

Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie

**OPTIONEN**  
für die  
**ENERGIE**  
der  
**ZUKUNFT**

11 Vorträge der Tagung in Hannover (2003)

eingeschlossen das Symposium 'Klimaänderungen' zusammen mit dem Fachverband Umweltp Physik

Herausgeber: M. Keilhacker

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

Weitere Exemplare können bezogen werden von  
< [Martin.Keilhacker@SoftDesign.de](mailto:Martin.Keilhacker@SoftDesign.de) >  
oder über die Geschäftsstelle der DPG  
< [dpg@dpg-physik.de](mailto:dpg@dpg-physik.de) >

## INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	3		
Klaus Heinloth Energie: Optionen für die Zukunft	5	Wolfgang Feist Energieeffizienz bei Gebäuden – dargestellt am Beispiel Passivhaus	173
Robert Pitz-Paal, Bernhard Hoffschmidt Ziele bei der Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken	17	Gerhard Kirchner Haustechniksystem AEREX für Passivhäuser – Technik und Erfahrungen	197
Karl Lackner Planung und Aufgaben des nächsten Schrittes in der Fusionsforschung: ITER	37	Hartmut Graßl Klimawandel und neue Wetterextreme	209
Peter-W. Phlippen, K. Kugeler Der Hochtemperaturreaktor – Sicherheitseigenschaften und laufende Projekte	57	Stefan Rahmstorf Aus der Klimageschichte lernen (Abstract)	221
Marco K. Koch, Tim Büscher, Hermann Unger Sicherheitskonzepte fortgeschrittener Leichtwasserreaktorentwicklungen	81	Martin Heimann Der Kohlenstoffkreislauf: Eine interaktive Komponente des globalen Klimasystems (Abstract)	222
Eike Gelfort Drei Generationen von Kernkraftwerken	101	Johann Feichter Anthropogenes Aerosol: Kleinste Partikel mit großer Wirkung auf Klima und hydrologischen Kreislauf (Abstract)	223
Axel Michaelowa Reicht das Kyoto-Protokoll als Bollwerk gegen die anthropogene Klimaveränderung aus?	117	Hans von Storch, Nico Stehr Anpassung und Vermeidung – wie geht der Mensch mit der anthropogenen Klimaänderung um? (Abstract)	224
Stephan Richter, Thomas Hamacher Die integrale Methode URBS zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme	133	Anschriften der Vortragenden und des Herausgebers	225
		Liste der Vorträge 1996 – 2002	229

## VORWORT

Der Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft setzt sich seit vielen Jahren mit den physikalischen und technischen, aber auch den wirtschaftlichen und politischen Aspekten der Erzeugung und Nutzung von Energie auseinander. Bei den großen Frühjahrstagungen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft tritt er jeweils mit einer Reihe von energiespezifischen Vorträgen in Erscheinung, die anschließend in einem Sammelband veröffentlicht werden. Der vorliegende Band umfasst einen Plenar- und 9 Hauptvorträge zum Thema Energie, die auf der Frühjahrstagung 2003 in Hannover gehalten wurden. Außerdem enthält er den einleitenden Plenarvortrag und die Zusammenfassungen der 4 Hauptvorträge des Symposiums „Ursachen und Folgen von Klimaänderungen“, das gemeinsam vom Arbeitskreis Energie und dem Fachverband Umwelphysik veranstaltet wurde.

Der Sammelband wird mit dem Plenarvortrag von Klaus Heinloth eingeleitet, in dem er die verschiedenen Optionen zur Deckung des künftigen Energiebedarfs darlegt und miteinander vergleicht. Er kommt dabei zu dem Schluss, dass die umweltschonende Deckung des Weltenergiebedarfs durch erneuerbare Energien wegen ihrer relativ geringen Energiedichte und ihrer zeitlich fluktuierenden und beschränkten Verfügbarkeit immer um einen Faktor 2 bis 3 teurer sein wird als die Energieversorgung mittels fossiler Brennstoffe und es deshalb zu ihrer Einführung weltweiter politischer Rahmenvorgaben bedarf. Im übrigen betont er, dass für die Entwicklung neuer, kostengünstiger Energietechnologien wirkliche „Quantensprünge“ notwendig sind, die nur durch Spitzenforschung in interdisziplinärer Zusammenarbeit erzielt werden können.

Die übrigen Vorträge folgen in der Reihenfolge, in der sie bei der Tagung in den vier, jeweils einem bestimmten Thema gewidmeten Fachsitzungen dargeboten wurden. – Zum Thema „*Alternative Energien*“ behandeln Robert Pitz-Paal und Bernhard Hoffschmidt die Entwicklungsziele solarthermischer Kraftwerke. Sie betonen die Notwendigkeit thermischer Energiespeicher zur Kostensenkung und schlagen Quarzsand als kostengünstiges Speichermedium vor. Der zweite Vortrag über Wasserstoff als Energieträger einer nachhaltigen Energiewirtschaft musste leider wegen Erkrankung des Vortragenden ausfallen. – Zum Thema „*Kernenergien*“ informiert zunächst Karl Lackner über den geplanten International Thermonuclear Experimental Reactor ITER und legt dar, dass die Erfahrungen an ITER zusammen mit einem entsprechenden Material-Entwicklungsprogramm ausreichen sollten, um ein Prototypkraftwerk zu bauen, das Ende der 30er Jahre erstmals Strom ins Netz einspeisen könnte. Drei Vorträge befassen sich dann mit der Sicherheit von Kernkraftwerken: Peter Phlippen behandelt die technischen und physikalischen Gründe für die guten Sicherheitseigenschaften des Hochtemperaturreaktors (HTR) und stellt neue HTR-Projekte in Südafrika und China vor, Marco Koch gibt einen Überblick über die Sicherheitskonzepte fortgeschrittener Leichtwasser-Reaktorentwicklungen und Eike Gelfort gibt einen ausführlichen Bericht über die erste und zweite Generation von Kernkraftwerken und die sich daraus ergebenden Sicherheitsan-

forderungen für eine in Planung befindliche dritte Generation. – Unter der Rubrik „*Politik und Energiewirtschaft*“ befasst sich zunächst Axel Michaelowa mit der Frage, ob das Kioto-Protokoll gegen die anthropogene Klimaänderung ausreicht. Der zweite Vortrag von Helmuth Groscurth über erste europäische Erfahrungen mit dem Handel von grünen Zertifikaten liegt leider nicht schriftlich vor. Schließlich stellt Stephan Richter ein integrales Rechenmodell zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme vor und beschreibt als Beispiel eine erste Anwendung dieser Methode auf das Energiesystem der Stadt Augsburg. – Schließlich gibt es zum Thema „*Energieeffizienz*“ zwei Beiträge von Wolfgang Feist und Gerhard Kirchner, die sich mit dem Energieeinsparpotential im Wohnungsbau beschäftigten und ausführlich über Erfahrungen mit sogenannten Passivhäusern berichten.

Die Beiträge des Symposiums „*Ursachen und Folgen von Klimaänderungen*“ beginnen mit dem Plenarvortrag von Hartmut Graßl über „Klimawandel und Wetterextreme“, in dem er nach einer Darstellung beobachteter Klimavariabilität, deren Trends und hochgerechneter Veränderung, Hinweise für einen verbesserten Schutz vor Wetterextremen gibt, die lokale Anpassen und globale Abwehr vereinigen. Von den vier Hauptvorträgen finden sich hier leider nur die Zusammenfassungen: Stefan Rahmstorf „Aus der Klimageschichte lernen“, Martin Heimann „Der Kohlenstoffkreislauf: Eine interaktive Komponente des globalen Klimasystems“, Johann Feichter „Anthropogenes Aerosol: Kleinste Partikel mit großer Wirkung auf Klima und hydrologischen Kreislauf“ und Hans von Storch „Anpassung und Vermeidung – wie gehen wir mit der Erwartung einer anthropogenen Klimaänderung um?“.

Wenn auch in den einzelnen Tagungsbänden jeweils nur bestimmte Aspekte des Energieproblems behandelt werden, so stellen die Tagungsbände doch in ihrer Gesamtheit eine vielseitige und umfassende Informationsquelle zu den Energiefragen unserer Zeit dar. Im Anhang sind deshalb alle Vorträge der Jahre 1996 – 2002 zusammengestellt.

Zum Schluss möchte ich, auch im Namen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, allen vom Arbeitskreis Energie eingeladenen Rednern sehr herzlich für ihre interessanten Vorträge und die zusätzliche Mühe, diese auch in schriftlicher Form zugänglich zu machen, danken. Mein ganz besonderer persönlicher Dank gilt Frau Barbara Blum für die technische und künstlerische Gestaltung dieses Bandes.

Martin Keilhacker (München)

**ENERGIE: OPTIONEN FÜR DIE ZUKUNFT**

**Klaus Heinloth**  
 Physikalisches Institut  
 Universität Bonn

**1. Einleitung:**

**Erste Frage: Wie viel Energie, welcher Art, wozu, brauchen wir heute?**

Antwort in Bild 1:

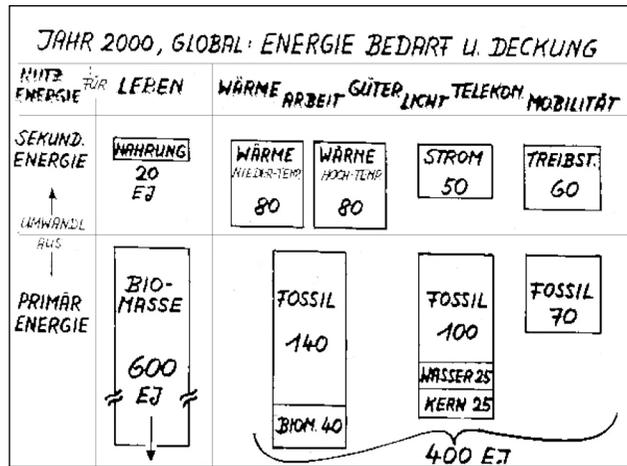


Bild 1

Was wir wirklich brauchen ist Nutzenergie, zum einen, um leben zu können, zum anderen, um unser Leben gestalten zu können. Diese Nutzenergie entnehmen wir den uns zugeführten Sekundärenergien: Die weltweit jährlich 20 Exajoule (EJ) an Nahrung für die derzeit 6 Milliarden Menschen auf der Erde, die sog. Verzehrkalorien, sind wenig im Vergleich zu den insgesamt ca. 270 EJ in Form von Wärme, Strom und Treibstoffen. Betrachten wir jedoch die zur Erzeugung von Sekundärenergien benötigten Mengen an Primärenergien, so kehrt sich das Verhältnis um: Für die 20 EJ an Verzehrkalorien verbrauchen wir mindestens ca. 600 EJ an jährlich nachwachsender Biomasse, etwa 2 Drittel aller auf der grünen Erde außerhalb der Wälder wachsenden Pflanzen. Das ist weit mehr als die insgesamt ca. 400 EJ an Primärenergie für die Bereitstellung von Wärme, Strom und Treibstoffen, davon der Löwenanteil aus den fossilen Energieträgern Kohle, Erdöl und Erdgas.

**Zweite Frage: Wieviel Energie werden wir künftig brauchen, und woher werden wir diese Energie nehmen können?**

Antwort in Bild 2:

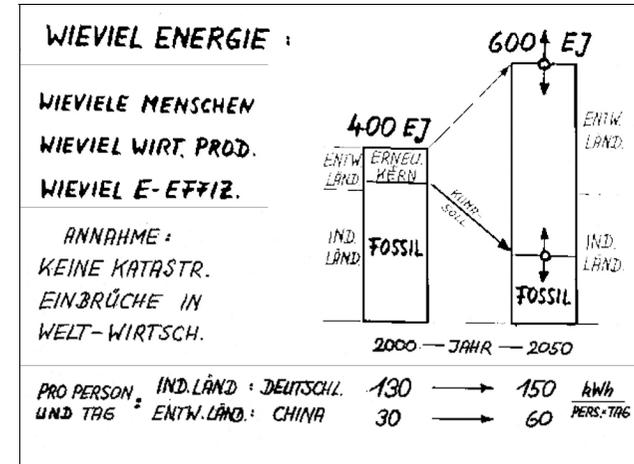


Bild 2

Weltweit, nicht zuletzt bedingt durch den Anstieg der Weltbevölkerung von derzeit ca. 6 Milliarden Menschen auf etwa 8 bis 9 Milliarden Menschen bis zur Mitte dieses Jahrhunderts, wird der Bedarf an Primärenergie noch spürbar zunehmen. Andererseits soll zum Schutz, zum Erhalt des heute sehr lebensförderlichen Klimas in unserem „Treibhaus Erde“ bis zur Mitte dieses Jahrhunderts die weltweite Verbrennung der fossilen Energieträger, Kohle, Erdöl und Erdgas, im weltweiten Mittel auf höchstens die Hälfte des derzeitigen Verbrauchs reduziert werden. Dies vor Augen stellt sich die Frage, welche Optionen wir für eine künftig umweltschonende Deckung des weltweiten Energiebedarfs haben.

**2. Optionen zur Deckung des künftigen Energiebedarfs**

Dazu eine Vorbemerkung über wirklich neue Optionen:

Wir haben heute die Möglichkeit, mittels mathematischer Algorithmen und leistungsfähiger Rechner künstliche Materialien aller Art zu simulieren, zu modellieren, zu optimieren, um sie dann im Labor, später in der Fertigung zu realisieren, dies fußend auf der heute möglichen Messung der Nanostrukturen diverser Materialien, speziell ihres Verhaltens unter Belastungen jeglicher Art. Damit haben wir die Möglichkeit, den vieldimensionalen Raum der Materialien und der Materialeigenschaften beträchtlich zu erweitern über den Raum hinaus, wie er heute hauptsächlich von natürlichen Materialien und deren Eigenschaften aufgespannt wird, zum

großen Teil von der Natur entlang der Nahrungskettenpfade der Organismen, Lebewesen im Verlauf langer Zeiträume optimiert.

ENERGIE - OPTIONEN		
STROM	WÄRMETURBINEN	MATERIAL PHYSIK
	WASSER-WIND-SONNE-RICH.	NEUE MAT. DESIGN AM RECHNER
	WASSER-WIND-SONNE-RICH.	
	KERNSPALT. U. KERNFUSION	
WÄRME	SONNE U. ERDE	BAU-PHYSIK
	KOLLEKT. + W-PUMP. + W-SPEICH.	
VERKEHR	SCHIENE: ICE, TRANSRAPID	PHYS. CHEM
	STRASSE: <sup>OTTO</sup> DIESEL HYBRID, B2-E-MOT.	
	TREIBST. METHANOL	KATALYS. DESIGN AM RECHNER
	WASSERSTOFF	

Bild 3: Übersicht der Optionen für Bereitstellung von Strom, Wärme und Antriebsenergien im Verkehr

Eine Übersicht der Optionen für Bereitstellung von Strom, Wärme und Antriebsenergien im Verkehr ist in Bild 3 skizziert, dies mit Hinweisen auf die tangierte Physik und die Entwicklung neuer Materialien.

3.1 Optionen zur innovativen Bereitstellung von Strom (Bilder 4 bis 10):

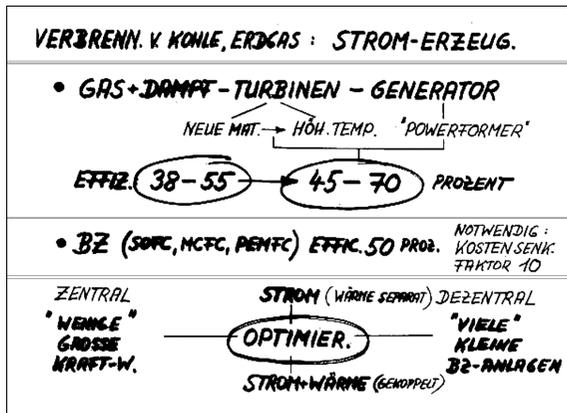


Bild 4: Bereitstellung von Strom mittels heißer und kalter Verbrennung von Kohle und Erdgas

In Bild 4 wird die Bereitstellung von Strom mittels heißer und kalter Verbrennung von Kohle und Erdgas skizziert, daraus ersichtlich ist die Notwendigkeit zu optimieren,

- zum einen zwischen zentraler und dezentraler Stromerzeugung
- zum anderen zwischen höchst effizienter getrennter Bereitstellung von Strom und Heizwärme und weniger effizienter Kraft-Wärme-Kopplung

um insgesamt über ein ausreichend großes Gebiet, z. B. Deutschland, den Gesamtverbrauch an fossiler Primärenergie zu minimieren.

3.2 Optionen für Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien Sonnenlicht, Wind- und Wasser-“kraft“ (Bilder 5 bis 8)

Hauptthemmen für eine ergiebige Deckung unseres mehr oder minder kontinuierlichen Strombedarfs aus erneuerbaren Energien sind die starken zeitlichen Schwankungen der Sonneneinstrahlung, die sich auch auf die Verfügbarkeit von Wind- und Wasserkraft fortplantzt.

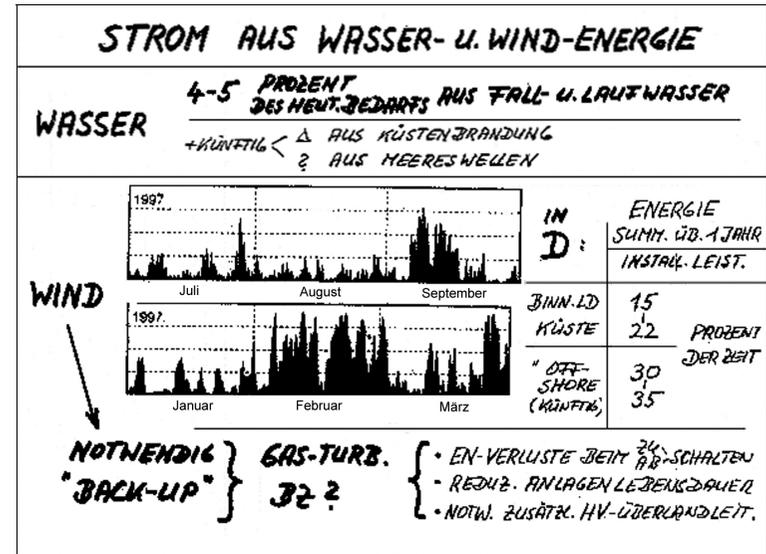


Bild 5: Stromerzeugung aus Wasser- und Windenergie

In Bild 6 ist ein Weg zur kontinuierlichen Bereitstellung von Strom mittels Photovoltaik (PV) und Batterie-Stromspeicher skizziert, dies in Form eines Gedankenspiels: Man stelle sich vor, der interne photoelektrische Effekt, die direkte Wandlung von Licht zu Strom, wäre erst kürzlich entdeckt worden. Daraufhin die Aufforderung des Chefs eines Elektrokonzerns an einen jungen Wissenschaftler, eine kurze Expertise zu erstellen, wieweit eine technische Nutzung dieses neu erkannten Effekts zu einem einträglichen Produkt für den Konzern führen könnte. Der junge Wissenschaftler bedenkt

- die fluktuierende Lichteinstrahlung, daraus die Notwendigkeit einer Stromspeicherung
- die gesamte jährliche Lichteinstrahlung pro Fläche, daraus die Ergiebigkeit von z. B. 150 kWh Strom/m<sup>2</sup> Jahr einer PV-Anlage
- ein Strompreislimit von z. B. 10 Cent/kWh, darauf fußend eine Obergrenze der Herstellungskosten für PV-Anlage + Batteriespeicher

und er kommt zu dem Ergebnis, dass das gedachte System einer PV-Anlage mit Baukosten von 50 €/m<sup>3</sup> (0,3 €/Peak-Watt-Leistung) und eines Batteriespeichers mit 1 kWh/kg Speicherkapazität und mit Baukosten von 5 €/kg Batteriespeicher vielleicht realisiert werden könnte.

In der Tat erscheint dies im Licht heute möglicher Methoden der computergestützten Modellierung neuer Materialien mit optimalen Eigenschaften, hier für PV und Batterien, in vielleicht erreichbare Nähe zu rücken.

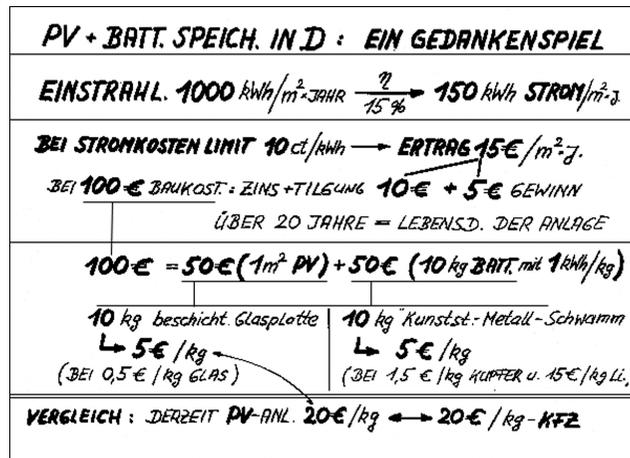


Bild 6: Weg zur kontinuierlichen Bereitstellung von Strom mittels Photovoltaik (PV) und Batterie-Stromspeicher

Weitere Möglichkeiten kontinuierlicher „Solar“-Stromerzeugung:

In Bild 7 werden solarthermische Kraftwerke, in Bild 8 Aufwind-Solarwärme-Kraftwerke skizziert.

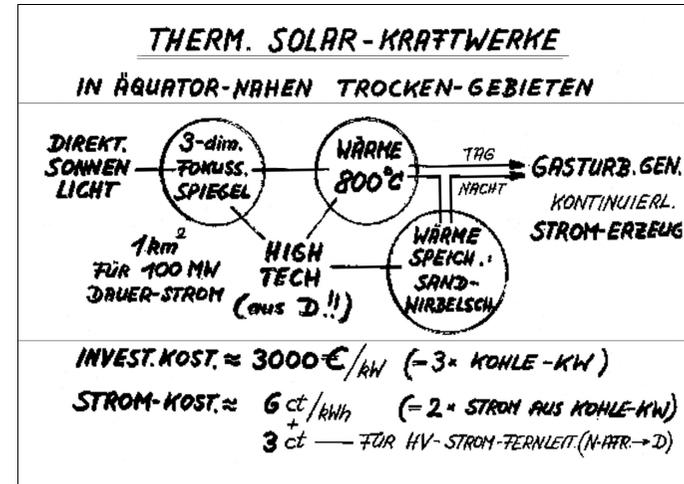


Bild 7: Solarthermische Kraftwerke

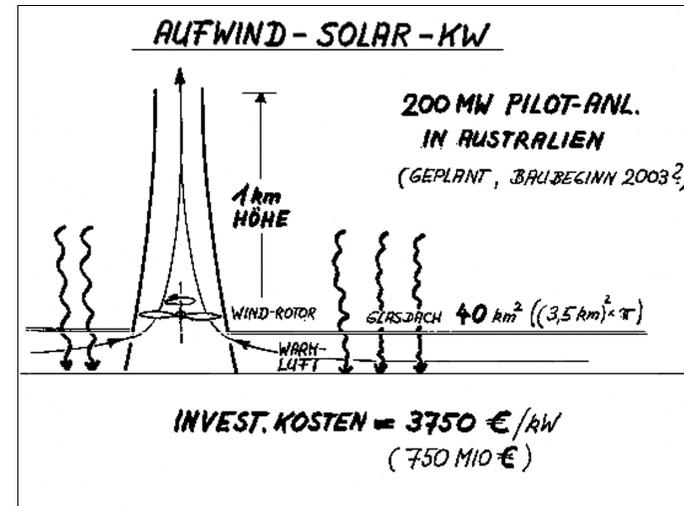


Bild 8: Aufwind-Solarwärme-Kraftwerke

### 3.3 Optionen für Stromerzeugung mittels Freisetzung von Atomkern-Bindungsenergie

#### 3.3.1 Kernspaltung:

Derzeit werden weltweit mit 440 Kernkraftwerken in 32 Ländern ca. 17 Prozent des weltweiten Strombedarfs gedeckt (etwa genau soviel wie mit Wasserkraftwerken). In Bild 9 sind die derzeit verfolgten Optionen für die weitere Entwicklung der Kernspaltungskraftwerke skizziert.

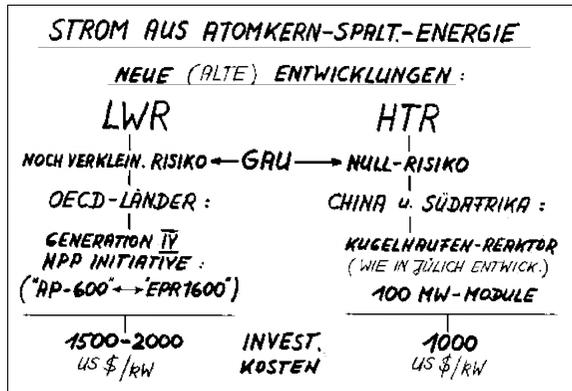


Bild 9: Derzeit verfolgte Optionen für die weitere Entwicklung der Kernspaltungskraftwerke

#### 3.3.2 Kernfusion:

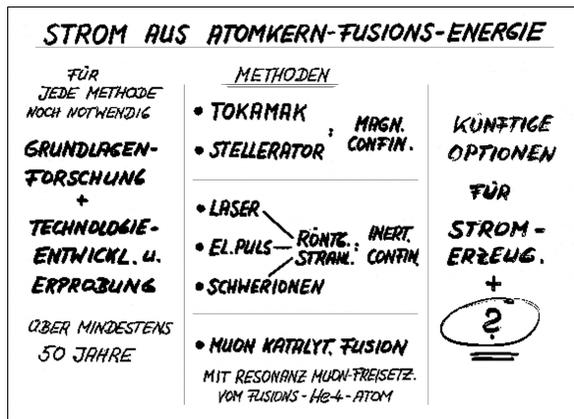


Bild 10: Optionen für eine künftige Stromerzeugung mittels Fusion

In Bild 10 sind die Optionen für eine künftige Stromerzeugung mittels Fusion von Wasserstoffisotopen, Deuterium und Tritium zu Helium in Kernfusionskraftwerken skizziert, wie sie derzeit weltweit erforscht und entwickelt werden.

#### 3.4 Optionen zur Bereitstellung von Heizwärme (Bild 11):

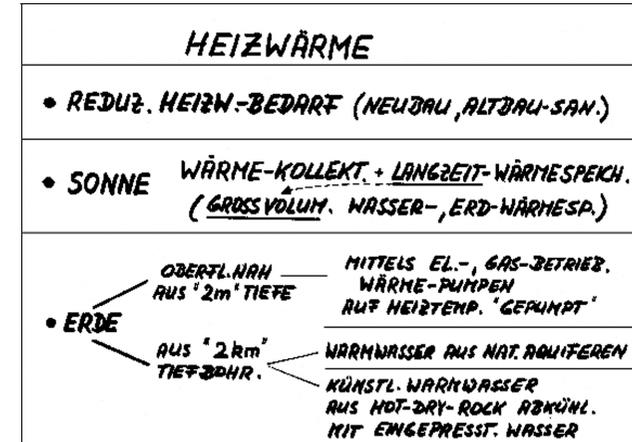


Bild 11: Optionen zur Bereitstellung von Heizwärme

#### 3.5 Optionen für Innovationen im Straßenverkehr (Bild 12):

STRASSEN-VERKEHR	ZIELVORSTELLUNG
• OTTO-, DIESEL-VERBRENN. MOTOR	'8e → '4e / 100km
• OTTO-, DIESEL-MOT. → GENERATOR → EL. MOTOR BATTERIE HYBRID-ANTRIEB	'8e → '4e / 100km "ZERO-EMISSION" IM STADTBEREICH
• BRENNSTOFFZELLEN - EL. MOTOR (PEMFC, DMFC)	"ZERO-EMISSION" (MIT INNOV. TREIBSTOFF) NOCH NOTWENDIG: KOSTEN-SENK. FAKT. 100
• BATT. SPEICHER → EL. MOTOR	BATT-SPEICH. 1kWh/kg (LANGLEB., BILLIG, SCHNELL LADBAR)

Bild 12: Entwicklungen auf dem Antriebssektor

In Bild 13 sind Entwicklungen auf dem Treibstoffsektor skizziert: Die Gewinnung von Wasserstoff mittels Elektrolyse würde selbst bei Verfügbarkeit von billigem Strom zumindest einen sehr hohen (zusätzlichen) Bedarf an Strom verursachen: Zur Gewinnung einer Menge von Wasserstoff, dem Brennwert des derzeitigen Verbrauchs an Treibstoffen entsprechend, würde eine Menge an Strom doppelt so hoch wie der derzeitige gesamte Stromverbrauch benötigt werden. (Dieser Vergleich gilt für Deutschland als auch weltweit.) Alternativ könnte eine kostengünstige Gewinnung von Wasserstoff über thermisch-, photochemisch-, photobiologisch-katalytischer Wasserspaltung bei künftiger Verfügbarkeit geeigneter, optimierter Katalysatoren möglich werden.

Eine Bereitstellung von Bio-Treibstoffen, einer Menge dem Brennwert des derzeitigen Verbrauchs an Treibstoffen entsprechend, würde landwirtschaftliche Anbauflächen mit folgendem Ausmaß erfordern

- für Deutschland eine Fläche der gesamten Fläche Deutschlands entsprechend
- weltweit eine Fläche von ca. 400 Millionen ha, etwa 1 Drittel der weltweiten landwirtschaftlichen Anbauflächen entsprechend.

INNOVATIVE TREIBSTOFFE		
ZUM VERGLEICH: [BENZIN/DIESEL AUS ERDÖL]	HERSTELL. KOSTEN € / LITER BENZIN-ÄQUIV. <b>0.2</b> ↔ 25 US.\$ / bbl	PROBL.: KLIMA- WANDEL
WASSERSTOFF	<b>1 bis 3</b> STROM 3ct — 10ct/kWh	ELEKTROLYT.
	GROSSENDRN. <b>3</b> → <b>1</b>	(SOLAR-)THERM. 1000°C → 100°C WASSER-SPALT. KATALYT.
	' <b>3</b> → <b>1</b>	PHOTO-CHEM. PHOTO-BIOL.
+ NEUE IDEEN FÜR H <sub>2</sub> INFRASTR. + SPEICH. IM KFZ		
BIO-TREIBST.: METHANOL	<b>0.5 bis 1</b>	PROBL.: 'FOOD OR FUEL' NOTW.: REKULTIVIER. GROSSER ANBAUFL.

Bild 13: Entwicklungen auf dem Treibstoffsektor

#### 4. Schlussfolgerungen

##### 4.1 Zu Energiewirtschaft und Energiepolitik:

Die Kosten für eine umweltschonende Bereitstellung von Strom, Wärme und Treibstoffen mittels erneuerbarer Energien wird nicht zuletzt wegen der relativ zu fossilen Energieträgern geringen Energiedichte und wegen der zeitlich fluktuierenden und beschränkten Verfügbarkeit immer um etwa einen Faktor 2 bis 3 teurer sein als die entsprechende Bereitstellung der gleichen Menge benötigter Energien unter Nutzung fossiler Energieträger auf deren heute zumindest vordergründig billigen Kostenniveau, also ohne Berücksichtigung externer Kosten z. B. für Reparatur bzw. Verminderung von Klimaschäden. Es bedarf weltweit politischer Rahmenvorgaben für eine umweltschonende Energienutzung, innerhalb welcher dann auch erneuerbare Energien voll zur Geltung kommen können.

##### 4.2 Zu Energieforschung und -entwicklung:



Bild 14

Wie in Bild 14 skizziert, bedarf es neben der heute praktizierten Energieforschung und -entwicklung, die sicher zu stetigen, graduellen Verbesserungen führen wird, für eine Entwicklung neuer, kostengünstiger Energietechnologien wirklicher „Quantensprünge“, die wohl nur durch Spitzenforschung in interdisziplinärer Zusammenarbeit erzielt werden können.



## ZIELE BEI DER ENTWICKLUNG VON SOLARTHERMISCHEN KRAFTWERKEN

**Robert Pitz-Paal, Bernhard Hoffschmidt**  
DLR, Institut für Technische Thermodynamik,  
Solarforschung, Köln

### Abstract

Seit Mitte der achtziger Jahre werden solarthermische Kraftwerke zur kommerziellen Stromerzeugung in Kalifornien (USA) erfolgreich eingesetzt und stellen derzeit die einzige Option dar, solaren Strom großtechnisch zu erzeugen. Die zwischenzeitlich durch Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte erzielten technologischen Fortschritte bilden heute die Basis für kostengünstigere Kraftwerksprojekte, für die insbesondere durch nationale Einspeisegesetze und die Weltbank Fördermittel bereit gestellt werden. Um mittelfristig den Zuschussbedarf zu senken und Märkte zu erschließen, bedarf es weiterer Forschung und Entwicklung.

Wichtigstes mittelfristiges Forschungsziel ist es, die Stromgestehungskosten dieser Technologie von heute 12-18 Cents/kWh auf unter 6 Cents/kWh zu senken. Langfristiges Ziel ist es, nicht nur effektiv und kostengünstig Strom bereitzustellen, sondern die Solarenergie über solarchemische Verfahren zu speichern, und so örtlich und zeitlich flexibel einsetzbar zu machen.

In kommerziellen Solarkraftwerken werden heutzutage Parabolrinnenkollektoren verwendet, in denen ein Thermoöl bis zur Einsatzgrenze von 390°C aufgeheizt wird. Dies begrenzt die möglichen Dampfzustände und Wirkungsgrade im nachgeschalteten Dampfkraftwerk. Wichtigster Ansatz zur Kostensenkung ist daher die Erhöhung der Austrittstemperaturen der konzentrierenden Solarsysteme. Damit könnte mit weniger Kollektorfläche die gleiche elektrische Energie erzeugt und so die Kosten des Systems signifikant gesenkt werden. Untersuchungen zeigen, dass die konzentrierenden Solarsysteme ohne signifikante Wirkungsgradeinbußen wesentlich höhere Temperaturen erzielen können, wenn sie mit anderen Wärmeträgern betrieben werden.

Ein anderer wichtiger Ansatz zur Senkung der Stromerzeugungskosten ist die Verwendung von thermischen Energiespeichern. Sie erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, verbessern das Betriebsverhalten und bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerkblocks. Effiziente Energiespeicher mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten sind daher für eine erfolgreiche Positionierung der solaren Kraftwerkstechnologie zwingend notwendig.

Der Beitrag gibt eine Übersicht über die verwendeten technologischen Ansätze, die bei Parabolrinnen und Solarturmkraftwerken verfolgt werden und zeigt neuste Ergebnisse dieser Entwicklungsarbeiten.

### 1. Stand der Technik und Marktsituation

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit haben solarthermische Kraftwerke zumindest im Sonnengürtel der Erde eine gute Perspektive mittelfristig erheblich zur nachhaltigen Energieversorgung beizutragen [1], da sie auf der einen Seite über ein riesiges Flächenpotential verfügen, das mit keiner alternativen Nutzung konkurriert, auf der anderen aufgrund ihres Kostensenkungspotentials in einem überschaubaren Zeitraum wirtschaftlich konkurrenzfähig zu fossilen Alternativen sein könnten. Die für diese Technologie optimale Einheitsgröße in der Größenordnung von 100 MW stellt zwar einerseits ein Markteinführungsproblem dar, weil unmittelbar gegen mittlere Blöcke auf fossiler Brennstoffbasis konkurriert werden muss, andererseits sind diese Technologien zumeist hybridisierbar, weil der solar erzeugte Dampf auf relativ einfache Weise mit fossil erzeugtem Dampf kombiniert werden kann. Auf diese Weise lassen sich vergleichsweise risikoarme Markteinführungsszenarien entwickeln, bei denen zunächst geringe Anteile am Gesamtbrennstoffeinsatz durch Solarenergie substituiert werden. Die Möglichkeit über thermische Energiespeicher die Kapazität zu erhöhen und die Kraftwerke auch ohne fossilen Brennstoff bedarfsorientiert zu fahren, ist eine Voraussetzung, um signifikante Anteile an der Gesamtstromversorgung eines Landes durch diese Technik zu gewährleisten. Wo konzentrierende Solarthermie anwendbar ist, gibt es zumeist keine Konkurrenz von Wasserkraft oder Biomasse; Windenergie wird wohl immer mit Priorität genutzt werden, wenn die Windverhältnisse entsprechend gut sind und die Netze ausreichende Stabilität bieten. Photovoltaik wird zwar den Strombezug aus dem Netz entlasten, wenn sie für den Anwender billig genug angeboten wird; ob das allerdings energiewirtschaftlich wesentlich sein wird, hängt von Erfolgen bei der Kostensenkung ab, die heute noch nicht in Sicht sind.

Für viele Gegenden der Welt sind solarthermische Kraftwerke daher die einzige Option, Strom in großen Mengen CO<sub>2</sub>-frei erzeugen zu können – und das zu Kosten, die zur Zeit mit technologiepolitisch gerechtfertigter Anschubfinanzierung zu bewältigen sein sollten. So schätzen es einige Länder des Sonnengürtels und insbesondere die Weltbank ein, die die notwendigen Zuschüsse für eine Reihe von Projekten ausgelobt hat. Von den EU-Staaten hat sich Spanien Anfang August 2002 entschieden, eine Prämie von 12 Cent für jede solarthermisch erzeugte kWh zu gewähren, die auf den mittleren Strompreis von etwa 3,9 Cent/kWh aufgeschlagen wird.

Heute drängen drei unterschiedliche Technologien in diesen Initialmarkt der netzgekoppelten Stromerzeugung: die Parabolrinnensysteme (Abb. 1), die amerikanische Salzturmtechnologie (Abb. 2) und die Turmkraftwerke mit Luftrezeivertechnik (Abb. 3) [2,3,4].



Abb. 1: Aufnahme der Parabolrinnenkraftwerke vom Typ SEGS in Kalifornien, USA (Quelle: Kramer Junction Operating Company)



Abb. 2: 10 MW Demonstrationsanlage („Solar Two“) des amerikanischen Salzturmkonzepts in Barstow, Kalifornien (Quelle: Sandia National Laboratories)

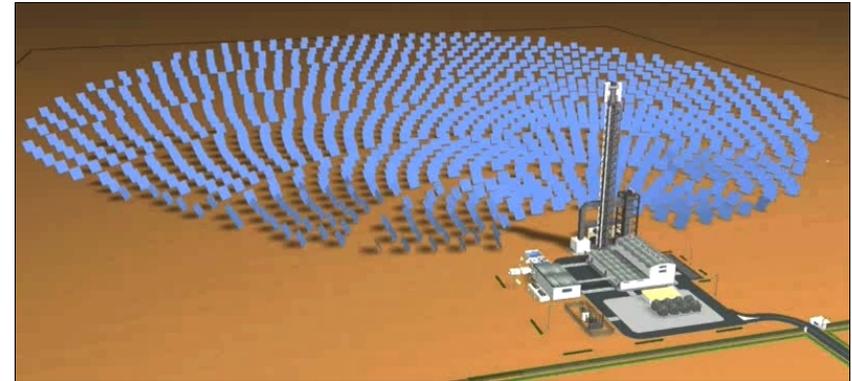


Abb. 3: Photoanimation des geplanten 10 MW Solarturmkraftwerks „PS10“ mit atmosphärischem Luftreceiver, geplant in der Nähe von Sevilla, Spanien (Quelle: Solucar)

Der erfolgreiche kommerzielle Einsatz der Parabolrinnen in den kalifornischen Kraftwerken und mehr als hundert Kraftwerksjahre akkumulierte Betriebserfahrung schaffen bei den Investoren das Vertrauen, unter den geschilderten Randbedingungen in die Technologie in großem Stil zu investieren. Die geplante erste Anlage in Spanien hat ein Investitionsvolumen von etwa 200 Mio €. Bei 50 MW elektrischer Nennleistung hat sie mit fast 550.000 m<sup>2</sup> ein deutlich größeres Kollektorfeld als z.B. das 80 MW Kraftwerk SEGS VIII. Die damit eingesammelte Wärmenergie der Sonne wird zum Teil in einem thermischen Energiespeicher mit 9 h Vollastkapazität abgelegt und sorgt dafür, dass das Kraftwerk nach Sonnenuntergang weiterläuft.

Dieses Konzept stellt das wirtschaftliche Optimum unter den spanischen Randbedingungen dar. Dieses Design und eine Reihe von technischen Verbesserungen am Kollektor und bei Betrieb und Wartung erlaubt es dem Investor, auch unter Einstrahlungsbedingungen in Spanien, die 20% unter denen in Kalifornien liegen, zu sehr ähnlichen Stromgestehungskosten (etwa 15 Cent/kWh) zu kommen, wie sie heute für die SEGS Kraftwerke in Kalifornien ermittelt werden. Doch der solarthermischen Industrie ist klar, dass sie die Kosten weiter reduzieren muss, um eine nachhaltige Marktdurchdringung zu erzielen. Im Rahmen einer internationalen Exekutiv-Konferenz, veranstaltet von KfW, UNEP und BMU, hat sie sich einer Deklaration zu Kostensenkung von weiteren 20% nach erfolgreicher Installation von 400 MW<sub>e</sub> Solarkraftwerken sowie zur Erreichung der vollen Wettbewerbsfähigkeit nach 5000 MW<sub>e</sub> verpflichtet.

Ein Ansatz zur Kostensenkung bei Parabolrinnen zielt auf Wirkungsgradsteigerung des Gesamtsystems ab. Dies erscheint möglich, wenn es gelingt, die Temperaturgrenze von 390°C, die durch die Verwendung eines Thermoöls als Wärmeträger verursacht wird, zu durchbre-

chen. In Abschnitt 2.1 wird über die Erfolge berichtet, Wasser direkt als Wärmeträger in den Kollektoren zu verdampfen.

Für die solaren Turmkraftwerke stellt die spanische Einspeisevergütung einen von mehreren Beiträgen (wie z.B. ein verlorener Zuschuss der europäischen Union von 5 Mio. Euro oder zinsgünstige oder zinsfrei Teildarlehen) dar, um eine kommerzielle Demonstration zu ermöglichen. Hier wird sich zeigen, ob die Erwartungen der involvierten Industrieunternehmen sich hinsichtlich der Wirkungsgrade, Zuverlässigkeiten, Verfügbarkeiten und Kosten erfüllen, so dass diese Technologie in Zukunft ernsthaft mit den Parabolrinnen in Konkurrenz treten könnte.

Dabei setzt die amerikanische Industrie auf das Konzept, Salz als Wärmeträgermedium und Speichermedium einzusetzen und somit eine kostengünstige Energiespeicheroption integriert zu haben. Erfahrungen im „Solar Two“ Projekt, in dem dieses Konzept zwischen 1996 und 99 im 10 MW Maßstab technisch demonstriert wurde, zeigen eine gewisse Anfälligkeit gegenüber technischen Störungen, geben aber auch Hinweise, wie die aufgetretenen Probleme zu lösen sind. Ein spanisch/amerikanisches Konsortium plant unter dem Namen „Solar Tres“ die technisch überarbeitete Nachfolge (15 MW<sub>e</sub> Leistung, 16 h Energiespeicher, dreifach größeres Solarfeld als beim Vorgänger).

Ein europäisches Konsortium favorisiert aufgrund der geringen Störanfälligkeit das Konzept, Luft als Wärmeträger in einem atmosphärischen Kreislauf zu verwenden. Ein 3 MW Systemtest auf der Plataforma Solar in Almeria, hat bereits 1994 beeindruckend demonstriert, dass die Anlage auf Anhieb funktionierte. Inzwischen konnten durch weitere Forschung, die das DLR im europäischen Verbund durchführt, Wirkungsgrade von Komponenten gesteigert und Kosten für Receiver und Speicher gesenkt werden.

Das 10 MW<sub>e</sub> Kraftwerk mit dem Namen „PS10“ ist die kleinste aller drei zur Zeit in Spanien geplanten Projekte mit einem Investitionsvolumen von kleiner 30 Mio. €. Die Begrenzung auf diese Größe hält das absolute Investitionsrisiko gering, erhöht aber den Bedarf an zusätzlichen Zuschüssen. Auf der anderen Seite erhöht es aber auch die Realisierungsgeschwindigkeit des Projektes, denn bei „PS10“ ist bereits das Land gesichert, die entsprechenden Genehmigungen erteilt, die Umweltverträglichkeitsstudie durchgeführt und die Kreditverträge weitgehend ausgehandelt. Das Konsortium geht heute davon aus, dass man gegen Ende 2004 in die Inbetriebnahmephase gehen kann, während die anderen Projekte damit erst in 2006 rechnen.

Der technische und ökonomische Erfolg dieser ersten kommerziellen Demonstrationen wird zeigen, ob die Solarturmkraftwerke die Kosten durch Komponenten- und Betriebsoptimierung senken und ihr „thermodynamisches Potential“ mittelfristig ökonomisch werden ausspielen können. Im Abschnitt 2.2 wird über einige Fortschritte berichtet, höhere Temperaturen über eine höhere Konzentration der Strahlung zu erzielen und damit die Solarenergie in hocheffizi-

ente Gas- und Dampfturbinenkreisläufe einzukoppeln. Im Erfolgsfall könnte Solarstrom mit um 30% verringerter Spiegelfläche erzeugt werden – ein lohnendes Ziel für Investitionen und langfristig angelegte Forschung. Allerdings wird der Übergang in die industrielle Anwendung erheblich leichter werden, wenn Turmkraftwerke der heutigen Generation ihren Markt finden, da wichtige Komponenten und Betriebserfahrungen übernommen werden können.

Ein anderer wichtiger Ansatz zur Senkung der Stromerzeugungskosten ist die Verwendung von thermischen Energiespeichern. Sie erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, verbessern das Betriebsverhalten, bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerkblocks und verbessern damit die Ertragssituation. Das Zusammenwirken aller genannten Faktoren führt dazu, dass sich die solaren Stromgestehungskosten eines solarthermischen Kraftwerks mit integrierter Speichertechnik gegenüber dem Betrieb ohne Speicher absenken lassen. Energiespeicher sind daher für eine erfolgreiche Positionierung der solaren Kraftwerkstechnologie zwingend notwendig. Um das Kostensenkungspotenzial zu erreichen, werden effiziente Speicher mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten benötigt. Die Verwendung von kostengünstigen Speichermedien ist ein möglicher Schlüssel zum Erfolg. Das DLR verfolgt Entwicklungen für den Temperaturbereich bis 400°C, z.B. Feststoffspeicher aus Beton (siehe Abschnitt 3.1) und untersucht die Verwendung von Quarzsand für den Hochtemperaturbereich (Abschnitt 3.2).

## 2. Kostensenkung durch Effizienzsteigerung

Konzentrierende Solarsysteme können theoretisch deutlich höhere Temperaturen erreichen, ohne dass ihr thermischer Wirkungsgrad dabei deutlich sinkt. Nach dem Carnot-Gesetz bedeutet dies einen besseren Umwandlungswirkungsgrad des nachgeschalteten Kreisprozesses, so dass mit weniger Kollektorfläche die selbe Menge an Elektrizität erzeugt werden kann. Da die Kosten der Kollektoren einen signifikanten Anteil an den Investitionskosten der Gesamtanlage darstellen, könnte mit dieser Strategie eine deutliche Kostensenkung erzielt werden.

Parabolrinnenkollektoren könnten Temperaturen bis zu 550°C erzielen und damit ein kommerzielles Dampfkraftwerk optimal antreiben. Das heutzutage in kommerziellen Systemen verwendete Wärmeträgermedium Thermoöl ist allerdings in der Anwendungstemperatur auf 400°C beschränkt. Der in Abschnitt 2.1 dargestellte Ansatz geht daher auf die Möglichkeit ein, Wasser direkt in den Parabolrinnenkollektoren zu verdampfen.

Turmsysteme können Temperaturen über 1000°C erzielen, da sie durch die zweiachsige Nachführung eine deutlich höhere Konzentrationen erzielen können. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen Kraftwerke solar zu betreiben, die erheblich höhere Wirkungsgrade und geringere spezifische Kosten als Dampfsysteme aufweisen. Darauf wird in Abschnitt 3.2 eingegangen.

## 2.1 Direktverdampfung (Parabolrinnen)

Im Rahmen des von der EU geförderten Projekts „DISS“ [5,6] wurden auf der Plataforma Solar in Almería ein 500 m langer Kollektorstrang und eine entsprechende Wasserdampf-konditionieranlage in Betrieb genommen (Abb. 4). Die Testanlage ist so flexibel ausgelegt, dass alle drei ausgewählten Betriebskonzepte, nämlich Rezirkulation, Zwangsdurchlauf und Einspritzkonzept für die Dampferzeugung erprobt werden konnten. Inzwischen wurden mehr als 3500 h Betriebsstunden angesammelt und die wichtigste Erkenntnis lautet, dass solare Direktverdampfung in Parabolrinnen in horizontalen Röhren möglich ist. Hervorzuheben ist auch das exzellente Verhalten der Hochtemperatur/Hochdruck-Drehdurchführungen und die ausgeklügelte Messtechnik zur Erfassung der Temperaturverteilung auf dem Rohrumfang des Absorbers. Hiermit konnten die numerischen Modelle zu Wärmeübergang und Strömungsformen im Absorberrohr in ausgezeichneter Weise bestätigt werden. Auch die Regelung von Druck und Temperatur selbst unter starken solaren Transienten hat eine gute Systemstabilität gezeigt (s. Abb. 5).



Abb. 4: 500 m Direktverdampfungs-Testkollektor auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien (Quelle: DLR)

Parallel zu den experimentellen Untersuchungen wurden Studien zur optimalen Integration der Direktverdampfung in das Dampfkraftwerk durchgeführt. Der Umwandlungswirkungsgrad von Sonne in Elektrizität lässt sich bei Frischdampftemperaturen von 450°C im Vergleich zum Thermoölkonzept um 6 % erhöhen. Könnte man 550°C erzielen, was heute auf-

grund der begrenzten Temperaturstabilität der selektiven Schichten auf den Absorberrohren noch nicht möglich ist, ließen sich sogar 8% Verbesserung erzielen. Wesentlich für die erfolgreiche Vermarktung ist es im weiteren, ein preiswertes Abscheiderkonzept zu entwickeln, um den gut regelbaren Rezirkulationsprozess kostenmäßig in den Griff zu bekommen und die Hochtemperatur-Absorberschichtenentwicklung voranzutreiben, um das Verbesserungspotential des Kreislaufs voll ausschöpfen zu können. Diese Schritte sind Bestandteile der dritten Projektphase, die im Rahmen des EU Projekts INDITEP bis 2005 gelöst werden sollen. Die Markteinführung dieser Technik wird zur Zeit jedoch dadurch erschwert, dass für die Direktverdampfung mit ihrem Phasenwechsel kein geeignetes Speichersystem kommerziell zur Verfügung steht. Da die meisten nationalen Einspeiseregulungen den auch unter Umweltgesichtspunkten sinnvollen solar-fossilen Kraftwerksbetrieb nicht zulassen, ist ein thermischer Energiespeicher dringend erforderlich

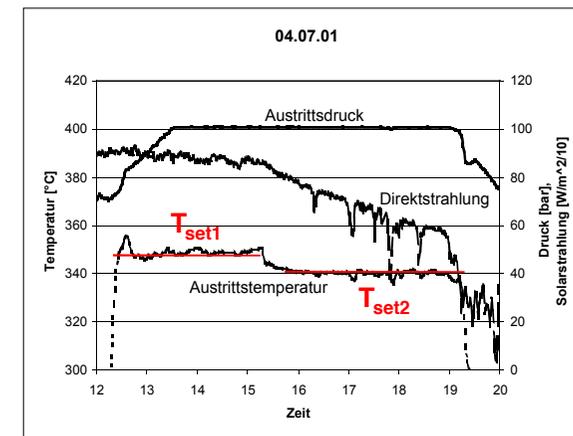


Abb. 5: Beispiel für die stabile Regelung von Druck und Temperatur beim Rezirkulationsbetrieb an der DISS-Anlage

## 2.2 Einkopplung in Gasturbinenkraftwerke (Turmkraftwerke)

Die Technik der solaren Lufterhitzung [7] kann in einem breiten Leistungsbereich ab ca. 1MW<sub>e</sub> bis zu 100 MW<sub>e</sub> eingesetzt werden. Der Solaranteil wird über die maximale Receivertemperatur definiert. Der Receiver arbeitet unter von der Gasturbine definierten Betriebsbedingungen: Luft Eintrittstemperatur 250 – 400°C, Druck 7 – 15 bar. Die Luftaustrittstemperatur orientiert sich am gewünschten Solaranteil und an den technischen Möglichkeiten. Je höher die mögliche Luftaustrittstemperatur, desto höher ist der Solaranteil. Zur Erreichung der geforderten Leistung werden viele Receivermodule in Serie bzw. parallel geschaltet. Je nach

Temperaturanforderungen können unterschiedliche Receivertypen verwendet werden, die im folgenden beschrieben werden.

Bei den niedrigen Temperaturen als erste Stufe einer Serienschaltung mehrerer Receiver können metallische Rohrreceiver verwendet werden. In den solar bestrahlten Rohren wird die Luft durch konvektive Wärmeübertragung erhitzt. Die Bauart mit hochtemperaturbeständigen Metallrohren ermöglicht für diesen Temperaturbereich eine kostengünstige Fertigung, die die Gesamtkosten des Receivers senkt. Für den mittleren Temperaturbereich nutzt ein neuartiges Receiverkonzept die hohe Festigkeit, gute Formbarkeit und Wärmeleitfähigkeit kurzfaserverstärkter SiC-Keramik. Ein topfartiges doppelwandiges Druckgefäß (Abb. 6) absorbiert die konzentrierte Solarstrahlung auf der Innen- und Außenseite; deshalb kann auf Sekundärkonzentratoren verzichtet werden. Durch integrierte Keramikschaumstrukturen werden Festigkeit und konvektiver Wärmeübergang verbessert.



Abb. 6: Keramisches Druckreceivermodul (Quelle: ECM)

Für den Hochtemperaturbereich werden volumetrische Druckreceiver (Abb. 7) eingesetzt. Sie gestatten hohe Austrittstemperaturen bei niedrigen Druckverlusten. Der Receiver besitzt eine hochporöse Absorberstruktur, die die absorbierte Energie durch konvektiven Wärmeübergang an die durchströmende Luft abgibt. Der Absorber ist in einem Druckkessel eingebaut, dessen Öffnung mit einem gewölbten, hochtransparenten Quarzfenster verschlossen ist. Davor ist ein Sekundärkonzentrator angebracht, dessen sechseckige Eintrittsapertur die lückenlose Anordnung der Module im Brennfleck des Solarturmkraftwerkes ermöglicht.

Im Rahmen des EU-geförderten SOLGATE-Projektes wurde erstmalig ein komplettes solarhybrides Gasturbinensystem mit Lufterhitzung auf der Plataforma Solar in Almería (PSA) aufgebaut und betrieben. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Demonstration der Systemaspekte und der Integration der Receiverkomponenten mit der Gasturbine, nicht jedoch auf der Demonstration des hohen Systemwirkungsgrades. In der ersten Testphase wurde die Ver-

brennungsluft der Gasturbine im Receiver solar auf 800°C erhitzt und damit ca. 70% des Brennstoffs ersetzt. Damit wurde nach über 10-jähriger Entwicklung ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur solaren Gasturbine erreicht. Abbildung 8 zeigt das solar-hybride Gesamtsystem in der Testplattform der PSA. In der zweiten Testphase in 2003 ist geplant, das Receiversystem bei Temperaturen bis 1000°C zu betreiben.

