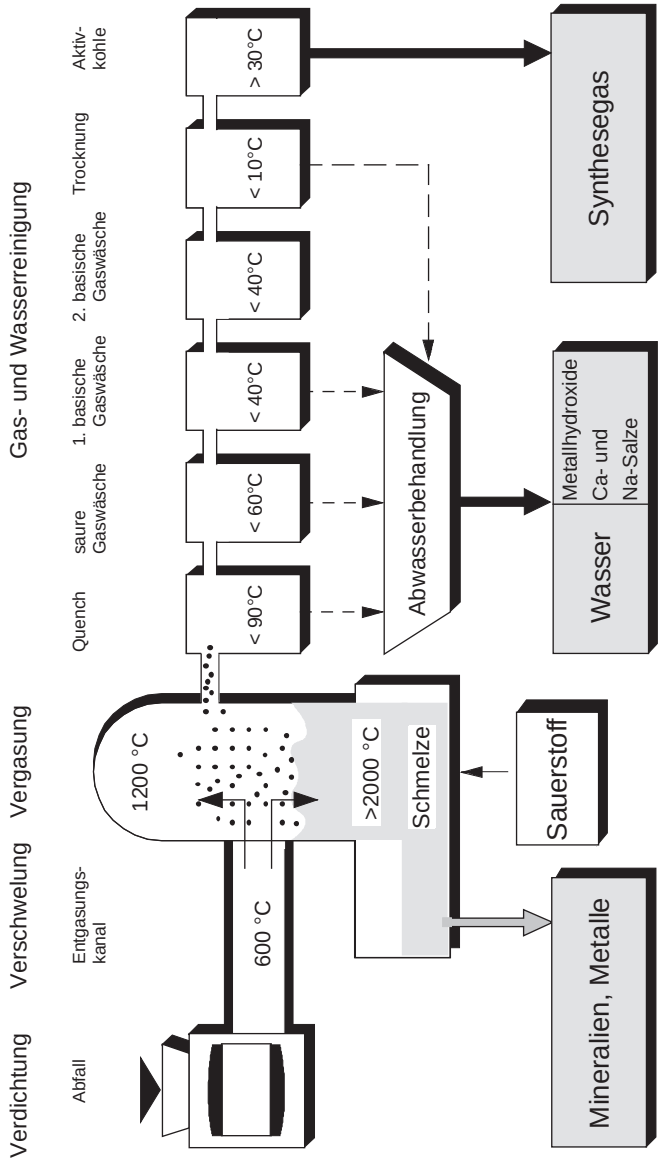



*Abb. 6:* Verfahrensschema Thermoselect-Verfahren [12]

**71** Besonderheiten des Thermoselectverfahrens:

- Restabfall wird mechanisch verdichtet
- Kombination Pyrolyse/Vergasung
- Vergasung mit reinem Sauerstoff
- glasartige mineralische Schlacken
- schwer verwertbare metallische Mischfraktion
- geringe Gasmengen

**72** Stand der technischen Entwicklung:

Die erste Thermoselect-Anlage in Deutschland mit einer Jahreskapazität von 225.000 Mg/a wird in Karlsruhe in Betrieb genommen. Die Anlage wurde durch die Badenwerk AG 1997/98 gebaut und wird seit dem Sommer 1999 im Probebetrieb gefahren. Der Probebetrieb der Karlsruher Anlage soll Ende 2001 abgeschlossen werden. Eine weitere Anlage in Hanau ist bereits genehmigt. Hier steht aber noch die endgültige politische Entscheidung zum Bau und Betrieb der Anlage aus.

## 3.3 Schwel-Brenn-Verfahren

**73** Das Schwel-Brenn-Verfahren ist eine Kombination von **Pyrolyse** und Hochtemperatur**verbrennung** [17, 18].

**74** Der auf 200 mm zerkleinerte Abfall wir zunächst in einer Schweltrommel bei 450°C entgast (Pyrolyse). Der feste Rückstand wird durch Sieben von Steinen, Metallen und Glas befreit und bildet dann den Pyrolysekoks. Die im Abfall enthaltenen Metalle wie Eisen, Aluminium und Kupfer können durch die Pyrolyse (reduzierende Atmosphäre) metallisch blank gewonnen werden.

**75** Danach wird der Pyrolysekoks aufgemahlen und mit den bei der Rauchgasreinigung (siehe unten) anfallenden Filter- und Kesselstäuben in eine Hochtemperaturbrennkammer eingeblasen und gemeinsam mit dem Pyrolysegas verbrannt. Durch die hohen Verbrennungstemperaturen von über 1.200 °C schmilzt der mineralische Anteil vollständig auf. Auf diese Weise wird eine verglaste Schlacke mit einem geringen Schwermetalleluationsvermögen erzeugt. Da Flug- und Kesselstäube in die Brennkammer zurückgeführt werden, fallen sie nicht als gesonderte Reststoffe an.

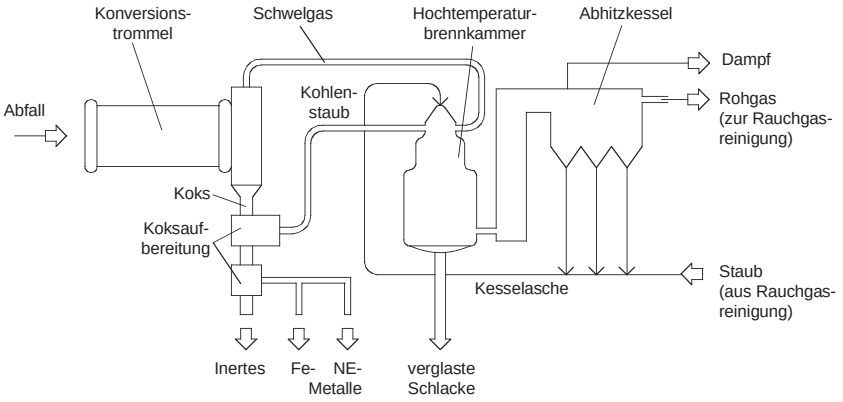



*Abb. 7:* Verfahrensschema Schwel-Brenn-Verfahren [in Anlehnung an 17]

Die Abwärmenutzung (siehe 6462) und Rauchgasreinigung (siehe 2510) erfolgt analog zu einer konventionellen AVA. **76**

Die Abbildung 7 (Rn. 76) zeigt das Verfahrensschema des Schwel-Brenn-Verfahrens noch einmal im Überblick. **77**

Besonderheiten des Schwel-Brenn-Verfahrens: **78**

- Kombination Pyrolyse/Verbrennung
- Mechanische Abtrennung der inerten Bestandteile und Metalle aus dem Pyrolysekoks
- Hochtemperaturverbrennung
- Glasartige mineralische Schlacken
- getrennte sortenreine metallische Fraktionen
- Abwärmenutzung und Rauchgasreinigung wie bei einer AVA

Stand der technischen Entwicklung: **79**

Die Inbetriebnahme der ersten großtechnischen Schwel-Brenn-Anlage in Fürth 1997 mit 100.000 Mg/a wurde wegen technischer Probleme mehrmals unterbrochen. Die Stilllegung der Anlage erfolgte am 12. 8. 1998 nach einem Störfall mit Freisetzung von Schwelgas durch eine Verstopfung in der Reststoffaufbereitung. Das Schwel-Brenn-Verfahren wird vorerst in Deutschland nicht weiter erprobt.

## 3.4 Noell-Konversionsverfahren

**80** Das Noell-Konversionsverfahren ist eine Kombination aus **Pyrolyse** (Salzgitter-Pyrolyse) und Flugstrom**vergasung** [19, 20].

**81** Vor der thermischen Behandlung muss der Abfall zunächst zerkleinert werden. Darauf kann der Abfall – je nach Wassergehalt und Heizwert – thermisch getrocknet werden.

**82** Die eigentliche thermische Behandlung beginnt mit der Pyrolyse, die den Abfall verspröden soll, damit er leichter aufgemahlen werden kann. Aus dem Pyrolysekoks werden, wie beim oben beschriebenen Schwel-Brenn-Verfahren, Mineralien und Metalle[9)] abgetrennt. Der verbleibende Koks wird aufgemahlen und in einer Flugstromvergasung bei ca. 25 bar und über 2.000 °C mit reinem Sauerstoff vergast. Neben dem Pyrolysekoks können dem Vergaser Rückstandsöle, getrockneter und aufgemahlener Klärschlamm, feuchter Klärschlamm etc. zugegeben werden.

**83** Die mineralischen Anteile werden als verglaste Schlacke abgezogen.

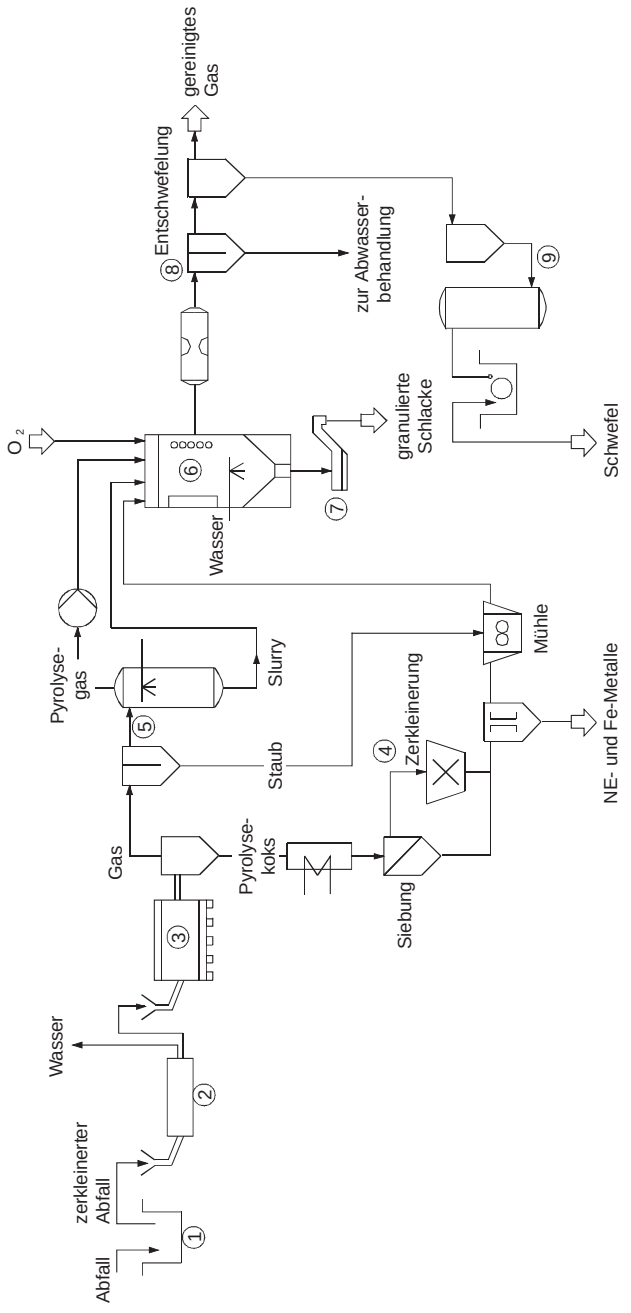
**84** Das erzeugte Gas wird auf 200°C gequencht und in einer 2-stufigen Wäsche von Staub und Salzen befreit. Danach wird $H_2S$ abgeschieden, wobei elementarer Schwefel gewonnen werden kann. Das erhaltene gereinigte Synthesegas verlässt die Anlage und kann in einem Gasmotor o. ä. energetisch genutzt oder als Chemierohstoff verwendet werden.

**85** Die Abbildung 8 [Rn. 86 bzw. S. 23] zeigt das Verfahrensschema des Konversionsverfahrens, wie es für eine Anlage in Northeim geplant war, im Überblick.

**86** Besonderheiten des Noell-Konversions-Verfahrens:

- Kombination Pyrolyse/Flugstromdruckvergasung
- Mechanische Abtrennung der inerten Bestandteile und Metalle aus dem Pyrolysekoks
- Flugstromdruckvergasung mit Sauerstoff
- Glasartige mineralische Schlacken

9 Die NE-Metalle (vor allem Aluminium) können durch die reduzierenden Bedingungen in der Pyrolysetrommel metallisch blank gewonnen werden, was deren Verwertbarkeit erleichtert.




1: Bunker u. Zerkleinerung
2: Trocknung
3: Pyrolyse
4: Koksbehandlung
5: Gasbehandlung
6: Vergaser
7: Entschlacker
8: Gasreinigung
9: Schwefelrückgewinnung

*Abb. 8:* Verfahrensschema Noell-Konversionsverfahren entsprechend den Planungen für Northeim [in Anlehnung an [19]

- getrennte, sortenreine metallische Fraktionen
- Nutzung des Synthesegases in Gasmotor oder als Chemierohstoff

**87** Stand der technischen Entwicklung:

Eine Versuchsanlage zur thermischen Abfallbehandlung nach dem Noell-Konversionsverfahren wird in Freiberg / Sachsen seit 1997 unregelmäßig betrieben. Der Bau einer Anlage mit einer Kapazität von 100 000 Mg/a Abfall wurde Anfang 1998 durch den Landkreis Northeim aus Kostengründen nicht realisiert, da die Restabfallbehandlung ca. 420,– DM/Mg kosten sollte.

## 3.5 RCP-Verfahren

**88** Das RCP-Verfahren (Recycled Clean Products) ist eine Kombination aus **Pyrolyse** auf dem Rost, einem **Schmelzreaktor** und einer optimierten Nachbrennkammer, die als zirkulierende Wirbelschicht ausgebildet ist [21].

**89** Beim RCP-Process wird der Abfall zunächst auf dem Rost pyrolisiert. Dazu wird oberhalb des Rostes unter Sauerstoffmangel Pyrolysegas mit reinem Sauerstoff verbrannt, so dass der Abfall direkt erwärmt wird und ausgasen kann.

**90** Der Pyrolysekoks wird in einem Schmelzofen mit reinem Sauerstoff oxidiert und eingeschmolzen. In der Schlackenachbehandlung setzen sich die Metalle (meist Fe, Cu und Ni) schmelzflüssig ab, so dass sie von dem mineralischen Rest abgetrennt werden können. Die schwermetallarme mineralische Restschlacke wird in einem Wasserbad granuliert.

**91** Die Pyrolysegase sowie die gasförmigen Abgänge des Schmelzofens werden in einem zirkulierenden Gas-Sand Wirbelschichtkessel vollständig ausgebrannt (energieoptimierte Nachbrennkammer). Der Sand wird in einem **Fließbettkühler** unter Energieerzeugung abgekühlt und zurückgeführt. Mit Hilfe des Fließbettkühlers soll höher gespannter Dampf ohne Korrosionsrisiko gewonnen werden (siehe auch 6462).

**92** Die Nutzung der Wärme des Rauchgases (siehe 6462) und die Rauchgasreinigung (siehe 2510) erfolgt ansonsten wie bei der konventionellen Rostfeuerung.

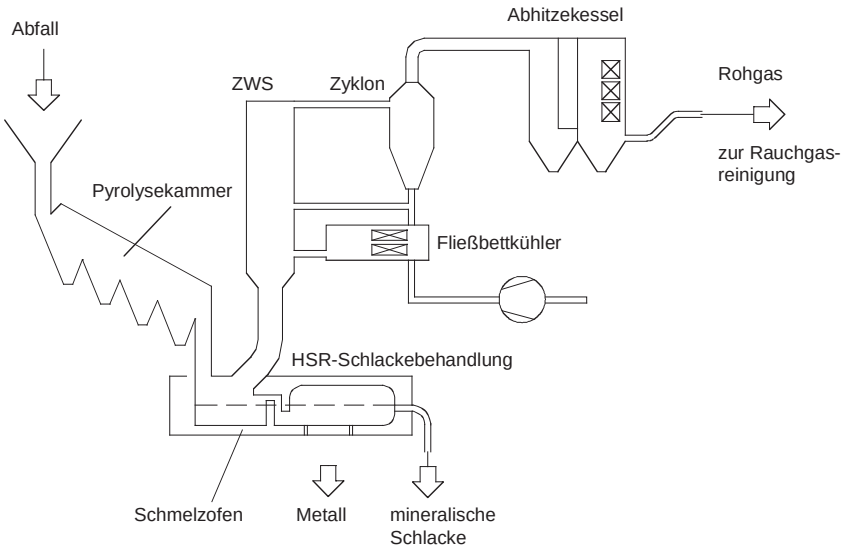



*Abb. 9:* Verfahrensschema des RCP-Verfahrens [21]

Die Abbildung 9 [Rn. 92] zeigt das Verfahrensschema des RCP-Verfahrens noch einmal im Überblick. **93**

Besonderheiten des RCP-Verfahrens: **94**

- Kombination Pyrolyse auf dem Rost / Schmelzofen / Wirbelschicht-Nachbrennkammer
- Glasartige mineralische Schlacken
- schwer verwertbare metallische Mischfraktion
- Fließbettkühler zur optimierten Energienutzung
- Sonstige Abwärmenutzung und Rauchgasreinigung wie bei der AVA

Stand der technischen Entwicklung: **95**

Das RCP-Verfahren wurde 1997 als zusätzliche Linie der MVA Bremerhaven mit einer Kapazität von 45.000 Mg/a gebaut. Die Anlage wird seit Sommer 1998 erprobt und arbeitet bisher mit Durchsätzen von bis zu 5 t/h jeweils etwa über einen Zeitraum von einer Woche [22].

Zwischenzeitlich wurde die Anlage umgebaut und soll im Jahr 2002 wieder ihren Probebetrieb aufnehmen.

## 3.6 Wirbelschichtverbrennung

**96** Bei der Wirbelschichtverbrennung wird zerkleinerter Abfall in ein fluidisiertes Bett aus inertem Material eingebracht und bei relativ geringen Temperaturen von 800° bis 850°C verbrannt. Durch hohe Verweilzeiten, große Oberflächen und gute Wärmeübergänge kommt es zu einem guten Ausbrand (Rest-Kohlenstoff-Gehalt in den Aschen < 0,5 %).

**97** Durch die relativ geringen Verbrennungstemperaturen ist die thermische Stickoxid-Bildung so gering, dass bei der Rauchgasreinigung eine sekundäre Entstickung oft entbehrlich ist.

**98** Andererseits kann es durch den hohen Gehalt von Sand im Wirbelbett zu Erosion im Verbrennungsraum und im Abhitzeteil kommen.

**99** Grundsätzlich unterscheidet man 3 Verfahren der Wirbelschichtfeuerung (vgl. mit Abbildung 10) [Rn. 102 bzw. S. 27], die

- stationäre,
- rotierende und
- zirkulierende

Wirbelschicht.

**100** Bei der **stationären Wirbelschicht** ist die Betthöhe konstant. Es findet so gut wie kein Quertransport im Wirbelbett statt. Die stationäre Wirbelschicht wurde in der Vergangenheit vor allem zur Verbrennung von Klärschlämmen eingesetzt. Sie ist besonders zur Verbrennung von Abfällen mit mäßigem Heizwert (von 6,5 bis 13 MJ/kg) geeignet. Falls sich im Wirbelbett Tauchheizflächen[10)] befinden, können Abfälle mit Heizwerten bis zu 18 MJ/kg verarbeitet werden.

**101** Bei der **rotierenden Wirbelschicht** ist die Betthöhe ebenfalls konstant. Allerdings führt das Wirbelbett eine Rotation um die eigene Achse durch, so dass es zu Quervermischungen kommt. Die rotierenden Wirbelschicht wird vor allem zur Verbrennung fester und pastöser Abfälle mit höherem Heizwert (von 7 bis max. 20 MJ/kg) eingesetzt.

10 Die Tauchheizflächen sind allerdings anfällig gegen Erosion.

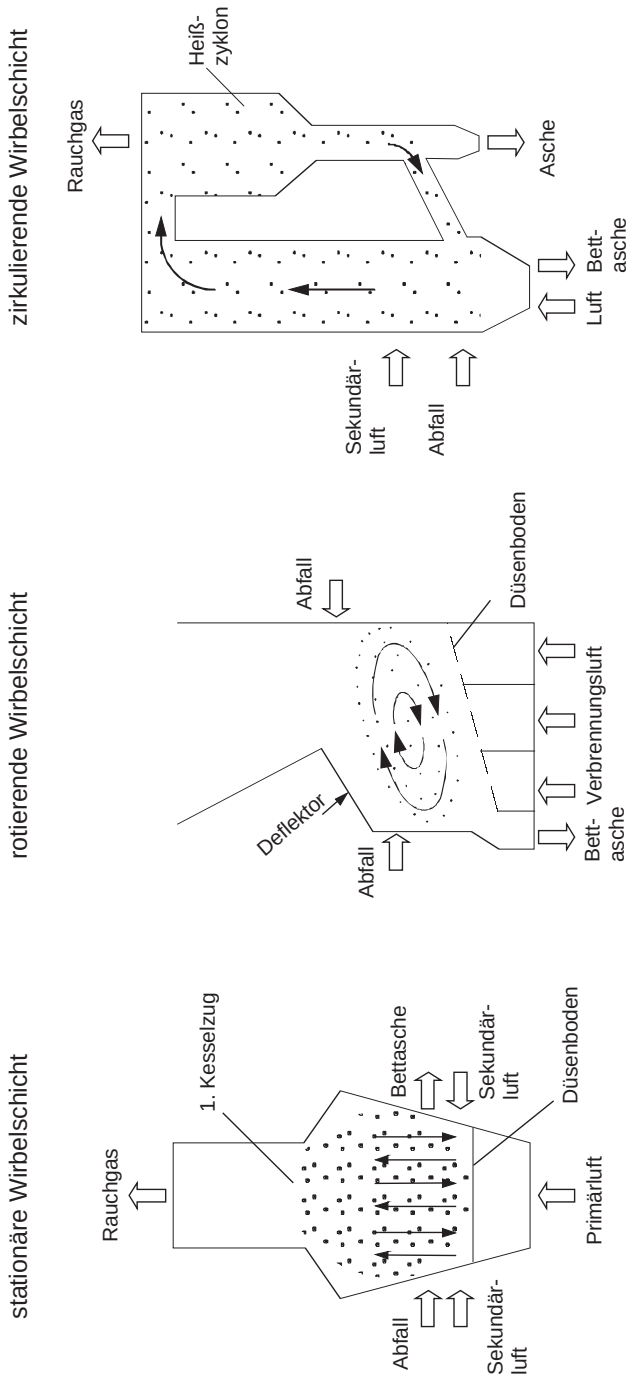



*Abb. 10:* Wirbelschichtverbrennungsverfahren [in Anlehnung an 23]

**102** Bei der **zirkulierenden Wirbelschicht** ist die Betthöhe nicht konstant. Stattdessen wird durch die hohe Luftgeschwindigkeit kontinuierlich Bettasche und Bettmaterial aus dem Verbrennungsraum ausgetragen, in einem Heißzyklon abgeschieden und zu großen Anteilen wieder in den Verbrennungsraum zurückgeführt. Die hohen Luftgeschwindigkeiten erlauben durch gute Wärmeabfuhr den Einsatz hochkalorischer Brennstoffe (7 bis 22 MJ/kg im Abfallbereich).

**103** Alle drei Verfahren werden bzw. sollen zur Verbrennung von festem Abfall eingesetzt werden.

**104** Besonderheiten des Wirbelschicht-Verfahrens:

- für zerkleinerten Abfall
- Verbrennung in einem inerten Wirbelbett (z. B. Sand)
- Niedrige Verbrennungstemperaturen ⇒ geringe Stickoxid-Bildung,
- Energienutzung und Rauchgasreinigung wie bei der Rostfeuerung

**105** Stand der technischen Entwicklung:

Der Anlagenbauer Thyssen bietet die **stationäre Wirbelschicht** als Multicom-Verfahren [24, 25] zu Behandlung von Siedlungsabfall an. Großtechnische Erfahrungen liegen aber lediglich bei der Verbrennung von BRAM (Brennstoff aus Müll) und von Schlämmen vor.

**106** In Berlin Ruhleben wurde eine Anlage nach dem Prinzip der **rotierenden Wirbelschicht** zur Verbrennung von Hausabfall errichtet. Die Anlage wurde 1999 vor allem auf Grund von Problemen im Kesselbereich stillgelegt. In Madrid wird eine rotierende Wirbelschichtanlage gleichen Typs mit vorsortiertem Hausabfall dagegen erfolgreich betrieben.

**107** In der Abfalltechnik wird die **zirkulierende Wirbelschicht** selten eingesetzt. Einziger Anwendungsfall in Deutschland ist eine zirkulierende Wirbelschichtvergasung im Zementwerk Rüdersdorf [26], in der ohne Probleme über 50% der Feuerungswärmeleistung durch Abfall erbracht werden (siehe 6462).

## 4 Zusammenfassung

Die Abfallverbrennung auf dem Rost ist immer noch das mit Abstand wichtigste Verfahren zur thermischen Behandlung von Abfall. Sie kann auf eine lange Entwicklungsgeschichte zurückblicken, in der zahlreiche Erfahrungen gesammelt werden konnten, die jetzt einem sicheren und zuverlässigen Anlagenbetrieb zu gute kommen. **108**

Mittlerweile gibt es zahlreiche Variationen der Rostfeuerung. Diese unterscheiden sich hauptsächlich in der Art der Rostsysteme (Walzen-, Rückschub- und Vorschubrost) und in der Rauchgasführung im Verbrennungsraum (Gleich-, Gegen- und Mittelstromfeuerung). **109**

Die neuen „innovativen" Verfahren zur thermischen Abfallbehandlung, die in Kapitel 3 vorgestellt wurden, konnten bisher nicht die Zuverlässigkeit der Rostfeuerung nachweisen, da sie u. a. über eine zu geringe Betriebserfahrung verfügen. **110**

## 5 Glossar

**Abfall:** Der Abfallbegriff (§ 3 Kreislaufwirtschafts-/Abfallgesetz [25]) umfasst „. . . bewegliche Sachen, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Abfälle zur Verwertung sind Abfälle, die verwertet werden; Abfälle, die nicht verwertet werden, sind Abfälle zur Beseitigung." Alle Stoffe oder Gegenstände, die bei der Produktion oder nach dem Konsum ungewollt oder unbeabsichtigt als Rückstände anfallen und entsorgt werden müssen, sind Abfälle. Für den rechtlich geprägten Begriff Abfall wird im Sprachgebrauch häufig der Begriff Müll als Synonym verwendet.

**Beseitigung:** Die Abfallbeseitigung umfasst das Bereitstellen, Überlassen, Einsammeln, Befördern, Lagern, Behandeln und die Ablagerung von Abfällen (-> Abfall). Abfälle zur Beseitigung müssen vor der Deponierung in der Regel behandelt werden.

**BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz):** Ein Gesetz, das Menschen, Tiere, Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Emissionen wie Abgase, Lärm oder Erschütterungen schützen soll. Es unterscheidet entsprechend den

möglichen Gefahren und Belästigungen zwischen genehmigungsbedürftigen (u. a. einige Abfallentsorgungsanlagen) und nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen. Die Umsetzung des BImSchG ist durch zahlreiche Verordnungen und Technische Anleitungen geregelt. (BImSchV)

**BImSchV (Bundes-Immissionsschutzverordnung):** Mit Hilfe der Verordnungen zum Bundes-Immissionsschutzgesetz bzw. den entsprechenden Technischen Anleitungen (TA Luft, TA Lärm) werden zulässige Emissionen bzw. Immissionen festgeschrieben. So ist die 17. BImSchV (Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnlich brennbare Stoffe) maßgeblich für die Genehmigung und den Betrieb thermischer Abfallbehandlungsanlagen.

**Deponiegas:** Methanhaltiges Gas, das bei der biologischen Zersetzung der organischen Fraktionen des Abfalls unter Luftabschluss im Deponiekörper gebildet wird. Deponiegas ist auf Grund des enthaltenen Methans bezogen auf den Zeitraum von 20 Jahren 56 mal klimarelevanter als $CO_2$.

**Deponierung:** Die zeitlich unbegrenzte, kontrollierte Ablagerung von Abfällen. Die Deponierung wird durch die TA Siedlungsabfall bzw. für Sonderabfälle durch die TA Abfall geregelt. Bei unbehandelten – insbesondere organischen – Abfällen laufen Zersetzungsprozesse im Deponiekörper ab, bei denen u. a. methanhaltiges Gas und übel riechende Stoffe gebildet werden. Ab dem Jahr 2005 ist nur eine Deponierung von Siedlungsabfällen möglich, die die Zuordnungskriterien der Abfallablagerungsverordnung [2] erfüllen.

**E-Filter:** In E-Filtern werden die Staubteilchen elektrisch aufgeladen und an einer Niederschlagselektrode niedergeschlagen und so aus dem Rauchgas entfernt. Mit Elektrofiltern lassen sich gute Reingaswerte erzielen, die die Anforderungen der 17. BImSchV für Staubemissionen sicher einhalten (siehe auch 2510).

**Emissionen:** Emissionen sind von Anlagen abgegebene Stoffe oder Energien an die Umwelt, z. B. Schadstoffe, Wärme, Lärm, Erschütterungen etc. Emissionen können über die Luft, den Boden oder über das Wasser abgegeben werden.

**Entsorgung:** Die Abfallentsorgung umfasst die Verwertung und Beseitigung von Abfällen.

**Entgasung:** -> Pyrolyse

**Flugasche**: Die mit dem Rauchgasstrom aus der Feuerung ausgetragene Asche wird als Flugasche bezeichnet.

**Gewebefilter:** In Gewebefiltern wird das staubbeladene Gas durch eine poröse Faser- / Gewebeschicht geleitet, die das Gas passieren lässt und die Staubteilchen an der Oberfläche zurückhält. Die Filtergewebe sind als Taschen oder Schläuche in einem Gehäuse angeordnet. Die Abreinigung des Filtermaterials erfolgt periodisch durch Rütteln oder Druckluft. Mit Gewebefiltern werden hervorragende Reingaswerte erzielt, die die Anforderungen der 17. BImSchV für Staubemissionen weit unterschreiten (siehe auch 2510)

**Hausabfall:** Abfälle aus Haushalten (Bioabfall, Wertstoffe, Restabfall aus Haushaltungen etc.)

**Hausmüllähnlicher Gewerbeabfall:** Bezeichnung für die in Geschäfts- und Kaufhäusern, Gewerbe- und Industriebetrieben anfallenden festen Abfälle, die nicht direkt aufgrund der Produktion entstehen, wie z. B. Verpackungsmaterial, Büroabfälle.

**Inertstoff:** Stoff, der unter den gegebenen Randbedingungen nicht mehr chemisch reagieren kann, also inert ist. Beispiele: Steine und Glas in der Verbrennung, da sie bei den Verbrennungstemperaturen von unter 1.000°C chemisch nicht reagieren.

**Kesselstaub:** Staub, der in den Kesselzügen abgeschieden wird.

**Kesselzüge**: Anzahl der Umlenkungen bzw. die Anzahl der Durchläufe der Rauchgase durch den Dampferzeuger.

**nasse Rauchgaswäsche:** Bei der nassen Rauchgaswäsche wird das Rauchgas mit Wasser und/oder einer alkalischen Lösung (meist Kalkmilch) in Kontakt gebracht. Dadurch werden die gasförmigen Schadstoffe sowie der Reststaub im Waschwasser gelöst und aus dem Rauchgasstrom entfernt (siehe auch 2510).

**Pyrolyse (Entgasung, Verschwelung):** Thermische Zersetzung von Stoffen unter Ausschluss von Sauerstoff. Das entstehende Pyrolysegas wird gereinigt und als Synthesegas bereitgestellt oder zusammen mit dem zurückgebliebenen festen Pyrolysekoks, der einen hohen Anteil an brennbarem Kohlenstoff enthält, verbrannt bzw. vergast.

**Regenerative Energieträger**: Als regenerative Energieträger bezeichnet man Energieträger, die sich kontinuierlich auf natürliche Weise erneuern.
Beispiele: Wind- und Wasserkraft, Solarstrahlung, Biomasse und Abfall

**Restabfall**: ist der Abfall, der nach Entnahme der verwertbaren Bestandteile übrig bleibt.

**Schadstoffe:** Stoffe, die aufgrund ihrer Konzentration und Wirkung eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen. Dazu zählen im allgemeinen Verständnis z. B. Schwermetalle, bestimmte organische Stoffe wie Benzol, Dioxine, Furane, saure Gase (wie Chlorwasserstoff, Fluorwasserstoff, Schwefeldioxid, Stickoxide etc.). Der Begriff „Schadstoff" ist eine politische und keine wissenschaftliche Bezeichnung, da Schaden nicht mit einer Substanz, sondern mit einer Dosierung oder Konzentration korreliert werden muss (Grundprinzip der Toxikologie – Paracelsus).

**Schlacke:** Nicht brennbarer, also inerter Rest der Verbrennung von z. B. Abfall. Die Schlacke wird am Ende des Verbrennungsprozesses im Feuerraum abgezogen.

**SCR:** selectiv catalytik reduction, d. h. katalytische Entstickungsverfahren, bei denen die Rauchgase vorher entstaubt und von den sauren Schadgasen befreit werden. Erst dann werden die Stickoxide katalytisch mit Ammoniakwasser bei 180 bis 400 °C am Katalysator zerstört (siehe auch 2510).

**SNCR:** selectiv non catalytik reduction, d. h. nicht-katalytische Entstickungsverfahren, bei denen eine Stickstoffverbindung (meist Harnstoff oder Ammoniakwasser) in den heißen Verbrennungsraum eingedüst wird (siehe auch 2510).

**selbstgängige Verbrennung:** Die (Abfall)Verbrennung wird zu Bedingungen der 17. BImSchV aufrecht erhalten, ohne dass Zusatzbrennstoffe wie z. B. Heizöl eingesetzt werden müssen.

**Siedlungsabfall:** Unterteilung nach TA Siedlungsabfall in Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Garten- und Parkabfälle bzw. Grünabfälle, Marktabfälle, Straßenkehricht, Bauabfall, Klärschlamm, Fäkalien und -schlämme, Rückstände aus der Wasser- und Abwasserreinigung.

**Vergasung:** Bei der Vergasung werden mit einem Vergasungsmittel (Luft, Sauerstoff, Kohlendioxid oder Wasserdampf oder deren Mischungen) die höheren Kohlenwasserstoffe vollständig bei Temperaturen von teilweise mehr als 2.000°C in Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasserstoff zerlegt.

**Verwertung:** Die Verwertung umfasst die Substitution von Rohstoffen durch das Gewinnen von Wertstoffen aus Abfällen oder die Nutzung der stofflichen Eigenschaften der Abfälle (stoffliche Verwertung) bzw. von deren Energieinhalt (energetische Verwertung) unter bestimmten Randbedingungen (§ 6 KrW-/AbfG). Vorrang hat die umweltverträglichere Verwertungsart (§ 6 KrW-/AbfG) (Kreislaufwirtschafts-/Abfallgesetz).

**Zyklon:** Entstaubungsaggregat, in dem mittels Fliehkraft die Partikelabscheidung herbeigeführt wird. Dazu wird das Rauchgas in eine rotationssymetrische Bahn gezwungen, so dass die Partikel auf Grund ihrer Massenträgheit auf die Wandung des Zyklon prallen und über einen Konus abgezogen werden. Da Zyklone keine hinreichenden Abscheidegrade aufweisen, werden sie zur Vorentstaubung eingesetzt.

## 6 Literatur

[1] TA-Siedlungsabfall (TASi): Dritte allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz vom 14. Mai 1993 (Beil. BAnz. Nr. 99)

[2] Verordnung über die umweltverträgliche Ablagerung von Siedlungsabfällen und über biologische Abfallbehandlungsanlagen vom 20. 02. 2001

[3] *Thöne, E., Fahl, U.*: „Energiewirtschaftliche Gesamtsituation", Brennstoff, Wärme, Kraft; Jahresausgabe 2000: „Der Energiemarkt im Focus", S. 28 ff.

[4] TA Luft – Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft; Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz vom 27. Februar 1986 (GMBI. S. 95, ber. S. 202)

[5] Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 17. BImSchV - Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe vom

23. November 1990 (BGBl. I S. 2545, ber. S. 2832; 1999 S. 186; 2000 S. 632)

[6] BSR: Modernisierung der Müllverbrennungsanlage Berlin-Ruhleben, Abfallwirtschaftsjournal 3/97, S. 25-28

[7] *von Dierkes, P.*: Vorlesungsreihe „Management von Entsorgungsbetrieben", TU Berlin, TU Clausthal, Wintersemester 2000/2001

[8] Berliner Stadtreinigungsbetriebe BSR: Informationsbroschüre Abfallbehandlungswerk Nord, 1997

[9] *Christmann, A.*: "Zukünftiges Feuerungskonzept zur thermischen Restmüllbehandlung" Abfallwirtschaftsjournal 4 (1992) Nr. 2

[10] *Bilitewski, B., Härdtle, G., Marek, K.*: „Abfallwirtschaft – Handbuch für Praxis und Lehre", Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 2000

[11] Preussag Noell: „Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt", Informationsbroschüre Würzburg 1996

[12] *Stahlberg, R., Feuerriegel, U.*: „Das Thermoselect-Verfahren zur Energie und Rohstoffgewinnung", VDI Berichte Nr. 1192, 1995, S. 319 ff.

[13] *Kaimer/Schade* (Hrsg.): „Bewertung von thermischen Abfallbehandlungsanlagen", Erich Schmidt Verlag, Berlin, S. 112

[14] *von Dierkes, P.*: „Organisationsformen, Kosten und Finanzierung für eine Thermoselect-Anlage" in „Thermoselect-Verfahren zur Ent- und Vergasung", Franz J. Schweitzer, EF-Verlag, Berlin 1994

[15] www.pielle-katze.via.t-online.de\Karlsruhe\thermoselect.html

[16] telefonische Auskunft der Bezirksregierung Darmstadt Anfang Dezember 2001

[17] Zweckverband Abfallentsorgung Rangau: „Schwel-Brenn-Anlage Fürth – allgemein Verständliche Zusammenfassung der Antragsunterlagen zum Antrag auf Planfeststellung", Fürth Juli 1992

[18] *Wiehn, G.*: „Zum Stand der Siemens Schwel-Brenn-Technik unter besonderer Berücksichtigung der energetischen Abfallver-

wertung", in: Umsicht (Hrsg.): „Thermische Abfallbehandlung: Feuer und Flamme für neue Ideen", Fraunhofer IRB Verlag, Oberhausen September 1997

[19] *Leipnitz, Y., Brücher, K. H., Hubig, M.*: „Das Noell-Konversionsverfahren in seiner Anwendung am Beispiel VTA Northeim", VDI Fachtagung 27.–28.6.1995 in Würzburg

[20] *Leipnitz, Y., Schingnitz, M.*: „The Noell Conversion Process", European Workshop of Recycling Technologies, Treatment of Waste and Contaminated Sites, Hannoner 20.–24. May 1996

[21] *von Roll*: „Von Roll RCP-Verfahren – Standard-Angebot", Frankfurt April 1996

[22] Umweltbundesamt: „Neue thermische Verfahren", Stand: Juli 2000 (www.uba.de)

[23] *Kitzerow, H.-G.*: „Die rotierende Wirbelschichtfeuerung zur Hausmüll- und Reststoffverbrennung" in: Müller, W., Niestroj, J., „Stoffliche und thermische Verwertung", Tagung TCI-Verlag, Offenbach 1994

[24] *Nitsche, R., Kirchberg, W.*: „Thermische Abfallbehandlung in bedarfs- und standortgerechten Kombikraftwerken", Abfallwirtschaftsjournal 4/97

[25] Thyssen Still Otto : „Das MultiCom-Verfahren", Verfahrensbeschreibung, Bochum 1998

[26] *Kehl, P., Scharf, K. F., Scur, P., Wirthwein, R.*: „Die Betriebsergebnisse aus den ersten 30 Monaten mit der neuen Ofenlinie 5 im Zementwerk Rüdersdorf"; Zement-Kalk-Gips 8/98; S. 410 ff.

[27] „Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz", verkündet am 6. Oktober 1994 (BGBl. I S. 2705)

# Repowering von Windenergieanlagen in Deutschland – Aktuelle Entwicklung

*Karsten Runge*

*In den nächsten Jahren wird in den Küstenregionen, in denen vor zwei Jahrzehnten die ersten größeren Windparks errichtet wurden, ein zunehmendes Repowering erwartet, bei dem ältere, leistungsarme Anlagen durch leistungsstarke Windenergieanlagen der Megawattgeneration ersetzt werden. Im Beitrag wird untersucht, inwieweit aktuelle Abstandsempfehlungen der Länder als Richtschnur für die Konsensfindung in Fragen der Orts- und Landschaftsbildverträglichkeit von Repoweringvorhaben dienlich sind oder sein können.*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Stand des Repowering in Deutschland | 1–6 | 3 | Verständigung nicht in Sicht | 13–16 |
| 2 | Aktualisierung der Abstandempfehlungen in den Ländern | 7–12 | 4 | Lösungsmöglichkeiten | 17–23 |
| | | | 5 | Literatur | |


## 1 Stand des Repowering in Deutschland

Seit Anfang der 90er Jahre hat sich die durchschnittliche Nennleistung von Windenergieanlagen auf fast das Vierzigfache erhöht. Ausgehend von einer durchschnittlichen Laufzeit der Anlagen von 20 Jahren wird daher in den nächsten Jahren, beginnend in den Küstenregionen, wo vor zwei Jahrzehnten in Niedersachsen und Schleswig-Holstein die ersten größeren Windparks errichtet wurden, ein zunehmendes Repowering erwartet, bei dem ältere, leistungsarme Anlagen durch leistungsstarke Windenergieanlagen der Megawattgeneration ersetzt werden. **1**

Ein privatwirtschaftlicher Anreiz zum Repowering ergibt sich dem Bundesverband Windenergie [1] zufolge sobald die zukünftigen Erträge etwa das 2,5fache der bisherigen Erträge übersteigen. Auch der **2**

Allgemeinheit erwächst eine Reihe von Vorteilen aus dem Generationenwechsel der Windanlagen. Unter anderem kann durch Repowering vermehrter Strom aus Erneuerbaren Energiequellen ohne neue Flächenbeanspruchung und mit weniger Einzelanlagen erzeugt werden. Alte Planungsfehler aus der noch nicht durch Raumordnung begleiteten Frühzeit der Anlagengenehmigung können ggf. bereinigt werden. Neue Anlagen laufen zudem ruhiger (geringere Drehzahl) und gemessen an der Leistung deutlich leiser als ihre Vorgänger, dienen somit einem vermehrten Umweltschutz. Die Anlagentechnik der neuen Anlagen ist steuerbar und optimiert damit die Netzauslastung. Ein ganz wesentlicher gesellschaftlicher Vorteil ergibt sich letztlich aus der Chance, mittels des Repowerings zur Erreichung international verbindlicher Klimaschutzziele beizutragen. Hierzu zählt u. a. eine Verdoppelung des Anteils Erneuerbarer Energien (EE) bis zum Jahr 2010 auf einen Anteil von 12,5% am Stromverbrauch sowie auf mindestens 20% am Stromverbrauch bis zum Jahr 2020.

**3** Die Nachteile eines Repowering finden sich v. a. in einer erschwerten Vereinbarkeit der deutlich höheren Megawattanlagen mit Orts- und Landschaftsbildern. Von den bis heute üblichen Anlagenhöhen von klar unter 100 m heben sich die vereinzelt bereits errichteten 5 MW-Anlagen mit rund 180 m Höhe deutlich ab. Vereinzelt werden sogar Anlagen über 200 m Höhe angeboten [2].

**4** Einer DEWI-Prognose [5] zur Windkraftentwicklung in Deutschland zufolge wird Repowering schon in wenigen Jahren das weithin bestimmende Aktionsfeld der Onshore-Windenergieentwicklung sein. Die Deutsche WindGuard GmbH (2003) erwartet in den nächsten Jahren ein technisches Potenzial von 2.000 MW Nennleistung durch Ersatz von vor 1996 erbauten Anlagen und von 4.000 MW Nennleistung durch Ersatz von nach 1996 erbauten Anlagen. Im Gegensatz zu Dänemark, wo in den vergangenen Jahren verschiedene staatliche Repoweringprogramme mit einem Mix aus Marktanreizen einerseits und Planungsrestriktionen andererseits bereits einige tausend Streuanlagen aus der Frühzeit der Entwicklung bereinigten, kommt Repowering in Deutschland allerdings nur schleppend in Gang [9, 1]. Mitte 2005 stammte erst 1% der insgesamt rund 17.000 MW installierter Nennleistung Windenergie aus Repoweringvorhaben [1].

Repowering ist in Deutschland kein Selbstläufer. Daran konnte auch die am 21.7.2004 erfolgte Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) bisher nichts ändern [17]. Mit dieser Novelle wird Repowering finanziell begünstigt, insofern sich die Frist einer erhöhten Anfangsvergütung um 3,2 Cent pro kWh für Strom aus Windenergieanlagen verlängert, die im selben Landkreis bestehende Anlagen aus vor 1996 ersetzen und die installierte Leistung mindestens um das Dreifache erhöhen. **5**

Das EEG nennt den Landkreis als Bezugsraum, in der Realität sind es allerdings oftmals die Gemeinden, die auf dem Wege von Flächennutzungsplänen Regelungshoheit über die Windkraft ausüben. Darüber hinaus sind gerade die vor 1996 erbauten Altanlagen vermehrt an Standorten errichtet worden, die heute nicht mehr genehmigungsfähig und somit schwer zu repowern sind. Die vom EEG gesetzten Repowering-Anreize lassen sich daher nicht leicht realisieren [8]. Eine ganz wesentliche Rolle für die Erfolgsaussichten eines Repowerings spielen aber v. a. auch die Bundesländer, die mittels der normativen Kraft ihrer „Planungsempfehlungen" der Verwaltung bisher sicheren Halt auf einem sehr hart umstrittenen Terrain anbieten. Verschiedene Bundesländer haben nunmehr ihre Windkrafterlasse den gewachsenen Anlagendimensionen angepasst oder sind im Begriff, dies in Kürze zu tun. **6**

## 2 Aktualisierung der Abstandsempfehlungen in den Ländern

In Schleswig-Holstein gilt seit 4.7.1995 ein gemeinsamer Runderlass des Energieministeriums, des Umweltministeriums, des Innenministeriums und der Landesplanungsbehörde, der neben diversen Abstandsempfehlungen die Empfehlung enthält, die Gesamthöhe der Windkraftanlagen auf 100 m zu begrenzen. Da Höhen über 100 m bei Megawattanlagen heute Standard sind, regelt seit dem 25.11.2003 ein ergänzender Runderlass des Innenministeriums, des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft und des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr [12] die Errichtung von Windkraftanlagen mit über 100 m Gesamthöhe. Dabei wird u. a. empfohlen, mit steigender Anlagenhöhe zunehmende Abstände zu **7**

berücksichtigen. In Verlängerung der bereits eingeführten Abstände für Anlagen unter 100 m sollen fortan für über 100 m hohe Anlagen u. a. Abstände gelten in Höhe von:

- 3,5-mal der Anlagenhöhe zu Einzelhäusern bzw. Siedlungssplittern,
- 5-mal der Anlagenhöhe zu ländlichen Siedlungen,
- 10 mal der Anlagenhöhe zu städtischen Siedlungen und Erholungsgebieten,
- 1-mal der Anlagenhöhe zu Schienenstrecken, Autobahnen sowie Bundes-, Landes- und Kreisstraßen
- 4-mal der Anlagenhöhe minus 200 m zu Nationalparks, Naturschutz- u. sonstigen Schutzgebieten.

Eine wesentliche Intention des neuen Runderlasses ist es „Orts- und Landschaftsbilder" nicht wesentlich mehr als bisher zu beinträchtigen.

**8** Ausgangspunkt einer niedersächsischen Aktualisierung war ein Landtagsbeschluss vom 12.12.2003, in dem u. a. festgestellt wurde, das Landschaftsbild sei in einigen Teilräumen stark durch Windenergieanlagen dominiert. Die niedersächsische Landesregierung antwortete am 19.8.2004 darauf mit neuen Handlungsempfehlungen zur Planung und Festlegung von Vorrang- oder Eignungsgebieten für die Windenergienutzung. Die Aktualisierung geht mit einer Aufhebung der bisher in dem viel beachteten Windenergieerlass vom 11.7.1996 festgehaltenen Abstandsregelungen einher. Im Gegensatz zu den bisher an den Gebietskategorien der Baunutzungsverordnung orientierten Abstandsempfehlungen verzichtet die Aktualisierung mit Verweis auf die Bedeutung einer standörtlichen Abwägung weitgehend auf die Empfehlung von Mindestabständen. Lediglich für „Gebiete mit Wohnbebauung" wird ein Mindestabstand von 1000 m und zwischen Vorrang- oder Eignungsgebieten ein Mindestabstand von 5000 m vorgeschlagen [16].

**9** Aus fachlichen Gründen ist der Verzicht auf differenzierte, an gängigen Flächennutzungskategorien orientierte Abstandsempfehlungen nicht nachvollziehbar. Bei pauschaler Festlegung auf einen Abstand von 1000 m zur Wohnbebauung wird selbst ein moderates Repowering mit Anlagen der 2 MW-Klasse in den bestehenden niedersäch-

sischen Vorranggebieten kaum zu realisieren sein. Dies jedenfalls ist das Ergebnis einer von der Deutschen Windguard [6] im Auftrag von BWE e.V. und WAB e.V. durchgeführten Vergleichsstudie.

**10** Für Mecklenburg-Vorpommern hat das Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung gemeinsam mit dem Umweltministerium in einer Bekanntmachung vom 20.10.2004 aktuelle Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen veröffentlicht [14]. Für Anlagen über100 m sind folgende Mindestabstände vorgesehen:

- 800 m zu Einzelhäusern bzw. Siedlungssplittern,
- 1000 m zu reinen, allgemeinen und Sonderwohn-, Dorf-, Misch- und Ferienhausgebieten sowie Campingplätzen.

Für die Raumbedeutsamkeit von Windenergieanlagen in Mecklenburg-Vorpommern werden in der Bekanntmachung vom 20.10.2004 ausschließlich Landschaftsbildgesichtspunkte verantwortlich gemacht [10].

**11** Auch in Nordrhein-Westfalen werden derzeit Abstandsregelungen für Windenergieanlagen aktualisiert. Der gegenüber der bisherigen Praxis in vielen Punkten erheblich restriktiver ausgelegte Erlassentwurf sieht u. a. pauschale Mindestabstände von Windenergieanlagen zu Wohngebieten in Höhe von 1500 m vor [11]. Parallel betreibt die nordrhein-westfälische Landesregierung eine Bundesratsinitiative zur Änderung des Baugesetzbuches mit dem Ziel, die Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich aufzuheben. Als Begründung wird genannt, die Höhe moderner Anlagen und die rotierende Bewegung der Rotorblätter ergäbe für das Landschaftsbild einen weithin sichtbaren Störeffekt, da die Anlagen „aus allen Himmelsrichtungen“ als die Horizontlinien merklich durchschneidende Bauwerke wahrnehmbar seien, die zum dominierenden Faktor in der Landschaft würden [13]. Es ist deutlich erkennbar, das diese Bestrebungen nicht dazu dienen, Windenergienutzung auszubauen, sondern vielmehr dazu, sie zurückzudrängen.

**12** Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Befürchtungen vor einer Entstellung von Orts- und Landschaftsbildern die novellierten Abstandsempfehlungen der Länder prägen. Die Höhenextreme der Megawattanlagen, zuweilen gern mit gründerzeitlichem Stolz gefeiert, bereiten in den Ländern vielfach erhebliche Besorgnis.

## 3 Verständigung nicht in Sicht

**13** Der Bundesverband Windenergie (BWE), der in Deutschland maßgeblich die Interessen der Windenergiebranche wahrnimmt, betrachtet das schleppende Einsetzen des Repowerings in Deutschland und die jüngsten Bestrebungen der Länder zur Regelung des Windenergieausbaus mit großem Unmut [3]. Um die Potenziale eines Repowerings auf der einen Seite und auf der anderen Seite die Wirkungen restriktiver Länderregelungen näher zu ermessen, hat der BWE beim Hermann-Föttinger-Institut für Strömungsmechanik der TU Berlin und der Firma Ecofys eine Vergleichstudie zum Repowering erstellen lassen [7]. Darin werden drei exemplarische Eignungsräume in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern mit 4,5-MW-Windenergieanlagen neu überplant.

**14** Unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionsvarianten – nur Schall und Schattenwurf bzw. zusätzlich Abstandsregelungen und/oder zusätzlich Höhenbegrenzung – wurde jeweils die mögliche Erhöhung des jährlichen Standortertrages in Kilowattstunden gegenüber einer Bebauung mit alten 600-kW-Windenergieanlagen ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich der Energieertrag um den Faktor 2,2 bis 4,3 erhöht, solange Abstandsregelungen oder Höhenbegrenzungen außen vor bleiben. Die Anzahl der Windenergieanlagen könnte dem BWE zufolge auf diese Weise mehr als halbiert, in einem Beispiel sogar fast auf ein Fünftel reduziert werden. Die Bauhöhe der Anlagen würde sich verdoppeln. Bei Berücksichtigung der aktuellen Abstandsregelungen unter Immissionsschutzgesichtspunkten (Schall, Schattenwurf) wäre die mögliche Ertragssteigerung von 120 bis 330 Prozent auf 30 bis 190 Prozent abgesenkt. Bei Berücksichtigung einer Höhenbegrenzung zusätzlich zur Abstandsregelung sinkt die mögliche Ertragssteigerung im Extremfall auf null, im besten Fall auf allenfalls 70 Prozent.

**15** Der BWE schlussfolgert aus dieser Studie, dass durch Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen der Länder enorme volkswirtschaftliche Potenziale verschenkt werden. Unter Berücksichtigung der Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen könnten Eignungsräume vielfach überhaupt nicht mehr mit modernen Windenergieanlagen genutzt werden. Für die Betreiber seien diese Bedingungen wirt-

schaftlich nicht mehr attraktiv. Ein Aufrechterhalten der jetzigen Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen verschwende ein Energiepotenzial von mindestens 45 Mrd. Kilowattstunden und führe zu einer faktischen Konservierung des Anlagenbestandes.

**16** Der BWE schlägt in zwei Positionspapieren vom August und September 2005 [3, 4] vor, künftig bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen auf Höhenbeschränkungen und Abstandsempfehlungen grundsätzlich zu verzichten. Die TA Lärm und die Berechnungen zum Schattenwurf seien als Instrumente der Abstandsbestimmung vollständig ausreichend [4]. Nun begründen sich aber die Höhenbeschränkungen und Abstandsempfehlungen der Länder in einem erheblichen Maße im Themenbereich „Orts- und Landschaftsbild". Wollte man genau diese Aspekte bei der Planung und Genehmigung von Windanlagen ausklammern (oder allein auf geringe Rotordrehzahl neuer Anlagen eingrenzen), befände sie sich auf einem direkten Konfrontationskurs nicht nur mit den genannten Ländern, sondern auch mit vielen Regionen, Landkreisen und Kommunen, die in ihren Windenergierichtlinien Landschafts- und Ortsbildfragen thematisieren. Bei einer solchen Stoßrichtung ist eine Verständigung der kontrahierenden Parteien nicht in Sicht.

## 4 Lösungsmöglichkeiten

**17** Es dürfte unstrittig sein, dass nachhaltig verhärtete Fronten beim Windenergieausbau niemandem dienen. Insbesondere für Repoweringvorhaben kann sich ein dadurch bewirkter Stillstand verhängnisvoll auswirken, denn weit mehr als bei einer Erstanlagenplanung sind beim Repowering eine Vielzahl von Interessenvertretern überein zu bringen. Immerhin ist zusätzlich zur Neuanlagenplanung auch die Abwicklung der Altanlagen zu bewältigen. Restansprüche aus Altanlagen und bezüglich der alten Standorte sind in die Neuanlagenplanung einzupflegen. In verhärteter Atmosphäre ist dies nicht zu verhandeln; letztlich werden sich in jedem Vorhaben viele Seiten bewegen müssen, um zu einem allseits befriedigenden Ergebnis zu kommen.

**18** Von Betreiberseite sollte aus diesem Grunde nicht in Zweifel gezogen werden, dass Vorhaben, die in ihrer Bauhöhe alle anderen Bauten (ab-

gesehen Fernsehtürme) in den Schatten stellen können, sich im Planungs- und Genehmigungsprozess selbstverständlich einer orts- und landschaftsbildbezogenen Verträglichkeitsdiskussion zu stellen haben, die ggf. auch Abstandempfehlungen rechtfertigt. Positive Landschaftsbildwirkungen des Repowerings in Form geringerer Rotordrehzahlen und ggf. geringerer Anlagenzahlen können zwar den negativen visuellen Auswirkungen höherer Anlagen gegenübergestellt werden, aber auch die nächtliche Befeuerungssituation (vielfach Grund für Höhenbegrenzungen ab 100 m) ist zu bedenken. Abstandsempfehlungen müssen unter diesen zusätzlichen Gesichtspunkten durchaus differenzierter ausfallen, als dies heute der Fall ist. In jedem Fall aber ist anzustreben, die bisher fast ausschließlich in der politischen Sphäre angesiedelte Diskussion um Abstandsregelungen auf eine planerisch fachliche Ebene zu bringen.

**19** Ohne hiermit pauschale Mindestabstände von 100 m und mehr zu rechtfertigen, erscheint es grundsätzlich plausibel, dass höhere Anlagen größere Abstände zu Siedlungsflächen begründen. Nicht die grundsätzliche Rechtfertigung von Mindestabständen, sondern die adäquate Lage und Größe der unter anderen Maßstäben eingerichteten Vorrang- und Eignungsgebiete steht somit zur Diskussion, wenn aktuelle Studien aufzeigen, dass unter den gegebenen Verhältnissen ein Repowering nicht hinreichend durchzuführen ist.

**20** Gleichzeitig muss sich aber auch die Frage stellen, ob extreme Anlagehöhen für sämtliche Anlagenstandorte wünschenswert sind. Ergeben sich denn spektakuläre Anlagenhöhen allein aus dem größeren Rotorradius leistungsstärkerer Generatoren, so dass sie bei jeder Modernisierung unausweichlich sind? Dem ist nicht so. Über eine Mindesthöhe hinaus, die sich aus dem größeren Rotorradius ergibt, besteht kein ausschließlicher Zwang zu extremen Anlagenhöhen. Allein die Bremswirkung der Bodenrauhigkeit nimmt mit zunehmender Höhe ab, so dass die Erträge steigen.

**21** Eine Auswertung der aktuellen Marktübersicht [2] zeigt, dass eine Reihe von Anlagen zwischen 2 und 3,6 Megawatt in einem Bereich um 100 m (94 m bis 127 m) angeboten wird. Soweit vorhanden, zeigen die Leistungskennlinien dieser Anlagen, dass auch bei niederen Windgeschwindigkeiten offenbar ein der maximierten Rotorfläche angemessener Ertrag erwirtschaftet werden kann. Auch dort, wo grö-

ßere, bzw. höhere Anlagen nicht standortgemäß sind, können ggf. die in Tabelle 4.1 aufgeführten kleineren Megawattanlagen Lücken schließen. Dies gilt v. a. an den Rändern von Vorrang- und Eignungsgebieten und lässt sich insbesondere dort realisieren, wo wie in Schleswig Holstein eine dynamische Abstandsregelung für Anlagen über 100 m vorgesehen ist [15].

*Tab. 4.1:* Auswahl von Windenergieanlagen mit hoher Nennleistung und vergleichsweise geringen Gesamthöhen [1]

| **Hersteller** | **Typ** | **Nenn-leis-tung** | **Rotor-durch-messer** | **Turm-höhe** | **Min-dest-höhe** | **Ertrag / Rotorfläche** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **MW** | **m** | **m** | **m** | **(kWh/a)/m²** |
| Repower AG | NM70 | 2,0 | 70 | 59-100 | 94 | 948 |
| AN Windenergy | 2 MW/76 | 2,0 | 76 | 60-90 | 98 | k.A. |
| ENERCON GmbH | E 66 / 20.70 | 2,0 | 70 | 64-112 | 99 | k.A. |
| Nordex AG | N80 | 2,5 | 80 | 60-105 | 100 | 883 |
| GE Windenergy | 2.7 | 2,7 | 84 | 58-70 | 100 | 862 |
| NEG Micon GmbH | NM80 | 2,75 | 80 | 60 | 100 | 898 |
| Winwind Oy | WWD-3 | 3,0 | 90 | 70-90 | 115 | k.A. |
| Vestas GmbH | V903MW | 3,0 | 90 | 80-105 | 125 | k.A. |
| GE Windenergy | 3.6 off-shore | 3,6 | 104 | 75-100 | 127 | 885 |

Es mag über die Angemessenheit der in Schleswig-Holstein empfohlenen Mindestabstände gestritten werden. Unzweifelhaft stellt jedoch die dort empfohlene dynamische, an der Höhe der Einzelanlage orientierte Regelung der Mindestabstände den unter den vorgestellten Abstandsregelungen effizientesten Ansatz dar. Dies gilt offenbar sowohl im Hinblick auf die Möglichkeiten des Energieertrags als auch im Hinblick auf die wechselseitige Feinsteuerung von Anlagehöhen und Mindestabständen. Möglicherweise könnte eine noch differenziertere Ausrichtung der Mindestabstände an den Flächenkategorien der Baunutzungsverordnung darüber hinaus weitere Optimierungspotenziale in ökologischer und ökonomischer Hinsicht eröffnen. **22**

**23** Abstandsempfehlungen haben sich in der Vergangenheit vielfach als Richtschnur für die Konsensfindung in Fragen der Orts- und Landschaftsbildverträglichkeit erwiesen. Ein Verzicht auf Abstandsempfehlungen dürfte kaum in die richtige Richtung führen. Sicher werden empfohlene Mindestabstände auch mit Blick auf Möglichkeiten eines Repowerings zu prüfen sein. Gleichwohl erfüllen sie eine wichtige Orientierungsfunktion, von der in der Vergangenheit nicht zuletzt auch die Windenergiebranche profitiert hat. Eine Antwort auf die Frage angemessener Mindestabstände liegt in einer von politischen Ränken befreiten sachlichen Differenzierung der einzelnen Empfehlungen.

## 5 Literatur

[1] BWE 2005: Website des Bundesverband Windenergie: www.wind-energie.de

[2] BWE 2005a: Windenergie 2004 – Marktübersicht

[3] BWE 2005b: Repowering – Mehr Windstrom mit weniger Anlagen. Positionspapier des BWE, Osnabrück, August 2005

[4] BWE 2005c: Abstandsempfehlungen für die Planung von Windenergieanlagen. Positionspapier des BWE, Osnabrück, September 2005

[5] DEWI (2003): WindEnergy-Studie 2002, Markteinschätzung der Windindustrie bis zum Jahr 2010. Selbstverlag

[6] Deutsche Windguard GmbH 2005: Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden. Studie im Auftrag des BWE und der WAB. Eigendruck, Varel

[7] Grunwald, A.; Ramsel, K.; Twele, J. 2005: Einschränkungen für das Repowering unter Berücksichtigung der genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen. Hermann-Föttinger-Institut für Strömungsmechanik der TU Berlin und Firma Ecofys. Studie im Auftrag des BWE, 36 S.

[8] Kastner, Dieter 2004: Erfahrungen eines Landkreises, Vorschriften und Flächenausweisung für Repowering-Projekte. Vortrag WAB-Seminar, Bremen, 17. März 2004

[9] Köpke, Ralf 2004: Repowering im Kriechgang. Neue Energie 4/2004, S. 33-36.

[10] MABL 2004: Hinweise für die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen in Mecklenburg-Vorpommern. Gemeinsame Bekanntmachung des Ministeriums für Arbeit, Bau und Landesentwicklung sowie des Umweltministeriums Mecklenburg-Vorpommern vom 20.10.2004

[11] MWME 2005: Thoben, Wittke und Uhlenburg stellen neuen Windkraftanlagen-Erlass vor. Pressemitteilung des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen v. 6.9.2005

[12] MUNL 2003: Grundsätze zur Planung von Windenergieanlagen Ergänzung für Gesamthöhen über 100 m. Gemeinsamer Runderlass des Innenministeriums, des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft und des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr Schleswig Holstein vom 25.11.2003. Amtsbl. Schl.-H. 2003

[13] NRW 2005: Gesetzesantrag des Landes Nordrhein-Westfalen zur Änderung des Baugesetzbuchs. Bundesratsdrucksache 718/05

[14] Schell, H. 2005: Der Stellenwert von Repowering im Rahmen der Windenergienutzung in Mecklenburg-Vorpommern. Vortrag WAB-Seminar, Bremen, 2.2.2005

[15] Tasch, U. 2005: Landesplanerische Rahmenbedingungen und Umsetzungserfahrungen mit dem Repowering in Schleswig-Holstein. Unveröffentlichtes Manuskript

[16] Vespermann, K.H. 2005: Fortentwicklung des Landes-Raumordnungsprogramms in Niedersachsen im Hinblick auf das Repowering. Manuskript

[17] Viertl, C. 2004: Die Bedeutung von Windpark-Repowering im Kontext der Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Vortrag WAB-Seminar, Bremen, 17. März 2004

[18] Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen e.V. (WAB) 2004: Repowering in Deutschland. Seminar, Bremen, 17. März 2004

# Kleines Wasserkraftwerk

*Hermann-Josef Wagner*

*Unter den erneuerbaren Energien spielt die Wasserkraft in Deutschland eine wesentliche Rolle. Rund 4 % der Stromerzeugung kommen aus Wasserkraftanlagen, damit ist das Potenzial Wasserenergie weitestgehend ausgeschöpft. Die überwiegende Mehrzahl der über 5.000 vorhandenen Wasserkraftanlagen sind Anlagen im kleinen Leistungsbereich. Sie stehen deshalb in diesem Kapitel im Vordergrund. Zunächst wird ein Überblick über den derzeitigen Stand der Wasserkraftnutzung in Deutschland gegeben. Danach werden die einzelnen Bauteile von Wasserkraftanlagen vorgestellt. Dabei werden sowohl unterschiedliche Formen von Stauwerken und Wasserbauten erläutert als auch die verschiedenen Bautypen von Turbinen und Wasserrädern erklärt. Zudem finden Ausführungen zu Generatoren und den unterschiedlichen Teilen der Schaltanlage ihren Platz. Abschließend befasst sich der letzte Abschnitt mit den derzeitigen rechtlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Übersicht zur Wasserkraftnutzung in Deutschland | 1 |
| 2 | Bauteile von Wasserkraftanlagen | 2– 6 |
| 2.1 | Stauwerke | 2–12 |
| 2.1.1 | Der Erddamm | 3 |
| 2.1.2 | Der Schüttdamm | 4 |
| 2.1.3 | Der Massendamm | 5 |
| 2.1.4 | Staumauer mit Anschüttung | 6 |
| 2.1.5 | Die Stahlbetonmauer | 7 |
| 2.1.6 | Stauklappen | 8–10 |
| 2.1.7 | Sonstige Bauformen | 11–12 |
| 2.2 | Wasserbauten | 13–30 |
| 2.2.1 | Einlassbauwerke | 14 |
| 2.2.2 | Triebwasserkanal | 15–17 |
| 2.2.3 | Rechenanlagen | 18–22 |
| 2.2.4 | Auslassbauwerke | 23 |
| 2.2.5 | Fischaufstiege | 24–26 |
| 2.2.6 | Sonstige Wasserbauen | 27–30 |
| 2.3 | Turbinen und Wasserräder | 31–47 |
| 2.3.1 | Turbinen | 32–41 |
| 2.3.1.1 | Kaplan-Turbine | 33–34 |
| 2.3.1.2 | Straflo-Turbine | 35 |
| 2.3.1.3 | Francis-Turbine | 36–37 |
| 2.3.1.4 | Pelton-Turbine | 38–39 |
| 2.3.1.5 | Die Durchströmturbine | 40–41 |
| 2.3.2 | Wasserräder | 42–47 |
| 2.3.2.1 | Oberschlächtige Wasserräder | 43–44 |
| 2.3.2.2 | Mittelschlächtige oder Zuppinger-Wasserräder | 45–46 |
| 2.3.2.3 | Unterschlächtige Wasserräder | 47 |
| 2.4 | Generatoren | 48–50 |

| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 2.4.1 | Synchrongenerator | 49 | 3.1 | Wasserrecht | 58–66 |
| 2.4.2 | Asynchrongenerator | 50 | 3.2 | Fischereirecht | 67–68 |
| 2.5 | Schaltanlage | 51–56 | 3.3 | Energierecht | 69 |
| 3 | Rechtliche Grundlagen | 57–69 | 4 | Literatur | |


# 1 Übersicht zur Wasserkraftnutzung in Deutschland

**1** Wasserkraftanlagen überdecken bezüglich ihrer Leistung einen sehr großen Bereich. Die größten Anlagen der Welt, wie beispielsweise das Drei-Schluchten-Kraftwerk in China oder die Itaipu-Anlage in Südamerika, weisen Blockleistungen von bis zu 800 MW elektrisch und Gesamtleistungen von 6000 bis 12000 MW auf. Auf der anderen Seite stehen Kleinstwasserkraftwerke mit Leistungen unter 1 MW, die sich überwiegend im Besitz von Privatpersonen befinden. In Deutschland und Mitteleuropa kommen – bedingt durch das Wasserangebot – Anlagen mit einer Gesamtleistung von maximal einigen hundert MW vor, sieht man von großen Pumpspeicherkraftwerken ab. Die weit überwiegende Zahl der Anlagen liegt jedoch im Bereich unter 10 MW (Tabelle 1.1). Sie stehen in diesem Kapitel im Vordergrund. Aus der Übersichtstabelle geht hervor, dass bedingt durch Größe und Wasserverfügbarkeit, die Stromerzeugung im Wesentlichen durch die wenigen großen Wasseranlagen zustande kommt. Insgesamt betrug der Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung in Deutschland im Jahre 2006 etwa 4%.

# 2 Bauteile von Wasserkraftanlagen

## 2.1 Stauwerke

**2** Stauwerke dienen dazu, den Wasserstand an einem oder mehreren Wasserläufen anzuheben, und ggf. Wasser zu speichern. Bei Hochdruckkraftwerken werden bautechnisch aufwendige Großbauwerke erforderlich, während Flusskraftwerke mit geringen Stauhöhen auch mit einfachen Schützen, Stauklappen oder Schlauchwehren und somit verhältnismäßig geringem baulichen Aufwand errichtet werden

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Laufwasser und Speicherkraftwerke** | | | |
| | | **Anlagenzahl** | **Netto Engpassleistung** in MW | **Netto-Erzeugung / Einspeisung** in GWh |
| | unter 1 MW | 292 | 84 | 341 |
| | 1 – 5 MW | 117 | 301 | 1298 |
| | über 5 MW | 96 | 2481 | 13793 |
| | insgesamt | 505 | 2866 | 15432 |
| | **Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss[1)]** | | | |
| | | **Anlagenzahl** | **Netto Engpassleistung** in MW | **Netto – Erzeugung / Einspeisung in GWh** |
| | insgesamt | 15 | 1195 | 650 |
| EVU-Anlagen insgesamt | | 520 | 4061 | 16082 |
| | **alle Typen** | | | |
| | | **Anlagenzahl** | **Netto Engpassleistung** in MW | **Netto – Erzeugung / Einspeisung** in GWh |
| | unter 1 MW | 5389 | 495 | 1868 |
| | 1 – 5 MW | 129 | 293 | 1280 |
| | ab 5 MW | 20 | 275 | 1300 |
| nicht-EVU-Anlagen insgesamt | | 5538 | 1063 | 4448 |
| | | | | |
| EVU und Nicht-EVU insgesamt | | 6058 | 5124 | 20530 |

*Tab. 1.1:* Übersicht der Statistik der EVU- und Nicht-EVU-Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativer Wasserkraft, Stand 2005 (Aufgrund fehlender Statistiken nach der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes liegen die Daten für Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss[1] nur bis 1998 vor.)

1 Netto-Erzeugung nur aus natürlichem Zufluss, Stand 1998

können. Im Folgenden werden die wichtigsten Bauformen von Stauwerken kurz beschrieben.

### 2.1.1 Der Erddamm

**3** Die einfachste und älteste Bauform des Stauwerkes ist der ggf. mit Steinen oder Holzpalisaden gegen Unterspülung abgesicherte Erddamm. Erddämme widerstehen der hydrostatischen Belastung des angestauten Wassers durch die eigene Masse; abgedichtet werden sie meistens mit wasserdichten Ton- oder Lehmpackungen. Sie können daher nicht sehr hoch oder breit angelegt werden, sondern bilden meist nur kleinere Stauwerke an schwach strömenden Wasserläufen.

### 2.1.2 Der Schüttdamm

**4** Der Schüttdamm entspricht in seinem Querschnitt einem Deich, er besteht aus losem, verdichtetem Schüttgut, das ggf. zusätzlich gegen Unterspülung abgedichtet ist. Die zur Wasserseite geneigte Flanke weist ein schwächeres Gefälle auf als die trockene Flanke, um das Abrutschen von Schüttgut unter Wassereinwirkung zu vermeiden. Der Querschnitt des Schüttdammes ist im Vergleich zu anderen Staumauern sehr groß, um dem Wasserdruck eine entsprechende Masse entgegenzusetzen.

### 2.1.3 Der Massendamm

**5** Der Massendamm besteht aus einer Betonmauer mit großzügigem, rechteckigem Querschnitt und Anschüttungen auf der Wasser- wie auf der trockenen Seite. Die Anschüttung auf der trockenen Seite reicht bis zur Dammkrone und bildet ein Gegengewicht zum Wasserdruck, die Anschüttung auf der Innenseite (Intzekeil) reicht meist nur bis zur Hälfte der Betonmauer und sorgt beim Trockenfallen des Dammes dafür, dass die Anschüttung auf der Trockenseite die Betonmauer nicht umwirft.

### 2.1.4 Staumauer mit Anschüttung

**6** Die modernere Staumauer hat einen schlankeren Querschnitt als der Massendamm und wird zum Ausgleich der statischen Belastung des Wassers auf der trockenen Seite mit einer Anschüttung bis in Höhe der Dammkrone versehen.

### 2.1.5 Die Stahlbetonstaumauer

Die letzte Entwicklung bei den Staumauern wurde durch die Anwendung von Stahlarmierungen im Betonbau möglich. Hierdurch war man in der Lage, den Beton belastbarer zu machen und ihm eine Form zu geben, die die auftretenden hydrostatischen Kräfte des gestauten Wassers ideal in das umliegende Gestein ableitet. Daraus ergibt sich ein sehr schlanker Querschnitt und eine paraboloide Form, was einen hohen planungstechnischen und baulichen Aufwand erfordert. Bei kleinen Wasserkraftwerken kommt die Stahlbetonstaumauer selten zum Einsatz. **7**

### 2.1.6 Stauklappen

Bei geringen Stauhöhen werden zumeist einfache Stauklappen eingesetzt, die auf verschiedene Weise so gesteuert werden können, dass im Falle von Hochwasser oder Eisgang der Querschnitt des Wasserlaufes freigegeben wird. **8**

Eine Bauform der Stauklappe sind die mit Ober- oder Untergewichten und Umlenkungen, die bei einer bestimmten Wasserhöhe über dem Wehr behutsam absinken. Gewichte und Umlenkungen müssen in relativ kleinem Abstand (Segmentschütze) gebaut werden, um eine Verwindung der Klappenelemente zu vermeiden. **9**

Eine Verbesserung stellt da die Fischbauchklappe dar, die über eine größere freie Breite verwindungsstabil bleibt; sie wird zumeist mittels eines Windwerkes oder – eleganter – mit einer Hydraulik geführt. **10**

### 2.1.7 Sonstige Bauformen

**Schlauchwehre** bestehen aus einer Gummihaut, die unterspülungssicher am Wehrgrund befestigt wird, und die durch Beaufschlagung mit Wasser- oder Luftdruck die Form verändert, wodurch man eine Steuerung des Wasserstandes erreichen kann. Sie geben selbständig auch bei kurzfristigen Hochwasserwellen nach und sind unempfindlich gegen Vereisung bzw. Eisgang. **11**

Recht gebräuchlich sind sog. **Walzenwehre**, bei denen sich die Stauklappen an einem zylindrischen Walzenkörper befinden, der mechanisch auf- und abgefahren werden kann, um den Wasserstand zu regeln. **12**

## 2.2 Wasserbauten

**13** Außer den Stauwerken sind noch andere Wasserbauwerke unverzichtbar oder vorgeschrieben, die einen Einfluss auf Investitionskosten und Energieausbeute haben können. Die wesentlichen Bauelemente seien hier dem Fluss des Wassers folgend zusammengetragen.

### 2.2.1 Einlassbauwerke

**14** Das Einlassbauwerk befindet sich am Wehr und leitet das Wasser dem Triebwasserkanal und damit dem Wassertriebwerk zu. Am Einlauf des Oberwassers werden Bauwerke eingerichtet, die die **Strömungsgeschwindigkeit des Wassers** verringern und so vermeiden, dass Sand und Steine in den Triebwasserkanal und die Turbine gelangen. Hier kann auch ein Grobrechen vorgesehen werden, allerdings sollte dann auch eine entsprechende Hebeeinrichtung nicht fehlen. Bei Ausleitungskraftwerken, die nur einen Teilstrom des Wasserlaufes nutzen, kann stattdessen auch ein Schwimmbalken Geschwemmsel vom Triebwasserkanal ableiten und damit den Grobrechen überflüssig machen und den Feinrechen entlasten.

### 2.2.2 Triebwasserkanal

**15** Der Triebwasserkanal leitet das Oberwasser vom Einlassbauwerk zum Einlass des Wassertriebwerkes.

**16** Für den Fall des Schnellschlusses muss unmittelbar vor der Turbine eine Querschnittsvergrößerung des Triebwasserkanals vorhanden sein, die bei plötzlichen Schwankungen der Durchflussmenge Wasserspiegeländerungen dämpft. Bei Überdruckturbinen ist stattdessen ein **Wasserschloss** an der Druckrohrleitung vorzusehen. Auch muss ein Überlauf und ein darunter liegendes Tosbecken vorgesehen werden, um eine Überflutung der Turbinenanlage vom Triebwasserkanal aus zu vermeiden.

**17** Bei vertikal eingebauten Turbinen muss das Ansaugen von Luft durch Strudelbildung über dem Turbineneinlass verhindert werden, da sonst das Laufrad der Turbine durch Kavitation beschädigt wird. Dies geschieht indem der Oberwasserspiegel entweder entsprechend hoch über dem Einlass eingeregelt wird, oder indem eine Decke über dem Turbineneinlass und unter dem Niveau des Oberwassers gebaut wird.

### 2.2.3 Rechenanlagen

**18** Alle Turbinen haben eine hohe Anfälligkeit gegen Beschädigung durch Treibgut und Geschwemmsel. Rechenanlagen dienen dazu, die Turbine oder das Wasserrad vor Beschädigungen zu schützen, die von Schwemmgut und Eisgang ausgehen. Sie sind zumeist unmittelbar vor dem Wassertriebwerk angeordnet und mit einer Reinigungseinrichtung versehen, die zumeist automatisiert betrieben wird. Außer der Reinigungseinrichtung werden häufig auch Verschlussorgane am Rechenbau vorgesehen, die bei einer Revision den Zugang zum Turbineneinlauf ermöglichen. Die Abstände der Rechenzinken sind abhängig von der Turbinenart und -größe, wobei man profilierte Stäbe mit möglichst großen Abständen vorzieht, da diese dem Wasser einen kleineren Strömungswiderstand bieten und damit die Energieausbeute nicht unverhältnismäßig beeinträchtigen. Die Putzharke ist ein verfahrbarer Reiniger, meist für den Feinrechen, der mit seiner Form, die an eine Gartenharke erinnert, in die Zwischenräume des Rechens greift und diesen so reinigen kann. Eine Sonderbauform stellen zweistufige Rechenanlagen mit einem vorgeschalteten Grobrechen dar, der Überlastungen der Putzharke am Feinrechen durch Baumstämme o. ä. verhindert.

**19** Rechenanlagen lassen sich nach dem Antrieb der Putzharke unterteilen, so gibt es umlaufende Ketten- und Seiltriebe, Zahnstangen oder Hydraulikzylinder, die die Reinigungsbewegung des oder der Rechen ausführen. Grundsätzlich lässt sich die Aussage treffen, dass eine Rechenanlage umso zuverlässiger ist, je weniger Teile sich unter Wasser bewegen oder drehen müssen und je sicherer eine Überlastung ausgeschlossen wird.

**20** Zu der Rechenanlage gehört auch ein Transportsystem, mit dem das Schwemmgut vom Putzrechen zu einer Zwischenlagerung befördert wird und mit dem nach der Zwischenlagerung das Schwemmgut zum Abtransport verladen werden kann. Sinnvoll ist auch ein Bergungssystem, das Teile vom Rechen entfernen kann, die zu einer Überlastung des Putzrechenantriebs führen würden.

**21** Rechenanlagen haben auch Nachteile, die bei Kleinstanlagen die Wasserkraftanlage unwirtschaftlich werden lassen können.

**22** Zunächst sind die nicht unerheblichen Investitionskosten bei Wasserbau und der Rechenanlage selbst zu nennen, dazu kommen Investiti-

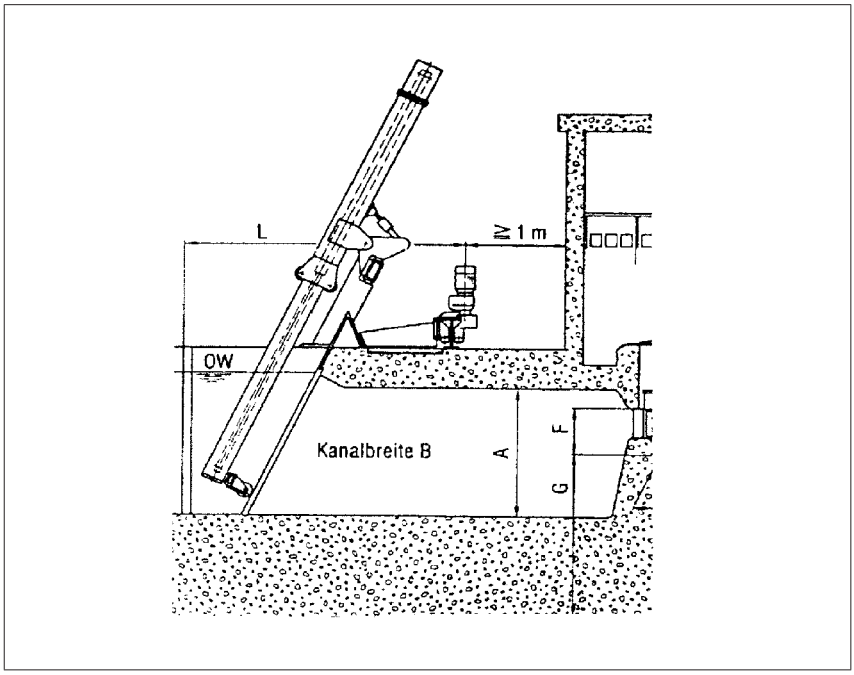



Abb. 2.1: Rechenanlage

onsaufwendungen für eine automatische Reinigungsanlage und die dazugehörige Steuerung. Dann ist der **Energieverbrauch** der Reinigungsanlagen zu berücksichtigen, der die Energieausbeute bei kleinen Anlagen stark verschlechtern kann. Im Weiteren muss die Entsorgung berücksichtigt werden, denn nach geltendem Recht darf Schwemmgut, das einmal dem Wasserlauf entnommen wurde, nicht wieder in das Wasser gegeben werden (s. Kap. 3.1). Da das Schwemmgut zumeist aus den verschiedensten Stoffen von Müll über Holz bis hin zu Steinen besteht, sind die Zwischenlagerung, der Abtransport und die fachgerechte Entsorgung komplex und kostenintensiv.

### 2.2.4 Auslassbauwerk

**23** Am Auslass der Turbine ist bei Überdruckturbinen ein Saugrohr vorzusehen, das die volle Ausnutzung der Fallhöhe ermöglicht. Größe und Bauform richten sich nach der Turbinenart und -Einbaulage. Am Auslass des Wassertriebwerkes müssen Einrichtungen vorgesehen

werden, die für den Fall der Revision oder Beschädigung den Zugang zur Turbine ermöglichen, z.B. Spundwände, die das Unterwasser vom Auslass abhalten. Außerdem kann zur Auflage gemacht werden, dass strömungstechnische Bauten oder Gitter verhindern, dass Fische vom Wasserstrom angezogen werden und so nicht mehr aus dem Auslassbauwerk heraus- und zum Fischaufstieg finden.

### 2.2.5 Fischaufstiege

**24** An bestimmten Standorten kann nach einer Umweltverträglichkeitsprüfung der Bau einer Aufstiegseinrichtung für Fische zur Auflage gemacht werden, um die Staueinrichtung nicht zu einer unüberwindlichen Barriere für Wasserlebewesen werden zu lassen. Diese Aufstiege bedingen einen Triebwasserverlust, da das Wasser hier ungenutzt am Wassertriebwerk vorbeiläuft.

**25** Hier gibt es eine Vielzahl von Bauformen für nahezu jede Bauart von Damm bzw. Wassertriebwerk, die sich in Gefälle, Strömungsgeschwindigkeit und Wasserbedarf stark unterscheiden. Allgemein lässt sich sagen, dass der Trend heutzutage zum naturnah gestalteten Fischpass geht, der in seinem Aussehen einem natürlichen Bachlauf nachempfunden wird und einen kleinen Teilstrom am Stauwerk des Wasserkraftwerkes vorbeileitet.

**26** Bei Ausleitungskraftwerken mit einer hinreichenden **Restwassermenge** im Bett des Wasserlaufes ist der Bau eines Fischaufstieges nicht erforderlich.

### 2.2.6 Sonstige Wasserbauten

**27** An Wasserläufen mit Boots- bzw. Schiffsverkehr wird man vom Kraftwerksbauer verlangen, eine Hebeeinrichtung für Wasserfahrzeuge einzurichten. Für Kleinwasserfahrzeuge werden bei kleinen Dammhöhen Wasserrutschen, bei größeren Umtrageeinrichtungen gebaut, die im Betrieb weniger aufwendig als z. B. Schleusen sind.

**28** Zum Betrieb eines Ausleitungskraftwerkes müssen Kanäle oder Tunnels zur Zu- und Ableitung des Triebwerkswassers projektiert werden.

**29** Zum **Hochwasserschutz** ist es erforderlich, im Staubereich des Wassertriebwerkes am Wasserlauf entsprechende Bauten vorzusehen, die

Schäden vermeiden, die sonst ohne das Wassertriebwerk nicht eingetreten wären.

**30** Werden bei Einrichtung eines Wassertriebwerkes ökologisch wichtige Flächen vernichtet, so kann der Gesetzgeber nach einer Umweltverträglichkeitsprüfung die Auflage machen, Ausgleichsflächen zu schaffen, die den ökologischen Schaden kompensieren.

## 2.3 Turbinen und Wasserräder

**31** Bei den Wassertriebwerken gibt es verschiedene Bautypen, die sich nach vielfältigen Ordnungsprinzipien systematisieren lassen. Im Folgenden wird auf die am weitesten verbreiteten Anlagen eingegangen, wobei insbesondere Vor- und Nachteile beim Einsatz in kleineren Wasserkraftwerken behandelt werden.

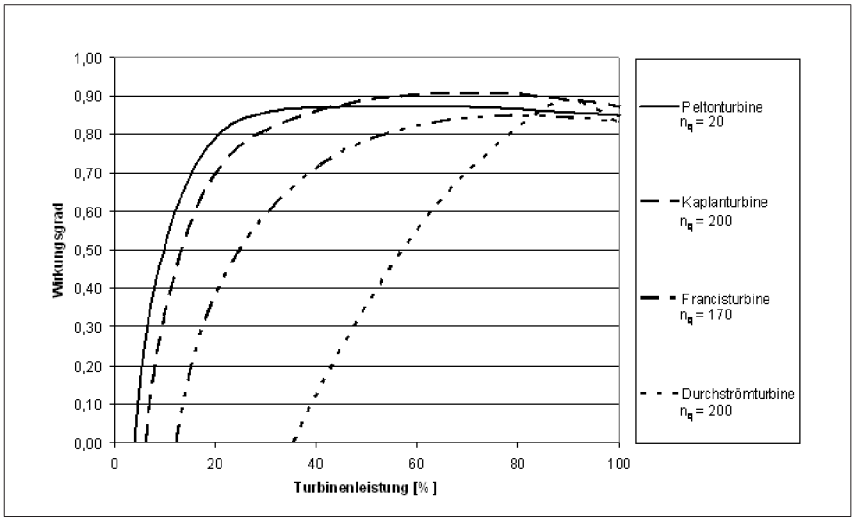



Abb. 2.2: Wirkungsgradeverlauf verschiedener Wasserkraftmaschinen über dem Beaufschlagungsgrad ($n_q$= spezifische Drehzahl, sie ist die Drehzahl einer definierten Modellturbine und wird als Kennzahl zur Unterscheidung verschiedener Bauformen, z.B. der Francis-Turbine verwendet.)

### 2.3.1 Turbinen

**32** Alle Turbinen haben eine hohe Anfälligkeit gegen Beschädigung durch Treibgut und Geschwemmsel gemeinsam, was eine besondere Bauform und eine Rechenanlage erforderlich macht.

### 2.3.1.1 Kaplan-Turbine

Der Aufbau einer Kaplan-Turbine besteht aus dem regulierbaren Leitschaufelwerk und dem Laufrad, das mit drehbaren Schaufelflügeln versehenen ist und optisch einer Schiffsschraube ähnelt. Der **Leitschaufelapparat** ist ein Ring mit gleichzeitig verstellbaren Klappen (den Leitschaufeln). Er lenkt die radial beaufschlagte Wasserströmung axial auf das Laufrad, wobei je nach Stellung der Leitschaufeln bei kleinem Durchlass ein großer bzw. bei großer Wassermenge ein kleiner Drall erzeugt wird. Um den Leitschaufelapparat wird zumeist eine Einlaufspirale vorgesehen, um eine über den Umfang gleichmäßige Beaufschlagung der Turbine zu erreichen. Das Laufrad ist dahingehend optimiert, bei möglichst kleinen Strömungsverlusten die Strömungsenergie des Wassers in ein möglichst großes Drehmoment umzuwandeln. Kaplanturbinen werden sowohl vertikal wie horizontal eingebaut. Der Kraftschluss mit dem Generator erfolgt je nach Drehzahl und Leistung entweder über Wellen oder Winkelgetriebe oder Übersetzungsgetriebe, mit denen die Leistung aus dem Turbinenbereich abgeführt wird. **33**

Die Kaplanturbine eignet sich besonders dazu, bei kleinen Fallhöhen (5-20 m) große Wassermengen (ca. 10-100 $m^3/s$) zu nutzen. Der Vorteil der Kaplanturbine gegenüber anderen Turbinenkonzepten ist ihr hoher Wirkungsgrad und ihr günstiger Wirkungsgradverlauf im Teillastbereich, da sich die Kaplanturbine mit Leit- und Laufschaufelsteuerung hydrodynamisch optimal an den Volumenstrom anpassen lässt. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass ein separates Schnellschlussorgan wegfallen kann, da sich die Leitschaufeln als solche einsetzen lassen. **34**

### 2.3.1.2 Straflo-Turbine

Ähnlich aufgebaut wie die Kaplanturbinen sind die Rohrturbinen in der sogenannten Straflo-Turbinen-Bauform. Die Laufschaufeln sind in ein Rohrsegment eingebaut und an den Schaufelspitzen fest mit diesem verbunden. Das Rohrsegment dient zur Aufnahme der Läuferwicklungen des elektrischen Generators. Darum herum befindet sich der feststehende Ständer des Generators. Straflo-Turbinen haben somit eine extrem kompakte Bauform. Ihr Einbau als Rohrturbine ist meistens annähernd waagerecht. Dadurch entfallen auch Umlen- **35**

kungsverluste. In neuen Wasserkraftanlagen oder bei Sanierung alter Anlagen werden häufig Straflo-Turbinen eingesetzt.

#### 2.3.1.3 Francis-Turbine

**36** Bei der Francis-Turbine wird der Wasserstrom, bzw. der Drall nur über den Leitschaufelapparat geregelt, die Umlenkung von radialer zu axialer Strömung erfolgt im Laufrad der Turbine. Bei der Francisturbine unterscheidet man zwischen der Schachtturbine, bei der das Wasser über einen großzügig dimensionierten Zuleitungskanal auf den Leitschaufelapparat beaufschlagt wird, und der Francis-Spiralturbine, bei der das Wasser über eine sich um den Umfang des Leitschaufelapparates verjüngende Spirale gleichmäßig auf den Leitschaufelapparat dosiert wird, letztere ist die am häufigsten vorkommende Bauform.

**37** Der Wirkungsgrad ist gegenüber der Kaplanturbine insbesondere im Teillastbereich schlechter, da die Francisturbine nur einfach geregelt ist, was hydrodynamische Verluste außerhalb des Auslegungspunktes bedingt. Francis-Turbinen eignen sich im Bereich mittlerer Fallhöhen (ca. 20-200 m), an Standorten mit wenig schwankendem Wasseraufkommen und zeichnen sich durch einfache Regelbarkeit und Robustheit aus. Wie bei der Kaplanturbine kann der Leitschaufelapparat auch zum **Schnellschluss** der Turbine verwendet werden, was ein gesondertes Aggregat überflüssig macht.

#### 2.3.1.4 Pelton-Turbine

**38** Die Pelton-Turbine ist die klassische Wasserkraftmaschine, die bei kleinen Wasserströmen (bis ca. 20 $m^3/s$) und großen Fallhöhen (über 200 m) eingesetzt wird. Hierbei wird der unter hohem Druck stehende Wasserstrahl über eine oder mehrere Düsen auf die radial angeordneten löffelartigen Schaufeln, die sog. Becher des Laufrades gegeben. Hierbei erreicht das Laufrad eine im Vergleich zu Kaplan- und Francis-Turbine hohe Drehzahl, so dass ggf. auf ein Getriebe verzichtet werden kann, um die Laufrad- bzw. Generatordrehzahl mit der Netzfrequenz zu synchronisieren.

**39** Die Pelton-Turbine verfügt über einen guten Wirkungsgrad auch im Teillastbereich, was sie für einen Einsatz an Standorten mit stark schwankendem Wasserdargebot prädestiniert. Der Bauaufwand für

Wasserkraftwerke mit Peltonturbinen ist vom Gefälle abhängig und kann damit beträchtliche Ausmaße annehmen; mehr noch als bei den vorgenannten Turbinen ist eine Rechenreinigung erforderlich, die eine Verunreinigung oder Blockade der Druckleitungen verhindert. Die Bauten für den Schnellschluss der Pelton-Turbine sind wegen der hohen Drücke und der damit verbundenen großen Kräfte aufwendig.

### 2.3.1.5 Die Durchströmturbine

Die Durchströmturbine wird in Deutschland häufig nach dem deutschen Hersteller auch **Ossberger-Turbine** genannt, in der ausländischen Literatur taucht sie auch unter den Namen **Bànki-** oder **Michell-Turbine** auf. Das besondere Einsatzgebiet dieser Turbinenbauart sind Kleinwasserkraftanlagen bis etwa 1,5 MW. Die Turbine besteht aus einem walzenförmigen Laufapparat mit zahlreichen, radial angeordneten, geschwungenen Schaufeln, der an ein Wasserrad erinnert und aus einem zungenförmigen Leitapparat, der Menge und Richtung des Wasserstromes regelt (siehe Abb. 2.3). Das Wasser strömt, gelenkt vom zungenförmigen Leitapparat, radial in das Laufrad und durch dieses hindurch. Dabei verrichtet das Wasser zweimal Arbeit am Laufrad: beim Eintritt und beim Austritt. Die meisten Durchströmturbinen werden in Zellenbauweise ausgeführt, was ihr

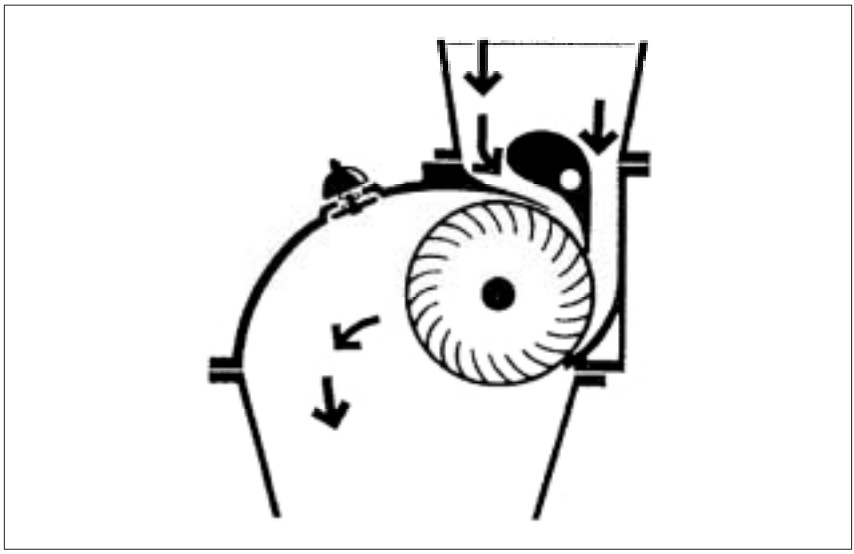


Abb. 2.3: Vertikalschnitt durch eine Durchströmturbine

Teillastverhalten entscheidend verbessert. Die Turbine besteht dann aus zwei Kammern mit zwei Laufrädern auf einer Welle, wobei die Kammern zu 2/3 und 1/3 aufgeteilt sind. Die kleine Kammer wird bei kleinen Wasserströmen beaufschlagt, die größere bei mittleren und bei großem Wasseraufkommen werden beide Kammern durchströmt, so daß bei jedem Zustand ein hoher Beaufschlagungsgrad des Laufrades gewährleistet wird.

**41** Insgesamt ist der Spitzenwirkungsgrad der Durchströmturbine geringer als bei Kaplan- Francis und Peltonturbine, jedoch besitzt sie einen guten Teillastwirkungsgrad, so dass diese Bauform bei kleinen Wasserkraftwerken mit stark schwankendem Wasseraufkommen eingesetzt wird.

### 2.3.2 Wasserräder

**42** Wasserräder stellen historisch die älteste Form der gezielten Umwandlung der Energie des Wassers in Kleinwasseranlagen dar. Sie lassen sich vergleichbar einfach aus Holz, Metall oder sogar Verbundmaterial herstellen und sind lange haltbar, was einige Exemplare belegen, die schon mehrere hundert Jahre an historischen Standorten in Betrieb sind.

#### 2.3.2.1 Oberschlächtige Wasserräder

**43** Beim oberschlächtigen Wasserrad wird, anders als bei den Turbinen, in erster Linie die potentielle Energie und weniger die kinetische Strömungsenergie des Wassers in ein Drehmoment umgewandelt. Die kinetische Energie des Wassers trägt zu maximal 5 bis 10% zur Leistungsabgabe des Wasserrades bei, wobei im optimalen Falle das Wasser mit der halben Umfangsgeschwindigkeit des Rades auftreffen sollte. Die am Umfang des Rades angebrachten Zellen werden von oben kurz hinter dem Scheitelpunkt des Rades durch ein Gerinne mit Wasser gefüllt. Durch die Schwerkraft des Wassers wird eine Kraft auf das Rad ausgeübt, die das Rad in Drehbewegung versetzt. Kurz vor Erreichen des unteren Scheitelpunktes entleeren sich die Zellen und steigen leer wieder auf.

**44** Daher rührt auch der mit ca. 80% verhältnismäßig gute Wirkungsgrad des Wasserrades besonders im Teillastbereich. Oberschlächtige Wasserräder werden bei Fallhöhen zwischen 3 und 7 m eingesetzt, das

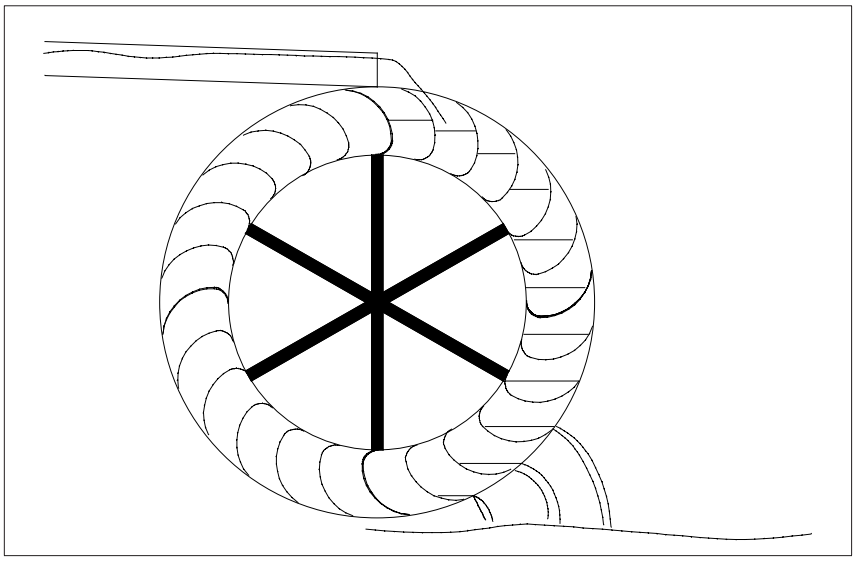


Abb. 2.4: Schemazeichnung oberschlächtiges Wasserrad

Schluckvermögen liegt zwischen 100 und 750 l/s. Nachteilig beim oberschlächtigen Wasserrad ist die geringe Drehzahl in Verbindung mit einem hohen Drehmoment, was aufwendige Getriebekonstruktionen erforderlich macht, um die notwendige Generatordrehzahl zu erreichen. Der Vorteil des oberschlächtigen Wasserrades besteht in dem geringen Aufwand zur Steuerung und Regelung; auf Generatorseite muss nur eine Rückleistungsüberwachung vorgesehen werden, auf der Seite des Wasserrades muss ggf. ein Absperraggregat für das Wasser eingerichtet werden, das bei Lastabwurf das Erreichen der Durchgangsdrehzahl verhindert. Weitere Vorteile des oberschlächtigen Wasserrades liegen in der kompakten Bauweise, die nur wenig wasserbaulichen Aufwand erfordert und in der Tatsache, dass keine Rechenanlage erforderlich wird, denn Geschwemmsel und Treibgut werden vom Oberwasser über das Wasserrad in das Unterwasser geleitet, ohne dass nennenswerte Beschädigungen des Wasserrades eintreten können. Damit entfällt der kostenintensive Bau einer Rechenanlage und der Regelanlage für diese und es entfällt die kosten- und arbeitsintensive Entsorgung des Schwemmgutes.

### 2.3.2.2 Mittelschlächtige oder Zuppinger–Wasserräder

**45** Beim mittelschlächtigen Wasserrad wird der Wasserstrom auf der Höhe der Radachse den Zellen zugeführt, wobei die Wasserströmung eine Kraft auf die Schaufeln ausübt und zusätzlich die Schwerkraft des Wassers das Rad in Drehung versetzt. Auf dem Niveau des Unterwassers angekommen, verlässt das Wasser die Zellen, die leer wieder aufsteigen. Mittelschlächtige Wasserräder werden bei Fallhöhen von 0,5 bis 3 m und bei Durchflussmengen von 200 bis 6000 l/s eingesetzt. Speziell das Zuppinger Niedergefällerad stellt eine hohe Entwicklungsstufe des Wasserrades dar und bildet damit einen Übergang zu den Turbinen. Es wird zumeist ganz aus Stahl oder aus einer Grundkonstruktion aus Stahl mit hölzerner Beschaufelung hergestellt.

**46** Mittelschlächtige Wasserräder haben mit 75% einen ähnlichen Wirkungsgradverlauf wie oberschlächtige Wasserräder, sie bedürfen aber einer Rechenanlage, die das Verkeilen von Schwemmgut am Fuße des Rades verhindert. Außerdem sind sie gegenüber oberschlächtigen Wasserrädern gleicher Leistung um ein Vielfaches größer im Durchmesser, da sie nur in der unteren Hälfte beaufschlagt werden. Die Drehzahl entspricht der des oberschlächtigen Wasserra-

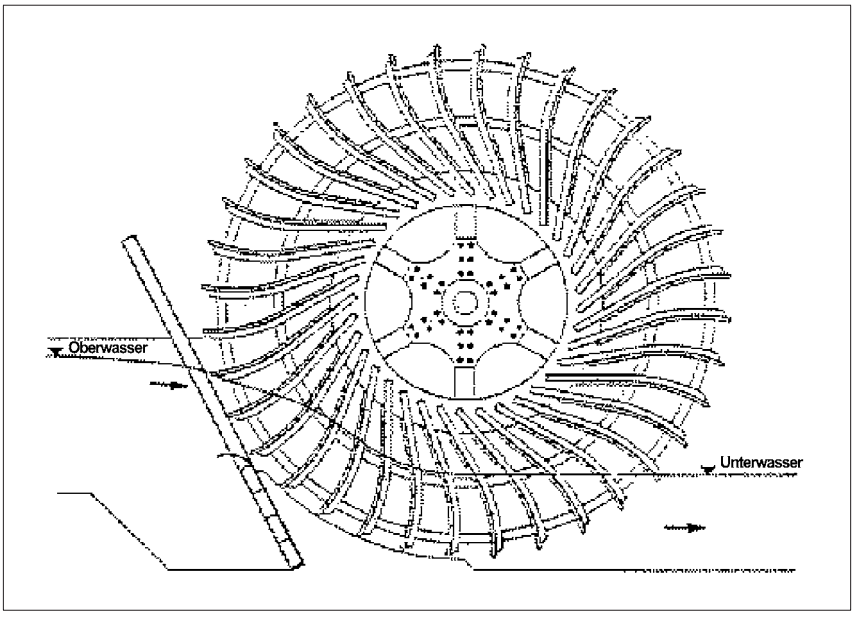



Abb. 2.5: Schemazeichnung Zuppinger Wasserrad

des und bedingt daher eine ebenso aufwendige Getriebekonstruktion, die die kleinen Drehzahlen und hohen Drehmomente des Rades auf Generatordrehzahl bringt.

### 2.3.2.3 Unterschlächtige Wasserräder

Unterschlächtige Wasserräder sind historisch wahrscheinlich die ältesten Wasserräder; sie wurden bereits in den babylonischen und ägyptischen Hochkulturen eingesetzt. Das Wasser strömt hierbei am Fuße des Wasserrades vorbei, wobei die Strömungsenergie des Wassers durch den Strömungswiderstand der Radschaufeln in mechanische Drehbewegung des Wasserrades umgesetzt wird. Damit ist das unterschlächtige Wasserrad die einfachste Bauform der Wasserräder; sie erfordern fast keinen wasserbaulichen Aufwand außer dem Fundament für die Radlager, denn das Wasser wird kaum angestaut. Daher werden auch keine Rechenanlagen installiert, denn angeschwemmtes Material passiert das Wasserrad seitlich, man braucht lediglich einen **47**

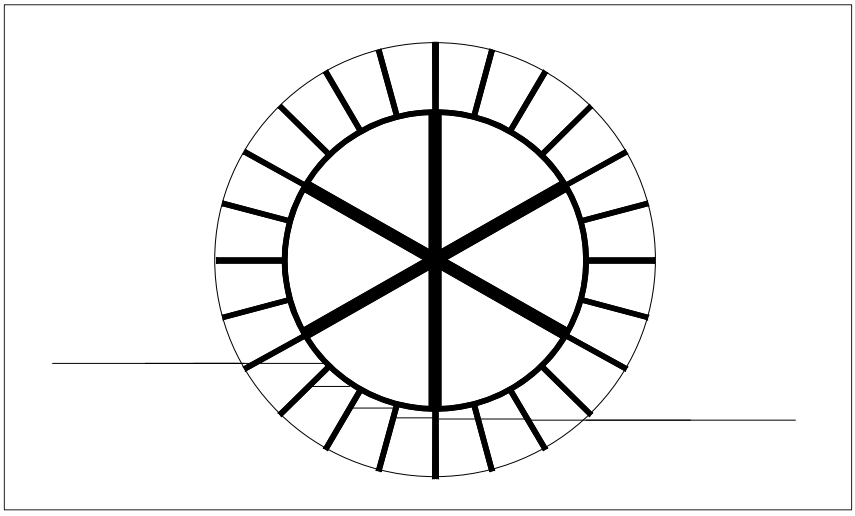


Abb. 2.6: Schemazeichnung unterschlächtiges Wasserrad

Treibgutabweiser, z.B. in Form eines Schwimmbalkens. Der Wirkungsgrad liegt mit kaum 40% beträchtlich unter dem der anderen Wasserräder, womit es an vergleichbaren Standorten wegen geringer Stromausbeute wirtschaftlich uninteressant wird.

## 2.4 Generatoren

**48** Bei großen Wasserkraftanlagen werden Synchrongeneratoren eingesetzt. Bei kleinen Anlagen kommen aus Kostengründen auch Asynchrongeneratoren zum Einsatz.

### 2.4.1 Synchrongeneratoren

**49** Der Name des Synchrongenerators rührt daher, dass sich das Statorfeld und das Läuferfeld synchron zur Netzfrequenz drehen. Synchrongeneratoren erzeugen ihr eigenes Erregerfeld und können damit netzunabhängig z. B. im Inselbetrieb gefahren werden. Außerdem ist er in der Lage bei Bedarf Blindleistung in das elektrische Netz einzuspeisen (sogenannter Phasenschieberbetrieb bei großen Pumpspeicherkraftwerken). Zum Erreichen der Synchrondrehzahl und des Phasenwinkels j an der Turbine vor der Kopplung an ein Netz ist ein erheblicher Regelaufwand notwendig, wodurch Wasserkraftanlagen mit Synchrongeneratoren so kostenaufwendig werden, dass man sie erst ab einer Leistung von mehr als ca. 500 kW einsetzt.

### 2.4.2 Asynchrongeneratoren

**50** Beim Asynchrongenerator drehen sich das Stator- und das Läuferfeld mit unterschiedlicher Drehzahl und das Statorfeld wird durch das aufgeschaltete Netz erregt. Bei der Zuschaltung des Netzes können kurzzeitig Ströme vom 8-10 fachen des Nennstromes auftreten, was **Netzreaktionen** hervorruft, die die maximale Leistung von Asynchrongeneratoren auf 500 kW begrenzen. Außerdem entnehmen Asynchrongeneratoren bei der Felderegung dem Netz Blindleistung, was den Einsatz von Kondensatoren zur Blindleistungskompensation auf den vom Netzbetreiber vorgeschriebenen cos φ erforderlich macht. Asynchrongeneratoren fahren außerdem bei Abfall der Turbinenleistung in den Motorbereich, so dass eine Rückleistungsüberwachung notwendig wird, die die Anlage vom Netz trennt, sobald Leistung zum Antrieb der Turbine aus dem Netz aufgenommen wird.

## 2.5 Schaltanlage

**51** Die Schaltanlage dient der Übergabe des erzeugten Stromes an das Netz sowie zur Messung, Steuerung und Regelung der gesamten An-

lage und muss den Richtlinien für den Netzparallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens entsprechen. Aufgeteilt wird die Schaltanlage in einen Leistungs- sowie einen Schutz- und Steuerteil.

**52** Im Leistungsteil wird der erzeugte Strom vom Generator an das Netz weitergegeben. Hier befinden sich auch die Leistungsschalter für die Trennung vom Netz, der Generatorschütz, der die Anlage bei Störungen selbständig vom Netz trennt und ggf. ein Überstromschutz für den Generator. Im Leistungsteil befindet sich auch die Blindleistungskompensation, die bei Asynchrongeneratoren die Blindleistungsaufnahme durch Kondensatoren auf den vom Netzbetreiber vorgeschriebenen cos j ausgleicht. Ferner werden hier auch das Messgerät für die Leistung und der Stromzähler angeschlossen.

**53** Die **Schutz- und Steuereinrichtung** ist einerseits für das Netz, andererseits für die Wasserkraftanlage vorgesehen. Auf der Netzseite sorgt ein Schalter für die zuverlässige Trennung der Anlage vom Netz bei Revisionen oder im Falle auftretender Störungen. Bei Asynchrongeneratoren wird die Spannung, die Frequenz und die Leistung überwacht, und der Wasserstrom durch die Turbine z. B. durch Verstellung des Leitapparates so verstellt, dass der Wasserstand im Oberwasser konstant bleibt. Fällt die Leistung unter einen bestimmten Wert, muss die Anlage im Interesse des Betreibers vom Netz getrennt werden, um zu verhindern, dass die Asynchronmaschine in den Motorbereich übergeht und Leistung aus dem Netz verbraucht. Bei Synchrongeneratoren werden ebenso Spannung, Frequenz und Leistung überwacht, daran sind jedoch Steuerungen im Wasserweg gekoppelt, die wie bei Asynchrongeneratoren den Wasserstand im Oberwasser auf einer konstanten Höhe und damit den Durchfluss durch die Turbine konstant halten; Steuerungen am Leitapparat bringen die Turbine auf Synchrondrehzahl und gleiche Phasenlage, bevor der Generator eingekuppelt wird. Fällt der Synchrongenerator außer Tritt, muss er sofort vom Netz getrennt werden.

**54** Für die Überwachung sind noch einige Messgeräte, z. B. für Spannung, Frequenz, Drehzahl, Leistung, Wassermenge etc. notwendig, dazu kommt eine geeichte Messeinrichtung für die an das Netz abgegebene elektrische Arbeit.

**55** Zum Schutz der Anlage sollten Parameter wie Lager- Öl-, Wicklungstemperaturen, Wasserstände u. ä. überwacht werden, die bei drohender Zerstörung der Anlage diese abschalten und ggf. den Betreiber bei kleinen, personell unbesetzten Anlagen, z. B. per Telefon benachrichtigen.

**56** Zusätzlich sind noch Steuerungen bzw. Regelungen für die Wasserstandsregelung am Wehr erforderlich, um die Anlage und den Einzugsbereich des Wasserlaufes im Falle von Hochwasser oder Eisgang schützen zu können. Anlagen für die Rechenreinigung und Geschwemmselbeseitigung müssen ebenfalls geregelt werden, auch hier sind Störungsmeldungen an den Betreiber wünschenswert, um Anlagenschäden oder Ausfallzeiten auf einem Minimum zu halten. Dazu gehört auch eine Drehzahlüberwachung, die bei Lastabwurf ein Durchgehen der Maschine verhindert.

# 3 Rechtliche Grundlagen

**57** Die im Folgenden auszugsweise wiedergegebenen oder zusammengefassten Gesetzestexte entstammen dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) [1], dem Landesfischereigesetz (LFischG NRW) des Landes Nordrhein-Westfalen [2], dem Landeswassergesetz (LWG) des Landes Nordrhein-Westfalen [3] sowie dem **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (EEG[1]) [4].

## 3.1 Wasserrecht

**58** Neben der baubehördlichen Genehmigung zum Bau der Gebäude bedarf es auch der Genehmigung zur Nutzung des Wassers nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und Landeswassergesetz (LWG). Die wird in Form von Bewilligungen, gehobenen Erlaubnissen und Erlaubnissen erteilt.

**59** Die **Bewilligung** nach §8 WHG (§26 LWG) kann *in besonderen Fällen* über mehr als 30 Jahre erteilt werden, wird in der Praxis aber meist auf diesen Zeitraum oder weniger begrenzt. Innerhalb dieser Zeit besteht für den Betreiber unbegrenzte Rechts- und damit Kreditsicher-

1 Im Handbuch Energiemanagement abgedruckt unter 11317

heit, denn sie ist unwiderrufbar, bzw. es wird Entschädigung bei Widerruf oder Änderung gewährt.

Die **gehobene Erlaubnis** nach §7 WHG (§25a LWG) wird in der Praxis für nicht mehr als 10 - 20 Jahre erteilt, was schon kleiner als die Anlagenlaufzeit ist, womit die Kreditsicherheit fragwürdig wird. **60**

Die **einfache Erlaubnis** nach §7 WHG (§25 LWG) wird in der Praxis wie die gehobene Erlaubnis lediglich für einen Zeitraum von 10 - 20 Jahren erteilt, kann aber jederzeit ohne Entschädigungsanspruch des Betreiber widerrufen werden. Damit erlischt auch jegliche Rechts- oder Kreditsicherheit für den Betreiber. **61**

§ 31 LWG regelt das **Außerbetriebsetzen**, Beseitigen und Ändern von Benutzungsanlagen. In Abs. 2 wird der Betreiber verpflichtet, die Anlagen nach Wegfall der Benutzungsbefugnis zu beseitigen. **62**

Anforderungen aus Sicht des Naturschutzes können mit Anforderungen der Wirtschaftlichkeit in Konkurrenz stehen. Es entsteht der **Konflikt Naturschutz – Wirtschaftlichkeit**, beispielsweise bei **Restwassermengen**. Gängige Praxis bei Umleitungskraftwerken (z.B. an der Wupper) ist es 2/3 des Mittelwasserabflusses (arithmetisches Mittel der Abflüsse in einem bestimmten Zeitraum, meist 30 Jahre), in Ausnahmefällen bis zur Hälfte des Mittelwasserabflusses, ungenutzt als Restwassermenge das Wassertriebwerk umströmen zu lassen. Werden solche Auflagen bei Neubewilligung gemacht, kann das die wirtschaftliche Betriebsweise des Wassertriebwerkes gefährden. Insofern bietet ein altes Wasserrecht große Rechtssicherheit, denn zumeist sind nur kleine Restwassermengen vorgesehen, in jedem Falle verbleiben solche Regelungen über die Lebensdauer des Wassertriebwerkes bestehen. **63**

Eine Ausnahme zu Bewilligungen und Erlaubnissen bilden alte Wasserrechte, die vor Inkrafttreten des WHG im Jahre 1959 erteilt wurden, und die zumeist zeitlich unbegrenzt sind. In §§15, 16 WHG wird genauer auf die Rechtsstellung alter Rechte unter dem WHG eingegangen. Zu Beachten ist die Tatsache, daß nach §§ 12, 15 ein Wasserrecht, das mehr als 3 Jahre nicht genutzt wurde, entzogen werden kann. **64**

Aus § 26 WHG ergibt sich, dass feste Stoffe nicht in Gewässer eingebracht werden dürfen, um sich ihrer zu entledigen. Zu diesen Stof- **65**

fen zählt auch das Rechengut, das zuvor dem Wasserlauf entnommen wurde.

**66** Rechtsstand des Standortes, Besitzverhältnisse und Auflagen lassen sich dem Wasserbuch des Regierungspräsidiums entnehmen. Ausgestattet mit einer Vollmacht des derzeitigen Betreibers oder Eigentümers kann man die Wasserbuchakten einsehen.

## 3.2 Fischereirecht

**67** Das Fischereigesetz von 1916 wurde in die Fischereigesetze der Länder aufgenommen; für das Land NRW beispielsweise, gilt das Landesfischereigesetz (LFischG) [2] in der Fassung vom 22.6.1994.

**68** Im § 40 wird die Einrichtung von schadensverhütenden Maßnahmen an Wassertriebwerken bzw. die Entschädigung bei Nichteinrichtung geregelt. Der § 45 behandelt die Verpflichtung zur Einrichtung und zum Unterhalt von Fischwegen bei der Herstellung von Bauwerken, die den Fischwechsel erheblich beeinträchtigen sowie die Ausnahmen von dieser Regelung. Ausgleiche und Entschädigungen werden in § 51 definiert.

## 3.3 Energierecht

**69** Im Energierecht regelt das Erneuerbare-Energien-Gesetz [4] - die Abnahme und Vergütung von Strom, der aus Wasserkraft gewonnen wird und mit einem im Gesetz festgeschriebenen Betrag zu vergüten ist. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat dazu geführt, dass viele stillgelegte Kleinstanlagen wieder reaktiviert wurden. Die Netzbetreiber werden verpflichtet den in ihrem Netzgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzunehmen. In Tabelle 3.1 sind die Ende des Jahres 2006 gültigen Einspeisevergütungen enthalten.

| **Bestehende Anlagen bis 5 MW** | | |
|---|---|---|
| Leistung | Vergütung in ct / kWh | Bemerkungen |
| 0 – 500 kW | 9,67 | Für Neuanlagen ≦ 500 kW ab 2008 bestimmte Beschränkungen |
| 500 kW – 5 MW | 6,65 | |
| **Erneuerung von Anlagen ab 5 MW bis 150 MW** | | |
| Leistungserhöhung | Vergütung in ct / kWh | Bemerkungen |
| 0 – 500 kW | 7,67 | • Erhöhung von mindestens 15% des Arbeitsvermögens erforderlich<br>• Zeitliches Fenster für Änderungen<br>• Degression der Vergütung über Zeit |
| 500 kW – 10 MW | 6,65 | |
| 10 MW – 20 MW | 6,10 | |
| 20 MW – 50 MW | 4,56 | |
| 50 MW – 150 MW | 3,70 | |

*Tab. 3.1:* Einspeisevergütungen, Stand Ende 2006, für Strom aus Wasserkraft für bestehende Anlagen und bei Erneuerung von Anlagen in Abhängigkeit von der Leistung bzw. der Leistungserhöhung

# 4 Literatur

[1] Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushaltes vom 19. August 2002, BGBI, I S. 3245 / FNA 753-1

[2] Fischereigesetz für das Land NRW in der Fassung der Bekanntmachung vom 22.6.1994, Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land NRW, S. 516 ff, Düsseldorf, 1994

[3] Wassergesetz für das Land NRW in der Fassung der Bekanntmachung vom 25.6.1995, Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land NRW, S. 926 ff, Düsseldorf, 1995

[4] Erneuerbare-Energien-Gesetz, aus Überblick über die Regelungen des neuen EEG vom 21. Juli 2004, BMU 1. August 2004

# Pumpspeicherkraftwerke

*Hermann-Josef Wagner, Wolf-Dieter Hänßler*

*Pumpspeicherkraftwerke sind Spitzenlastkraftwerke. Sie ermöglichen es, elektrische Energie über den Umweg der Wasserspeicherung von einer Zeitperiode in eine andere zu schieben, beispielsweise von Schwachlastzeiten in Spitzenlastzeiten. In diesem Artikel werden die technische Ausführung und die Funktionsweise erläutert. Neben einer allgemeinen Beschreibung der Bauweise werden die Hauptkomponenten dargestellt. Dabei werden sowohl die wasserführenden Teile als auch der maschinentechnische Teil im Einzelnen behandelt.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1– 6 |
| 2 | Allgemeine Beschreibung eines Pumpspeicherkraftwerkes | 7–12 |
| 2.1 | Kavernenkraftwerk | 9 |
| 2.2 | Bauweise über Tage | 10 |
| 2.3 | Schachtkraftwerk | 11–12 |
| 3 | Hauptkomponenten von Pumpspeicherkraftwerken | 13–82 |
| 3.1 | Oberbecken | 14–18 |
| 3.1.1 | Natürliches Oberbecken | 15–16 |
| 3.1.2 | Künstlich angelegtes Oberbecken | 17–18 |
| 3.2 | Absperrbauwerk | 19–28 |
| 3.2.1 | Erddämme | 20 |
| 3.2.2 | Steinschüttdämme | 21–22 |
| 3.2.3 | Gewichtsstaumauern | 23–24 |
| 3.2.4 | Pfeilstaumauern | 25–26 |
| 2.2.5 | Bogenstaumauern | 27–28 |
| 3.3 | Wasserzuleitung | 29–36 |
| 3.3.1 | Druckstollen | 30–32 |
| 3.3.2 | Druckrohrleitung | 33–36 |
| 3.4 | Wasserschloss | 37–38 |
| 3.5 | Maschinenhaus | 39–62 |
| 3.5.1 | Turbinen | 40–51 |
| 3.5.1.1 | Peltonturbine | 42–44 |
| 3.5.1.2 | Francis-Turbine | 45–47 |
| 3.5.1.3 | Pumpturbine | 48–51 |
| 3.5.2 | Speicherpumpen | 52–55 |
| 3.5.5 | Generatoren | 56 - 59 |
| 3.5.4 | Transformatoren | 60–62 |
| 3.6 | Absperrorgane | 63–73 |
| 3.6.1 | Kugelschieber | 64–66 |
| 3.6.2 | Drosselklappen | 67–68 |
| 3.6.3 | Schützenverschlüsse | 69–73 |
| 3.6.3.1 | Keilschieber | 70 |
| 3.6.3.2 | Gleitschütz | 71 |
| 3.6.3.3 | Rollschütz | 72 |
| 3.6.3.4 | Zylinderschütz | 73 |
| 3.7 | Wasserableitung | 74–79 |
| 3.7.1 | Unterwasserstollen | 77-78 |
| 3.7.2 | Unterwasserrohrleitung | 79 |
| 3.8 | Unterbecken | 80–82 |
| 3.8.1 | Natürliches Unterbecken | 81 |
| 3.8.2 | Künstlich angelegtes Unterbecken | 82 |
| 4 | Literatur | |

# 1 Einleitung

**1** Bei Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um **Spitzenlastkraftwerke**. Abbildung 1.1 ordnet die unterschiedlichen Wasserkraftwerkstypen ein. Dort wird zwischen den drei Hauptgruppen Laufwasser-, Speicher- und Meeresenergiekraftwerke unterschieden.

**2** Pumpspeicherkraftwerke passen sich bei ihrem Einsatz exakt den Anforderungen der Verbrauchsspitzen eines elektrischen Netzes an. Sie haben meist ein künstlich angelegtes Oberwasserbecken, oft ein natürliches Unterwasserbecken und werden als sogenannte Tagesspeicherwerke eingesetzt. Dies bedeutet, dass bei Schwachlastzeiten während des Tages und in der Nacht, mit billigem Strom, das Wasser von Speicherpumpen vom Unterwasserbecken ins Oberwasserbecken gefördert wird. Benötigt man am folgenden oder noch am selbigen Tag teuren Spitzenstrom, wird das Wasser über die Turbinen ins Unterwasserbecken abgelassen und so elektrische Energie zurückgewonnen. Moderne Anlagen, wie beispielsweise Goldisthal in Thüringen sind dabei in der Lage innerhalb gut einer Minute auf volle Leistung hochzufahren.

**3** Pumpspeicherkraftwerke sind genau betrachtet Stromverbraucher. Sie benötigen immer mehr Strom, um das Wasser auf ein hohes Niveau zu pumpen, als sie im umgekehrten Fall, wenn sie im Turbinenbetrieb laufen, wieder zurückgewinnen können. Der Wirkungsgrad eines solchen Kraftwerkes liegt ungefähr zwischen 75% und 80% (Abbildung 1.2).

**4** Pumpspeicherkraftwerke können aber auch als **Jahresspeicherwerke** eingesetzt werden. Bei dieser Einsatzart wird im Frühjahr Schmelzwasser von Schnee oder Gletschern in einem Speicherbecken aufgefangen und im Sommer und Winter zur Deckung der größeren Energienachfrage herangezogen.

**5** Die Einsatzbreite von Pumpspeicherkraftwerken bewegt sich bei **Fall- und Förderhöhen** von ca. 25 m bis ca. 1000 m. Bei Kraftwerken dieser Art hat man verschiedene Betriebszustände zu unterscheiden: so gibt es den Turbinenbetrieb, den Pumpenbetrieb, den Phasenschieberbetrieb und die Einsatzbereitschaft. Je nach Fahrweise des Kraftwerkes können die Betriebsumstände häufig wechseln. Das Kraftwerk Vianden hatte beispielsweise am 19.06.2006 folgende Betriebszustände:

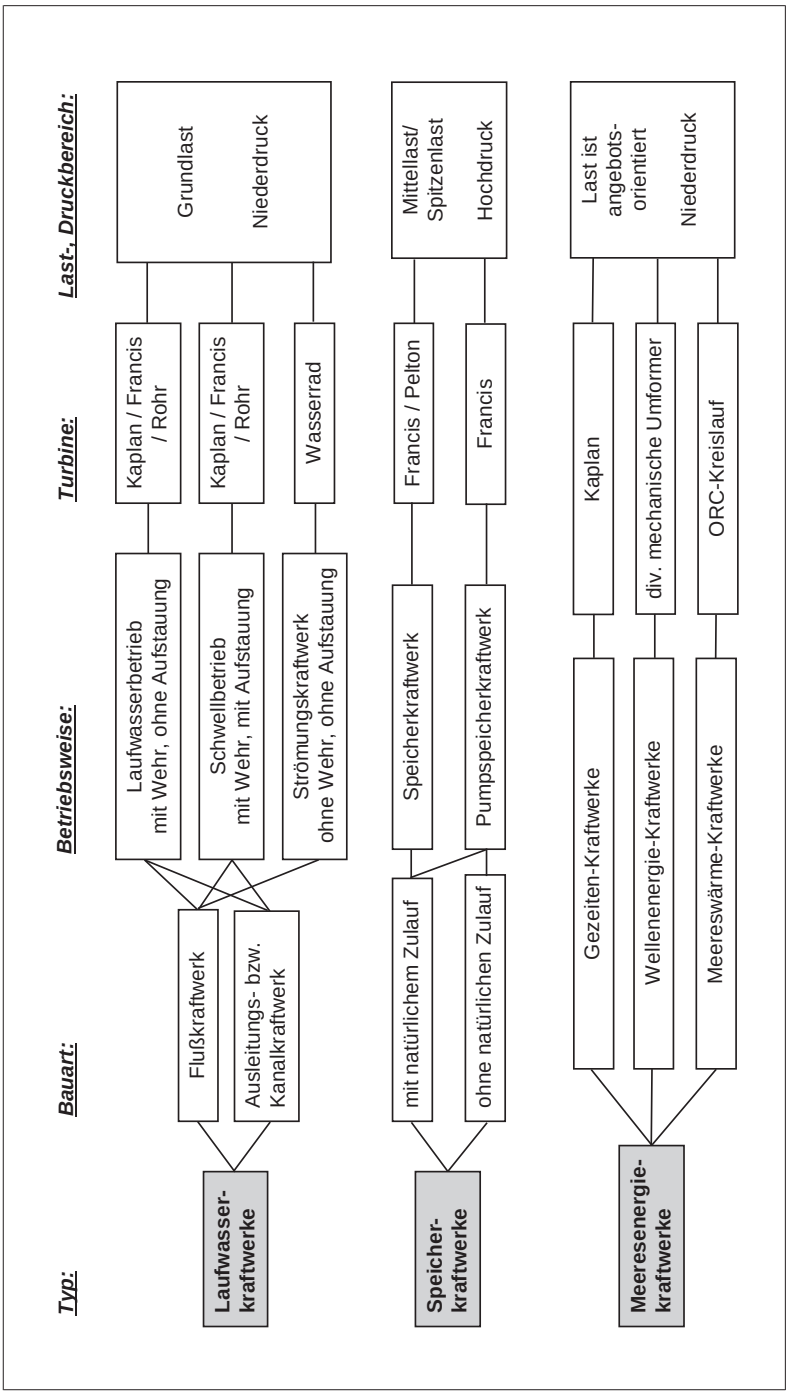



*Abb. 1.1:* Übersicht über Wasserkraftwerke

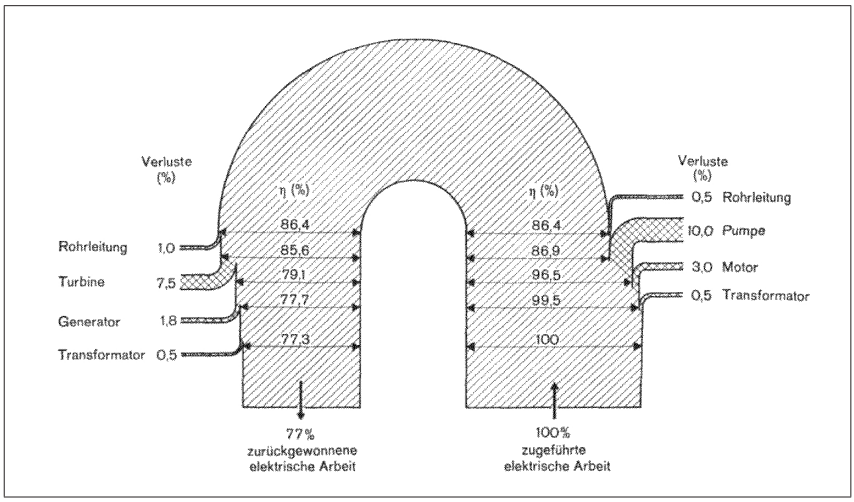



*Abb. 1.2:* Einzelverluste und gesamter Wirkungsgrad bei Energiespeicherung durch ein Pumpspeicherkraftwerk. Der angegebene Wirkungsgrad von 77% gilt für die Anlage Vianden [5].

| | |
|---|---|
| Turbinenbetrieb: | 30-mal |
| Pumpenbetrieb: | 17-mal |
| Phasenschieberbetrieb: | 44-mal |
| Einsatzbereitschaft: | 13-mal. |

Dabei wurden folgende Leistungen bezogen bzw. abgegeben:

| | |
|---|---|
| Wirkleistung: | 2,6 GWh |
| Pumpstrombezug: | 3,3 GWh |
| Blindleistung: | 4,4 GVarh |
| Blindbezug: | 0,06 GVarh. |

**6** Im Turbinenbetrieb läuft das Wasser über die Turbine und es wird elektrische Wirkleistung erzeugt. Im Pumpbetrieb wird Wasser aus dem Vorfluter in das Oberbecken gepumpt. Im **Phasenschieberbetrieb** läuft die Turbine leer (d.h. der Wasserzufluss ist gestoppt und das Wasser aus der Turbine geleert). Der elektrische Synchrongenerator wird elektrisch so erregt, dass er nur Blindleistung erzeugt. Während der Einsatzbereitschaft arbeitet die Anlage nicht.

# 2 Allgemeine Beschreibung eines Pumpspeicherkraftwerkes

**7** Die Art wie ein solches Kraftwerk gebaut ist, kann sehr unterschiedlich sein. Es wird allgemein zwischen dem Kavernenkraftwerk, der konventionellen Bauweise über Tage und dem Schachtkraftwerk unterschieden. Im Folgenden sollen diese drei Kraftwerkstypen genauer betrachtet werden. Zuvor muss aber noch etwas über das Phänomen der Kavitation gesagt werden. Die **Kavitation** hat einen erheblichen Einfluss darauf, welcher der drei Anlagentypen realisiert werden kann. Bei hoher Kavitationsgefahr muss das Kraftwerk sehr tief gegründet werden, was bedeutet, dass eine konventionelle Bauart von Beginn an ausscheidet und eher ein Schacht- oder Kavernenkraftwerk verwirklicht wird.

**8** Unter Kavitation versteht man Verdampfung der Flüssigkeit durch örtliches Absinken des statischen Druckes. Dies geschieht zumeist in Folge hoher Strömungsgeschwindigkeiten auf der Saugseite der umlaufenden Turbinenschaufeln. Die Kavitation gliedert sich in zwei Phasen, der Entstehung der Dampfblasen in Bereichen geringen Druckes und dem schlagartigen, irreversiblen Zusammenfall des Dampfvolumens in Gebieten erhöhten Druckes. Durch diese Implosionen, die mit knatternden Geräuschen und harten Schlägen auf das Bauteil verbunden sind, wird Material abgetragen oder zerstört. Entgegenwirken kann man der Kavitation, indem die Saughöhe einen für die Anlage spezifischen Wert nicht überschreiten darf, was durch tiefe Gründung des Kraftwerkes zu erreichen ist, geeignete Formen für die Laufschaufelgeometrie verwirklicht werden und die verwendeten Werkstoffe eine hohe Beständigkeit gegenüber der Kavitation aufweisen.

## 2.1 Kavernenkraftwerk

**9** Unter einem Kavernenkraftwerk (Abbildung 2.1) versteht man ein Pumpspeicherkraftwerk, dessen Wasserzuleitung, Maschinenhaus und Wasserableitung komplett in einem selbsttragenden Felsgestein untergebracht sind. Es wird ein großer Hohlraum, eine Kaverne, im Fels ausgebrochen, der dann alle Anlagenteile in sich aufnehmen kann. Diese Bauart wird vorzugsweise dann verwendet, wenn bei den

übrigen Bauweisen zu große Eingriffe in die Natur vorgenommen werden müssten. Hierunter versteht man die Rodung von Wald oder die Beseitigung vorhandener Biotope. Einige Vorteile der Kavernenbauart sind die Sicherheit der Maschinenanlagen gegen äußere Einflüsse, wie Lawinen und Steinschläge, den gut zu verwirklichenden Gegendruck durch das Unterwasser, um der Kavitation an der Turbine, sowie an der Pumpe, vorzubeugen und eine lange Lebensdauer der Anlage. Solche Kavernenkraftwerke sind beispielsweise die Pumpspeicherkraftwerke in Bad Säckingen, Wehr im Schwarzwald, Vianden in Luxemburg sowie Markersbach und Goldisthal in Thüringen.

## 2.2 Bauweise über Tage

**10** Solche Arten von Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerken findet man meist bei älteren Anlagen. Diese sind mit Turbinen und Pumpen geringerer Leistungsklassen ausgestattet, bei denen nur ein kleiner Unterwassergegendruck zur Vermeidung der Kavitation notwendig ist. Auf Grund dieser Tatsache mussten die Maschinenhäuser nicht so tief gegründet werden, wie das heute der Fall ist und man kann sie als freistehende Hallengebäude erkennen. Der Nachteil eines solchen Gebäudes ist eine geringere Sicherheit vor Umwelteinflüssen und eine geringere Lebensdauer. Die Pumpspeicherkraftwerke Häusern, Witznau und Waldshut im Schwarzwald sind beispielsweise in der Bauweise über Tage ausgeführt. Die Wasserzuleitung ist hierbei oft als Hangrohrleitung ausgebildet. Dies bedeutet, dass die Druckrohre offen verlegt sind und in bestimmten Abständen auf Betonsockeln gelagert werden.

## 2.3 Schachtkraftwerk

**11** Schachtkraftwerke (Abbildung 2.1) haben sich mit der Zeit aus der herkömmlichen Art, der Bauweise über Tage, entwickelt. Durch neuere Maschinensätze, also Turbinen und Pumpen oder Pumpturbinen, welche wesentlich höhere Leistungen haben, war man gezwungen, die Gebäude immer tiefer zu gründen, um den jetzt deutlich größer benötigten Gegendruck durch das Unterwasser zu erreichen. Dieser Gegendruck ist erforderlich, um die Kavitation zu vermeiden. Bei Baubeginn eines solchen Kraftwerkes wird eine sehr tiefe Grube aus-

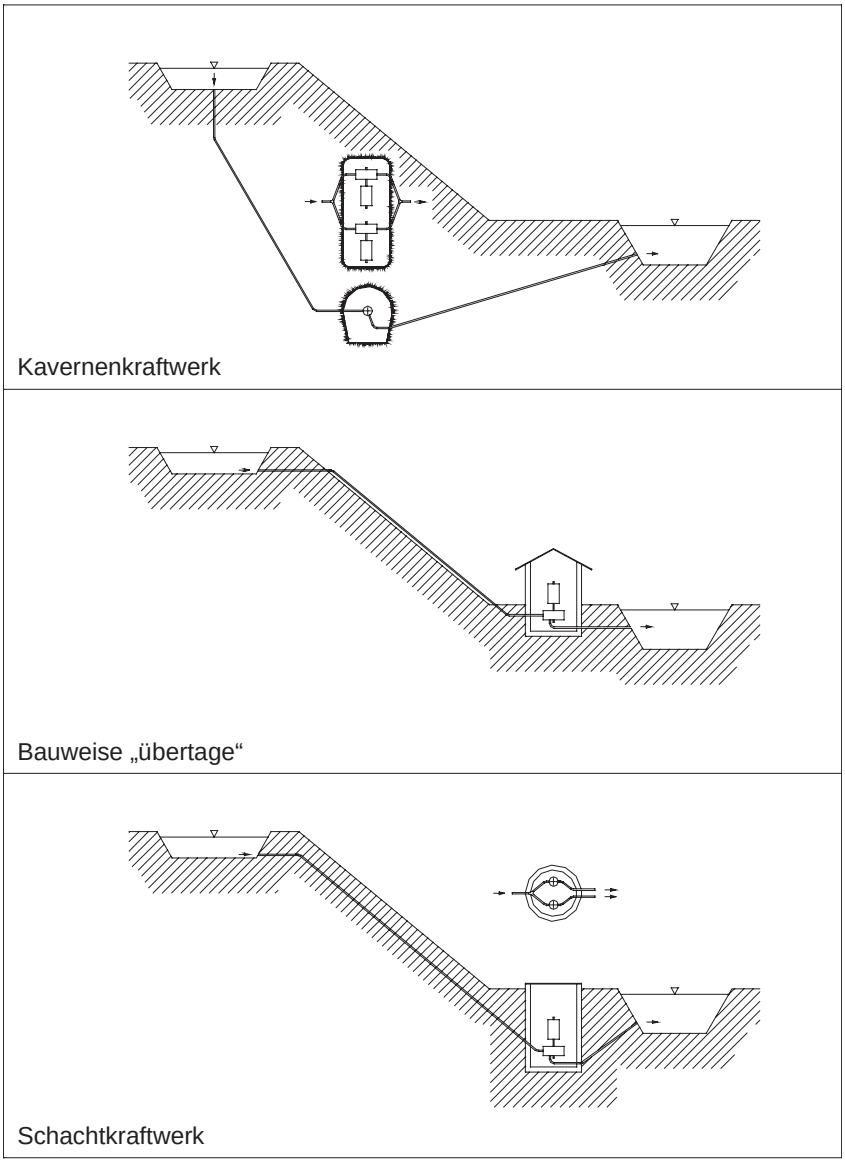



*Abb. 2.1:* Schemadarstellung der unterschiedlichen Bauarten

gehoben, in welcher das Maschinengebäude erstellt wird. Am Ende ist von der ganzen Anlage nur wenig zu sehen, da sich der größte Teil unter der Erde befindet.

**12** Die Wasserzuleitung kann bei Schachtkraftwerken als Druckstollen im Gestein oder als Hangrohrleitung ausgebildet sein. Beispielsweise beim „Koepchenwerk" in Herdecke an der Ruhr und beim Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen und bei der Erweiterung der Kraftwerke Vianden ist diese Schachtbauweise umgesetzt worden.

# 3 Hauptkomponenten von Pumpspeicherkraftwerken

**13** Um ein Verständnis dafür zu bekommen, wie ein Pumpspeicherkraftwerk aufgebaut ist, sollen im Folgenden die einzelnen Komponenten und Baugruppen, angefangen vom Oberwasserbecken bis hin zum Unterwasserbecken, aufgezählt und beschrieben werden.

## 3.1 Oberbecken

**14** Ein Oberbecken ist bei jeder Art von Pumpspeicherkraftwerken nötig. In ihm wird das Wasser gespeichert, welches über natürliche Zuflüsse in das Becken gelangt oder durch die Pumpen des Kraftwerkes in selbiges gefördert wird. Die Größe solcher Speicherbecken variiert mit Wasserfassungsvermögen zwischen $1 \cdot 10^6$ m$^3$ (Oberbecken des Kraftwerkes Rabenleite) und $110 \cdot 10^6$ m$^3$ (Schluchsee). Der Nutzinhalt eines solchen Speichers hängt natürlicherweise auch davon ab, ob er als Tages-, Wochen- oder Jahresspeicher eingesetzt wird.

### 3.1.1 Natürliches Oberbecken

**15** Unter einem natürlichen Oberbecken versteht man eine Landschaftsformation, die geologisch so ausgebildet ist, dass es nur eines geringen Aufwandes bedarf, um ein Speicherbecken zu errichten. Eine solche Umgebung kann beispielsweise ein enges Tal sein, welches nicht besiedelt ist und sich an einer Stelle so verjüngt, dass sich eine kurze Staumauer errichten lässt. Eine weitere Möglichkeit wäre eine auf einer Erhöhung oder einem Berg liegende Mulde, welche sich als Spei-

cher eignen kann. Die wirtschaftlichste Methode ist jedoch die Nutzung eines schon vorhandenen Sees.

Alle hier genannten Möglichkeiten von Wasserspeicherung sind bezüglich ihres Volumens deutlich billiger als die im folgenden Unterpunkt beschriebenen künstlich angelegten Reservoirs. **16**

### 3.1.2 Künstlich angelegtes Oberbecken

Bei künstlich angelegten Oberbecken wird fast immer die Kuppe einer Erhebung abgetragen und in der Mitte vertieft. Der gewonnene Aushub wird zur Schüttung eines großen Ringdammes verwendet. Ebenso benutzt werden die beim Kavernenausbruch im Fels anfallenden Materialien. Für den Bau eines solchen Beckens gibt es bestimmte Grundsätze, die es zu beachten gilt. So sollte der Grundriss möglichst einfach sein, der maximale Böschungswinkel 1:1,75 (auf 1,75 m in der Horizontalen 1 m Steigung in der Vertikalen) nicht überschreiten und die Dammkronenbreite, wegen der Befahrbarkeit durch Baufahrzeuge, etwa vier bis fünf Meter betragen. **17**

Der so entstandene Oberwasserbehälter wird dann mit einer Asphaltbetonbeschichtung, welche mit hierfür entwickelten Spezialgeräten aufgetragen wird, abgedichtet. Um bei starker Sonneneinstrahlung im Sommer Risse bzw. ein Ablösen der Dichtung zu verhindern wird sie häufig im trockenen Bereich mit Wasser besprüht. **18**

## 3.2 Absperrbauwerke

Bei Absperrbauwerken kann man zwischen Staudämmen und Staumauern unterscheiden. Welche Variante zum Einsatz kommt, hängt von den örtlichen Gegebenheiten ab, wie der Beschaffenheit des Baugrundes, der Talform und den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Diese Unterscheidungen sind in der DIN 19 700 Teil 10 [2] beschrieben; hiernach kommen bei lockerem Baugrund Erddämme und Steinschüttdämme, bei felsigem Untergrund Gewichtsstaumauern, Pfeilerstaumauern und Bogenstaumauern zum Einsatz. Bei den Dammkonstruktionen gibt es verschiedene Arten der Abdichtung. Es werden Dämme mit einer Oberflächendichtung aus Asphalt- oder Zementbeton und Dämme mit einer Innendichtung aus natürlichen oder künstlichen Baustoffen hergestellt. Es ist zu berücksichtigen, dass die Dammkrone um ein bestimmtes Maß höher als das höchste **19**

Stauziel sein muss. Dies ist notwendig, weil bei starkem Wind ein Wellengang entsteht, welcher den Damm nicht überschwemmen darf. Die im Winter eventuell auftretende Eisbildung, welche mit einer Volumenvergrößerung verbunden ist, muss ebenso beherrschbar sein.

### 3.2.1 Erddämme

**20** Die homogenen Erddämme haben gegenüber den anderen Bauarten den großen Vorteil, dass sie leicht herzustellen sind. So werden Deiche und Kanaldämme oft als Spüldämme gebaut. Im Talsperrenbau werden die Erddämme jedoch oft schichtweise aufgetragen und mit Hilfe von Maschinen verdichtet. Als Dichtung wird vorzugsweise die Kerndichtung (Abbildung 3.1) gewählt, die senkrecht oder geneigt ausgeführt werden kann. Sie ist gegenüber Erdsetzungen, welche im Inneren des Dammes vorkommen können, wesentlich unempfindlicher als Außendichtungen. Manchmal kommen auch Stahlblechinnendichtungen zur Anwendung.

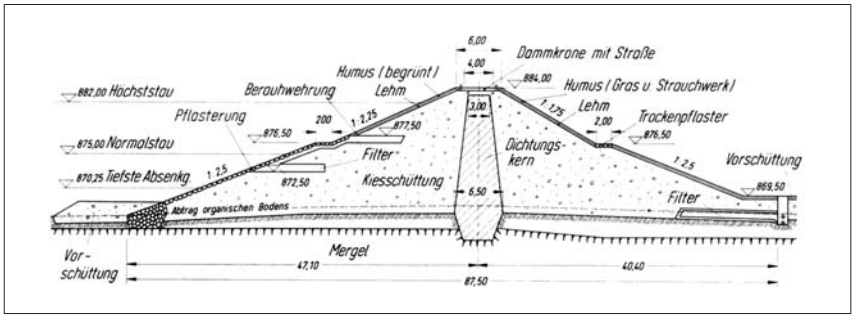



*Abb. 3.1:* Erddamm mit Betonkerndichtung in Haslach, Querschnitt [1]

### 3.2.2 Steinschüttdämme

**21** Sie werden durch lagenweises Aufschütten von Gesteinsmaterial, das mit großen Mammutrüttlern und Stampfplatten verdichtet wird, hergestellt. Die Schütthöhe des Materials darf ein bestimmtes Maß nicht überschreiten. Es beträgt das Anderthalb- bis Zweifache der mittleren Korngröße des Schüttgutes. Die Schütthöhe kann nicht größer gewählt werden, da sonst eine Verdichtung des Materials nicht mehr möglich ist. Die Vorteile, die man beim Bau eines solchen Stein-

schüttdammes hat, liegen in der Unabhängigkeit von klimatischen Einflüssen und der Eigenschaft, dass sich das verdichtete Material nur noch in kleinsten Bereichen setzt. Dies wiederum macht es möglich, dass bei solchen Konstruktionen, mit Bauhöhen bis zu 80 m, als Dichtungselemente bituminöse Außendichtungen verwendet werden können. Bei ihnen kann man Undichtigkeiten und Schäden in der Asphaltbetondecke besser erkennen und beseitigen.

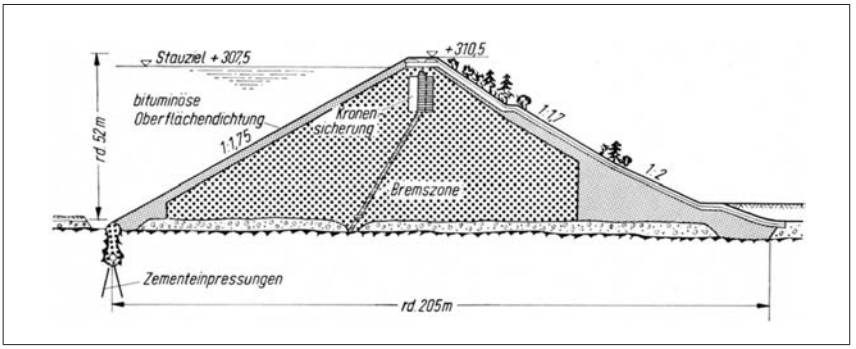



*Abb. 3.2:* Staumauer der Biggetalsperre, Querschnitt [1]

Die Biggetalsperre beispielsweise (Abbildung 3.2) hat einen aus einer **22**
Grobsteinschüttung bestehenden Dammkörper mit einer doppelten Außendichtung aus Asphaltbeton. Die Dichtungsschicht ist durch eine 10 cm dicke Dränschicht aus bituminiertem Schotter von der Steinschüttung getrennt. Die Dränschicht ist in 10 m breite Felder unterteilt, welche jeweils einen eigenen Abfluss, bestehend aus einem kleinen Stahlrohr, besitzen und in den am wasserseitigen Dammfuß sitzenden Kontrollgang münden. So besteht durch den Kontrollgang die Möglichkeit, diesen Damm auf seine Dichtigkeit zu überprüfen und gegebenenfalls Reparaturen in Form von Zementverpressungen vorzunehmen. Zementverpressungen unter dem Kontrollgang führen zu einem Dichtungsschleier bis in eine Tiefe von 60 m. Zur Sicherung der Dammkrone sind 15 m hohe Stahlbetonwände mit einer Stärke von 1,5 m in das Bauwerk eingelassen. Diese Wände sind zu 24 m langen Gliedern, welche untereinander gelenkig verbunden sind, zusammengefasst und an den Talflanken im Fels verankert. Die im Damm liegende, aus einem Asphaltbetonkern bestehende Bremszone hat die Aufgabe bei einer Beschädigung der Oberflächendich-

tung, die den Damm durchströmende Wassermenge so abzubremsen, dass auf der anderen Seite des Dammes keine gefährliche Erosion auftritt.

### 3.2.3 Gewichtsstaumauern

**23** Gewichtsstaumauern (Abbildung 3.3) sind Bauwerke mit einem oft dreiecksförmigen Querschnitt und einer zumeist geradlinig verlaufenden Dammkrone. Das Staumauergewicht muss so groß sein, dass der Wasserdruck des Beckens die Mauer nicht zum Kippen bringen kann. Sie bestehen meistens aus armiertem Beton, seltener aus den wesentlich lohnintensiveren Bruchsteinkonstruktionen. Da solche Dämme einen sehr großen Querschnitt haben, bietet sich hier die

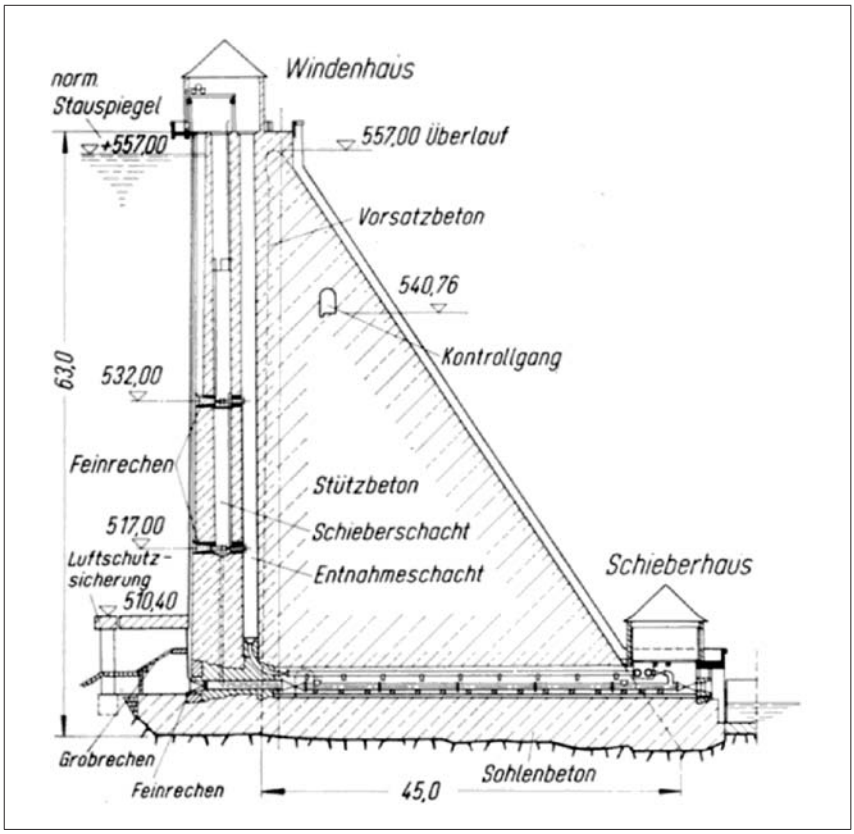



*Abb. 3.3:* Staumauer der Eckertalsperre, Querschnitt [1]

Möglichkeit eine Kraftwerksanlage direkt in den Damm zu integrieren. Fast immer befindet sich ein Kontrollgang in seinem Inneren, um die Dichtigkeit und Dehnungen überprüfen zu können. Die Gründungssohle einer solchen Gewichtsstaumauer muss dabei mit überwacht werden.

**24** Die höchste Staumauer der Welt ist die Gewichtsmauer „Grande Dixence“ (Schweiz). Sie hat eine Höhe von 285 m und ein Gesamtbetonvolumen von rund 6 Mio. $m^3$.

### 3.2.4 Pfeilerstaumauern

**25** Der Anwendungsbereich dieser Bauart ist nahezu identisch mit dem der Gewichtsstaumauern. Der Unterschied besteht darin, dass Pfeilerstaumauern (Abbildung 3.4) einen wesentlich besseren Felsuntergrund benötigen, da bei ihnen, bedingt durch die einzelnen Pfeiler,

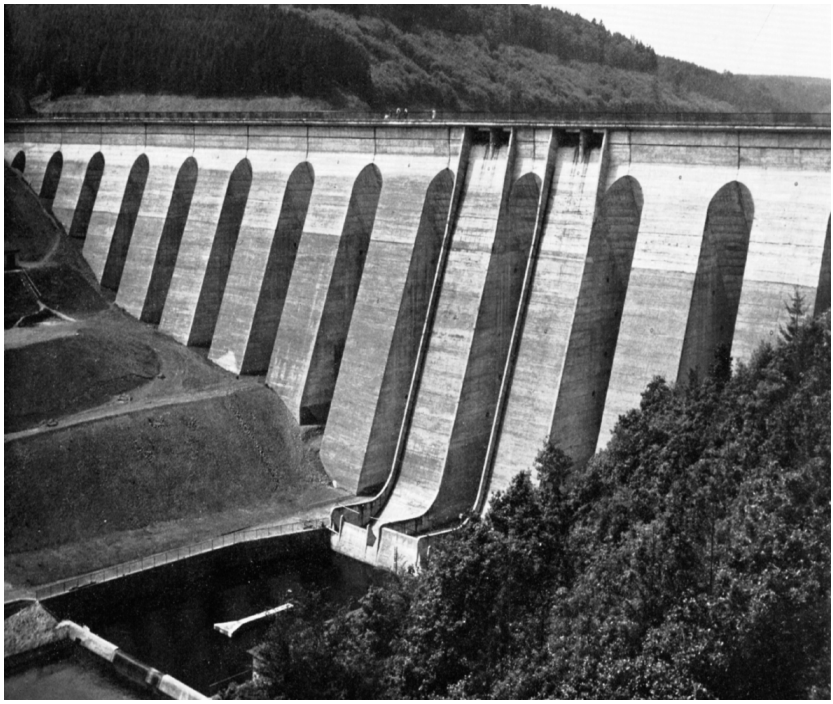


Abb. 3.4: Oleftalsperre, Ansicht [1]



*Abb. 3.5:*
Staumauer der Ofenwaldtalsperre, Ansicht [1]

bedeutend größere Flächenpressungen an der Gründungssohle auftreten. Sie unterscheiden sich weiterhin durch einen um etwa 1/3 geringeren Betonbedarf.

**26** Pfeilerstaumauern bestehen aus einer Reihe zumeist gleichartiger und in der Regel gleich weit voneinander entfernter Pfeiler, welche einen trapezförmigen Querschnitt haben und aus armiertem Beton, seltener aus Bruchstein, bestehen. Gegen diese Pfeiler stützt sich dann die eigentliche Stauwand. Sie wird aus Platten oder Gewölben gebildet. In der DIN 19 700 Teil 11 [2] wird zwischen Pfeilerkopf-, Pfeilerplatten- und Pfeilergewölbestaumauern unterschieden.

### 3.2.5 Bogenstaumauern

**27** Sie leiten die angreifenden Kräfte, die beispielsweise durch den Wasserdruck entstehen, hauptsächlich auf Grund ihrer Geometrie in den Untergrund ab. Bogenstaumauern sind nur dann ausführbar, wenn der Fels in der Talsohle und den Talflanken die zu übertragenden Kräfte sicher aufnehmen kann. Zudem muss die Talform so sein, dass ein genügend großer **Öffnungswinkel** möglich ist.

Bogenstaumauern (Abbildung 3.5) werden fast nur aus armiertem Beton gebaut. Ihre Form muss so gewählt werden, dass die auftretenden Kräfte, in einer für die geologischen Verhältnisse günstige Richtung, in den Felsuntergrund abgeleitet werden können. Zur Erhöhung der Standsicherheit kann man Sicherungen in Form von Felsankern vorsehen. Bei Bogenstaumauern kann man zwischen Zylinder-, Gleichwinkel- und Schalenmauern unterscheiden [3]. Es kommt auf die vorgefundene Talform an, um zu entscheiden, welche Art von Mauer zu wählen ist. Bei U-förmigen Tälern kommen Zylindermauern und bei V-förmigen Tälern Gleichwinkelmauern zum Einsatz. Die oft doppelgekrümmten Schalenstaumauern haben ein breiteres Anwendungsspektrum. Sie werden bei kleinen Seitentälern, Schluchten und V-förmigen Tälern aber auch bei weiten Talformen verwendet. Dort müssen dann gegebenenfalls künstliche Widerlager geschaffen werden. **28**

## 3.3 Wasserzuleitung

Die Zuleitung soll das Wasser vom Speicherbecken zum Kraftwerk führen. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass möglichst wenig der zur Verfügung stehenden Fallhöhe, der Rohfallhöhe, welche zwischen dem Oberwasser- und dem Unterwasserspiegel gemessen wird, durch Verluste verloren geht. Diese Verluste sind durch lange Leitungen, durch rauhe Leitungsoberflächen und zum Teil durch zu geringe Abflussquerschnitte bedingt. Je kleiner die Verluste gehalten werden können, desto größer ist die den Turbinen zur Verfügung stehende Nutzfallhöhe. Die Nutzfallhöhe ist die, den Turbinen zum Antrieb zur Verfügung stehende Höhendifferenz. Die Örtlichkeiten sind maßgebend dafür, welche Zuleitungsart gewählt werden kann. So besteht die Möglichkeit, ein offenes Gerinne, einen Stollen mit freiem Wasserspiegel, ein Druckrohr oder einen Druckstollen zu verwenden. Die Entfernung zwischen dem Oberwasserbecken und dem Krafthaus, also die Länge der Zuleitung, ist wichtig für die Entscheidung, ob ein Wasserschloss benötigt wird oder nicht. **29**

### 3.3.1 Druckstollen

Als Druckrohrleitungen können in den Fels gebohrte oder gesprengte Stollen dienen, die stets voll Wasser stehen. Im Gegensatz dazu sind **30**

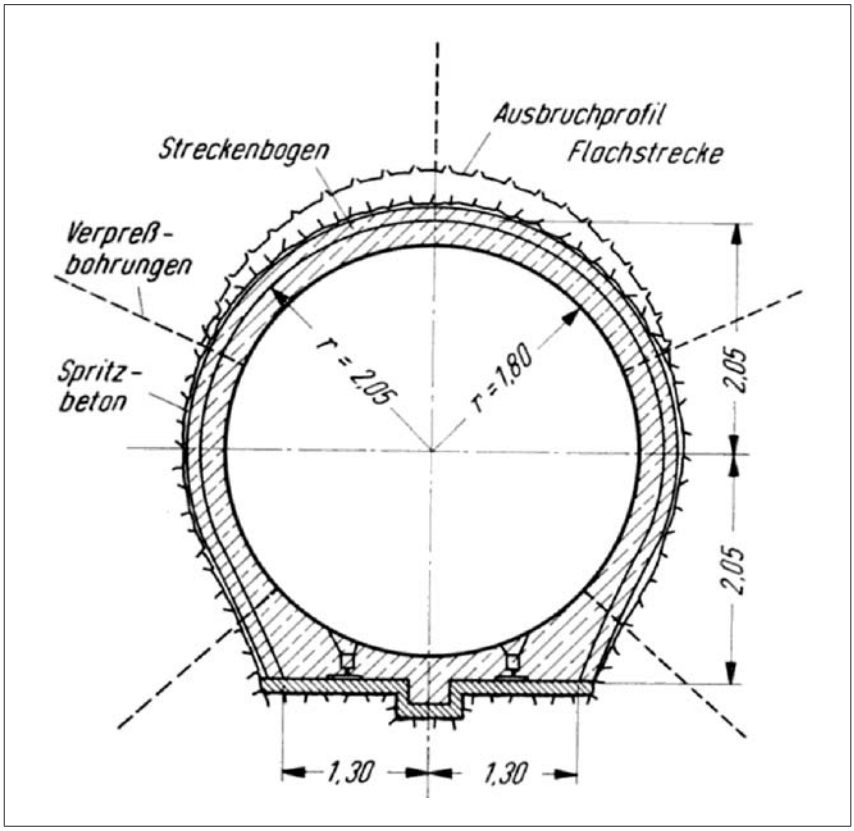



*Abb. 3.6:* Druckstollen des Pumpspeicherkraftwerkes Rönkhausen, Querschnitt [1]

Freispiegelstollen, die zum horizontalen Wassertransport herangezogen werden, im Querschnitt nicht ganz gefüllt. Die Bauart eines Druckstollens (Abbildung 3.6) richtet sich ganz nach der Wasserdruckhöhe, der Fluidgeschwindigkeit und der Untergrundbeschaffenheit. Mit der heutigen Felsbautechnik stellt die Auffahrung von Stollen kein Problem dar. Beim Pumpspeicherkraftwerk in Wehr beispielsweise wurden mit Gesteinsbohrmaschinen, bei einem Stollendurchmesser von 5,40 m, Vorschubgeschwindigkeiten von bis zu 5 m pro Tag erreicht. Die Vorteile der Bohrtechnik gegenüber der konventionellen Ausbruchtechnik mit Sprengungen, bei der das Überprofil oft bis zu 100% beträgt, sind das Wegfallen der starken Beanspruchungen des Gebirges durch die Sprengungen, das Wegfallen des

enormen Mehrausbruches, die größere Sicherheit bei den Arbeiten und das schnellere Vorankommen. Unter dem Überprofil bei der Sprengtechnik versteht man die Querschnittsfläche des Stollens, welche mehr ausgebrochen wurde, als nötig war.

Bei homogenem, starkem Fels kann der Stollen unverkleidet bleiben. **31**
Die durch die größere Reibung entstandenen Verluste werden durch größere Querschnitte der Bohrung kompensiert. Verlangt die Felsbeschaffenheit eine Auskleidung des Stollens, so wird die Bauart nach Festigkeit und Dichte des anstehenden Gesteines gestaffelt.

Bei tragfähigem, dichtem Fels genügt meist eine Spritzbetonbe- **32**
schichtung von 3 bis 5 cm Dicke oder eine 10 bis 20 cm starke Betonauskleidung. Stehen hohe Drücke an, ist der Fels nachgiebig und sind die Fließgeschwindigkeiten hoch, so gibt es nur die Möglichkeit der Stahlauskleidung. Eine derartige Panzerung besteht aus Stahlrohren. Diese werden auf der Baustelle zu langen Schüssen verschweißt, auf Schienen in den Stollen eingefahren, an ihrem Bestimmungsort fixiert und miteinander über Schweißnähte verbunden. Der Hohlraum zwischen Panzerung und Ausbruchprofil wird mit Beton hinterfüllt. Um einen besseren Zusammenhalt zu gewähren und um den Gebirgswasserdruck besser aufnehmen zu können, werden an der Panzerung befestigte Stahlanker in den Beton eingelassen. Ist der Gebirgswasserdruck sehr hoch, bleiben die beim Stollenbau erforderlichen Sohlendränungen als notwendiges Entwässerungssystem erhalten.

### 3.3.2 Druckrohrleitung

Wenn das Krafthaus am Unterwasserbecken angeordnet ist, kann die **33**
Triebwasserleitung als offene oder verdeckte Rohrleitung ausgebildet sein.

Freiliegende Druckrohrleitungen werden an Berghängen verlegt, die **34**
vor Lawinen und Steinschlägen geschützt sind. Meistens sind es Stahlrohrleitungen mit Durchmessern von 0,4 bis 4 m, die aus Schüssen mit bis zu 8 m Länge über Muffen miteinander verbunden sind. Heute werden geschweißte Rohre benutzt, wohingegen in der Vergangenheit genietete Rohre zur Anwendung kamen. Die **Hangrohrleitung** wird ungefähr alle 200 m und an allen Knickpunkten über ein festes Auflager mit dem Untergrund verbunden. Je nach Länge der Rohrschüsse liegt sie alle 6 bis 25 m in Rohrsätteln, auf denen sie glei-



*Abb. 3.7:* Hangrohrleitung des Pumpspeicherkraftwerkes Geesthacht, Ansicht [1]

ten kann. Zwischen zwei Festlagern befindet sich ein stopfbuchsenähnlich ausgebildetes Dehnungsstück, was die Leitung etwas flexibel gestaltet. Das Dehnungsstück ist in unmittelbarer Nähe eines Festlagers angeordnet.

**35** Verdeckte Druckrohrleitungen liegen in ihrer ganzen Länge an der Sohle eines Grabens auf, welcher nach der Rohrverlegung wieder zugeschüttet wird. Die Erdüberdeckung sollte aus Gründen der Frostsicherheit mindestens 1 m betragen.

**36** Als Beispiel für eine Hangrohrleitung kann man das Kraftwerk Geesthacht (Abbildung 3.7) nennen. Die Stahlrohrleitung ist im Mittel 580 m lang und jedes Rohr hat einen Durchmesser von 3,8 m.

Die Leitungen werden am Einlauf, am Knickpunkt und vor den Turbinen mit Festlagern gehalten. Dazwischen sind in Abständen von 24,5 m Rohrsättel angeordnet.

## 3.4 Wasserschloss

Ein Wasserschloss wird dann benötigt, wenn die Wasserzuleitung **37**
zwischen Oberbecken und Turbinen sehr lang ist, z.B. 1000 m oder mehr. Bei diesen Größenordnungen kommt es vor, dass bei Schließen der Wasserleitung vor der Turbine Druckstöße auftreten, die die Sicherheit des Kraftwerkes beeinträchtigen und schlimmstenfalls die Rohrleitungen, sowie die Maschinen beschädigen oder gar zerstören können. Der Druckstoß entwickelt sich, da das Wasser plötzlich am Weiterfließen gehindert wird, Wasser eine geringe Elastizität hat und eine Ausweichmöglichkeit nicht vorhanden ist. Kurzum: die kinetische Energie des Wassers wird letztendlich in Reibungswärme umgesetzt. Es muss also eine Sicherheitseinrichtung vorgesehen werden, die bei einer solchen Störung augenblicklich für eine Entlastung des Druckrohres sorgt. Diese Aufgabe übernimmt das Wasserschloss. Es ist nichts anderes, als ein Becken oder Behälter, dessen Querschnitt den der Druckrohre um ein Wesentliches übertrifft und eine Verbindung zur Außenluft hat. Das Wasserschloss ist ständig zu einem bestimmten Teil mit Wasser gefüllt, weil es direkt mit der Druckleitung verknüpft ist. Um bei einer Druckwelle eine emporschießende Wassersäule im Wasserschloss zu vermeiden, ist seine Gestaltung so gewählt, dass sich das Wasser nach kurzem Aufsprudeln und Durcheinanderwirbeln schnell wieder beruhigt. Diese drosselnde Wirkung

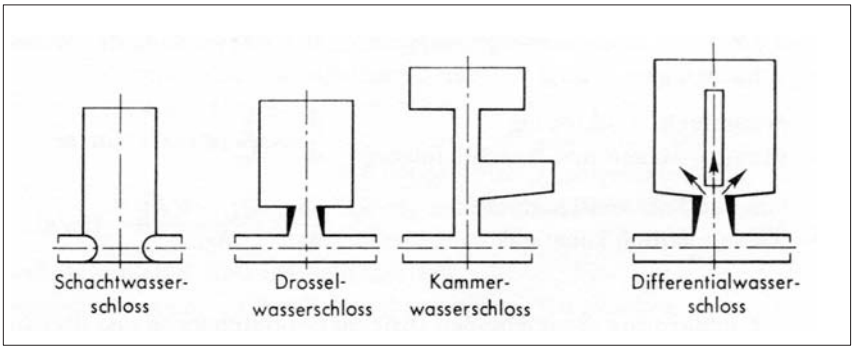



*Abb. 3.8:* Bauarten von Wasserschlössern, Schema [6]

wird in manchen Fällen durch geeignete Einbauten noch verstärkt, die kinetische Energie des Wassers wird letztendlich in Reibungswärme umgesetzt.

**38** Werden beispielsweise nach einem Stillstand die Turbinen wieder in Betrieb genommen, kommt das Wasser am unteren Ende der Rohrleitung auf Grund der großen Fallhöhe sehr schnell in Bewegung, während das Wasser am Leitungseintritt erst noch beschleunigt werden muss. Um den hierdurch entstehenden Sog in der Fallleitung gering zu halten, wird aus dem Wasserschloss so lange Wasser in die Leitung gespeist, bis die Fließgeschwindigkeit im Druckrohr wieder konstant ist. Die Bauart der Wasserschlösser richtet sich nach den örtlichen Gegebenheiten. Es wird zwischen Schacht-, Drossel-, Kammer- und Differentialwasserschlössern unterschieden.

## 3.5 Maschinenhaus

**39** Wie zu Beginn schon erläutert, ist das Maschinenhaus entweder ein Kavernen-, ein Hallen- oder ein Schachtbau. Seine Aufgabe ist es, die Maschinenbauteile aufzunehmen und vor äußeren Einflüssen zu schützen. Um die Einsatzsicherheit des Kraftwerkes gewährleisten zu können, müssen die Anlagenteile wie Turbine, Pumpe, Generator und Transformator einwandfrei funktionieren. Für einen solchen fehlerfreien Betrieb sind viele infrastrukturelle Dinge, beispielsweise eine ausreichend dimensionierte Klimatisierung, Überwachungsgeräte, Lagerräume für Verschleißteile und einiges mehr, notwendig. Dies zusammen macht es erforderlich, ein großes Gebäude zu errichten. Man muss auch berücksichtigen, dass bei Wartungsarbeiten alle Bauteile ohne Probleme zu demontieren sind und dazu ein Mindestmaß an Raum vorhanden sein muss. Im Folgenden sind die größten Maschinen eines solchen Kraftwerkes aufgezählt und die Funktionsweise, sowie die Technik kurz beschrieben.

### 3.5.1 Turbinen

**40** Turbinen sind Wasserkraftmaschinen mit einem sehr breiten Einsatzspektrum. Sie nutzen die Druckenergie des Wassers aus, welche aus der Nutzfallhöhe resultiert und erzeugen Rotationsenergie. Diese wird dann im Generator zu elektrischer Energie gewandelt. Durch die voneinander erheblich abweichenden Betriebsbedingungen wurde

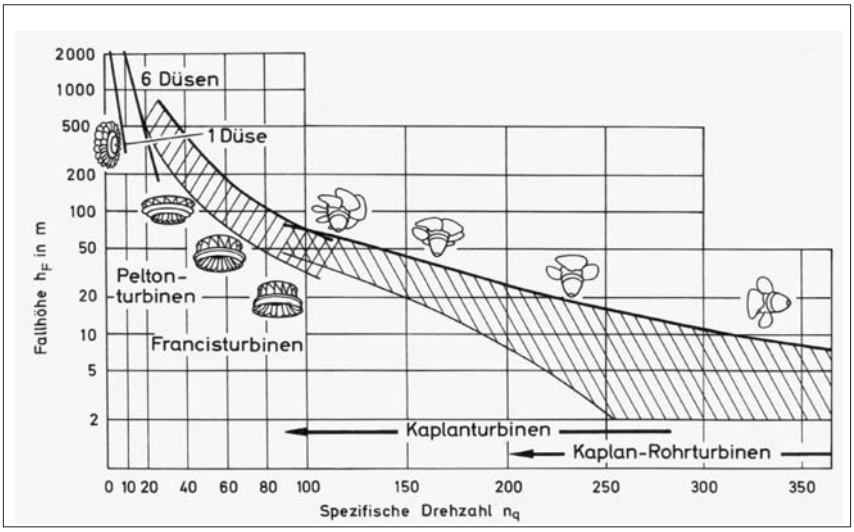



*Abb. 3.9:* Anwendungsbereiche Verschiedener Turbinenarten in Abhängigkeit von der Fallhöhe und der spezifischen Drehzahl [3]

eine große Anzahl an unterschiedlichen Turbinentypen entwickelt. Um die Turbinen in Gruppen einteilen zu können, muss man Kriterien festlegen, wonach dies geschehen soll. Einige solcher Merkmale sind die Bauart des Laufrades, der Volumenstrom, die Fallhöhe und die vom Volumenstrom und der Fallhöhe abhängige spezifisch Drehzahl (Abbildung 3.9). Die spezifische Drehzahl ist die tatsächliche Drehzahl einer definierten Modellturbine. Mit Hilfe von „Ähnlichkeitsformeln" kann aus ihr die Drehzahl einer jeden anders ausgelegten Turbine berechnet werden.

Kaplan-, Francis- und Peltonmaschinen sind die am häufigsten vor- **41**
kommenden Turbinen, mit denen das gesamte zur Verfügung stehende Wasserkraftpotential ausgenutzt werden könnte. Es werden Fallhöhen zwischen 2 m bis ungefähr 1800 m und Volumenströme von wenigen Litern bis zu etwa 700 $m^3/s$ ausgenutzt. Für das Wasserkraftwerk Itaipu, das zu den größten der Welt gehört, sind Francisturbinen mit einer Leistung von 740 MW pro Maschine gebaut worden.

### 3.5.1.1 Peltonturbine

Die Peltonturbine (Abbildung 3.10) ist eine Gleichdruck- oder an- **42**
ders ausgedrückt eine tangential beaufschlagte Freistrahlturbine. Ihr

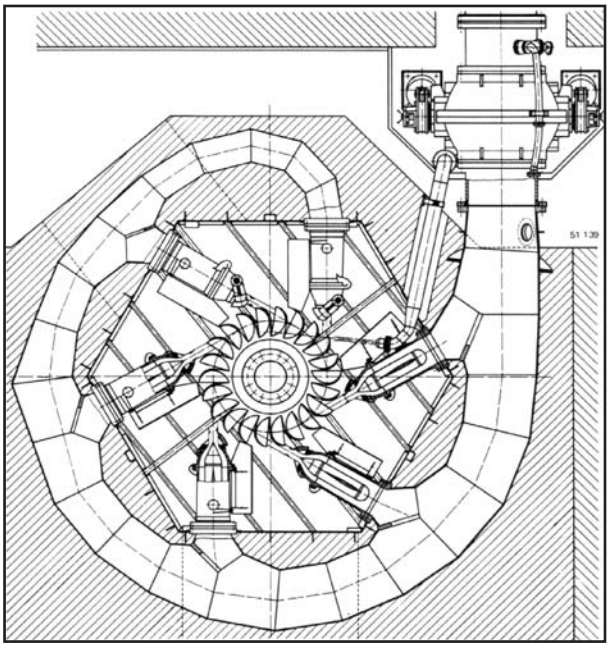


*Abb. 3.10:* Vertikal angeordnete Peltonturbine mit sechs Düsen und Einlaufspirale [7]



*Abb. 3.11:* Francis-Turbine mit stehender Welle [5]

Anwendungsbereich liegt bei Fallhöhen ab ungefähr 200 m und bis zu etwa 1200 m. In den Gefällebereichen darunter haben die modernen Francisturbinen die Peltonräder fast völlig verdrängt. Die Durchflussmengen solcher Peltonturbinen sind im Vergleich zu den Francismaschinen eher gering. Die Funktionsweise einer Peltonturbine ist einfach zu beschreiben. Der durch das Druckrohr kommende Wasservolumenstrom fließt in die bis zu sechs Rohre, an deren Ende eine Düse sitzt. An den Düsen wird die Druckenergie des Wassers fast verlustlos in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt. Die austretenden Wasserstrahlen treffen in tangentialer Richtung auf die Becher des Peltonrades auf und setzen es so in Bewegung. Die auf die Becher auftreffenden Wasserstrahlen werden durch eine im Becher angeordnete Mittelschneide zu beiden Seiten gleichmäßig umgelenkt. Dadurch wird sichergestellt, dass kein Axialschub am Laufrad auftritt.

**43** Das Laufrad selbst muss um ein bestimmtes Maß über dem höchst auftretenden Unterwasser im Ablaufgerinne angeordnet sein, damit es nicht in das Wasser eintaucht und somit abgebremst wird. Ein Eintauchen des Rades bezeichnet man als Waten. Dieser benötigte Abstand zum Unterwasser, der an Fallhöhe verloren geht, macht im Vergleich zur Gesamtfallhöhe aber nur einen geringen Anteil aus.

**44** An den Düsen sind sogenannte Strahlablenker angeordnet, die im Falle einer Schnellabschaltung augenblicklich den Wasserstrahl ablenken und so die treibende Kraft für die Turbine unterbrechen. Dies ist notwendig, da der angeordnete Kugelschieber wegen der Verursachung von Druckstößen aufgrund der großen Fallhöhen nicht so schnell geschlossen werden kann. Wird im Triebwasser viel Sand mitgeführt, ist eine schnelle Korrosion der Bauteile zu erwarten. Um Korrosionsschäden zu verhindern, werden die Düsennadeln mit Sandschutzrohren versehen. Das Laufrad wird aus Bronze oder nichtrostendem Stahl in einem Stück gegossen und ist so besonders beständig.

### 3.5.1.2 Francis-Turbine

**45** Francis-Turbinen sind durch ein sehr breites Einsatzspektrum gekennzeichnet. Ihr geeigneter Fallhöhenbereich liegt zwischen 20– 300 m. Der zu verarbeitende Volumenstrom variiert zwischen 0,5 $m^3/s$ und einigen 100 $m^3/s$. Die Francis-Turbine besteht aus einem Leitschaufelkranz, auch Leitapparat genannt und einem Laufrad. Die Turbine wird

als eine Überdruckmaschine bezeichnet und mit stehender (Abbildung 3.11) oder liegender Welle, auf der das Laufrad sitzt, gebaut. Auf Grund der verschiedenen Laufradformen, die von der spezifischen Drehzahl abhängen, unterscheidet man Schnell- und Langsamläufer (vergleiche auch Abbildung 3.9).

**46** Das Wasser wird der Turbine durch die Einlaufspirale, die sich wie ein Schneckenhaus um den Leitschaufelkranz windet, vom Umfang her gleichmäßig auf die Leitschaufeln verteilt. An den Leitschaufeln wird das Wasser umgelenkt, so dass es gleichlaufend mit der Laufradachse weiterfließt. Die Schaufeln des Leitapparates wandeln den Wasserdruck in Bewegung um und sorgen dafür, dass das Wasser in optimalem Anströmwinkel auf die Schaufeln des Laufrades trifft. Um in allen Betriebspunkten annähernd gute Wirkungsgrade zu erzielen, ist der Leitapparat verstellbar. Seine Schaufeln können weit geöffnet oder fast völlig geschlossen werden. So wird bei vielen Betriebsverhältnissen eine relativ gute Anströmung der Laufradschaufeln gewährleistet. Weil an den Leitschaufeln nicht alle Druckenergie in Geschwindigkeit umgewandelt wird, herrscht an der Druckkante des Laufrades ein höherer statischer Druck als an der Saugkante. Hieraus resultiert der Name Überdruckturbine.

**47** Das durch die Turbine geströmte Wasser gelangt anschließend über das Saugrohr, auch Saugschlauch genannt, in das Unterwasser. Das Saugrohr ist ein Diffusor, der das Wasser unter den Umgebungsdruck entspannt und so zu einer Leistungssteigerung der Turbine beiträgt. Der Diffusor muss äußerst exakt ausgebildet werden, damit keine ungewollten Wasserrückströmungen und Verwirbelungen auftreten. Heutzutage werden die turbulenten, dreidimensionalen Strömungen durch die Turbine und das Saugrohr mit Computern simuliert. So können optimale Formen für die Bauteile entworfen werden.

### 3.5.1.3 Pumpturbine

**48** Die stetige technische Weiterentwicklung der Pumpspeicherkraftwerke hat in den letzten Jahren zu deutlich größeren Maschinenleistungen geführt. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass immer öfter anstelle der konventionellen Maschinensätze, bestehend aus Turbine und separater Pumpe, ein neues Anlagenteil, die Pumpturbine (Abbildung 3.12), zum Einsatz kommt. Pumpturbinen sind entwickelt worden, um Investitionskosten beim Maschinenbau, als auch

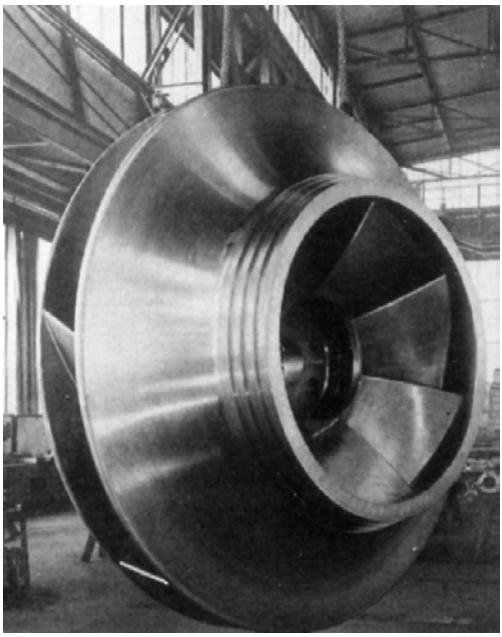


*Abb. 3.12:*
Pumpturbinenlaufrad [5]

beim Betonbau einzusparen. Das ist möglich, weil eine solche Turbine auch die Funktion der Speicherpumpe übernimmt und diese jetzt nicht mehr benötigt wird. Durch die kompakte Bauart der Pumpturbine können auch die Gebäudekosten reduziert werden. Weitere Vorteile sind die einfachere Zu- und Ableitung des Triebwassers und die hieraus resultierende geringere Anzahl an Abschlussorganen.

**49** Eine Pumpturbine ist eine Maschine mit umkehrbarer Drehrichtung für den Pump- oder Turbinenbetrieb. Bei der Konstruktion herrscht auf Grund hydraulischer Überlegungen die Geometrie eines Pumpenrades vor. Durch Verwendung beweglicher Leit-, als auch Laufschaufeln gelangt man beim Betrieb als Turbine zu einem etwas verbesserten Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb gegenüber dem Pumpbetrieb. Der Wirkungsgrad ist jedoch etwa 3% kleiner, als bei getrennten Maschinen [3]. Die Einbaulage einer solchen Pumpturbine ist in den meisten Fällen senkrecht, da die Wellenlager vertikalachsiger Anlagen gegen Drehsinnumkehrungen unempfindlicher sind. Die Drehzahlen im Pump- und Turbinenbetrieb sind nicht identisch, denn die jeweiligen Wirkungsgradmaxima liegen bei unterschiedlichen Drehzahlen. So ist die spezifische Drehzahl beim Turbinenbe-

trieb etwas geringer als im Pumpbetrieb. Die in einer solchen Anlage zu verwirklichende Förderhöhe liegt heute bei über 800 m und die Leistungsgrenze bei 500 MW. Es gilt zu berücksichtigen, dass große Förderhöhen auch einen hohen Zulaufdruck erfordern. Einen hohen Zulaufdruck erzeugen, bedeutet tiefe Gründung des Kraftwerkes und dadurch größere finanzielle Aufwendungen.

**50** Die Nachteile einer Pumpturbine liegen in den längeren Umstellzeiten von Pump- auf Turbinenbetrieb. Dies ergibt sich daraus, dass alle rotierenden Teile, bevor sich die Drehrichtung ändert, kurz zum Stillstand gebracht werden müssen. Eine spätere Einsatzbereitschaft im Verbundnetz ist die Folge.

**51** Um den Pumpenbetrieb weiter zu optimieren bietet sich in neueren Kraftwerken die Möglichkeit die Turbine im Pumpbetrieb mit variabler Drehzahl zu fahren. Variable Drehzahl bedeutet, dass man die Pumpe im Teillastbetrieb einsetzen kann und so auch in die Leistungsregelung des Verbundnetzes eingreifen kann indem man die Pumpe als zusätzlichen Verbraucher mit variabler Last zuschaltet. Möglich wurde die drehzahlregulierte Pumpturbine durch den Einsatz moderner Frequenzumrichtertechnik. Dabei wird ein herkömmlicher Synchronmotorgenerator benutzt. Er wird mit einem Wechselstrom von unterschiedlicher Frequenz gespeist, der aus dem Stromnetz entnommen, gleichgerichtet und im Anschluss wieder in Wechselstrom mit einer von der Netzfrequenz verschiedenen Frequenz umgewandelt worden ist. Die unterschiedlichen Frequenzen des aufgegebenen Wechselstromes bedingen die verschiedenen Drehzahlen der Pumpturbine.

### 3.5.2 Speicherpumpen

**52** Die Speicherpumpe ist bei herkömmlichen Pumpspeicherkraftwerken neben der Turbine die zweite Wasserkraftmaschine. Für den Wassertransport in das Oberbecken werden fast ausschließlich Kreiselpumpen benutzt. Bei ihnen kann man die drei Bauarten axial, diagonal und radial unterscheiden. Welche dieser Drei verwendet wird, ist abhängig vom zu fördernden Volumenstrom und der Druckänderungsarbeit, die wiederum von der Förderhöhe bestimmt wird. Axialpumpen eignen sich für große Volumenströme und kleine Förderdrücke und kommen deshalb als Speicherpumpen nur sehr selten zum

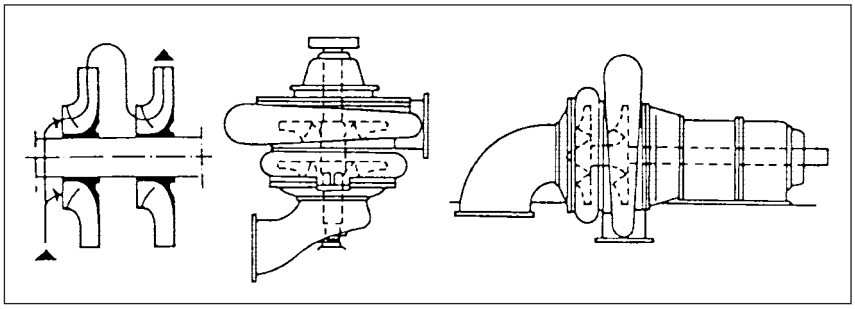


*Abb. 3.13:* Einflutige, zweistufige Pumpe in vertikaler und horizontaler Bauart [3]

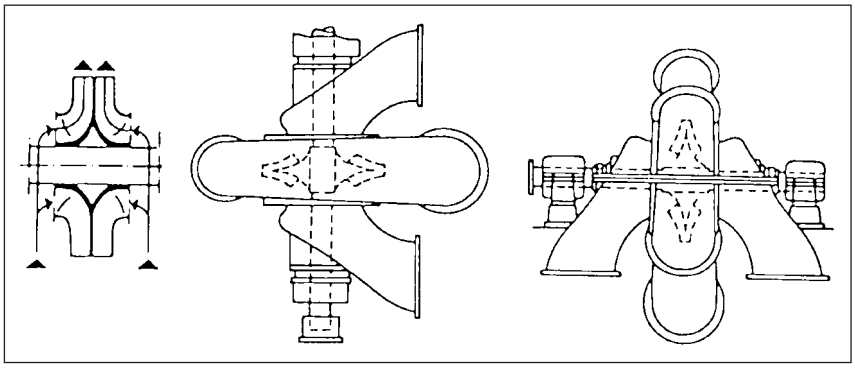


*Abb. 3.14:* Zweiflutige, einstufige Pumpe in vertikaler und horizontaler Bauart [3]

Einsatz. Diagonalpumpen sind für mittlere Förderströme und Förderdrücke geeignet. Die am häufigsten verwendete Variante ist die Radialpumpe, die bei kleinen Wasserströmen und großen Höhendifferenzen am geeignetsten ist.

Eine solche Pumpe arbeitet folgendermaßen: Das von niedrigem auf höheres Niveau zu fördernde Wasser, wird der Pumpe in ihrer Laufradmitte über das Saugrohr zugeführt. Das Laufrad ist so gestaltet, dass sich der Strömungsquerschnitt radial nach außen verjüngt. Zum Eintrittszeitpunkt hat das Wasser nur einen geringen Energieinhalt. Die Drehbewegung des von einem Motor angetriebenen Pumpenlaufrades zwingt dem Wasser eine Zentrifugalkraft auf, die beim Ausströmen in das sich anschließende Spiralgehäuse (Diffusor) durch Verzögerung der Geschwindigkeit in Druckenergie umgewandelt wird. **53**

**54** Speicherpumpen müssen für einen bestimmten **Betriebspunkt** ausgelegt sein, da ihre Leitschaufeln aus Festigkeitsgründen fixiert sind und sich nicht verstellen lassen. Ein bestimmter Betriebspunkt bedeutet, dass bei fester Drehzahl und Förderhöhe nur noch der Volumenstrom und somit ein bestimmtes Laufrad, welches exakt auf diesen Punkt optimiert ist, ausgewählt werden kann. Ist der Förderstrom einmal festgelegt, kann er nur noch durch Drosselung verändert werden.

**55** Zusätzlich zur Laufradgestaltung gibt es noch andere Kriterien, wonach man Speicherpumpen in Gruppen einteilen kann. So wird die Stufenzahl, die Art der Beaufschlagung und die Achslage der Pumpe zur Einteilung benutzt (Abbildung 3.13 und Abbildung 3.14). Die Anzahl der Stufen hängt von der Förderhöhe ab. Da die Drucksteigerung einer Stufe begrenzt ist, werden bei großen Höhen mehrstufige Pumpen eingesetzt. Bei einer solchen Pumpe fließt das Wasser radial aus dem ersten Laufrad heraus, wird umgeleitet und achsial auf das nächste Laufrad geschickt. Es besteht die Möglichkeit bis zu neun Stufen in einer Pumpe zu verwirklichen. Die Art der Beaufschlagung kann einflutig oder zweiflutig erfolgen. Ist die Drehzahl, die Förder- und Saughöhe der Anlage festgelegt, kann nur ein bestimmter Volumenstrom verarbeitet werden. Besteht jedoch die Notwendigkeit mehr zu verarbeiten, benutzt man eine zweiflutige Pumpe. Sie hat ein Doppellaufrad und wird von zwei Seiten mit Wasser beschickt. Die Achslage der Anlagen kann horizontal oder vertikal sein. Die vertikale Anordnung wird bei der Bauweise über Tage auf Grund der großen Tiefenausdehnung möglichst vermieden.

### 3.5.3 Generatoren

**56** Bei allen Wasserkraftwerken sind die ausgewählten Turbinen in ihrer Art, Leistung, Drehzahl und Anzahl der Maschinensätze speziell an die Fallhöhe und die Triebwassermenge angepasst. Diese individuelle Turbinenauslegung ist zugleich auch die Rahmenbedingung für die elektrische Maschine, den Motorgenerator. Neben den schon aufgezählten Kriterien kommen noch die häufigen Betriebswechsel bei der Leistungsfrequenzregelung, eine bestimmte Wahl des Leistungsfaktors, der Phasenschieberbetrieb und die Anpassung des Motorbetriebes an die Pumpen hinzu, die bei der Auslegung des Motorgenerators

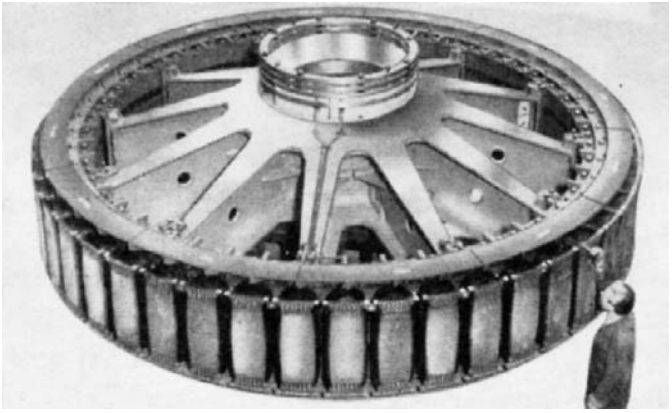


*Abb. 3.15:* Polrad eines Wasserkraftgenerators [4]

berücksichtigt werden müssen und die selbiger im Anwendungsfall beherrschen muss.

**57** Es gibt zwei Hauptgruppen von Generatoren, die Asynchron- und die Synchrongeneratoren. Synchrongeneratoren werden durch die Erregermaschine in ihrer Frequenz parallel zur Netzfrequenz gefahren und dann über den Leistungsschalter mit dem Netz verbunden. Durch Unter- oder Übererregung des Generators hat man die Möglichkeit, Blindstrom in das Netz einzuspeisen oder von ihm zu beziehen. Diese Blindstromregelung ist mit dem Asynchrongenerator nicht möglich, da er nicht parallel und synchron zum Netz läuft, sondern von diesem geführt wird. Auf Grund dessen wird man Asynchrongeneratoren auch nur bei kleineren Laufwasserkraftwerken finden.

**58** Das entscheidende Merkmal bei der Bauweise eines Generators liegt in der Anordnung der Turbinenwelle. Man unterscheidet zwischen Horizontal- und Vertikalmaschinen, sowie zwischen Langsam- (Abbildung 3.15) und Schnellläufer. Welchen Einfluss die Drehzahl auf die Größe des Generators hat, lässt sich mit dem Zusammenhang erklären, dass die Synchrondrehzahl gleich dem Verhältnis aus Netzfrequenz zur Anzahl der Polpaare ist. Je größer die Drehzahl, desto kleiner die Anzahl an benötigten Polpaaren, desto kleiner der Durchmesser des Generatorläufers. Hieraus ergibt sich, dass Schnellläufer in ihrer Bauart kompakter sind als Langsamläufer.

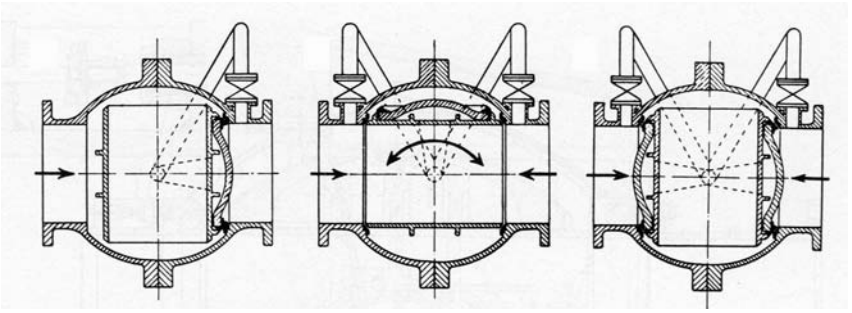
**59** Wird der Generator während des Turbinenbetriebes vom Netz getrennt, was einen Lastwegfall für die Turbine bedeutet und wird die Wasserzufuhr nicht schnell genug unterbrochen, geht die Turbine durch. In einem solchen Fall kommt die Maschine auf die 1,2- bis 1,7-fache Nenndrehzahl als Durchgangsdrehzahl. Diese Belastung muss der Generatorläufer mit Sicherheit aushalten, ohne dass Formveränderungen an ihm auftreten. Durch geeignete Maßnahmen, wie Wasserentlastungsanlagen oder Absperrorgane kann diesem Störfall vorgebeugt werden.

### 3.5.4 Transformatoren

**60** Wasserkraftanlagen stellen an die Transformatoren keine besonderen Ansprüche. Es sind meist die gleichen oder ähnlichen Anforderungen, wie sie beispielsweise von einem Dampfkraftwerk gestellt werden.

**61** Der Transformator (Abbildung 3.16) hat die Aufgabe, elektrische Energie aus einem System gegebener Spannung und Frequenz in ein System höherer Spannung unter Beibehaltung der Frequenz zu übertragen. Anwendung findet er aber auch, wenn die Spannung der elektrischen Energie bei gleicher Frequenz reduziert werden muss. Die Umwandlung der elektrischen Wechselstromenergie erfolgt über ein magnetisches Wechselfeld.

**62** Konstruktiv unterscheidet man zwei Gruppen von Transformatoren, den Kern- und den Manteltransformator. In der Praxis findet meistens der Manteltyp Verwendung. Bei ihm sind die Primär-, als auch die Sekundärspule auf einem Spulenkörper angeordnet. Für die Kühlung eines Transformators stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Es gibt den Trockentransformator, bei dem die Wärme durch Konvektion an die umgebende Luft abgeführt wird und den Öltransformator. Dieser sitzt in einem mit Kühlrippen versehenen Ölkessel. Hier macht man sich nicht nur die bessere Kühlwirkung des Öls zu Nutze, sondern auch sein besseres Isolationsvermögen. Bei Pumpspeicherkraftwerken in Kavernenbauart wird meist ein Transformator mit oberspannungsseitigem Kabelanschluss verwendet. Das Kabel lässt sich natürlicherweise besser aus der Kaverne an die Umgebung führen, als eine Freileitung. Ist das Profil des Kaverneneingangs sehr klein und sind die zulässigen Transportgewichte nicht ausreichend, können anstatt eines Drehstromtransformators drei Einphaseneinheiten eingebaut werden.



a) bei einseitiger Dichtung in Abschlussstellung
b) bei einseitiger Dichtung geöffnet
c) mit zusätzlichem Revisionsabschluss von innen dichtend in geschlossener Stellung

*Abb. 3.16:* Kugelschieber, Längsschnitt [5]

## 3.6 Absperrorgane

Sie werden im Allgemeinen an den Druck- und Saugstutzen der Ma- **63**
schinen, am Eintritt in die Triebwasserleitung, sowie am Leitungsaustritt in das Unterbecken eingesetzt. Als Kugelschieber, Drosselklappen und Schützenverschlüsse dienen sie zur Sicherung der Kraftwerksanlage. Bei Instandhaltungs- oder Revisionsarbeiten an einer oder mehreren Maschinen werden die jeweiligen Verschlussorgane vor und hinter den betroffenen Anlagen zugefahren, so dass die weiteren Turbinen oder Pumpen in Betrieb bleiben können. In Notfällen, wenn zum Beispiel eine Druckleitung bersten sollte, sind die Notverschlüsse innerhalb kürzester Zeit geschlossen, so dass eine Überflutung des Maschinengebäudes verhindert wird.

### 3.6.1 Kugelschieber

Kugelschieber sind Absperrverschlüsse, die direkt in der Druckrohr- **64**
leitung eingebaut sind. Da sie bis zu einem Druck von mehr als 180 bar verwendet werden können, benutzt man sie meist an den Stellen, an denen hohe Drücke vorherrschen. Sie bestehen aus einem Rohrstück von der Länge des Rohrdurchmessers, welches senkrecht zur Rohrachse durch Zapfen drehbar gelagert ist und sich in einem kugeligen Gehäuse befindet (Abb. 3.16: Kugelschieber, Längsschnitt [5],

a) bei einseitiger Dichtung in Abschlussstellung, b) bei einseitiger Dichtung geöffnet, c) mit zusätzlichem Revisionsabschluß von innen dichtend in geschlossener Stellung 3.16). Der Antrieb des Schiebers erfolgt entweder auf hydraulischer Basis mit Drucköl oder durch das Druckwasser der eigenen Rohrleitung. Eine weitere Option ist ein elektrisch betriebener, Zahnstangenstellmotor, der über eine Zahnstange den Schieber öffnet oder schließt.

**65** Solche Antriebe sind für beide Durchflussrichtungen geeignet und somit für Pumpturbinen von Vorteil. Bei geöffnetem Kugelschieber ist der Strömungswiderstand in der Rohrleitung nur geringfügig größer, als bei einer Leitung ohne Einbauten. Die Dichtigkeit des geschlossenen Schiebers wird durch eine Abschlussplatte erreicht, die vom Druckwasser gefüllt wird und so einen Dichtungsring gegen die Leitung presst. Ein Öffnen des Kugelschiebers ist erst nach Flutung der wasserlosen Rohrseite möglich.

**66** Um diesen Druckausgleich zu erreichen, benötigt man eine sogenannte Umführungsleitung, welche die Verbindung zwischen der Druckseite und dem wasserlosen Rohrabschnitt herstellt. In den meisten Fällen ist bei einem solchen Schieber ein Revisionsverschluss angebracht, der es ermöglicht, bei gefüllter Druckleitung die Dichtungen nachzusehen und gegebenenfalls zu korrigieren oder instand zu setzen. Das Gehäuse und der Drehkörper werden in Stahlguss oder Schweißkonstruktion hergestellt.

### 3.6.2 Drosselklappen

**67** Drosselklappen sind scheibenartige, linsenförmige Verschlusskörper mit kreisförmigem Querschnitt (Abbildung 3.17). Sie werden aus zwei miteinander verschweißten Schalen hergestellt und sind auf einer zur Rohrachse senkrecht stehenden Welle schwenkbar gelagert. Ihr Einsatzbereich liegt bei Drücken von bis zu 60 bar bei einem gleichzeitigen Durchmesser von 2,8 m. Sind die Drücke geringer, können Lichtweiten bis zu 5 m realisiert werden. Die Gehäuse sind aus Gusseisen oder aus Stahl geschweißt.

**68** Drosselklappen werden an Druck- und Saugstutzen von Maschinen angeordnet, um als Revisionsabschluss zu dienen. Sie werden auch an Einläufen von Druckrohrleitungen eingebaut und wirken dort als Rohrbruchsicherungen. Über eine Stauscheibe wird die Geschwin-



*Abb. 3.17:*
Drosselklappe [5]

digkeit des Wassers gemessen, die einen bestimmten Wert nicht überschreiten darf. Im Falle eines Rohrbruches steigt die Fließgeschwindigkeit sprunghaft an und veranlasst die Stauscheibe den Schließvorgang auszulösen. Die gute Eigenschaft der Klappe als Schnellschlussorgan ist dem hydraulischen stets im Schließsinn wirkenden Drehmoment zu verdanken. Bei geöffneter Klappe treten trotz der fast vollständig ausgebildeten Parallelströmung Verluste auf. Eine Teillastöffnung ist nicht möglich, da ansonsten die Strömung abreißen würde und starke Schwingungen auftreten können. Die Abdichtung der Drosselklappe wird durch eine metallische oder elastische Dichtung am Umfang und an der Gehäusesitzfläche erreicht.

### 3.6.3 Schützenverschlüsse

Als Schützenverschlüsse werden hauptsächlich Flach- oder Keil- **69**
schieber, sowie Gleit- und Rollschütze eingesetzt. Sie werden in Nischen der Wehrpfeiler und Wehrwangen auf Gleitschienen oder Rollen geführt und senkrecht auf- und abbewegt. Manchmal kommen auch sogenannte Zylinderschützen zum Einsatz.

### 3.6.3.1 Keilschieber

**70** Keilschieber dienen vorwiegend als Absperrorgane bei Grundablässen kleinerer Bauart. Als Regulierverschluss für den Teillastbetrieb ist der Keilschieber nicht geeignet, weil es dann zu Strömungsablösung am Keil käme und so große Verluste entstünden. Er wird über einen Spindelantrieb betätigt, welcher senkrecht zur Rohrachse angeordnet ist. Seine Dichtigkeit wird durch eine elastische und weitgehend unempfindliche Dichtung gewährleistet, die in der Endstellung des Schiebers gegen die Gehäusewand gepresst wird.

### 3.6.3.2 Gleitschütz

**71** Sie sind im Normalfall als Absperrschütze eingesetzt, können aber auch in Sonderfällen, bei der dementsprechenden Ausführung, als Regulierverschlüsse mit Teilöffnungen im Dauerbetrieb gefahren werden. Es gibt die Möglichkeit, eine solche Schütze über Zylinder hydraulisch oder über Zahnstangen mit einem Elektrostellantrieb zu betätigen. Ein Gleitschütz kann in seiner einfachsten Ausführung aus einer soliden Holztafel bestehen oder er wird aus einer Blechtafel als Dichtungshaut hergestellt, die durch eine Trägerkonstruktion ihre notwendige statische Stabilität erreicht. Bei kleinen Ausführungen einer Gleitschütze muss man berücksichtigen, dass die Zahnstangen auf Druck beansprucht werden können. Dies ist der Fall, weil das Eigengewicht der Tafel zur kompletten Absenkung nicht ausreicht und der hydrostatische Druck die Schütze zusätzlich immer fester gegen die Ständer drückt. Deswegen muss das Drehmoment des Motors groß genug sein, damit die Tafel in die Endstellung gefahren werden kann.

### 3.6.3.3 Rollschütz

**72** Ist das Gewicht einer zu hebenden Schütze inklusive des anstehenden Wasserdruckes bei über 40 t, so werden aus konstruktiven und kaufmännischen Gründen Rollschütze eingesetzt. Bei einer derart großen Last müssen die benötigten Antriebe um einiges stärker ausgelegt werden, wodurch man an die Grenze des technisch Möglichen stößt. Der finanzielle Aufwand, der auf einen zukommt, um eine Anlage dieser Größenordnung als Gleitschütz auszuführen, wäre nicht gerechtfertigt. Bei Rollschützen werden anstatt der bisherigen Gleit-

schienen nun Rollen benutzt. Dies bedeutet, dass die Schützentafel über die Rollen, welche in einer Führung laufen, auf- und abbewegt werden kann. Durch die verwendeten Rollen verringert sich die zum Anheben der Tafel benötigte Kraft, so dass jetzt eine kleinere Antriebseinheit diese Aufgabe erledigen kann.

#### 3.6.3.4 Zylinderschütz

**73** Zylinderschütze können eine kreisförmige Abflussöffnung im Boden verschließen. Sie sind nichts anderes als ein Rohr mit dem Durchmesser der Abflussöffnung, das senkrecht auf die Öffnung gesetzt wird und dadurch das Wasser am Abfließen hindern. Die Abdichtung erfolgt über ein Notengummi, das am unteren Ende des Zylinderschützes über den Umfang befestigt ist und beim Aufsetzen auf den Beton dichtet.

## 3.7 Wasserableitung

**74** Die Wasserableitung von der Turbine zum Unterbecken kann auf unterschiedliche Art und Weise realisiert werden. Es kommt darauf an, was für ein Kraftwerkstyp gebaut werden soll.

**75** Bei Kavernenkraftwerken sind die Unterwasserableitungen meist als Druckstollen ausgeführt. Somit sind die Stollen komplett mit Wasser gefüllt. Dies resultiert aus der Tatsache, dass bei solchen Kraftwerken fast immer große negative Saughöhen vorhanden sind. Die negative Saughöhe ist wie früher schon beschrieben notwendig, um die Kavitation zu vermeiden.

**76** Hat man eine Kraftwerksanordnung konventioneller Bauart, werden Unterwasserrohrleitungen eingesetzt. Diese Rohrleitung setzt unmittelbar an der Saugseite der Turbine an und führt zum Unterbecken. In manchen Fällen wird diese Wasserableitung als Diffusor ausgebildet, um mehr Leistung an der Turbine abnehmen zu können.

### 3.7.1 Unterwasserstollen

**77** Die Unterwasserstollen sind in Fällen von Kavernenkraftwerken unverzichtbar. Sie sorgen einerseits für den Wassertransport von der Turbine zum Unterbecken und andererseits dafür, dass das Wasser,

welches die Pumpe zum Oberbecken fördert, in optimalem Anströmwinkel zur Pumpe geleitet wird.

**78** Der Bauablauf sowie die Bauart eines Unterwasserstollens sind mit dem der Wasserzuleitung zu vergleichen.

### 3.7.2 Unterwasserrohrleitung

**79** Unterwasserrohrleitungen kommen bei den Pumpspeicherkraftwerken älterer Bauart vor und dienen ebenso wie die Unterwasserstollen als Wasserableitung von den Turbinen zum Unterbecken und als Wasserzuleitung zu den Pumpen. Sie bestehen wie die Hangrohrleitungen aus Stahlrohren die zu Schüssen von bis zu 8 m Länge verschweißt sind. Ihr Profil muß äußerst genau ausgearbeitet werden, damit an der Saugseite der Turbine keine Rückströmung des Wassers auftreten kann. Oft ist die Wasserableitung als Saugschlauch ausgebildet, um mehr Leistung zu bekommen.

## 3.8 Unterbecken

**80** Das Unterwasserbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes ist ein absolut notwendiger Bestandteil einer solchen Anlage. In ihm wird das Wasser aufgefangen, welches durch die Turbinen geflossen ist und dort seine kinetische Energie abgegeben hat. Das Wasser wird im Becken durch Dämme und / oder Staumauern zurückgehalten, damit es zu einem späteren Zeitpunkt wieder zurück in das Oberbecken gefördert werden kann. Wie bei den Oberbecken kann man auch hier zwischen natürlichem und künstlich angelegtem Reservoir unterscheiden.

### 3.8.1 Natürliches Unterbecken

**81** Bei einem natürlichen Unterbecken bedarf es zumeist nur eines geringen Aufwandes, um es für eine Nutzung als Unterwasserbecken bei Kraftwerken bereitzustellen. Ein solches Reservoir kann zum Beispiel ein See sein, der am Fuße eines Berges liegt und sich zur Nutzung anbietet. Eine weitere Möglichkeit wäre ein aufgestauter Flusslauf, bei dem die Stauhöhe des Wassers das zur Verfügung stehende Speichervolumen bestimmt. Je höher der Fluss aufgestaut werden kann, desto größer ist das nutzbare Wasservolumen. Bei den Pumpspeicherkraft-

werken beispielsweise in Herdecke an der Ruhr und Waldshut am Oberrhein werden aufgestaute Flussläufe als Speicher benutzt.

### 3.8.2 Künstlich angelegtes Unterbecken

Bei ihnen sind die örtlichen Gegebenheiten so gestaltet, dass man nur **82**
mit baulichen Maßnahmen eine Nutzung als Speicher herbeiführen kann. Es sind oft Ringdämme, die als Steinschüttdämme angelegt werden müssen, um einen Raum zur Speicherung zur Verfügung stellen zu können. Bei schmalen Tälern ist es meist ausreichend, wenn an der Stelle des engsten Querschnitts eine Staumauer errichtet wird. Diese kann als Gewichts-, Pfeiler- oder Bogenstaumauer ausgebildet werden. Welche dieser Stauanlagen zur Anwendung kommt, ist von den Untergrundverhältnissen abhängig. Der beim Kavernenbau anfallende Ausbruch wird zur Errichtung des Schüttdammes oder zum Mauerbau verwendet.

## 4 Literatur

[1] Deutsches Nationales Komitee der Internationalen Komission für Große Talsperren / Deutscher Verband für Wasserwirtschaft (Herausgeber) Talsperren, Wasserkraft- und Pumpspeicherwerke in der Bundesrepublik Deutschland; Wilhelm Ernst & Sohn, Berlin / München, 1967

[2] DIN 19 700 Teile 10 und 11; Stauanlagen, Gemeinsame Festlegungen Stand Juli 2004

[3] Kaczynski, J.; Stauanlagen, Wasserkraftanlagen Werner, Neuwied, 1994

[4] Linse, H.; Elektrotechnik für Maschinenbauer; Teubner, Wiesbaden, 2005 (12. Auflage), S. 273

[5] Raabe, J.; Hydraulische Maschinen und Anlagen Springer Verlag, 2002 (2. Auflage)

[6] Rössert, R.: Hydraulik im Wasserbau Oldenburg, München, 1999 (10. Auflage), S. 137

[7] Sulzer Hydro: Wasserkraftnutzung mit hydraulischen Maschinen Prospekt von 1984

# Erdwärmenutzung

*Frieder Häfner und Stefan Wagner*

*Die Erdwärme oder geothermische Energie gehört zu den regenerativen Energien. Im Gegensatz zu Solar- und Windenergie ist sie an jedem Standort und zu jeder Zeit verfügbar und bietet eine hohe Versorgungssicherheit. Allerdings steht die Erdwärme zumeist nur als geringwertige Niedrigtemperaturenergie mit ca. 12 °C bei 100 m Tiefe bzw. ca. 40 °C bei 1000 m Tiefe zur Verfügung. Der Beitrag stellt die Technologien zur Erdwärmegewinnung und ihre Nutzungsmöglichkeiten anhand von Beispielen dar.*

*Die Vision der Autoren ist es, dass Anlagen zur Erdwärmeheizung und -klimatisierung in den nächsten Jahrzehnten so normal werden wie das Aufstellen eines Kühlschranks. Dazu ist jedoch erforderlich, sowohl gebäudetechnisch als auch bohrtechnisch so ausgereifte und wartungsarme Anlagen zu entwickeln und einzuführen, wie wir sie aus der Elektrotechnik und der Gastechnik heute schon kennen. Bei breiter und flächendeckender Einführung bieten diese Verfahren die Chance, etwa 20–30% des gesamten deutschen Primärenergiebedarfes zu ersetzen und die $CO_2$-Emisssion um den gleichen Betrag zu verringern.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn |
|---|---|---|
| 1 | Einführung | 1–9 |
| 2 | Erdwärme – ihre Herkunft und Regeneration | 10–11 |
| 3 | Technologien zur Gewinnung von Erdwärme mittels Tiefbohrungen | 12–29 |
| 3.1 | Offene Systeme (Heißwasserförderung) | 13–15 |
| 3.2 | Geschlossene Systeme (Erdwärmesonden) | 16–29 |
| 3.2.1 | Eigenschaften des Erdreiches | 17–23 |
| 3.2.2 | Flüssigkeitszirkulation | 24–26 |
| 3.2.3 | Direktverdampfung von Kältemitteln | 27–28 |
| 3.2.4 | Erdpfähle, Erdrohrsysteme, Erdkörbe | 29 |
| 4 | Nutzungsmöglichkeiten der Erdwärme im Energiemix | 30–43 |
| 4.1 | Gebäude-Heizung | 31–33 |
| 4.2 | Gebäude-Klimatisierung (Kühlung) | 34–38 |
| 4.3 | Sonderanwendungen (Flächenheizung, Weichenheizung) | 39 |
| 4.4 | Elektroenergiegewinnung | 40–43 |

| | | Rn |
|---|---|---|
| 5 | Erdwärmesonden (EWS) für Heizung und Klimatisierung – Betrieb, Berechnung und Dimensionierung | 44–107 |
| 5.1 | Typische Betriebsverläufe | 45–47 |
| 5.2 | Berechnung und Simulation des Leistungsverhaltens von Erdwärmesonden (EWS) | 48–68 |
| 5.2.1 | Theoretische Grundlagen der Berechnung | 51–54 |
| 5.2.2 | Analytische Lösung | 55–56 |
| 5.2.3 | Simulationsmodell ModEW | 57–68 |
| 5.3 | Kopplung mit Wärmepumpen (Elektro-, Gaswärmepumpen) | 69–76 |
| 5.4 | Auslegungsbeispiele | 77–95 |
| 5.4.1 | Einfamilienhaus ohne Klimatisierung (12 kW, Elektrowärmepumpe) | 78–82 |
| 5.4.2 | Geschäftsgebäude ohne Klimatisierung (130 kW, Gaswärmepumpe, tiefe EWS) | 83–85 |
| 5.4.3 | Heizzentrale mit Klimatisierung (200 kW-70 kW, Gaswärmepumpe) | 86–92 |
| 5.4.4 | Flächenheizung ohne Fremdenergie | 93–95 |
| 5.5 | Betrieb von Erdwärmesonden (EWS), Betriebsstörungen, Lebensdauer | 96–102 |
| 5.6 | Vergleich von Flüssigkeitszirkulations- mit Direktverdampfungsverfahren | 103–107 |
| 6 | Ausblick | 108–113 |


# 1 Einführung

**1** Die Erdwärme oder geothermische Energie gehört zu den regenerativen Energien wie Solar-, Wind-, Wasserkraft- und Biomasseenergie. Im Gegensatz zu Solar- und Windenergie ist der besondere Vorzug der geothermischen Energie, dass sie an jedem Standort und zu jeder Zeit verfügbar ist. Sie bietet eine hohe Versorgungssicherheit. Allerdings steht die Erdwärme in den meisten Regionen der Erde nur als geringwertige Niedrigtemperaturenergie mit ca. 12 °C bei 100 m Tiefe bzw. ca. 40 °C bei 1000 m Tiefe zur Verfügung. Nur an geologisch ausgewählten Standorten, wie in Island, Italien (Lardarello) oder auch im Oberrheintalgraben bietet die Erde schon in geringeren Tiefen höhere Temperaturen.

**2** Erdwärme kann in Form von heißem Wasser/Salzwasser bzw. Heißdampf gewonnen werden, wenn die Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins genügend groß ist, um Förderleistungen von 50 kg/s und mehr zu erlauben. In solchen Fällen und bei Temperaturen von 100 °C und höher sind die Erzeugung von Elektroenergie und Nutzung der Restwärme für Heizungszwecke sehr effektiv. Diese Art der Erdwärmenutzung ist jedoch an geologisch bevorzugte und ausge-

wählte Standorte gebunden, so dass damit keine flächenhafte und breit anwendbare Technologie zu erzielen ist.

**3** Die unter dem Namen „Hot Dry Rock“ oder „Hot Wet Rock“ bekannten Verfahren haben sich zum Ziel gesetzt, massive Gesteine (z.B. Granit) oder Sedimentgesteine (z.B. Sand-Tonstein) in Tiefen von 3000 m und mehr hydraulisch aufzubrechen (Frac) und ein Rissystem zu erzeugen, das als Wärmetauscherfläche für zirkulierendes Fluid (Wasser, Flüssiggas) dienen soll. Diese Verfahren sind derzeit im Forschungsstadium (Soultz sous Forets, Basel, Groß-Schönebeck u.a.), so dass noch keine wirtschaftlich verwertbaren Anlagen vorhanden sind. Die derzeitigen Hauptprobleme dieser Technologie bestehen in der zu geringen Größe der erreichbaren Risssysteme, der natürlichen Neigung zum Wiederverschließen der Risse und den hohen Kosten für Bohrungen und Fracarbeiten. Ernsthafte Bedenken gegen diese Technologie rühren auch aus den in letzter Zeit bekannt gewordenen „künstlichen Erdbeben“ infolge der Fracarbeiten her, die Magnituden von bis zu ca. 3,5 auf der Richterskala erreicht haben.

**4** Die Gewinnung von Erdwärme durch reine Wärmeleitung zu einem hermetisch abgeschlossenen Bohrloch ist heute schon eine weit verbreitete Technologie. Dazu wird ein Bohrloch mit einem Rohr- bzw. Schlauchsystem ausgerüstet, in dem eine frostsichere Flüssigkeit bzw. ein Flüssiggas zirkuliert.

**5** Die Tiefe der Bohrung ist theoretisch nicht begrenzt, jedoch werden die Verfahren aus Kostengründen zumeist „oberflächennah“, d.h. bis in etwa 200 m Tiefe eingesetzt. Da die Erdtemperatur in diesen Tiefen gewöhnlich 16 °C nicht übersteigt und eine treibende Temperaturdifferenz (Differenz zwischen Gesteins- und Bohrlochtemperatur) vorhanden sein muss, kann die Erdwärme in der Regel nur bei Temperaturen zwischen −10 °C und +10 °C bereitgestellt werden. Aus diesem Grund erfordert die oberflächennahe Geothermie stets eine Wärmepumpe, die die Erdwärme auf das gewünschte Temperaturniveau des Heizungsvorlaufes (35–75 °C) anhebt.

**6** In den letzten Jahren wurde auch eine ganze Anzahl von Technologien entwickelt, die auf Erdwärmesonden verzichten und dafür Rohrsysteme nutzen, in denen eine frostsichere Flüssigkeit zirkuliert. Flächenhafte Rohrsysteme können dabei in einer Tiefe von 1-3 m vergraben werden oder sie können vertikal in Betonpfähle zur Ge-

bäudegründung (so genannte Erdpfähle) eingebracht werden – der technischen Phantasie sind keine Grenzen gesetzt.

**7** Erdwärme ist praktisch eine regenerative Energie, wenn man die ungeheuer große Energie des gesamten Erdmantels und Erdkerns betrachtet. Hinzu kommt die ständige „Nachlieferung" von Wärmeenergie durch die Sonneneinstrahlung.

**8** Erdwärmeheizungen können auch zur Gebäudeklimatisierung genutzt werden. Während der Heizperiode „speichert die Erdwärmesonde Kälte" im Erdreich, die im Sommer auszirkuliert werden kann. Diese Klimakälte ist nahezu kostenlos und hat darüber hinaus den Vorzug, als Wärmeenergie wieder in das Erdreich eingebracht zu werden für die nächste Heizperiode.

**9** Die Autoren haben mit vielen anderen Enthusiasten der Erdwärmegewinnung die Vision, dass bereits mittelfristig die Energie für Gebäudeheizung und -klimatisierung aus einem wesentlichen Teil geothermischer Energie bestehen wird. So selbstverständlich heute ein Kühlschrank in jedem Haus steht, so selbstverständlich wird in Zukunft eine Erdwärmesonde (die beim Direktverdampferverfahren die gleichen thermodynamischen Prozesse wie der Kühlschrank ausnutzt), unter dem Garten oder unter dem Parkplatz angeordnet, zum Haus gehören.

## 2 Erdwärme – ihre Herkunft und Regeneration

**10** Geothermische Energie – Erdwärme – ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Erdoberfläche, deren Ursprung etwa zu 80% in der Zerfallsenergie natürlicher radioaktiver Isotope liegt. Der geothermische Wärmefluss liegt bei 50 bis 120 mW/m$^2$ (im Mittel 60 mW/m$^2$). In der Erdkruste (Oberflächentemperatur Mitteleuropa ca. 10 °C) nimmt die Temperatur pro 100 m um etwa 3 K zu, was einem normalen geothermischen Tiefengradient entspricht. Der Wärmestrom aus der Tiefe der Erde ist mit 60 Milliwatt je Quadratmeter Erdoberfläche jedoch sehr gering. Die oberen Schichten der Erde werden aber in jedem Frühjahr/Sommer/Herbst von der Sonnenenergie mit bis zu 10 W/m$^2$ (das ist mehr als das 150fache des Erdwärmestromes) wieder gespeist, so dass die Erdwärme bis in diese Tiefe als „gespeicherte und nachlieferbare" Sonnenenergie betrachtet

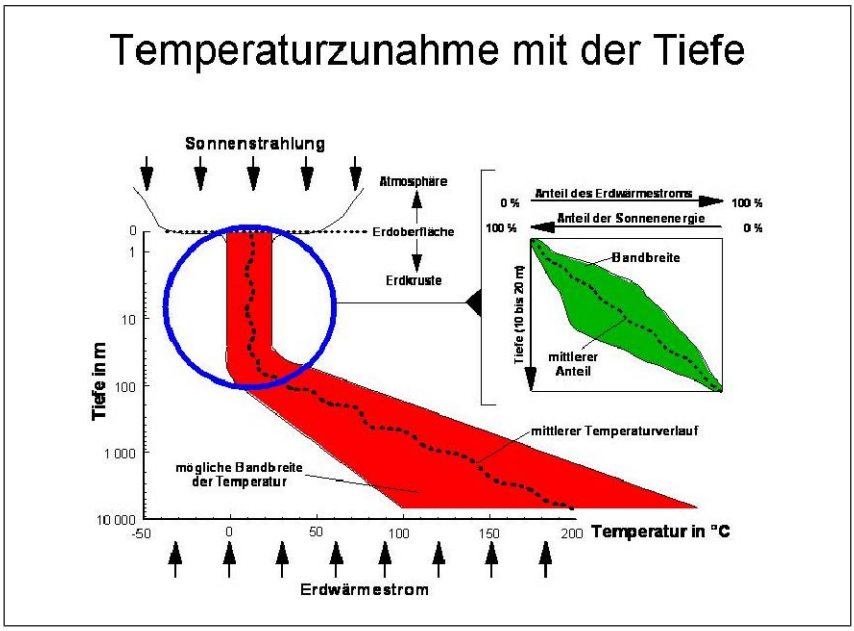



*Abb. 2.1:* Temperaturverlauf in der oberen Erdkruste und Energiequellen

werden kann (s. Abb. 2.1). Im Falle einer „ungestörten Erdtemperatur" (durch Erdwärmegewinnung nicht in der Temperatur abgesenkt) beträgt diese Tiefe nur 10-20 m, andernfalls kann diese Tiefe durchaus 200 m erreichen.

Da die Erdwärme in menschlichen Zeiträumen also nahezu unerschöpflich ist, wird sie zu den erneuerbaren und nachhaltigen Energien gerechnet, weil die Bedürfnisse der heutigen Generation aus ihr befriedigt werden können, ohne dadurch die Möglichkeiten künftiger Generationen zu beeinträchtigen. **11**

## 3 Technologien zur Gewinnung von Erdwärme mittels Tiefbohrungen

Hauptanliegen der geothermischen Energienutzung ist es, die Wärme mit Hilfe geeigneter Technologien aus der Tiefe an die Erdoberfläche zu befördern. An einigen Stellen liefert die Natur selbst das Zirkulationssystem (Thermalquellen, Geysire), anderenfalls sorgen Förderpumpen in Produktionsbohrungen oder Zirkulationspumpen **12**

in Erdwärmesonden und Kollektoren für den Wärmeentzug. Eine Ausnahme bilden hier die sogenannten „Heat Pipes“ oder Direktverdampfer (DVD), in denen das in der Sonde verdampfte Kältemittel ohne Zirkulationspumpe zum Sondenkopf aufsteigt. Nach der Nutzung unterscheidet man oberflächennahe Systeme bis 200 m Tiefe von tiefengeothermalen Systemen bis zu derzeit technisch 12.000 m und wirtschaftlich 5000 m erreichbaren Tiefenbereichen. Nach der Technologie des Wärmeentzugs bezeichnet man die direkte Heißwasserförderung (hydrothermale Geothermie) als offenes System und alle Wärmeentnahmen über Rohrwandungen durch Wärmeleitung als geschlossene Systeme. In Abhängigkeit vom Temperaturniveau (Nieder- bzw. Hochenthalpie-Vorkommen) des Träger- bzw. Zirkulationsfluids an der Erdoberfläche bzw. am Sondenkopf und der Nutzungsart wird das Wasser entweder direkt für Heizzwecke genutzt oder mittels einer Wärmepumpe in ein nutzbares Temperaturniveau gehoben.

## 3.1 Offene Systeme (Heißwasserförderung)

**13** Die ursprünglichste und wohl älteste Form der geothermischen Nutzung sind heiße Quellaustritte an der Erdoberfläche. Die technische Förderung von Heißwasser, Grundwasser und Grubenwasser erfolgt über Produktionsbohrungen, meist gekoppelt mit Injektionsbohrungen (Doubletten) bzw. durch Einzel- oder Mehrfachbrunnen (Förder- und Schluckbrunnen).

**14** Im Temperaturbereich bis 100 °C (Niederenthalpie-Vorkommen) wird das Thermalwasser mittels Tauchpumpe an die Erdoberfläche gefördert und für Heizzwecke genutzt (s. Abb. 3.1). Unter günstigen geologischen Bedingungen können in Teufenbereichen größer 2000 m auch Tiefenwässer mit Temperaturen > 100 °C (Hochenthalpie-Vorkommen) angetroffen werden, die bei Fördervolumenströmen von ca. 180 $m^3$/h eine wirtschaftliche Stromerzeugung bei gesicherter Abnahme der Restwärme zulassen. In Deep Heat Mining oder Hot-Dry/Hot-Wet-Systemen wird versucht, den ursprünglichen natürlichen Poren- bzw. Kluftraum durch Frac-Stimulation (künstliche Rissaufweitung und Rissbildung mittels Kaltwasserinjektion – Hydraulic Fracturing) so zu erweitern, dass ein Zirkulationssystem (Reservoir) mit wirtschaftlich vertretbaren Zirkulationsraten zwischen

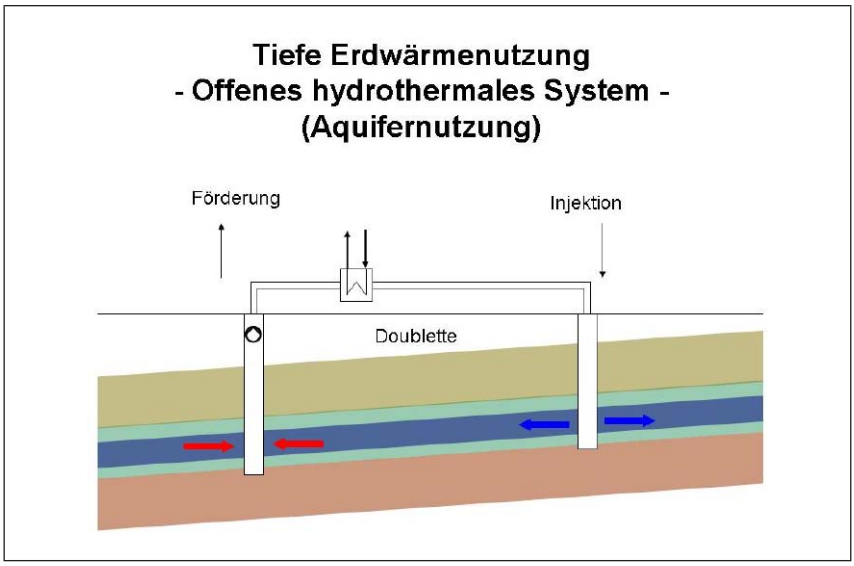



*Abb. 3.1:* Erdwärmenutzung aus offenen hydrothermalen Systemen

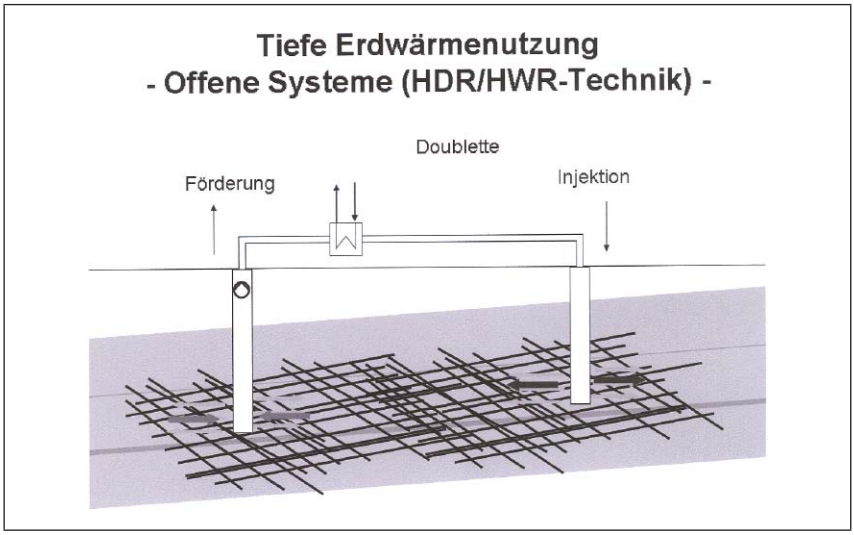



*Abb. 3.2:* Deep Heat Mining Technologie (HDR / HWR) in offenen Kluftsystemen

Injektions- und Produktionsbohrungen entsteht (s. Abb. 3.2). Technologisch vergleichbar ist die Wärmegewinnung über einen vertikalen Frac (Riss-Kluftsystem, geologische Störung) an einer Bohrung, wo-

bei ein tieferer geologischer Horizont über den Frac an einen oberflächennäheren Bohrungsabschnitt angeschlossen wird. Aufgrund des unmittelbaren Stoffaustausches im Fracsystem sind auch diese Nutzungskonzepte den offenen Systemen zuzuordnen.

**15** Grundwasser im Temperaturbereich von 8 bis 12 °C ist ein außerordentlich guter Wärmelieferant, im Gegensatz zum Oberflächenwasser mit nur geringen jahreszeitlichen Temperaturschwankungen. Der Mineralgehalt der Wässer sowie die wasser- und bergrechtliche Gesetzgebung[1] können eine Nutzung einschränken bzw. ausschließen. Standortspezifisch werden auch warme Tunnelwässer für Heizzwecke genutzt. Grundwasser und Gruben- und Oberflächenwässer können sowohl als Quelle oder Senke (Klimatisierung durch Einspeisung von Abwärme) für offene als auch für geschlossene Wärmetauscher dienen.

## 3.2 Geschlossene Systeme (Erdwärmesonden)

**16** Erdwärmesonden sind vertikale Erdreich-Wärmetauscher – meist U-Rohre (Doppel-U-Rohre) oder Koaxialsonden – in denen eine Wärmeträgerflüssigkeit, meist mit Frostschutz angereichertes Wasser (Ethandiol (Ethylenglykol), Propandiol, Calciumchlorid, Ethanol), zirkuliert (s. Abb. 3.3). Die mittlere Entzugsleistung liegt bei flachen Zirkulationssonden bei maximal 60 W/m Sondenlänge, wobei in der Winterperiode manchmal nur 25 W/m erreicht werden. Effektiver sind die Direktverdampfer (DVD) oder Fallfilmsonden nach dem „Heat Pipe" Prinzip, da die Wärme in Form von Verdampfungsenthalpie bei größerer Temperaturspreizung (druckregulierte Filmverdampfung) transportiert wird (s. Abb. 3.4). Hier sind Entzugsleistungen größer 100 W/m möglich, die sonst nur bei geothermischen Tiefensonden (Stahl-Koaxialsonden) mit mehr als 400 m Bohrungstiefe erreicht werden. Da die Temperatur am Sondenkopf in der Regel unter 100 °C bleibt, ist keine wirtschaftliche Stromerzeugung möglich. Die Wasser-Sole Zirkulation flacher Sonden findet in Rohren aus Polyethylen (PE), Polypropylen (PP) oder Polybutylen (PB) statt, die mit Ton-Bentonit, in Ausnahmen mit Sand-Wasser-Suspensio-

1 Zu den rechtlichen Vorgaben für oberflächennahe geothermische Wärmeanlagen siehe den gleich lautenden Beitrag von *Sanden* im HbE unter Nr. 5308.

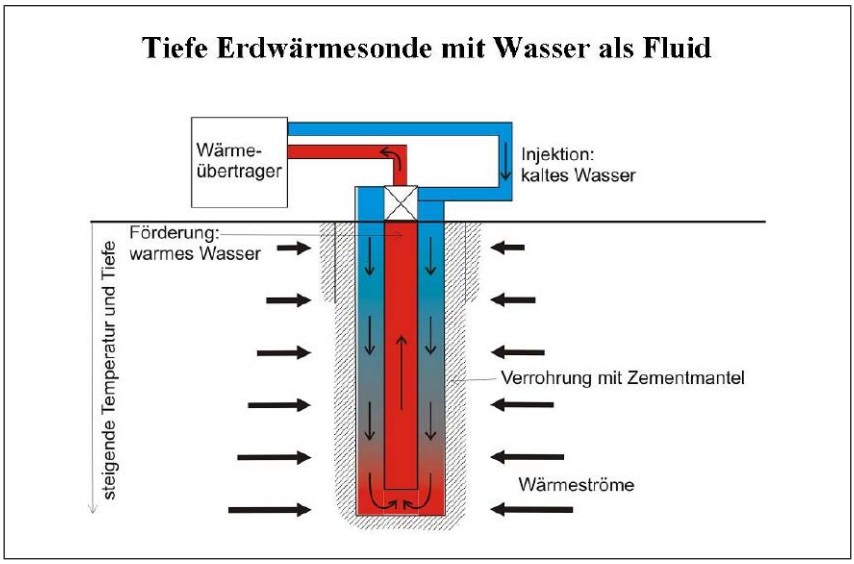



*Abb. 3.3:* Tiefe Koaxialsonde mit Flüssigkeits-Zirkulationsverfahren

nen oder Kies hinterfüllt werden. DVD-Sonden wurden bisher ausschließlich in Stahl- oder Kupferrohr mit Zementhinterfüllung ausgeführt.

### 3.2.1 Eigenschaften des Erdreiches

Der Wärmestrom vom Erdreich hin zur Erdwärmesonde (EWS) ist **17**
umso intensiver, je größer der Temperaturunterschied zwischen deren (wärmerer) Umgebung und ihrer Oberfläche ist. Grosse Wärmeentzugsleistungen je Bohrmeter verlangen demnach eine möglichst tiefe Sondentemperatur bzw. hohe Erdreichtemperatur (geothermische Temperatur). Die geothermische Temperatur im Flachbohrbereich (0 m bis 200 m) beträgt etwa 8 °C bis 16 °C.

Das Erdreich besteht aus örtlich unterschiedlichen geologischen **18**
Schichtenfolgen von Gesteinen und Sedimenten (Lagerungsformen, Korngrößen, Kornformen). Ein weiterer Bestandteil ist Boden- oder Grundwasser in gebundener und/oder in fließfähiger Form, das auch gelöste Stoffe (Mineralisation) enthalten kann. In Hohlräumen (Poren, Klüften, Spalten) können sich Gase (Luft) oder/und weitere Flüssigkeiten befinden.

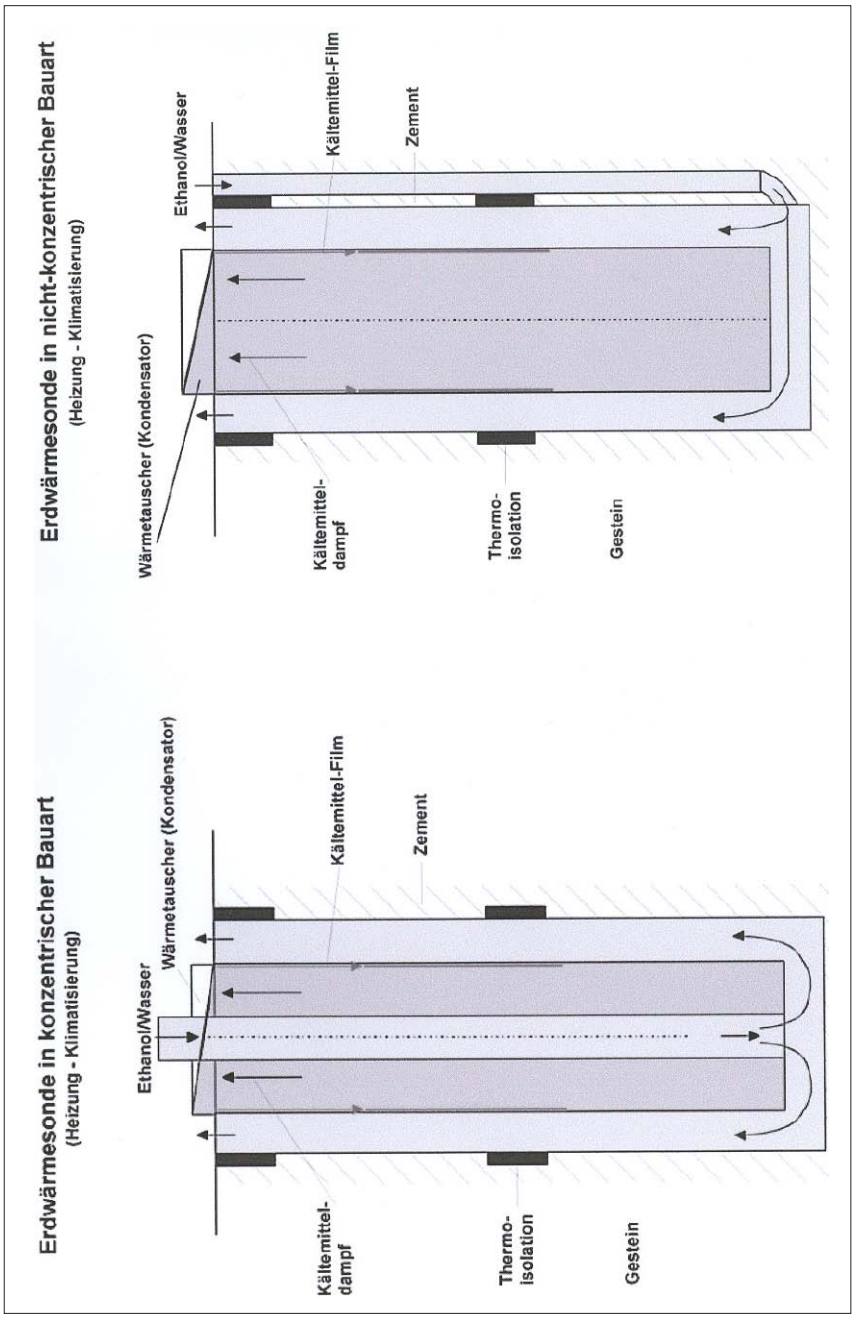



*Abb. 3.4:* Direktverdampfersonde (DVD) in konzentrischer und nicht-konzentrischer Bauart

Im oberflächennahen Bereich wird unterhalb des Grundwasserspiegels meist gering oder nicht mineralisiertes Wasser, auch in mehreren Stockwerken und getrennt durch wasserundurchlässige Schichten, angetroffen. Das Gestein weist unterhalb der Erdoberfläche regional unterschiedliche Schichtenfolgen und thermodynamische Eigenschaften (Wärmeleitfähigkeit, Wärmespeichervermögen) auf (s. Tab. 3.1). Überwiegend folgen nach meist wasserführenden Sedimenten oder Lockergesteinen in größeren Tiefen kompakte Festgesteine mit geringem Porenanteil. **19**

*Tab. 3.1:* Physikalische Stoffwerte bei 20°C (VDI 4640)

| **Gestein/Stoff** | **Dichte** kg/m3 | **Wärmeleitfähigkeit** W/(m K) | **Wärmekapazität** kJ/(m$^3$ K) |
|---|---|---|---|
| Granit | 2700 | 3,4 | 2500 |
| Sand (wassergesättigt) | 2600 | 2,4 | 2200-2900 |
| Ton (wassergesättigt) | 2500 | 1,7 | 2400-3200 |
| Wasser (10°C) | 1000 | 0,59 | 4150 |
| Eis (-10°C) | 919 | 2,32 | 1870 |
| Luft | 1,2 | 0,02 | 1,2 |

Hauptsächlich nutzbare Wärmequellen sind somit: (1) Abkühlung der festen Gesteinsmatrix, (2) Abkühlung des Porenwassers, (3) Phasenumwandlungswärme Wasser zu Eis sowie (4) Wärmetransport durch strömende Fluide (Porenwasser, Porengas). **20**

Gefrorenes Erdreich (Gebirge) mit gefrierfähiger Flüssigkeit im Porenraum (z.B. Sandstein mit süßwassergefülltem Porenraum) verdoppelt im Durchschnitt seine Wärmeleitfähigkeit. Die Ursache dafür ist, dass Wasser-Eis die Wärme etwa viermal besser leitet als Wasser. **21**

Aus der Kristallisation (Eisbildung) von einem Liter Wasser wird so viel Wärme gewonnen wie aus der Abkühlung von ca. 330 kg Gestein um 1 K. Solange, bis aus Wasser vollständig Eis geworden ist, bleibt die Gebirgstemperatur am Gefrierort bei 0 °C, was die Auskühlungsgeschwindigkeit des Erdreiches verlangsamt. Der Zugewinn an Wärme durch fließendes Grundwasser kann bei großen **22**

Fließgeschwindigkeiten (größer als 10 m/Tag) etwa 10% betragen (Sanner [1], Pannike [2]).

**23** Grundlage der Simulation im Erdreich ist die bekannte Fourier'sche Wärmeleitgleichung, mit dem Wärmeleitvermögen des Gesteins (Wärmeleitfähigkeit) und dem Temperaturunterschied als treibende Potenzialdifferenz. Der Wärmespeicherterm wird als „konzentrierte Wärmekapazität" beschrieben, d.h. als gewogenes Mittel des Speichervermögens von Gestein und Porenfüllung. Das Wärmeleitproblem geht unter Einbeziehung der Fließräume in der Sonde und bei Berücksichtigung der Grundwasserströmung in eine Wärmetransportgleichung über [3].

### 3.2.2 Flüssigkeitszirkulation

**24** Das einfachste Verfahren besteht in der Zirkulation von Wasser, Salzwasser (Sole) oder einem Ethanol-Wassergemisch. Über eine oder mehrere Bohrungen im Teufenbereich bis 200 m (oberflächennahe Geothermie) wird durch Wärmeleitung der Erde Wärme entzogen und an das Heizsystem über eine Wärmepumpe weiter gegeben. Der Wärmeentzug aus dem Gestein erfolgt bei Wasser-Sole-Zirkulation in PE-Rohren (Doppel-U-Sonde) oder in Stahl-Koaxialsonden (Injektion über Ringraum, Förderung über Innenrohrstrang) bei größeren Sondentiefen (s. Abb. 3.3). In der Sonde tritt dabei stets ein gewisser „Kurzschluss-Wärmestrom" zwischen beiden Schenkeln des U-Rohres bzw. zwischen Ring- und Steigraum auf, was zu einer Abkühlung des aufsteigenden Flüssigkeitsstromes und zu einer Erwärmung des absteigenden Flüssigkeitsstromes führt.

**25** In der Tiefengeothermie können Temperaturen des Zirkulationsfluids von mehr als 30 °C am Sondenkopf /Wärmetauscher erreicht werden, die dann direkt für Heizungszwecke genutzt werden können. Das setzt aber voraus, dass der Förderstrang der Sonde (Koaxialsonde) hochgradig isoliert ist, um Wärmeverluste durch thermischen Kurzschluss zu vermeiden. Da mit steigender Bohrungstiefe die Bohrkosten zunehmen, ist nur in günstigen Fällen eine Wirtschaftlichkeit des Wärmentzugs gegeben. Der grundsätzliche Vorteil der höheren geothermischen Temperatur muss hier gegenüber den höheren Investitionskosten abgewogen werden.