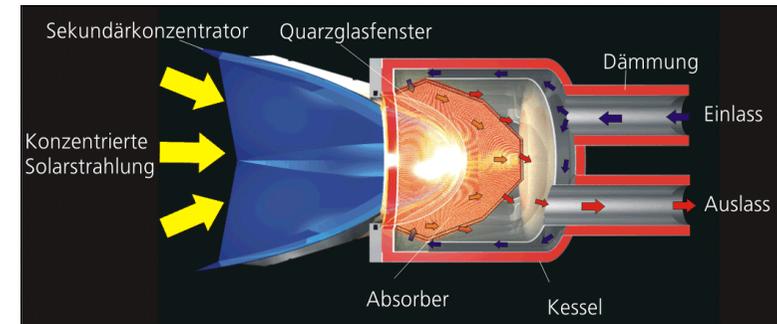


Abb. 7: Volumetrisches Hochtemperaturreceivermodul (Quelle: DLR)

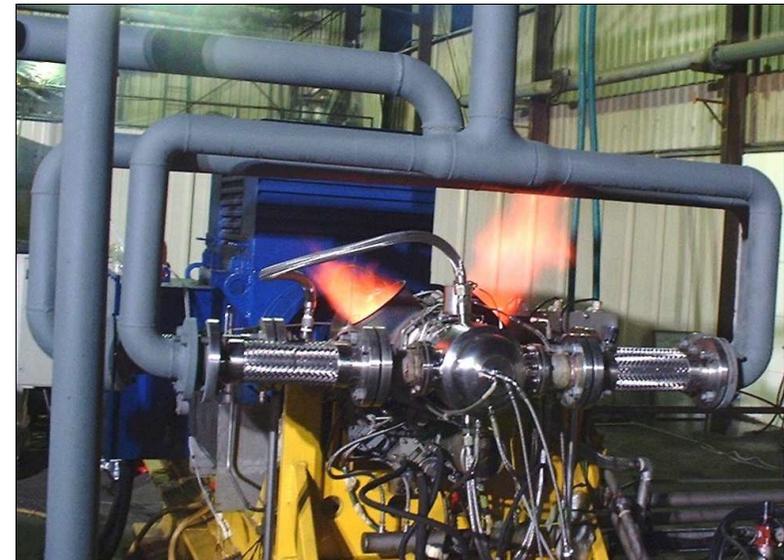
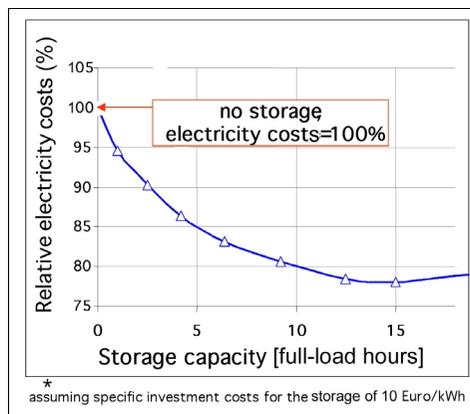


Abb. 8: Photo des 250 kW solaren Gasturbinenexperiments auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien, das die druckaufgeladene Luftreivertechnologie verwendet.(Quelle: DLR)

### 3. Steigerung von Erlösen durch thermische Energiespeicher

Wird ein solarthermisches Kraftwerk rein solar betrieben, nutzt es den nachgeschalteten Kraftwerksblock an guten Standorten mit bis zu 2500 h äquivalentem Volllastbetrieb aus. Würde man zu einem solchen Kraftwerk ein gleich großes zweites Kollektorfeld hinzufügen, könnte man sich die Investition in einen zweiten Kraftwerksblock sparen, wenn es gelingt, die thermische Energie dieses Solarfeldes kostengünstig zwischenspeichern und den ursprünglichen Kraftwerksblock entsprechend länger auszunutzen (Abb. 9). Voraussetzung, dass diese Rechnung aufgeht, ist, dass die Kosten für den thermischen Energiespeicher kleiner sind als die zusätzlichen Kosten für einen größeren Kraftwerksblock.



**Abb. 9: Relative Stromgestehungskosten als Funktion der Größe des thermischen Energiespeichers (berechnet für einen Mittelmeerstandort und spezifische Investitionskosten für den thermischen Energiespeicher von 10 Euro/kWh thermischer Speicherkapazität)**

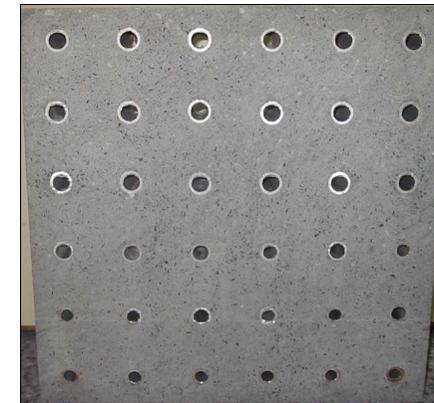
Ein solcher thermischer Energiespeicher bringt zusätzliche Vorteile, nämlich dass Strom nach Bedarf (d.h. zu Zeiten der höchsten Erlöse) produziert werden kann, dass das Kraftwerk immer unter den günstigen Lastbedingungen fahren kann und dass An- und Abfahrverluste minimiert werden können. Die Entwicklung solcher Systeme ist in der Vergangenheit in Europa vernachlässigt worden [9], da man zunächst die Verwendung von fossilem Brennstoff im Kraftwerk als kostengünstigere Kurzfrist-Alternative Option favorisiert hat. In vielen Fällen ist jedoch diese hybride Fahrweise in den Subventionsregelungen (wie z.B. Einspeisegesetzen) nicht anwendbar, oder der Einsatz von fossilem Brennstoff in einem auf Solarbetrieb optimierten Kraftwerk ist uneffektiv und daher unwirtschaftlich. Daher kommt heute der Entwicklung von thermischen Energiespeichern eine besondere Bedeutung zu. Für die Parabolrinne mit Anwendungstemperaturen bis 400°C wird hier in Abschnitt 3.2. ein Konzept vorge-

stellt, das Hochtemperaturbeton als Speichermedium verwendet. In Abschnitt 3.2. wird für Temperaturen bis 900°C auf Quarzsand als Speichermedium eingegangen.

#### 3.1 Betonspeicher (Parabolrinnen)

F&E Aktivitäten im DLR zielen darauf ab, Speicherkonzepte mit mehr als 90% Wirkungsgrad, 30 Jahre Lebensdauer und Investitionskosten unterhalb von 20 €/kWh thermischer Kapazität zu entwickeln. Um diese Ziele zu erreichen, werden fortschrittliche Energiespeicherkonzepte mit innovativen Speichermaterialien und Betriebskonzepten untersucht.

Will man die sensible Wärme des Wärmeträgers in (kostengünstigen) Feststoffen speichern, benötigt man ein Rohrbündelregister, das in den Feststoff eingebettet ist (Abb. 10). Die grundsätzliche Machbarkeit solcher Ansätze wurde bereits im Labor nachgewiesen. Im Rahmen des vom BMU geförderten Projekts WESPE [8] wird die Verwendung von Gießkeramik als innovatives Speichermedium untersucht. Sie besteht aus einem Binder, der  $Al_2O_3$  enthält, und verschiedenen Feststoffzusätzen wie z. B. Eisenoxid. Das Abbinden findet bei Umgebungstemperatur statt. Es entsteht eine feste stabile Matrix. Das Material erreicht eine Dichte von  $3600 \text{ kg/m}^3$  und hat eine leicht höhere Wärmeleitung als Beton. Alternativ wird ein Hochtemperaturbeton mit einer Dichte von  $2400 \text{ kg/m}^3$  untersucht. Es muss sich zeigen, ob die besseren thermo-physikalischen Eigenschaften der Gießkeramik ihre höheren Materialkosten rechtfertigen.



**Abb. 10: Schnitt durch den Block eines Betonspeichermoduls mit eingebettetem Rohrbündelwärmeübertrager (Quelle: DLR)**

Vier Testmodule mit einer Länge von 23 m und jeweils 36 Wärmetauserrohren wurden auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien, errichtet (Abb. 11), davon zwei aus Gießkeramik und zwei aus Hochtemperaturbeton. Sie sind integriert in einen Thermoölkreislauf, der von Parabolrinnenkollektoren mit einer Leistung von bis zu 480 kW beheizt wird. Die Module können parallel und in Reihe verschaltet werden. Die Konditionieranlage ist in der Lage, alle in einem Kraftwerk auftretenden Thermoölzustände zu simulieren. So ist ein realistischer Speicherbetrieb möglich.

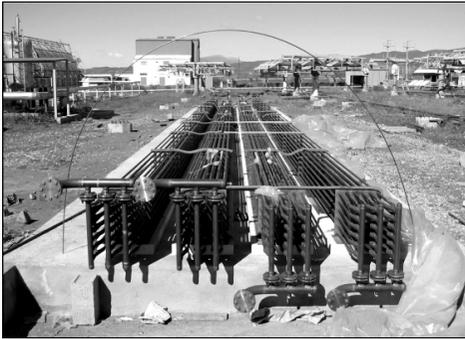


Abb. 11: Rohrregister für Feststoffspeicher vor dem Vergießen mit Beton oder Gießkeramik auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien (Quelle: DLR)

### 3.2 Sandspeicher (Turmkraftwerke)

Das in USA entwickelte und demonstrierte Turmkonzept verwendet Salzschnmelze als Wärmeträger und gleichzeitig als Speichermedium. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass dieses stark korrosive Medium mit einem Schmelzpunkt von etwa 150°C eine erhebliche Störanfälligkeit des Systems verursacht und daher die Gefahr von geringen Verfügbarkeiten und hohen Wartungskosten birgt. Das aufgrund der einfacheren Handhabung in Europa favorisierte Wärmeträgermedium Luft hat dagegen den Nachteil, wegen der geringen Wärmekapazität, die Wärme an ein festes oder flüssiges Speichermedium übertragen zu müssen. Bislang wurden Festbettschüttungen aus Keramikugeln oder -sätteln eingesetzt, die von der Luft durchströmt wurden. Mit wachsender Speichergröße lässt sich dieser Speicher jedoch nicht mehr oben auf dem Turm lokalisieren und der Transport großer Mengen Heißluft zum Boden ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Hieraus ergibt sich, dass zur Zeit ein 24 Stundenbetrieb eines Solarturmkraftwerks mit Luftreivertechnik und mit einem Speicher dieses Bautyps gegenüber anderen solarthermischen Konzepten nicht konkurrenzfähig erscheint, obwohl der verwendete Receiver gegenüber den anderen Konzepten einen unkomplizierten und damit attraktiven Betrieb ermöglicht. Aus diesem Grunde werden seit längerer Zeit alternative Speicherkonzepte gesucht.

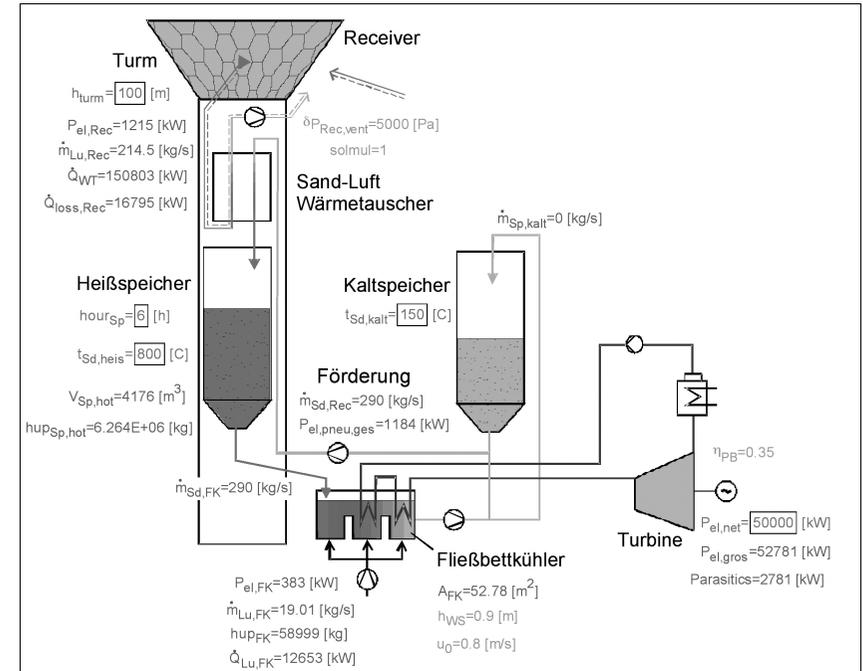


Abb. 12: Schema eines Turmkraftwerkkonzepts mit Luftreceiver und Quarzsand als Wärmespeichermedium

Mit der Zunahme der Speichergröße verschieben sich die Anteile an den Gesamtkosten von den Anlagenkosten hin zu den Kosten für das Speichermedium, so dass für große Anlagen die Kosten für das Speichermedium dominieren. Deshalb wurde ein Speichermedium gesucht, das geringe spezifische Kosten pro kWh<sub>th</sub> gespeicherter Energie aufweist und anlagentechnisch einen von der Baugröße nahezu unabhängigen Druckverlust ermöglicht. Zusätzlich muss es Speichertemperaturen von bis zu 850°C standhalten können. Zur Zeit wird beim DLR die Option untersucht, Quarzsand als Speichermedium zu verwenden. Quarzsand wird derzeit als Wärmeträgermedium in Wirbelschichtfeuerungen bei ca. 850°C verwendet. Das vorgestellte Speicherkonzept (Abb. 12) lehnt sich an den Kreislauf der Wirbelschichtfeuerung an. In einer wesentlichen Komponente weicht das hier vorgestellte Speicherkonzept allerdings von dem Kreislauf der Wirbelschichtfeuerung ab. Die Brennkammer wird durch einen offenen Sand-Heißluft Gegenstromwärmetauscher ersetzt, der sich auf der Spitze des Turmes befindet. Der aufgeheizte Sand wird durch Schwerkraft drucklos in einen ausgemauerten Speicherbehälter am Boden geleitet und dort nach Bedarf einem Fließbettkühler zugeführt, wo er sich auf Temperaturen zwischen 100 und 150°C abkühlt. Die entzogene Wärme wird zur

Dampferzeugung verwendet. Der kalte Sand wird in einem weiteren Behälter zwischengelagert und zum Aufheizen mittels eines Becherwerkes zum Sand-Luft Gegenstromwärmetauscher auf den Turm transportiert. In Abbildung 13 sind unterschiedliche Speichermedien bezüglich der Energiedichte und der spezifischen Materialkosten eingeordnet. Quarzsand liegt bei ähnlichen Energiedichten wie Salzschnmelze, allerdings bei nur 5 % der spezifischen Materialkosten der Alternativen. Zur Zeit wird untersucht, ob der apparative Mehraufwand für das Sandsystem den Kostenvorteil bei den Speicherkosten kompensieren kann.

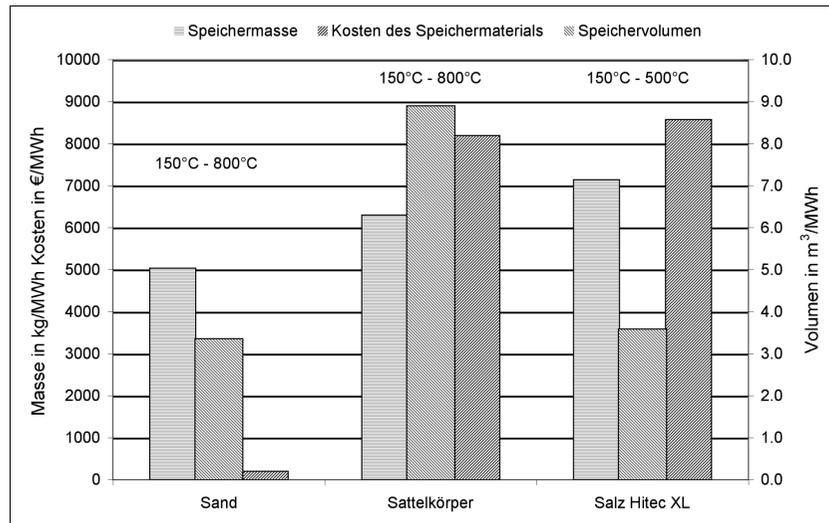


Abb. 13: Spezifische Speicherdichte bezogen auf Volumen bzw. Masse und spezifische Speichermaterialkosten für drei alternative Speicherkonzepte für Hochtemperaturwärme

#### 4. Zusammenfassung und Ausblick

Solarthermische Kraftwerke stehen in Europa kurz vor der erneuten Markteinführung nach ihrem ersten erfolgreichen Start Ende der achtziger Jahre in Kalifornien, USA. Die heutige kommerzielle europäische Technologie basiert auf Parabolrinnen mit Thermoöl oder auf Turmkraftwerken mit atmosphärischem Luftreceiver, die einen Dampfkreislauf antreiben. Stromgestehungskosten für diese ersten Anlagen in Südeuropa liegen bei etwa 15 Cent/kWh. Weitere Forschung zur Kostensenkung ist notwendig, um nachhaltig Märkte erobern zu können. Zwei Ansätze werden dabei in Deutschland vom DLR verfolgt: Zum einen Kostensenkung durch Effizienzsteigerung. Diese setzt auf höhere Betriebstemperaturen, d.h. Direktverdampfung in Parabolrinnen bzw. Heißluft in die Gasturbine bei Turmkraftwerken. Zum ande-

ren kostengünstige thermische Energiespeicher, die die Erlössituation eines Kraftwerks erheblich verbessern. Vielversprechend sind Betonspeicher für die Parabolrinnen und Sandspeicher für Turmkraftwerke.

Langfristig erlaubt das Hochtemperaturpotential konzentrierender Solarsysteme die effiziente Nutzung der Solarenergie zur direkten Erzeugung von erneuerbaren Brennstoffen und zur nachhaltigen Produktion von Materialien und Werkstoffen mit hoher Wertschöpfung. Damit können weitere energierelevante Anwendungsfelder mit hohem Klimaschutzpotential erschlossen werden, die über den Bereich der Stromerzeugung hinausgehen. Hierunter fallen z.B. innovative thermochemische Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff.

## 5. Literatur

- [1] **Eisenbeiß, G., Pitz-Paal, R.:** Warum brauchen wir solarthermische Kraftwerke, in FVS Themen 2002, ISSN 0939-7582, Berlin, Januar 2003
- [2] **Romero, M., Marcos, M.J., Osuna, R., Fernandez, V.:** Design and Implementation Plan of a 10 MW Solar Tower Power Plant based on Volumetric-Air Technology in Seville (Spain), Proceedings of the Solar 2000 Solar Powers Life-Share the Energy, Madison, Wisconsin, June 2000
- [3] **Romero, M., Buck, R., Pacheco, J.E.:** An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies Journal of Solar Energy Engineering, Vol 124, May 2003, p 98-108
- [4] **Price, H., Lüpfert, E., Zarza, E. et al.:** Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology, Journal of Solar Energy Engineering, Vol 124, May 2003, p109-125.
- [5] **Zarza, E., Eck, M.; Hennecke, K., Weyers: D.** The DISS Project: Direct Steam Generation in Parabolic Troughs, Proceedings of Solar Forum 2001: Solar Energy: The Power to Choose(R. Campbell-Howe, Ed.); April 21-25, 2001, Washington, DC.
- [6] **Eck, M., and Steinmann, W.-D. 2002,** "Direct Steam Generation in Parabolic Troughs: First Results of the Diss Project", ASME-J. of Solar Energy Engineering, 124, pp. 134-139.
- [7] **Buck, R.; Bräuning T.; Denk T.; Pfänder M.; Schwarzbözl P.; Tellez F.:** Solar-Hybrid Gas Turbine-Based Power Tower Systems (REFOS), J. Solar Energy Engineering 124 (2002), S. 2-9.
- [8] **Tamme, R., Laing, D., Steinmann, W.D.:** Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough, Proceedings of the 2003 International Solar Energy Conference, Hawaii, 15-18 March, 2003
- [9] **Herrmann, U., Kearney, D.:** Survey of Thermal Energy Storage for Parabolic Trough Power Plants, Journal of Solar Energy Engineering, Vol 124, May 2003, p145-152.



## PLANUNG UND AUFGABEN DES NÄCHSTEN SCHRITTES IN DER FUSIONSFORSCHUNG: ITER

**Karl Lackner**

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik  
Garching bei München

### Abstract

Die Arbeit beschreibt den geplanten Internationalen Tokamak Experimentalreaktor ITER als nächsten Schritt der Forschung und in seiner Rolle im Entwicklungsplan zu einem Fusionskraftwerk. ITER soll die Physik eines Plasmas erforschen, das überwiegend durch die bei den Fusionsreaktionen entstehenden energiereichen  $\alpha$ -Teilchen geheizt wird. Gleichzeitig werden bei ITER auch die für ein Fusionskraftwerk notwendigen Technologien eingesetzt oder zumindest in Komponentenform getestet werden. Es werden die bei seiner Auslegung gemachten Annahmen beschrieben und das zu Grunde liegende Entwicklungs- und Forschungsprogramm. Die Erfahrungen und Ergebnisse von ITER und das parallel dazu durchgeführte Materialentwicklungsprogramm sollten dann ausreichen, um ein Demonstrationskraftwerk bauen zu können, das auch bezüglich seines Brennstoffhaushalts von der äußeren Zufuhr von Tritium unabhängig ist. Nach einem sich nur an technischen und physikalischen Forschungsnotwendigkeiten orientierenden Zeitplan sollte ein derartiges Programm bis Mitte der 20er Jahre die für den Bau eines Leistungsreaktors notwendigen Informationen beschaffen. In den späten 30er Jahren könnte dann eine erste Stromabgabe an das Netz erfolgen.

### 1. Einleitung

Kernfusion beruht, im Gegensatz zur Kernspaltung, auf der Vereinigung zweier leichter Elemente. Im speziellen Fall der geplanten Anwendung in einem Kraftwerk sind dies zwei Wasserstoffisotope (Deuterium  $^2\text{D}$  und Tritium  $^3\text{T}$ ) die zu einem  $^4\text{He}$ -Kern unter Freisetzung eines Neutrons verschmelzen. Die Fusionsreaktion breitet sich daher nicht wie eine Kettenreaktion aus, sondern stellt einen thermischen Brennprozess dar, in dem allerdings die Brenntemperaturen um einen Faktor  $\sim 10^5$  und die pro Einzelreaktion freigesetzte Energie um einige  $10^7$  mal höher als im gewohnten chemischen Analogon sind. Radioaktivität entsteht dabei nur in Form des Zwischenproduktes Tritium – das im Reaktor selbst aus Lithium erbrütet wird – und durch die Aktivierung von Bauelementen des Kraftwerkes. Aus der thermischen Natur des Reaktionsprozesses, sowie der Beschränkung der radioaktiven Probleme auf Zwischenprodukte oder in ihrer Zusammensetzung kontrollierbare Strukturmaterialien, ergeben sich für die Fusionsenergie vorteilhafte Sicherheits- und Umweltcharakteristiken. Die Rohstoffe für

die Energiegewinnung, Deuterium und Lithium, sind ebenfalls für Zehntausende von Jahren ausreichend, und vor allem weltweit gut verteilt, vorhanden.

Diese prinzipiellen, vorteilhaften Eigenschaften haben seit ca. 50 Jahren zu einem intensiven Forschungsprogramm Anlass gegeben, mit dem Ziel, eine selbsterhaltende Reaktion in kontrollierter Form zu realisieren. Nachdem anfänglich die damit verbundenen Schwierigkeiten drastisch unterschätzt wurden, gab es seit dem erstmaligen Einsatz des Tokamakprinzips (siehe, z.B. Kaufmann<sup>1</sup>) einen stetigen Fortschritt in Richtung der für dieses – zunächst physikalische – Ziel notwendigen Parameter. Da Fusionsreaktionen erst ab einer bestimmten, nur durch ausreichende Größe erreichbaren thermischen Isolation des Plasmas einen signifikanten Beitrag zur Heizung liefern können, wurden diese Experimente, mit zwei Ausnahmen, nur mit Wasserstoffisotopen durchgeführt, die zu keinen gravierenden Einschränkungen durch Radioaktivität führen. Diese Entwicklung ist jetzt jedoch an einem Punkt angelangt, wo der nächste Schritt ein im wesentlichen durch Fusionsreaktionen geheiztes Plasma erfordert. Aus den sich daraus ergebenden Abmessungen, Pulslängen und Neutronenflüssen der Anlage folgt gleichzeitig, selbst für die Durchführung der rein physikalischen Untersuchungen, die Notwendigkeit, Technologien einzusetzen, die auch in einem Fusionskraftwerk Anwendung finden würden. Natürlich ist dies auch deshalb zweckmäßig, weil bereits jetzt Entwicklungen und Tests der für ein Kraftwerk notwendigen Technologien gemeinsam mit den physikalischen Fragen auf dem zeitkritischen Pfad liegen.

Das Projekt ITER, das diesen nächsten Schritt darstellen soll, ist in seiner vorliegenden Form das Ergebnis einer gemeinsamen Planung der Partner Europäische Union (mit der Schweiz als assoziiertem Mitglied), Japan und der Russischen Föderation. Die USA, die sich bereits bis 1998 an den Planungs- und Entwicklungsarbeiten beteiligt hatte, und die Volksrepublik China haben in diesem Jahr ihre Absicht erklärt, ebenfalls als voller Partner an der Realisierung des Projektes teilzunehmen.

### 2. Die Aufgaben von ITER

Die Schwierigkeiten der Verwirklichung eines Fusionskraftwerkes entspringen den notwendigen hohen Reaktionstemperaturen ( $>10$  keV entsprechend  $10^7$  °K) und der konzeptbedingten, begrenzten Leistungsdichte, die für einen stationären, selbsterhaltenden Betrieb eine sehr gute thermische Isolation des reagierenden Plasmas voraussetzen. Letztere kann, auf der Erde, nur durch magnetischen Einschluss erreicht werden (Trägheitsfusion setzt dagegen auf gepulsten Betrieb bei sehr viel höheren Leistungsdichten). Dabei wird die Tatsache benutzt, dass die ein Plasma bildenden elektrisch geladenen Teilchen in ihrer Beweglichkeit senkrecht zu einem Magnetfeld stark eingeschränkt sind, und Endverluste durch die Bildung toroidal geschlossener Flussflächen vermieden werden können. Das Magnetfeld erfüllt dabei eine Dop-

<sup>1</sup> M. Kaufmann, Plasmaphysik und Fusionsforschung (2003) B. G. Teubner, Stuttgart

pelfunktion: (i) den kräftemäßigen Einschluss des Plasmas und (ii) seine thermische Isolation. Diese beiden Eigenschaften einer Einschlusskonfiguration werden durch zwei bestimmte Maßzahlen charakterisiert: den erreichbaren Plasmadruck:  $p = \langle nk(T_e + T_i) \rangle$ , und die Energieeinschlusszeit, das Verhältnis der gesamten gespeicherten thermischen Plasmaenergie zu der dem Plasma pro Zeiteinheit zugeführten Leistung  $P_h$  :

$$\tau_E = \frac{3}{2} \langle nk(T_e + T_i) \rangle V / P_h$$

$(n, T_e, T_i, V, \dots)$  Elektronendichte, hier gleich der Ionendichte angenommen, Elektronentemperatur, Ionentemperatur, Plasmavolumen). Zum Vergleich der Ergebnisse von Experimenten verschiedener Abmessung und Magnetfeldstärke,  $B$ , ist die Einführung entsprechender dimensionsloser Größen zweckmäßig:  $\beta = p / (B^2 / 2\mu_0)$ ,  $H = \tau_E / \tau_H$ , wobei der Magnetfelddruck eine theoretisch fundierte Bezugsgröße ist, während für den Energieeinschluss eine empirisch gefundenen Skalierung,  $\tau_H$ , als Referenz gewählt wird ( $H = 1$  entspricht der für die Auslegung von ITER zu Grunde gelegten Anpassungsformel). Für technische Auslegungsarbeiten ist es zweckmäßig, eine etwas andere Definition von  $\beta$  zu wählen, nämlich  $\beta_N = \beta [\%] \cdot a [m] \cdot B [T] / I_p [MA]$ , mit  $I_p$  dem Plasmastrom und  $a$  dem kleinen Torushalbmesser in der Mittelebene, die auch hier im Weiteren verwendet wird.

In allen bisherigen Fusionsexperimenten erfolgte die Plasmaheizung in weit überwiegendem Maße durch von außen zugeführte Energie: bei relativ niedrigen Temperaturen durch Ohmsche Dissipation des Plasmastromes, jenseits von etwa 1 keV jedoch hauptsächlich durch eingestrahlte und absorbierte elektromagnetische Wellen oder durch injizierte Neutralteilchen, die im Plasma ionisieren und somit bis zur Abgabe ihrer Energie ans Plasma eingeschlossen bleiben. In einem „brennenden“ Plasma wird jedoch der Hauptteil der Energiezufuhr durch die Fusionsreaktionen selbst erfolgen. Aus zwei Gründen könnte dies zu einem signifikant anderen Plasmaverhalten führen. Zum einen wird die lokale Plasmaheizung wegen der Temperaturabhängigkeit der Reaktionsrate zirka mit dem Quadrat der Temperatur ansteigen, und könnte daher zu einer neuen Dynamik, vor allem des Temperaturprofils, führen. Zum anderen unterscheidet sich die Fusionsheizung auch auf dem mikroskopischen Niveau von anderen Heizmethoden. Die Fusionsreaktion  $D^2 + T^3 \rightarrow He^4 + n$  setzt 17.5 MeV pro Reaktion frei, von denen jedoch nur das an die  $\alpha$ -Teilchens gekoppelte Fünftel für die Plasmaheizung zur Verfügung steht (die Neutronen werden das Plasma ohne weitere Wechselwirkung durchfliegen). Bei ihrer Geburt besitzen diese Teilchen eine Geschwindigkeit, die über der sogenannten Alfven-Geschwindigkeit,

$$c_A = B / \sqrt{\mu_0 n m_i} \quad m_i = \text{Ionenmasse,}$$

liegt, wodurch sie einen bestimmten Typ von Instabilitäten verursachen können. Dieser wurde zwar bereits bei anderen Heizmethoden, die die Energie ebenfalls über schnelle Ionen einbringen, untersucht, doch hatten diese Teilchen eine ausgeprägte anisotrope Verteilung im Geschwindigkeitsraum, während die  $\alpha$ -Teilchen isotrop geboren werden.

Damit diese spezifischen Effekte der Fusionsheizung eindeutig beobachtbar werden, ist es erforderlich, dass die  $\alpha$ -Teilchenheizung klar über andere Energiebeiträge dominiert. In der für die globale Energiebilanz relevanten Maßzahl  $Q = \text{erzeugte Fusionsleistung} / \text{aufgewandte Plasmaheizung}$  ausgedrückt, muss diese den Zahlenwert 5 übersteigen. Bei der Auslegung von ITER wurde daher ein Wert von  $Q = 10$  gefordert.

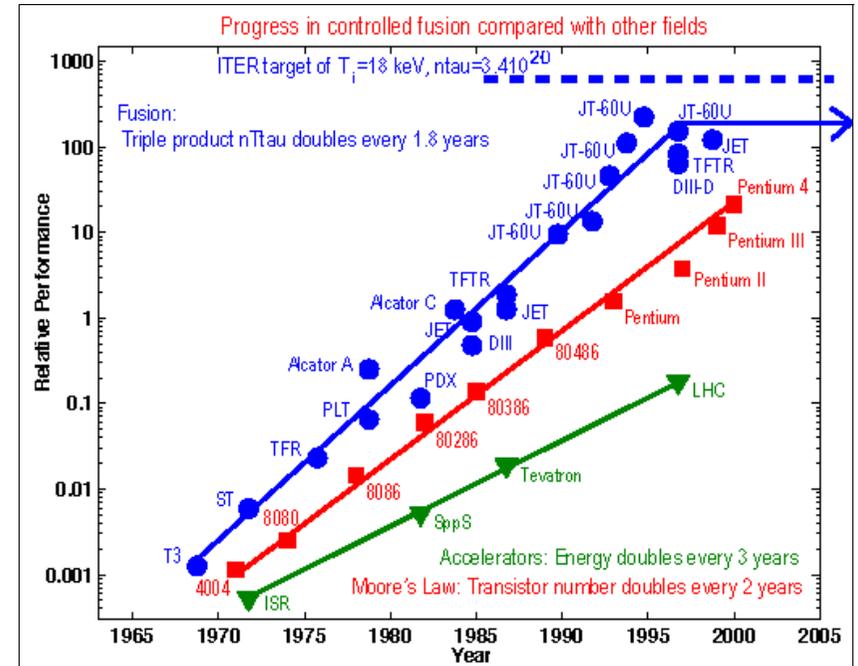


Abb.1: Fortschritt in den an Tokamaks erzielten Werten des Fusions - „Tripelproduktes“  $nT\tau$ , das bei D-T Betrieb dem erzielten Energiemultiplikationsfaktor proportional ist. Als Vergleich sind das Moor'sche Gesetz für den Anstieg der Zahl der Transistoren auf einem Computerchip und die Zunahme der Energie von Teilchenbeschleunigern angegeben.

Der Anspruch, dass ein brennendes Plasma jetzt der logische nächste Schritt der Fusionsforschung sein müsste, wird durch die Entwicklung des in Tokamaks erreichten Fusionstripleproduktes  $n_i T_i \tau_E$  (zentrale Ionendichte x zentraler Ionentemperatur x Energieeinschlusszeit) während der letzten 35 Jahre untermauert (siehe Abb.1, nach Lister<sup>2</sup>). Dieses Produkt ist jenem Wert von  $Q$  proportional (für Werte < 5), der in dem entsprechenden Experiment bei Verwendung einer D-T Mischung als Füllgas realisiert worden wäre. Bemerkenswert – neben der starken Anstiegsrate, die sich durchaus mit dem des Moor'schen Gesetzes über die Zu-

<sup>2</sup> J. Lister, private communication

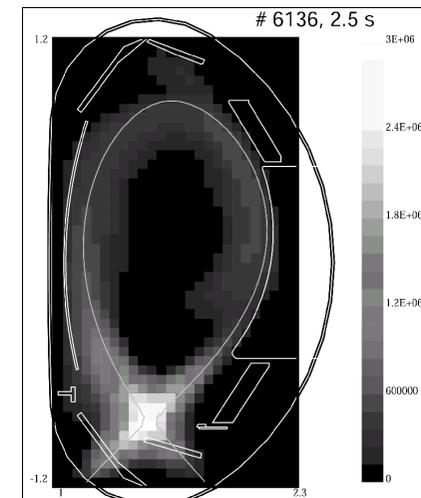
nahme der Transistoren auf einem Rechnerchip vergleichen lässt – ist dabei die Tatsache, dass der Fortschritt nicht nur durch den Bau zunehmend größerer Versuchsanlagen erreicht wurde, sondern dass auch jedes Experiment, im Laufe der Zeit, durch den Lerneffekt und das verbesserte wissenschaftliche Verständnis beträchtliche Leistungssteigerungen erzielt hat. An einem bestimmten Punkt ist dieses Verbesserungspotential jedoch ausgeschöpft, und nur eine neue Versuchsanlage kann zu weiteren Fortschritten führen. Tatsächlich stagniert zumindest der so in Zahlen messbare Fortschritt in den letzten 4 Jahren. Eine Extrapolation zeigt dabei, dass die nächste Generation von Versuchsanlagen, um einen Fortschritt darzustellen, klar in das Gebiet eines durch Selbstheizung dominierten Plasmas vordringen sollte.

Aus dieser Einordnung von ITER folgt eine weitere physikalische Aufgabe: die Bestätigung unserer empirischen Erwartungen und unseres theoretischen Verständnisses für Parameter einer Einschlussanlage, die denen eines Fusionsreaktors entsprechen. Während Größen wie der erreichbare Plasmadruck (bzw.  $\beta_N$ ), der durch großskalige Instabilitäten begrenzt ist, durch die Theorie gut vorhersagbar und auch weitgehend größenunabhängig sind, wird der Energieeinschluss durch turbulenten Transport bestimmt. Zu den allgemeinen Problemen der Berechenbarkeit turbulenter Vorgänge addieren sich in der Plasmaphysik die Tatsache der Anisotropie, die begrenzte Anwendbarkeit von Flüssigkeitsmodellen (Hochtemperaturplasmen sind extrem stoßfrei, so dass vielfach nur eine kinetische Beschreibung rigoros anwendbar ist), und die unterschiedliche, aber häufig zusammenwirkende Dynamik von Elektronen und Ionen. In einem bestimmten Operationsregime – dem 1982 an ASDEX entdeckten „H-Regime“ – ist dieses Verhalten aber empirisch sehr gut erforscht, und zeigt auch eine klare Extrapolierbarkeit. Dieses Regime wurde daher der Auslegung von ITER zu Grunde gelegt.

Neben diesem „Standardregime“ wurden jedoch in den letzten Jahren auch Entladungsbedingungen realisiert, die einen verbesserten Energieeinschluss mit, vor allem im Plasmainternen, wesentlich steileren Druckgradienten zeigen. Letzteres ist von großer Bedeutung für die Möglichkeit eines Dauerstrichbetriebes von Tokamaks. In axisymmetrischen Anlagen ist ein Gleichgewicht nämlich nur möglich, wenn ein toroidaler Strom im Plasmainternen fließt, der zu seiner Aufrechterhaltung entweder den Effekt eines Transformators erfordert (und damit notwendigerweise instationär wäre) oder durch gezielte Impulszufuhr von außen an eine Ladungsträgersorte (z.B. durch Wellenheizung) mit relativ großem zusätzlichem Leistungsaufwand „getrieben“ werden kann. Druckgradienten im Plasma erzeugen jedoch durch einen thermoelektrischen Effekt einen sogenannten „Bootstrap-Strom“, der bei ausreichend steilen Gradienten einen Großteil des Stromes treiben kann. Diese besonders vorteilhaften Entladungsbedingungen entstehen durch eine spontane, selbstorganisierte Unterdrückung der Turbulenz über einen begrenzten Raumbereich, wodurch sich dort eine Barriere für den Energietransport und entsprechend steile Gradienten ausbilden. Diese Regime können jedoch bisher nur in einem viel kleineren Parameterbereich und im allgemeinen über begrenzte Pulsdauern erreicht werden. Vor allem sind sie aber sehr sensibel gegenüber Strom- und Heizprofilen, so dass ihre Kompatibilität mit  $\alpha$ -Teilchen Heizung als ein weitgehend offenes Gebiet zu be-

trachten ist, auf dem ITER Pionier-Forschung leisten müssen. Umgedreht beinhalten diese Entladungsregime eine große Chance für echten Dauerbetrieb von ITER, der im „Standardregime“ nur Pulsdauern von 400 bis 1000 s erreichen würde.

Der zweite große Aufgabenbereich von ITER entspricht dem teilweise erstmaligen Test von Reaktortechnologien, und ihrer Kompatibilität mit einem „brennenden“ und daher hohe Neutronenflüsse emittierendes Plasma. Dazu gehört einmal vor allem die Technologie supraleitender Magnete, wobei sich für einige Spulensysteme die zusätzliche Anforderung einer relativ schnellen zeitlichen Änderung der Feldstärke ergibt. Diese ist, zumindest im Tokamak, zur Induktion des Plasmastromes und zur Regelung der Entladung während des Plasmaaufbaus und bei sich änderndem Plasmadruck nötig. Innerhalb des von den Spulen umgebenen Raumes befindet sich das heiße Plasma, in dem thermische Leistungen im Ausmaß von mehreren hundert MW umgesetzt werden, die aus dem Plasmagefäß und den umgebenden Komponenten abgeführt werden müssen, bevor sie die Nähe der mit flüssigem Helium gekühlten Spulen erreichen. Da diese Strukturen starken Neutronenflüssen ausgesetzt sind, müssen alle Manipulationen – routinemäßiger Austausch, Reparaturen oder Umbauten – mit Remote-Techniken durchgeführt werden.



**Abb.2: Querschnitt durch das Vakuumgefäß eines Divertortokamaks (ASDEX-Upgrade). Eingezeichnet sind die Prallplatten (in einer früheren Konfiguration) und die Separatrix, die die Grenze zwischen geschlossenen und offenen Flußflächen bildet. In Grauskala angegeben die Leistungsdichte der Emission elektromagnetischer Strahlung aus dem Plasma.**

Wahrscheinlich die größte technische Herausforderung stellt jedoch der Energieübertrag aus dem Plasma in die umgebenden Wände dar. Während die Neutronen, prinzipbedingt, ihre Energie über die gesamte Oberfläche und über eine Tiefe von einigen 10 cm verteilt abgeben,

landet die einmal im Plasma deponierte Heizleistung in einer sehr dünnen Schicht an dieser Wand. Wegen der stark unterschiedlichen Beweglichkeit der geladenen Teilchen parallel und senkrecht zu den Magnetfeldlinien deponieren diese ihre Energie überhaupt nur in einer dünnen Zone rund um den Kontaktpunkt (oder um die Kontaktlinie) von materiellen Strukturen mit der innersten, eine Wand berührenden magnetischen Flussfläche. Eine sehr erfolgreiche Entwicklung war der Divertor, in dem durch eine passende Magnetfeldstruktur diese Kontaktlinie weg vom Plasma in einen separaten Teil des Gefäßes verlegt wurde (Abb. 2). Selbst in dieser Konfiguration würde man bei ITER jedoch Energieflüsse von bis zu  $60 \text{ MW/m}^2$  erwarten müssen, vergleichbar mit denen an der Sonnenoberfläche und jenseits des technisch Beherrschbaren. Der eingeschlagene Lösungsweg besteht darin, durch kontrollierte Zumeigung von Verunreinigungen niedriger Ladungszahl den in der Randzone ankommenden Wärmeleitungs- (d.h. Teilchenenergie-) Fluss in elektromagnetische Strahlung umzuwandeln, die, da das Plasma im Allgemeinen für sie optisch dünn ist, gleichmäßig in den gesamten Winkelraum abgegeben wird. Abbildung 2 zeigt an Hand eines aus Bolometermessungen rekonstruierten Profils der Emission elektromagnetischer Strahlung, dass dieses Konzept tatsächlich bereits an existierenden Versuchsanlagen erfolgreich umgesetzt werden konnte. An den exponiertesten Stellen der Divertoroberfläche von ITER wird damit, unter Normalbedingungen, nur mehr ein Energiefluss von  $5 \text{ MW/m}^2$  erwartet. Gleichzeitig wurde ein Entwicklungsprogramm gestartet, mit dem erfolgreich die Abfuhr von Leistungsflüssen von bis zu  $20 \text{ MW/m}^2$  aus diesen Strukturen nachgewiesen werden konnte. Dieses Problem und seine Lösung zeigen aber auch prototypisch den eigentlich wichtigsten und innovativsten Aspekt der Aufgaben von ITER: Der Integration der physikalischen und technischen Anforderungen eines brennenden Plasmas.

Fast alle Technologien eines Fusionsreaktors werden somit bereits für ITER benötigt und auch an ihm eingesetzt. Zwei wichtige Ausnahmen ergeben sich jedoch aus der Betriebsweise von ITER als einer experimentellen Anlage und der daraus folgenden beschränkten integrierten Betriebszeit. Zum einen sind die resultierenden Neutronenfluenzen ausreichend gering, um auch mit heute bereits voll entwickelten austenitischen Stählen ohne Schädigung ihrer Materialeigenschaften beherrscht werden zu können. Zum anderen kann der Verbrauch an Tritium aus vorhandenen Beständen – das Material fällt z. B. als Abfallprodukt bei dem Betrieb von schwerwassermoderierten Spaltreaktoren an – gedeckt werden, ohne dass sich eine Notwendigkeit des Erbrütens ergibt. Für ein Fusionskraftwerk werden beide Beschränkungen jedoch nicht mehr gelten: Die verwendeten Materialien müssen eine viel höhere Toleranz gegenüber Strahlenschäden und eine geringere Aktivierbarkeit aufweisen, und das für den Betrieb benötigte Tritium muss vollständig in der Anlage selbst erbrütet werden. Beide technologischen Entwicklungen werden aber, obwohl für die unmittelbaren Bedürfnisse nicht benötigt, auch an ITER in Modulform getestet werden. Parallel zu den oben angeführten, auf ITER ausgerichteten Entwicklungen laufen nämlich bereits seit einiger Zeit Materialentwicklungsprogramme und Entwurfsarbeiten zu Blankets, die in einem Kraftwerk sowohl das Erbrüten des Tritiums als auch die Umwandlung der Neutronenenergie in hochwertige Wärmeenergie

bewerkstelligen sollen. Module dieser Blankets, die in mehreren Versionen von den ITER-Partnern entwickelt werden, sollen an ITER dann auch bezüglich ihrer verschiedenen Funktionen getestet werden. Sie werden dazu aus einem fortschrittlichen Material, einem martensitischen Stahl, gefertigt werden, obwohl dessen hohe Neutronenflussbeständigkeit dabei nicht gefordert werden wird.

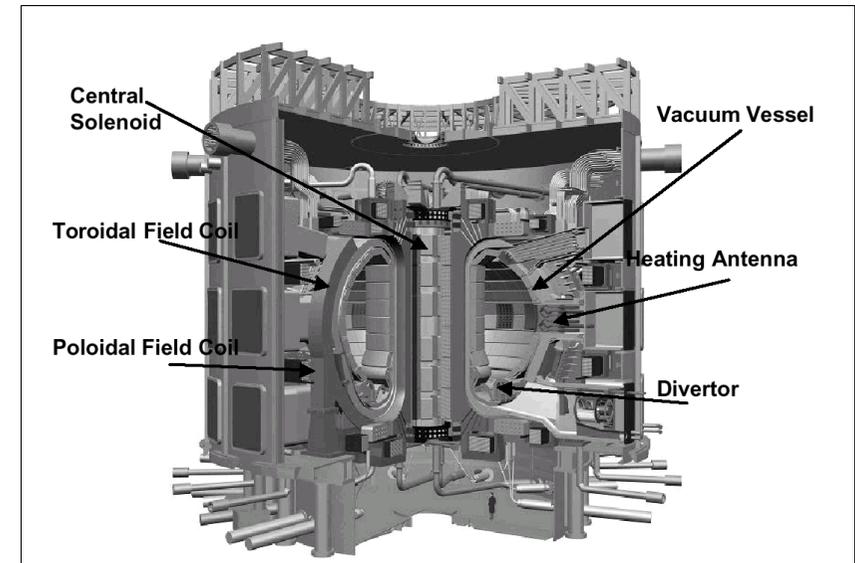


Abb.3 Querschnitt durch das geplante Fusionsexperiment ITER, mit einigen wichtigen Komponenten.

Aus diesen programmatischen Notwendigkeiten formulierte das ITER-Council folgende physikalischen Anforderungen an die ITER Auslegung:

- Erzielung von  $Q=10$  über eine Brenndauer, die zur Einstellung stationärer Bedingungen auf allen plasmaphysikalisch relevanten Zeitskalen ausreicht, und
- Anpeilen eines stationären Betriebes, unter Nutzung von nichtinduktivem Stromtrieb, mit einem Mindestwert von  $Q = 5$ , wobei die Erreichung eines kontrollierten, voll gezündeten Zustandes (*durch technische Festlegungen*) nicht ausgeschlossen werden soll.

Als technologische Ziele wurden formuliert:

- Der Nachweis der Verfügbarkeit und die Integration der für ein Fusionskraftwerk wesentlichen Technologien, wie supraleitende Magnete und fernbediente Durchführung der Wartungsarbeiten,

- der Test von Komponenten eines zukünftigen Fusionskraftwerkes, wie Systeme zur Leistungs- und Teilchenabfuhr aus einem Plasma, und
- Konzepttests von Tritiumbrutmodulen, die in einem zukünftigen Kraftwerk volle Tritiumautonomie sowie die Auskopplung hochwertiger Wärme und die Stromerzeugung ermöglichen würden.

Die auf Grund dieser Anforderungen geplante Anlage ist in einem Querschnitt in Abb. 3 gezeigt<sup>3</sup> Die wesentlichen Anlagenabmessungen und Betriebsparameter sind in Tabelle 1 wiedergegeben.

	ITER
grosser Radius des Plasmatorus [m]	6,2
kleiner Plasmahalbmesser in Mittelebene [m]	2,0
Halbachsenverhältnis des Plasmaquerschnitts	1,7
Toroidalfeld [T]	5,3
Plasmastrom [MA]	15,0
$\beta_N$	1,8
H	1,0
mittlere Elektronendichte [ $10^{20}m^{-3}$ ]	1,0
Fusionsleistung [GW]	400 (800)
externe Plasmaheizleistung [MW]	40 (110)
Q	10,0
Pulslänge [s]	400 (3000)

**Tabelle 1: Basisdaten von ITER. Zahlen in Klammern beziehen sich auf mögliche Erweiterungen der Zusatzheizung oder auf andere Operationsszenarien.**

Die physikalischen Anforderungen führten zur Definition einer Reihe von Entladungsszenarien, von denen drei in Tabelle 2 beschrieben werden.

ITER scenario	Referenz	Technologietest	advanced
Plasmastrom [MA]	15,0	13,8	9,0
$n_e[10^{20}m^{-3}]$	1,0	0,9	6,5
$T_i[keV]$	8,0	8,4	12,1
Fusionsleistung [MW]	400,0	400,0	340,0
externe Plasmaheizung	40,0	73,0	60,0
Q	10,0	5,4	5,7
$\beta_N$	1,8	1,9	2,9
H	1,0	1,0	1,6
Pulslänge [s]	400,0	1070,0	quasistationär

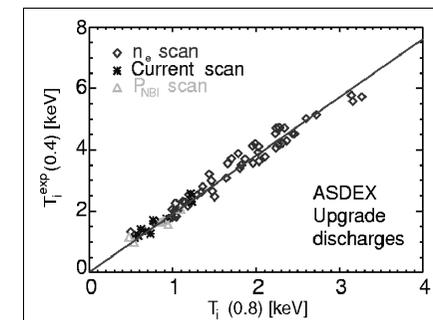
**Tabelle 2: Verschiedene Kombinationen von Betriebsparametern. Die als Referenzszenario bzw. für Technologietests angenommenen Parameterkombinationen entsprechen Standard H-Mode Operation. Das für den Dauerstrichbetrieb mögliche Szenario erfordert Realisierung von verbesserten Einschlussregimes.**

<sup>3</sup> ITER Final Design Report, IAEA Vienna, 2001; sowie R. Aymar, Fusion Engineering and Design 55 (2001) 107-118

### 3. Die physikalischen Voraussetzungen

Abbildung 1 zeigt, dass ein Tokamak der nächsten Generation in den Parameterbereich eines brennenden Plasmas vordringen muss, um einen signifikanten Fortschritt darzustellen. Unabhängig davon ist aber zunächst auch nachzuweisen, dass dieses Ziel mit ausreichender Sicherheit und vertretbaren Ausgaben erreicht werden kann. Die Nähe zum thermonuklearen Brennen kann durch die Parameterkombination  $n_{io}T_{io}\tau_E$  beschrieben werden, wobei sowohl die Dichte  $n$ , als auch der Druck  $nT$ , und vor allem die Energieeinschlusszeit  $\tau_E$  konkreten Beschränkungen unterliegen, und die möglichen Maximalwerte der einzelnen Parameter auch nicht notwendigerweise simultan realisierbar sind. (Das Erreichen der Fusionstemperaturen für sich allein fordert hingegen keinen weiteren Fortschritt: Erreicht werden heute bereits 20 keV in mittelgroßen und 40 keV in den größten existierenden Anlagen.)

Bei der Auslegung von ITER wurde dabei eine Doppelstrategie verfolgt, wohlwissend, dass eine Anlage dieser Größe seine Mindestziele mit fast an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit erfüllen muss, gleichzeitig jedoch immer noch ein Experiment mit entsprechend teils unbekanntem Ausgang darstellt. Zwei geforderte Basisbetriebszustände (s. Tabelle 2) – der gepulste Q = 10 Betrieb für physikalische, und ein 1000 s Q = 5 Betrieb für mehr technologisch orientierte Untersuchungen – fußen daher auf einem Entladungsregime, das sehr robust und reproduzierbar in allen existierenden Divertortokamaks erreicht werden kann. Darüber hinaus wurden an diesen Tokamaks jedoch auch Entladungszustände gefunden, die in ITER zu wesentlich höheren Q-Werten oder zu echtem Dauerbetrieb führen könnten, deren Erreichbarkeit jedoch eher sensibel und nicht völlig geklärt von den detaillierten Szenarien abhängt. Es ist sehr wahrscheinlich, dass zumindest einige dieser „advanced“ genannten Szenarien auch mit einem brennenden Plasma kompatibel sein werden, doch sind diese Untersuchung an ITER physikalische Forschung an der vordersten Front.



**Abb.4 Nachweis der Selbstähnlichkeit der Temperaturprofile. Gezeigt ist das Verhältnis der gemessenen Ionentemperaturen bei 0.4 bzw. 0.8 mal dem kleinen Plasmaradius für ein breites Spektrum von H-Mode Entladungen an ASDEX-Upgrade. Die Steigung der angepassten Gerade stimmt innerhalb von weniger als 10% mit der theoretischen Vorhersage überein.**

Obwohl die quantitative Extrapolation des Energieeinschlusses auf einem empirischen Ansatz beruht, besitzen wir doch auch ein fortgeschrittenes theoretisches Verständnis der entscheidenden Vorgänge. Der Energieeinschluss in Tokamaks wird durch turbulenten Wärmetransport bestimmt, wobei dieser in den inneren Zonen, bei ausreichend hoher Ionentemperatur, durch eine wohlidentifizierte Instabilität, die Ionentemperaturgradienten-(kurz ITG-) Mode, getrieben wird. Diese Mode hat ähnliche Eigenschaften wie die bekannte konvektive Instabilität der Erdatmosphäre: Sie begrenzt den logarithmischen Gradienten der Temperatur. Tatsächlich zeigen Entladungen über einen sehr weiten Parameterbereich eine starke Selbstähnlichkeit des Temperaturprofils (Abb.4), wobei die Absolutwerte durch einen Sockelbetrag am Rande festgelegt werden, der somit einen multiplikativen Effekt hat. Ein wesentliches weiteres Element ist jedoch die bereits oben zitierte Beobachtung, dass diese Instabilitäten und der verursachte turbulente Transport durch teilweise spontan auftretende Scherströmungen über einen begrenzten Bereich unterdrückt werden können. Die erste Beobachtung dieses Vorgangs geschah in den Randzonen von ASDEX<sup>4</sup>, und seither ist dies ein reproduzierbares, robustes Phänomen in allen Divertortokamaks. Es resultiert in der Ausbildung eines Temperatur- (und auch Dichte-) Sockels am Plasmarand, und hat somit wegen der Selbstähnlichkeit der Temperaturprofile im Plasmainternen einen sehr starken Einfluss auf den Gesamtenergieinhalt.

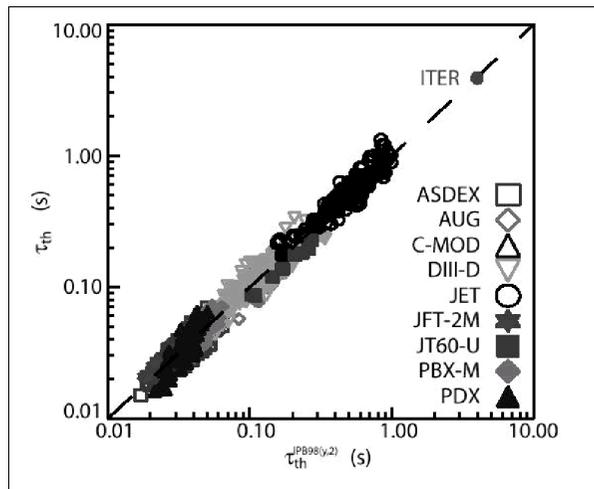


Abb.5: Die der Auslegung von ITER zu Grunde liegende Energieeinschluss-Datenbasis. Aufgetragen sind die tatsächlich beobachteten Werte von  $\tau_E$  verglichen mit den Vorhersagen eines empirisch angepassten Skalierungsgesetzes, das für die Extrapolation von ITER benutzt wurde. Die verschiedenen Symbole beziehen sich auf die 9 verschiedenen Tokamaks, deren Ergebnisse für diese Anpassung verwendet wurden.

<sup>4</sup> F. Wagner et al., Phys. Rev. Lett. 49 (1982) 1408

Für dieses sogenannte H- (für High) Einschlussregime existiert, wie bereits erwähnt, eine sehr ausgedehnte, fast 10 Tokamaks und einen Faktor 100 in  $\tau_E$  überdeckende Datenbasis (Abb.5), die für die Gewinnung einer Skalierungsformel und zur Auslegung von ITER benutzt wurde. Auf diese Skalierungsformel bezieht sich auch die in der Einleitung eingeführte dimensionslose Maßzahl  $H$ .

Der Plasmadruck in einem Tokamak steigt im Allgemeinen mit zunehmender Heizleistung bis zu einem durch makroskopische Instabilitäten begrenzten Wert des dimensionslosen Parameters  $\beta$ . Dieser kritische Wert hängt auch von der detaillierten Form der Druck- und Plasmaströmprofile ab und kann, wenn diese ausreichend genug bekannt sind, von der Theorie mit hoher Zuversicht vorhergesagt werden. Vor allem die Stromprofile sind allerdings nur begrenzt kontrollierbar, und ändern sich auch während der Entladung noch über einen langen Zeitraum (vergleichbar mit der Skinzeit, die an ITER die Energieeinschlusszeit um einen Faktor 100 übersteigen wird). Für die Basisoperationsmode von ITER wurden daher relativ niedrige Grenzwerte von  $\beta$  angenommen, die in existierenden Experimenten tatsächlich bereits über sehr lange Pulsdauern aufrecht erhalten werden konnten (Abb.6).

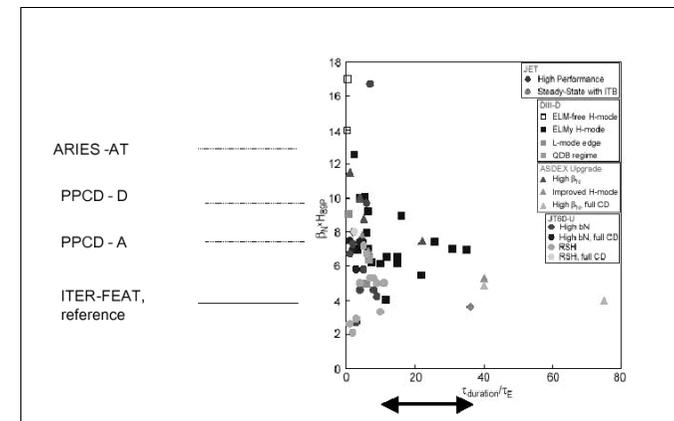
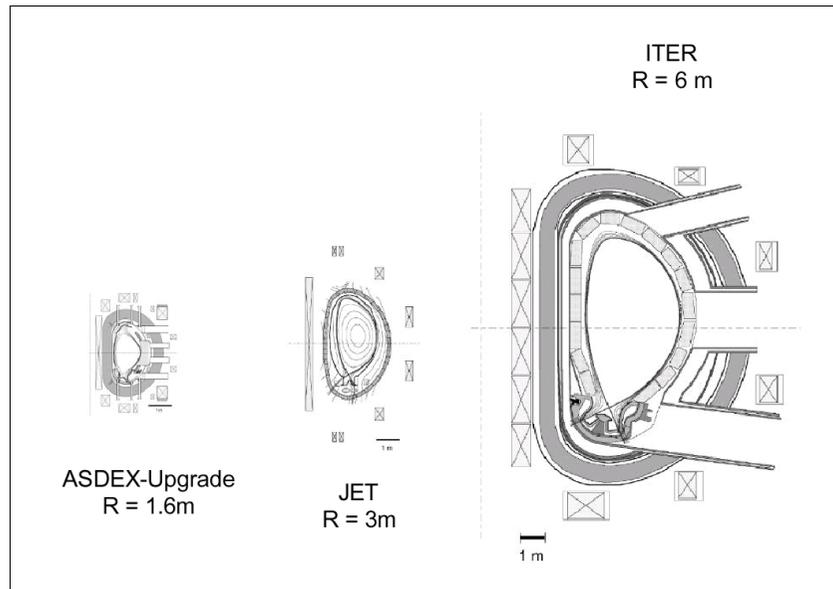


Abb. 6: Die in bisherigen Experimenten erzielten Werte des Produktes  $H \beta_N$ , aufgetragen gegenüber der Zeitdauer, über die diese Werte konstant gehalten werden konnten. Aufgetragen sind auch die Werte, die für die Auslegung von ITER bzw. für 3 Kraftwerksstudien zu Grunde gelegt wurden (ARIES-AT ist ein US-Entwurf, PPCD-A und -D sind zwei europäische Studien, siehe auch Tab. 4)

Über kürzere Zeitintervalle konnten auch viel höhere Werte realisiert werden, wobei der Zeitraum bei mittleren  $\beta$ -Werten durch die Länge des Heizpulses oder mangelnde Kontrolle der Profile begrenzt wurde. Die absoluten Spitzenwerte in  $\beta$  aber konnten nur durch Ausnutzung des stabilisierenden Einflusses leitender Wände erreicht werden (die nach der Lenz'schen Regel die mit großskaligen Instabilitäten verbundenen Magnetfeldänderungen zu unterdrücken

neigen). Diese Regime mit hohem Plasmadruck sind natürlich für ITER und ein Kraftwerk von besonderem Interesse, vor allem wegen des mit dem hohen Druck verbundenen Bootstrap-Stromes, der einen stationären Betrieb erleichtern würde. Die Möglichkeiten der Profilkontrolle hängen jedoch stark von der Art der Energiezufuhr und des Stromtriebes ab, und können daher für ein brennendes Plasma nur an ITER selbst entwickelt werden. Der stabilisierende Einfluss der Wände wirkt nur auf der Zeitskala auf der Magnetfelder in ihnen eingefroren sind, und ist daher durch ihren endlichen elektrischen Widerstand begrenzt. Immerhin genügt dies, um die Instabilität von ihrer (ungebremst) einige  $10 \mu\text{s}$  auf eine einige  $10 \text{ms}$  Zeitskala zu bringen, auf der aktive Feedback-Kontrolle durch von außen aufgeprägte Felder möglich ist. Letztere Methoden, die bereits in ausgedehntem Umfang für die Kontrolle der Lageinstabilität in nichtkreisförmigen Tokamaks im Einsatz sind, können jedoch vom System der Plasmaheizung und auch der Größe der Anlage unabhängig getestet werden und sind gegenwärtig in Entwicklung.



**Abb. 7** Querschnitte der Separatrix und einiger wichtiger Komponenten (Vakuumgefäß, Divortorstrukturen, Magnetfeldspulen) der beiden größten Europäischen Divortortokamaks und ITER's.

Der Prozentsatz des in einer Fusionsanlage durch den Bootstrap-Effekt getriebenen Stromes hängt eigentlich vom Produkt  $H\beta$  ab, da ein verbesserter  $H$ -Faktor einen brennenden Betrieb bei geringerem Plasmastrom ermöglicht. (Diese Parameterkombination ist in Abb. 6 gezeigt). Die Möglichkeit, Werte von  $H > 1$  zu erzielen, entstand vor allem durch die Beobachtung,

dass Transportbarrieren, wie sie in der H-Mode am Plasmarand auftreten, auch im Plasmainneren auftreten können. Allerdings ist hier ihr Auftreten an die Existenz spezieller Stromprofile geknüpft, und daher schwieriger sicherzustellen. Häufig ist in derartigen Entladungen lokal die thermische Isolation so gut, dass Druckgradienten bis zu Werten aufsteilen, die zu makroskopischen Instabilitäten führen und dadurch die Existenz dieses Zustandes beenden. An JET konnte aber gezeigt werden, dass diese Entwicklung durch Feedback-Kontrolle von Heizung und Stromtrieb unterdrückt werden kann, doch wird an ITER erst zu zeigen sein, in welchem Umfang dies auch bei dominierender Fusions-(selbst-)heizung möglich ist.

Zuversicht in die Basisszenarien und hohe Erwartungen auf darüber hinausgehende Ergebnisse gründen sich vor allem darauf, dass ITER das Produkt eines 30-jährigen Konvergenzprozesses ist. Wie sehr ITER die konsequente Fortführung der Designideen ist, die sich vor allem in Europa während dieser Zeit herauskristallisierten, wird durch Abb.7 unterstrichen, die maßstabgetreu die Plasmaquerschnitte sowie die für die Plasmaphysik wichtigsten technischen Komponenten von ITER mit denen der beiden Tokamaks ASDEX-Upgrade und JET vergleicht.

#### 4. Die technischen Vorbereitungen

Die Planung von ITER wurde von einem zentralen internationalen Planungsteam (Joint Central Team) unter starker Zuarbeit von Arbeitsgruppen in den einzelnen Partnerblöcken (Home Teams) in den Jahren 1992 – 2001 durchgeführt. Integrierter und vielleicht wichtigster Teil dieser Entwicklung war das R&D Programm, mit dem prinzipielle Lösungen gefunden, aber auch die industrielle Fertigung sichergestellt werden sollte. (Eine ausführliche Gesamtbeschreibung dieses Programms ist in dem Bericht über ITER Technology R&D<sup>5</sup> gegeben). Höhepunkte dieses Programms waren sieben Großprojekte, in denen mit einem Gesamtaufwand von 400 Millionen € die aufwendigsten und anspruchsvollsten Technologien bis zur Fertigung von Prototypen entwickelt und getestet wurden. Tabelle 3 enthält eine Liste, aus der auch die Aufteilung der R&D Arbeiten an den einzelnen Projekten unter den ITER Partnern ersichtlich ist. An den meisten Projekten beteiligten sich alle Partner. Ausnahmen bildeten Fälle, in denen Paare von Projekten zwar unterschiedliche, aber vergleichbare Technologien erforderten, wie z.B. die beiden Projekte zur Fertigung supraleitender Spulen (L1 u. L2) und die beiden Remote-Manipulation Projekte (L6 u. L7), die beide Komponenten betreffen, die für einen routinemäßigen Austausch vorgesehen sind. Im Jahre 1998, nach Fertigstellung eines abgeschlossenen Entwurfes, wurde jedoch vom ITER-Council der Auftrag zu einer Redimensionierung und Kostenreduktion des Projektes erteilt, wobei gleichzeitig im Aufgabenheft des Entwurfsteams die ursprüngliche Forderung eines voll gezündeten Betriebes (d.h. völlige Abschaltung der Zusatzheizung, entsprechend  $Q \rightarrow \infty$ ) durch die Forderung  $Q \geq 10$  ersetzt wurde. Da dies jedoch keine Änderung in den grundlegenden verwendeten Technologien er-

<sup>5</sup> ITER Joint Central Team and Home Team, Fusion Engineering and Design 55 (2001) 97 - 357

forderte, konnte das bereits durchgeführte R&D Programm voll genutzt, und der neue Entwurf innerhalb von 3 Jahren abgeschlossen werden. Diese Planung schloss auch eine sehr detaillierte Kostenabschätzung ein, die unter Mithilfe der Industrie durchgeführt wurde und (auf europäischen Angaben basierend) Gesamtkosten für die Fertigstellung der Anlage von 4,6 Milliarden €, bei einer Bauzeit von 8 1/2 Jahren, ergeben hat.

Resource Allocation Summary for the Seven Large R&D Projects					
(Unit: kIUA)					
Projects	EU	Japan	RF	US*	Total
L1 - Central Solenoid Model Coil	10	61	4	22	97
L2 - Toroidal Field Model Coil	40	0	0	1	41
L3 - Vacuum Vessel Sector	4	19	4	2	29
L4 - Blanket Module	29	14	12	9	64
L5 - Divertor Cassette	13	12	9	21	55
L6 - Blanket Module Remote Handling	3	18	0	0	21
L7 - Divertor Remote Handling	26	3	0	0	29
Total	125	127	29	55	336

\* US contributed until July 1999

Status: June 2000

**Tabelle 3: Beiträge der einzelnen ITER Partner zu den 7 großen R&D Projekten. Die Einheit der Kosten (kIUA) entspricht dem Wert von 1 Million Dollar (im Jahr 1989).**

## 5. Schritte nach ITER

Parallel zu den experimentellen und theoretischen Untersuchungen und den Planungsarbeiten an ITER hat sich die Fusionsgemeinde natürlich auch mit der Frage beschäftigt, wie nach bestem Stand des gegenwärtigen Wissens ein kommerzielles Fusionskraftwerk aussehen würde. Diese Studien haben auch eine unmittelbare praktische Bedeutung, da aus ihnen folgt, welche Untersuchungen an, und welche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten parallel zu ITER erforderlich sind, um zu diesem Endziel zu gelangen. Besonders dringlich erweist sich dabei die Materialfrage, da hier nicht nur Entwicklungsarbeiten, sondern auch zeitaufwendige Bestrahlungstest nötig sind, welche mit mehrjährigen Zeitskalen verbunden sind, und einen frühen Start der Entwicklungen erfordern.

Die nächste Fusionsanlage nach ITER soll Elektrizität produzieren und an das Netz abgeben, und muss – schon wegen der mengenmäßigen und vielleicht auch zeitlichen Begrenztheit anderer Ressourcen – seinen Tritiumbedarf, nach einer Anlaufphase, durch Brüten selbst decken. Die physikalische Basis dieser Anlage, die allgemein als DEMO bezeichnet wird, sollte

durch ITER geschaffen bzw. bestätigt werden. Auch einige Technologien müssen zusätzlich neu (die oben angeführten neutronenresistenten Strukturmaterialien bzw. das Brutblanket) oder über das an ITER geforderte Maß hinaus entwickelt werden. Dabei wird man zweckmäßigerweise nach Lösungen suchen, die nicht nur an DEMO, sondern später auch an einem kommerziellen Kraftwerk zum Einsatz kommen sollten. Zum Beispiel muss das Erbrüten des Treibstoffes Tritium in vollem Masse geschehen, da auf externe Quellen in nennenswertem Maße nicht zurückgegriffen werden kann. Es gibt daher keinen Grund, diese Anlage nicht gleichzeitig als Prototyp der ersten Generation eines vollwertigen Kraftwerkes zu planen, wobei die Unterschiede zu letzterem nur in der Betriebsweise und der Verfügbarkeit bestehen werden. Diese Schlussfolgerung ergab sich auf der einen Seite aus den oben erwähnten Kraftwerksstudien (sozusagen bottom-up), war aber auch das Ergebnis eines von der EU eingesetzten hochrangigen externen Beratergremiums<sup>6</sup>, das aus der Betrachtung der programmatischen Notwendigkeiten zu der Empfehlung kam, die Schritte eines DEMO und eines Prototyp-Reaktors in einem zu vereinigen, so dass auf DEMO bereits das erste Exemplar einer Kraftwerksserie folgen könnte.

	ITER	ITER-RS	PPCD - C	PPCD - D
Ro [m]	6,20	6,20	7,5	6,1
Ip[MA]	15,00	9,00	20,1	14,1
fBS	0,15	0,46	0,69	0,76
$\beta_N$	1,80	2,90	4,0	4,5
H98y	1,00	1,60	1,3	1,2
Pfus [GW]	0,40	0,34	3,4	2,5
Q	10,00	5,70	30	35
Pel, net[GW]	n.a.	n.a.	1,5	1,5
structural materials	SS	SS	Eurofer+SiCSiC inserts; Eurofer ODS for first wall	SiC/SiC
blanket coolant	H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O	He+PbLi	PbLi
breeding blanket design	n.a.	n.a.	PbLi	PbLi
divertor load [MW/m <sup>2</sup> ]	10	10	10	5
thermal power cycle efficiency	n.a.	n.a.	~43%	~59%
<neutron wall load> [MW/m <sup>2</sup> ]	0,5	0,4	2,2	2,4

**Tabelle 4: Vergleich von ITER Parametern bzw. Technologien mit den Annahmen Europäischer Kraftwerksstudien. (ITER-RS bezieht sich auf das in Tabelle 2 als „advanced“ bezeichnete Operations-Szenario von ITER)**

<sup>6</sup> D. King et al.: Conclusions of the Fusion Fast Track Experts Meeting, Brussels 2001

Kraftwerksstudien sind also vor allem Wegweiser für die weitere Entwicklung der Physik und der Technologie. Ein „Abstandsmaß“ kann aus den Daten in Tab. 4 gewonnen werden, wo Anlagencharakteristiken und Abmessungen, aber auch physikalische Erwartungsparameter von ITER vergleichend neben die von zwei Kraftwerksstudien gestellt sind. Für ITER wurden dabei zwei physikalische Parametersätze angegeben, die für das Basiszenario, bzw. die für vollen Dauerstrichbetrieb unter Realisierung eines Einschlussregimes mit „advanced“ (aber in einzelnen anderen Experimenten schon erreichten) Charakteristiken. Während die Kraftwerksstudien sich in den Abmessungen nur wenig, und in der geplanten Magnetfeldtechnologie (die in der Tabelle nicht angeführt ist) gar nicht unterscheiden, sind diese Unterschiede in  $\beta_N$ , Gesamtfusionsleistung, Strukturmaterialien und Blanket sowie in einigen daraus folgenden Parametern (wie dem Anteil des durch den Bootstrap-Effekt getriebenen Stromes und den Leistungs- bzw. Neutronenflussdichten an der Wand) signifikant. Auf der physikalischen Seite beinhaltet dies vor allem die Forderung, die  $\beta_N$ -Werte in den Bereich zu bringen, der bisher nur transient realisiert werden konnte, und die Notwendigkeit, den in elektromagnetische Strahlung umgewandelten Leistungsanteil weiter zu erhöhen, um die Belastung der Divertorstrukturen beherrschbar zu halten. Derartige Entwicklungen, die nicht spezifisch mit dem Deuterium-Tritium Betrieb zusammenhängen, können auch an mittelgroßen Tokamaks vorangetrieben werden, obwohl kritische Tests der entwickelten Konzepte am Ende doch an ITER erfolgen müssen.

Blanketkonzept, Wärmeabfuhr und Strukturmaterialien stehen in einem engen Entwicklungszusammenhang. Für plasmanahen Strukturen werden Materialien benötigt, die eine Neutronenfluenz bis zu ca. 150 dpa aushalten können, bevor ein Austausch erfolgen muss. Gleichzeitig sollen diese Materialien eine möglichst geringe, bzw. eine zeitlich sehr schnell abfallende Aktivierung zeigen. Drei Gruppen von Materialien kommen hierbei in Frage: Martensitische Stähle, deren Entwicklung bereits so weit fortgeschritten ist, dass sie für den Bau von ITER-Testblankets eingeplant werden können, Vanadium-Legierungen und mit Siliziumcarbidfasern verstärkte Siliziumcarbidkeramiken (SiCSiC). In Europa wurde spezifisch für Fusionsanwendungen der sogenannte EUROFER-Stahl entwickelt, der für die Testblankets an ITER, aber in verbesserter Form auch als Strukturmaterial für eine erste Generation von Fusionskraftwerken vorgesehen ist. Die Hochtemperatureigenschaften dieses Stahls können durch Oxydispersionsverstärkung weiter verbessert werden, was höhere Betriebstemperaturen und damit höhere thermische Wirkungsgrade der Energieumwandlung ermöglichen würde. SiCSiC besitzt eine noch bessere Wärmebeständigkeit und einen sehr schnellen Aktivitätsabfall, ist jedoch in der Materialentwicklung beträchtlich hinter den martensitischen Stählen zurück. In Anwendungen, die keine Strukturfunktion haben, könnte es jedoch möglicherweise ebenfalls bereits in einer ersten Kraftwerksgeneration eingesetzt werden: Bei der Auskleidung von Kühlkanälen könnte zumindest seine Hitzebeständigkeit genutzt werden. Vanadium besitzt zwar überragende Aktivierungscharakteristiken, bereitet jedoch Schwierigkeiten im Kontakt mit Wasserstoff oder Sauerstoff, so dass diese Entwicklungen in Europa mit geringem Nachdruck verfolgt werden.

Bei der Entwicklung von Brutblankets werden gegenwärtig zwei sehr unterschiedliche Linien verfolgt, die beide auf der Nutzung chemisch sehr stabiler Verbindungen von Lithium basieren: Ein festes Blanket aus Lithiumkeramikpellets, und ein Lithium-Blei Eutektikum. Um eine ausreichende Brutrate zu garantieren, muss zusätzlich ein Neutronenmultiplikator eingesetzt werden: Im Falle des festen Blankets sind dies mit Berylliumpellets gefüllte Segmente im Blanket, während im Falle des Eutektikums das Blei selbst diese Rolle übernehmen würde. Als Kühlmittel kommen Helium bzw. das zirkulierende Eutektikum selbst in Frage.

Aus diesen Ausführungen wird klar, dass der Fortschritt zum Fusionskraftwerk neben den physikalischen und technologischen Entwicklungen an und für ITER vor allem auch ein sehr intensives Materialentwicklungsprogramm fordert. Neben den „Erste-Wand“-Materialien, die in unmittelbarem Kontakt mit dem Plasma stehen und für die vor allem Hitzebeständigkeit, eine kleine Abtrage unter Plasmabeschuss, sowie eine geringe Aufnahme von Wasserstoff (wegen des geringen zu haltenden Inventars an Tritium) gefordert werden, steht für alle anderen Materialien die Resistenz gegenüber den Neutronenflüssen im Vordergrund. Materialschäden werden dabei durch die Verlagerung von Atomen durch Neutronenstöße, aber auch durch Reaktionen die zur Wasserstoff- bzw. Heliumbildung führen, verursacht. Die erzeugten Veränderungen in den Materialeigenschaften hängen somit nicht nur von der Neutronenfluenz, sondern auch vom Neutronenspektrum ab. Neutronen in einem Fusionskraftwerk werden wesentlich energiereicher geboren als die in einem Spaltreaktor produzierten, haben aber damit – im Gegensatz zum Spektrum einer Spallationsquelle – auch eine sehr präzise obere Grenzenergie. Daher können weder Bestrahlungstests in Spaltreaktoren, noch solche in Spallationsquellen völlig schlüssige Informationen bieten, obwohl natürlich vor allem Ergebnisse in Spaltreaktoren sehr wichtige Hinweise geben können. Für den Schritt zum Kraftwerk, und für das Lizenzverfahren von DEMO, sind daher ausreichende Materialtests an einer Neutronenquelle mit einem fusionsähnlichen Neutronenspektrum notwendig. Eine derartige Testanlage muss auch eine ausreichend hohe Neutronenflussdichte gewährleisten, um die notwendigen Fluenzen für die Materialqualifizierung innerhalb eines ausreichend kurzen Zeitraumes sicherzustellen. Sie kann, mit in absehbarer Zeit verfügbarer Technologie, nur in Form einer sogenannten „Stripping“-Quelle realisiert werden, die auf  ${}^7\text{Li}({}^2\text{D}, 2n){}^7\text{Be}$  bzw.  ${}^6\text{Li}({}^2\text{D}, n){}^7\text{Be}$  Reaktionen beruht, und von einem Deuteriumionenbeschleuniger getrieben wird. Eine derartige Quelle, IFMIF, ist somit, wie ITER, ein notwendiger Bestandteil des Entwicklungsprogramms für ein Fusionskraftwerk, und ist gegenwärtig ebenfalls Gegenstand von gemeinsamen Entwurfsarbeiten in den EU-Ländern, Japan und der USA.

Aus Zeitabschätzungen dieser Entwicklungsschritte lässt sich ein Gesamtplan für den Weg zu einem Fusionskraftwerk zusammenstellen. Natürlich werden dabei nur die physikalischen und technischen Entwicklungsschritte berücksichtigt, obwohl Verzögerungen in der Klärung von Finanzierungs- und Standortfragen und Verhandlungen zwischen potentiellen Partnern genauso ablaufentscheidend sein können. Ein, mit all diesen Vorbehalten zu betrachtender möglicher Entwicklungsplan, ist in Abb. 8 gezeigt. Er basiert auf den beiden gleich kritischen

Entwicklungslinien und hängt zeitkritisch an den Ergebnissen von ITER und den Tests der Kraftwerksmaterialien an IFMIF. Das Entwicklungsziel ist dabei durch zwei Meilensteine gekennzeichnet: Den Zeitpunkt, zu dem wir von diesen beiden Seiten alle Informationen erhalten haben, die zum Bau eines Kraftwerkes nötig sind und jenen, zu dem DEMO in einer routinemäßigen Form elektrische Energie an das Verbundnetz abzugeben beginnt. Diese beiden Ziele könnten Mitte der 20er Jahre bzw. in den späten 30er Jahren erreicht sein.

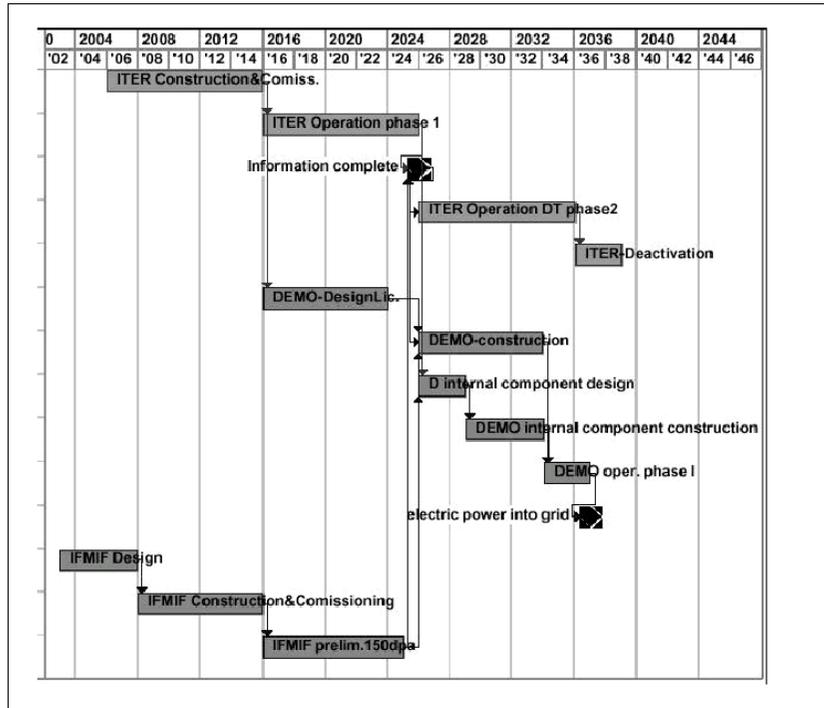


Abb.8: Ein möglicher Zeitplan der kommenden Schritte zu einem Fusionskraftwerk

Neben der durch ITER repräsentierten Tokamaklinie wird weltweit noch ein anderes Konzept des toroidalen magnetischen Einschlusses mit viel Einsatz verfolgt, der Stellarator. Er kann auf einen toroidalen Nettostrom verzichten, woraus sich automatisch die Eignung zum Dauerbetrieb ergibt. Der Toroidalstrom im Tokamak stellt auch eine Quelle potentiell freisetzbare Magnetfeldenergie dar, und tatsächlich treten in Tokamaks plötzliche Stromabrisse auf, die in einem Kraftwerk zu einer Unterbrechung der Leistungsproduktion und (bei häufigerem Auftreten) auch zu einer Begrenzung der Lebensdauer der Anlage führen könnten. Diesen Schwierigkeiten, denen man innerhalb des Tokamakkonzeptes durch Feedback-Entladungskontrolle zu entgehen hofft, steht im Stellarator eine wesentlich größere Komplexität der

Spulenkonfiguration gegenüber. Vor allem aber hat der Stellarator gegenwärtig gegenüber dem Tokamak einen Entwicklungsrückstand von mehr als einer Experimentengeneration, so dass ein auf diesem Konzept beruhendes brennendes Plasmaexperiment erst in 15 oder mehr Jahren ein ITER-äquivalentes Planungsstadium erreichen könnte. Andererseits sind aber die in ITER zu beantwortenden Fragestellungen (Physik der schnellen  $\alpha$ -Teilchen, Leistungsabfuhr, Blanket- und Spulentechnologie, Remote-Manipulation) und die an IFMIF zu testenden Materialentwicklungen auch völlig stellaratorrelevant. Eine optimale Zeitplanung für ein Stellaratorkraftwerk geht daher davon aus, dass die an ITER gewonnene Erfahrung mit brennenden Plasmen zusammen mit den Ergebnissen der sich jetzt in Operation, Bau oder Planung befindlichen Generation von Stellaratoren (LHD in Japan, W7-X in Europa, NCSX in den Vereinigten Staaten) auch eine ausreichende Basis für die Konstruktion eines Stellarator-DEMO's darstellen könnten. Dies setzt zwar einen sehr großen Fortschritt in der theoretischen Modellierung von Plasmen voraus, was jedoch, angesichts der Entwicklungen des letzten Jahrzehntes, keine unrealistische Annahme sein sollte.

## 6. Schlussbemerkungen

Nachdem der erste ITER Entwurf teilweise – vor allem in den Vereinigten Staaten – wegen seiner Größe unter Kritik geraten war, herrscht heute weltweit Einigkeit, dass ITER in der jetzt ausgearbeiteten Form der logische nächste Schritt der Fusionsforschung zu einem Kraftwerk ist. Diese Einschätzung stützt sich zum einen auf die Extrapolation der bisher in der Fusionsforschung erzielten Ergebnisse, und zum anderen auf die programmatischen Notwendigkeiten der Entwicklung eines Fusionskraftwerkes. Die ITER Entwurfsarbeiten hatten gleichzeitig einen großen fokussierenden Einfluss auf die physikalische Forschung und die Technologieentwicklung, da sich häufig die tatsächlich kritischen Fragen erst durch die Extrapolation auf Kraftwerksdimensionen herauskristallisierten. Gelöst wurden die dabei auftauchenden Probleme durch ein weltweit koordiniertes physikalisches Programm an existierenden Tokamaks und durch ein R&D Programm, das in sieben großen Projekten der Komponentenentwicklung kulminierte. Das ITER Projekt ist jetzt entscheidungs- und baureif, und vier Staaten (Kanada, Frankreich, Japan, Spanien) haben Standorte für seine Errichtung angeboten. Der Beitritt der USA und Chinas zu den gegenwärtigen Verhandlungen ist ein weiterer Beweis, dass Fusion als eine wichtige Energieoption und ITER als ein entscheidender Schritt zu ihrer Realisierung zu werten sind.

## DER HOCHTEMPERATURREAKTOR – SICHERHEITSEIGENSCHAFTEN UND LAUFENDE PROJEKTE

**Peter.-W. Phlippen, K. Kugeler**  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

### Kurzfassung

Zunächst werden die Sicherheitseigenschaften von Leichtwasserreaktoren mit denen von Hochtemperaturreaktoren (HTR) mit kugelförmigen Brennelementen exemplarisch für extreme Situationen gegenübergestellt. Die wichtigsten physikalischen und technischen Gründe für das vergleichsweise gutmütige Verhalten des HTRs werden erläutert. Anhand ausgewählter Simulationsergebnisse wird die Reaktion des HTR-Cores auf Störungen der Abfuhr der Nachzerfallswärme sowie des Regelsystems dargestellt. Sodann werden die wichtigsten Auslegungsdaten, Konzepte bzw. Konzeptvorstellungen und Ziele zu den weltweit betriebenen bzw. untersuchten HTR-Projekten diskutiert. Den Abschluss bildet die Einordnung der Kernenergienutzung in die zukünftigen weltweiten Erfordernisse der Energieversorgung.

### 1. Die heutige Situation der Kernenergienutzung

Die sicherheitstechnische Auslegung von Kernkraftwerken dient dem zuverlässigen Einschluss der durch die Kernspaltung erzeugten radioaktiven Stoffe sowohl während des bestimmungsgemäßen Betriebs als auch in Störfallsituationen. Je nach physikalischer und technischer Auslegung der Kernreaktoranlage führt diese Anforderung zu sehr unterschiedlichen Maßnahmen zur Gewährleistung des Aktivitätseinschlusses.

Die heute weltweit betriebenen ca. 430 Kernkraftwerke arbeiten zum überwiegenden Teil mit (leichtem) Wasser als Kühlmittel und Neutronenmoderator in der Ausführung des Druckwasser- oder Siedewasserreaktors. Die zuvor genannte Sicherheitsanforderung kann bei dieser Reaktorauslegung auf die zuverlässige Abfuhr der Nachzerfallswärme aus dem Reaktorkern zurückgeführt werden; denn durch den radioaktiven Zerfall der Spaltprodukte werden auch nach Beendigung der nuklearen Kettenreaktion noch erhebliche Wärmemengen im Kernbrennstoff freigesetzt (Abb. 1), die sicher abgeführt werden müssen. Beispielsweise werden in einem Reaktorkern mit 3800 MW thermischer Leistung unmittelbar nach Abschalten der Kettenreaktion ca. 250 MW an Nachzerfallswärme freigesetzt. Diese Wärmefreisetzung klingt zeitlich zwar schnell ab, aber sie beträgt 1 Stunde nach Abschaltung immer noch ca. 1% der Nennleistung, d. h. 40 MW! Diese Wärmeleistungen können aus den stabförmigen Brennelementen der Leichtwasserreaktoren nicht ohne eine ausreichende Kühlung durch Wasser abge-

führt werden, so dass es beim Ausfall der Wasserkühlung zwangsläufig zu einer Zerstörung käme (Abb. 2). Fällt die aktive Wasserkühlung unmittelbar bei Volllast aus, so ist nach ca. einer Stunde von einer Kernschmelze im Reaktordruckbehälter auszugehen, die in der Folge den Boden des Reaktordruckbehälters durchdringt und im Betonfundament des Sicherheitsbehälters aufgefangen wird. Da bei derzeit betriebenen Leichtwasserreaktoren keine Vorkehrungen zur Kühlung einer Kernschmelze im Sicherheitsbehälter vorhanden sind, wird die Kernschmelze das Fundament je nach Anlagenausführung in wenigen Tagen durchdringen.

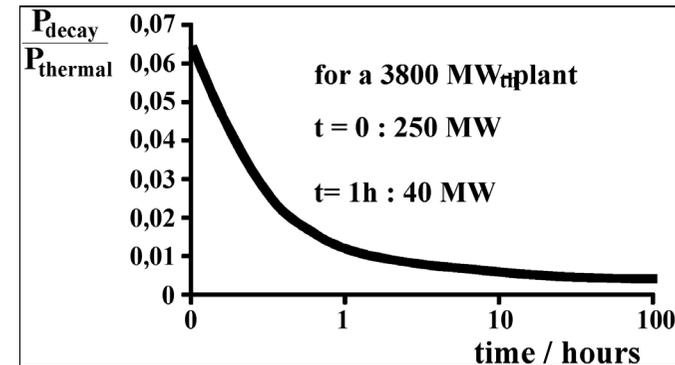


Abb.1:  
Zeitliche Entwicklung der Nachzerfallswärmeleistung in Kernreaktoren

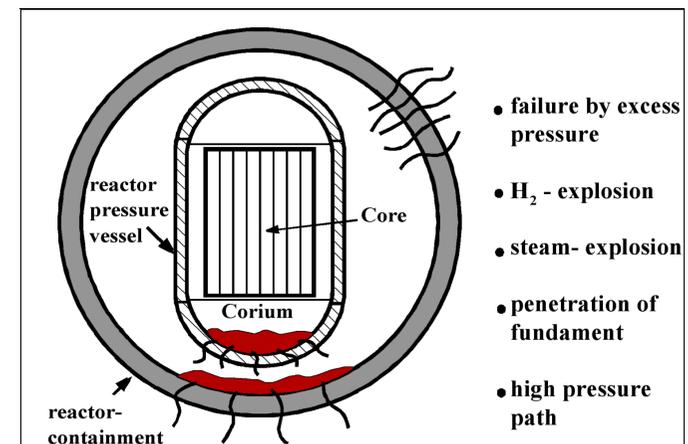


Abb. 2:  
Entwicklung und mögliche Konsequenzen eines Kernschmelzunfalls im Druckwasserreaktor

Daher sind bei modernen Leichtwasserreaktoren die Kühlkreisläufe mit den zugehörigen Energieversorgungen und Leittechniken vielfach redundant und teilweise diversitär aufgebaut. Hierdurch werden selbst große Wasserleckagen durch beispielsweise defekte Primärkreisumschließungen zuverlässig kompensiert, so dass eine ausreichende Kühlung des Reaktorkerns aufrecht erhalten werden kann. Dennoch ist mit einer geringen Wahrscheinlichkeit ein Ausfall der Kernkühlung infolge von propagierenden Einzelversagen oder gemeinsamer Ursache nicht auszuschließen. In Kenntnis der katastrophalen Auswirkungen eines Kernschmelzunfalls auf die Umgebung wurden in den vergangenen Jahrzehnten erhebliche Anstrengungen unternommen, die Eintrittswahrscheinlichkeit zu reduzieren (Abb. 3). Während in den 80er Jahren eine erwartete Kernschmelzhäufigkeit von bis zu 0,001/Jahr noch als zufriedenstellend eingestuft wurde, zielen Anlagenkonzepte wie der europäische Druckwasserreaktor (EPR) auf Kernschmelzhäufigkeiten von 0,000001/Jahr und weniger ab; außerdem wird insbesondere beim EPR zusätzlich eine Kernauffangeinrichtung vorgesehen, die eine Kernschmelze nach ihrem Auftritt kühlen und im Sicherheitsbehälter zurückhalten soll.

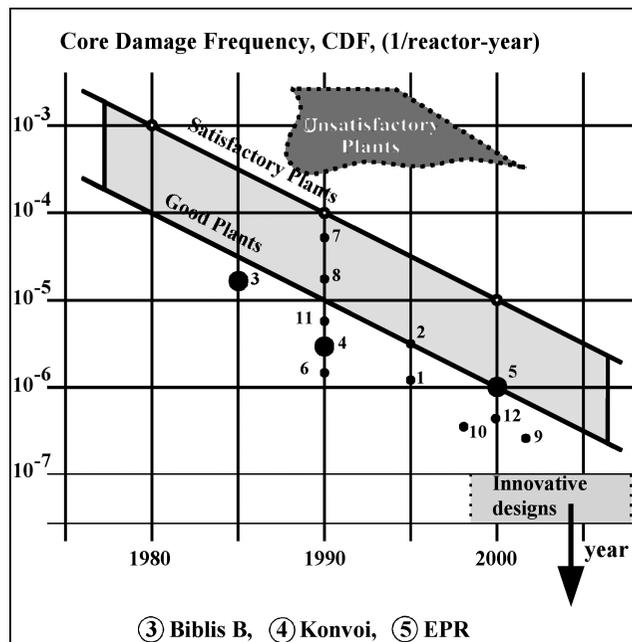


Abb. 3: Zeitliche Entwicklung der weltweit erwarteten Kernschmelzhäufigkeit bei Leichtwasserreaktoren

Diese Weiterentwicklung des probabilistischen Sicherheitskonzepts führt zu einer Reduktion der Kernschmelzhäufigkeit, kann sie aber nicht ausschließen, was neben anderen Gründen in

vielen Gesellschaften zu einer Ablehnung der Kernenergienutzung beigetragen hat. Die monetären Auswirkungen eines Kernschmelzunfalls wurden vielfach analysiert und sind in Abb. 4 exemplarisch zusammengestellt; dabei charakterisieren die Punkte „LWR heute (1)“ und „LWR heute (2)“ die Bandbreite der Schätzungen für laufende Leichtwasserreaktoren.

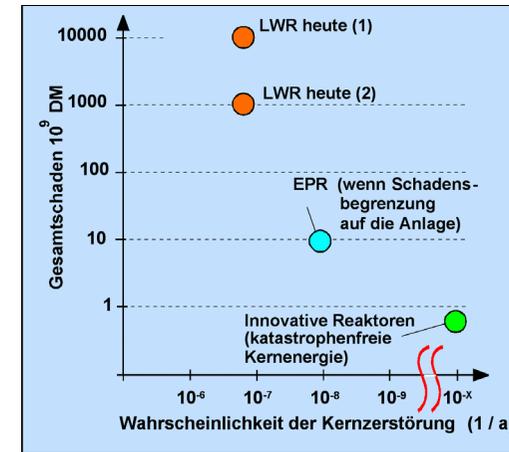


Abb. 4: Erwartetes Schadensausmaß bei Kernzerstörungen

Begründet sind diese hohen Schäden nicht nur durch den Anlagenverlust und zahlreiche Todesfälle in der Bevölkerung, sondern wesentlich durch langandauernde Flächenkontaminationen in der Umgebung und daraus resultierende Umsiedlungen. Diese Schäden werden heute als nicht versicherbar eingestuft. Ein bedeutender Gewinn wäre mit der EPR-Entwicklung erreicht, falls es gelingt, die Kernschmelze innerhalb des Sicherheitsbehälters zu kühlen; in diesem Falle würde der Schadensumfang auf die Anlage sowie die Beseitigungskosten begrenzt bleiben (Anlagenverlust). Allerdings wäre eine Versicherbarkeit hier nur in einem internationalen Versicherungsverband gegeben. Anders würde sich die Situation darstellen, falls die durch „Innovative Reaktoren“ gekennzeichnete Situation realisiert wäre. Ein Weg zum Erreichen dieses Zieles, das als „katastrophenfreie Kernenergienutzung“ bezeichnet wird, soll im folgenden diskutiert werden.

## 2. Anforderungen an die zukünftige Kernenergienutzung

Eine katastrophenfreie Kernenergienutzung ist dadurch charakterisiert, dass infolge von Störfällen oder Unfällen (1) keine Todesfälle außerhalb des Anlagenzaunes auftreten, (2) keine unzulässige Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung stattfindet, die eine unzulässig hohe Landkontamination oder gar Umsiedlung bewirkt, und (3) keine volkswirtschaftliche

Katastrophe hervorruft, denn die Schäden bleiben auf die Anlage begrenzt und werden damit versicherbar. Diese Situation wird anhand von Abb. 5 am Beispiel des freigesetzten Caesium-Anteils verdeutlicht, dessen Isotop Cs-137 mit 30 Jahren Halbwertszeit dominant für die langandauernde Kontamination ist. Die „Umsiedlungsfläche“ bleibt auf das Anlagengelände beschränkt, falls nicht mehr als ein Anteil von 0,001% des Cs-137-Inventars aus dem Reaktorkern in die Umgebung gelangt.

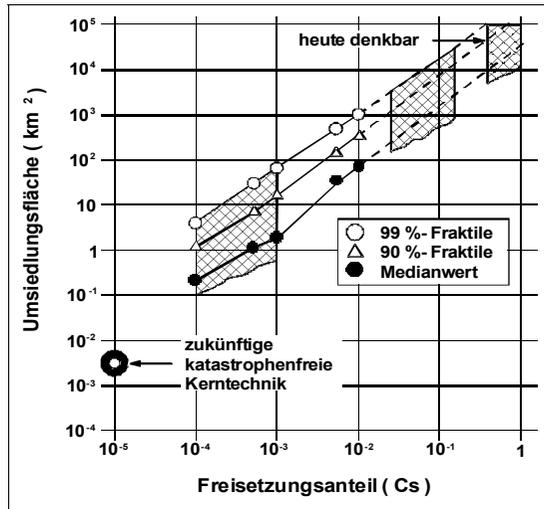


Abb. 5: Umsiedlungsfläche in Abhängigkeit von der unterstellten Freisetzung von Cäsium aus dem Kern eines Druckwasserreaktors in die Umgebung

Ausgehend von der International Nuclear Event Scale (INES) der internationalen Atomenergiebehörde ist diese Forderung gleichbedeutend mit der Vermeidung von radioaktiven Freisetzungen, die oberhalb der Kategorie 3 einzuordnen wären (Abb. 6).

Dieses Ziel wird heute durch verschiedene Richtungen der sicherheitstechnischen Entwicklung von zukünftigen Kernreaktoren angestrebt (Abb. 7). Eine Entwicklungsrichtung betreibt die Reduktion der Kernschmelzhäufigkeit (z.B. AP-1000, ABWR, SWR-1000), ggfs. in Kombination mit einer Kernschmelzeinrichtung (EPR), mit dem Ziel, die Freisetzung radioaktiver Stoffe auch bei gravierenden Unfällen im wesentlichen auf die Reaktoranlage zu beschränken. Hier kommt dem Containment eine wesentliche Aufgabe zu, denn es muss trotz möglicher Wasserstoffverbrennung, Druckaufbau oder äußerer Einwirkung auch langfristig ausreichend dicht bleiben. Die zweite Entwicklungsrichtung ist dadurch charakterisiert, dass die Spaltprodukte in allen Störfallsituationen in ausreichendem Maße innerhalb des Reaktorkerns bzw. innerhalb der Brennelemente zurückgehalten werden (HTR). Durch Dimensionierung und Werkstoffwahl ist eine Kernschmelze physikalisch ausgeschlossen.

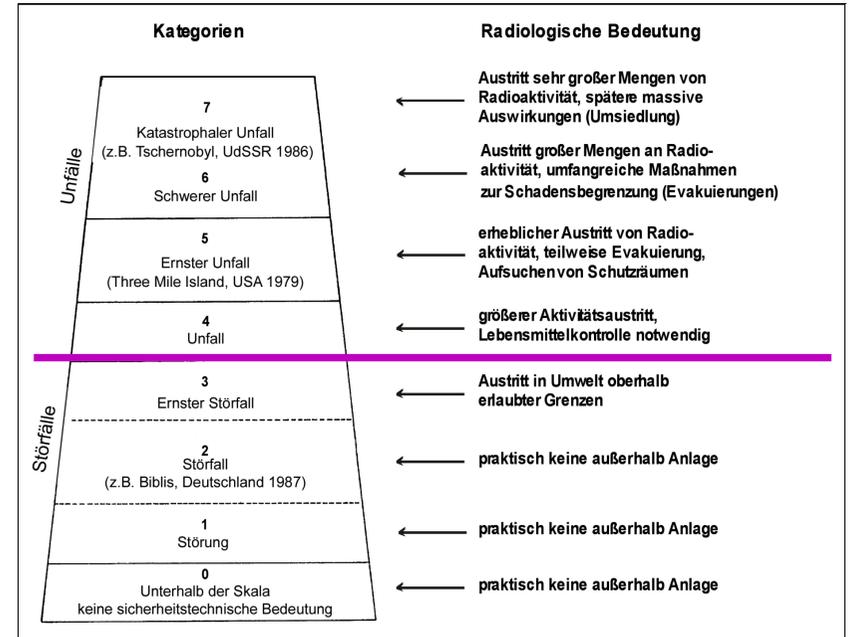


Abb. 6: International Nuclear Event Scale (INES) der internationalen Atomenergiebehörde zur Kategorisierung von Störfällen und Unfällen in kerntechnischen Anlagen

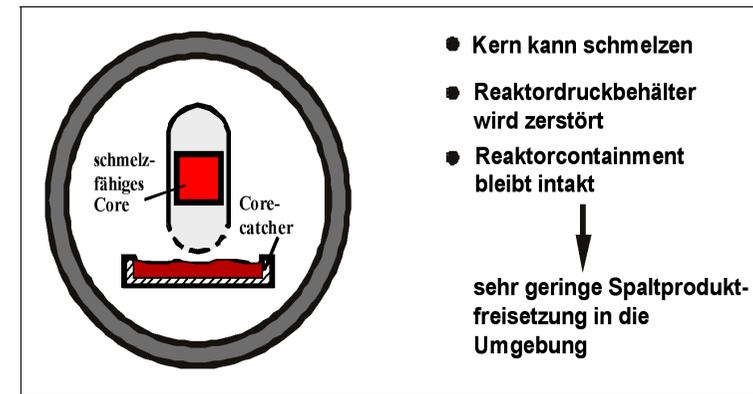


Abb. 7a: Entwicklungsrichtungen zur Realisierung „katastrophenfreier Kerntechnik“: Ertüchtigung von LWR durch Einführung einer Kernauffangeinrichtung

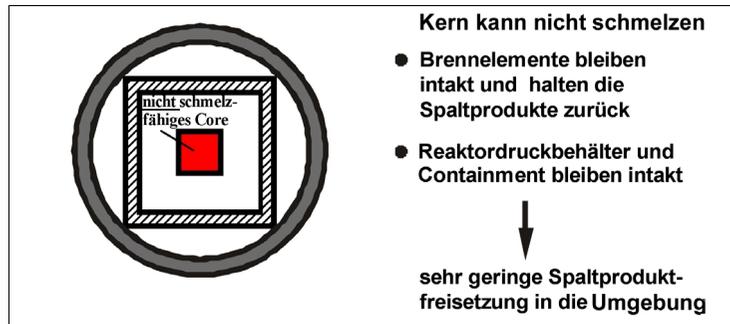


Abb. 7b: Entwicklungsrichtungen zur Realisierung „katastrophensicherer Kernenergie“:  
Realisierung von nicht schmelzfähigen Reaktorkernen

Details zum Hochtemperaturreaktor und dessen grundlegenden Eigenschaften werden im Folgenden näher erläutert.

### 3. Sicherheitseigenschaften des Hochtemperaturreaktors

#### 3.1 Stabilitätskriterien

Es kann gezeigt werden, dass eine katastrophensichere Kernenergienutzung durch Einhaltung von vier Stabilitätskriterien realisiert werden kann, falls diese durch selbsttätige Eigenschaften oder Mechanismen erfüllt werden bzw. gewahrt bleiben:

1. **Thermische Stabilität:** Das System des Radioaktivitätseinschlusses darf nicht durch thermische Einwirkungen zerstört werden. Hier ist sicherzustellen, dass durch geeignete Wahl bestimmter Parameter, wie z. B. Leistungsdichte im Reaktorkern, Kerngeometrie, Werkstoff der Brennelemente und der Kernstrukturen, nur solche Temperaturen erreicht werden, die einen Spaltprodukteinschluss sicherstellen.
2. **Nukleare Stabilität:** Nukleare Transienten, die in jedem Kernreaktor auftreten können, dürfen nicht zu einer Zerstörung der Brennelementintegrität führen, so dass die in 1. genannten Kriterien verletzt werden.
3. **Mechanische Stabilität:** Komponenten und Strukturen müssen derart ausgelegt werden, dass sie nicht durch ihr Versagen die beiden zuvor genannten Stabilitätskriterien verletzen. So müsste beispielsweise ein Versagen von Rohrleitungen vermieden werden, falls hierdurch unzulässige nukleare oder thermische Rückwirkungen auf den Einschluss der radioaktiven Stoffe resultieren.

4. **Chemische Stabilität:** Die zuvor genannten Stabilitätsanforderungen dürfen nicht durch chemische Reaktionen oder Reaktionsprodukte gefährdet werden. Beispielsweise könnte im Falle eines Kernschmelzunfalls beim Druckwasserreaktor die mechanische Integrität des Containments durch das Reaktionsprodukt Wasserstoff (aus der Zirkonreaktion mit Wasserdampf) und dessen Zündung durch den entstehenden Überdruck mechanisch versagen.

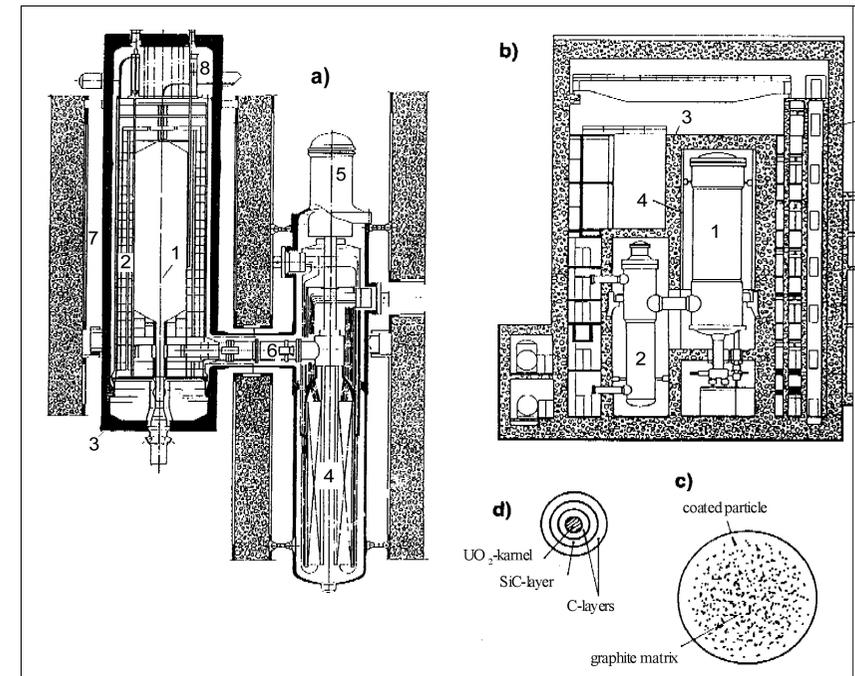


Abb. 8:  
Modul-HTR-Anlage mit 200 MW thermischer Leistung: 1 Kugelhaufenkern, 2 Kerneinfassung, Graphitreflektor, 3 vorgespannter Reaktordruckbehälter, 4 Dampferzeuger, 5 He-Gebläse, 6 Verbindungsbehälter, 7 Zellenkühler, 8 Abschalt- und Regeleinrichtung

Die Stabilitätskriterien werden von HTR-Anlagen (vgl. Abb. 8) durch die Gestaltung und die Auslegung eingehalten, indem der Kernaufbau und die Brennelemente keramisch (Graphit) ausgeführt werden, indem die mittlere Leistungsdichte im Reaktorkern begrenzt bleibt und die bestimmende Dimension (Kerndurchmesser) auf eine zulässige Größe limitiert bleiben, indem mit Helium ein chemisch und neutronenphysikalisch inertes Kühlmittel zum Einsatz kommt

sowie indem durch die Wahl des Primärkreiseinschlusses (vorgespannter Behälter) eine mechanische Stabilisierung bei gleichzeitiger Limitierung des Zutritts korrosiver Medien (Luft, Wasser) erfolgt. Diese Maßnahmen begrenzen die möglichen Temperaturen im Verlauf von Störfällen auf solche Größen, dass die Brennelemente nicht in ihrer Rückhaltefähigkeit für Spaltprodukte beeinträchtigt werden.