Eine Tiefbohrung hat gegenüber einem Flächenkollektor (Rohrschlangen in 1 bis 3 m Tiefe verlegt) den Vorteil der vollständigen Überbauungsmöglichkeit ohne Einschränkung der Flächennutzung bei einer von der Jahreszeit unabhängigen Wärmeentzugsleistung. Eine Tiefbohrung kann an jedem Standort gebohrt werden, gleichgültig ob sich das Grundstück auf lockerem Sandboden oder hartem Fels befindet. Die Bohrgeräte sind flexibel genug, um auch bei relativ dichter Bebauung arbeiten zu können. **26**

### 3.2.3 Direktverdampfung von Kältemitteln

Die Niedertemperatur-Direktverdampfer-Technologie (DVD) arbeitet mit einem verdampfendem Flüssiggas (Ammoniak, Propan, $CO_2$ etc.) in der Sonde, das die Erdwärme in Form von Verdampfungsenthalpie bei druckabhängiger Verdampfungstemperatur (-30 °C bis +80 °C) an die Erdoberfläche und bis zu einem Wärmetauscher transportiert (s. Abb. 3.5). Das Verfahren verlangt in der Regel den Einsatz einer mit Gas-/Diesel-/Elektromotor betriebenen Wärmepumpe. Als optimale Lösung erscheint der Antrieb mit einem Gas- oder Dieselmotor, da hierbei die gesamte Motorabwärme in das System eingebunden werden kann, so dass totale Leistungszahlen von 4 bis 6 – bezogen auf den Leistungsbedarf der Wärmepumpe – erreichbar erscheinen. **27**

Die Direktverdampfer-Technologie ist hinsichtlich ihrer Optimierungsmöglichkeiten bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Klimakältegewinnung und Sondernutzungskonzepte (Weichen- und Verkehrswegebeheizung) sind erste Ansätze eines erweiterten Entwicklungspotenzials, das sich aus dem physikalischen Kreisprozess der Verdampfung, getrieben von der Erdwärme, und der Wärmeabgabe durch Kondensation ergibt. Dabei wird auch deutlich, dass dieses einfache Prinzip der Wärmegewinnung im Temperaturbereich bis 10 °C vollständig selbstständig (ohne Wärmepumpe) eine Temperierung/Klimatisierung zulässt. Aus den niedrigen Verdampfungstemperaturen (-30°C bis 10°C) wird sofort der wesentliche Vorteil der Sonden offensichtlich, da die Temperaturdifferenz als treibende Kraft der Wärmeleitung schon wenige Meter unter der Erdoberfläche ca. 20 K und mehr erreichen kann. Die Sondentechnologie erlaubt es, den bei niedrigen Verdampfungstemperaturen der Wärmegewinnung ange- **28**

legten Kältespeicher entweder parallel oder zyklisch für die Gebäudeklimatisierung nutzbar zu machen. Dazu wird die Erdwärmesonde so modifiziert, dass über ein zweites Ringraumsystem die Kälte aus dem Untergrund auszirkuliert werden kann. Hierfür ist lediglich eine normale Flüssigkeitsumwälzpumpe notwendig, d.h., für die Gebäudeklimatisierung entstehen fast keine Betriebskosten (s. Tab. 3.2). Ein zusätzlicher Vorteil des Klimakreislaufes ergibt sich aus der Vergleichmäßigung der Sondenentzugsleistung. Die Vereisungszone ist der Sondenleistung förderlich, weil damit eine Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit des Gesteins sowie ein Zugewinn an Erstarrungswärme (Umwandlung von Porenwasser in Eis) verbunden sind.

### 3.2.4 Erdpfähle, Erdrohrsysteme, Erdkörbe

**29** Erdregister (Grabenkollektoren, Spiralkollektoren) bestehen aus horizontalen, vertikalen oder als Körbe ausgelegten Rohrsystemen bis in eine maximale Tiefe von ca. 3 m, die in ihrer Funktionsweise praktisch identisch zu den Erdsonden (Zirkulationssonde, DVD-Sonde) sind, jedoch quellenseitig in starkem Maße von der solaren Wärmestrahlung beeinflusst werden. Die spezifischen Entzugsleistungen hängen von den Boden- und Gesteinseigenschaften sowie von den Zeitzyklen des Wärmeentzugs ab. Sie werden nach VDI 4640 mit 5-40 W/m$^2$ bemessen, wobei die untere Grenze trockenen Sedimenten, vor allem der Winterperiode, zuzuordnen ist. Erdpfähle (Gründungspfähle, Ortbetonpfähle, erdberührte Betonbauteile, Fertigteilrammpfähle) sind als Gründungen fest mit dem Gebäude verbunden. Ihre thermische Nutzung ergibt sich aus dem geschlossenen Niedertemperatur-Zirkulationssystem (mit Temperaturen über 0 °C) vor allem zur Klimatisierung von Gebäuden durch wechselseitiges Ein- und Ausspeisen von Abwärme. Ein monovalenter Heizungsbetrieb bildet eher die Ausnahme.

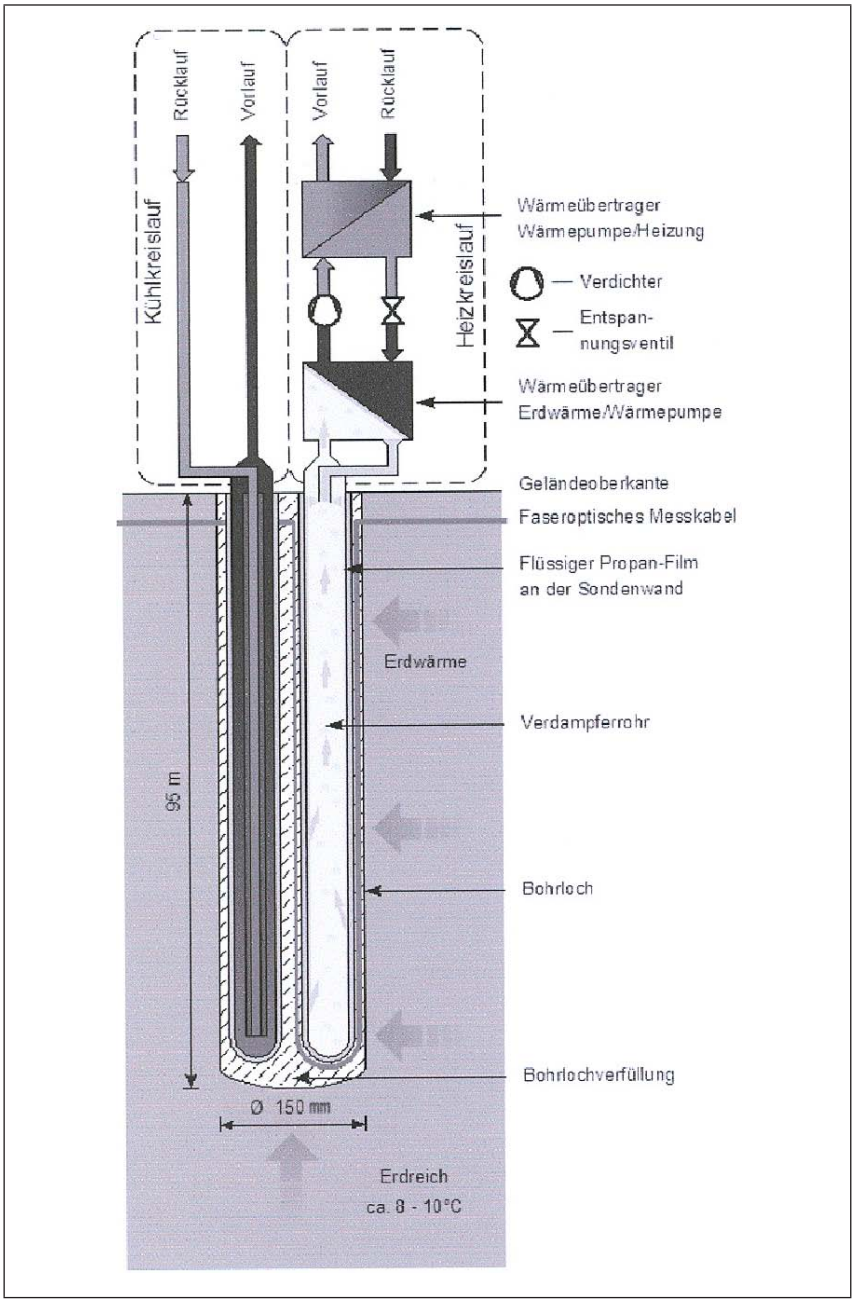



*Abb. 3.5:* Propan-Direktverdampfersonde in nicht-konzentrischer Bauart zum gleichzeitigen Heizen und Kühlen

*Tab.3.2:* Vergleich der physikalischen Wirkmechanismen von DVD-Sonden und Zirkulations-Sonden (nach Hamann [4])

| | **Direkt-Verdampfer-Verfahren** | **klassische oberflächennahe Geothermie (U-Sonden)** |
|---|---|---|
| Arbeitstemperaturen des Arbeitsstoffes bei Eintritt in die Sonde | +2˚C…-30 ˚C | +2˚C…-5˚C |
| Temperaturdifferenz Arbeitsstoff / unterirdisches Gebirge am Sodeneintritt | 10…40 K | 7….15 K |
| Arbeitsprinzip | von selbst abwärts fließender dünner Kältemittel-Flüssigkeitsfilm, der durch Erdwärme längs des Fließweges verdampft, der Dampf wird abgesaugt | pumpengetriebene Zirkulation von Frostschutzmittel (Sole) durch U-Sonde, ab- und aufsteigend mit dem Ziel der Temperaturerhöhung der Sole durch Erdwärme |
| effektiv wirksamer Radius der Sonde zur Wärmeübertragung insgesamt | 70 mm | 20 mm bis 30 mm |
| gewonnene Energie, gespeichert in … | Dampf | Temperaturerhöhung Sole |
| Temperatur des Arbeitsstoffes am Sondenaustritt | +5˚C…-30˚C | +5˚C…-2˚C |
| mittlerer wirksamer Temperaturunterschied Sondenoberfläche/ unterirdisches Gebirge längs der Sonde | 15….35 K | 6,5….13,5 K |
| Entzugleistungen | 60 bis 300 W/m | 25 W/m…60W/m |
| für vorgegebene Wärmeleistung erforderliche Bohrmeter (in Prozent der bei klassischen Verfahren notwendigen Bohrmeteranzahl) | 60% | 100% |

# 4 Nutzungsmöglichkeiten der Erdwärme im Energiemix

Klassische Geothermiesysteme mit U-Sonden werden überwiegend mit elektrisch betriebenen Verdichtern (Wärmepumpe) ausgestattet. Die Jahresarbeitszahlen (mittlere Leistungszahl im Jahr) im Heizbetrieb sind dabei so, dass die Gesamtemission am Klimagas $CO_2$, verursacht durch die Verluste bei der Stromerzeugung (und indirekt beim Stromtransport und im E-Motor selbst) etwa der eines Brennwertkessels vor Ort entspricht. DVD-Anlagen größerer Leistung nutzen vorteilhafter Weise Verdichter, die von Verbrennungsmotoren (Dieselmotor, Gasmotor) angetrieben werden. Die $CO_2$-Einsparung gegenüber einem Brennwertkessel vor Ort beträgt im Heizbetrieb ca. 40%. Alle Emissionen durch Erzeugung, Transport und Umwandlung von elektrischer Energie entfallen. Die Motorabwärme wird, soweit technisch nutzbar, zur Gebäudeheizung verwendet. Damit werden Vorlauftemperaturen über 50 °C erreicht. Zielstellung des Wärmepumpenmarktes sollte es deshalb sein, eine Gaswärmepumpe auch für kleine Leistungsbereiche (1 bis 10 kW) serienmäßig einzusetzen, die in Kombination mit Erdwärme monovalent genutzt werden kann und die hohen Anforderungen an Lebensdauer, Wartungsintervalle und Leistungsmodulation erfüllt. **30**

## 4.1 Gebäude-Heizung

Eine Erdwärmeanlage besteht aus folgenden Grundbausteinen: **31**

- natürliche Wärmequelle (Boden, Erdreich),
- Wärmeentzugssystem (Kollektor, Bohrung),
- Wärmepumpe (Verdichter, Antriebsmotor, Plattenwärmetauscher),
- Pufferspeicher und
- hydraulischer sowie elektronischer Peripherie.

Handelsübliche Verdichter sind Kolben- oder Scrollverdichter. Der Antrieb der Wärmepumpe (Zusatzenergie) kann durch Elektromotoren, Gas/Dieselmotoren, Mikrogasturbinen oder auch thermisch erfolgen. Gas/Dieselmotoren, Mikrogasturbinen oder thermische Ad- oder Absorptions-Wärmepumpen haben den Vorteil der Abwärmeeinbindung bei reduzierten Primärenergieverlusten. Die zur Verfügung gestellte Wärmeenergie wird in einen Pufferspeicher einge- **32**

speist, damit bei Bedarf auf diese zurückgegriffen werden kann. Das benötigte Speichervolumen ist variabel und vom Gesamtwärmebedarf des Gebäudes abhängig. Für die gleiche Nutzenergie benötigt man mit einer Gaswärmepumpe etwa 40 %, mit einer Elektrowärmepumpe etwa 10% weniger Primärenergie als mit Brennwerttechnik. Dieser energetische Vorteil entsteht durch die Nutzung der erneuerbaren Energie Erdwärme.

**33** Die Erdwärmeheizung liefert Vorlauftemperaturen von 35 °C bis 60 °C. Bei Neubau wären Fußboden- oder Wandheizung empfehlenswert, aber nicht Bedingung. In das Erdwärmesystem kann prinzipiell jegliche Form von Abwärme eingespeist werden, wobei auch kombinierte (bivalente) Systeme (z.B. Kombinationen mit Sonnenkollektoren) installiert werden können. Die wirtschaftlichen Leistungsbereiche für Heizungen liegen zwischen 6 kW und mehreren MW für Gebäudekomplexe. Bei Einzelhauslösungen (EFH) wird bisher das alleinige Heizen bevorzugt.

## 4.2 Gebäude-Klimatisierung (Kühlung)

**34** Die Erdwärmesonde eignet sich optional zur Klimatisierung, entweder als einfaches Wasser-Sole Zirkulationssystem (sequentiell) oder in spezieller Ausführung – als Direktverdampfer mit Ammoniak, Propan oder $CO_2$ – als paralleles/sequentielles Kühlsystem.

**35** Regeneration bedeutet das „Wiederauffüllen“ des unterirdischen Energiespeichers und erfolgt selbsttätig von außen und zusätzlich beim Einsatz der Sonden zum Klimatisieren von Gebäuden von der Sonde aus. Modellrechnungen unter Verwendung von Messwerten (Geologie, Temperaturverläufe) haben einen Radius der Vereisungszone beim DVD am Ende einer durchschnittlichen Heizperiode von ca. 1,5 m ergeben. Im hypothetischen Dauerlastfall stellt sich bei einem Radius von ca. 2,5 m ein stationärer Endzustand ein, da dann der Wärmeentzug in der Sonde und der Wärmezufluss von außen praktisch im Gleichgewicht stehen.

**36** Durch die sehr gute Wärmeleitung im vereisten Gebirge steigt die Temperatur an der Sonde bei Lastabfall in geringer Zeit auf 0 °C an. Ein weiterer Anstieg erfolgt erst, wenn das Eis vollständig geschmolzen ist. Dies dauert nach vorliegenden Messungen etwa 3 bis 4 Monate.

Klassische U-Sondensysteme werden zum Klimatisieren von Gebäu- **37**
den verwendet, indem das im Winter gekühlte Erdreich durch Wasser aus der Klimaanlage durchflossen wird. Hier gilt ebenfalls, dass mit der Zeit der Effekt nachlässt, d.h., dass nach ca. 3 bis 4 Wochen das Gestein die ursprüngliche Temperatur wieder erreicht hat.

Für beide Systeme gilt eine geothermisch unbegrenzte Nutzung bei **38**
ausgeglichener Regeneration. Die U-Sonden reagieren allerdings empfindlicher auf eine nicht ausgeglichene Regeneration. Bei zu starker Erwärmung des Gebirges im Sommer kann nach einem milden Winter die Kühlfunktion für das Folgejahr eingeschränkt sein, gleiches gilt für die Heizfunktion im Winter nach einem kalten Sommer. Deshalb werden derartige Anlagen meist – nicht wie DVD-Anlagen – nur zur Heizung eingesetzt.

## 4.3 Sonderanwendungen (Flächenheizung, Weichenheizung)

Das Funktionsprinzip der DVD-Sonde (Heat Pipe) lässt sich ohne **39**
weitere Hilfsenergie direkt auf Flächen-, Bahnsteig- und Weichenheizungen übertragen, um diese frostfrei und weitgehend schnee- und eisfrei zu halten. Aus dem Kältemittel-Dampf wird an einer kalten Fläche (Rohrregister, Flächenkondensator) durch Kondensation die Verdampfungsenthalpie an die zu beheizende Fläche abgegeben. Das Kondensat fließt durch die Schwerkraft selbsttätig nach unten in die Sonde zurück und wird durch die Erdwärme erneut verdampft. Weitere Anwendungen sind in der Temperierung/Klimatisierung von öffentlichen Gebäuden (Kirchen, Tagungs-, Messe- und Ausstellungshallen, Museen, Lagerhallen, Parkhäusern usw.) gegeben.

## 4.4 Elektroenergiegewinnung

Wärmeenergie ist eine geringwertige, elektrischer Strom die hoch- **40**
wertigste Energie. Wenn man aus Wärmeenergie mechanische Energie erzeugen will, setzt der theoretisch höchstmögliche Wirkungsgrad des Carnot'schen Kreisprozesses bereits sehr enge Grenzen. Bei einer nutzbaren Temperaturspreizung von 130 °C zu 60 °C beträgt der ideale Wirkungsgrad danach nur

$$\mu = 1 - T_{min}/T_{max} = 0{,}17 \quad (T \text{ in Kelvin}).$$

**41** Bedenkt man alle Wärmeverluste und den Wirkungsgrad der Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie, so bleibt ein Gesamtwirkungsgrad von weniger als 10% übrig.

**42** Die Stromerzeugung aus Erdwärme kann durch Heißwasser- bzw. Heißdampfförderung aus Bohrungen hydrothermal oder durch Zirkulation in Reservoiren erfolgen, die durch Hydraulic Fracturing-Technologie (HDR, Deep Heat Mining) in bereits natürlich geklüfteten Gesteinskomplexen (z.B. Granit) entstanden sind. Infolge der geologisch bedingten Standortbeschränkungen – Heißwasser-Reservoir, Fluid- bzw. Gesteinstemperaturen über 130 °C – ist die Nutzung eingeschränkt oder Tiefenbereichen von 5000 m und mehr vorbehalten. Dabei liegt die geologische „Fündigkeitswahrscheinlichkeit" günstigstenfalls bei 60%, um ein gut durchlässiges Gestein vorzufinden, was Förder- bzw. Injektionsleistungen von mehr als 180 $m^3/h$ Wasser zulässt bzw. durch Hydraulic Fracturing mit entsprechenden Zirkulationsraten zu erzeugen wäre. In Deutschland scheinen dazu das süddeutsche Molassebecken und der Oberrheintalgraben als geeignet. Die Stromerzeugung erfolgt im Temperaturniveau von 120 °C in Sekundärkreisläufen, hierfür stehen die beiden Technologien Kalina Cycle (Ammoniak-Wasser-Gemisch) und der Organic Rankine Cycle (organische Prozessmedien, wie Propan, Butan) zur Verfügung. Heißdampf mit einer Temperatur ab etwa 200 °C kann direkt in Turbinen entspannt werden.

**43** Bei der Stromgewinnung ist ein drei- bis vierfach höherer Abwärmeanfall vorhanden. Die Nutzung der Abwärme sollte bei wirtschaftlichen Betrachtungen stets sorgfältig geprüft werden, da potentielle Wärmeabnehmer selten am gleichen Standort verfügbar sind. Eine kritische Bewertung der Wirtschaftlichkeit führt zum Ergebnis, dass Strom aus Erdwärme heute trotz der vorteilhaften Bedingungen des „Erneuerbare-Energien-Gesetzes" (EEG)[2] in Deutschland nur in einigen geologisch bevorzugten Gebieten oder bei starker finanzieller Förderung der Investitionen, also im Wesentlichen der Bohrkosten, realisierbar ist.

2 Im HbE abgedruckt unter Nr. 11317.

# 5 Erdwärmesonden (EWS) für Heizung und Klimatisierung – Betrieb, Berechnung und Dimensionierung

Wie bereits in Kapitel 1 erläutert, ist die Nutzung der Erdwärme ein thermodynamischer Prozess, in dem Entnahme und Wiederauffüllung ständig wechseln, so dass das Speichervermögen des Erdreiches eine sehr wichtige Rolle spielt – die Prozesse sind hochgradig zeitabhängig (instationär). Aus diesem Grund muss auch der tatsächliche Wärmebedarf eines Gebäudes in seinem täglichen und jahreszeitlichen Verlauf in die Berechnung eingehen, ansonsten sind das Leistungsverhalten der EWS und das jeweilige Temperaturniveau der gewinnbaren Energie nicht real zu ermitteln. **44**

## 5.1 Typische Betriebsverläufe

Übliche Gas- und Ölheizungen arbeiten diskontinuierlich. Dieser Verlauf, der auch für Wärmepumpen typisch ist, wird hier nachgebildet durch einen zyklischen Betrieb mit 4 Betriebsperioden und **45**

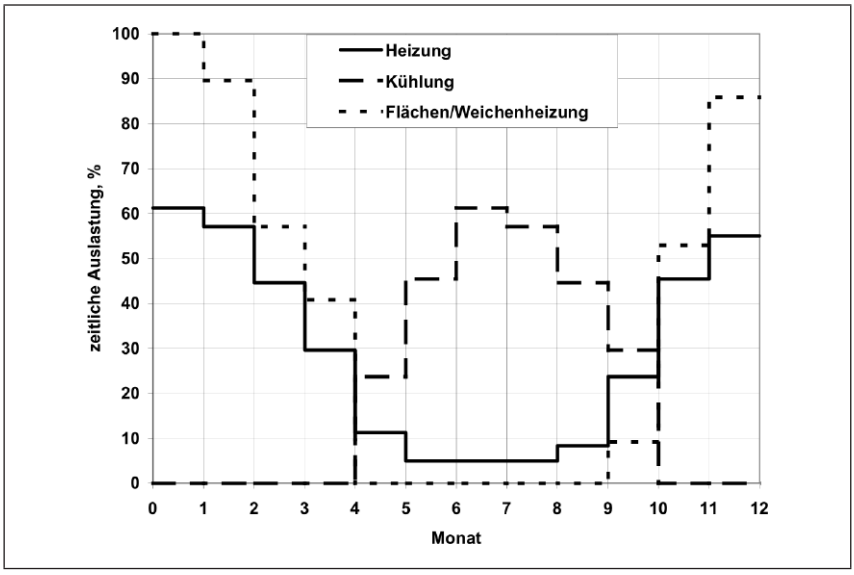



*Abb. 5.1:* Auslastungsgrad von Anlagen in jahreszeitlicher Abhängigkeit (Monate 1-12)

4 Ruheperioden pro Tag. Die jeweilige Dauer der Zyklen ist jahreszeitabhängig. In Abb. 5.1 ist der tägliche Auslastungsgrad der Anlage in Prozent angegeben, wobei 100% einer ununterbrochenen Betriebszeit von 24 Stunden je Tag entsprechen würde.

**46** Die jahreszeitliche Auslastung wird auf die tägliche Betriebsweise so umgelegt, dass jede der vier Betriebsperioden eine Dauer nach Gl. (5.1) hat

$$\Delta t_{Betrieb} = \frac{ausl \times 24}{400} \tag{5.1}$$

wobei *ausl* die prozentuale Auslastung nach Abb. 5.1 und $\Delta t_{Betrieb}$ die Betriebszeit jeder Betriebsperiode in Stunden ist.

**47** In den Sommermonaten wird eine geringe Heizleistung für die Warmwasserbereitung erfasst. Eine Kühlung wird nur in den Sommermonaten berücksichtigt. Für die Oberflächenheizung (z.B. für die Eisfreihaltung im Haltestellenbereich öffentlicher Verkehrswege, Gehwege bzw. für Weichen von Bahnen) wird im Winter eine Auslastung von nahe 100% berücksichtigt.

## 5.2 Berechnung und Simulation des Leistungsverhaltens von Erdwärmesonden (EWS)

**48** Der Wärmetransport und der Wärmeübergang finden in zwei grundsätzlich verschiedenen Teilsystemen statt, deren Zeitkonstanten (dimensionslose Zeiten) sich um Zehnerpotenzen unterscheiden:
- dem Erdreich (Gestein, Gebirge) und
- den verschiedenen Fließräumen der Wärmesonde.

Die Abbildungen 3.3 und 3.4 zeigen die schematischen Darstellungen der beiden Teilsysteme. Im Erdreich werden folgende Prozesse berücksichtigt:
- Wärmeleitung
- Phasenübergang flüssig-fest im Porenfluid (Wasser, Salzwasser) einschließlich Erstarrungsenthalpie und der Veränderung von Wärmeleitfähigkeit und spezifischer Wärmekapazität beim Phasenübergang.

Ein möglicher konvektiver Wärmetransport im Erdreich durch fließendes Grundwasser wird nicht erfasst. Diese Transportform kann nur in durchlässigen Materialien (Grundwasserleitern) auftreten. Die Grundwasserströmung hat in der Regel einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Wärmeleistung der Sonde, erst bei irreal großen Geschwindigkeiten in der Größenordnung von 30 m/d würde ein relevanter Einfluss auftreten. Der temperaturbeeinflusste Bereich ist in seiner Form deutlich abhängig von der Höhe und Richtung der Fließgeschwindigkeit, wie auch von *Pannike et.al.* (2006) [2] gezeigt wurde. **49**

Der oberflächliche konvektive Wärmeeintrag durch den Niederschlag ist – gemessen am Eintrag durch Strahlung und Wärmeleitung – gering und kann vernachlässigt werden. In der Wärmesonde werden folgende Prozesse berücksichtigt: **50**

- Konvektiver Wärmetransport und
- Wärmeleitung.

Bei den weit verbreiteten Verfahren mit Flüssigkeitszirkulation (Wasser/Sole-Zirkulationssonden) treten im Inneren der EWS keine Phasenwechsel auf. Bei den Direktverdampferverfahren jedoch wird die Erdwärme in Form von Verdampfungsenthalpie nach oben transportiert, so dass der

- Phasenübergang flüssig-dampfförmig einschließlich der Verdampfungsenthalpie und der Änderungen der thermodynamischen Eigenschaften als ein Hauptprozess in die Berechnungen einbezogen werden muss. Die Thermodynamik der Kältemittel wurde dabei mit der Software CoolPack [5] erfasst.

### 5.2.1 Theoretische Grundlagen der Berechnung

Grundlage der Simulation im Erdreich ist die bekannte Fourier'sche Wärmeleitgleichung [3] **51**

$$div\left\{\lambda\ grad\,T\right\}=\left(\rho c\right)_{total}\frac{\partial T}{\partial t}-\dot{Q} \tag{5.2}$$

Der Wärmespeicherterm wird als „konzentrierte Wärmekapazität" beschrieben, d.h. als gewogenes Mittel des Speichervermögens von Gestein und Porenfüllung **52**

$$\left(\rho c\right)_{total}=n\times\left(\rho c\right)_{w}+\left(1-n\right)\times\left(\rho c\right)_{Gesteinsmatrix} \tag{5.3}$$

**53** Grundlage der Simulation in den Fließräumen der Sonde ist die Wärmetransportgleichung [3]

$$div\left\{\lambda\, grad T - \left(\rho c \vec{w}\right)_{fluid} T\right\} = \left(\rho c\right)_{fluid} \frac{\partial T}{\partial t} - \dot{Q}_V \tag{5.4}$$

**54** Der Wärmepumpenantrieb kann mit Elektro- oder Verbrennungsmotor erfolgen. Bei Verwendung eines Verbrennungsmotors werden 90% der Motorabwärme in die Nutzwärme einbezogen. Die Arbeitszahl (COP – **C**oefficient **O**f **P**erformance) wird in Jahresabschnitten als Quotient der Gesamt-Nutzwärme des jeweiligen Jahresabschnittes zur gesamten Wärmepumpen-Antriebsarbeit des gleichen Zeitabschnittes (z.B. Gesamt-Nutzwärme/Elektroenergieverbrauch) berechnet. Am Ende eines Jahresabschnittes entspricht sie der Jahresarbeitszahl.

### 5.2.2 Analytische Lösung

**55** Für ein einfaches System einer EWS mit homogenen Eigenschaften, konstanter Temperatur im Inneren der EWS und ununterbrochenem Betrieb hat *Cekaljuk* [6] folgende Lösung für die Erdwärmeleistung Q abgeleitet:

$$Q = \frac{2\pi\lambda L}{\ln\left[1 + \sqrt{\pi a \frac{t}{r_{EWS}^2}}\right]} \times \left[(T_0 - T_{EWS}) + \frac{\omega L}{2}\right] \tag{5.5}$$

**56** Diese einfache mathematische Beschreibung erfasst nicht die o.g. thermodynamischen Besonderheiten des Phasenwechsels (fest-flüssig) bzw. (flüssig-dampfförmig) und kann nur zu einfachen Überschlagsberechnungen herangezogen werden. Bei den Flüssigkeitszirkulationsverfahren treten immer gewisse Wärmeverluste durch den teilweisen Temperaturausgleich zwischen aufwärts strömender (heißer) Flüssigkeit und abwärts strömender (kalter) Flüssigkeit auf, die ebenfalls in Gl. (5.5) nicht erfasst werden können. Die wirklichkeitsnahe Berechnung des Leistungsverhaltens und der Temperaturen in der EWS und im Erdreich ist nur durch eine numerische Simulation möglich.

### 5.2.3 Simulationsmodell ModEW

Die Differenzialgleichungen (5.2) und (5.4) werden nach der Bilanzmethode (finite Differenzenmethode) numerisch simultan gelöst [7]. Dazu muss das Erdreich mit der EWS in vertikale Schichten (z) und konzentrische radiale Ringe (r) zerlegt werden, was so genannte Zellen oder Volumenelemente ergibt (Abb. 5.2). **57**

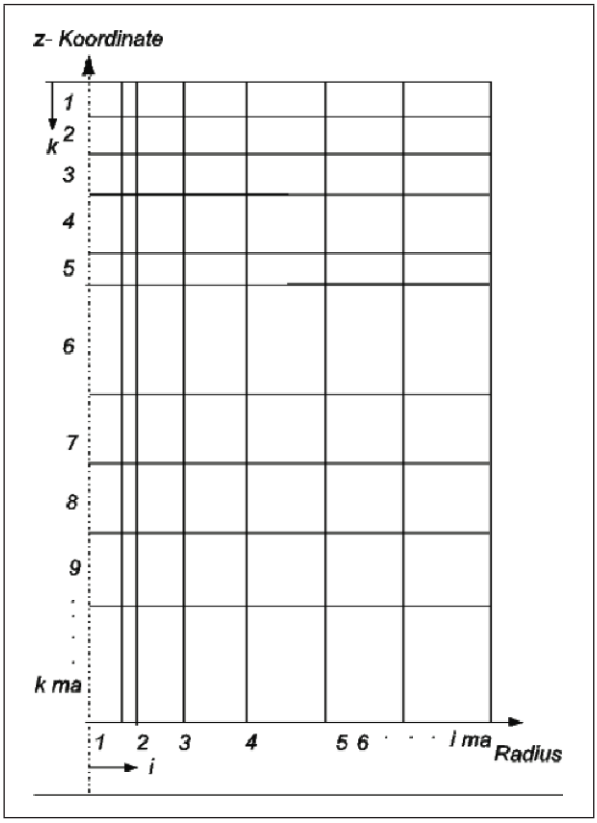



*Abb. 5.2:* Örtliche Volumeneinteilung (Diskretisierung) in r-z-Koordinaten

Dazu sind die z-Koordinaten der Schicht-Oberkanten vorzugeben. In radialer Richtung sind die äußeren Radien der Fließräume und die Wanddicke der Rohre bzw. die äußeren Radien der Elemente im Erdreich vorzugeben. Durch diese radiale und vertikale Variabilität können unterschiedliche Rohrstränge (kombinierte Rohrtouren, Liner etc.), Rohrmaterialien verschiedener Art (Stahl, Isolationsmaterial etc.) und Zement- bzw. Isolationshinterfüllungen simuliert werden. **58**

**59** Folgende nichtkonzentrische Anordnungen zur Zirkulation eines Kühlmittels (Ethanol/Wasser) sind möglich (siehe auch Abb. 3.4 und 3.5):
- U-Rohr im Verdampfer (Raum 1 und Raum 2 sind die beiden Schenkel des U-Rohres),
- Ringraum um den Verdampfer (Raum 4) mit Innenrohr (Raum 5). Das Innenrohr kann sich im Ringraum 4 oder im Zement hinter den Rohren befinden.

**60** Die Unterteilung der Zeitachse erfolgt in so genannte Stressperioden (z.B. Monate). In einer Stressperiode sind alle äußeren Anforderungen (Nennleistungen, Systemtemperaturen, Klimatisierung etc.) zeitlich konstant. Die weitere Zeitunterteilung erfolgt in Tagen.

**61** Die Zeitvorgabe ist zweifach möglich. Die einfachste Möglichkeit (v) ist die zeitliche Vorgabe von Stressperioden mit den zugehörigen Informationen zur Belastung. Diese Möglichkeit soll die Nachrechnung von Feldversuchen etc. erlauben.

**62** Die übliche Zeitvorgabe (m) verlangt nur ein Anfangsdatum, die maximale Simulationszeit und die Vorgabe der Jahresbetriebsstunden (falls abweichend von der Ganglinie nach Abb. 5.1). Die Belastung und die Belastungsdauer folgen einer Monats- und Tagesganglinie.

**63** Jeder Tag wird, wie in Kap. 5.1 erläutert, in 4 Lastzeitschritte und 4 Ruhezeitschritte unterteilt (abwechselnd Last und Ruhe), diese 8 Zeitschritte werden wiederum in je 5 Teilzeitschritte unterteilt, so dass jeder Tag in 40 Zeitschritten simuliert wird. Die monatlich unterschiedliche Belastung der Anlage, die im Betriebszustand stets die Nennleistung liefern soll (falls thermodynamisch möglich), findet ihren Niederschlag in der unterschiedlich langen Dauer von Last- und Ruheschritten.

**64** Die Jahresbetriebsstundenanzahl nach Ganglinie beträgt für Heizung 2550 h/Jahr, für den Kältebetrieb 1920 h/Jahr und den Betrieb zur Oberflächenheizung 3140 h/Jahr. Die Kurven können begrenzt parallel verschoben werden durch Vorgabe anderer Jahresbetriebsstunden.

**65** Die Steuerung der Anlage erfolgt mit dem Ziel einer maximal möglichen Temperatur am Sondenkopf (am Wärmetauscher) unter Einhaltung der vorgegebenen Leistung (T) oder einer maximal möglichen

Leistung bei fest vorgegebener Systemtemperatur (L). Dabei wird unter Systemtemperatur die angestrebte Temperatur im Ansaugrohr der Wärmepumpe verstanden.

Im Klimatisierungs- und Heizbetrieb (k) erfolgt die übergeordnete Steuerung nach der in dem jeweiligen Monat vorgegebenen Betriebsweise (Heizung oder Kühlung). Die Heizungssteuerung erfolgt wie oben beschrieben. Die Steuerung der Kälteleistung zielt immer auf Maximalleistung in der Weise ab, dass eine vorgegebene maximale Temperatur des Kühlmittels nach dem Wärmetausch (= Injektionstemperatur des Kühlmittels in die EWS) bei vorgegebenem Ethanol/Wasser-Volumenstrom im Kühlkreislauf ausgeschöpft wird. **66**

Das Programm löst die Wärmetransportgleichung sehr genau (Fehler 0,01 K), die mathematische Steuerung zum optimalen Betriebspunkt führt jedoch oftmals zu geringen Oszillationen in den Leistungskurven. **67**

Die Nutzung der Software ***ModEW*** ist auf gängigen PC möglich; sie erfordert eine gewisse Einarbeitung [8]. **68**

## 5.3 Kopplung mit Wärmepumpen (Elektro–, Gaswärmepumpen)

Die Schnittstelle zwischen EWS und Wärmepumpe ist der Ansaugstutzen des Verdichters. Aus dem Zusammenwirken von Leistungsverhalten der EWS und der Leistungsabforderung der Heizungsanlage (hier als Betriebsdauer und -tag des Verdichters) ergeben sich Ansaugtemperatur und -druck des Verdichters (die minimal zulässige Temperatur ist dabei die Systemtemperatur der EWS). **69**

EWS werden im Regelfall mit elektrogetriebenen oder gasmotorgetriebenen Wärmepumpen gekoppelt. Elektrowärmepumpen sind weit verbreitet und relativ wartungsarm gegenüber Gaswärmepumpen. Ihr Nachteil besteht darin, dass ihre Antriebsenergie hochwertig ist und bei ihrer Erzeugung ca. 60% der eingesetzten Primärenergie als Abwärme im Kraftwerk nutzlos abgeleitet werden müssen. **70**

Gaswärmepumpen sind aufwändiger zu installieren, erfordern die Versorgung mit Gas und Strom, bieten aber den großen Vorteil des sparsamen Verbrauchs von Primärenergie. Die Abwärme der Gasmo- **71**

toren kann zu ca. 90% in das System eingespeist werden – entweder direkt in den Pufferspeicher der Heizungsanlage oder zur Temperaturanhebung des Kältemittels im Ansaugraum der Wärmepumpe.

**72** Die objektive Bewertung der Effizienz der Gesamtanlage wird durch die Leistungszahl (Arbeitszahl), bezogen auf den Primärenergieeinsatz, angegeben

$$COP_{primär} = \frac{P_{total}}{P_{primär}} \tag{5.6}$$

**73** wobei $P_{total}$ die Gesamtwärmeleistung der Anlage und $P_{primär}$ die zum mechanischen Antrieb der Wärmepumpe einzusetzende Primärenergie ist. Bei einer Elektrowärmepumpe muss die Leistung des Elektromotors mit dem Faktor 2,5 multipliziert werden, um $P_{primär}$ zu ermitteln (das entspricht einem mittleren Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 40%). Bei einer Gaswärmepumpe ergibt sich $P_{primär}$ aus der einzusetzenden Gasmenge/Zeit (1 $m^3_N$ Erdgas entspricht ca. 10 kWh Primärenergie).

**74** Eine andere Betrachtungsweise bezieht die Arbeitszahl auf die mechanische Antriebsenergie der Wärmepumpe, wobei dann jedoch die totale Leistung der Anlage differenziert werden muss nach

$$COP = \frac{P_{total}}{P_{mech}} = \frac{P_{EWS} + P_{Abwärme}}{P_{mech}} \tag{5.7}$$

**75** wobei $P_{EWS}$ die Leistung der EWS und $P_{Abwärme}$ die nutzbare Abwärmeleistung eines Gasmotors ist. Die Abwärmeleistung ist ungefähr das 2,6-fache der mechanischen Leistung und ergibt sich für einen Gasmotor aus einem Motorwirkungsgrad von 35% und einer Abwärmenutzung von 90%.

**76** Wenn ähnliche Definitionen mit der pro Jahr gewonnenen bzw. verbrauchten Energie (Wärmearbeit) angestellt werden, bezeichnet man die Zahlen als Arbeitszahlen bzw. Jahresarbeitszahlen. Tabelle 5.1 zeigt den Bereich der erreichbaren Jahresarbeitszahlen für flache EWS (bis 200 m Tiefe). Tiefe EWS können deutlich höhere Jahresarbeitszahlen erreichen.

*Tab. 5.1:* Erreichbare Jahresarbeitszahlen bei EWS-Wärmepumpen (EWS-Tiefen bis 200 m)

| | **Leistungszahl COP** | **Leistungszahl $COP_{primär}$** |
|---|---|---|
| Elektro-Wärmepumpe | 1,8 – 3,0 | 0,9 – 1,1 |
| Gas-Wärmepumpe | 2,5 – 6,0 | 1,2 – 1,5 |
| zum Vergleich: Brennwertkessel | 0,7 – 0,95 | 0,7 – 0,95 |

## 5.4 Auslegungsbeispiele

Nachfolgend sollen einige typische Auslegungsbeispiele beschrieben, die EWS dimensioniert und das Leistungsverhalten analysiert werden. **77**

### 5.4.1 Einfamilienhaus ohne Klimatisierung (12 kW, Elektrowärmepumpe)

Die Heizungsanlage eines großen Einfamilienhauses soll durch eine Elektrowärmepumpe mit einer 80 m tiefen Erdwärmesonde versorgt werden. Zur Auswahl steht eine EWS mit Wasser-/Solezirkulation (Wasser, Zirkulation in einem PE-Schlauch) oder eine EWS nach dem Propan-Direktverdampferprinzip (Propan). Als minimale Ansaugtemperatur der Wärmepumpe wird -5 °C angesetzt. Tabelle 5.2 zeigt die wesentlichen Daten der Anlagen und Leistungsdaten. Die Dimensionierung erfolgt mit dem Programm ***ModEW***, hier zur Vereinfachung mit konstanten Eigenschaften des Erdreiches. Die Eingabedaten des Programms sind in Anlage 5.1 für den Fall des Direktverdampferverfahrens im zyklischen Betrieb nach Computerausgabe enthalten. Die Abbildungen 5.3 und 5.4 stellen die Ergebnisse für einen typischen Wintertag (im 10. Betriebsjahr) dar. Die Abb. 5.5 zeigt den Leistungs- und Temperaturverlauf der Anlage in beiden Betriebsarten (Propan und Wasser) in einem 10-Jahreszeitraum. **78**

*Tab. 5.2:* Anlagen- und Leistungsdaten Einfamilienhaus ohne Klimatisierung

| **Ausgangsdaten** | | **Propan-Direktverdampfung** | **Flüssigkeitszirkulation** |
|---|---|---|---|
| Angestrebte EWS-Leistung | kW | 10 | 10 |
| Ansaugtemperatur der Wärmepumpe | °C | -5 | -5 |
| EWS-Tiefe, m (Effizienz der Filmverdampfung) | % | 80 (100) | 80 |
| Heizungsvorlauftemperatur | °C | 55 | 55 |
| Bohrlochdurchmesser/ Innenrohrdurchmesser) | mm | 110 (54) | 150 (2 x 40) |
| Mittlere Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs | W/(m K) | 2,1 | 2,1 |
| Mittlere Dichte des Erdreiches | kg/m³ | 2800 | 2800 |
| Mittlere spezifische Wärme des Erdreiches | J/(kg K) | 1250 | 1250 |
| Porosität des Erdreiches | % | 20 | 20 |
| | | | |
| **Leistungsdaten bei maximalem Wärmebedarf im Januar des 10. Betriebsjahres** | | | |
| Erdwärmeleistung | kW | 7,1 | 4,1 |
| Leistungsbedarf der Elektrowärmepumpe | kW | 2,9 | 1,7 |
| Gesamtwärmeleistung der Anlage, | kW | 8,7 | 5,1 |
| Jahresarbeitszahl | COP | 2,95 | 2,95 |

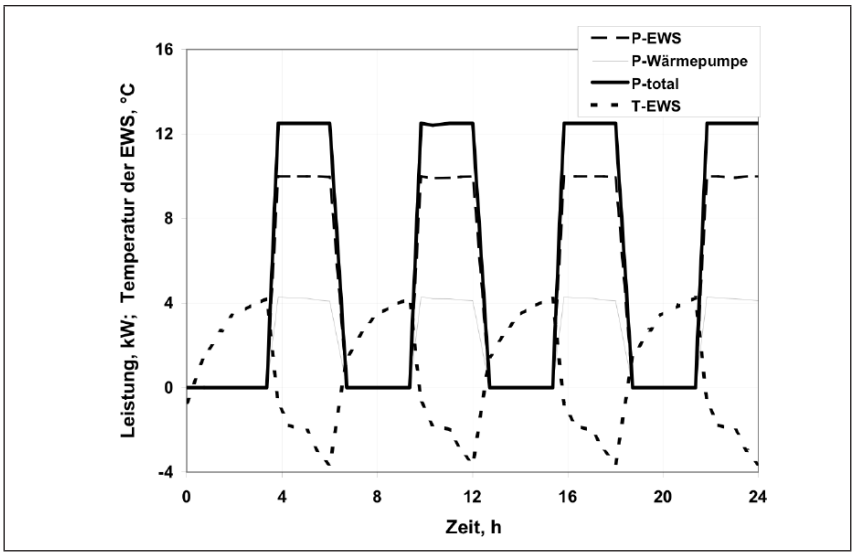



*Abb. 5.3:* DV-Propananlage: Zeitlicher Verlauf von Leistung und EWS-Temperatur an einem typischen Wintertag im 10. Betriebsjahr

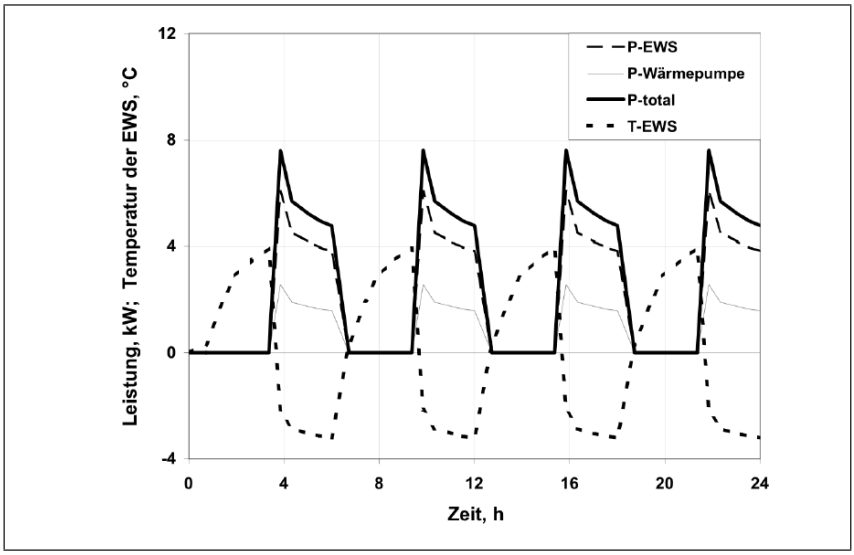



*Abb. 5.4:* Wasserzirkulationsanlage: Zeitlicher Verlauf von Leistung und EWS-Temperatur an einem typischen Wintertag im 10. Betriebsjahr

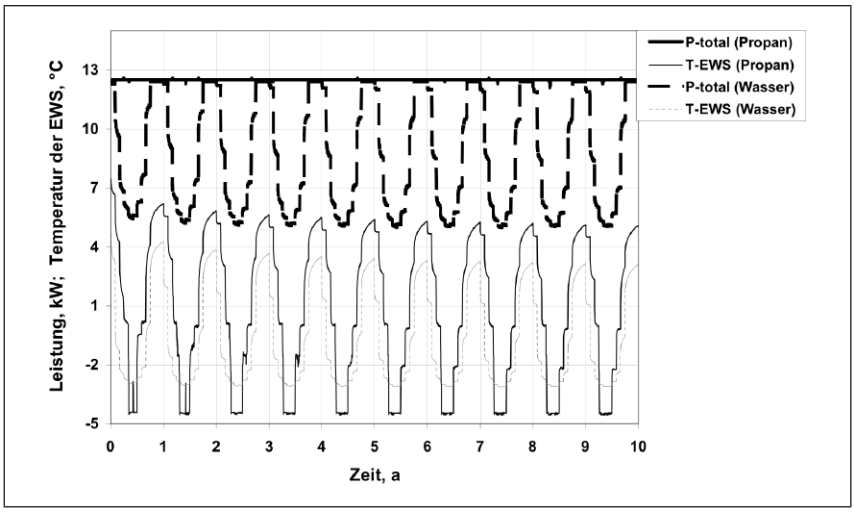



*Abb. 5.5:* Vergleich des Leistungsverhaltens der DV-Propan und Wasserzirkulationsanlagen über 10 Betriebsjahre

**79** Bei erhöhter Belastung in der Winterperiode sinkt die Nutztemperatur der EWS bis nahezu auf die Systemtemperatur von -5 °C ab. Die Propananlage kann die geforderte Leistung auch im Winter halten, die Wasserzirkulationsanlage sinkt auf ca. 5 kW ab. Die Jahresarbeitszahl liegt bei beiden Anlagen bei 3. Es ist zu bemerken, dass bei der Berechnung der Direktverdampfung die Effizienz der Filmverdampfung mit dem theoretisch möglichen Wert von 100% angenommen wurde. Versuchsergebnisse der Fa. BLZ Geotechnik Gommern (einem spezialisiertem Unternehmen für diese Technologie) lassen einen Wert von mindestens 80% als sicher erscheinen. In den Abbildungen 5.6 und 5.7 wird die gleiche Anlage im kontinuierlichen Dauerbetrieb gefahren, um einen Vergleich der ***ModEW***-Ergebnisse mit der analytischen Lösung nach Gleichung 5.5 zu ermöglichen.

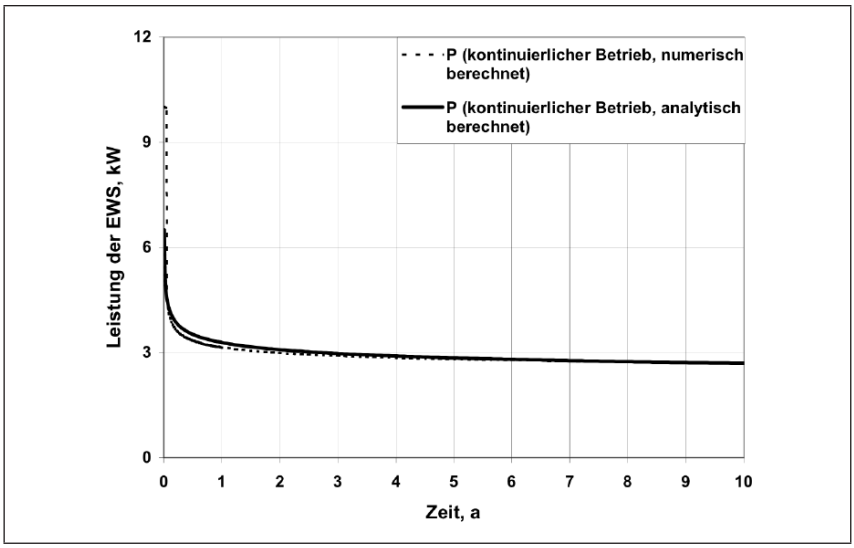



*Abb. 5.6:* Zeitlicher Vergleich der Erdwärmeleistung einer EWS, numerisch ***(ModEW)*** und analytisch nach Gl. 5.5 berechnet

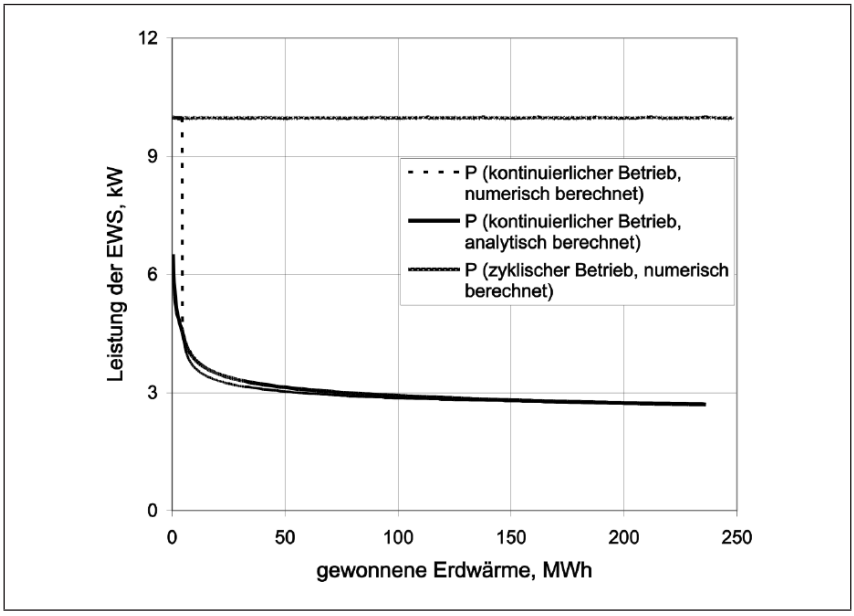



*Abb. 5.7:* Vergleich der numerisch/analytisch berechneten Erdwärmeleistung als Funktion der kumulativ gewonnenen Wärme im kontinuierlichen und zyklischen Betrieb

**80** Der zeitliche Verlauf der numerisch berechneten Erdwärmeleistung stimmt mit der exakten Lösung gut überein. In Abb. 5.7 sind die gleichen Ergebnisse als Funktion der kumulativ gewonnenen Erdwärme (Erdwärmearbeit) gemeinsam mit der Erdwärmeleistung im zyklischen Betrieb (2550 Jahresbetriebsstunden) dargestellt. In einem Betriebszeitraum von 10 Jahren sind die gewinnbaren Wärmemengen mit 236 bzw. 248 MWh nahezu gleich, die Leistung im zyklischen Betrieb, die bei 10 kW begrenzt wurde, kann im Gegensatz zum Dauerbetrieb (3 kW) jedoch gehalten werden.

**81** Die Abkühlung des Erdreiches ist durch den Radius zu charakterisieren, an dem die Temperaturabsenkung genau 1 K beträgt (1 K-Radius). Er beträgt nach 10 Betriebsjahren 9,3 m.

**82** Da die oberen Meter der EWS (bis ca. 4 m) thermisch vom Erdreich isoliert sind, gefriert das Erdreich in dieser Tiefe nur maximal 5-10 cm um die EWS.

### 5.4.2 Geschäftsgebäude ohne Klimatisierung (130 kW, Gaswärmepumpe, tiefe EWS)

**83** Ein großes Geschäftshaus mit einem Wärmebedarf von 130 kW soll mit einer EWS von 1000 m Tiefe und Gaswärmepumpe beheizt werden, Klimatisierung ist nicht vorgesehen. Die Anlage soll nach dem Flüssigkeitszirkulationsverfahren betrieben werden, wobei die zirkulierende Flüssigkeit von der jeweiligen Austrittstemperatur der EWS (20 °C und höher) auf +3 °C (Ansaugtemperatur der Wärmepumpe) abgekühlt werden soll. Die Zirkulationsrate beträgt 3 l/s, der erforderliche Pumpendruck schwankt zwischen 2,1 und 2,8 bar. Die Motorabwärme wird direkt dem Pufferspeicher zugeführt.

**84** Besonderes Augenmerk ist auf die Installation der EWS mit einem thermisch gut isolierten Steigrohrstrang (z.B. PE-beschichtetes Stahlrohr oder Doppelrohr mit gasgefülltem Ringraum) zu legen. Abb. 5.8 zeigt das Leistungsverhalten im 10. Betriebsjahr.

**85** Die totale Wärmeleistung im Winterbetrieb (Januar, bei maximaler täglicher Betriebszeit von 14,7 Stunden, s. Abb. 5.1) verringert sich von 145 kW im 1. Jahr auf 125 kW im 10. Betriebsjahr nahezu

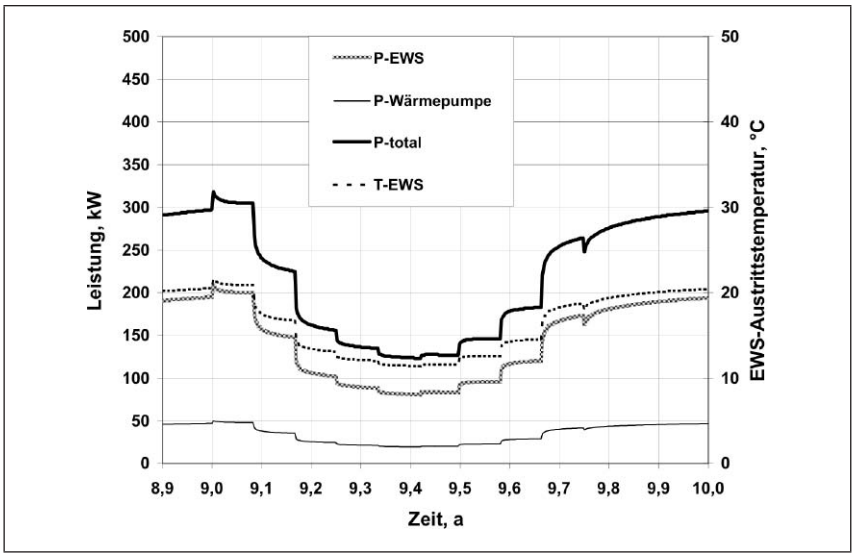



*Abb. 5.8:* Leistungsverhalten einer tiefen EWS ohne Klimatisierung im 10. Betriebsjahr

gleichmäßig. Die Jahresarbeitszahl, bezogen auf den mechanischen Leistungsbedarf der Wärmepumpe, liegt bei 6,3.

### 5.4.3 Heizzentrale mit Klimatisierung (200 kW–70 kW, Gaswärmepumpe)

Die Grundlast einer Heizzentrale für ein Fernwärmesystem soll mit einer EWS-Gaswärmepumpenanlage gesichert werden. In den Sommermonaten soll die Anlage den Kältebedarf eines nahegelegenen Verwaltungsgebäudes bei möglichst geringem Fremdenergiebedarf decken. Die Anlage wird in der Heizperiode kontinuierlich betrieben (6600 Jahresbetriebsstunden). In der Sommerperiode ist die Wärmepumpe bei geringem Kälteleistungsbedarf überhaupt nicht in Betrieb – die Kälte wird gewissermaßen „kostenlos" durch Flüssigkeitszirkulation im Ringraum gewonnen. Bei höherem Kälteleistungsbedarf wird die Anlage derart betrieben, dass die Wärme über einen Wärmetauscher an die Außenluft abgegeben wird. **86**

Es sollen mehrere EWS mit je 250 m Tiefe nach dem Ammoniak-Direktverdampferverfahren bei einer sehr niedrigen Ansaugtemperatur (-10 °C) betrieben werden, um im Erdreich eine möglichst große **87**

Kältemenge zu speichern. Die nachfolgenden Ergebnisse beziehen sich auf eine einzelne EWS.

**88** Die Sonde muss für den Kältebetrieb mit einem gesonderten Verdampferrohr im Bohrloch ausgerüstet sein, damit im Ringraum zwischen Verdampferrohr und Außenrohr die Kälteflüssigkeit (Ethanol-Wasser, Sole) aufsteigen kann. Am zementierten Außenrohr der Sonde ist ein PE-Schlauch befestigt (s. Abb. 3.4), in dem die Kälteflüssigkeit abwärts strömt.

**89** Die übliche Genehmigungspraxis[3] in mehreren deutschen Bundesländern erlaubt die Verwendung von Ammoniak, obwohl es ein wassergefährdender Stoff ist, wenn sich zwischen dem Ammoniakraum und dem Erdreich mit Grundwasser ein beobachtungsfähiger Raum befindet (Ringraum). Falls es zu einem Leck im Ammoniaksystem kommen sollte, kann dies sofort bemerkt und der Wasserschadstoff auszirkuliert werden. Aus diesem Grund ist die gewählte Konstruktion besonders geeignet für die Verwendung von Ammoniak als thermodynamisch effektivstes Kältemittel (Ammoniak besitzt mit ca. 1200 kJ/kg die höchste Verdampfungsenthalpie unter allen Kältemitteln, im Vergleich dazu hat Wasser 2400 kJ/kg, aber Propan nur ca. 350 kJ/kg und $CO_2$ nur 200 kJ/kg).

**90** Abb. 5.9 zeigt das Leistungsverhalten einer EWS mit ca. 20 kW Wärmeleistung bei 4,4 kW mechanischem Leistungsbedarf der Gaswärmepumpe im Winterbetrieb.

**91** Die Kälteleistung liegt bei vollem Betrieb der Wärmepumpenanlage zwischen 30-42 kW (bei 15 °C maximaler Vorlauftemperatur der Klimaanlage), bei ruhender Wärmepumpe zwischen 4-10 kW (alle Angaben für das 10. Betriebsjahr). Abb. 5.10 enthält einen Detailausschnitt aus dem zeitlichen Verlauf.

3 Zu den rechtlichen Vorgaben für oberflächennahe geothermische Wärmeanlagen siehe den gleich lautenden Beitrag von *Sanden* im HbE unter Nr. 5308.

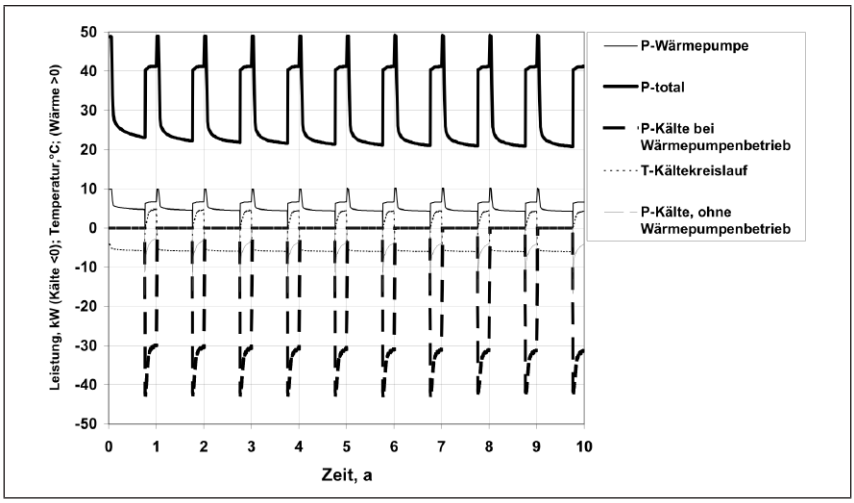



*Abb. 5.9:* Leistungsverhalten einer EWS bei Wärme-/Kältebetrieb

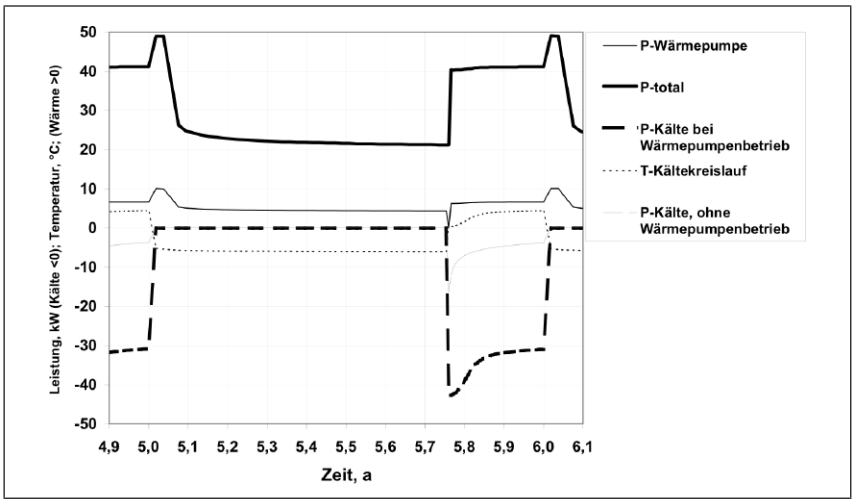



*Abb. 5.10:* Leistungsverhalten einer EWS bei Wärme-/Kältebetrieb, zeitlicher Ausschnitt.

**92** In Abb. 5.11 ist die Temperaturabsenkungsverteilung im Erdreich (obere 150 m) für den Zustand nach dem 10. Betriebsjahr dargestellt. Der Abkühlungseffekt reicht ca. 17 m in das Erdreich hinein (1 K-Radius). In den oberen 20 m ist der Einfluss der Sonnenenergie (Oberflächeneinstrahlung) sehr deutlich zu erkennen, der zu einem Wärmefluss in die Tiefe führt und die Temperaturabsenkung nahezu verhindert.

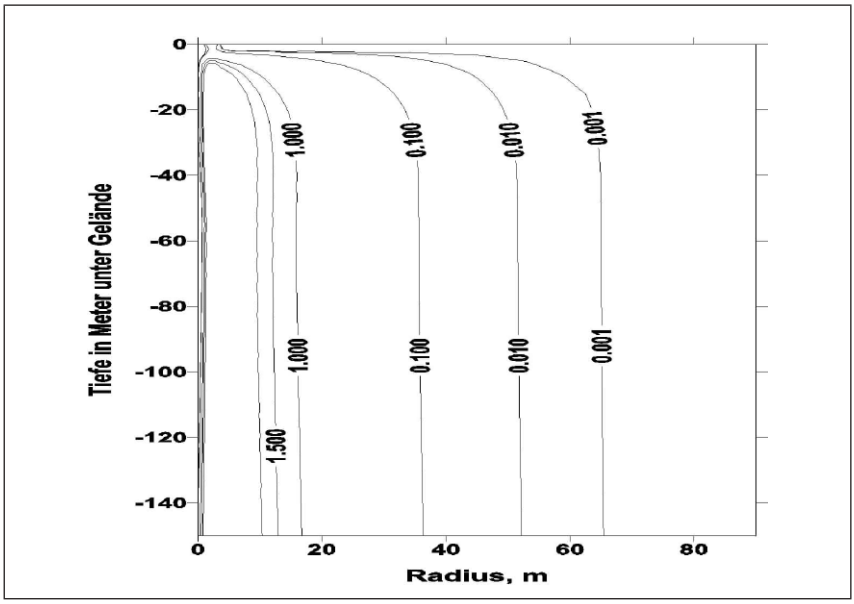



*Abb. 5.11:* Temperaturabsenkung in Kelvin (Differenz zwischen geothermischer und abgesenkter Temperatur) nach 10 Betriebsjahren.

### 5.4.4 Flächenheizung ohne Fremdenergie

**93** Die Haltestelle einer Straßenbahn soll im Winter durch eine Flächenheizung eisfrei gehalten werden. Als Verdampfungstemperatur sind +3 °C oder höher vorgegeben. Die Propan-Direktverdampferanlage soll ohne Fremdenergie betrieben werden. Dazu sind mehrere 180 m tiefe EWS vorgesehen. Das verdampfte Propan zirkuliert direkt durch ein Flächenrohrsystem im Boden der Haltestelle und kondensiert dort bei Temperaturen geringer als +10 °C, der mittleren Erdtemperatur in 2–5 m Tiefe. Es fließt mit Gefälle in die EWS zurück und vedampft durch Erdwärmezufuhr erneut. Der Wärmebedarf ist jahreszeitabhängig und soll der Abb. 5.1 folgen. Falls die Temperatur im Haltestellenboden höher ist als die maximale Temperatur in der EWS (d.h. im Sommer), tritt keine Kondensation mehr ein und der Prozess kommt zum Erliegen.

**94** Abb. 5.12 stellt das Leistungsverhalten einer Sonde im 10. Betriebsjahr dar, im Winterbetrieb kann eine Leistung von ca. 4 kW realisiert werden.

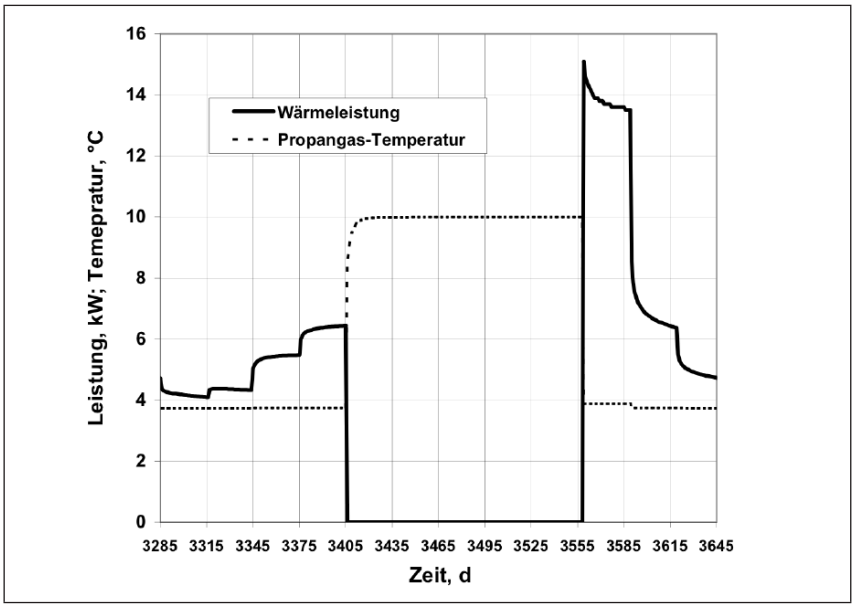



*Abb. 5.12:* Leistungsverhalten einer Flächen- und Weichenheizung

**95** Abb. 5.13 zeigt die erste Flächenheizung mit einer Propan-Direktverdampferanlage in einer Straßenbahnhaltestelle. Der Heizeffekt ist an den schneefreien Teilflächen zu erkennen.



*Abb. 5.13:* Bahnsteigheizung in der Haltestelle Dresden-Riegelplatz, DVD-Sonde ohne Wärmepumpe mit Kondensation im Flächenkollektor (Quelle: BLZ Geotechnik GmbH Gommern)

## 5.5 Betrieb von Erdwärmesonden (EWS), Betriebsstörungen, Lebensdauer

**96** Der Betrieb von Wärmepumpenanlagen mit EWS stellt keine wesentlich anderen Anforderungen an die Steuerung als bei Anlagen, die die Energie aus der Umgebungsluft ziehen („Luft-Wärmepumpen"). Auch hier können noch andere Energiequellen eingekoppelt werden, wie Sonnenkollektoren oder die Gebäudeabwärme.

**97** Betriebsstörungen in Flüssigkeitszirkulations-EWS bilden seltene Ausnahmen (Undichtheiten).

**98** Die Direktverdampfer-EWS stellen höhere technische Anforderungen, insbesondere auch wegen der Neuheit der Technologie. Betriebsstörungen bzw. zu geringe Erdwärmeleistung können hervorgerufen werden durch:

- Wasser in der Sonde mit nachfolgender Verstopfung des Wärmetauschers am Kopf der Sonde durch Gashydrate (bei Propan, $CO_2$),
- schlechter Wirkungsgrad des Wärmetauschers durch die beidseitige Bespülung der Platten mit Gas-Flüssigkeitsgemisch, teilweiser Ausfall von Plattenfläche wegen Gasbespülung,
- geringe Filmeffizienz infolge schlechter Benetzung der Sondenwand,
- Neigung des Bohrloches – dadurch Verhinderung einer vollständigen Benetzung des Umfanges.

**99** Die Lebensdauer der EWS soll hier nur aus thermodynamischer Sicht behandelt werden. Sie geht direkt einher mit der Frage der Auskühlung des Erdreiches und der damit verbundenen Verringerung der Leistung. In den Abbildungen des Kap. 5.4 ist aus dem – wenn auch geringem – Abfall der Erdwärmeleistung in den jeweiligen Winterperioden, der Einfluss der Auskühlung zu erkennen. Dieser Leistungsabfall ist, gemessen an der Gesamtleistung, sehr gering und setzt der Lebensdauer der Anlage erst nach 50 Jahren und mehr eine gewisse Grenze.

**100** Abb. 5.14 zeigt das Temperaturverhalten im Erdreich einer EWS-Einfamilienhausanlage, die bei 0 °C Verdampfungstemperatur über 50 Jahre (2550 Jahresbetriebsstunden) betrieben wurde.

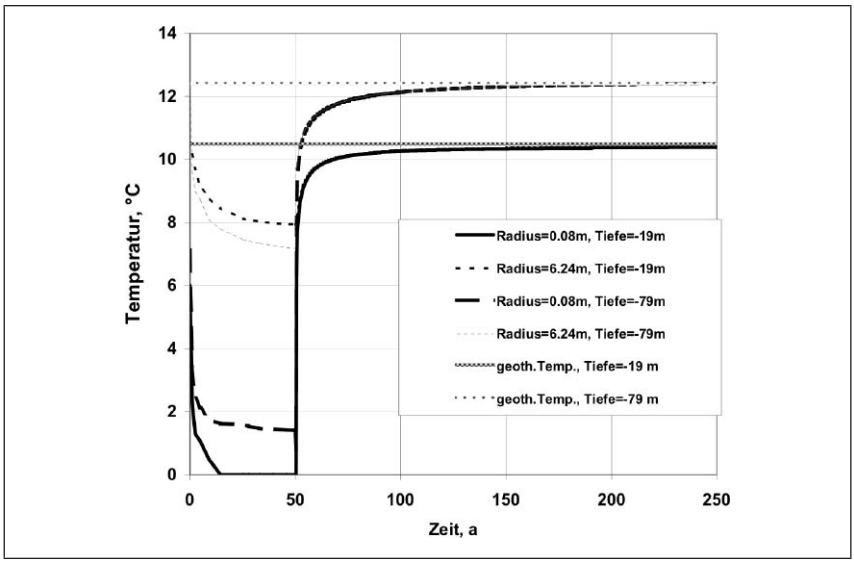



*Abb. 5.14:* Zeitlicher Temperaturverlauf in zwei Punkten einer EWS

**101** Die Temperaturen im Erdreich „erholen" sich relativ rasch, gemessen an dem Betriebszeitraum. In 79 m Tiefe beträgt bereits 6 Jahre nach Betriebsende die Temperaturabsenkung nur noch ca. 1 K, 50 Jahre nach Betriebsende liegt die Absenkung bei weniger als 0,3 K. In den oberflächennahen Tiefen verläuft die Regeneration der Erdtemperatur noch schneller infolge der Einstrahlung von Sonnenenergie.

**102** Das Beispiel in Abb. 5.14 zeigt exemplarisch, dass die oberflächennahe Erdwärme im Wesentlichen gespeicherte und in jedem Sommerhalbjahr regenerierungsfähige Sonnenenergie ist. Erst in größeren Tiefen von Hunderten Metern erfolgt die Regeneration wesentlich langsamer (in Zeiträumen von einigen Tausend Jahren), da sie nur durch den natürlichen Erdwärmestrom aus der Tiefe gespeist wird. Das Fazit aber ist in aller Klarheit: Erdwärme ist eine nachhaltige Energie.

## 5.6 Vergleich von Flüssigkeitszirkulations- mit Direktverdampfungsverfahren

**103** Erdwärmesonden, in denen eine Flüssigkeit zirkuliert (in der Regel Salzwasser oder ein Ethanol-Wassergemisch), die die Erdwärme aus-

trägt, sind technisch relativ einfach zu installieren und weisen keine besondere Umweltgefährdung auf, da die verwendeten Flüssigkeiten in der Regel keine Wasserschadstoffe sind. In jedem Fall muss jedoch das Bohrloch so verfüllt werden, dass eine vertikale Strömung im Bohrloch (außerhalb der installierten Rohre/Schläuche) mit Sicherheit ausgeschlossen ist, um den Austausch von Wasser zwischen einzelnen grundwasserführenden Schichten zu verhindern.

**104** Direktverdampfersonden, die mit Ammoniak arbeiten, unterliegen einer besonderen wasserwirtschaftlichen Beachtung, da Ammoniak ein wassergefährdender Stoff ist. In der Regel wird von der Aufsichtsbehörde eine doppelte Verrohrung gefordert, deren Ringraum beobachtungsfähig (Druck, Medium) ist. Die äußere Verrohrung wird zementiert und genügt damit den o.g. Ansprüchen der Abdichtung.

**105** Beide Sondentypen haben ein unterschiedliches Leistungs- und Temperaturverhalten. Beide Sondentypen weisen im Dauerbetrieb (d.h. mehr als 8000 Jahresbetriebsstunden) und bei guter thermischer Isolation der Rohre der Flüssigkeitszirkulations-EWS nahezu die gleiche Erdwärmeleistung auf – dies ist jedoch in der Heizungstechnik eine unübliche Situation.

**106** In der Praxis werden die EWS täglich und jahreszeitlich sehr variabel beansprucht (s. Abb. 5.1), was sich in einer typischen Jahresbetriebszeit von nur 2000-3000 Stunden niederschlägt. Bei einer solchen Betriebsweise besitzen Direktverdampfersonden eine deutlich höhere Leistung in Zeiten der Maximalbelastung (Winterbetrieb, s. Abb. 5.5). Die Ursachen dafür sind:

- die treibende Temperaturdifferenz zwischen EWS und Erdreich ist über dem gesamten Bohrlochverlauf beim Direktverdampferverfahren größer (s. Abb. 5.14, Differenzabstand zur geothermischen Temperatur),
- beim Flüssigkeitszirkulationsverfahren tritt ein teilweiser thermischer Kurzschluss zwischen absteigendem und aufsteigendem Flüssigkeitsstrom auf (s. Abb. 5.15, Temperaturen im auf- und absteigendem Strom),
- der Wärmeübergangswiderstand von zirkulierender Flüssigkeit und Rohrwandung ist stets größer als der Wärmeübergangswiderstand zwischen verdampfendem Kältemittel und Rohrwandung.

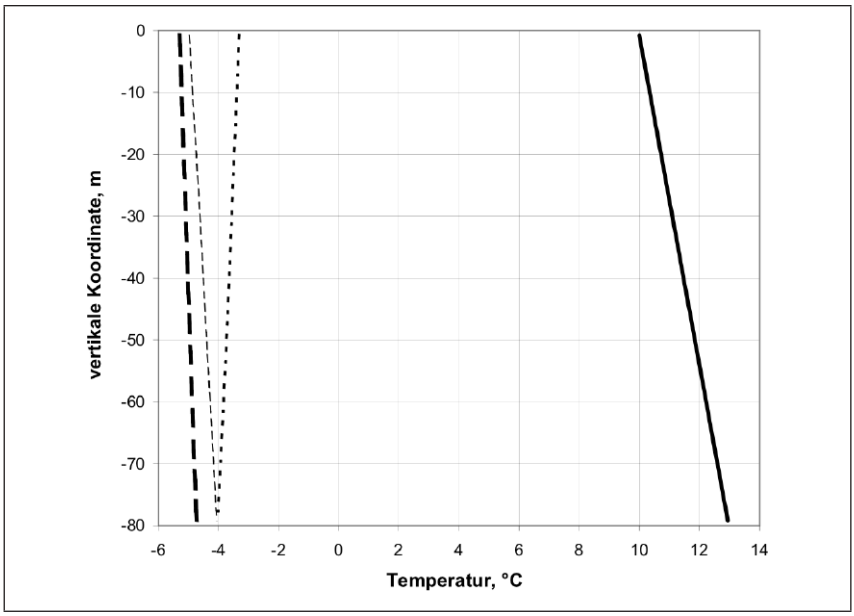



*Abb. 5.15:* Temperaturverlauf über der Tiefe in einer Direktverdampfer- und einer Flüssigkeitszirkulations-EWS

**107** Im Beispiel nach Abb. 5.15 betrug die Erdwärmeleistung nach 5 Jahren Betrieb an einem Wintertag
- aus der Direktverdampfer-EWS 5,73 kW und
- aus der Flüssigkeitszirkulations-EWS 4,11 kW.

## 6 Ausblick

**108** Der Klimaschutz wird mehr denn je die weitere Verringerung der $CO_2$-Emissionen erfordern. In allen Bereichen des menschlichen Lebens ist es deshalb notwendig, durch effiziente Technologien den Energieverbrauch zu senken und den Anteil regenerativer Energie, d.h. Energie ohne $CO_2$-Produktion, zu erhöhen. Heute werden ca. 45% des deutschen Primärenergieverbrauchs für Heizung und Raumklimatisierung eingesetzt. Da gerade in diesem Bereich die Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle spielt, wird die überall und immer vorhandene Erdwärme in Zukunft eine bevorzugte Stellung als regenerativer Anteil im Heizungs- und Klimaenergiemarkt einnehmen. Bei breiter und flächendeckender Einführung bieten

diese Verfahren die Chance, etwa 20–30% des gesamten deutschen Primärenergiebedarfes zu ersetzen und die $CO_2$-Emisssion um den gleichen Betrag zu verringern.

**109** Die EWS-Technologie muss sich selbstverständlich auch kostenmäßig mit den herkömmlichen Verfahren messen. In den ersten Jahren des neuen Jahrhunderts lagen die Kosten für das Bohren einer EWS, die einen wesentlichen Teil der gesamten Baukosten der Anlage ausmachen, in einem Niveau, das aus Abb. 6.1 ersichtlich ist.

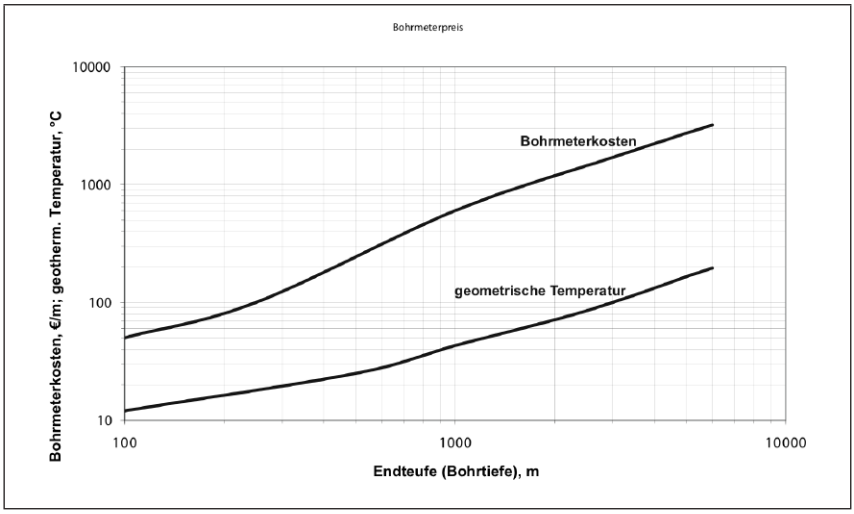



*Abb. 6.1:* Ungefähre Kosten je Bohrmeter einer EWS in Abhängigkeit von der Endteufe des Bohrloches

**110** Aus der Abbildung wird verständlich, warum EWS mit Tiefen von vielen Hunderten oder gar Tausenden Metern zwar sehr nützlich, jedoch heute noch nicht wirtschaftlich sind. Obwohl die geothermische Temperatur und damit auch die Leistung der EWS zunimmt, steigen die Bohrmeterkosten unverhältnismäßig stark an.

**111** In Abb. 6.2 ist die Leistungsfähigkeit der EWS-Technologie noch einmal im Überblick und in Abhängigkeit von der Tiefe der EWS für verschiedene Auslegungsvarianten dargestellt. Dabei wurden typische Eigenschaften des Erdreiches angenommen.

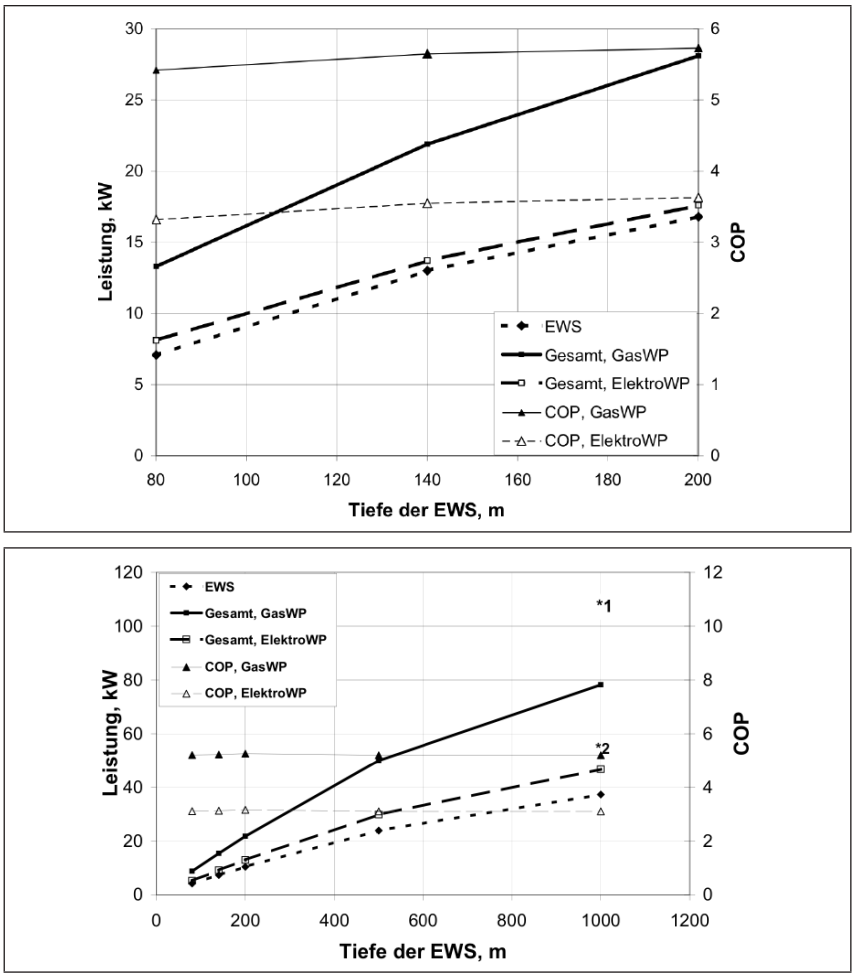



*Abb. 6.2:* Leistung von EWS-Anlagen mit Gas- und Elektrowärmepumpen in Abhängigkeit von der EWS-Tiefe:
a) Propan-Direktverdampferverfahren (Anlagen mit Tiefen über 200 m sind bisher nicht bekannt),
b) Flüssigkeitszirkulationsverfahren.
Die mit ***1** und ***2** skizzierten Punkte sind die Gesamtleistung (***1**) und die Erdwärmeleistung (***2**) einer 1000 m tiefen Sonde, die zur bestmöglichen thermischen Isolation der aufsteigenden (warmen) Flüssigkeit mit einer Doppelverrohrung installiert wurde, in deren 15 mm-Ringraum Vakuum bzw. ein geringer Gasdruck herrscht (EWS – Erdwärmesondenleistung, Gesamt – Gesamtwärmeleistung der Anlage, COP – Jahresarbeitszahl, GasWP – Gaswärmepumpe, ElektroWP – Elektrowärmepumpe).

Die Berechnungen für Abb. 6.2 beruhen auf gleichen Bedingungen (Leistung unter Winterbedingungen nach einem Jahr Betriebszeit, untere Grenztemperatur des Fluids −5 °C, 2550 Jahresbetriebsstunden, 55 °C Heizungsvorlauf). Die Vorteile des Einsatzes von Direktverdampferverfahren und Gaswärmepumpen (mit Abwärmenutzung) sind klar erkennbar. **112**

Die Vision der Autoren ist es, dass Anlagen zur Erdwärmeheizung und -klimatisierung in den nächsten Jahrzehnten so normal werden wie das Aufstellen eines Kühlschranks (die thermodynamischen Wirkprinzipien sind sehr ähnlich). Dazu ist jedoch erforderlich, sowohl gebäudetechnisch als auch bohrtechnisch so ausgereifte und wartungsarme Anlagen zu entwickeln und einzuführen, wie wir sie aus der Elektrotechnik und der Gastechnik heute schon kennen. Bei einer solchen Entwicklung werden die Bohrkosten deutlich sinken, so dass auch tiefe EWS für große Leistungen wirtschaftlich effizient werden. **113**

## *Anlage 5.1:* Gespeicherte Input-Datei für Programm ***ModEW***

```
***** Im Dialog gespeicherte - Input für ModEW *****
Name der Anlage + Antriebsart der Wärmepumpe (0=Elektro, 1=Gas/Diesel) ?
Großes_EFH_ohne_Klimatisierung__DV-Propan__Elektrowärmepumpe,     0

Anlagentyp DIREKT - VERDAMPFUNG und/oder WASSER-ZIRKULATION :
- Gebäude-Heizung (H) - Dampf- oder Wasserzirkulation
- Klimatisierung (k) - Dampf- und/oder Wasserzirkulation
- Oberflächen-, Weichen-, Bahnsteigheizung (o) - ohne Wasserzirkulation
+ Belastungsstunden/Jahr (Default bei "h/k": 2550, bei "o": 3140)  ?
h  2550.00000000000

Zirkulations-Medium: - Propan      (P) und Gesamtfüllmasse (Zahlenwert in kg)
      - Ethan              (e) und Gesamtfüllmasse (kg)
      - Co2                (c) und Gesamtfüllmasse (kg)
      - Ammoniak           (a) und Gesamtfüllmasse (kg)
      - Wasser          (w) ?
p  10.0000000000000

Zirkulation in Ringraum    +  Zentralrohr (Z/z) (für Dampf und Wasser) oder
                           +  eingebettetes Rohr im Ringraum (R/r)  (nur für Dampf
                           +  eingebettetes Rohr im Zement/Gestein (G/g), (für
Dampf)
     im U-Rohr (u)  (für Dampf und Wasser, innerhalb der Verdampfer-Rohrtour oder
     (z/r/g/ = Injektion in Ringraum, Z/R/G = Förderung aus Ringraum !)
n
***** Input folgender Werte (durch Komma oder Leerzeichen getrennt):
ERDWÄRME-leistung der Anlage (kW, >=0), minimale Verdampfungstemperatur
(oC)
 WÄRME-leistung bei Kältebetrieb (kW, >=0), maximale Verdampfungstemperatur
(oC)
 Max. Temperatur (20 oC) der Klimaanlage,  Abwärme-Einkopplung, kW
(default=0)
 Spülrate des Ethanol-Wasserkreislaufes (l/s)  und
 Heizungsvorlauftemp. MAX (default: 55 oC),  Heizungsvorlauftemp. MIN
(default: 35 oC)
  10.0000000000000     -5.00000000000000     0.000000000000000E+000
 0.000000000000000E+000 0.000000000000000E+000 0.000000000000000E+000
 0.000000000000000E+000  55.0000000000000      35.0000000000000

Betriebsbeginn bei Tag(1...31), Monat(1...12), Jahr (2005...)  ?
        1       9      2006
```

Monatliche Stressperioden und Belastung nach Diagramm (M) oder Vorgabe aller Werte
ITSY (=1 für Systemtemp., =0 für Systemdruck)
ANTSTEU=L (Steuerung nach Leistung, ANTSTEU=T (nach Kopftemp.), Betriebsstunden
**m 1 t -1.00000000000000**
**0 3650.00000000000 n**

Kältelieferung von Monat (5...10) bis Monat (5...10) ?
**0 0**

Input folgender Werte (durch Komma oder Leerzeichen getrennt):
Verdampferlänge (Tiefe) der Sonde (m) ?
Erdtemperatur in ca. 2 m Tiefe = Erdoberfläche, oC (default=10)
Erdtemperatur am Ende des Verdampferrohres=Endteufe, oC (default=0.03*Tiefe)
Filmeffizienz (default=80 %) ?
80.0000000000000 10.0000000000000 13.0000000000000
100.000000000000
Gitterdimension: ima, kmab, kma
51 50 70

Input folgender Werte (durch Komma oder Leerzeichen getrennt):
Bohrlochdurchmesser (mm)
Aussendurchmesser Verdampferrohr/zementiertes Rohr (mm)
Wanddicke (mm) ?
**110.000000000000 54.0000000000000 3.00000000000000**

Input folgender Werte (durch Komma oder Leerzeichen getrennt):
Aussendurchmesser des inneren Kältemittelrohres und Wanddicke (mm)
Aussendurchmesser des äusseren Kältemittelrohres und Wanddicke (mm) ?
**0.000000000000000E+000 0.000000000000000E+000 0.000000000000000E+000 0.000000000000000E+000**

Input folgender Werte (durch Komma oder Leerzeichen getrennt):
Wassergefüllte (totale) Porosität des Gesteins, % (default=20)
Dichte des wassergefüllten Gesteins, kg/m3, (default=2400)
spez.Wärmekapazität des wassergefüllten Gesteins, J/kg/K (default=1250)
Wärmeleitfähigkeit des wassergefüllten Gesteins, W/m/K (default=2.1) ?
**20.0000000000000 2800.00000000000 1250.00000000000 2.10000000000000**

Input für gefrorenes Gestein (durch Komma oder Leerzeichen getrennt):
Dichte des wassergefüllten Gesteins, kg/m3, (default=ungefroren)
spez.Wärmekapazität des wassergefüllten Gesteins, J/kg/K (default=ungefroren)
Wärmeleitfähigkeit des wassergefüllten Gesteins, W/m/K (default=ungefroren) ?
**2800.00000000000 1250.00000000000 2.10000000000000**

**0** = Anzahl Observationspunkte i, k

## Verwendete Symbole

Alle Symbole sind in SI-Basiseinheiten verwendet.

| | |
|---|---|
| a | Temperaturleitzahl, a= /(c), $m^2/s$ |
| COP | Leistungszahl (**C**oefficient **O**f **P**erformance) |
| c | spezifische Wärmekapazität, J/(kg K) |
| L | Länge (Tiefe) einer EWS, m |
| n | Porosität des Gesteins, - |
| P | Leistung, W |
| Q | Wärmestrom, W |
| r | Radius, m |
| R | Außenradius des Simulationsmodells, m |
| T | Temperatur, K bzw. Grd. Celsius |
| t | Zeit, s |
| w | Darcy- oder Filtergeschwindigkeit, m/s |
| z | vertikale Koordinate, senkrecht nach oben gerichtet, m |
| | |
| λ | Wärmeleitfähigkeit, W/(m K) |
| ρ | Dichte, $kg/m^3$ |
| ω | geothermischer Gradient, K/m |

## Literatur

[1] *Sanner, B.* (1999): Kann man Erdwärmesonden mit Hilfe von spezifischen Entzugsleistungen auslegen? Geothermische Energie, Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V., Nr. 26/27, 7. Jahrgang / Heft 3 / 4 und www.geothermie.de.

[2] *Pannike S.; Kölling, M.; Panteleit, B.; Reichling, J.; Scheps, V. & H. D. Schulz* (2006): Auswirkung hydrogeologischer Kenngrößen auf die Kältefahnen von Erdwärmesondenanlagen in Lockersedimenten. Zeitschrift Grundwasser, (11), 1, 6–18.

[3] *Häfner, F.; Sames, D.; Voigt, H.-D.* (1992).: Wärme- und Stofftransport. Berlin; Heidelberg; New York: Springer Verlag, ISBN 3-540-54665-0.

[4] *Hamann, J.* (2006).: Geothermie – Chancen und Potenziale: DVD-Technologie mit Systemvorteilen. IWU Seminar Magdeburg und www.blz-geotechnik.de.

[5] *CoolPack* (2001): A Collection of Simulation Tools for Refrigeration. Dept. Mechanical Eng., Technical University of Denmark, Lyngby, www.et.du.dk/CoolPack.

[6] *Cekaljuk, E.B.* (1965): Termodinamika neftjanogo plasta. Verlag Nedra, Moskau.

[7] *Boy, S., Th. Wilsnack, F. Häfner & N. Hoth* (2001).: Numerische Simulation dichtebeeinflusster und reaktiver Stofftransportprozesse im Grundwasser. Zeitschrift Grundwasser, (10), 1, S. 15–22.

[8] *Häfner, F.* (2007): Manual zur Software *ModEW*. IBeWa Ingenieurpartnerschaft, Freiberg (unveröff.).

VDI-Richtlinie 4640 Thermische Nutzung des Untergrundes
- Blatt 1 Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte (Dezember 2000)
- Blatt 2 Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen (September 2001)
- Blatt 3 Unterirdische thermische Energiespeicher (Juni 2001)
- Blatt 4 Direkte Nutzungen (offene Systeme) (Dezember 2002)

# Physikalisch-technische Grundlagen der Kernenergienutzung

*Wolfgang Faber*

*Es werden zunächst die physikalischen Grundlagen der Kernenergienutzung dargestellt. Das periodische System der chemischen Elemente, die Struktur und die bezüglich der Kernenergienutzung relevanten Eigenschaften von Atom und Atomkern werden beschrieben und dabei die historische Entwicklung skizziert. Daran anschließend werden die physikalischen Hintergründe der Verschmelzung leichter und Spaltung schwerer Atomkerne besprochen und anhand der Beispiele Sonnenenergie, Kernreaktor und atomarer Explosionskörper erläutert. Im letzten Unterkapitel werden die technischen Konsequenzen, die sich aus den physikalischen Bedingungen zur kontrollierten Kernspaltung ergeben, grundsätzlich dargestellt. Wesentlich bei der Realisierung einer sich selbst auf konstantem Niveau erhaltenden nuklearen Kettenreaktion ist die Wechselwirkung von Neutronen mit Materie (Absorption und Abbremsung), zeitabhängige Prozesse (Reaktorregelung) sowie die Wärmeabfuhr.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–4 |
| 2 | Das Atom | 5–33 |
| 2.1 | Das „unteilbare“ Atom | 5–9 |
| 2.2 | Das periodische System der Elemente | 10–15 |
| 2.3 | Aufbau des Atoms | 16–25 |
| 2.4 | Isotope | 26–30 |
| 2.5 | Atommassen, Atomdurchmesser und elektrische Ladungen | 31–33 |
| 3 | Energiegewinnung durch Kernumwandlung | 34–70 |
| 3.1 | Kernkräfte | 34–39 |
| 3.2 | Die Fusion von Wasserstoff zu Helium | 40–47 |
| 3.3 | Die Spaltung schwerer Kerne | 48–70 |
| 3.3.1 | Uran-Sprengkörper | 59–63 |
| 3.3.2 | Plutonium-Sprengkörper | 64–68 |
| 3.3.3 | Thermonukleare Sprengkörper | 69–70 |
| 4 | Funktionsbedingungen für Kernreaktoren | 71–127 |
| 4.1 | Allgemeine Eigenschaften der Kernreaktoren | 71–76 |
| 4.2 | Wechselwirkungen zwischen Atomkernen und Neutronen | 77–85 |
| 4.3 | Schnelle und langsame Neutronen in Reaktoren | 86–91 |
| 4.4 | Moderatoren für thermische Reaktoren | 92–102 |
| 4.5 | Schnelle und thermische Brutreaktoren | 103–107 |
| 4.6 | Kühlmittel | 108–127 |
| 4.6.1 | Reaktorkinetik | 112–118 |
| 4.6.2 | Reaktordynamik und Regelung der Kernreaktoren | 119–127 |
| 5 | Literatur | |

# 1 Einleitung

**1** Selten hat eine technische Entwicklung innerhalb so kurzer Zeit solche extremen Höhen und Tiefen erlebt wie die Kernenergie. Von den allerersten Hinweisen auf die Spaltung von Atomkernen bis zur großtechnischen Nutzung der Energieumwandlung in Druck- und Siedewasserreaktoren sind gerade einmal 70 Jahre oder zwei Generationen vergangen.

**2** Die rasante Entwicklung dieser völlig neuen Technik wurde aus Angst gestartet: Angst, dass der Kriegsgegner eine Superwaffe in die Hand bekommt. Daraus entstand das vielleicht bisher größte gesteuerte Entwicklungsprojekt: das Manhattan-Projekt zur Entwicklung der Nuklearbombe. Das Projekt wurde zu einem Zeitpunkt gestartet, als die naturwissenschaftlichen Grundlagen noch sehr lückenhaft waren und damit die konkrete technisch-ingenieurmäßige Entwicklung und die physikalische Grundlagenforschung, mit durchaus unbestimmtem Ausgang, parallel vorangetrieben werden mussten. Das Ergebnis ist bekannt und hat bis heute zu einer folgenschweren Stigmatisierung der Kernenergienutzung insgesamt geführt.

**3** Nach dem 2. Weltkrieg, in dem persönliche und kollektive Risiken, in einem heute im Westen kaum mehr vorstellbaren Ausmaß, erlebt wurden, erlebte die friedliche Nutzung der Kernenergie ihr Stimmungshoch als Möglichkeit zur Lösung aller Energieprobleme der Menschheit. Dieser kurze und euphorische Aufschwung wurde bekanntermaßen durch eine nur als pseudoreligiös zu bezeichnende Ablehnung abgelöst, die weltweit in der Gründung der neuen politischen Kraft des späten 20. Jahrhunderts gipfelte. Nachdem diese Kraft auch schon seit nunmehr 20 Jahren etabliert ist, scheint sich eine neue pragmatische Sachlichkeit bei den jungen Erwachsenen durchzusetzen, die Hoffnung auf eine rationale Abwägung zwischen der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger, der *Atom*kraft und der *Kern*kraft, beides möglichst effizient erzeugt und genutzt, zulässt. Dabei ist klar, dass sowohl die Nutzung von Bindungsenergieunterschieden der Atomhülle in fossil gefeuerten Kraftwerken, *Atom*kraftwerken, als auch die Umwandlung von Bindungsenergiedifferenzen von Atomkernen in *Kern*kraftwerken mit spezifischen Nachteilen verbunden ist, die im Problem des sicheren Einschlusses radioaktiver

Substanzen einerseits und der unvermeidlichen globalen Auswirkung bei der Verbrennung andererseits gipfeln.

Es ist zu hoffen, dass diese Abwägung im Interesse nachfolgender Generationen sorgfältig erfolgt und nicht vorschnell – scheinbar unumkehrbare – Entscheidungen getroffen werden. **4**

# 2 Das Atom

## 2.1 Das „unteilbare" Atom

Das Wort Atom leitet sich aus dem griechischen Wort „atomos", d. h. unteilbar, ab [1]. Die Vorstellung von kleinsten unteilbaren Einheiten alles Stofflichen entwickelten bereits die antiken Philosophen Leukipp und dessen Schüler Demokrit. Von Demokrit stammt das verblüffend visionäre Wort: „Nur scheinbar ist es süß oder bitter. In Wirklichkeit gibt es nur Atome und den leeren Raum." **5**

Erst im 19. und 20. Jahrhundert gelang es, den naturphilosophischen Atombegriff der Antike physikalisch zu fundieren. J. Dalton fand, dass die chemischen Elemente nur in ganz bestimmten Gewichtsverhältnissen Verbindungen eingehen (Gesetz der multiplen Proportionen). Dalton schloss daraus, dass die Elemente selbst aus kleinsten Einheiten, Atomen, bestehen, die sich in chemischen Verbindungen, im Verhältnis ganzer Zahlen, zu Molekülen vereinigen. **6**

Andere Hinweise lieferte die kinetische Gastheorie von Clausius, Maxwell und Bolzmann, die den Gasdruck und seine Abhängigkeit von der Temperatur als Wirkung der Stöße der Gasmoleküle erklärt. **7**

Die atomistische Struktur der Materie wurde endgültig und überzeugend Anfang des 20. Jahrhunderts belegt, indem damit die Interferenzerscheinungen beim Durchleuchten von Kristallen mit Röntgenstrahlen[1)] einfach erklärt werden konnten. Wilson wies die Flugbahnen einzelner Atome in der nach ihm benannten Nebelkammer nach. **8**

Die Atome wurden damit als die kleinsten, mit chemischen Mitteln nicht mehr teilbaren Bausteine der Materie erkannt. **9**

1 von Laue, Friedrich, Knipping

## 2.2 Das periodische System der Elemente

**10** Nach dem avogadroschen Gesetz ist die in einem bestimmten Volumen eines Gases bei gleichem Druck und gleicher Temperatur enthaltene Zahl an Atomen oder Molekülen stets gleich. Bei Normalbedingungen sind dies $6{,}022 \cdot 10^{23}$ Teilchen[2)] (1 Mol) pro 22,4 l (Molvolumen). Durch Abwiegen der unter gleichen Bedingungen in dem gleichen Volumen enthaltenen Gase lassen sich danach relative Atomgewichte bestimmen.

**11** Auf dieser Grundlage und unter Berücksichtigung des chemischen Verhaltens haben im Jahr 1869 D. Mendelejew und J. L. Meyer unabhängig voneinander das periodische System der Elemente aufgestellt. Die Elemente sind nach steigendem Atomgewicht in einem System von Zeilen und Spalten angeordnet, so dass in jeder Spalte untereinander Elemente mit ähnlichen chemischen Eigenschaften stehen (siehe Tabelle 2.1a). Der Platznummer als Ordnungszahl kommt eine besondere physikalische Bedeutung zu (s. Kapitel 2.4). Dies wurde erst später erkannt.

**12** Damals mussten noch zahlreiche Plätze des Schemas leer gelassen werden. Diese Elemente sind inzwischen sämtlich entdeckt worden, auch die nicht in der Natur vorkommenden Elemente Technetium (Ordnungszahl 43) und Promethium (Ordnungszahl 61). Darüber hinaus führte die Weiterentwicklung der Atomphysik seit Mitte des letzten Jahrhunderts zur Entdeckung von wenigstens achtzehn „Transuranen", d. h. künstlichen Elementen jenseits des letzten im periodischen System der Elemente stehenden natürlichen Elements, des Urans.

**13** Die Aktiniden Americium bis Fermium (Element 100) sind in Kernreaktoren in größeren Mengen synthetisiert worden oder im Abfall aus Atombombentests nachgewiesen worden. Die höheren Elemente ab 101 wurden in Beschleunigerexperimenten erzeugt.

2 Avogadro-Konstante: $N_A \approx 6{,}022 \cdot 10^{23}\ \mathrm{mol}^{-1}$

*Tab. 2.1a:* Das Periodensystem der chemischen Elemente[3)] [1]

| Periode | Reihe | Gruppe I a | Gruppe I b | Gruppe II a | Gruppe II b | Gruppe III a | Gruppe III b | Gruppe IV a | Gruppe IV b | Gruppe V a | Gruppe V b | Gruppe VI a | Gruppe VI b | Gruppe VII a | Gruppe VII b | Gruppe VIII/(VIIIb) | | | Gruppe 0 (VIIIa) | Anzahl |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | I | 1 H Wasserstoff 1,008 | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 He Helium 4,003 | 2 |
| 2 | II | 3 Li Lithium 6,940 | | 4 Be Beryllium 9,013 | | 5 B Bor 10,82 | | 6 C Kohlenstoff 12,011 | | 7 N Stickstoff 14,006 | | 8 O Sauerstoff 16,000 | | 9 F Fluor 19,00 | | | | | 10 Ne Neon 20,183 | 8 |
| 3 | III | 11 Na Natrium 22,990 | | 12 Mg Magnesium 24,32 | | 13 Al Aluminium 26,982 | | 14 Si Silizium 28,09 | | 15 P Phosphor 30,975 | | 16 S Schwefel 32,066 | | 17 Cl Chlor 35,457 | | | | | 18 Ar Argon 39,944 | 8 |
| 4 | IV | 19 K Kalium 39,100 | | 20 Ca Calcium 40,08 | | 21 Sc Scandium 44,96 | | 22 Ti Titan 47,90 | | 23 V Vanadin 50,95 | | 24 Cr Chrom 52,01 | | 25 Mn Mangan 54,94 | | 26 Fe Eisen 55,85 | 27 Co Kobalt 58,94 | 28 Ni Nickel 58,71 | | |
| | V | | 29 Cu Kupfer 63,540 | | 30 Zn Zink 65,38 | | 31 Ga Gallium 69,72 | | 32 Ge Germanium 72,60 | | 33 As Arsen 74,91 | | 34 Se Selen 78,96 | | 35 Br Brom 79,916 | | | | 36 Kr Krypton 83,80 | 18 |
| 5 | VI | 37 Rb Rubidium 85,48 | | 38 Sr Strontium 87,63 | | 39 Y Yttrium 88,92 | | 40 Zr Zirkonium 91,22 | | 41 Nb Niob 92,91 | | 42 Mo Molybdän 95,95 | | 43 Tc Technetium [99] | | 44 Ru Ruthenium 101,1 | 45 Rh Rhodium 102,91 | 46 Pd Palladium 106,4 | | |
| | VII | | 47 Ag Silber 107,880 | | 48 Cd Cadmium 112,41 | | 49 In Indium 114,82 | | 50 Sn Zinn 118,70 | | 51 Sb Antimon 121,76 | | 52 Te Tellur 127,61 | | 53 J Jod 126,91 | | | | 54 Xe Xenon 131,30 | 18 |
| 6 | VIII | 55 Cs Cäsium 132,91 | | 56 Ba Barium 137,36 | | 57 La * Lanthan 138,92 | | 72 Hf Hafnium 178,50 | | 73 Ta Tantal 180,95 | | 74 W Wolfram 183,86 | | 75 Re Rhenium 186,22 | | 76 Os Osmium 190,2 | 77 Ir Iridium 192,2 | 78 Pt Platin 195,09 | | |
| | IX | | 79 Au Gold 197,00 | | 80 Hg Quecksilber 200,61 | | 81 Tl Thallium 204,39 | | 82 Pb Blei 207,21 | | 83 Bi Wismut 209,00 | | 84 Po Polonium [209] | | 85 At Astatium [210] | | | | 86 Rn Radon [222] | 18 |
| 7 | X | 87 Fr Francium [223] | | 88 Ra Radium [226] | | 89 Ac ** Actinium [227] | | 104[a] [261] | | 105 [262] | | 106 [263] | | 107 [264] | | 108 [265] | 109 [268] | 110 [271] | 111 [272] | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| * Lanthaniden | | 59 Pr Praseodym 140,92 | | 60 Nd Neodym 144,27 | | 61 Pm Promethium [147] | | 62 Sm Samarium 150,35 | | 63 Eu Europium 152,0 | | 64 Gd Gadolinium 157,26 | | 65 Tb Terbium 158,93 | | 66 Dy Dysprosium 162,51 | | 67 Ho Holmium 164,93 | | |
| | | 69 Tm Thulium 168,94 | | 70 Yb Ytterbium 173,04 | | 71 Lu Lutetium 174,99 | | | | | | | | | | | | | | |
| ** Aktiniden | | 91 Pa Protactinium [231] | | 92 U Uran 238,07 | | 93 Np Neptunium [237] | | 94 Pu Plutonium [244] | | 95 Am Americium [243] | | 96 Cm Curium [247] | | 97 Bk Berkelium [247] | | 98 Cf Californium [251] | | 99 Es Einsteinium [252] | | |
| | | 101 Md Mendelevium [258] | | 102 No Nobelium [259] | | 103 Lr Lawrencium [260] | | | | | | | | | | | | | | |

Erläuterung: Ordnungsnummer; chem. Zeichen; Bezeichnung d. Elements; relative Atommasse d. Isotopengemisches; [Massenzahl d. stabilsten Isotops].

[a] Für die Elemente 104 bis 111 gibt es noch keine international verbindliche Namensgebung

3 Die Abbildungen und Diagramme dieses Kapitels wurden von Carsten Salander mittels des von M. J. Wichura entwickelten Programms PICTEX erstellt.

*Tab. 2.1b:* Elemente ab Ordnungszahl 100

| Ordnungszahl | entdeckt | Name | Kurzzeichen |
|---|---|---|---|
| 100 | 1952 | Fermium | Fm |
| 101 | 1955 | Mendelevium | Md |
| 102 | 1958 | Nobelium | No |
| 103 | 1961 | Lawrencium | Lr |
| 104 | 1964 | Rutherfordium | Rf |
| 105 | 1968 | Dubnium | Db |
| 106 | 1974 | Seaborgium | Sg |
| 107 | 1981 | Bohrium | Bh |
| 108 | 1984 | Hassium | Hs |
| 109 | 1982 | Meitnerium | Mt |

**14** Darüber hinaus wurden in 1994 die Elemente 110 und 111 und in 1996 das Element 112 erzeugt. In 1998 wurden zwei Isotope des Elements 114 nachgewiesen. Die Erzeugung des Elements 118 und sein Zerfall u. a. über das Element 116 in 1999 konnte nicht bestätigt werden und die Veröffentlichung wurde in 2001 zurückgezogen.

**15** Die Elemente oberhalb des Elements 109 sind bis heute unbenannt.

## 2.3 Aufbau des Atoms

**16** Seit Anfang des 20. Jahrhunderts wissen wir, dass der Atomkern nicht unteilbar ist. Seine Teile haben nicht mehr die Eigenschaften, die das chemische Verhalten des Elements bestimmt. Angeregt durch die 1895 erfolgte Entdeckung der Röntgenstrahlen, lieferte 1896 A. H. Becquerel durch den Nachweis der Radioaktivität[4)] des Urans erste Hinweise auf die Existenz subatomarer Teilchen. 1898 isolierten M. und P. Curie aus der Joachimsthaler Pechblende das Radium, ein instabiles Element mit der Ordnungszahl 88. Radium verwandelt sich unter Strahlung in ein anderes Element, das Edelgas Radium-Emanation oder Radon mit der Ordnungszahl 86, das seinerseits gleichfalls unter Strahlung weiter zerfällt.

4 Umwandlung von Kernen unter Aussendung von Strahlung

Durch die fortlaufende Umwandlung von radioaktiven Kernen bilden sich Zerfallsketten. In der Literatur werden vier radioaktive Zerfallsreihen genannt. Drei von ihnen beginnen bei den schwersten natürlich vorkommenden Elementen des Periodensystems: die Uran-Radium-Reihe, die Uran-Aktinium-Reihe und die Thorium-Reihe. Die vierte Reihe beginnt bei dem Transuran Neptunium. Diese Reihen enden bei dem stabilen Blei. **17**

Damit war die entscheidende Grundlage für die insbesondere durch E. Rutherford begründete Erkenntnis gegeben, dass die Atome sich sämtlich aus drei Elementarteilchen, den Protonen, den Neutronen und den Elektronen, zusammensetzen. Rutherford analysierte die beim radioaktiven Zerfall entstehenden drei Strahlenarten und entwickelte daraus seine radioaktive Zerfallstheorie (1903) und seine Theorie über den Aufbau des Atoms aus Atomkern und Elektronenhülle (1911). Die drei Strahlenarten unterscheiden sich in ihrer äußeren Wirkung durch ihre Fähigkeit, Stoffe zu durchdringen. Man nennt sie nach dem Vorschlag von Becquerel α-, β- und γ-Strahlen. α-Strahlen sind Heliumatomkerne, β-Strahlen sind Elektronen und γ-Strahlen sind elektromagnetischer Natur, deren wesentliche Eigenschaften mit denen der Röntgenstrahlen übereinstimmen (siehe Abbildung 2.1). **18**

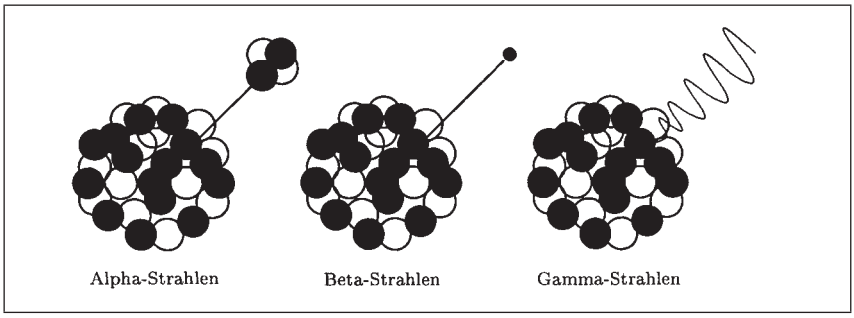



*Abb. 2.1:* Die drei Strahlenarten [1]

Der radioaktive Zerfall vollzieht sich unbeeinflusst von äußeren Umständen nach dem Exponentialgesetz. Die Anzahl von Atomkernen eines radioaktiven Elements halbiert sich in einer charakteristischen Zeit, der Halbwertszeit. Sie ist ein Maß für die Instabilität des betreffenden Kerns und variiert in weiten Grenzen zwischen millionstel Sekunden ($10^{-6}$ s = 1 μs), z. B. $^{218}$Th mit 0,1 μs, und Trillionen Sekun- **19**

den ($10^{18}$ s), z. B. $^{232}$Th mit $1{,}4 \cdot 10^{10}$ Jahren = $4{,}4 \cdot 10^{17}$ s. Einige Isotope der natürlichen radioaktiven Elemente Uran und Thorium haben so lange Halbwertszeiten, dass sie noch aus der Zeit der Entstehung der Erde stammen (primordial). Ein Kern mit unendlich langer Halbwertszeit ist offensichtlich ein stabiler Kern!

**20** Neben der Halbwertszeit, mit $T_{1/2}$ bezeichnet, wird oft die mittlere Lebensdauer $\tau$ eines Kerns angegeben. Dabei gilt

$$T_{1/2} = \ln 2 \, \tau$$

**21** Nach der vornehmlich von N. Bor und A. Sommerfeld entwickelten Modellvorstellung besteht das Atom aus einem kompakten Kern, in dem fast die gesamte Masse vereinigt ist, und aus den Elektronen, die den Kern in so genannten Schalen umkreisen. Diese elektrisch negativ geladenen Hüllenelektronen sind durch elektromagnetische Wechselwirkung an den positiv geladenen Kern gebunden. Im, nach außen elektrisch neutralen, Atom kompensieren die Elektronen die positive Ladung des Kerns. Fehlen Elektronen in der Hülle oder sind mehr da, so ist das entstehende Teilchen (Ion) positiv bzw. negativ geladen.

**22** Die Atomkerne wiederum werden aus den positiv geladenen Protonen und ungeladenen Neutronen gebildet und durch eine die elektromagnetische Abstoßung überwiegende kurzreichweitige Wechselwirkung, die „starke Wechselwirkung“ (siehe Kapitel 3.1), zusammengehalten. Protonen und Neutronen sind in etwa gleich schwer und werden Nukleonen genannt. Die elektrische Ladung eines Protons ist betragsmäßig gleich der eines Elektrons, so dass in neutralen Atomen die Zahl der Elektronen gleich der der Protonen ist.

**23** Eine beschleunigte Ladung sendet elektromagnetische Wellen aus, so dass die den Kern umkreisenden Elektronen nach der Vorstellung der klassischen Physik Energie verlieren und nach einer Weile in den Kern stürzen müssten. Da dies offensichtlich nicht geschieht, postulierte N. Bohr die Existenz von diskreten stabilen Elektronenbahnen (bohrsches Atommodell). Erst beim Übergang von einer dieser „Schalen“ zur anderen wird Strahlungsenergie abgegeben oder aufgenommen (Spektrallinien). Bohrs Atommodell stützt sich auf die von M. Planck formulierte Quantenhypothese, nach der Strahlung nur in bestimmten Vielfachen des planckschen Wirkungsquantums h emittiert werden kann. Die Elektronen streben stets dahin, ein möglichst

niedriges Energieniveau, den Grundzustand zu erreichen, d. h. die inneren Schalen sukzessive zu besetzen. W. Pauli formulierte 1925 das „Ausschließungsprinzip", nach dem jeder, der durch 4 Quantenzahlen beschriebenen Zustände des gebundenen Elektrons nur einfach besetzt werden kann. Da die chemischen Verbindungen von Atomen zu Molekülen durch die Elektronenhülle bestimmt sind, bestimmt die Schalenstruktur der Elektronenhülle den periodischen Aufbau der Elemente.

**24** Die Quantenhypothese ist eines der Fundamente der modernen Physik geworden, insbesondere für die von L.V. de Broglie, E. Schrödinger, P. A. M. Dirac, W. Heisenberg und M. Born begründete und weiterentwickelte Quantenmechanik.

**25** Nun wieder zum bohrschen Atommodell: die Zahl der Protonen eines Elements ist die Kernladungszahl, die identisch ist mit der bereits erwähnten Ordnungszahl. Demgegenüber wird die Massenzahl durch die Summe der Zahl der Protonen und der Zahl der Neutronen bestimmt. Sie entspricht der Atommasse. Das leichteste chemische Element, der Wasserstoff, hat als Kern nur ein Proton, das von einem Elektron umgeben wird. Das zweite chemische Element, das Helium, weist als Kern zwei Protonen und zwei Neutronen auf, die von zwei Elektronen „umkreist" werden. Der Kern des schwersten in der Natur vorkommenden Elements, des 1789 von M. H. Klaproth entdeckten Urans, besteht aus 92 Protonen und 146 Neutronen. Das ergibt eine Massenzahl von 238. In elektrisch neutralem Zustand ist der Kern von 92 Elektronen umgeben. Die Nomenklatur zur Charakterisierung der chemischen Elemente ist:

$$ {}^{A}_{Z}E, $$

wobei E die Kurzform des Elementnamens darstellt, Z die Kernladungszahl (Protonenzahl, Ordnungszahl) und A die Massenzahl. Abbildung 2.2 veranschaulicht den modellmäßigen Aufbau der Atome am Beispiel von Wasserstoff, Helium und Kohlenstoff.

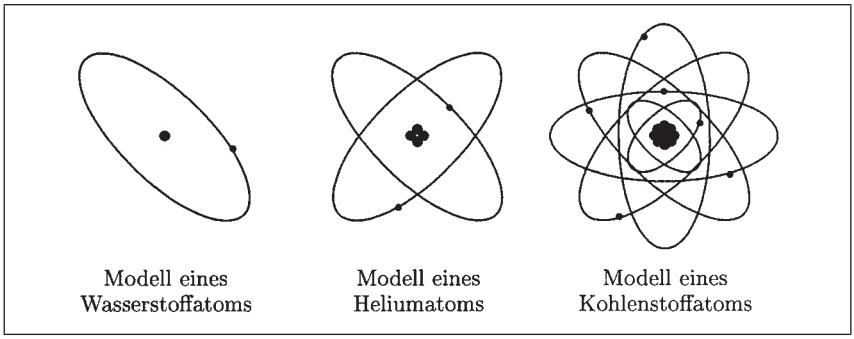



*Abb. 2.2:* Atomaufbau am Beispiel von Wasserstoff, Helium und Kohlenstoff [1]

## 2.4 Isotope

**26** Das chemische Verhalten eines Atoms wird ausschließlich durch die Atomhülle, d. h. durch die Anzahl seiner Elektronen und damit indirekt durch die Anzahl der Protonen im Kern bestimmt. Letztere ist die „Ordnungszahl". So hat z. B. jedes Atom mit 92 Protonen die chemischen Eigenschaften des Metalls Uran. Die Anzahl der Neutronen im Kern ist demgegenüber chemisch irrelevant.

**27** Die Aufgabe der Neutronen ist es, die Kerne zusammenzuhalten (s. Kapitel 3.1). Für jedes chemische Element sind mehrere Kerne mit gleicher Protonenzahl aber unterschiedlicher Neutronenzahl bekannt. Man nennt sie Isotope eines Elements. Das in der Natur vorkommende Uran besteht zu 99,29% aus Uran mit der Massenzahl 238, also 92 Protonen und 146 Neutronen und zu 0,71% aus dem Isotop $^{235}$U mit 143 Neutronen.

**28** Im Laufe der Erdgeschichte hat sich das Massenverhältnis der beiden Uran-Isotope verändert. Vor rund 6 Mrd. Jahren setzte sich das, in der Natur vorkommende, Uran noch etwa je zur Hälfte aus Uran 238 und Uran 235 zusammen. Beide Uranisotope sind radioaktiv, allerdings mit unterschiedlich langen Halbwertszeiten von $T_{1/2,U\text{-}238} = 4{,}5 \cdot 10^9$ Jahre und $T_{1/2,U\text{-}235} = 7{,}1 \cdot 10^6$ Jahre. Der Anteil des leichteren Isotops am Element Uran hat sich deswegen bis heute auf 0,71% verringert.

**29** Auch das leichteste der in der Natur vorkommenden Elemente, der Wasserstoff, hat mehrere Isotope mit einem, zwei und drei Neutronen (s. Tabelle 2.2). Aus historischen Gründen haben die Isotope des Wasserstoffs eigene Namen. $^1_1$H wird „leichter Wasserstoff" (H) ge-

nannt, $^{2}_{1}H$ heißt „schwerer Wasserstoff“ oder Deuterium (D) und $^{3}_{1}H$ „überschwerer Wasserstoff“ oder Tritium (T). Der in der Natur vorkommende Wasserstoff besteht zu 99,985% aus Wasserstoff und zu 0,015% aus Deuterium; beide Kerne sind stabil. Tritium ist radioaktiv mit einer Halbwertszeit von 12,3 Jahren und zerfällt durch β-Strahlung in ein Heliumisotop. Dem Vorkommen der beiden stabilen Wasserstoffisotope entsprechend besteht Wasser aus „leichten“ ($H_2O$) und „schweren“ Wassermolekülen ($D_2O$). Ein Kubikmeter in der Natur vorkommenden Wassers enthält etwa 150 g schweres Wasser.

*Tab. 2.2:* Isotope des Wasserstoffs [1]

| | Symbol | Name des Kerns | Massenzahl | Kernladungszahl | Neutronen | Vorkommen im natürlichen Wasserstoff |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Wasserstoff | $^{1}_{1}H = H$ | Proton (p) | 1 | 1 | 0 | 99,985 %, stabil |
| Schwerer Wasserstoff (Deuterium) | $^{2}_{1}H = D$ | Deuteron (d) | 2 | 1 | 1 | 0,015 %, stabil |
| Überschwerer Wasserstoff (Tritium) | $^{3}_{1}H = T$ | Triton (t) | 3 | 1 | 2 | $\sim 10^{-17}$ %, instabil |

Die Isotope unterscheiden sich zwar chemisch nicht, wohl aber in ihren physikalischen Eigenschaften in Folge der unterschiedlich großen Massen der Kerne. Schweres Wasser hat bei 0 °C eine Dichte von 1,105 g/cm$^3$, sein Gefrierpunkt liegt bei 3,82 °C und sein Siedepunkt bei 101,42 °C. Diese letzte Eigenschaft hat 1931 zur Entdeckung des schweren Wassers durch H. Urey geführt. Man hatte versucht, die genaue Dichte des Wassers zu messen, indem man es zunächst mehrfach durch Sieden reinigte und den Dampf kondensierte. Dabei sank die Dichte mehr und mehr, da leichtes Wasser schneller siedet und sich deshalb im Dampf anreichert. Dieses unbeabsichtigte Experiment war die erste Isotopentrennung. **30**

## 2.5 Atommassen, Atomdurchmesser und elektrische Ladungen

**31** Die Massen einzelner Atome bewegen sich im Bereich von $0{,}16 \cdot 10^{-23}$ g (Wasserstoff) bis hin zu $40 \cdot 10^{-23}$ g (Uran, Plutonium). Der typische Atomdurchmesser beträgt $10^{-10}$ m. Der Atomkern, der den wesentlichen Teil der Masse enthält, hat nur etwa den hunderttausendsten Teil des Durchmessers des Atoms, also circa $10^{-15}$ m (1 Femtometer = 1 fm). Der Raum eines Atoms ist also fast leer. Die Masse eines Elektrons beträgt nur 1/1840 der Masse eines Protons oder Neutrons.

**32** Gelänge es, die Masse der Erde in einer Weise so zu komprimieren, dass alle Zwischenräume ausgefüllt würden, so ergäbe diese dichteste Packung eine Kugel von nur 420 m Durchmesser und eine Dichte von $1{,}2\ 10^{23}$ g/cm$^3$. Diese Erkenntnis ist wegweisend für die Theorie der letzten Phase der Sternentwicklung, nämlich die durch Gravitationskollaps verursachte Entstehung von weißen Zwergen (Dichte etwa $10^6$ g/cm$^3$), von Neutronensternen (Dichte etwa $10^{13}$ g/cm$^3$) oder gar von nur indirekt nachweisbaren, lange Zeit nicht gesicherten Kollapsaren (schwarze Löcher) mit noch höheren Dichten.

**33** Nach dem Quantenprinzip ist auch die elektrische Ladung nicht unendlich teilbar. Die kleinste mögliche Ladung ist die Elementarladung e, die direkt gemessen werden kann. Sie beträgt

$$e = 1{,}602 \cdot 10^{-19}\ \text{C}.$$

1 Coulomb (1 C) ist definiert als die elektrische Ladung, die in einer Sekunde durch einen Strom von 1 Ampere transportiert wird. Daten für die Masse und die Ladung der wichtigsten Elementarteilchen gibt Tabelle 2.3.

*Tab. 2.3:* Kenndaten von Elementarteilchen und Heliumkernen [1]

| | Masse in g | Ladung (e = Elementarladung) |
|---|---|---|
| Neutrino[a] | 0 | 0 |
| Proton (Wasserstoffkern) | $1,6726 \cdot 10^{-24}$ | + e |
| Neutron | $1,6749 \cdot 10^{-24}$ | 0 |
| Elektron ($\beta$-Teilchen) | $0,9109 \cdot 10^{-27}$ | − e |
| Positron[b] | $0,9109 \cdot 10^{-27}$ | + e |
| Heliumkern ($\alpha$-Teilchen) | $6,6450 \cdot 10^{-24}$ | + 2e |

[a] Das Neutrino ist ein Elementarteilchen, dessen Existenz zunächst im Zusammenhang mit der Erklärung des $\beta$-Zerfalls theoretisch gefordert (E. Fermi, 1934) und später auch experimentell nachgewiesen wurde (F. Reiners und C. B. Cowan, 1956). Da das Neutrino die »Ruhemasse« Null hat und auch elektrisch neutral ist, zeigt es nur außerordentlich geringe Wechselwirkungen mit Materie und vermag selbst Himmelskörper spurlos zu durchdringen.

[b] Das 1932 von C. D. Anderson in der kosmischen Strahlung aufgefundene *Positron* ist das Gegenstück (Antiteilchen) des Elektrons.

# 3 Energiegewinnung durch Kernumwandlung

## 3.1 Kernkräfte

Die Atomkerne, d. h. zum Beispiel die positiv geladenen 92 Protonen **34**
und 143 oder 146 Neutronen eines Uran-235- bzw. Uran-238-Kerns, werden durch außerordentlich starke, nur auf kürzeste Entfernung (etwa $10^{-14}$ m) wirksame Kernkräfte oder Bindungskräfte zusammengehalten, sonst würden die positiven, in den Atomkernen nicht neutralisierten, Ladungen der Protonen den Kern sprengen.

Die Gravitationskraft, die das Verhalten großer Massen bestimmt, ist **35**
um viele Größenordnungen zu gering, um die Bausteine eines Atomkerns zusammenzuhalten. Die Kernkräfte treten somit als dritte Art von Elementarkräften neben die Schwerkraft und die elektromagnetische Coulomb-Kraft. Die Überlagerung der kurzreichweitigen anziehenden Kernkraft und der weitreichenden abstoßenden Coulomb-Kraft führt zu einer Potentialmulde für Protonen, einem Minimum der potentiellen Energie (Fujiyama-Modell), die den Raum bestimmt, den eine Ansammlung von Nukleonen mehr oder weniger lange Zeit gemeinsam einnehmen können. Positiv geladene Teilchen können nur in den Kern eindringen, wenn ihre kinetische Energie zur Überwindung des Potentialwalls ausreicht. Beim $\alpha$-Zerfall können

Teilchen (He-Kerne) mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit den Potentialwall durchdringen (Tunneleffekt) und den Kern verlassen.

**36** Eine geschlossene Theorie der Kernkräfte, ähnlich der Theorie der elektromagnetischen Kräfte, steht noch aus. Für unsere energetischen Überlegungen bedarf es auch nicht einer solchen Theorie. Hier genügt zur Kennzeichnung der Rolle der Kernkräfte der von Einstein, aus der speziellen Relativitätstheorie (1905), hergeleitete Satz der *Äquivalenz von Masse und Energie*:

$$E = m \cdot c^2$$

**37** Jeder Form von Energie E ist die Masse $m = E/c^2$ äquivalent[5]. Umgekehrt stellt jede Masse m eine Energie $m \cdot c^2$ dar. Mit dieser Feststellung wurden die Prinzipien der Erhaltung von Masse und Energie relativiert. Die newtonsche Mechanik wurde als eine Gesetzmäßigkeit erkannt, die nur unter bestimmten Bedingungen gilt. Eine Umwandlung von Masse in Energie und umgekehrt ist auf subatomarem Niveau möglich.

**38** Die gesamte Bindungsenergie eines Atomkerns, d. h. die Energie, die freigesetzt wird, wenn man die freien Nukleonen eines Kerns zusammenführt, nimmt – abgesehen von Unregelmäßigkeiten bei den leichtesten Kernen Wasserstoff und Lithium – mit steigender Ordnungszahl je Proton um durchschnittlich etwa $8 \cdot 10^{-3}$ Masseneinheiten zu[6] und erreicht beim Uran 238 fast zwei volle Masseneinheiten. Alle 238 Nukleonen zusammen würden, einfach addiert, ein Atomgewicht von nahezu 240 ergeben. Die Bindungsenergie ist das Energieäquivalent dieses Massendefizits oder Massendefekts.

**39** Die Bindungsenergie pro Nukleon steigt bis zu den mittelschweren Kernen an. Sie liegt bei den mittelschweren Kernen mit Massenzahlen zwischen 40 und 120 am höchsten und sinkt bei den schweren Kernen auf einen Betrag ab, der etwa 0,9 MeV unter dem Maximum liegt (Abbildung 3.1). Man erkennt, dass bei Verschmelzung zweier leichter Kerne und bei Spaltung eines schweren Kerns der Endkern bzw. die Endkerne eine höhere Bindungsenergie aufweisen. Die Bindungsenergiedifferenz wird dabei freigesetzt.

---

5 c ist die Lichtgeschwindigkeit von etwa $3 \cdot 108$ m/s

6 $1{,}66 \cdot 10^{-27}$ kg = 931 MeV

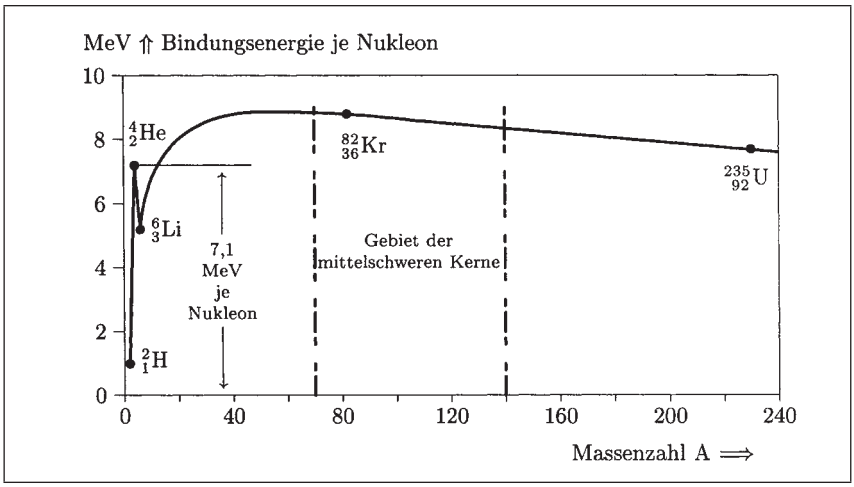



*Abb. 3.1:* Mittlere Bindungsenergie eines Nukleons im Kern in Abhängigkeit von der Massenzahl [1]

## 3.2 Die Fusion von Wasserstoff zu Helium

Die in der Tabelle 2.3 angegebenen Massen des Wasserstoff- und des Heliumatoms zeigen die Konsequenz des Äquivalenzgesetzes. Ein α-Teilchen, das einem Heliumkern entspricht, besteht aus zwei Protonen und zwei Neutronen, hätte also rechnerisch eine Masse von **40**

$$(2 \cdot 1{,}6726 + 2 \cdot 1{,}6749) \cdot 10^{-21}\ \text{kg} \approx 6{,}695 \cdot 10^{-21}\ \text{kg}.$$

Die Masse des α-Teilchens beträgt jedoch $6{,}645 \cdot 10^{-21}$ kg, ist also um ca. 0,75% niedriger. Das energetische Äquivalent des Massendefekts ist die Bindungsenergie des Heliumkerns. Diese Energie wird frei, wenn zwei Protonen und zwei Neutronen zu einem Heliumkern verschmelzen (fusionieren). Sie muss aufgebracht werden, um die vier Bausteine des Kerns voneinander zu trennen.

Dieser Massendefekt wird allgemein nicht in Massen-, sondern in Energieeinheiten ausgedrückt, und zwar in Millionen Elektronenvolt (MeV). Ein eV ist die Energie, die ein Elektron gewinnt, wenn es durch eine Spannung von 1 V beschleunigt wird. Es gilt **41**

$1\ \text{MeV} = 1{,}602 \cdot 10^{-13}\ \text{J}$
$1\ \text{J} = 1{,}11 \cdot 10^{-17}\ \text{kg}$
$1\ \text{kg} = 8{,}99 \cdot 10^{16}\ \text{J}.$

**42** Tabelle 3.1 zeigt die Umrechnungsfaktoren zwischen den wichtigsten Energie- und Leistungseinheiten. Die dem Massendefekt des Heliumkerns entsprechende Energie beträgt damit 28 MeV. Die Verschmelzung von freien Protonen und Neutronen zu 1 kg Helium setzt demzufolge eine Energie von rund 190 GWh frei. Das entspricht der elektrischen Erzeugung eines großen KKW von etwa 6 Tagen.

*Tab. 3.1:* Umrechnung von physikalischen Maßeinheiten für Energie [1]

| | kWh | cal | J | erg | MeV | g |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 kWh | 1 | $0,8598 \cdot 10^{6}$ | $3,6 \cdot 10^{6}$ | $0,360 \cdot 10^{14}$ | $22,47 \cdot 10^{18}$ | $40,06 \cdot 10^{-9}$ |
| 1 cal (15 °C) | $1,163 \cdot 10^{-6}$ | 1 | 4,187 | $41,87 \cdot 10^{6}$ | $26,13 \cdot 10^{12}$ | $46,58 \cdot 10^{-15}$ |
| 1 J = 1 Ws | $0,278 \cdot 10^{-6}$ | 0,239 | 1 | $10^{7}$ | $6,24 \cdot 10^{12}$ | $11,13 \cdot 10^{-15}$ |
| 1 erg | $27,8 \cdot 10^{-15}$ | $23,9 \cdot 10^{-9}$ | $10^{-7}$ | 1 | $0,624 \cdot 10^{6}$ | $1,113 \cdot 10^{-21}$ |
| 1 MeV | $44,5 \cdot 10^{-21}$ | $38,27 \cdot 10^{-15}$ | $0,160 \cdot 10^{-12}$ | $1,602 \cdot 10^{-6}$ | 1 | $1,783 \cdot 10^{-27}$ |
| 1 g | $24,97 \cdot 10^{6}$ | $21,47 \cdot 10^{12}$ | $89,88 \cdot 10^{12}$ | $0,8988 \cdot 10^{21}$ | $0,5610 \cdot 10^{27}$ | 1 |

1 mkp (Meterkilopond) = 9,80665 J
Wichtige Leistungseinheiten (Leistung = Energie/Zeit):
1 W (Watt) = $10^{7}$ erg/s = 0,8598 kcal/h
1 GW (Gigawatt) = 1 000 MW (Megawatt) = 1 Mio. kW = 1 Mrd. W

**43** Der Aufbau eines Heliumatoms aus vier Wasserstoffatomen liefert den ganz überwiegenden Anteil der Energie der Sonne, wie auch aller Sterne der Hauptreihe des so genannten Hertzsprung-Russell-Diagramms. In diesem Diagramm wird die Leuchtkraft von Sternen über ihrer Oberflächentemperatur aufgetragen. Etwa 90% aller Sterne bilden in diesem Diagramm einen „Streifen", die so genannte Hauptreihe, die dadurch charakterisiert ist, dass diese Sterne Wasserstoff zu Helium verbrennen. Wenn der zur Verfügung stehende Wasserstoff verbraucht ist, werden Heliumkerne und später auch schwerere Kerne verschmolzen. Sterne in diesem Stadium bilden Seitenäste im Diagramm. Allgemein kann man also hier den Zustand eines Sterns zwischen „Geburt" und „Verglühen" ablesen.

**44** Die Verschmelzung von Wasserstoff zu Helium muss über verschiedene Zwischenkerne erfolgen, denn zwei Wasserstoffatome liefern zwar zwei Protonen, aber noch keine Neutronen. Man unterscheidet dabei zwei Zyklen, den Bethe-Weizsäcker-Zyklus oder auch Kohlenstoff-Stickstoff-Zyklus und den Proton-Proton-Zyklus. Der Kohlenstoff-Stickstoff-Zyklus (1938 von Bethe und von Weizsäcker entdeckt) wird in durchschnittlich 336 Millionen Jahren durchlaufen, wobei Kohlenstoff als Katalysator wirkt und Stickstoffisotope Übergangskerne sind. Der Proton-Proton-Zyklus dauert durchschnittlich

14 Mrd. Jahre und es wird $^4$He über die Zwischenkerne Deuterium ($^2$H) und $^3$He aufgebaut. Man beachte, dass diese Prozesse trotz des hohen Drucks und der hohen Temperatur im Mittelpunkt der Sonne (22,4 PPa, 15 Mio. °C) nur sehr langsam ablaufen. Die Kernzone der Sonne, in der die Energieerzeugung stattfindet, nimmt auch nur eine Kugel mit 20% des Sonnenradius oder 0,8% des Sonnenvolumens ein.

**45** Die Sonne verliert durch diese beiden Kernprozesse in jeder Sekunde 4,2 Mio. Tonnen an Masse. Wären diese beiden Zyklen die einzige Quelle der Energieerzeugung der Sonne, so könnte die auf diesem Prozess bereits seit rund 4,5 Milliarden Jahren beruhende Strahlung der Sonne noch über weitere 405 Mrd. Jahre aufrechterhalten werden. Die Energieabgabe (Gesamtstrahlung) der Sonne beträgt $3{,}8 \cdot 10^{26}$ Watt, davon trifft weniger als der zweimilliardste Teil, nämlich $178 \cdot 10^{15}$ Watt oder jährlich $1{,}56 \cdot 10^{18}$ kWh den Erdquerschnitt. Etwa 35% dieser Strahlung werden in der oberen Atmosphäre reflektiert.

**46** Tatsächlich wird der Aufbau von Helium aus Wasserstoff – das Wasserstoffbrennen – nur noch etwa 3,5 Mrd. Jahre lang die vorherrschende Quelle der Energieerzeugung der Sonne sein. Wie Salpeter Anfang der 50er Jahre feststellte, baut sich in dem dann folgenden Stadium das inzwischen angereicherte Helium zu Beryllium und zu Kohlenstoff auf: Heliumbrennen. Später verbindet sich der Kohlenstoff mit Helium beim Kohlenstoffbrennen zu noch schwereren Elementen. Schließlich beginnt auch die Gravitation eine entscheidende Rolle zu spielen. Mit Einsetzen des Heliumbrennens wird die Sonne schnell zu einem roten Riesenstern mit einem etwa 400-mal so großen Durchmesser und etwa 10.000facher Leuchtkraft.

**47** Die Kernfusion wird technisch in unkontrollierter Form, d. h. mit explosionsartiger Energiefreisetzung, bei der Wasserstoffbombe genutzt. Diese Kernreaktion zu steuern und in einem Kraftwerk zur Energieerzeugung nutzbar zu machen ist das Ziel umfangreicher technischer und wissenschaftlicher Forschungsprogramme. Der aktuelle Stand wird in einem späteren Kapitel ausführlich dargestellt. Das Potenzial dieser Technik ist jedenfalls gewaltig. Zur Deckung des Jahresenergiebedarfs der Erde von 1991 von rund 11,2 Mrd. Tonnen Steinkohleeinheiten, das sind $91{,}2 \cdot 10^{12}$ kWh, würde die Verschmelzung von nur 480 t Wasserstoff reichen.

## 3.3 Die Spaltung schwerer Kerne

**48** Im Gegensatz zur Fusion leichter Kerne spielt die nach Kap. 3.1 ebenfalls Energie freisetzende Spaltung zweier schwerer Kerne in der Astrophysik eine geringere Rolle. Sie ist aber technisch leichter herbeizuführen als eine Kernfusion und so wurde die Spaltung schwerer Kerne mit den, im November und Dezember 1938 im Kaiser-Wilhelm-Institut für Chemie in Berlin-Dahlem durchgeführten, Experimenten der Chemiker O. Hahn und F. Straßmann nachgewiesen. An der Vorbereitung hatte die 1938 nach Schweden emigrierte Physikerin L. Meitner maßgeblich mitgewirkt. Bei diesen Experimenten gelang es, Urankerne durch Beschuss mit Neutronen zu spalten und die Spaltprodukte – zuerst Barium – nachzuweisen. E. Fermi hatte bereits 1934 ähnliche Experimente angestellt, die Resultate aber nicht zutreffend gedeutet.

**49** Wie bereits festgestellt wurde, besteht natürliches Uran zu 99,29% aus dem Isotop 238 und zu 0,71% aus dem Isotop 235. Entscheidend ist zunächst nur das Letztere. Dieses hat eine Bindungsenergie von etwa 6,5 MeV pro Nukleon. Hahn und Straßmann bestrahlten Uran mit Neutronen, deren Geschwindigkeit etwa 2000 m/s betrug, so genannte thermische Neutronen. Diese sind, im Gegensatz zu den schnellen Neutronen, wie sie sich unmittelbar aus einer Kernreaktion ergeben können, durch Stöße mit Atomen, dem Moderator, abgebremst. Langsame Neutronen lassen sich grundsätzlich leichter an Kerne anlagern; Hahn und Straßmann wollten so eigentlich schwerere Kerne erzeugen. Stattdessen entstanden Kerntrümmer mittleren Atomgewichts, die die Kernchemiker anhand ihrer chemischen Eigenschaften identifizierten. Diese Entdeckung war so umwälzend, dass Hahn und Straßmann in ihrer ersten Veröffentlichung vorsichtig einen „Dreckeffekt“ nicht ausschlossen.

**50** Die beobachtete Kernspaltung wird durch folgende Kernreaktionsformel beschrieben:

$$^{235}_{92}\boldsymbol{U} + {}^{1}_{0}\boldsymbol{n} \rightarrow {}^{236}_{92}\boldsymbol{U} \rightarrow {}^{89}_{36}\boldsymbol{Kr} + {}^{144}_{56}\boldsymbol{Ba} + 3\,{}^{1}_{0}\boldsymbol{n}$$

Am Ausgangskern lagert sich ein (thermisches) Neutron an, es entsteht ein Zwischenkern, der sofort in zwei etwa gleich schwere Kerne, hier als Beispiel Krypton und Barium, zerbricht. Zusätzlich werden, im Mittel über viele solcher Kernspaltungen, etwa 3 (schnelle) Neu-

tronen frei. In diesen Formeln bleiben die Summen der Nukleonen (oben) und der Protonenzahlen (unten) immer konstant.

Die Kerne der entstehenden Spaltprodukte stoßen sich wegen ihrer positiven Ladungen im Augenblick der Entstehung ab und fliegen mit großer Geschwindigkeit auseinander. Abbildung 3.2 stellt den Vorgang der Spaltung schematisch dar. Die Erkenntnis, dass neben den Bruchstücken auch mehrere Neutronen freigesetzt werden, ist von fundamentaler Wichtigkeit und elektrisierte die Fachwelt sofort. Da die Reaktion durch ein Neutron ausgelöst wurde und diese wiederum mehrere Neutronen freisetzt, ist die Möglichkeit einer sich selbst erhaltenden Kettenreaktion gegeben. **51**

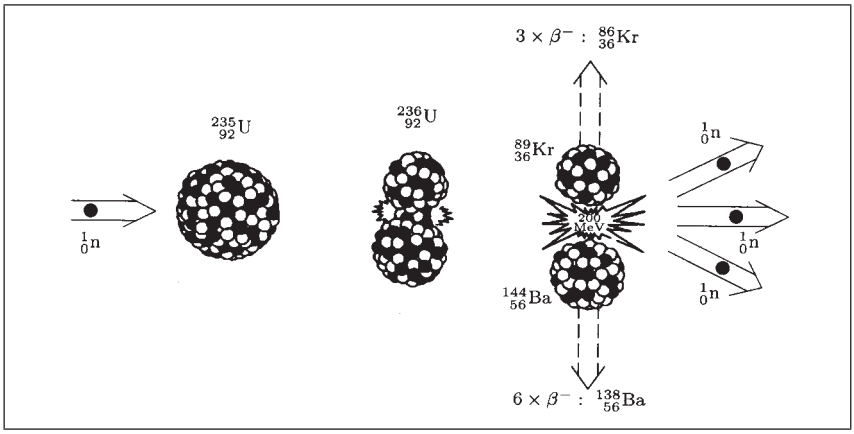



*Abb. 3.2:* Schema der Spaltung eines Uran-235-Atomkerns (s. auch Randnummer 50) [1]

Der in Kap. 3.1 beschriebene Verlauf der Bindungsenergie begründet die grundsätzliche Möglichkeit der Energiegewinnung durch Spaltung schwerer Kerne, sagt jedoch nichts darüber aus, wie eine solche Spaltung praktisch herbeigeführt werden kann. Die Möglichkeit, Kerne hoher Ordnungszahl durch Neutronen zu spalten, erklärt sich aus der relativ geringen Stabilität dieser Kerne. Die sämtlich positiv geladenen Protonen werden nur durch die von den Kernbindungskräften ausgehende Oberflächenspannung zusammengehalten. Es genügt im Falle des Uran 235 schon die geringe Anregung, die ein thermisches Neutron auslöst, um dieses Gleichgewicht zu stören. Der Kern kommt zunächst in Schwingungen, Teile des Kerns geraten dadurch außerhalb der Reichweite der Kernbindungskräfte, es entsteht **52**

eine Einschnürung und schließlich zerreißt der Kern wegen der abstoßenden Coulomb-Kräfte. Dabei bilden sich zwei – gelegentlich auch drei – zumeist ungleiche Teilkerne und einige Neutronen. Abbildung 3.3 zeigt die relative Häufigkeit der Spaltprodukte des Uran 235 als Funktion der Massenzahlen. Wie man sieht, entstehen Kerne der halben Massenzahl des $^{235}U$ zu nur 0,01%, dagegen mit etwa 6% ein leichter Kern mit einer Massenzahl um 90 (Strontium 89 und 90, Yttrium 91, Zirkonium 95 und Ruthenium 103) sowie ein schwerer Kern mit einer Massenzahl um 140 (Xenon 133, Cäsium 137, Barium 140, Cer 141 und 144, Praseodym 143 und Promethium 147). Die meisten Spaltprodukte sind β-radioaktiv und gehen erst über mehr oder minder lange Zerfallsreihen in stabile Endprodukte über. Wegen seiner relativ langen Halbwertszeit von 28,5 Jahren und seiner chemischen Ähnlichkeit mit Kalzium, was zu seiner Ablagerung in Knochen bei Ingestion führt, ist das Strontium 90 als radioaktiver Strahler besonders unangenehm.

**53** Es hat sich gezeigt, dass nicht nur die Kerne des Uran 235 spaltbar sind. Mit Teilchenbeschleunigern, die Ionen auf große Energien bringen, etwa dem Speicherring HERA des DESY in Hamburg, der Protonen auf 800 GeV beschleunigen kann, lassen sich fast alle schweren Kerne bis hinunter zum Platin (Ordnungszahl 78) spalten.

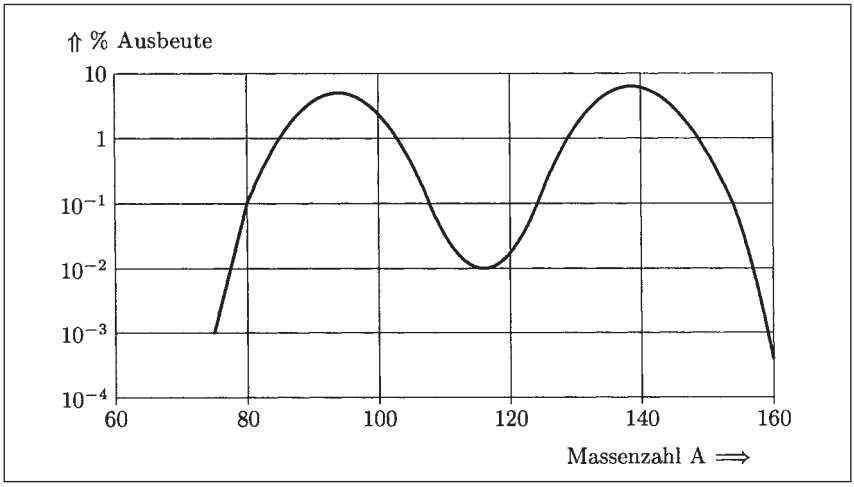



*Abb. 3.3:* Häufigkeitsverteilung der Spaltprodukte des Uran 235 bei Spaltung durch thermische Neutronen [1]

**54** Die Stabilität eines Kerns hängt in erster Linie vom Verhältnis der Anzahlen seiner Neutronen und Protonen ab ((Massenzahl − Ordnungszahl)/Massenzahl.) Dieses Verhältnis steigt mit zunehmender Massenzahl bis zu etwa 1,55 am oberen Ende des periodischen Systems der Elemente. Je größer die Anzahl der Protonen ist, desto flacher ist die Potentialmulde, d. h. die attraktiven Kernkräfte übersteigen die Coulomb-Abstoßung immer weniger. Oberhalb der Massenzahl von 200 sind alle Kerne radioaktiv. So zum Beispiel das Element Radium, das radioaktive Element, das als erstes von M. und P. Curie entdeckt und studiert wurde. Es zerfällt mit einer Halbwertszeit von 1600 Jahren durch α-Zerfall in Radium-Emanation oder Radon:

$$^{226}_{88}Ra \rightarrow {}^{222}_{86}Rn + {}^{4}_{2}He$$

**55** Aus der Bindungsenergiekurve (Abbildung 3.1) kann abgelesen werden, dass bei Spaltung eines Urankerns etwa 235 multipliziert mit 0,9 MeV, also gut 200 MeV gewonnen werden kann. Der größte Teil dieser Energie wird den an der Kernreaktion beteiligten Teilchen in Form von kinetischer Energie übertragen, der Rest ist Strahlungsenergie von γ's und Neutrinos (s. Tabelle 3.2). Die Neutrinos wechselwirken nur schwach mit Materie und deren Energie kann nicht genutzt werden. Gemäß Tabelle 3.2 können so theoretisch 194 MeV pro Spaltung eines Kerns $^{235}$U genutzt werden. In der Praxis ist die Energie der γ-Quanten, die in äußeren Strukturteilen eines Reaktors absorbiert wird, ebenfalls verloren. Für Uran 233 beträgt die theoretisch nutzbare Energie 191 MeV, für Plutonium 239 etwa 200 MeV.

**56** An dieser Stelle bietet sich der Vergleich der Energieausbeute bei chemischen und bei nuklearen Prozessen an. Bei der chemischen Energieumwandlung werden Bindungsenergiedifferenzen der Elektronenhülle ausgenutzt, die in der Größenordnung eV liegen. Dies ist zu vergleichen mit den oben genannten 200 MeV. Die Spaltung von einem Kilogramm Uran 235 setzt 22 Mio. kWh frei. Dies entspricht der Verbrennungsenergie von 2714 t Steinkohle zu 29.308 kJ/kg, d. h. die Energieausbeute je kg Brennstoff ist theoretisch 2,7 Millionen Mal so hoch wie bei der Verbrennung von Steinkohle (siehe Tabelle 3.3). Eine Faustformel lautet: Die Spaltung von einem Gramm Uran 235 setzt eine thermische Energie von etwa einem Megawatt-Tag (MWd), das sind 24.000 kWh, frei. Bei den Vergleichen ist allerdings zu beachten, dass die in einem Kernreaktor nutzbare Energie

aus 1 kg Uran 235 dadurch reduziert wird, dass in den entladenen Brennelementen zwangsläufig noch Resturan enthalten ist, auf der anderen Seite allerdings auch im Betrieb Kerne entstehen, die zum Teil wieder gespalten werden.

*Tab. 3.2:* Zusammensetzung der bei der Spaltung von Uran 235 frei werdenden Energie [1]

| Energieart | MeV | Nutzbarkeit |
|---|---|---|
| Kinetische Energie der Spaltprodukte | 170 | unmittelbar |
| Kinetische Energie der Spaltneutronen | 5 | in Wärme |
| Prompte $\gamma$-Strahlung | 6 | umgesetzt |
| $\beta$-Strahlung der radioaktiven Spaltprodukte | 6 | verzögert |
| $\gamma$-Strahlung der radioaktiven Spaltprodukte | 7 | freigesetzt |
| Neutrino-Energie | 9 | nicht nutzbar |
| | 203 | |

*Quelle:* G. Kessler: *Nuclear Fission Reactors*, 1983, S. 17.

*Tab. 3.3:* Ergiebigkeit verschiedener Energiequellen [1]

| | |
|---|---|
| 1 kg Masse bei vollständiger Zerstrahlung | 25 Mrd. kWh |
| 1 kg Wasserstoff durch Verschmelzung zu Helium | 190 Mio. kWh |
| 1 kg Uran 235 bei Spaltung | 22 Mio. kWh |
| 1 kg Kohle (7 000 kcal/kg) durch Verbrennung | 8,1 kWh |

**57** Bei der Wechselwirkung zwischen Uran 235 und einem Neutron bildet sich nach Einbau des Neutrons in den Zielkern Uran 235 ein angeregter Zwischenkern Uran 236. Die Anregungsenergie des Zwischenkerns setzt sich aus der kinetischen Energie des Neutrons und der bei Anlagerung frei werdenden Bindungsenergie zusammen. Diese Energie ist mit der Anregungsenergie zu vergleichen, bei der es zu einer so großen Kerndeformation kommt, dass eine Spaltung erfolgt (siehe Tabelle 3.4). Man erkennt, dass bei den aufgelisteten Kernen mit ungerader Massenzahl die Bindungsenergie eines neuen Neutrons größer ist als die erforderliche Anregungsenergie zur Spaltung. Diese Kerne sind auch durch langsame Neutronen (0,025 eV) spaltbar. Die genannten Kerne mit gerader Nukleonenzahl, darunter das zu 99,3% im natürlichen Uran vorkommende Uran 238, haben eine niedrigere Bindungsenergie eines zusätzlichen Neutrons, das zur Spaltung nicht ausreicht. Diese Kerne sind nur durch schnelle Neutronen spaltbar, die die erforderliche restliche Energie als kinetische

Energie mitbringen. Bei Einfang eines langsamen Neutrons entsteht dagegen ein Zwischenkern, der nicht spaltet, der aber in den aufgelisteten Fällen radioaktiv ist. Im Falle des Uran 238 entsteht Uran 239, das sich durch β-Zerfall in Neptunium 239 und dies wiederum durch β-Zerfall in Plutonium 239 umwandelt. Diese Kerne sind die Transurane, nach denen Hahn und Straßmann seinerzeit suchten:

$$^{238}_{92}U + {}^{1}_{0}n \rightarrow {}^{239}_{92}U \xrightarrow[T_{1/2}=23\ \mathrm{min}]{} {}^{239}_{93}Np + {}^{0}_{-1}e \xrightarrow[T_{1/2}=2{,}3\,d]{} {}^{239}_{94}Pu + {}^{0}_{-1}e$$

Dieser Prozess, bei dem das in der Natur praktisch nicht vorkommende Plutonium 239 (Halbwertszeit ca. 24.000 Jahre) entsteht, wird als Brüten (breeding) bezeichnet.

*Tab. 3.4:* Kritische Anregungsenergie von Atomkernen hoher Ordnungszahl und Bindungsenergie für das letzte Neutron dieser Kerne [1]

| Kern | Zwischen-kern | Kritische Anregungs-energie, in MeV | Bindungsenergie des letzten Neutrons, in MeV |
|---|---|---|---|
| $^{232}_{90}$Th | $^{233}_{90}$Th | 6,5 | 4,8 |
| $^{233}_{92}$U | $^{234}_{92}$U | 6,2 | 6,8 |
| $^{235}_{92}$U | $^{236}_{92}$U | 5,7 | 6,5 |
| $^{238}_{92}$U | $^{239}_{92}$U | 6,5 | 4,8 |
| $^{239}_{94}$Pu | $^{240}_{94}$Pu | 5,8 | 6,5 |
| $^{240}_{94}$Pu | $^{241}_{94}$Pu | 6,2 | 5,2 |
| $^{241}_{94}$Pu | $^{242}_{94}$Pu | 5,6 | 6,3 |

*Quelle:* Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 30.

Wie bereits erwähnt, ist für die technische Nutzung entscheidend, **58**
dass bei jeder, durch Einfang eines Neutrons, ausgelösten Spaltung wieder Neutronen frei werden und damit eine sich selbst erhaltende Kettenreaktion möglich wird (Abbildung 3.4). Bei der Spaltung des Uran 235 durch ein thermisches Neutron beträgt die Zahl der frei werdenden Neutronen im Mittel 2,42, bei der Spaltung durch ein schnelles Neutron (1 MeV) 2,54. Bei der Spaltung der Plutoniumisotope $^{239}$Pu und $^{241}$Pu ist die Zahl der so genannten Spaltneutronen mit 2,87 bzw. 2.93 für thermische Neutronen deutlich größer (siehe Tabelle 3.5).

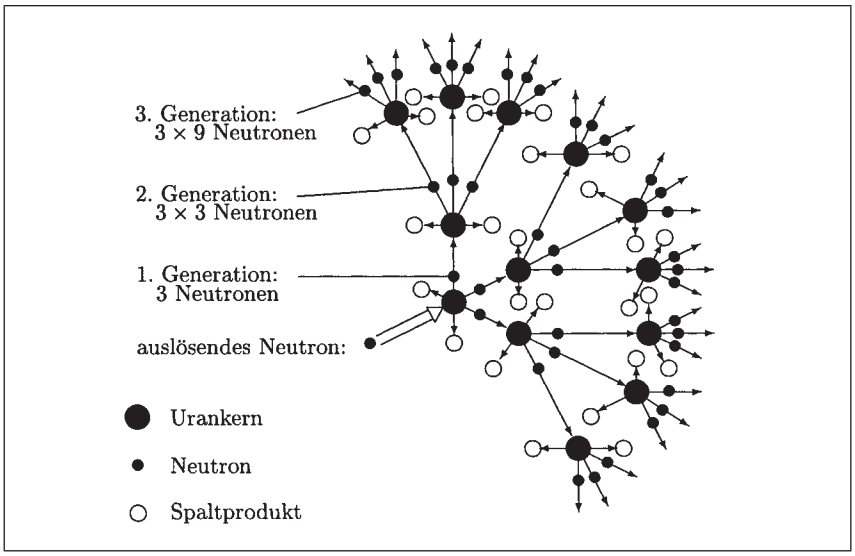



*Abb. 3.4:* Schema einer Kettenreaktion unter der Annahme, dass bei jeder Spaltung drei Neutronen frei werden und nicht verloren gehen [1]

*Tab. 3.5:* Mittlere Zahl der Spaltneutronen (je Spaltung) bei der Kernspaltung durch langsame Neutronen (0,025 eV) und schnelle Neutronen (1 MeV) [1]

| Spaltstoff | Bei Spaltung durch Neutronen mit 0,025 eV (thermisch) | Bei Spaltung durch Neutronen mit 1 MeV (schnell) |
|---|---|---|
| Uran 233 | 2,49 | 2,55 |
| Uran 235 | 2,42 | 2,54 |
| Plutonium 239 | 2,87 | 3,01 |
| Plutonium 241 | 2,93 | 3,07 |

*Quelle:* Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 40.

### 3.3.1 Uran-Sprengkörper

59 Es hatte sich früh gezeigt, dass eine sich selbst erhaltende Kettenreaktion in natürlichem Uran mit einem Anteil von nur 0,71% $^{235}U$ nur mit langsamen, thermalisierten Neutronen möglich ist. Technisch verbot sich dies bei einer unkontrollierten Kettenreaktion einer Atombombe. Im Rahmen des Manhattan-Projekts war man daher bemüht, den Anteil des Isotops 235 anzureichern, um parasitäre Neu-

troneneinfänge im Uran 238 zu reduzieren. Da sich die Isotope eines Elements chemisch praktisch nicht unterscheiden, kommen zur Isotopentrennung nur Verfahren in Frage, die den geringen Massenunterschied (235:238) ausnutzen. Nach technisch wenig befriedigenden Versuchen mit der elektromagnetischen Isotopentrennung und der Isotopentrennung durch Destillation und durch Elektrolyse erwies sich recht bald das von J. R. Dunning vorgeschlagene Trennwand-Diffusionsverfahren (gaseous diffusion) als das wirtschaftlichste.

**60** Zu diesem Zweck wird das feste Uranmetall in das gasförmige Uranhexafluorid ($UF_6$) überführt. Dieses Gas wird mittels starker Kompressoren durch eine große Anzahl von porösen Trennwänden gepresst, wobei das leichtere Fluorid des Isotops 235 geringfügig schneller diffundiert und sich damit nach jedem Durchgang etwas anreichert. Durch Hintereinanderschalten mehrerer tausend Durchgänge in einem Kaskadensystem lässt sich damit der Anteil des Isotops 235 von 0,7% auf über 95% steigern. Das derart angereicherte Uranhexafluorid wird dann wieder in festes Uran zurückverwandelt.

**61** Auf der Grundlage dieser Technik haben die Vereinigten Staaten noch während des Krieges die Anreicherungsanlage in Oak Ridge, Tennessee, gebaut und in Betrieb genommen. Der für diese Anlage erforderliche technische Aufwand war außerordentlich hoch. Bis Kriegsende wurde ein Gebäudekomplex mit 16 ha Grundfläche errichtet, in dem 2.300 Trennstufen betrieben wurden. Die Kosten beliefen sich bis dahin auf ca. 350 Mio. US-Dollar. Bis 1955 wurden in drei Trennanlagen auf insgesamt 110 ha über 10.000 Trennstufen in Betrieb genommen, wofür die Gesamtkosten mit 2,3 Mrd. US-Dollar angegeben werden.

**62** Man erzählt, N. Bor habe die Idee einer Uran-Isotopentrennung in industriellem Maßstab mit den Worten verworfen: „Sie müssten das ganze Land in eine Fabrik verwandeln." Als ihm später dann die fertige Anlage gezeigt wurden, habe er bemerkt: „Sie sehen ich hatte recht. Sie haben wirklich das Land in eine Fabrik verwandelt."

**63** Die Anlage von Oak Ridge lieferte den Sprengstoff für die erste der beiden im Krieg eingesetzten Bomben, die am 6. August 1945 um 9.15 Uhr über dem Zentrum der Stadt Hiroshima gezündet wurde. Die Bombe mit dem Spitznamen „Little Boy" hatte eine Sprengkraft von 12.500 t TNT, die aus der Spaltung von etwa 1 kg Uran bei einer

Massenänderung von nur etwa 1 g resultierten. Es wurden etwa 140.000 Menschen getötet.

### 3.3.2 Plutonium-Sprengkörper

**64** Für den Fall, dass sich die Uranisotopentrennung als großtechnisch unmöglich herausstellen sollte, wurde als Alternative die Herstellung einer ausreichenden Menge des in der Natur praktisch nicht vorkommenden Spaltstoffs Plutonium 239 geplant und durchgeführt. Die Tabellen 3.4 und 3.5 zeigen, dass $^{239}$Pu hinsichtlich der Spaltbarkeit ähnliche Eigenschaften wie das Uran 235 aufweist. Die Zahl der bei einer Spaltung im Mittel frei werdenden Neutronen liegt mit 2,87 sogar etwas höher als beim $^{235}$U mit 2,42.

**65** Wie bereits ausgeführt, wird $^{239}$Pu durch Neutroneneinfang im Uran 238 „erbrütet" und kann, da es chemisch von Uran verschieden ist, durch chemische Trennung, die im Gegensatz zur Isotopentrennung mit geringerem Aufwand möglich ist und zur damaligen Zeit sicher zur Verfügung stand, vom umgebenden Uran abgetrennt werden. Die Schwierigkeit dieser Alternative zur Bombe war allerdings, dass zum Plutoniumbrüten ein Kernreaktor in Gang gebracht werden musste. Der Weg zur unkontrollierten Kettenreaktion der Plutoniumbombe führte also über eine kontrollierte Kettenreaktion in einem mit Natururan betriebenen Reaktor. Dieser erste Atommeiler (CHICAGO-PILE-1) wurde im Rahmen des Manhattan-Projekts unter der Leitung von E. Fermi auf einem Sportplatz bei Chicago errichtet. Der Reaktor, der Graphit zur Abbremsung der frei werdenden schnellen Neutronen auf „thermische" Geschwindigkeiten benutzte, wurde am 2. Dezember 1942 kritisch. Mit diesem epochalen Ereignis war die Möglichkeit einer sich selbst erhaltenden kontrollierten Kettenreaktion erwiesen. Die verschlüsselte Mitteilung über diesen Erfolg ist in die Geschichte eingegangen: „Der italienische Seefahrer ist in der neuen Welt gelandet."

**66** Die in erster Linie auf die Forschungen von E. Bagge, K. Diebner, S. Flügge, W. Gerlach, C. F. von Weizsäcker und K. Wirtz gegründeten deutschen Versuche unter Leitung von W. Heisenberg und W. Bothe waren zunächst Erfolg versprechend, führten aber aus Materialmangel nicht zu einem sich selbst erhaltenden Reaktor. Der am Ende des Krieges zerstörte Versuchsreaktor in Haigerloch/

Württemberg war nur mit 85% der für die dort gewählte geometrische Anordnung benötigten kritischen Mindestmenge versorgt.

**67** Nach den erfolgreichen CHICAGO-PILE-Experimenten wurden in Hanford am Columbia River sowie später am Savanna River in South Carolina Kernreaktoren nur zu dem Zweck in Betrieb genommen, Plutonium für das amerikanische Atombombenprojekt zu erzeugen. Nachdem die Bestrahlung eine ausreichende Menge des in den Reaktor eingesetzten $^{238}U$ in $^{239}Pu$ verwandelt hatte, wurde der Brennstoff zur Extrahierung des Plutoniums chemisch aufgearbeitet.

**68** Mit diesem nuklearen Brennstoff wurde die am 16. Juli 1945 um 5.30 Uhr in Alamogordo, New Mexico, gezündete erste Versuchsbombe ausgestattet, wie auch die am 9. August 1945 um 12 Uhr über der Urugami-Kirche im Norden der Stadt Nagasaki gezündete zweite militärisch eingesetzte Atombombe „Fat Man“. Letztere hatte eine Sprengkraft von etwa 22.000 t TNT. Etwa 100.000 Menschen kamen dadurch zu Tode. Dieser Atombombenabwurf führte zur japanischen Kapitulation und damit zum Ende des Zweiten Weltkriegs.

### 3.3.3 Thermonukleare Sprengkörper

**69** Die, erst nach dem Krieg in den Vereinigten Staaten unter Teller entwickelte und nach verschiedenen ortsfesten Experimenten[7)] erstmalig am 1. März 1954 über dem Bikini-Atoll gezündete, Wasserstoffbombe setzte Energie aus der unkontrollierten thermonuklearen Fusion, vornehmlich durch Verschmelzung von Deuterium ($^{2}_{1}D$) und Tritium ($^{3}_{1}T$) sowie Lithium ($^{6}_{3}Li$) zu Helium ($^{4}_{2}He$), frei. Zur Zündung sind außerordentlich hohe Temperaturen erforderlich und man verwendet deshalb eine gewöhnliche Kernspaltungsbombe als Zünder. Die Sprengwirkung der Wasserstoffbombe geht weit über die von Spaltungsbomben hinaus.

**70** Kernverschmelzungsbomben sind regelmäßig mit einem Mantel aus $^{238}U$ umkleidet, der zwei Aufgaben hat: Er soll verhindern, dass die Zündung der Spaltungsbombe große Mengen des Wasserstoffs und des Lithiums vor einer Verschmelzung auseinander treibt, andererseits wird durch die Zündung im Uran 238 des Mantels eine Kettenreaktion ausgelöst, die wahrscheinlich mehr als 80% der Explosions-

7 Eniwetok-Atoll im Mai 1951 und November 1952

energie liefert. Solche Bomben nennt man Dreiphasenbomben: „fission-fusion-fission-bombs". Seit einiger Zeit bemüht man sich um einen Weg, Wasserstoffbomben ohne Spaltungsbomben zu zünden, etwa durch Laserstrahlen[8)].

# 4 Funktionsbedingungen für Kernreaktoren

## 4.1 Allgemeine Eigenschaften der Kernreaktoren

**71** Kernreaktoren, in der Anfangszeit der Kerntechnik auch als „Uranbrenner" oder „Atommeiler" bezeichnet oder englisch wie auch französisch „pile" genannt, sind Anlagen, in denen eine selbsterhaltende Kettenreaktion von Kernspaltungen kontrolliert abläuft. Kontrolliert heißt, dass die Leistung der Anordnung, d. h. die Anzahl der pro Sekunde gespaltenen Atome, konstant bleibt. Die Kettenreaktion kann weder bestimmte Grenzen überschreiten, noch wegen fehlender Neutronen aufhören. Bei der Kernspaltung werden Neutronen, thermische Energie und Spaltprodukte freigesetzt. Ein Teil der Spaltprodukte zerfällt weiter. Dabei entsteht wiederum Wärme und radioaktive Strahlung. Außer Kernspaltungen treten auch Konversions- und Brutprozesse auf, wodurch u. a. nicht spaltbare Isotope in spaltbare umgewandelt werden. Diese Vorgänge bedingen, dass sich alle Kernreaktoren durch eine Reihe gemeinsamer Eigenschaften hinsichtlich Aufbau und Betrieb auszeichnen.

**72** Ein Kernreaktor enthält den Kernbrennstoff, bei thermischen Reaktoren einen Moderator zur Abbremsung der Neutronen auf thermische Energien, ein Kühlsystem zur Abführung der Wärme und eine Regeleinrichtung. Er ist zumeist von einem Reflektor zur Zurückstreuung der Neutronen umkleidet und in einem Druckbehälter untergebracht.

**73** Die Spaltzone des Reaktors, in der die Spaltungs- und Konversionsprozesse ablaufen, wird Reaktorkern genannt. Der Reaktorkern ist in seiner räumlichen Anordnung unter den Gesichtspunkten der Neutronenökonomie und der Wärmeabfuhr auszulegen. Die Verluste an Neutronen durch Leckage aus dem Reaktorkern und durch parasitären Einfang müssen möglichst gering gehalten werden. Weiterhin

8 LASER = Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation

muss die Wärme so schnell und zuverlässig abgeführt werden, dass die für die verwendeten Materialien zulässigen Temperaturen nicht überschritten werden. Der Wirkungsgrad, d. h. die Effektivität der Umwandlung des eingesetzten Brennstoffs in thermische Energie sowie deren Umwandlung in elektrische Energie, soll möglichst hoch sein.

**74** Diese Anforderung erfüllt am besten der heterogene Kernreaktor, dessen Reaktorkern, entsprechend den unterschiedlichen Funktionen, aus vielen gleichartigen Elementen besteht (z. B. Brennelemente, Kühlkanäle, Steuerstäbe etc.). Bei der Auslegung ist darauf zu achten, dass für den Reaktorkern das Verhältnis zwischen der äußeren Oberfläche und dem Volumen möglichst gering wird, da damit die Neutronenleckage reduziert wird. Innerhalb des Reaktorkerns dagegen soll die Fläche, die die Wärme an das Kühlmittel überträgt, im Verhältnis zum Brennstoffvolumen möglichst groß sein. So kann vom Kühlmittel eine große Wärmemenge aufgenommen werden, während gleichzeitig die Belastung für die Wärme abgebende Fläche in Grenzen gehalten wird.

**75** Im Gegensatz zum heterogenen Kernreaktor liegen beim Konzept des homogenen Reaktors die verschiedenen Bestandteile des Kerns (Brennstoff, Moderator, Kühlmittel) in einer homogenen Mischung vor. Für das Verhalten der Neutronen sind nur die Stoffeigenschaften dieser Mischung bestimmend. Bei Leistungsreaktoren ist dieses Konzept nicht zur Anwendung gekommen, es ist nur bei einigen Forschungsreaktoren verwirklicht worden.

**76** Auf weitere, für die Kernenergiegewinnung wichtige, Aspekte der Reaktorphysik und -technologie wird im Folgenden näher eingegangen.

## 4.2 Wechselwirkung zwischen Atomkernen und Neutronen

**77** Trifft ein Neutron einen Atomkern, so gibt es grundsätzlich drei verschiedene Arten der Wechselwirkung:

- es kann den Kern spalten, wie z. B. Uran 235 in Krypton 89 und Barium 144
- es kann absorbiert werden und einen Kern mit einer um 1 erhöhten Massenzahl bilden, wie z. B. Uran 238 zu Uran 239 (was sich wie-

derum nach zwei aufeinander folgenden β-Zerfällen zu Plutonium 239 umwandelt)

– es kann gestreut werden, wobei es von seiner Bahn abgelenkt wird und, ähnlich wie beim Zusammenstoß zweier Billardkugeln, kinetische Energie an den gestoßenen Kern abgibt.

**78** Die Wahrscheinlichkeit, mit der diese Kernreaktionen erfolgen, ist von Kern zu Kern verschieden und darüber hinaus noch von der kinetischen Energie, d. h. von der Geschwindigkeit, des Neutrons abhängig. Die folgenden Gesetzmäßigkeiten sind für die Reaktorphysik von besonderer Bedeutung.

**79** Einige Kerne haben die starke Neigung, Neutronen einzufangen. Das gilt insbesondere für die Isotope des Lithiums, Bors, Cadmiums, Xenons und einiger seltener Erden. Diese Kerne bezeichnet man als Neutronengifte. Sie können als Spaltprodukte bei der Kernspaltung selbst entstehen, wie z. B. Xenon 135, und die Kettenreaktion zum Erliegen bringen. Von den seltenen Erden sind Samarium, Europium und Gadolinium zu erwähnen. Samarium 149 ist wie $^{135}$Xe ein Spaltprodukt. Gadolinium wird als so genannter abbrennender Absorber oft gezielt zur Kontrolle der Kettenreaktion dem frischen Brennstoff beigemischt.

**80** Andere Kerne fangen kaum Neutronen ein, streuen diese aber stark. Diese Kerne eignen sich als Moderatoren, Kühlmittel und als Strukturmaterial. Dazu gehören vor allem schweres Wasser, Helium, Beryllium, Kohlenstoff, Sauerstoff, Natrium, Magnesium, Aluminium, Zirkonium und Barium. Technisch wichtig ist, dass Verunreinigungen von Moderations- oder Strukturmaterialien mit Neutronengiften nachteilig wirken, wie z. B. Bor in Graphit oder Hafnium in Zirkonium. Es mussten besondere Verfahren entwickelt werden, um die Verunreinigungen dieser Materialien auf ein akzeptables Maß zu reduzieren (vgl. Tabelle 4.1).

*Tab. 4.1:* Wirkungsquerschnitte für verschiedene Reaktormaterialien [1]

| | | Anmerkung | Dichte $\varrho$ g/cm$^3$ | Wirkungsquerschnitte $\sigma$ für $E_n = 0{,}025$ eV $\sigma_s$ | $\sigma_a$ [$10^{-24}$ cm$^2$] | $\sigma_f$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Spaltstoffe | U-233 | | 18,7 | 13,0 | 573 | 525 |
| | U-235 | | 18,7 | 15,0 | 678 | 577 |
| | U-238 | als Brutstoff | 18,7 | 8,3 | 2,73 | — |
| | Natururan | 99,27 % U-238 + 0,73 % U-235 | 18,7 | 8,3 | 7,60 | 4,16 |
| | $UO_2$ | Natururan | 10,8 | 16,7 | 7,6 | 4,16 |
| | $UO_2$ | angereichert 2,5 % U-235 | 10,8 | 16,7 | 19,61 | 14,4 |
| | $UO_2$ | angereichert 3,0 % U-235 | 10,8 | 16,7 | 23,0 | 17,3 |
| | Pu-239 | | 19,7 | 9,5 | 1015 | 741 |
| | Pu-241 | | 19,7 | 10,0 | 1375 | 950 |
| | Th-232 | als Brutstoff | 11,7 | 13 | 7,56 | — |
| Moderator und Kühlmittel | C | als reiner Graphit | 1,60 | 4,8 | 0,0034 | |
| | Be | | 1,84 | 7,0 | 0,0095 | |
| | $D_2O$ | 0,25 % Anteil $H_2O$ } flüssig | 1,10 | 14,5 | 0,00118 | |
| | $H_2O$ | | 1,00 | 105 | 0,664 | |
| | He | } gasförmig | | 0,73 | 0,007 | |
| | $CO_2$ | | | | 0,005 | |
| | Na | flüssig | 0,97 | 4,0 | 0,531 | |
| Absorber-material | B | Regelstäbe | 2,45 | 4,0 | 759 | |
| | Cd | Regelstäbe | 8,65 | 7,0 | 2537 | |
| | Xe-135 | Neutronengift } Spaltprodukte | | | 2720000 | |
| | Sm-149 | Neutronengift | | | 40800 | |
| Struktur-materialien | Al | für Brennelemente | 2,70 | 1,4 | 0,23 | |
| | Cr | | 6,92 | 3,0 | 3,1 | |
| | Mn | | 7,42 | 2,3 | 13,2 | |
| | Fe | | 7,86 | 11,0 | 2,62 | |
| | Co | | 8,71 | 37,1 | 7,0 | |
| | Ni | | 8,75 | 17,5 | 4,6 | |
| | Zr | Brennstabhüllen | 6,44 | 8,0 | 0,185 | |
| | Nb | | 8,40 | 5,0 | 1,16 | |
| | Mo | | 10,2 | 7,0 | 2,70 | |
| | O | als Bestandteil | | 4,2 | 0,00018 | |
| | H | chemischer Verbindungen | | 20,4 | 0,332 | |

*Quelle:* A. Ziegler: *Handbuch der Reaktortechnik*, 1983, Bd. 1, S. 70.

Kerne mit gerader Massenzahl, insbesondere Thorium 232 und Uran 238, sind bezüglich Spaltbarkeit gewissermaßen stabiler als Kerne mit ungerader Massenzahl, da das letzte Neutron durch Abschluss einer „Schale" im Kern fester gebunden ist. Um diese Kerne zu spalten sind Neutronen mit einer um wenigstens 1 MeV höheren Energie nötig als bei Kernen mit ungerader Massenzahl, wie z. B. Uran 235 und Plutonium 239, die mit thermischen Neutronen spaltbar sind (vgl. Tabelle 3.4). **81**

Kerne fangen Neutronen mit bestimmten Energien, d. h. Geschwindigkeiten, bevorzugt ein, um Kerne höherer Massenzahl aufzubauen, wenn für den Schalenaufbau des Kerns gerade ein Neutron dieser Energie „gebraucht" wird. Für Uran 238 sind dies einige Energien zwischen 5 und 100 eV. Die Wahrscheinlichkeit für eine Einfangreaktion, aufgetragen als Funktion der Neutronenenergie, steigt bei die- **82**

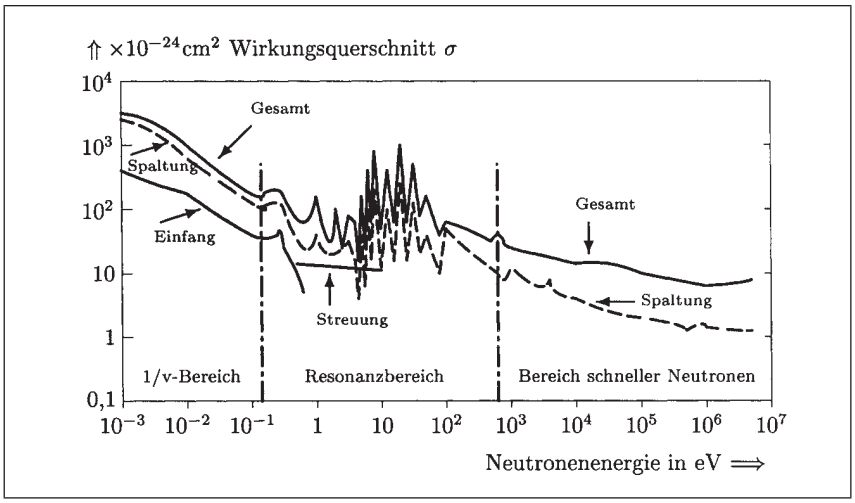



*Abb. 4.1:* Wirkungsquerschnitte des Urans 238 in Abhängigkeit von der Neutronenenergie [1]
*Quelle:* A. Ziegler: *Lehrbuch der Reaktortechnik,* 1983, S. 77.

sen Energien sprunghaft an und man bezeichnet sie daher als Einfangresonanzen (vgl. Abbildung 4.1).

**83** Das in der Kernphysik verwendete Maß für die Wechselwirkung zwischen Atomkernen und Neutronen, das die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Kernreaktion beschreibt, ist der Wirkungsquerschnitt σ. Er kann interpretiert werden als die Querschnittsfläche, die ein Kern dem anfliegenden Neutron zur Reaktion „anbietet". Der Wirkungsquerschnitt wird in der Einheit Barn = $10^{-24}$ $cm^2$ angegeben, was etwa der Querschnittsfläche eines Wasserstoffatoms entspricht. Barn ist das englische Wort für Scheunentor und wurde während des Krieges als Deckname benutzt.

**84** Für jede der drei Wechselwirkungen zwischen einem gegebenen Kern und Neutronen, Spaltung (fission), Einfang (absorption) und Streuung (scattering), gibt es einen energieabhängigen Wirkungsquerschnitt: $\sigma_f$, $\sigma_a$ und $\sigma_s$. Der totale Wirkungsquerschnitt ist die Summe der einzelnen Wirkungsquerschnitte $\sigma_{tot} = \sigma_f + \sigma_a + \sigma_s$ und ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, dass überhaupt etwas passiert.

**85** Tabelle 4.1 zeigt die Wirkungsquerschnitte für verschiedene, in der Reaktortechnik relevante, Kerne für thermische Neutronen. So hat

beispielsweise der Spaltstoff Uran 235 einen Spaltquerschnitt von 577 barn bei einem Einfangquerschnitt von 678 barn. Die als Spaltprodukte entstehenden Kerne Xenon 135 und Samarium 149 haben Einfangquerschnitte von 2.720.000 barn bzw. 40.800 barn, was ihren Einfluss auf die Kettenreaktion erahnen lässt. Die Abbildungen 4.1 und 4.2 zeigen die Einfang- und Spaltquerschnitte für die Kerne Uran 238 bzw. Uran 235 als Funktion der Neutronenenergie.

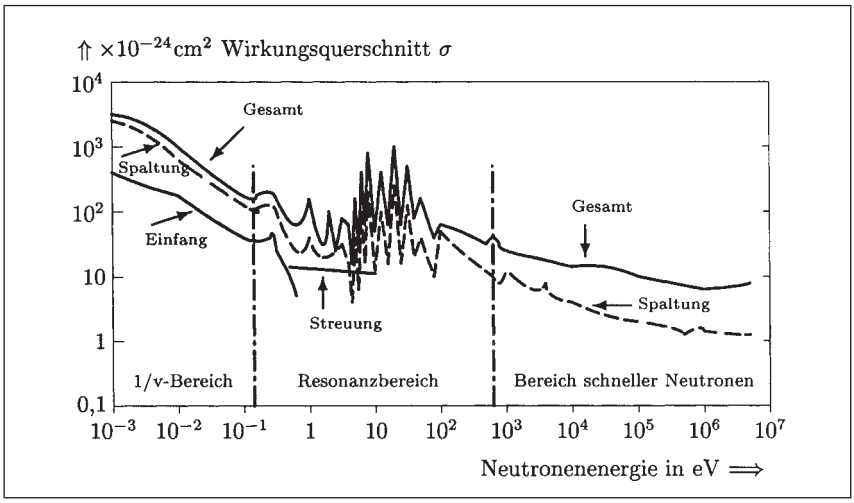



*Abb. 4.2:* Wirkungsquerschnitte des Urans 235 in Abhängigkeit von der Neutronenenergie [1]
*Quelle:* A. Ziegler: *Lehrbuch der Reaktortechnik,* 1983, S. 71.

## 4.3 Schnelle und langsame Neutronen in Reaktoren

Diese Vorbemerkung gestattet uns, die Bedingungen für die Auf- **86**
rechterhaltung einer kontrollierten Kettenreaktion in einem Reaktor näher zu untersuchen. Wie wir gesehen haben, entstehen je Kernspaltung durchschnittlich zwei bis drei Neutronen, die, wenn sie sämtlich wieder neue Spaltungen auslösen würden, eine exponentiell ansteigende Anzahl von Spaltungen pro Sekunde bewirken würden, d. h. die freigesetzte thermische Leistung würde exponentiell ansteigen. Zahlreiche Neutronen werden aber durch den Brennstoff, den Moderator, das Kühlmittel und die Strukturmaterialien eingefangen, andere entweichen aus der Brennstoffzone, Neutronenleckage genannt, und stehen somit zur Aufrechterhaltung der Kettenreaktion nicht zur Ver-

fügung. Wenn die Kettenreaktion stationär verlaufen, d. h. weder auf- noch abklingen soll, muss dafür gesorgt werden, dass pro Zeiteinheit genau so viele Neutronen produziert werden, wie durch Absorption (sowohl zur Auslösung von Spaltungen als auch zum Aufbau höherer Isotope) und Leckage verloren gehen.

**87** Der Neutronenhaushalt wird durch den effektiven Neutronenmultiplikationsfaktor $k_{eff}$ (effektiver Vermehrungsfaktor) charakterisiert:

$$k_{eff} = \frac{\text{Produktionsrate}}{\text{Absorptionsrate} + \text{Leckagregate}}$$

$k_{eff}$ kann in folgender Form geschrieben werden:

$$k_{eff} = \varepsilon\ p\ f\ \eta\ L_s\ L_{th}.$$

Die Faktoren sind selbst das Verhältnis aus Anzahlen von Neutronen und haben folgende Bedeutung:

| | | |
|---|---|---|
| $\varepsilon$ | Schnellspaltfaktor | $\frac{\text{durch Spaltung erzeugte Neutronen}}{\text{durch thermische Spaltung erzeugte Neutronen}}$ |
| p | Resonanz-Entkommwahrscheinlichkeit | $\frac{\text{zu thermischen Energien moderierte Neutronen}}{\text{in der Anordnung verbleibende schnelle Neutronen}}$ |
| f | thermischer Nutzfaktor | $\frac{\text{im Brennstoff absorbierte Neutronen}}{\text{in der Anordnung absorbierte Neutronen}}$ |
| $\eta$ | Regenerationsfaktor | $\frac{\text{durch thermische Spaltung erzeugte Neutronen}}{\text{im Brennstoff absorbierte thermische Neutronen}}$ |
| $L_s$ | Schneller Verbleibfaktor | $\frac{\text{in der Anordnung verbliebene schnelle Neutronen}}{\text{insgesamt durch Spaltung erzeugte Neutronen}}$ |
| $L_{th}$ | Thermischer Verbleibfaktor | $\frac{\text{in der Anordnung absorbierte thermische Neutronen}}{\text{zu thermischen Energien moderierte Neutronen}}$ |

Die zentrale Größe ist dabei der Regenerationsfaktor $\eta$, der die Balance zwischen im Brennstoff durch thermische Spaltung erzeugten Neutronen und den im Brennstoff absorbierten thermischen Neutronen angibt. Ist dieser Faktor schon kleiner als 1, kann eine sich selbst erhaltend Kettenreaktion grundsätzlich nicht stattfinden.

**88** Mit den übrigen Faktoren nähert man sich sukzessiv der realen physikalischen und geometrischen Situation einer gegebenen Brennstoff-

anordnung. Der thermische Nutzfaktor f berücksichtigt, dass Spaltungen nur im Brennstoff, Absorptionen aber in Brennstoff und den übrigen Kernmaterialien vorkommen. f ist grundsätzlich kleiner als 1. Die Resonanzentkommwahrscheinlichkeit p berücksichtigt die Tatsache, dass die aus der Spaltung stammenden Neutronen schnell sind und erst thermalisiert werden müssen. Bei der Abbremsung gehen Neutronen im Energiebereich der Einfangresonanzen verloren. p ist ebenfalls immer kleiner als 1. Der Schnellspaltfaktor ε ist dagegen größer als 1 und berücksichtigt die Tatsache, dass eine – vergleichsweise geringe (typischerweise 10%) – Anzahl von Spaltungen auch durch schnelle Neutronen erfolgt.

**89** Diese ersten vier Faktoren sind nur von den Materialeigenschaften des Reaktorkerns abhängig und berücksichtigen keine, durch die Endlichkeit der Anordnung zwangsläufig sich einstellende Neutronenleckage. Daher wird das Produkt dieser vier der unendliche Multiplikationsfaktor $k_\infty$ genannt (Vierfaktorformel):

$$k_\infty = \varepsilon\, p\, f\, \eta$$

Die beiden restlichen Faktoren $L_s$ und $L_{th}$ berücksichtigen schließlich die räumliche Begrenzung des Kerns, indem sie angeben, wie viele schnelle und thermische Neutronen den Kern verlassen. Beide Faktoren sind kleiner als 1 und führen zum effektiven Multiplikationsfaktor der realen Anordnung

$$k_{eff} = k_\infty\ L_s\, L_{th}.$$

Die Bedingung für einen Betrieb des Reaktors bei konstanter Leistung ist offensichtlich $k_{eff} = 1$. Eine solche Anordnung wird *kritisch* genannt. Neben dem Multiplikationsfaktor wird auch die davon abgeleitete Größe der Reaktivität ρ benutzt:

$$\rho = (1 - k_{eff}) / k_{eff}.$$

Die Reaktivität des gerade kritischen Reaktors ist Null. Eine überkritische Anordnung mit $k_{eff} > 1$ oder $\rho > 0$ produziert mehr Neutronen, als zur Deckung der Neutronenverluste nötig wären, die Leistung steigt an.

**90** Bei einem mit Natururan[9)] beschickten Reaktor werden die, durch

9 99,29% Uran 238, 0,71% Uran 235

Spaltung des Uran 235 entstehenden, Neutronen weitgehend durch das im Massenanteil überwiegende Uran 238 eingefangen und scheiden damit für weitere Kernspaltungen aus. Selbst bei einem sehr groß dimensionierten Reaktor, bei dem nur relativ wenige Neutronen nach außen diffundieren, lässt sich in dieser Konzeption keine Kettenreaktion erreichen. Daher müssen, wie schon früh erkannt wurde, andere Wege gesucht werden.

Durch Anreicherung des Uran 235 bietet man mehr Kerne zur thermischen Spaltung an, vergrößert damit die Zahl der Neutronen, so dass eine Kettenreaktion aufrechterhalten werden kann. Dasselbe Ergebnis lässt sich erreichen, wenn Plutonium mit einem genügend hohen Anteil an Plutonium 239 als Brennstoff verwendet wird. Dieser Weg führt zum schnellen Brutreaktor.

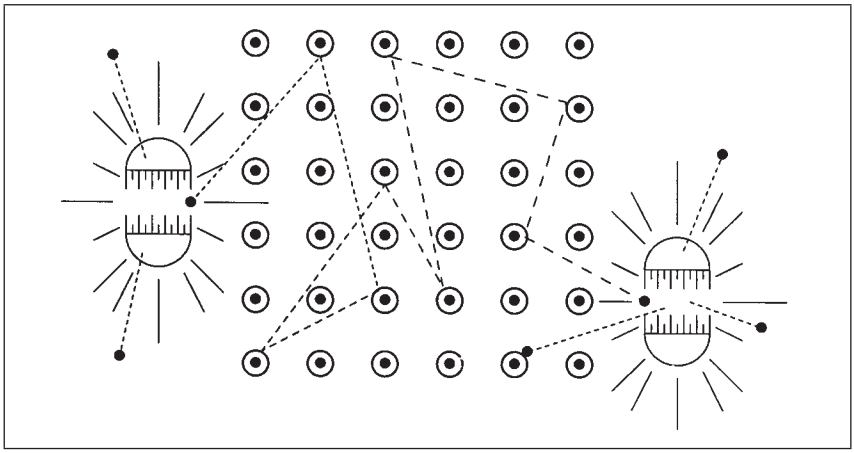


*Abb. 4.3:* Abbremsung schneller in langsame (thermische) Neutronen in einem Moderator [1]

**91** Man kann mit Hilfe eines Moderators die bei der Spaltung des Uran 235 freiwerdenden schnellen Neutronen in kürzester Frist von ursprünglich über 1 MeV auf unter 1 eV abbremsen, so dass die Resonanzzone zwischen 100 eV und 5 eV, in welcher das Uran 238 vornehmlich Neutronen einfängt, durcheilt wird, ohne dass zu viele Neutronen für die Spaltung verloren gehen. Abbildung 4.3 veranschaulicht diesen Vorgang. Wie Abbildung 4.4 erkennen lässt, sind derart auf thermische Geschwindigkeiten (2.200 m/s oder 25 MeV) gebremste Neutronen besonders geeignet, Spaltungen von Kernen des

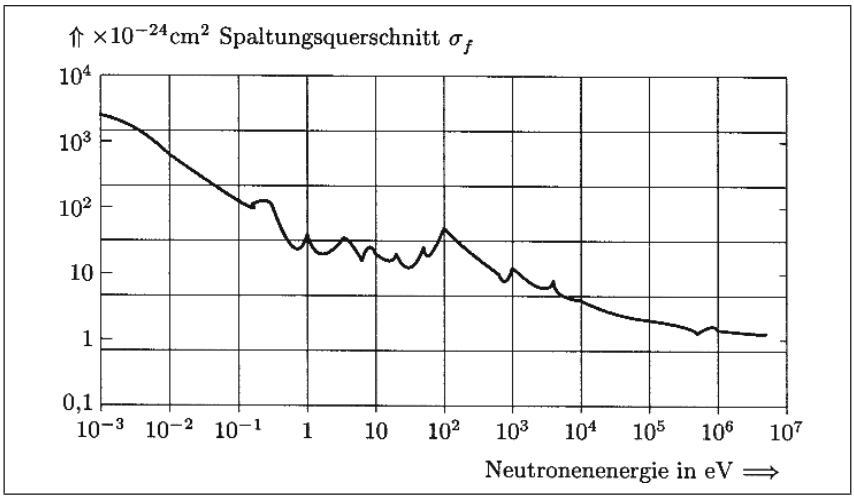



*Abb. 4.4:* Spaltungsquerschnitt des Uran 235, abhängig von der Neutronengeschwindigkeit [1]

Uran 235 herbeizuführen und damit eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten. Dies ist das Prinzip des thermischen Reaktors, z. B. des Leichtwasserreaktors.

## 4.4 Moderatoren für thermische Reaktoren

Wenden wir uns nun zunächst dem thermischen Reaktor zu. Der zur **92**
Bremsung der Neutronen dienende Moderator muss zwei wesentliche Eigenschaften haben: Erstens, sein Atomgewicht muss niedrig sein, damit die Neutronen ihre Energie durch wenige elastische Stöße unter die Resonanzzone des Uran 238 senken. Zweitens, er darf selbst nur wenige Neutronen einfangen, die sonst für die Aufrechterhaltung der Kettenreaktion verloren sind.

Die wichtigsten Moderatoren sind gewöhnliches und schweres Was- **93**
ser, Beryllium und Graphit. In Tabelle 4.2 sind die charakteristischen Daten dieser Moderatoren gegenübergestellt. Danach ist schwerer Wasserstoff der beste Moderator. Bei etwa der gleichen Anzahl erforderlicher Stöße wie beim leichten Wasserstoff ist der Einfangquerschnitt für thermische Neutronen nur etwa 1/1.000 des Wertes für leichten Wasserstoff. Schwerer Wasserstoff ist aber recht teuer. Aus diesem Grunde hat man in der Entwicklung der Reaktortechnik be-

sonderen Wert darauf gelegt, Reaktoren zu entwickeln, bei denen leichter Wasserstoff in Form von gewöhnlichem Wasser sowohl als Moderator für schnelle Neutronen als auch als Kühlmittel zum Wärmetransport dienen kann. Bei Verwendung von leichtem und schwerem Wasser ist aus werkstofftechnischer Sicht zu berücksichtigen, dass mit steigender Temperatur und bei hohem Druck chemische Reaktionen schneller ablaufen. Dem ist durch die Auswahl geeigneter Werkstoffe für die Kerneinbauten Rechnung zu tragen. Da ein Kontakt von Brennstoff und Kühlmittel bzw. Moderator nicht von vornherein ausgeschlossen werden darf, verbietet sich die Verwendung von stark oxidierendem Uranmetall als Brennstoff. Stattdessen wird chemisch inertes Uranoxid ($UO_2$) verwendet, das allerdings eine kleinere Wärmeleitfähigkeit hat.

*Tab. 4.2:* Moderatoren [1]

| Moderator | Symbol | Zahl der Zusammenstöße, um die Energie von 1,75 MeV auf 0,025 eV zu ermäßigen | Einfangsquerschnitt für thermische Neutronen, in $10^{-24}$ cm$^2$ |
|---|---|---|---|
| (Leichter) Wasserstoff | $^{1}_{1}H$ | 18 | 0,332 |
| Schwerer Wasserstoff (Deuterium) | $^{2}_{1}H(D)$ | 25 | 0,00046 |
| Beryllium | $^{9}_{3}Be$ | 88 | 0,0095 |
| Kohlenstoff (Graphit) | $^{12}_{6}C$ | 115 | 0,0034 |

**94** Der Multiplikationsfaktor $k_\infty$ einer heterogenen Anordnung aus Moderator und Brennstoff, bei der die Brennstoffe in Form von Stäben, Platten oder Röhren in die Moderatorsubstanz eingeführt werden, ist abhängig vom Verhältnis von Moderator- und Brennstoffvolumen. Dies ist in Abbildung 4.5 beispielhaft für leichtes Wasser als Moderator dargestellt. Für ein Volumenverhältnis von etwa zwei bis vier wird, je nach Wassertemperatur, der Multiplikationsfaktor maximal. Darunter wird zu wenig Wasserstoff für die Abbremsung zur Verfügung gestellt (untermoderierter Reaktor, p-Faktor zu klein), darüber über-

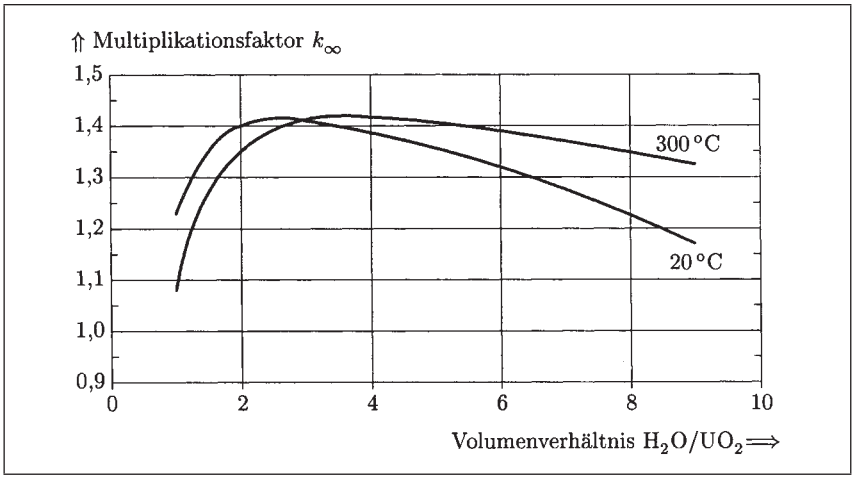



*Abb. 4.5:* Multiplikationsfaktor k∞ in Abhängigkeit des Volumenverhältnisses Moderator zu Brennstoff für $H_2O$ als Moderator [1]
*Quelle:* Oldekop: *Einführung in die Kernreaktor- und Kernkraftwerkstechnik,* 1975, S. 115.

wiegt die Neutronenabsorption (übermoderierter Reaktor, f-Faktor zu klein).

Neben der Art und der Dichte (Temperatur) des Moderators ist das optimale Moderator- zu Brennstoffvolumenverhältnis auch von der Brennstoffanreicherung und der Geometrie der Brennstoffanordnung (z. B. Brennstabradien) abhängig. **95**

Bei leichtem Wasser als Moderator liegt das optimale Volumenverhältnis zwischen zwei und vier, bei der Moderation mit schwerem Wasser oder Graphit ist das optimale Volumenverhältnis um eine Größenordnung größer. Daraus folgt ein entsprechend größerer Reaktorkern. Diesem Nachteil steht der Vorteil gegenüber, dass schwerwasser- oder graphitmoderierte Reaktoren mit Natururan betrieben werden können. **96**

Der Moderator Graphit eignet sich gleichfalls als Strukturmaterial. Für die Spaltgase Krypton und Xenon ist Graphit undurchlässig, dagegen schirmt Graphit die radioaktive Strahlung schlechter ab. Graphit, der in Reaktoren verwendet wird, muss von allen neutronenabsorbierenden Beimischungen, insbesondere von Bor, das einen hohen Einfangquerschnitt von 759 barn für thermische Neutronen hat, ge- **97**

reinigt werden. Dies war eine der besonderen chemisch-technischen Herausforderungen beim Bau des ersten Versuchsreaktors „CHICAGO-PILE-1" in 1942. Auf eine besondere Eigenschaft von Graphit als Moderator sei an dieser Stelle hingewiesen. Graphit verändert bei Temperaturen unterhalb von ca. 350 °C seine innere Struktur beim Beschuss mit schnellen Neutronen, es werden Gitterversetzungen erzeugt, die wie ein Energiespeicher wirken (Wigner-Effekt). Bei höheren Temperaturen heilen diese Gitterdefekte aus und die gespeicherte Energie wird freigesetzt.

**98** Die Hoffnungen, die man auf das Beryllium sowohl als Moderator als auch als Hüllenmaterial für den Brennstoff gesetzt hat, haben sich auf Grund seines ungünstigen Verhaltens unter Strahlung, bisher nicht erfüllt und es wird daher in kommerziellen Reaktoren nicht in großem Umfang eingesetzt. Auch organische Substanzen, so Diphenyl, Terphenyl usw., sind gute Moderatoren, sie haben aber, insbesondere als Kühlmittel, enttäuscht, weil sie sich unter Strahleneinwirkung zersetzen (so genanntes *fouling*).

**99** Mischt man Natururan und die Moderatorsubstanz in homogener Weise, so gibt es, analog zu Abbildung 4.4, jeweils ein, bezüglich des Multiplikationsfaktors optimales, Mengenverhältnis. Tabelle 4.3 zeigt den dabei maximal erreichbaren Wert des Multiplikationsfaktors. Wie man sieht, kann eine homogene Mischung aus Natururan und Moderator nur bei Verwendung von schwerem Wasser kritisch (oder sogar überkritisch) werden.

*Tab. 4.3:* Höchster erreichbarer Vermehrungsfaktor k bei optimaler homogener Mischung von Natururan und verschiedenen Moderatoren [1]

| Moderator | Symbol | Vermehrungsfaktor |
|---|---|---|
| Gewöhnliches Wasser | $H_2O$ | 0,62 |
| Schweres Wasser | $D_2O$ | 1,33 |
| Beryllium | Be | 0,66 |
| Graphit | C | 0,84 |

**100** In der heterogenen Anordnung lassen sich die Resonanzeinfänge gegenüber der homogenen Anordnung reduzieren und damit der erreichbare Multiplikationsfaktor gegenüber Tabelle 4.3 erhöhen. Das geschieht bei allen zurzeit gebräuchlichen Reaktortypen. In einer solchen heterogenen Anordnung kann auch die Verwendung von Gra-

phit mit Natururan als Brennstoff zu einer Kettenreaktion führen. Allerdings ist dann die erforderliche Mindestmenge an Natururan – die kritische Masse – mit 30 t etwa zehnmal so hoch wie bei schwerem Wasser.

**101** Im Gegensatz zu den Forschern des Manhattan-Projekts in den USA hatte die während des Zweiten Weltkriegs im Deutschen Reich betriebene Entwicklung diese Möglichkeit verkannt, da das verwendete Graphit neutronenabsorbierende Verunreinigungen enthielt. Daher wurde zuletzt nur schweres Wasser als Moderatorsubstanz in Betracht gezogen. Schwierigkeiten mit der Versorgung mit schwerem Wasser führten schließlich dazu, dass der Haigerloch-Reaktor niemals kritisch wurde.

**102** Die Neutronenbilanz lässt sich weiter verbessern, wenn man den Reaktor mit einem Reflektor umkleidet, der einen Teil der nach außen diffundierenden Neutronen in den Kern zurückstreut. Geeignete Substanzen sind schweres Wasser, Beryllium und Graphit. Die kritische Masse verringert sich entsprechend.

## 4.5 Schnelle und thermische Brutreaktoren

**103** Schnelle (Brut-)Reaktoren haben keinen Moderator. Das unterscheidet sie von thermischen Reaktoren. Die Neutronen verlieren in solchen Reaktoren nur wenig an Geschwindigkeit. Die untere Geschwindigkeitsgrenze liegt bei 0,3 bis 0,5 MeV, das ist die Schwellenenergie für die Verwandlung des nicht spaltbaren Uran 238 in den Spaltstoff Plutonium 239 nach der Brutformel (siehe Randnummer 57).

**104** Erbrütetes Plutonium 239 hat ähnliche Eigenschaften wie Uran 235. Es spaltet sich unter Neutronenbeschuss mit dem bemerkenswerten Vorteil, dass bei schnellen Neutronen mit 1 MeV je Absorption durchschnittlich 2,97 Neutronen und nicht nur 2,32 wie beim Uran 235 frei werden, mithin eine Kettenreaktion sich einfacher aufrecht erhalten lässt (vergl. Tabelle 4.4).

*Tab. 4.4:* Mittlere Zahl der Spaltneutronen je Absorption (Regenerationsfaktor η) bei der Kernspaltung durch langsame Neutronen (0,025 eV) und schnelle Neutronen (1 MeV)[a] [1]

| Spaltstoff | Bei Spaltung durch Neutronen mit 0,025 eV (thermisch) | Bei Spaltung durch Neutronen mit 1 MeV (schnell) |
|---|---|---|
| Uran 233 | 2,29 | 2,48 |
| Uran 235 | 2,07 | 2,32 |
| Plutonium 239 | 2,10 | 2,97 |
| Plutonium 241 | 2,15 | 2,86 |

[a] Es ist zu berücksichtigen, daß bei den vier Spaltstoffen nicht jedes eingefangene Neutron zu einer Spaltung führt, sondern auch angelagert werden kann. Daher sind die hier angegebenen, in die Vierfaktorformel eingehenden Regenerationsfaktoren (Ausbeutezahlen) $\eta$ niedriger als die in Tabelle 1.8 angegebenen Zahlen $\nu$ der je Spaltung entstehenden Spaltungsneutronen.

*Quelle:* Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 40.

**105** Zum Brüten im engeren Sinne ist erforderlich, dass die Zahl der je Spaltung frei werdenden Neutronen so groß ist, dass nach Abzug der durch parasitäre Absorption (nicht Brutreaktion) oder Leckage verloren gehenden Neutronen mindestens zwei übrig bleiben. Dann kann eines dieser Neutronen die Kettenreaktion aufrechterhalten und die weiteren den verbrauchten Brennstoff in einer Brutreaktion wieder ersetzen. Neben der Erzeugung von Energie wird wenigstens ebenso viel Brennstoff (Plutonium) erzeugt, wie bei der Spaltung verbraucht wird. Anders ausgedrückt: Das Verhältnis zwischen gewonnenen und verbrauchten Spaltkernen – das Brutverhältnis – ist größer als 1, es entsteht ein „Brutgewinn." Ist dagegen die Zahl der wirksamen Neutronen geringer als zwei, so werden weniger Plutoniumkerne erzeugt als Kerne gespalten werden. Reaktoren, die diese Bedingung erfüllen, bezeichnet man als Konverter, weil sie Uran 238 in Plutonium verwandeln.

**106** Auch unter Verwendung von thermischen Neutronen ist ein Brutprozess möglich. Thermisches Brüten ist allerdings nicht mit dem Brutstoff Uran 238 möglich, sondern mit dem, wie Uran, natürlich vorkommenden, Isotop 232 des Elements Thorium. Bei Einfang eines Neutrons entsteht dabei zunächst Thorium 233, das sich durch zwei aufeinander folgende β-Zerfälle über Protaktinium 233 in Uran 233 umwandelt:

$$^{232}_{90}Th + {}^{1}_{0}n \rightarrow {}^{233}_{90}Th \rightarrow {}^{233}_{91}Pa + {}^{0}_{-1}e \rightarrow {}^{233}_{92}U + {}^{0}_{-1}e$$

Die Halbwertszeit beträgt bei der Verwandlung von Thorium in Protaktinium 22,3 Minuten und der Übergang von Protaktinium in Uran 27 Tage.

Tabelle 4.4 zeigt, dass Brüten mit thermischen Neutronen nur bei **107**
Verwendung von Uran 233 möglich ist. Hier ist der Regenerationsfaktor für thermische Neutronen mit 2,29 deutlich größer als für Uran 235 oder Plutonium 239 und 241. In schnellen Brutreaktoren liefert Plutonium 239 als Spaltstoff mit einem Regenerationsfaktor von 2,97 die besten Brutbedingungen.

## 4.6 Kühlmittel

Bei der Kernspaltung in Reaktoren entsteht Wärme, die schon zur **108**
Vermeidung von Überhitzungsschäden abgeführt werden muss. Die ersten Versuchsreaktoren wurden durch Luft gekühlt, die Wärme wurde ins Freie abgeführt. Auch die Wärme der acht groß dimensionierten, der Erzeugung von Plutonium dienenden Hanford-Reaktoren im Staate Washington, USA, wurde nicht genutzt.

In Leistungsreaktoren ist die Nutzung der durch die Kernspaltung **109**
freigesetzten Energie das Ziel. Hierbei wird die Wärme mit Hilfe des Kühlmittels vom Reaktorkern abgeführt und Dampf erzeugt, der zum Antrieb der Turbine genutzt wird.

Kühlmittel können flüssig oder gasförmig sein. An sie sind ähnliche **110**
Forderungen zu stellen wie an Moderatoren. Sie müssen zudem einen guten Wärmeübergang erlauben, eine hohe spezifische Wärmekapazität aufweisen und dürfen in ihrem chemischen und kernphysikalischen Verhalten kein unüberwindliches Problem aufwerfen. Insbesondere muss ein übermäßiges Korrodieren der Reaktorwerkstoffe vermieden werden. Bei schnellen Reaktoren darf das Kühlmittel zudem kein zu geringes Atomgewicht aufweisen, um eine zu starke Abbremsung der Neutronen zu vermeiden.

In Leistungsreaktoren werden insbesondere die folgenden Kühlmittel **111**
verwendet:

– die Gase Kohlendioxid und Helium, beide günstig für die Neutronenökonomie, aber mit wenig günstigen Wärmeübergangseigenschaften. Daher sind starke Gebläse und ein hoher Druck erforderlich;

- gewöhnliches und schweres Wasser. Wasser hat wegen seiner hohen spezifischen Wärmekapazität den Vorteil einer guten Wärmeabfuhr und besitzt gute Wärmeleiteigenschaften. Es kann daher eine höhere Leistungsdichte als beim gasgekühlten Reaktor erreicht werden. Die Nachteile sind der mit der Temperatur stark ansteigende Druck sowie die Korrosion der Reaktorwerkstoffe;
- flüssige Metalle, insbesondere Natrium und Kalium und deren Legierungen. Diese Metalle haben gute Wärmeleiteigenschaften und verfügen selbst bei hohen Temperaturen (z. B. 600 °C) noch über einen geringen Dampfdruck. Beide reagieren aber mit Wasser sehr heftig, so dass besondere Sicherheitsvorkehrungen notwendig werden. Natrium wird unter Neutronenbeschuss radioaktiv und es wird wenigstens ein Wärmetauscher notwendig. Der Primärkreislauf muss stark abgeschirmt werden.

Die Tabelle 4.5 gibt einige wichtige physikalische Daten für verwendbare Kühlmittel.

*Tab. 4.5:* Kühlmittelcharakteristika bei 100 °C und 1 bar [1]

| Kühlmittel | Makroskop. Wirkungsquerschnitt $\Sigma$ [a] | Spezifische Wärme | Wärmeleitfähigkeit | Dichte | Schmelzpunkt | Siedepunkt |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $10^{-6}\,\mathrm{cm}^{-1}$ | $\frac{\mathrm{kJ}}{\mathrm{kg\,K}}$ | $\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m\,K}}$ | $\frac{\mathrm{g}}{\mathrm{dm}^3}$ | °C | °C |
| $H_2O$ | 16691,1 | 4,216 | 0,682 | 958 | 0 | 100 |
| $D_2O$ | 29,3 | 4,195 | 0,621 | 1063 | 3,8 | 101,4 |
| Na | 10224,2 | 1,386 | 85,8 | 927 | 98 | 880 |
| Luft | 44,2 | 1,013 | 0,0318 | 0,95 | – | – |
| He | 0,11 | 5,20 | 0,178 | 0,127 | – | – |
| $H_2$ | 10,1 | 14,36 | 0,223 | 0,066 | – | – |
| $CO_2$ | 0,057 | 0,918 | 0,022 | 1,402 | – | – |

[a] $\Sigma$ (Sigma) ist der auf die Volumeneinheit bezogene »makroskopische« Einfangsquerschnitt. Ist $\sigma$ der mikroskopische Einfangsquerschnitt in $\mathrm{cm}^2$ und $N$ die Zahl der in einem $\mathrm{cm}^3$ vorhandenen Kerne, so ist $\Sigma = N \cdot \sigma$ in $\mathrm{cm}^{-1}$. Im vorliegenden Fall ist $\sigma$ der über ein Maxwell-Spektrum gemittelte thermische Wirkungsquerschnitt, berechnet für 100 °C. Ebenso wurden die zugehörigen Teilchendichten $N$ gemäß der Temperaturabhängigkeit der Massendichten berechnet.

Siehe dazu Oldekop, Einführung in die Kernreaktor- und Kraftwerkstechnik 1975, Bd. 1, Abschnitt 2.4.

### 4.6.1 Reaktorkinetik

**112** Unter dem Begriff Reaktorkinetik versteht man das zeitliche Verhalten eines Reaktors bei vorgegebener Zeitabhängigkeit des Multiplikationsfaktors k. Rückkopplungen, wie z. B. die Wirkung einer erhöhten Temperatur auf die Wirkungsquerschnitte und damit auf den Multiplikationsfaktor, werden dabei zunächst vernachlässigt. Für das zeitliche Verhalten des Reaktors, z. B. die zeitliche Entwicklung von Neutronenfluss und thermischer Leistung, sind die so genannten verzögerten Neutronen von entscheidender Bedeutung.

**113** Bei einer Kernspaltung werden über 99% der Neutronen unmittelbar beim Zerplatzen des Zwischenkerns, in meist zwei Teile, freigesetzt. Das sind die prompten Neutronen. Der restliche Anteil der Neutronen stammt aus Kernen, die selbst aus β-Zerfällen der beiden Teilkerne entstehen, wobei die Endkerne nach dem Zerfall noch so viel Energie haben, dass neben einem Elektron auch noch ein Neutron emittiert wird. Die Verzögerung erfolgt entsprechend der Halbwertszeiten der beteiligten β-Zerfälle von ca. 0,2 s bis ca. 54 s. Dies sind die so genannten verzögerten Neutronen. Die Verzögerung bewirkt, dass sich die Zeit zwischen zwei Neutronengenerationen verlängert und sich daher die zeitliche Änderung verlangsamt. Bei der analytischen Beschreibung des Zeitverhaltens der Neutronendichte im Kern teilt man die verzögerten Neutronen im Allgemeinen in sechs Gruppen mit unterschiedlicher Häufigkeit und Zeitkonstante.

**114** Der Anteil der verzögerten Neutronen an der Gesamtheit der pro Spaltung frei werdenden Neutronen, der mit β bezeichnet wird, ist in Tabelle 4.6, unterschieden nach spaltendem Kern und Neutronenenergie, angegeben. Der Anteil der verzögerten Neutronen ist bei Spaltung von Uran 235 mit thermischen Neutronen mit 0,7% am größten, d. h. von 1.000 entstehenden Spaltneutronen werden 7 verzögert freigesetzt. Bei einer Mischung von Spaltkernen errechnet sich je nach Mischungsverhältnis ein effektives β, genannt $\beta_{eff}$. Man erkennt, dass bei laufendem Reaktor, mit der durch Brutreaktionen zunehmenden Zahl von Spaltungen des Plutonium 239, das $\beta_{eff}$ mit der Zeit abnimmt.

*Tab 4.6:* Gesamtanteil β der verzögerten Neutronen für verschiedene Spaltstoffe bei thermischer und schneller Spaltung [1]

| Spaltstoff | Bei Spaltung durch thermische Neutronen | Bei Spaltung durch schnelle Neutronen |
|---|---|---|
| Uran 233 | 0,00280 | 0,00276 |
| Uran 235 | 0,00701 | 0,00684 |
| Plutonium 239 | 0,00228 | 0,00222 |
| Plutonium 241 | 0,00546 | 0,00532 |

*Quelle:* Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 45.

**115** Der Multiplikationsfaktor k gibt das Verhältnis der Zahl der Neutronen der Generation n + 1 zur Anzahl der Generation n an. Daraus wird die Reaktivität $\rho = (k - 1)/k$ definiert, die angibt, um wie viel die nächste Neutronengeneration mächtiger ist als die vorhergehende.

**116** Beim stabilen, das heißt gerade kritischen, Reaktor ist $k = 1$ und damit $\rho = 0$ und die Zahl der Neutronen bleibt von Generation zu Generation unverändert. Wenn dagegen $1 < \rho < \beta$ ist, dann wird die von Generation zu Generation steigende Anzahl von Neutronen ausschließlich durch die verzögerten Neutronen bestimmt und der zeitliche Anstieg ist dementsprechend langsam. Dieser Zustand wird verzögert kritisch genannt (auch wenn der Kernzustand genau genommen überkritisch ist). Wird $\rho = \beta$, so nennt man den Zustand prompt kritisch und den Zustand $\rho > \beta$ prompt überkritisch. Hier wird die Zeitkonstante des exponentiell ansteigenden Neutronenflusses von den unverzögert freigesetzten Neutronen bestimmt.

**117** Es ist offensichtlich wesentlich, bei Anfahr- oder Leistungsänderungen eines Reaktors im verzögert kritischen Bereich der Reaktivität zu bleiben, um den Reaktor mit den mechanisch angetriebenen Absorberstäben regeln zu können. Im prompt überkritischen Bereich sind die Absorberstäbe zu langsam, um dem ansteigenden Neutronenfluss entgegenwirken zu können. In diesem Reaktorzustand wirken allerdings Rückkopplungsmechanismen zum Beispiel der Dopplereffekt, durch den bei steigender Brennstofftemperatur der Neutroneneinfang im Resonanzbereich verstärkt und der Multiplikationsfaktor praktisch unverzögert gesenkt wird.

**118** Früher wurde die Reaktivität oft durch Vergleich mit dem β der jeweiligen Kernkonfiguration angegeben: $\rho = \beta$ wurde als Reaktivität

1 $ = 100 Cent genannt. Heute wird die Reaktivität meist in Prozent, Reaktivitätsunterschiede werden in % Δρ angegeben:

$$\Delta\rho = \frac{k_{eff,1} - k_{eff,2}}{k_{eff,1} \cdot k_{eff,2}} \cdot 100$$

### 4.6.2 Reaktordynamik und Regelung der Kernreaktoren

**119** Mit Reaktordynamik wird das zeitliche Verhalten des Reaktorkerns unter Berücksichtigung der physikalischen Rückkopplungen sowie seiner technischen Steuerung und Regelung bezeichnet.

**120** Da bei den meisten Reaktortypen der Spaltstoff während des Reaktorbetriebs nicht zugeführt wird und die Spaltprodukte nicht entnommen werden, verändert sich deren Konzentration im Laufe der Zeit. Die Folge ist, dass der Multiplikationsfaktor und die Reaktivität in dieser Zeit abnehmen. Damit der Reaktor über einen Betriebszyklus, das bezeichnet die Zeit zwischen zwei Brennstoffnachladungen, kritisch erhalten werden kann, muss zu Beginn des Zyklus eine Überschussreaktivität vorhanden sein. Diese muss jederzeit durch entsprechenden Einfang der überschüssigen Neutronen, die zum Ende des Zyklus immer weniger werden, kritisch gehalten werden. Diese Regelung erfolgt durch eine geeignete Beeinflussung des Multiplikationsfaktors durch Änderung der Neutronenleckage, Absorption oder der Moderation.

**121** Die Änderung der Neutronenleckage durch Veränderung des den Kern umgebenden Reflektors kommt nur beim Hochtemperaturreaktor zur Anwendung. Dabei werden in den Seitenreflektoren Reflektorstäbe verfahren.

**122** Die Regelung der Reaktivität durch Änderung der Absorptionseigenschaft des Kerns wird in allen Leistungsreaktoren, ausschließlich oder zusätzlich zu anderen Regelmechanismen, angewendet. Sie eignet sich sowohl zur Kompensation der Überschussreaktivität als auch zur Regelung der Reaktorleistung. Zur Kompensation der Überschussreaktivität werden oft sehr stark neutronenabsorbierende Materialien entweder dem Brennstoff direkt beigemischt (Gadolinium) oder in Form von speziellen Vergiftungsstäben eingesetzt (Borglasstäbe). Dabei ist die Menge des Neutronengiftes so bemessen, dass die vorhan-

dene Überschussreaktivität absorbiert wird und im Laufe des Betriebszyklus der Absorber vollständig durch Umwandlung in nicht absorbierende Kerne umgewandelt wird (abbrennender Absorber). Oft wird auch ein Absorber dem Kühlmittel und Moderator beigemischt (Borsäure in Druckwasserreaktoren). Da die Borkonzentration einerseits durch Zugabe von Bor erhöht, andererseits durch Zugabe von Wasser (Deionat, d. h. gereinigtes Wasser) auch verringert werden kann, kann dieses Verfahren neben der Bindung von Überschussreaktivität auch zu langsamen Leistungsänderungen eingesetzt werden.

**123** Für schnelle Reaktivitätsänderungen werden Regel- oder Steuerstäbe in den Reaktorkern gefahren. Dies sind Absorberstäbe, die ebenfalls aus einem stark Neutronen absorbierenden Material, meist Silber, Indium, Cadmium, Bor und Hafnium, bestehen und auf Grund ihres speziellen Antriebs von oben oder unten (Druckwasser- bzw. Siedewasserreaktor) oder diagonal (Schwerwasserreaktor) eingefahren werden.

**124** Bei der Regelung durch Änderung der Moderation in thermischen Reaktoren wird die Dichte der Moderatoratome im Kern, die zur Abbremsung der Neutronen angeboten werden, verändert. Werden durch eine Verringerung der Anzahl der Moderatoratome pro Volumeneinheit weniger Neutronen auf thermische Energie gebracht, verringert sich der Multiplikationsfaktor. Bei einer Erhöhung der Moderatordichte erhöht sich entsprechend die Reaktivität des Kerns. Diese Art der Regelung kommt in Siedewasserreaktoren zur Anwendung, in denen das Kühlmittel, das gleichzeitig der Moderator ist, verdampft wird. Durch eine Variation des Kühlmitteldurchsatzes durch drehzahlveränderliche Umwälzpumpen kann die Dampfblasendichte und damit die Moderatordichte verändert werden. Dadurch sind relativ schnelle Leistungsänderungen der Siedewasserreaktoren zwischen 60% und 100% ihrer Nennleistung möglich. Die langsame Abbrandkompensation erfolgt beim Siedewasserreaktor, neben dem abbrennenden Absorber Gadolinium, durch Steuerstäbe.

**125** Bei Störfällen oder festgestellten Abweichungen vom normalen Reaktorbetrieb ist es möglich, den Reaktor durch Einfallen oder Einschießen der Abschaltstäbe schnell abzuschalten. Dieser Schnellschluss oder SCRAM wird beim Erreichen bestimmter Grenzwerte

von leittechnischen Systemen (Reaktorschutz) automatisch ausgelöst, kann aber auch vom Reaktorfahrer per Hand ausgelöst werden.

**126** Die die Reaktordynamik bestimmenden wesentlichen Rückkopplungsmechanismen werden durch so genannte Reaktivitätskoeffizienten charakterisiert, die angeben, wie sich die Reaktivität bei Änderung der entsprechenden Größe verändert. Die wichtigsten Reaktivitätskoeffizienten sind der Moderatortemperaturkoeffizient, der Dampfblasenkoeffizient und der Doppler- oder Brennstofftemperaturkoeffizient. Für einen inhärent sicheren Reaktor ist es wesentlich, dass diese Koeffizienten im Betriebszustand alle negativ sind. Eine Leistungserhöhung führt zu einer Erhöhung der Moderatortemperatur oder des Dampfgehalts und der Brennstofftemperatur. Bei negativen Reaktivitätskoeffizienten reduziert sich als Resultat einer solchen Änderung die Reaktivität des Kerns und die Leistung sinkt wieder.

**127** In einem gemäß Abbildung 4.4 übermoderierten Reaktor überwiegt der Absorptionseffekt des Moderators und eine Erhöhung der Temperatur oder Erniedrigung seiner Dichte führt zu einer abnehmenden Absorption und damit zu einem positiven Reaktivitätseintrag. Ein inhärent sicherer Reaktor muss also immer leicht untermoderiert sein.

## 5 Literatur

[1] Michaelis, H.; Salander, C. (Hrsg.): Handbuch Kernenergie, Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik. VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1995.

# Der nukleare Brennstoffkreislauf

*Carsten Salander*

*Die nachfolgende Beschreibung des nuklearen Brennstoffkreislaufes gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Arbeitsschritte, die einerseits für die Versorgung von Kernkraftwerken mit dem uranhaltigen Brennstoff, die Fertigung der das Urandioxid oder Uran-Plutonium-Mischoxid enthaltenden Brennelemente sowie andererseits für die Entsorgung der ausgedienten Brennelemente und der darin befindlichen radioaktiven Spaltprodukte und Abfallstoffe erforderlich sind.*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1-4 | 4 | Kosten des nuklearen Brennstoffkreislaufes | 9-11 |
| 2 | Der Brennstoffkreislauf eines 1.300 MW-Kernkraftwerkes | 5 | 5 | Der Wirtschaftsverband Kernbrennstoffkreislauf | 12 |
| 3 | Veränderung des Brennstoffes durch den Abbrand | 6-8 | 6 | Literatur | |


## 1 Einleitung

Im Gegensatz zu fossil gefeuerten Kraftwerken, bei denen die Energiegewinnung aus in der Elektronenhülle der Atome stattfindenden chemischen Reaktionen stammt, laufen in Kernkraftwerken Bindungsenergie freisetzende Reaktionen innerhalb des Atomkerns ab [1]. Dadurch wird zwar auch Materie umgewandelt, aber es handelt sich dabei – trotz der manchmal zu Missverständnissen führenden Bezeichnung – nicht um ein Brennen bzw. Oxidieren im chemischen Sinne. Demzufolge verändern die das Uran oder das Mischoxid aus Uran und Plutonium (MOX) enthaltenden Brennelemente auch während ihres Einsatzes im Kernkraftwerk weder ihre äußere Form noch ihre wesentlichen Materialeigenschaften. **1**

**2** Da darüber hinaus bei dem physikalischen Prozess der Spaltung des Urankerns in einem Kernreaktor nur ein Teil der abbrennbaren Substanzen verbraucht wird, lag von Anbeginn an die Möglichkeit auf der Hand, einen Brennstoffkreislauf zu konzipieren, bei dem die nicht verbrauchten spaltbaren Substanzen wiedergewonnen und nach entsprechender Behandlung erneut im Reaktor eingesetzt werden. Somit schien es erlaubt, von einem Kreislauf zu sprechen.

**3** In der Tat war dieser Brennstoffkreislauf viel früher etabliert als der kommerzielle Einsatz der Kernkraftwerke zur Stromerzeugung, da es schon für die Gewinnung des Plutoniums für militärische Zwecke erforderlich war, den Kreislauf durch Wiederaufarbeitung der ausgedienten Brennelemente zu schließen.

**4** Obwohl heute – wenn auch vorwiegend aus wirtschaftlichen Gründen – neben der Behandlung ausgedienter Brennelemente durch Wiederaufarbeitung die Möglichkeit der direkten Endlagerung solcher Brennelemente nach längerer Zwischenlagerung und Konditionierung untersucht wird, so bleibt es aus anderen Gründen dennoch erlaubt, im weitestem Sinne von einem Brennstoffkreislauf zu sprechen. Schließlich werden die radioaktiven Uranerze als die nuklearen Ausgangssubstanzen bergmännisch gewonnen und die ausgedienten, entsprechend verpackten Brennelemente nach allen hierfür vorgesehenen Verfahren als radioaktiver Abfall wieder in den tiefen geologischen Untergrund verbracht.

## 2 Der Brennstoffkreislauf eines 1.300 $MW_{el}$-Kernkraftwerkes

**5** Abbildung 1 gibt eine vereinfachte Übersicht über den Brennstoffkreislauf eines 1.300 $MW_{el}$-Kernkraftwerks. Für dessen Jahresbedarf von rd. 32 t auf ca. 3 bis 4 % $U^{-235}$ angereichertem Uran müssen ca. 63.000 t Uranerz mit einem Gehalt von 0,3 % Uran gewonnen werden [2]. Nach Aufbereitung des Erzes und Konversion des Uranoxids in gasförmiges Uranhexafluorid $UF_6$ findet die Anreicherung des $U^{-235}$ nach unterschiedlichen Methoden statt. Nach erneuter Rückverwandlung des $UF_6$ in Uranoxid werden hieraus die keramischen $UO_2$-Tabletten und durch Einbringen von ihnen in metallische Hüllrohre die Brennelemente gefertigt, von denen pro Jahr etwa 32 t den Jahres-

bedarf eines 1.300 $MW_{el}$-Kernkraftwerks ausmachen. Eine gute Beschreibung der heute gebräuchlichen Brennelemente für unterschiedliche Kernreaktortypen findet sich in [3].

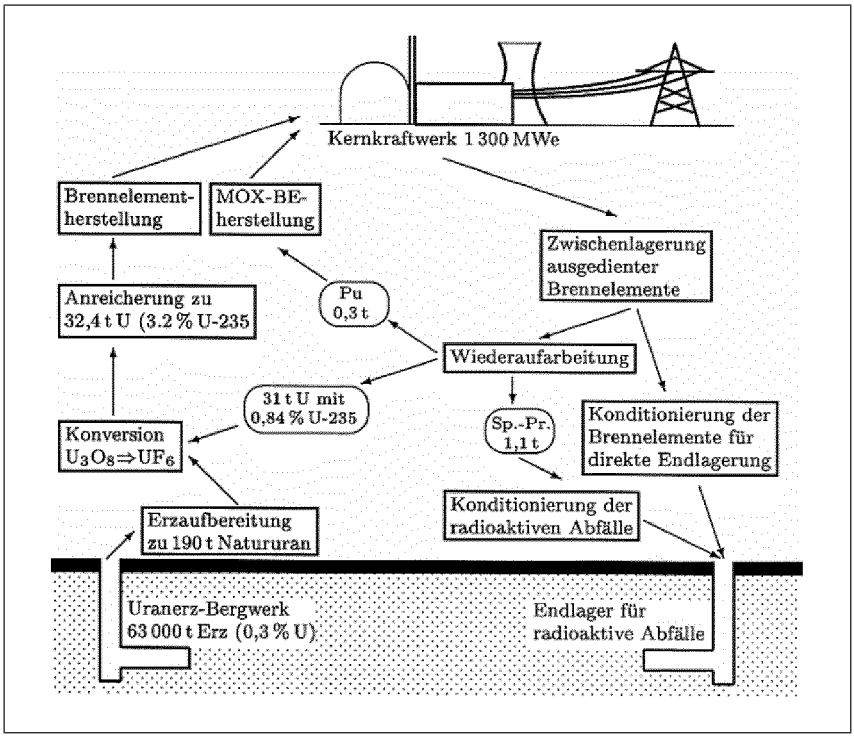



*Abb. 1:* Vereinfachte Darstellung des nuklearen Brennstoffkreislaufes für ein 1.300 $MW_{el}$-Kernkraftwerk

## 3 Veränderung des Brennstoffes durch den Abbrand

Wie oben erwähnt, verändert der in den Brennelementen eingesetzte Brennstoff bei seinem Abbrand während der Betriebszeit des Kernreaktors seine physikalisch-chemische Zusammensetzung, nicht aber seine Form oder seine wesentlichen Materialeigenschaften. Wie Abbildung 2 zeigt, werden mit zunehmendem Abbrand aus Uran auch verschiedene Isotope anderer Elemente gebildet, die z.T., wie z.B. Plutonium$^{-239}$, wiederum durch Spaltung zur Energieerzeugung bei- **6**

tragen oder aber, wie z.B. mehrere der Spaltprodukte, als starke Neutronenabsorber mit der Zeit zum Erlöschen der Kettenreaktion führen, was jeweils den regelmäßigen Einsatz frischer Brennelemente erforderlich macht.

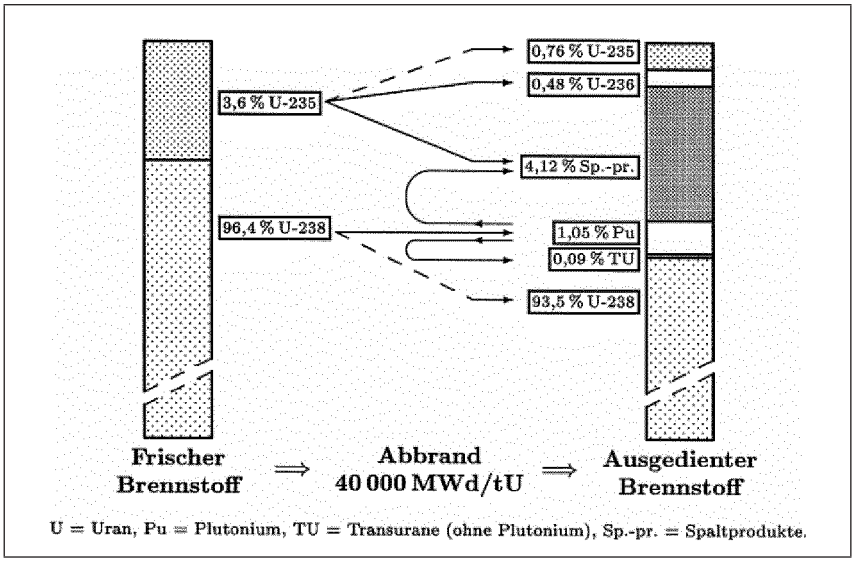



*Abb. 2:* Zusammensetzung von Uran als Kernbrennstoff vor und nach Einsatz in einem 1.300 $MW_{el}$-Kernkraftwerk mit Druckwasserreaktor bei einem Abbrand von 40.000 MWd/tU

**7** Für die in Deutschland einzig zur Energieerzeugung eingesetzten Leichtwasserreaktoren werden die Brennelemente für einen 3- bis 4-jährigen Einsatz ausgelegt. Dementsprechend werden jedes Jahr während der Kraftwerksrevision je nach Reaktortyp jeweils ein Viertel bis ein Drittel der Brennelemente aus dem Reaktorkern entladen und durch frische ersetzt. Im Gegensatz zu den, aufgrund der natürlichen Radioaktivität des Urans nur geringfügig radioaktiven frischen Brennelemente bewirken die hochradioaktiven, wärmeerzeugenden Spaltprodukte in den ausgedienten Brennelementen, dass diese nach ihrem Einsatz zunächst für mehrere Jahre in kraftwerkseigenen Wasserbecken gekühlt und gegen die Außenwelt abgeschirmt werden müssen.

**8** Erst danach ist ein Transport in speziell hierfür entwickelten, die radioaktive Strahlung der Spaltprodukte abschirmenden Behältern zu

einem standorteigenen oder zentralen Zwischenlager oder zu einer Anlage für die Weiterbehandlung der ausgedienten Brennelemente in einer Wiederaufarbeitungs- oder Konditionierungsanlage möglich. Nur etwas anders liegen die Verhältnisse, wenn statt des angereicherten Urans das bei der Wiederaufarbeitung gewonnene Plutonium in Form von Uran-Plutonium-Mischoxid (MOX) für die neuen Brennelemente verwendet wird. Hierbei muss allerdings auch schon bei den frischen Brennelementen die zusätzliche Radioaktivität infolge der Alpha-Strahlung des Plutoniums berücksichtigt werden.

## 4 Kosten des nuklearen Brennstoffkreislaufes

**9** Während die Kosten des Brennstoffkreislaufs Ende der 70er Jahren noch zu etwa je einem Drittel auf die Gewinnung und Aufbereitung des Uranerzes, die Anreicherung des Urans und Brennelementfertigung sowie auf die Entsorgung entfielen [4], hat sich das Bild heute drastisch dahingehend gewandelt, dass fast 50 % der Kosten auf die Entsorgung entfallen. Gegenüber dieser Verschiebung im prozentualen Bereich ist allerdings der Absolutbetrag zunächst stark angestiegen und dann seit Ende der 80er Jahre als Folge von Fertigungsrationalisierungen fast konstant geblieben bzw. sogar wieder leicht gefallen.

**10** Abbildung 3 zeigt die detaillierte Aufteilung der Brennstoffkreislaufkosten in Deutschland für den Zeitraum von 1970 bis 2004. Dieses Diagramm unterscheidet sich von früheren Angaben insbesondere dadurch, dass auch die Mehrkosten berücksichtigt sind, die sich aus der Verwendung des bei der Wiederaufarbeitung gewonnenen Plutoniums in Form von MOX für die Fertigung neuer Brennelemente ergeben. Besonders deutlich wird auch der bereits erwähnte, im Vergleich zu früheren Jahren stark gestiegene Anteil der Kosten für die Entsorgung, der heute rd. die Hälfte der Brennstoffkreislaufkosten ausmacht.

**11** Die jeweiligen Kosten für die einzelnen Schritte des nuklearen Brennstoffkreislaufes werden in jährlichem Abstand von VGB/PowerTech, dem Fachverband der Stromerzeuger ermittelt und veröffentlicht.

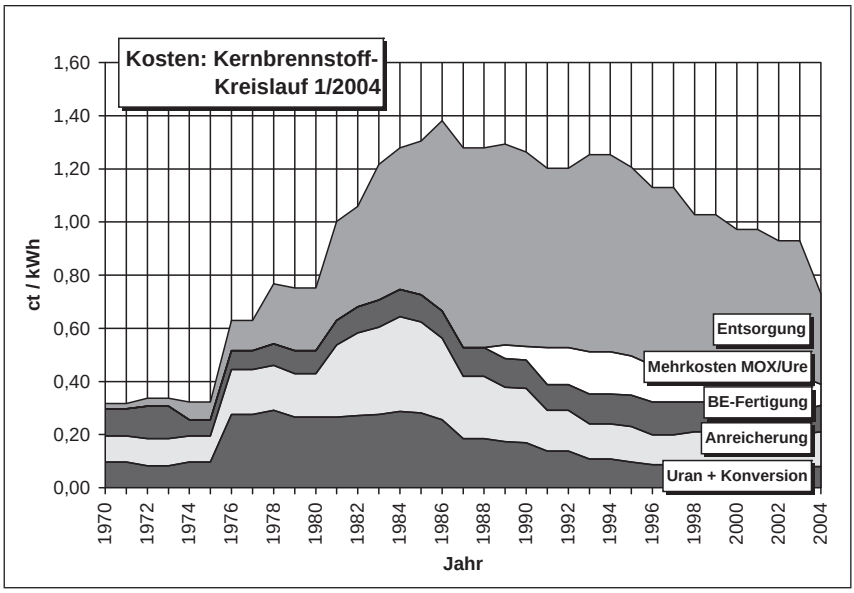



*Abb. 3:* Die Veränderung der Kosten des Brennstoffkreislaufes für einen 1.300 $MW_{el}$-Druckwasserreaktor bei 3,45 % Anfangsanreicherung an $U^{-235}$ und einem mittleren Abbrand, der im Laufe der Jahre von 1970 bis 2004 von 36 auf 42 MWd pro kg Schwermetall (SM) angewachsen ist (Quelle: VGB/PowerTech)

## 5 Der Wirtschaftsverband Kernbrennstoff-kreislauf

**12** Die einzelnen Schritte des nuklearen Brennstoffkreislaufes werden in jeweils zuständigen Industriebetrieben organisatorisch und technisch bearbeitet. Alle 22 diesbezüglich tätigen Firmen mit ca. 3.000 Mitarbeitern sind in dem am 2. Dezember 1976 gegründeten Wirtschaftsverband Kernbrennstoffkreislauf e.V. (WKK) zusammengeschlossen. Es sind dies Uranversorgungsunternehmen, Unternehmen der Urananreicherung und der Brennelementherstellung, Planer und Errichter kerntechnischer Anlagen sowie Unternehmen, die sich mit dem Transport von Kernbrennstoffen, mit der Wiederaufarbeitung und Konditionierung ausgedienter Brennelemente, der Plutoniumverarbeitung, der Behandlung, Lagerung und Endlagerung radioaktiver Abfälle sowie schließlich auch mit der Stilllegung und dem Rückbau

kerntechnischer Anlagen befassen einschließlich ihrer Zulieferer und fachspezifischen Dienstleistungsunternehmen. Der WKK vertritt die gemeinsamen Interessen seiner Mitgliedsunternehmen gegenüber den mit Kernenergie und Strahlenschutz befassten Bundes- und Länderbehörden sowie gegenüber politischen Institutionen und Politikern. Durch seine enge Kooperation mit dem oben bereits erwähnten VGB PowerTech, dem Fachverband der stromerzeugenden Unternehmen, ist der WKK auch unmittelbar mit den spezifischen Themen und Problemen der Kernkraftwerksbetreiber befasst.

## 6 Literatur

[1] Michaelis, H.; Salander, C. (Hrsg): Handbuch Kernenergie, Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1995.

[2] Gelfort, E.: Elektrizitätsversorgung – Kernkraftwerke – Entsorgung, in: Baumgärtner, F. (Hrsg.): Chemie der Nuklearen Entsorgung Teil I, München 1978.

[3] Fuel design data, Nuclear Engineering International, Vol 49, No 602, September 2004, S. 26–35.

[4] Michaelis, H.: Handbuch der Kernenergie, Düsseldorf 1986.

# Urananreicherung

*Gustav Meyer-Kretschmer und Manfred Krey*

*Die Urananreicherung ist unverzichtbarer Bestandteil der Brennstoffversorgung von Leichtwasserreaktoren. Der Artikel erläutert die wesentlichen Grundlagen und Begriffe und beschreibt die für die industrielle Anreicherung eingesetzten Verfahren. Er gibt weiterhin einen Überblick über die Entwicklung des Trennarbeitsmarktes. Nachfrage und Preise sind in den letzten Jahren gestiegen. In der Zukunft kann von einem stabilen Markt für Anreicherung ausgegangen werden, solange der Marktpreis – wie zurzeit – ausreichend Anreiz zur Investition in den Ersatz alter und den Aufbau zusätzlich benötigter Kapazitäten gibt. Für den Bau dieser Kapazitäten hat sich weltweit das Zentrifugenverfahren durchgesetzt.*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Grundlagen und Begriffe | 1–11 | 2.3 | Laser | 21–22 |
| 1.1 | Natururan | 1–2 | 3 | Trennarbeitsmarkt | 23–54 |
| 1.2 | Prinzip der Anreicherung | 3–4 | 3.1 | Entwicklung seit 1970 | 23–30 |
| 1.3 | Trennarbeit | 5 | 3.2 | Kapazitäten und Anbieter 2005 | 31–43 |
| 1.4 | Abreicherungsgrad | 6–7 | 3.3 | Entwicklung der Trennarbeitsbedarfs | 44–48 |
| 1.5 | Uranhexafluorid | 8–9 | 3.4 | Planung für neue Anlagen | 49–54 |
| 1.6 | Abgereichertes Uran | 10–11 | 4 | Literatur | |
| 2 | Anreicherungsverfahren | 12–22 | 5 | Internet | |
| 2.1 | Diffusion | 14–15 | | | |
| 2.2 | Zentrifuge | 16–20 | | | |


## 1 Grundlagen und Begriffe

### 1.1 Natururan

Das in der Natur gefundene Uran enthält zu rd. 99,3 Gewichtsprozent das Isotop $^{238}U$ und nur zu 0,711 Gewichtsprozent das im Reaktor spaltbare Isotop $^{235}U$. Leichtwasserreaktoren benötigen jedoch Brennstoff mit einer $^{235}U$ Konzentration von etwa 3 bis 5%. Das Uran **1**

muss also angereichert werden. Die Urananreicherung ist somit ein unverzichtbarer Bestandteil der Kernbrennstoffversorgung.

**2** Das weitere in der Natur vorkommende Uran-Isotop 234 soll hier nur kurz erwähnt werden, da es im Zusammenhang mit der Urananreicherung lediglich bei Überlegungen zum Strahlenschutz zu berücksichtigen ist. Obwohl dieses Isotop nur zu 0,0054 Gewichtsprozent im Natururan enthalten ist, beträgt sein Anteil aufgrund seiner kurzen Halbwertszeit an der Aktivität des Natururans fast 50%. Bei der Anreicherung steigt die Konzentration des $^{234}U$ und bedingt zu einem wesentlichen Teil die Zunahme der Aktivität im angereicherten Uran.

## 1.2 Prinzip der Anreicherung

**3** Die Anreicherung beruht auf einer teilweisen Trennung bzw. Entmischung der Isotope. Wie in Abbildung 1.1 gezeigt, wird der eingespeiste Feed-Strom mit der Konzentration $N_F$ aufgeteilt in den mit $^{235}U$ angereicherten Product-Strom mit der Konzentration $N_P$ und den an $^{235}U$ abgereicherten Tails-Strom mit der Konzentration $N_T$. Die englischen Ausdrücke „Product“ für das angereicherte Uran, „Feed“ für das Ausgangsuran und „Tails“ für das abgereicherte Uran haben sich auch im deutschsprachigen Raum durchgesetzt. N repräsentiert die jeweilige Konzentration des $^{235}U$ in Gewichtsprozent bezogen auf das Gesamturan. Die Abbildung 1.1 zeigt den Durchsatz für 1 kg Product mit einer Konzentration von 4,0% $^{235}U$.

**4** Bei den industriell eingesetzten Trennverfahren kann die für den Kernbrennstoff erforderliche Anreicherung nicht in einem Schritt erreicht werden. Der Trennvorgang wird in sogenannten Trennelementen, z. B. einer Zentrifuge oder Diffusionsstufe, so oft wiederholt bis die gewünschte Anreicherung und eine wirtschaftliche Abreicherung erreicht sind. Das Trennvermögen von Trennelementen wird durch ihre Trennfaktoren beschrieben. Mit dem Trennfaktor wird ausgedrückt, welche Konzentrationsänderung in einem Trennelement erreicht wird. Zur Beschreibung der Leistungsfähigkeit eines Trennelementes ist neben dem Trennfaktor der Materialdurchsatz zu berücksichtigen.