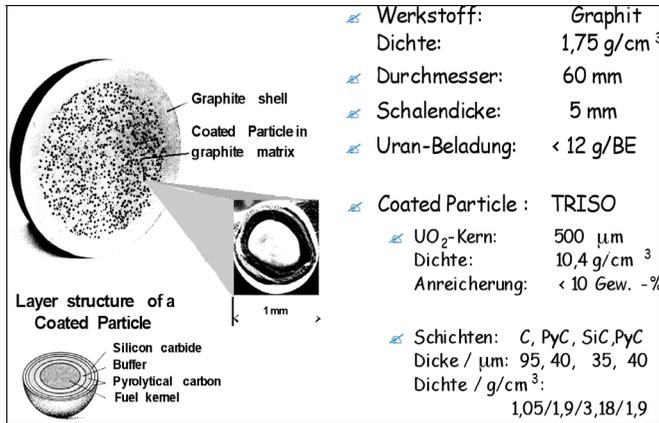


Abb. 9: Kugelförmiges-HTR-Brennelement mit charakteristischen Daten

Das Brennelement (Abb. 9) bildet das wichtigste Element für die Spaltprodukt-rückhaltung eines HTR. In einer Graphitmatrix sind beschichtete Partikel von ca. 1 mm Durchmesser (Coated Particle) eingebettet, die den Kernbrennstoff und die darin durch Kernspaltung gebildeten Spaltprodukte einschließen. Innerhalb der zentralen Matrixzone von 5 cm Durchmesser sind je nach Schwermetallgehalt bis zu 30.000 Coated Particle eingebettet. Jedes Coated Particle besteht aus einem Urandioxidkern, der von vier Schichten bestehend aus porösem Kohlenstoff (Pufferschicht), hochdichtem pyrolytisch abgeschiedenem Kohlenstoff, Siliziumcarbid und hochdichtem pyrolytisch abgeschiedenem Kohlenstoff umgeben ist. In umfangreichen Einzeltests von beschichteten Partikeln sowie in integralen BE-Bestrahlungstests hat dieser Spaltprodukteinschluss seine hervorragende Rückhaltefähigkeit bis zu Temperaturen von 1600°C experimentell nachgewiesen (Abb. 10).

Statistisch signifikantes Überdruckversagen (Strukturversagen) der Partikel infolge der eingeschlossenen (gasförmigen) Spaltprodukte hat sich auch bei sehr hohen Abbränden erst bei Temperaturen oberhalb 2000°C gezeigt. Die diffusionsbedingte Freisetzung von Spaltprodukten während Störfällen wurde durch Heizversuche untersucht. Hier hat sich gezeigt, dass das Leitnuklid Cs-137 erst nach Haltezeiten von über 200 Stunden bei 1600 °C aus dem Partikel diffusionsbedingt zu signifikanten Anteilen entweicht. Aus diesen Versuchsergebnissen kann die Aussage abgeleitet werden, dass die Spaltprodukte bei Störfalltemperaturen bis zu

1600°C nur zu weniger als  $10^{-5}$  des Inventars aus den Partikeln in die Brennelementmatrix freigesetzt werden können. Bezieht man jeweils eine Konzentrationsminderung um den Faktor 10 (das ist ein konservativer Ansatz) für die vorhandenen Strukturelemente Primärkreis mit Graphiteinbauten und Reaktorschutzgebäude mit in die Betrachtung ein, so kann unter der zuvor genannten Temperaturrandbedingung von einer Freisetzung von weniger als  $10^{-7}$  des Anfangsinventars ausgegangen werden (Abb. 11).

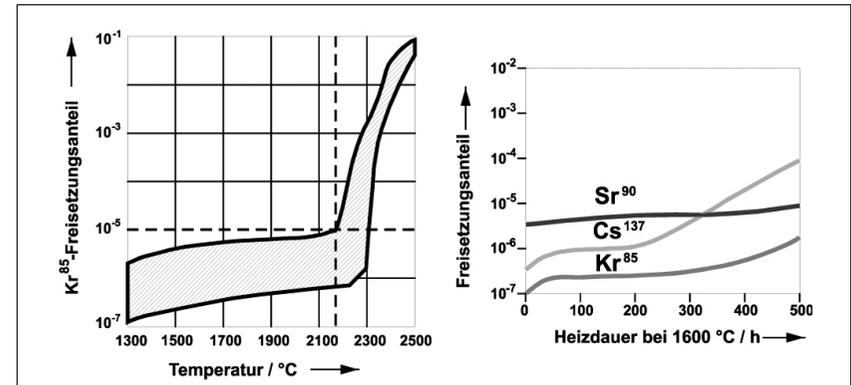


Abb. 10: Spaltprodukt-rückhaltung in HTR-Brennelementen mit Coated Particle als Funktion der Temperatur

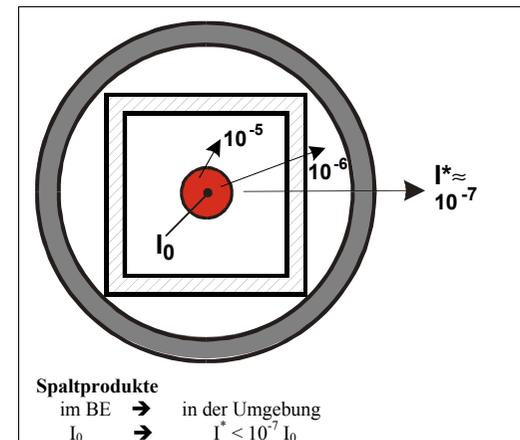


Abb. 11: Limitierung der Spaltproduktfreisetzung bei katastrophenfremden Kernreaktoren am Beispiel des HTR

Unter diesen Freisetzungsbedingungen wird die Dosisleistung durch die freigesetzten radioaktiven Stoffe in der Umgebung sehr gering sein, so dass unmittelbar durch Strahleneinwirkung keine Todesfälle auftreten werden; folglich wird auch keine Evakuierung oder gar Umsiedlung wegen dauerhafter radioaktiver Belastung erfolgen müssen.

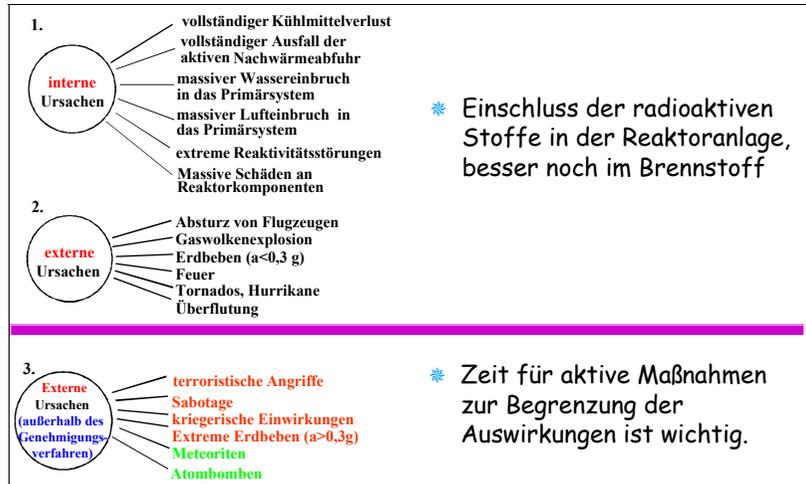


Abb. 12: Eingrenzung des Begriffs „katastrophenfrei“ mit Blick auf die einbezogenen Störfälle aus der Sicht von HTR-Anlagen

Dieses katastrophenfreie Verhalten der Reaktoranlage muss bei allen Störereignissen aus inneren und absehbaren äußeren Ursachen sichergestellt sein (Abb. 12). Gegen die Folgen extremer äußerer Einwirkungen kann nur bedingt Vorsorge getroffen werden. Hier bieten jedoch Reaktorkonzepte, die bei Fremdenergie- und/oder Kühlausfall vergleichsweise langsame Transienten hervorbringen (z.B. HTR) Vorteile gegenüber solchen, bei denen die Transienten schnell ablaufen.

### 3.2 Beispiel: Thermische Stabilität

Die Anwendung sowie die Erfüllung des Kriteriums „Thermische Stabilität“ wird im folgenden beispielhaft erläutert (Abb. 13). Nach dem angenommenen Ausfall aller aktiven Wärmeabfuhrvorrichtungen schaltet sich der Reaktor durch die negative Temperaturrekopplung der Reaktivität nuklear ab, so dass nach dem Auslaufen der Kettenreaktion nur noch die Nachzerfallswärme im Reaktorkern freigesetzt wird. Als einzige Wärmesenke steht neben den Strukturmaterialien nur noch die äußere Oberfläche des Reaktordruckbehälters zur Verfügung. Bei einem thermisch instabilen System kann die Summe aus gespeicherter Wärme und

über die Oberflächen abgegebener Wärme die maximalen Brennstofftemperaturen nicht auf einem für die Strukturwerkstoffe tolerierbaren Niveau begrenzen. Es tritt nach kurzer Zeit Kernschmelzen ein (z. B. DWR nach ca. 1-2 Stunden). Bei einem thermisch stabilen Reaktorsystem wird die maximale Brennstofftemperatur ebenfalls ansteigen, aber die Wärmeproduktion und die Wärmeabgabe aus dem Reaktorkern kommen ins Gleichgewicht, bevor unzulässig hohe Temperaturen erreicht werden; bei HTRs wird die maximale Brennstofftemperatur ( $< 1600^\circ\text{C}$ ) je nach Auslegung nach ca. 40 – 120 Stunden erreicht. Infolge der zeitlich sinkenden Nachwärmeproduktion sinken auch die sich einstellenden maximalen Temperaturen in den Komponenten.

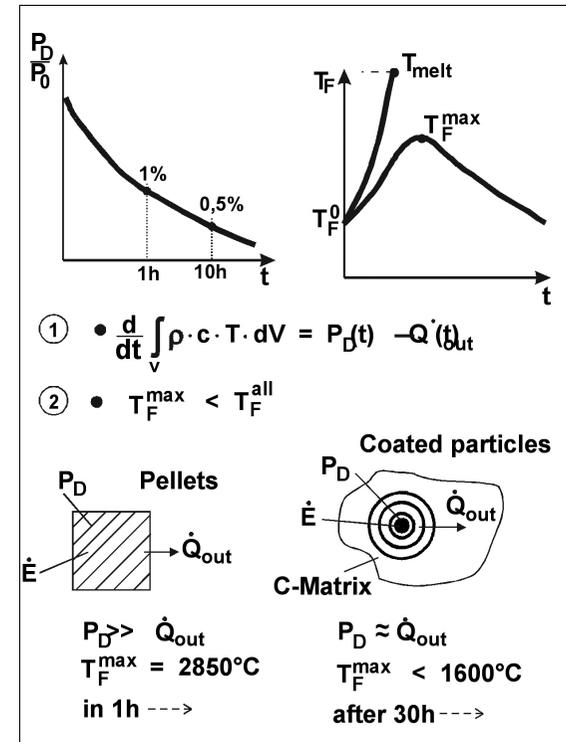


Abb. 13: Qualitative Entwicklung der Temperaturen bei einem thermisch instabilen und einem thermisch stabilen Kernreaktor

In Abb. 14 sind einige Ergebnisse von Analysen für den HTR-Modul (vgl. Abb. 9) für den Störfall des gleichzeitigen Ausfalls der Kühlgasumwälzung und Druckentlastung dargestellt.

Unabhängig von der äußeren Wärmeabfuhrbedingung in der Reaktorzone (surface cooler) bleibt die maximale Brennstofftemperatur unterhalb 1600°C. Die Anlage bleibt also intakt.

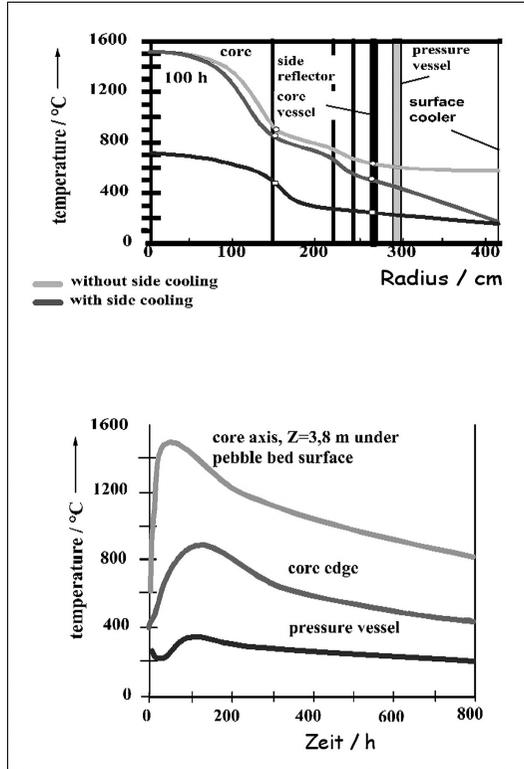


Abb. 14: Zeitliche Temperaturentwicklung für ausgewählte Komponenten des Modul-HTR mit 200 MW thermischer Leistung (Annahme: Ausfall der Kühlgasumwälzung und Druckentlastung des Primärkreises)

### 3.3 Beispiel: Nukleare Stabilität

Die Anwendung sowie die Erfüllung des Kriteriums „Nukleare Stabilität“ wird im folgenden beispielhaft anhand der schnellen Zufuhr von Reaktivität in einen Reaktorkern erläutert (Abb. 15). Ausgehend von kritischen Zustand wird die Zufuhr einer großen positiven Reaktivität unterstellt. Zunächst steigt infolge des überkritischen Zustandes der Neutronenfluss bzw. die nukleare Leistung. Da die Kühlungssituation unverändert geblieben ist, führt das Überangebot an Spaltenergie zu einer Temperatursteigerung im Kernbrennstoff. Dieser Temperatur-

anstieg führt die Überschussreaktivität durch die vorhandene negative Temperaturreckkopplung wieder auf Null zurück. Infolge parallel ablaufender Zerfallsprozesse (Xe-135) schaltet sich der Reaktor schließlich selbst nuklear ab. Bei einem nuklear instabilen System werden im Verlauf des Störfalles zulässige Brennstoff- und Strukturmaterialtemperaturen überschritten, so dass der Kernbrennstoff und die Reaktorstrukturen thermisch versagen, was beim LWR zu einer Kernschmelze führen würde. Bei einem nuklear stabilen Kernreaktor bleiben die Brennstoff- und Strukturmaterialtemperaturen unterhalb zulässiger Werte, so dass die Integrität gewährleistet bleibt.

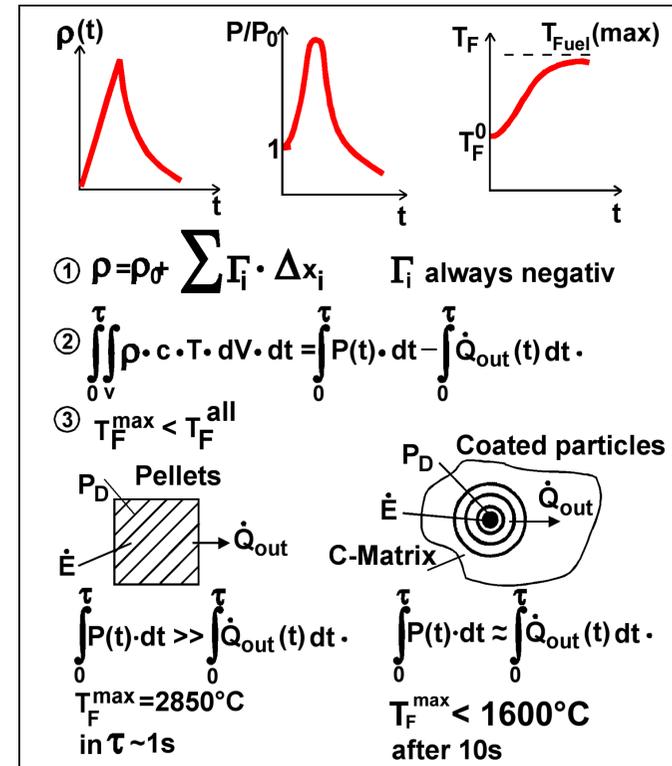


Abb. 15: Qualitative Entwicklung der Temperaturen bei einem thermisch instabilen und einem thermisch stabilen Kernreaktor

In Abb. 16 sind einige Ergebnisse von Analysen für den HTR-Modul (vgl. Abb. 9) für den Störfall des schnellen Verlustes des 1. Abschaltsystems bei Volllastbetrieb dargestellt. In Abhängigkeit von der unterstellten Reaktivitätszugabe steigt die nukleare Leistung kurzfristig bis

auf den 55-fachen Nennwert. Die Reaktivität wird durch Temperaturanstieg im Brennstoff innerhalb von 5 bis 20 Sekunden rückgekoppelt und so kompensiert. Gleichzeitig steigt die maximale Brennstofftemperatur schnell an; sie bleibt aber weit unterhalb des Temperaturgrenzwertes von 1600°C, so dass die Reaktoranlage bei diesem in LWR nicht unterstellten (und nicht beherrschbaren) Störfall voll intakt bleibt.

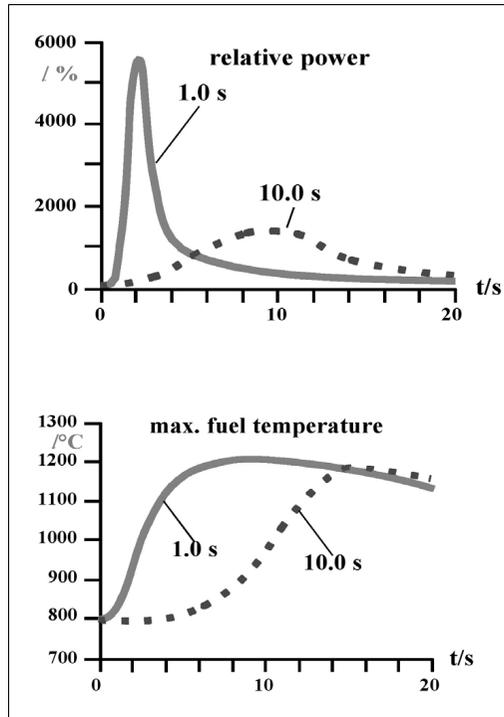


Abb. 16: Zeitliche Entwicklung der nuklearen Leistung und der maximalen Brennstofftemperatur im Modul-HTR mit 200 MW thermischer Leistung beim schnellen Ausfahren (0,1 s oder 10 s) des 1. Abschaltsystems (1,3 nile) ohne aktive Gegenmaßnahmen

#### 4. Entwicklungslinien des Hochtemperaturreaktors

##### 4.1 Historie

Die technische Entwicklung des HTR-Prinzips ging im Jahr 1965 in die Demonstrations- und Weiterentwicklungsphase mit der Inbetriebnahme des AVR in Deutschland sowie dem Peach Bottom-Reaktor in den USA, dem ein Jahr später der Dragon-Reaktor in Großbritannien

folgte. Der AVR bildet den Beginn der Entwicklungslinie des Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors während die Anlagen Peach Bottom und Dragon die Vorläufer des HTR mit prismatischen Brennelementen darstellen (Tabelle 1, Abb. 17). Diesen experimentell ausgerichteten Anlagen folgten in den 80iger Jahren die Pilotanlagen THTR-300 in Deutschland und Fort St. Vrain (FSV) in den USA. Alle genannten Anlagen befinden sich derzeit außer Betrieb und werden/sind entweder zurückgebaut oder in den sicheren Einschluss überführt.

Diese Demonstrationsprojekte des HTR-Prinzips haben entscheidende Erkenntnisse und Impulse für die derzeit laufenden experimentellen Reaktoren bzw. Projekte generiert.

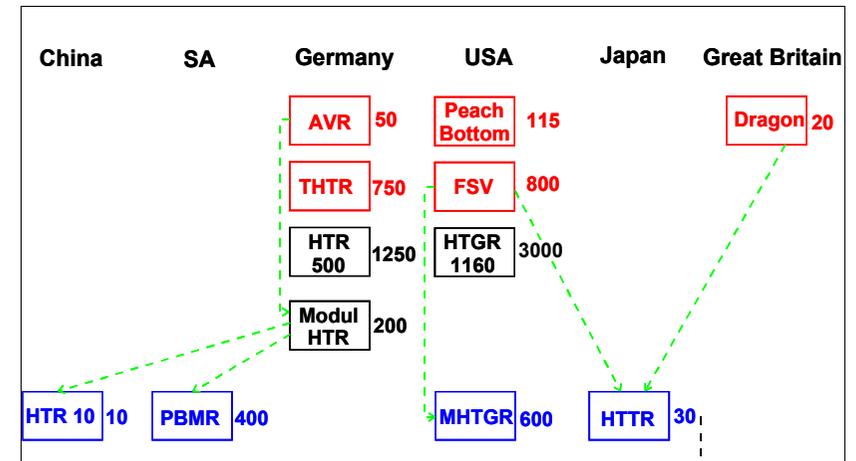


Abb. 17: Wurzeln und Entwicklungslinien von HTR-Anlagen (Zahlenangaben: MW thermische Leistung)

plant	thermal power	electrical power	fuel element	site	operation	status
AVR	46 MW	15 MW	pebble shaped fuel elements	Jülich/ Germany	1965-1988	decommissioning in preparation
DRAGON	20 MW	-	tubular fuel elements	Winfrith/ Great Britain	1966-1975	safe enclosure
Peach Bottom	115 MW	40 MW	tubular fuel elements	Susquehanna/ USA	1965-1988	safe enclosure
THTR	750 MW	308 MW	pebble shaped fuel elements	Schmehausen/ Germany	1985-1988	safe enclosure
Fort St. Vrain	852 MW	342 MW	block type fuel elements	Platteville/ USA	1976-1989	partly decommissioned

Tabelle 1: Zusammenstellung betriebener und stillgelegter HTR-Anlagen

## 4.2 Laufende Projekte

Aufbauend sowohl auf den gewonnenen Erfahrungen als auch auf den Lehren aus Fehlern werden heute in beiden Entwicklungslinien kleine, weniger komplexe Anlagen mit thermischen Leistungen deutlich unterhalb 1000 MW unter weitgehender Ausnutzung der HTR-spezifischen Sicherheitseigenschaften konzipiert. Als eine Fehlansicht kann man aus heutiger Sicht den Versuch bewerten, HTR-Anlagen mit ähnlich hohen thermischen Einheitsleistungen wie große LWRs zu konzipieren (HTR-500, HTGR-1160) (Abb. 17), denn hierbei konnten die HTR-spezifischen Sicherheitscharakteristika nur sehr unzulänglich ausgenutzt werden. Ferner führte die vergleichsweise niedrige Kernleistungsdichte zu großen Primärkreiseinschlüssen, die wiederum die Anlagenkosten sehr in die Höhe trieben.

Mit dem HTR-10 arbeitet in China derzeit ein Kugelhaufenreaktor und mit dem HTTR in Japan ein HTR mit prismatischen Brennelementen (Tabelle 2). Beide Anlagen dienen heute als nukleare Testeinheiten für komplexe neutronische, strukturmechanische und thermohydraulische Untersuchungen sowie zum integralen Komponententest.

		Modul	HTR-10	PBMR	HTTR	MHTGC
country		Germany	China	South Africa	Japan	USA/Russia
thermal power	MW	200	10	400	30	600
electrical power	MW	80	3	110	-	286
purpose of plant	-	cogeneration, electricity production	experimental, electricity production	demonstration, electricity production	experimental, electricity production	demonstration, electricity production
type of fuel element	-	spherical	spherical	spherical	block	block
max. helium temperature	°C	700	700...900	900	850...900	850
max. temp. in case of accident	°C	< 1500	< 1100	< 1600	< 1600	< 1600
status	-	detailed engineering finished	operating	detailed engineering proceeding	operating	detailed engineering proceeding

Tab. 2: Zusammenstellung derzeit betriebener bzw. verfolgter HTR-Konzepte

Mit dem MHTGR-Projekt verfolgen die USA, Russland und Frankreich gemeinsam die Kommerzialisierung des HTR mit prismatischen Brennelementen. Die Kugelhaufen-HTR-Technologie wird heute aufbauend auf dem deutschen HTR-Modul-200-Projekt der Siemens/Interatom mit dem PBMR-Projekt in Südafrika verfolgt. Ziel ist die konkurrenzfähige Stromerzeugung in Südafrika im Vergleich zur einheimischen Steinkohle. Vorteilhaft wird dort die vergleichsweise niedrige Einheitsleistung bewertet, die sich gut in kleine dezentrale Versorgungsnetze integrieren lässt. Durch modularen Aufbau können größere Leistungen

realisiert werden, bei gleichzeitiger Vermeidung großer Lasteinbrüche bei störungsbedingtem Ausfall eines einzelnen Reaktors.

Abb. 18 gibt einen Vertikalschnitt durch den chinesischen HTR-10 wieder und enthält die wichtigsten Auslegungscharakteristika. Vom Konzept bildet diese Anlage einen Kernausschnitt des geplanten HTR-Modul-200-Konzeptes ab und übernimmt im Wesentlichen die Anordnung und Auslegung des Primärkreises. In China dient diese Anlage zur lokalen Know-How-Generierung mit dem Ziel, die Kugelhaufen-HTR-Technik für zukünftige Nutzungen zu etablieren.

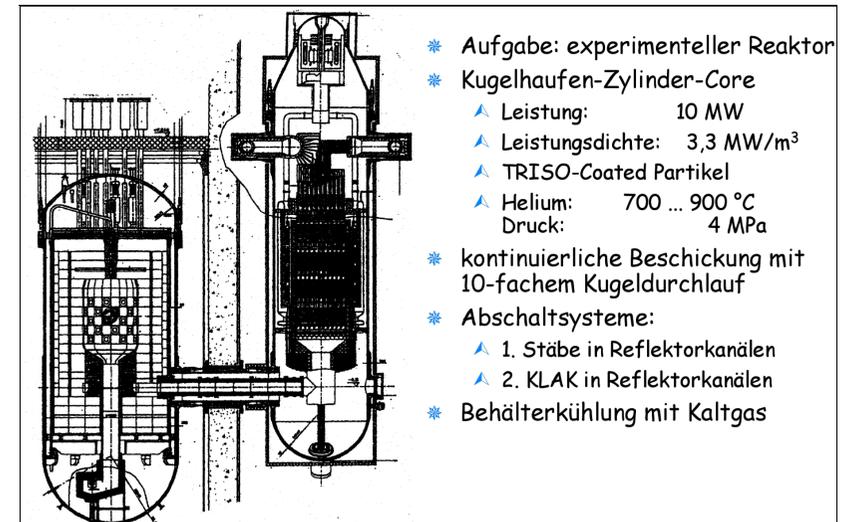


Abb. 18: Aufbau und wichtigste Kenndaten zum HTR-10 Kugelhaufen-HTR in China

Die Abb. 19 verdeutlicht den generellen Aufbau des südafrikanischen PBMR und gibt wichtige Auslegungsdaten wieder. Im Vergleich zu bisher konzipierten HTRs besteht der Reaktorkern aus einer zentralen Graphitsäule, die mit dem Seitenreflektor einen ringförmigen Reaktorkern bildet. Hierdurch werden die in Abschnitt 3 beschriebenen maximalen Störfalltemperaturen in den Brennelementen auch bei gesteigerter Einheitsleistung nicht überschritten. Ein Novum stellt die vorgesehene Dreiwellen-Gasturbinenanlage dar, in der das im Reaktorkern auf 900°C aufgeheizte Primärgas zunächst in zwei Turbokompressoren und schließlich in einer mit dem Generator gekoppelten Arbeitsturbine abgearbeitet wird. Der Primärkreiseinschluss soll wie beim HTR-Modul-200 vorgesehen und beim HTR-10 ausgeführt ebenfalls aus Schmiedestahlbehältern bestehen.

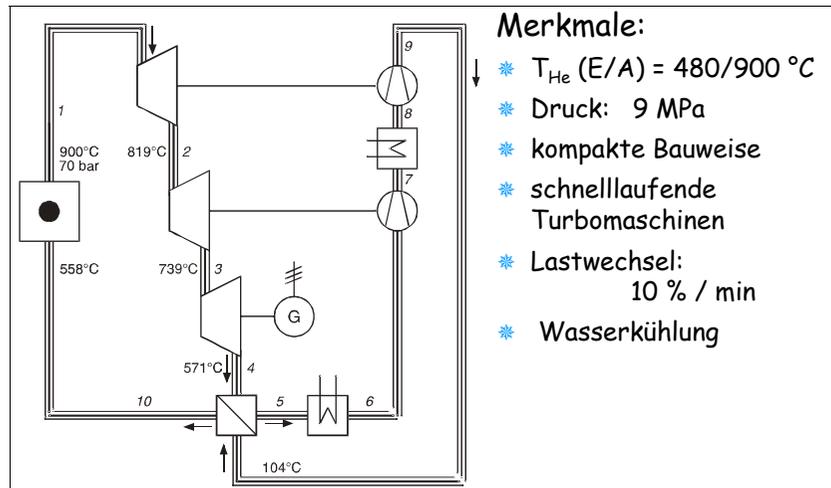
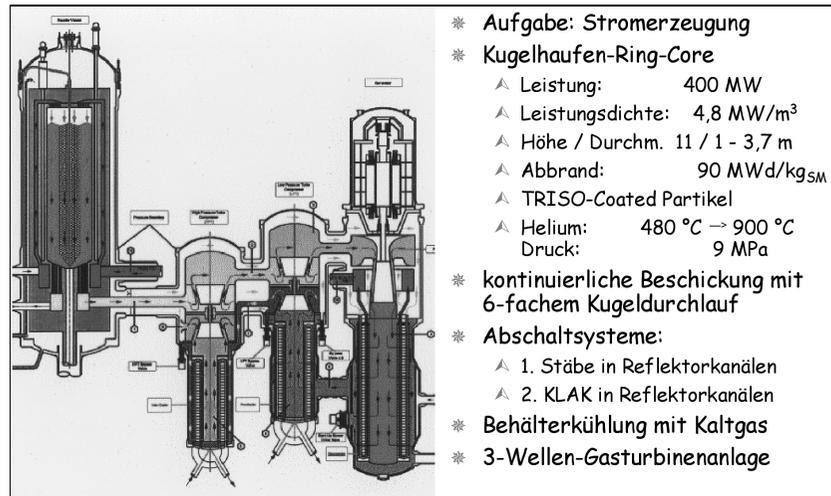


Abb. 19: Aufbau und wichtigste Kenndaten zum PBMR Kugelhaufen-HTR in Südafrika (oben) und Schaltungsschema der Gasturbinenanlage im Direktkreislauf (unten)

## 5 Abschließende Bemerkungen

Mit Blick auf das Ausstiegsgesetz aus der Kernenergienutzung zur Stromerzeugung in Deutschland entsteht die Frage, warum weiterhin Kernenergienutzung in Deutschland erforscht werden soll. Hier sollen einige Aspekte angeführt werden, die nach Meinung der Autoren in einer emotionslosen realistischen Betrachtung wichtig sind.

1. Es ist unstrittig, dass der Primärenergiebedarf weltweit in den nächsten Dekaden stark ansteigen wird. Im Wesentlichen wird der Anstieg in den Entwicklungs- und Schwellenländern stattfinden, die heute noch einen Abstand zum Lebensstandard in den Industriestaaten haben. Daher ist der Anstieg des Primärenergiebedarfs dort unvermeidbar.
2. Es wird von vielen Energiepolitikern und Wissenschaftlern gefordert, dass die Industriestaaten Energie zugunsten der Entwicklungs- und Schwellenländer einsparen sollen. Trotz offensichtlicher Möglichkeiten zur rationelleren Energienutzung werden die erwarteten Effekte überschätzt. Die Entwicklungen der letzten beiden Dekaden belegen dies deutlich, so dass seitens der Industriestaaten kein signifikanter Beitrag zur Energieeinsparung mit Blick auf den steigenden Energieverbrauch anderswo erwartet werden kann.
3. Als Primärenergie stehen auf jeweils sehr unterschiedlichem technischen Entwicklungsstand grundsätzlich fossile Energieträger, Kernfusion, Solarenergie und Kernspaltung bereit. Da heute die anthropogene Kohlendioxid-Emission in die Atmosphäre als ein wesentlicher Beitrag zum Treibhauseffekt eingestuft wird, muss die Nutzung fossiler Energieträger drastisch eingeschränkt werden.

Die technisch-wirtschaftliche Realisierung der kohlendioxidfreien Primärenergienutzung steht jedoch auf sehr unterschiedlichen Entwicklungsstufen. Bei der Energienutzung aus Kernfusion sind sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Realisierung noch nicht belegt. Solarenergienutzung als Windenergie, Photovoltaik oder Solarthermie sind heute wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig darstellbar; hier bedarf es noch einer langfristigen Weiterentwicklung, um deren wirtschaftliche und technisch zuverlässige Nutzbarkeit zu erreichen bzw. zu demonstrieren. Die Nutzungsmöglichkeiten der Wasserkraft sind lokal begrenzt und in den Industriestaaten zum überwiegenden Teil ausgeschöpft. Die Nutzung der Kernspaltung zur Energieerzeugung ist seit langem technisch-wirtschaftlich entwickelt und weltweit in den Energiemarkt eingeführt; hier stehen die Sicherheit bei schweren Störfällen und bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle – insbesondere hinsichtlich des Langzeiteinschlusses – kontrovers in der öffentlichen Diskussion.

Insbesondere zu den beiden letztgenannten Problemkreisen der Kernenergienutzung werden weltweit Anstrengungen zur Etablierung einer Kernenergienutzung unternommen, die dem

Anspruch der Nachhaltigkeit gerecht wird. Dafür sind die in Abb. 20 zusammengestellten Anforderungen zu erfüllen.



Abb. 20: Anforderungen an eine nachhaltige Kernenergienutzung

Eine Möglichkeit zur Realisierung katastrophensicherer Kernreaktoren wurde zuvor am Beispiel des HTR detailliert dargestellt. Hinsichtlich des Langzeitproblems bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle werden weltweit intensiv Forschungen zu „Partitioning“ und „Transmutation“ durchgeführt mit dem Ziel, die langlebigen Isotope durch Kernumwandlung/-spaltung in kurzlebige umzuwandeln. Der normale Betrieb der Kernkraftwerke hat weltweit eindrucksvoll belegt, dass von ihnen keine Erhöhung der radioaktiven Belastung ausgeht.

Zur Darlegung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit sei auf Tab. 3 verwiesen, in der die spezifischen Investitionskosten und die resultierenden Stromerzeugungskosten verschiedener Wandlungsverfahren gegenüber gestellt sind. Hier wird eindrucksvoll deutlich, dass die Nutzung der Kernspaltenergie einerseits gegenüber fossilen Energieträgern und andererseits gegenüber regenerativen Techniken konkurrenzfähig ist. Die dort genannten regenerativen Energieträger weisen noch einen sehr großen Abstand zu konkurrenzfähigen Stromerzeugungskosten auf. Diese Situation verschärft sich noch, wenn man die Anforderung einer un-

terbrechungsfreien Energiebereitstellung – wie für einen dominanten Erzeuger zwingend erforderlich – mit in die Betrachtung einbezieht (z.B. durch Wasserstoffspeicherung).

Primary energy	Specific investment (\$/kW <sub>el</sub> )	Fuel costs (ct/kWh <sub>th</sub> )	Production costs of electricity (ct/kWh <sub>el</sub> )
Coal (world market)	1000	1	4
Natural gas	400	2	4.5
Wind power	1000	0	5...10
Photovoltaic (direct use)	7000	0	70
Photovoltaic (H <sub>2</sub> -storage)	7000 ++.....	0	300
Nuclear (old plants)	600	0.5	2.5
Nuclear (new plants)	1500	0.5	3.5

Tab. 3: Stromerzeugungskosten aus unterschiedlichen Primärenergieträgern

Eine langfristig sichere Brennstoffversorgung ist bei der Kernspaltung einerseits durch die relativ großen Uran- und Thoriumvorkommen und andererseits durch die Option des Erbrütens von Spaltstoff gegeben. Hinsichtlich der Sicherung gegen Spaltstoffmissbrauch (Proliferation) hat sich weltweit ein durch die Internationale Atomenergiebehörde durchgeführtes Kontrollregime erfolgreich sowohl mit Blick auf die Akzeptanz bei kernenergienutzenden Staaten als auch mit Blick auf die Effizienz der Kontrollen etabliert.

Unter Berücksichtigung dieser Gesichtspunkte kann die Nutzung der Kernspaltung zur Energiebereitstellung verantwortbar weltweit in Zukunft einen weitaus größeren Anteil als derzeit bereitstellen. Der Einsatz katastrophensicherer Kerntechniken kann dabei helfen, die öffentliche Akzeptanz zur Nutzung der Kernenergie wieder zu gewinnen. Mit der Technologie des Kugelhaufen-HTR ist heute bereits ein Kernreaktorsystem verfügbar, das die Kriterien der katastrophensicheren Kernenergienutzung erfüllt. Wesentliche Sicherheitseigenschaften, wie thermische und nukleare Stabilität, wurden experimentell am AVR-Reaktor in Jülich demonstriert.



**ENTWICKLUNG VON SICHERHEITSKONZEPTEN FÜR  
ZUKÜNFTIGE GENERATIONEN VON LEICHTWASSERREAKTOREN  
– EINE ÜBERSICHT –**

**Marco K. Koch, Tim Büscher, Hermann Unger**  
Ruhr-Universität Bochum,  
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

### Kurzfassung

Kernkraftwerke erzeugen weltweit ca. 17 %, in Deutschland ca. 31 % des Strombedarfs. Dies führte allein in Deutschland in den letzten Jahren zu einer subventionsfreien jährlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidung von bis zu 160 Mio. t. Auf Grund der auch weiterhin zu erwartenden ökologischen und ökonomischen Bedeutung der Kernenergie werden, ungeachtet der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen für ihre Nutzung in Deutschland, weltweit evolutionäre und innovative Reaktorkonzepte weiterentwickelt. Ein bedeutender Schwerpunkt liegt dabei auf Leichtwasserreaktoren. Bei diesen Anlagen steht eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und insbesondere die Steigerung der Sicherheit im Mittelpunkt der Aktivitäten. Fragen der Sicherheit der Kernenergienutzung – neben der langjährigen Diskussion um die Endlagerung radioaktiver Abfälle – bilden einen, wenn nicht den Schwerpunkt in der öffentlichen Diskussion und der derzeitigen Akzeptanzproblematik der Kerntechnik.

Bei der Weiterentwicklung der Leichtwasserreakorttechnologie sollen noch höhere Qualitäts- und Sicherheitsstandards schwere Störfälle vermeiden. Ein maßgebliches Ziel sind jedoch auch Anlagendesigns, die mit aktiv und passiv wirkenden Konzepten eine Beschränkung auch hypothetischer schwerster Störfälle auf die Anlage selbst garantieren.

Exemplarisch werden ausgewählte Sicherheitssysteme und Sicherheitseinrichtungen anhand derzeit in der Diskussion befindlicher evolutionärer und innovativer Leichtwasserreaktorentwicklungen vorgestellt.

### 1. Einführung

Die weltweite Stromerzeugung ist mit ca. 63 % in großem Maße von der Verbrennung fossiler Energieträger abhängig. Deren Anteil ist beim Primärenergieverbrauch mit ca. 90 % noch weit aus größer. Der energiebedingte Ausstoß von CO<sub>2</sub> beträgt ca. 23 Mrd. t/a. Durch die in 31 Ländern betriebenen 441 Kernkraftwerksblöcke, die im Jahr 2002 eine Strommenge von ca. 2700 TWh und damit ca. 17 % der gesamten bereitgestellten Strommenge erzeugten, wurden rund 3 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart. Darüber hinaus werden durch die Nutzung der Kernenergie auch bedeutende Mengen an „klassischen“ Schadstoffen wie z.B. SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und

Staub vermieden [1-3]. Auch vor dem Hintergrund eines weiter steigenden Energiebedarfs in den Schwellenländern und Asien leistet die Nutzung der Kernenergie einen wesentlichen Beitrag zur Begrenzung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Heute wird im Weltdurchschnitt ca. 1 kWh an Kernenergiestrom täglich pro Person genutzt, in der BRD sind es z.B. zwischen 5 und 6 kWh. Ein Ausbau der Kernenergie kann auch bei weiterem Bevölkerungswachstum und Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs langfristig eine nachhaltige Energieversorgung sicherstellen.

Von den 441 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken sind ca. 80 % Druck- oder Siedewasserreaktoren. Weitere 24 der derzeit schwerpunktmäßig in Asien im Bau befindlichen 32 Anlagen sind ebenfalls Leichtwasserreaktoren – mit ein positives Signal für die optimistische Einschätzung eines weiterhin wirtschaftlich erfolgreichen Betriebs dieser Reaktortypen [4-5], die auch in einem liberalisierten Markt eine ökologisch verträgliche, zuverlässige und sichere, langfristig planbare Energiequelle darstellen können.

Beim kommerziellen Betrieb von Leichtwasserreaktoren hat sich bisher nur ein einziger schwerer Störfall (Unfall) in der Anlage Three Mile Island 2 im Jahre 1979 ereignet, bei dem nur eine geringe Aktivitätsmenge (in Form von Edelgasen) freigesetzt wurde. Die kumulierte Erfahrung im Betrieb von Leichtwasserreaktoren betrug zu diesem Zeitpunkt ca. 1000 Reaktorbetriebsjahre. Sie ist inzwischen auf das Siebenfache angestiegen und fließt in die kontinuierliche Optimierung der Sicherheit bestehender und die Weiterentwicklung neuer Anlagen ein [6]. Fachleute schätzen, dass seitdem die Wahrscheinlichkeit für einen Kernschmelzunfall bei diesem Reaktortyp aufgrund der weltweit signifikant erhöhten Sicherheitskultur, der gewonnenen Erfahrung und der verbesserten Kommunikation um eine Größenordnung von ca.  $3 \times 10^{-4}$  auf ca.  $3 \times 10^{-5}$  pro Reaktorbetriebsjahr verringert werden konnte. Trotz des erreichten hohen Sicherheitsniveaus laufender Leichtwasserreaktoren ist das Entwicklungsziel, neben der Wirtschaftlichkeit gerade auch die Sicherheit noch weiter zu steigern.

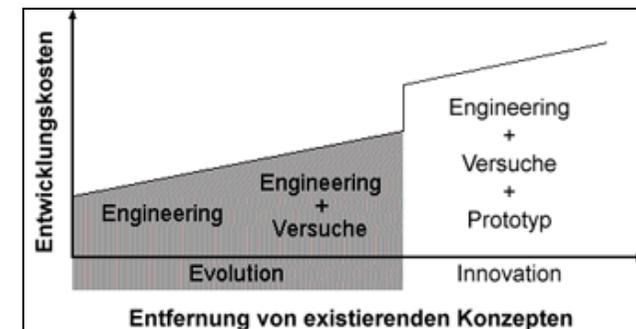


Abb. 1: Fortschrittliche Reaktorkonzepte

Fortgeschrittene Anlagendesigns zeichnen sich gegenüber ihren Vorgängern durch signifikante Verbesserungen aus. Dabei können evolutionäre und innovative Anlagenkonzepte unterschiedlich

den werden, wie Abb. 1 verdeutlicht. Durch moderate, ggf. mit Versuchen abgesicherte Veränderungen unter Beibehaltung einer bewährten konstruktiven Auslegung wird bei evolutionären Konzepten eine Minimierung technologischer und finanzieller Risiken erwartet. Demgegenüber erfordern innovative Konzepte durch grundlegende konzeptionelle Designänderungen weitaus umfangreichere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, ggf. verbunden mit der Erstellung von Prototypanlagen.

Derzeit wird vom US-Department of Energy (US-DOE) die Nuclear Energy Research Initiative (NERI) zur Förderung der Entwicklung einer vierten, innovativen und hoch wirtschaftlichen Reaktorgeneration (Generation IV) mit erweiterter Sicherheit und verringertem Abfallaufkommen unter Beteiligung internationaler Institutionen durchgeführt (kommerzieller Betriebsbeginn ca. ab dem Jahr 2030). Evolutionäre Konzepte, die sich derzeit der Baureife nähern oder bereits in Betrieb sind, werden demgegenüber als Generation III bezeichnet [7].

Weltweit befinden sich für die Generationen III und IV zahlreiche Konzepte unterschiedlicher Leistung in der Entwicklung. Allein im Bereich wassergekühlter Reaktoren der Generation IV wurden im Rahmen des NERI-Projekts 38 Konzepte zur Evaluation eingereicht [8].

In Kap. 2 werden die Sicherheitskonzepte ausgewählter evolutionärer und innovativer Leichtwasserreaktorentwicklungen vorgestellt. Es schließt sich in Kap. 3 eine Diskussion exemplarischer Sicherheitssysteme und -einrichtungen an.

## 2. Fortgeschrittene Leichtwasserreaktorentwicklungen

Bei der Auslegung von Leichtwasserreaktoren werden die Sicherheitsprinzipien Inhärenz (eine der Bauart innewohnende Sicherheit, Selbstregelverhalten, wie z.B. der Wegfall der Moderation und damit der Stopp der Kettenreaktion bei Kühlmittelverlust), Diversität (verschiedenartiges Design zur Vermeidung von Auslegungs- oder Fertigungsfehlern) und Redundanz (Vielfachheit zum Ausgleich zufällig auftretender Einzelfehler eines Systems) angewendet. Zudem werden die räumliche Trennung und der bauliche Schutz redundanter Systeme sowie das Fail-Safe-Prinzip (bei Systemausfall werden eindeutig sicherheitsrelevante Aktionen ausgelöst) berücksichtigt. Die Anlage wird weitgehend automatisiert, um dem Anlagenpersonal ausreichend Zeit zur Einleitung von Gegenmaßnahmen zu geben. In zunehmendem Maße werden passive Systeme, also solche, die selbsttätig durch Ausnutzung von Naturgesetzen wirken oder weitere Systeme auslösen, in das Anlagendesign mit einbezogen.

Gerade durch den Ausbau passiver Steuer- und Notsysteme zur Steigerung der Sicherheit zeichnen sich die fortgeschrittenen Reaktoren gegenüber den derzeit betriebenen aus. Zudem wird verlangt, dass auch über die Auslegung hinausgehende schwerste Störfallfolgen auf die Anlage selbst beschränkt bleiben und keine Folgen für die Anlagenumgebung eintreten. Weltweit befindet sich eine Vielzahl an Reaktorkonzepten in der Entwicklung. Die Zusammenstel-

lung fortgeschrittener Leichtwasserreaktorkonzepte in soll daher hier nur einen beispielhaften Charakter haben.

	Bezeichnung	ca. Leistung [MW <sub>el</sub> ]	Entwickler
DWR	AP-600	600	Westinghouse Electric Company
	AP-1000	1000	Westinghouse, Mitsubishi
	EP-1000	1000	Westinghouse, GENESI (Ansaldo, Fiat)
	APR-1400 (KNGR)	1400	KEPCO, koreanische Industrie
	APWR	1500	Westinghouse, Mitsubishi
	CAREM	27	Invap S. E., Argentinien
	EPR	1550-1750	Framatome ANP
	IRIS	Modul: 100-300	Internat. Konsortium (Westinghouse, Universitäten, Energieversorger)
	PIUS	650	ABB Atom (Westinghouse)
	SMFB-LWR	Modulbauweise	Universität Rio Grand do Sul, Brasilien
	System 80+	1300	Westinghouse Electric Company
	V-407	640	Atomenergoprojekt, OKB Gidropress
	V-392	1000	Atomenergoprojekt, OKB Gidropress
VVER-91	1000	Atomenergoexport	
SWR	ABWR	1300	General Electric, Hitachi, Toshiba
	BWR 90+	1500	Westinghouse Electric Company
	ESBWR	1190	General Electric
	HPLWR (SCLWR-H)	1000-1700	Uni Tokyo, europ. Forschungszentren, Industriepartner
	SWR 1000	977	Framatome ANP
	SBWR	600	General Electric

Tabelle 1: Beispiele fortschrittlicher Reaktorkonzepte

Der in Tab. 1 aufgeführte Advanced Pressurized Water Reactor AP-1000 wurde aus dem bereits 1999 von der US-NRC zertifizierten Reaktor AP-600 entwickelt und weist durch Verwendung passiver Sicherheitskomponenten nach Herstellerangaben gegenüber bestehenden amerikanischen Anlagen eine um etwa zwei Größenordnungen weiter reduzierte Häufigkeit für den Eintritt einer Kernzerstörung auf. Der EP-1000 stellt eine Anpassung dieses Systems auf europäische Anforderungen dar. Von Westinghouse wurde der ABB-Reaktor System 80 zum System 80+ mit vergrößertem Sicherheitsspektrum weiterentwickelt. Dieser Reaktor stellt eine wichtige Basis für den Korean Next Generation Reactor (KNGR), jetzt auch als Advanced Power Reactor APR1400 bezeichnet, dar. Vier Anlagen des mit Siemens-Unterstützung entwickelten Reaktors WWR-640 (V-407), der passive Sicherheitssysteme u.a. zur Wär-

meabfuhr aus dem Containment aufweist, sind für russische Standorte in Planung. In Japan befinden sich mit den Reaktoren Kashiwazaki Kariwa-6 und 7 bereits zwei Anlagen des Advanced Boiling Water Reactors ABWR in Betrieb. Vier weitere sind in Japan und Taiwan in Bau. Von der Firma Westinghouse wird der evolutionäre Siedewasserreaktor BWR 90+ entwickelt, für den auch ein Kernfängerkonzept zur Mitigation schwerer Störfälle vorgesehen ist [9].

Während diese Konzepte der Marktreife entgegengehen oder diese bereits erreicht haben, befinden sich andere in unterschiedlich weit fortgeschrittenen Stadien und erfordern z.T. noch umfangreiche Entwicklungsarbeiten, so z.B. der modulare Small Fluidized Bed-Reaktor SMFB-LWR oder der vollständig passiv arbeitenden PIUS-Druckwasserreaktor. Der Simplified Boiling Water Reactor SBWR bzw. dessen leistungsstärkere, an europäische Anforderungen angepasste Version ESBWR nutzen wie PIUS ebenfalls Naturkonvektion zur Kühlmittemwälzung [10]. Die DWR-Konzepte CAREM und IRIS integrieren alle wesentlichen Komponenten des Primärkreislaufs sowie die Dampferzeuger in einem Integral-Druckbehälter. Der HPLWR ist ein Siedewasserreaktor mit deutlich gesteigertem Wirkungsgrad durch Dampfüberhitzung vergleichbar Kohlekraftwerken.

Nachfolgend werden die in Deutschland bzw. mit deutscher Beteiligung in der Entwicklung befindlichen Reaktoren EPR, SWR 1000 und HPLWR sowie der mit europäischer Beteiligung in der Entwicklung befindliche IRIS-Reaktor näher betrachtet.

## 2.1 EPR

Der EPR (European Pressurized Water Reactor – Europäischer Druckwasserreaktor) entsteht bei Framatome ANP [10] als evolutionäre Entwicklung aus zwei erfolgreichen nationalen Baulinien, auf französischer Seite der Linie N4 und auf deutscher der Konvoi-Baureihe. Hierbei werden Synergieeffekte aufgrund der gewonnenen Erfahrungen beider Länder bei Bau und Betrieb von mehr als 100 Kernkraftwerken weltweit mit einer installierten Leistung von über 100.000 MW genutzt. Durch die Weiterentwicklung bereits bewährter Techniken werden Entwicklungsrisiken vermieden und gleichzeitig der Genehmigungsaufwand gegenüber einer vollständigen Neuentwicklung einschließlich der Errichtung einer Prototypanlage verringert. Der im EPR-Konzept verwirklichten Sicherheitsphilosophie liegt dabei eine zweifache Strategie zugrunde. Zum einen wird die Störfallvermeidung weiter verbessert. Dazu gehören optimierte Betriebs- und Sicherheitssysteme, erhöhte thermische Trägheit und verlängerte Karenzzeit durch geringere Leistungsdichte und größeres Wasserinventar sowie eine verbesserte Prozessüberwachung durch digitale Leit- und Regeltechnik. Zum anderen wird der EPR mit dem Ziel der Beherrschung schwerster, wenn auch extrem unwahrscheinlicher Unfälle bis zum Schmelzen des Reaktorkerns ausgelegt. Dies beinhaltet, dass insbesondere das Durchschmelzen des Reaktorkerns durch die Gebäudestrukturen und die damit verbundene Gefahr einer Freisetzung radioaktiven Materials in die Umgebung nicht mehr dem Rest- und Risikobereich zugeordnet wird. Trotz einer äußerst geringen Eintrittswahrscheinlichkeit gilt ein solches Ereignis somit als Un-

fall, dessen Auswirkungen beherrscht werden müssen und keine externen Notfallschutzmaßnahmen erfordern dürfen.

Die strengen Sicherheitsanforderungen an das EPR-Konzept spiegeln sich in einer Vielzahl von Sicherheitsmaßnahmen wider [12, 13]. Beispielsweise ermöglichen während eines postulierten Störfalls spezielle Ventile (s. Abb.2 [13]) eine schnelle Druckentlastung des Primärkreislaufs bei Ausfall der Nachwärmeabfuhr über die Sekundärseite. Dadurch kann ein Versagen des Reaktordruckbehälters (RDB) bei hohem Druck zuverlässig vermieden werden. Bei einem vollständigen, langfristigen Ausfall sämtlicher Not- und Nachkühlssysteme kann ein Schmelzen des Kerns bei niedrigem Druck im Primärkreislauf grundsätzlich nicht deterministisch ausgeschlossen werden. Hierfür werden entsprechende Einrichtungen wie z.B. die Kernschmelzeausbreitungsfläche zur kontrollierten Ausbreitung und langfristigen Stabilisierung und Kühlung des geschmolzenen Kerns vorgesehen [14].

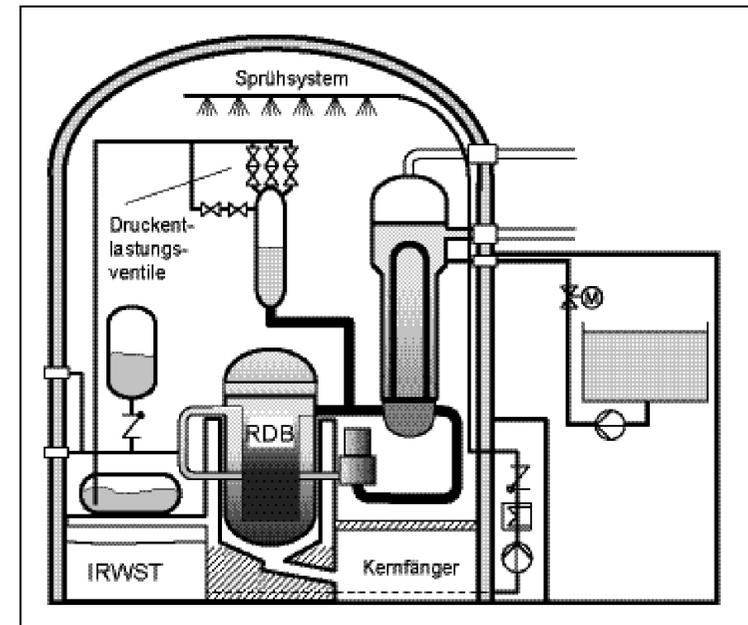


Abb. 2: Schematisches Schnittbild des EPR

Für störfallbedingte Wasserstoffreaktionen – wie Deflagration oder räumlich begrenzte Explosionen – kann nachgewiesen werden, dass die Integrität des Sicherheitsbehälters nicht gefährdet ist. Entsprechende Maßnahmen sind die Reduzierung erhöhter Wasserstoffkonzentrationen im Sicherheitsbehälter durch katalytische Rekombinatoren bzw. selektiv angeordnete Zünder. Zur

langfristigen Einhaltung kritischer Auslegungsparameter wie z.B. des Drucks im Containment ist ein Sprühsystem in Kombination mit Wärmetauschern vorgesehen, das zudem zu einer Reduzierung der störfallbedingten Spaltproduktaktivität in der Atmosphäre führt [12, 13].

Eine weitere Besonderheit des EPR gegenüber bisher bestehenden Anlagenentwürfen ist das sogenannte Innere Flutbecken (Internal Refueling Water Storage Tank, IRWST), das gleichzeitig auch die Funktion des Gebäudesumpfes übernimmt. Die Wasservorräte für die Notkühlung bei Kühlmittelverluststörfällen befinden sich damit innerhalb des Gebäudes. Zudem dient das Innere Flutbecken gleichzeitig als Wasserreservoir für die langfristige Kühlung der ausgebreiteten Kernschmelze bei einem unterstellten Unfall mit Versagen des RDB und der Ausbreitung der Schmelze in dem in Abb. 2 [13] erkennbaren Kernfänger. Das Kernfängerkonzept wird in Kap. 3.1 detailliert betrachtet.

## 2.2 SWR 1000

Die Entwicklung des SWR 1000 [11, 13] begann 1992 bei der Firma Siemens/KWU unter Beteiligung deutscher Energieversorgungsunternehmen, deutscher, niederländischer und schweizer Forschungszentren sowie der französischen Electricité de France (EDF) und dem finnischen Elektrizitätsunternehmen TVO und wird aktuell nach Vereinigung der Siemens-Kernenergieaktivitäten mit der Framatome S.A. unter dem Dach der Framatome ANP weitergeführt. Gegenüber dem EPR soll der SWR 1000 mit einer elektrischen Nettoleistung von 977 MW den mittleren Leistungsbereich abdecken. Die auch für den EPR geforderten Zielsetzungen einer hohen Wirtschaftlichkeit bei gesteigerter Sicherheit werden beim SWR 1000 durch weitere Systemvereinfachungen (gegenüber dem bewährten Siemens-Reaktor der Baureihe 72 wie z.B. die Anlagen Gundremmingen B und C) unter Nutzung passiver Steuer- und Notsysteme erzielt. Hierdurch sollen zudem die Bau-, Betriebs- und Instandhaltungskosten der Anlage weiter reduziert werden.

In Abb. 3 [15] sind wesentliche passive Komponenten der Sicherheitssysteme des SWR 1000 dargestellt. Die vollkommen passiv arbeitenden Notkondensatoren dienen der Nachwärmeabfuhr aus dem Reaktor Druckbehälter (RDB). Bei abgesenktem RDB-Druck und Kühlmittelverlust öffnen die RDB-Flutleitungen selbsttätig durch federunterstützte Rückschlagventile und ersetzen ggf. die aktiven Einspeisesysteme. Über die Containmentkühler wird Wärme an das Absetzbecken abgegeben und ein unzulässiger Druckaufbau im Containment verhindert. Neu ist beim SWR 1000 auch der Einsatz passiver Impulsgeber zur selbsttätigen Auslösung sicherheitstechnischer Maßnahmen wie z.B. der RDB-Druckentlastung oder der Flutung des Raums um den RDB durch Wasser aus dem geodätischen Flutbecken zur RDB-Außenkühlung. Durch die sich über den Spalt zwischen RDB und RDB-Isolation hin zum Gebäudekondensator einstellende Naturkonvektion soll ein Durchschmelzen des RDB-Bodens im postulierten Kernschmelzunfall zuverlässig verhindert werden. Die neuen passiven Systeme des SWR 1000 werden in Kap. 3.2 weiter diskutiert.

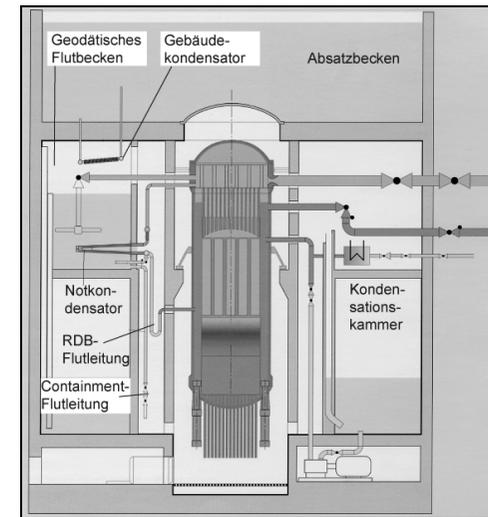


Abb. 3: Schematisches Schnittbild des SWR 1000

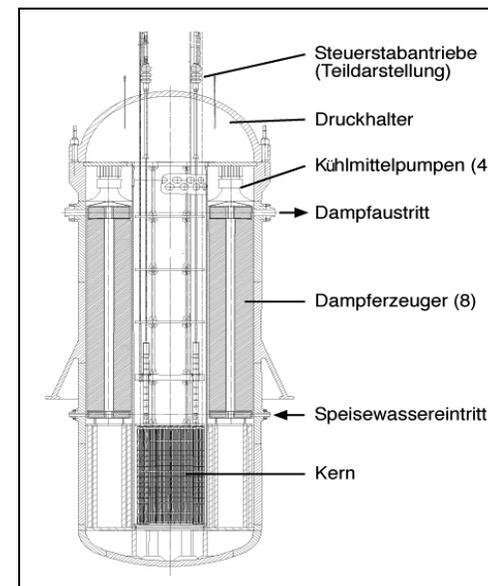


Abb. 4: Integral-Druckbehälter des IRIS-Reaktorkonzepts

### 2.3 IRIS-Reaktorkonzept

Der International Reactor Innovative and Secure (IRIS) [16] wird seit 1999 durch ein Konsortium aus neun Ländern unter der Leitung von Westinghouse unter Förderung durch das US Department of Energy entwickelt und befindet sich erst in einem frühen Projektstadium. IRIS ist ein DWR mit Integral-Reaktordruckbehälter, der die vorgenannten Anforderungen der US-Initiative NERI (Generation IV) erfüllen soll. Das modulare System geringer Leistung (ca. 100-300 MW<sub>e</sub>) baut dabei auf erprobter Reaktortechnologie auf. Durch die Integration des Kerns, derzeit 8 Dampferzeugern in Paaranordnung mit je einer Kühlmittelpumpe pro Paar im heißen Strang sowie dem Druckhalter in dem in Abb. 4 [17] dargestellten Integral-Druckbehälter (Ø ca. 4 m, Höhe ca. 18 m) werden zahlreiche Leitungen, Ventile und Steuerelemente eingespart. Hierdurch kann eine Schadensanfälligkeit deutlich reduziert werden. Einige Störfallszenarien wie z.B. versagende Kühlmittelleitungen können bereits durch das Design grundsätzlich ausgeschlossen werden. Zudem wurde schon in dem derzeitigen Projektstadium durch begleitende Simulationsrechnungen die Aufrechterhaltung der Kernkühlung auch durch Naturkonvektion bei totalem Ausfall der Kühlmittelpumpen nachgewiesen. Als weitere Komponenten des in Abb. 5 [16] schematisch dargestellten Sicherheitssystems sind ein Abblasebehälter und ein viersträngiges, passiv wirkendes Notkühlsystem unter Ausnutzung eines IRWST vorgesehen. Die Aktivierung einiger Notsysteme erfolgt bisher jedoch noch aktiv; hierzu finden weitere Entwicklungsarbeiten statt. Der Integralbehälter soll von einem kleinen Hochdruckcontainment umgeben werden, so dass im Falle eines Lecks ein schneller Druckausgleich hergestellt werden kann. Durch Flutung der Reaktorgrube kann eine Außenkühlung des Integralbehälters realisiert werden, eine Möglichkeit zur gravitationsgetriebenen Rückführung ausgetretenen Kühlwassers ist vorgesehen.

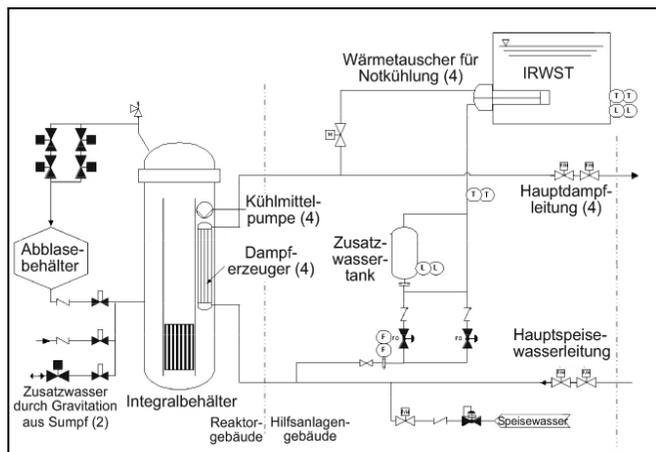


Abb. 5: Sicherheitssystem des IRIS-Reaktorkonzepts

Die Wirtschaftlichkeit von Reaktorsystemen kleiner Leistung ist aufgrund des relativ großen Investitionsvolumens häufig problematisch. Beim IRIS- System wird von Herstellerseite eine kostensenkende Serienfertigung in Betracht gezogen. Eine geplante Betriebszeit von bis zu 8 Jahren ohne Brennelementwechsel oder -umgruppierung und ein reduzierter Wartungsaufwand können bei diesem Reaktorsystem zu einer Steigerung der Wirtschaftlichkeit beitragen.

### 2.4 HPLWR

Bei Kohlekraftwerken konnte eine bedeutende Leistungssteigerung durch die Umsetzung überkritischer Dampfprozesse, bei denen in der Erhitzungsphase nicht mehr das Nassdampfgebiet durchlaufen wird, erzielt werden. Eine Übertragung dieses Prinzips auf Kernreaktoren wurde bereits 1957 in einer Designstudie von Westinghouse vorgestellt. Seit ca. 1990 wird nun das High Performance Light Water Reactor (HPLWR) - Konzept der Universität Tokyo [18] entwickelt und derzeit auch in einer Machbarkeitsstudie mit Unterstützung durch die EU [19] unter internationaler Beteiligung von Forschungszentren und Industrieunternehmen untersucht. Dieses Konzept stellt eine Fortentwicklung der SWR-Technologie dar. Durch die Anwendung überkritischer Drücke von ca. 25 MPa können signifikante Steigerungen der Wirkungsgrade um ca. 1/3 auf bis zu ca. 44 % erreicht werden. Gerade hierin liegt der wirtschaftliche Anreiz dieses Systems. Zudem entfallen durch den direkten Übergang des Wassers vom flüssigen in den gasförmigen Zustand ohne Tropfenbildung die im oberen Bereich eines SWR-Druckbehälters angeordneten Tropfenabscheider und Dampftrockner. Der Druckbehälter kann somit kleiner ausfallen und die Steuerstäbe können von oben in den Kern geführt werden, wodurch passiv wirkende Abschaltssysteme nach Vorbild des DWR auch in direkten Kreislaufsystemen ohne Dampferzeuger verwendet werden können. Auf Kühlmittelpumpen kann ggf. verzichtet werden. Durch den höheren Energieinhalt des Dampfes kann zudem die Hochdruckstufe der Turbine kleiner dimensioniert werden.

In Abb. 6 [20] ist ein mögliches Design des HPLWR schematisch dargestellt. Der aus dem Kern austretende überkritische Wasserdampf von ca. 510°C wird in einer Hot Box gesammelt, um einen Kontakt mit der RDB-Wand zu vermeiden. Die Behälterwand kommt nur mit dem ca. 280°C heißen Speisewasser in Berührung. In diesem Zusammenhang wird auch ein besonderes Design der Frischdampf- und Speisewasserleitungen abweichend von dem hier gezeigten entwickelt. Zur Verbesserung der Moderation bei der gasförmigen Kühlung der Brennelemente wird nur ein Teil des Speisewassers durch den Downcomer, ein weiterer in Moderationsrohren durch den Kern in das untere Plenum geleitet. Die Steuerstäbe werden isoliert durch die Hot Box in die Moderationsrohre geführt. Abb. 6 zeigt für den HPLWR ein an den SWR 1000 angelehntes Containment mit passiven Systemen. Die im Zusammenhang mit diesem Reaktor entwickelten Sicherheitssysteme, die in Kap. 2.2 vorgestellt wurden, sind prinzipiell auch auf den HPLWR übertragbar.

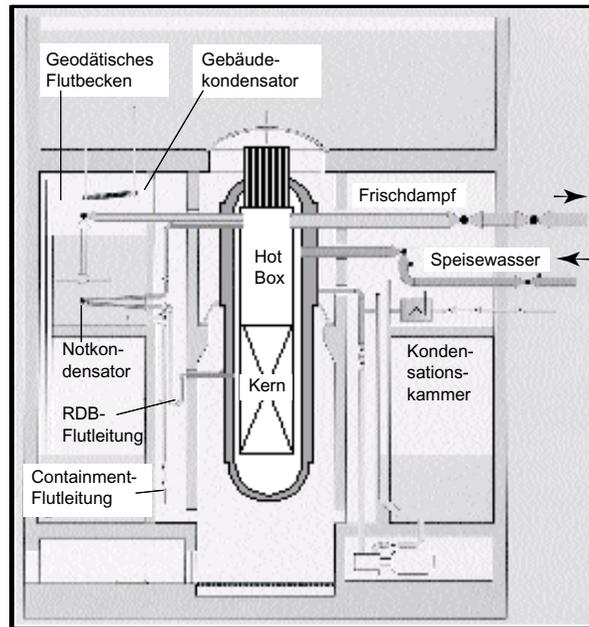


Abb. 6: Schematisches Schnittbild des HPLWR

Die Vorteile dieses neuen Konzepts gegenüber anderen finden sich gerade auch in der Wirkungsgradsteigerung. Hinsichtlich des Sicherheitsdesigns erfolgen weitere Auslegungs- und begleitende Forschungsarbeiten.

### 3 Diskussion ausgewählter Sicherheitssysteme

#### 3.1 Kernfängerkonzept

Wird ein hypothetischer schwerer Störfall postuliert, so ist eine sichere Kühlung eines geschmolzenen Reaktorkerns im RDB bei Anlagen mit sehr hoher Leistung nicht mit letzter Sicherheit zu gewährleisten. Durch die großen Massen im Kern verbunden mit der hohen Reaktorleistung kann die möglicherweise hohe Nachwärmeleistung in der Kernschmelze u. U. nur unzulänglich abgeführt werden. Es wird daher der Verlust der Integrität des RDB nicht vollständig ausgeschlossen und es sind weitere Maßnahmen zur Kühlung der Schmelze außerhalb des RDB vorgesehen.

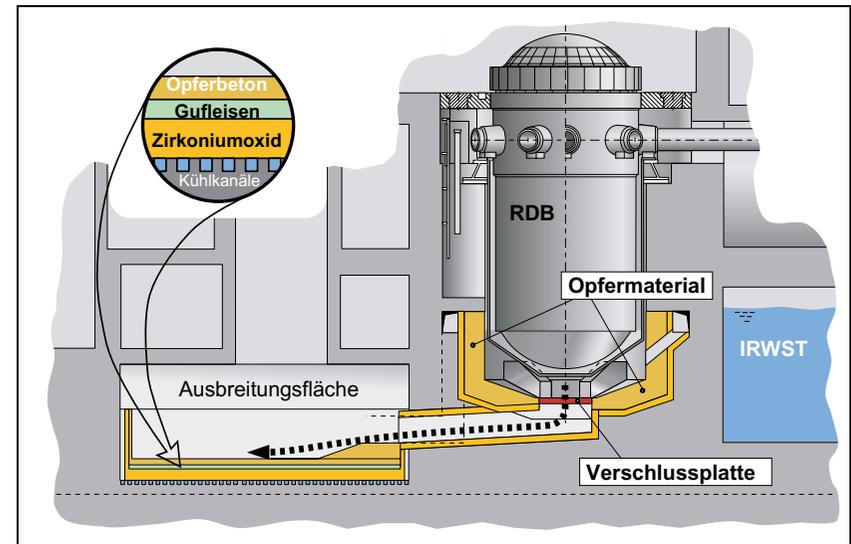


Abb. 7: Kernfängerkonzept für den Europäischen Druckwasserreaktor EPR

Ein in der Diskussion befindliches Kernfänger- und Kühlkonzept für den bereits in Kap. 2.1 vorgestellten EPR ist in Abb. 7 dargestellt [21]. Eine wesentliche Eigenheit dieses Konzeptes ist die sowohl zeitlich als auch räumlich zweigeteilte Überführung der Schmelze in den sicheren Zustand. Zunächst wird die Schmelze nach Austritt aus dem RDB unterhalb desselben in der Reaktorgrube gesammelt, um anschließend über die Ausbreitungsfläche ausgebreitet und kontrolliert gekühlt zu werden. Die Zweiteilung wurde aus den folgenden Gründen gewählt: Die Rückhaltung in der Reaktorgrube erlaubt, dass für die Ausbreitung bekannte Anfangsbedingungen eingestellt werden können, auch wenn die Freisetzung aus dem RDB in mehreren Schritten erfolgen sollte. Des Weiteren ist so eine relativ einfache Einbindung der Fläche in die Gesamtgestaltung des Reaktors realisiert, die bei Bedarf sogar einen Ersatz oder eine Aufrüstung der derzeit vorgesehenen Ausbreitungsfläche erlaubt. Schließlich wird durch die räumliche Trennung eine übermäßige thermo-mechanische Belastung der Fläche während der Schmelzefreisetzung verhindert. Die räumliche Trennung kann mit einer Stahlplatte realisiert werden, deren Durchschmelzen die zeitliche Trennung definiert.

Die Flächen, mit denen die Schmelze außerhalb des RDB in Berührung kommt, sind mit  $ZrO_2$  beschichtet, welches den Beton des Sicherheitsbehälters vor der Schmelze schützt. In der Reaktorgrube ist über dieser Schutzschicht noch eine Schicht aus Opferbeton vorgesehen, die sich bei Kontakt mit der Schmelze auflöst. Dabei dienen die gelösten Bestandteile zum einen als Sauerstofflieferanten zur Oxidation des eventuell noch vorhandenen freien metallischen Zirkoniums in der Schmelze, das eine potentielle Gefahr für die Schutzschicht darstellt. Zum ande-

ren wird die Schmelze für die anschließende Ausbreitung konditioniert, d.h. ihre Eigenschaften werden hinsichtlich einer besseren Fließfähigkeit für die Ausbreitung, z.B. durch Absenken der Erstarrungstemperatur, optimiert.

Die  $ZrO_2$ -Schutzschicht der Ausbreitungsfläche ist ebenfalls mit Opferbeton überdeckt. Dieser dient hier vor allem der Minderung der Dichte des oxidischen Anteils der Schmelze, so dass dieser leichter als der metallische wird und aufschwimmt. Letzteres ist notwendig, um eventuelle Wechselwirkungen zwischen dem oxidischen Anteil und der  $ZrO_2$ -Schutzschicht auszuschließen. Aus demselben Grund ist zusätzlich eine Stahlschicht zwischen dem Opferbeton und der  $ZrO_2$ -Schutzschicht vorgesehen, die weiterhin die Aufgabe hat, als Wärmepuffer zu dienen, so dass sich die Schutzschicht nicht zu schnell erwärmen kann.

Die langfristige kontrollierte Kühlung der Schmelze soll zum einen durch ein großes Verhältnis der Oberfläche zum Volumen – die Schmelze in der Ausbreitungsfläche wird bei einer Fläche von 170 m<sup>2</sup> eine Höhe von deutlich unterhalb eines halben Meters aufweisen – und zum anderen durch unten angebrachte Kühlkanäle sowie durch Flutung von oben durch Speisung aus dem IRWST sichergestellt werden. Die Details der Schutz- bzw. Opferschichten sowie des Schmelze-Kühlkonzeptes sind weiterhin in der Diskussion [22].

### 3.2 Passive Systeme

Passive Sicherheitskomponenten sind bereits in den heutigen Leichtwasserreaktoren, wie z.B. in den Druckwasserreaktoren der Konvoi-Baureihe, zu finden: Magnetisch gehaltene Abschaltstäbe, die bei Stromausfall selbsttätig in den Kern einfallen oder auch Druckspeicher, aus denen boriertes Kühlwasser bei Druckabfall durch das Treibgas Argon in den Primärkreis eingespeist wird.

Vielfach ist jedoch zur Durchführung oder zumindest zur Aktivierung von Sicherheitsmaßnahmen Fremdenergie erforderlich. Beim EPR kann z.B. die vorgenannte schnelle Druckentlastung des Primärsystems auch durch Notstrom aus Batterien mit eigenmediumgetriebenen Ventilen erfolgen. Aktive Sicherheitssysteme haben sich im bisherigen Betrieb von Kernkraftwerken bestens bewährt. Trotzdem wurden zur weiteren Verringerung von Fehlern des Betriebspersonals und ausgehend von der Annahme, dass auch alle redundanten und diversitären aktiven Notsysteme nicht verfügbar sein könnten, für den SWR 1000 umfassende passive Komponenten, die sowohl Steuer- und Regel- als auch Notaufgaben übernehmen können, entwickelt. Nachfolgend werden Beispiele betrachtet.

Der in Abb. 8 [23] dargestellte, im geodätischen Flutbecken des SWR 1000 angeordnete Notkondensator ist im Betrieb mit Wasser gefüllt. Eine Zirkulationssperre verhindert eine Konvektion durch das Flutbecken. Bei sinkendem RDB-Füllstand gelangt Dampf in den Kondensator, wird kondensiert und fließt zurück in den RDB. Die in einem Störfall anfallende Nachzerfallswärme kann somit selbsttätig abgeführt werden. Langfristig wird das Wasser im Flut-

becken verdampfen. Temperatur und Druck könnten im Containment u. U. unzulässig ansteigen. Zur Kühlung des Containments gibt es verschiedene Ansätze. Bei den DWR AP 600 und AP 1000 mit Doppelcontainment wird das innere Metallcontainment durch Luftzirkulation durch den Ringraum gekühlt. Beim SWR 1000 tritt der bereits in Abb. 3 dargestellte Gebäudekondensator [24] bei Vorhandensein von Dampf in der Containmentatmosphäre selbsttätig in Aktion: Durch Erwärmung und ggf. Verdampfung von Wasser stellt sich eine Konvektionsströmung durch Kondensator und Absetzbecken ein.

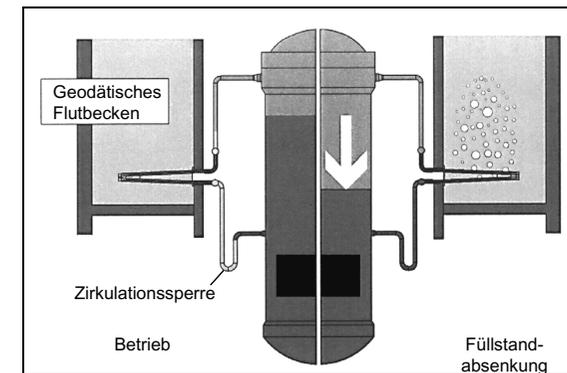


Abb. 8: Prinzipskizze des Notkondensators

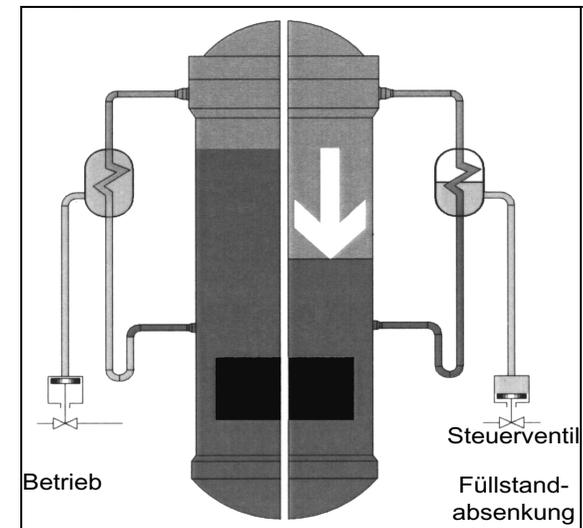


Abb. 9: Prinzipskizze des passiven Impulsgebers

Beim SWR stellt die Höhe des RDB-Füllstands ein klar definiertes Signal für die Auslösung sicherheitsrelevanter Maßnahmen, wie z.B. die Betätigung des Gebäudeabschlusses dar. Hierzu wurde der passive Impulsgeber, s. Abb. 9 [24, 25] entwickelt, ein Wärmetauscher nach dem Prinzip des vorgenannten Notkondensators: Bei einer Füllstandsänderung im RDB wird durch einströmenden Dampf die Sekundärseite des Wärmetauschers erhitzt und der Druck steigt an. Hierdurch können, wie in Abb. 9 [23] skizziert, Schalthandlungen ausgeführt werden.

#### 4 Abschließende Betrachtungen und Ausblick

Weltweit werden, neben der stetig weiteren Verbesserung der Sicherheit bestehender Reaktoren, zahlreiche fortgeschrittene und innovative Reaktorsysteme entwickelt. Hierbei steht neben der weiteren Verbesserung der Wirtschaftlichkeit vor allem die Steigerung der Sicherheit durch eine konsequente Fortsetzung des bewährten Designgrundsatzes, Störfälle bereits durch die Anlagenauslegung zu vermeiden, im Mittelpunkt der Aktivitäten. Die Integration passiver Systeme spielt hierbei eine wichtige Rolle.

Weltweit ist eine stetige Erhöhung der Sicherheit kerntechnischer Anlagen festzustellen. Die internationale Bewertungsskala für bedeutsame Ereignisse in kerntechnischen Anlagen, in Tab. 2 wiedergegeben, hat sich seit über 10 Jahren gut bewährt. Sie muss auch auf deutsche Anlagen angewendet werden.

Für die Bevölkerung sind vor allem Ereignisse der Stufen 5 bis 7 von Bedeutung. Hiervon gab es bisher nur wenige. Dies ist erfreulich, jedoch keine empirisch hinreichend belegte Basis für die Aussagen probabilistischer Studien über die Eintrittswahrscheinlichkeit solcher besonders gravierender und auch interessierender Ereignisse.

Der Versuch einer orientierenden Zielsetzung könnte zu der Forderung führen, dass für die Gesamtheit aller Kernreaktoren weltweit die Wahrscheinlichkeit für ein Ereignis der Stufe 7 deutlich unter 1 pro Jahrhundert, für Stufe 6 nicht wesentlich darüber und für Stufe 5 unter 1 pro Jahrzehnt liegen sollte. Die bis in die 80-er Jahre aufgetretenen Unfälle dieser Kategorien lassen bezweifeln, dass dieser Sicherheitsgrad bis dahin schon erreicht wurde.

Auf dem Weg der zwischenzeitlich erzielten weiteren Fortschritte in der Anlagen- und Betriebssicherheit – nach Studien konnte die Kernschadenshäufigkeit von ca.  $3 \times 10^{-4}$  im Jahr 1980 auf ca.  $3 \times 10^{-5}$  im Jahr 1990 und bis unter ca.  $3 \times 10^{-6}$  im angefangenen Jahrzehnt gesenkt werden – sollte durch den Einsatz neuer, weiter verbesserter und innovativer Anlagen vorangeschritten werden, um die oben genannten Minimalforderungen nicht nur über die seit dem Tschernobyl-Unfall vergangenen 17 Jahre, sondern über einen bedeutend längeren Zeitraum glaubhaft demonstrieren und das Vertrauen der Bevölkerung in die Kerntechnik nachhaltig stärken zu können.

Stufe Kurzbezeichnung	Aspekte/Kriterien	KKW
7 Katastrophaler Unfall	Schwerste Freisetzung: Auswirkung auf Gesundheit und Umwelt in einem weiten Umfeld.	Tschernobyl, Ukraine, 1986
6 Schwerer Unfall	Erhebliche Freisetzung: Voller Einsatz der Katastrophenschutzmassnahmen.	
5 Ernster Unfall	Begrenzte Freisetzung: Einsatz einzelner Katastrophenschutzmassnahmen. Schwere Schäden (mechanische Zerstörung oder Kernschmelzen) am Reaktorkern bzw. an den radiologischen Barrieren.	Windscale, UK, 1957, TMI-II, USA, 1979
4 Unfall	Strahlenexposition der Bevölkerung etwa in Höhe der natürlichen Strahlenexposition. Strahlenexposition beim Personal mit Todesfolge. Begrenzte Schäden am Reaktorkern bzw. an den radiologischen Barrieren.	St. Laurent, F, 1980
3 ErnsterStörfall	Strahlenexposition der Bevölkerung in Höhe eines Bruchteils der natürlichen Strahlenexposition. Akute Gesundheitsschäden beim Personal. Weitgehender Ausfall der gestaffelten Sicherheitsvorkehrungen.	Greifswald, DDR, 1975, Vandellos, E, 1989,
2 Störfall	Innerhalb der Anlage erhebliche Kontamination: Unzulässig hohe Strahlenexposition des Anlagenpersonals. Begrenzter Ausfall der gestaffelten Sicherheitsvorkehrungen.	
1 Störung	Abweichung von den zulässigen Bereichen für den sicheren Betrieb der Anlage.	
0 Unterhalb der Skala, keine sicherheitstechnische Bedeutung		

Tab. 2: Internationale Bewertungsskala für bedeutsame Ereignisse in kerntechnischen Anlagen (INES) – Kriterien für die Einstufung und Beispiele

Natürlich sind in diesem Kontext auch die mit dem gesamten Brennstoffkreislauf verbundenen Risiken einschließlich Proliferationsmöglichkeit streng zu minimieren und auch hierfür gab und gibt es noch eine Menge zu tun.

Dabei muss auch weiterhin auf einen weltweit möglichst flächendeckend gleich hohen Sicherheitsstandard bei allen kerntechnischen Anlagen hingearbeitet werden. Vieles wurde schon erreicht – vieles bleibt noch zu tun und auch zu erhalten und abzusichern. Dabei ist auch der

zeitliche Verlauf des Risikos sowohl bei Einzelanlagen (Nachrüstung, sog. Living PSA's, periodische Sicherheitsüberprüfungen) als auch der Gesamtheit der Anlagen global zu überwachen, zu evaluieren und weiter zu minimieren.

Nur so hat die friedliche Nutzung der Kernenergie als Energiequelle eine Chance, im Verbund mit den anderen Energieträgern auch künftig langfristig als wichtige und mit, im Vergleich, vertretbarem Risiko belastete Energiequelle zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und –wirtschaftlichkeit verfügbar zu sein.

In dem vorliegenden Artikel wurden beispielhaft auch mit deutscher/europäischer Beteiligung in der Entwicklung befindliche Reaktorkonzepte vorgestellt. Trotzdem darf nicht übersehen werden, dass die Kerntechnik-Kompetenz in Deutschland im Vergleich zu anderen Industrienationen relativ stark zurückzugehen droht und durch die derzeitige politische Lage auch keine kurzfristige Veränderung der Situation zu erwarten ist. Die hier beschriebene Technologie und ihre sichere Handhabung bleiben aber in unserem Lande nur durch massive Maßnahmen zur Kompetenzerhaltung weiter zugänglich.

## 5. Literatur

- [1] **Energy Information Administration.** *International Energy Outlook 2001.* <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo01/electricity.html>.
- [2] **BP.** *Statistical Review of World Energy June 2001.* <http://www.bp.com>.
- [3] **Internationale Energieagentur.** *Weltenergieausblick 2000.* OECD, Paris, 2001.
- [4] **Kernenergie: Weltreport 2001.** atw, Jg. 47, 2002, Nr. 4, S. 263 - 269.
- [5] **Chr. Weßelmann.** *Kernenergieerzeugung.* BWK, Bd. 54, 2002, S. 63 - 69.
- [6] **H. Unger et al.** *Key Phenomena of Late Phase Core Melt Progression, Accident Management Strategies and Status Quo of Severe Fuel Damage Codes.* In: In-Vessel Core Debris Retention and Coolability, Proceedings, NEA/CSNI/R(98)18, OECD Nuclear Energy Agency, Issy-les-Moulineaux, 1999.
- [7] **S. M. H. Schuppner.** *The U.S. Nuclear Future: DOE Initiatives to Advance Nuclear Energy in the United States.* atw, Jg. 47, 2002, Nr. 3, S. 158 - 161.
- [8] **M. Carelli et al.** *Generation IV Water-Cooled Reactor Concepts.* Generation IV Roadmap Session, ANS Winter Meeting, Reno, 2001.
- [9] **Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH.** *EUROCOURSE-99. Advanced Nuclear Reactor Design and Safety.* Garching, 1999.
- [10] **B. Guerrini, S. Paci.** *Lessons of Nuclear Plants. Part II B: Advanced Reactors.* Università di Pisa, 1999.
- [11] Informationen zum EPR und SWR 1000: [www.framatome.de](http://www.framatome.de).
- [12] **W. D. Krebs.** *Sicherheitstechnische Weiterentwicklung von Leichtwasserreaktoren.* VDI-Berichte Nr. 1493, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999.
- [13] **W. Brettschuh, D. Schneider.** *Moderne Leichtwasserreaktoren – EPR und SWR 1000.* atw, Jg. 46, 2001, Nr. 8/9, S. 536 - 541.
- [14] **N. Reinke.** *Numerische Analysen der Schmelzeausbreitung in einem Kanal unter Berücksichtigung des Erstarrungsverhaltens.* Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Bd. 1, Bochum, 2002.

- [15] **Kerntechnische Gesellschaft e.V.** (Hrsg.). *SWR 1000*. Proceedings, Inforum, Bonn, 1998.
- [16] **M. E. Ricotti et al.** *Preliminary Safety Analysis of the IRIS Reactor*. Proceedings ICONE10, Arlington, 2002, Paper ICONE10-22398.
- [17] **M. D. Carelli et al.** *IRIS Responsiveness to Generation IV Roadmap Goals*. Proceedings ICAPP 2002, Hollywood (Florida) 2002, Paper 1183.
- [18] **K. Kataoka et al.** *Development Project of Supercritical Water Cooled Power Reactor*. Proceedings ICAPP 2002, Hollywood (Florida), 2002, Paper 1034.
- [19] **D. Squarer et al.** *High Performance Light Water Reactor (HPLWR)*. In: Proceedings FISA 2001, EUR 20281, European Commission, Luxembourg, 2001, pp. 620 - 630.
- [20] **N. Aksan et al.** *A High Performance Light Water Reactor Concept*. In: Jahrestagung Kerntechnik 2002, Inforum, Bonn, 2002, pp. 577 - 580.
- [21] **M. Fischer.** *Main Features of the EPR Melt Retention Concept*. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, November 15<sup>th</sup> - 18<sup>th</sup>, 2001.
- [22] **W. Steinwarz et al.** *Ex-Vessel Core Melt Stabilization Research (ECOSTRAR)*. In: Proceedings FISA 2001, EUR 20281, European Commission, Luxembourg, 2001, pp. 274 - 285.
- [23] *SWR 1000*. **Siemens AG**, Bereich Energieerzeugung (KWU), Offenbach, 1998.
- [24] **E. F. Hicken et al.** *European BWR - R&D - Cluster for Innovative Passive Safety Systems*. In: EU co-sponsored Research on Evolutionary Reactor Safety Concepts, EUR19788EN, European Commission, Brüssel, pp. 155 - 176.
- [25] **E. F. Hicken et al.** *Der NOKO-Versuchsstand der Forschungszentrum Jülich GmbH*. atw, Jg. 47, 2002, Heft 5, S. 343 - 348.

## DREI GENERATIONEN VON KERNKRAFTWERKEN

Eike Gelfort

VDI-Gesellschaft für Energietechnik

### Abstract

Die Entwicklung der Kernkraftwerke läßt sich in drei Generationen gliedern. Mit den KKW der 1. Generation wurde vorrangig die Reaktivität beherrscht, mit den KKW der 2. Generation eine ausreichende Wirtschaftlichkeit erreicht, während die zukünftigen KKW einer 3. Generation inhärent sicher ausgelegt sein werden. Anhand dieser Betrachtungsweise wird begründet, wie man aus den Fehlern der Vergangenheit lernen kann, dass für eine 3. KKW-Generation von Anbeginn die Sicherheitskriterien vorhanden sein müssen, die für Konzeption, Bau und Betrieb der KKW sowie für ihre Akzeptanz benötigt werden.

### 1. Zielsetzung

Im Hinblick auf die zu befürchtenden Klimaauswirkungen beim Verbrennen der fossilen Energieträger und die Endlichkeit der fossilen Ressourcen sowie im Hinblick auf die Notwendigkeit einer ausreichenden, kostengünstigen Energieversorgung weltweit besteht nach wie vor an Kernphysik und Kerntechnik die Forderung, sichere Kern-Kraft-Werke (KKW) zu entwickeln und zum Einsatz zu bringen. Die Entwicklung der KKW ab Mitte der vierziger Jahre bis heute, d.h. über einen Zeitraum von fast 60 Jahren, läßt sich in drei Abschnitte oder Generationen gliedern, von denen jede mit charakteristischen Merkmalen verknüpft ist.

Die 1. Generation war gekennzeichnet durch den Bau und Betrieb von KKW für militärische Zielsetzungen, bis sich mit der Genfer Konferenz (August 1955) unter der Devise "atomic power for peace" der Weg zur friedlichen Nutzung der Kernenergie öffnete. In dieser ersten Phase wurden bereits die Grundlagen für diejenigen Kernreakortypen gelegt, die derzeit dominierend zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Jahrzehntelang (ca. 1945 bis 1975) waren Politik und Wirtschaft, vor allem aber Naturwissenschaften und Technik der Ansicht, die Gefahrenpotenziale der KKW durch Sicherheitsmaßnahmen eindeutig verkleinern und folgenschwere Unfälle ausschließen zu können. Alle Verantwortlichen vertraten damals die Meinung, dass die Technik in der Lage sein würde, die Sicherheit der KKW ohne Einschränkungen zu gewährleisten. Dieser breit getragene Konsens und die Euphorie des Machbaren haben dazu verleitet, die Konzepte aus dem militärischen Sektor (nur für deren Zwecke entwickelt) mit den Kernreaktoren der Typen Siedewasser und Druckwasser sowie Leichtwasser-moderiert und Grafit-moderiert trotz der eindeutig erkann-

ten Nachteile bzw. Schwächen weiter zu verwenden /Kuh/. Sie wurden mit dem Ziel umgebaut, bei ihrem Einsatz zur Stromversorgung erhebliche Kosteneinsparungen zu erreichen. Es wurde versäumt, unter möglichen Kernreaktor-Prinzipien nach dem garantiert sicheren zu suchen, so dass heute die Experten mehr oder minder offen feststellen, dass seinerzeit technisch und politisch falsch gehandelt wurde.

Die 2. Generation, die bis heute besteht, ist geprägt durch eine wirtschaftliche sowie kostengünstige Energiegewinnung in großem Umfang (2003: ca. 441 Anlagen; ca. 16 % der Welt-Stromversorgung). Dieser breite Einsatz führte sowohl zu Störfällen als auch zu Risiko-Untersuchungen und Sicherheits-Analysen, die Anlass gaben zu Nachrüstungsmaßnahmen. Es erfolgte daher eine stetige Entwicklung, die zu Verbesserungen der Sicherheitstechnik mit dem Ziel führte, jeden Störfall weitestgehend zu beherrschen sowie auf die Anlage selbst zu beschränken. Demzufolge ist es verständlich und sachlich begründet, diese schrittweise optimierten Kernreaktoren der 2. Generation kritisch zu hinterfragen.

Die KKW der 3. Generation werden in erster Linie durch Sicherheitsanforderungen bestimmt. Die konzeptionelle Sicherheit, die auf der Auslegung mit inhärent sicheren und passiven Komponenten beruht, und die betriebliche Sicherheit, die auf umfangreiche Betriebserfahrungen zurückgreift, haben zu gewährleisten, dass in keiner Weise bei Strörfällen eine Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung eintreten kann.

Die Beschreibung der Entwicklung der KKW über drei Generationen soll zu einer Standortbestimmung führen, um die Auslegung der neuen KKW zu begründen. Die KKW-Entwicklung in drei Abschnitten läßt sich charakterisieren durch eine jeweils vorrangig gelöste Aufgabe:

- 1.Generation: KKW, mit denen die Reaktivität beherrscht werden konnte,
- 2.Generation: KKW, deren Wirtschaftlichkeit entwickelt und erreicht wurde,
- 3.Generation: KKW, die inhärent sicher ausgelegt sind.

Aus noch vorhandenen sowie historisch gewachsenen Sicherheitsdefiziten mit entsprechenden Gefahrenpotenzialen lassen sich anhand einer solchen dreigliedrigen Betrachtung die Anforderungen an die Auflagen für die Sicherheit der KKW einer zukünftigen 3. Generation ableiten.

### 2a. KKW der 1. Generation

Am 2.12.1942 wurde der 1. Kernreaktor, bestehend aus Grafit (ca. 350 t) und Natur-Uran (ca. 40 t UO<sub>2</sub>), mit einer Leistung von 200 Watt(th) durch E. Fermi in Chicago in Betrieb ge-

nommen. Diesem CP1 (Chicago-Pile-1) folgten kurz danach CP-2 und CP-3, wobei letzterer mit Schwerem Wasser (D<sub>2</sub>O) im Argonne Laboratorium betrieben wurde.

In Hanford (Columbia-River) entstanden bis 1944 weitere 8 Reaktoren mit einer Leistung von insgesamt 600 Mega-Watt(th) zur Waffen-Plutonium-Produktion (im Optimum täglich 1 kg Pu-239 erzeugt). Im Rahmen des Kernwaffen-Manhattan-Projektes arbeiteten zeitweilig 120 000 Menschen. Dieser erhebliche Aufwand an Menschen und Material erlaubte es bereits in den Jahren 1943, 1944, 1945, unter großem Zeitdruck die wesentlichen Grundlagen und Erkenntnisse zu erarbeiten, die zu den heutigen Kernreaktoren geführt haben.

Ab 1946 begann eine US-Navy-Gruppe unter Vizeadmiral H. C. Rickover mit der Entwicklung eines Kernreaktors für den Schiffsantrieb, genannt STR-Mark-1 (sub-marine thermal reactor; prototyp mark 1 – Idaho). Am 30. März 1953 wurde der STR-Mark-1 kritisch (Mark-2 1954) und bewährte sich in der Folgezeit. Die Auslegungskonzeption war angereichertes Uranoxyd als Brennstoff, Wasser zur Kühlung und Moderation. Am 14. 6. 1952 war bereits der Startschuß zum Bau des ersten Kernenergie-getriebenen Unterseebootes gegeben worden (Nautilus – Indienststellung: 17.1.1955).

Bis Anfang der 50er Jahre wurden sowohl Reaktoren für die Waffen-Plutonium-Produktion weiterentwickelt als auch ungefähr 100 Systeme möglicher Reaktoren kombiniert (d.h. Variation in der Anordnung Brennstoff-Moderator-Kühlmittel). Näher sind etwa 50 Reaktorkonzepte ausgewählt worden, nach wie vor unter militärischer Regie und Anwendung, wobei zwei Reaktortypen schnell in den Vordergrund traten:

- der wassergekühlte, wassermodierte Druckwasser-Reaktor (DWR - 150 bar), der sich wegen seiner kompakten Bauweise für Schiffsantriebe durchsetzte,
- der wassergekühlte, wassermodierte Siedewasser-Reaktor (SWR - 70 bar), der wegen seiner Regelbarkeit (Lastfolge) ein Optimum darstellte.

Ab dem 6. Sept. 1954 begann der Bau des ersten DWR durch Westinghouse in Shippingport bei Pittsburg (60 MW(el), Inbetriebnahme 1957); es folgte 1960 der DWR Yankee bei Hanford (175 MW(el)). Im Jahre 1955 erhielt General Electric den ersten Auftrag für den Bau des SWR Dresden-1 bei Morris (200 MW(el)), der 1960 in Betrieb ging.

Aus den Zielsetzungen U-Boot-Antrieb sowie regelbare Energieversorgung sind der Reaktor Shippingport, gewissermaßen der Urvater der Druckwasserreaktoren, sowie der Reaktor Dresden 1, der Urvater der Siedewasserreaktoren, entstanden.

Durch das McMahon-Gesetz (30.8.1953, Teilbeendigung der Geheimhaltung) und die darauf folgende Rede von D. Eisenhower vor der UN (8.12.1953), wurde die Nutzung des militäri-

schen nuklearen Know-how für volkswirtschaftliche Ziele eingeleitet. Die 1. Konferenz zur friedlichen Nutzung der Kernenergie fand im August 1955 in Genf statt und stand unter der Devise “atomic power for peace“.

Auf der anderen Seite /Pro/ ging in der UdSSR bei Tscheljabinsk 40 (Majak) 1947 der erste von fünf Waffen-Plutonium-Produktionsreaktoren in Betrieb. Es folgte das erste KKW (AM-1, Grafit-modert, D<sub>2</sub>O-gekühlt) mit der Inbetriebnahme am 27. 6. 1954 bei Obninsk mit 5 MW(el), das 1971 auf eine elektrische Leistung von 10 MW erweitert wurde. Darauf aufbauend gingen die Wasser-gekühlten und Grafit-modertierten KKW vom Typ Sibir 1 mit 100 MW(el) 1958 und Sibir 2 mit 200 MW(el) 1967 in Belyarsk in Betrieb (1991 stillgelegt).

Sie bildeten die Grundlage für den Bau von derzeit laufenden RBMK (Reaktor großer Leistung vom Kanaltyp), wobei der 1. RBMK 1973 in Sosnovi Bor/St. Petersburg mit 1000 MW(el) und 1983 die größten RBMK mit 1500 MW(el) bei Ignalina/Litauen in Betrieb genommen wurden. Zu dieser Baureihe gehören der (am 26.4.1986 havarierte) Unfallblock Tschernobyl 4, der 1985 anlief und das KKW Kursk, dessen jüngster Block 5 ab 2004 in Betrieb geht. Derzeit (Stand 2003) befinden sich 11 RBMK in Russland und 2 RBMK in Litauen in Betrieb.

Die UdSSR baute ab 1952 in Severodvinsk/Archangelsk (früher Molotowsk) Kernenergie-angetriebene U-Boote. Im Juli 1958 erfolgte die Indienststellung der Leninskij Komsomol als erstes U-Boot von insgesamt ca. 250 Stück, die bis heute gebaut worden sind.

Die Parallelität der Entwicklungen in den USA und der UdSSR ist offenkundig. Sie betraf die militärische Entwicklung der KKW der 1. Generation sowohl für eine Plutoniumproduktion als auch für Schiffsantriebe.

Die Kernreaktoren der 1. Generation sind gekennzeichnet durch die Neutronen-Ökonomie, die Beherrschung der Neutronenverluste und den Erhalt der Kettenreaktion. Die Auslegung der Reaktoren wurde in erster Linie durch die Reaktivität bestimmt.

## 2b. KKW der 2. Generation

1963 wurden in den USA erstmals im freien Wettbewerb die KKW aus verschiedenen KKW-Typen ausgewählt und aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen ohne staatliche Subvention bei General Electric bestellt. Das KKW Oyster-Creek/Jersey markierte die Marktreife des SWR, 650 MW(el) (Inbetriebnahme 1969) und Entsprechendes gilt für einen DWR mit 603 MW(el) von Westinghouse bei Haddam Neck (Connecticut) (1967-1996).

Die Kommerzialisierung der Kerntechnik geschah in Deutschland in folgenden Schritten: Am 9. Mai 1966 ging das 1. KKW sowjetischer Bauart mit 70 MW(el) auf deutschem Boden in Rheinsberg in Betrieb (DWR; 18 t UO<sub>2</sub>; 2 % U-235-Anreicherung, Novoworonesh-Typ, 3 loop-Anlage; 100 bar, 265 °C; Abschaltung 1990). Der Name WWER-2 stand für Wassermoderierter Wassergekühlter Energie-Reaktor. Im gleichen Jahr folgte das KKW Gundremmingen A (SWR; 250 MW(el); 3,2% U-235-Anreicherung; Abschaltung 1977). 1968 wurde der DWR des KKW Lingen (160 MW(el)) in Betrieb genommen (Abschaltung 1977). 1969 startete mit dem KKW Obrigheim (340 MW(el)) als DWR ein erfolgreicher Leistungsbetrieb (Abschaltung 2005). 1971 ging das KKW Würgassen (640 MW(el)) als SWR ans Netz (Abschaltung 1995), und im Jahre 1972 folgte das KKW Stade (630 MW(el)) als DWR (Abschaltung 2004). Im Dezember 1973 ging das KKW Greifswald in Betrieb (440 MW(el)) DWR vom Typ WWER). Damit war die wirtschaftliche Nutzung der Kernenergie auch für Deutschland erreicht, zumal 1974 mit Biblis A (DWR 1 200 MW(el)) das damals zeitweise weltweit größte KKW seinen Betrieb aufnahm.

Derzeit (Stand 12. 2002) sind weltweit 441 KKW verschiedenster Typen in Betrieb genommen worden und 32 befinden sich im Bau /atw/. Mit dieser 2. Generation von KKW wurden Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit erreicht.

Diese große und stetig anwachsende Zahl hatte Fragen nach Zuverlässigkeit und Sicherheit zur Folge. Dabei ging der Ausbau der friedlichen Kernenergie-Nutzung einen besonderen Weg. Im Gegensatz zur konventionellen Technik, deren Sicherheitsstandard die Endphase eines langen, auf Erfahrungen, d. h. "trial and error" aufbauenden Entwicklungsprozesses darstellt, wurde bei der Kerntechnik gefordert, die Ausschaltung von Sicherheitsrisiken von Anfang an als integrierenden Bestandteil in die Entwicklung selbst mit einzubeziehen. Birkhofer et al. kennzeichneten die besondere Situation der KKW mit folgenden Sätzen /Bir/:

*"Im Unterschied zu anderen Risiken des Lebens hat man sich in der Reaktortechnik zum ersten Mal ernsthaft vorgenommen, das für sie charakteristische Risiko, die radioaktive Strahlenbelastung des Menschen, von vornherein auf einen so geringen Wert zu bringen, daß es neben dem allgemeinen Lebensrisiko, etwa durch Krankheit, vernachlässigt werden kann."*

Der Rasmussen-Report 1974/75, die erste gründliche Sicherheitsanalyse aus den USA, kam im Ergebnis zu folgenden zentralen Aussagen:

- Risiken von KKW sind kleiner als andere akzeptierte industrielle Risiken,
- aber: sehr unwahrscheinliche Störfälle können zu vergleichsweise schwerwiegenden Unfällen führen.

Trotz dieser Zielsetzungen und Klarstellungen kam es doch zu "trial and error", wobei jedesmal menschliches Versagen die wesentliche Unfallursache darstellte:

- 1975: Brand in Browns-Ferry (bei handwerklichen Reparaturarbeiten Brandauslösung im Kabelschacht – dadurch Brandschutz verbessert; räumliche Trennung von Steuer- und Versorgungsleitungen, Diversität der Notstromversorgung).
- 1979: Störfall in Three Mile Island (durch Bedienungsfehler führte eine mangelnde Kühlung zum partiellen Schmelzen des Reaktorkerns; Schmelze verblieb im Reaktor-Druckbehälter; Containment hielt Radioaktivität zurück – dadurch Vertiefung der Ausbildung am Simulator; umfangreiche Analyse und Korrektur von Schwachstellen).
- 1986: Unfall Tschernobyl (gravierende Verstöße gegen die Steuerung sowie Unkenntnis der Reaktorphysik beim Personal in Verbindung mit auslegungstechnischen Mängeln dieses Reaktortyps (RBMK); weiträumige radioaktive Kontamination, zahlreiche Todesfälle; länderübergreifende Belastungen – daraufhin Konsequenz in Deutschland: Gründung des Bundesamtes für Strahlenschutz und Erlass des Strahlenschutz-Vorsorge-Gesetzes u. a.; aufgrund dieses Unfalles war ein Teil der deutschen Öffentlichkeit nicht mehr bereit, das Risiko jedweder KKW zu tragen).

Jeder dieser Störfälle führte zu Nachrüstungsmaßnahmen, so dass die Sicherheitstechnik stetig vervollkommen wurde. Als der "status quo" der Sicherheitsauslegung für Leichtwasserreaktoren (DWR und SWR), der Typen, die am meisten verbreitet sind, mit Leistungen zwischen 900 - 1 300 MW(el) gilt heute:

- die Gewährleistung einer Zwangsumwälzung des Kühlmittels Wasser wird erreicht durch eine Reihe von Komponenten, die diversitär und mehrfach ausgelegt sowie aufwendig abgesichert sind,
- die Nachzerfallswärme-Abfuhr erfordert Sicherheits- und Notfallschutzsysteme, die in betriebsfähiger Reserve stehen,
- ein Sicherheitseinschluß, das Containment soweit vorhanden, dient der einwandfreien Rückhaltung bzw. dem Einschluss von Radioaktivität in Störfällen,
- die Auslegungen gegen Einwirkungen von außen und innen bei unterschiedlichem Aufwand schützen vor besonderen Ereignissen, wie Erdbeben, Flugzeugabsturz, Sabotage u. a.

Nicht ausgelegt sind die KKW gegen das Kernschmelzen im Zusammenhang mit der Entstehung sowie der Beseitigung und Verbrennung von Wasserstoff. Aus solchen Defiziten ergeben sich die Sicherheits-Anforderungen an die neue 3. Generation der KKW.

Störfälle führten zu Nachrüstmaßnahmen und damit zu einer stetig verbesserten Sicherheitstechnik. Diese Vorgehensweise läßt sich als ein evolutionärer Weg für KKW der 2. Generation beschreiben. Im Gegensatz dazu besteht der revolutionäre Weg der KKW einer 3. Generation darin, dass bisher so nicht bestehende neue Sicherheits-Auflagen zu Veränderungen des Auslegungskonzeptes führen, so dass sich konsequenter Weise ein anderes Grundkonzept – basic design – ergeben muß.