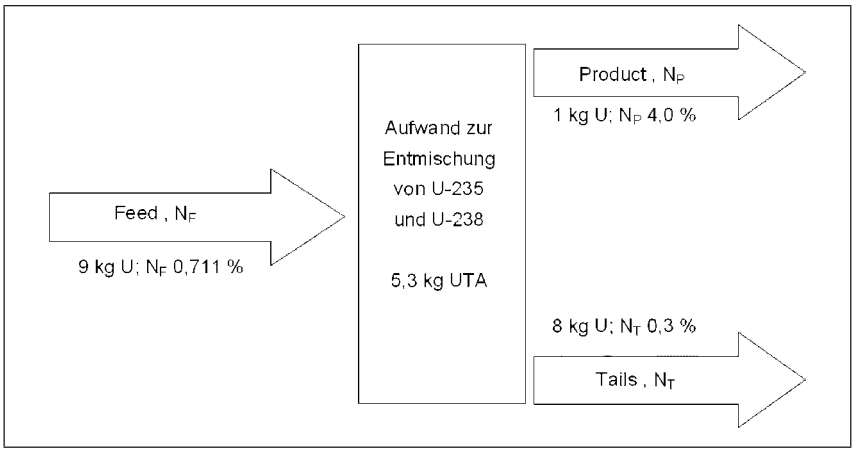



*Abb. 1.1:* Schematische Darstellung der Anreicherung

## 1.3 Trennarbeit

Um den für die Isotopentrennung erforderlichen Aufwand zu beschreiben, wurde der Begriff Trennarbeit δU eingeführt. Sie repräsentiert den mit der Trennaufgabe verbundenen technischen und energetischen Aufwand und ist proportional zum Durchsatz sowie eine Funktion der Konzentrationsänderung. Es gilt: 5

$$\delta U = P \cdot V(N_P) + T \cdot V(N_T) - F \cdot V(N_F)$$

Aus der vorgegebenen Menge Product P und den Konzentrationen kann mit Hilfe von Massen- und Isotopenbilanz die erforderliche Menge Feed F und die anfallende Menge Tails T bestimmt werden:

$$F = P \cdot \frac{N_P - N_T}{N_F - N_T} \qquad \text{und} \qquad T = P \cdot \left( \frac{N_P - N_T}{N_F - N_T} - 1 \right)$$

Da die Wertfunktion $V(N_X)$ Potentialcharakter hat, ist die Trennarbeit nur von der Konzentrationsänderung und der durchgesetzten Materialmenge abhängig – nicht jedoch von der absoluten Konzentration des $^{235}U$. Für die Wertfunktion gilt der Ausdruck:

$$V(N_X) = \frac{2N_X - 100}{100} \cdot \ln \frac{N_X}{100 - N_X}$$

Die Wertfunktion ist dimensionslos, die Trennarbeit δU hat daher die Dimension einer Masse. Man bezeichnet ihre Einheit als Kilogramm Urantrennarbeit (kg UTA). In Anlehnung an die englische Bezeichnung SWU (Separative Work Unit) und die französische Bezeichnung UTS (Unité de Travail de Separation) ist auch die deutsche Bezeichnung TAE (Trennarbeitseinheit) benutzt worden. Dabei gilt: 1 kg UTA = 1 TAE = 1 SWU = 1 UTS. In Anreichungsverträgen werden die zu liefernde Menge Trennarbeit und der Preis pro kg UTA vereinbart. Die Kapazität von Anreicherungsanlagen wird in Tonnen Urantrennarbeit pro Jahr (t UTA/a) angegeben. Als grobe Faustformel gilt, dass für die Brennstoffversorgung von Leichtwasserreaktoren pro 1000 MWe installierter Leistung rd. 100 t UTA pro Jahr erforderlich sind.

## 1.4 Abreicherungsgrad

**6** Die für eine bestimmte Menge angereicherten Urans erforderliche Trennarbeit sowie die dazu erforderliche Menge Natururan fallen oder steigen in Abhängigkeit vom Restgehalt an $^{235}U$ im abgereicherten Uran (dem sog. Tails Assay) beträchtlich. Die Konzentration von $^{235}U$ im abgereicherten Uran, bei der in Abhängigkeit von Trennarbeits- und Natururankosten die Gesamtkosten für angereichertes Uran ein Minimum erreichen, wird als optimales „Tails Assay" bezeichnet. Der optimale Abreicherungsgrad ist bestimmt durch das Verhältnis von Uranpreis ($ pro kg U als Uranhexafluorid) und Trennarbeitspreis ($ pro kg UTA). Legt man die jeweils aktuellen Marktpreise zugrunde, so sank zwischen 2000 und 2005 wegen stark gestiegener Uranpreise der optimale Abreicherungsgrad von $N_{Topt}$ = 0,34% auf unter 0,27% (siehe Abbildung 1.2). In diesem Zeitraum hat sich der Uranpreis fast verdreifacht bei einem Anstieg des Anreicherungspreises um ca. 27%. Den Kunden wird in den Anreicherungsverträgen die Flexibilität eingeräumt, in einem gewissen Rahmen und unter Einhaltung vereinbarter Ankündigungsfristen das sog. „vertragliche" Tails Assay festzulegen. Dieses Tails Assay wird dann der Berechnung der anzuliefernden Menge Feed und der im ausgelieferten Product enthaltenen Menge Trennarbeit zugrunde gelegt.

Beim Betrieb der Anlagen hat der Anreicherer die Freiheit, das in den Verträgen festgelegte Tails Assay einzuhalten, oder davon abzuweichen und mehr oder weniger abzureichern. Bei Abreicherung unter das vertragliche Tails Assay setzt der Anreicherer weniger Feed ein als die Kunden anliefern und erzeugt damit einen Feedüberschuss, den er vermarkten kann. Dieses Vorgehen wird mit dem englischen Fachbegriff „Under-Feeding" bezeichnet. Beim „Over-Feeding" setzt der Anreicherer zusätzliches eigenes Feed ein und kann durch geringere Abreicherung mit einer vorgegebenen Anlagenkapazität zeitweise mehr Product erzeugen. **7**

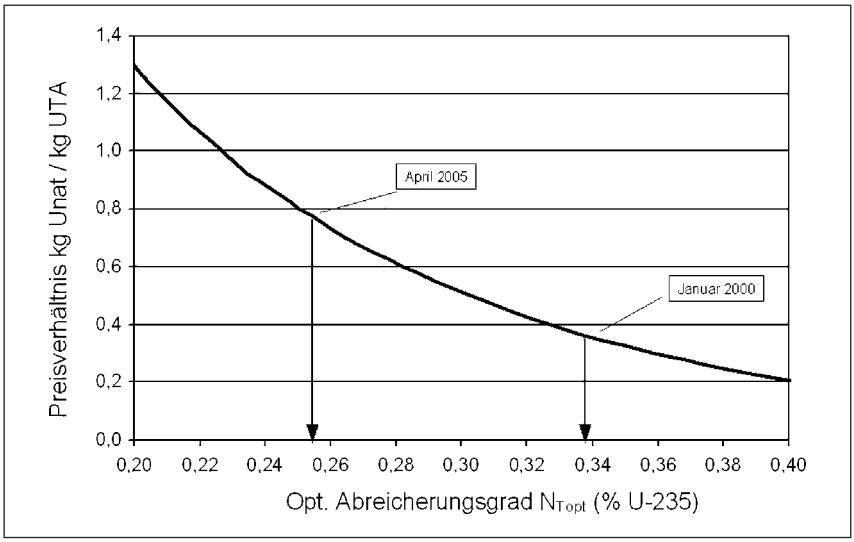



*Abb. 1.2:* Optimaler Abreicherungsgrad als Funktion des Verhältnisses der Preise für Uran und Trennarbeit

## 1.5 Uranhexafluorid

In den beiden industriell eingesetzten Anreicherungsverfahren, dem Zentrifugenverfahren und dem Diffusionsverfahren, erfolgt die Trennung der Uran-Isotope in der Gasphase. Als Verfahrensgas wird Uranhexafluorid ($UF_6$) benutzt, die einzige Verbindung des Urans, die bei Zimmertemperatur mit einem Dampfdruck von rd. 100 mbar eine hinreichende Flüchtigkeit besitzt. Dabei ist von besonderem Vorteil, dass Fluor nur ein einziges Isotop besitzt. Somit wird die **8**

Urananreicherung nicht durch eine Fluorisotopentrennung gestört. Uranhexafluorid reagiert mit der Luftfeuchtigkeit und bildet dabei Flusssäure. Beim Transport in international genormten dickwandigen Stahlbehältern ist $UF_6$ temperaturbedingt ein fester Stoff, und in den Behältern herrscht Unterdruck. Uranhexafluorid wird weltweit in großen Mengen (Weltjahresbedarf derzeit ca. 88.000 t $UF_6$) in Konversionsanlagen produziert. Für den sicheren Transport von $UF_6$ besteht ein umfangreiches internationales Regelwerk. In den Anreicherungsanlagen wird das angelieferte $UF_6$ durch Erwärmen gasförmig aus den Behältern ausgetrieben. Nach Durchlaufen des Trennprozesses verfestigt sich das $UF_6$ wieder in den gekühlten Behältern für Product und Tails.

**9** Uran ist nur schwach radioaktiv. Die chemische Toxizität des $UF_6$ und des Urans ist größer als die Radiotoxizität des Urans. Das vorrangige Schutzziel bei Auslegung und Betrieb der industriellen Anreicherungsanlagen ist der sichere Einschluss des $UF_6$. Hinsichtlich des Gefährdungspotentials sind Anreicherungsanlagen mit großen Chemiebetrieben zu vergleichen.

## 1.6 Abgereichertes Uran

**10** Der $^{235}U$ Gehalt im Tails lag in den vergangenen Jahren im Bereich von 0,30% $^{235}U$. Das sind über 40% der im angelieferten Natururan enthaltenen Menge. Da das restliche $^{235}U$ bei entsprechenden wirtschaftlichen Randbedingungen (Preise für Natururan und Trennarbeit) durch weitere Abreicherung genutzt werden kann, ist Tails ein Wertstoff. Sofern die Kunden die in den Anreicherungsverträgen festgelegte Option, das Tails zurückzunehmen, nicht ausüben, verbleibt das abgereicherte Uran beim Anreicherer. Dort wird es zunächst als $UF_6$ gelagert, um es ggf. zur weiteren Abreicherung wieder in die Anlage einspeisen zu können. Freie Anreicherungskapazitäten in Russland haben dazu geführt, dass dort bereits seit einigen Jahren Tails weiter abgereichert wird (siehe auch Rn. 48).

**11** Für eine längerfristige Lagerung wird $UF_6$ in sog. Dekonversionsanlagen in festes Uranoxid ($U_3O_8$) umgewandelt. Dieses Uranoxid ist sowohl für eine langfristige Zwischenlagerung als auch ggf. für eine Endlagerung geeignet. Da das Uran 238 zukünftigen Generationen

ggf. zur Energieerzeugung in Brutreaktoren dienen kann, sollte das abgereicherte Uranoxid immer rückholbar gelagert werden.

# 2 Anreicherungsverfahren

Für die Urananreicherung sind viele Verfahren vorgeschlagen worden, doch nur einige wenige wurden ernsthaft untersucht. Nur das Diffusionsverfahren und das Zentrifugenverfahren wurden zur industriellen Reife entwickelt. Von den Verfahren, deren Entwicklung eingestellt wurde, soll nur das atomare Laserverfahren kurz beschrieben werden, da es wegen seines physikalischen Prinzips lange Zeit einen wirtschaftlichen Durchbruch versprach. Auf die übrigen Verfahren, die mit einigem finanziellen Aufwand untersucht worden sind und zu denen z. B. das Trenndüsenverfahren in Deutschland, das chemische Verfahren in Frankreich und Japan sowie das Helikonverfahren in Südafrika gehören, kann im Rahmen dieses Beitrages nicht eingegangen werden. **12**

Da im Prinzip mit allen Anreicherungsverfahren auch hoch angereichert und somit kernwaffentaugliches Material hergestellt werden kann, sind zur Vermeidung von Missbrauch fast alle Verfahren unter staatlichen Geheimschutz gestellt, und Anreicherungsanlagen werden durch die Internationale Atomenergieorganisation IAEO in Wien überwacht. Technische Details und Leistungsdaten können daher hier nur eingeschränkt dargestellt werden. **13**

## 2.1 Diffusion

Das physikalische Grundprinzip des Diffusionsverfahrens beruht auf der Tatsache, dass die Moleküle $^{235}UF_6$ und $^{238}UF_6$ wegen ihres Masseunterschieds mit verschiedener Geschwindigkeit durch poröse Wände wandern. Das gasförmige Uranhexafluorid wird mit Kompressoren verdichtet und, wie in Abbildung 2.1 gezeigt, durch Membranen gepresst. Das Material hinter der Membran ist leicht angereichert, da das leichtere Molekül aufgrund seiner geringeren Masse etwas schneller ist. Das Material, das nicht die Membrane passiert hat, enthält entsprechend weniger $^{235}U$ und ist somit abgereichert. Mit rd. 1,0043 ist der in einer Diffusionsstufe erzielte Trennfaktor jedoch sehr niedrig. Daher müssen in Diffusionsanlagen bis zu 1.400 Trennstufen **14**

hintereinander geschaltet werden, um eine Anreicherung auf bis zu 5% $^{235}U$ bei einer wirtschaftlichen Abreicherung zu erreichen. In industriellen Anlagen ist jedoch der Massendurchsatz einer Trennstufe sehr groß. Dabei sind in einer Stufe eine entsprechend große Membranfläche mit einem Kompressor und dem zugehörigen elektrischen Antrieb zu Einheiten zusammengefasst. Da der Durchgang durch die Membrane eine Drosselung mit entsprechendem Druckverlust bedeutet, muss das $UF_6$-Gas nach jeder Stufe erneut verdichtet werden. Die dabei anfallende Wärme muss abgeführt werden. Das führt zu einem sehr hohen spezifischen Energiebedarf von ca. 2.400 kWh/kg UTA.

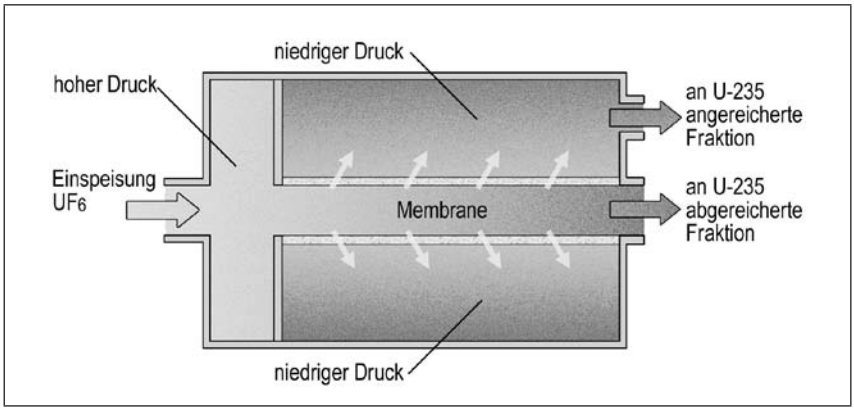



*Abb. 2.1:* Schema des Diffusionsverfahrens

**15** Die Anlage besteht aus einer einzigen großen Kaskade. Bei einer Diffusionsanlage steht der volle Bereich für die Anreicherung im Product bzw. für die Abreicherung im Tails erst nach Installation der Gesamtkapazität zur Verfügung. Wegen des hohen Energiebedarfs und der geringen Flexibilität beim Zubau kommt das Diffusionsverfahren heute beim Bau neuer Anlagen nicht mehr in Betracht. In den Vereinigten Staaten und in Frankreich ist jedoch noch je eine große Diffusionsanlage in Betrieb.

## 2.2 Zentrifuge

**16** Der prinzipielle Aufbau einer Zentrifuge ist in Abbildung 2.2 gezeigt. In einem stabilen evakuierten Schutzgehäuse (Rezipienten) läuft un-

ter Verwendung geeigneter Lager ein von einem Elektromotor angetriebener Rotor mit hoher Umfangsgeschwindigkeit. Gasförmiges Uranhexafluorid wird durch ein feststehendes Rohr etwa in der Mitte des Rotors eingespeist. Das Gas wird von der Rotorwand mitgerissen und rotiert mit annähernd gleicher Geschwindigkeit. Im starken Zentrifugalfeld der Zentrifuge stellt sich eine sehr hohe Druckdifferenz zwischen der Rotorwand und der Rotorachse ein.

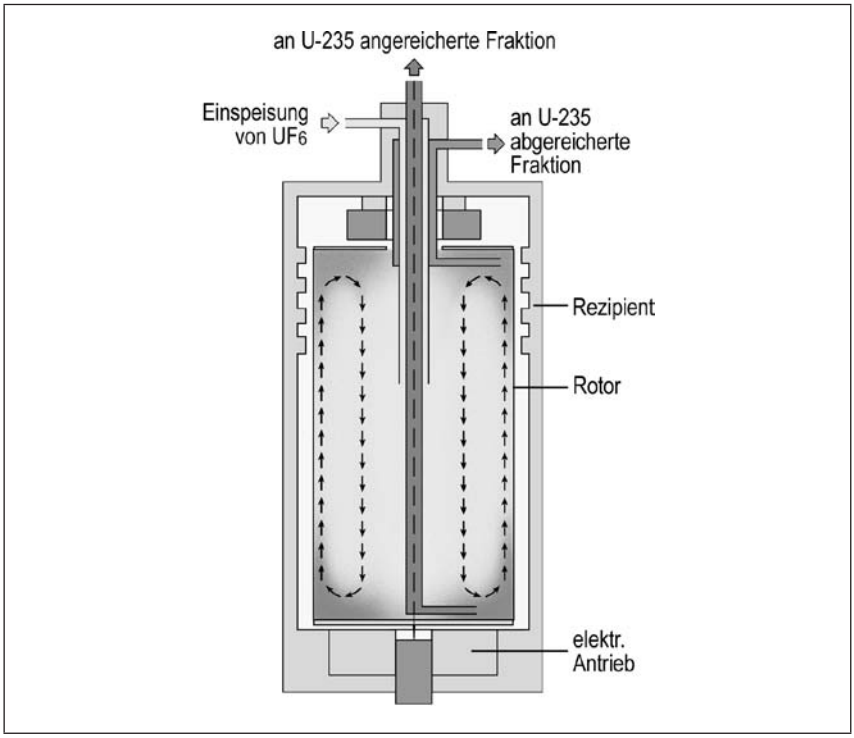



*Abb. 2.2:* Zentrifuge

Der durch die Zentrifugalkräfte bewirkte radiale Entmischungseffekt **17**
wird verstärkt, wenn der Rotationsbewegung eine Konvektionsbewegung in axialer Richtung überlagert wird, die z. B. durch ein Temperaturgefälle entlang der Rotorachse erzeugt werden kann. Eine solche Zentrifuge mit einem derartigen geschlossenen Umstrom wird als Gegenstromzentrifuge bezeichnet. Der größte Konzentrationsunterschied besteht bei der Gegenstromzentrifuge nicht zwischen Achse und Rotorwand sondern zwischen dem oberen und unteren Ende des

Rotors. An diesen beiden Enden wird der an $^{235}U$ an- bzw. abgereicherte Gasstrom mit Entnahmeröhrchen im Bereich hohen Druckes nahe der Rotorwand entnommen. Genutzt wird dabei der Staudruck in der rotierenden Gasschicht.

**18** Mit der Druckdifferenz zwischen Einspeisung und Ausspeisung kann das Gas ohne zusätzliche Verdichtung von Zentrifuge zu Zentrifuge strömen. Der Energiebedarf wird nur durch die sehr geringe Lagerreibung und die verbleibende Gasreibung bestimmt. In modernen Zentrifugenanlagen liegt der spezifische Energiebedarf des gesamten Verfahrens bei rd. 40 kWh/kg UTA. Auf die Zentrifugen entfallen davon weniger als 50%. Damit liegt beim Zentrifugenverfahren der Energiebedarf um etwa den Faktor 60 unter dem Energiebedarf des Diffusionsverfahrens. Während bei der Anreicherung in Diffusionsanlagen rd. 4% des Stroms verbraucht wird, der mit dem angereicherten Uran im Kernkraftwerk erzeugt wird, beträgt der entsprechende Wert beim Zentrifugenverfahren weniger als ein Promille. Da die Leistung einer Zentrifuge theoretisch mit der vierten Potenz der Umfangsgeschwindigkeit und proportional mit der Länge zunimmt, ist die Zentrifugenentwicklung auf den Einsatz leichter und hochfester Werkstoffe für den Rotor und auf die Beherrschung der Dynamik beim Lauf langer Rotoren ausgerichtet. Es werden heute Umfangsgeschwindigkeiten von mehreren 100 m/s erreicht, und die Zentrifugalbeschleunigung liegt in der Größenordnung des hunderttausendfachen der Erdbeschleunigung.

**19** Der mit einer einzelnen Zentrifuge erreichbare Anreicherungseffekt ist bedeutend größer als der in einer Diffusionsstufe. Dennoch kann auch beim Zentrifugenverfahren die vom Markt geforderte Anreicherung nur durch Serienschaltung mehrerer Zentrifugen erzielt werden. Zur Anreicherung von Uran als Brennstoff für Leichtwasserreaktoren werden bei einer wirtschaftlichen Abreicherung jedoch nur noch weniger als 10 Zentrifugenstufen benötigt. Eine einzelne Zentrifuge hat jedoch einen relativ geringen Materialdurchsatz. Daher werden in den einzelnen Stufen mehrere Zentrifugen parallel betrieben (siehe Abb. 2.3). Den Verbund von hintereinander und parallel geschalteten Zentrifugen bezeichnet man als Kaskade. Die Kaskadengröße einer Anlage wird nach technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten festgelegt. Im Gegensatz zur Diffusionsanlage, die durch eine große Kaskade gekennzeichnet ist, besteht eine Zentrifugenanlage aus mehre-

ren Betriebseinheiten. In diesen Betriebseinheiten, die eine eigene Ein- und Ausspeisung haben, sind wiederum mehrere Kaskaden parallel geschaltet. Dies erlaubt einen modularen Aufbau. Sobald die Zentrifugen einer Kaskade installiert sind, kann sie in Betrieb genommen werden und zur Produktion beitragen. Diese Technik erlaubt es daher, den Zubau von Kapazität an die Marktentwicklung anzupassen.

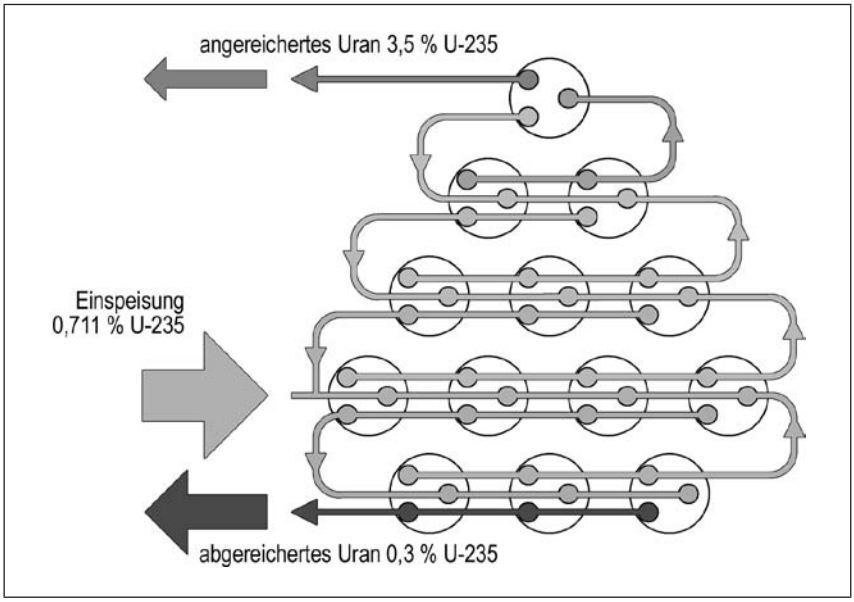



*Abb. 2.3:* Schematischer Aufbau einer Zentrifugenkaskade

Von großer wirtschaftlicher und sicherheitstechnischer Bedeutung ist auch das Uraninventar der Kaskaden. Generell gilt: je höher der Trenneffekt, desto niedriger das Inventar. So beträgt das Uraninventar einer Diffusionskaskade mit einer Kapazität von 10.000 t UTA mehr als 3.000 t. Daher kann in Diffusionsanlagen kein Uran aus der Wiederaufarbeitung angereichert werden. Das Inventar in den Kaskaden der einzelnen Betriebseinheiten einer gleich großen Zentrifugenanlage beträgt jedoch jeweils nur einige hundert Kilogramm Uran. In den Betriebseinheiten einer Zentrifugenanlage kann Natururan und Uran aus der Wiederaufarbeitung ohne Vermischung in einzelnen Kampagnen angereichert werden. **20**

## 2.3 Laser

**21** Im Laserverfahren werden die geringfügigen Unterschiede der Absorptionsspektren verschiedener Isotope desselben Elementes oder Moleküls genutzt. Mit schmalbandigem Laserlicht hoher Intensität lassen sich Atome und Moleküle isotopenselektiv so verändern, dass sie mit konventionellen Methoden abgetrennt werden können. Die Urananreicherung mit Lasern ermöglicht im Prinzip eine Kombination der Stärken des Diffusionsverfahrens (hoher Durchsatz) mit den Vorteilen des Zentrifugenverfahrens (hoher Trenneffekt). Dies verspricht sehr kompakte Anlagen mit niedrigen spezifischen Investiti-

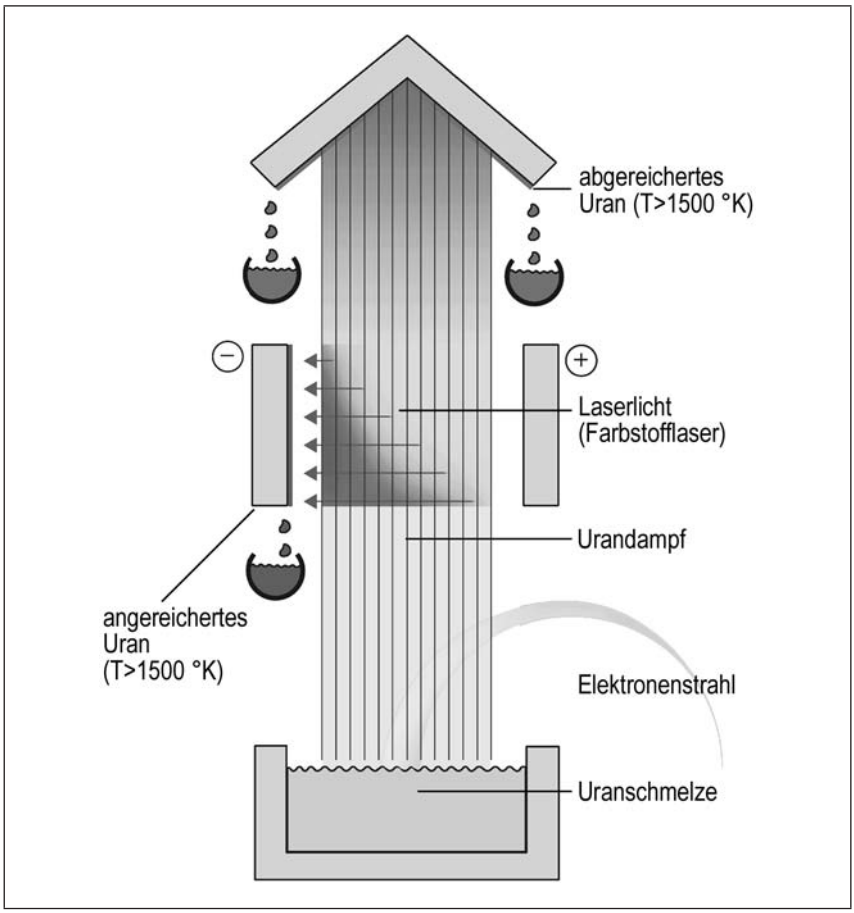



*Abb. 2.4:* Schema des Atomaren Laserverfahrens

onskosten. Besonders attraktiv ist darüber hinaus die hohe Selektivität der Laseranreicherung. Zentrifugen- und Diffusionsverfahren sind sog. statistische Verfahren, d.h. alle $UF_6$-Moleküle, die leichter sind als das $^{238}UF_6$-Molekül, gehen mit einer von der Massendifferenz abhängenden Wahrscheinlichkeit ins Product. Im Uran, das in Wiederaufarbeitungsanlagen aus dem abgebrannten Brennstoff zurückgewonnen wird, ist u.a. das im Reaktor erzeugte Uran-Isotop 236 enthalten. Da dieses Isotop als Neutronengift wirkt, muss es durch eine höhere $^{235}U$-Anreicherung kompensiert werden. Es ist daher verständlich, dass ein Verfahren, bei dem die Mitanreicherung der unerwünschten Isotope vermieden werden kann, auf großes Interesse stoßen musste.

**22** Das Schema des atomaren Laserverfahrens (AVLIS) zeigt Abbildung 2.4. Uran wird im Hochvakuum durch Elektronenstrahlheizung verdampft. Der Dampf wird dann in einigem Abstand von der Quelle durch Laserlicht isotopenselektiv ionisiert, und die Ionen werden im elektrischen Feld abgetrennt. Die Temperaturen der Product- und Tailskollektoren liegen über dem Schmelzpunkt des Urans (1.400 K), so dass beide Fraktionen im flüssigen Zustand aufgefangen und aus dem Hochvakuumgefäß herausgeführt werden müssen. An diesen extremen Anforderungen ist die Entwicklung eines industriellen Laserverfahrens gescheitert. Obwohl bereits in vielen Ländern erhebliche Mittel in Forschung und Entwicklung der Laseranreicherung investiert worden waren, sind in den vergangenen zwei Jahren nahezu alle Programme eingestellt worden. Auch die Programme zur Entwicklung des molekularen Laserverfahrens sind bis auf Grundlagenuntersuchungen in Australien eingestellt.

# 3 Trennarbeitsmarkt

## 3.1 Entwicklung seit 1970

**23** Anfang der 70er Jahre erfolgte die Versorgung der Kernkraftwerke in der westlichen Welt so gut wie ausschließlich durch die regierungseigenen Anlagen in den Vereinigten Staaten. Daher ist die Entwicklung der Vertragsbedingungen wesentlich durch die USA bestimmt worden. Noch heute ist die Basis der meisten Verträge eine Lohnanreicherung. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Kunden

stellen das Feed als Ausgangsmaterial zur Verfügung. Dieses Material wird angereichert und an den Kunden zurückgeliefert. Gezahlt wird für die geleistete Trennarbeit. Es wird daher auch von einer Anreicherungsdienstleistung (Enrichment Service) gesprochen.

**24** Von Anfang der 70er Jahre bis Mitte der 80er Jahre hat sich der Markt von einem Bietermarkt zu einem Käufermarkt gewandelt. Aufgrund der hohen Erwartungen beim Ausbau der Kernenergie wurden zu Beginn Engpässe bei der Versorgung mit angereichertem Uran befürchtet. Die Kernkraftwerksbetreiber mussten mit erheblicher Vorlaufzeit langfristige Festmengenverträge abschließen, um die Versorgung ihrer geplanten Reaktoren zu sichern. In dieser Zeit haben europäische Energieversorgungsunternehmen (EVU) erste Verträge mit TENEX über Lieferungen aus der damaligen Sowjetunion geschlossen. In Westeuropa wurde mit der Planung und dem Bau neuer Anreicherungsanlagen begonnen (siehe Rn. 35–37). Als dann in der zweiten Hälfte der 70er Jahre deutlich wurde, dass die Kernenergieprogramme nicht wie geplant verwirklicht werden konnten, versuchten die EVU ihre festen Abnahmeverpflichtungen für Trennarbeit wieder abzustoßen.

**25** Einerseits entstand dadurch Anfang der 80er Jahre der sog. Sekundärmarkt, auf dem begonnen wurde, überschüssige Trennarbeit unter Einschaltung von Maklern zwischen den EVU zu handeln. Andererseits mussten die Amerikaner ihren Kunden eine Umstellung der Verträge anbieten. Dies geschah über mehrere Zwischenstufen, bis 1984 wieder ein Bedarfsdeckungsvertrag angeboten wurde. Die beiden europäischen Anreicherer Eurodif und Urenco, die bereits früher damit begonnen hatten, flexible Lieferverträge mit ihren Kunden auszuhandeln, konnten in dieser Zeit mit ersten Verträgen auf dem amerikanischen Markt Fuß fassen.

**26** In der zweiten Hälfte der 80er Jahre begannen Industrie und Regierungen, die bis dahin als notwendig erachtete strategische Bevorratung aufzulösen. Kurzfristige Lieferungen wurden auf dem Sekundärmarkt mit erheblichen Preisabschlägen im Vergleich zu langfristigen Verträgen gehandelt. Mit rd. 50 US-$/kg UTA erreichte der Preis auf dem Sekundärmarkt Ende 1990 einen Tiefststand.

**27** Anfang der 90er Jahre waren es zwei neue Faktoren, die den Markt beeinflussten. Zum einen begann Russland nach der Auflösung der

Sowjetunion, Trennarbeit zu sehr niedrigen Preisen anzubieten. Das erklärte Ziel der Russen war, harte Devisen zu verdienen. Zum anderen musste ein Weg gefunden werden, wie das bei der Abrüstung von Kernwaffen freiwerdende hochangereicherte Uran durch Heruntermischen zu Reaktoruran vermarktet werden konnte, ohne schwere Störungen des Marktgeschehens zu verursachen.

**28** Da die Russen auch Natururan zu Preisen anboten, die wesentlich unter den Produktionskosten im Westen lagen, haben die USA und die Europäische Union seit 1992 Beschränkungen bei der Einfuhr von Kernbrennstoffen aus Russland eingeführt. Während die Amerikaner feste Vereinbarungen mit den Russen ausgehandelt haben (Suspension Agreements), ist in Europa die Euratom Versorgungsagentur in Brüssel, die alle Lieferverträge für Kernbrennstoff gegenzeichnen muss, durch eine Beschränkung im Einzelfall bemüht, keine zu hohe Abhängigkeit von Lieferungen aus Russland entstehen zu lassen.

**29** Die USA haben 1994 mit Russland den Ankauf von 500 t Waffenuran (HEU – **H**ighly **E**nriched **U**ranium) vereinbart. Im Rahmen dieses Vertrages sind bis zum 3. Quartal 2004 insgesamt 225 t HEU in Russland heruntergemischt und als LEU (**L**ow **E**nriched **U**ranium) in die USA geliefert worden. Derzeit werden unter dem noch bis 2013 laufenden Vertrag pro Jahr 30 t HEU eingesetzt. Die im LEU enthaltene Trennarbeit wird von der US Enrichment Corporation (USEC) vermarktet. Die Produktion in den Diffusionsanlagen ist entsprechend heruntergefahren worden (siehe Rn. 33).

**30** In den 90er Jahren zogen die Preise für kurzfristige Lieferungen auf dem Sekundärmarkt wieder an und näherten sich den Preisen in langfristigen Lieferverträgen, die in der Größenordnung von 90 US-$/kg UTA lagen.

## 3.2 Kapazitäten und Anbieter 2005

**31** Tabelle 3.1 gibt eine Übersicht über die kommerziellen Anreicherungsanlagen, und in Abbildung 3.1 sind die Anteile der Betreiber am weltweiten Trennarbeitsmarkt im Jahr 2004 dargestellt.

*Tabelle 3.1:* Kommerzielle Anreicherungsanlagen (Stand Ende 2005)

| **Land** | **Betreiber** | **Standort** | **Verfahren** | **Kapazität t UTA/a** |
|---|---|---|---|---|
| USA | USEC | Paducah, Ky. | Diffusion | 8.000 |
| Frankreich | Eurodif / COGEMA | Tricastin | Diffusion | 10.800 |
| England<br>Niederlande<br>Deutschland | Urenco | Capenhurst<br>Almelo<br>Gronau | Zentrifuge | 3.300<br>2.800<br>1.800 |
| Russland | Minatom | Novouralsk (Ekaterinburg)<br>Seversk (Tomsk)<br>Krasnoyarsk<br>Angarsk | Zentrifuge | geschätzt<br>10.000<br>5.700<br>2.900<br>1.400 |
| China | CNNC | Lanzhou<br>Hanzhong | Zentrifuge | 1.000 |
| Japan | JNFL | Rokkashomura | Zentrifuge | 700 |

**32** In den USA wurden in den Jahren von 1945 bis 1955 drei große Diffusionsanlagen in Oak Ridge / Tennessee, Paducah / Kentucky und Portsmouth / Ohio errichtet. Die Anlagen waren bis zum Bau von Kapazitäten in Europa die wichtigsten Betriebe zur Versorgung der westlichen Welt mit angereichertem Uran. Aufgrund des Anfang der 70er Jahre erwarteten schnellen Zubaues weiterer Kernkraftwerke musste auch ein Ausbau der Anreicherungskapazitäten eingeplant werden. Die drei Anlagen wurden daher mit Ertüchtigungsprogrammen im Zeitraum 1973–1982 auf eine nominale Gesamtkapazität von 27.300 t UTA/a gebracht, die dann jedoch nie voll genutzt wurde.

**33** Schon bald zeigte sich, dass der erwartete starke Anstieg des Bedarfs nicht eintrat. So wurde die Anlage in Oak Ridge bereits 1985 stillgelegt. Nachdem Mitte 2001 auch die Produktion in Portsmouth eingestellt worden ist, wird nur noch die Anlage in Paducah betrieben. Betreiber ist die US Enrichment Corporation (USEC), die 1993 die Anreicherungsaktivitäten in den USA vom Energieministerium (DOE) übernommen hat. USEC war zu Beginn eine regierungseigene Gesellschaft, wurde aber im Juli 1998 privatisiert.

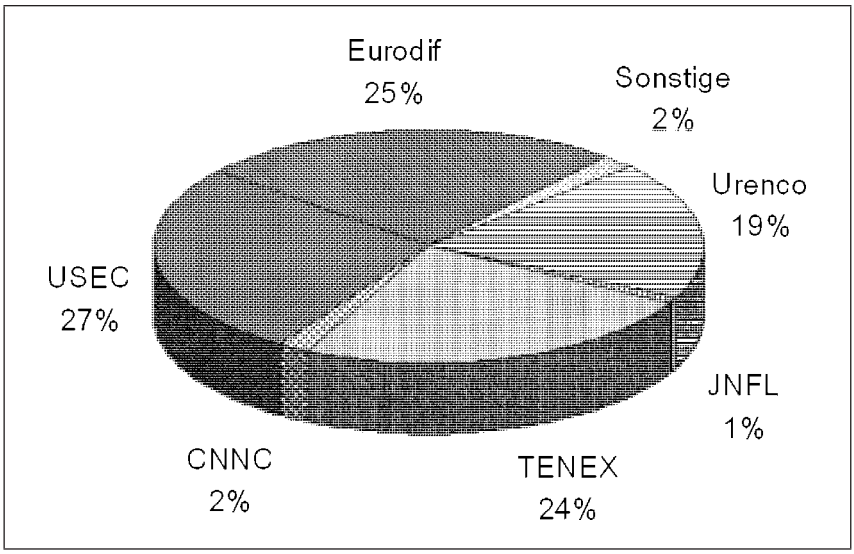



*Abb. 3.1:* Weltmarkt Trennarbeit – Anteile der Wettbewerber in 2004

**34** Die Nominalkapazität der Anlage in Paducah betrug ursprünglich 11.300 t UTA/a. Nach Schließung der Anlage in Portsmouth wurde der Betrieb in Paducah für die Anreicherung auf bis zu 5% $^{235}U$ umgerüstet. Die maximal erreichbare jährliche Produktion liegt heute bei 8.000 t UTA. Den jährlichen Absatz von ca. 11.000 t UTA deckt USEC nur noch etwa zur Hälfte durch eigene Produktion ab. Zusätzlich erhält USEC pro Jahr ca. 5.500 t UTA in Form von angereichertem Uran aus Russland, das beim Heruntermischen von hoch angereichertem Uran aus der Abrüstung von Kernwaffen anfällt. USEC hatte 2004 am weltweiten Trennarbeitsmarkt einen Anteil von ca. 27%.

**35** Anfang der 70er Jahre begann unter Beteiligung mehrerer Länder die Planung für den Bau einer großen Diffusionsanlage in Frankreich. Die Anlage wurde in Tricastin im Rhônetal errichtet und erreichte 1982 die volle geplante Kapazität von 10.800 t UTA/a. Neben Italien, Belgien und Spanien war auch der Iran an Eurodif beteiligt. Mit einer geschätzten jährlichen Produktion von ca. 7.500 t UTA/a ist die Anlage z. Z. nur zu rd. 70% ausgelastet. Die französische COGEMA vertreibt die Eurodif-Produktion auf dem Weltmarkt und hielt 2004 einen Marktanteil von rd. 25%.

**36** Die Eurodif-Anlage ist abgeschrieben, und um die Energiekosten in noch erträglichen Grenzen zu halten, wird die Produktion an die Lastkurve im Stromnetz angepasst und so Strom genutzt, der in Schwachlastzeiten zu günstigen Konditionen angeboten wird. Langfristig muss die Anlage jedoch durch entsprechende Kapazitäten mit einer neuen energiesparenden Technik ersetzt werden.



*Abb. 3.2:* Zentrifugen in der Urenco-Anlage in Gronau

**37** Parallel zu der Planung für den Bau der Diffusionsanlage in Frankreich begannen Anfang der 70er Jahre Großbritannien, die Niederlande und Deutschland auf der Grundlage eines Staatsvertrages zwischen den drei Ländern mit der Zusammenarbeit zur Entwicklung und Nutzung der Zentrifugentechnik. Es wurde die trinationale Urenco-Gruppe gegründet. Nach dem Bau von Pilot- und Demonstrationsanlagen in den 70er Jahren gingen 1980/1981 die ersten Einheiten von kommerziellen 1000-t-Anlagen an den Standorten Almelo und Capenhurst in Betrieb. In der Anlage in Gronau begann die Produktion 1985.

**38** Urenco nutzt die mit dem Zentrifugenverfahren gegebene Möglichkeit eines flexiblen Kapazitätsausbaues und baut die Anlagen an allen drei Standorten entsprechend des größer werdenden Auftragspaketes weiter aus. Der modulare Ausbau der Anlagen erlaubt die Entwicklung und den Einsatz immer leistungsfähigerer Zentrifugen. Urenco verfolgt das Konzept eines wartungsfreien Dauerbetriebs der Zentrifugen über mehr als zehn Jahre. Mit niedrigen Ausfallraten wurde dieses Ziel voll erreicht und auch übertroffen. Die Gesamtkapazität der drei Urenco-Anlagen betrug Ende 2004 rd. 7.400 t UTA/a. Ende 2005 wird mit einer verfügbaren Kapazität von 7.900 t UTA/a gerechnet.

**39** Erst Ende der 80er Jahre wurde bekannt, dass auch in der Sowjetunion seit Anfang der 50er Jahre für den Ausbau der Anreicherungskapazitäten im zunehmenden Maße Zentrifugen eingesetzt wurden. So sind inzwischen alle alten Diffusionsanlagen durch Zentrifugenanlagen ersetzt worden. Die in Tabelle 3.1 aufgeführten Anlagen liegen im Gebiet der russischen Föderation und werden von MINATOM (Ministerium für Atomenergie) betrieben. Für die weltweite Vermarktung ist die Firma TENEX (Techsnabexport) zuständig. TENEX ist entstanden aus einer Abteilung des Ministeriums für Außenhandel der früheren Sowjetunion.

**40** Die in Tabelle 3.1 aufgelisteten Angaben zu den Kapazitäten an den einzelnen Standorten konnten nur abschätzt werden, da auch heute keine detaillierten Angaben veröffentlicht werden. Die Leistungsfähigkeit der eingesetzten Technik kann nicht verlässlich eingeschätzt werden. Die russischen Zentrifugen sind nach vorliegenden Bildern und Berichten bedeutend kürzer als die modernen Zentrifugen der Urenco. Die Leistung pro Zentrifuge ist somit geringer. Die vielen relativ kurzen Maschinen sind in den Anlagen in mehreren Etagen über einander installiert. Die vorliegenden Daten reichen jedoch nicht aus, um beurteilen zu können, ob bei den derzeit geltenden Marktpreisen für Trennarbeit mit der vorhandenen Technik eine westlichen Maßstäben genügende Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann.

**41** China hat 1992 mit Russland die Lieferung von Zentrifugenanlagen vereinbart, mit denen die alten Diffusionsanlagen ersetzt werden. Betreiber der Anlagen ist die China National Nuclear Corporation (CNNC). Die Produktion ist für die Versorgung der chinesischen Kraftwerke bestimmt.

**42** In Japan wird eine eigenständige Zentrifugenentwicklung betrieben. Nach vorliegenden Berichten erfüllen die bisher in Rokkashomura installierten Zentrifugen nicht alle Erwartungen. Es soll eine verbesserte Zentrifuge entwickelt werden, mit der man bis etwa 2010 eine Kapazität von 1.500 t UTA/a erreichen will. Betreiber ist Japan Nuclear Fuel Ltd (JNFL). In Japan ist der Bau der Anreicherungsanlage darauf ausgerichtet, einen Teil des heimischen Bedarfs abzudecken. JNFL gehört daher nicht zu den Anbietern auf dem Weltmarkt.

**43** Neben den Marktanteilen der vier Anbieter USEC, COGEMA, TENEX und Urenco ist in Abbildung 3.1 ein Segment „Sonstige" mit rd. 2% gezeigt. Es handelt sich dabei um die auf dem sog. Sekundärmarkt gehandelten Mengen. Obwohl die Lagerbestände der EVU heute weitgehend abgebaut worden sind, werden weiterhin in gewissem Umfang kurzfristige Lieferungen unter Einschaltung von Händlern abgewickelt.

## 3.3 Entwicklung des Trennarbeitsbedarfs

**44** In Abbildung 3.3 sind die Entwicklung des weltweiten Bedarfs und die durch bestehende Anreicherungsverträge gesicherten Marktanteile der Anbieter dargestellt. Wie die obere Linie zeigt, wird der weltweite Bedarf zur Versorgung der Kernkraftwerke nur langsam von rd. 38.000 t UTA in 2004 auf fast 42.000 t UTA im Jahr 2012 steigen.

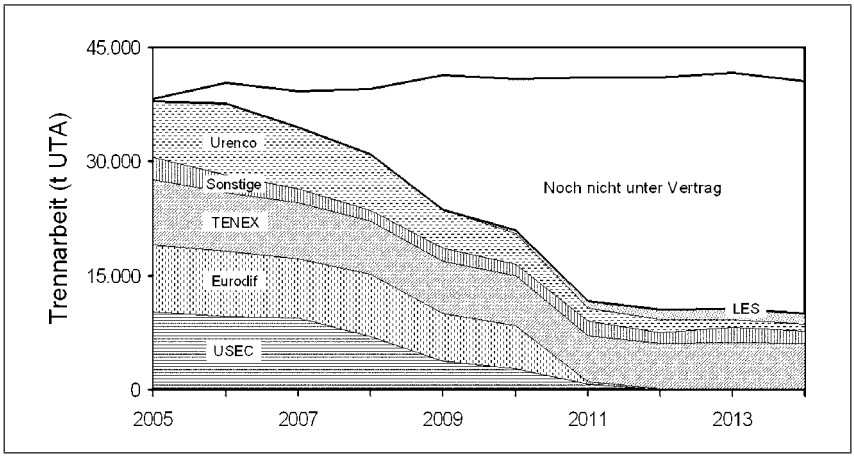



*Abb. 3.3:* Weltweiter Trennarbeitsbedarf und Vertragssituation

Die in einigen Jahren auftretenden Bedarfsspitzen sind durch Erstkerne für neue Kernkraftwerke und durch unterschiedlich lange Zykluslängen beim Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke bedingt. Der langfristige leichte Anstieg beruht insbesondere auf dem erwarteten weiteren Ausbau der Kernenergie in Japan und Südkorea.

**45** Die größer werdende weiße Fläche unter der Bedarfslinie zeigt, dass der offene Bedarf durch Auslaufen bestehender Anreicherungsverträge mit den einzelnen Anbietern zunimmt. Da der Bedarf nur sehr langsam steigt, sind alle Anbieter im harten Wettbewerb bemüht, diese auslaufenden Verträge zu übernehmen. Allgemein herrscht der Eindruck vor, dass erhebliche Überkapazitäten bestehen.

**46** Wie bereits erwähnt, liefert TENEX jährlich rd. 5.500 t UTA in Form von angereichertem Uran an USEC. Das hoch angereicherte Uran wird in Russland mit leicht angereichertem Uran zu Reaktoruran mit rd. 4,5% $^{235}U$ heruntergemischt. Addiert man die gelieferte Trennarbeit zu den in Tabelle 3.1 aufgelisteten Kapazitäten ergibt sich rechnerisch eine beträchtliche Überkapazität von mehr als 12.000 t UTA/a. Eine genauere Analyse zeigt jedoch, dass eine Vielzahl von Faktoren zu einer wesentlichen Reduktion der Differenz zwischen Angebot und Nachfrage geführt hat.

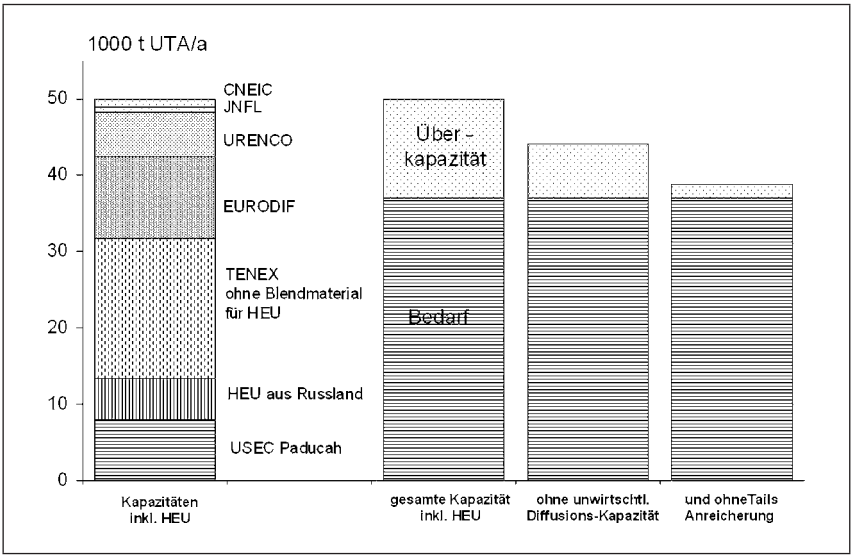



*Abb. 3.4:* Anreicherungskapazitäten und Bedarf Ende 2004

**47** In der linken Säule der Abbildung 3.4 sind die Kapazitäten der Tabelle 3.1 dargestellt. Außerdem wurden die aus HEU erzeugten 5.500 t UTA/a hinzugefügt. Die geschätzte russische Kapazität wurde um die für die Erzeugung des Blendmaterials verwendete Kapazität reduziert. Zu berücksichtigen ist ferner, dass eine volle Auslastung der Diffusionsanlagen wegen erheblich ansteigender Energiekosten nicht möglich ist. Insgesamt ist daher der Betrieb von ca. 6.000 t UTA/a der in Tabelle 3.1 gelisteten nominalen Diffusionskapazitäten als unwirtschaftlich einzustufen.

**48** Seit einigen Jahren werden in Russland bestehende freie Kapazitäten dazu genutzt, Tails weiter abzureichern. Dazu wird abgereichertes Uran als Feed eingespeist und soweit angereichert, dass das Product wieder den gleichen $^{235}U$ Gehalt wie das Natururan hat. TENEX hat sowohl mit Urenco als auch mit COGEMA Verträge über eine derartige Wiederanreicherung von Tails abgeschlossen. Wird die dazu eingesetzte Trennarbeit in die Bilanz von Angebot und Nachfrage einbezogen, so ergibt sich für das Jahr 2004 fast ein Gleichgewicht (siehe rechte Säule in Abb. 3.4). Marktbedingte Preisschwankungen führen zu Änderungen bei der Nachfrage nach Urananreicherung (vgl. Rn. 6–7). Ein Anstieg der Nachfrage wird dazu führen, dass Kapazitäten, die heute zur Erzeugung von Feed Material aus Tails genutzt werden, wieder für die Produktion angereicherten Urans eingesetzt werden. Insgesamt kann also von einem stabilen Markt für Anreicherung auch in der Zukunft ausgegangen werden, solange der Marktpreis – wie zurzeit – ausreichend Anreiz zur Investition in den Ersatz alter und den Aufbau zusätzlich benötigter Kapazitäten gibt.

## 3.4 Planung für neue Anlagen

**49** Die Entwicklung auf der Angebotsseite wird in den nächsten 10 Jahren wesentlich bestimmt durch die Technik und den Zeitplan für den Ersatz der in den USA und Frankreich derzeit noch laufenden Diffusionsanlagen. Urenco und Minatom, die bereits die Zentrifugentechnik nutzen, werden versuchen, ihren Marktanteil zu halten bzw. auszuweiten.

**50** Seit USEC die Entwicklung des Laserverfahrens (AVLIS) Mitte 1999 eingestellt hat, kann in den USA nur das Zentrifugenverfahren für den Bau einer neuen Anlage in Betracht gezogen werden. Im De-

zember 2002 kündigte USEC an, dass am Standort Portsmouth eine Testkaskade mit Zentrifugen gebaut werden soll, die bis Mitte der 80er Jahre vom DOE in den USA entwickelt worden sind. Mitte 1985 waren die Pläne für den Bau einer Zentrifugenanlage zugunsten der weiteren Entwicklung des Laserverfahrens eingestellt worden. Diese Zentrifugen sollen jetzt weiterentwickelt und ihre Eignung in der Testkaskade erprobt werden. Erste Einheiten einer industriellen Anlage sollen am Ende des laufenden Jahrzehnts in Betrieb gehen.

**51** Bereits Ende der 80er Jahre war die Zentrifugentechnik der Urenco in den USA auf Interesse gestoßen. Zusammen mit amerikanischen Partnern gründete Urenco 1990 unter dem Namen Louisiana Energy Services (LES) ein Joint Venture mit dem Ziel, eine 1500 t-Anlage im Bundesstaat Louisiana zu bauen. Als Anfang 1998 das Genehmigungsverfahren nach sieben Jahren immer noch nicht abgeschlossen war, sahen sich die Partner gezwungen, den Genehmigungsantrag zurückzuziehen und das Projekt vorerst einzustellen. Im Jahr 2002 wurde die Planung für eine neue Anlage – jetzt mit einer Kapazität von 3.000 t UTA/a und einem anderen Standort – wieder aufgenommen. Ende Juni 2006 wurde daraufhin die Genehmigung für den Bau und Betrieb dieser Anlage am Standort Lea County im Staat New Mexico erteilt. Der erste Spatenstich erfolgte Ende August 2006. Ende 2008 soll die Produktion mit ersten Kaskaden beginnen.

**52** Spätestens nachdem die Franzosen Anfang 2001 das Auslaufen des Programms zur Entwicklung des Laserverfahrens (SILVA) bekannt gegeben hatten, war klar, dass auch in Frankreich nur das Zentrifugenverfahren bei dem Bau von Ersatzkapazitäten zum Zuge kommen wird. Im Oktober 2002 haben die französische AREVA, vertreten durch ihr Tochterunternehmen COGEMA, und Urenco in einem „Memorandum of Understanding" vereinbart, Pläne für die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Zentrifugentechnik zu entwickeln. Während für die Zentrifugenentwicklung und -fertigung sowie die entsprechende Anlagentechnik im Juli 2006 ein 50-50 Joint Venture gegründet wurde, werden die beiden Unternehmen beim Betrieb der Anlagen und der Vermarktung von angereichertem Uran weiterhin im Wettbewerb stehen. Im Sommer 2006 ist in Frankreich am Standort Tricastin mit dem Bau der Zentrifugenanlage Georges Besse II begonnen worden. Die Anlage, die zukünftig die Diffusionsanlage ersetzen wird, soll mit ersten Kaskaden Anfang 2009 in Betrieb gehen.

**53** Minatom verfolgt in Russland ein langfristiges Modernisierungsprogramm, das den Ersatz der alten Zentrifugen durch leistungsfähigere neue Zentrifugen vorsieht. Es ist daher davon auszugehen, dass die gegenwärtige Kapazität der vier Anlagen von etwa 20.000 t UTA/a bis zum Jahr 2010 dadurch noch leicht zunehmen wird.

**54** Urenco baut, wie bereits erwähnt, im Gleichschritt mit dem wachsenden Auftragspaket die Kapazitäten an den drei Standorten in Europa aus. Urenco hat dabei den großen Vorteil, dass das Unternehmen anerkanntermaßen die fortschrittlichste Zentrifugentechnik entwickelt hat, die sich zudem über viele Jahre im erfolgreichen Anlagenbetrieb bewährt hat.

## 4 Literatur

[1] NUKEM, Market Report, monatliche Berichte, NUKEM Inc. Danbury, Conn., USA

[2] Euratom Supply Agency, Annual Report, jährlicher Bericht, Luxembourg, Office for Publication

[3] Cohen, K.: Theory of Isotope Separation as applied to large scale production of $^{235}U$, McGraw Hill, New York, 1951

[4] Beyer, C., Combs, J.: Time for new capacity (Fuel review: Enrichment), Nuclear Engineering International, Vol 50 No 614 September 2005

## 5 Internet

[5] The Ux Consulting Company, LLC (UxC): http://www.uxc.com

[6] The World Nuclear Association (WNA): http://www.world-nuclear.org

[7] Urenco Gruppe: http://www.urenco.com

[8] United States Enrichment Corporation, (USEC, Inc.): http://www.usec.com

[9] Areva Gruppe: http://www.areva.com

# Brennelemente für Leichtwasserreaktoren

*Erwin Weber*

*Die beiden Leichtwasserreaktortypen Druck- und Siedewasserreaktor gehören zur Kategorie der heterogenen Reaktoren. Deren Hauptmerkmal ist die Trennung des Brennstoffs von Moderator und Kühlmittel. Der eigentliche Brennstoff, sei er aus Natururan angereichertes Urandioxid oder spaltbares Material aus der Wiederaufarbeitung, wird in den Brennelementen „verpackt", die dann in den Reaktor eingebracht werden. Somit ist der Brennstoff für Kernreaktoren keine Ware wie Kohle, Gas oder Öl bei den fossil befeuerten Kraftwerken, sondern ein technisch anspruchsvolles Produkt – in Form von Brennelementen. Den Aufbau eines Brennelements (das im Wesentlichen aus Brennstäben und einer Brennelementstruktur besteht, in der die Brennstäbe befestigt sind) bestimmen die neutronenphysikalischen, thermohydraulischen und mechanischen Anforderungen. Mittlerweile liegt in Deutschland eine über 40-jährige Betriebserfahrung für Leichtwasserreaktor-Brennelemente vor. Umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten während dieses Zeitraums bezüglich Auslegung und Konstruktion sowie bei den Berechnungsmethoden und in der Fertigung erbrachten große Fortschritte hinsichtlich Zuverlässigkeit und Brennstoffausnutzung und damit Wirtschaftlichkeit. Während der vergangenen Jahre hat auf dem Brennelementmarkt – sowohl bei den Brennelementherstellern als auch bei den Reaktorbetreibern – eine starke Konsolidierung stattgefunden.*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn |
|---|---|---|
| 1 | Einleitung | 1–6 |
| 2 | Leichtwasserreaktoren | 7–24 |
| 2.1 | Leichtwasserreaktortypen | 7–13 |
| 2.1.1 | Druckwasserreaktor | 8 |
| 2.1.2 | Siedewasserreaktor | 9–11 |
| 2.1.3 | WWER-Anlagen | 12 |
| 2.2 | Zyklen und Nachlademengen | 13–17 |
| 2.3 | Neutronenphysikalische Aspekte | 18–21 |
| 2.3.1 | Druckwasserreaktor-Brennelement | 20 |
| 2.3.2 | Siedewasserreaktor-Brennelement | 21 |
| 2.4 | Thermohydraulische Aspekte | 22–24 |
| 2.4.1 | Druckwasserreaktor-Brennelement | 23 |
| 2.4.2 | Siedewasserreaktor-Brennelement | 24 |
| 3 | Aufbau eines Leichtwasserreaktor-Brennelements | 25–33 |
| 3.1 | Aufbau der Brennstäbe | 27–30 |

| | | Rn |
|---|---|---|
| 3.2 | Brennelementtragstruktur | 31–33 |
| 3.2.1 | Druckwasserreaktor-Brennelement | 32 |
| 3.2.2 | Siedewasserreaktor-Brennelement | 33 |
| 4 | Fertigung | 34–48 |
| 4.1 | Fertigungsablauf | 34–38 |
| 4.1.1 | Tablettenherstellung | 35 |
| 4.1.2 | Brennstabfertigung | 36 |
| 4.1.3 | Brennelementfertigung | 37–38 |
| 4.2 | Qualitätssicherung und Umweltschutz | 39 |
| 4.3 | Fertigung von Mischoxid- und ERU-Brennelementen | 40–48 |
| 4.3.1 | Mischoxid-Brennelemente | 40–43 |
| 4.3.2 | ERU-Brennelemente | 44–48 |
| 5 | Service | 49–51 |
| 6 | Betriebserfahrung | 52–56 |
| 7 | Der Markt für Brennelemente | 57–61 |
| 8 | Literatur | |


# 1 Einleitung

**1** Bei einem Kohlekraftwerk wird Kohle in Form von getrocknetem Staub in den Kessel geblasen und unter Zugabe von Luft verbrannt. Die dabei frei werdende Wärmeenergie erhitzt Wasser zu Dampf; die entstehenden Verbrennungsgase werden nach Entstaubung, Entstickung und Entschwefelung über einen Kamin in die Atmosphäre freigesetzt und die Schlacke wird über eine Öffnung im Brennraum entsorgt.

**2** Grundsätzlich ist ein vergleichbarer Vorgang bei der Nutzung der Kernenergie vorstellbar: Nuklearer Brennstoff wird mit einem Moderator/Kühlmittel gemischt und als Lösung in einen Reaktor eingebracht. Die bei der Kernspaltung entstandene Wärmeenergie wird mit der Lösung zu einem Wärmetauscher gepumpt, die Spaltprodukte werden abgetrennt und frischer Brennstoff wird zugeführt. Tatsächlich wurden zu Beginn der Reaktorentwicklung in den 40er und 50er Jahren des vergangenen Jahrhunderts derartige Reaktorkonzepte untersucht und Forschungsreaktoren nach diesem Prinzip betrieben. Anlagen, bei denen der nukleare Brennstoff (vielfach Uransulfate oder -nitrate) zum Beispiel als Salz in Wasser gelöst wird, werden als **homogene Reaktoren** bezeichnet [1, 2, 3]. Dass sich diese Reaktortypen nicht durchsetzen konnten, lag vor allem an Korrosionsproblemen, die nicht nur innerhalb des Reaktors auftraten, sondern auch alle weiteren Komponenten betrafen. Dabei weisen derartige homogene Systeme deutliche Vorteile auf, wie hohe Leistungsdichte, hohes Ab-

brandpotenzial, große Neutronenökonomie und einfache Brennstoffzubereitung.

**3** Insbesondere die Brennstoffzuführung ist ein wesentlicher Punkt bei den **heterogenen Reaktoren**. Bei diesen sind Brennstoff und Moderator, der – wie bei den **Leichtwasserreaktoren** – zugleich als Kühlmittel dienen kann, voneinander getrennt. Der Brennstoff wird in Einheiten einer bestimmten Größe zusammengefasst, die von einer dichten Hülle umschlossen sind und zur leichteren Handhabung in Gebilden, den so genannten **Brennelementen,** gruppiert werden. Dabei kann der Brennstoff in beliebige Formen verarbeitet sein. Zum Beispiel in kleine Kügelchen, die von Kohlenstoffschichten umhüllt und zu einer Kugel gepackt sind. Diese wiederum ist von einer Graphitschale umgeben. Ein derartiges Gebilde mit der Größe und Form eines Tennisballs wird als Brennelement im Kugelhaufenreaktor eingesetzt, der im „Pebble Bed Modular Reactor" (PBMR) seine Neuauflage findet. Beim ersten Druckwasserreaktor, dem „Shippingport-Reaktor", wurden noch plattenförmige Brennelemente eingesetzt. Weltweit durchgesetzt haben sich Brennelemente, bei denen zylindrische Stäbe, die den Brennstoff enthalten, zu einem quadratischen Gitter zusammengefasst sind, wie es bei den Leichtwasserreaktoren westlicher Bauart der Fall ist, oder zu einem hexagonalen Gitter, wie bei den Leichtwasserreaktoren russischer Bauart (WWER). Bei den Schwerwasserreaktoren wie dem kanadischen CANDU und dem von Siemens/KWU in Atucha (Argentinien) gebauten Typ sind die Brennelemente gleichfalls aus zylindrischen Stäben aufgebaut, jedoch in einer zylindrischen Struktur zusammengefasst.

**4** Die Anforderungen an die Brennelemente sind in allen Fällen gleich, nämlich:

a. die entstehenden Spaltprodukte müssen zurückgehalten werden,
b. die bei der Spaltung erzeugte Wärme muss an das Kühlmittel abgeführt werden,
c. die mechanische Integrität muss gewährleistet sein, so dass ein reibungsloser Normalbetrieb und ein sicheres Abschalten des Reaktors im Fall eines Störfalls gegeben sind.

Neben diesen Sicherheitsaspekten darf die Wirtschaftlichkeit nicht außer Acht gelassen werden.

**5** Aufgrund dieser Forderungen ist der Brennstoff für Kernreaktoren keine Ware wie Kohle, Gas oder Öl bei den fossil befeuerten Kraftwerken, sondern wird als Brennelement geliefert, in dem der eigentliche Brennstoff verpackt ist – ein technisch äußerst anspruchsvolles Produkt. Wie diese Anforderungen bei Brennelementen für Leichtwasserreaktoren, insbesondere denen westlicher Bauart (die zum Stand 2006 nahezu 80 Prozent der gesamten, weltweit installierten Kernkraftwerkskapazität repräsentieren), berücksichtigt und realisiert sind, wird im Folgenden genauer erläutert.

**6** Nach einem kurzen Überblick über die verschiedenen Leichtwasserreaktortypen, deren Versorgung mit frischen Brennelementen und einigen Anmerkungen zur neutronenphysikalischen und thermohydraulischen Auslegung, werden weiterhin behandelt:

- der detaillierte Aufbau von Leichtwasserreaktor-Brennelementen bestehend aus Brennstab und Tragstruktur,
- die Fertigung von Brennelementen,
- die Nutzung von Brennstoff aus der Wiederaufarbeitung in Mischoxid-(MOX-) und ERU-Brennelementen,
- der Brennelement-Service,
- der Markt für Brennelemente,
- sowie die Betriebserfahrung.

# 2 Leichtwasserreaktoren

## 2.1 Leichtwasserreaktortypen

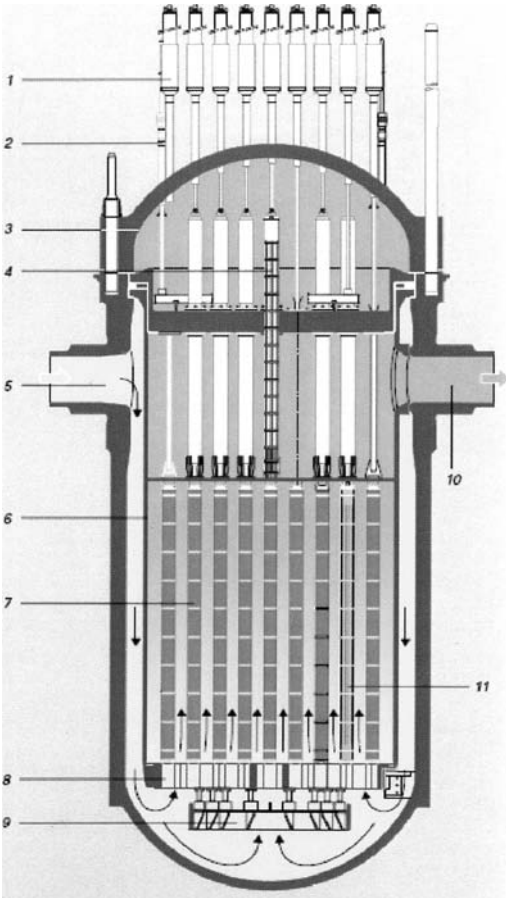
**7** Bei den Leichtwasserreaktoren werden zwei Typen unterschieden: der Druckwasserreaktor (DWR), der zwei Kühlkreisläufe besitzt, und der Siedewasserreaktor (SWR) mit einem Kreislauf. Die Anzahl der Kühlkreisläufe bestimmt den Aufbau des Reaktordruckbehälters (RDB), der als wesentliches Bauteil den so genannten Reaktorkern enthält. Mit diesem Begriff wird die Gesamtheit der Brennelemente bezeichnet, die im Reaktordruckbehälter durch ein unteres und ein oberes Kerngerüst in horizontaler und vertikaler Richtung fixiert sind. Von daher erklärt es sich von selbst, dass ein Brennelement nicht nur isoliert betrachtet werden kann, sondern auch im Verbund mit den anderen Brennelementen des Reaktorkerns gesehen werden muss.

### 2.1.1 Druckwasserreaktor

**8** Beim Druckwasserreaktor verhindert ein Betriebsdruck von rund 158 bar, dass das Wasser, welches die in den Brennelementen freigesetzte Wärmeenergie abführt, siedet. Je nach Reaktortyp beträgt die Eintrittstemperatur zwischen 275 und 292 °C, die Austrittstemperatur zwischen 320 und 330 °C. Der Dampf wird in den Dampferzeugern gebildet, so dass hierfür im Reaktordruckbehälter keine weiteren Vorkehrungen getroffen werden müssen. Zur Regelung und Abschaltung des Kerns fallen die Steuerstäbe von oben in den Kern, oder genauer gesagt, in die Führungsrohre der Brennelemente. Bewegliche Messsysteme können entweder durch den Reaktordruckbehälterdeckel oder durch Durchführungen im Boden des Reaktordruckbehälters in den Kern eingebracht werden, um diesen zu überwachen. Die Anordnung der Durchführungen im Deckel und Boden wird durch die Brennelementgeometrie festgelegt; umgekehrt werden dadurch einige geometrische Abmessungen eines Druckwasserreaktor-Brennelements fest vorgegeben. Einen Schnitt durch den Reaktordruckbehälter eines EPR samt Einbauten zeigt die Abbildung 2.1; der Reaktorkern (im Querschnitt) mit den Positionen der Brennelemente, in die Steuerelemente bzw. Messeinrichtungen eintauchen können, ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

### 2.1.2 Siedewasserreaktor

**9** Beim Siedewasserreaktor mit einem Kühlkreislauf verdampft ein Teil des Wassers im Kern. Über Dampfabscheider im oberen Teil des Reaktordruckbehälters werden Wasser und Dampf getrennt und der Dampf anschließend getrocknet. Mit einer Temperatur von 286 °C und einem Druck von rund 71 bar wird der Sattdampf direkt der Turbine zugeführt. Diese Einbauten im Reaktordruckbehälter eines Siedewasserreaktors verhindern, dass die Steuerelemente von oben in den Kern fallen. Da das Wasser von unten direkt in die Brennelemente einströmen muss, können die Steuerelemente auch nicht wie beim Druckwasserreaktor in die Brennelemente eingefahren werden, sondern zwischen diese. Jeweils vier Brennelemente, zwischen denen kreuzförmige Steuerelemente verfahren werden können, bilden eine Kernzelle. Um die Steuerelemente hinreichend schnell in den Kern einfahren zu können, ist deren Gewicht limitiert. Dies wiederum be-




Schnitt durch den Reaktordruckbehälter des EPR samt Einbauten.

1 Steuerstabantrieb
2 Füllstandssonde
3 Reaktordruckbehälterdeckel
4 Steuerstabführung
5 Kühlmitteleintrittsstutzen
6 Kernbehälter
7 Brennelement
8 unterer Rost
9 Strömungsverteiler
10 Kühlmittelaustrittsstutzen
11 Brennelement mit eingefahrenem Steuerstab

*Abb. 2.1:* Schnitt durch Reaktordruckbehälter eines EPR[1] (Quelle: AREVA NP)

1 European Pressurized Water Reactor

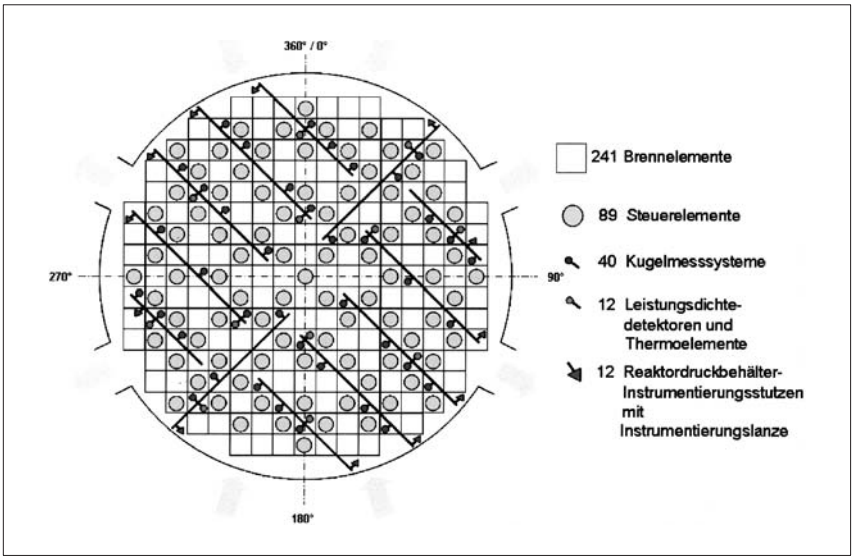



*Abb. 2.2:* Schnitt durch den Kern eines EPR (Quelle: AREVA NP)

einflusst die horizontale Kantenlänge der Brennelemente, die beim Siedewasserreaktor rund 14 cm beträgt im Gegensatz zu etwa 20 bis 23 cm bei den Druckwasserreaktor-Brennelementen. Zudem sind die Siedewasserreaktor-Brennelemente im Kern von so genannten Brennelementkästen umgeben. Ohne diese Kästen würden stark unterschiedliche Druckverluste im Zweiphasenbereich Wasser/Dampf zu nicht beschreibbaren Querströmungen zwischen benachbarten Brennelementen führen.

Aufgrund des Brennelementkastens gibt es vielfältige Möglichkeiten **10**
bezüglich der Geometrie von Siedewasserreaktor-Brennelementen. Dies spiegelt sich in deren Entwicklung wider: Reaktoren, deren Erstkerne aus Brennelementen mit einem 7x7- oder 8x8-Gitter zusammengesetzt waren, werden mittlerweile nahezu ausschließlich mit 10x10-Brennelementen beladen. Einen Schnitt durch den Reaktordruckbehälter eines Siedewasserreaktors samt Einbauten zeigt die Abbildung 2.3; eine Kernzelle, bestehend aus vier Brennelementen und einem Steuerelement, ist für ein älteres Brennelementdesign in Abbildung 2.4 dargestellt.

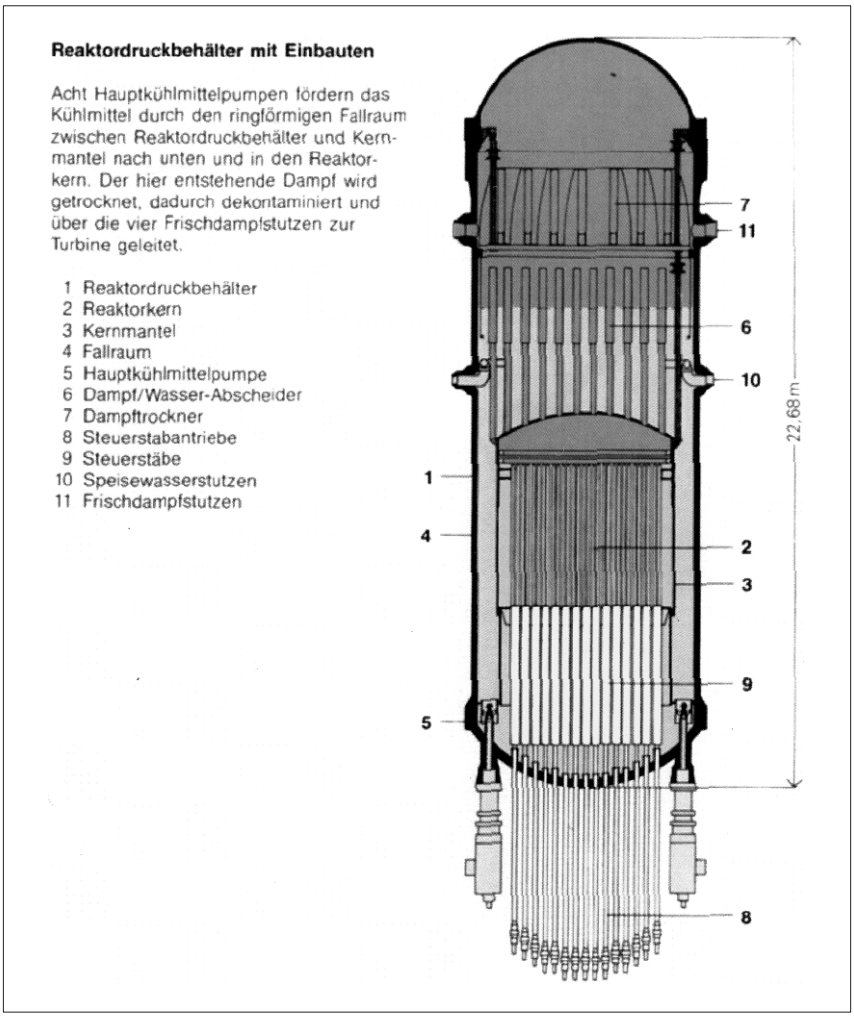



*Abb. 2.3:* Schnitt durch den Reaktordruckbehälter eines Siedewasserreaktors (Quelle: AREVA NP)

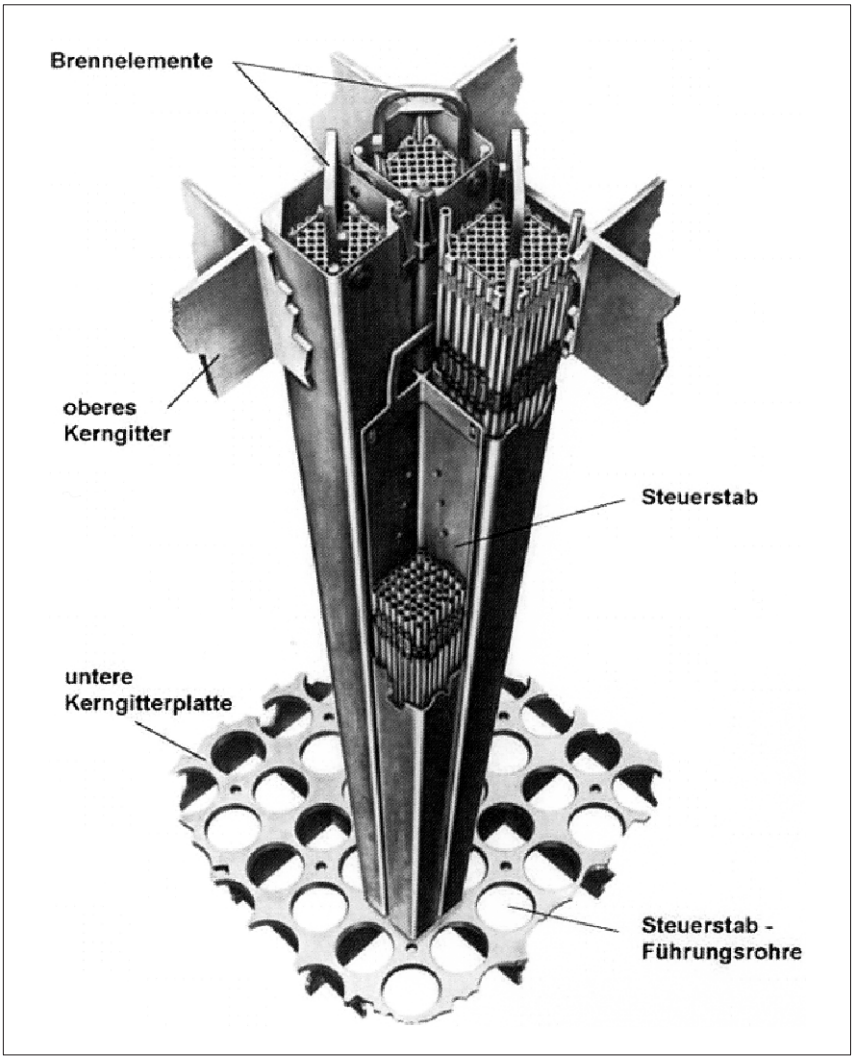



*Abb. 2.4:* Kernzelle eines Siedewasserreaktors

Die Leistung von Leichtwasserreaktoren und damit die Größe der Kerne ist im Laufe der Zeit stark gestiegen. Einen groben Überblick gibt die Tabelle 2.1 für Druckwasserreaktoren und die Tabelle 2.2 für Siedewasserreaktoren. **11**

*Tab. 2.1:* Entwicklung der Druckwasserreaktoren hinsichtlich Kerngröße und Brennelementgitter

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Thermische Reaktorleistung [4] [MW], original** | 1050 | 1892 | 2785 | 2497 bzw. 2806 | 3517 bis 3765 | 3817 | 3765 bis 3850 | 4270 | 4300 bis 4900 |
| **Anzahl der Brennelemente im Kern** | 121 | 157 | 157 | 177 | 193 | 193 | 193 | 205 | 241 |
| **Brennelement-Gitter** | 14x14 | 15x15 | 17x17 | 15x15 | 16x16 | 17x17 | 18x18 | 17x17 | 17x17 |
| **Aktive Kernhöhe bzw. Brennstoffsäulenlänge [m]** | 2,75 | 2,99 | 3,66 | 2,99 bzw. 3,58 | 3,90 | 4,27 | 3,90 | 4,27 | 4,20 |
| **Brennstoffmasse eines Brennelements [kg Uran]** | 290 | 360 | 460 | 360 bzw. 430 | 540 | 540 | 540 | 540 | 535 |
| **Anlagen in Deutschland*** | KWO | KKS | ------- | GKN-1 | Biblis A,B KBR KKG KKP-2 KKU KWG | ------ | GKN-2 KKE KKI-2 | ------ | ------ |
| **Anlagen in Europa** | | | Belgien, Frankreich, Spanien, Schweden | KKGg | | Frankreich | | N4 in Frankreich | EPR |

* KWO: Kernkraftwerk Obrigheim, KKS: Kernkraftwerk Stade, GKN-1: Gemeinschaftskraftwerk Neckar 1, KBR: Kernkraftwerk Brockdorf, KKG: Kernkraftwerk Grafenrheinfeld, KKP-2: Kernkraftwerk Phillipsburg 2; KKU: Kernkraftwerk Unterweser; KWG: Kernkraftwerk Grohnde, GKN-2: Gemeinschaftskraftwerk Neckar 2, KKE: Kernkraftwerk Emsland, KKI-2: Kernkraftwerk Isar 2

*Tab. 2.2:* Entwicklung der Siedewasserreaktoren hinsichtlich Kerngröße

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Thermische Reaktorleistung [MW], original** | 1375 | 2000 | 2292 | 2575 | 2270/ 3012 | 2928 | 3020/ 3300 | 3840 | 3690 | 3926 |
| **Anzahl der Brennelemente im Kern** | 444 | 500 | 532 | 592 | 648 | 676 | 700 | 784 | 840 | 872 |
| **Brennelement-Gitter** | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 10x10 | 9x9 |
| **Aktive Kernhöhe bzw. Brennstoffsäulenlänge [m]** | 3,65 | 3,68 | 3,76 | 3,71 | 3,68 bzw. 3,81 | 3,68 | 3,68 | 3,71 | 3,81 | 3,71 |
| **Brennstoffmasse eines Brennelements [kg Uran]** | Zwischen 172 und 180 | | | | | | | | | |
| **Anlagen in Deutschland*** | | | KKB | KKI-1 KKP-1 | | | | GUN-B,C | KKK | |
| **Anlagen in Europa/ Asien** | OKG-1 | OL-1,2 | | | RH-1 KKL | FMK-1 | FMK-3 OKG-3 | | | ABWR in Japan |

* KKB: Kernkraftwerk Brunsbüttel, GUN-B/C: Kernkraftwerk Gundremmingen B und C, KKK: Kernkraftwerk Krümel

## 2.1.3 WWER-Anlagen

Druckwasserreaktoren russischer Bauart gibt es im Wesentlichen zwei: den WWER 440 mit 313 bzw. 349 Brennelementen und den WWER 1000 mit 163 Brennelementen. Die hexagonalen Brennelemente umfassen bei den WWER 440-Anlagen 126 Brennstäbe und einen Wasserstab und haben bei einer aktiven Höhe von 2,5 m eine Brennstoffschwermetallmasse von 120 kg. Bei den WWER 1000-Reaktoren besteht das hexagonale Gitter aus 331 Positionen, darunter 312 Brennstäbe und 19 Führungsrohre. Die aktive Höhe beträgt 3,63 m, die Brennstoffschwermetallmasse 500 kg. Im Gegensatz zu den Brennelementen für die WWER 440-Baureihe, die von einem Kasten umgeben sind, haben die Brennelemente beim WWER 1000 **12**

keinen Kasten – wie auch die Brennelemente aller sonstigen Druckwasserreaktortypen.

## 2.2 Zyklen und Nachlademengen

**13** Seit Beginn der kommerziellen Nutzung der Kernenergie Ende der 60er Jahre werden in Deutschland – wie vielfach in Europa – die Reaktoren in Jahreszyklen betrieben (mit Zyklus wird die Zeitspanne zwischen zwei aufeinander folgenden Beladungen des Reaktorkerns bezeichnet). Insbesondere amerikanische Betreiber bevorzugen dagegen seit einigen Jahren für ihre Reaktoren Zykluslängen zwischen 18 und 24 Monaten.

**14** Im Fall der Jahreszyklen werden während einer Stillstandszeit von durchschnittlich 20 bis 30 Tagen die Wartungsarbeiten für die Gesamtanlage durchgeführt sowie die frischen Brennelemente nachgeladen, die nötig sind, um einen Volllastbetrieb für den folgenden Zyklus zu gewährleisten. Ausschlaggebend ist jedoch nicht die Anzahl der Brennelemente, die nachgeladen werden, sondern die Menge spaltbaren Materials. In Brennelementen aus Natururan oder aus wieder aufgearbeitetem Uran (WAU bzw. ERU für „Enriched Reprocessed Uranium“) ist dies das Isotop $^{235}$U bzw. in den Mischoxid-Brennelementen die in Leichtwasserreaktoren spaltbaren Plutoniumisotope $^{239}$Pu und $^{241}$Pu. Nach der momentan weltweit gültigen Genehmigungslage für Fertigungsstätten, Transport und Lagerung ist die $^{235}$U-Anreicherung, d.h. der prozentuale Anteil der Masse $^{235}$U an der Gesamtmasse Schwermetall (Uran) im Brennelement, auf maximal fünf Gewichtsprozent (w/o) beschränkt. Abbildung 2.5 zeigt beispielhaft für einen 1300-$MW_e$-Druckwasserreaktor mit Jahreszyklus den Zusammenhang zwischen der $^{235}$U-Anreicherung, der Anzahl der nachzuladenden Brennelemente und dem dabei erzielten Abbrand [5, 6]. Als Abbrand wird die pro kg Schwermetall frei gesetzte thermische Energie bezeichnet, die Einheit ist demnach MWd/kgU bzw. MWd/kgSM im Fall von Mischoxid-Brennelementen. Hat ein Brennelement sein geplantes Abbrandziel, das durch die Genehmigung sowie wirtschaftliche Überlegungen bestimmt ist, erreicht, wird es entladen. Das heißt aber nicht, dass in dem Brennelement kein spaltbares Material mehr vorhanden ist, sondern, etwas salopp ausgedrückt, vielmehr, dass die

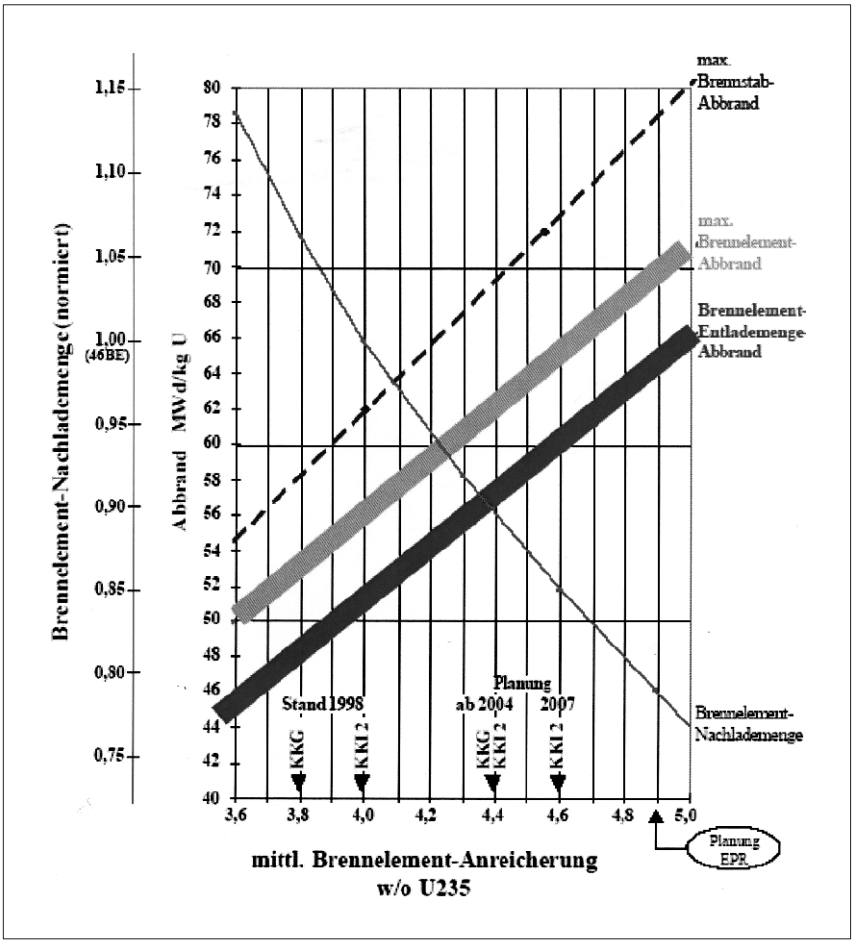



*Abb. 2.5:* Zusammenhang zwischen $^{235}$U-Anreicherung, Anzahl der nachzuladenden Brennelemente und dem erzielten Abbrand für einen Gleichgewichtsjahreszyklus eines Druckwasserreaktors [6]

Bilanz aus erzeugten und absorbierten Neutronen, bedingt durch die Spaltprodukte, nicht mehr wirtschaftlich ist.

Da der für einen Zyklus benötigte Brennstoff als Gesamtes während der Revision nachgeladen wird, muss durch geeignete Maßnahmen ein kontinuierlicher und kontrollierter Brennstoffverbrauch während des Zyklus sichergestellt werden. Beim Druckwasserreaktor sorgt dafür einerseits Bor, das dem Kühlmittel beigemischt ist und diesem im Laufe des Zyklus entzogen wird, und andererseits, insbesondere bei **15**

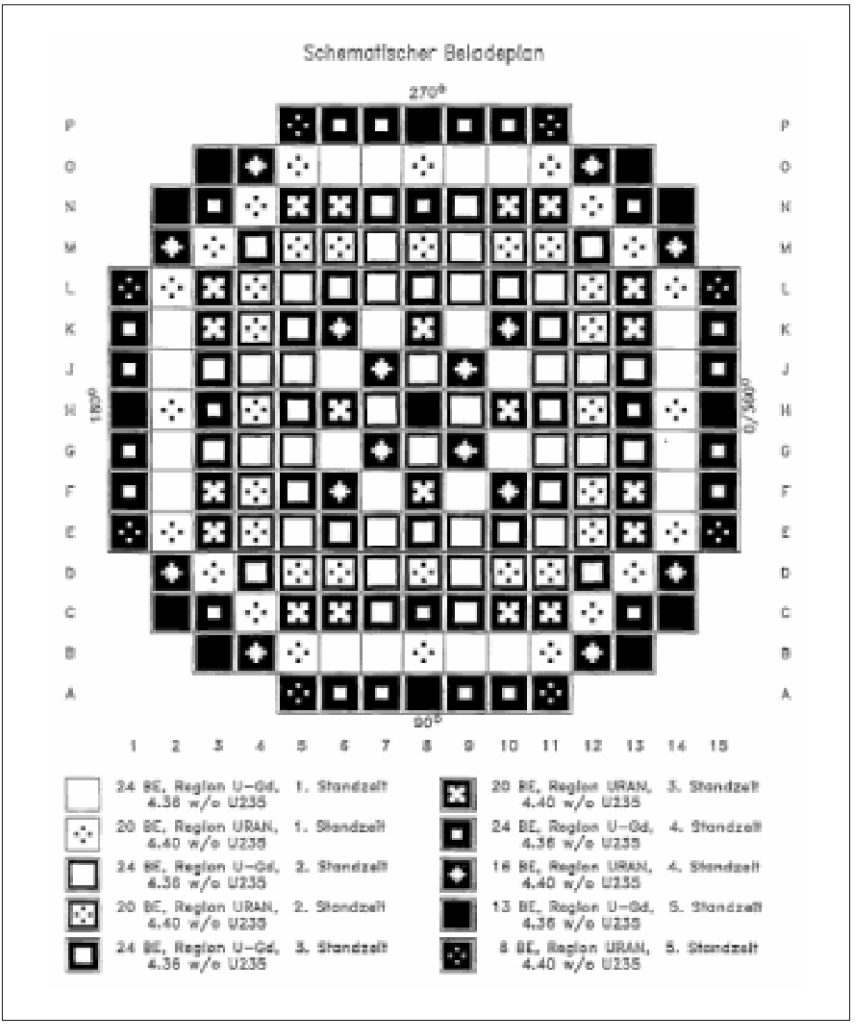



*Abb. 2.6:* Gleichgewichtsbeladung bei einer Nachladung von 44 Brennelementen für einen Jahreszyklus eines Siedewasserreaktors mit 648 Brennelementen (Quelle: AREVA NP)

langen Zyklen, ein abbrennbarer Neutronenabsorber, der direkt dem Brennstoff beigemischt ist. In europäischen Anlagen kommt hierfür Gadolinium zum Einsatz, in außereuropäischen Reaktoren kann es sich auch um Bor handeln. Da beim Siedewasserreaktor mit seinem einen Kreislauf die Zugabe von Bor in das Kühlmittel nicht möglich ist, wird hier in größerem Maße Gadolinium als abbrennbarer Neu-

tronenabsorber eingesetzt. Zudem werden zu Beginn eines Zyklus Steuerelemente teilweise eingefahren, die im weiteren Verlauf dann herausgezogen werden.

**16** Während in den Anfängen der kommerziellen Nutzung der Kernenergie ein Drittel des gesamten Kerns (193 Brennelemente) eines Druckwasserreaktors, also 64 Brennelemente mit einer Anreicherung von 3,2 w/o $^{235}$U nachgeladen wurde, werden seit einigen Jahren häufig nur noch 48 Brennelemente mit einer Anreicherung von 4,0 w/o $^{235}$U neu eingesetzt. Die Verweildauer der Brennelemente im Kern ist dabei von drei Jahren auf vier gestiegen, der mittlere Entladeabbrand der Nachlademenge von 35 MWd/kgU auf etwa 50 MWd/kgU. Die Tendenz geht dahin, die Anzahl der Nachladebrennelemente weiter zu reduzieren. Da bei der Kernbeladung auf Quadrantensymmetrie geachtet wird, bestehen Nachlademengen immer aus einem Vielfachen von vier Brennelementen. In Abbildung 2.6 ist die Beladung des Kerns eines 1300-MW$_e$-Druckwasserreaktors bei einer Nachladung von 44 Brennelementen mit einer Anreicherung von 4,4 w/o $^{235}$U für einen Gleichgewichts-Jahreszyklus dargestellt. Es handelt sich hierbei um eine typische „Low-Leakage"-Beladung. Die Brennelemente mit höheren Standzeiten werden am Kernrand eingeladen, um so die radiale Neutronenleckage zu reduzieren. In diesem Beispiel verbleiben 23 Brennelemente vier Jahre im Kern und 21 Brennelemente fünf Jahre. Der Entladeabbrand steigt dabei auf etwa 57 MWd/kgU.

**17** Wirtschaftliche Bewertungen zu Abbranderhöhungen, allerdings mit Preisstand 1999, kamen zu dem Ergebnis, dass bei einer Anreicherungserhöhung von 4,0 auf 4,6 w/o $^{235}$U eine Ersparnis von rund 5 Millionen Euro pro Jahr in einem Kernkraftwerk mit einer thermischen Leistung von 3900 MW realisiert werden kann [6].

## 2.3 Neutronenphysikalische Aspekte

**18** Das Verhältnis der Volumen von Wasser zu Brennstoff, das so genannte Moderationsverhältnis, ist das wichtigste Auslegungskriterium aus neutronen-physikalischer Sicht, sowohl hinsichtlich der Sicherheit des Reaktorbetriebs wie auch bezüglich Wirtschaftlichkeit der Brennstoffnutzung. Das Moderationsverhältnis eines Brennelements wird im Wesentlichen bestimmt durch den Brennstabmitten-

abstand, auch als Gitterteilung bezeichnet bzw. im Englischen als „pitch“, und den Brennstabdurchmesser.

**19** Als Bewertungskriterium dient dabei der unendliche Multiplikationsfaktor $k_\infty$. Dieser ist definiert als das Verhältnis der Anzahl der pro Zeiteinheit produzierten Neutronen (P) zu der Anzahl der pro Zeiteinheit absorbierten Neutronen. Unendlich heißt dieser Faktor deshalb, weil im Rahmen von Studien und Optimierungen der ideale Zustand eines unendlichen Gitters mit Symmetrierandbedingungen betrachtet wird und die im realen Fall (zum Beispiel in einem Reaktor) vorhandene Leckage außer Acht gelassen wird. Ist die Leckage berücksichtigt, spricht man vom effektiven Multiplikationsfaktor $k_{eff}$. Im kritischen Zustand sind diese Faktoren 1. Die prozentuale Abweichung vom kritischen Zustand wird als Reaktivität $\rho = (k_{eff} - 1)/ k_{eff}$ bezeichnet.

### 2.3.1 Druckwasserreaktor-Brennelement

**20** Bei Druckwasserreaktor-Brennelementen liegt das Moderationsverhältnis bei ungefähr 2, bei Siedewasserreaktoren auf Grund des Dampfanteils in den oberen zwei Dritteln des Kerns zwischen 2,5 und 3. Durchgeführte Optimierungen beim Druckwasserreaktor resultierten in einem Brennelement mit einem 17x17- bzw. 18x18-Gitter, in beiden Fällen mit einem Brennstabaußendurchmesser von 9,5 mm und einer Gitterteilung von 12,6 mm bzw. 12,7 mm. Das Brennelement mit einem 17x17-Gitter und einem Durchmesser von 9,5 mm wird nach wie vor als Optimum angesehen. Brennelemente dieser Geometrie werden künftig auch in den Reaktoren der Dritten Generation wie dem EPR von AREVA oder dem AP1000 von Westinghouse eingesetzt. Ein Brennelement mit einem 17x17-Gitter hat insgesamt 289 Gitterpositionen, darunter 264 Brennstabpositionen, 24 Führungsrohrpositionen, in die Steuerstabfinger eintauchen können, und eine Instrumentierungsrohrposition für die Kerninneninstrumentierung (siehe Abbildung 2.7). Beim Brennelement für den EPR übernimmt eine Führungsrohrposition die Funktion des Instrumentierungsrohrs, so dass dieses Brennelement über 265 Brennstabpositionen verfügt. Üblicherweise haben alle Brennstäbe eines Druckwasserreaktor-Brennelements die gleiche Anreicherung. Zur Kontrolle der anfänglichen Überschussreaktivität und Abflachung der Leis-

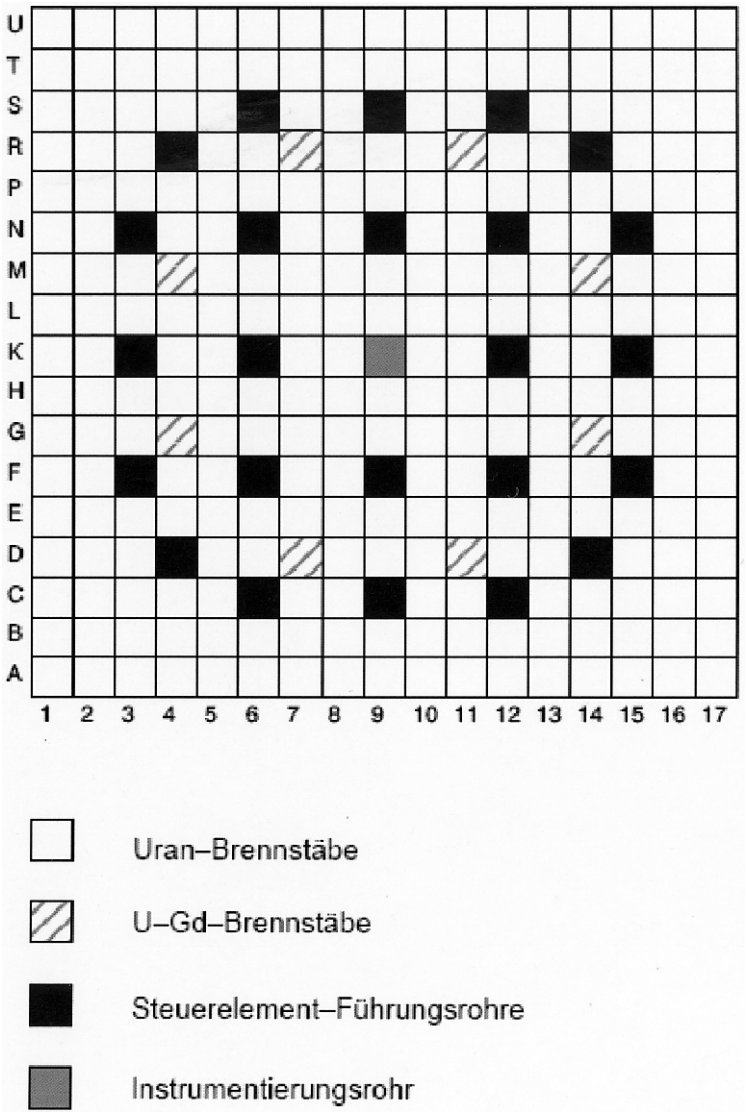



*Abb. 2.7:* Querschnitt eines Druckwasserreaktor-Brennelements mit einem 17x17-Gitter

tungsdichteverteilung im Kern werden in einigen Brennelementen einer Nachladung (bei dem im vorherigen Kapitel besprochenen

Gleichgewichtszyklus betrifft dies 24 von 44 Brennelementen) Brennstäbe eingezogen, deren Brennstoff Neutronen absorbierendes Material wie Gadolinium beigemischt ist. In der Abbildung 2.7 trifft dies auf acht Brennstäben zu, deren Neutronen absorbierende Wirkung im Verlauf der Einsatzzeit verschwindet. An Stelle von Gadolinium wird dem Brennstoff manchmal auch Bor oder vereinzelt Erbium beigemischt.

### 2.3.2 Siedewasserreaktor-Brennelement

**21** Wegen der zwischen jeweils vier Brennelementen einfahrenden Steuerelemente und zum Teil auch aufgrund der Brennelementkästen liegen im Siedewasserreaktor bezüglich Wasserverteilung wesentlich heterogenere Verhältnisse vor als im Druckwasserreaktor. Diese unterschiedlichen Wasseranteile werden durch Abstufungen in der $^{235}$U-Anreicherung der einzelnen Brennstäbe kompensiert. Da in den Eckpositionen der Wasseranteil besonders groß ist und damit die Moderation gut, haben die Eckstäbe und die dazu benachbarten Stäbe eine deutlich niedrigere $^{235}$U-Anreicherung im Vergleich zu den übrigen Stäben, wie man am Beispiel des ATRIUM™ 10 in der Abbildung 2.8 sieht. Dem Einsatz von Brennstäben mit Gadolinium zur Kompensation der Überschussreaktivität kommt beim Siedewasserreaktor größere Bedeutung als beim Druckwasserreaktor zu, kann doch dem Wasser, das hier direkt in Dampf umgewandelt wird, kein Bor zugemischt werden. Beim ATRIUM™ 10-Brennelement sind 16 der 91 Brennstäbe so genannte Gadoliniumbrennstäbe. Auch alle Brennelemente einer Nachladung sind mit Gadoliniumbrennstäben bestückt. Im Fall des ATRIUM™-Brennelementdesigns sorgt der interne Wasserkanal, der neun Brennstabpositionen einnimmt, für zusätzliche Moderation, wodurch die Neutronenflussverteilung abgeflacht wird. Zudem wirkt sich der Wasserkanal positiv auf andere physikalische Größen aus, zum Beispiel auf das Verhalten des Reaktors bei Änderung des Kühlmittelzustands (Voidkoeffizienten) oder beim Abschalten. Ein größerer Wasseranteil im Innern des Brennelements ist auch bei den Designs anderer Hersteller vorhanden. Bei den moderneren Designs von General Electric stellen dies zwei Wasserrohre sicher, die jeweils vier Brennstabpositionen einnehmen, bei den SVEA-Designs von Westinghouse gibt es ein Wasserkreuz, durch das die Brennelemente in vier Unterbündel aufgeteilt werden.

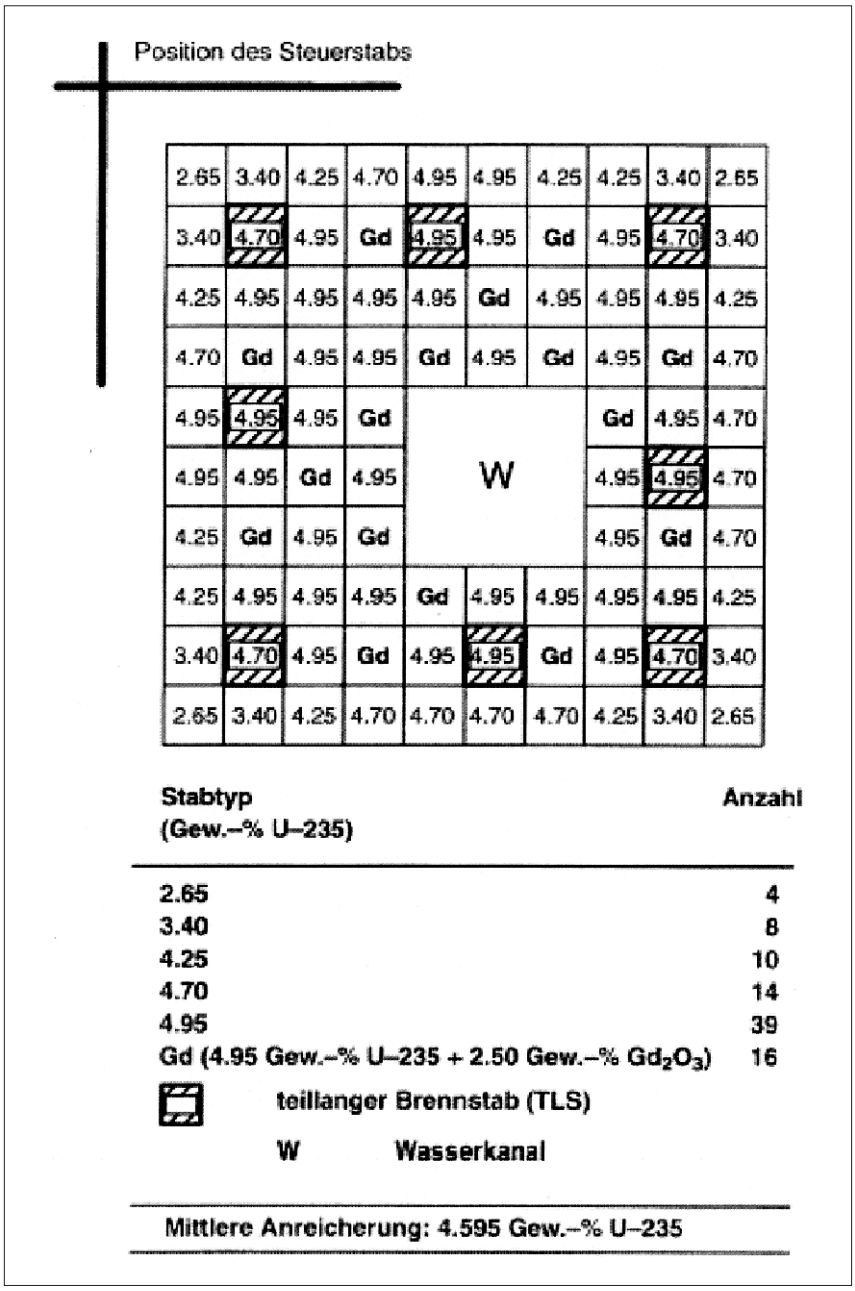



*Abb. 2.8:* Querschnitt eines Siedewasserreaktor-Brennelements des Typs ATRIUM™ 10 (Quelle: AREVA NP)

## 2.4 Thermohydraulische Aspekte

**22** Wie kann die Wärme, die durch Spaltung im Brennstoff erzeugt wird (Temperaturprofil siehe Abbildung 2.9), am effektivsten vom Hüllrohr auf das Kühlmittel übertragen werden, ohne dass dabei Beeinträchtigungen wie Änderungen im Gefüge oder verstärkte Korrosion beim Hüllrohrmaterial auftreten? Dies ist eine der wesentlichen Fragestellungen bei der thermohydraulischen Kern- und damit auch Brennelementauslegung.

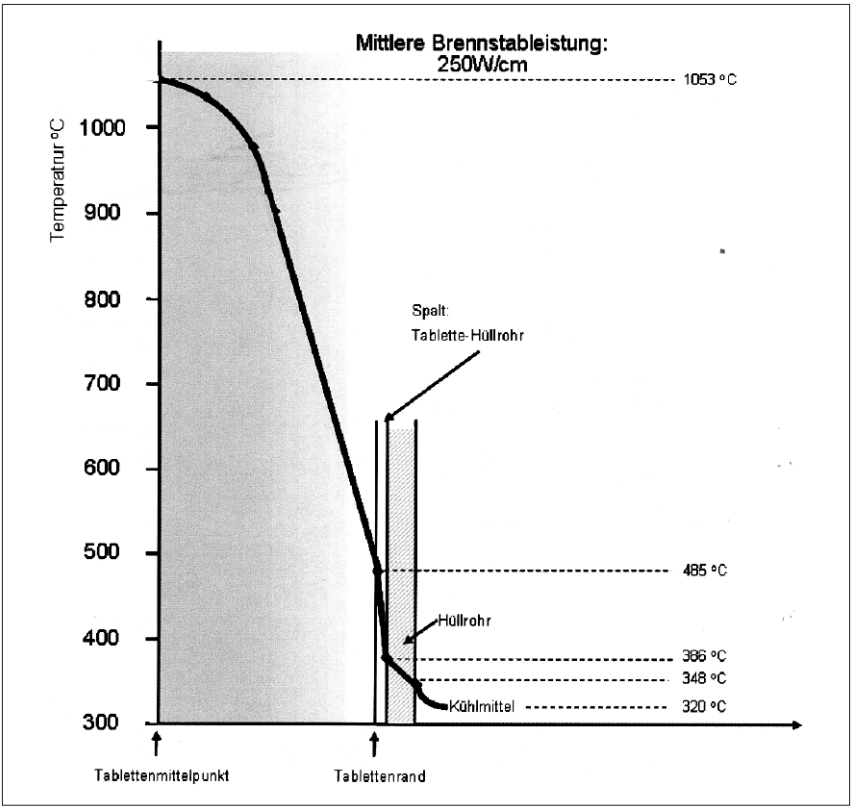



*Abb. 2.9:* Temperaturprofil eines Druckwasserreaktor-Brennstabs: Brennstab-Spalt-Hüllrohr-Kühlmittel

### 2.4.1 Druckwasserreaktor-Brennelement

**23** Beim Druckwasserreaktor findet die maximale Wärmeübertragung durch unterkühltes Sieden statt. Hierbei entstehen durch Oberflä-

chensieden an der Hüllrohroberfläche Dampfblasen, die sofort nach ihrer Ablösung von den Hüllrohren im ungesättigten Kühlmittelstrom kondensieren. Die Wärmeerzeugung in den Brennstäben lässt sich soweit steigern, bis bei der kritischen Wärmestromdichte die Dampfblasendichte an der Hüllrohroberfläche so groß ist, dass die Dampfblasen zu einem geschlossenen Dampffilm zusammenwachsen und damit eine isolierende Dampfschicht bilden können. Die Folge wäre Filmsieden, womit deutlich höhere Hüllrohrtemperaturen und möglicherweise eine Degradierung des Hüllrohrmaterials bis hin zum Defekt des Brennstabs verbunden wäre. Aufgabe der Thermohydraulik ist es, die kritische Wärmestromdichte zu bestimmen, bei der der gute Wärmeübergang durch Blasensieden („Nucleate Boiling") zusammenbricht und in Filmsieden übergeht. Dieser Zustand, als **DNB** („Departure from Nucleate Boiling") bekannt, lässt sich nur in Versuchskreisläufen wie zum Beispiel dem KATHY-Loop von AREVA NP experimentell bestimmen. Für jedes neue Abstandhalterdesign muss diese kritische Wärmestromdichte experimentell bestimmt werden.

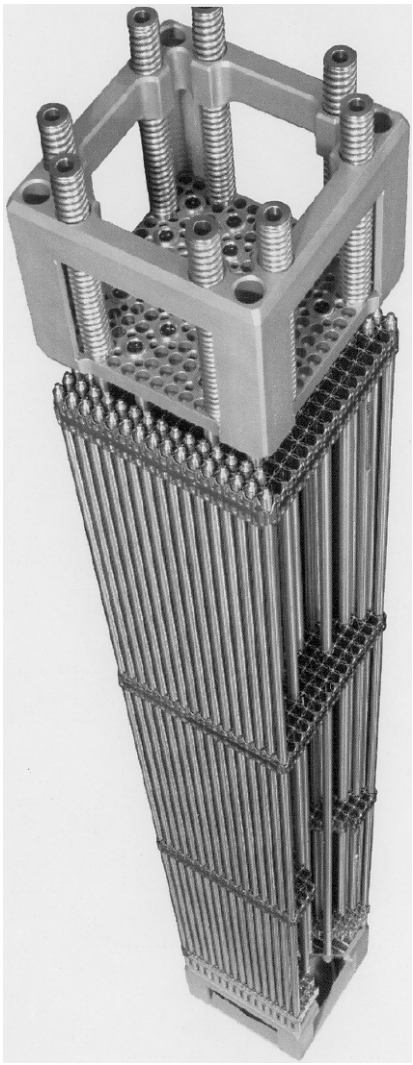
### 2.4.2 Siedewasserreaktor–Brennelement

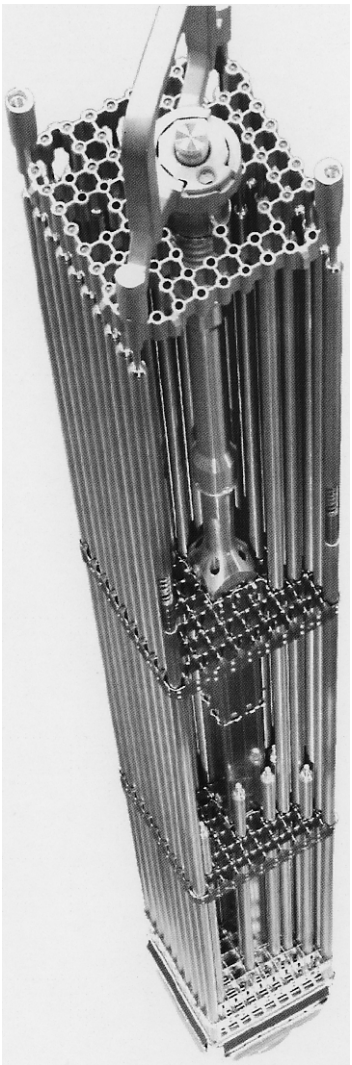
Beim Siedewasserreaktor mit seiner im Vergleich zum Druckwasser- **24**
reaktor geringeren Wärmestromdichte entstehen die Dampfblasen ebenfalls auf der Hüllrohroberfläche. Von dort wandern sie in das Zentrum des von vier Brennstäben gebildeten Strömungskanals; auf der Hüllrohroberfläche verbleibt ein Wasserfilm. Kritisch wird die Situation dann, wenn mit zunehmender Wärmestromdichte die gesamte Flüssigkeit an der Brennstaboberfläche verdampft. Dieser kritische Punkt, üblicherweise als **„Dryout"** bezeichnet, muss für jedes Abstandhalterdesign und jede Änderung der Brennelementgeometrie, zum Beispiel Positionierung der teillangen Brennstäbe, in Versuchskreisläufen experimentell bestimmt werden. Bei der Optimierung eines Abstandhalters für ein Siedewasserreaktor-Brennelement wird versucht, das Kühlmittel im Kühlkanal möglichst zum Brennstab hinzuleiten. An den Testergebnissen werden die thermohydraulischen Auslegungscodes kalibriert.

# 3 Aufbau eines Leichtwasserreaktor-Brennelements

**25** In der Abbildung 3.1 ist ein Brennelementmodell für Druckwasserreaktoren dargestellt und in der Abbildung 3.2 eines für Siedewasserreaktoren. Die Länge und damit die Anzahl der Abstandhalter sind modellhaft dargestellt, während die Querschnitte (wenn auch nicht maßstabsgetreu beim Vergleich der beiden Fotos) der Wirklichkeit entsprechen. Beim Druckwasserreaktor-Brennelement handelt es sich um ein AGORA® H-Brennelement mit einem 16x16-Gitter von AREVA NP für Siemens-Reaktoren. Das Siedewasserreaktor-Brennelementmodell stellt ein Brennelement aus der ATRIUM™ 10-Familie dar, ebenfalls von AREVA NP.

**26** In der Abbildung 3.3 wird der axiale Querschnitt eines Druckwasserreaktor-Brennelements mit einem 17x17-24-1-Gitter gezeigt, die Abbildung 3.4 beinhaltet eine analoge Zeichnung für ein Siedewasserreaktor-Brennelement des Typs ATRIUM™ 10. Die beiden Bilder wie auch die axialen Querschnittszeichnungen zeigen den grundsätzlichen Aufbau eines Brennelements für Leichtwasserreaktoren. Zylindrische Brennstäbe, die sich bei den unterschiedlichen Brennelementtypen äußerlich nahezu nicht unterscheiden, sind mittels einer Tragstruktur zu einem quadratischen Gebilde zusammengefasst.





Links:

*Abb. 3.1:* Brennelementmodell eines 16x16-Druckwasserreaktor-Brennelements des Typs AGORA®H (Quelle: AREVA NP)

Rechts:

*Abb. 3.2:* Brennelementmodell eines 10x10-Siedewasserreaktor-Brennelements des Typs: ATRIUM™ 10 (Quelle: AREVA NP)

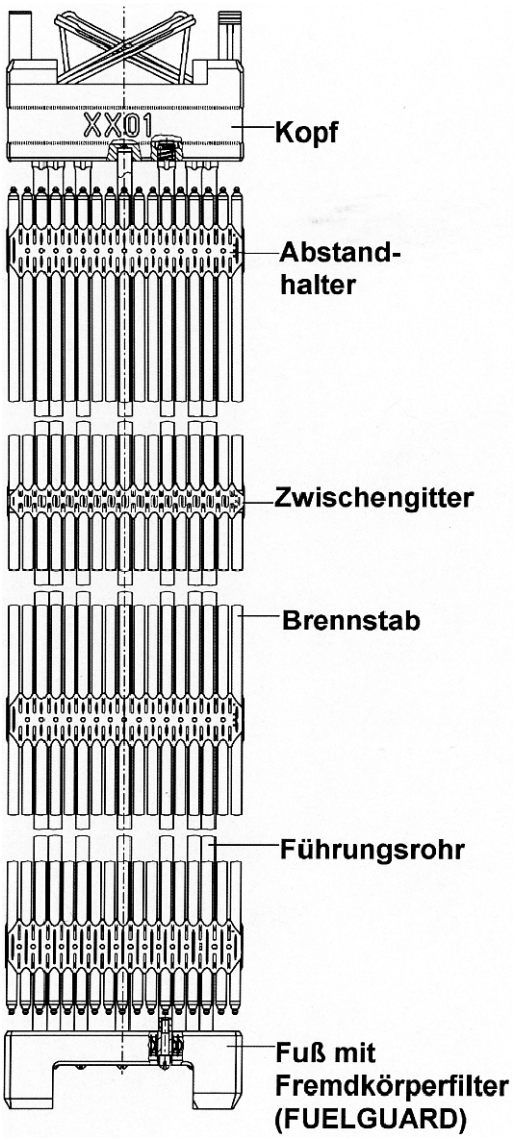



*Abb. 3.3:* Axialer Querschnitt eines 17x17-Druckwasserreaktor-Brennelements

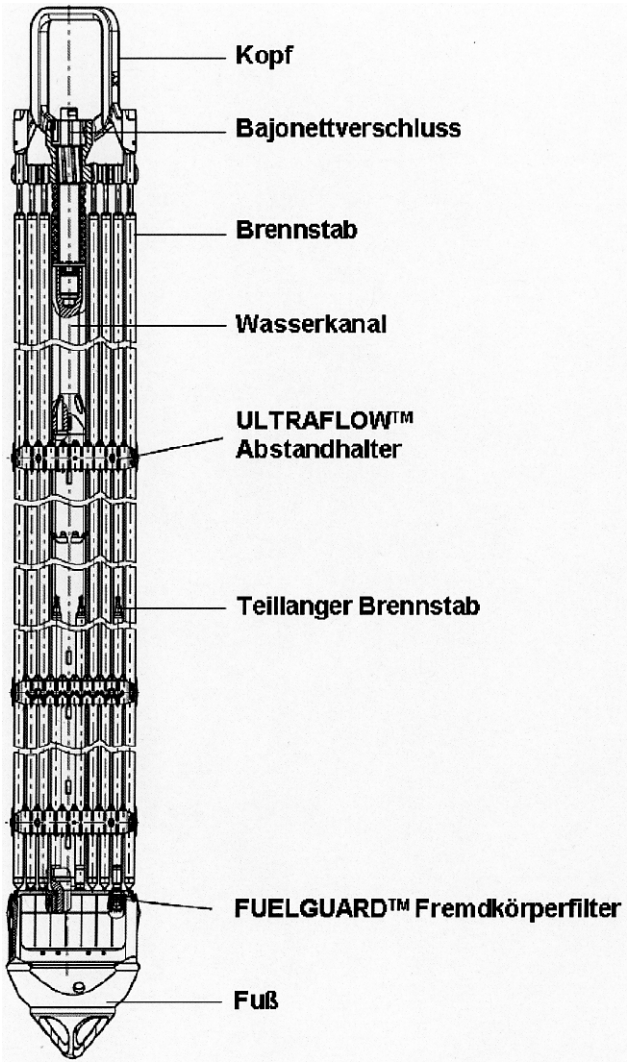



*Abb. 3.4:* Axialer Querschnitt eines 10x10-Siedewasserreaktor-Brennelements des Typs ATRIUM™ 10

## 3.1 Aufbau der Brennstäbe

**27** In Abbildung 3.5 ist je ein typischer Brennstab für den Druckwasserreaktor und für den Siedewasserreaktor dargestellt. Die Säule aus Brennstofftabletten befindet sich in einem Hüllrohr aus einer Zirkonlegierung, das an beiden Enden gasdicht mit Endstopfen verschweißt ist. Die zylinderförmigen Tabletten mit schüsselförmigen Vertiefungen („Dishings“) an beiden Stirnflächen haben ein genau definiertes radiales Spiel im Rohr und sind durch eine am oberen Brennstabende angeordnete Schraubenfeder gegen axiale Verschiebungen bei Transport und Handhabungen fixiert. Zugleich wird dadurch ein Leervolumen (Plenum) für Spaltgase hergestellt. Druckwasserreaktor-Brennstäbe in Siemens-Reaktoren haben am unteren Brennstabende mittels einer Stützhülse ein zweites Leervolumen. Die in diesem Fall zwischen Tablettensäule und Stützhülse angeordnete Isoliertablette ($Al_2O_3$) dient der thermischen Isolierung. Um den Wärmeübergang im Spalt zwischen Brennstofftablette und Hüllrohr zu verbessern, befindet sich Helium unter Überdruck in den Brennstäben.

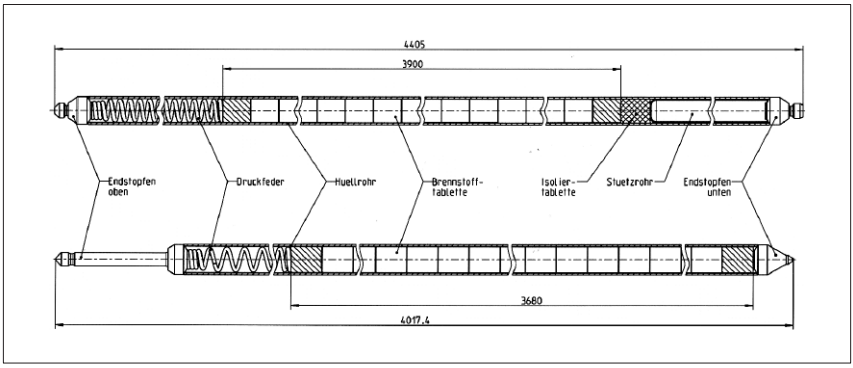



*Abb. 3.5:* Brennstab eines Druckwasserreaktor-Brennelements, Brennstab eines Siedewasserreaktor-Brennelements

**28** Die Brennstofftabletten bestehen aus gesintertem, keramischem Material einer genau festgelegten Porosität, üblicherweise reines Urandioxid ($UO_2$). Hohe Schmelztemperaturen und große Stabilität in chemisch und thermisch aggressiver Umgebung sind die Vorteile des keramischen Brennstoffs. Aus neutronenphysikalischen Gründen ist einem Teil der Tabletten in einigen Brennstäben Gadoliniumoxid ($Gd_2O_3$) als abbrennbarer Neutronenabsorber beigemischt. Im Rahmen der Plutoniumrückführung aus der Wiederaufarbeitung und jüngst auch aus militärischen Beständen werden so genannte Mischoxid-Brennelemente eingesetzt. Hier bestehen die Brennstofftabletten aus einer Mischung von Urandioxid und Plutoniumoxid ($PuO_2$) bzw. $(U,Pu)O_2$.

**29** Teils aus wirtschaftlichen Gründen, teils um die Versprödung von Reaktordruckbehältereinbauten durch Neutronenstrahlung zu reduzieren, werden zudem axiale Stufungen unterschiedlicher Tablettensäulen eingesetzt. So kommen vielfach bei Siedewasserreaktor-Brennelementen Teilsäulen (typischerweise mit einer Länge von 15 cm) mit Tabletten aus Natururan (0,7 w/o $^{235}U$) an den Enden der Brennstäbe zum Einsatz.

**30** Eine übersichtliche Zusammenfassung der einzelnen Komponenten mit einer kurzen Beschreibung findet sich in Tabelle 3.1.

*Tab. 3.1:* Überblick zum Brennstab (DWR/SWR) : Komponenten, Dimensionen, Material

| Brennstab für Druckwasser- und Siedewasserreaktor | | | |
|---|---|---|---|
| **Komponente** | **Dimension** | **Material** | **Bemerkung** |
| **Endstopfen** | Länge so kurz wie möglich, um möglichst großes Plenumvolumen zu erzeugen | Entsprechend dem Hüllrohrmaterial, ansonsten Zircaloy-4 im Druckwasserreaktor und Zircaloy-2 im Siedewasserreaktor | Gestaltung so, dass formschlüssiges Greifen im Fall einer Brennelementreparatur oder Inspektion gewährleistet ist |
| **Druckfeder** | | Stahl oder Inconel | Dient der Fixierung der Brennstoffsäule während Transport und Handhabung |
| **Hüllrohr** | Außendurchmesser:<br>Druckwasserreaktor:<br>9,50 mm (18x18, 17x17) - 10,75 mm ( 16x16, 15x15, 14x14), je nach Gitter<br>Siedewasserreaktor:<br>9,62 mm - 10,30 mm bei 10x10-Gitter und unterschiedlichen Herstellern | Zircaloy-4; Duplex*); fortschrittliche Zirkonlegierungen mit Niob wie M5<br><br>Zircaloy-2 als Vollrohr; Zircaloy-2 mit Innenliner**) | Die Zirkoniumlegierungen sind ein guter Kompromiss zwischen möglichst geringer Neutronenabsorption und möglichst guten mechanischen Eigenschaften unter Reaktorbetriebsbedingungen. Zu beachten sind wasserseitige Korrosion und mechanische Eigenschaften wie Kriechen, Rückdehnung und axiales Wachstum, zudem die Wechselwirkung zwischen Brennstoff und Hüllrohr, bekannt als PCI (Pellet Cladding Interaction). |
| **Brennstofftablette** | Abhängig vom Hüllrohrinnendurchmesser mit Einfüllspiel, Tablettenhöhe zwischen 10 und 15 mm | $UO_2$<br>$UO_2/Gd_2O_3$<br>$UO_2$ mit B-10 beschichtet<br>$(U,Pu)O_2$ | • $^{235}U$-Anreicherungen zwischen 0,7 (Natururan) und 5 w/o<br>• $Gd_2O_3$ als abbrennbarer Absorber oder auch mit B-10 beschichtete Tabletten<br>• $(U,Pu)O_2$: Mischoxid mit Tails-Uran (0,25 w/o $^{235}U$) aus der Anreicherung oder Natururan als Trägermaterial |
| **Isoliertablette** | | $Al_2O_3$ | Thermische Isolierung |
| **Stützhülse** | | Stahl | Ursprünglich nur bei Siemens-Reaktoren neuerdings auch beim EPR. Während beim EPR dadurch die Neutronenfluenz auf das untere Kerngerüst reduziert wird, war die Idee bei den Siemens-Reaktoren, den untersten Abstandhalter, der den am meisten herausfordernden Strömungsverhältnissen ausgesetzt ist, im nicht aktiven Bereich zu platzieren. |
| **Helium** | Heliumeinfülldruck<br>circa 20 bar bei Druckwasserreaktor-Brennelementen<br>circa 7 bar bei Siedewasserreaktor-Brennelementen | | Zur Verbesserung des Wärmeübergangs im Spalt zwischen Brennstofftablette und Hüllrohr. Helium ist mit Überdruck eingefüllt, um die Verdünnung dieses Gases mit hoher thermischer Leitfähigkeit durch frei gesetztes Spaltgas möglichst gering zu halten und um die Durchmesserabnahme und Ovalisierung des Hüllrohrs durch Kriechen auf Grund des Systemdrucks gering zu halten. |

* Zweischichtiges Hüllrohr; äußere Schicht besonders korrosionsbeständig.
** Zweischichtiges Hüllrohr; innere Schicht günstig im Hinblick auf PCI

## 3.2 Brennelementtragstruktur

Die Brennstäbe können nicht lose in den Kern eingebracht werden. Stattdessen bedarf es einer Tragstruktur, die **31**

- die Hantier- und Transportierbarkeit gewährleistet,
- die Abfuhr, der in den Brennstäben erzeugten Wärme begünstigt,
- eine Regelung des Neutronenflusses ermöglicht,
- die Abschaltung und Kühlung auch bei GAU („Größter Anzunehmender Unfall") und Erdbeben gewährleistet,
- eine Nachverfolgbarkeit des Brennstoffinventars bei einem akzeptablen Aufwand erlaubt,
- und zur Wirtschaftlichkeit beiträgt.

### 3.2.1 Druckwasserreaktor-Brennelement

Kopf- und Fußteil, die durch Führungsrohre verbunden sind, bilden den äußeren Rahmen der Tragstruktur eines Druckwasserreaktor-Brennelements. Je nach Brennelementgitter können es zwischen 16 und 24 Führungsrohre sein. Vielfach handelt es sich hierbei um Schraubverbindungen oder, wie bei den AGORA®-Brennelementen von AREVA, am Kopfteil um Bajonettverbindungen. Somit ist ein schnelles und problemloses Lösen der Verbindung ohne lose Teile und Abfall für den Fall gewährleistet, dass ein defekter Brennstab aus dem Brennelement entfernt oder ein Brennstab aus dem Brennelement zur Inspektion entnommen werden muss. Abhängig von der Länge eines Brennelements, befinden sich zwischen Kopf und Fuß äquidistant sechs bis zehn Abstandhalter, die, um eine größere Brennelementsteifigkeit zu erzielen, vielfach mit den Führungsrohren verschweißt sind. Zur Vergrößerung thermohydraulischer Margen ist bei einigen Brennelementdesigns im oberen Drittel der Brennelemente jeweils zwischen zwei Abstandhalter ein so genanntes Zwischengitter eingebaut. Üblicherweise sind es insgesamt drei. Die Tabelle 3.2 informiert über die Komponenten der Tragstruktur eines Druckwasserreaktor-Brennelements und beschreibt deren Funktionen detailliert. **32**

*Tab. 3.2:* Überblick zur Struktur von Druckwasserreaktor-Brennelementen: Komponenten, Beschreibung, Material.

| Struktur von Druckwasserreaktor-Brennelementen | | | |
|---|---|---|---|
| **Komponente** | **Beschreibung** | **Material** | **Funktion** |
| **Niederhalte-rung** | Schraubendruckfedern bei Reaktoren mit Siemens-Design<br>Blattfedern bei Reaktoren mit Framatome/Westing-house-Design, EPR von AREVA | Inconel | Fixierung der Brennelemente im Kern gegenüber hydrauli-schen Kräften ohne die Längenänderung der Brennele-mente zu den Kerneinbauten zu behindern |
| **Kopf** | Lochplatte, Winkel und Rahmen verschweißt<br>Alternativ gegossen | Austenitischer Stahl | • Formschlüssige Handhabung des Brennelements durch Greifer<br>• Löcher für Kühlmittelaustritt ohne Beeinträchtigung der mechanischen Stabilität<br>• Zwei bis vier Bohrungen zum Fixieren im oberen Kern-gerüst<br>• Brennelement-Kennzeichnung |
| **Führungsrohr** | Zylindrisches Rohr mit einem verjüngten Innen-durchmesser über eine Länge von 40 bis 50 cm am unteren Ende als Stoßdämpfer beim Einfall der Steu-erelemente | Zry-4 oder eine fortschrittli-che Zirkonlegierung wie M5 | Verbindung zwischen Kopf und Fuß<br>Aufnahme des Steuerelements oder der Instrumentierung bzw. Drosselköper zur Reduzierung thermohydraulischer Bypässe |
| **Instrumentie-rungsrohr** | Zylindrisches Rohr | Zry-4 oder eine fortschrittli-che Zirkonlegierung wie M5 | Aufnahme der Instrumentierung von unten (nur bei Reak-toren mit Framatome- oder Westinghouse-Design) |
| **Abstandhalter** | Brennstablagerung entweder durch Noppen und Federn (5-Punkt- oder 6-Punktlagerung) oder durch Doppelstege, die zu federnden Elementen mit Linien-lagerung geformt sind (wie beim High-Thermal-Per-formance-Abstandhalter von AREVA)<br>Fahnen an der Oberkante der Abstandhalterstege bzw. gekrümmte federnde Elemente im Fall des HTP-Abstandhalters von AREVA zur thermohy-draulischen Optimierung | Zry-4 oder eine fortschrittli-che Zirkonlegierung wie M5. An unterster bzw. oberster Position auch Inconel. | Mechanisch:<br>Einspannung der Brennstäbe zur Vermeidung von Fretting; steife Verbindung zwischen Abstandhalter und Führungs-rohr, um Durchbiegung zu minimieren; große Querbelast-barkeit zur Aufnahme von Horizontalkräften bei Störfällen<br>Thermohydraulisch:<br>Kompatibel bzgl. Druckverlust mit andern Brennelement-Typen im Kern; Durchmischung des Kühlmittels zur DNB-Verbesserung |
| **Zwischengitter** | Konstruktion vergleichbar der Abstandhalter-Kon-struktion, jedoch mit reduzierter Höhe | Zry-4 oder eine fortschrittli-che Zirkonlegierung wie M5 | Zur Verbesserung der thermohydraulischen Eigenschaften |
| **Fuß** | Winkel und Rahmen verschweißt; üblicherweise mit einem Fremdkörperfilter wie dem FUELGUARD™ von AREVA ausgerüstet<br>Alternativ gegossen | Austenitischer Stahl | |

*Tab. 3.3:* Überblick zur Struktur von Siedewasserreaktor-Brennelementen: Komponenten, Beschreibung, Material, Funktion

| **Struktur von Siedewasserreaktor-Brennelementen** | | | |
|---|---|---|---|
| **Komponente** | **Beschreibung** | **Material** | **Funktion** |
| **Kopf** | Gegossen | Austenitischer Stahlguss | • Formschlüssige Handhabung des Brennelements durch Greifer; Übertragung des Brennelementgewichts auf die Tragstruktur (Wasserkanal bzw. Tragstäbe)<br>• Zentrierung des Brennelements im Brennelementkasten<br>• Brennelement-Kennzeichnung |
| **Interne Wasserstruktur** | Quadratischer Kanal<br>Zylindrisches Rohr | Zry-4, neuerdings Zry-2 | • Verbesserung der Moderation<br>• im Fall des ATRIUM™ 10-Designs auch als Tragstruktur verwendet, an der die Abstandhalter befestigt sind, die sich axial zwischen zwei Stopps bewegen können |
| **Abstandhalter** | Brennstablagerung durch Noppen und Federn (5-Punkt- oder 6-Punktlagerung)<br>Fahnen an der Oberkante der Abstandhalterstege zur thermohydraulischen Optimierung | Zry-4, neuerdings Zry-2; bei den neuen fortschrittlichen Designs Inconel | • Mechanisch:<br>Einspannung der Brennstäbe zur Vermeidung von Fretting<br>• Thermohydraulisch:<br>Umlenken des Kühlmittels mittels Fahnen hin zum Brennstab zur Dryout-Verbesserung |
| **Brennstab** | Normale Brennstäbe<br>Tragstäbe<br><br>teillanger Brennstab | Zry-2 | • Verbindung Kopf-Fuß bei älteren AREVA-Designs und bei Designs anderer Lieferanten wie GE und Westinghouse<br>• Reduktion des 2-Phasen-Druckverlusts |
| **Fuß** | Üblicherweise mit einem Fremdkörperfilter wie dem FUELGUARD™ von AREVA ausgerüstet. | Austenitischer Stahl | • Übertragung des Brennelementgewichts auf die Tragstruktur (Wasserkanal bzw. Tragstäbe)<br>• Zentrierung des Brennelements im Brennelementkasten<br>• Fremdkörperrückhaltung |

### 3.2.2 Siedewasserreaktor-Brennelement

**33** Analog zu den Druckwasserreaktor-Brennelementen sind auch bei der Tragstruktur von Siedewasserreaktor-Brennelementen Kopf und Fuß miteinander verbunden. Diese Funktion übernehmen weltweit bei nahezu allen Brennelementdesigns die Brennstäbe. Kopf und Fuß sind üblicherweise über acht Brennstäbe durch Schraubverbindungen miteinander verbunden. Beim ATRIUM™ 10-Design von AREVA NP sind, einzigartig bei Siedewasserreaktor-Brennelementen, Kopf und Fuß über einen zentralen Wasserkanal, der dem Lastabtrag und der Moderation dient, verbunden. Eine Bajonettverbindung am Kopf ermöglicht ein problemloses Öffnen des Brennelements. Im Gegensatz zum Druckwasserreaktor-Brennelement, bei dem aus mechanischen und thermohydraulischen Kompatibilitätsgründen die axiale Positionierung der Abstandhalter festgeschrieben ist, können beim Siedewasserreaktor-Brennelement aufgrund des Brennelementkastens die axialen Positionen der Abstandhalter und deren Anzahl thermohydraulisch optimiert werden. Die Tabelle 3.3 gibt einen Überblick über die Komponenten der Tragstruktur eines Druckwasserreaktor-Brennelements und beschreibt deren Funktionen eingehender.

# 4 Fertigung

## 4.1 Fertigungsablauf

**34** Die Brennelementfertigung unterteilt sich im Wesentlichen in drei Schritte:

- Tablettenherstellung,
- Brennstabfertigung,
- Brennelementfertigung.

In dieser Verallgemeinerung trifft die Einteilung sicherlich auf alle Fertigungsstätten weltweit zu. Detaillierte Beschreibungen haben das Werk der AREVA GmbH in Lingen, Deutschland, im Blick (Abbildung 4.1); in anderen Anlagen kann daher der eine oder andere Prozessschritt davon abweichen.

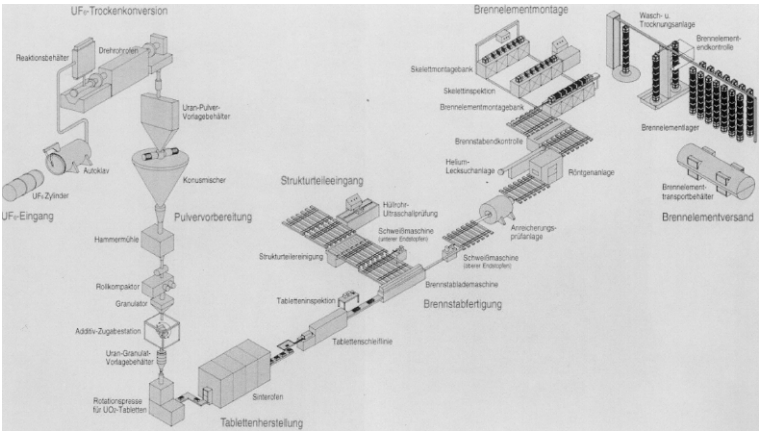



*Abb. 4.1:* Fertigungsprozess

## 4.1.1 Tablettenherstellung

Als Ausgangsmaterial wird angereichertes Uran (mit weniger als 5 w/o $^{235}U$) in Form von Uranhexafluorid ($UF_6$) von den Anreicherungsanlagen in Zylindern angeliefert. In einem chemischen Prozess (Konversion) wird das gasförmige Uranhexafluorid in Urandioxidpulver umgewandelt. Kamen in den Anfängen nur Nasskonversionsverfahren, nach ihren Zwischenstufen als „ex AUC" („Ammonium Uranylcarbonate") und „ex ADU" („Ammonium Diuranate") benannt, zum Einsatz, werden seit einigen Jahren überwiegend Trockenkonversionsverfahren verwendet. Diese zeichnen sich insbesondere durch Umweltfreundlichkeit und große Stabilität aus. Die bekanntesten Trockenkonversionsverfahren sind „IDR" („Integrated Dry Route") und „DC" („Dry Conversion"). Dem Pulver aus der Konversion wird im nächsten Schritt $U_3O_8$-Rücklaufmaterial aus dem Fertigungsprozess beigemischt. Durch Homogenisierung, Mahlen, Vorkompaktieren, Granulieren und Hinzugabe von Additiven wird das Pulver zum Pressen der Brennstofftabletten vorbereitet. Nach dem Pressen werden die Tabletten in Öfen bei Temperaturen zwischen 1700 und 1800 °C gesintert. Die Tablette verdichtet sich von einer Grünlingsdichte – Grünling ist die Bezeichnung der gepressten, ungesinterten und somit noch nicht fertigen Tablette – von rund 6 g/cm³ zu einer Enddichte von 10,4 bis 10,6 g/cm³; damit einher geht eine Schrump- **35**

fung des ursprünglichen Tablettenvolumens um mehr als 40 Prozent. Nach einer Dichtebestimmung und einer ersten Inspektion werden die Tabletten geschliffen und einer 100%igen Durchmesserkontrolle zugeführt. Anschließend werden die Tabletten auf Oberflächendefekte wie Abplatzungen, Risse oder Poren inspiziert. Zur weiteren Steigerung der Qualität werden diese Prüfungen zunehmend automatisiert. Bis zum Einladen in die Brennstäbe werden die Tabletten im Tablettenlager zwischengelagert.

### 4.1.2 Brennstabfertigung

**36** Einseitig verschweißte Hüllrohre (unterer Endstopfen) – durch eine Hüllrohrseriennummer eindeutig gekennzeichnet – gelangen über den Komponenteneingang zur Brennstablademaschine. Unter Anwendung tablettenschonender Techniken, zum Beispiel ein elektrisch angetriebenes, kraftbegrenztes, schwingfähiges Schubsystem, wird die komplett ausgelegte Tablettensäule in das Hüllrohr geladen. Anschließend wird mit einem zweiten Endstopfen das Hüllrohr gasdicht und druckfest verschweißt. Abhängig von der angewandten Schweißtechnik wird das Helium bereits während des Schweißvorgangs eingebracht (wie beim Widerstandspressschweißen) oder nach dem Anschweißen des Endstopfens (zum Beispiel beim Laserschweißen oder dem WIG-(Wolfram-Inert-gas-)Schweißverfahren). Alle Brennstäbe werden einer Helium-Leckprüfung und einer Prüfung mit dem Scanner zur Kontrolle der Anreicherung unterzogen. Nach der Brennstabendkontrolle, die visuelle Oberflächenkontrolle, Geradheitsprüfung, Längenmessung und Durchmesserprüfung umfasst, werden die Brennstäbe in das Brennstablager verbracht.

### 4.1.3 Brennelementfertigung

**37** Die eigentliche Brennelementfertigung beginnt mit dem Zusammenbau der Tragstruktur. Abstandhalter, Führungsrohre für Druckwasserreaktor-Brennelemente bzw. Wasserkanal für Siedewasserreaktor-Brennelemente, Kopf und Fuß einschließlich Fremdkörperabscheider werden hierzu als Komponenten beigestellt. Abhängig vom jeweiligen Brennelementdesign werden zunächst Abstandhalter und Führungsrohre miteinander verschweißt bzw. im Fall des ATRIUM™-Designs für Siedewasserreaktoren die Abstandhalter auf den Wasser-

kanal aufgeschoben und durch Anschläge positioniert. Bevor ein Brennstab in eine bestimmte Position der Tragstruktur eingeschoben oder eingezogen wird, wird dessen Identität kontrolliert. Der Einzugs- bzw. Schubvorgang ist automatisiert und erfolgt kraft- und geschwindigkeitsüberwacht. Nach dem Bestücken der Tragstruktur mit allen Brennstäben werden Kopf und Fuß angebracht und gesichert. Bevor die Brennelemente zur Endkontrolle kommen, werden sie gereinigt und gegebenenfalls getrocknet. Die Endkontrolle umfasst im Wesentlichen eine Messung der Geradheit, der Einhüllenden, der Länge, der Abstände zwischen Brennstäben bzw. Brennstab-Führungsrohr und visuelle Kontrollen. Nach erfolgreicher Endkontrolle werden die Brennelemente in das Brennelementlager verbracht.

**38** Im Normalfall werden die Brennelemente in Transportbehältern per LKW an den Kunden ausgeliefert. Abhängig vom Brennelement- und Behältertyp können mit einem LKW zwischen vier und 36 Brennelemente transportiert werden.

## 4.2 Qualitätssicherung und Umweltschutz

**39** Die Einhaltung höchster Sicherheits-, Qualitäts- und Umweltstandards ist in der Kerntechnik unverzichtbar. Neben internationalen Standards und Codes wie ISO 9001:2000 („Quality Management Systems Requirements“) und IAEA 50 SG/Q („Quality Assurance for Safety in Nuclear Power Plants and other Nuclear Installations“) sind nationale Regelwerke und Standards zu beachten. Speziell für Deutschland kommt die KTA 1401 („Allgemeine Forderungen an die Qualitätssicherung“) zum Tragen.

## 4.3 Fertigung von Mischoxid- und ERU-Brennelementen

### 4.3.1 Mischoxid-Brennelemente

**40** Plutoniumbrennstoff wird üblicherweise als Plutoniumoxidpulver von der Wiederaufarbeitungsanlage zum Brennelementwerk transportiert. Dieses Oxid ist stark radioaktiv und toxisch. Es ist ein Alphastrahler, sendet aber auch Neutronen, Röntgenstrahlen, Gamma-Strahlen und Beta-Teilchen aus. Daher muss das Oxid in gasdichten Handschuhkästen hinter dicken Plexiglasfenstern mit geeigneten

Handschuhen gehandhabt werden. Ansonsten ist die Fertigung von Mischoxid-Brennelementen, bei der das Vermischen von Uran und Plutonium bei der Tablettenherstellung einen zusätzlichen Fertigungsschritt darstellt, ähnlich der von Urandioxid-Brennelementen.

**41** Bereits seit mehr als dreißig Jahren wird in europäischen Fertigungsstätten Mischoxidbrennstoff für Leichtwasserreaktoren gefertigt. In dieser Zeit wurde der Mischprozess verbessert. Neben Forderungen wie Wiederaufarbeitbarkeit stand eine homogene Verteilung des Plutoniums in der Uranmatrix im Vordergrund. Zu Beginn wurde der Mischoxid-Brennstoff noch mittels eines mechanischen Mischverfahrens hergestellt. Erhöhte Anforderungen an die Plutoniumlöslichkeit bei der Wiederaufarbeitung führten in der deutschen Fertigungsstätte in Hanau frühzeitig zur Einführung des OCOM/AUPuC-(„Optimized Co-milling/Ammonium Uranyl Plutonyl Carbonat"-)Prozesses. Im Jahr 1986 wurde dann von Belgo-Nucleaire der so genannte MIMAS-Prozess eingeführt. Die Erfahrung aus diesem Prozess wurde in der MELOX-Anlage von AREVA in Frankreich zum „Melox Advanced High Throughput Process" weiterentwickelt. Daneben kommt der so genannte „Short-Binderless-Route"-(SBR-)Prozess der BNG in Sellafield, England, zum Einsatz.

**42** Nach Fuel-Trac$^{R}$-Status-Report (Volume 5, LWR Fabrication) ist zum Stand 1. Januar 2006 weltweit eine nominelle Fertigungskapazität für Mischoxid-Brennelemente für Leichtwasserreaktoren von 260 t Schwermetall pro Jahr für Pulver und Pellets und von 305 t für Assemblierung vorhanden. Dass die Betonung dabei auf nominell liegt, zeigt eine detaillierte Betrachtung der Tabelle 4.1. Aus dieser Auflistung geht hervor, dass zurzeit nur zwei Fertigungsstätten industriellen Maßstabs verfügbar sind: zum einen die MELOX-Anlage der AREVA und (deutlich eingeschränkt) das SMP-Werk der BNG. Im Rahmen der Verwertung von waffenfähigem Plutonium als Brennstoff für Leichtwasserreaktoren wurde mit dem Bau einer Fertigungsstätte in den USA – Savannah River Site – bereits begonnen, eine vergleichbare Anlage für Russland ist in Planung. In Japan, das konsequent seinen Weg beim geschlossenen Brennstoffzyklus geht, hat JNFL die Genehmigung zum Bau und Betrieb einer Anlage in Rokkasho-mura mit einer Kapazität von 130 t pro Jahr beantragt. Der Baubeginn ist für 2007 vorgesehen und die Inbetriebnahme um 2012.

*Tab. 4.1:* Fertigungsstätten für MOX-Brennelemente, [7]

| Standort | Eigentümer/ Betreiber | Pulver/Pellet [t] | Assemblierung [t] | Bemerkung | Status |
|---|---|---|---|---|---|
| **Belgien/Dessel** | Belgonucleaire (BN) | 40 | 40 | $UO_2$-Pulver von AREVA und anderen Lieferanten; nur Tabletten- und Stabfertigung; Assemblierung bei FBFC; flexible Kapazität zwischen Druckwasserreaktor und Siedewasserreaktor | Juli 2006 geschlossen |
| **Frankreich/ Marcoule-MELOX** | AREVA | 100 | 145 | Genehmigte Kapazität 145 t, technische Kapazität 195 t; flexible Fertigung von Druckwasserreaktor- und Siedewasserreaktor-Brennelementen | In Betrieb |
| **Indien/ Tarapur-AFF** | DAE | 5 | 5 | Fertigungsstätte sowie Entwicklungsarbeiten an Brennelementen für Leichtwasserreaktoren und Schnelle Brüter | In Betrieb |
| **Japan/Tokai-JNC** | JNC | 55 | 55 | Zwei Linien, eine mit 10 t für Fugen ATR und eine mit 5 t für Schnellen Brüter Joyo; eine weitere Linie mit 40 t steht bereit für den Fall, dass der Schnelle Brüter Monju wieder in Betrieb geht | In Betrieb |
| **England/ Sellafield-SMP** | BNG (British Nuclear Group) | 60 | 60 | Im Mai 2002 wurde der Betrieb aufgenommen; erstes Brennelement wurde 2005 gefertigt. Auf Grund von Problemen, die während der Inbetriebnahme auftauchten und noch nicht beseitigt sind, werden aktuell nur 50 Prozent der ursprünglichen nominellen Kapazität von 120 t genutzt. | In Betrieb |
| **Total** | | **260** | **305** | | |

**43 Sicherheitsaspekte:**

Mischoxid-Brennelemente für Leichtwasserreaktoren fallen infolge ihres Plutoniumgehalts in die höchste Sicherheitsstufe und unterliegen von daher sehr strengen technischen und administrativen Sicherheitsvorschriften während des Transports. Die Sicherheitsaspekte der IAEA für frische Mischoxid-Brennelemente sind wesentlich restriktiver als für frische Urandioxid-Brennelemente. So werden Mischoxid-Brennelemente in speziell entwickelten und versiegelten Containern transportiert, wobei die LKW zusätzliche Sicherheitsanforderungen erfüllen müssen. Zum Entladen wird vor Ort das Siegel von einem Vertreter der IAEA entfernt. Aufgrund der Radioaktivität und der Wärmeentwicklung ist es ratsam, Mischoxid-Brennelemente direkt im Nasslager abzustellen. Eine kontinuierliche Videoüberwachung und eine monatliche Inspektion durch einen IAEA-Inspektor gewährleisten, dass keine unerlaubten Manipulationen vorgenommen werden. Bei einigen Anlagen werden die frischen Mischoxid-Brennelemente im Trockenlager gelagert. In diesen Fällen wird jedes Brennelement einzeln versiegelt und regelmäßig inspiziert. Die Beladung in den Kern wird ebenfalls von einem IAEA-Inspektor überwacht. Für den Transport abgebrannter Mischoxid-Brennelemente sind im Vergleich zu Urandioxid-Brennelementen keine zusätzlichen Maßnahmen gefordert.

### 4.3.2 ERU-Brennelemente

**44** Bei der Wiederaufarbeitung fällt neben Plutonium auch Uran an: je nach Abbrand zwischen 94 und 95 Prozent. Dieses rezyklierte Uran unterscheidet sich von frischem Natururan nur durch die Isotopenzusammensetzung. Da sind, wenn auch in relativ geringen Mengen, die Isotope $^{232}U$ und $^{234}U$ mit einem im Vergleich zum Natururan größeren Anteil und dann, abhängig vom Abbrand, die Isotope $^{235}U$ und vor allen Dingen $^{236}U$. Die beiden letzteren sind es auch, die die Wirtschaftlichkeit wesentlich bestimmen, während insbesondere $^{232}U$ und in geringerem Maße auch $^{234}U$ wegen ihrer radiologischen Auswirkungen verstärkte Strahlenschutzmaßnahmen bei der Fertigung erfordern.

**45** Diese leicht unterschiedliche Isotopenzusammensetzung hat keinerlei Auswirkung auf die mechanische und thermische Brennstab- und

Brennelementauslegung. Lediglich bei der neutronenphysikalischen Auslegung ist die Neutronen absorbierende Wirkung des $^{236}U$ zu berücksichtigen, sofern es das Ziel ist, ERU-Brennelemente äquivalent zu einer bestimmten $^{235}U$-Anreicherung frischer Brennelemente auszulegen. Dies kann durch Anhebung der $^{235}U$-Anreicherung um ein Drittel des $^{236}U$-Gehalts erreicht werden. Bei einem $^{236}U$-Anteil von 0,54 Gewichtsprozent ist das ERU-Brennelement auf 4,18 w/o $^{235}U$ anzureichern, damit ein zu einem Uran-Brennelement von 4,0 w/o $^{235}U$ äquivalentes ERU-Brennelement vorliegt. Genehmigungen für ERU-Brennelemente sind vielfach als äquivalent zu der bestehenden $^{235}U$-Anreicherung frischer Brennelemente erteilt, in einigen Fällen aber auch zum $^{235}U$-Wert ohne Kompensation von $^{236}U$.

**46** Zur Anreicherung des rezyklierten Urans kann das übliche Verfahren der Anreicherung in der Gasphase (zum Beispiel mittels Zentrifugen) eingesetzt werden. Eine andere Möglichkeit besteht darin, das rezyklierte Uran mit mäßig oder hoch angereichertem Uran (MEU bzw. HEU) zu vermischen (blenden). Beide Wege wurden in der Vergangenheit von der AREVA zusammen mit den Kunden beschritten.

**47** Bei den ersten Brennelementen mit Uran aus der Wiederaufarbeitung zu Beginn der 1980er Jahre wurde die Anreicherung mit einem gaskinetischen Verfahren durchgeführt. Ungünstig daran ist, dass auch die unerwünschten Uranisotope $^{232}U$, $^{234}U$ und $^{236}U$ angereichert werden, was eine starke wirtschaftliche Benachteiligung im Vergleich zu Brennelementen aus frischem Natururan darstellt. Dies kann umgangen werden, wenn das rezyklierte Uran mit mittel oder hoch angereichertem Uran geblendet wird. Bei dieser Variante werden die Gehalte der Isotope $^{232}U$, $^{234}U$ und $^{236}U$ – je nach Reinheitsgrad des beigemischten angereicherten Urans – beibehalten oder sogar gesenkt. Seit Mitte der 1990er Jahre hat die AREVA NP in Zusammenarbeit mit dem russischen Hersteller MSZ/Elektrostal ERU-Brennelemente nach diesem Blendprozess gefertigt. Innerhalb des Fertigungsverbunds liefert die AREVA NP die einseitig verschweißten Hüllrohre sowie alle Strukturteile; MSZ stellt das mäßig bzw. hoch angereicherte Uran bereit, das zum Beispiel für den Antrieb von Schiffen vorgesehen war oder aus Waffenbeständen stammt und Anreicherungen von rund 20 bzw. 90 w/o $^{235}U$ haben kann. Mit diesem Material blendet MSZ das von den Kernkraftwerksbetreibern bereitgestellte Material aus der Wiederaufarbeitung und fertigt Brennstoffpulver.

**48** Im Gegensatz zu den Mischoxid-Brennelementen sind beim Transport und der Handhabung von ERU-Brennelementen keine zusätzlichen Sicherheitsvorkehrungen zu treffen.

## 5 Service

**49** An die Auslegung und Qualität eines Kernkraftwerks werden hohe Anforderungen gestellt. Dies trifft auch auf die Brennelemente zu. Zur Erfüllung dieser Forderung tragen neben einem anspruchsvollen Qualitätssicherungssystem bei Auslegung und Fertigung wiederkehrende Prüfungen bei, die für Kernkraftwerke nach deutscher Genehmigung obligatorisch sind. Die Durchführung dieser Prüfungen bei Brennelementen und Kernbauteilen wie Steuerelementen und Drosselkörpern während der Revision ist eine wesentliche Aufgabe des Brennelementservices. Für den Gesamtkern repräsentative Brennelemente werden zum Beispiel mit strahlungsresistenten Unterwasserkameras inspiziert oder es werden die Oxidschichtdicken von Brennstabhüllrohren gemessen. Repräsentativ heißt in diesem Zusammenhang, Brennelemente mit unterschiedlichen Standzeiten und/oder auch unterschiedlichen Designs.

**50** Für den Fall, dass sich im Kern ein Brennelement mit einem defekten Brennstab befindet (was zunächst im Betrieb durch Überwachung der Kühlmittelaktivität festgestellt und während der Revision durch Sippingtests bestätigt wird), übernimmt der Service die Aufgabe, dieses Brennelement zu reparieren. Bei dem betroffenen Brennelement wird mittels Wirbelstrom- oder Ultraschallprüfung der defekte Brennstab geortet. Der undichte Brennstab wird aus dem Brennelement entfernt und gasdicht in spezielle Behälter abgestellt. Ist das Brennelement aufgrund seines Abbrandzustands für einen weiteren Einsatz vorgesehen, wird an Stelle des gezogenen, defekten Brennstabs ein so genannter Dummystab eingesetzt. Hierbei handelt es sich um ein Vollrohr aus Zirkaloy.

**51** Zur Unterstützung der Forschungs- und Entwicklungsvorhaben führt der Service die hierfür notwendigen Untersuchungen und Messprogramme an den bestrahlten Brennelementen im Brennelementbecken durch. Diese Arbeiten umfassen ein großes Spektrum zerstörungsfreier Prüfungen wie Längen-, Durchmesser- und Oxid-

schichtdickenmessungen oder auch Gamma-Scans an einzelnen Brennstäben.

## 6 Betriebserfahrung

**52** Die ersten Leichtwasserreaktoren zur kommerziellen Stromerzeugung gingen weltweit bereits zu Beginn und in Deutschland Ende der 60er Jahre in Betrieb. Im Jahr 2007 liegt damit eine 40-jährige Betriebserfahrung für Leichtwasserreaktor-Brennelemente vor. Umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten während dieses Zeitraums in der Auslegung und Konstruktion, bei den Berechnungsmethoden und in der Fertigung erbrachten große Fortschritte hinsichtlich Zuverlässigkeit wie auch Brennstoffausnutzung und damit Wirtschaftlichkeit.

**53** Ein Maß für die Wirtschaftlichkeit ist der Entladeabbrand. Darunter wird der Abbrand verstanden, den ein Brennelement bis zu seiner endgültigen Entnahme aus dem Kern erzielt hat. Aus technischer Sicht ist dieser Abbrand bereits für ein einzelnes Brennelement, ja sogar einen einzelnen Brennstab, von Interesse. Bei einer mehr wirtschaftlichen Betrachtungsweise ist der Entladeabbrand von Interesse, der sich bei der Mittelung über eine größere Anzahl an Brennelementen ergibt. Dies können zum Beispiel Brennelemente sein, die zur gleichen Nachlademenge gehören, d. h. zum gleichen Zeitpunkt eingesetzt wurden, den gleichen Brennstoff (z.B. Uran, Mischoxid oder ERU) und das gleiche Design haben oder einfach alle Brennelemente, die im Lauf eines Jahres endgültig entladen werden.

**54** Die Werte für entladene Brennelemente, die zu Beginn der 80er Jahre für Druckwasser- und Siedewasserreaktoren bei 28 MWd/kgU lagen, haben zwischenzeitlich eine Höhe von 45 MWd/kgU für Druckwasserreaktor-Brennelemente und einen von 44 MWd/kgU für Siedewasserreaktor-Brennelement erreicht. In beiden Fällen ist ein deutlicher Anstieg erkennbar, der mehr als 50 Prozent beträgt. Die Datenbasis dieser Werte sind Abbrände, die weltweit mit von der AREVA NP gelieferten Brennelementen erzielt wurden. Ferner wurden mit einigen Druckwasserreaktor- wie auch Siedewasserreaktor-Brennelementen bereits Abbrände von über 70 MWd/kgU erzielt; maximale Brennstababbrände betrugen dabei bis zu 75 MWd/kgU. Bei Unter-

suchungen im Hinblick auf technische Realisierbarkeit wurden vereinzelt Brennstäbe, so genannte Pfadfinderstäbe, bis hin zu Abbränden von 105 MWd/kgU eingesetzt [8].

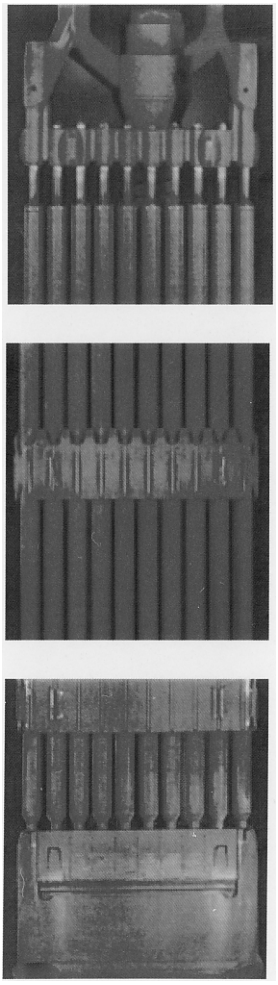


*Abb. 6.1:* ATRIUM™ 10-Brennelement mit einem Abbrand von 37 MWd/kgU (Quelle: AREVA NP)

**55** Das Foto eines „abgebrannten" Brennelements zeigt die Abbildung 6.1; in diesem Fall ein ATRIUM™ 10-Brennelement mit einem Abbrand von 37 MWd/kgU. Brennstäbe und Strukturteile sind von ei-

nem Belag überzogen, ansonsten sind äußerlich keine Besonderheiten ersichtlich. Bei dem Belag, der, nachdem er erstmals im kanadischen Forschungsreaktor Chalk River beobachtet wurde, vielfach als CRUD (Chalk River Undefined Deposit) bezeichnet wird, handelt es sich um Ablagerungen aus dem Kühlmittelkreislauf, die beim Siedewasserreaktor verstärkt auftreten. Wie eine Brennstofftablette nach einem Abbrand größer 60 MWd/kgU aussehen kann, geht aus der Abbildung 6.2 (einem Längsschliff) hervor. Die Vertiefungen (Dishing) an den Stirnseiten der frischen Tabletten sind auch im „abgebrannten" Zustand deutlich erkennbar, die Risse sind eine Folge der thermischen Beanspruchungen.

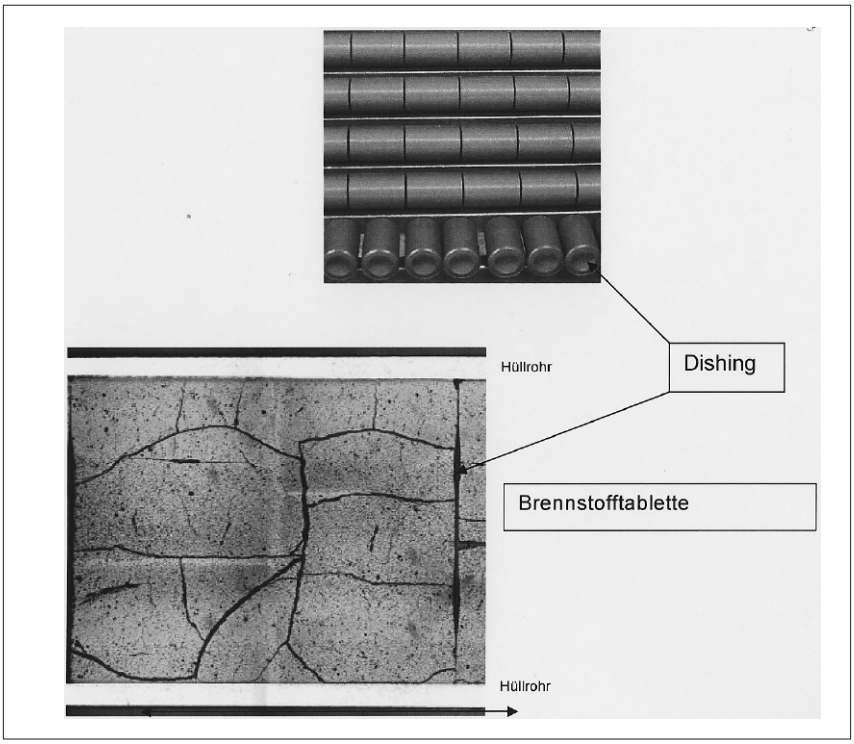



*Abb. 6.2:* Frische Brennstofftabletten und Längsschliff durch eine Tablette mit einem Abbrand von über 60 MWd/kgU

Ein allgemein anerkanntes Maß für die Zuverlässigkeit von Brenn- **56**
elementen sind Fehlerraten. Hierbei wird die Anzahl der defekten Brennstäbe, d.h. der Brennstäbe mit einem durchgehenden Hüllrohr-

schaden, ins Verhältnis zur Anzahl der eingesetzten Brennstäbe gesetzt. Zwischen zwei und vier defekte Brennstäbe pro 100.000 Brennstäbe im Einsatz (Schreibweise $2 \cdot 10^{-5}$) pro Jahr für Druckwasserreaktor-Brennelemente bzw. ein defekter Brennstab und manchmal auch weniger für Siedewasserreaktor-Brennelemente während der vergangenen 15 Jahre bis 2006 sind Zeugnis für das mittlerweile erreichte hohe Niveau bezüglich Zuverlässigkeit [9, 10]. Fretting (Reibkorrosion) zwischen Brennstab und Abstandhalter ist eine der häufigsten Ursachen für defekte Brennstäbe bei Druckwasserreaktor-Brennelementen; bei Siedewasserreaktor-Brennelementen ist Fretting verursacht durch einen Fremdkörper im Kühlmittel die häufigste Ursache für Defekte. Ein Beispiel für einen defekten Brennstab aufgrund von Fretting zwischen der Noppe eines Abstandhalters und einem Brennstab zeigt die Abbildung 6.3. Da die Problembereiche bekannt sind, kann davon ausgegangen werden, dass in Kürze dauerhaft Fehlerraten von unter $1 \cdot 10^{-5}$ erreicht werden. Entsprechende Programme hat die Industrie bereits angestoßen: zum Beispiel ZTF (Zero Tolerance for Failures) durch die AREVA NP.

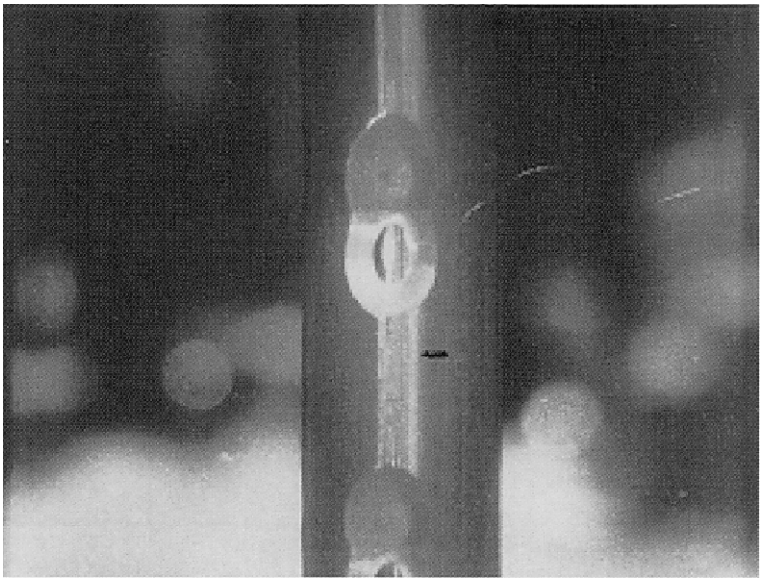


*Abb. 6.3:* Defekter Brennstab infolge von Fretting zwischen Abstandhalter und Brennstab.

# 7 Der Markt für Brennelemente

**57** Während der vergangenen Jahre hat auf dem Brennelementmarkt eine starke Konsolidierung stattgefunden. Dies trifft bei den Brennelementherstellern wie auch auf Käuferseite (den Reaktorbetreibern) zu. Der Markt ist nach wie vor von einer großen Überkapazität in der Fertigung geprägt. So steht im Bereich der Brennelemente für Siedewasserreaktoren einer Jahresfertigungskapazität von 3500 Tonnen ein Bedarf von rund 1800 Tonnen gegenüber, im Bereich der Brennelemente für Druckwasserreaktoren (ohne WWER-Reaktoren) sind es 6500 Tonnen gegenüber einem jährlichen Bedarf von etwa 4000 Tonnen. Auf Grund des hohen Fixkostenanteils in nuklearen Fertigungsstätten wirkt sich dies äußerst negativ auf die Kostensituation bei den Brennelementherstellern aus.

**58** Als Ergebnis der Konsolidierung beliefern noch zwei Hersteller mehr als 80 Prozent des Weltmarktes für Druckwasserreaktor-Brennelemente. Da ist zum einen als Weltmarktführer die AREVA NP, ein Joint Venture zwischen der ehemaligen Framatome und Siemens, und zum anderen Westinghouse, ein Unternehmen, das seit 2006 zu Toshiba gehört. Daneben gibt es noch eine Reihe von Herstellern, die lediglich den heimischen Markt beliefern. Dazu zählen KNFC in Südkorea, MHI und NFI in Japan, INB in Brasilien und CNNC in China. Die spanische ENUSA spielt eine Sonderrolle, da sie einerseits den Großteil der spanischen Kernkraftwerke beliefert, andererseits im Verbund mit Westinghouse als EFG den europäischen Markt bedient. Bei der Einfuhr von Brennelementen in die Europäische Union ist ansonsten ein Einfuhrzoll in Höhe von 3,7 Prozent fällig, der auf das gesamte Brennelement mit angereichertem Brennstoff erhoben wird und nicht nur auf die Fertigung alleine.

**59** Obgleich vom Volumen her wesentlich kleiner, wird der Markt für Siedewasserreaktor-Brennelemente im Wesentlichen von drei Herstellern beliefert. Mit einem Anteil von rund 60 Prozent ist GNF, der Brennelementhersteller der General Electric, weltweit der unbestrittene Marktführer, gefolgt von der AREVA NP mit einem Anteil von etwas mehr als 20 Prozent. Den dritten Platz nimmt Westinghouse Atom ein, deren Know-how für Siedewasserreaktor-Brennelemente von der schwedischen ASEA (zwischenzeitlich ABB) herrührt. Ende

*Tab. 7.1:* Fertigungsstätten für Leichtwasserreaktor-Brennelemente (D für Druckwasserreaktor, S für Siedewasserreaktor, V für WWER Reaktor), [7]

| Land | Betreiber | Standort | Fertigungskapazitäten | | | Erläuterungen |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Pulver | Tabletten | Brennelemente | |
| **Belgien** | AREVA NP | Dessel | 0 | 500 | 500 D | |
| **Brasilien** | INB | Resende | 165 | 120 | 240 D | |
| **China** | CNNC | Yibin | 300 | 310 | 300 D/V | |
| **Frankreich** | AREVA NP | Romans | 1200 | 820 | 820 D | Kapazität für Wiederaufarbeitung; für 2008 ist eine Erhöhung der Kapazität für Pulver auf 1800 vorgesehen mit anschließender Erhöhung der Kapazität für Tabletten und Brennelemente auf 1400 |
| **Deutschland** | AREVA NP | Lingen | 650 | 650 | 650 D/S | |
| **Indien** | NFC | Hyderabad | 48 | 48 | 48 | |
| **Japan** | NFI | Kumatori | 0 | 360 | 284 D | Pulver von MNF |
| | NFI | Tokai-mura | 0 | 250 | 250 S | Pulver von AREVA NP in Richland (USA) |
| | MNF | Tokai-mura | 475 | 440 | 440 D | |
| | JNF | Yokosuka | 0 | 750 | 750 S | Pulver von GNF (USA) und MNF |
| **Kasachstan** | Kazatomprom | Ulba | 3000 | 1000 | 0 | |
| **Russland** | TVEL/MSZ | Elemash | 500 | 500 | 535 D/S/V | Anlage ist qualifiziert, für AREVA NP ERU-Brennelemente zu fertigen |
| | TVEL | Novosibirsk | 900 | 1000 | 1000 V | |
| **Südkorea** | KNFC | Daejon | 300 | 400 | 400 D | |
| **Spanien** | ENUSA | Juzbado | 0 | 400 | 400 D/S | |
| **Schweden** | Westinghouse | Vasteras | 530 | 530 | 400 D/S | |
| **USA** | Westinghouse | Columbia SC | 1250 | 1250 | 1450 D/S | circa 100 für Siedewasserreaktor |
| | AREVA NP | Lynchburg | 0 | 0 | 600 D | Tabletten aus Richland |
| | AREVA NP | Richland | 1800 | 1800 | 700 D/S | |
| | GNF | Wilmington | 1000 | 1100 | 1100 S | |
| **England** | Westinghouse | Springfiels | 440 | 440 | 0 | |

1999 von BNFL erworben, wurde ABB zunächst in Westinghouse eingegliedert und zusammen dann im Jahr 2006 an Toshiba veräußert.

Über die Marktanteile, gemittelt über den Zeitraum von 2005 bis 2007 und differenziert nach Druckwasser- und Siedewasserreaktoren für die drei Marktbereiche Europa, USA und Asien, informiert die Abbildung 7.1. **60**

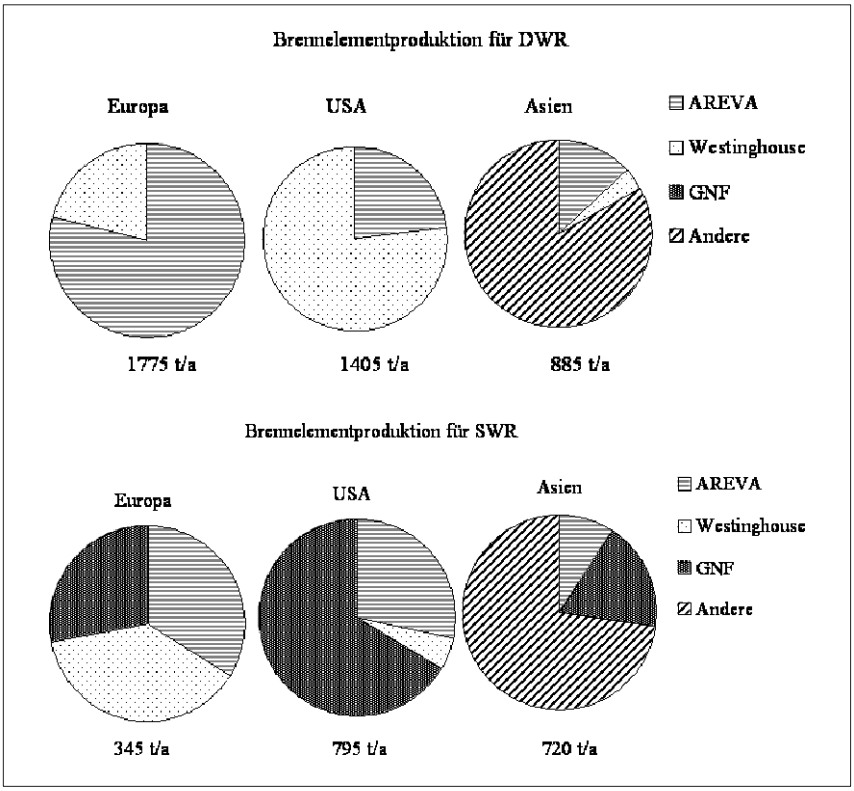



*Abb. 7.1:* Marktanteile (ohne WWER-Reaktoren) gemittelt über den Zeitraum 2005–2007

Einen Überblick über die weltweiten Fertigungsanlagen für Brennelemente gibt die Tabelle 7.1. Entsprechend den Haupt-Fertigungsschritten wird bei den Kapazitäten zwischen der Fertigungskapazität für Pulver, Tabletten und Brennelementfertigung unterschieden. **61**

## 8 Literatur

[1] Part I, Aqueous Homogeneous Reactors, James A. Lane, Oak Ridge National Laboratory

[2] Dieter Smidt, Reaktortechnik, Eine Einführung in die Auslegung von Kernkraftwerken, Band 1, Grundlagen, G. Braun, Karlsruhe 1975

[3] Werner Oldekop, Druckwasserreaktoren für Kernkraftwerke, Verlag: K. Thiemig, München (1974)

[4] 2005, World Nuclear Industry Handbook, Nuclear Engineering International

[5] Strategie der weiteren Abbranderhöhung von Uran-Brennelementen bis zur maximalen Anreicherung von 5 w/o $^{235}U$ für DWR-Anlagen aus EVU-Sicht, M. Beer, J. Huber, Bayernwerk Kernenergie GmbH, München, Beitrag zur Fachsitzung: Brennelemente, Jahrestagung Kerntechnik 98

[6] Optimierung des Brennstoffkreislaufs im DWR, M. Beer, Bayernwerk Kernenergie GmbH, München, Dr. R. Güldner, E. Weber, Siemens KWU , Erlangen

[7] NAC INTERNATIONAL, Nuclear Industry Status Report, A Fuel-Trac Publication, LWR FABRICATION, Volume 5 of a 6-Volume Series, August 2006

[8] $UO_2$ Fuel Behaviour at Rod Burn-ups to 105 MWd/kgHM, A Review of 10 Years of High Burn-up Examinations Commissioned by AREVA NP, W. Goll, Ch. Hellwig, P.B. Hoffmann, W. Sauser, J. Spino and C.T. Walker, atw 52. Jg (2007) Heft 2 – Februar, Seiten 95-102

[9] 2006 Update on Fuel Reliability Trends in Light-Water Reactors, István Frankl, FOCUS, Issue 78-Volume IV/2006, NAC INTERNATIONAL

[10] Experience and Reliability of Framatome ANP's PWR and BWR Fuel, W. Klinger, C. Petit, J. Willse, Fuel failure in water reactors: Causes and mitigation, Proceedings of a Technical Meeting held in Bratislava, Slovakia, June 17-21, 2002, IAEA-TECDOC-1345, March 2003

# Plutonium – Grundlagen der Nutzung

*Wolfgang Stoll*

*Energiegewinnung setzt das Vorhandensein von Energieträgern voraus. Unter den Trägern thermischer Energie sind die verbrennbaren Träger (Erdöl, Kohle, Gas) von den Trägern der Kernspaltungsenergie zu unterscheiden. Auf das eingesetzte Gewicht der Träger bezogen liefern nukleare Rohstoffe rund das 25millionenfache an Energie. Neben Uran gehört das Plutonium, das erst durch die Reaktorumwandlung aus Uran in größeren Mengen verfügbar wurde, dazu. Seine Verwendung als Energielieferant setzt eine anspruchsvolle Technik voraus, die eine sichere Handhabung dieses toxischen Stoffes erlaubt. Durch seine militärische Vorgeschichte ist der Einsatz in der friedlichen Kernenergienutzung auch in der öffentlichen Akzeptanz belastet. Plutonium ist aber ein notwendiger Bestandteil der Kernenergienutzung und wird wahrscheinlich, in einer enger werdenden Versorgungsbasis zukünftiger konventioneller thermischer Energieträger, eine zunehmend wichtige Rolle spielen [1].*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bildung und Eigenschaften | 1–3 | 6 | Verarbeitungsanlagen | 20–22 |
| 2 | Handhabung | 4–7 | 7 | Rolle im Brennstoffkreislauf | 23– 32 |
| 3 | Verhalten im Kernreaktor | 8–11 | 8 | Abbau militärischer Reserven | 33–38 |
| 4 | Welt-Inventare | 12–14 | 9 | Ausblick | 39 |
| 5 | Nutzungsalternativen | 15–19 | 10 | Literatur | |


## 1 Bildung und Eigenschaften

Mit dem Element Plutonium verbinden sich sehr gegensätzliche Vorstellungen. Einerseits ist die in ihm konzentrierte Energie, die bei Kernspaltungen freigesetzt werden kann, die Basis der Zerstörungswirkung von Atombomben, wenn die Freisetzung in Millisekunden abläuft. Andererseits verfügt man damit über einen Stoff, der 25 Millionen Mal soviel Wärmeenergie liefern kann, wie die gleiche Gewichtsmenge Steinkohle, wenn die Energie gelenkt und verlangsamt **1**

in Kernreaktoren freigesetzt wird. (Zwar gilt das auch genauso für das Isotop 235 des natürlichen Urans. Nur ist dieses nicht wie Plutonium durch einfache chemische Trennverfahren aus der 140fach größeren Menge des Isotops 238 abzutrennen.)

**2** Im Winter 1940/41 gelang es erstmals G. T. Seaborg, E. M. Mcmillan, J. W. Kennedy und A.C. Wahl in den USA aus Uran, das sie zuvor in einem Beschleuniger einem Neutronenfluss ausgesetzt hatten, kleine Mengen eines Elementes mit der Ordnungszahl 94 abzutrennen. Der Gepflogenheit folgend, die schweren Elemente nach der Reihe der Planeten zu benennen, nannte Seaborg das in der Reihe der Ordnungszahlen 92 (Uran) und 93 (Neptunium) folgende neu entdeckte Element 94 „Plutonium".

**3** Bis heute wurden 17 von 20 der bei diesem Element gefundenen Isotope von der Massenzahl 228 bis 247 vermessen, die alle radioaktiv sind [2]. Das Isotop 244, mit einer Halbwertszeit von 83 Mio. Jahren das langlebigste, wurde später in minimaler Konzentration in dem Mineral Bastnäsit, das reich an dem chemisch ähnlichen Element Cer ist, gefunden [3]. Man nimmt heute an, dass die erhöhte Konzentration des Thoriums, die die Häufigkeitsverteilung der schweren Elemente (nach der Harkins-Regel) in der Erdkruste zeigt, auf das seit der Erdentstehung bereits zerfallene primordiale Plutonium zurückgeht [4]. Das durch Neutroneneinfang und nachfolgenden zweimaligen Betazerfall aus Uran 238 in Kernreaktoren zuerst entstehende Isotop ist das Plutonium 239. Wie alle Schwermetalle ist es durch seine Anreicherung in der Leber zunächst chemisch giftig. Wie die meisten anderen Elemente mit einer Ordnungszahl über 80 ist es aber außerdem noch radioaktiv, wobei die Strahlenwirkung die chemische Giftigkeit weit übersteigt. Die radioaktiven Zerfallsmechanismen der verschiedenen Plutoniumisotope sind ähnlich, wobei mit Ausnahme des $^{241}$Pu, das ein Betastrahler ist, die Alphastrahler überwiegen. In der Energieausbeute entstehen weit nachgelagert noch Gammastrahlen. Außerdem zerfallen Transurane, so auch das Plutonium, sehr langsam spontan unter Neutronenaussendung.

*Tab. 1.1: Eigenschaften bekannter Plutoniumisotope [5]*

| **Massenzahl** | **Alphaenergie (MeV)** | **HWZ** | **β-Strahler** | **γ-Strahlung (KeV)** | **HWZ (Spontan-spaltg.) (Jahre)** | **Spaltquer-schnitt / thermisch (barn=$10^{-24}$ cm²)** | **Absorptions-querschnitt / thermisch (barn)** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 231 | 6,72 | 8,6 m | | | | | |
| 232 | 6,6 | 34,1 m | | | | | |
| 233 | 6,31 | 20,9 m | | 235,255 | | | |
| 234 | 6,2 | 8,8 h | | | | | |
| 235 | 5,85 | 25,3 m | | 49,756 + | | | |
| 236 | 5,77 | 2,858 a | | 48,109 | $3{,}5\times10^{9}$ | 160 | |
| 237 | 5,33 | 45,2 d | | 60 | + | 2300 | |
| 238 | 5,5 | 87,74 a | | 43,100 | $5\times10^{10}$ | 17 | 510 |
| **239** | **5,16** | **$2{,}394\times10^{4}$a** | | **18,(~400)** | **$5{,}5\times10^{15}$** | **752** | **270** |
| *240* | *5,17* | *6563 a* | | | *$1{,}3\times10^{11}$* | *0,044* | *290* |
| **241** | **4,89** | **14,35 a** | **0,02** | **(149)** | **+** | **1010** | **370** |
| 242 | 4,9 | $3{,}75\times10^{5}$a | | (45) | $7{,}4\times10^{10}$ | <0,2 | 19 |
| 243 | – | 4,956 h | 0,6 | 84 | | 200 | <100 |
| 244 | 4,6 | $8{,}3\times10^{7}$a | | (18) | $2{,}5\times10^{10}$ | ? | |
| 245 | – | 10,5 h | 0,9 | 327,560 + | | 150 | |
| 246 | – | 10,85 d | 0,3 | 44,224 | | | |
| 247 | – | 2,27 d | ? | | | | |

(**Fett:** wichtiger Spaltstoff, *kursiv:* Brutstoff; HWZ: m = Minuten, h = Stunden, d = Tage, a = Jahre)

## 2 Handhabung

**4** Für das mengenmäßig wichtigste Plutoniumisotop 239 steht bei der Strahlenexposition die Alphastrahlung im Vordergrund. Sie liegt 50.000fach über der des Urans 238 und 17fach unter der des Radiums und damit eher im Mittelfeld der bekannten Alphastrahler. Ganz allgemein gilt, dass Alphastrahlung zwar energiereich ist, aber nur eine vergleichsweise kleine Reichweite hat (in Luft um die 3,5 cm, in menschlichem Gewebe wenige Mikrometer), so dass sich die Körperoberfläche des Menschen schon durch die Schicht abgestorbener oberflächlicher Hautzellen vor Strahleneinwirkung schützt. Lebendes Gewebe wird nur bei Inkorporation erreicht. Dies geschieht selten über Wunden, am häufigsten durch Ablagerungen im Lungengewebe. Aus Tierversuchen schließt man, dass ein Mikrogramm Plutonium in der Form des Oxides, der einzigen unter Atmosphärenbedingungen beständigen chemischen Form, dauerhaft in der menschlichen Lunge deponiert, die mittlere Lungenkrebs-Wahrscheinlichkeit um etwa 1% erhöhen würde. Mit Sicherheitszuschlägen ist daher die Grenze der zulässigen jährlichen Aktivitätszufuhr in Form des schwerlöslichen Plutoniumdioxids ($PuO_2$) mit $1{,}7 \cdot 10^{-7}$ g $^{239}Pu$ festgelegt. Das entspricht 400 Bq, während lösliches Plutonium noch einmal auf ein Viertel, 100 Bq/a, abgesenkt ist. Damit nimmt man auf den Umstand Rücksicht, dass die Endstation löslichen Plutoniums im Körper die strahlenempfindliche Knochenoberfläche ist.

**5** Daher verlangt der Umgang mit Plutonium eine sichere Trennung der Atemluft von der das Plutonium umgebenden Atmosphäre. Im Falle kurzfristiger Interventionen kann man dazu Schutzanzüge benutzen, während Dauerarbeitsplätze an sog. Handschuhkästen eingerichtet werden, bei denen man das radioaktive Material nur mittels langstulpiger Handschuhe handhabt, die ihrerseits dicht in Handschuhlöchern eines ventilierten dichten Kastens, der Glovebox, eingesetzt sind. Es wird selten mit dem reinen Isotop 239 hantiert. In der Praxis hat man fast immer ein Gemisch mit höheren Isotopen, die, wie die Tabelle 1.1 zeigt, auch Beta- und Gammastrahler mittlerer Energie sein können. Außerdem entstehen sowohl durch Spontanspaltung, wie auch durch Wechselwirkung der Alphastrahler mit leichten Elementen Neutronen, deren Strahlenwirkung ebenfalls berücksichtigt werden muss. Schließlich zerfällt das Isotop 241 mit merklicher Ge-

schwindigkeit zu Americium 241, das seinerseits ein mittelstarker Gammastrahler ist, den man durch eine einige Millimeter dicke Schicht Blei abschirmen muss.

**6** Bei den oberirdischen Atomtests in den 50er Jahren wurden etwa 5 t Plutonium in die Erdatmosphäre freigesetzt und im Verlauf der Folgejahre langsam ausgeregnet. Davon haben die Menschen zusammen den etwa 300-millionsten Teil eingeatmet [6]. Es wurden davon gesundheitliche Beeinträchtigungen erwartet. Erkennbare Schäden sind daraus aber nicht entstanden. Im atmosphärischen und aquatischen Umfeld ist Plutonium durch die geringe Löslichkeit seines Oxides, als das es auftritt, nur sehr wenig mobil und wird von allen erreichbaren Oberflächen durch Oberflächenkräfte stark gebunden. Daher sind auch die Transferfaktoren im Biozyklus und die Resuspension in der Atmosphäre trotz der Rückstoßkräfte, die als Folge der Alphastrahlung mobilisierend auftreten können, mit Faktoren um die $10^{-8}$ vernachlässigbar gering. Dasselbe gilt für Wanderungen im Wirtsgestein bei untertägiger Lagerung, etwa abgebrannter Brennelemente. Die Ausbreitung von radioaktiven Spaltprodukten und von Plutonium kann an den Randschichten eines Kernspaltungsprozesses abgelesen werden, der vor 1,8 Mrd. Jahren in Oklo (Gabun) ablief. Über eine halbe Million Jahre lang fand der Prozess in diesem Uranvorkommen natürlicherweise und ohne Umhüllung statt. Dort findet man Wanderungen der Radionuklide im Bereich von nur wenigen Millimetern.

**7** Die oben erwähnte Besonderheit von Plutonium ist seine Spaltbarkeit im Neutronenfeld. Während fast alle Isotope mit Neutronen hoher Energien spaltbar sind, sind die Isotope mit ungerader Nukleonenzahl (239 und 241 im Besonderen) schon mit Neutronen niedriger Energie spaltbar, was ihren Einsatz in Kernreaktoren, deren Neutronen bis in den thermischen Bereich abgebremst sind, erst ermöglicht. Wasserstoff - auch in Gestalt seiner Verbindungen, wie Wasser - bewirkt diese Abbremsung, so dass wässrige Lösungen von Plutonium, z. B. in Gestalt seiner Salze, schon bei kleinen Mengen (509 g in günstigster Geometrie) eine nukleare Kettenreaktion auslösen und erhalten können. Daher muss besonders beim Umgang mit Lösungen das Risiko einer unbeabsichtigten Kritikalität durch Anwendung von mindestens zwei diesen Vorgang ausschließenden Sicherheitsfaktoren vermieden werden. Strikte Beachtung dieser Vorschrift hat die Kriti-

kalitätsunfälle bisher auf ganz wenige und örtlich sehr begrenzte Ereignisse, vorwiegend im militärischen Sektor, beschränkt.

## 3 Verhalten im Kernreaktor

**8** Während anfänglich im thermischen Neutronenfeld aus Uran 238 vorwiegend das Plutoniumisotop 239 entsteht, wird dieses wegen seines Spaltquerschnittes, der den des Uran 235 um das 1,5fache übersteigt, dann auch wieder bevorzugt gespalten. Das Plutonium übernimmt so im Laufe des Abbrandes im Kernreaktor einen stets steigenden Teil der nuklearen Wärmeleistung, die gegen Ende des Abbrandes bei über 40% liegt. Da das Plutonium aber auch anteilig mehr Neutronen absorbiert, als das Uran, werden daraus in absteigenden Anteilen im Reaktor aus dem Isotop 239 die Isotope 240, 241 und 242 aufgebaut, wobei sich das Folgeisotop etwa immer zu einem Drittel der Konzentration des vorangehenden aufbaut. Mit zunehmendem Abbrand werden dann noch die Unterschiede unter den einzelnen Isotopen deutlicher. So baut das Isotop 242 zwar im Neutronenfeld das Isotop 243 auf, das aber rasch zu Americium zerfällt, weswegen der Aufbau höherer Isotope dort abbricht. Ihrer Kernstruktur folgend sind außerdem die geradzahligen Isotope im thermischen Neutronenfeld nicht merklich spaltbar, was durch den hohen Absorptionsquerschnitt des Isotops 240 zunächst zu der Bildung des spaltbaren Isotops 241 führt, während das Isotop 242 nur gering absorbiert und damit als wenig nutzbar zuletzt angehäuft wird.

**9** Das Bild wird noch komplizierter durch die Neutronenabsorption des spaltbaren Uran 235, das ja angereichert werden muss, um die anfängliche Reaktivität zum Betrieb des Kernreaktors zu liefern. Die Anreicherung steigt mit dem Zielabbrand, der in den letzen 25 Jahren von ursprünglich 30 MWd/kg auf über 60 MWd/kg erhöht werden konnte, was die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie entscheidend verbesserte. Über das vermehrt gebildete Uran 236 und das daraus entstehende $^{237}$Np wird dann das Plutoniumisotop 238 gebildet, dessen Endkonzentration (im normalen LWR-Brennstoff um die 2% des gesamten Plutoniums) mit der anfänglichen Urananreicherung wächst. Mit einer relativ kurzen Halbwertszeit von 86,4 Jahren erhöht es die spezifische Alphastrahlenaktivität, den Neutronenhintergrund und

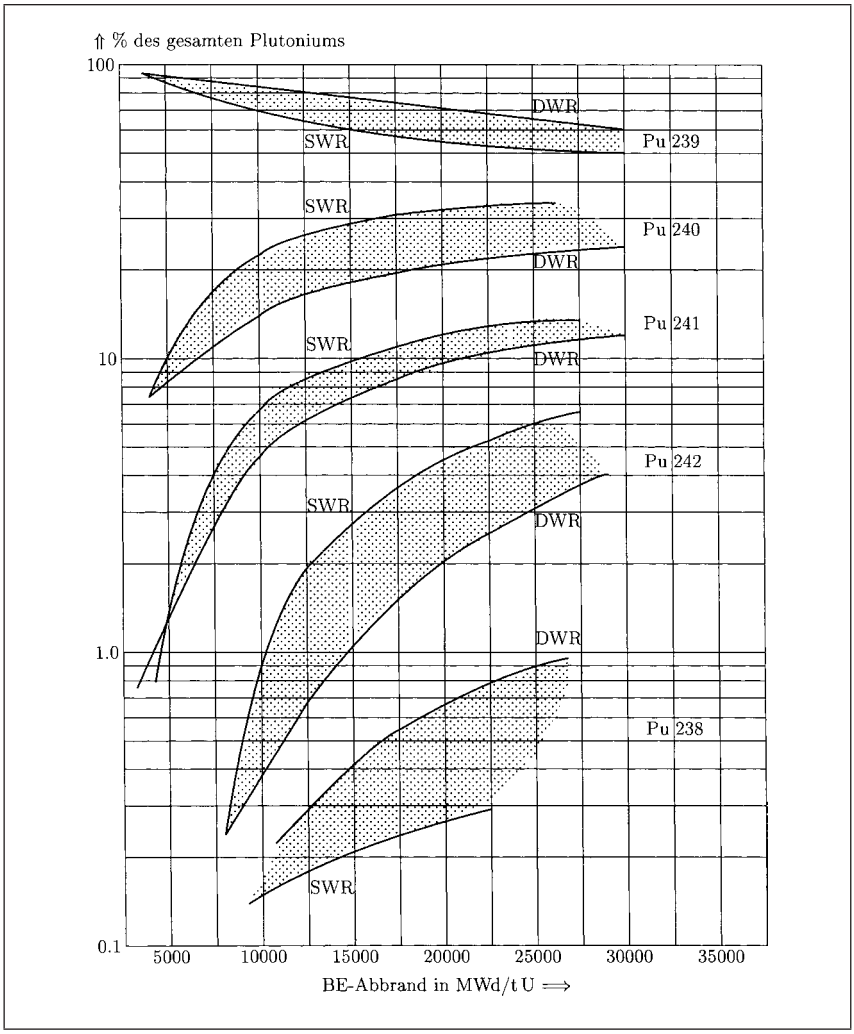



*Abb. 3.1:* Isotopenzusammensetzung von Plutonium bei Siedewasser- (SWR) und Druckwasserreaktoren (DWR)

die Wärmeleistung des Plutoniums erheblich, was zu Verarbeitungsschwierigkeiten führen kann.

Die Abbranderhöhung vergrößert ganz allgemein den Anteil der geradzahligen, wenig spaltbaren Plutoniumisotope. Darunter fällt auch eine zunächst geringfügig erscheinende weitere Komplikation, wonach hauptsächlich aus dem Neptunium 237 durch einen Neutronen- **10**

wechselwirkungsprozess in ppm-Anteilen das Isotop Plutonium 236 entsteht. Während dieses für sich genommen wenig schadet, bildet es unter seinen Zerfallsprodukten jedoch das Thallium 208, das mit seiner durchdringenden Gammastrahlung von 2,6 MeV nach einiger Vorlaufzeit zu einer merklichen Erhöhung des Gammahintergrundes in der Verarbeitung führen kann.

**11** Am Beispiel eines großen Druckwasserreaktors wird der Aufbau höherer Plutoniumisotope dargestellt (siehe Abbildung 3.1). Bei allen Nachteilen hat das Isotopengemisch aus kommerziellen Kraftwerksreaktoren den Vorteil, sich nur sehr bedingt und unter Inkaufnahme erheblicher Zünd- und Ausbeuteunsicherheiten als nuklearer Sprengstoff zu eignen, während ein gezielter Einsatz für Nuklearwaffen praktisch ausscheidet.

## 4 Welt-Inventare

**12** Bei allen derzeit laufenden Kernkraftwerken ist Plutonium ein unvermeidliches Nebenprodukt der Kernspaltung. Das bleibt auch so, solange der Konversionsgewinn aus dem sonst kaum spaltbaren $^{238}U$ für die Abbranderhöhung Bedingung ist. Damit steigt das weltweit angesammelte Plutonium-Inventar unaufhörlich weiter, derzeit um etwa 75 Tonnen pro Jahr. In den Kernkraftwerken der Anfangsjahre, um 1970, waren die erzielten Abbrände niedrig und die relativen Plutoniumausbeuten hoch. Pro MWe-Jahr fielen im gasgekühlten Magnox-Reaktor etwa 600, im Natururan-Schwerwasserreaktor etwa 500, im Leichtwasserreaktor etwa 250 kg spaltbares Plutonium an, das nur bis etwa 15% höhere Isotope enthielt. Der Leichtwasserreaktor mit niedrig angereichertem Uran als Brennstoff hat sich nun als der gängige Kraftwerkstyp durchgesetzt. Mit den angehobenen Abbränden, einer durchschnittlichen Verfügbarkeit von 7000 Stunden im Jahr und einem elektrischen Wirkungsgrad von 33% haben im Jahr 2001 439 Kernkraftwerke weltweit 2648,7 Terawattstunden erzeugt [8]. Das entspricht einem Verbrauch von rund 8500 t LWR-Brennstoff mit einem Gesamtinhalt von 80 t Plutonium nach Reaktorentladung, davon ca. 62 t spaltbar (Isotope 239 und 241; wegen der noch laufenden Magnox- und Schwerwasserreaktoren muss man die Zahl etwa um 5 t nach oben korrigieren). Bewertet man die bisherige nukleare Gesamtstromerzeugung nach gleicher Rechnung, so erhält man rund 1800 t

bisher unverwertetes Gesamtplutonium, zusammen mit den nicht genau bekannten militärischen Beständen (USA: 98 t, Russland: 115 (+15 / -5 t), Großbritannien: 4 t, Frankreich: 6 t, Indien: 0,5 t). So liegt der Gesamtbestand der Welt jetzt schon über 2000 t - verglichen mit einem geschätzten natürlichen Gesamtinhalt der festen Erdkruste von 2 kg, entspricht dies einem Anstieg des Inventars in den letzen 60 Jahren um 6 Größenordnungen. Die darin enthaltene Spaltwärme (1650 t spaltbar) entspricht der Verbrennungswärme von rund 3,8 Mrd. Tonnen Kohle, etwa die derzeitige jährliche Welt-Gesamtförderung [9]. Es wurden jedoch bisher erst rund 200 t Plutonium rückgeführt und daraus etwa 40% durch Spaltung thermisch verwertet. Es muss hinzugefügt werden, dass diese sich als zwanghaft darstellende Vermehrung des Welt-Plutoniuminventars eine spezifische Folge des aus wirtschaftlichen Gründen bisher obsiegenden Reaktortyps ist. Es sind andere Konzepte entwickelt worden, bei denen die Bilanz zwischen Plutoniumentstehung und -verbrauch nahezu keinen oder keinen Überschuss erzeugen würde.

**13** Das ist einmal in Schnellen Reaktoren möglich, die, ohne entsprechenden Brutmantel betrieben, sogar mehr Plutonium verbrauchen können, als in ihnen entsteht. Es wäre, auch wenn man diesen Reaktortyp aus Kosten- und Akzeptanzgründen ablehnt, durch eine verdichtete Brennelementgeometrie in bestehenden Kernkraftwerken und Nutzung eines epithermischen Neutronenspektrums als so genannter „Hochkonverter“ möglich, die Plutoniumbilanz nahezu vollständig zu schließen [10, 11]. Als dritte Möglichkeit ist der Hochtemperaturreaktor anzusehen, in dem der Brennstoff, weil im Wesentlichen aus höher angereichertem Uran bestehend, wegen des hohen erzielbaren Abbrandes keine wesentlichen Mengen an nuklear brauchbarem Plutonium in den abgebrannten Brennelementen hinterlässt. Alle drei Ausweichkonzepte haben aber bisher unüberwundene wirtschaftliche oder sicherheitstechnische Nachteile, die ihre Einführung einstweilen behindern, weswegen es wohl noch länger bei der gegenwärtigen energiegekoppelten Plutoniumvermehrung bleiben wird.

**14** Um das Plutonium als Kernbrennstoff nutzen zu können, muss es in Mischung mit Uran in Brennelemente eingebracht werden. Die Verdünnung mit etwa dem 20fachen an abgereichertem oder Natururan ist notwendig, um die aus der Spaltung entstehende Wärmeleistung,

die bei reinem Plutonium 200fach die des normalen LWR-Brennstoffs wäre, entsprechend anzupassen.

## 5 Nutzungsalternativen

**15** Dieser friedlichen Nutzung des Plutoniums ging die militärische voraus. Dazu ist es notwendig, das Plutonium bis auf ppm-Anteile von Verunreinigungen und Spaltprodukten zu reinigen. Dafür wurden unter dem Namen PUREX Gegenstrom-Extraktionsverfahren entwickelt, die in drei aufeinander folgenden Stufen die Spaltprodukte mit einem Dekontaminationsfaktor von 1:10 Millionen vom Plutonium trennen. Ohne dieses Verfahren hier in Einzelheiten zu beschreiben, ist festzuhalten, dass es sich um ein sehr aufwändiges Verfahren handelt, das nur in großen Anlagen, die gegen die Strahlenwirkung nach außen durch meterdicke Betonwände abgeschirmt sein müssen, ablaufen kann. Die Existenz dieses Anlagentyps in allen Nuklearwaffenländern und die so etablierte Technik hat dazu geführt, dass auch das zur friedlichen Verwendung vorgesehene Plutonium aus abgebrannten Kernkraftwerks-Brennelementen in diesen oder nach diesem Verfahren konzipierten Anlagen gereinigt wird.

**16** Diese weitgehende Reinigung wäre zwar aus reaktorphysikalischer Sicht nicht nötig. Dafür genügte eine Verminderung des Gehaltes an Spaltprodukten, vor allem einzelner Seltenerdelemente, auf einige Prozente, um die stärksten Neutronenabsorber zu entfernen. Will man aber Brennelemente herstellen, so müssen dabei enge Dimensionstoleranzen und strenge Qualitätsstandards eingehalten werden. Es ist bisher - trotz mehrerer Automatisierungsschritte, die in die Verarbeitung eingeführt wurden - nicht gelungen, diese industriell vollständig fernbedient durchzuführen, was ja bei nur geringer Reinigung des Plutoniums in der Wiederaufarbeitung wegen der verbliebenen Spaltprodukte nötig wäre. Daher besteht man auch für die friedliche Nutzung einstweilen noch auf dem hohen Abtrennungsgrad der Spaltprodukte, um das Plutonium wenigstens nur durch die einfachere Alpha-Abschirmung des Handschuhkastens vom Hantierenden getrennt bearbeiten zu können. In den Anfängen der Kerntechnik war man - nach dem Vorbild der USA [12] - davon überzeugt, dass der rasche Zubau von Kernkraftwerken und der dann mögliche Engpass in der Uranversorgung bald dazu zwingen könnte, auch das aus

der Anreicherung verbleibende abgereicherte Uran - immerhin das mindestens Fünffache der als Brennstoff entnommenen Menge - bald zusammen mit Plutonium als „Inventar" eines Schnellbrutreaktors ebenfalls zur Energieerzeugung einsetzen müsse. Dafür wäre eine großtechnische Plutoniumverarbeitung zu entsprechenden Brennelementen zwingend gewesen.

**17** Mittlerweile sind die zu günstigen Kosten (bis 80 $/kg U) gewinnbaren Uranreserven auf über 4 Mio. t angewachsen und der Jahresverbrauch für die weltweite Kerntechnik wächst nur sehr langsam über die etwa 60.000 t Natururan hinaus. Mit einer „Reichweite" der erschlossenen Uranvorräte von mehr als 40 Jahren und den wahrscheinlichen Reserven von über 100 Jahren sind diese doppelt so groß, wie die der bekannten Welterdölreserven [13]. Damit ist ein zwingender Grund, Brüter zu betreiben, mindestens um Jahrzehnte hinausgeschoben. In der Gegnerschaft gegen die Kernenergie spielte der Brüter außerdem eine tragende Rolle, weil man ihm, im Zusammenhang mit der dann notwendigen Schließung des nuklearen Brennstoffkreislaufes, immer auch ein latentes Handlungsmuster für militärische Ambitionen unterstellte. Diese Unterstellung wurde durch das Verbot der zivilen Plutoniumnutzung unter Präsident Carter 1977 [14] verstärkt.

**18** Die Wirksamkeit dieses Verbotes verkehrt sich langsam in dessen Gegenteil, denn die überwiegende Menge der abgebrannten Brennelemente liegt mangels eines zugriffsicheren Endlagers bei den Kernkraftwerken oder in vergleichbar moderat gesicherten Zwischenlagern. Als Maß für die Unzugänglichkeit von Plutonium in abgebrannten Brennelementen hat die US-amerikanische National Academy of Science 1994 für die Entsorgung von Waffen-Plutonium die Grenze von 1 Sv/h in einem Meter Abstand von einem Plutonium enthaltenden Gebinde festgelegt [15]. Diese Grenze wird schon heute von vielen Tonnen älterer abgebrannter Brennelemente in den USA und anderswo unterschritten. Das erleichtert die Wiederaufarbeitung in primitiven Anlagen ganz wesentlich, wie sie schon 1977 auch für kleinere Organisationen als möglich dargestellt wurde, und damit den unkontrollierten Zugang zu Plutonium für terroristische Zwecke [16].

**19** Es war ein besonders in Deutschland hervorgehobener weiterer Grund, die Plutoniumnutzung - dann auch in den bestehenden Leichtwasserreaktoren - zu fördern, damit die latente Energiereserve von über 30% ausgenützt werden konnte, die in den abgebrannten Brennelementen in Form des Plutoniums enthalten war. Es wurde auch argumentiert, dass so gespaltenes Plutonium auch der möglichen terroristischen (oder der kaum verlockenden militärischen) Nutzung entzogen würde. Außerdem entfiele bei der Endlagerung der erhebliche radiotoxische und thermische Beitrag, den gerade das Plutonium mit sich bringt. Die Wiederaufarbeitung ist jedoch nur dann zwingend, wenn die abgebrannten Brennelemente nicht dauerhaft lagerfähig sind. Das wurde immer von der wassergekühlten Lagerung von Magnox-Elementen der britischen Gas-Grafit-Reaktoren behauptet, was dort die Wiederaufarbeitung auch ohne direkte Plutonium-Nutzung begründete.

## 6 Verarbeitungsanlagen

**20** Während nahezu alle Nationen, in denen ein größeres Kernenergieprogramm läuft, mindestens im Maßstab von Prototypanlagen Wiederaufarbeitung betrieben haben, sind Großanlagen nur in den Waffenländern gebaut und anfänglich auch für beide Zwecke (militärisch und zivil) betrieben worden. Erst in diesen Jahren zieht Japan als erstes unter den Nicht-Waffenländern mit der ausschließlich zivilen Anlage in Rokkashomura nach. Neben den zahlreichen, für Waffenmaterial betriebenen, Aufarbeitungsanlagen haben die, für den zivilen Verbrauch von Plutonium aus abgebranntem Kernkraftwerksbrennstoff etwa bis 1980 laufenden, Prototypanlagen zusammen etwa 70 t Plutonium abgetrennt, das vorwiegend in die Brennelemente von Brutreaktoren eingesetzt wurde. Die erste großtechnisch auf die Aufarbeitung von zivilem Kernbrennstoff ausgerichtete französische Anlage der AREVA[1)] in La Hague liefert seit 1990 jährlich rund 10 t Plutonium. Eine geringfügig kleinere Menge kommt seit 1995 aus der englischen Anlage Thorp der BNFL in Sellafield. Nach längeren Bauzeitverzögerungen wird als dritte größere Anlage Rokkashomura im Norden der Insel Honshu in diesen Jahren mit einer Plankapazität

1 AREVA Group: Zusammenschluss aus CEA-Industrie, COGEMA, FRAMATOME und FCI

von 7 t Plutonium pro Jahr den Betrieb aufnehmen. Die einzige betriebsbereite Wiederaufarbeitungsanlage in Russland steht in der Nähe von Tscheljabinsk, genannt RT-1, im Zentrum Majaks (Leuchtturm). Sie sollte etwa ab 1975 400 t/a aufarbeiten, schaffte diese Jahresmenge aber erst zusammen in den ersten 5 Betriebsjahren und dürfte nun etwa 160 t Brennstoff pro Jahr aufarbeiten. Insgesamt lagern in der RT-1 ungefähr 40 t ziviles Plutonium. Für die vorwiegend militärischen Anlagen in Trombay (Indien), die chinesische und evtl. pakistanische und die nordkoreanische Anlage und die an den Reaktor Dimona in Israel angeschlossene Anlage gibt es keine verlässlichen Angaben. Auch über die Kapazität der US-amerikanischen Anlage in Idaho, die vorwiegend zur Aufarbeitung von hoch angereichertem Brennstoff aus Forschungs- und Schiffsreaktoren dient, und die älteste, ausschließlich und noch immer militärisch genutzte Anlage in Savannah River gibt es keine genauen Angaben. Die amerikanische zivile Anlage, die Anlage der Eurochimic in Mol (Belgien), die WAK in Karlsruhe, die ältere französische Anlage in Marcoule und die Altanlage in Windscale, sowie eine Reihe von Labors, so auch in Kanada, Schweden, der Schweiz, Belgien, Italien und Argentinien sind schon stillgelegt worden, für die kleinere japanische Anlage in Tokaj Mura ist der Weiterbetrieb zeitlich begrenzt. Die mit 1800 t/a geplante Anlage RT-2 in Cheleznogorsk (Sibirien) wird wegen Geldmangel nicht weitergebaut, die in Deutschland geplante Anlage Wackersdorf scheiterte an öffentlichen Protesten und den vorhergesehenen Kosten des Betriebes.

**21** In mehreren Ländern hat man die Plutoniumverarbeitung räumlich und organisatorisch mit der Wiederaufarbeitung zusammengelegt, so in Belgien, Großbritannien, Indien, Japan und teilweise in Russland (Anlage PAKET in Majak) und den USA (Exxon-Nuclear in Hanford). In andern Ländern wurde die Uranverarbeitung als Basis für eine angeschlossene Plutoniumverarbeitung gewählt, wie in Deutschland und Frankreich. Eine räumlich vollkommen von allen anderen Anlagen des Brennstoffkreislaufes getrennte Plutoniumverarbeitung gab es (nur für einige Anfangsjahre) bei der NUMEC in Apollo (Pennsylvania) innerhalb der USA.

**22** Da derzeit kaum Schnelle Reaktoren betrieben werden, konzentriert sich der zivile Plutoniumeinsatz auf die Rückführung in bestehende Leichtwasser-Kernkraftwerke. Nur in Frankreich entspricht der Ein-

satz - fast ausschließlich in Druckwasserreaktoren - dem Anfall von Plutonium von etwa 10 t/a mit einer Herstellung von rund 120 t MOX, der aus der Anlage MELOX in Marcoule und der im Verbund betriebenen Anlage der Belgonucleaire in Mol (Belgien) kommt. Die ebenfalls von der früheren Schnellbrüter-Versorgung auf 35 Jahrestonnen thermisches MOX umgestellte Anlage in Cadarache muss, wegen der nach strengeren neuen Maßstäben unzureichenden Erdbebensicherheit, bald geschlossen werden. Frankreich hat es sich zum Prinzip gemacht, die Wiederaufarbeitung als Dienstleistung nur zusammen mit der MOX-Fertigung anzubieten, was mit der Nichtverbreitungssicherheit begründet wird, aber eben auch eine zusätzliche Veredlungsleistung absichert. Die so gefertigten Brennelemente gehen nach Deutschland, Japan und in die Schweiz. In England hat man an die Wiederaufarbeitung Thorp eine etwa ebenso leistungsfähige MOX-Fabrik angeschlossen, die aber fast ausschließlich für den Export arbeitet, da England bisher nur einen einzigen Druckwasserreaktor (Sizewell B) hat, für den noch kein Plutonium rückgeführt wird, während es für die gasgekühlten Reaktoren aus physikalischen Gründen als wenig sinnvoll gilt.

## 7 Rolle im Brennstoffkreislauf

**23** Die Frage, ob Wiederaufarbeitung mit Plutonium-Nutzung sinnvoller ist als das Lagern verbrauchter Brennelemente im unbearbeiteten Zustand in gesicherten Lagern, ist nicht nur eine Frage eines Kostenvergleiches, sondern eine offene Werteentscheidung aus nicht scharf beweisbaren Argumentationsketten.

**24** An einem Ende der Bewertung steht die französische Regierungsentscheidung, bei einem Kernenergieanteil von fast 80% der Stromerzeugung und 56 laufenden Kernkraftwerken, das aus der Brennstoffhandhabung und -lagerung entstehende Risiko zu minimieren. Dafür wird argumentiert, dass ein möglichst hoher Anteil des entstehenden Plutoniums rückzuführen sei, um die Gesamtstrahlung der Abfälle zu mindern. Aus reaktorphysikalischen Gründen ist der Ersatz des angereicherten Urans durch Plutonium als Brennstoff solange begrenzt, wie man die Geometrie und die Zahl der zur Reaktivitätskontrolle genutzten, Neutronen absorbierenden Steuerstäbe unverändert lassen

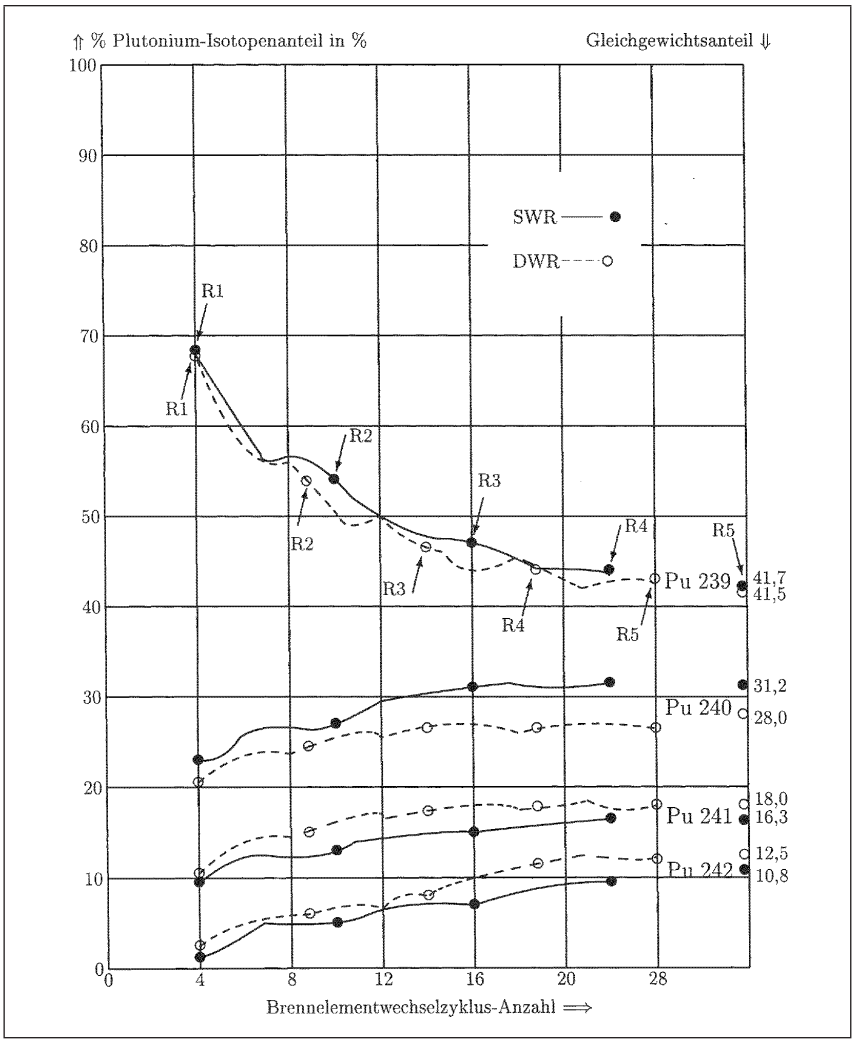



*Abb. 7.1:* Isotopenzusammensetzung von Plutonium nach mehreren Rückführungen (R1 bis R5) sowie im Gleichgewicht nach vollständiger gemeinsamer Rückführung aller Brennelemente bei Siedewasser- (SWR) und Druckwasserreaktoren (DWR).

möchte. Grund dafür ist der gegenüber Uran höhere Neutronenabsorptionsquerschnitt der verschiedenen Plutoniumisotope, der mit der Steuerstabwirksamkeit konkurriert und so die Sicherheitsmargen zur Abschaltung mindert.

**25** Die französischen Kernkraftwerke waren schon von Anfang an mit der Möglichkeit der Erhöhung der Zahl der Steuerstäbe ausgerüstet, so dass ein Ersatz der Uran-Brennelemente mit bis zu 30% MOX-Elementen ohne Abstriche bei der Abschaltsicherheit möglich war. Dieser Anteil entspricht ziemlich genau der jeweils bei der Wiederaufarbeitung anfallenden Plutonium-Menge, so dass ein geschlossener Kreislauf möglich ist. Allerdings nimmt der Anteil der spaltbaren Plutonium-Isotope mit jeder darauf folgenden Rückführung etwas ab, so dass zuletzt im Gleichgewicht einer unbegrenzten Zahl von Zyklen nur noch etwa 55% spaltbares Plutonium im Gemisch vorliegt (siehe Abbildung 7.1), wenn jeweils alles Plutonium im Gemisch zurückgeführt würde. Dieser Fall ist noch nicht eingetreten und es würde mehr als hundert Jahre dauern, bis er sich in einer laufenden Reaktorgeneration einstellen würde - aber er ist immerhin eine theoretische Möglichkeit und zeigt, dass das Plutonium eben nicht schon im ersten Durchgang vollständig abgebaut werden kann. Die grundsätzliche Notwendigkeit zur Endlagerung eines kleinen Teiles der Abfälle besteht auch schon wegen der bei der Verarbeitung anfallenden Sekundärabfälle weiter. Außerdem müssen die abgetrennten Spaltprodukte und auch die darin in kleinen Anteilen noch enthaltenen anderen Transuranelemente (Np, Am, Cm) endgelagert werden.

**26** Die Vorbereitung von fünf verschiedenen Endlagerstandorten in verschiedenen geologischen Formationen hat in der örtlich sich betroffen fühlenden Bevölkerung starke Widerstände hervorgerufen. Um diese abzubauen, hat man im Dezember 1991 das so genannte Bataillegesetz nach Vorschlag von Prof. Castaign verabschiedet, das der Wissenschaft 15 Jahre Zeit gibt, die am wenigsten belastende Form der nuklearen Abfallentsorgung zu entwickeln [17]. Seither sind dem CEA (Commissariat à l'Energie Atomique) durch die Schließung des Schnellen Reaktors Superphenix die Möglichkeiten genommen worden, den dort um fast zwei Größenordnungen höheren Neutronenfluss zur Demonstration des Abbaues sonst relativ stabiler Transurane nachzuweisen. Das Gesamtkonzept läuft dennoch darauf hinaus, in der Wiederaufarbeitung das im Brennstoff enthaltene Inventar von Neptunium, Plutonium, Americium und Curium soweit wie möglich von den Spaltprodukten zu trennen. Diese Aktiniden würden durch wiederholten Einsatz im Reaktor, mit der jeweiligen Zwischenentfernung der entstandenen Spaltprodukte und den weiteren Abbau brem-

sender Spaltprodukte, vollständig durch Spaltung abgebaut. Wäre das technisch und zu bezahlbaren Kosten erreichbar, so könnte man den Zeitraum, für den man die, dann nur noch aus Spaltprodukten bestehenden, Abfälle gesichert aus dem Biozyklus fernhalten muss, von fast einer Million Jahre auf etwa 300 Jahre verkürzen (etwa das zehnfache der Halbwertszeit der wesentlich die Aktivität bestimmenden Spaltprodukte). Dies wäre auch ein Zeitraum, der kurz genug wäre, um dafür den Einschluss mit bestehenden Barrierekonzepten glaubhaft zu garantieren.

**27**

Es gibt aber Aktiniden wie $^{243}$Am und $^{242}$Pu, deren Abbau wegen der geringen Spalt- und Einfangquerschnitte im normalen Leichtwasserreaktor (mit etwa $10^{14}$ Neutronen/(sec·cm$^2$)) nicht ausreichend schnell gelingt, weshalb man auf Schnelle Reaktoren mit bis zu $10^{16}$ Neutronen/(sec·cm$^2$) oder noch besser auf Beschleuniger mit einem noch 10 bis 50fach höheren Neutronenfluss ausweichen möchte [18]. Entsprechende Einrichtungen können technisch zwar wahrscheinlich gebaut werden. In den nächsten Jahrzehnten sind sie aber nicht wirtschaftlich erfolgreich betreibbar. Als weitere Hindernisse bei der praktischen Durchführung gelten der nicht ganz vermeidbare Verlust beim wiederholten Handhaben der Aktiniden in Sekundärabfälle, was das quantitative Umwandlungsziel mindert, und die Tatsache, dass einige der langsamer zerfallenden Spaltprodukte auf Grund ihrer chemischen Eigenschaften über Lösungs- und Diffusionsvorgänge aus der Lagerung weit rascher in den Biozyklus zurückkehren könnten, als das bei den recht schwerlöslichen und reaktionsträgen Aktiniden befürchtet werden muss. So müsste man eigentlich die Spaltprodukte Technetium, Tritium, $^{14}$C, $^{79}$Se, $^{135}$Cs, $^{129}$I und $^{85}$Kr durch weitere intensive Neutronenbestrahlung ebenfalls beschleunigt abbauen, wofür aber erst in Ansätzen bei Technetium und Jod Vorstellungen entwickelt sind. Für die französische Nuklearstromerzeugung ist, gesetzlich bedingt, eine in der kritischen Öffentlichkeit akzeptable Lösung bis 2006 gefordert, die eigentlich heute schon in Ansätzen sichtbar sein müsste. Die USA, Japan und in Grenzen auch Russland beteiligen sich an Konzepten und Versuchen zu solchen Gesamtlösungen. Man wird mindestens ein ernsthaftes Bemühen darum nachweisen müssen, da bisher die säkulare Endlagerung des nuklearen Abfalls an keinem der verschiedenen ausgewählten Standorte

weltweit von der jeweiligen Nachbarschaft eines solchen Lagers akzeptiert ist.

**28** Die vom Gesamteffekt her bei weitem wirksamste und heute sowohl technisch als auch wirtschaftlich überzeugend demonstrierte Teillösung ist die Rückführung von Plutonium als MOX in bestehende Reaktoren. Da diese aber ebenfalls große Wiederaufarbeitungsanlagen und MOX-Fabriken zur Voraussetzung hat, ist auch dieser vergleichsweise einfache Schritt noch sehr unvollständig umgesetzt, so dass von den jährlich in angebrannten Brennelementen zusätzlich enthaltenen 75 bis 80 t Plutonium nur etwa 10 bis 15 t rückgeführt werden können, von denen wiederum im ersten Rückführzyklus - und weitere sind erst in Planung - nur knapp die Hälfte tatsächlich durch Spaltung eliminiert werden.

**29** So steht am anderen Ende der Wertskala die säkulare Endlagerung der Brennelemente, die aber hier nicht weiter behandelt werden soll. Sie ist nur des Kostenvergleiches halber als Referenzkonzept zur Plutoniumnutzung von Bedeutung.

**30** In einer Art Umkehr der Argumentationskette haben die Gegner der Kernenergie die EVU stets vor den hohen Kosten der MOX-Brennelemente gewarnt, wo ihnen doch als Folge überzogener Sicherheitsforderungen jedes Mittel recht schien, die Kernenergie wirtschaftlich unattraktiv zu machen, während die EVU z. B. in Deutschland dennoch MOX-Rückführung betrieben haben und in einer Reihe von Ländern weiter betreiben. In die Kostenbetrachtung gehen im Wesentlichen fünf Größen ein: die Kosten des angereicherten Urans, die der Uran-Brennelementfertigung, die Kosten der Wiederaufarbeitung, die Kosten der Endlagerung und die der MOX-Brennelementfertigung.

**31** Solange nicht außergewöhnliche Dimensionen oder Spezifikationsanforderungen an Uran-Brennelemente gestellt werden, sind die Uran-Beschaffungs, -Anreicherungs- und Verarbeitungskosten bis zum fertigen Brennelement überschaubar im Bereich von 1000 bis 1200 €/kg Brennstoff im fertigen Brennelement, wovon auf die Anreicherung und Uranbeschaffung etwa 60 % entfallen. Wird für MOX als Matrixmaterial abgereichertes Uran eingesetzt, so entfallen praktisch die Uran-, Plutonium- und Anreicherungskosten, so dass mit den verbleibenden 1200 €/kg trotz der wegen der Boxhantierung und

der anderen Sicherheitsmaßnahmen teureren Fertigung ein MOX-Brennelement in einer mittelgroßen Anlage (ca. 60 t/a MOX) auskömmlich gefertigt werden kann. Uranbrennelementfertigungen haben demgegenüber ein erhebliches Preis-Mengen-Dekrement, da diese bis zu 2500 t Brennstoff pro Jahr verarbeiten. Erst eine MOX-Anlage wie die MELOX in Marcoule mit 120 t/a Durchsatz kann gegenüber dem Uranbrennstoff noch eine Gutschrift für das eingesetzte Plutonium von etwa 5 € pro Gramm erwirtschaften. Das maximal zu etwa 1% im abgebrannten Brennelement enthaltene Plutonium würde so mit 50 € pro kg aufgearbeitetem Brennstoff vergütet.

**32**

Die Kosten der Wiederaufarbeitung nach dem klassischen PUREX-Verfahren liegen auch bei voller Ausschöpfung des Preis-Mengen-Dekrements mit 1600 t/a Kapazität (z. B. in der französischen Wiederaufarbeitungsanlage in La Hague) kaum unter 850 €/kg. Somit können auch große MOX-Fabriken die Wiederaufarbeitung nur gering entlasten. Das bedeutet, dass die Wiederaufarbeitung entweder aus Gründen der Minderung der Endlagerbelastung als Entsorgungsweg vorgeschrieben ist oder nebenbei auch aus militärischen oder anderen Gründen betrieben werden muss. Die Minderung der Endlagerbelastung muss sich daher auch in den Kostenunterschieden zwischen der Endlagerung der Spaltprodukte enthaltenden Glasblöcke zu den unbehandelten Brennelementen ausdrücken. Man muss dabei davon ausgehen, dass Endlager großräumige Untertageanlagen sind. Dort spielen in den normalen Grenzen für die Lagerkosten weder die Volumina, noch die Gewichte des nuklearen Lagergutes eine entscheidende Rolle. Einziges Kriterium - mindestens bei den in Deutschland vorgesehenen Salzstöcken - ist die Obergrenze des Wärmestromes aus den Gebinden, den man dem vorhandenen terrestrischen Wärmestrom überlagern kann, ohne unzulässige Spannungen im Berggebäude auszulösen. Rechnerisch liegt dieser Wert bei 180 kW/ha. Nach Messungen wird das Gleichgewicht im Wärmestrombild erst nach etwa 700 Jahren erreicht. Damit muss man die über diesen Zeitraum insgesamt eingetragenen Wärmemengen vergleichen. Danach liefern die Glasblöcke, mit nur den Spaltprodukten, im Vergleich zu den abgebrannten Brennelementen nur rund 22% der integralen Wärmelast. Das bedeutet, dass man im gleichen Volumen 4,5-mal soviel Glas einlagern kann, wie im Abbrand gleichwertige unbehandelte Brennelemente, was sich in entsprechenden Verbilligungen

bei den Lagerkosten der Glasblöcke zugunsten der Plutoniumnutzung niederschlagen müsste. Mit der erheblichen Erhöhung der oberirdischen Vorlagerzeit - ursprünglich waren das nur wenige Jahre, während man heute von 30 bis 40 Jahren ausgeht - vergrößert sich der Unterschied wegen der bis dahin schneller zerfallenden Spaltprodukte noch auf das Mehrfache. Da es aber noch kein betriebsbereites Endlager gibt, sind auch die Kostenannahmen nicht belegbar. In den USA, wo die Lagerung im Yucca-Mountain in Nevada auf einem militärischen Übungsgelände vorgesehen ist, hat man, wohl um vorerst der kommerziellen Wiederaufarbeitung die Chance zu entziehen, die Lagerkosten ausschließlich von der im Brennelement erzeugten Wärme abhängig gemacht, ohne auf das spezifische Endlagergut (Glas oder Brennelement) und dessen unterschiedliche Wärmelast einzugehen.

## 8 Abbau militärischer Reserven

**33** Trotz des langsamen Zerfalles der Spaltprodukte darf man davon ausgehen, dass sich der größte Teil der weltweit gelagerten abgebrannten Brennelemente dem Missbrauch des darin enthaltenen Plutoniums durch die Strahlenbarriere entzieht. Zwar werden neuerdings Bedenken laut, Terroristen könnten ohne den Anspruch eines nuklearen Energieauswurfs radioaktives Material mit konventionellem Sprengstoff zerstreuen, um großflächige Kontaminationen auszulösen. Diese so genannte „schmutzige" Bombe kann ihren radioaktiven Inhalt aber viel einfacher aus einer der vielen Strahlenquellen beziehen, die im gewerblichen und medizinischen Gebrauch sind. Damit wird die Nutzung von Spaltprodukten in abgebrannten Brennelementen mindestens unwahrscheinlich, weil technisch weit schwieriger, als aus anderen Quellen.

**34** Von Spaltprodukten getrenntes Plutonium, wie es zum kleineren Teil im Brennstoffkreislauf für die Herstellung von MOX-Elementen gebraucht wird und wie es im militärischen Bereich teilweise in Gefechtsköpfen, teilweise aber auch als Rohmaterial und Schrott außerhalb derselben lagert, gibt da schon zu größeren Bedenken Anlass. Man kann das relative Risiko der unbemerkten Umwandlung eines Plutonium enthaltenden Rohstoffes in eine nukleare Sprengladung (der Begriff „Bombe" sollte der rein militärischen Anwendung vorbe-

halten werden, da er viel aufwändigere technische Maßnahmen erfordert) an dem Aufwand in Zeit und Geld (Hilfsmittel, Mann-Monate) messen, der zu einer solchen Umwandlung nötig wäre und ihn dem erzielbaren Energieauswurf (Yield) gegenüberstellen. Obwohl man als Rohstoff das im zivilen Bereich verwendete, mit einem hohen Anteil störender Isotope und nur als Oxid, nicht als Metall vorliegende Plutonium nicht völlig als Rohstoff ausschließen kann, ist doch sein Missbrauch bei auch vergleichsweise erschwerter Zugänglichkeit von Metall aus dem militärischen Bereich recht unwahrscheinlich. Damit müssen sich die Schutzmassnahmen auf die in der Zeit des kalten Krieges angehäuften Bestände im militärischen Bereich konzentrieren. Das höhere Risiko liegt in der waffenfähigen Isotopenzusammensetzung, mit mehr als 95% $^{239}$Pu, wie sie in Kurzzeitbestrahlung von Natururan in militärischen Reaktoren entsteht.

**35** In der heutigen militärischen Konstellation hat eine Nuklearwaffe im Gefechtsfeld eine viel geringere Bedeutung, als im Hintergrund als Mittel zur Abschreckung. Ein Russischer General formulierte das so: Man müsse nachweisbar über Kernwaffen verfügen, um sie nicht einsetzen zu müssen. Moderne Kriege, wenn es denn in Zukunft überhaupt noch Kriege mit erkennbar geographischen Fronten geben wird, werden wegen der Ordnungs-Funktion, die sie im Namen der einzigen verbliebenen Weltmacht haben werden, möglichst chirurgisch gegen Ordnungsstörer geführt werden und sollten nicht mehr breite Bevölkerungsschichten in Geiselhaft für ihre Despoten nehmen. Auch mit der viel größer gewordenen Zielgenauigkeit reichen die Wirkungsdurchmesser konventioneller Waffen aus. Nuklearwaffen mit ihrer großen Flächenwirkung finden darin allenfalls noch Ziele, wenn es gälte, Depots von biologischen Waffen ohne größeres Dispersionsrisiko auszubrennen. Dem ist allerdings gegenüberzustellen, dass Schwellenmächte allenfalls mit eigenen, auch nuklearen Massenvernichtungswaffen der „chirurgischen" Kriegführung der USA entgegentreten können, was deren Verbreitung dort fördert.

**36** Eine Verminderung des Nuklearwaffenpotentials, von den Nuklearmächten bereits 1970 im Nichtverbreitungs-Vertrag NPT (Non-Proliferation-treaty) in Artikel VI zugesagt, muss auch der internationalen Glaubhaftigkeit der Nuklearmächte wegen nun umgesetzt werden [19]. Während führende Militärs der USA heute meinen, ein Bestand von einigen hundert nuklearen Gefechtsköpfen auf zielgenauen Inter-

kontinentalraketen würde als glaubhafte Abschreckung ausreichen, vollzieht sich die Abrüstung in Russland eher durch das Verrotten der Bestände, so dass man - ohne wirksame Nachrüstung - im Jahr 2010 dort nur noch mit 800 einsetzbaren Gefechtsköpfen rechnet.

**37** Damit ist der auf dem Höhepunkt des kalten Krieges 1987 mit 66.000 nuklearen Gefechtsköpfen aller Nuklearmächte geschätzte Bestand heute schon wesentlich kleiner. Wegen der vielen Bauartmuster, die bei verbesserter Zündtechnik mit stets geringer werdenden Spaltstoffmengen auskommen und der anfänglichen Verwendung von angereichertem Uran als Spaltstoff gibt es keinen Rückschluss aus der Zahl der Gefechtsköpfe auf die darin insgesamt enthaltenen Spaltstoffmengen. Während für 500 t des überschüssigen hoch angereicherten Urans der Verkauf des daraus zu 4% Anreicherung verdünnten Urans als Basis für Kernbrennstoff - wenn auch gegen Einsprüche der konkurrierenden Anreicherungsindustrie - bereits angelaufen ist und eine wesentliche Devisenquelle von MINATOM, der russischen nuklearen Dachorganisation bildet, verzögert sich die Umsetzung der Vereinbarungen zur Verwendung bzw. damit Vernichtung von Teilen des überschüssigen Waffenplutoniums. Dies ist zwischen beiden Nuklearmächten - mit strenger Symmetrie der Mengen und des Vorgehens - festgelegt. Zunächst für je 50 t, später für je 34 t, die als MOX in bestehende Kernkraftwerke auf Basis der französischen Technologieführerschaft einzusetzen wären. Trotz zehnjähriger Verhandlungen ist es noch nicht angelaufen. Die USA haben viel Zeit verloren, weil sie nach einer NAS-Studie von 1994 [15] ursprünglich der Vermischung des Plutoniums mit Spaltprodukten und dann der unterirdischen Lagerung als Glasblöcke den Vorzug vor dem Einsatz als MOX in Reaktoren gegeben haben, weil auch so die Bedingungen des so genannten „Spent Fuel Standards“, einem Gleichziehen in der Unzugänglichkeit mit abgebranntem Brennstoff, ohne die in USA seit 1975 verpönte „Plutonium-Wirtschaft“ erreichbar schien, während für Russland das Vergraben eines mit soviel Aufwand erzeugten „energetischen“ Rohstoffes unannehmbar war. Nun drängen die USA, weil sie in den möglicherweise ungenügend in Lagern gesicherten Mengen die Gefahr einer Entwendung auch zu terroristischen Zwecken befürchten, während die russische Nuklearindustrie das Plutonium lieber für den Start einer späteren Generation von schnellen Reaktoren aufbewahren möchte (was schon immer das Ziel der dortigen

Nuklearentwicklung war und nun durch den Verlust des größten Teiles der eigenen Uranvorkommen an die südlichen Nachfolgestaaten verschärft wurde).

**38** Die USA müssten Russland mindestens eine moderne MOX-Fabrikationsanlage schenken, damit dort die Verarbeitung beginnen kann. Ein größerer Teil der erforderlichen Mittel dafür (um die 1,6 Mrd. $) werden von den USA bei den G-7-Partnerländern bisher ohne Erfolg eingeworben. Selbst wenn das gelänge, liefe das Programm noch weitere 20 Jahre, da die Aufnahmefähigkeit der bestehenden russischen Kernkraftwerke - vielleicht absichtlich - mengenmäßig als begrenzt dargestellt wird. Die Möglichkeit, auf Russland Druck auszuüben, wurde durch die erzwungene Partnerschaft in der Terrorismusbekämpfung und die Ölinteressen, die Russland zu einem ebenso potenten Lieferanten wie Saudi Arabien auszubauen helfen sollten, weiter eingeschränkt. Man muss daher befürchten, dass vorläufig bestenfalls eine bessere Sicherung der Lager von Plutonium erreicht werden kann.

## 9 Ausblick

**39** Plutonium wird auf absehbare Zeit ein möglicherweise unwillkommenes, aber unvermeidliches Koppelprodukt der nuklearen Energieerzeugung bleiben und daher mengenmäßig - vor allem in unverarbeitetem verbrauchtem Kernbrennstoff - zunehmen. Sein durch Spaltung gewinnbarer Energieinhalt - etwa ein Drittel dessen, was man heute aus dem Uran freisetzt - kann einstweilen nur nach relativ aufwändigen Trennverfahren und mit einer sicherheitstechnisch anspruchsvollen Verarbeitungstechnik in MOX-Brennelementen genutzt werden. Würde man die Minimierung des radioaktiven Nachlasses für kommende Generationen bei Beibehaltung der Kernenergienutzung als Ziel ernst nehmen, so müsste man dennoch wenigstens diesen ersten Schritt zur Minderung der Strahlenlast von Endlagern vorantreiben.

## 10 Literatur

[1] Stoll, W.: Plutonium. In: Handbuch Kernenergie. VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1995

[2] Pfennig, G.; Klewe-Nebenius, H.; Seelmann-Eggebert, W.: Karlsruher Nuklidkarte, Dezember 1998

[3] Hoffmann, D. C.; Lawrence, F. O.; Mewherter J.L.; Rourke, F.M.: Detection of Pu 244 in Nature. Nature 234, 132, 1971

[4] Tilson, S.: The Earth's Crust, International Science & Technology. Oktober 1962, Fig. 3, S. 24

[5] Taube, M.: Plutonium, a General Survey. Tabelle 1.2., S. 8, Verlag Chemie, Weinheim/Bergstraße, 1974

[6] Comar, C.L.: Plutonium: Facts and Inferences. EPRI EA-43-SR, Tabellen auf S. 12 und S.13., Aug. 1976

[7] Havette, A.; Naudet, R.; Slodzian, G.: International Symposium on the Oklo Phenomenon. IAEA-SM-204/13, S. 463 ff., 1975

[8] Philipp, Liane: Kernenergie aktuell 2001. Deutsches Atomforum, Bonn, 2001

[9] Der Fischer Welt-Almanach 2001: Bergbau/Steinkohlegewinnung, S. 923

[10] Ronen, Y.; Leibson, M.J.: The Multispectrum High Converter Water Reactor. Nuclear technology 79 S. 20, 1987

[11] Edlund, M.C.: On High Conversion Ratio Light Water Reactors. Nuclear Technology 80, mit 12 weiteren Arbeiten, S. 9-161, 1988

[12] Schmid, L.C. et al. im Sonderheft: A review of Plutonium Utilisation in Thermal Reactors. Nuclear Technology, Mai 1973

[13] WNA-Veröffentlichung vom 11.9.2001, in NUC-NET, S. 1 bis 3, September 2001

[14] Carter, Jimmy: Statement by the President on Nuclear Power Policy. The White House, 7.4.1977

[15] Management and Disposition of Nuclear Weapons, National Academy of Science, Washington, 1994

[16] Ferguson, D.E.: Quick and Simple Reprocessing Plant. Memo to Flloyd Culler, Oak Ridge National Laboratory, Aug. 30, 1977

[17] „Le loi du 30. Decembre 1991, Sur la gestion de les dechets Nucleaire", (genannt: Bataille-Gesetz).

[18] Rubbia C. et al.: A Realistic Plutonium Elimination Scheme with Fast Energy Amplifiers and Thorium-Plutonium-Fuel. CERN/AT/95-53 (ET) vom 12.12.1995

[19] Shaker, Mohammed I.: The NPT, Origin and Implementation, 3 Bde., London, 1980

# Reaktorsicherheit*

*Enno Hicken*

## Inhaltsübersicht


| | | Rn. |
|---|---|---|
| 1 | Sicherheitsphilosophie und Sicherheitstechnik | 1–26 |
| 1.1 | Das Gefährdungspotential | 1–3 |
| 1.2 | Die Sicherheitskonzeption | 4–14 |
| 1.3 | Erfordernisse des Strahlenschutzes | 15–16 |
| 1.4 | Die Sicherheitsbarrieren | 17–21 |
| 1.5 | Redundanz, Diversität und räumliche Trennung | 22–26 |
| 2 | Wichtige Reaktorsicherheitssysteme | 27–37 |
| 3 | Störfälle | 38–50 |
| 3.1 | Für die Auslegung zu berücksichtigende Störfälle | 41 |
| 3.2 | Einwirkungen von außen | 42–50 |
| 4 | Betriebserfahrungen und Meldepflichtige Ereignisse | 51–79 |
| 4.1 | Ausgewählte Störfallabläufe | 71–79 |
| 5 | Unfallabläufe mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit | 80–138 |
| 5.1 | Beschreibung eines Kernschmelzunfalls | 81–86 |
| 5.2 | Der Unfall im Kernkraftwerk TMI-2 am 18. März 1979 | 87–100 |
| 5.3 | Der Unfall von Tschernobyl | 101–138 |
| 6 | Konzeption und Ziele des anlageninternen Notfallschutzes in LWR-Anlagen | 139–152 |
| 7 | Überlegungen zu Anforderungen an zukünftige Reaktorsysteme | 153–164 |
| 8 | Bewertung des internationalen Standes der Reaktorsicherheit für Leichtwasserreaktoren mit Schwerpunkt auf der Europäischen Situation | 165–179 |
| 8.1 | Das Sicherheitsniveau in den Ländern der EU und der Schweiz | 167 |
| 8.2 | Das Sicherheitsniveau in den EU-Beitrittsländern | 168–176 |
| 8.3 | Das Sicherheitsniveau der Kernkraftwerke in Rußland und der Ukraine | 177 |
| 8.4 | Ergebnisse der IAEO Operational Safety Review Teams (OSART)-Missions | 178–179 |
| 9 | Literatur | |


* Beitrag überarbeitet aus „Handbuch der Kernenergie“, Hrsg.: Michaelis/Salander, VWEW 1995.

### Schlagwortübersicht


| | Rn. | | Rn. |
|---|---|---|---|
| Accident Management | 140 | Räumliche Trennung | 25 |
| Agenda 2000 | 168 | Reaktorschnellabschaltung (RESA) | 57f. |
| Aktivitätsinventar | 1 | Reaktorschutzsystem | 28 |
| Anforderungen an Reaktorkonzepte | 157ff. | Redundanz | 23 |
| Anlageninterner Notfallschutz | 139 | Reinigungs- und Filteranlagen | 36 |
| Betriebserfahrungen | 51 | Restrisiko | 40 |
| Betriebshandbuch | 151 | Schadensvorsorge | 15 |
| Diversität | 24 | Schnellabschaltsystem | 28 |
| Erdbeben | 44 | Sicherheitsanalysen | 22 |
| Explosionsschutz | 46 | Sicherheitsbarrieren | 17 |
| Flugzeugabstürze | 47 | Sicherheitsbehälter | 34 |
| Gefährdungsberechnungen | 4 | Sicherheitsbericht | 38 |
| Hauptwärmesenke | 73 | Sicherheitsumhüllungen | 34 |
| International Nuclear Event Scale (INES) | 59 | Störfälle | 8, 41 |
| Kernzerstörungszustände | 81 | Störfallverordnung | 38 |
| Kollektive Strahlenexposition | 66 | Strahlenexposition der Bevölkerung | 69 |
| Kontrollbereich | 65 | Strahlenschutzverordnung | 15 |
| Nachwärme | 29 | TMI-2 (Harrisburg, USA) | 87ff. |
| Normalbetrieb | 7 | Tschnernobyl | 101ff. |
| Not- und Nachkühlsysteme | 29 | Überflutung | 45 |
| Notfallhandbuch | 152 | Unfälle | 9 |
| Notstromsystem | 35 | Unwetter | 49 |


# 1 Sicherheitsphilosophie und Sicherheitstechnik

## 1.1 Das Gefährdungspotential

**1** C. F. von Weizsäcker hat sich zur Sicherheit von Reaktoren mit folgenden Worten geäußert: „Nicht zu bestreiten ist, dass die Radioaktivität, die in einem Reaktor erzeugt wird, so groß ist, dass, wenn sie durch eine Katastrophe frei wird und in die Umwelt hinausgestreut würde, dieses in der Tat ein sehr großes Unglück bedeuten würde." Er fügt dieser Feststellung die Erklärung hinzu: „Ich gestehe, dass ich hierüber wenig beunruhigt bin." In der Tat bilden die in einem Kernkraftwerk entstehenden, im Reaktorkern enthaltenen radioaktiven

Spalt- und Aktivierungsprodukte ein erhebliches Gefährdungspotential. Nach längerer Betriebszeit liegt das **Aktivitätsinventar** in einem 1000 MWe-Kernkraftwerk bei etwa $10^{21}$ Bq.