Die evolutionäre Entwicklung der KKW der 2. Generation besagt: Die Sicherheit der in Betrieb befindlichen LWR bei Eintritt eines Störfalles ist davon abhängig, dass Sicherheitseinrichtungen wie Notkühlungen über Pumpen mit den Notstromanlagen richtig angeregt, gesteuert und betrieben werden. Aktive Eingriffe sind notwendig, bei denen es Probleme geben kann und gegeben hat. Die Verbesserung der Sicherheit erfolgte schrittweise durch Erfahrungen und Optimierungen.

Im Gegensatz dazu besagt die revolutionäre Entwicklung zu den KKW der 3. Generation, dass für eine Schadensprävention und zur Beherrschung der Nachzerfallswärmeabfuhr weitgehend passive und inhärent sichere Systeme zur Anwendung kommen. Die verbleibenden aktiven Elemente sollen auch im Hinblick auf Redundanz und Diversität optimiert, die entsprechende Systemtechnik im Vergleich zu heutigen Reaktoren erheblich vereinfacht werden.

Für den evolutionären Weg sind als Beispiele zu nennen EPR, ABWR und CANDU, die geplant, teilweise gebaut und betrieben werden:

EPR: European Pressurized Reactor; 1550 MW(el)

4 loop-Anlage, 2 Dampferzeuger, 155 bar, 295-326 °C Kühlmittel-Temperatur, bis zu 4,8% U235-Anreicherung. Corecatcher zur Beherrschung des Kernschmelzens, Doppelcontainment, 4 redundante Teilsysteme zur Not- und Nachkühlung vorgesehen und durch räumliche Trennung vor Übergreifen anlageninterner Ereignisse wie Brand geschützt. Auslegung auf 60 Jahre Lebensdauer. 1989 Gründung der Nuclear-Power-International (NPI) durch Siemens und Framatom, 1992 Entwicklungsbeginn, 1995 Konzeptfestlegung aus den Bausteinen des französischen N4-Typs und des deutschen Konvoi-Typs. Seit 1998 liegt das basic design vor, Angebotsreife erreicht /Bre/.

ABWR: Advanced Boiling Water Reactor; 1000 MW(el)

10 loop-Anlage, 73 bar, 216-287 °C Kühlmittel-Temperatur, 3,5% U235-Anreicherung. Kennzeichen des fortschrittlichen SWR sind: Vereinfachung des Aufbaus, schnellere Wartung, verbesserte Sicherheit mit Naturumlauf, besitzt die Design-Genehmigung der USA-Aufsichtsbehörde (NRC), Auslegung auf 60 Jahre Lebensdauer. SWR Entwicklung von General Electric mit japanischen Partnern: Toshiba, Hitachi; 1. ABWR am Netz seit 1. 1996 in Kashiwazaki-Kariwa 6 mit 1356 MW(el); baugleich Block 7 seit 11. 1996; zwei ABWR werden in Taiwan gebaut (Lungmen 2006 und 2007) /Wor/.

CANDU: Canadian Deuterium Uranium; 900 MW MW(el)

2 loop-Anlage, Natur-Uran, D<sub>2</sub>O-moderierter, gekühlter Druckröhren-Reaktor, 90 bar, 249-293 °C Kühlmittel-Temperatur. Weltweit 36 in Betrieb, 8 im Bau. Es wurden die evolutionären Baureihen CANDU-9 und Advanced Candu Reactor (ACR-bis 2% Anreicherung) entwickelt: 60 Jahre Lebensdauer, Verwendung modularer, vereinfachter Elemente und Systeme, 2 unabhängige Abschaltssysteme (Stäbe und Gadolinien-Einspeisung in den D<sub>2</sub>O-Moderator-Tank) plus Hochdruck- und Niederdruckeinspeise-Systeme die durch Fluttkontainer und Rezirkulationswasser der Wärmetauscher versorgt werden, Volldruckcontainment /Wor/.

Auf Grund der langjährigen Betriebserfahrungen und aus wirtschaftlichen Gründen wurden die KKW zeitweise in Deutschland standardisiert (Konvoi), um vor allem die Genehmigungszeiten zu verkürzen und damit Kosten zu sparen. Andererseits wurde die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der KKW laufend durch Nachrüstungen (z.B. corecatcher) der neu zu bauenden KKW der 2. Generation verringert, ohne dass sich deren konzeptionelle Defizite beseitigen ließen.

Die erreichte Sicherheit der 2. KKW-Generation beruht darauf, dass die Versagenswahrscheinlichkeiten der Einzelelemente immer besser verstanden und zertifiziert wurden. So konnte die sich durch das Zusammenspiel aller aktiven und passiven Sicherheitssysteme ergebende Wahrscheinlichkeit eines technischen Unfalles immer weiter vermindert werden. Hinzu kam die Möglichkeit menschlichen Fehlverhaltens. Durch organisatorische Maßnahmen und verbesserte Ausbildung des Bedienungspersonals wurde auch dieser Faktor kontinuierlich weiter reduziert.

Zur Akzeptanz-Entwicklung von 40 Jahren (1955 - 1995) KKW-Technik ist festzuhalten, dass neue Technologien neue Chancen für Mensch und Gesellschaft schaffen, aber sie erzeugen neue Probleme. Die beiden Seiten der Folgen der Technik sind zeitlich und kausal miteinander verflochten; das eine ist nicht ohne das andere zu bekommen. So war die "Atomeuphorie" ein Aufbrechen von Hoffnungen auf ein neues technisches Zeitalter, in dem Kernreaktoren an die Spitze der Maschinenhierarchie treten sollten. Diese Hoffnungen entstanden in den 50er Jahren in fast allen Industrieländern und erreichten im Spätsommer 1955 aufgrund der ersten Genfer Konferenz über die friedliche Verwendung der Atomkernenergie einen Höhepunkt und zwar besonders in der Bundesrepublik Deutschland. In den 60er Jahren erkaltete die Atomeuphorie allmählich, um in den 70er Jahren als Anti-Atomeuphorie wiederzukehren /Rus/.

## 2c. KKW der 3. Generation

Als zukünftige neue KKW, die inhärent sicher sind, kostengünstig arbeiten und sich ökologisch optimieren lassen, werden die KKW der 3. Generation konzipiert. Ihre inhärente Si-

cherheit ist eine Garantie gegen das Versagen technischer Einrichtungen und ebenso gegen die Folgen menschlichen Fehlverhaltens, die zu einem Kernschmelzunfall führen könnten.

Das Ziel der inhärent sicheren KKW ist durchaus erreichbar, aber nicht mit den alten Bauplänen, die ursprünglich einmal Fortentwicklungen der 1. Generation aus den 50er Jahren gewesen sind. Vielmehr ist ein Umdenken erforderlich, indem beim Entwurf eines neuen KKW die inhärente Sicherheit an den Anfang der Überlegungen gestellt werden muß. Es werden von Anfang an keine aktiv zu steuernden Sicherheitssysteme vorgesehen, die unbedingt funktionieren müssen, um die relevanten Unfall zu vermeiden. Vielmehr werden passive Systeme eingesetzt, die im Störfall durch naturgesetzliche Wirkungen ablaufen und dadurch den grossen Unfall ausschließen können.

Seit etlichen Jahren sind in den Industrieländern fortgeschrittene Reaktorkonzepte in der Entwicklung, die den Anspruch erfüllen, inhärent sicher zu sein. Bei Eintritt eines Störfalles ist weder menschliches Eingreifen zwingend notwendig noch müssen zusätzliche aktive Sicherheitssysteme wie Pumpen und Steuerstäbe angeregt werden. Genutzt werden nur physikalische Gesetze zur Beherrschung der Exkursion. Wirksam werden der "Kühlmittel-Temperatur-effekt" und der "Doppler-Effekt" ausgenutzt. Bei diesen Reaktorkonzepten wird ein Kernschmelzunfall nicht "beherrscht" durch aktive Maßnahmen, sondern "vermieden" durch ausschließlich passiv funktionierende Systeme. Bei dieser revolutionären Entwicklung werden neue Wege beschritten, deren wesentliche Leitlinien sind:

- Nutzung inhärenter Sicherheitseigenschaften,
- Nutzung passiver Sicherheitseinrichtungen,
- Beschränkung auf kleinere Leistungseinheiten und Leistungsdichten.

Wichtige sicherheitstechnische Funktionen wie Schnellabschaltung, Druckbegrenzung und Druckentlastung des Reaktordruckbehälters sowie des Sicherheitsbehälterabschluss sollen von passiven Einrichtungen übernommen werden, deren Funktion von der Versorgung mit elektrischer Energie, von leittechnischen Maßnahmen oder von menschlichen Eingriffen unabhängig ist /The/.

Allerdings betreffen die Innovationen auch betriebsrelevante Bereiche, so dass negative Rückwirkungen auf die Anlagenverfügbarkeit nicht ohne weiteres auszuschließen sind. Hier ist auch zu fragen, ob ein Prototypreaktor erforderlich ist, z. B. um die Zuverlässigkeit der passiven Einrichtungen für den Anlagenbetrieb und die Verfügbarkeit zu ermitteln. Zum einen wird die fehlerverzeihende Auslegung durch physikalisch innewohnende Sicherheitseigenschaften gezielt genutzt und zum anderen wird durch redundante Mehrfachauslegung wichtiger Systeme der Sicherheitstechnik durch Schutzvorkehrungen sowie über ein Mehrstufenkonzept und diversitäres Vorgehen die Sicherheit erreicht. Für den revolutionären Weg sind aus einer großen Anzahl als Beispiele SIR, PIUS, HTR zu nennen :

SIR: Safe Integrad Reactor; 400 MW(el)

DWR; 153 bar; 12 loop-Anlage mit 6 Umwälzpumpen u. Druckhalter im Reaktordruckbehälter integriert. Gemeinschaftsentwicklung: Rolls Royce u. ASS, AEA technology (GB); ABB-Combustion-Engineering, Webster u. Stone (USA). Nachzerfallswärme wird durch Naturkonvektion in 4 Dampferzeuger abtransportiert; der sekundärseitig erzeugte Dampf geht zum Kondensator, der sich in einem hochliegenden Flutbecken befindet, dort kondensiert der Dampf und fließt als Kondensat durch Schwerkrafteinwirkung in den Reaktordruckbehälter zurück /Gib/.

PIUS: Process Inherent Ultimate Safety; 640 MW(el)

DWR; 90 bar; 260-290 °C Kühlmittel-Temperatur, 3,5 % U-235 Anreicherung. 213 Brennelemente; 3 300 m<sup>3</sup> Wassertank; 44 m hoch; 12 m Durchmesser; 7-10 m Wanddicke; ca. 63 000 t Betonmasse; 4 Dampferzeuger; 4 Kühlwasserpumpen. Hersteller: ABB-ATOM-Schweden in Kooperation mit United Engineers and Constructors (USA); Reaktorkern befindet sich in einem offenen Steigrohr in einem großen, mit boriiertem Wasser gefüllten Spannbetondruckbehälter; dieser Tank wirkt gleichzeitig als Abschaltssystem (density-lock-system) u. Wärmesenke für die Nachwärme. Nachzerfallswärme wird im Naturumlauf vom großen Kühlmittelvolumen des Tanks aufgenommen, von dort über die Wasserkühler mit Naturzug an die Atmosphäre abgegeben /Han/.

HTR: Hochtempreaturreaktor; 300 MW(th)

ISR-300 (inhärent sicherer Reaktor), modular, kugelförmiger coated-particle Brennstoff, Kühlmittel Helium 250-750 °C, 39 bar. Nach vollständigem Kühlmittelverlust u. Ausfall aller aktiven Nachwärmeabfuhrreinrichtungen erfolgt die selbsttätige Nachwärmeabfuhr aus dem Core durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und freie Konvektion sowie durch die Coreinbauten hindurch und schließlich von der Oberfläche des Reaktordruckbehälters an die Umgebung. Das Ringcore weist einen stark negativen Temperaturkoeffizienten auf; so werden nukleare Transienten, die durch Fehlfahren von Abschalt-elementen oder Verlust dieser Einrichtungen ausgelöst werden, sehr wirksam rückgekoppelt. Selbstwirkende Begrenzung von nuklearer Leistung und Brennstofftemperatur wird durch coated-particle-Brennstoff (sehr kleiner Kerndurchmesser, Einbettung der Kerne in graphitische Brennelemente und selbsttätiger Wärmetransport im Core) erreicht; F+E-Projekte laufen als: HTGR – China, HTTR – Japan, PBMR/ESKOM – Südafrika, GT/MHR – USA/Russland /Kug/.

Als Resümee zur Entwicklung der drei KKW-Generationen ergibt sich

1. Beherrschung der Neutronenverluste,
2. Wirtschaftlichkeit mit evolutionärer Ertüchtigung,
3. inhärent sichere Auslegung.

Dagegen spricht die US-amerikanische Kategorisierung (Abb.1) von "generation four", wobei die kommerziellen Leistungsreaktoren (II), fortgeschrittene Reaktoren (III) und Reaktoren (III+) mit einer Sicherheitstechnik, die sich evolutionär stetig weiterentwickelt, in der hier als 2. Generation bezeichneten Beschreibung zusammengefasst sind. Die 3. Generation bezieht sich in der vorliegenden Darstellung eindeutig auf den inhärent sicheren Reaktor (generation four = enhanced safety). Mit dem Titel und Programm "Generation IV International Forum" des USA-Department of Energy (DoE) verbindet sich ein gemeinsames Vorgehen von 10

Staaten (Argentinien, Brasilien, Frankreich, Großbritannien, Japan, Kanada, Südafrika, Südkorea, Schweiz, USA), um ihre Anstrengungen für die Entwicklung neuer KKW zu bündeln /Abr/.

Early Prototype Reactors	Commercial Power Reactors	Advanced LWR	Generation III	Generation IV				
<ul style="list-style-type: none"> <li>• CP1/STR-Mark-1</li> <li>• Shippingport</li> <li>• Yankee</li> <li>• Dresden</li> <li>• Magnox</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LWR-PWR</li> <li>• LWR-BWR</li> <li>• WWER</li> <li>• RBMK</li> <li>• Candu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ABWR</li> <li>• System 80+</li> <li>• AP600</li> <li>• EPR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evolutionary</li> <li>• Designs offering</li> <li>• Improved</li> <li>• Economics</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Highly Economical</li> <li>• Enhanced Safety</li> <li>• Minimizes Wastes</li> <li>• Proliferation Resistant</li> </ul>				
Generation I	Generation II	Generation III	Generation III+	Generation IV				
1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030

Abb. 1 : Developing Generation IV – source : DoE

### 3. Sicherheitsanforderungen

Die KKW der 3. Generation benötigen für Auslegung, Errichtung und Betrieb ihre entsprechenden Sicherheitskriterien und -prinzipien. Sie müssen den Stand von Wissenschaft und Technik berücksichtigen sowie erfolgreiche Betriebserfahrungen nutzen.

Umfassende verbindliche Sicherheitskriterien gibt es im Detail für die neuen Reaktoren derzeit weltweit im ausreichenden Maße nicht. Im Rahmen der EU werden einheitliche Sicherheitsstandards durch Harmonisierung angestrebt. Als grundsätzlicher Rahmen gilt jedoch, dass (AtG; §7 ,2) "einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderlich sein dürfen" /Kug/, indem keine Vorkehrungen für Evakuierungen und keine Umsiedlungen notwendig werden. Die Forderungen lauten praktisch, daß die zukünftige Kernenergienutzung (auch Entsorgung) ohne gravierende radiologische Auswirkungen außerhalb der Anlage erfolgen muß (katastrophenfrei). Ein einfacher erster Schritt zur Erhöhung der KKW-Sicherheit in Richtung von Unfallbeherrschung und Eingrenzung der Havarieauswirkungen ist die Reduzierung des radioaktiven Inventares im Reaktor durch kleinere Baueinheiten, was

in der Tat zu weltweiten Entwicklungen von Konzepten (small and simpler reactors) /Nuc/ führte.

Sicherheit wird erst dann begriffen, wenn die Gefahr beschrieben und ursächlich analysiert ist, vor der Sicherheit bestehen soll. Es kann demzufolge auch keine absolute, ewig unverrückbare Definition des Sicherheitsbegriffes geben. Sicherheit wird und muß immer wieder überprüft und fortgeschrieben werden, ohne dass damit der vorangegangene Zustand als unsicher zu gelten hätte. In diesem Entwicklungsrahmen ergibt sich deshalb der Übergang von den KKW der 2. Generation zu den KKW der 3. Generation. Für den Bau der KKW der 3. Generation sind Auslegungssicherheit, Betriebssicherheit und Akzeptanzsicherheit gleichgewichtig zu beachten.

Die Vorgaben zur Auslegungssicherheit lauten:

- keine Freisetzung von Radioaktivität – eindeutiger Ausschluß von Unfällen aufgrund inhärenter Sicherheit
- Beherrschung aller Störfälle durch Redundanz und Diversität, Begrenzung der Störfälle auf die Anlage
- nach Ausfall der betrieblichen Systeme Nachzerfallwärme-Abfuhr auf natürliche Weise durch naturgesetzliche Wirkungen.

Die Betriebssicherheit bezieht sich auf:

- Nutzung der Betriebserfahrung hinsichtlich Qualitätssicherung
- Auslegungsdauer mit angestrebten 60 Jahren
- Verwendung der Ergebnisse der Sicherheitsanalysen (human factors)
- Bedienungsfreundlichkeit , Automatisierung
- kurze Bauzeit, gesicherter zügiger Projektablauf, Planungssicherheit
- Wirtschaftlichkeit und hohe Verfügbarkeit sowie Lastfolgefähigkeit
- Proliferationsresistenz.

Die Akzeptanzsicherheit betrifft:

- Einwandfreie Entsorgung radioaktiver Abfälle sowie geordnete Stilllegung und Rückbau
- einfaches, übersichtliches, Bürger-beteiligtes Genehmigungsverfahren und Notwendigkeit des Energiefriedens
- Abklärung des Gefährdungspotentials der ionisierenden Strahlen und der Krebsrisiken; Ergebnismutzung aus der Strahlenforschung
- Ganzheitliche Güterabwägung der Vor- und Nachteile einer Kernenergienutzung unter Beachtung ökologischer Ziele.

In Deutschland erhöhte die Nachrüstung der Kernreaktoren der 2. Generation nicht ihre Akzeptanz. Dabei spielten auch Bedenken hinsichtlich der Gefährdung durch Strahlenwirkung

eine Rolle, die im Umgang mit dem radioaktiven Material auftritt. Die Kerntechnik ist in der demokratischen Öffentlichkeit nur dann akzeptabel, wenn eine sichere, zufriedenstellende Abklärung möglicher Gefahren der Strahlenwirkung vorhanden ist. Deshalb sollte die Installation von Kernreaktoren der 3. Generation sowohl die Verwirklichung der inhärenten Sicherheit als auch die Abklärung der Strahlenwirkung durch Molekular-Biologie, Strahlen-Biophysik und Medizin, d. h. die sichere Beurteilung von Gesundheitsschäden, zur Vorbedingung haben. Es sollten außerdem alle Mutmaßungen zu Langzeitriskien ausgeschlossen werden können, um die erforderliche gesellschaftliche Zustimmung zu bekommen. Entsprechend erhalten der Strahlenschutz und die Strahlenforschung eine Schlüsselrolle /Gel/. Erst wenn alle Vorgänge um die Wirkung der ionisierenden Strahlung, die im Umgang und der möglichen Freisetzung der radioaktiven Spaltprodukte entsteht, eindeutig bewertet und erklärt sind, kann die notwendige Akzeptanz erreicht werden.

#### 4. Fazit

Die hier vorgelegte Unterscheidung von 3 Phasen der Entstehung der Kerntechnik soll einer Klärung in der Beurteilung der zukünftigen Entwicklung dienen. Indem der revolutionäre Sprung zu einer Technik mit konzeptioneller Sicherheit einer evolutionären Verbesserung der vorhandenen Kerntechnik gegenüber gestellt wird, werden Chancen sichtbar, die schließlich auch in der öffentlichen Akzeptanz einer Technik liegen, auf die die Welt angesichts ihres Energiebedarfs und ihres Klimaproblems nicht verzichten wird.

Diejenigen Staaten, die sich in Richtung Ausbau der Kernenergie orientieren, werden von Anfang an die Sicherheitsauflagen eindeutig bestimmen und als verbindlich für alle Parteien festlegen müssen – und das werden höhere Sicherheitsauflagen als die heutigen sein. Bei den energiepolitischen Entscheidungen für Bau und Betrieb der KKW am Anfang ihrer Entwicklung (1945 - 1955) sind die Sicherheitsauflagen nachgereicht worden. Das wird sich so nicht wiederholen.

Sollte sich Deutschland zur Erfüllung seiner energiepolitischen Aufgaben eines Tages entschließen, nach Moratorium und Beschluss zum Ausstieg aus dem Kernkraftwerksbetrieb eine Politik des Wiedereinstiegs zu verfolgen, so werden auch hier die erhöhten Sicherheitsanforderungen ganz am Anfang stehen. Der evolutionäre Weg und der revolutionäre Weg werden dann auch in Deutschland miteinander konkurrieren um Wirtschaftlichkeit und öffentliche Akzeptanz.

#### 5. Literatur

- /Abr/ **Abraham, S.**; Generation IV, International Forum 2002 – Remarks; atw 47 (2002) H. 11, S. 678
- /atw/ **atw-Redaktion**; Kernenergie: Weltreport 2002 – Auswertung; atw 48 (2003) H. 5, S. 339
- /Bir/ **Birkhofer, A. et al.**; Reaktor-Sicherheit in der Bundesrepublik Deutschland; atw Sept./Okt. (1970), S 441
- /Bre/ **Brettschuh, W. et al.**; Moderne Leichtwasserreaktoren: EPR, SWR 1000 – Derzeitiger Stand, Entwicklungs- und Einsatzmöglichkeiten; atw 46 Jg.; Aug./Sep. (2001) H. 8, S. 536
- /Gel/ **Gelfort, E.**; Strahlenforschung in Deutschland; Was können, was müssen wir tun?; Strahlenschutz Praxis; H 2 (2003) , S. 26
- /Gib/ **Gibson, I. H. et al.**; Acceptance and Licensing of Advanced Reactor Innovations; Proc. Int. Conference on Design and Safety of Advanced Nuclear Power Plants; Tokyo; Oct. (1992); Vol 1; S.4.3-1
- /Han/ **Hannerz, K. et al.**; The Pius Pressurized Water Reactor Aspects of Plant Operation and Availability; Nuclear Technology, Vol 91; July (1990); S. 81
- /Kuh/ **Kuhlmann, A.**; Ein neuer Anlauf mit sicheren Reaktoren; Artikel im Handelsblatt vom 3.12.1991
- /Kug/ **K. Kugeler, P.-W. Phlippen, M. Kugeler, H. Hohn**; Overview of high temperature reactor engineering and research, Basic Studies in the field of high temperature engineering, AEN/NEA/OECD, Paris, Oct. (2001)
- /Nuc/ **Nuclear Engineering International**; Small reactors return; Oct. (2002), S. 24
- /Pro/ **Prozenko, A. N.; W.W. Stekolnikow, W. G. Fjodorow, W. A. Wosnesenskij, W. A. Iwanow**; Die Entwicklung von wassermoderierten-wassergekühlten Reaktoranlagen (WWER) in der UdSSR, atw (1990) H.3, S. 129
- /Red/ **Redaktion der atw**; EUROSAFE 2002: Annäherung Kerntechnischer Sicherheitspraktiken; atw 48 (2003) H. 3; S. 177

/Rus/ **Rusinek, B. A.**; Kernenergie – schöner Götterfunke – die umgekehrte Demontage; zu Kontextgeschichte der Atomeuphorie, Zeitschrift Kultur und Technik 4; S. 15 (1993)

/Sei/ **Seidel, E. R., G. Straub**; Indikatoren für die Bewertung des Sicherheitsniveaus von Kernkraftwerken; atw 47 (2002); H. 12; S. 754

/The/ **Theenhaus, R., E. F. Hicken**; Passive Sicherheitssysteme – Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Reaktorsicherheit; atw 42 (1997); H. 11, S. 688

/Wor/**World Nuclear Association-London**; Advanced Reactors; atw 48 (2003); H. 4; S. 255

## REICHT DAS KYOTO-PROTOKOLL ALS BOLLWERK GEGEN DIE ANTHROPOGENE KLIMAVÄRÄNDERUNG AUS?

Axel Michaelowa

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv

### 1. Einleitung

Anthropogene Treibhausgasemissionen sind seit Beginn der Industrialisierung vor 150 Jahren angestiegen. Aufgrund der langen Verweilzeit vieler Treibhausgase und der Vielfalt an Emissionsquellen in einer industrialisierten Wirtschaft ist Klimapolitik eine Generationenaufgabe.

Seit 15 Jahren stellt sich die Weltgemeinschaft dieser Herausforderung. Drei Schritte wurden bislang gemacht. 1992 wurde die UN-Klimarahmenkonvention verabschiedet. Sie sieht die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen auf einem Niveau vor, das „eine gefährliche menschliche Störung des Klimasystems verhindert“. Das 1997 verhandelte Kyoto-Protokoll legt verbindliche Emissionsziele für Industrie- und ausgewählte Transformationsländer (sogenannte Annex B-Länder) fest, die im Zeitraum 2008-2012 gelten. Zur Erreichung dieser Ziele können die internationalen Marktmechanismen „International Emissions Trading (IET)“, „Joint Implementation (JI)“ und „Clean Development Mechanism (CDM)“ eingesetzt werden. Die Marrakesch-Abkommen von 2001 definieren die Nutzung terrestrischer Kohlenstoffsenken, Berichtspflichten und Sanktionen bei Nichterfüllung.

Im Jahr 2005 sollen Ziele für die zweite Verpflichtungsperiode nach 2012 verhandelt werden. Wie sollen solche Ziele aussehen? Welche Länder sollen erfasst werden?

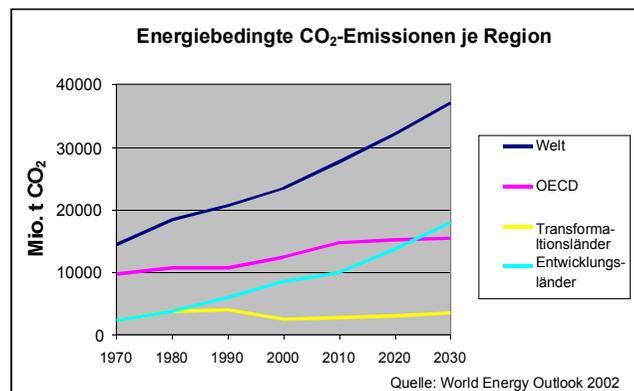


Abb. 1: Emissionsentwicklung bis 2030

### 2. Ableitung von Emissionszielen

#### 2.1 Emissionsprognosen

Ohne klimapolitische Maßnahmen ist mit einem kontinuierlichen Anstieg der weltweiten Treibhausgasemissionen zu rechnen (Abb. 1). Wie kann dem entgegengewirkt werden?

#### 2.2 Konzentrationsziele

Eine sinnvolle Vorgehensweise zur langfristigen Vermeidung schädlicher Klimaveränderungen enthält folgende Schritte:

- Politische Definition eines Maximalniveaus noch akzeptabler Klimaveränderung zu einer bestimmten Zeit. In der Regel wird die globale Temperaturzunahme als Parameter genutzt.
- Politische Definition einer Maximalrate akzeptabler Klimaveränderung bis zur Erreichung des Maximalniveaus. Dies ist notwendig, da die Schäden aus Klimaveränderung von ihrer Geschwindigkeit abhängen.
- Ableitung einer maximalen Konzentration und eines Konzentrationspfads.
- Definition eines globalen Emissionspfads, der den Konzentrationspfad erzeugt.

Der „Wissenschaftliche Beirat Globale Umweltveränderungen“ verwendet diesen Ansatz, um ein „akzeptables Fenster“ eines globalen Temperaturanstiegs auf bis zu 16,6°C Durchschnittstemperatur und eine maximale Rate von 0,2°C pro Jahrzehnt zu definieren. Daraus leitet sich eine Stabilisierung auf 450 ppm ab (WBGU 1995, S. 111ff). Bruckner et al. (2001) arbeiten den Ansatz weiter aus. Sie limitieren den Temperaturanstieg auf 2°C und definieren eine maximale globale Emissionsreduktionsrate von 4% pro Jahr. Selbst wenn das globale „business-as-usual“ Szenario nur bis 2010 verfolgt wird, müssen anschließend die Annex B-Länder drei Jahrzehnte lang die maximale Reduktionsrate durchhalten.

Die EU sprach sich 1997 für eine Stabilisierung auf 550 ppm aus. Abgesehen davon sind Konzentrationsziele international bislang nicht diskutiert worden.

#### 2.3 Anreize für eine langfristige Emissionsverringern

Anspruchsvolle Emissionsziele sind nicht zu erreichen, sofern die Politik nicht Anreize für Unternehmer setzt, bei Ersatz von Anlagen Neuanlagen mit erheblich weniger Emissionen zu verwenden. Ansonsten ist der Emissionspfad über Jahrzehnte fixiert.

Gleichzeitig darf der Betrieb von Altanlagen nicht übermäßig belastet werden, da sonst erhebliche ökonomische Kosten durch vorzeitige Kapitalentwertung anfallen.

Die Lösung dieses Steuerungsproblems ist die Einführung eines Emissionshandelssystems mit zunächst kostenloser Verteilung der Emissionsrechte und einem gleitenden Übergang zur Versteigerung der Emissionsrechte.

Um auch für Kleinemittenten einsetzbar zu sein, bedarf ein Emissionshandelssystem noch der Verbilligung informationstechnischer Lösungen.

### 3. Ausweitung der Ländergruppe mit Zielen unter dem Kyoto-Protokoll

Das Kyoto-Protokoll setzt bislang nur Ziele bis 2012, enthält aber aufgrund des Prinzips von 5-Jahres-Verpflichtungsperioden einen institutionellen Rahmen für Jahrzehnte. Für die Verpflichtungsperiode 2013-2017 ist eine Ausweitung des Kreises von Ländern mit Emissionszielen geboten. Die Entwicklungsländer lehnen das bisher schroff ab und verweisen auf die Nichtteilnahme der USA. Sie sind jedoch kein monolithischer Block und die folgenden Vorschläge zielen auf das Herausbrechen bestimmter Ländergruppen ab.

#### 3.1 Schwellen für Zielübernahme

Das in Art. 3 der UN-Klimakonvention festgelegte Prinzip „gleicher aber differenzierter Verantwortung“ bedeutet, dass Länder Emissionsziele übernehmen sollten, sobald sie ein Einkommens- oder Emissionsniveau erreicht haben, das mit den heutigen Annex B-Ländern vergleichbar ist. Dies kann mittels quantitativer Schwellen operationalisiert werden und sicherstellen, dass Länder am Kampf gegen die Klimaveränderung auf faire Weise beteiligt werden. Da die Definition von Fairness komplex und politisch umstritten ist, gibt es bislang keine allgemein anerkannte Schwellendefinition. Wichtige Elemente sollten sein:

- Historische Verantwortung
- Entwicklungsbedarf
- Finanzielle Kapazitäten (Jansen et al. 2001), und
- Verfügbarkeit kostengünstigen Vermeidungspotenzials (Claussen/McNeilly 1998)

Im folgenden schlage ich einige Schwellendefinitionen vor und quantifiziere ihre Auswirkungen auf den Anteil erfasster Emissionen.

	Pro-Kopf-Einkommen	Emissionen (Mio. t CO <sub>2</sub> )	Vergleich mit derzeitigem Annex B (> 1%)	Emissionsveränderung 1990-2000 (%)
Katar	26,051	35,1		+150,4
Singapur	22,716	42,0		+46,0
<b>Durchschnitt Annex B</b>	<b>20,218</b>	<b>77,1</b>	<b>0,6</b>	<b>+80,2</b>
Zypern	19,197	6,3		+63,1
Taiwan	18,547	215,3	1,6	+88,9
Israel	18,454	62,4		+85,8
Verein. Arab. Emirate	18,182	68,7		+68,0
Oman	17,667	23,5		+120,1
Brunei	16,264	5,1		+57,8
Malta	15,333	2,3		-0,9
<b>Ärmstes Annex II-Land</b>	<b>15,019</b>	<b>460,7</b>	<b>3,4</b>	<b>+83,3</b>
Bahamas <sup>1</sup>	15,000	1,9		NA
Kuwait	14,833	62,6		+213,1 <sup>2</sup>
Barbados <sup>1</sup>	14,500	2,2		NA
Bahrain	14,203	14,1		+20,7
Südkorea	13,790	433,6	3,2	+91,7
Argentinien	11,506	130,2		+33,1
Saudi-Arabien	10,452	260,6	1,9	+54,1
<b>Glatte Zahl</b>	<b>10,000</b>	<b>1461,8</b>	<b>10,7</b>	<b>+88,4</b>
Mauritius <sup>3</sup>	9940	1,8		NA
Chile	8898	48,1		+58,9
Südafrika	8754	295,8	2,2	+16,2
Uruguay	8452	5,3		+25,4
Trinidad und Tobago	8446	15,1		+38,7
Mexiko	8358	359,6	2,6	+23,1
Malaysia	8195	106,1		+123,9
Costa Rica	7630	4,6		+74,3
Botswana <sup>3</sup>	7170	3,1		NA
Brasilien	6949	303,3	2,2	+57,0
Türkei	6299	204,1	1,5	+58,4
Thailand	6020	147,2	1,1	+89,0
Tunesien	5986	17,8		+45,4
Gabun	5878	1,4		+32,0
Kolumbien	5843	57,2		+27,8
Namibia	5744	1,9		+55,8 <sup>4</sup>
Dominikanische Republik	5728	17,8		+132,6
Äquatorial-Guinea <sup>3</sup>	5600	NA		NA
Panama	5580	4,9		+98,8
Iran	5567	292,1	2,1	+83,7
Venezuela	5518	128,6		+25,4
Bosnien-Herzegowina	5452	15,4		-21,6 <sup>5</sup>
Kasachstan	5194	122,8		-50,75
Peru	4518	26,4		+37,7
Mazedonien	4729	8,4		-8,1
El Salvador	4177	5,2		+141,7
Paraguay	4115	3,3		+70,6
Philippinen	3845	68,9		+91,4
Guatemala	3577	8,8		+166,5
Turkmenistan	3548	34,3		+17,6 <sup>5</sup>
<b>Ärmstes Annex B-Land</b>	<b>3528</b>	<b>3766,2</b>	<b>27,5</b>	<b>+49,6</b>

**Tabelle 1: Einkommensschwelle (Daten für 2000)**

<sup>1</sup>Daten aus Nationalbericht und von Weltbank; <sup>2</sup>der niedrige 1990er Wert ist auf die irakische Besatzung zurückzuführen, gegenüber 1989 beträgt der Anstieg nur 22,7%; <sup>3</sup>Philibert/Pershing (2002) und Nationalberichte; <sup>4</sup>verglichen mit 1991; <sup>5</sup>verglichen mit 1992; Datenquelle: IEA (2002)

### 3.2 Schwellenwerte: Pro-Kopf-Einkommen

Wenn Schwellenwerte in Pro-Kopf-Einkommen ausgedrückt werden, sollten Kaufkraftparitäten verwendet werden. Die Idee wurde zuerst von Claussen/McNeilly (1998) entwickelt, aber nicht im Detail kalkuliert. Die Datenquellen für die folgenden Berechnungen ist IEA (2002) und beschränkt sich auf CO<sub>2</sub> aus fossilen Brennstoffen, da verlässliche Emissionsdaten des Kyoto-Gaskorbes nur für wenige Länder existieren. Ministaaten mit weniger als 100.000 Einwohnern und abhängige Gebiete werden nicht berücksichtigt. Letztere sollten ohnehin als Teil ihres Mutterlandes behandelt werden.

Die Einkommensschwelle könnte folgendermaßen definiert werden:

- Das ärmste Annex B-Land (Ukraine), mit 3528 \$<sub>1995</sub> in 2000. Es wird derzeit von 46 Nicht-Annex B-Ländern übertroffen, deren Emissionen 27,5% der Annex B-Emissionen ausmachen.
- Absolute Schwelle (z.B. 10.000 \$<sub>1995</sub> in 2000). Eine solche Schwelle ist verständlich aber willkürlich. Man müsste auch definieren, wie diese „geraden“ Werte aktualisiert werden. 16 Nicht-Annex B-Länder mit 10,7% der Annex B-Emissionen liegen über dieser Schwelle.
- Das ärmste Annex-II-Land (Philibert/Pershing 2002, S. 104f) Griechenland mit 15.019 \$<sub>1995</sub> in 2000. Es liegen immer noch 9 Nicht-Annex B-Länder mit 3,4% der Annex B-Emissionen über dieser Schwelle.
- Annex B- Durchschnitt gewichtet nach Bevölkerung: 20.218 \$<sub>1995</sub> in 2000. Nunmehr bleiben nur zwei Länder übrig.

Tabelle 1 fasst die Schwellenberechnung zusammen.

### 3.3 Schwellenwerte: Pro-Kopf-Emission

Ähnlich wie beim Pro-Kopf-Einkommen lassen sich Schwellen der Pro-Kopf-Emission ableiten (siehe Tabelle 2):

- Niedrigstes Annex-B-Land (Lettland mit 2,8 t CO<sub>2</sub>). 39 Nicht-Annex B-Länder liegen darüber; sie machen 26,9% der Annex-B-Emissionen aus.
- Niedrigstes Annex-II-Land (Schweiz mit 5,8 t). Hier liegen noch 21 Länder höher und emittieren 13,9% der Annex-B-Emissionen.
- Absolute Schwelle (z.B. 10 t) mit 9 Ländern, die 4,1% der Annex-B-Emissionen entsprechen.
- Annex B-Durchschnitt (11,2 t), der von 7 Ländern mit 3,4% der Annex B-Werte übertroffen wird.

	t CO <sub>2</sub> / Kopf	Emissionen (Mio. t CO <sub>2</sub> )	Vergleich mit derzeitigem Annex B (> 1%)	Emissionsveränderung 1990-2000 (%)
Katar	60,0	35,1		+150,4
Kuwait	31,5	62,6		+213,1 <sup>1</sup>
Vereinigte Arabische Emirate	23,7	68,7		+68,0
Bahrain	20,4	14,1		+20,7
Brunei	15,0	5,1		+57,8
Saudi-Arabien	12,6	260,6	1,9	+54,1
Trinidad und Tobago	11,6	15,1		+38,7
<b>Durchschnitt Annex B</b>	<b>11,2</b>	<b>461,3</b>	<b>3,4</b>	<b>+71,0</b>
Singapur	10,5	42,0		+46,0
Israel	10,0	62,4		+85,8
<b>Glatte Zahl</b>	<b>10,0</b>	<b>565,7</b>	<b>4,1</b>	<b>+70,3</b>
Taiwan	9,7	215,3	1,6	+88,9
Nordkorea	9,5	167,3	1,2	-15,7
Südkorea	9,2	433,6	3,2	+91,7
Zypern	8,4	6,3		+63,1
Barbados <sup>2</sup>	8,2	2,2		NA
Oman	9,8	23,5		+120,1
Kasachstan	8,3	122,8		-50,7 <sup>2</sup>
Bahamas <sup>3</sup>	7,5	1,9		NA
Libyen	7,3	38,9		+46,5
Südafrika	6,9	295,8	2,2	+16,2
Turkmenistan	6,6	34,3		+17,6 <sup>2</sup>
Malta	5,8	2,3		-0,9
<b>Niedrigstes Annex II-Land</b>	<b>5,8</b>	<b>1909,9</b>	<b>13,9</b>	<b>+31,6</b>
Venezuela	5,3	128,6		+25,4
Malaysia	4,6	106,1		+123,9
Iran	4,6	292,1	2,1	+83,7
Usbekistan	4,6	114,9		+2,3 <sup>4</sup>
Mazedonien	4,1	8,4		-8,1
Jugoslawien	4,1	43,2		-22,8 <sup>5</sup>
Bosnien-Herzegowina	3,9	15,4		-21,6 <sup>4</sup>
Jamaika	3,7	9,8		+35,9
Mexiko	3,7	359,6	2,6	+23,1
Aserbaidshjan	3,5	28,2		-37,4 <sup>4</sup>
Argentinien	3,5	130,2		+33,1
Irak	3,3	77,2		+35,4
Libanon	3,3	14,2		+121,8
Syrien	3,2	52,3		+68,9
Chile	3,2	48,1		+58,9
Türkei	3,1	204,1	1,5	+58,4
Jordanien	2,9	14,3		+55,4
Kuba	2,8	31,4		-1,1
<b>Niedrigstes Annex B-Land</b>	<b>2,8</b>	<b>3673,9</b>	<b>26,9</b>	<b>+36,6</b>

**Tabelle 2: Pro-Kopf-Emissionsschwelle**

<sup>1</sup>der niedrige 1990er Wert ist auf die irakische Besatzung zurückzuführen, gegenüber 1989 beträgt der Anstieg nur 22,7%; <sup>2</sup>1997er Wert; <sup>3</sup>1994er Wert; <sup>4</sup>verglichen mit 1992; <sup>5</sup>verglichen mit 1991; Datenquelle: IEA (2002)

Eine Kombination aus Einkommens- und Pro-Kopf-Emissionsschwelle erfasst sowohl die Zahlungsfähigkeit als auch das Verursacherprinzip. Wenn ein „Beitrittsindex“ als arithmetisches Mittel beider Werte errechnet wird, ergibt sich Tabelle 3.

	Beitritts- index <sup>1</sup>	Emissionen (Mio. t CO <sub>2</sub> )	Vergleich mit derzeitigem Annex B (> 1%)	Emissions- veränderung 1990- 2000 (%)
Katar	4,3	35,1		+150,4
Kuwait	2,3	62,6		+213,1 <sup>2</sup>
Vereinigte Arabische Emirate	2,1	68,7		+68,0
Bahrain	1,7	14,1		+20,7
Singapur	1,7	42,0		+46,0
Brunei	1,6	5,1		+57,8
<b>Durchschnitt Annex B</b>	<b>1,6</b>	<b>227,6</b>	<b>1,7</b>	<b>+92,0</b>
Israel	1,4	62,4		+85,8
Taiwan	1,4	215,3	1,6	+88,9
Zypern	1,4	6,3		+63,1
Oman	1,4	23,5		+120,1
Bahamas	1,3	1,9		NA
Saudi-Arabien	1,2	260,6	1,9	+54,1
Südkorea	1,2	433,6	3,2	+91,7
<b>Niedrigstes Annex I-Land</b>	<b>1,2<sup>3</sup></b>	<b>1231,2</b>	<b>9,0</b>	<b>+81,9</b>
Barbados	1,1	2,2		NA
Trinidad und Tobago	1,0	15,1		+38,7
Malta	1,0	2,3		-0,9
<b>Glatte Zahl</b>	<b>1,0</b>	<b>1250,8</b>	<b>9,1</b>	<b>+80,9</b>
Südafrika	0,8	295,8	2,2	+16,2
Argentinien	0,7	130,2		+33,1
Kasachstan	0,7	122,8		-50,7 <sup>4</sup>
Libyen	0,6	38,9		+46,5
Malaysia	0,6	106,1		+123,9
Mexiko	0,6	359,6	2,6	+23,1
Mauritius	0,6	1,8		NA
Turkmenistan	0,5	34,3		+17,6 <sup>4</sup>
Venezuela	0,5	128,6		+25,4
Iran	0,5	292,1	2,1	+83,7
Uruguay	0,5	5,3		+25,4
Türkei	0,5	204,1	1,5	+58,4
Botswana	0,5	3,0		NA
Nordkorea	>0,4	167,3	1,2	-16,7
<b>Niedrigstes Annex B-Land</b>	<b>0,5</b>	<b>3139,7</b>	<b>22,9</b>	<b>+37,7</b>

**Tabelle 3: Kombination aus Einkommens- und Pro-Kopf-Emissionsschwelle (2000er Daten)**

<sup>1</sup> 10.000 \$ and 10 t CO<sub>2</sub> ergeben den Beitrittsindex 1,0.; <sup>2</sup> der niedrige 1990er Wert ist auf die irakische Besetzung zurückzuführen, gegenüber 1989 beträgt der Anstieg nur 22,7%; <sup>3</sup> Schweiz; <sup>4</sup> verglichen mit 1992

Der Beitrittsindex-Ansatz führt zu einer faktischen Konvergenz der glatten Zahl- und niedrigsten Annex II-Schwelle. Die Länder oberhalb dieser Schwelle sollten mit stringenten Zielen in den Annex B integriert werden. Für die darunterliegende Kategorie ist ein weniger striktes Ziel anzustreben.

### 3.4 Schwellenwerte: Absolute Emission

Absolute Emissionen könnten als Schwelle verwendet werden, um die relevanten Emittenten zu erfassen. Dies benachteiligt große Länder und berücksichtigt weder die wirtschaftliche Lage noch die pro-Kopf-Emissionen, ist also nicht fair.

Tabelle 4 führt alle Nicht-Annex B-Länder mit mehr als 50 Mio. t CO<sub>2</sub> -Emissionen in 2000 auf.

	Emissionen (Mio. t CO <sub>2</sub> )	Vergleich mit derzei- tigem Annex B (> 1%)	Emissionsverände- rung 1990-2000 (%)	t CO <sub>2</sub> / Kopf
<b>China</b>	<b>3035,5</b>	<b>22,1</b>	<b>+32,6</b>	<b>2,4</b>
<b>Indien</b>	<b>937,3</b>	<b>6,8</b>	<b>+60,7</b>	<b>0,9</b>
Südkorea	433,6	3,2	+91,7	9,2
Mexiko	359,6	2,6	+23,1	3,7
Brasilien	303,3	2,2	+57,0	1,8
Südafrika	295,8	2,2	+16,2	6,9
Iran	292,1	2,1	+83,7	4,6
<b>Indonesien</b>	<b>269,3</b>	<b>2,0</b>	<b>+100,1</b>	<b>1,3</b>
Saudi-Arabien	260,6	1,9	+54,1	12,6
Taiwan	215,3	1,6	+88,9	9,7
Türkei	204,1	1,5	+58,4	3,1
Nordkorea	167,3	1,2	-15,7	9,5
Argentinien	130,2		+33,1	3,5
Venezuela	128,6		+25,4	5,3
Kasachstan	122,8		-50,7 <sup>2</sup>	8,3
Usbekistan	114,9		+2,3 <sup>4</sup>	4,6
<b>Ägypten</b>	<b>108,5</b>		<b>+48,0</b>	<b>1,7</b>
Malaysia	106,1		+123,9	4,6
<b>Pakistan</b>	<b>98,0</b>		<b>+66,1</b>	<b>0,7</b>
Irak	77,2		+35,4	3,3
Philippinen	68,9		+91,4	0,9
Vereinigte Arab. Emirate	68,7		+68,0	23,7
<b>Algerien</b>	<b>66,6</b>		<b>+21,8</b>	<b>2,2</b>
Kuwait	62,6		+213,1 <sup>1</sup>	31,5
Israel	62,4		+85,8	10,0
Kolumbien	57,2		+27,8	1,4
Syrien	52,3		+68,9	3,2

**Tabelle 4: Nicht-Annex-B-Emittenten über 50 Mio. t CO<sub>2</sub>**

Nur sechs Länder in dieser Liste werden von den bisherigen Schwellen nicht erfasst. Allerdings machen sie 33% der derzeitigen Annex-B-Emissionen aus und hatten im letzten Jahrzehnt einen Emissionsanstieg von 41,4%. Sie umfassen also mehr Emissionen als alle anderen Beitrittsländer zusammen und sollten daher erfasst werden, wenn auch mit einem wesentlich weniger scharfen Ziel oder einem speziellen Instrument wie landesweitem CDM.

### 3.5 Institutionelle Beitrittskriterien

Außer mittels quantitativen Schwellen lässt sich ein Beitrittskriterium auch durch institutionelle Parameter entwickeln (siehe Tabelle 5):

Institutionelle Charakteristika	Beitritt
EU, OECD, IEA-Mitgliedschaft	Automatischer Beitritt
OPEC-Mitgliedschaft	Beitritt, falls Index über Schwelle
LDC, IDA und Nahrungshilfeempfänger	Freigestellt

**Tabelle 5: Institutionelle Kriterien**

Wichtige Fragen für alle Schwellen sind:

- Wie oft wird die Bewertung durchgeführt?
- Wie oft werden die Schwellenwerte angepasst?
- Werden Länder, die nach Übertreffen der Schwelle die Schwelle wieder unterschreiten, aus Annex B wieder ausgeschlossen?

## 4. Definition von Emissionszielen

### 4.1 Arten von Emissionszielen

Ziele können absolut oder relativ zu einer Variable wie BIP oder Bevölkerung gesetzt werden. Länder mit Wirtschaftswachstum werden letzteres bevorzugen, schrumpfende Ökonomien dagegen absolute Ziele, die dann die sogenannte „heiße Luft“ kreieren. Absolute Ziele stellen einen klaren Emissionspfad auf und sind gut für Marktmechanismen geeignet

Relative Ziele haben den Nachteil, dass der Emissionspfad nicht absehbar ist. Sie sind schwer mit Marktmechanismen zu kombinieren und lassen Emissionshandel nur ex-post zu. Außerdem ist die Maßzahl für das BIP kritisch (Kaufkraftparität oder Wechselkurs?).

### 4.2 Quantifizierung nationaler Emissionsziele

Wenn der Kreis der Länder mit Zielen bestimmt worden ist, geht es um die Festlegung des Zielniveaus für alle Länder. Im letzten Jahrzehnt sind dafür eine Reihe von Prinzipien entwickelt worden, um ein orientalisches Feilschen zu vermeiden.

### 4.2.1 Grandfathering

„Grandfathering“ teilt Emissionsbudgets anhand von Emissionen in einem Basisjahr zu. Es ist die Basis der UNFCCC-Ziele und findet sich stark in den Kyoto-Zielen wieder. Grandfathering bei einem stark sinkenden Emissionspfad unter einem straffen Konzentrationsziel führt zu extrem anspruchsvollen Zielen für Länder mit stark wachsenden business-as-usual-Emissionen. Daher werden die Entwicklungsländer Grandfathering massiv ablehnen. Anfängliches Grandfathering ist jedoch Bestandteil der meisten Kompromissvorschläge.

### 4.2.2 Pro-Kopf-Zuteilung

Seit Beginn des Klimaverhandlungsprozesses wurde eine gleiche pro-Kopf-Zuteilung von Repräsentanten der Entwicklungsländer gefordert (Agarwal and Narain 1991). Da eine unmittelbare Einführung dieses Prinzips zu erheblichen Überschüssen in den Emissionsbudgets der Entwicklungsländer führen würde, wird es von den Industrieländern abgelehnt. Jedoch enthalten viele Vorschläge Elemente einer Pro-Kopf-Zuteilung in der Zukunft. Ein vielversprechender Ansatz ist „Contraction and Convergence“.

### 4.2.3 Contraction and Convergence

Der leicht verständliche Ansatz ist von einer Ein-Mann-NGO, dem Global Commons Institute entwickelt worden und hat zusehends Unterstützer gewonnen (siehe die interessante Beschreibung seiner Entstehung in Meyer 2000). Auf der Basis eines Konzentrationsziels wird ein Pfad für ein globales Emissionsbudget entwickelt. Ein Zieljahr wird verhandelt, bis zu dem eine gleiche Pro-Kopf-Zuteilung erreicht wird. Bis dahin schrumpfen die Budgets proportional vom heutigen Wert.

### 4.2.4 Kumulierte Emissionen

Ein komplexer Vorschlag berechnet den kumulativen Beitrag der Emissionen jedes Landes und weist den Ländern striktere Emissionsziele zu, die die höchsten kumulativen Emissionen aufweisen (La Rovere et al. 2002).

#### 4.2.5 Präferenzindex

Beim Präferenzindex geben die Länder ihre Präferenz für Grandfathering oder Pro-Kopf-Emissionsziele an. Die Präferenzen werden mit der Bevölkerung gewichtet. (Bartsch/Müller 2000, S. 259ff).

#### 4.2.6 Triptichon

Der Triptichon-Ansatz definiert drei Sektoren – Stromerzeugung, Schwerindustrie und Haushalte (Groenberg et al. 2000), für die das Wachstum exogen angenommen wird. Für jeden Sektor konvergiert eine Variable linear zu einem einheitlichen Wert in einem zukünftigen Jahr – Treibhausgasintensität der Stromerzeugung, Energieeffizienz der Industrie und Pro-Kopf-Emissionen der Haushalte. Also ist das Triptichon ein sektoraler, linearer „Contraction and Convergence“-Ansatz. Er ist in der EU für die Zielzuteilung in der „Glocke“ erfolgreich angewandt worden. Groenberg (2002) erweitert ihn auf die ganze Welt in 2020.

	Contraction and Convergence	Präferenzindex	Triptichon
USA	-14	-46	-27
Japan	-18	-27	-21
Europa	-17	-18	-19
Transformationsländer	-34	-27	-23
Nahost	+73	+19	+33
China	+90	+84	+36
Indien	+342	+370	+187
Südostasien	+222	+80	+59
Lateinamerika	+119	+93	+10
Afrika	+220	+330	+95

**Tabelle 6: Vergleich der Zielzuteilungen für 2020<sup>1</sup> (% gegenüber 1990)**  
<sup>1</sup>C&C und Triptichon: Konvergenzjahr 2050

#### 5. Institutionelle Fragen

Länder mit Zielen müssen Wachstums- und Emissionsreduktionspotenziale der verschiedenen Sektoren abschätzen, um eine nationale Klimaschutzstrategie entwickeln zu können. Der Investitions- und Zeitbedarf für Umsetzung der nötigen Maßnahmen muss geschätzt werden und es ist zu prüfen, inwieweit die Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionsrechten die Ausgaben für die Emissionsverringering decken. Dazu bedarf es gut ausgebildeter Beamter und heimischer Forschungskapazität. Die Erfahrungen in der Erprobungsphase für Klimaschutzprojekte im Ausland zeigen, dass dies nur in wenigen Ländern zutrifft (Tab. 7).

Zahl an Projekten	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Angenommene Projekte	10	16	61	95	122	143	152
Tatsächlich umgesetzte Projekte	0	3	13	60	86	n.a.	n.a.
Investorländer	3	3	5	8	11	12	12
Gastländer	7	7	12	24	34	38	41
davon Entwicklungsländer	2	2	5	14	23	27	30
Anteil der Entwicklungsländer an allen Projekten (%)	40	50	26	28	35	42	44
Geplante Emissionsreduktion (Mio.t.CO <sub>2</sub> )	23	111	140	162	217	366	442
Anteil der Entwicklungsländer (%)	43,5	60,5	67,4	68,7	75,7	84,4	87,4

**Tabelle 7: Klimaschutzprojekte im Ausland (AIJ)**  
 Quelle: UNFCCC-Berichte, National AIJ Programmes

#### 6. Schlussfolgerungen

Die Ausweitung der Emissionsziele auf fortgeschrittenere/emissionsintensive Entwicklungsländer ist dringend erforderlich. Diese Länder müssen hinsichtlich ihrer Analysekapazität unterstützt werden

Die Auswahl der Methode zur Zielfestlegung ist noch offen; Konvergenzmethoden sind am vielversprechendsten. Aber auch sie sind in den Industrieländern nur schwer durchzusetzen. Marktmechanismen sind unerlässlich, um Kosten der Emissionsverringering zu minimieren.