**2** Da sich ungeachtet aller Vorsorge Störungen beim Betrieb nicht ausschließen lassen, muss das Bestreben darauf gerichtet sein, die Eintrittswahrscheinlichkeit für solche Störungen so weit wie nur eben möglich zu reduzieren und/oder etwaige Schadensfolgen solcher Störungen in von der Allgemeinheit zu akzeptierenden Grenzen zu halten.

**3** Nirgendwo sonst steht das Sicherheitsdenken bei Planung, Bau, Betrieb und Stillegung von Anlagen so sehr im Vordergrund wie bei Kernkraftwerken. Es ist darauf ausgerichtet, die im Betrieb entstehenden radioaktiven Stoffe bei allen Betriebs- und Störfallbedingungen unter Kontrolle zu halten.

## 1.2 Die Sicherheitskonzeption

**4** Die Sicherheit eines Kernkraftwerks richtet sich nach den durch seine Errichtung und seinen Betrieb ausgelösten Gefährdungsmehrungen für die Bevölkerung. **Gefährdungsrechnungen** hängen in ihrem Ergebnis von der Eignung eines Kernkraftwerks ab, die in ihm entstehenden radioaktiven Stoffe zurückzuhalten und – falls dies nicht gelingt – die Bevölkerung in der Umgebung des Kernkraftwerks in ihrer Gesundheit nicht zu beeinträchtigen. Dafür ist entscheidend,

- welche Umstände zu einer Freisetzung radioaktiver Stoffe führen können,
- welche radioaktiven Stoffe freigesetzt werden,
- in welchem chemisch-physikalischen Zustand, in welchem Zeitraum und in welchen Mengen solche Stoffe abgegeben werden,
- welche Wetterbedingungen herrschen und wie sich die Bevölkerung in der Umgebung des Kernkraftwerks verteilt,
- wie sich die Bevölkerung während und nach der Freisetzung von Radioaktivität verhält.

**5** Um ein Höchstmaß an Sicherheit zu erreichen, geht man bei der Kernenergie in einer sonst in Wissenschaft und Technik nicht üblichen Weise vor: Statt vorwiegend erst aus eingetretenen Störfällen

Lehren zu ziehen, unterstellt man systematisch von vornherein die Möglichkeit von Versagensereignissen. Auch ein anderer Grund spricht für dieses Vorgehen: Normalerweise entwickelt sich eine Technik durch Lernen aus Mängeln und Fehlern auf der Grundlage von Erfahrungen. Dieser Weg ist der Reaktortechnik verschlossen, denn die Prozesse in einem Reaktor dürfen wegen der damit verbundenen Gefahren nicht außer Kontrolle geraten. Der Reaktor muss in einer Weise ausgelegt sein, die schwere Unfälle mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausschließt. Die Entwicklung der Kernenergie für friedliche Zwecke ist daher gekennzeichnet durch ein extremes Sicherheitsdenken. Grundlage dieser Sicherheitsphilosophie ist die systematische Analyse aller denkbaren, selbst äußerst unwahrscheinlichen Störfallabläufe des Betriebs von Kernenergieanlagen.

**6** Radioaktivität kann unter drei Umständen freigesetzt werden: im Normalbetrieb, bei Störfällen und bei Unfällen, allerdings im erheblich unterschiedlichen Ausmaß.

**7** a) Im Normalbetrieb, dem bestimmungsgemäßen Betrieb (einschließlich der Betriebsstörungen ohne Sicherheitsbedeutung), sind geringfügige Freisetzungen flüssiger und gasförmiger radioaktiver Stoffe vor allem bei der Reinigung der Kühlkreisläufe und bei der Belüftung des Sicherheitsbehälters nicht zu vermeiden und in definierter Menge gesetzlich zugelassen. Die bei Normalbetrieb entstehende mittlere Strahlenexposition in der Umgebung unterschreitet im allgemeinen 1% der natürlichen Strahlenexposition.

**8** b) Störfälle sind als Ereignisabläufe definiert, bei denen der Betrieb der Anlage aus sicherheitstechnischen Gründen nicht fortgesetzt werden kann, für die die Anlage jedoch so ausgelegt ist, dass die Folgen für die Umgebung bestimmte Grenzwerte nicht übersteigen. Die entsprechenden Grenzwerte der Strahlenexposition sind in der Strahlenschutzverordnung aufgeführt (siehe Kapitel 1.3).

**9** c) Jenseits der sicherheitsmäßigen Auslegung von Kernkraftwerken verbleibt ein Bereich denkbarer Ereignisabläufe, die als Unfälle bezeichnet werden. Hierunter werden Ereignisabläufe verstanden, die nach menschlichem Ermessen so unwahrscheinlich sind, dass gezielte Maßnahmen zur Verhinderung oder Begrenzung der Folgen üblicherweise nicht geplant sind; Unfälle sind im allgemeinen

mit einem teilweisen Schmelzen des Reaktorkerns verbunden. Bei Unfällen können die in der Strahlenschutzverordnung festgelegten Grenzwerte der Strahlenexposition überschritten werden. Resultierende Strahlenexpositionen von Personen werden durch die Bevölkerungsverteilung um das Kraftwerk, vorliegende Wetterbedingungen und eventuelle Notfallschutzmaßnahmen beeinflusst.

Die Sicherheit eines Kernkraftwerks wird im allgemeinen auf vier Ebenen verwirklicht: **10**

- Auf der ersten Ebene liegt die Qualitätssicherung. Werkstoffe, Komponenten und Systeme müssen strengen Anforderungen bei Planung, Fertigung, Montage und Betrieb genügen. Die Erfüllung der Qualitätsanforderungen wird durch umfangreiche begleitende Kontrollen sowie über die gesamte Lebenszeit der Anlage durchgeführte wiederkehrende Prüfungen nachgewiesen. **11**
- Auf der zweiten Ebene liegen die inhärenten Sicherheitseigenschaften und die Wirksamkeit der Begrenzungseinrichtungen. Die Auslegung des Reaktorkerns und die Brennstoffeigenschaften schließen ein „Explodieren“ nach dem physikalischen Wirkmechanismus einer Atombombe naturgesetzlich aus. Darüber hinaus haben die meisten Reaktortypen wenigstens in den normalen Betriebszuständen einen negativen Temperaturkoeffizienten, wodurch sich die Zahl der Spaltungen je nach Zeiteinheit mit steigender Temperatur verringert. Der Reaktor reguliert sich selbständig. Die zusätzlichen Begrenzungseinrichtungen sind so ausgelegt, dass bei einem Überschreiten von Grenzwerten der Reaktor wieder in einen sicheren Zustand gebracht wird. **12**
- Die Sicherheitssysteme haben ihren Platz auf der dritten Ebene. Störfallsituationen werden von einem zentralen Reaktorschutzsystem erfasst. Es aktiviert die geeigneten Sicherheitseinrichtungen, die für eine Beherrschung des Störfalles sorgen. **13**
- Vor einigen Jahren wurde eine vierte Ebene definiert, die Maßnahmen des sogenannten anlageninternen Notfallschutzes enthalten. Dabei handelt es sich um Maßnahmen, die zusätzlich zu den Sicherheitssystemen im Falle sehr seltener Ereignisse das Risiko weiter verringern sollen. Dabei werden auch Handmaßnahmen in Betracht gezogen; siehe Kapitel 5.4. **14**

## 1.3 Erfordernisse des Strahlenschutzes

**15** Nach den Vorschriften des Atomgesetzes wird in einem umfangreichen, langwierigen und schwierigen atomrechtlichen Genehmigungsverfahren geprüft, ob für ein beantragtes Kernkraftwerk die nach Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche **Schadensvorsorge** getroffen ist. Der vom Atomgesetz abgesteckte Sicherheitsrahmen wird durch verschiedene Verordnungen, deren wichtigste die **Strahlenschutzverordnung** ist, und sonstige Vorschriften, insbesondere Sicherheitskriterien und sicherheitstechnische Regeln, ausgefüllt. Die Strahlenschutzverordnung enthält insbesondere die in Tabelle 1 angegebenen Grenzwerte, welche an keiner Stelle in der Umgebung eines Kernkraftwerks überschritten werden dürfen.

**16** Darüber hinaus muss das allgemeine Strahlenschutzprinzip beachtet werden, jede Strahlenexposition, auch unterhalb der Grenzwerte, so gering wie möglich zu halten.

*Tab. 1:* Grenzwerte der effektiven Dosis von kerntechnischen Anlagen

| Gegenwärtig ist in Deutschland die Strahlenschutzverordnung von 1989 gültig. Eine neue Strahlenschutzverordnung, die auch die Veröffentlichung IRCP 60 und die EURATOM-Richtlinie berücksichtigt, ist in Vorbereitung und soll im Jahr 2000 in Kraft treten. | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| effektive Dosis | ICRP 26 1977 | ICRP 60 (1) 1991 | StrlSchV (2) 1989 | EU 1996 (3) | Entwurf StrlSchV 1999/2000 |
| Grenzwert (Bevölkerung) pro Jahr | 1 mSv | 1 mSv | 1,5 mSv | 1 mSv | 1 mSv |

| effektive Dosis | StrSchV 1989 | Entwurf StrSchV 2000 |
|---|---|---|
| Grenzwert für die Abgabe an Luft oder Wasser aus kerntechnischen Anlagen pro Jahr | 0,3 mSv pro Abgabepfad | 0,3 mSv pro Abgabepfad |

*(Forts. Seite 7)*

Von der ICRP 60 und durch die EURATOM-Richtlinie werden keine Störfall-Planwerte für kerntechnische Anlagen vorgegeben. Nach der deutschen Strahlenschutzverordnung von 1989 dürfen in der Umgebung der Anlage bei einem Störfall die Planwerte höchstens die nachstehend aufgelisteten Grenzwerte erreichen.

| | | StrlSchV 1989 |
|---|---|---|
| 1. | Effektive Dosis, Keimdrüsen, Gebärmutter, rotes Knochenmark | 50 mSv |
| 2. | Teilkörperdosis Alle Organe und Gewebe, soweit nicht unter 1., 3. oder 4. genannt | 150 mSv |
| 3. | Teilkörperdosis Knochenoberflächen, Haut soweit nicht unter 4. genannt | 300 mSv |
| 3.a | Schilddrüse | 150 mSv |
| 4. | Teilkörperdosis Hände, Unterarme, Füße, Unterschenkel, Knöchel | 500 mSv |

## 1.4 Die Sicherheitsbarrieren

Radioaktive Stoffe können aus den Brennstoffen im Kern eines Reaktors nur in die Umwelt gelangen, wenn nacheinander wenigstens fünf **Sicherheitsbarrieren** durchbrochen werden (siehe Abbildung 1): **17**

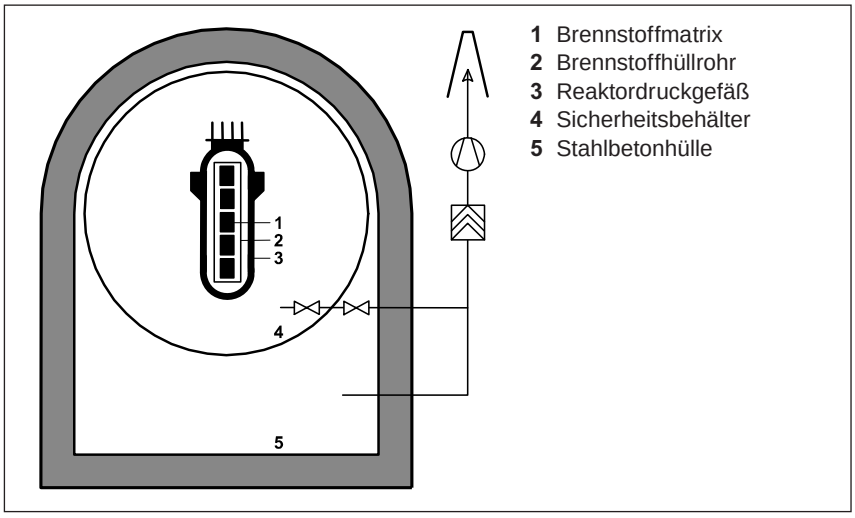



*Abb. 1:* Mehrfach-Barrieren-System und wesentliche Abschirmungen in einem Kernkraftwerk am Beispiel eines deutschen Druckwasserreaktors

**18** 1. Barriere: das Kristallgitter des Kernbrennstoffs, das den größten Teil der Spaltprodukte einschließt,
2. Barriere: den Kernbrennstoff umschließende und gasdicht verschweißte Metallrohre (Hüllrohre),
3. Barriere: Reaktordruckgefäß,
4. Barriere: der druckfeste (oft stählerne) Sicherheitsbehälter,
5. Barriere: die äußere Betonhülle.

**19** Darüber hinaus vermindert eine dicke Stahlbetonhülle um den eigentlichen Reaktor, der biologische Schild, die Direktstrahlung und schützt vor äußeren Einwirkungen (z. B. Flugzeugabsturz)

**20** Die Sicherheitsmaßnahmen sind darauf ausgerichtet, die Integrität der Barrieren bei allen Betriebszuständen und bei Störfällen zu gewährleisten. Erst bei Versagen aller Barrieren sind schädliche Auswirkungen auf die Umwelt möglich.

**21** Das Barrierenkonzept lässt sich – sehr vereinfacht – an dem Modell mehrerer ineinandergestellter Töpfe veranschaulichen (vgl. Abbildung 2). Wird die Wahrscheinlichkeit, dass ein einzelner Topf undicht wird, mit 1 zu 100 veranschlagt, so ergibt sich für sechs ineinandergesetzte Töpfe eine Wahrscheinlichkeit von 1 zu 1 Billion (1 zu $100^6$). Mit einem Austritt der Flüssigkeit aus dem kleinsten Topf ist nur dann zu rechnen, wenn alle sechs Töpfe zugleich undicht werden. In der Realität sind nicht alle Barrieren voneinander unabhängig und besitzen ebenfalls nicht das gleiche Rückhaltepotential. Zu berücksichtigen ist ferner, dass Barrieren durch die Nachzerfallsleistung in ihrer Integrität gefährdet sind und daher entsprechend zu schützen sind.

## 1.5 Redundanz, Diversität und räumliche Trennung

**22** Bei der Planung von Kernkraftwerken wird in der Form von deterministischen **Sicherheitsanalysen** stets untersucht, ob die vorgesehenen technischen und organisatorischen Sicherheitsmaßnahmen den Sicherheits- und Strahlenschutzforderungen unter allen möglichen Bedingungen genügen. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auslegungsstörfälle, welche das Reaktorsystem belasten. Im Falle des Versagens von Betriebssystemen greift das Sicherheitssystem ein und sorgt für eine sichere Abschaltung des Reaktors und die langfristige Abfuhr der Nachzerfallsleistung. Dieses System muss dafür sorgen, dass Ausle-

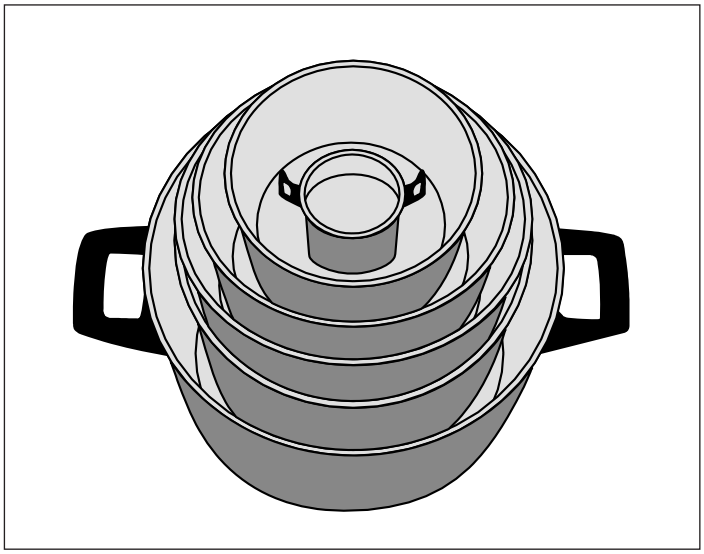


*Abb. 2:* Topfmodell (Photo: SVA)

gungsstörfälle keine unzulässigen Strahlenexpositionen für Menschen in der Umgebung des Kernkraftwerkes verursachen. Im Übrigen unterliegen die Sicherheitseinrichtungen selbst strengsten Anforderungen in Bezug auf die Zuverlässigkeit. Dies wird erreicht durch eine Mehrzahl von parallel und unabhängig voneinander wirkenden Vorrichtungen, die jede für sich Störfälle oder deren Auswirkungen verhindern oder begrenzen können. Die Zuverlässigkeit wird im besonderen gesichert durch:

- ***Redundanz***: Wichtige Einrichtungen der Sicherheitssysteme sind mehrfach vorhanden. Die Sicherheit ist auch dann gewährleistet, wenn z. B. ein Sicherheitssystem ausfällt und ein anderes Sicherheitssystem in Reparatur ist. **23**
- ***Diversität***: Wichtige Einrichtungen der Sicherheitssysteme werden physikalisch oder technisch verschiedenartig ausgelegt. Damit wird die Gefahr durch gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA, auch *common cause failure* genannt) wesentlich verringert. **24**

**25** • ***Räumliche Trennung***: Wichtige Einrichtungen der Sicherheitssysteme werden räumlich voneinander getrennt. Dies ist z. B. für die Folgen eines Flugzeugabsturzes von Bedeutung.

**26** Die Sicherheitssysteme werden sorgfältig geprüft und gewartet, um eine hohe Zuverlässigkeit im Anforderungsfall zu gewährleisten.

## 2 Wichtige Reaktorsicherheitssysteme

**27** Die Sicherheit eines Reaktors wird vornehmlich durch fünf Systeme gewährleistet:

**28** (1) Ein **Schnellabschaltsystem** sorgt dafür, dass sich ein Reaktor, bevor sein Betriebszustand gefährlich wird, automatisch abgeschaltet wird. Dieses System funktioniert unabhängig von den übrigen Mess-, Steuer- und Regelanlagen. Gegen ein etwaiges Versagen ist das **Reaktorschutzsystem**, in dessen Rahmen die Schnellabschaltung gegebenenfalls ausgelöst wird, mehrfach dadurch gesichert, dass es sich ständig selbst auf Fehler prüft. Es ist zudem nach dem „Fail-safe-Prinzip" aufgebaut: Eine Störung im Reaktorschutzsystem selbst wird sofort festgestellt und hat im allgemeinen ein Abschalten des Reaktors zur Folge.

**29** (2) Die **Not- und Nachkühlsysteme** haben die Aufgabe, bei allen Störfällen, bei denen im Reaktor ein Wasserverlust entsteht, den Reaktordruckbehälter aufzufüllen, dadurch den Kern bedeckt zu halten und außerdem langfristig die **Nachwärme** abzuführen. Diese Nachwärme erreicht kurz nach dem Abschalten einige Prozent der thermischen Gesamtleistung des Kerns und fällt nach einigen Stunden auf ca. 1% ab.

**30** Bei einem KWU-Druckwasserreaktor mit vier Kreisläufen besitzt jedes der vier unabhängigen Systeme (vgl. Abbildung 3):

1 Hochdruckpumpe (Sicherheitseinspeisepumpe, HD-Pumpe),
2 Druckspeicher ( je eine Einspeisung in die kalte und heiße Leitung)
1 Nachkühlpumpe (ND-Pumpe),
1 Notstromdiesel,
1 Zwischenkühl- und 1 Nebenkühlkreis,
1 Flutbehälter.

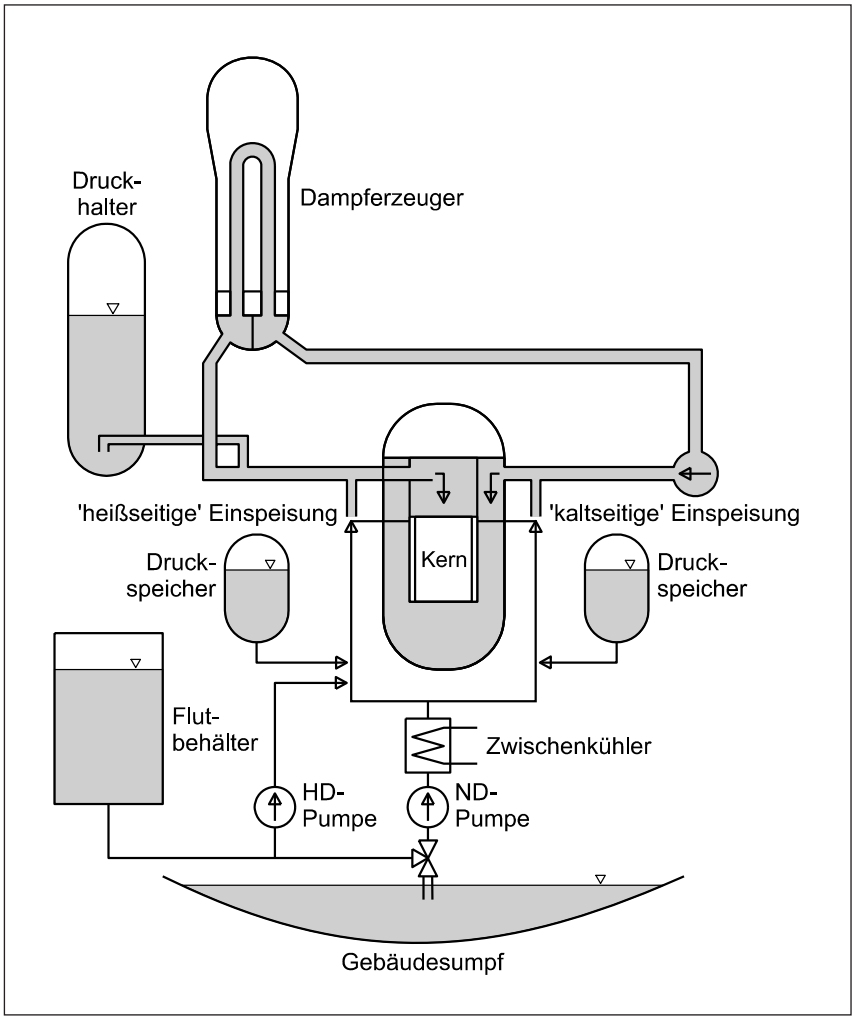



*Abb. 3:* Vereinfachte Darstellung des Notkühlsystems eines Druckwasserreaktors (nur eines der vier Systeme gezeichnet)

Die Hochdruckpumpen können unterhalb eines Druckes von 110 bar in den Kreisläufen einspeisen und dienen im Wesentlichen der Störfallbeherrschung bei kleinen Lecks. Diese Pumpe speist nur in den heißen Strang ein und verhindert damit, dass die äußere Reaktorwandung durch kaltes Wasser belastet wird (Thermoschock). Die Druckspeicher speisen selbsttätig bei einem Druck von unterhalb 26 bar ein. Die Sicherheitsspeisepumpe und die **31**

Nachkühlpumpe saugen anfänglich Wasser aus dem Flutbehälter an. Nachdem dieser entleert ist, erfolgt eine Umschaltung auf den Gebäudesumpf, in dem sich inzwischen ausreichend Wasser angesammelt hat.

**32** Bei KWU-Siedewasserreaktoren mit internen Axialpumpen hat der Wegfall großer Rohrleitungen unterhalb der Kernoberkante eine wesentliche Verbesserung der Kühlfähigkeit des Kerns gebracht. Das Not- und Nachkühlsystem (vgl. Abbildung 4) besteht aus drei separaten Teilsystemen mit je

1 Hochdruckpumpe,
1 Niederdruckpumpe,
1 Notstromdiesel.

**33** Außerdem ist eine automatische Druckentlastung, die den Dampf in die Kondensationskammer einbläst, vorhanden. Die Pumpen saugen aus der Kondensationskammer an. Zusätzlich sind ein Zwischen- und Nebenkühlkreis zur Wärmeabfuhr vorhanden.

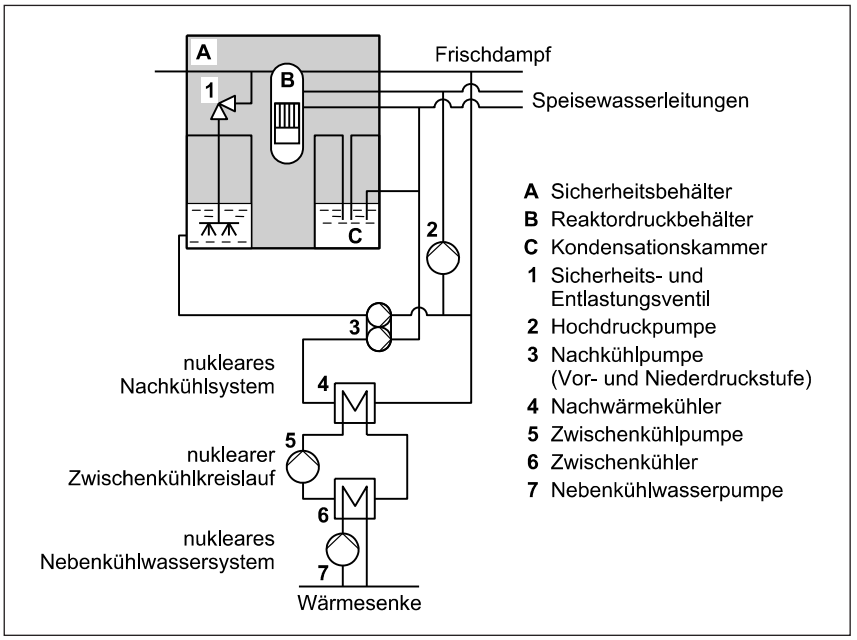



*Abb. 4:* Vereinfachte Darstellung der Nachwärmeabfuhrsysteme eines Siedewasserreaktors (nur 1 von 3 Systemen gezeichnet)

(3) Die **Sicherheitsumhüllungen** sorgen dafür, dass etwa freigesetzte Radioaktivität nicht nach außen dringen kann, und schützen gegen radioaktive Strahlen. Diesem Zweck dienen neben den Hüllen der Brennstäbe und dem Reaktordruckgefäß eine Sicherheitshülle aus Stahl oder vorgespanntem Beton – der druckfeste und gasdichte äußere Sicherheitsbehälter – sowie Durchdringungsabschlusssysteme, die die durch diese Hüllen führenden Leitungen absperren. Der **Sicherheitsbehälter** ist die äußerste druckfeste Sicherheitsumhüllung. Er ist so ausgelegt, dass er dem Druck und der Temperatur widerstehen kann, die bei einem Rohrleitungsbruch im Kühlmittelkreislauf durch das Ausströmen großer Kühlmittelmengen im Inneren des Sicherheitsbehälters entstehen. Ebenso wie der gesamte Primärkreislauf wird der Sicherheitsbehälter regelmäßig geprüft. Bei Störfällen wird der Sicherheitsbehälter unverzüglich geschlossen (Isolationsabschluss). **34**

(4) Das **Notstromsystem** sorgt dafür, dass bei totalem Ausfall der normalen Stromversorgung der Reaktor sicher abgefahren und nachgekühlt werden kann. **35**

(5) **Reinigungs- und Filteranlagen** sorgen dafür, dass radioaktive Stoffe von einem Austritt in das Wasser oder die Atmosphäre zurückgehalten werden. In diese Anlagen sind Verzögerungsstrecken eingebaut, die Spaltprodukte, welche nicht durch Filter zurückgehalten werden können, insbesondere Edelgase, so lange zurückhalten, bis die Aktivität hinreichend abgeklungen ist. Die radioaktiven Abwässer werden in einer Verdampfungsphase gereinigt oder mit zurückströmendem Kühlwasser gemischt. **36**

Die vorstehend beschriebenen Systeme werden bei Störfällen automatisch gestartet, wenn ihr Einsatz zur Beherrschung des Störfalls notwendig ist. Die Steuerung dieser Systeme besteht aus drei Teilen: **37**

- der Instrumentierung, die die Störfälle erkennt;
- der Logik, die die von der Instrumentierung gegebenen Signale verarbeitet,
- der Betätigung, die die Sicherheitsmaßnahmen auslöst.

## 3 Störfälle

**38** Kernreaktoren sind gegen Einwirkungen von außen und gegen innerbetriebliche Störungen ausgelegt. Das antragstellende Unternehmen muss diese in einem **Sicherheitsbericht** behandeln. Die Aussagen werden von unabhängigen Gutachtern überprüft. Nach intensiver Diskussion hat die Bundesregierung die **Störfallverordnung** im Jahr 1984 verabschiedet. In dieser sind eine Reihe von Störungen aufgeführt, bei deren Auftreten die zulässige Strahlenbelastung in der Umgebung der Anlage nicht überschritten werden darf.

**39** Die Auflistung von Störfällen bedeutet nicht, dass diese häufig auftreten werden. Dieser Auflistung liegt der Gedanke zugrunde, dass sie für die Auslegung von Systemen „abdeckend" wirksam sind, d. h. auch andere Störfälle durch die getroffenen Maßnahmen beherrscht werden.

**40** Die verbleibenden Möglichkeiten ernsthafter Störungen, insbesondere solcher, die mit einer Freisetzung gefährlicher Anteile des Spaltproduktinventars verbunden sind, stellen nach allen bisher bekannten Tatsachen ein sehr geringes „**Restrisiko**" dar. Diese manchmal mit hypothetisch bezeichneten Unfälle sind zwar physikalisch nicht absolut auszuschließen, also theoretisch denkbar, wenn man annimmt, dass eine größere Zahl von Sicherheitseinrichtungen gleichzeitig oder nacheinander ausfällt. Ihr Auftreten ist extrem unwahrscheinlich. Da ihre Eintrittswahrscheinlichkeit so außerordentlich gering ist, dass eine umfassende Auslegung gegen diese Unfälle weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll wäre, wird der Nachweis ihrer Beherrschung nicht verlangt. Hingegen werden diese Unfälle trotz ihrer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit selektiv und in der Regel abdeckend in Risikostudien untersucht. Festgestellte Schwachstellen des Reaktorsystems oder auch z. B. fehlendes Training des Reaktorpersonals für bestimmte Störfallabläufe werden dann vom Betreiber der Anlage bei einer geeigneten Gelegenheit verbessert. Bei der Festsetzung des Termins zur Verbesserung sollte man berücksichtigen, dass derartige Unfälle eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit haben, so dass in der Regel ausreichend Zeit bis zur Verbesserung vorhanden ist.

## 3.1 Für die Auslegung zu berücksichtigende Störfälle

Die von der Bundesregierung festgelegte Liste von **Störfällen**, die der Auslegung zugrunde zu legen sind, gliedert sich für DWR in die folgenden Gruppen auf: **41**

- Kühlmittelverlust aus dem Primärkreis innerhalb des Sicherheitsbehälters,
- Primärkühlmittelverlust außerhalb des Sicherheitsbehälters im Ringraum,
- Schäden an Dampferzeugerrohren,
- Kühlmittelverlust aus dem Sekundärkreislauf,
- Reaktivitätsstörfälle und Störungen in der Leistungsverteilung im Reaktorkern,
- Störungen in Hilfs- und Nebenanlagen mit radiologischen Auswirkungen,
- Störungen und Störfälle bei der Brennstab-Handhabung und -Lagerung,
- Ausfall der Eigenbedarfsversorgung,
- Leckagen im Not- und Nachkühlsystem,
- Anlageninterne Brände und Explosionen,
- Versagen von Großkomponenten,
- Erdbeben,
- Hochwasser, Blitzschlag, Wind, Eis und Schnee, äußere Brände und andere standortabhängig zu unterstellende Einwirkungen von außen.

## 3.2 Einwirkungen von außen

Kernkraftwerke sind nicht nur gegen interne Störungen, sondern auch gegen **äußere Einflüsse** geschützt: Unwetter (Sturm, Blitzschlag), Erdbeben, Flugzeugabsturz, Explosionsdruckwellen, Hochwasser, Einwirkungen Dritter usw. Die Sicherheitsmaßnahmen sind bautechnischer und administrativ-organisatorischer Art. Sie bestimmen Gebäudeform, Gebäudekonstruktion und Wanddicken sowie Organisation und Stärke des Sicherungspersonals. Die wirksamste Maßnahme ist z. B. bei Druckwasserreaktoren die ca. 2 m dicke äu- **42**

ßere Stahlbetonhülle, die einen umfassenden Schutz des nuklearen Bereiches vor äußeren Einflüssen bietet.

**43** Bei den Genehmigungsverfahren für Kernenergieanlagen sind vornehmlich vier Einwirkungen von außen besonders intensiv zu untersuchen: Erdbeben, Überflutungen, chemische Explosionen und Eintrittswahrscheinlichkeit von Flugzeugabstürzen.

*Schutz gegen Erdbeben:*

**44** Kernenergieanlagen müssen hinsichtlich der Sicherheit der Bauten und Anlagenteile entsprechend den gutachterlich ermittelten, denkbaren größten Erdbebenstärken an dem betreffenden Standort ausgelegt werden. Es muss sichergestellt sein, dass die sicherheitstechnisch wichtigen Anlagen auch bei einem **Erdbeben** dieser Stärke in Funktion bleiben. Diese Funktion muss auch bei mehrfach auftretenden Erdbeben der jemals am Ort registrierten Erdbebenstärke gegeben sein. Bei der Auslegung von Kernkraftwerken im Oberrheingebiet spielt ein 1356 in Basel registriertes Erdbeben eine besondere Rolle, das eine Magnitude M von 6,5° nach der Richter-Skala erreichte. Diese für mitteleuropäische Verhältnisse extreme Erdbebenstärke wird bei der Bewertung der Erdbebensicherheit von Kernkraftwerken in diesem Gebiet berücksichtigt.

*Schutz gegen Überflutungen:*

**45** Kernkraftwerke sind so zu konzipieren, dass sie bei öfter zu erwartenden **Hochwasser**ständen weiterbetrieben werden können. Bei Gefahr höherer Wasserstände wird die Anlage abgefahren. Sicherheitstechnisch wichtige Anlagenteile werden so geschützt, dass sich auch beim höchsten möglichen Wasserstand, z. B. selbst bei Bruch einer Staustufe, weiter funktionieren. Die Maßnahmen werden auch für solche Anlagen vorgenommen, die nicht an schiffbaren Wasserläufen liegen. Durch eine Auslegung, die sich auf eine Untersuchung der Geologie des Baugrunds und der Grundwasserverhältnisse stützt, wird nach dem Stand von Wissenschaft und Technik auch eine Gefährdung durch Grundwasser ausgeschlossen.

*Schutz gegen Explosionen*

**46** Kernenergieanlagen sind so auszulegen, dass sie **Druckwellen** aushalten können, die durch etwaige **chemische Explosionen** in der Umgebung ausgelöst werden. Bei den Auseinandersetzungen über die Si-

cherheitskriterien der Kernkraftwerke hat lange Zeit der „Fliegende Holländer" eine Rolle gespielt: ein Flüssiggas-Transporter, der just in der Höhe des an einem Flusse gelegenen Kernkraftwerks infolge eines Unfalls seinen Inhalt in Form einer Gaswolke freisetzt, die sich über das Kernkraftwerk verlagert und explodiert. Die vorgeschriebene Auslegung der Kernkraftwerke schützt gegen eine solche Explosion. Was geschehen könnte, wenn eine solche Explosion auf andere Anlagen, z. B. Industrieanlagen oder Wohngebiete, einwirkte, liegt außerhalb des Diskussionsrahmens für die Kernenergiesicherheit.

*Schutz gegen Flugzeugabstürze:*

**47** Auch der unwahrscheinliche Fall des Absturzes eines Flugzeugs auf die Reaktoranlage wird in die Sicherheitsüberlegungen einbezogen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht schon das Durchschlagen des Sicherheitsbehälters zu schwerwiegenden Folgen führt, sondern erst ein Durchschlagen der inneren Abschirmung der Primärdruck führenden Komponenten. Gleichwohl wird in modernen Kernkraftwerken die Betonkonstruktion um den Sicherheitsbehälter, die auch der Strahlenabschirmung bei Stör- und Unfällen dient, so bemessen, dass sie dem senkrechten Aufprall eines Flugzeuges mit hoher Aufprallenergie widerstehen kann. Diese Betonkonstruktion hat bei Berücksichtigung heutiger Verhältnisse Wandstärken von ca. 2 m. Die durch den **Flugzeugabsturz** hervorgerufenen Erschütterungen werden bei der maschinentechnischen Auslegung berücksichtigt. Bezogen auf eine sicherheitstechnisch relevante Kraftwerksfläche von 10 000 $m^2$ wurden für das Bundesgebiet die folgenden Absturzhäufigkeiten pro Jahr errechnet:

- Zivilflugzeuge auf Flugverkehrsstrecken (mit einem Startgewicht über 200 kN [1 kN = 1000 Newton = 1000 mkg/$sec^2$]): $2 \times 10^{-11}$, d. h. einmal in 50 Mrd. Jahren,
- Zivilflugzeuge im freien Flugverkehr (mit einem Startgewicht unter 200 kN): $0{,}9 \times 10^{-6}$,
- Schnell fliegende Militärflugzeuge: $10^{-6}$.

**48** Die Wahrscheinlichkeiten für ein schwerwiegend folgenreiches Durchschlagen des Sicherheitsbehälters liegen noch deutlich darunter.

*Schutz gegen Unwetter:*

**49** Gegen **Unwetter** (Sturm und Blitzschlag) werden die Kernenergieanlagen entsprechend den geltenden Vorschriften ausgelegt.

**50** Die durch **Sabotagen** oder durch **kriegerische Auseinandersetzungen** ausgelösten Sicherheitsprobleme werden an anderer Stelle behandelt.

## 4 Betriebserfahrungen und Meldepflichtige Ereignisse

**51** Es ist allgemein anerkannt, dass die Auswertung der **Betriebserfahrungen** und die daraus folgenden Änderungen von hoher Bedeutung für das Sicherheitsniveau von Kernkraftwerken sind. Dies gilt sowohl für den Erhalt dieses Sicherheitsniveaus als auch für die Weiterentwicklung der Sicherheit. Aus Betriebserfahrungen und meldepflichtigen Ereignissen lassen sich Schwachpunkte der Anlagen erkennen und in der Folge beseitigen. Sie sind außerdem ein Indikator für das Sicherheitsniveau einer Anlage.

**52** Die wachsende Zahl von Kernkraftwerken, die bereits vorliegenden Betriebserfahrungen sowie die ständig steigenden Anforderungen an die Sicherheit der Anlagen führten zu der Erkenntnis, dass eine systematische Erfassung, Auswertung und Dokumentation besonderer Vorkommnisse in Kernkraftwerken zweckmäßig ist. Aus diesem Grund wurde 1975 im Einvernehmen zwischen den Aufsichtsbehörden der Länder und dem Bundesinnenminister ein bundeseinheitliches Meldesystem für besondere Vorkommnisse eingeführt. Zweck des Meldesystems ist es, alle Vorkommnisse, die eine sicherheitstechnische Bedeutung haben könnten, zu erfassen und einer Auswertung zugänglich zu machen. Die daraus gewonnenen Erfahrungen erlauben es, etwaige Mängel an der betroffenen Anlage zu erkennen, dem Auftreten von ähnlichen Fehlern an anderen Anlagen vorzubeugen und die gewonnenen Erkenntnisse in die Auslegung für neue Kernkraftwerke einfließen zu lassen.

**53** Die gemeldeten **Vorkommnisse** werden von den jeweils zuständigen Stellen (Betreiber, Behörden und Gutachter) bearbeitet und ausgewertet. Die zentrale Erfassung und Auswertung geschieht im Auftrag des Bundesinnenministers durch die GRS auf der Grundlage dieser zentralen Erfassung veröffentlicht das Bundesministerium des Innern seit 1975 jährlich eine Übersicht über besondere Vorkommnisse in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland.

Im folgenden werden exemplarisch einige Betriebserfahrungen mit den deutschen Kernkraftwerken wiedergegeben. **54**

Zunächst ist in Abb. 5 die jährliche Zahl des **einleitenden Ereignisses** „Ausfall der Hauptwärmesenke" dargestellt; diese einleitende Ereignis liefert bei Druckwasserreaktoren den größten Beitrag zur Gefährdungshäufigkeit. Eindeutig ist – trotz mehrerer Plateaus in gewissen Jahren – die immer fallende Tendenz erkennbar. **55**

Zur Bewertung einer Gefährdung ist außer der Eintrittshäufigkeit eines auslösenden Ereignisses auch die **Verfügbarkeit von Sicherheitseinrichtungen** wichtig. In Abb. 6 sind die Anzahl gemeldeter Ereig- **56**

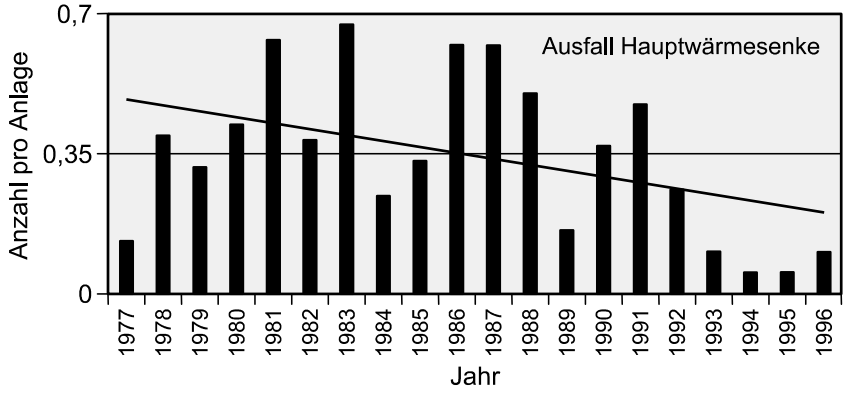



*Abb. 5:* Häufigkeit des Ausfalls der Hauptwärmesenke [4]

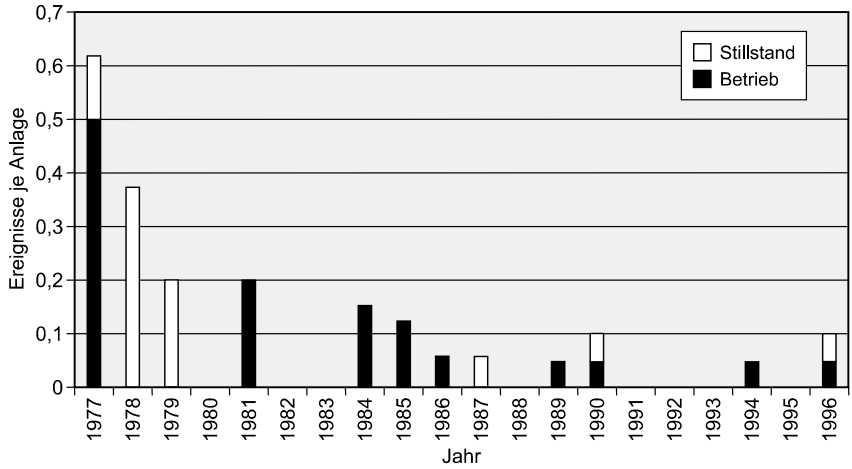



*Abb. 6:* Bedeutende Ausfälle im Sicherheitssystem (zwei und mehr Redundanzen) [4]

nisse dargestellt, wobei nur solche gezeigt sind, bei denen zwei oder mehr Teilsysteme nicht verfügbar waren. Da bei der Auslegung von Sicherheitssystemen der Reparaturfall und der Einzelfehler berücksichtigt wurden, ist sicherheitstechnisch nur der Ausfall von zwei und mehr Teilsystemen von Bedeutung. Obwohl die Zahl der Ereignisse relativ klein ist, so ist doch zu beachten, dass die Zahl der Ereignisse bei Stillständen vergleichsweise hoch ist. Darin spiegelt sich wider, dass in der Revision bewusst Teilsysteme für Prüf- und Instandhaltungsmaßnahmen außer Betrieb genommen werden. Zudem bedingt die Vielzahl der Arbeiten Fehlerquellen und damit auch auslösende Ereignisse. Es ist jedoch auch zu beachten, dass das Gefährdungspotential bei abgeschalteten Anlagen substantiell reduziert ist.

**57** Bei Störungen des Reaktorbetriebs greifen zunächst die Regelungs- und Begrenzungseinrichtungen ein. Erst wenn diese nicht erfolgswirksam sind, erfolgt eine **Reaktorschnellabschaltung** (RESA).

**58** Reaktorschnellabschaltungen sind daher ein recht gutes Maß für die Wirksamkeit des gestaffelten Eingreifkonzepts (Redundanz, Begrenzungen); sie werden daher international gerne zu Vergleichszwecken zur Zuverlässigkeit des Betriebs herangezogen. In Abb. 7 ist die mittlere Anzahl von Reaktorschnellabschaltungen in deutschen Anlagen

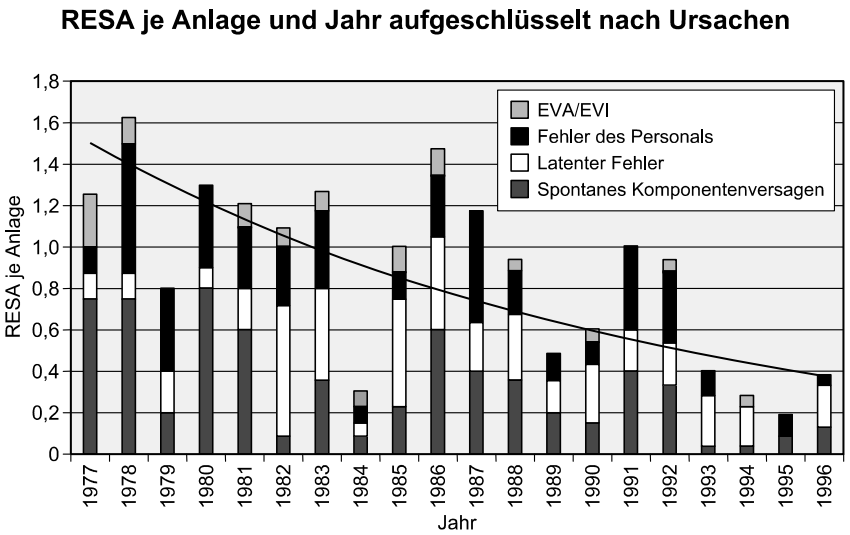



*Abb. 7:* Reaktorschnellabschaltungen je Anlage und Jahr aufgeschlüsselt nach Ursachen [4]

dargestellt; insgesamt ergibt sich eine Verminderung um zirka den Faktor 3 innerhalb der letzten 20 Jahren. Dieses Bild zeigt deutlich, dass sich die Anteile der Fehler des Personals und des spontanen Komponentenversagens deutlich vermindert haben. Ein Vergleich der deutschen Reaktorschnellabschaltungen mit denen ausländischer Anlagen zeigt, dass Reaktorschnellabschaltungen in Deutschland vergleichsweise weniger erfolgen.

**59** In 1990 wurde von der IAEA die International Nuclear Event Scale (**INES**) veröffentlicht. Die Einteilung der 7 Stufen geht aus nachstehender Tabelle 2 hervor:

**60** In Abb. 8 sind die meldepflichtigen Ereignisse deutscher KKW von 1991–1999 dargestellt. Zunächst ist festzustellen, dass die Gesamtzahl der Ereignisse als auch die der Stufe INES 1 zurückgegangen sind. In 1998 wurde ein Ereignis der Stufe 2 (in KKU) verzeichnet.

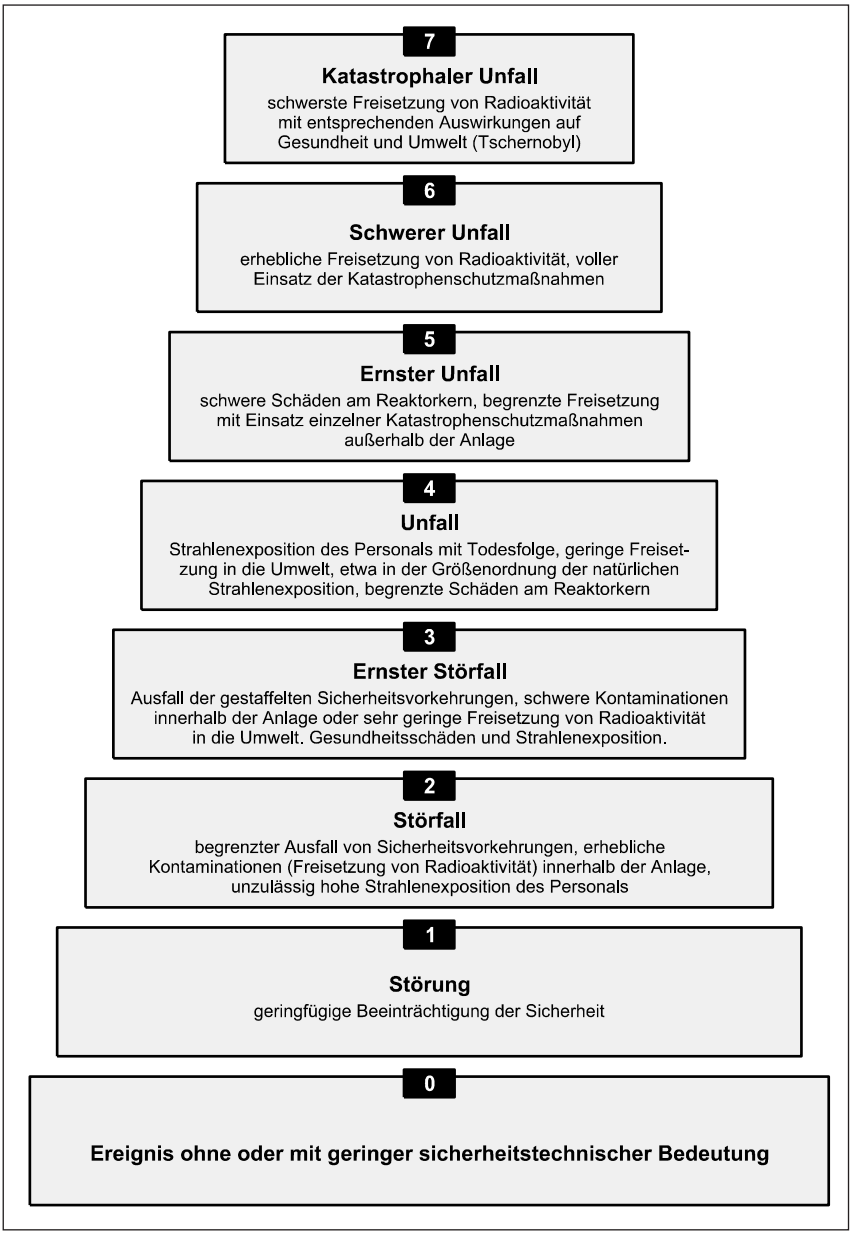
**61** Aus der Analyse der meldepflichtigen Ereignisse (Jahresbericht 1998 des BMU) sind besonders hervorzuheben:

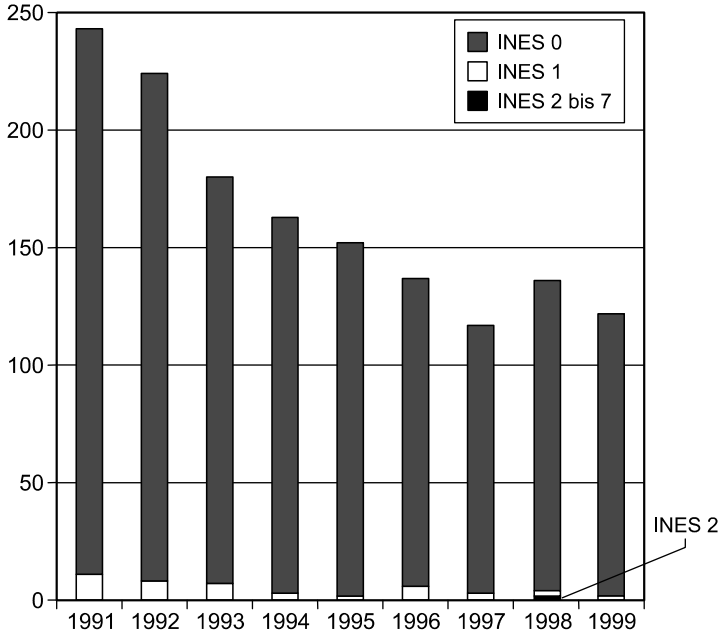
- Die gemeldeten Ereignisse traten zu 55% bei Leistungsbetrieb und zu 33% bei abgeschaltetem Reaktor auf.
- Die Ereignisse im Leistungsbetrieb hatten in 86% der Ereignisse keine Auswirkungen auf den Betrieb.
- Die Ereignisse traten zu 30% spontan und zu 70% bei Prüfungen, Wartung und Instandsetzungen auf.
- Die Ereignisse führten in 43% der Fälle zu einer Instandsetzung und in 54% zu einer Ertüchtigung.

**62** Der Jahresbericht des BMU kommt zu der Feststellung, dass keine systematischen Schwachstellen festgestellt wurden, und dass in keinem der gemeldeten Ereignisse Abgaben radioaktiver Stoffe oberhalb genehmigter Grenzwerte auftraten.

**63** **Ländervergleiche** werden von der IAEA grundsätzlich nicht durchgeführt. Sie wären auch nicht sehr aussagekräftig, da es zum einen unterhalb INES 2 leicht unterschiedliche Einstufungen gibt (insbesondere bei Höherstufungen) und zum anderen die Anlagentechnik sehr verschieden sein kann. Dies führt z. B. dazu, dass ein Ausfall einer gleichartigen Komponente anders bewertet werden muss, wenn der Redundanzgrad unterschiedlich ist. Bei einer Einstufung INES 2 und

*Tab. 2:* INES-Stufen [5]






| | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| INES 0 | 232 | 216 | 173 | 160 | 151 | 131 | 114 | 132 | 120 |
| INES 1 | 11 | 8 | 7 | 3 | 1 | 6 | 3 | 3 | 1 |
| INES 2 bis 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |

*Abb. 8:* INES-Stufe meldepflichtiger Ereignisse deutscher KKW 1991–1999 (11,12)

höher liegen hingegen vergleichbare Einstufungen vor, siehe Abb. 9. Die relativ geringe Zahl dieser Ereignisse in Deutschland ist zeigt, dass Ereignisse, die über Betriebsstörungen hinausgehen, in deutschen Kernkraftwerken so gut wie nicht auftreten.

Die Gefährdung, die im bestimmungsgemäßen Betrieb von Kern- **64**
kraftwerken ausgeht, entsteht für die Bevölkerung außerhalb des Kraftwerks durch die **Ableitung gasförmiger und flüssiger radioaktiver Stoffe** und für das Betriebs- und Fremdpersonal durch die Strahlenexposition bei Betrieb, Wartung und Reparaturarbeiten.

Alle nuklearen Systeme sind im **Kontrollbereich** untergebracht, der **65**
vom übrigen Bereich getrennt ist und nur über kontrollierte Zugänge

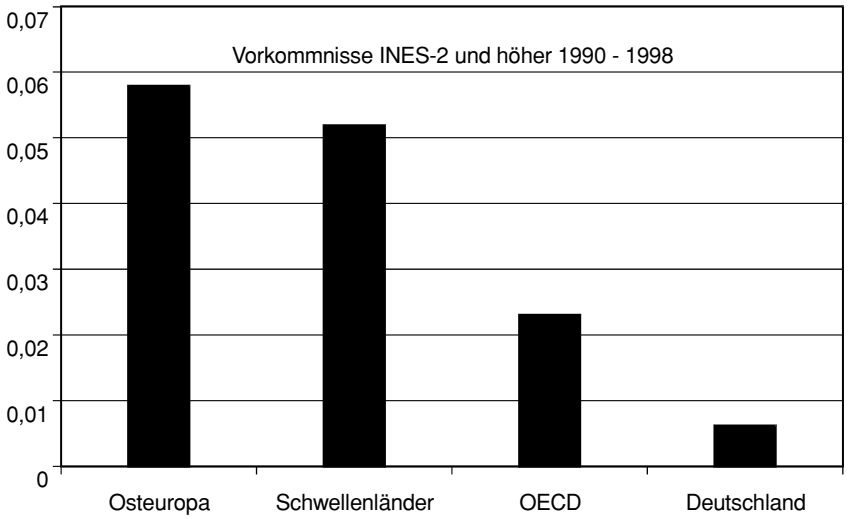



*Abb. 9:* Sicherheitsrelevante Ereignisse pro Jahr und Anlage [6]

zu begehen ist. Innerhalb des Kontrollbereichs sind die Räume entsprechend ihrer Aufgabe und der in ihnen befindlichen Systeme bezüglich der Ortsdosisleistung abgestuft angeordnet. Die Dicke der Außenwände des Kontrollbereichs ist so ausgelegt, dass die Ortsdosisleistung 1 µSv/h nicht überschreitet. Die Ortsdosisleistung wird durch festinstallierte Messgeräte an verschiedenen Orten überwacht.

**66** In Abb. 10 sind für das Betriebspersonal die jährlichen **kollektiven Strahlenexpositionen** für DWR von 1970 bis 1997 in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme der Anlagen dargestellt; evident ist die Abnahme für neuere Anlagen aber auch eine langjährige Abnahme insgesamt.

**67** Bei der jährlichen Kollektivdosis ist die Strahlenexposition während der **Revisionsphase**, in der dosisintensive Nachrüstungen durchgeführt werden, von besonderer Bedeutung. In der nachstehenden Tabelle 3 sind die mittleren Werte von 1990–1997 aufgeschlüsselt nach Betriebs- und Revisionsdosis für eine ältere und eine neue Anlage wiedergegeben. Sehr deutlich ist zu ersehen, dass die Revisions- und Nachrüstungsmaßnahmen bei der älteren Anlage stark überwiegen.

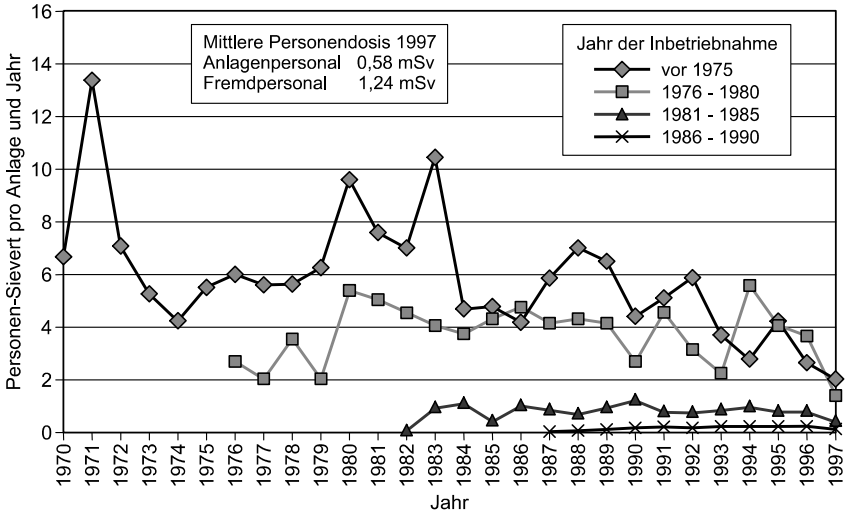



*Abb. 10:* Entwicklung der Strahlenexpositionen des Personals in deutschen Kernkraftwerken [7]

*Tab. 3:* Kollektivdosen

| Anlage | Betriebsbeginn | Betriebsdosis in Pers. Sv | Revisionsdosis in Pers. Sv |
|---|---|---|---|
| KWO | 1969 | 0,2–0,5 | 1,2–4,3 |
| GKN-2 | 1989 | 0,05–0,08 | 0,04–0,08 |

Die Grenzwerte abgeleiteter Stoffe sind in der StrlSchV für den Normalberieb der Kernkraftwerke so festgelegt, dass die durch die Ableitung verursachte Strahlenexposition der Bevölkerung innerhalb der Schwankungsbreite der Exposition liegt, der alles Leben infolge der kosmischen Höhenstrahlung sowie der im Erdreich vorhandenen radioaktiven Stoffe ohnehin ständig ausgesetzt ist. **68**

Tab. 4 enthält die Ergebnisse des Bundesamtes für Strahlenschutz für die Berechnung der **Strahlenexposition der Bevölkerung** in 1996 in der Umgebung der Kernkraftwerke durch die Ableitung radioaktiver Stoffe mit der **Abluft**. Angegeben ist die effektive Dosis und die Schilddrüsendosis für Erwachsene und Kleinkinder über alle relevanten Expositionspfade. Nach Tab. 2.5 ergibt sich der höchste Wert der effektiven Dosis mit 3 µSv, was 1% des Grenzwertes der Strahlenschutzverordnung entspricht. Für Kleinkinder ergeben sich für die effektive Dosis mit 6 µSv etwa 2% des Grenzwertes. Der größte Wert **69**

für die Schilddrüsendosis ergibt mit 6 µSv, etwa 0.7% des Grenzwertes.

*Tab. 4:* Strahlenexposition im Jahr 1996 in der Umgebung von Kernkraftwerken durch die Ableitung radioaktiver Stoffe mit der Abluft in Mikrosievert [8] (Nach der Strahlenschutzverordnung darf die effektive Dosis hierbei höchstens 300 Mikrosievert und die Schilddrüsendosis höchstens 900 Mikrosievert pro Jahr betragen)

| **Kernkraftwerk** | **Oberer Wert** | | |
|---|---|---|---|
| | **der effektiven Dosis** | | **der Schilddrrüsendosis** |
| | **für Erwachsene** | **für Kleinkinder** | |
| Kahl | <0,1 | <0,1 | <0,1 |
| Rheinsberg a) | <0,1 | <0,1 | <0,1 |
| Lingen | <0,1 | <0,1 | <0,1 |
| Obrigheim | 1 | 2 | 2 |
| Stade | 0,3 | 0,5 | 0,5 |
| Würgassen | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| Greifswald a) | <0,1 | <0,1 | <0,1 |
| Biblis A,B | 0,4 | 0,6 | 1 |
| Necker 1,2 | 1 | 2 | 2 |
| Brunsbüttel | 0,5 | 0,8 | 1 |
| Isar 1,2 | 2 | 4 | 4 |
| Unterweser | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| Philippsburg 1,2 | 3 | 6 | 6 |
| Grafenrheinfeld | 0,3 | 0,5 | 0,5 |
| Krümmel | 0,7 | 1 | 3 |

**70** Tab. 5 zeigt die Ergebnisse des Bundesamtes für Strahlenschutz für die Berechnung der **Strahlenexposition der Bevölkerung** in 1996 für die Ableitung radioaktiver Stoffe mit dem **Abwasser**. Hierbei sind ungünstige Verzehrs- und Lebensgewohnheiten angenommen worden. Der größte Wert der effektiven Dosis beträgt 0.6 µSv (entsprechend 0,2% des Grenzwertes). Die Abgabewerte zeigen von Anlage zu Anlage und auch von Jahr zu Jahr Schwankungen.

*Tab. 5:* Strahlenexposition im Jahr 1996 in der Umgebung von Kernkraftwerken durch die Ableitung radioaktiver Stoffe mit dem Abwasser in Mikrosievert (Nach der Strahlenschutzverordnung darf die effektive Dosis hierbei höchstens 300 Mikrosievert pro Jahr betragen)

| Kernkraftwerk | Oberer Wert der effektiven Dosis für Erwachsene | Oberer Wert der effektiven Dosis für Kleinkinder |
|---|---|---|
| Kahl | <0,1 | <0,1 |
| Grundremmingen A,B,C | 0,3 | 0,2 |
| Obrigheim | 0,2 | 0,2 |
| Stade | <0,1 | <0,1 |
| Würgassen | 0,1 | 0,1 |
| Biblis A,B | 0,1 | 0,1 |
| Neckar 1,2 | 0,5 | 0,6 |
| Brunsbüttel | <0,1 | <0,1 |
| Isar 1,2 | 0,2 | 0,2 |
| Unterweser | <0,1 | <0,1 |
| Philippsburg 1,2 | 0,1 | 0,1 |
| Grafenrheinfeld | 0,2 | 0,2 |
| Krümmel | <0,1 | <0,1 |
| Grohnde | 0,1 | 0,1 |
| Hamm-Uentrop | <0,1 | <0,1 |
| Mülheim-Kärlich | <0,1 | <0,1 |
| Brokdorf | <0,1 | <0,1 |
| Emsland | 0,6 | 0,6 |
| Rheinsberg a) | <0,1 | 0,1 |
| Greifswald a) | <0,1 | <0,1 |

## 4.1 Ausgewählte Störfallabläufe

Um einen ersten Eindruck von dem Verhalten des Systems und der Sicherheitssysteme zu vermitteln, werden im folgenden zwei ausgewählte Störfälle beschrieben. **71**

*Ausfall der Hauptwärmesenke:*

Es wird immer wieder vorkommen, dass die Wärmeabgabe unterbrochen wird, z. B. dann, wenn die Turbine durch eine Störung abgeschaltet wird, der Kondensator ausfällt oder wenn die in den Dampfleitungen befindlichen Ventile schließen. Da trotz einer Schnellabschaltung der Reaktorkern aber noch „Nachwärme“ produziert (siehe Abb. 11 a), wird das System mit Änderungen im Druck und in der Temperatur reagieren. Da bei diesem Störfall der Wegfall der elektrischen Energie nicht auszuschließen ist, wird – konservativ betrachtet – auch der Kerndurchsatz zurückgehen. **72**

**73** Abbildung 11 zeigt für diesen Störfall („Ausfall der **Hauptwärmesenke**“) bei einem Druckwasserreaktor einige wichtige Verläufe. Der Dampfdurchsatz verändert sich innerhalb von wenigen Sekunden von 100 auf 0 %. Es erfolgt eine Schnellabschaltung, und die Leistung verringert sich, wie im oberen Teil von Abbildung 11 gezeigt. Da die Wärmeabfuhr unterbrochen ist, steigt der Druck auf der Sekundärseite des Dampferzeugers (siehe Abb. 11b) an, aber ebenso im Primärkreis (vgl. unterer Teil von Abbildung 11). Nach Erreichen des Ansprechdrucks der Entlastungsventile wird sekundärseitig Dampf abgegeben. Dies ist mit einer Druckreduzierung verbunden. Danach wird der Druck geregelt (über das Abblaseregelventil) auf 75 bar teilabgefahren. In weniger als 500 Sekunden sind die größeren Störungen des Systems vorüber.

*Lecks in der Hauptkühlmittelleitung*

**74** Anfänglich wurde bei Betrachtungen zur Reaktorsicherheit postuliert, dass als Grenzfall der Abriß der Hauptkühlmittelleitung zugrunde zu legen ist. Dieser Störfall wurde früher auch mit **GAU** (größter an-

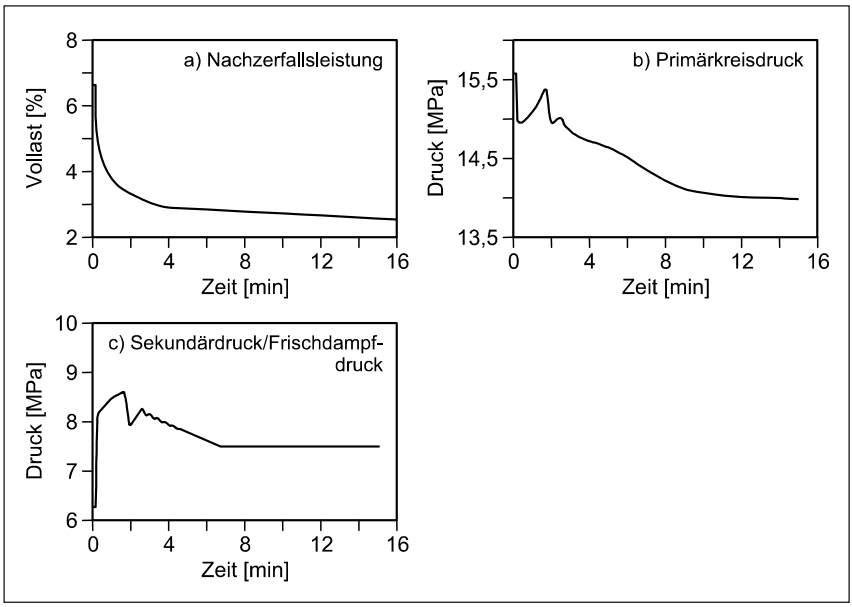



*Abb. 11:* Ausfall der Hauptwärmesenke mit gleichzeitigem Notstromfall (Rechnungen der GRS für eine moderne Konvoianlage)

nehmbarer Unfall) bezeichnet. Als sich Ende der 60er Jahre die Aufmerksamkeit auf die Wirksamkeit der Notkühlsysteme richtete, wurden weltweit experimentelle und analytische Forschungsarbeiten begonnen, um die physikalischen Phänomene und das Systemverhalten zu studieren.

Anfang der 70er Jahre wurden weltweit Grenzwerte gefordert, die bei **75**
Auslegungsstörfällen, wozu auch der große Bruch der Hauptkühlmittelleitung gehört, nicht überschritten werden dürfen. Dies sind eine maximale Hüllrohrtemperatur von 1200°C und eine maximale Hüllrohroxidation von 17% der Wandstärke eines Brennstabs. Höchstens 1% des im Reaktor vorhandenen Zirkaloys darf mit Wasserdampf reagieren, und außerdem müssen der Kern und seine Elemente jederzeit kühlbar sein.

Durch Fortschritte in der Materialtechnik einschließlich der genauen **76**
Auslegung und erweiterten Inspektion ist ein großer Bruch hinreichend unwahrscheinlich geworden. Trotzdem wird dieser Auslegungsbruch wegen seiner übergeordneten Bedeutung für die Auslegung beibehalten. Der Bruch einer Leitung und die damit zusammenhängende Ausströmung von Kühlmittel bewirken einen Wasserverlust im Primärkreis, aber auch einen Druckaufbau im Containment. Das Maximum des Drucks wird nach ca. 50 Sekunden erreicht. Danach fällt der Druck aufgrund der Kondensation des Dampfes an den Wänden wieder ab.

**Kleine Lecks** in Form von Abrissen von Anschlussleitungen (z. B. Ar- **77**
maturenleitungen), unterkritischen Rissen, Versagen von Pumpenlagern etc. haben eine größere Eintrittswahrscheinlichkeit als der vorher beschriebene große Bruch. Rechnungen im Rahmen von Genehmigungsverfahren, Risikostudien und Experimente haben gezeigt, dass zur Beherrschung dieser Störfälle mehr Komponenten und Systeme benötigt werden als für große Brüche. Während beim großen Bruch der Systemdruck sehr schnell sinkt und damit die Einspeisung des Notkühlwassers aus den Druckspeichern (bei DWR) ermöglicht wird, bleibt bei kleinen Lecks der Systemdruck relativ hoch. Dies hat zum einen die Folge, dass auch bei kleinen Lecks noch beträchtliche Massenströme aus dem System ausfließen, aber auch, dass Hochdruck-Einspeisesysteme entsprechend der Förderkennlinie nur relativ geringe Massenströme einspeisen können. Um zu einer kleineren Leckaus-

strömung sowie einem größeren Einspeisemassenstrom zu kommen und um mehr Systeme (Niederdruck-Einspeisesysteme mit relativ hohen Fördermengen) einsetzen zu können, wird in DWR und SWR der Systemdruck abgesenkt. Dies wird beim Siedewasserreaktor durch Öffnen von Entlastungsventilen und Einblasen des Dampfes in den Kondensationspool und beim Druckwasserreaktor durch ein geregeltes Abkühlen der Sekundärseite der Dampferzeuger mit einem Temperaturgradienten von 100 K/h erreicht.

**78** In Abbildung 12 ist exemplarisch das Systemverhalten bei einem Leck in der Hauptkühlmittelleitung einer modernen Konvoianlage dargestellt.

**79** In Abbildung 12 a ist der Druck im Primärkreis wiedergegeben. Durch die Ausströmung aus dem Leck, der Einspeisung von kaltem Wasser und dem geregelten Abkühlen der Sekundärseite der Dampferzeuger sinkt der Druck stetig ab. Dadurch sinkt zunächst auch der Leckmassenstrom, siehe Abbildung 12 b. Folglich sinkt anfänglich auch der Füllstand im Reaktordruckbehälter, siehe Abbildung 12 c. Bereits nach zirka 40 s beginnt die Einspeisung durch die Hochdruck-Sicherheits-

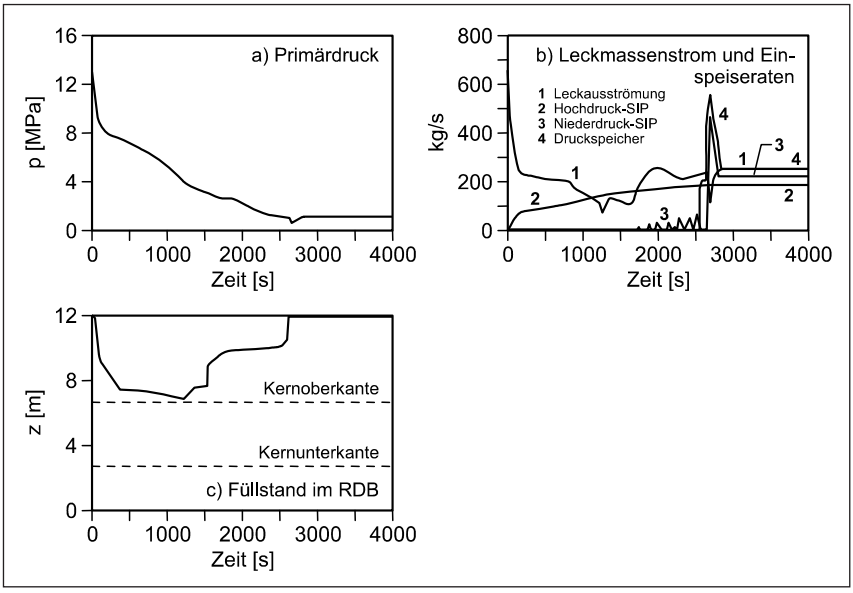



*Abb. 12:* Verläufe bei einem 70 cm² Leck in der Hauptkühlmittelleitung eines DWR (Einspeisung von 2 der 4 HD-Systeme) [9]

einspeisepumpen – wegen des hohen Primärkreisdruckes anfänglich mit einem geringen Massenstrom. In weniger als einer halben Stunde sind jedoch mehr eingespeist als durch das Leck ausströmt, siehe Abbildung 12b; folglich steigt der Füllstand im Reaktordruckbehälter wieder an, siehe Abbildung 12c. Nach Unterschreiten eines Drucks von 26 bar speisen die Druckspeicher mit einem hohen Massenstrom ein, siehe Abbildung 12b, und füllen den Reaktordruckbehälter schnell auf, siehe Abbildung 12c. Langfristig übernehmen dann die Niederdruckeinspeisesysteme die Füllstandshaltung im Reaktordruckbehälter und die Nachwärmeabfuhr.

# 5 Unfallabläufe mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit

Zur Bewertung des **Risikos** (Als Risiko wird im technischen Sicherheitsrecht das Produkt aus der Eintrittshäufigkeit des Schadenseintritts und dem wahrscheinlichen Schadensumfang verstanden.) von Kernkraftanlagen werden auch sehr seltene Störfälle studiert. Diese haben zwar eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit, jedoch kann die Spaltproduktfreisetzung aus dem Kern und eventuell dem Sicherheitsbehälter beträchtlich sein. Diese Störfälle werden jetzt als „severe accidents“ (schwere Störfälle) bezeichnet. **80**

## 5.1 Beschreibung eines Kernschmelzunfalls

Für eine übersichtliche Beschreibung der Unfallabläufe ist es vorteilhaft, drei Kernzustände mit unterschiedlich schwerer **Kernzerstörung** zu unterscheiden: **81**

- Zustände im Kern überschreiten die in den Genehmigungsverfahren festgelegten Grenzwerte nicht, d. h., es werden nur wenige Prozent aller im Kern befindlichen Stäbe bersten. In allen Fällen bleibt der Kern kühlbar. **82**
- Mit steigender Temperatur der Brennstabhüllrohre kann der Hüllrohrwerkstoff Zirkaloy mit dem Dampf reagieren. Dies führt zu einer exothermen Reaktion und verstärktem Temperaturanstieg. Weitere Hüllrohre werden bersten, und die Temperatur wird schließlich den Schmelzpunkt des Hüllrohrwerkstoffes erreichen. Es treten nun verstärkt Reaktionen des Hüllrohrwerkstoffes mit **83**

dem Brennstoff, Abfließen des geschmolzenen Zirkaloys und Wiedererstarren in unteren Kernbereichen auf. Da die stützende Wirkung der Brennstabhülle fehlt, kann der Werkstoff „zerbröseln" und nach unten fallen. Dabei können Brennstoffansammlungen oberhalb der Abstandshalter oder der unteren Kerneinbauten auftreten. Lokal können sich auch Schmelzseen bilden. Würde man jetzt Wasser zufügen, entstünde zwar durch die Wärmeentspeicherung des aufgeheizten oder geschmolzenen Brennstoffs eine beträchtliche Dampfproduktion, der Kern würde jedoch nach einiger Zeit wieder gekühlt sein. Das genaue Verhalten des Kerns wird trotz möglicher intensiver Forschung nicht genau festgelegt werden können, da die Störfallsequenz (Bruch, Art und Menge des eingespeisten Wassers etc.) den Ablauf beträchtlich beeinflusst. Trotz intensiver Forschung können auch viele Vorgänge bei diesen schweren Unfällen nicht im Detail beschrieben werden, so dass eine Bewertung des Störfalls mit unterstützenden ingenieurmäßigen Abschätzungen zu erfolgen hat. Der Störfall in TMI-2 fällt in diese Kategorie.

**84** • Die Nachwärme und die Zirkon-Wasser-Reaktion heizen den Kern weiter auf mit wachsender Menge geschmolzenen Kerns. Es ist wahrscheinlich, dass irgendwann Teile der unteren Kernstruktur versagen und Schmelze in das noch im unteren Teil des Reaktordruckbehälters befindliche Wasser fließt. Die möglicherweise auftretende Schmelze-Wasser-Wechselwirkung wird auch „Dampfexplosion" genannt. Eine Dampfexplosion entsteht dadurch, dass fein verteilte Schmelztropfen schnell durch Wasser gekühlt werden und dadurch Dampf entsteht. Dieser Dampf beschleunigt Wasserschichten und zerstört Kerneinbauten. Dabei kann die Integrität des Reaktordruckbehälters gefährdet werden. Neuere Experimente und analytische Studien kommen jedoch zu dem Schluss, dass wohl kleine Dampfexplosionen auftreten können, aber große Dampfexplosionen mit einer Zerstörung des Reaktordruckbehälters nicht sehr wahrscheinlich sind. Das im unteren Teil des Reaktordruckbehälters befindliche Wasser wird schließlich verdampfen und die Schmelze den Boden des Reaktordruckbehälters aufschmelzen.

**85** Nach dem **Durchschmelzen des Reaktordruckbehälters** tritt die Schmelze in den Raum unterhalb des Reaktordruckbehälters. Die Schmelze wird danach den Beton der Bodenplatte und später die be-

grenzenden Wände aufschmelzen. Dies ermöglicht den Zutritt von Wasser. Die immer noch in der Schmelze vorhandene Nachwärme dient nun teilweise zur Verdampfung des Wassers und zum Teil zum weiteren Aufschmelzen des Bodens. Dabei wird jedoch die Eindringgeschwindigkeit immer kleiner, bis zum vollständigen Stop. Je nach Dicke der unteren Bodenplatte kann diese durchschmolzen werden und die Schmelze in das Erdreich eindringen. Dieses erfolgt jedoch erst – wenn überhaupt – Wochen nach dem Störfall. Das sogenannte „China-Syndrom", d. h. ein ungehindertes Weiterschmelzen im Erdreich und Austritt der Schmelze auf der entgegengesetzten Seite der Erdkugel (aus dem Thriller „Das China-Syndrom"), tritt auf keinen Fall auf, da die Nachwärme stetig abnimmt und das immer größer werdende Schmelze-Beton-Erdreich-Volumen diese Nachwärme schließlich ohne weiteres Vordringen abgeben kann. Wichtiger als das Aufschmelzen des Betons ist der Druckaufbau im Sicherheitsbehälter, wie er im Abbildung 13 dargestellt ist. Bei einem Druckwasserreaktor deutscher Bauart wird der Versagensdruck der Stahlhülle nach etwa vier bis fünf Tagen erreicht. Wie Rechnungen gezeigt haben, ist der Versagensdruck ungefähr doppelt so hoch wie der für den großen Bruch einer Hauptkühlmittelleitung der Auslegung zugrunde gelegte „Auslegungsdruck".

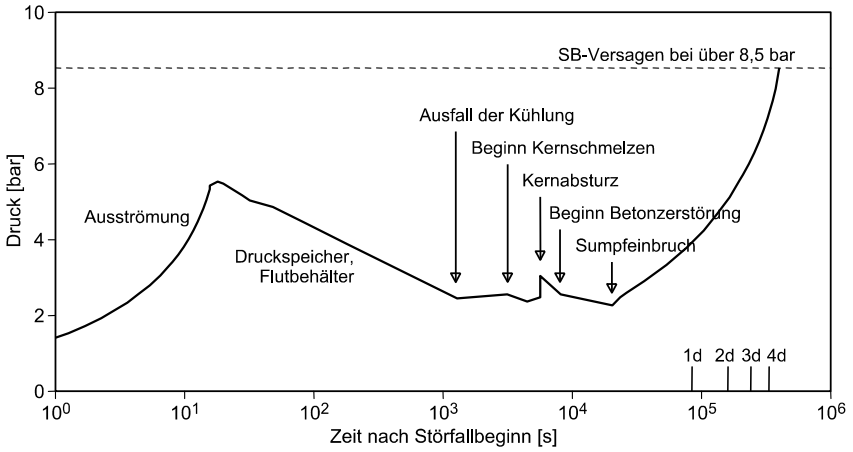



*Abb. 13:* Druckverlauf im Sicherheitsbehälter eines Druckwasserreaktors deutscher Bauart, Annahmen: Bruch einer Hauptkühlmittelleitung, Ausfall aller 4 Notkühlsysteme [10]

**86** Es dürfte jedem einleuchten, dass man nicht vier Tage untätig warten wird, bis der Sicherheitsbehälter versagt, sondern man wird zwischenzeitlich versuchen, die Kühlung wiederherzustellen und damit ein versagen des Sicherheitsbehälters zu vermeiden. Außerdem wurde in allen deutschen Kernkraftwerken eine gefilterte Druckentlastung des Sicherheitsbehälters eingebaut (siehe auch Kapitel 6). Damit wird auch in Fällen, in denen die Schmelze in den Sicherheitsbehälter dringt, eine Freisetzung von radioaktiven Produkten in die Umgebung vermieden. Ein möglicher anderer Pfad einer Freisetzung dieser Stoffe in die Umgebung ist jedoch der durch Leckagen und durch nicht geschlossene Öffnungen. Auf diese möglichen Freisetzungspfade wird daher verstärkt das Augenmerk gerichtet.

## 5.2 Der Störfall im Kernkraftwerk TMI-2 am 18. März 1979

**87** Im 960 MWe-Kernkraftwerk **TMI-2** bei Harrisburg/USA kam es 1979 zum bisher schwersten Störfall in einem kommerziellen Kernkraftwerk der westlichen Welt. Obwohl niemand getötet oder verletzt wurde, hat dieser Störfall in den folgenden Jahren die Reaktortechnik beträchtlich beeinflusst.

**88** Was war geschehen? Der Druckwasserreaktor von Babcock & Wilcox war am 9. März 1978 erstmals kritisch geworden und befand sich seit dem 30. November des gleichen Jahres im kommerziellen Betrieb. Der Störfall ereignete sich am Mittwoch, dem 28. März 1979.

**89** Ausgelöst wurde der Störfall durch eine Störung im Sekundärsystem, dem Ausfall der sekundärseitigen Speisewasserpumpen (1), vgl. Abbildung 14. Damit wurde gleichzeitig die Turbine abgeschaltet. Auslegungsgemäß öffnete ein Abblaseventil am Druckhalter zur Absenkung des Druckes im Primärkreis, gefolgt von einer Reaktorabschaltung (7.2 Sekunden nach Störfalleintritt).

**90** Bedingt durch den abgesunkenen sekundärseitigen Wasserstand in den Dampferzeugern liefen die Notspeisepumpen planmäßig an. Bei einer vorherigen Funktionsprüfung der Notspeisepumpen war aber vergessen worden, zwei für die Prüfung geschlossene Absperrventile wieder zu öffnen (2). Dadurch konnten die Notspeisepumpen nicht einspeisen, und die Dampferzeuger dampften weiter aus. Die Korrektur der Fehlstellung der Ventile erfolgte 8 Minuten nach Störfallbe-

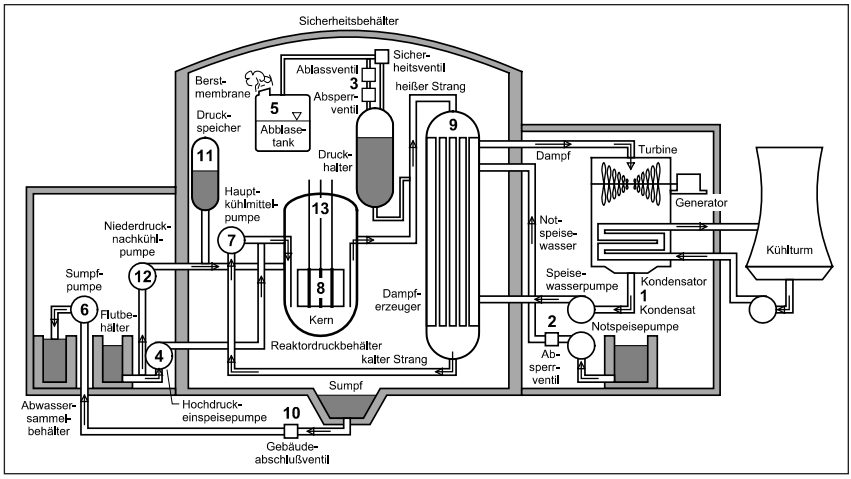



*Abb. 14:* Schema des Kernkraftwerks Three Mile Island 2 [11]

ginn. Der zeitweise Ausfall der Notspeisewasserversorgung hat zwar die Ereigniskette komplizierter gemacht, jedoch nicht wesentlich beeinflusst.

Nach planmäßig erfolgter Druckabsenkung im Primärkreis schloss das Abblaseventil nicht wieder (3). Für diesen Fall ist in der Abblaseleitung noch ein Absperrventil vorhanden, das von der Warte aus fernbedient werden kann. Das Offenbleiben des Abblaseventils wurde von der Bedienungsmannschaft erst nach mehr als zwei Stunden erkannt, da die Ventilstellung nicht unmittelbar angezeigt wurde, sondern lediglich das Anstehen des Schließbefehls. Das Offenbleiben des Abblaseventils hat den Störfallablauf wesentlich bestimmt. **91**

Im weiteren Verlauf fiel der Druck im Primärkreis weiter ab und regte automatisch die Hochdruck-Einspeisepumpen an (4). Diese Pumpen haben die Aufgabe, Wasser in den Primärkreis einzuspeisen. Aufgrund der Füllstandsanzeige des Druckhalters nahm die Bedienungsmannschaft an, dass das Primärsystem vollständig – und damit ausreichend – mit Kühlmittel gefüllt sei, und drosselte die Einspeisung von Hand auf Minimaleinspeisung. In dieser ganz spezifischen Störfallsituation (offenes Abblaseventil) war jedoch vom Druckhalterfüllstand kein Rückschluss auf den Wasserinhalt im Primärsystem zu ziehen. Dies war der Betriebsmannschaft aber nicht bewusst. Diese Drosselung der Hochdruck-Einspeisung war neben dem Offenbleiben des **92**

Abblaseventils von wesentlichem Einfluss auf den weiteren Ereignisablauf.

**93** Durch die Druckabsenkung im Primärkreis entstand ein Dampf-Wasser-Gemisch. Der zunehmende Dampfblasengehalt führte nach einiger Zeit zu starken Vibrationen der Hauptkühlmittelpumpen, sodass das Bedienungspersonal zuerst eine Pumpe (nach 74 Minuten) und dann auch die zweite Pumpe (nach 101 Minuten) abschaltete, um sie vor Beschädigungen zu schützen.

**94** Durch das offene Abblaseventil strömte fortlaufend Kühlmittel aus. Dieses Kühlmittel wird in einem Abblasetank aufgefangen. Infolge der beträchtlichen Menge stieg jedoch im Abblasetank der Druck so weit an, dass eine dafür vorgesehene Berstscheibe barst und Dampf in den Sicherheitsbehälter freisetzte. Der Druck im Sicherheitsbehälter stieg aber nicht bis zu einem Wert an, der zum „Gebäudeabschluss" geführt hätte. Bei einem Gebäudeabschluss wären alle Leitungen aus dem Sicherheitsbehälter nach außen abgesperrt worden. Das Kühlmittel sammelte sich im tiefsten Punkt des Sicherheitsbehälters, im Sumpf, und wurde von dort durch eine selbsttätig angesprungene Pumpe (6) in einen Abwassersammelbehälter in einem anderen Gebäude gefördert. Damit gab es folgende Freisetzungswege, von denen die Bedienungsmannschaft anfänglich nichts wusste:

- vom Primärkreis über das offene Abblaseventil und den offenen Abblasetank in den Sicherheitsbehälter und
- vom Sumpf des Sicherheitsbehälters in einen außerhalb des Sicherheitsbehälters liegenden Sammelbehälter.

**95** Der Füllstand im Primärkreis nahm fortlaufend infolge der Ausströmung durch das offene Abblaseventil und das Nichtersetzen durch die Hochdruck-Sicherheitspumpen ab. Dadurch wurde der Reaktorkern freigelegt, unzureichend gekühlt, überhitzt und beschädigt (8). Etwa 175 Minuten nach Störfallbeginn wurde zwar eine Hauptkühlmittelpumpe für ca. 15 Minuten wieder eingeschaltet, doch konnte das Wasser, das in den Kernbereich gelangte, das weitere Aufheizen des Kerns nicht verhindern.

**96** Etwa 200 Minuten nach Störfallbeginn wurde das Notkühlsystem wieder in Betrieb genommen und stellte die Kühlung des Kerns wieder her.

**97** Durch die mit der Überhitzung verbundene chemische Reaktion zwischen dem Hüllmaterial der Brennstäbe (Zirkaloy) und Wasser kam es zur Bildung von gasförmigem Wasserstoff, der zunächst durch das offene Abblaseventil in den Sicherheitsbehälter gelangte und sich nach dem Schließen der Abblaseleitung im oberen Teil des Reaktordruckbehälters ansammelte. Der im Sicherheitsbehälter befindliche Wasserstoff „verpuffte" etwa zehn Stunden nach Störfalleintritt und führte zu einer kurzzeitigen Druckerhöhung, die jedoch weit unter dem Auslegungsdruck lag. Der im Primärkreis angesammelte Wasserstoff wurde im Laufe der folgenden Tage durch zyklisches Entlasten über den Druckhalter in den Sicherheitsbehälter entfernt und von dort mittels Rekombinatoren abgebaut.

**98** Die in die Umgebung freigesetzte Menge an Radioaktivität war um vieles niedriger, als damals angenommen und befürchtet wurde. Weniger als 2% des Edelgasinventars und ca. $10^{-7}$ des Iod-131-Inventars wurden freigesetzt. Die damals freigesetzte Menge an Iod würde nicht ausreichen, um hundert Patienten wegen einer Schilddrüsenerkrankung therapeutisch mit Radioiod zu behandeln.

**99** In Abbildung 15 ist der Zustand des Reaktorkerns und der Einbauten dargestellt. Der Zustand des Kerns wurde durch spezielle Bohrproben und durch chemische Untersuchungen in Laboratorien in den USA und acht anderen Ländern bzw. der Europäischen Gemeinschaft ermittelt [13]. Es ist bemerkenswert, dass ein beträchtlicher Teil des Kerns aufgeschmolzen war und diese Schmelze durch eine sehr harte Kruste gehalten wurde. Ein Teil der Schmelze ist seitlich in das untere Plenum geflossen, übrigens ohne eine Dampfexplosion verursacht zu haben. Die Untersuchungen haben ergeben, dass Temperaturen über 2800 K vorgelegen haben. Im unteren Plenum sind einige Instrumentierungsstutzen angeschmolzen. Die Untersuchungen sind in einem Bericht zusammengefasst. Der zerstörte Kern und die verbliebenen Einbauten des Reaktordruckbehälters sind zwischenzeitlich entladen.

**100** Obwohl aufgrund der geringen Strahlenbelastungen keine gesundheitlichen Beeinträchtigungen oder Schäden zu erwarten sind, sind dennoch Berichte über Krankheiten und Todesfälle, insbesondere bei Kindern und Säuglingen, im Zusammenhang mit dem Störfall veröffentlicht worden. Alle diese Behauptungen konnten von ernsthaften Forschern widerlegt werden.

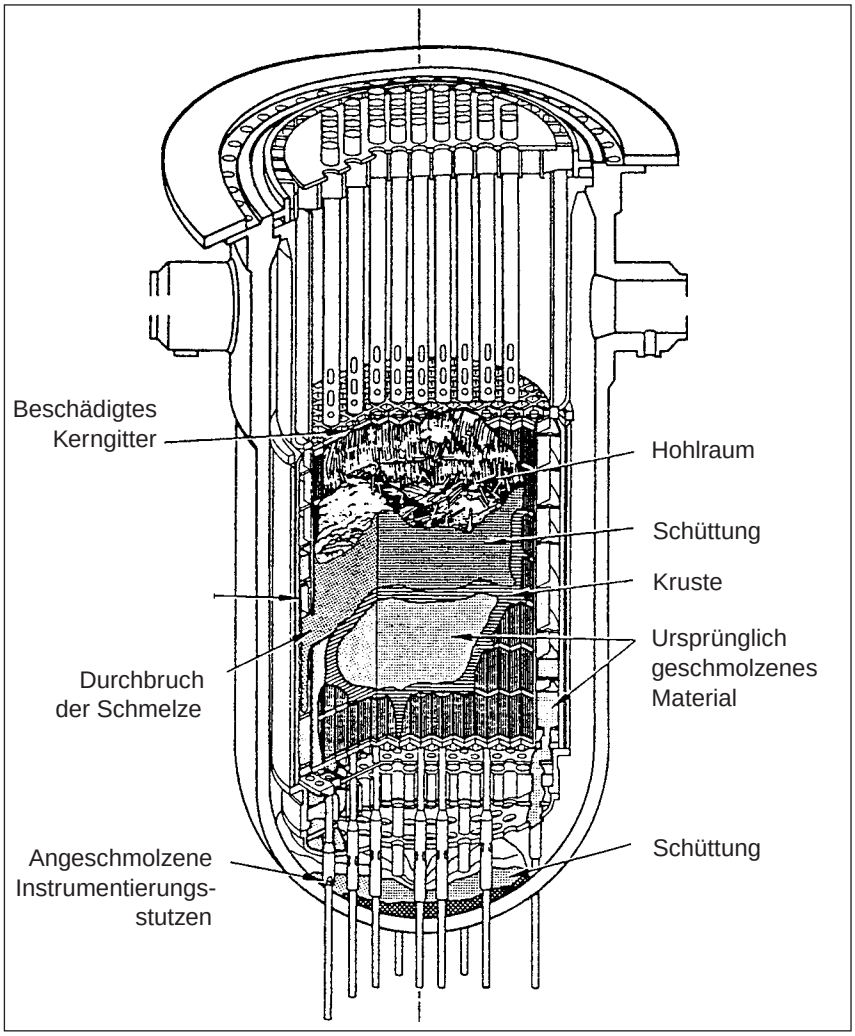



*Abb. 15:* Zustand des Reaktorkerns im Druckbehälter von TMI-2 [11]

## 5.3 Der Unfall von Tschernobyl

**101** Der Unfall im Block 4 des Kernkraftwerks Tschernobyl ist der bisher schwerste und folgenreichste Störfall in einer Nuklearanlage und hat durch die beträchtliche Freisetzung von radioaktiven Spaltprodukten sowohl zu einer starken Belastung der Bevölkerung in der Nähe des Kernkraftwerks als auch zu einer großen Unruhe in verschiedenen

Ländern der ganzen Welt geführt. Der Unfall in Tschernobyl hat in einer Anzahl von Ländern zu einem Stopp oder gar einer Abkehr von der nuklearen Energieerzeugung geführt.

Die Ursache und Hintergründe des Unfalls, seine Folgen und getroffenen Maßnahmen wurden von Experten der UdSSR erstmals auf einem Expertentreffen in Wien vom 25. bis 29. August 1986 dargelegt. **102**

Wegen seiner Bedeutung soll dieser Unfall unter Hinzuziehung der veröffentlichten Informationen im folgenden ausführlich beschrieben werden. **103**

*Der Unfallablauf:*

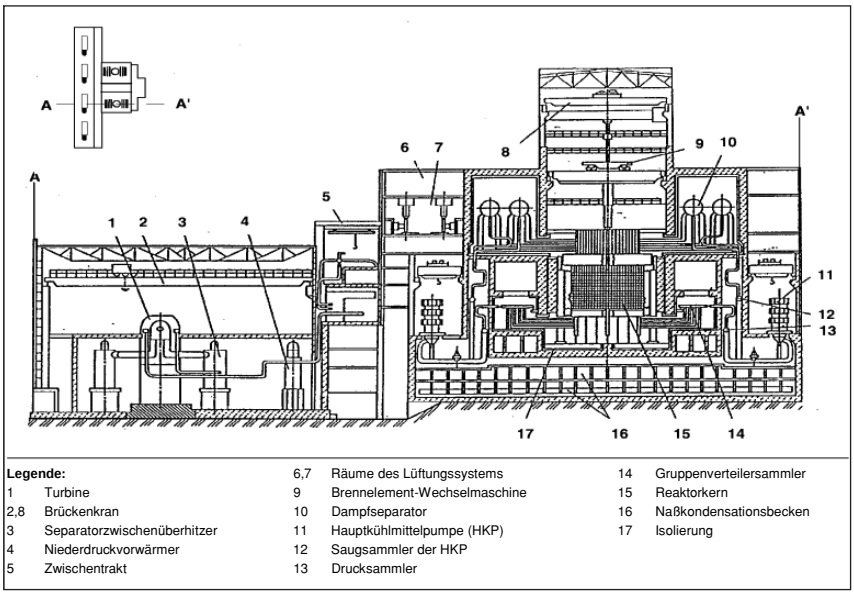
Der Unfall ereignete sich während eines Tests mit dem Turbinen/Generator-Satz. Dabei sollte die Rotationsenergie der Turbine und des Generators für einige zehn Sekunden zum Antrieb einer Pumpe des Notkühlsystems genutzt werden. Ein gleicher Test war bereits vor einem Jahr im Block 3 durchgeführt worden. Dabei war jedoch die Spannung am Generator zu schnell abgefallen. Jetzt sollte der Test mit einem verbesserten Spannungsregler im Block 4 wiederholt werden. **104**

Leider liegen für viele Werte (z. B. Reaktorleistung) keine kontinuierlichen Aufzeichnungen vor, da eine beträchtliche Anzahl von Kanälen zur Aufzeichnung von elektrischen Größen des geplanten Tests verwendet wurden. **105**

In Abb. 16 ist ein Querschnitt des RBMK in Tschernobyl dargestellt. **106**

Im folgenden wird ein genauer zeitlicher Ablauf des Unfallgeschehens wiedergegeben [aus [11]]: **107**

- Die Anlage wurde am 25. April 1986, um 1:00 Uhr morgens planmäßig zur jährlichen Revision und für den geplanten Versuch abgefahren. **108**
- Um 3:47 Uhr war die thermische Leistung auf 1 600 MW, d. h. auf ca. 50% der Nennleistung, reduziert und wurde dort gehalten, siehe auch Abb. 17. **109**
- Um 7:10 Uhr war die betriebliche Reaktivitätsreserve (ORM) aufgrund der instationären Xenonvergiftung kleiner als der zulässige Wert. Der Reaktor hätte unverzüglich abgeschaltet werden müs- **110**




**Legende:**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Turbine | 6,7 | Räume des Lüftungssystems | 14 | Gruppenverteilersammler |
| 2,8 | Brückenkran | 9 | Brennelement-Wechselmaschine | 15 | Reaktorkern |
| 3 | Separatorzwischenüberhitzer | 10 | Dampfseparator | 16 | Naßkondensationsbecken |
| 4 | Niederdruckvorwärmer | 11 | Hauptkühlmittelpumpe (HKP) | 17 | Isolierung |
| 5 | Zwischentrakt | 12 | Saugsammler der HKP | | |
| | | 13 | Drucksammler | | |

*Abb. 16:* Schnittzeichnung der Anlage Tschernobyl 4 [11]

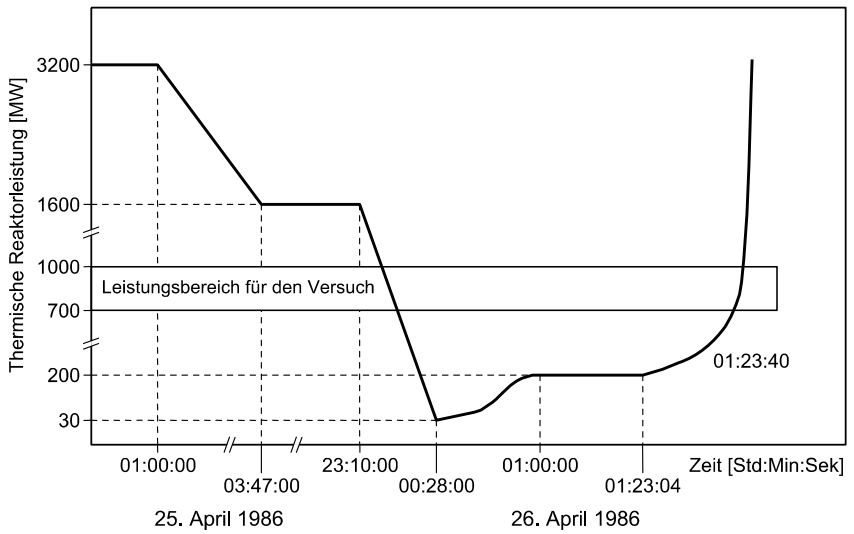



*Abb. 17:* Vereinfachter Verlauf der Reaktorleistung vor dem Unfall [12]

sen. Dies geschah nicht. Im weiteren Verlauf stieg der ORM wieder über den minimal zulässigen Wert an.

- Bis 14:00 Uhr betrug die Leistung unverändert 50%. Auf Anforderung der Verteilerstation in Kiew wurde weiter in das Netz eingespeist. Die Fortführung des Versuches wurde aufgeschoben. **111**
- Etwa neun Stunden später konnte das Abfahren auf den für den Versuch vorgesehenen Leistungsbereich von 20 bis 30% fortgesetzt werden. Dieser Leistungsbereich wurde jedoch aus nicht bekannten Gründen unterschritten. **112**
- Um 0:28 Uhr, weniger als eine Stunde vor dem Unfall, kam es bei einer thermischen Leistung von 500 MW infolge eines technischen Ausfalls oder einer Fehlhandlung zu Schwierigkeiten bei der Umschaltung der Reaktorleistungsregelung. Dabei fiel die Leistung des Reaktors praktisch auf Null. Die mit ca. 1% gemessene thermische Reaktorleistung entsprach etwa der Leistung der sechs Hauptkühlmittelpumpen. Da vor dem Zeitpunkt der Abschaltung der ORM mit 26 Steuerstäben kleiner war als der für ein Wiederanfahren zulässige Wert von 30, hätten der Reaktor abgeschaltet und der Versuch verschoben werden müssen. **113**
- Statt dessen wurde die Leistung so weit wie möglich wieder angehoben, um den Versuch durchzuführen. Durch Ausfahren von Steuerstäben gelang es, die Reaktorleistung auf etwa 7% anzuheben und dort zu halten. **114**
- Etwa 40 Minuten vor Versuchsbeginn, um 0:43 Uhr, wurde ein wichtiges Signal, welches bei Einleitung des Versuchs zu einer automatischen Notabschaltung des Reaktors geführt hätte, unwirksam gemacht, um den Versuch eventuell wiederholen zu können. **115**
- Unmittelbar vor Einleitung des Versuchs befand sich die Anlage in einem äußerst instabilen Zustand, da ein ungünstiger Beladungszustand, ein niedriges Leistungsniveau mit ungünstiger Leistungsdichteverteilung, ein hoher Kühlmitteldurchsatz im Reaktorkern, ein verringerter Speisewasserdurchsatz mit Erhöhung der Kühlmitteltemperatur am Kerneintritt und ein instationäres Verhalten der räumlichen Xenonvergiftung vorlagen. Wie Nachrechnungen zeigten, betrug der ORM zu diesem Zeitpunkt nur noch 7-8 Steuerstäbe. **116**

**117** • Um 1:23 Uhr wurde der Versuch eingeleitet. Wie vorgesehen, liefen die vier Hauptkühlmittelpumpen aus. Die damit verbundene Verringerung des Kühlmitteldurchsatzes im Reaktorkern und die wenig später ausgelöste Abschaltung des Reaktors führten bei dem vorliegenden instabilen Anlagenzustand zunächst zu einem Leistungsanstieg auf über 15 % der Nennleistung und dann in wenigen Sekunden zu einer Leistungsexkursion.

**118** • Die Leistungsexkursion führte zu einem rapiden Anstieg der Energiefreisetzung in den Brennstäben und im weiteren zur Zerstörung des Reaktorkerns. Die im Brennstoff gespeicherte Wärme wurde dabei sehr schnell in das umgebende Kühlmittel übertragen, welches praktisch spontan verdampfte („Dampfexplosion"). Der resultierende hohe Druckanstieg führte zur Explosion des Reaktors.

**119** Ursache für den Unfall waren vor allem die gravierenden Defizite in der sicherheitstechnischen Auslegung der RBMK-Anlagen (aus [12]).

- hoher positiver Voideffekt bei Betriebszuständen mit hohen Abbränden
  (durch das Auslaufen der Pumpen beim Test wurde der Void erhöht und folglich die Leistung erhöht),
- positiver Abschalteffekt voll ausgefahrener Regelstäbe,
- unzureichende Wirksamkeit der Abschalteinrichtungen,
- fehlende Einbindung des ORM in den Reaktorschutz.

**120** Bestimmt und verschärft wurde der Unfallablauf durch:

- Ungünstige Wahl des Zeitpunktes – hoher Abbrand mit sehr großem positiven Void-Effekt von mindestens 5 ß – für die Durchführung des Versuchs,
- Nichtbeachtung der Erfordernisse der Reaktorsicherheit bei Aufstellung des Versuchsprogramms,
- geringe Erfahrungen und unzureichende Beteiligung des Betriebspersonals an den Vorbereitungen des Versuchs sowie Verstöße des Betriebspersonals gegen Betriebsvorschriften.

**121** Die Explosion zerstörte große Teile des Reaktorgebäudes von Block 4, des Maschinenhauses sowie des Zwischentraktes. Die Wände der Reaktorhalle wurden teilweise und das Dach vollständig zerstört. In

den Räumen der Dampfseparatoren traten Versetzungen und Schäden an Wänden auf. Die obere waagerechte Platte des Reaktors mit einem Gewicht von ca. 3 000 t wurde angehoben und steht nunmehr in einem Winkel von 15° zur Senkrechten (siehe auch Abb. 18.). Ein Großteil des Kernbrennstoffes wurde in die Reaktorhalle geschleudert oder befindet sich als erstarrte Lava unterhalb der ursprünglichen Reaktorposition.

**122** Zur Verringerung der Spaltproduktfreisetzung und der Direktstrahlung aus dem zerstörten Reaktor wurden mit Hubschraubern ca. 2600 t Bor, Dolomit, Sand und Lehm und ca. 2400 t Blei in den Reaktor geschüttet. Ab dem 4. Mai wurde Stickstoff zur Kühlung in den Kernbereich eingeblasen.

**123** In Abb. 19 ist die Menge der freigesetzten radioaktiven Stoffe in den ersten 10 Tagen dargestellt; am 11. Tag wurde die Spaltproduktfreisetzung weitgehend beendet.

**124** Aufgrund des Unfalls in Tschernobyl gelangte ein Großteil der radioaktiven Edelgase und der leichtflüchtigen Nuklide Iod und Cäsium sowie in geringerem Maße andere Spaltprodukte, wie z. B. Strontium, in die Atmosphäre. Der im Reaktor herrschende Graphitbrand sowie die Nachwärme ergaben einen solchen Auftrieb, dass die radioaktiven Stoffe in größere Höhen emporstiegen, dort von der Höhenströmung erfasst und über weite Teile Europas ausgebreitet wurden. Messungen von Vertikalprofilen der Aktivitätskonzentration weisen ein Maximum bei etwa 1700 m Höhe auf.

**125** Während des gesamten Zeitraums der Freisetzung von etwa zehn Tagen haben sich die Wetterbedingungen in der näheren und weiteren Umgebung des Standortes erheblich verändert. Die durch die Explosion und den Brand am 26. April 1986 freigesetzten radioaktiven Stoffe wurden zunächst in großer Höhe in nordwestliche Richtung über Weißrußland bis nach Finnland und in den mittleren und nördlichen Teil von Schweden transportiert. Am folgenden Tag drehte der Wind in westliche Richtung. Der Weg der radioaktiv kontaminierten Luftmassen führte über Polen, Tschechien, Österreich nach Süddeutschland, wo sie zwischen dem 30. April und dem 1. Mai eintrafen (Abb. 20).

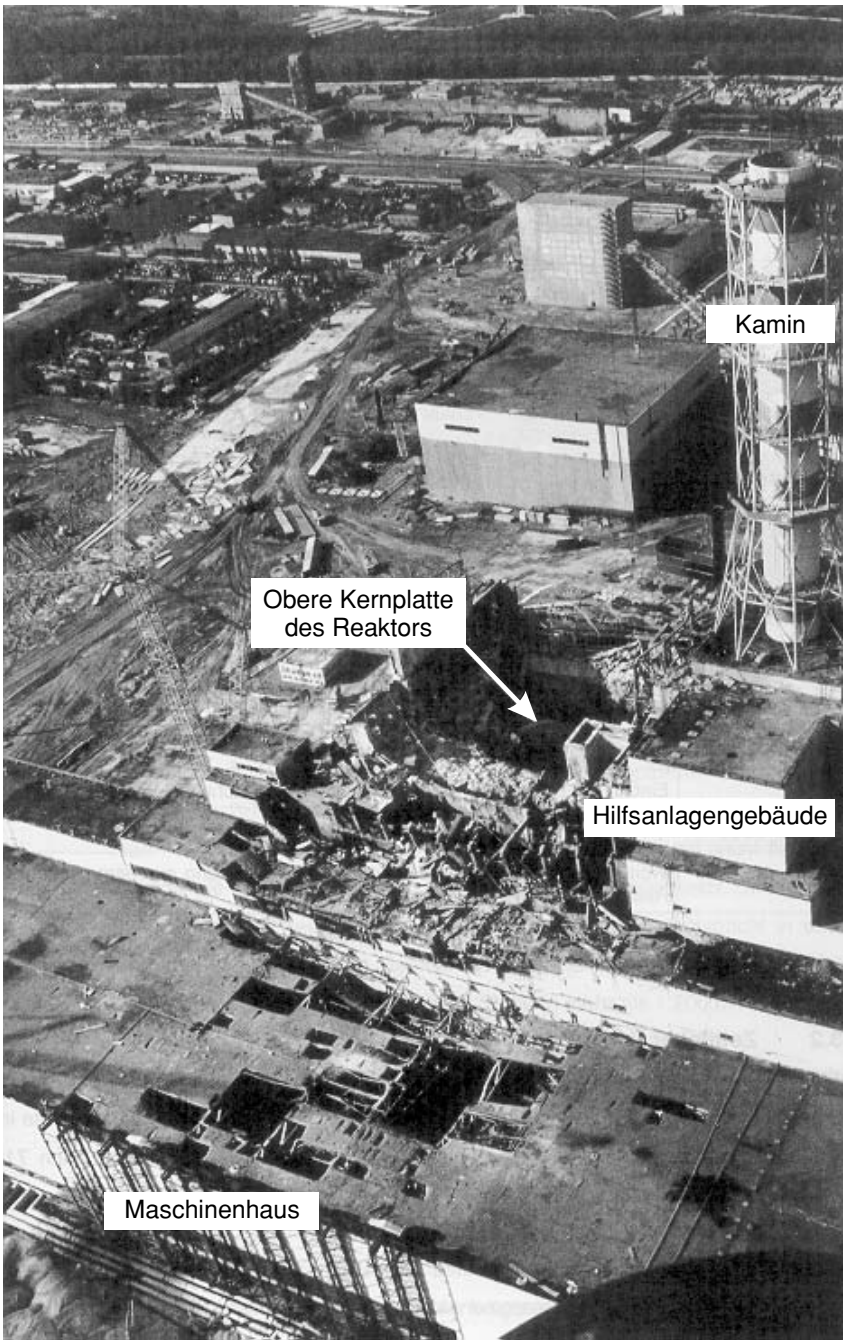



*Abb. 18:* Ausmaß der Zerstörung von Block 4 in Tschernobyl [12]

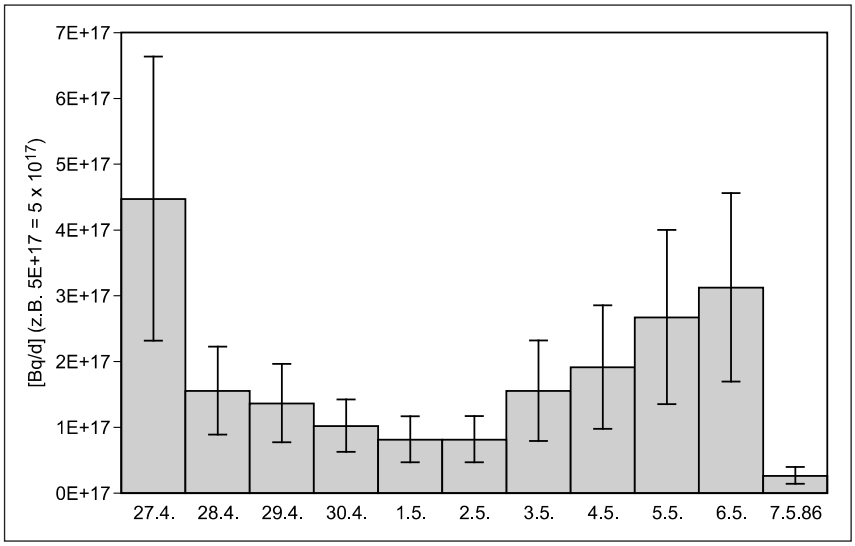



*Abb. 19:* Menge der freigesetzten radioaktiven Stoffe in den ersten zehn Tagen (mit Unsicherheitsbereichen) [12]

**126** Die Fahne breitete sich anschließend, s. Abb. 21, in nordwestlicher Richtung über den westlichen Teil Deutschlands und den Nordosten Frankreichs aus und erreichte am 2. Mai Großbritannien und Schottland. Während dieser Zeit bildete sich am Unfallort eine weitere Ausbreitungsfahne Richtung Osten aus, die eine schwächere Kontamination bis in den Raum südlich von Moskau verursachte. Die naheliegende Großstadt Kiew blieb außerhalb der Hauptwege der Ausbreitung.

**127** Die Höhe der schließlich aufgetretenen Kontamination wurde nicht nur durch meteorologische Parameter wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit bestimmt. Ganz entscheidend war auch die Intensität der auftretenden Regenfälle, durch die die radioaktiven Stoffe ausgewaschen und niedergeschlagen wurden. Dementsprechend zeigen sich lokal sehr unterschiedliche Kontaminationsgrade. Außerdem spielten auch Bodenrelief und Bewuchs, z. B. Waldgebiete, eine Rolle.

**128** Nach der Explosion im Block 4 in Tschernobyl war es vordringlich, den zerstörten Reaktor von der Umwelt zu isolieren, um einen weiteren Austrag hochradioaktiver Stoffe zu verhindern. Dazu wurde in der Zeit von Mai bis Oktober 1986 eine als „Objekt Einschluss" bzw. „Sarkophag" bezeichnete Konstruktion aus Beton und Stahl um den

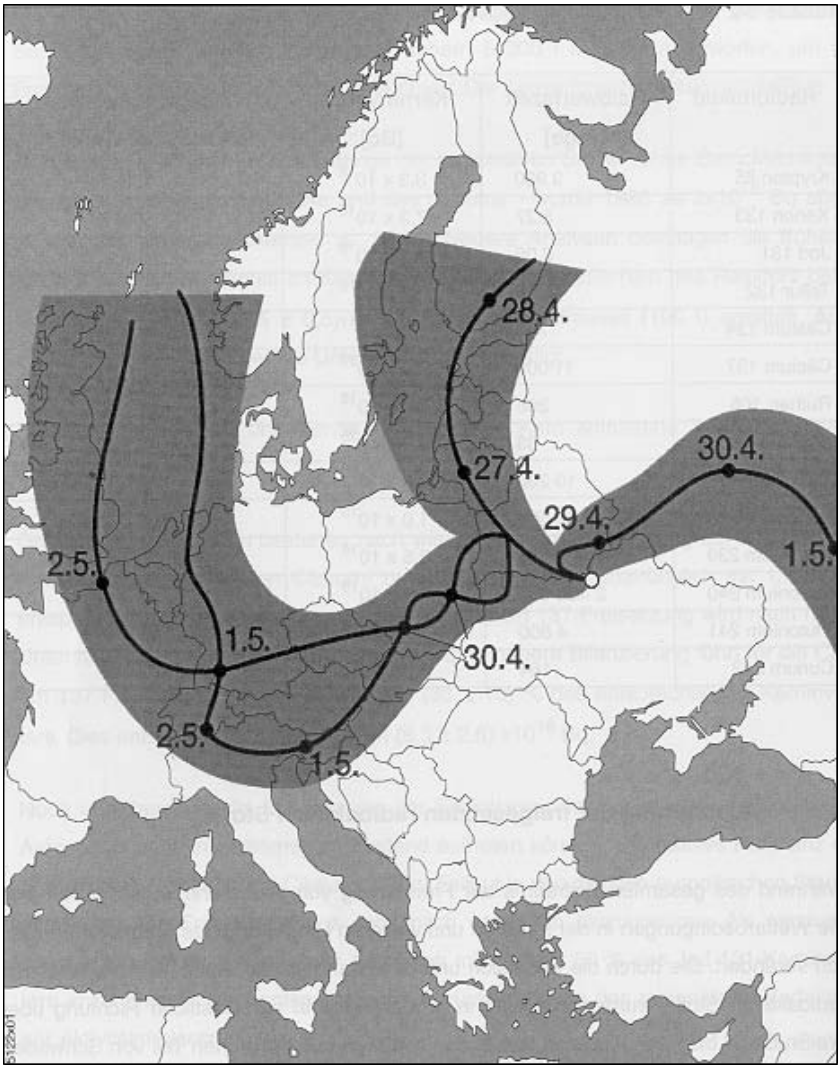



*Abb. 20:* Hauptausbreitungsrichtungen vom 27. April bis 2. Mai 1986

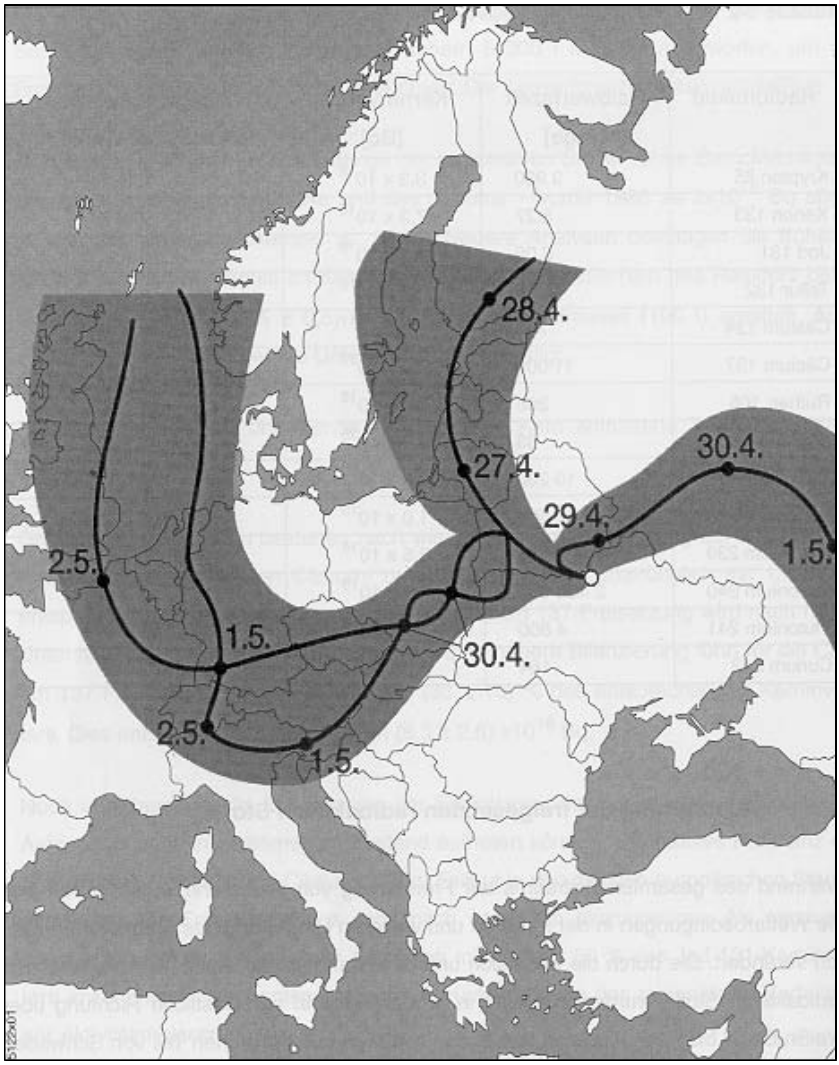



*Abb. 21:* Hauptausbreitungsrichtungen vom 1. bis 10. Mai 1986

zerstörten Reaktor errichtet, s. Abb. 22. Wegen der Dringlichkeit blieb keine Zeit für eine detaillierte Planung.