## 7. Literatur

**Agarwal, Anil; Narain, Sunita (1991):**

Global warming in an unequal world: a case of environmental colonialism, Centre for Science and Environment, New Delhi

**Bartsch, Ulrich; Müller, Benito (2000):**

Fossil fuels in a changing climate, Oxford University Press, Oxford

**Bruckner, T., Petschel-Held, G.; Toth, F. (2001):**

The tolerable windows approach to global warming, in: Abele; Hanns; Heller, Thomas; Schleicher, Stefan (eds): Designing climate policy. The challenge of the Kyoto Protocol, Service-Fachverlag, Vienna, p. 49-87

**Claussen, Eileen; McNeilly, Lisa (1998):**

Equity and climate change, Pew Center, Arlington

**Groenenberg, Heleen (2002):**

Development and convergence: a bottom-up analysis for the differentiation of future commitments under the Climate Convention, University of Utrecht, Utrecht

**Groenenberg, Heleen; Phylipsen, Dian; Blok, Kornelis (2000):**

Differentiating the burden world wide: global burden differentiation of GHG emissions reductions based on the Triptych approach, University of Utrecht, Utrecht

**IEA (2002):** CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion 1971-2000, Paris

**Jansen, Jap; Battjes, J, Ormel, F; Sijm, Jos; Volkers, C; Ybema, Renko; Torvanger, Asbjorn; Ringius, Lasse; Underdal, Arild (2001):**

Sharing the burden of greenhouse gas mitigation: final report of the joint CICERO-ECN project on the global differentiation of emission mitigation targets among countries, CICERO Working Paper 2001:05, Oslo

**La Rovere, Emilio, de Macedo, Laura, Baumert, Kevin (2002):**

The Brazilian Proposal on relative responsibility for global warming, in: Baumert, Kevin; Blanchard, Odile; Llosa, Silvia, Perkaus, James (eds.): Building on the Kyoto Protocol. Options for protecting the climate, WRI, Washington, p. 157-174

**Meyer, Aubrey (2000):**

Contraction and convergence: the global solution to climate change, Green Books, London

**Philibert, Cedric; Pershing, Jonathan (2002):**

Beyond Kyoto. Energy dynamics and climate stabilisation, IEA, Paris

**Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen (1995):**

Welt im Wandel. Wege zur Lösung globaler Umweltprobleme, Springer, Heidelberg



## DIE INTEGRALE METHODE *URBS* ZUR BESCHREIBUNG UND OPTIMIERUNG URBANER ENERGIESYSTEME

Stephan Richter<sup>1,2</sup>, Thomas Hamacher<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), Garching,

<sup>2</sup> Wissenschaftszentrum Umwelt Universität, Augsburg

### 1. Einleitung und Motivation

Urbane Energiesysteme sind zugleich eine Chance und eine Herausforderung an alle, die diese Systeme zu pflegen und zukunftsfähig zu gestalten haben. Sie sind eine Chance, da sie die Möglichkeit bieten verschiedene Energietechniken wie die gekoppelte Produktion von Kraft und Wärme in sehr effizienter Weise miteinander zu verknüpfen. Die Herausforderung stellt sich, da in Städten hohe zeitliche und räumliche Dichten an Energienachfrage befriedigt werden müssen, was eine enorme Anforderung an zeitlich fluktuierende Versorgungstechniken stellt. Viele regenerative Energiequellen sind ein Beispiel dafür.

Außerdem ist zu erwarten, dass zukünftig mit dem Anwachsen des Urbanisierungsgrads und einer weiteren Verdichtung städtischer Lebensräume auch die Nachfrage an verschiedenen Sekundär- und Endenergieformen weiter wachsen wird – sowohl in den Entwicklungsländern als auch in den Industrienationen [Hanaki & Ichinose, 1998; UN China, 2001].

Um diese Herausforderung bewältigen zu können, wird eine integrale Methode entwickelt, die speziell dazu dient, die Fragestellungen, die die urbane Energieversorgung aufwirft, zu beantworten: **Urban Research Toolbox: Energy Systems – URBS**.

In diesem Aufsatz werden die Methode *URBS* und erste Anwendungen am Beispiel Augsburgs vorgestellt. Beginnend mit der Beschreibung und Simulation des **Referenzenergiesystems (RES)** folgen zwei Fallbeispiele der Anwendung, die zu denkbaren zukünftigen **optimierten Energiesystemen (OES)** führen. Diese OES haben verschiedenen Energieversorgungstechniken im Focus: Im ersten Fall werden Kraft-Wärme-Kopplungstechniken (KWK-Techniken) betrachtet, explizit erdgasbefeuerte, konventionelle KWK-Anlagen wie erdgasbetriebene Brennstoffzellen (BZ). Im zweiten Fall wird der Einsatz regenerativer Techniken (Solarenergieerzeugung und Biomasse) behandelt.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass es sich bei den Ergebnissen und Schlussfolgerungen um einen Arbeitsbericht handelt, und dass die Aussagen zu diesem Zeitpunkt als Beispiele der Anwendung der Methode *URBS* und nicht endgültige Empfehlungen für Augsburg anzusehen sind.

### 2. Die integrale Methode *URBS*

*URBS* stellt eine Methode dar, mit der urbane Energiesystem beschrieben und abgebildet, simuliert und unter verschiedenen Gesichtspunkten zukunftsfähig optimiert werden können. Besonders gilt das Augenmerk Entwicklungspfad hin zu Energiesystemen, die im Sinne der Brundtland-Definition als Nachhaltig gelten [WCED, 1987]. Nachhaltigkeitskriterien wie CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen im Mittelpunkt bei der Auslegung zukünftiger Systeme.

Um diesem Anspruch gerecht zu werden, muss die Betrachtung der Systeme integral erfolgen. Wird ein urbanes Energiesystem in seiner gesamten Komplexität betrachtet, (was nötig ist, um es realitätsnah abbilden zu können) ist es unabdingbar, die zahlreichen Faktoren mit Einfluss auf das System einzubeziehen. Mit *URBS* wird der Versuch unternommen, alle Nachfragebereiche mit Ausnahme des Bereichs Transport und Verkehr zu berücksichtigen, also Industrie, Kleinverbrauch, private Haushalte und kommunaler Verbrauch. Auf der Versorgungsseite werden die Anlagen innerhalb der Stadt modelliert, während stromseitig alle übrigen Anlagen als Teil des Verbundnetzes angesehen werden.

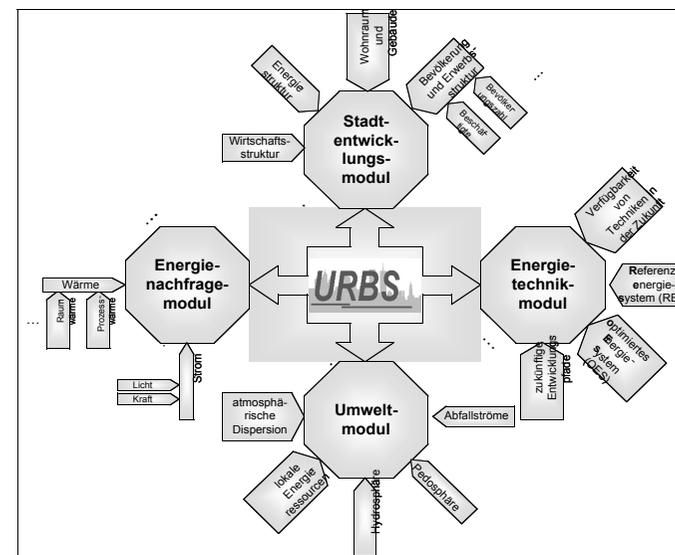


Abb. 1: Graphischer Überblick über die integrale Methode *URBS* und deren Module.

*URBS* ist aus vier Modulen aufgebaut, die dazu dienen, die zahlreichen Einflussfaktoren auf das Energiesystem einer Stadt hinreichend gut abbilden zu können und so die Wechselwirkungen zwischen dem Energiesystem und der dies einbettenden Struktur *Stadt* zu erfassen (vgl. Abb. 1):

- i.) Das *Stadtentwicklungsmodul* umfasst alle Informationen über die demographische, ökonomische Entwicklung und die allgemeine Siedlungsstruktur der zu untersuchenden Stadt.
- ii.) Das *Energienachfragemodul* leitet aus den Informationen die mit dem Stadtentwicklungsmodul gewonnen wurden und unter der Annahme möglicher technologischer und regulatorischer Entwicklungen zeitlich aufgelöste Nachfragen an verschiedenen Energieformen ab.
- iii.) Das *Energienachfragemodul* berechnet aus der Menge möglicher Energieversorgungs- und -verteilungstechniken denjenigen Satz von Techniken, der geeignet ist, die vorgegebene Nachfrage bestmöglich zu befriedigen. Die Berechnung dieses Techniksatzes erfolgt durch einen linearen Optimierungsprozess. Die Zielfunktionen können fakultativ optimale Kosten oder minimale Umweltbeeinträchtigungen sein.<sup>1</sup> Dieses Optimierungswerkzeug ist speziell dazu entwickelt worden, hohe zeitliche Auflösungen in der Betrachtung zu ermöglichen, die für die realitätsnahe Abbildung verschiedener Prozesse notwendig ist.
- iv.) Das *Umweltmodul* verbindet einen Satz von Werkzeugen, die die Einflüsse verschiedener Energieversorgungssysteme untersuchen und die Potentiale lokal bzw. regional beschränkter Energieressourcen abschätzen. Bei den Umwelteinflüssen liegt das Hauptaugenmerk auf den Ausbreitungen und Auswirkungen atmosphärischer Emissionen, die nicht (primär) treibhausrelevant sind.

Die Ergebnisse des Umweltmoduls haben Einfluss auf den Optimierungsprozess des Energietechnikmoduls und werden im Verlauf mehrerer Iterationsschritte berücksichtigt.

Alle Module zusammen decken einen großen Bereich der Aspekte nachhaltiger Entwicklung ab [Hauff, 1987].

## 2.1 Die Module von *URBS*

### 2.2.1 Das Stadtentwicklungsmodul

Das *Stadtentwicklungsmodul* sammelt und analysiert die Indikatoren der Stadtentwicklung und deren jüngeren Veränderungen. Hieraus wird eine Abbildung der demographischen, ökonomischen Stadtentwicklung und der generellen Siedlungsstruktur erstellt. Indikatoren sind

<sup>1</sup> Die *Umwelteinflüsse* sind hier als äquivalent zu anthropogen verursachten Emissionen infolge der Energiebereitstellung zu verstehen.

z.B. die Einwohnerzahl oder der pro Kopf-Verbrauch an elektrischer Energie.<sup>2</sup> Die Indikatoren sind z.T. selbst Messgrößen und damit direkt auswertbar oder sie müssen durch andere Messgrößen/Observablen ausgedrückt werden (wie z.B. der flächenspezifische Verbrauch an Niedertemperaturwärme (NT-Wärme)).

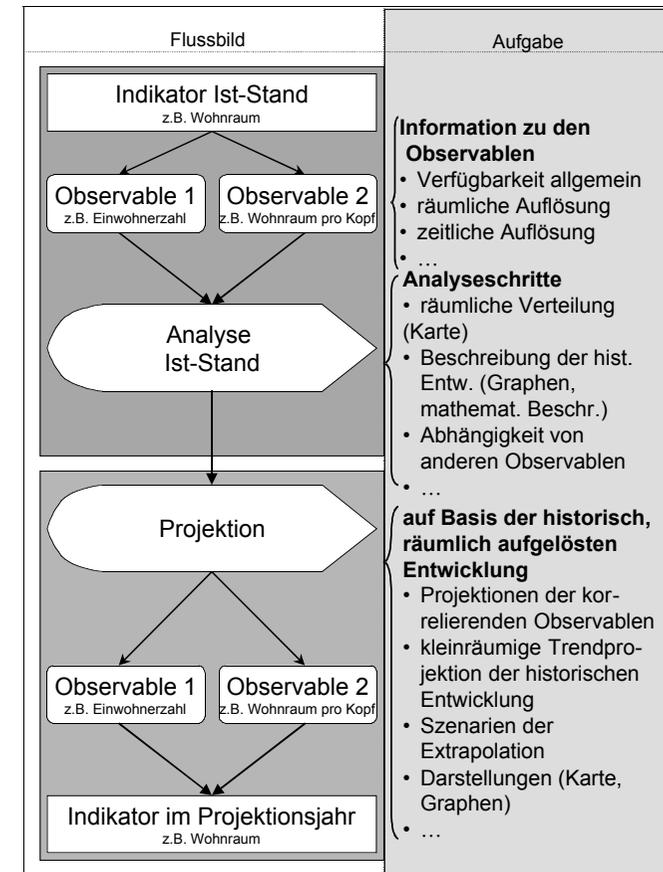


Abb. 2: Flussbild des schematischen Vorgehens bei der Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls

Im Anschluss an die Abbildung des Ist-Zustandes der Stadtentwicklung und dem jüngeren Weg dorthin, werden die Indikatoren in die Zukunft projiziert. Abb. 2 zeigt ein Flussbild, mit dem die Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls schematisch und exemplarisch nachvollzogen werden kann.

<sup>2</sup> Die elektrische Energie wird im Folgenden der Einfachheit halber als Elektrizität bezeichnet.

Im ersten Schritt werden alle verfügbaren statistischen Daten wie die Einwohner- und Beschäftigtenzahlen, die Wohnflächenverteilung, die Verbräuche an verschiedenen Energieformen etc. gesammelt. Die wichtigste Quelle sind das statistische Amt der zu untersuchenden Stadt, die statistischen Landesämter oder auch andere, nationale oder internationale Statistikämter (Bundesamt, Eurostat, usf.).

Die Analyse der jüngeren Entwicklung und die graphische Darstellung erfolgen im zweiten Schritt. Im Wesentlichen werden dabei thematische Karten und Zeitverläufe der einzelnen Indikatoren dargestellt.

Im dritten Schritt werden mögliche zukünftige Entwicklungen der Indikatoren diskutiert. Findet sich ein einfaches Modell für Zukunftsprojektionen eines Indikators vor, wird dieses verwendet. Anderenfalls werden die historischen Daten extrapoliert oder es werden Sättigungen angenommen. In allen Fällen wird von drei möglichen Entwicklungen ausgegangen, eine *starke*, eine *geringe* und eine *mittlere*. Klar ist, dass in diesen Projektionen Trendumkehrungen a priori ausgeschlossen sind. Möglich ist aber eine Abschwächung von Trends, da zusätzlich zum Zieljahr der Projektionen ein Stützjahr verwendet wird. In den nachfolgenden Fallbeispielen wird mit dem Stützjahr 2015 und dem Zieljahr 2025 gerechnet. Dies entspricht der typischen Zeitskala, auf der ein Heizungssystem ausgetauscht wird und in der in den „alten Ländern“ der BR Deutschland eine halbe Renovierungsperiode vollzogen ist [Kleemann et al., 2000].

### 2.1.2 Das Energienachfragemodul

In einem weitentwickelten Zustand der Methode *URBS* soll die Nachfrage an Energiedienstleistungen aus dem Stadtentwicklungsmodul mithilfe eines Bottom-Up-Ansatzes hergeleitet werden. Die Nachfrage an Energiedienstleistungen wird dann wiederum verwendet, um den Verbrauch an Endenergien zu berechnen, wozu zusätzlich noch modulübergreifend konsistente Technologieentwicklungen angenommen werden müssen. Derzeit werden mit einem Top-Down-Ansatz aus den Informationen des Stadtentwicklungsmoduls und auf Basis der vorhandenen zeitlich hoch aufgelösten Nachfragezeitreihen an Elektrizität, Erdgas- und Fernwärme zukünftige Nachfragezeitreihen generiert.

### 2.1.3 Das Energietechnikmodul

Das dritte Modul betrachtet die Versorgungsseite. Mit dem Energietechnikmodul wird zunächst der Ist-Zustand des vorhandenen Energieversorgungssystem beschrieben und abgebildet. Das so genannte **R**eferenz**E**nergie**S**ystem (RES) wird als Vergleichsbasis für alle zukünftigen Energiesysteme eingesetzt. Die **O**ptimierten zukünftigen **E**nergie**S**ysteme (OES) sind ein Ergebnis des angesprochenen linearen Optimierungsprozesses. Aus der Menge der heute

bereits vorhandenen und der in Zukunft als einsetzbar angenommenen Energieversorgungstechniken wird derjenige Satz an Techniken berechnet, der folgende Kriterien erfüllt: Erstens muss die vorgegebene Nachfrage zu jedem Zeitpunkt der Rechnung gedeckt sein. Zweitens müssen die Gesamtkosten oder die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen minimal sein. Dies wird durch die Optimierung erreicht. Drittens müssen weitere Nebenbedingungen wie die begrenzte Verfügbarkeit einzelner Techniken berücksichtigt werden.

In der Optimierung selbst müssen entweder die Kosten oder die Emissionen minimiert werden – der besondere Schwerpunkt liegt hier bisher bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen. Wird eines der beiden Kriterien als Optimierungsobjekt ausgewählt, so kann für das andere Kriterium ein Maximalwert vorgegeben werden, der nicht überschritten werden darf und so als eine Zwangsbedingung fungiert.

Die eingesetzte Software erlaubt eine vom Anwender definierte Zeitauflösung, die lediglich durch die Hardwarebeschränkungen der eingesetzten Rechnerlandschaft begrenzt ist. Somit können gerade Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und intermittierende erneuerbare Energieumwandlungstechniken ausgezeichnet modelliert werden. Beide Fälle werden in Kap. 3 am Beispiel Augsburg diskutiert.

### 2.1.4 Das Umweltmodul

Das vierte und letzte Modul betrachtet die Auswirkungen eines Energiesystems auf die Umwelt und schätzt die Potentiale lokal und regional begrenzter Energieträger ab. Beide Ergebnisse koppeln in das vorangehend beschriebene Energietechnikmodul zurück. Dort wurde gesagt, dass Begrenzungen bestimmter Energieträger berücksichtigt werden. Gerade erneuerbare Energieträger wie Biogas, Solar- und Windenergie sind lokal und/oder regional begrenzt; einerseits durch die verfügbare Fläche für deren Aufbau (Wind, Sonne), andererseits durch die Tatsache, dass es sich nicht um Transportgüter (Biogas) handelt.

Zur Diskussion der Umweltauswirkungen verschiedener OES werden eine Reihe von Werkzeugen kombiniert. Wichtigster Schwerpunkt ist im derzeitigen Entwicklungsstand von *URBS* die atmosphärische Dispersion nicht treibhausrelevanter Emissionen, die bei der Energiebereitstellungen im Untersuchungsgebiet emittiert und dort auch imitiert werden. Derzeit dient als das wichtigste Werkzeug ein Lagrangesches Dispersionsmodell, das die neue „TALuft“ erfüllt, die im Herbst 2002 in Kraft gesetzt wurde. Das Programm mit dem Namen AUSTAL2000 steht in der aktuellen Version als so genannte Freeware im Internet zu Verfügung [Ingenieurbüro Jannicke, 2000; BMU, 2002].

Auch die mit AUSTAL2000 erzielten Ergebnisse fließen zurück in das Energietechnikmodul und führen zu Iterationen in der Anwendung des Optimierungsprozesses und mithin zu weite-

ren OES. Zudem liefern die Ausbreitungsrechnungen mit AUSTAL2000 einen weiteren, wichtigen Parameter für den Vergleich der OES mit den RES und der OES untereinander.

Da diese Untersuchungen aber noch in einer frühen Phase sind, wird dieser Teil des Umweltmoduls in den anschließenden Fallbeispielen nicht angewandt.

### 3. Erste Anwendungen der Methode *URBS* am Beispiel Augsburg

In einer ersten Anwendung von *URBS* dient die Stadt Augsburg mit einer Einwohnerzahl von über einer viertel Million als Untersuchungsgegenstand.

#### 3.1 Grundlagen der Anwendung

##### 3.1.1 Die derzeitige Struktur von Augsburg analysiert mit dem Stadtentwicklungsmodul

Eine detaillierte Analyse der derzeitigen Struktur der Stadtentwicklung Augsburgs ist die Grundlage für die nachfolgende Falluntersuchung des urbanen Energiesystems. Hierzu wurde das Stadtentwicklungsmodul in der in Abschn. 2.1.1 beschriebenen Weise auf Augsburg angewandt. Dieser Abschnitt ist eine kurze Zusammenfassung der detaillierten Studie, die im Sommer 2003 durch die Stadt Augsburg herausgegeben wurde [Richter, 2003]. Die Analyse basiert auf drei Hauptindikatoren: der *Einwohner- und Beschäftigtenstruktur*, der *Wohnflächenverteilung* und der Struktur des rezenten *Energiesystems*. Die Analyse des Energiesystems selbst bezieht sich im Wesentlichen auf die netzgebundenen Energieträger wie Elektrizität, Erdgas und Fernwärme. Die Messgrößen und -werte dieser Indikatoren entstammen den Statistiken der *Stadt Augsburg* [2002], dem *Arbeitsamt Augsburg* [2002], der *Stadtwerke Augsburg* [2002] und der *Kaminkehrer-Innung für Augsburg und Schwaben* [2002].

Letztmals komplett wurden alle Informationen in der Volkszählung 1987 erhoben. Seitdem wurden alle Zahlen nur noch fortgeschrieben und/oder per Mikrozensus validiert. In den folgenden 14 Jahren bis 2001 wuchs die Einwohnerzahl Augsburgs von 247 451 auf 272 620 (+10.74%) an. Gleichzeitig stieg die Wohnfläche um 22.02% von 8 093 117 m<sup>2</sup> auf 9 875 100 m<sup>2</sup>. Das entspricht einem Anstieg der Wohnfläche pro Kopf (p.c.) um 10.75% von 32.71 m<sup>2</sup> p.c. auf 36.22 m<sup>2</sup> p.c.. Dieser Wert liegt unter dem Bundesdurchschnitt, der 1998 mit 39.3 m<sup>2</sup> p.c. angegeben wurde [statistisches Bundesamt, 2002].

In den letzten zwei Dekaden, 1980 beginnend, wuchs das BIP des Wirtschaftsstandorts Augsburg im Mittel um beachtliche 5.55% p.a. (gerechnet in Marktpreisen). Zugleich schrumpfte die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten von 159 016 Personen im Jahr 1987 auf 125 988 Personen im Jahr 2001. Damit ergibt sich eine Effektivitätssteigerung des Quotienten aus Beschäftigten und BIP von 26 Beschäftigten pro Mill. EUR auf etwa 12 Beschäf-

tigte pro Mill. EUR zwischen 1988 und 1998. Diese Effektivitätssteigerung legt die Vermutung nahe, dass in Augsburg ein Strukturwandel von einer mehr industriell hin zu einer eher durch Handel und Dienstleistungen geprägten Beschäftigungsstruktur stattgefunden hat bzw. noch weiterhin stattfindet. Zum Vergleich wiederum das Bundesmittel des Quotienten Beschäftigte pro Wirtschaftsleistung: Zwischen 1991 und 1998 sank die Zahl der Beschäftigten, die eine Mill. EUR BIP erwirtschafteten im gesamtdeutschen Mittel von 26 auf 19 Beschäftigte pro Mill. EUR ab [statistisches Bundesamt, 2001].

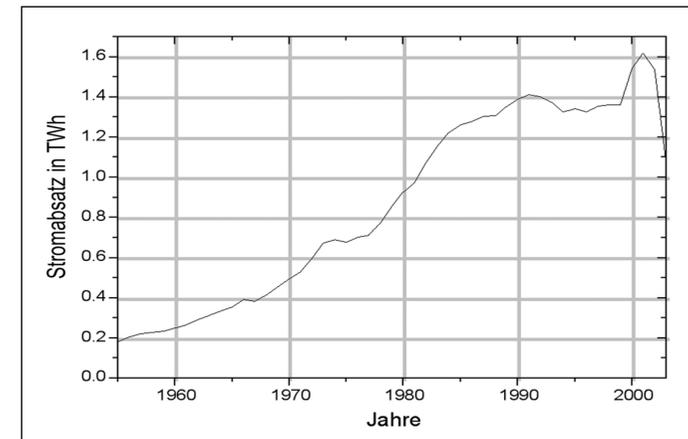


Abb. 3a: Zeitverlauf der abgesetzten Elektrizität der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003, Plandaten für 2002 und 2003

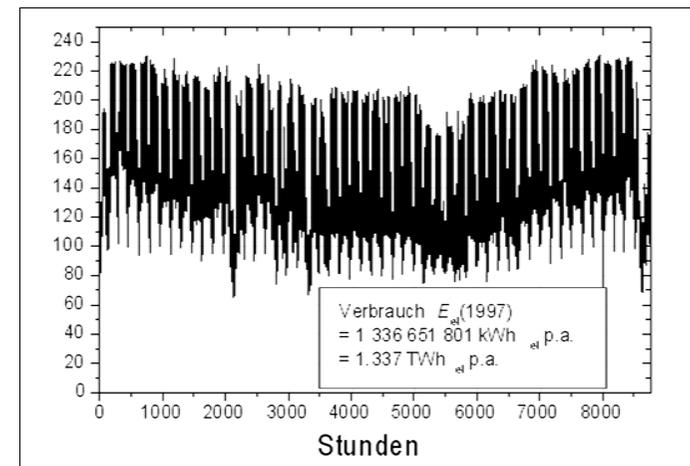


Abb. 3b: Stündlich aufgelöster Lastgang der Referenzelektrizitätsnachfrage

Die Diskussion der netzgebundenen Energieträger beginnt mit der Elektrizität. Grundlage sind die Analysen dreier verschiedener Statistiken der von den *Stadtwerken Augsburg* [2001; 2002] vertriebenen Elektrizität: stündlich aufgelöste Lastgänge, die jährlich abgesetzte gesamte elektrische Energie zwischen 1955 und 2003 (2002 und 2003 sind Plandaten) (vgl. Abb. 3) und letztlich der abgerechnete Arbeitsleistung an Strom pro Häuserblock, unterteilt in *Normaltarif-* und *Sondertarifkunden*. In Abb.4 ist der pro Kopf-Verbrauch an Elektrizität der *Normaltarifkunden* als Histogramm über die statistischen Blöcke aufgetragen. Die Berechnung des Verhältnisses aus abgesetzter Elektrizität und BIP zeigt, dass das Verhältnis zwischen 1980 und 1998 von etwa  $260 \text{ Wh}\cdot\text{EUR}^{-1}$  auf  $140 \text{ Wh}\cdot\text{EUR}^{-1}$  absank. Das Verhältnis zwischen *Normal-* und *Sondertarifabsatz* betrug etwa ein Drittel zu zwei Drittel.

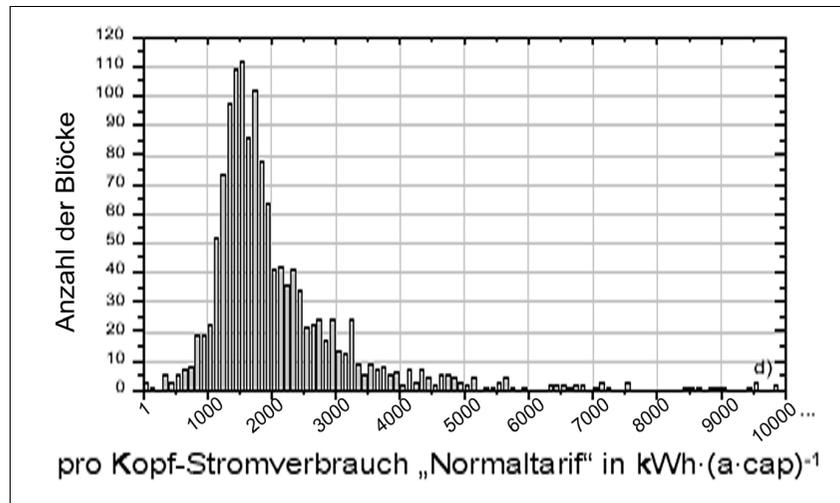


Abb. 4: Histogramm des pro Kopf Elektrizitätsverbrauchs in Augsburg 2000 nach Häuserblöcken

Wie im vorangegangenen Absatz basiert die Diskussion der NT-Wärmenachfrage auf Statistiken der Stadtwerke Augsburg [2001; 2002], diesmal jedoch auf den Absatzdaten für Erdgas und Fernwärme. Allerdings ist die Diskussion hier weniger einfach, da neben den netzgebundenen Energien im Hausbrandbereich weitere Energieträger wie Heizöl oder verschiedene Festbrennstoffe zum Einsatz kommen. Verlässliche Daten zum Verbrauch dieser Energieträger liegen für den abgegrenzten Untersuchungsraum Augsburg nicht vor.

Es sind einige Annahmen nötig, um dieses Problem zu entschärfen: Der Zeitverlauf des Fernwärmeabsatzes in Augsburg ist sehr genau bekannt. In einem ersten Versuch wird das zeitliche NT-Wärmenachfrageverhalten der ganzen Stadt mit dem Zeitverhalten der Fernwärme gleichgesetzt. (Dies ist sicherlich sehr ungenau, da allein die Einwohner-, Nutzungs- und Siedlungsstruktur in den an das Fernwärmenetz angeschlossenen vornehmlich dicht

besiedelten Gebieten wie in der Innenstadt stark von der in den weniger dicht bebauten, mit z.B. Heizöl oder Erdgas beheizten Wohngebieten anzutreffenden Struktur abweicht.)

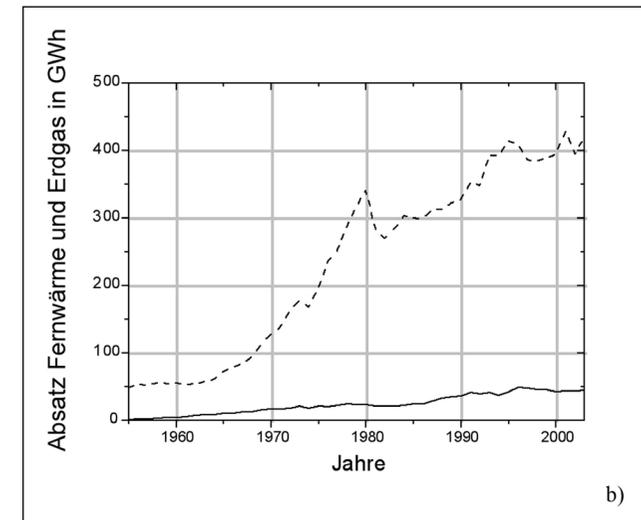
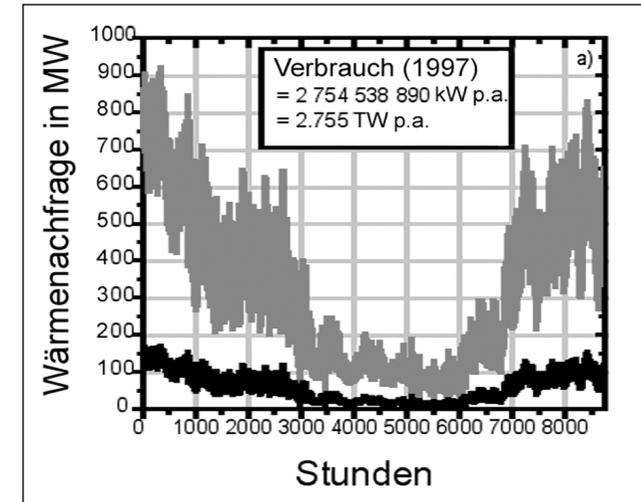


Abb. 5a) Tatsächlich gemessene Lastkurve der Fernwärmeversorgung (untere Kurve) und die hochkalierte NT-Wärmenachfrage (obere Kurve). b) Zeitreihe des Absatzes an Fernwärme (durchgezogene Linie) und an Erdgas (gerissene Kurve) der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001, Plandaten für 2002 und 2003

In Abb. 5a sind der tatsächlich gemessene Lastgang der Fernwärmeversorgung (untere Kurve) und der hochskalierte Lastgang der NT-Wärme (obere Kurve) abgebildet. Der Skalierungsfaktor ist vom bundesdeutschen Mittel der pro Kopf-NT-Wärmenachfrage gemäß Heinloth [1997] hergeleitet. In Abb. 5b sind die Absatzmengen der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003 an Erdgas und Fernwärme aufgetragen.

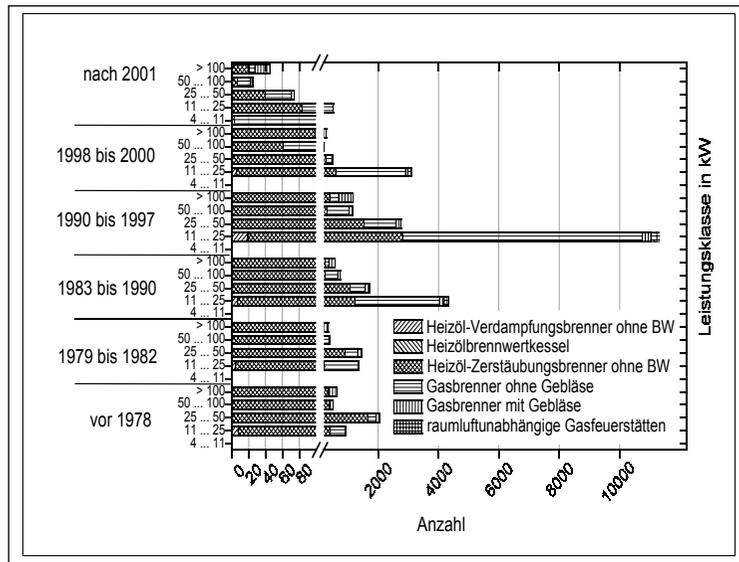


Abb. 6: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme in Augsburg (Stand 31.12.2001), unterteilt in Anlagentyp, Klassen der installierten Leistung und Zeitpunkt der Inbetriebnahme

Das Diagramm in Abb. 6 zeigt die Anteile der verschiedenen Hausbrandsysteme in Augsburg.

### 3.1.2 Erste Projektionen mit dem „Stadtentwicklungsmodul“ für Augsburg bis 2015/2025

Unter Verwendung der Analysen in Abschnitt 3.1.1 werden im Folgenden einige elementare Projektionen der Stadtentwicklung mit dem Stadtentwicklungsmodul entwickelt. Die Projektionen sind im Wesentlichen Extrapolationen des in der jüngeren Vergangenheit gemessenen Trends. Jedoch werden die Steigungen der Extrapolationsgraden in drei unterschiedlichen Ausprägungen variiert, so dass sich der Trend *stark*, *mittel* oder *gering* fortsetzt. Wurden keine linearen Trends festgestellt und wird vielmehr von einem *S-kurvenartigem* Verhalten ausgegangen, so werden analog drei unterschiedliche Sättigungszustände angenommen.

Die Projektion der Indikatoren der Stadtentwicklung bestimmt ganz entscheidend, welche Energienachfrage in Zukunft zu erwarten ist. Die hierzu wichtigsten Indikatoren sind die

Einwohnerzahl, die pro Kopf-Wohnfläche, die ökonomische Entwicklung (speziell das BIP) sowie die private Stromnachfrage. Hieraus wird ein jährlicher, kumulierter Endenergiebedarf für die ganze Stadt ermittelt. Die Projektionen beruhen auf folgenden Annahmen:

- Der gesamte NT-Wärmebedarf pro Wohnfläche geht bis 2025 zurück, während der Anteil an Warmwasser pro Kopf ansteigen wird [Enquete, 2002].
- Die gesamte Elektrizitätsnachfrage wird in einen privaten und einen kommerziellen Anteil aufgespalten. Der private Verbrauch steigt bis 2010 und ist danach bis 2025 leicht rückläufig. Im kommerziellen Bereich findet sich eine direkte Kopplung zum BIP [Enquete, 2002].

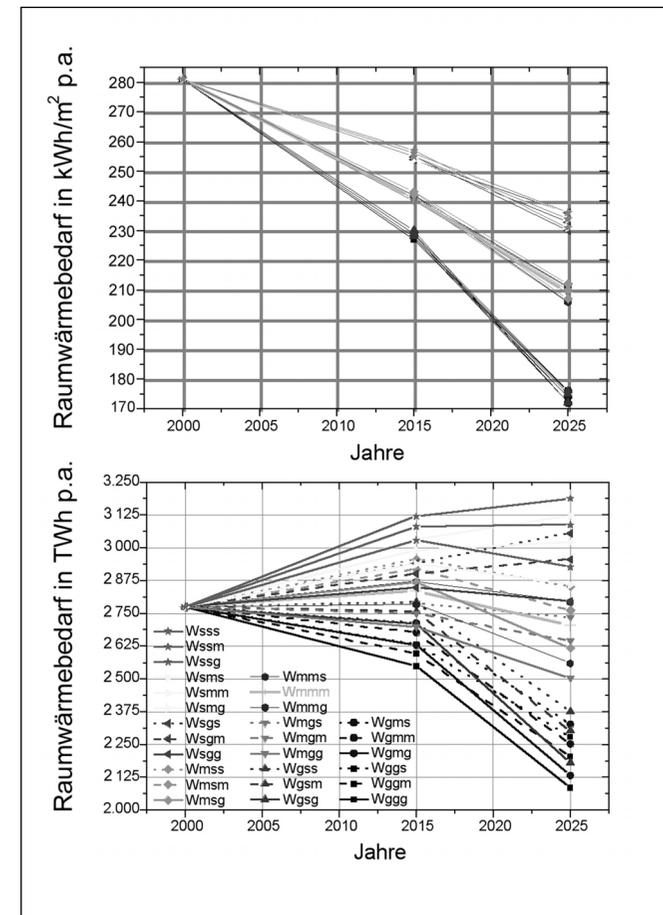


Abb. 7a: Die Projektionen der NT-Wärmenachfrage p.c. in Augsburg bis 2025

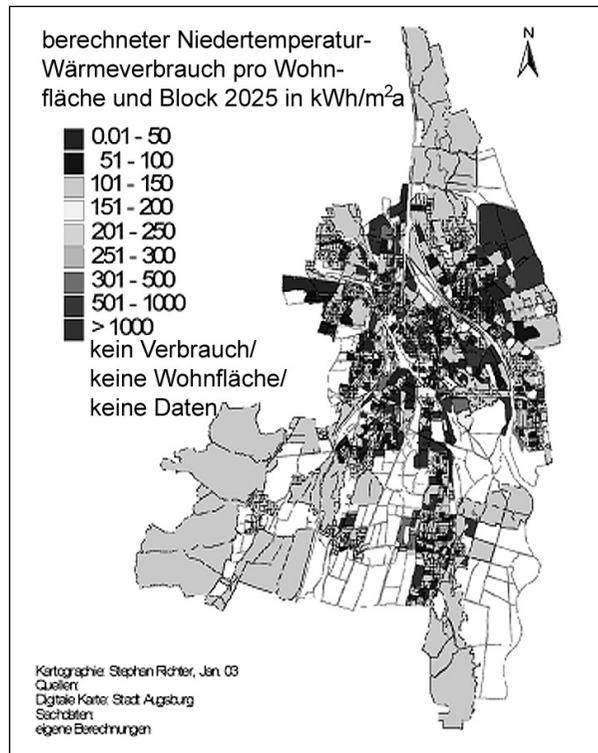


Abb. 7b: Karte (blockscharf) der NT-Wärmenachfrage in 2025, Szenario  $W_{mmm}$ .

Anm.: Da die NT-Wärmenachfrage aus der Kopplung dreier Indikatoren bestimmt wird, (Einwohnerzahl, Wohnfläche p.c. und NT-Wärmebedarf pro Wohnfläche) ergeben sich  $3^3 = 27$  Szenarios für die Projektionen bis 2015 und 2025.

Der NT-Wärmebedarf hängt von der Einwohnerzahl, der pro Kopf-Wohnfläche und der spezifischen NT-Wärmenachfrage pro Wohnfläche ab. Die Ergebnisse der Projektionen sind in Abb. 7a aufgezeichnet. Abb. 7b zeigt die Karte der NT-Wärmenachfrage pro Einwohner in Augsburg für jeden Block im Jahr 2025 für das mittlere Szenario der Projektion (in Abb. 7a ist dies die mittlere Kurve mit dem Kästchen als Datenpunkt, Szenario  $W_{mmm}$ ).

Der private und der kommerzielle Elektrizitätsbedarf werden getrennt projiziert. Unter der Voraussetzung, dass das BIP weiterhin wachsen wird – mit welcher Intensität auch immer – wird angenommen, dass das Verhältnis zwischen gewerblichem/industriellem Elektrizitätsverbrauch und BIP einen Sättigungszustand erreichen wird. So kann der gewerbliche/industrielle Elektrizitätsverbrauch bestimmt werden, da dieser in gewissen Grenzen mit dem BIP verknüpft ist [Europäische Kommunen, 2000]. Der private Elektrizitätsbedarf wird durch die Einwohnerzahl und den einwohnerspezifischen pro Kopf-Verbrauch bestimmt.

Sind alle Projektionen für alle Häuserblöcke vollzogen worden (insofern die Daten vorlagen), so ist eine räumlich aufgelöste Betrachtungsweise möglich. Eine räumlich hoch aufgelöste Betrachtung auf Blockebene bietet die Möglichkeit, räumlich abhängige Techniken der Energieversorgung und -verteilung wie des Nahwärmenetz zu modellieren.

In den Abschnitten 3.3 und 3.4 werden für die Betrachtungen der OES jeweils die mittleren Szenarios berücksichtigt. Entsprechend wird aus den Szenarios  $W_{mmm}$  und  $S^{ges}_{mm}$  (vgl. Abb. 7) verwendet, um stündlich aufgelöste Lastgänge an NT-Wärme und Elektrizität zu generieren. Tab. 1 listet die kumulierten Jahresverbräuche der mittleren Szenarios für 2015 und 2025 auf.

Jahr	Elektrizität in MWh <sub>el</sub> p.a.	Niedertemperaturwärme in MWh <sub>th</sub> p.a.	Gesamte Energie in MWh <sub>th</sub> p.a.
Referenz	1 336 652	2 754 539	4 091 191
2015	1 805 213	2 733 781	4 538 994
2025	1 785 542	2 703 095	4 488 637

Tab. 1: Die Ergebnisse der Elektrizitäts-, NT-Wärme- und Gesamtenergienachfrage der Szenarios  $W_{mmm}$  und  $S^{ges}_{mm}$  für 2015 und 2025 im Vergleich zum Referenzszenario.

Die Generierung der Lastgänge geht von diesen aggregierten Energiemengen in den Jahren 2015 und 2025 aus. Wie eingangs beschrieben wird dazu ein Top-Down-Ansatz verwendet, der zusätzlich eine Reihe z.T. sehr weitreichender Annahmen erfordert. Zunächst wird in einer ersten Näherung die Witterung in den Jahren 2015 und 2025 derjenigen im Referenzjahr gleichgesetzt. Explizit wird dann angenommen, dass der Zeitverlauf im Referenzjahr und in den Projektionsjahren als proportional angenommen werden kann.<sup>3</sup>

Entsprechend trivial erfolgt die Generierung der Elektrizitätsnachfrage: Der aggregierte Nachfragebetrag des jeweiligen Projektionsjahrs wird gemäß des Zeitverlaufs im Referenzjahr auf die einzelnen Stunden aufgeteilt.

Die Generierung der NT-Wärme-Zeitreihe ist etwas komplexer und benötigt noch weitere Annahmen. Zuerst wird der Anteil an NT-Wärme zur Raumheizung und zur Warmwasserbereitung unterschieden. Dazu wird eine *Wohlfühltemperatur* von 18°C festgelegt, ab der nicht mehr bzw. unterhalb der geheizt wird; d.h. ab einer Temperatur von 18°C wird demnach die gesamte NT-Wärme zur Warmwasserbereitung aufgewendet. Damit ergibt sich ein *Warmwassersockel*. Durch Subtraktion ergibt sich für jeden Zeitschritt der Anteil für die Raumheizung. Anschließend werden beide Anteile in oben beschriebener Weise bis 2015 und 2025 projiziert. Letztlich wird der angesprochene Anstieg des pro Kopf-Bedarfs an Warmwasser berücksichtigt, der im mittleren Fall bis 2025 mit +10%p.c. und bis 2025 mit weiteren +15% p.c. angesetzt wird.

<sup>3</sup> Sicherlich ist dies eine dramatische Vereinfachung der Dinge. Denn der Zeitverlauf des Energiebedarfs in einem Niedrigenergie- oder Passivhaus unterscheidet sich wesentlich von dem eines Altbaus aus dem Bestand für fast alle Energieformen.

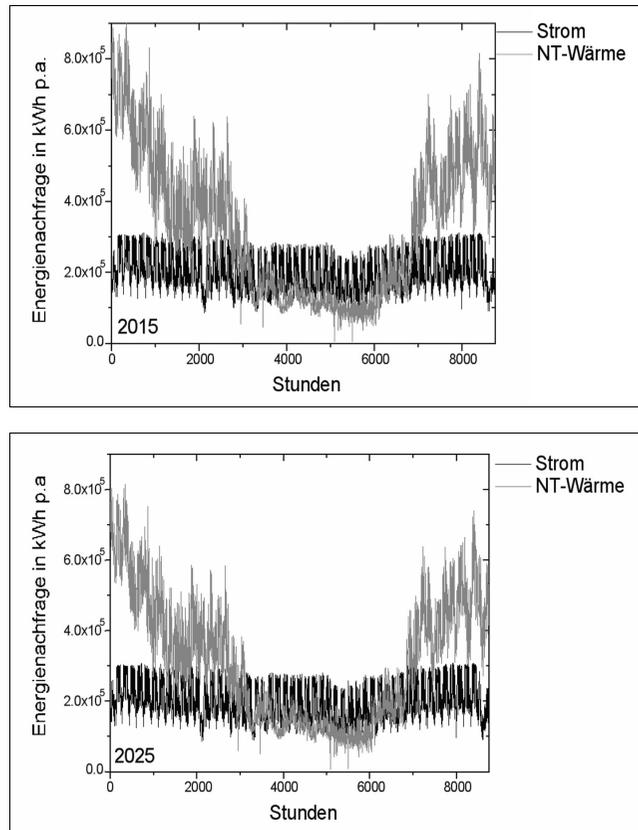


Abb. 8: Lastgang an NT-Wärme (helle Kurve) und Lastgang für Elektrizität (dunkle Kurve) in 2015 (oben) und 2025 (unten)

Aufbauend auf diesen Annahmen resultieren die Zeitverläufe an NT-Wärme für Raumheizung und Warmwasser sowie die Elektrizitätsnachfrage, normiert auf die aggregierten Nachfragemengen aus Tab. 1, bis 2015 bzw. 2025 wie in Abb. 8 dargestellt. Diese Verläufe werden bei der Berechnung der OES in den Abschnitten 3.3 und 3.4 verwendet.

### 3.2 Das Referenzenergiesystem (RES) von Augsburg

Das RES Augsburg ist ein Mix, der im Wesentlichen bestimmt wird von verschiedenen Heizkraft- und Heizwerken unterschiedlicher Leistungen, durch die die Fernwärme bereitgestellt wird (zusammen etwa 10% des gesamten Endenergiebedarfs im betrachteten Stadtgebiet), sowie von einfachen Erdgas- und Ölheizungen mit einem breiten Spektrum an Heizungstypen

und Alter. Die größeren KWK- und Heizwerke des Fernwärmenetzes ( $>$  mehrere  $MW_{el}$ ) werden als einzelne Anlagen abgebildet. Da es bei der großen Zahl an kleineren Hausbrand- und kleineren KWK-Anlagen nahezu unmöglich ist, alle Anlagen einzeln abzubilden, werden diese zu Gruppen zusammengefasst. Eine Gruppe wird durch den verwendeten Brennstoff, den Zeitraum der Inbetriebnahme und durch die verwendete Feuerungstechnik charakterisiert. Im Folgenden werden einzeln abgebildete Anlagen der Energieversorgung als *Versorgungsanlagen* und die Gruppen als *Versorgungsgruppen* bezeichnet.

Diese Vereinfachung verwendend, zeigt Tab. 2 eine Liste der Versorgungsgruppen und -anlagen, die im RES erstellt und anschließend in der Simulation im Energietechnikmodul als *verfügbar* gekennzeichnet wurden.

Versorgungsgruppe/anlage	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungs-information	max. Anteil an der Versorgung
<i>konventionelle Gasheizungen</i>	Erdgas	0.75	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	42.5% von $Q^{ges}$
<i>Gas-Brennwertheizungen</i>	Erdgas	0.99	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	7.5% von $Q^{ges}$
<i>ältere Ölheizungen</i>	Heizöl	0.60	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	15% von $Q^{ges}$
<i>neuere Ölheizungen</i>	Heizöl	0.70	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	14% von $Q^{ges}$
<i>sonstige Hausbrandsysteme</i>	Festbrennstoffe (z.B. Briketts, ...)	0.50	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	1% von $Q^{ges}$
<i>Müllverbrennungsanlage</i>	Müllmix	el: 0.60 th: 0.25	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	Einzelanlage	20% von $Q^{ges}$
<i>Gasturbine</i>	Erdgas	el: 0.40 th: 0.40	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	Einzelanlage	
<i>Dampfturbine</i>	Erdgas	el: 0.18 th: 0.73	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	Einzelanlage	
<i>Hochdruckkessel</i>	Heizöl	0.65	NT-Wärme Fernwärme	Einzelanlage	
<i>elektr. Verbundnetz</i>	Primärenergiemix	1	Elektrizität		restliche Elektrizität

Tab. 2: Liste der verfügbaren<sup>4</sup> Versorgungsgruppen und -anlagen, deren technische Daten und der Anteil, den sie an der jeweils angegebenen Endenergie im Referenzjahr befriedigen können.

<sup>4</sup> In diesem Papier bezeichnet der Begriff *verfügbar* diejenigen Versorgungsgruppen und -anlagen, die im Optimierungsprozess gewählt werden können um den Bedarf zu decken. Dem gegenüber stehen *nicht verfügbare* Gruppen oder Anlagen, die in keinem Fall zur Bedarfsdeckung beitragen.

Zur Simulation des RES sind die aufgeführten Gruppen und Anlagen *verfügbar*. Jede Versorgungstechnik aus Tab. 2 ist mit Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren belegt. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro produzierter Energieeinheit hängen in diesem Modell von den spezifischen Emissionsfaktoren der Brennstoffe sowie vom Wirkungsgrad der Technik ab; Vorketten und Äquivalente finden keine Berücksichtigung. Die Kostenfaktoren sind in vier Teile aufgeteilt: Brennstoffkosten, sonstige variable Kosten (abhängig von der produzierten Energiemenge), Installationskosten sowie fixe – von der Kapazität abhängende – Kosten. Die beiden letztgenannten werden mittels der Annuitätenmethode berücksichtigt. Entsprechend wird während der ökonomischen Laufzeit von 20 Jahren eine Zinsrate von 7% p.a. berücksichtigt. Nach 20 Jahren ist eine Versorgungstechnik abgeschlossen.

Die Simulation des RES mit dem linearen Optimierungsprogramm erfolgt nun in zwei Schritten: Zuerst wird ein Fall gerechnet, in dem die Gesamtkosten des Systems minimiert werden; auf eine CO<sub>2</sub>-Emissionsbeschränkung wird verzichtet. Anschließend wird der umgekehrte Fall gerechnet. Wie schon angesprochen muss die Nachfragezeitreihe zu jedem Zeitschritt befriedigt werden. Im vorliegenden Fall werden das Referenzjahr sowie das Projektionsjahr in stündlicher Auflösung, also mit 8760 Zeitschritten gerechnet.

Durch die in zwei Schritten erfolgende Simulation/Optimierung spannen die Ergebnisse einen mehr oder weniger breiten Ergebnisraum auf. Davon ausgehend, dass die CO<sub>2</sub>-ärmsten Techniken zugleich die kostenintensivsten sind, bedeutet dies, dass jede Lösung des Problems in diesem Ergebnisraum zu finden ist. Ein als nachhaltig geltendes Energiesystem hat beide Aspekte zu berücksichtigen. Die verwendeten Emissionsfaktoren für die Brennstoffe sind in Tab. 3 aufgeführt.

Brennstoff	CO <sub>2</sub> -Emission in t(CO <sub>2</sub> )-MWh <sup>-1</sup>	Brennstoff	CO <sub>2</sub> -Emission in t(CO <sub>2</sub> )-MWh <sup>-1</sup>
Erdgas	0.19	Heizöl	0.29
Müllmix	0.47	Mix an Festbrennstoffen	0.7
Elektrizität aus dem Verbundnetz	0.6	Biomasse, Solartechniken	0.0

Tab. 3: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der verschiedenen Brennstoffe für die Rechnungen des RES und der OES (vgl. Wiener Stadtwerke, 2003; StMWVT, 1999; E.On Mix Power, 2003).

Eine Anmerkung zu der Müllverbrennungsanlage (MVA) ist an dieser Stelle vonnöten: Zur Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einer MVA gibt es zwei diametrale Meinungen, die die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennung in einer wie hier durchgeführten Erstellung der Emissionsbilanz voll bzw. gar nicht einrechnen wollen. Für die beiden diametralen Meinungen gibt es unterstützende wie konträre Argumente. Für die im vorliegenden Aufsatz vorgestellten Rechnungen wurden die bei der Müllverbrennung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen voll berechnet. Diese Information ist bei der Diskussion der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Eine weitere, kurze aber wichtige Anmerkung zu den Kosten ist nötig: Das hier verwendete lineare Optimierungsverfahren liefert streng determinierte Ergebnisse, die von den spezifi-

schen Faktoren für Kosten bzw. Emissionen bestimmt werden. Gerade Kostenfaktoren sind z.T. nur sehr schwer zugänglich. Dies gilt für die Vergangenheit wie für aktuelle Kosten, aber im verstärkten Maße für die Zukunft. Annahmen über zukünftige Kosten sind immer nur Schätzungen und unterliegen damit einer enormen Unsicherheit. Dennoch ist die Optimierung kostengesteuert. Diese Unsicherheit wird hinnehmbar, wenn letztlich für die OES nicht die absoluten Kosten in der Ergebnisdiskussion herangezogen werden, sondern wenn die Kosten während der gesamten Optimierung vielmehr als Relativ- oder Hilfsgröße betrachtet werden.

In Abb. 9 und 10 sind die wichtigsten Informationen für das Simulations-/Optimierungsergebnis des Augsburger RES abgebildet. Es sind jeweils zwei Ergebnisse dargestellt, für den Fall optimaler Kosten und für den Fall optimaler Emissionen. Die gesamte Endenergiebereitstellung ist in beiden Fällen fast identisch, allerdings unterscheiden sich die kumulierten Emissionsmengen um 88.9 kT p.a. oder 5.42%. Der Unterschied der beiden Fälle resultiert aus der unterschiedlichen Nutzung der MVA. Die beiden Fälle lieferten identische Resultate, wären die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Müllmixes mit Null angesetzt worden.