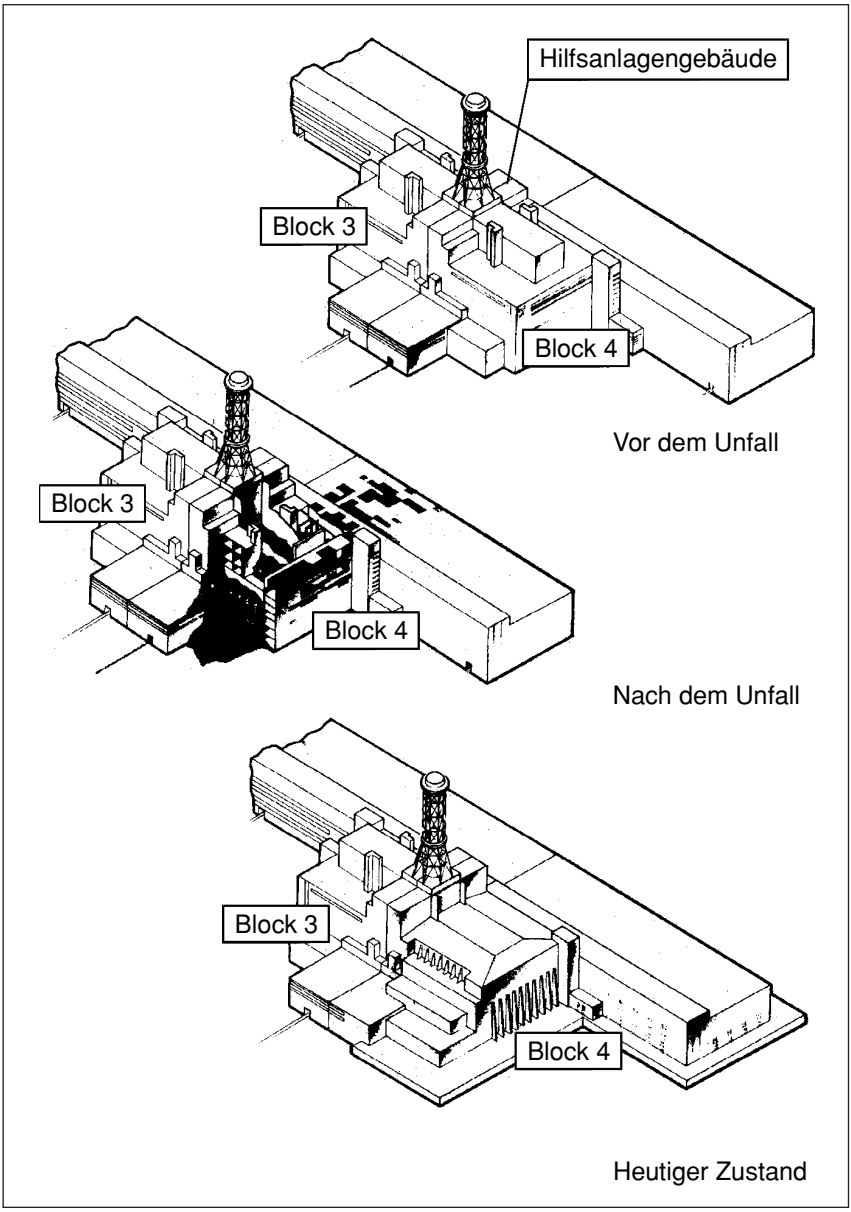



*Abb. 22:* Schematische Darstellung des Sarkophags, der von Mai bis Oktober 1986 errichtet wurde [12]

Besondere Anforderungen ergaben sich aus dem Ziel, den dritten Reaktorblock des Kernkraftwerks, der mit dem zerstörten Reaktor unter anderem über das gemeinsame Maschinenhaus und das Hilfsanlagengebäude verbunden war, weiter zu betreiben. Dies erforderte eine bauliche Abgrenzung der beiden Blöcke. **129**

Im Maschinenhaus wurde eine Trennwand zwischen dem Bereich des Blockes 3 und 4 errichtet. In dem zwischen den beiden Reaktorblöcken angeordneten Hilfsanlagengebäude wurden in der Nähe des vierten Blocks Räume ganz mit Beton aufgefüllt, so dass eine bis zu 6 m starke Absperrung entstand. **130**

Von besonderer Bedeutung für westliche Kernreaktoren ist die Frage, ob sich ein derartiger Unfall auch in diesen Reaktoren ereignen kann. **131**

Eine detaillierte Analyse muss natürlich die verschiedenen Aspekte **132**

- Auslegung
- Betrieb
- Physikalischer Ablauf eines Kernschmelzunfalles berücksichtigen.

Auf einige wenige Gesichtspunkte für deutsche Leichtwasserreaktoren soll nachstehend eingegangen werden. **133**

Bei der Auslegung deutscher Leichtwasserreaktoren wird sicher verhindert, dass Leistungsexkursionen, die die Integrität der druckführenden Umschließung beeinträchtigen können, auftreten. Dies gilt insbesondere für über-prompt kritische Leistungsanstiege. **134**

Durch den höheren Automatisierungsgrad wird beim Betrieb eines deutschen Kernkraftwerks eine wesentlich höhere Sicherheit als beim Betrieb von RBMK-Reaktoren erreicht. Es ist bei deutschen Reaktoren auch nicht möglich, durch Eingriffe des Operateurs die Schnellabschaltung außer Betrieb zu setzen. Eine Fehlhandlung des Operateurs kann ebenfalls nicht zu einem Kernschmelzen führen. **135**

Die physikalischen Abläufe eines postulierten Kernschmelzunfalls unterscheiden sich bei RBMK- und deutschen Leichtwasserreaktoren beträchtlich voneinander. Rechnungen, aber auch die Kernzerstörungsphase in TMI haben gezeigt, dass Zeiten im Stundenbereich notwendig sind, um den Kern zu schmelzen. Im Gegensatz dazu werden die Leistungsexkursionen beträchtliche Energien (bis zu mehreren Hundertfachen der Nennleistung) im Sekundenbereich freigesetzt. **136**

Dies bedeutet aber auch, dass Handeingriffe bei Leistungsexkursionen praktisch unmöglich sind, während diese bei Vorgängen im Stundenbereich möglich und wahrscheinlich sind.

**137** Entscheidend für eine Freisetzung von Spaltprodukten in die Umgebung sind neben der Freisetzung aus dem Brennstoff die Rückhaltung innerhalb eines Sicherheitsbehälters oder des umgebenden Gebäudes. Alle Experimente und Studien haben aufgezeigt, dass immer nur ein Teil des im Brennstoff enthaltenen Inventars freigesetzt wird. Beim Unfall in Tschernobyl bestand durch die Zerstörung der druckführenden Umschließung und auch des Gebäudes ein unmittelbarer Zugang zur Umgebung. Glücklicherweise haben die sowjetischen Experten aktive Gegenmaßnahmen gegen eine Freisetzung (z. B. durch Abdeckung mit Material) ergriffen, so dass eine noch größere Freisetzung von Spaltprodukten verhindert wurde.

**138** Der Graphitbrand in Tschernobyl hat zu einer langanhaltenden (10tägigen) Freisetzung von Spaltprodukten geführt. In postulierten Kernschmelzszenarien deutscher Reaktoren würde durch eine Abkühlung in Wasser oder durch die Beton/Schmelze-Wechselwirkung die Temperatur innerhalb weniger Stunden so weit absinken, dass eine weitere Freisetzung von radioaktiven Spaltprodukten wirksam unterbunden wird. Damit wird auch nur ein geringer Teil des im Brennstoff enthaltenen Inventars freigesetzt.

## 6 Konzeption und Ziele des anlageninternen Notfallschutzes in LWR-Anlagen

**139** Unter **anlageninternem Notfallschutz** wird hier die Gesamtheit aller geplanten Vorgehensweisen und vorbereiteten Maßnahmen verstanden, die in einem Kernkraftwerk ergriffen werden können, um auslegungsgemäß beherrschte unfallträchtige Ereignisabläufe oder Anlagenzustände möglichst frühzeitig zu erkennen, unter Kontrolle zu bringen und mit möglichst geringem Schaden innerhalb und außerhalb der Anlage zu beenden.

**140** International – und im folgenden – wird der Begriff „**Accident Management**“ (AM) verwendet. Der deutsche Begriff „anlageninterner Notfallschutz“ macht die zugrunde liegende Zielsetzung deutlicher. Es kann und darf nicht darum gehen, unzureichende sicherheitstech-

nische Vorsorge durch administrative Maßnahmen zu kompensieren. Grundgedanke des anlageninternen Notfallschutzes ist es vielmehr, auch noch solche Fälle, in denen bisher Maßnahmen aufgrund der Vorsorge für den Katastrophenschutz, aufgrund des Strahlenschutzvorsorgegesetzes oder für den Schadensausgleich hätten getroffen werden müssen, im Vorfeld durch anlageninterne Maßnahmen aufzufangen. Die anlageninternen vorgehaltenen Maßnahmen sollen damit entlastet aber keinesfalls ersetzt werden.

**141** Zur Bereitstellung der wissenschaftlich-technischen Grundlagen für die Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes sind seitens des BMU bzw. seines Vorgängers BMI seit Anfang der 80er Jahre umfangreiche Untersuchungen zu Sicherheitsreserven der Kernkraftwerke und zur Beeinflussung von Unfallabläufen durchgeführt worden. Hierbei wurden insbesondere auch die Vorhaben der Reaktorsicherheitsforschung des BMFT und insbesondere die deutsche Risikovorsorge-Untersuchung Phase A und Phase B herangezogen.

**142** Gleichzeitig erfolgte auf diesen Gebieten eine enge Zusammenarbeit mit anderen Staaten, speziell mit Frankreich, Schweden und den USA.

**143** Voraussetzung für AM ist die Erarbeitung eines möglichst vollständigen Systems von Schutzzielen. Beispiel für die grundlegenden Schutzziele beim Druckwasserreaktor sind:

1. Kontrolle der Energiefreisetzung aus dem Reaktorkern (Abschaltung, Unterkritikalität);
2. Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern:
   - Kontrolle des Kühlmittelinventars,
   - primärseitiger Wärmetransport,
   - Dampferzeugerbespeisung,
   - Sekundärseitige Wärmesenke,
   - Primärseitige Druckführung,
3. Aktivitätsrückhaltung

**144** Nachstehend sind einige Beispiele für AM für den DWR aufgeführt:

*Kernkühlung:*

**145** Durch die Nachwärme wird Minuten nach Vollastbetrieb 40 bis 20 kg/s Wasser verdampft. Dieses ist zu ersetzen. Dies könnte zum einen durch ein zusätzliches Hochdruck-Einspeisesystem erfolgen oder – besser – durch Nutzung vorhandener Systeme. Im Niederdruckbereich stehen mehr Systeme als im Hochdruckbereich zur Verfügung. Daher ist entweder sekundärseitig oder primärseitig der Druck mittels vorhandener Ventile abzusenken; die sekundärseitige Druckabsenkung ist die prioritäre AM-Maßnahme. Dann speisen zuerst die – keine elektrische Energie benötigenden – Druckspeicher und bei einem niedrigerem Druck die Niederdrucksysteme ein. Wäre diese präventive Maßnahme mit Wassereinspeisung nicht erfolgreich, hat die Druckabsenkung bei Auftreten von Kernschmelze den Vorteil, dass der Reaktordruckbehälter nicht unter Betriebsdruck, sondern bei einem wesentlich geringeren Druck versagt. Dies schützt die Integrität des Sicherheitsbehälters.

*Langzeit-Überdruckversagen des Sicherheitsbehälters:*

**146** Durch die Nachzerfallswärme entsteht Dampf, der im Laufe von Tagen einen Druckaufbau bewirkt, der bei Warten beträchtlich oberhalb des Auslegungswertes die Integrität des Sicherheitsbehälters gefährdet. Dann wird eine Druckentlastung des Sicherheitsbehälters eingeleitet – eine derzeit in allen deutschen Kernkraftwerken eingebaute AM-Maßnahme. Ein ebenfalls in die Druckentlastungsleitung eingebautes Filter bewirkt zusätzlich eine Minimierung der Spaltproduktfreisetzung.

**147** Weitere Maßnahmen sind z. B. der Einbau von Anschlüssen für eine manuelle Wassereinspeisung durch die Feuerwehr in die Sekundärseite der Dampferzeuger von DWR oder die Filterung der Wartenzuluft, um einen Aufenthalt von Wartenpersonal zu ermöglichen.

**148** Es herrscht Übereinstimmung, dass präventive Maßnahmen zur Verhinderung von auslegungsüberschreitenden Zuständen Priorität vor mitigativen Maßnahmen zur Verringerung der Folgen von derartigen Zuständen haben.

**149** Die **Wirksamkeit der AM-Maßnahmen** ist von mehreren Faktoren abhängig, wie z. B.:

- den verfügbaren Systemen,
- der zur Verfügung stehenden Zeit,
- dem Automatisierungsgrad,
- der Unterstützung des Wartenpersonals durch Diagnosesysteme,
- den Entscheidungspfaden,
- dem Training der Maßnahmen,
- der Betriebserfahrung,
- der Genauigkeit der Rechenhilfsmittel.

Die Umsetzung der Planung von AM-Maßnahmen und die Einführung in den Kernkraftwerken erfolgt auf der Grundlage eines gesonderten Notfallhandbuches. Eine Trennung des Notfallhandbuches vom Betriebshandbuch ist insbesondere aus den beiden folgenden Gründen notwendig: **150**

1. Das **Betriebshandbuch** ist Teil der Betriebsgenehmigung und notwendige Voraussetzung für den sicheren Anlagenbetrieb. Demgegenüber dient das Notfallhandbuch als Entscheidungs- und Handlungsgrundlage im Notfall. **151**
2. Im **Notfallhandbuch** sind Maßnahmen vorgesehen, die im Widerspruch zu den Vorschriften des Betriebshandbuches stehen und nur dann zulässig sind, wenn es die Not gebietet. Für solche Fälle sind besondere organisatorische und Kompetenzregelungen notwendig, die von den Vorschriften des Betriebshandbuches abweichen. **152**

## 7 Überlegungen zu Anforderungen an zukünftige Reaktorsysteme

Die Anlagen zur nuklearen Energieerzeugung haben sich in den westlichen Ländern bewährt; die Verfügbarkeit aber auch die Ausgewogenheit des Sicherheitskonzeptes haben sich fortlaufend verbessert. Die Diskussion über die Weiterentwicklung der Sicherheitstechnik für zukünftige Kernkraftwerke steht jedoch immer noch unter dem Einfluss des Unfalls von Tschernobyl, obwohl unter technischen Gesichtspunkten ein Zusammenhang zwischen Tschernobyl und westlicher Reaktortechnik abwegig ist. Dieser Unfall war durch drastische **153**

Defizite in der Sicherheitstechnik und der Betriebsführung des Reaktors bedingt. Andererseits ist der Ausbau der Kernenergie in vielen Ländern – auch in Deutschland – durch eine Sorge der Bevölkerung – und einiger Parteien – um die Risiken der Kernenergie weitgehend zum Stillstand gekommen.

**154** Verschiedene Hersteller von Kernkraftwerken haben es sich daher zum Ziel gesetzt, **Reaktoren mit einem erhöhten Sicherheitslevel** zu entwickeln. Entsprechend dem Grad des Entwicklungsfortschritts werden die neuen Konzepte in zwei Gruppen eingeteilt, wobei die Grenze nicht immer deutlich ist:

1. **Evolutionäre Konzepte** (zum Teil mit vermehrt passiven Sicherheitsfunktionen);
2. **Innovative Konzepte**.

**155** Konzepte der Gruppe 1 werden mehr für die „nahe Zukunft" und innovative Konzepte mehr für die „ferne Zukunft" Anwendung finden. Bei allen Konzepten werden einige bisher aktive Sicherheitsfunktionen durch passive Sicherheitsfunktionen ersetzt.

**156** Charakteristische Sicherheitseigenschaften neuer Konzepte sind eine Reduzierung der Eintrittshäufigkeit auslegungsüberschreitender Ereignisse (z. B. Kernschmelzen) und eine mehr oder minder verbesserte Schadensbegrenzung bei auslegungsüberschreitenden Ereignissen (z. B. Sicherheitsbehälter, der den Belastungen aus Vorgängen mit Kernschmelzen standhält).

**157** **Anforderungen an zukünftige Reaktorkonzepte** wurden bisher im wesentlichen von **EPRI**, den Europäischen Betreibern und von den deutschen und französischen Beratungsgremien (RSK, GPR, GRS, IPSN) und Genehmigungbehörden für den EPR entwickelt. Die weltweit höchsten gesetzlichen Sicherheitsanforderungen gelten seit Mitte 1994 in Deutschland; im sogenannten Artikelgesetz (Änderung des Art. 4 des Atomgesetzes) wird verlangt, dass für zukünftige Kernreaktoren auch bei Sequenzen mit Kernschmelzen einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des Geländes der Anlage nicht erforderlich sind, d. h. z. B. keine Evakuierung der Bevölkerung.

**158** Beispiele für Reaktorkonzepte der ersten Gruppe sind z. B.:

- **AP 600** von Westinghouse mit einem DWR von 600 MWe,

- **SBWR** von General Electric mit einem SWR von 600 MWe,
- ein **SWR** von Siemens mit einer Leistung von **1000** MWe,
- der 1500 MWe DWR (**EPR**) von NPI.

Beispiele für Reaktorkonzepte der zweiten Gruppe sind z. B. **159**

- **PIUS** von ABB/ASEA mit einer Leistung von 640 MWe
- Konzepte mit **Modul-Hochtemperaturreaktoren**.

Zwei nicht unmittelbar die Sicherheit betreffende Forderungen sind **160** die nach einer 60-jährigen Betriebszeit und einer ein- bis zweistufigen Genehmigung bis zum Betrieb der Anlage.

Im folgenden sollen kurz die beiden Konzepte EPR und SWR 1000 **161** vorgestellt werden. In Abb. 23 ist der EPR im Querschnitt dargestellt. Die Entwicklung des ca. 1500 MWe DWR begann 1992-1994 mit der Konzeptphase; es folgte von 1995 – Mitte 1997 die Basic Design Phase. Die Basic Design Optimization Phase dauerte bis 1999. Parallel dazu wurden von RSK, GPR, GRS und IPSN bis in 2000 die Anforderungen und Regeln erarbeitet. Die Ziele waren eine Erhö-

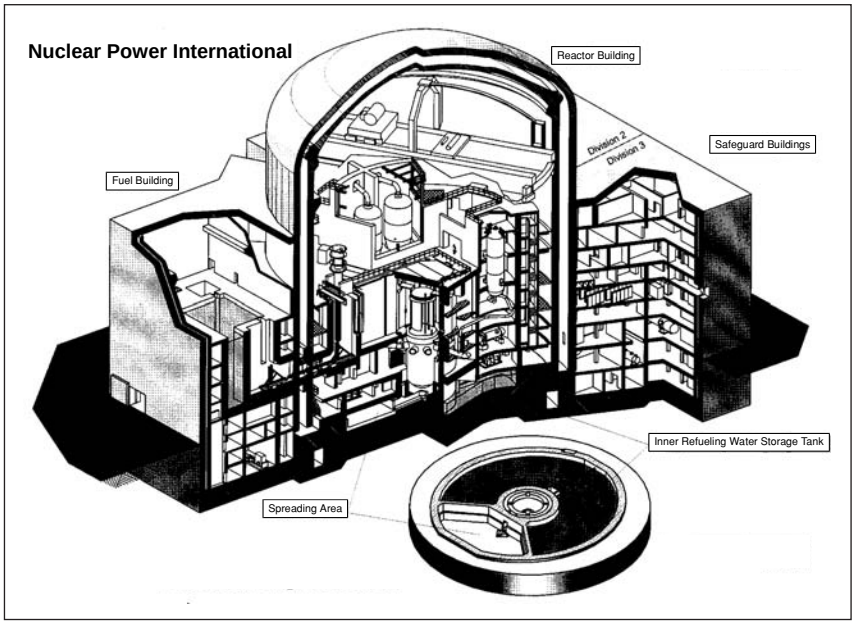



*Abb. 23:* Ansicht des EPR

hung der Wirtschaftlichkeit, eine Optimierung von Systemen und Komponenten und eine Weiterentwicklung von Maßnahmen im Bereich der schweren Störfälle. Es sei hier lediglich darauf hingewiesen, dass ein Durchschmelzen des Sicherheitsbehälters durch eine Stabilisierung der Schmelze verhindert wurde.

**162** Parallel zur Entwicklung des EPR erfolgte die Entwicklung des SWR 1000. Dieses Projekt baut ebenfalls auf der Erfahrungsbasis der betriebsbewährten Technik heutiger SWR-Anlagen auf. Allerdings wird die evolutionäre Weiterentwicklung durch einen „innovativen" Ansatz ergänzt, indem die aktiven Sicherheitssystem zum Teil durch passive Sicherheitssysteme ersetzt werden. Diese passiven Sicherheitssysteme entfalten ihre Wirkung durch die Ausnutzung physikalischer Naturgesetze, wie z. B. der Schwerkraft und sind daher auch ohne leittechnische Anregung und ohne elektrische Energieversorgung wirksam.

**163** Innovative Konzepte stellen somit eine sicherheitstechnisch attraktive Ergänzung zu evolutionären Entwicklungen dar.

**164** Abb. 24 zeigt den Sicherheitsbehälter des SWR 1000 mit den eingebauten passiven Sicherheitssystemen.

## 8 Bewertung des internationalen Standes der Reaktorsicherheit für Leichtwasserreaktoren mit Schwerpunkt auf der Europäischen Situation

**165** Betrachtet man den Status der **Reaktorsicherheit in Europa** so kann man die verschiedenen Länder vereinfacht in drei Kategorien einteilen. Zur ersten Kategorie gehören die Länder der Europäischen Union und der Schweiz, zur zweiten Kategorie die der Beitrittsländer und zur dritten Kategorie Rußland, Ukraine und die restlichen Staaten der früheren Sowjetunion.

**166** Ein Vergleich des internationalen Standes der Reaktorsicherheit könnte z. B. durch einen formalen Vergleich von Sicherheitsanforderungen erfolgen. Da alle beteiligten Länder die internationalen Mindestanforderungen erfüllen werden, besitzt eine vergleichende Bewertung auf der Basis der jeweiligen Anforderungen keine hohe

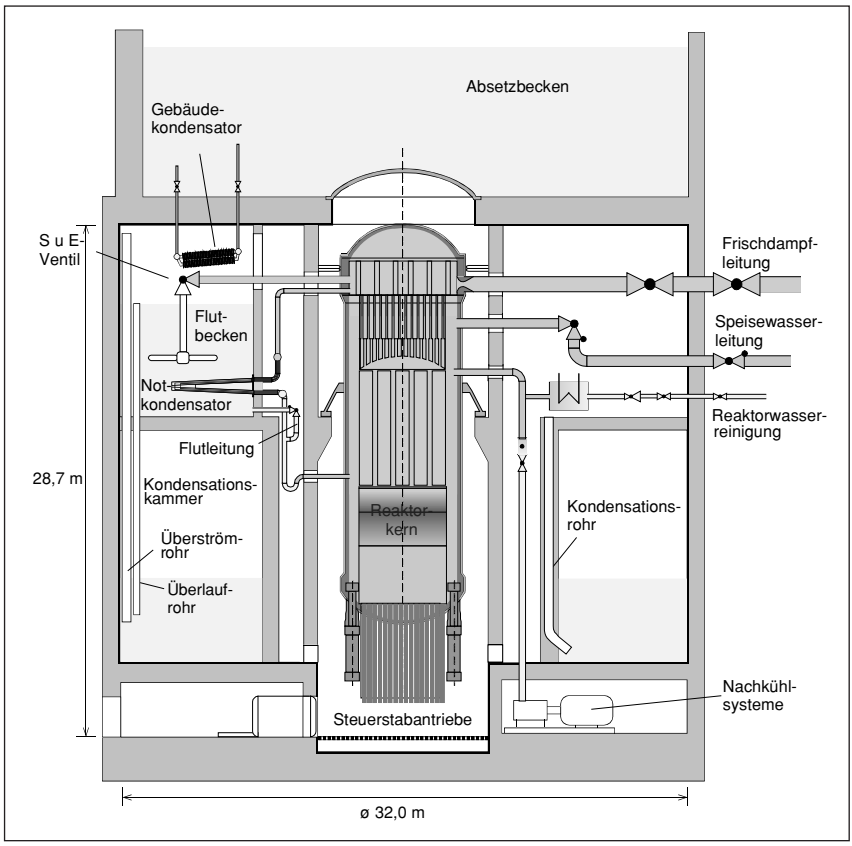



*Abb. 24:* Sicherheitsbehälter mit Einbauten des SWR 1000

Aussagesicherheit zur Sicherheit der Kernkraftwerke, da die über die Mindestanforderungen hinausgehenden Anforderungen nicht berücksichtigt werden. Daher werden im folgenden Bewertungen unabhängiger Expertengruppen wiedergegeben.

## 8.1 Das Sicherheitsniveau in den Ländern der EU und der Schweiz

Das Sicherheitsniveau eines Kernkraftwerkes hängt nicht nur von den **167**
Anforderungen an die Anlagentechnik sondern auch von der Verantwortung der betreibenden Organisation, dem Wissen und der Unabhängigkeit der beaufsichtigenden staatlichen Organe, d. h. der Sicher-

heitskultur im allgemeinen ab – um nur einige zu nennen. Obwohl es keine europaeinheitlichen Anforderungen an die Sicherheit von Leichtwasserreaktoren gibt, so haben die Länder in der EU und die Schweiz doch ein erstaunlich wenig voneinander abweichendes Sicherheitsniveau erreicht. Natürlich gibt es in den verschiedenen Ländern im Detail unterschiedliche Anforderungen; die deutsch-französische Entwicklung EPR und die Angleichung der genehmigungstechnischen Anforderungen beider Länder haben jedoch aufgezeigt, dass sich unterschiedliche Anforderungen oft aus der Historie entwickelt haben und sich letztlich eine Übereinstimmung hinsichtlich angemessener auf Betriebserfahrungen und F+E-Arbeiten basierender moderner Anforderungen erreichen lässt. Zum Beispiel wird in Deutschland verlangt, dass ein Einzelfehler in einem System auch dann anzusetzen ist, wenn ein System in Reparatur ist. Dies führte zu beträchtlich höheren Aufwendungen als z. B. in Frankreich, wo es diese strikte Forderung nicht gibt. Geeinigt hat man sich zwischenzeitlich darauf, dass dieser sogenannte „Reparaturfall" nur bei solchen Komponenten anzusetzen ist, bei denen mit Ausfällen zu rechnen ist – andernfalls ist die Anlage abzufahren. In einem anderen Beispiel – der Basissicherheit von Rohrleitungen – gibt es in Deutschland wohl die höchsten Anforderungen an Planung, Fertigung, Einbau und qualitätssichernden Maßnahmen; Frankreich wird diese Anforderungen beim EPR weitgehend übernehmen. Auch bezüglich des Automatisierungsgrades der Anlagen werden in Deutschland derzeit wohl die höchsten Anforderungen gestellt.

## 8.2 Das Sicherheitsniveau in den EU-Beitrittsländern

**168** Bei einem Eintritt in die EU wird in der **Agenda 2000** verlangt, dass die Kernreaktoren in den Beitrittsländern das Sicherheitsniveau der EU erreichen müssen. Es soll daher diskutiert werden, ob die Kernkraftanlagen in diesen Ländern – bedingt durch die spezifischen konstruktiven Gegebenheiten – das Potential zum Erreichen dieses Sicherheitsniveaus haben oder ob sie diese bereits erreicht haben.

**169** Die Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) und auch die EU haben neuere Bewertungen zu diesem Fragenkomplex vorgelegt.

Kurzgefasst ergibt sich folgende bewertende Übersicht: **170**

**RBMK** (2 in Betrieb befindliche Anlagen in Litauen) **171**

- u. a. wegen nur teilweiser Erfüllung einer grundlegenden Anforderung für Westeuropäische Reaktoren (Sicherheitseinschluss) wird realistischerweise das erforderliche Sicherheitsniveau nicht erreicht werden können.

**VVER 440/230** (4 Anlagen in Bulgarien und 2 Anlagen in der Slowakei in Betrieb) **172**

- VVER 440-Anlagen besitzen wegen großer Wassermassen und einer geringen Leistungsdichte im Kern ein träges Verhalten bei Transienten. Obwohl die betroffenen Anlagen mit umfangreichen finanziellen Mitteln nachgerüstet wurden, werden einige Schwachpunkte (u. a. Leckagen des Sicherheitseinschlusses) nicht rentabel nachgerüstet werden können.

**VVER 440/213** (je 4 Anlagen in Ungarn und Tschechien und 3 Anlagen in der Slowakei in Betrieb) **173**

- ursprünglich hatten diese Anlagen intolerable Sicherheitsdefizite. Durch umfangreiche getätigte und geplante Nachrüstungen und nach dem Nachweis der Funktionsfähigkeit des Sicherheitsbehälters kann bei diesen Anlagen das erforderliche Sicherheitsniveau erreicht werden;
- die beiden finnischen VVER-440-Anlagen wurden bereits bei ihrer Errichtung mit westlicher Leittechnik und einem Sicherheitsbehälter ausgerüstet. Auch wurde die von den westlichen Ländern gebräuchliche Qualitätssicherung eingeführt. Diese beiden Anlagen erreichten von Beginn an das westliche Sicherheitsniveau;

**VVER 1000/320** (2 Anlagen in Bulgarien in Betrieb) **174**

- da diesen Anlagen ähnliche Sicherheitsanforderungen wie für westliche Anlagen zugrunde lagen, entsprechen diese Anlagen im Grundsatz den westlichen Anforderungen und können mit einigen Nachrüstungen das erforderliche Sicherheitsniveau erreichen.

Slowenien betreibt einen in den USA gebauten Druckwasserreaktor in Übereinstimmung mit den westlichen Praktiken und Sicherheitsphilosophien. **175**

**176** Die Übersicht zeigt auf, dass die Unabhängigkeit und die Stärke der Genehmigungsbehörden in einigen Ländern noch verbesserungswürdig ist.

## 8.3 Das Sicherheitsniveau der Kernkraftwerke in Rußland und der Ukraine

**177** In Rußland und der Ukraine sind zusammen 13 RBMK, 4 VVER 440/230, 4 VVER440/213 und 17 VVER 1000/320 in Betrieb. Beide Länder erhielten bisher zusammen zirka 900 Millionen EURO Unterstützung zur Erhöhung der Sicherheit ihrer Reaktoren. Obwohl insgesamt und im Mittel eine leichte Erhöhung des Sicherheitsniveaus festgestellt werden kann, wird das westliche Sicherheitsniveau nicht erreicht. Es wurde bewertet, dass auch bei massiver Hilfe maximal 5–10% der für notwendigen Aufrüstungen erforderlichen Mittel durch westliche Länder aufgebracht werden können. Die „Hilfe zur Selbsthilfe" für diese Länder zeigt aber bisher kein zufriedenstellendes Ergebnis.

## 8.4 Ergebnisse der IAEO Operational Safety Review Teams (OSART)-Missions

**178** Die IAEO unterstützt seit 1982 Mitgliedsstaaten in Fragen der Betriebssicherheit durch Entsendung von international besetzten Expertengruppen, die in zirka 3-wöchigen Überprüfungen einen Ergebnisbericht erstellen, der sowohl Bewertungen als auch Empfehlungen für Verbesserungen enthält.

Dabei werden die Betriebsbereiche

- Management, Organisation und Verwaltung
- Schulung und Qualifikation
- Betrieb
- Instandhaltung
- Technische Unterstützung
- Strahlenschutz
- Chemie
- Notfallplanung und Notfallbereitschaft

überprüft und bewertet.

In Deutschland erfolgten OSART-Überprüfungen für die Kernkraftwerke Biblis A (Herbst 1986), Krümmel (Frühjahr 1987), Philippsburg 2 (Herbst 1987) und Grafenrheinfeld (Winter 1991). **179**

Allen vier Kernkraftwerken wird ein hohes Sicherheitsniveau bescheinigt.

## 9 Literatur

[1] 1990 Recommendations of the International Commission on Radiation Protection, ICRP Publikation 60, Annals ot the ICRP, 21 No. 1–3 (1991).

[2] Bekanntmachung der Neufassung der Strahlenschutzverordnung. Bundesgesetzblatt, Teil 1 Z5702A, Nr. 34, 12. Juli 1989.

[3] Richtlinie 96/29/Euratom des Rates vom 13. 05. 1996 zur Festlegung der grundlegenden Sicherheitsnormen für den Schutz der Gesundheit der Arbeitskräfte und der Bevölkerung gegen die Gefahren durch ionisierende Strahlung, ABL. L 159 vom 29. 06. 1996, S. ff.

Mitteilung der Kommission zur Umsetzung der Richtlinie 96/29/Euratom des Rates zur Festlegung der grundlegenden Sicherheitsnormen für den Schutz der Gesundheit der Arbeitskräfte und der Bevölkerung gegen die Gefahren der ionisierenden Strahlungen. ABI. C 133 vom 30. 04. 1998, S. 2ff.

[4] *Kotthoff, K.:* Erkenntnisse aus 20 Jahren Auswertung gemeldeter Ereignisse.
21. GRS-Fachgespräch, November 1997.

[5] INES: The International Nuclear Event Scale, IAEA, Vienna, 1990

[6] *Birkhofer, A.:* Deutscher und internationaler Stand der Sicherheit in der Kerntechnik, Energieversorgung und Klimaschutz, München, 10. Nov. 1999.

[7] *Mayinger, F; Wolfert, K.; Leffer, J.:* Development of the Safety Concept for Advanced Reactors and Related Research. EUROCOURSE-99, 17–21 May 1999, at GRS-Garching.

[8] *Marx, H.; Pfeffer, W.:* Auswertung der „Betriebsberichte zur Information der Reaktorsicherheitskommission“ für das Jahr 1997 bezüglich der Strahlenexposition des Personals und der radioaktiven Abteilungen. November 1998.

[9] Rechnungen der GRS.

[10] Deutsche Risikostudie Phase B, GRS-Bericht 72, Juni 1989.

[11] *Michaelis, H.; Salander, C.:* Handbuch der Kernenergie, VWEW-Verlag, Frankfurt/Main, 1995.

[12] Tschernobyl – Zehn Jahre danach, GRS-121, Februar 1996.

[13] TMI-2 Examination Results from the OECD-CSNI Program. Vol. 1 and Vol. 2
EGG-OECD-9168, August 1991.

# Fusionsreaktoren

*Hans Rudolf Koslowski*

Es gibt heutzutage noch keine Fusionsreaktoren, die kommerzielle Nutzung der Fusion als Energiequelle wird nach Stand der Forschung (s. auch Kapitel 6244 über die technischen und physikalischen Grundlagen der Fusion) Mitte dieses Jahrhunderts möglich sein. Die zurzeit fortgeschrittenste Technologie ist der magnetische Einschluss, für den in Form von **ITER**[1)] ein Bauplan für einen Testreaktor existiert. Es ist noch offen, welches Schema für einen Reaktor letztendlich Anwendung finden wird. Die Tokamak-Konfiguration ist am weitesten entwickelt, hat aber den Nachteil des gepulsten Betriebs, während der Stellarator sich als stationär betreibbare Alternative anbietet, aber in der Entwicklung noch mehr als eine Maschinengeneration zurückliegt. **1**

Der prinzipielle Aufbau eines Fusionskraftwerks ist in Abbildung 1 dargestellt. Der Unterschied zu konventionellen Kraftwerken oder Kernkraftwerken liegt lediglich in der Wärmeerzeugung. Beim Fusionsreaktor wird die Wärme aus dem das Plasma umgebenden Brutmantel zur Tritiumerzeugung ausgekoppelt, die sich daran anschließende Technik zur Stromerzeugung entspricht dem Standard. Aufgrund physikalischer Gegebenheiten liegt die Mindestleistung im Bereich von ca 0,5–1 $GW_{el}$, da kleinere Fusionsreaktoren nach heutigem Wissensstand nicht realisierbar sind. **2**

Die Arbeiten zur **Fusions-Technologie** werden an verschiedenen Standorten in Europa mit finanzieller Unterstützung von EURATOM durchgeführt, in Deutschland sind diese Arbeiten im Forschungszentrum Karlsruhe konzentriert. Schwerpunkte liegen in der Blanketentwicklung, der Entwicklung von Hochtemperaturwerkstoffen für die erste Wand und den Divertor, supraleitenden Spulen, **3**

1 ***I**nternational **T**okamak **E**xperimental **R**eactor*, unter Federführung der IAEA von den (derzeitigen) Partnern Europäische Union, Japan und Russland entwickelt.

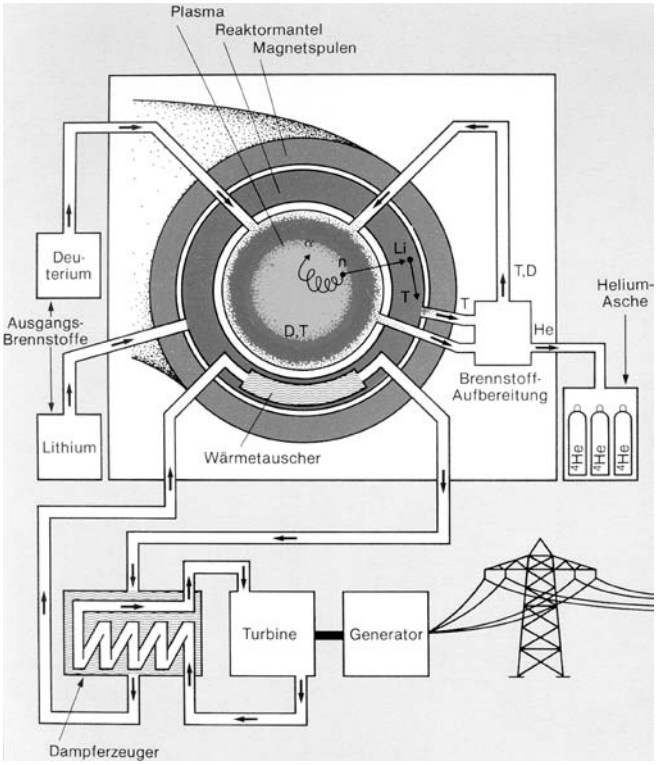



*Abb. 1:* Schema eines auf der DT-Reaktion basierenden stromliefernden Fusionsreaktors.

Strukturmaterialien mit niedriger Aktivierbarkeit unter Neutronenbestrahlung, und in der Entwicklung robotergestützter Techniken zur fernbedienten Wartung und Reparatur innerhalb des Plasmagefäßes. Für das Blanket werden verschieden Varianten untersucht. Die Kühlung kann durch Druckwasser oder Helium erfolgen, das Lithium kann als flüssiges Lithium-Blei-Eutektikum vorliegen, oder in ein keramisches Material eingebettet sein. Eine in den geometrischen Abmessungen verkleinerte supraleitende Toroidalfeldspule wurde von einem europäischen Firmenkonsortium hergestellt, Eignungstests finden im FZ Karlsruhe statt. Ein Testaufbau in Originalgröße zur Entwicklung fernbedienter Methoden zum Austausch von Divertormodulen wurde von der Assoziation ENEA in Brasimone (Italien) fertig gestellt. Das Konzept einer Neutronenquelle zur Materialun-

tersuchung mit 14 MeV Neutronen, IFMIF[2)], wurde unter Leitung der IEA erstellt.

Weitere Studien beschäftigen sich mit nuklearen Sicherheitsfragen. **4**
Hier bietet ein Fusionsreaktor im Vergleich zu einem Spaltungsreaktor Vorteile durch seine inhärente Sicherheit. Fehler in einzelnen Komponenten oder Bedienungsfehler führen zum Verlöschen des Plasmas. Es gibt keine radioaktiven Reaktionsprodukte, und das Brennstoffinventar (wenige kg Tritium) ist um Größenordnungen geringer als das vergleichbarer Spaltungsreaktoren. Inwieweit sich die Aktivierung der Strukturmaterialien reduzieren lässt, und unter Umständen bei Abklingzeiten von 100 Jahren eine Endlagerung überflüssig wird, lässt sich aufgrund der noch ungelösten Werkstofffragen nur schwer beurteilen.

Prognosen über den Preis der in einem Fusionskraftwerk erzeugten **5**
Elektrizität sind sicherlich sehr spekulativ. Tatsache ist, dass es ungeheure Mengen an Deuterium im Wasser und Lithium in der Erdkruste gibt, die auch bei intensivster Nutzung in absehbaren Zeiträumen keine Verknappung eintreten lassen. Bei stetiger Fortführung der Entwicklungsarbeiten könnte die Fusion Mitte des 21ten Jahrhunderts als Option zur Energieerzeugung bereitstehen. Über den Bedarf und die Akzeptanz dieser Technik muss die Generation unserer Kinder und Enkel unter Abwägung der Risiken und Chancen urteilen, wir müssen ihnen diese Option offen halten.

## Literatur

**Europäische Kommission** „Fusion R&D in the European Fusion Associations“ EUR 19304 (2000) ISBN 92-828-9209-3

2 **I**nternational **F**usion **M**aterials **I**rradiation **F**acility

# Grundlagen der Spannungsqualität in elektrischen Netzen

*Jürgen Schlabbach*

*Die Qualität der Spannung soll typischerweise neben konstanter Frequenz, konstantem Effektivwert und einer reinen 50-Hz-Sinusform, keine Unsymmetrien, Einbrüche, Spitzen und Unterbrechungen aufweisen. Eine Vielzahl von Vorgängen in Netzen beeinflusst die Spannungsqualität negativ. Neben Kurzschlüssen und Schalthandlungen ist vor allem der Betrieb der Lasten in allen Spannungsebenen zu zählen, der zum Teil erhebliche Veränderungen der Spannungsqualität verursacht. Dabei ist zwischen einzelnen leistungsstarken Verbrauchern, wie umrichtergespeisten Öfen und Antrieben mit Leistungselektronik, und dem stochastischen Verhalten der Niederspannungsverbraucher, wie Konsumelektronik und Beleuchtungseinrichtungen, zu unterscheiden.*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Einführung | 1–5 | 4 | Spannungsunsymmetrien | 16–18 |
| 2 | Oberschwingungen und Zwischenharmonische | 6–10 | 5 | Flicker | 19–20 |
| 3 | Spannungsschwankungen | 11–15 | 6 | Kommutierungseinbrüche | 21–22 |
| | | | 7 | Literatur | |


## 1 Einführung

Elektrische Energie hat an der Übergabestelle zum Kunden veränderliche Qualitätsmerkmale, die mittels technischer Geräte messbar sind. Im Sinn der bestmöglichen Nutzung elektrischer Energie wäre es wünschenswert, dass die Versorgungsspannung idealerweise **1**

- eine konstante Frequenz,
- eine ideale Sinus-Kurvenform,
- einen konstanten Effektivwert,
- eine ideale Symmetrie der drei Phasen,
- keine Einbrüche und Unterbrechungen und damit eine hohe Zuverlässigkeit

aufweist. In der Praxis ergeben sich jedoch viele Einflüsse, die zu Abweichungen hiervon führen. Dabei setzt sich die Spannungsqualität aus verschiedenen Phänomenen der Netzrückwirkungen zusammen, von denen hier nur die leitungsgebundenen Störgrößen im Frequenzbereich bis zu ca. 2,5 kHz behandelt werden. Neben diesen Vorgängen gibt es höherfrequente leitungsgebundene sowie feldgebundene Vorgänge, bei denen durch Netzrückwirkungen verursachte elektrische und magnetische Feldkomponenten wirken.

**2** Leitungsgebundene Netzrückwirkungen im Frequenzbereich bis ca. 2,5 kHz treten als Oberschwingungsspannungen, zwischenharmonische Spannungen, Flicker, Spannungsänderungen, Spannungsänderungsverläufe, Spannungsschwankungen sowie als Spannungsunsymmetrien auf. Dabei sind:

| | |
|---|---|
| Oberschwingung | Der Grundschwindung (f = 50 Hz) überlagerte sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist |
| Zwischenharmonische | Sinusförmige Schwingung, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist |
| Flicker | Subjektiver Eindruck von Leuchtdichteschwankungen von Glühlampen oder Leuchtstofflampen |
| Spannungsänderung | Änderung des Effektivwertes der Spannung |
| Spannungsänderungsverlauf | Zeitfunktion der Differenz zwischen dem Effektivwert der Spannung zu Beginn der Spannungsänderung und den nachfolgenden Effektivwerten |
| Spannungsschwankung | Folge von Spannungsänderungen oder Spannungsänderungsverläufen |
| Kommutierungseinbrüche | Zeitweise Absenkung der Spannung als Folge der Kommutierung von Strömen von einem Ventil auf das nächste Ventil (bei Stromrichtern) |

| | |
|---|---|
| Spannungsunsymmetrie | Abweichung der drei Spannungen des Drehstromsystems in ihrer Amplitude bzw. Abweichung von der Phasendifferenz 120° |

Die vorstehend definierten Größen können örtlich unterschiedlich auftreten, sie sind daher lokale Störgrößen, die an unterschiedlichen Stellen des Netzes im Allgemeinen unterschiedlich sind. Abweichungen von der Netznominalfrequenz sind ein netzweit einheitlich auftretendes Phänomen, das man als Frequenzschwankung bezeichnet. Netzrückwirkungen entstehen dabei durch Störaussendung von Geräten, deren Verhalten im Sinne der Netzrückwirkungen veränderbar ist (z.B. durch den Einsatz von EMV-Filtern) als beeinflussbare Störgrößen und solchen, die als Störspannungen im Netz vorhanden sind und durch das stochastische Verhalten anderer Geräte nicht beeinflussbar sind. Durch galvanische, kapazitive und induktive Kopplungen wirken die Störgrößen im Netz als Netzrückwirkung auch auf alle Geräte und Betriebsmittel zurück. Abbildung 1.1 zeigt den grundlegenden Zusammenhang. **3**

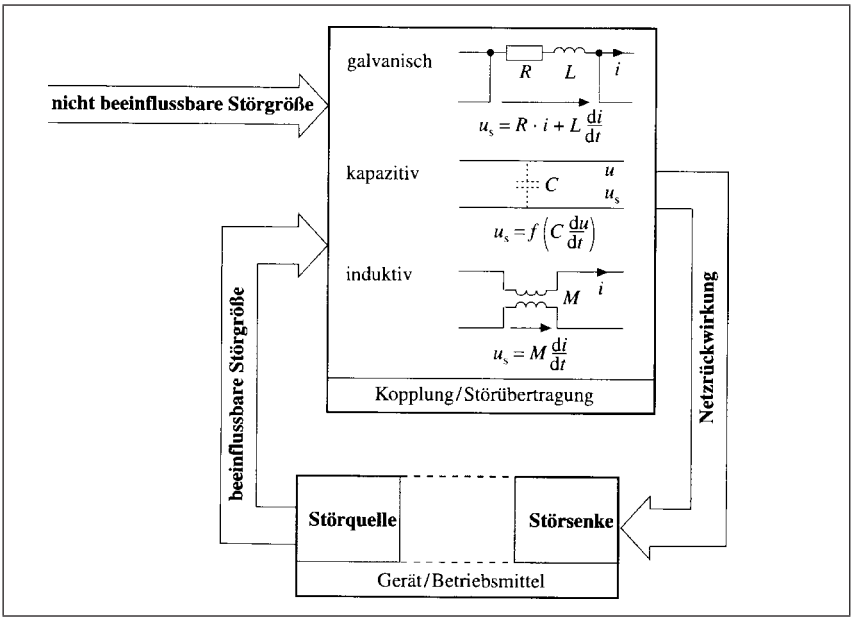



*Abb. 1.1:* Grundlegender Zusammenhang zwischen Störaussendung, Störübertragung und Netzrückwirkung [3]

**4** Änderungen der Spannungsqualität, also Abweichungen von den Idealbedingungen, entstehen als Spannungsfälle an den Impedanzen des Netzes zwischen versorgender Spannungsquelle und dem verursachenden Verbraucher (Störaussender) und sind damit für jeden am gleichen Netzanschlusspunkt (Verknüpfungspunkt) angeschlossenen Verbraucher relevant. Abbildung 1.2 zeigt die Wirkungskette am Beispiel von Oberschwingungsstöraussendungen von Verbrauchern auf den verschiedenen Spannungsebenen der Elektroenergieversorgung.

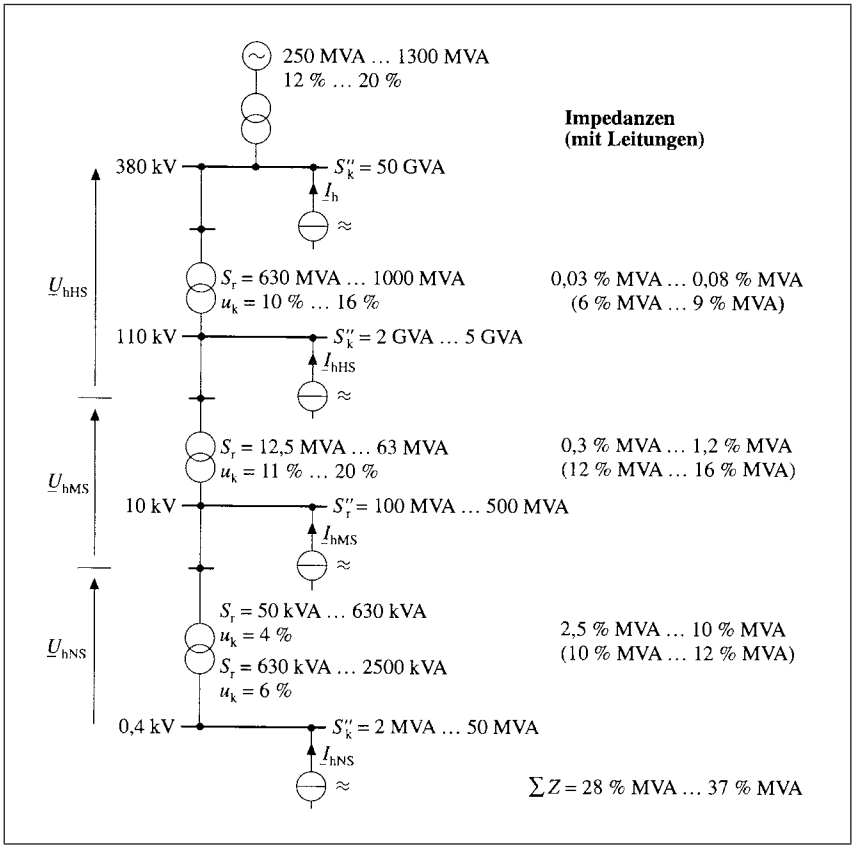



*Abb. 1.2:* Aufbau eines Netzes der Elektroenergieversorgung mit typischen Impedanzverhältnissen und Überlagerung der Störaussendung [3]

Dabei verursachen die Störaussendungen (z.B. aus den 0,4-kV-Netzen) jeweils an den vorgelagerten Impedanzen Spannungsfälle, an den Einspeisepunkten (z.B. 10-kV-Sammelschiene) überlagern sich die Störaussendungen der angeschlossenen unterlagerten Spannungsebenen. Störaussendungen addieren sich damit von niedrigen zu hohen Spannungsebenen. Die in den verschiedenen Spannungsebenen (z.B. 110 kV) hervorgerufenen Spannungsfälle wirken sich auf alle an der jeweiligen Sammelschiene (Verknüpfungspunkt) angeschlossenen unterlagerten Spannungsebenen (z.B. 10 kV) aus und addieren sich (meistens) zu den durch die Störaussendung aus dem unterlagerten Netz bewirkten Spannungsfällen hinzu. Störspannungen addieren sich damit von hohen Spannungsebenen zu niedrigeren hin. **5**

## 2 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Oberschwingungsströme werden durch Geräte, Betriebsmittel und Anlagen mit **6**

- nichtlinearer Kennlinie wie Transformatoren, Spulen mit Eisenkernen, Motoren, Gasentladungslampen, Induktions- und Lichtbogenöfen,
- netzsynchronem und nichtnetzsynchronem Schalten durch Geräte der Leistungselektronik wie Gleichrichteranlagen und Stromrichterantrieben,
- leistungselektronische Ausrüstung von Anlagen zur Erzeugung von Elektroenergie wie z.B. PV-Anlagen, Windkraftanlagen,
- netzsynchronem Schalten durch Geräte des Konsum- oder Massenelektronik wie Fernsehgeräte, Kompaktleuchtstofflampen, IT-Geräte

hervorgerufen. Als Beispiel für die Entstehung von Oberschwingungsströmen wird der Zweiweg-Gleichrichter mit kapazitiver Glättung nach Abbildung 2.1 betrachtet, wie er z.B. in Geräten der Konsumelektronik und in Kompaktleuchtstofflampen eingesetzt wird. Ausgehend vom quasistationären Zustand (t = 0) steigt die Netzspannung u(t) sinusförmig an. Da die versorgte Last auf der Gleichspannungsseite Energie aus dem Glättungskondensator entnimmt, fällt

die Gleichspannung $u_d$ ab. Der Kondensator wird nachgeladen, wenn die Netzspannung größer als die Gleichspannung wird, da dann die Dioden leitend werden. Der Ladestrom wird unterbrochen, wenn die Netzspannung kleiner wird als die Gleichspannung, da dann die Dioden sperren. Dieser Vorgang wiederholt sich in jeder Halbwelle der Netzspannung. Der Zeitpunkt, die Zeitdauer und die Höhe des Ladestromimpulses sind dabei abhängig von der Größe des Glättungskondensators, der Größe der Last und der Impedanz auf der Wechselstromseite.

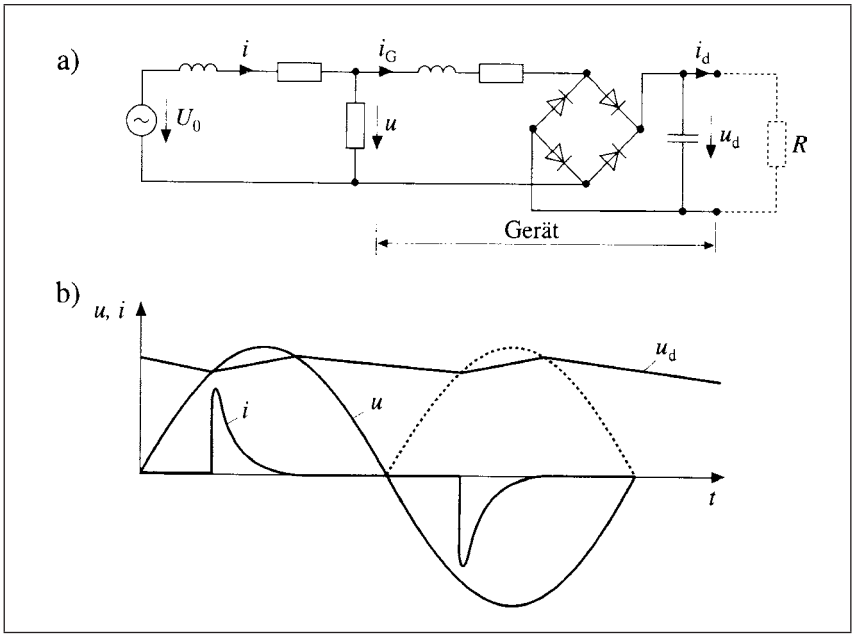



*Abb. 2.1:* Zweiweg-Gleichrichter mit kapazitiver Glättung [3]
a) Schaltbild, b) Zeitlicher Verlauf von Strom und Spannungen

**7** Ströme mit zwischenharmonischen Frequenzen werden u.a. hervorgerufen durch:

- zeitlich nicht exakt synchronisierte Zündimpulse der Leistungselektronik,
- Unsymmetrien von Bauteilen bei Stromrichter- und Umrichterschaltungen,
- Schwingungspaketsteuerungen,

– Direktumrichter mit und ohne Zwischenkreis,
– Lichtbogenöfen und Widerstandsschweißmaschinen,
– Untersynchrone Stromrichterkaskaden (auch im Bereich von Erzeugungsanlagen).

Bei Direktumrichtern sind die entstehenden zwischenharmonischen Frequenzen abhängig von der Frequenz der Lastseite des Umrichters. Abbildung 2.2 zeigt das Frequenzspektrum im Bereich bis 1,5 kHz eines Direktumrichters (P = 7 MW; U = 33 kV) zur Speisung eines drehzahlvariablen Motors bei einer Drehzahl n = 100 $min^{-1}$ (5 Hz). **8**

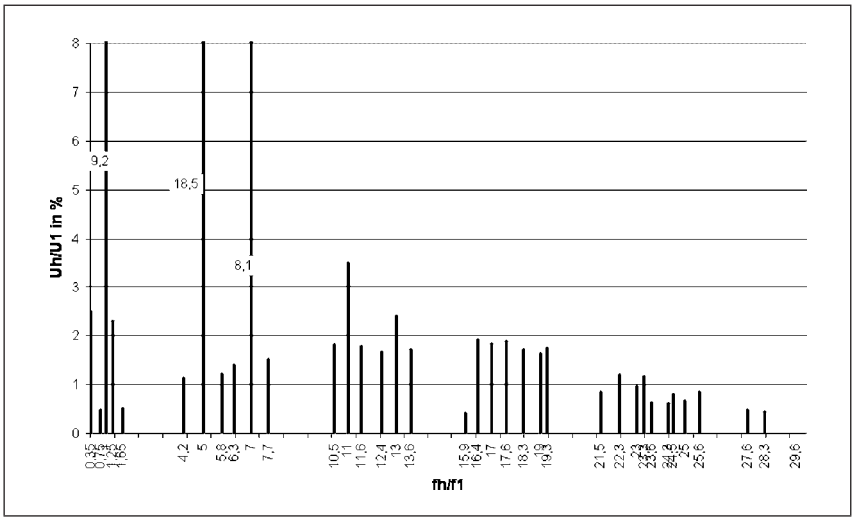



*Abb. 2.2:* Frequenzspektrum eines Direktumrichters (P = 6MW)

Die an den frequenzabhängigen Netzimpedanzen auftretenden Spannungsfälle sind als Oberschwingungsspannungen und Spannungen mit zwischenharmonischen Frequenzen messbar. Klassifizierungskriterien für Oberschwingungen und Zwischenharmonische sind: **9**

– Ordnungszahl der Schwingung, berechnet als Verhältnis der jeweiligen Frequenz zur Frequenz der Grundschwingung,
– Amplitude und Phasenlage der Schwingung bezogen auf die Grundschwingung, bei zeitlichen Betrachtungen ausgedrückt durch Verteilungsfunktionen, Gleichphasigkeitsfaktor u.a.,

– Oberschwingungsgehalt für Spannung und Strom als bewertete Summe aller Oberschwingungen und Zwischenharmonischen und durch Faktoren, wie z.B. den Verzerrungsfaktor THD.

**10** Oberschwingungen und Zwischenharmonische stellen unter den Aspekten der großen Verbreitung der Kommunikationselektronik, einer hohen Gleichzeitigkeit durch das Verbraucherverhalten, hohe Gleichphasigkeit der Ströme durch gleiche oder ähnliche Charakteristik der Geräte und relativ hohe Oberschwingungsströme ein ernst zu nehmendes und zunehmendes Problem für die Elektroenergieverteilungsnetze dar.

## 3 Spannungsschwankungen

**11** Unter Spannungsschwankungen (relevant für Netzrückwirkungen) werden wiederkehrende Änderungen der Einhüllenden der Spannungskurve oder eine Folge von zufälligen Spannungseinbrüchen verstanden, die für eine bestimmte aber nicht festgelegte Zeit (länger als eine Periodendauer der betrachteten Spannung) erhalten bleiben. Spannungsschwankungen beinhalten sowohl eine Serie von einzelnen Spannungsänderungen als auch die einmalige Spannungsänderung und gelten hier als Oberbegriff für Spannungsänderungen (siehe hierzu Abbildung 3.1).

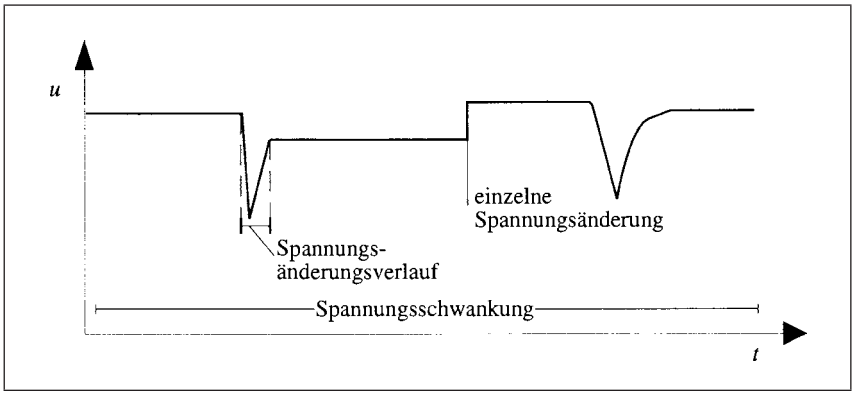



*Abb. 3.1:* Definition von Spannungsänderung, Spannungsschwankung und Spannungsänderungsverlauf [1]

Als einzelne Spannungsänderung versteht man die Änderung des Ef- **12**
fektivwertes der Spannung vor und nach einem Schaltvorgang. Eine Folge von Spannungsänderungen berücksichtigt ferner den zeitlichen Verlauf der einzelnen Spannungsänderungen. Abbildung 3.2 zeigt einige Formen von Spannungsschwankungen.

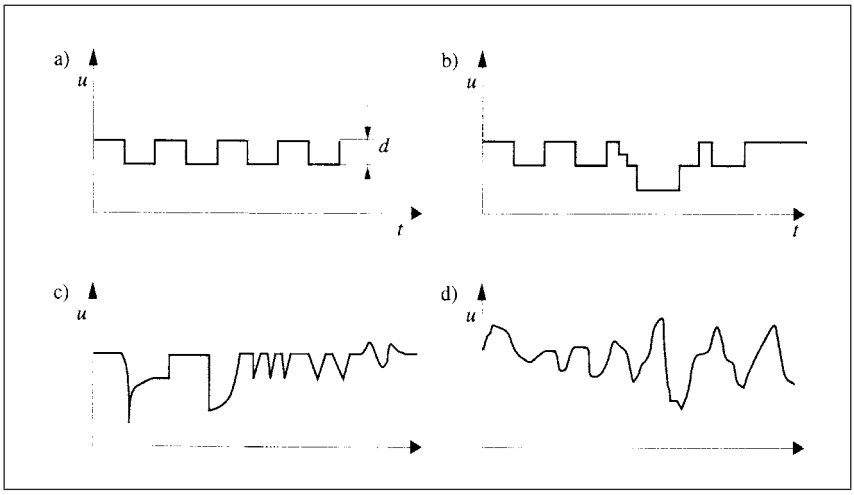



*Abb. 3.2:* Spannungsschwankungen [2]
a) periodische Folge gleichförmiger, rechteckförmiger Spannungsänderungen
b) zeitlich regellose Folge sprungartiger Spannungsänderungen
c) Reihenfolge von Spannungsänderungen
d) stochastische oder stetige Spannungsänderungen

Spannungsschwankungen und Spannungsänderungen werden verur- **13**
sacht durch:

- Zu- und Abschalten von größeren Lasten wie Transformatoren, Motoren und Kondensatoren,
- Symmetrische und unsymmetrische Laständerungen,
- Schweißmaschinen,
- Gesteuerte Lasten mit Schwingungspaketsteuerung oder Thermostatsteuerung,
- Motoren mit wechselnder oder stoßartiger Belastung wie Gattersägen, Pressen und Aufzüge,

– Variable Einspeisungen, z.B. durch Windkraftanlagen und PV-Anlagen.

**14** Neben den Netzrückwirkungen durch Verbrauchsanlagen und dezentrale Energieeinspeisungen werden Spannungsschwankungen auch durch Vorgänge im Netz verursacht. Diese treten in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen in unterschiedlicher Häufigkeit auf durch:

– Transformatorstufungen zur Spannungsregelung nach Laständerungen,
– Kurzschluss- und Erdschlussvorgänge,
– Zu- und Abschalten von Leitungen, Transformatoren und Kondensatoren.

**15** Klassifizierungskriterien für Spannungsschwankungen und Spannungsänderungen sind

– Änderung des Effektivwertes der einzelnen Spannungsänderung,
– Häufigkeit der Spannungsänderung oder Änderungsrate,
– Form der Spannungsschwankung (siehe hierzu Abbildung 3.2)

## 4 Spannungsunsymmetrien

**16** Spannungsunsymmetrie besteht in einem mehrphasigen Netz, in dem die einzelnen Spannungen (Leiter-Leiter oder Leiter-Bezugsleiter) entweder einen unterschiedlichen Effektivwert oder eine unsymmetrische Phasenlage aufweisen. Die Phasenlage beträgt im symmetrischen Drehstromsystem 120°. Abbildung 4.1 zeigt die Spannungen eines unsymmetrischen Drehstromsystems, bei dem die Außenleiter-Erd-Spannungen unsymmetrisch, die Außenleiterspannungen aber symmetrisch sind.

**17** Unsymmetrien entstehen durch

– Unsymmetrische Aufteilung von Einphasenlasten auf die Außenleiter,
– Anschluss von Lasten zwischen Außenleiter und Erde oder Außenleiter und Neutralleiter,

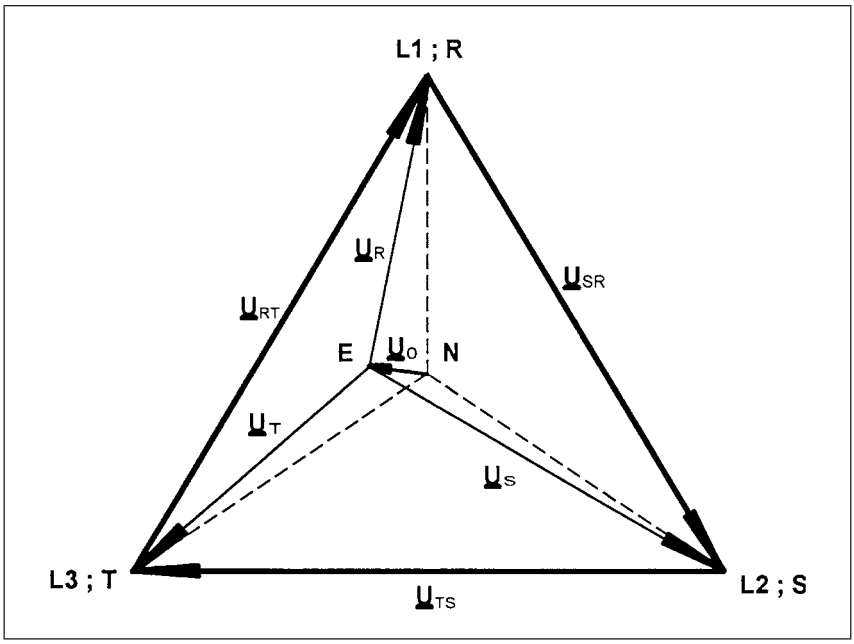



*Abb. 4.1:* Spannungen eines unsymmetrischen Drehstromsystems

- Anschluss industrieller Lasten zwischen den Außenleitern wie z. B. bei Filteranlagen, Erwärmungsanlagen, Lichtbogenöfen, Schweißanlagen oder Netzinduktionsöfen,
- Bahnstromversorgungen mit Anschluss in Drehstromnetzen,
- Stehende Erdschlüsse in Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder in Netzen mit Erdschlusskompensation,
- Unsymmetrischen Aufbau von Betriebsmitteln, z.B. bei Freileitungen.

In vielen Fällen sind die Lasten, die eine Unsymmetrie verursachen, **18**
auch in Bezug auf Spannungsschwankungen und im Zusammenhang damit auf Flicker von Bedeutung. Klassifizierungsmerkmale für Unsymmetrien sind

- das Verhältnis von Gegen- zu Mitkomponente der Spannung oder
- die Angabe der Winkeldifferenzen und
- die Abweichungen der Effektivwerte.

# 5 Flicker

**19** Flicker ist der subjektive Eindruck von Leuchtdichteschwankungen. Zur Erfassung der Störauswirkung muss die gesamte Wirkungskette bestehend aus

- Spannungsänderung (Amplitude, Kurvenform, Häufigkeit),
- Lampencharakteristik (Werte ermittelt für Leuchtdichteschwankung an einer Doppelwendelglühlampe 230 V / 60 W),
- Wahrnehmung im menschlichen Auge,
- Verarbeitung des Sehempfindens im Gehirn

mit berücksichtigt werden. Zur Beurteilung der Störwirkung wurden mit Hilfe von Versuchspersonen so genannte Flickergrenzkurven ermittelt. Abbildung 5.1 zeigt die aus entsprechenden Personenversuchen resultierenden Ergebnisse (IEC-/CENELEC-Kurve; Stör-

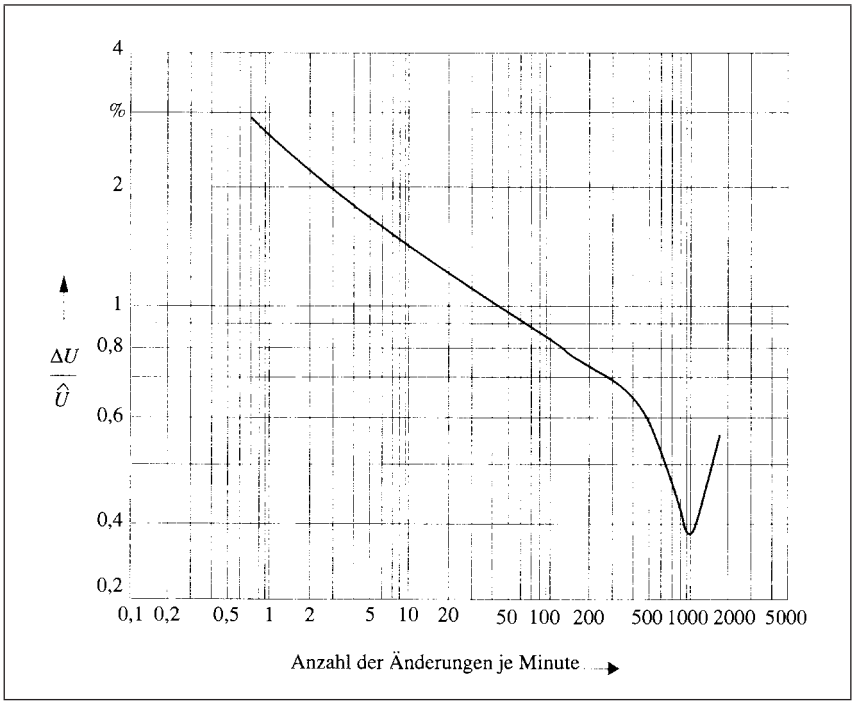



*Abb. 5.1:* Verträglichkeitspegel für periodische, rechteckförmige Spannungsänderungen, nach IEC 1000-2-2 [2]

grenze für $P_{st}$ bzw. $A_{st}$ = 1 bei periodischen rechteckförmigen Spannungsänderungen).

Ursachen für Flicker sind die bereits erläuterten Spannungsschwankungen, wobei die Art der Laständerungen (sinusförmig, rechteckförmig, rampenförmig usw., siehe Abbildung 3.2) und deren Häufigkeit bzw. Wiederholrate wichtig sind. Flicker können auch durch Zwischenharmonische und durch Oberschwingungen verursacht werden. Flicker werden charakterisiert durch **20**

- Bewertungszahlen in verschiedenen Zeitbereichen, z.B. Störfaktor A oder Flickerpegel P sowie der Momentanflicker,
- die relative Spannungsänderung, die Kurvenform der Spannungsänderung wird durch Formfaktoren berücksichtigt,
- die Änderungs- bzw. Wiederholrate.

## 6 Kommutierungseinbrüche

Beim Betrieb von Stromrichtern kommt es während der Kommutierung des Stromes von einem Ventil (z.B. Thyristor) auf das nächstleitende Ventil zu einem Spannungseinbruch. Dauer und Tiefe des Spannungseinbruchs sind von der Größe der Kommutierungsdrossel bzw. der Netzimpedanz abhängig. Abbildung 6.1 zeigt den typischen Verlauf der Spannung eines Leiters an der Anschlussstelle eines sechspulsigen Stromrichters. **21**

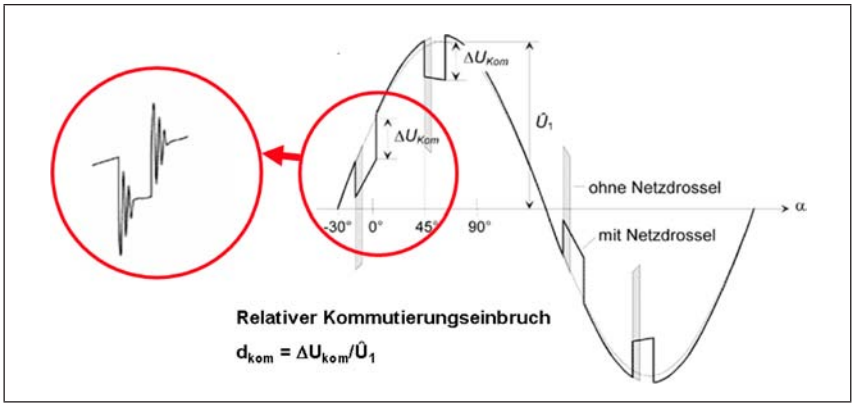



*Abb. 6.1:* Spannungsverlauf bei Kommutierung eines Stromrichters mit Detailansicht der Kommutierungsschwingung, nach [1]

**22** Die Höhe des Spannungseinbruchs verringert sich bei größerer Induktivität der Kommutierungsdrossel, wohingegen gleichzeitig die Dauer des Spannungseinbruchs zunimmt. Dem Kommutierungseinbruch sind zusätzlich Kommutierungsschwingungen im Frequenzbereich bis zu einigen kHz überlagert. Kommutierungsschwingungen sind daher hinsichtlich ihres Einflusses auf die Verträglichkeitspegel von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen zu vernachlässigen. Kommutierungseinbrüche sind gekennzeichnet durch

- Tiefe des Einbruchs in Relation zur Amplitude der Grundschwingung der Netzspannung,
- Dauer des Spannungseinbruchs,
- Amplitude und Frequenz der Kommutierungsschwingung,
- Pulszahl des verursachenden Umrichters.

# 7 Literatur

[1] VDN (Hrsg.): Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. VWEW Energieverlag; Frankfurt, 2004.

[2] Blume, Schlabbach, Stephanblome: Spannungsqualität in elektrischen Netzen: Ursachen, Messung, Bewertung von Netzrückwirkungen und Verbesserung der Spannungsqualität. VDE-Verlag; Berlin, Offenbach, 1999

[3] Schlabbach: Elektroenergieversorgung – Betriebsmittel, Netze, Kennzahlen und Auswirkungen der elektrischen Energieverteilung. 2. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, VDE-Verlag; Berlin und Offenbach, 2005

# Definition der Spannungsqualität

*Jürgen Schlabbach*

*Die Spannungsqualität in elektrischen Netzen gewinnt durch den vermehrten Einsatz von Geräten der Leistungselektronik und die Sensibilität einzelner Geräte zunehmend an Bedeutung. Hinzu kommt, dass Erzeugungsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien, insbesondere Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen, die Störaussendungen und damit die Störpegel in Netzen erhöhen. Spannungsqualität wird dabei durch verschiedene Parameter definiert, die in Normen als Störaussendungsgrenzwerte bzw. als Verträglichkeitspegel definiert sind. Es muss trotz konsequenter Anwendung der Normen aber damit gerechnet werden, dass eine geringe Wahrscheinlichkeit zeitlich und örtlich für eine Überschreitung die Verträglichkeitspegel besteht.*

**Inhaltsübersicht**


| | | Rn. | | | Rn. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Allgemeines | 1–2 | 6 | Störaussendungsgrenzwerte für Oberschwingungen | 21–27 |
| 2 | DIN EN 50160 | 3 | | | |
| 3 | Normung | 4–6 | 7 | Literatur | |
| 4 | Beschreibungsparameter | 7–13 | | | |
| 5 | Verträglichkeitspegel und Grenzwerte | 14–20 | | | |


## 1 Allgemeines

Spannungsqualität als Anforderung an die physikalisch messbare Größe der elektrischen Spannung darf nicht verwechselt werden mit dem Begriff der Versorgungsqualität. Letztere umfasst einen wesentlich größeren Bereich wie z.B. zusätzlich die Anzahl und Dauer der Ausfälle in einem definierten Zeitraum. Die Qualität der Spannung wird durch verschiedene Merkmale, wie in Tabelle 1.1 dargestellt, beschrieben. Realistischerweise muss jedoch eine Schwankungsbreite der Qualitätsmerkmale im Netzbetrieb akzeptiert werden. Die Ursachen hierfür liegen sowohl in den Netzbetriebsmitteln selbst als auch im Betrieb der Netze, der Erzeugungseinheiten und der Verbraucher. **1**

*Tab. 1.1:* Merkmale für die Spannungsqualität und mögliche Störungen sowie deren Ursachen

| Merkmal | Anforderung | Störung | Ursachen |
|---|---|---|---|
| Kurvenform | Sinusförmig | Oberschwingungen Zwischenharmonische | Nichtlineare Verbraucher |
| Effektivwert | Konstant | Spannungsfälle, Spannungsänderungen | Veränderliche Lasten |
| Symmetrie | Drehstromsystem | Unsymmetrische Lasten | Unsymmetrische Belastung |
| Phasenfolge | R; S; T bzw. L1; L2; L3 | Kurzschlussartige Ströme | Nur bei falscher Installation möglich |
| Frequenz | 50 Hz bzw. 60 Hz | Frequenzschwankungen | Änderung des Gleichgewichts von Erzeugung und Netzlast |

**2** Die europäische Norm DIN EN 50160 beschreibt die Merkmale der Versorgungsspannung in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen. Die in DIN EN 50160 aufgeführten Werte stellen keine Verträglichkeitspegel oder Grenzwerte zur Bewertung der elektromagnetischen Verträglichkeit dar, sondern beschreiben Wertebereiche, innerhalb derer sich die Versorgungsspannung üblicherweise ändern kann (Erwartungswerte), wie im informativen Anhang von DIN EN 50160 erwähnt:

> „Diese Norm legt für die Phänomene, für die das möglich ist, die üblicherweise zu erwartenden Wertebereiche fest, in denen sich die Merkmale der Versorgungsspannung ändern. Für die übrigen Merkmale liefert die Norm bestmögliche Anhaltswerte, mit denen in Netzen zu rechnen ist. …
>
> Obwohl diese Norm offensichtlich Bezüge zu den Verträglichkeitspegeln hat, ist es wichtig, ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass diese Norm sich auf die elektrische Energie im Sinne von Merkmalen der Versorgungsspannung bezieht. Sie ist keine Norm für Verträglichkeitspegel."

## 2 DIN EN 50160

DIN EN 50160 stellt keine elektrotechnische Sicherheitsbestimmung dar und erhält daher keine VDE-Klassifikationsnummer. Für Niederspannungsnetze entnimmt man DIN EN 50160 nachstehende Merkmale: **3**

- Frequenz, Mittelwert während 10-Sekunden:
  50 Hz ± 1% während 95% einer Woche
  50 Hz + 4% / - 6% während 100% einer Woche
- Spannungshöhe:
  Dreileiter-Drehstromnetze $U_n$ = 230 V zwischen den Außenleitern
- Langsame Spannungsänderungen, 95% der 10-Minuten-Mittelwerte der Netzspannung:
  $U = U_n \pm 10\%$
- Schnelle Spannungsänderungen:
  $\Delta u \leq 5\%$, bis zu 10% mehrmals kurzzeitig am Tag
  (Spannungsänderungen > 10% gelten als Spannungseinbrüche)
- Flickerstärke während 95% der Woche:
  $P_{lt} \leq 1$
- Spannungseinbrüche:
  $\Delta u > 40\%$ für $t < 1s$, zwischen 10 und 1000 Mal pro Jahr, vereinzelt auch größere Dauer Einbruchstiefe und Häufigkeit
- Spannungsunsymmetrie, 95% der 10-Minuten-Effektivwerte einer Woche:
  $U_{gegen}/U_{mit} \leq 2\%$
  $U_{gegen}/U_{mit} \leq 3\%$ bei teilweise ein- und zweiphasigem Anschluss von Verbrauchern
- Oberschwingungsspannungen, 95% der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche von:
  z.B. $u_2 = 2\%$; $u_3 = 5\%$; $u_4 = 1\%$; $u_5 = 6\%$; $u_7 = 5\%$;
  THD ≤ 8%
- Zwischenharmonische:
  Keine Angaben

- Kurzzeitunterbrechungen:
  Zeitdauer kleiner 1 Sekunde für 70% aller Unterbrechungen, zwischen 10 Mal und 500 Mal pro Jahr;
  Dauer bis zu 3 Minuten
- Langzeitunterbrechungen:
  Zeitdauer größer 3 Minuten, zwischen 10 Mal und 50 Mal pro Jahr
- Zeitweilige netzfrequente Überspannungen:
  $U_{max} \leq 1{,}5$ kV zwischen Außenleiter und Erde nach Kurzschluss auf der Oberspannungsseite des Transformators
- Transiente Überspannungen:
  $U_{max} < 6$ kV mit Anstiegszeiten im Mikrosekundenbereich

## 3 Normung

**4** Entscheidend für die Sicherstellung der Spannungsqualität ist zunächst einmal eine Abstimmung der Störaussendung und der daraus resultierenden Störpegel im Netz sowie der Störfestigkeit von Geräten, Betriebsmitteln und Systemen, beschrieben durch den Verträglich-

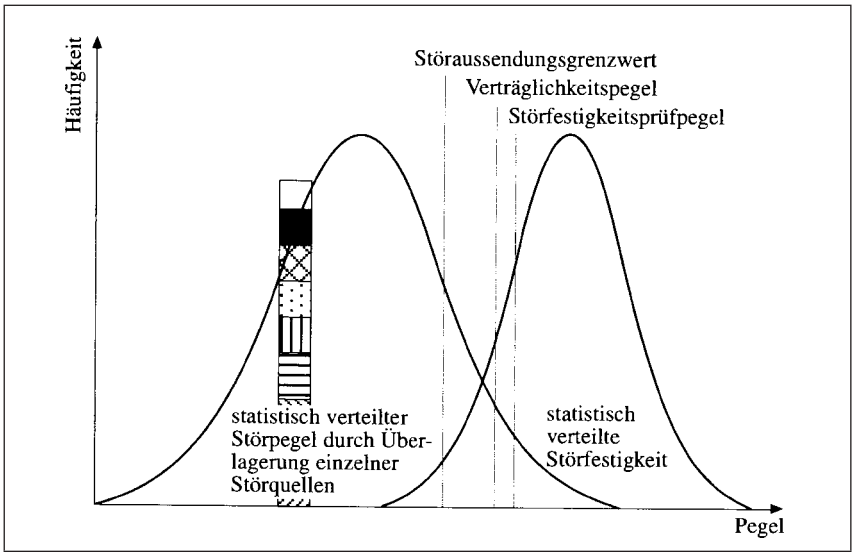



*Abb. 3.1:* Zusammenhang zwischen Störpegel, Verträglichkeitspegel und Störfestigkeit [1]

keitspegel (s. Abbildung 3.1). Der elektromagnetische Verträglichkeitspegel ist ein festgelegter Störpegel, für den eine akzeptable Wahrscheinlichkeit der elektromagnetischen Verträglichkeit existiert. Elektromagnetische Verträglichkeit ist definiert als die Fähigkeit eines Gerätes, Betriebsmittels oder Systems, in seiner elektromagnetischen Umwelt zufriedenstellend zu arbeiten, ohne unzulässige elektromagnetische Störungen gegenüber irgendeinem Teil in diese Umgebung einzuführen. Die Störaussendung setzt sich dabei aus der Überlagerung der statistisch verteilten Störpegel einzelner Störquellen zusammen.

Grenzwerte der Störaussendung bzw. der Störpegel sind in den verschiedenen Teilen von VDE 0838, für Störfestigkeiten in VDE 0847 und für die Verträglichkeitspegel in VDE 0839 angegeben. Die Tabellen 3.1 bis 3.4 geben einen Überblick über die in diesem Bereich relevanten Normen. Die vorgenommene Strukturierung ist nicht zwingend, erlaubt jedoch einen schnelleren Überblick auch im Vergleich mit internationalen (IEC), europäischen (EN) und nationalen Normen (DIN VDE). **5**

*Tab 3.1:* Auswahl von EMV-Normen für Umgebungsbedingungen und Verträglichkeitspegel

| **IEC Jahr** | **EN Jahr** | **VDE Jahr** | **Thema** |
|---|---|---|---|
| 60038 1983 | HD472 S1 1989 + Corr. | DIN IEC 60038 2002 | IEC-Normspannungen |
| 60555-1 1982 | 60555-1 1987 | 0838 T1 1987 | Rückwirkungen in Stromversorgungsnetzen, die durch Haushaltsgeräte und durch ähnliche elektrische Einrichtungen verursacht werden, Begriffe |
| 61000-1-1 | – | – | Übersicht über die Normenreihe, Definitionen |
| 61000-2-1 | – | – | EMV, Umgebung, Beschreibung der Phänomene |
| IEC 77/231/ CDV 2000 | – | 0839 T1-2 2000 Entwurf | Allgemeines – Verfahren zum Erreichen der funktionalen Sicherheit von elektrischen und elektronischen Einrichtungen im Hinblick auf elektromagnetische Phänomene |

*Fortsetzung Seite 6*

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| 61000-2-2 2002 | 61000-2-2 2002 | 0839 T2-2 2003 | Umgebungsbedingungen, Verträglichkeitspegel für niederfrequente, leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen NS-Netzen |
| 61000-2-4 2002 | 61000-2-4 2002 | 0839 T2-4 2003 | Umgebungsbedingungen, Verträglichkeitspegel für niederfrequente, leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen |
| 61000-2-5 | – | – | Umgebung, Klassifizierung der EMV-Umgebung |
| 61000-2-6 | – | – | Umgebung, Empfehlung für niederfrequente Störaussendungen in Industrienetzen |
| 61000-2-7 | – | – | Umgebung, niederfrequente magnetische Felder |
| 61000-2-12 2003 | 61000-2-12 2003 | 0839 T2-12 2004 | Umgebungsbedingungen, Verträglichkeitspegel für niederfrequente, leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen MS-Netzen |

*Tab. 3.2:* Auswahl von EMV-Normen für Grenzwerte (Spannungsschwankungen, Flicker, Oberschwingungsströme)

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| 61000-3-1 | – | – | Störaussendungsgrenzwerte, Allgemeine Übersicht |
| 61000-3-2 2000:mod | 61000-3-2 2000 | 0838 T2 2001 | Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräteeingangsstrom ≤ 16 A je Leiter) Berichtigung 2002 |
| 61000-3-3 1994 | 61000-3-3 1995 | 0838 T3 2002 | Grenzwerte für Spannungsschwankungen und Flicker in NS-Netzen (Geräteeingangsstrom ≤ 16 A je Leiter) |
| IEC 77A/169/ CDV 1996 | – | 0838 T4 1997 Entwurf | Grenzwerte für Oberschwingungsströme in NS-Versorgungsnetzen mit Bemessungsströmen > 16 A |

*Fortsetzung Seite 7*

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| 61000-3-5 1994 | – | 0838 T5 1996 Entwurf | Grenzwerte für Spannungsschwankungen und Flicker in NS-Netzen (Geräteeingangsstrom > 16 A je Leiter) |
| 61000-3-6 1996 | – | 0838 T6 1997 Entwurf | Abschätzung von Aussendungsgrenzwerten für verzerrende Lasten in MS- und HS-Energieversorgungsnetzen |
| IEC 77A/136/ CDV 1996 | – | 0838 T7 1996 Entwurf | Grenzwerte für Spannungsschwankungen und Flicker für Geräte und Einrichtungen, die zum Anschluss an MS- und HS-Netze vorgesehen sind |
| IEC 61000-3-11 2000 | 61000-3-11 | 0838 T11 2001 | Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen NS-Versorgungsnetzen – Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom < 75 A |
| IEC 7A/426/ CDV 2003 | – | 0838 T12 2004 Entwurf | Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom < 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche NS-Netze vorgesehen sind (Sonderanschlussbedingung) |

*Tab. 3.3:* Auswahl von EMV-Normen für Mess- und Prüfverfahren sowie Störfestigkeit

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| – | Pr 50217 1995 | 0839 T217 1995 | Störaussendungsmessungen am Aufstellungsort – Entwurf |
| – | – | 0847 T1 1981 | Messverfahren zur Beurteilung der EMV, Messen leitungsgeführter Störgrößen |
| 61000-4-1 2000 | 61000-4-1 2000 | 0847 T4-1 2001 | EMV, Prüf- und Messverfahren, Übersicht über Störfestigkeitsprüfverfahren |

*Fortsetzung Seite 8*

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| 61000-4-7 2002 | 61000-4-7 2002 | 0847 T4-7 2003 | EMV, Prüf- und Messverfahren, Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten |
| IEC 77A/452/ FDIS 2004 | 61000-4-11 1994 | 0847 T4-11 2004 Entwurf | EMV, Prüf- und Messverfahren, Prüfung der Störfestigkeit gegen Spannungseinbrüche, Kurzzeitunterbrechungen und Spannungsschwankungen |
| IEC 77A/147/ CDV 1996 | 61000-4-13 2004 | 0847 T4-13 2003 | EMV, Prüf- und Messverfahren, Prüfung der Störfestigkeit gegen Oberschwingungen und Zwischenharmonische |
| 61000-4-14 1999 | 61000-4-14 1999 | 0847 T4-14 1999 | Störfestigkeit gegen Spannungsschwankungen |
| 61000-4-15 1997 | 61000-4-15 1998 | 0847 T4-15 2003 | Prüf- und Messverfahren, Flickermeter: Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation |
| 61000-4-16 1998 | 61000-4-16 1998 | 0847 T4-16 1998 | Prüf- und Messverfahren, Prüfung der Störfestigkeit gegen leitungsgeführte asymmetrische Störgrößen im Frequenzbereich 0 Hz bis 150 kHz |
| 61000-4-27 2000 | 61000-4-27 2000 | 0847 T4-27 2001 | Prüf- und Messverfahren, Prüfung der Störfestigkeit gegen Unsymmetrie der Versorgungsspannung |
| 61000-4-28 1999 | 61000-4-28 2000 | 0847 T4-28 2000 | Prüf- und Messverfahren, Prüfung der Störfestigkeit gegen Schwankungen der Netzfrequenz |
| 61000-4-30 2003 | 61000-4-30 2003 | 0847 T4-30 2003 | Prüf- und Messverfahren, Verfahren zur Messung der Spannungsqualität |
| 61000-5-1 1996 | – | – | EMC – Part 5: Installation and mitigation guidelines – Section 1: General considerations |
| – | – | 0839 T10 1991 | Umgebung, Beurteilung der Störfestigkeit |

*Fortsetzung Seite 9*

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| 61000-6-1 1997 | 61000-6-1 2001 | 0839 T6-1 2002 | Fachgrundnorm Störfestigkeit für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe |
| 61000-6-2 1999 | 61000-6-2 2001 | 0839 T6-2 2002 | Fachgrundnorm Störfestigkeit für Industriebereich |
| 61000-6-3 1996 | 61000-6-3 2001 | 0839 T6-3 2002 | Fachgrundnorm Störaussendung für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe |
| 61000-6-4 1997 | 61000-6-4 2001 | 0839 T6-4 2002 | Fachgrundnorm Störaussendung für Industriebereich |

*Tab. 3.4:* Auswahl von EMV-Normen für Geräte und Erzeugungsanlagen

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| 61326-1 1997 | 61326-1 1997 | 0843 T20 2004 | Elektrische Betriebsmittel für Leittechnik und Laboreinsatz, EMV – Anforderungen |
| – | 50314-2 1999 | 0126 T14-2 1999 Entwurf | Photovoltaische Systeme – Laderegler EMV – Prüfanforderungen und -verfahren |
| – | 50316-2 1999 | 0126 T16-2 1999 Entwurf | Photovoltaische Beleuchtungssysteme EMV – Prüfanforderungen und -verfahren |
| – | 50322-1 1999 | 0126 T22-1 1999 Entwurf | Photovoltaische Systeme – Elektromagnetische Verträglichkeit Anforderungen an photovoltaische Pumpsysteme |
| 61400-21 2001 | 61400-21 2002 | 0127 T21 2002 | Windenergieanlagen Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen |

*Fortsetzung Seite 10*

| IEC Jahr | EN Jahr | VDE Jahr | Thema |
|---|---|---|---|
| IEC 88/115/ CDV 1999 | DIN IEC 88/115/ CDV | 0127 T22 2000 Entwurf | Windenergieanlagen Zertifizierung von Windenergieanlagen |
| – | 50373 2001 | 0127 T101 2000 Entwurf | Windenergieanlagen Elektromagnetische Verträglichkeit |
| – | – | 0130 T1000 2004 Entwurf | Anforderungen für den Anschluss von Kleinst-KWK-Anlagen an das öffentliche Niederspannungsnetz |

**6** Neben den aufgeführten Normen sind u. a. noch nachstehende Normen und Empfehlungen zu nennen:

- VDN: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen
- VDEW: Empfehlungen für digitale Stationsleittechnik
- VDEW: Empfehlungen zur Vermeidung von unzulässigen Rückwirkungen auf die Tonfrequenz-Rundsteuerung

Da das Normungswesen wegen europäischer und internationaler Harmonisierungsbestrebungen und neuer Erkenntnisse und technischer Entwicklungen ständig im Fluss ist, erhebt die Auflistung in den Tabellen 3.1 bis 3.4 keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Maßgeblich sind immer die aktuellen Ausgaben der Normen, die bei vielen der Öffentlichkeit zugängigen Stellen, insbesondere in Universitäts- und Landesbibliotheken im Inland kostenlos einzusehen sind.

## 4 Beschreibungsparameter

**7** Zur Beschreibung der Spannungsqualität werden verschiedene Parameter verwendet, deren Größe sich zeitlich und örtlich ändern kann und die daher in ihrer statistischen Verteilung, z.B. durch Häufigkeitswerte, beschrieben und bewertet werden müssen.

Oberschwingungen (alle Definitionen dargestellt für Ströme) werden beschrieben durch den **8**

Effektivwert, hier bis zur Ordnung h = 40 $$I = \sqrt{\sum_{h=1}^{40} I_h^2}$$

Relativer Effektivwert $$I_{rel} = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{40} I_h^2}}{I_1}$$

Total harmonic current $$THC = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}$$

Grundschwingungsgehalt $$g_i = \frac{I_1}{I}$$

Total harmonic distortion $$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}$$

Partial weighted harmonic distortion $$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} h\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}$$

Oberschwingungsgehalt $$d_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2}$$

Da in oberschwingungsbehafteten Netzen Ströme und Spannungen gleicher Frequenz Wirk- und Blindleistung, Ströme und Spannungen ungleicher Frequenz aber nur Blindleistung umsetzen, muss die Betrachtung der Leistungen um die Verzerrungsleistung erweitert wer- **9**

den. Bei sinusförmiger Spannung $U_1$ und nichtsinusförmigem Strom gelten für Leistungen die Beziehungen

Wirkleistung der Stromgrundschwingung $P_1 = U_1 * I_1 * \cos\varphi_1$

Blindleistung der Stromgrundschwingung $Q_1 = U_1 * I_1 * \sin\varphi_1$

Verzerrungsleistung der Stromoberschwingungen $Q_d = U_1 * \sum_{h=2}^{40} I_h^2$

**10** Damit ergeben sich die Parameter für den Leistungsfaktor der Grundschwingung, den Verschiebungsfaktor oder

Grundschwingungsleistungsfaktor $\lambda_1 = \left|\cos\varphi_1\right| = \frac{\left|P\right|}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}}$

und unter Beachtung der Oberschwingungen der

Leistungsfaktor $\lambda = \frac{\left|P\right|}{\sqrt{P^2 + Q_1^2 + Q_d^2}} = g_i * \left|\cos\varphi_1\right|$

**11** Spannungsschwankungen werden beschrieben durch die größte relative Spannungsänderung $d_{max}$, die konstante relative Spannungsabweichung $d_c$ sowie den relativen Spannungsänderungsverlauf d(t) wie in Abbildung 4.1 dargestellt.

**12** Flicker werden entweder durch die Flickerstärke P oder den Flickerstörfaktor A beschrieben, wobei zwischen den Betrachtungen im Kurzzeitbereich (10 Minuten, Index st) und im Langzeitbereich (2 Stunden, Index lt) unterschieden werden muss. Flickerstärke und Flickerstörfaktor können nur für periodische Spannungsänderungen in geschlossener Form analytisch berechnet werden

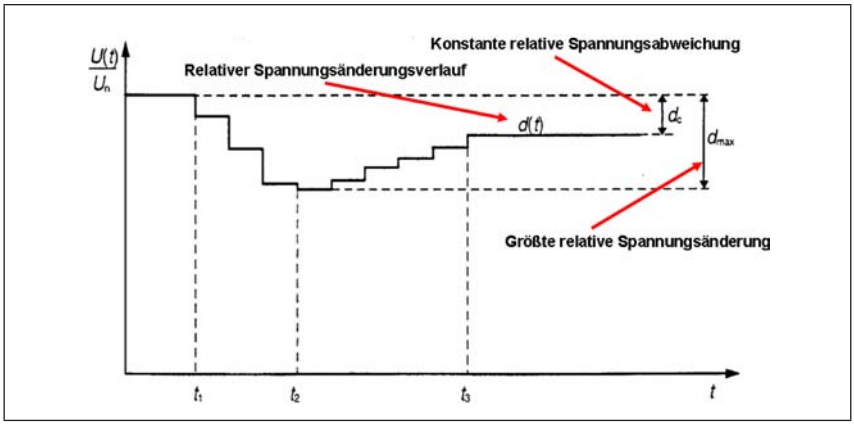



*Abb. 4.1:* Definitionen Spannungsänderung, Spannungsabweichung und Spannungsänderungsverlauf

Kurzzeitflickerstärke $$P_{st} = \left( \frac{\sum_i t_{fi}}{600} \right)^{1/3,2}$$

Langzeitflickerstärke $$P_{lt} = \left( \frac{\sum_i t_{fi}}{7200} \right)^{1/3,2}$$

mit der Flickernachwirkdauer $$t_f = \left(100 * F * d\right)^{3,2}$$

wobei F ein Formfaktor für von der Rechteckform abweichende Spannungsänderungen und d die relative Spannungsänderung bedeutet. Zwischen Flickerstärke P und Flickerstörfaktor besteht grundsätzlich der Zusammenhang
$A = P^3$

Unsymmetrie wird durch den Unsymmetriefaktor $k_u$ beschrieben. Dieser berechnet sich aus dem Verhältnis von Gegen- zu Mitkomponente der Spannung. **13**

$$k_u = \left| \frac{\underline{U}_{RS} + \underline{a} * \underline{U}_{ST} + \underline{a}^2 * \underline{U}_{TR}}{\underline{U}_{RS} + \underline{a}^2 * \underline{U}_{ST} + \underline{a} * \underline{U}_{TR}} \right|$$

## 5 Verträglichkeitspegel und Grenzwerte

**14** Die Oberschwingungspegel an einem Verknüpfungspunkt dürfen die in der Normung festgelegten Verträglichkeitspegel nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit während einer bestimmten Zeitdauer des relevanten Betrachtungszeitraums überschreiten. Als Bewertungsgrundlage dient hier oftmals der 95%-Häufigkeitswert der Verteilung. Verträglichkeitspegel sind in unterschiedlichen Teilen von VDE 0839 (DIN EN 61000) festgelegt. Für öffentliche Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze entnimmt man die Verträglichkeitspegel der Tabelle 5.1. Die angegebenen Oberschwingungsspannungspegel für ungeradzahlige Oberschwingungsordnungen, die Vielfache von 3 sind, gelten für Nullsystemspannungen. Die angegebenen Pegel sind Effektivwerte als Prozentsätze des Grundschwingungseffektivwertes.

*Tab. 5.1:* Verträglichkeitspegel für Oberschwingungsspannungen in öffentlichen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen nach VDE 0839 Teil 2-2 und VDE 0839 Teil 2-12

| **Ungeradzahlige OS, keine Vielfachen von 3** | | **Ungeradzahlige OS, Vielfache von 3** | | **Geradzahlige OS** | |
|---|---|---|---|---|---|
| OS-Ordnung h | OS-Spannung % | OS-Ordnung h | OS-Spannung % | OS-Ordnung h | OS-Spannung % |
| 5 | 6,0 | 3 | 5,0 | 2 | 2,0 |
| 7 | 5,0 | 9 | 1,5 | 4 | 1,0 |
| 11 | 3,5 | 15 | 0,4 | 6 | 0,5 |
| 13 | 3,0 | 21 | 0,3 | 8 | 0,5 |
| $17 \leq h \leq 49$ | $2{,}27 \cdot \frac{17}{h} - 0{,}27$ | $27 \leq h \leq 45$ | 0,2 | $10 \leq h \leq 50$ | $0{,}25 \cdot \frac{10}{h} + 0{,}25$ |

**15** Der zugehörige Verträglichkeitspegel für den $THD_U$ beträgt 8%. Die in Tabelle 5.1 angegebenen Verträglichkeitspegel gelten für nahezu unveränderliche Oberschwingungen für Zeitdauern länger als 10 Minuten. Bei kurzzeitigen Wirkungen können um den Faktor k

$$k = 1{,}3 + \frac{0{,}7}{45} \cdot (h - 5)$$

höhere Werte als in Tabelle 5.1 genannt zugelassen werden.

Bei Verträglichkeitspegeln in Industrieanlagen (Werte dazu sind in Tabelle 5.2 enthalten) muss hinsichtlich des Einsatzortes und der elektromagnetischen Umgebungsklasse unterschieden werden. Diese sind wie folgt definiert:

Klasse 1: Geschützte Versorgungen, wie z.B. bei elektrischer Ausrüstung von Laboren, bestimmte DV-Anlagen und bestimmte Schutz- und Automatisierungseinrichtungen.

Klasse 2: Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz, die Verträglichkeitspegel sind mit denen in öffentlichen Netzen identisch.

Klasse 3: Anlageninterne Anschlusspunkte, die gekennzeichnet sind, z.B. durch den Betrieb von Schweißmaschinen, häufigen Start großer Motoren, schnell schwankende Lasten oder eine überwiegend durch Stromrichter geprägte Last.

**16** Der zugehörige Verträglichkeitspegel des Gesamtverzerrungsfaktors beträgt 5% in Klasse 1, 8% in Klasse 2 und 10% in Klasse 3. Die in Tabelle 5.2 angegebenen Verträglichkeitspegel beziehen sich auch bei Industrieanlagen auf quasistationäre Vorgänge. Bei kurzzeitigen Wirkungen können für die Klasse 2 höhere Werte als in Tabelle 5.2 genannt zugelassen werden. Der zugehörige Verträglichkeitspegel für den Gesamtverzerrungsfaktor beträgt gemäß VDE 0839 Teil 2-4 dann THD = 8%, was in Bezug auf die Angaben in VDE 0839 Teil 2-2 und VDE 0839 Teil 2-12 für öffentliche Nieder- und Mittelspannungsnetze eine Inkonsistenz darstellt. Für Netze der Klassen 1 und 3 können für kurzzeitige Wirkungen die Verträglichkeitspegel nach Tabelle 5.2 um den Faktor 1,5 erhöht werden.

**17** Verträglichkeitspegel für Flicker sind nur für öffentliche Niederspannungsnetze in VDE 0839 Teil 2-2 festgelegt. Der Verträglichkeitspegel für den Kurzzeitflicker über ein 10-Minuten-Intervall beträgt $P_{st} = 1{,}0$ für den Langzeitflicker über ein 120-Minuten-Intervall, ermittelt aus 12 aufeinander folgenden Kurzzeitflickerwerten beträgt $P_{lt} = 0{,}8$. Grenzwerte für Spannungsschwankungen und Flicker finden sich aber auch in VDE 0838 Teil 3 als Festlegung für die Störaussendung bei Geräten mit einem Grundschwingungsstrom $I \leq 16$ A sowie in EVDE 0838 Teil 5 ($I > 16$ A) und VDE 0838 Teil 11 für Geräte mit Grundschwingungsstrom $I \leq 75$ A. Darin sind die Werte nach Tabelle 5.3 festgelegt.

*Tab. 5.2:* Verträglichkeitspegel für Oberschwingungsspannungen in Industrieanlagen nach DIN EN 61000-2-4 (VDE 0839 Teil 2-4)

| **Ungeradzahlige OS, keine Vielfachen von 3** | | | | **Ungeradzahlige OS, Vielfache von 3** | | | | **Geradzahlige OS** | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| OS-Ordnung h | OS-Spannung % | | | OS-Ordnung h | OS-Spannung % | | | OS-Ordnung h | OS-Spannung % | | |
| | Klasse | | | | Klasse | | | | Klasse | | |
| | 1 | 2 | 3 | | 1 | 2 | 3 | | 1 | 2 | 3 |
| 5 | 3,0 | 6,0 | 8,0 | 3 | 3,0 | 5,0 | 6,0 | 2 | 2,0 | 2,0 | 3,0 |
| 7 | 3,0 | 5,0 | 7,0 | 9 | 1,5 | 1,5 | 2,5 | 4 | 1,0 | 1,0 | 1,5 |
| 11 | 3,0 | 3,5 | 5,0 | 15 | 0,3 | 0,4 | 2,0 | 6 | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| 13 | 2,0 | 3,0 | 4,5 | 21 | 0,2 | 0,3 | 1,75 | 8 | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| $17 \leq h \leq 49$ | $2{,}27 \cdot \frac{17}{h} - 0{,}27$ | | $4{,}5 \cdot \frac{17}{h} - 0{,}5$ | $27 \leq h \leq 45$ | 0,2 | 0,2 | 1,0 | $10 \leq h \leq 50$ | $0{,}25 \cdot \frac{10}{h} + 0{,}25$ | | 1,0 |

*Tab. 5.3:* Störaussendungsgrenzwerte für Spannungsänderungen und Flicker nach VDE 0838 Teile 3, 5 und 11

| Störgröße | VDE 0838 | | Bemerkungen |
|---|---|---|---|
| | Teil 3 | Teil 5 und Teil 11 | |
| $P_{st}$ | ≤ 1 | ≤ 1* | * Messung vor und nach Anschluss einer (kritischen) Last empfohlen, bei manueller Schaltung gelten Werte für $P_{st}$ und $P_{lt}$ nicht |
| $P_{lt}$ | ≤ 0,65 | ≤ 0,65* | |
| d(t) | ≤ 3,3%* | – | * Für max. 500 ms einer Spannungsänderung |
| $d_c$ | ≤ 3,3% | ≤ 3%* | * Bei manueller Schaltung $d_c$ ∑ 4% |
| $d_{max}$ | ≤ 4% | ≤ 4% | Generell<br>Bei manueller Schaltung $d_{max}$ ∑ 5,32% |
| | ≤ 6% | | Bei manueller Schaltung oder häufiger (n > 2) Wiedereinschaltung und mit manueller Wiedereinschaltung oder mit verzögertem Anlauf |
| | ≤ 7% | | Bei manueller Schaltung oder seltener (n < 2) Wiedereinschaltung und mit manueller Wiedereinschaltung oder mit verzögertem Anlauf |

**18** Verträglichkeitspegel für Spannungsunsymmetrien sind in VDE 0839 Teil 2-2, VDE 0839 Teil 2-4 und VDE 0839 Teil 2-12 mit $k_u \leq 2\%$ für ein 10-Minuten-Intervall festgelegt. Falls der Anschluss großer, einphasiger Verbraucher in einem Netzbereich typisch ist, können Unsymmetriewerte bis 3% zugelassen werden.

**19** Die Verträglichkeitspegel für zwischenharmonische Spannungen ist nach VDE 0839 Teil 2-2 auf 0,2% der Netznominalspannung festgelegt. Da die Überlagerung von Zwischenharmonischen mehrerer Verbraucher nur bei gleicher Frequenz zu betrachten ist, eine lineare Addition sich nur bei Phasengleichheit ergibt und im praktischen Be-

trieb diese Übereinstimmungen eher zufällig sind, geht man davon aus, dass die Verträglichkeitspegel eingehalten werden, wenn die von einem Einzelgerät verursachte Spannung der Zwischenharmonischen kleiner 0,1% bleibt. Höhere Werte bis zu 0,3% für einzelne zwischenharmonische Spannungen können zugelassen werden, wenn die Flickerkriterien eingehalten werden und zu Rundsteuerfrequenzen und deren Seitenbändern ein Sicherheitsabstand von +/- 100 Hz verbleibt.

**20** Maßgeblich für die Flickerwirkung von Zwischenharmonischen ist die Schwebungsfrequenz, die Differenz der zwischenharmonischen Frequenz zur Grundfrequenz. Die Verträglichkeitspegel in Bezug auf die Flickerwirkung in Abhängigkeit von der Schwebungsfrequenz sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Die angegebenen Verträglichkeitspegel führen zu einer Kurzzeitflickerstärke $P_{st}$ = 1,0. Bei Auftreten mehrerer flickerrelevanter Zwischenharmonischen ist daher der Verträglichkeitspegel auf alle relevanten Frequenzen aufzuteilen.

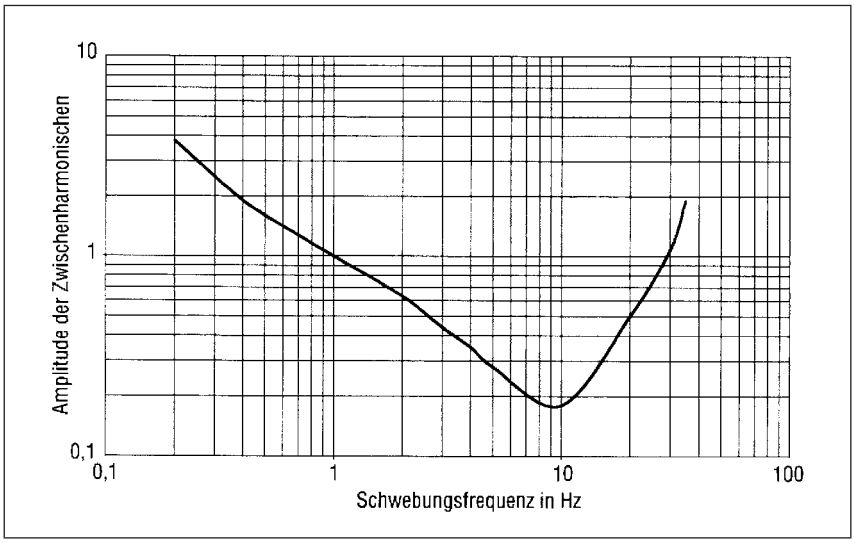



*Abb. 5.1:* Verträglichkeitspegel für flickerrelevante, zwischenharmonische Spannungen nach VDE 0839 T2-2

# 6 Störaussendungsgrenzwerte für Oberschwingungen

**21** Die zulässigen Störaussendungen von Oberschwingungserzeugern sind in den verschiedenen Teilen von VDE 0838 genormt. Diese Störaussendungen beziehen sich auf Einzelgeräte und berücksichtigen nicht das Zusammenwirken mehrerer Oberschwingungserzeuger an einem bestimmten Netzanschlusspunkt und die damit einhergehende Überlagerung der Oberschwingungsströme. Unterschieden wird hinsichtlich der Störaussendungen einmal nach der Größe des Grundschwingungsstromes, dem symmetrischen oder unsymmetrischen Anschluss und nach der Verbreitung der Geräte bzw. deren möglicher gleichzeitiger Betriebsweise, wie sie z.B. bei Geräten der Konsumelektronik gegeben ist.

**22** Störaussendungen für Geräte mit einem Eingangsstrom I ≤ 16 A, typischer Anschluss an Niederspannungsnetze, sind in VDE 0838 Teil 2 festgelegt. Beleuchtungseinrichtungen einschließlich Beleuchtungsreglern sind in der Geräteklasse C eingeordnet. Geräte mit spezieller Kurvenform des Eingangsstromes und einer Eingangsleistung P ≤ 600 W werden der Geräteklasse D zugeordnet. Symmetrische dreiphasige Geräte und Geräte, die keiner der Klassen C und D angehören, werden in Klasse A, tragbare Elektrowerkzeuge in Klasse B eingeordnet. Die Störaussendungen der Geräte nach Klasse B dürfen 150% derjenigen von Klasse A betragen. Die Störaussendungsgrenzwerte sind in Tabelle 6.1 angegeben.

**23** Störaussendungen für Geräte mit einem Eingangsstrom I > 16 A, typischerweise für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, werden in VDE 0838 Teil 4 festgelegt. Entscheidend für die zulässige Störaussendung ist das Kurzschlussverhältnis r, auch Leistungsverhältnis genannt, welches sich als Verhältnis der dreipoligen Kurschlussleistung $S''_{kV}$ am Verknüpfungspunkt V zur Geräteleistung $S_{rG}$ bzw. zur Anlagenleistung $S_A$ berechnet.

$$r = \frac{S''_{kV}}{S_{rG}} = \frac{S''_{kV}}{S_A}$$

*Tab. 6.1:* Störaussendungsgrenzwerte nach VDE 0838 Teil 2; Geräte mit Eingangsstrom ≤ 16 A

| **Klasse** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **OS-Ordnung** | **A** | **B** | **C** | **D** | |
| h | $I_h$ in A | $I_h$ in A | $I_h/I_1$ | $I_h$ in A | $I_h$ in mA/W |
| Ungeradzahlige Oberschwingungen | | | | | |
| 3 | 2,3 | 3,45 | 30 · λ | 2,3 | 3,4 |
| 5 | 1,14 | 1,71 | 10 | 1,14 | 1,9 |
| 7 | 0,77 | 1,05 | 7 | 0,77 | 1,0 |
| 9 | 0,4 | 0,6 | 5 | 0,4 | 0,5 |
| 11 | 0,33 | 0,495 | 3 | – | 0,35 |
| 13 | 0,21 | 0,315 | 3 | – | 0,296 |
| 15…39 | 0,15·15/h | 0,225·15/h | 3 | identisch mit Klasse A | 3,85/h |
| Geradzahlige Oberschwingungen | | | | | |
| 2 | 1,08 | 1,62 | 2 | – | – |
| 4 | 0,43 | 0,645 | – | – | – |
| 6 | 0,3 | 0,45 | – | – | – |
| 8…40 | 0,23·8/h | 0,345·8/h | – | – | – |

**24** In Stufe 1 bei einem Kurzschlussverhältnis r ≥ 33 können Geräte mit Störaussendungen nach Abbildung 6.1 angeschlossen werden. Bei einem Kurzschlussverhältnis kleiner 33 muss eine Einzelfallprüfung durchgeführt werden.

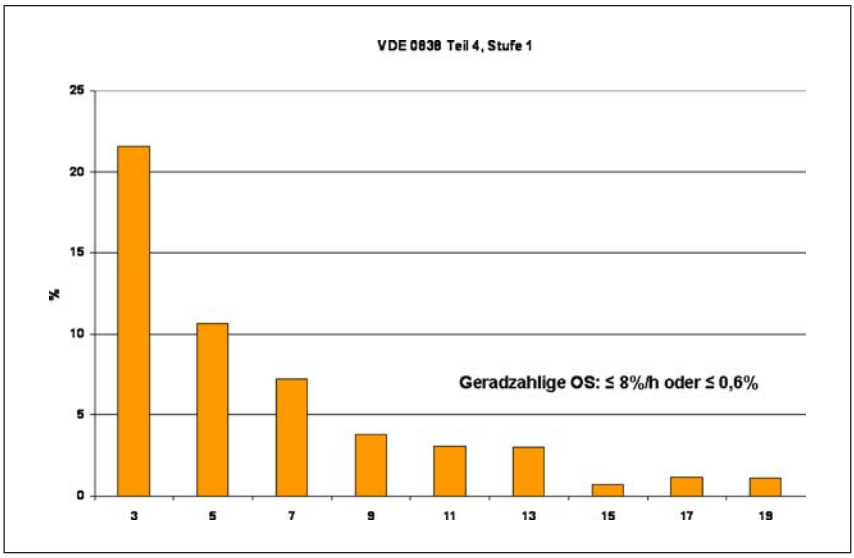



*Abb. 6.1:* Störaussendungsgrenzwerte nach VDE 0838 Teil 4, Anschluss nach Stufe 1 ($r \geq 33$) für Geräte mit Eingangsstrom > 16 A

Kann das Gerät gemäß Stufe 1 nicht angeschlossen werden, so kann unter Berücksichtigung der Geräteeigenschaften und der Netzanschlussbedingungen einem Anschluss (Stufe 2) u. U. zugestimmt werden. In Abhängigkeit vom Kurzschlussverhältnis r sind die Störaussendungen für Geräte mit einphasigem oder zweiphasigem Anschluss sowie symmetrische und unsymmetrische dreiphasige Geräte, wie in Abbildungen 6.2 und 6.3 enthalten, unterschiedlich festgelegt. **25**

Störaussendungen von Geräten mit einem Eingangsstrom größer 16 A aber kleiner als 75 A für Anschluss an das Niederspannungsnetz, die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen, sind in VDE 0838 Teil 12 genormt. Auch hier werden unterschiedliche Störaussendungsgrenzwerte je nach Gerätetyp und Kurzschlussverhältnis, wie in den Abbildungen 6.4 bis 6.6 dargestellt, festgelegt. **26**

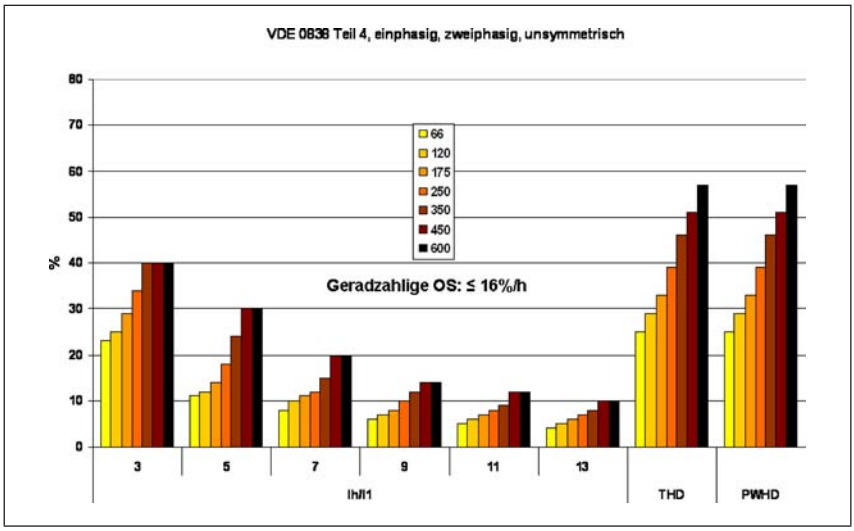



*Abb. 6.2:* Störaussendungsgrenzwerte nach VDE 0838 Teil 4 nach Stufe 2 für Geräte mit Eingangsstrom > 16 A mit einphasigem oder zweiphasigem Anschluss und für unsymmetrische dreiphasige Geräte in Abhängigkeit vom Leistungsverhältnis r

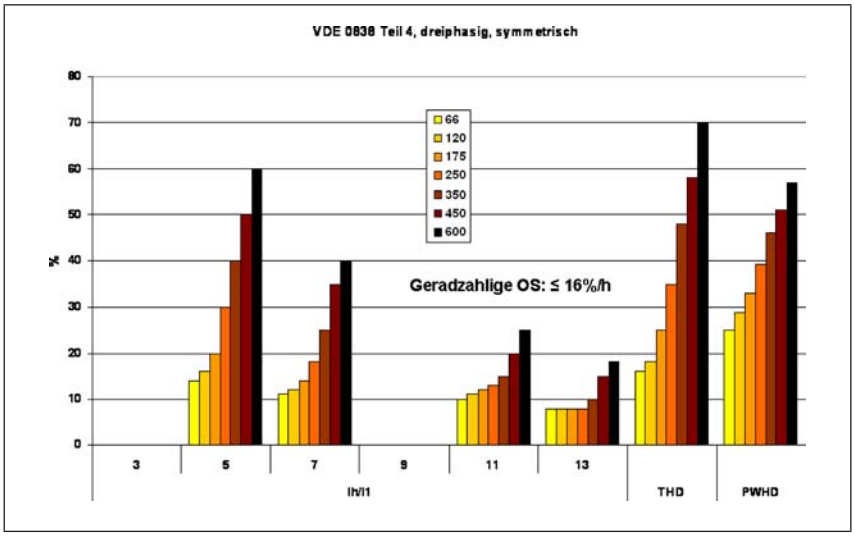



*Abb. 6.3:* Störaussendungsgrenzwerte nach VDE 0838 Teil 4 nach Stufe 2 für dreiphasige symmetrische Geräte mit Eingangsstrom > 16 A in Abhängigkeit vom Leistungsverhältnis r

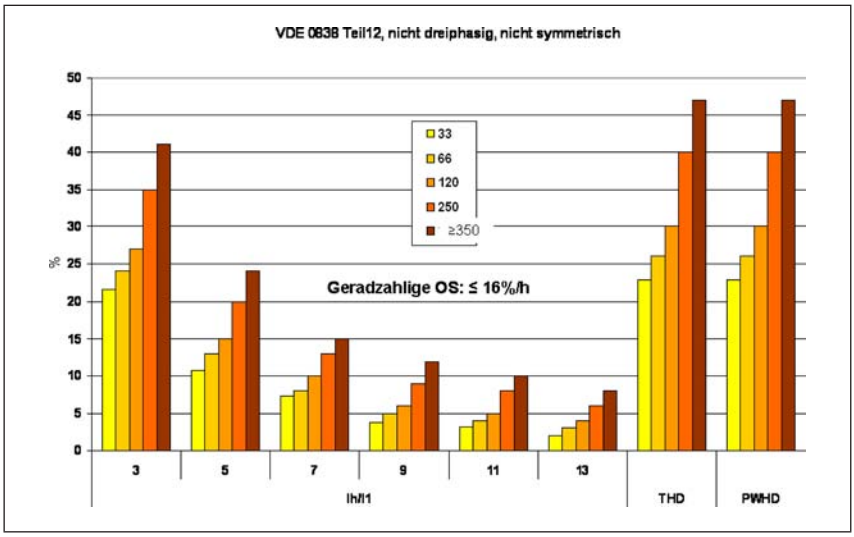



*Abb. 6.4:* Störaussendungsgrenzwerte nach VDE 0838 Teil 12 für Geräte mit Eingangsstrom < 75 A, die nicht dreiphasig symmetrisch sind in Abhängigkeit vom Leistungsverhältnis r

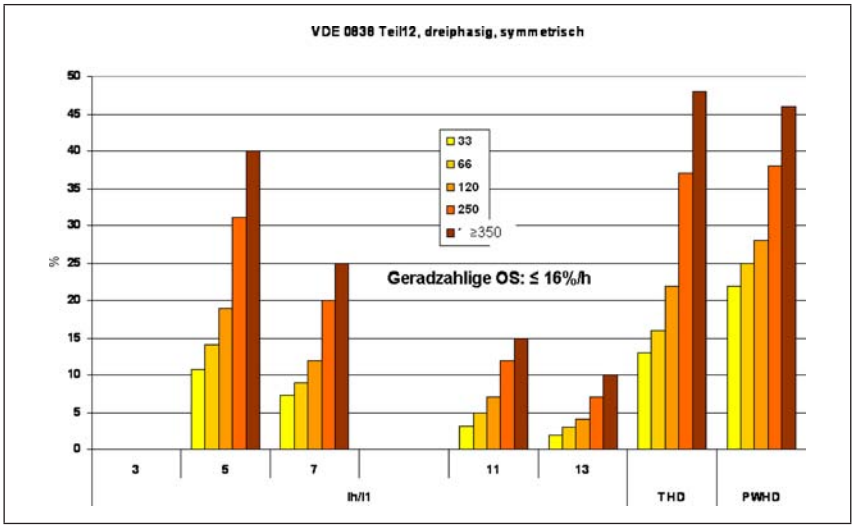



*Abb. 6.5:* Störaussendungsgrenzwerte nach DIN prEN 61000-3-12 (VDE 0838 Teil 12) für dreiphasige, symmetrische Geräte mit Eingangsstrom < 75 A in Abhängigkeit vom Leistungsverhältnis r

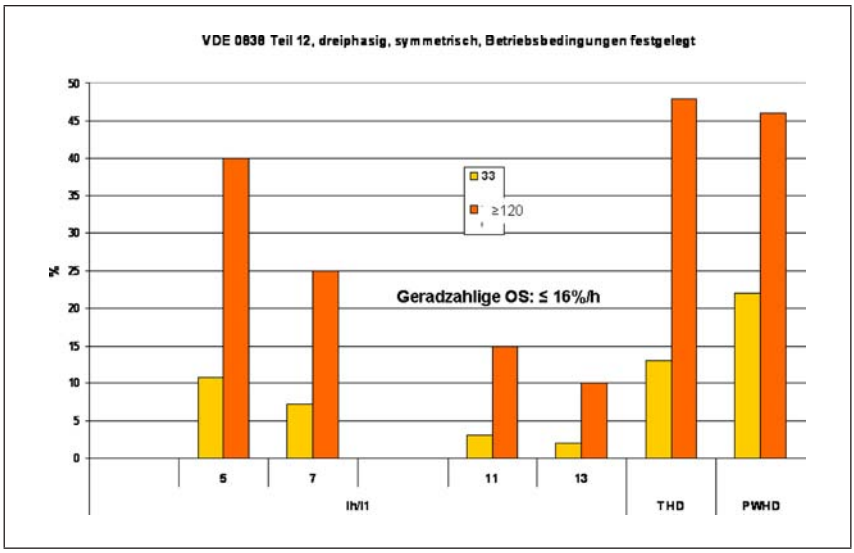



*Abb. 6.6:* Störaussendungsgrenzwerte nach VDE 0838 Teil 12 für dreiphasige, symmetrische Geräte mit Eingangsstrom < 75 A und festgelegten Betriebsbedingungen in Abhängigkeit vom Leistungsverhältnis r

**27** Die Werte nach Abbildung 6.6 können angewandt werden, wenn der Phasenwinkel der 5. Oberschwingung im Bereich zwischen 90° und 150° liegt oder keinen bevorzugten Wert im Zeitverlauf hat, also stochastisch zwischen 0° und 360° schwankt oder die Beträge der 5. und 7. Oberschwingung kleiner als 5% des Grundschwingungsstromes sind.

## 7 Literatur

[1] Schlabbach: Elektroenergieversorgung – Betriebsmittel, Netze, Kennzahlen und Auswirkungen der elektrischen Energieverteilung. 2. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, VDE-Verlag; Berlin und Offenbach, 2005