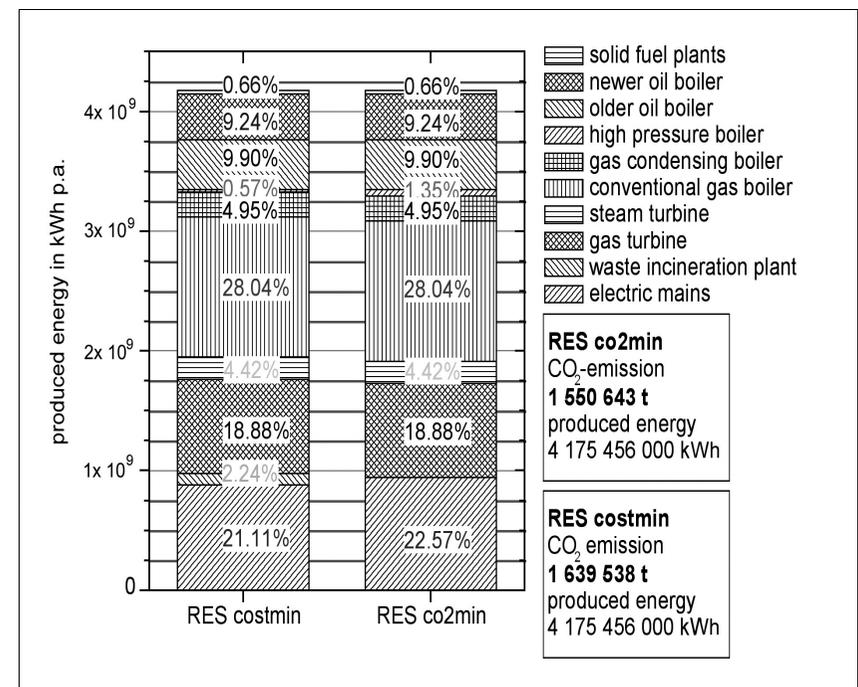


Abb. 9: RES Ergebnis: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergieproduktion bei optimalen Kosten bzw. optimalen Emissionen.

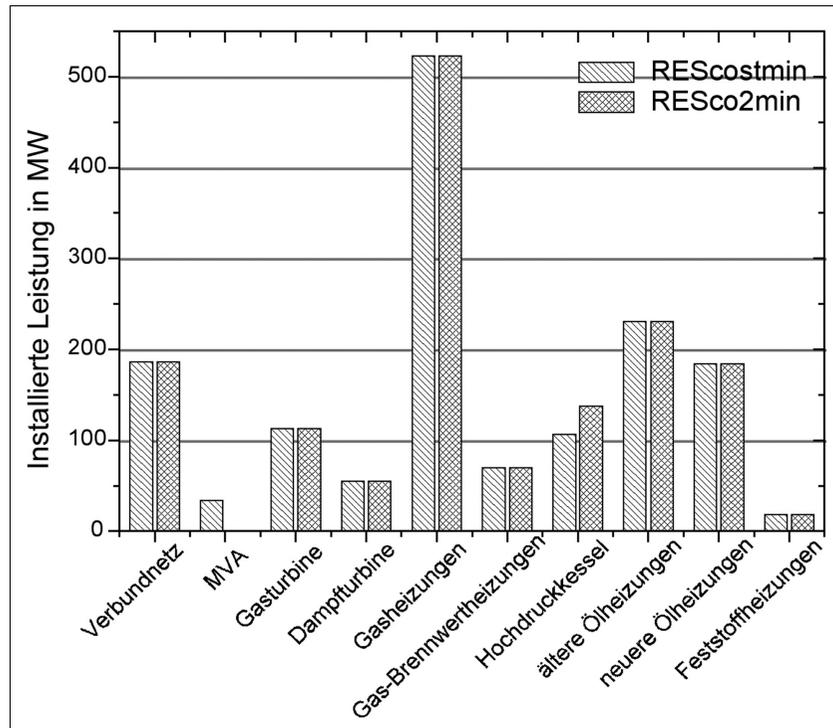


Abb. 10: RES Ergebnis: Die installierten Leistungen der Versorgungsgruppen und -anlagen bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen

### 3.3 Optimierte zukünftige Energiesysteme (OES), Schwerpunkt KWK

KWK-Anlagen bieten die Möglichkeit, fossile Brennstoffe in effizienter Weise zu nutzen. Dieser Abschnitt konzentriert sich auf den Einsatz von KWK-Anlagen als eine mögliche CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsstrategie. Die Diskussion *konventioneller* Verbrennungstechniken und „moderner“ wie Brennstoffzellen als Technikoptionen beim Erdgaseinsatz findet getrennt statt.

#### 3.3.1 KWK-OES: Konventionelle KWK

Das OES *konventionelle KWK* beschäftigt sich mit dem Potential eines intensiven Ausbaus von KWK-Anlagen verschiedenster Dimensionen auf Erdgasbasis bis 2025. Analog zum RES

sind die OE Systeme die Ergebnisse linearer Optimierungsprozesse, denen Kosten oder Emissionsmengen minimiert werden. Die in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellten OES werden für das Zieljahr 2025 und das Stützjahr 2015 berechnet. Die Eingabeparameter entstammen dem Stadtentwicklungsmodul und dem Energienachfragemodul bzw. wurden konsistent mit diesen Modulen gewählt. In jedem Jahr spannen die beiden gerechneten Fälle (Kosten- und Emissionsoptimierung) den zuvor angesprochenen Ergebnisraum auf.

Das RES beschreibt das in Augsburg anzutreffende Energiesystem im Referenzjahr. Zwar liegen nicht alle Daten und Informationen für ein einzelnes Jahr vor, sondern streuen um das Jahr 2000, dennoch kann o.B.d.A. davon ausgegangen werden, dass das RES etwa den Zustand des Augsburger Energiesystems im Jahr 2000 abbildet. Die OES hingegen sind mögliche Zustände des Energiesystems in den Jahren 2015 bzw. 2025.

Der für die Berechnung der OES entscheidende Unterschied ist – neben der *Verfügbarkeit* alternativer Energieversorgungstechniken – die vorgegebenen Nachfragelastgänge an Endenergien, wie in Richter [2003] beschrieben. Die *Verfügbarkeit* betreffend werden in der Zeit bis 2015 und 2025 einige einzelne Anlagen außer Betrieb genommen werden. Diese werden durch andere, neue Anlagen zu ersetzen sein. Welche Anlagen letztlich installiert werden, wird Mithilfe des Optimierungsprozesse entschieden. Als *verfügbar* gekennzeichnet sind folgende Optionen:

Zusätzlich zu den Versorgungsgruppen und -anlagen aus dem RES (vgl. Abb. 8 und Tab. 2) werden 2015 zwei und 2025 noch eine weitere alternative KWK-Technologie *verfügbar*. Die neu *verfügbare* Technik 2025 ist ein mit Erdgas betriebener Spitzenlastkessel, welcher als Ersatz für den 2025 *nicht verfügbaren* Hochdruckkessel auf Heizölbasis fungiert; dieser ist noch im RES und 2015 *verfügbar*. Die neu *verfügbaren* Techniken sind in Tab. 4 aufgelistet.

Die hier angenommenen Kosten und Preise für Brennstoffe wurden alle mit einer jährlichen Inflationsrate von 2% p.a. belegt und beinhalten Veränderungen in den Bezugskosten. Weitere Preissteigerungen für Infrastrukturmaßnahmen und/oder höhere Margen können ebenfalls einfließen.

Versorgungsgruppen/-anlagen	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungsinformation
<b>BHKW</b>	Erdgas	el: 0.30 th: 0.50	NT-Wärme, Elektrizität	Gruppe von Nahwärmenetzanlagen
<b>KWK-Anlage</b>	Erdgas	el.: 0.40 th: 0.50	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	2015: Einzelanlage(n)
<b>Spitzenlastkessel</b>	Erdgas	0.89	NT-Wärme Fernwärme	2025: Einzelanlage(n)

Tab. 4: Liste der 2015/2025 zusätzlich verfügbaren Versorgungsgruppen und -anlagen zur Endenergiebereitstellung im OES *konventionelle KWK*.

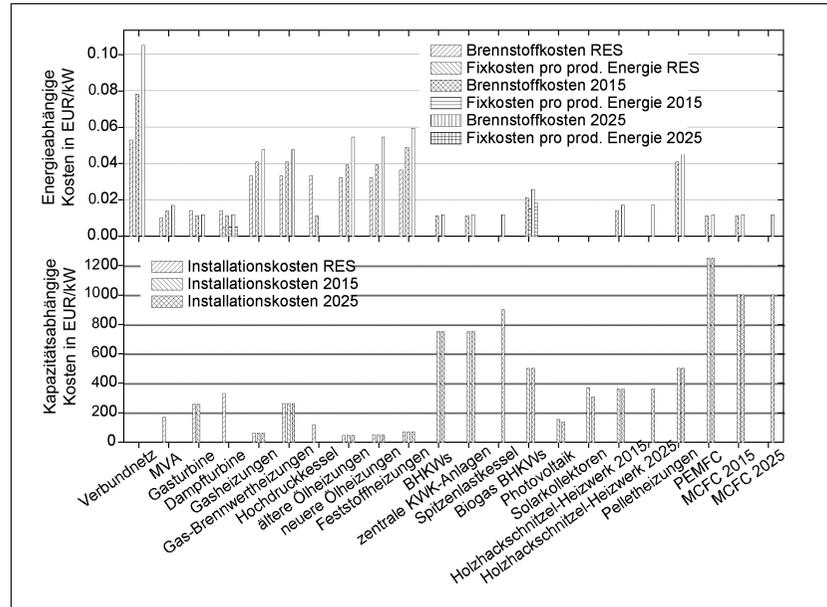


Abb. 11: Kosten in den vorliegenden Rechnungen [vgl. agriserve, 2002; ASUE, 2001; Carmen, 2003; Fichtner, 2002; Hoffmann, 2002; Lako & de Vries, 1999; Reuss, 2003; RWE, 2003; RWE, 2001; TSB, 2000; VDM, 2000; VLEEM, 2002 und Zoll, 2003].

In den vorliegenden Rechnungen wurden die Preisveränderungen für Erdgas und Kohle nach Lako & de Vries [1999] verwendet. Zusätzlich wird zur Vereinfachung angenommen, dass die Besteuerung unverändert bleibt und den derzeitigen Regelungen entspricht, was eine spezielle Vergünstigung für Erdgas für KWK-Anlagen bedeutet [vgl. VDM, 2000; Zoll, 2003] (vgl. Abb. 11).

Für den Elektrizitätspreis aus dem nationalen Verbundnetz wird bis 2015 ein Anstieg von +10% und bis 2025 um weitere +10% angenommen. Die Installationskosten für die BHKW sind den aktuellen Kosten aus ASUE [2001] gleichgesetzt. Abb. 11 zeigt alle Kostenfaktoren, die in diesem Aufsatz angenommen und eingesetzt wurden.

Neben den angesprochenen gibt es zwei weitere Bedingungen, denen die Installationskosten unterliegen: (1) Nach 20 Jahren ist eine Anlage abgeschrieben und (2) weitere 5 Jahre später wird sie durch eine neue Technik ersetzt. Das ist durch die Trägheit eines Energiesystems gegenüber Veränderungen zu erklären, in dem große Investitionen eine Amortisationszeit von i.d.R. zehn und mehr Jahren haben.

Versorgungsgruppe /-anlage	Grenzbedingung 2015		Grenzbedingung 2025		
	untere	obere	untere	obere	
<b>konventionelle Gasheizungen</b>	29.75% $P_{th}$	42.5% $P_{th}$	0% $P_{th}$	42.5% $P_{th}$	
<b>Gas-Brennwertheizungen</b>	-5.25% rel. zu RES	+5% p.a. rel. zu RES	7.5% $P_{th}$	+5% p.a. rel. zu RES	
<b>ältere Ölheizungen</b>	0% $P_{th}$	15% $P_{th}$	0% $P_{th}$	15% $P_{th}$	
<b>neuere Ölheizungen</b>	0% $P_{th}$	+5% p.a. rel. zu RES	0% $P_{th}$	+5% p.a. rel. zu RES	
<b>sonstige Hausbrandsysteme</b>	-15% p.a. rel. zu RES	1% $P_{th}$	-15% p.a. rel. to RES	1% $P_{th}$	
<b>MVA</b>	0% $P_{th}$	max. installierte Leistung	total 20% $P_{th}$	max. installed capacity	
<b>Gasturbine</b>	0% $P_{th}$	max. installierte Leistung		0% $P_{th}$	max. installed capacity
<b>Dampfturbine</b>	0% $P_{th}$	max. installierte Leistung		0% $P_{th}$	max. installed capacity
<b>Hochdruckkessel</b>	0% $P_{th}$	max. installierte Leistung		0% $P_{th}$	0% $P_{th}$
<b>elektr. Verbundnetz</b>		keine		keine	
<b>neue dezentrale Techniken (BHKW, PEMFC)</b>	0% $P_{th}$	100 MW	0% $P_{th}$	260 MW	
<b>neue Zentrale Techniken (MCFC, Holz-HW)</b>	0% $P_{th}$	150 MW	0% $P_{th}$	mehrmals 150 MW	

Tab. 5: Grenzbedingungen für das OES konventionelle KWK für die Optimierungen 2015 und 2025  
**Anm.:**  $P_{th}$  beschreibt die installierte Leistung, die nötig ist um den angegebenen Prozentsatz der im Projektionsjahr benötigten NT-Wärme bereitzustellen. Dieser Prozentwert bezieht sich ausschließlich auf die Leistung und nicht auf die bereitgestellt Endenergie.

In Tab. 5 sind zusätzliche Grenzbedingungen für das OES konventionelle KWK aufgelistet. Diese Grenzbedingungen sind nötig, da nicht alle Techniken in gleicher Weise und zu 100% in einen Markt diffundieren können. So können z.B. Gas-Brennwertheizungen aufgrund begrenzter Kapazitäten im Fachhandwerk nur um 5% p.a. zugebaut werden. Bei den im RES nicht verfügbaren KWK-Techniken wird angenommen, dass diese als Hausbrand- und Nahwärmenetztechniken bis 2015 eine Gesamtleistung von 100 MW<sub>brutto</sub> und als Einzelanlage 150 MW<sub>brutto</sub> erreichen können. Dieser Wert steigt bis 2025 im erstgenannten Bereich auf 260 MW<sub>brutto</sub> an.

Die Ergebnisse dieses OES sind in Abb. 12 und 13 in vier Einzelergebnissen – jeweils als Kosten- und Emissionsoptimum für 2015 und 2025 – dargestellt.

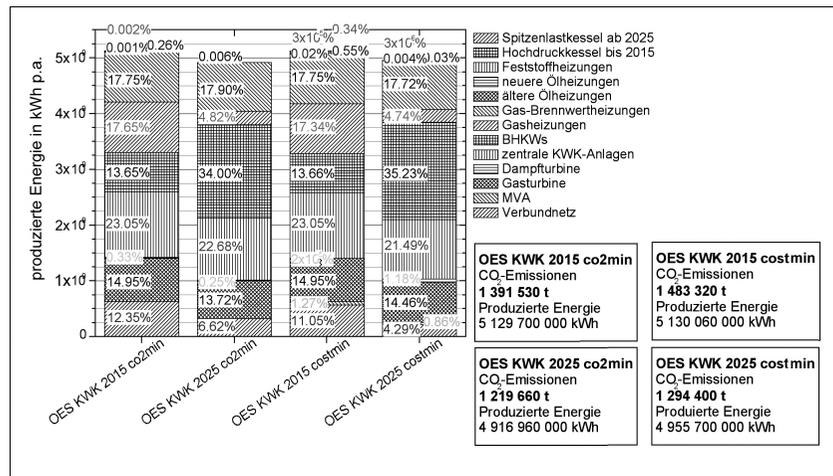


Abb. 12: OES konventionelle KWK Ergebnisse: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergiebereitstellung bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025

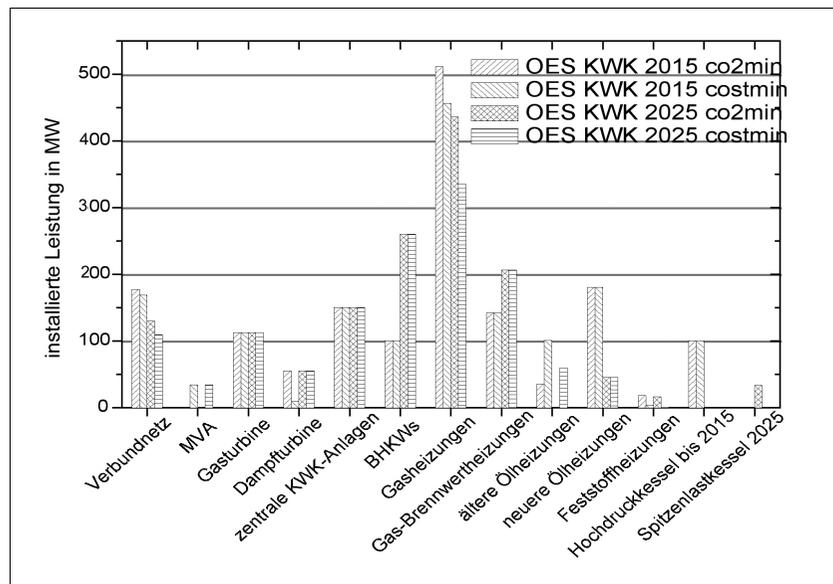


Abb. 13: OES konventionelle KWK Ergebnisse: Die installierten Leistung der einzelnen Versorgungstechniken bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

Alle Ergebnisse des OES *konventionelle KWK* 2015 und 2025 weisen im Vergleich zum RES eine deutlich verringerte Elektrizitätsentnahme aus dem nationalen Verbundnetz aus und die MVA wird nur in den beiden kostenoptimalen Rechnungen eingesetzt. Die Ursache dafür liegt in dem dramatisch erhöhten Anteil an Elektrizität, der von dem erhöhten KWK-Anteil herrührt. Abb. 13 zeigt, dass die KWK-Techniken den durch die externe Grenzbedingung vorgegebenen Spielraum (vgl. Tab. 5) vollständig ausschöpfen. Deren (kumulierter) Anteil an der Endenergiebereitstellung ist in allen vier Rechnungen dieses OES der mit Abstand Größte. Als zweitwichtigste Technik zeichnen sich jeweils die Gas-Brennwertheizungen aus. Die Bedeutung des Spitzenlastkessels, der ab 2025 *verfügbar* ist, kann vernachlässigt werden. Dagegen liefert die Gasturbine, die bereits im RES *verfügbar* war (allerdings da in der Realität ein „Neubau“), einen konstant bedeutsamen Anteil von über 13.5% an der Gesamtenergieproduktion.

Bezüglich der Kosten für die Verteilung der netzgebundenen NT-Wärmeversorgung ist festzuhalten, dass diese unberücksichtigt bleibt. In der Realität muss davon ausgegangen werden, dass es für bestimmte Netze zur Verteilung von Brennstoffen (Erdgas) und Endenergien (NT-Wärme) fixe und variable Kosten gibt. Wird ein neues Netz errichtet (hier: Nahwärmenetz zur Verteilung der anfallende NT-Wärme aus den Hausbrand-KWK-Anlagen), so entstehen neue Kosten für den Netzaufbau und die Nutzung, die in diesen Rechnungen bisher unberücksichtigt bleiben. Weiterhin bleiben neben diesen *neuen* Kosten die Kosten für das vorhandene Erdgasnetz zusätzlich erhalten.

Im Vergleich der OES-Rechnungen untereinander fällt auf, dass in den kostenoptimalen Rechnungen der Anteil des Verbundnetzes geringer ist als bei den Emissionsoptima. Die Begründung hierfür ist der als unverändert angenommene hohe spezifische Emissionsfaktor des deutschen Strommixes.

Eine weitere Feststellung ist, dass in allen Rechnungen des OES *konventionelle KWK* mehr Endenergie bereitgestellt wird, als zur Deckung der Nachfrage nötig wäre (vgl. auch Tab. 1). Detaillierte Auswertungen zeigen, dass es sich hierbei vornehmlich um einen Überschuss an NT-Wärme handelt. Der Grund ist die stromgeführte Betriebsweise der KWK-Anlagen in den Sommermonaten, in denen die Nachfrage an NT-Wärme relativ hinter die Nachfrage an Elektrizität zurückfällt. Die überschüssige NT-Wärme zu diesen Zeiten ist bei Kosten- und Emissionsbetrachtungen optimaler als die verstärkte Nutzung der stark emissions-behafteten und relativ kostenintensiv angenommenen Elektrizität aus dem Verbundnetz. Dieser Wärmeüberschuss würde in der Realität demnach durch die Bypässe exhalieren.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass alle Ergebnisse vollkommen von den Emissions- und Kostenfaktoren determiniert sind. Eine Änderung dieser Faktoren erzeugt entsprechend andere Ergebnisse.

Dennoch lässt sich durch den errechneten verstärkten KWK-Einsatz im Hausbrand und in der zentralen Fernwärmeversorgung ein CO<sub>2</sub>-Minderungspotential von [67, 248] kt CO<sub>2</sub> p.a. oder [4.34, 15.13]% bis 2015 und von [256, 420] kt p.a. oder [16.52, 25.61]% bis 2025 im Vergleich der OES mit dem RES erschließen. Dazu müssten, wie der Vergleich der Abb. 9 und 12 offen legt, enorme Umbaumaßnahmen des Energiesystems erfolgen. Trotzdem rückte das selbst gesetzte Ziel der Bundesrepublik, eine CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion um 40% bis 2020, für Augsburg nicht in greifbare Nähe. Dies ist umso bedeutsamer, als dass der Transport- und Verkehrssektor bisher außer Acht gelassen wurde. Auch diese Emissionen sind in den genannten 40% enthalten und die Tendenz der Emissionen ist dort eher als steigend zu erwarten.

Zum Vergleich sei auf Heinloth [1997] verwiesen, der den jährlichen Bedarf an Raumwärme in Deutschland 2030 bei 80 Mio. Einwohnern mit 2 800 PJ p.a. ausweist. Daraus ergibt sich ein pro Kopf-Verbrauch an Raumwärme von etwa 9750 kWh/(Einw. p.a). Im OES *konventionelle KWK* werden 2025 ca. 10 300 kWh/(Einw. p.a) NT-Wärme pro Einwohner und Jahr produziert, worin die Warmwasserbereitstellung und die überschüssige NT-Wärmeproduktion enthalten sind.

### 3.3.2 KWK-OES: Brennstoffzellen (BZ)

Diese zweite Fallstudie fokussiert den Einsatz der oft zitierten Zukunftstechnik Brennstoffzellen (BZ), die hier als mit Erdgas befeuerte Technik im Hausbrand und in der Fernwärmeherstellung *verfügbar* gemacht werden. Grundsätzlich werden in diesem Beispiel die gleichen Annahmen getroffen, die bereits im vorangegangenen OES *konventionelle KWK* aufgeführt wurden. Die in Tab. 4 aufgelisteten konventionellen KWK-Techniken müssen lediglich gegen BZ und deren technische Daten ausgetauscht werden (vgl. Tab. 6). Die Grenzbedingungen aus Tab. 5 gelten für das OES *BZ* genauso wie zuvor.

Einige Worte zu den Annahmen der technischen Entwicklung von BZ sind notwendig: Es wird davon ausgegangen, dass ab 2007 konkurrenzfähige BZ auf Erdgasbasis am Markt sein werden. Weitergehend erwartet RWE [2001] bis 2010 einen nennenswerten Marktanteil. Voraussetzung dafür ist eine Kostenreduktion auf maximal 1 000 EUR-kWh<sup>-1</sup> für Großanlagen und auf 1 250 EUR-kWh<sup>-1</sup> für Privatkunden bis 2010...2015 [vgl. RWE, 2003; RWE, 2001; VLEEM, 2002]. Diese Annahmen wurden für diese Studie übernommen.

Analog zum vorherigen OES *konventionelle KWK* werden zwei Techniken unterschiedlicher Größenordnung als *verfügbar* gekennzeichnet, eine im Hausbrandsektor sowie eine in der zentralen Fernwärmeversorgung. Im letzteren Bereich werden Schmelzkarbonat-BZ (Molten Carbonat Fuel Cell = MCFC), im Hausbrandbereich BZ mit einer Polymermembran (Proton Exchange Membrane Fuel Cell = PEMFC) die Techniken der Wahl. Die technischen Daten sind in Tab. 6 zusammengefasst.

Versorgungsgruppen/-anlagen	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungsinformation
PEMFC	Erdgas	e: 0.45 th: 0.35	NT-Wärme, Elektrizität	Gruppe von Nahwärmenetzanlagen
MCFC	Erdgas	e: 0.55 th 0.35	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	2015: Gruppe von Einzelanlagen 2025: 2 Gruppen von größeren Einzelanlagen

Tab. 6: Liste der zusätzlich verfügbaren Versorgungsgruppen und -anlagen zur Endenergiebereitstellung sowie deren technische Daten [vgl. Klinger, 2002].

Die Ergebnisse sind in Abb. 14 als Anteile der Techniken an der Endenergiebereitstellung sowie als installierte Leistungen in Abb. 15 dargestellt. Die Anteile des Verbundnetzes sind in allen Einzelrechnungen weiter zurückgegangen und sind 2025 völlig zu vernachlässigen. Die MVA leistet aus den bereits diskutierten Gründen nur in den kostenoptimalen Rechnungen einen Anteil. Während 2015 die Gasturbine einen Anteil von ca. 13.5% an der Endenergiebereitstellung leistet, sinkt dieser Anteil bis 2025 auf etwa 4.5% bzw. 1% ab. 2015 kommt den gasbefeuerten Heizungstechniken im Hausbrand mit einem kumulierten Anteil von deutlich über 30% noch eine wichtige Rolle zu. 2025 schrumpft der Anteil der konventionellen Gasheizungen auf deutlich unter 9% während es zu einem weiteren Ausbau der mit einem Wirkungsgrad von  $\eta = 0.99$  (bezogen auf den unteren Heizwert  $H_U$ ) hocheffizienten Gas-Brennwerttechnik kommt. Die Heizungstechniken auf Heizölbasis leisten ebenfalls nur den vorgegebenen Minimalbeitrag. Folglich gewinnt die gekoppelte Produktion wie im vorangegangenen Fall, an Bedeutung, sowohl in der zentralen Fernwärmeverorgung als auch in der Hausbrandtechnik.

Dass die Kosten, die für die MCFC mit 1 000 EUR-kWh<sup>-1</sup> sehr optimistisch angenommen wurden, dennoch relativ hoch sind, zeigt der Einsatz der MCFC in der kostenoptimalen Rechnung für 2025. In Abb. 14 und 15 ist zu sehen, dass die Ausbaugrenze beider MCFC zusammen nicht ausgeschöpft wird.<sup>5</sup>

Aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrads der BZ im Vergleich zu den konventionellen KWK-Anlagen ist der Überschuss an NT-Wärme geringer und damit sind die kumulierten Emissionen ebenfalls geringer als im OES *konventionelle KWK*. Das Reduktionspotential liegt 2015 im Intervall [203; 367] kt p.a. oder [13.12, 22.35]% und 2025 im Intervall [489, 614] kt p.a. oder [31.52, 37.46]%.<sup>5</sup>

Auch im Falle einer Umstrukturierung des Augsburger RES zu einem von BZ dominierten OES wäre das Reduktionsziel von 40% bis 2020 nicht erreichbar.

<sup>5</sup> Dass hier gerade das Potential der MCFC 2015 nicht voll ausgebaut wird und stattdessen die MCFC 2025 stärker ausgebaut wird, ist ein Artefakt des Optimierungsalgorithmus, für den beide MCFC ununterscheidbar sind.

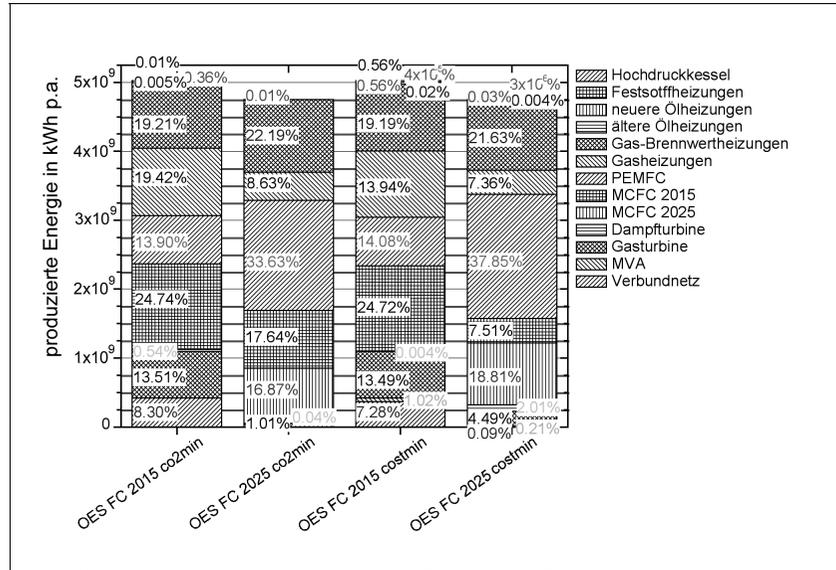


Abb. 14: OES BZ Ergebnisse: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergiebereitstellung bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

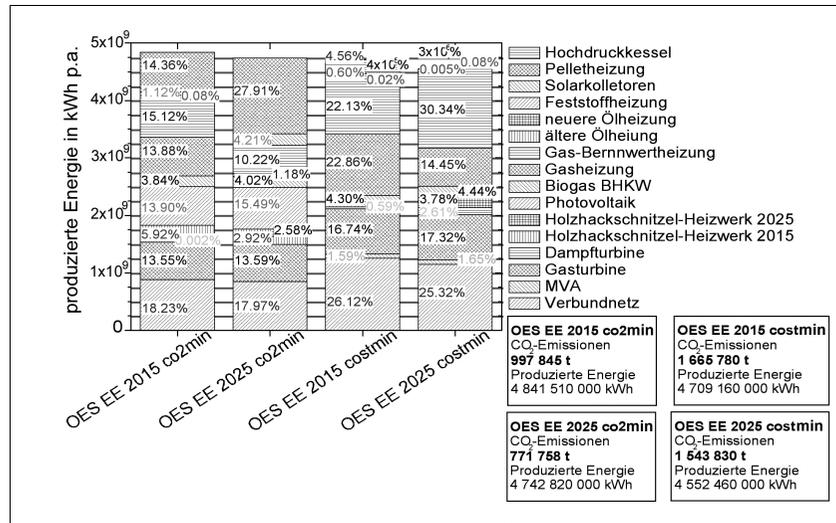


Abb. 15: OES BZ Ergebnisse: Die installierten Leistung der einzelnen Versorgungstechniken bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

### 3.4 OES: Erneuerbare Energien (EE)

In der dritten Fallstudie wird ein intensiver Ausbau erneuerbarer Energien modelliert. Die Hauptinteressen gelten den solaren Techniken wie den im Raum Augsburg in nennenswertem Maße verfügbaren biogenen Brennstoffen.

Wenn in Mitteleuropa von solaren Energieversorgungstechniken die Rede ist, sind i.A. mehr oder weniger kleinere Einheiten von Photovoltaik-Anlagen (PV) und solarthermische Kollektoren (STK) zur Gewinnung von NT-Wärme gemeint, so auch hier. Der Einsatz von Biomasse bezieht sich in dieser Falluntersuchung auf die Verbrennung von Holz und aus Reststoffen gewonnenem Vergärungsgas (Biogas, Methan). Wie in Tab. 3 nachzulesen, werden die spezifischen CO<sub>2</sub>-Faktoren dieser regenerativen Techniken mit Null angesetzt, da bisher keine Äquivalente und Vorketten berücksichtigt wurden und bei der Verbrennung von Biomasse nur die Menge CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, die zuvor im Wachstumsprozess gebunden wurde. In Tab. 7 sind die zusätzlich als *verfügbar* gekennzeichneten Versorgungsgruppen und -anlagen aufgeführt und charakterisiert.

Versorgungsgruppen /-anlagen	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungs-information
Biogas BHKW	Biogas	el: 0.35 th: 0.50	NT-Wärme, Elektrizität	Gruppe von Nahwärmenetzanlagen
Pelletheizung	Holzpellets	th: 0.85	NT-Wärme	Gruppe von Einzelanlagen
PV	--	2015 el: 0.175 2025 el: 0.190	Elektrizität	Gruppe von Einzelmodulen
STK	--	2015 th: 0.50 2025 th: 0.50	NT-Wärme	gemischte Gruppe mit Anlagen verschiedener Dimensionierungen
Holzhackschnittel-Heizwerk	Holzhack-schnittel	th: 0.85	NT-Wärme Fernwärme	2015: eine Einzelanlage 2025: zwei Einzelanlagen

Tab. 7: Liste der zusätzlichen Versorgungsgruppen und -anlagen zur Endenergiebereitstellung sowie deren technische Daten.

Neben den wiederum geltenden Grenzbedingungen aus Tab. 5 gelten Begrenzungen für die neuen Techniken: Die solaren Techniken PV und STK sind in ihrem Ausbau auf vorhandene (Dach-) Flächen beschränkt. Daraus ergeben sich maximale Ausbauflächen für PV von 3.25 km<sup>2</sup> und für STK von 9.75 km<sup>2</sup>. Dies ist ein Ergebnis aus einer ersten Potentialabschätzung für regenerative Energieträger für Augsburg mit dem Umweltmodul [Richter, 2001].

Das Potential für Biogas ist ebenfalls beschränkt und kann eine maximale jährliche Brennstoffmenge von 238.1·10<sup>6</sup> kWh umfassen. In dieser Zahl ist die Annahme eingegangen, dass Biogas aufgrund der Gewinnungs- und heutigen Speicherungsstruktur kein Transportgut ist. Anders ist es bei Holz in Form von Holzhackschnitteln und Pellets. Diese Brennstoffe werden als Transportgut angesehen. Die Mengen sind zwar weiterhin lokal und regional begrenzt, aber es kann angenommen werden, dass ein interregionaler Transport ähnlich wie bei anderen Brennstoff möglich ist. Daher wird für diese Techniken die gleiche kapazitive Begrenzung herangezogen, wie für die oben genannten BHKW und PEMFC.

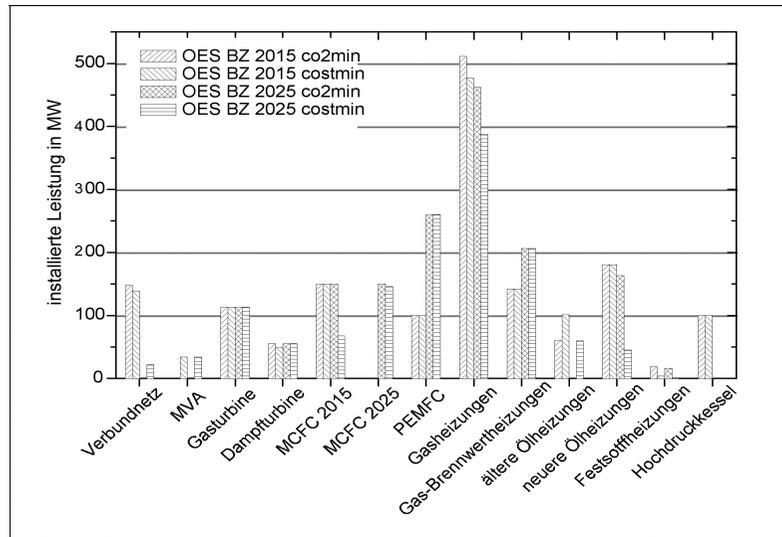


Abb. 16: OES EE Ergebnisse: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergiebereitstellung bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

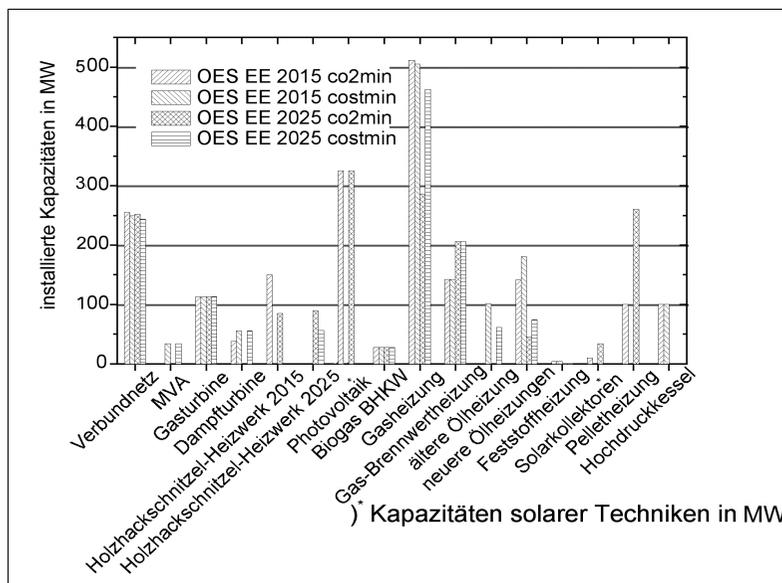


Abb. 17: OES EE Ergebnisse: Die installierte Leistung der einzelnen Versorgungstechniken bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

Die Kosten für die regenerativen Energietechniken sind in Abb. 11 abgebildet und sind ähnlich wie bei den BZ reichlich optimistischen Annahmen. Die Ergebnisse der Rechnungen finden sich in den Abb. 16 und 17.

Da die Annahmen für die Kosten der regenerativen Energietechniken zwar optimistisch sind, aber immer noch über den Aufwendungen für die konventionellen Techniken liegen, ergibt sich für die Rechnungen des OES EE mit dem Ziel der Kostenoptimierung ein Bild, das sehr von demjenigen für die Emissionsoptimierung abweicht, sowohl die Zusammensetzung der Endenergiebereitstellung als auch die jährlichen kumulierten Emissionsmengen betreffend.

2015 liegen die **Emissionsreduktionen**<sup>6</sup> relativ zum RES im Intervall [-115; 642] kt oder [-7.43; 39.14]% und 2025 im Intervall [7; 868] kt oder [0.44; 52.93]%. Damit wäre das Reduktionsziel von 40% bis 2020 theoretisch erreichbar. Im schlechtesten Fall ist allerdings ein absoluter Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet worden. Wie Abb. 18 zeigt, kann dies relativiert werden, da die pro Kopf-Emissionen infolge der mit dem Stadtentwicklungsmodul erstellten Projektionen auch in diesem Extremfall sinken.

Die kostenoptimierten Rechnungen zeigen, dass einzig der Einsatz von Biogas und das Holzhackschmitzel-Heizwerk in 2025 konkurrenzfähig sind. Letzteres muss aber eingesetzt werden, da der Hochdruckkessel 2025 *nicht verfügbar* ist.

In den Rechnungen minimaler Emissionen leistet die PV-Technik einen nennenswerten Beitrag an der Endenergiebereitstellung. Allerdings wurden keine Speicher als *verfügbar* gekennzeichnet, so dass ein Teil der Elektrizität ungenutzt bleiben muss und die Nutzung des Verbundnetzes im Vergleich zu den beiden vorherigen OES auch in den Rechnungen mit minimalen Emissionen nur wenig zurückgeht.

Die Pelletheizungen, die den gleichen Restriktionen unterliegt, wie die BHKWs oder PEMFC zuvor, nutzt in den emissionsoptimierten Rechnungen das ganze Potential aus, anders als das Holzhackschmitzel-Heizwerk und die STK. Weiter ist zu sehen, dass die PV in den CO<sub>2</sub>-minimalen Fällen auf der gesamt möglichen Fläche von 3.25 km<sup>2</sup> installiert wird.

Im Vergleich aller vier Rechnungen weisen die Gas-Brennwertheizungen im Gegensatz zur konventionellen Gasheizung ein uneinheitliches Bild auf. Der Anteil der letzteren verliert konsistent von 2015 nach 2025 an Bedeutung, während der Anteil der Gas-Brennwerttechnik im Falle der Emissionsoptimierung reduziert wird und im Falle der Kostenoptimierung ansteigt.

Die Gasturbine liefert in allen Rechnungen einen Beitrag von über 13.5% und die MVA wird in Übereinstimmung mit den vorangegangenen OES nur bei den Kostenoptima zur Energiebereitstellung verwendet.

<sup>6</sup> Ein negatives Vorzeichen bedeutet demnach einen Anstieg der Emissionen.

Eine Folgerung ist, dass Biomasse in gewissen Grenzen eine bedeutende Rolle in Augsburg spielen kann und das PV-Anlagen noch einer enormen Kostenreduktion bedürfen, bevor sie in großem Maßstab eingesetzt werden.

#### 4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Dieser Aufsatz gibt einen kurzen Überblick über die integrale Methode *URBS* und deren vier Module. In einer ersten Anwendung wurde *URBS* auf die Stadt Augsburg angewandt. Zunächst wurde das rezente Energiesystem als Referenzenergiesystem (RES) abgebildet. Abschließend wurden Projektionen der Stadt- und Endenergienachfrageentwicklung durchgeführt. In den drei Fallbeispielen wurden technische Entwicklungen angenommen und mit diesen wurden mögliche zukünftige, optimierte Energiesysteme (OES) berechnet. Der Vergleich des RES mit den OES kennzeichnet mögliche Entwicklungspfade des untersuchten Energiesystems und stellt die OES als *vorläufige* Endpunkte der Entwicklung heraus.

Die verschiedenen OES zeigen, dass im Vergleich zum RES z.T. nennenswerte Reduktionen des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, bedingt durch die Energieversorgung des Stadtgebietes, möglich sind. Die Tatsache, dass ein linearer Optimierungsprozess verwendet wird, um die OES zu berechnen und die Ergebnisse damit vollständig durch die Eingabeparameter determiniert sind, ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

Es konnte gezeigt werden, dass mit der Methode *URBS* eine integrale Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme möglich ist, obgleich das Umweltmodul noch nicht komplett angewandt werden konnte und die Eingangsparameter sicherlich noch einigen kritischen Prüfungen zu unterziehen sind. Mithin dürfen die hier vorgestellten Ergebnisse nicht als belastbare und endgültige Ergebnisse missverstanden werden, sondern als das, was sie sind: Eine erste Anwendung der Methode *URBS*, um diese beschreibend vorzustellen und deren Funktionalität aufzuzeigen.

Letztendlich sind Rechnungen mit mehr *verfügbaren* Techniken und höherer Komplexität sowie mehrere Iterationen nötig, um zu wirklich direktiven Aussagen und Handlungsempfehlungen zu gelangen. Dazu ist es aber nötig, dass die Eingangsparameter und inhaltlichen Rand- und Grenzbedingungen seitens der Entscheidungsträger aus der Politik und der Energieversorger beigesteuert werden. Für diese Gruppen soll *URBS* letztlich ein Werkzeug sein, um Entscheidungen zu finden und zu begründen.

Trotz dieser Einschränkungen können einige Schlussfolgerungen aus den vorgestellten OES-Rechnungen aus Kapitel 3 gezogen werden:

- Ein Ausbau KWK-Technologie auf Basis von Erdgas scheint bei den derzeitigen steuerlichen Förderungen in Deutschland betriebswirtschaftlich sinnvoll, auch wenn keine

stromseitige Vergütung in den Rechnungen enthalten ist, wie hier angenommen. Entscheidender ist allerdings die Annahme, dass für die Zukunft die hohen spezifischen Emissionen für die Bereitstellung von Elektrizität im deutschen Kraftwerksmix erhalten bleiben. Als Ursache für den derzeit hohen Wert von 0.6 t-MWh<sup>-1</sup> sind der Anteil an Stein- und Braunkohle an der Stromproduktion zu nennen. Als Rechtfertigung für die Konstanz dieses Wertes auch in Zukunft ist der gesetzlich verankerte Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernspaltung. Hierdurch müssen – von Überkapazitäten abgesehen – ca. 30% der deutschen Stromproduktion ersetzt werden.

Ogleich gewisse Grenzen für den Ausbau von kleinen BHKW in Nahwärmenetzen (und auch für PEMFC) des Hausbrandsektors angenommen werden, sind die maximalen Ausbauwerte wenig realistisch, erforderten sie doch z.T. den Ausbau von Nahwärmenetzen im großen Maßstab und damit eine dramatische Umwälzung im bestehenden System bereits bis 2015.

Schließlich ist unter Beachtung der getroffenen Annahmen festzuhalten, dass der Ausbau von zentralen KWK-Anlagen (konventionell oder BZ) und damit eine Aufstockung des Fernwärmenetzes – einhergehend mit der zunehmenden Einwohnerzahl im Stadtgebiet – in Grenzen sinnvoll erscheint. In diesem Zusammenhang ist es wesentlich, dass das OES *BZ* Ergebnisse mit weniger Überschuss an Endenergie und geringen Emissionen liefert, da bei *BZ* der elektrische Wirkungsgrad höher ist, als bei den konventionellen Anlagen.

- Die zweite Aussage bezieht sich auf das OES *EE*. Unter der Annahme steigender Kosten für fossile Brennstoffe deuten die Unterschiede zwischen den kostenoptimalen Rechnungen für 2015 und 2025 darauf hin, dass die gekoppelte energetische Nutzung biogener Brennstoffe eine unter Kostengesichtspunkten konkurrenzfähige Emissionsminderungsoption ist.

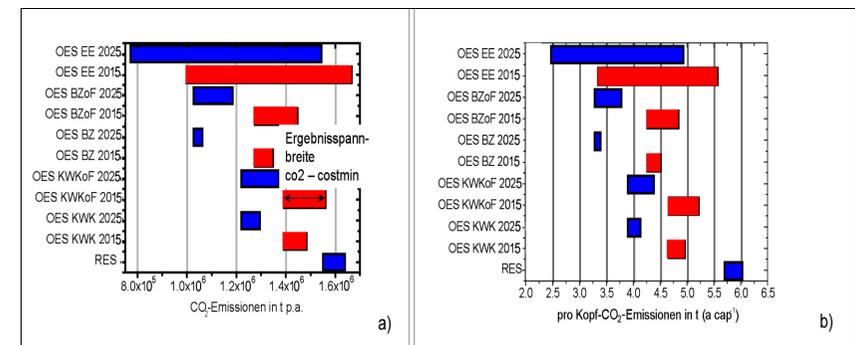
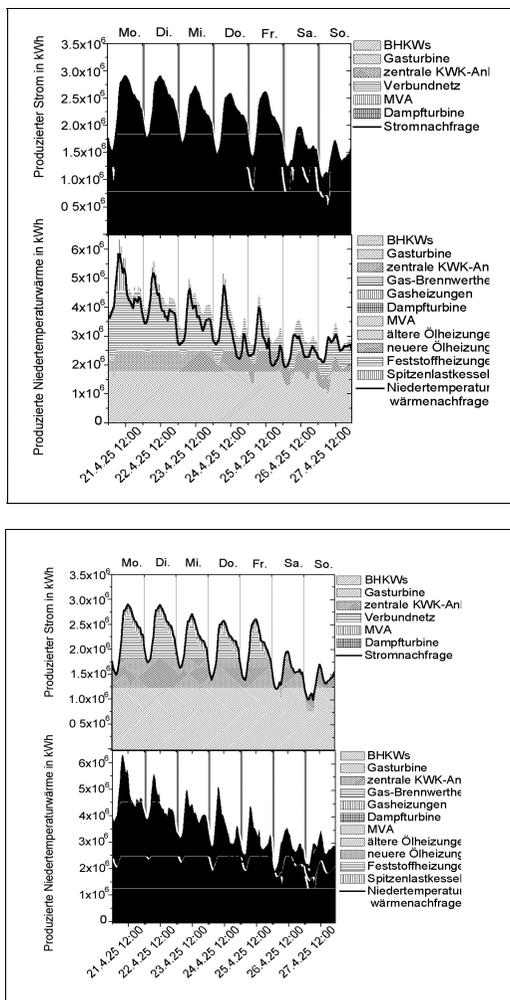


Abb. 18: Ergebnisräume der a) jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der b) jährlichen einwohnerspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aller OES und des RES.

Der Vergleich der beiden Graphen in Abb. 18 zeigt die Ergebnisräume der gesamten jährlichen Emissionsrechnungen für alle OES und das RES sowie die Ergebnisräume der pro Kopf-Emissionen. Die zweite Graphik weist für alle OES bis 2015 und 2025 geringere Emissionsmengen pro Einwohner auf.



**Abb. 19: Exemplarische Wochenlastgänge für NT-Wärme- und Strombereitstellung in einer Woche im April 2025 der emissions- (oben) und kostenoptimalen (unten) Rechnungen des OES konventionelle KWK.**

Abb. 19 zeigt exemplarisch einen Wochenlastgang im April 2025, getrennt für Elektrizität und NT-Wärme, für die emissions- und kostenoptimale Rechnung. Diese Abbildung zeigt, dass alle Techniken zusammen die Nachfragekurve decken und dass markante Unterschiede zwischen den Lastgängen der beiden Optimierungsoptionen zu finden sind. Ferner spiegelt sich hierin die Fähigkeit von *URBS* wider, die Energieversorgung zeitlich hoch aufgelöst zu modellieren und damit den Einsatz von KWK- und regenerativen Energietechniken adäquat abzubilden.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass *URBS* geeignet ist, bei der Suche nach nachhaltigen Entwicklungspfaden für urbane Energiesysteme zu helfen.

## 5. Literatur

**agriserve (2002):** *Die Preise unterschiedlicher Brennstoffe. Preisstand vom August 2002.* – In [online]: <http://www.agriserve.de/Pflanzenheizungen-Allgemeines.html>, 2003-02-12, 13:55.

**ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2001):** *BHKW-Kenndaten 2001. Module, Anbieter, Kosten.* – In [online]: [http://www.bhkw-info.de/info-bhkw/pdfs/bhkw\\_kenndaten\\_2001.pdf](http://www.bhkw-info.de/info-bhkw/pdfs/bhkw_kenndaten_2001.pdf), 2003-01-29, 12:44.

**BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.) (2002):** *Erste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft).* – In: Gemeinsames Ministerialblatt GMBL. (2002): 25-29, S. 511-605.

**Carmen e.V. (2003):** *Holzpellets – eine Alternative zum Heizöl.* – In [online]: <http://www.carmen-ev.de/deutsch/marktplatz/bezugsque/pelinfo1.html>, 2003-02-12, 13:04.

**Stadt Augsburg (2002):** *Datensammlungen der Volkszählung 1987 und der Fortschreibungen.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.

**Kaminkehrer-Innung für Schwaben und Augsburg (2002):** *Erhebungsbögen für das Jahr 2001.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.

**Enquete-Kommission (Hg.) (2002):** *Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung.“ des 14. Deutschen Bundestages.* Abschlussbericht. – [online]: <http://www.bundestag.de/gremien/ener/index.html>, 2002-12-02, 13:24.

**E.On MixPower (2003):** *E.On MixPower – das ist die neue Form der Energieversorgung.* – In [online]: <http://eon-mixpower3.eon-energie.com/index.php?page=energiequellen&SID=5a065b75de8a8e0ddb81bf42f245ec63>, 2003-04-15, 11:29.

**European Communities (2000):** *Energy in Europe. 1999 Annual Energy Review.* Luxemburg, Büro für offizielle Publikationen der Europäischen Kommunen.

**Fichtner (2002):** *Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse.* Stuttgart. – In: [online]: <http://www.biogas.org/downloads/PDF-EndberichtBBE.pdf>, 2003-14-02, 8:11.

**Hanaki, K. & T. Ichinose (1998):** *Efficient energy use in Japanese cities.* – In: Golany, G.; K. Hanaki & O. Koide (Hg.): *Japanese Urban Environment*, Pergamon Press, S. 178-192.

**Hartmann, H. & A. Strehler (1995):** *Die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern aus ökologischer, ökonomischer und technischer Sicht.* Landwirtschaftsverlag Münster (= Publikationsreihe *Nachwachsende Rohstoffe*).

**Hauff, V. (1987):** *Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtland-Bericht der Umweltkommission für Umwelt und Entwicklung.* Greven.

**Heinloth, K. (1997):** *Die Energiefrage. Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken, Kosten.* Vieweg, Braunschweig (= Vieweg Handbuch Umweltwissenschaften).

**Hoffmann, W. – RWE Schott Solar (2002):** *Schlüsselressource Energie. Die Rolle Erneuerbarer im Allgemeinen und von PV Solarstrom im Speziellen.* Vortrag im IPP-Kolloquium: 2002-11-08.

**Ingenieurbüro Jannicke (Hg.) (2002):** *Entwicklung eines modellgestützten Beurteilungssystems für den anlagenbezogenen Immissionsschutz. AUSTAL2000. Programmbeschreibung zu Version 1.0.* Im Auftrag des Umweltbundesamtes. – In: [online]: <http://www.austal2000.de/austal2000/data/2002-09-30/austal.pdf>, 2002-10-21, 13:21.

**Arbeitsamt Augsburg (2002):** *Datensammlung der Beschäftigten Zahlen 1978...2001.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.

**Kleemann M.; R. Heckler; G. Kolb & M. Hille (2000):** *Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050.* Jülich (= Schriften des FZJ, Reihe Umwelt/Environment: 23).

**Klinger, K. (2002):** *Niedertemperatur-Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung.* Produktmanagement Brennstoffzellen Vaillant GmbH, Remscheid. – In [online]: [http://www.vaillant.de/mod/netmedia\\_pdf/data/bzh\\_ihk\\_2002-02-19.pdf](http://www.vaillant.de/mod/netmedia_pdf/data/bzh_ihk_2002-02-19.pdf), 2003-02-06, 14:29.

**Lako, P. & H.J.M. de Vries (1999) :** *Voorraden en Prijzen van Fossiele Brandstoffen – Schattingen en projecties voor de 21ste eeuw met het oog op klimaatbeleid.* Nederlands Energy Research Foundation ECN, Petten, NL (= ECN-RIVM 99-002).

**Reuss, M. (2003):** *Kosten- und Wirkungsgradentwicklung von Solarthermischen Niedertemperatur-Anlagen.* Garching, persönliche Mitteilung.

- Richter, S. (2003):** *Das Stadtentwicklungsmodul in der integralen Methode URBS – Beschreibung und erste Ergebnisse am Beispiel Augsburg.* Augsburg (= Stadt Augsburg, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Beiträge zur Stadtentwicklung, Stadtforschung und Statistik.* H. 22/2003). *Im Druck*
- Richter, S. (2001):** Potentiale regenerativer Energien in Augsburg und Umgebung. Augsburg, *unveröffentlicht.*
- RWE – Heinen, J. (2001):** *Power of Innovation: RWE Brennstoffzellenprojekt.* Vortrag, „64. AGEF-Seminar: Brennstoffzelle und ihre technische Einbindung“, 2001-05-16.
- RWE (2003):** *RWE Power Template.* Vortrag: 2003-01-23.
- Stadtwerke Augsburg (2001):** *Zeitreihen der Energieeinsparungen von Fernwärme und Strom für die Jahre 1997 und 1998.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.
- Stadtwerke Augsburg (2002):** *Absatzzahlen der leitungsgebundenen Energieträger der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003. Abrechnungsdaten Gas und Fernwärme je Hausanschluss. Abrechnungsdaten Strom je Zähler.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.
- Statistisches Bundesamt (Hg.) (2001):** *Datenreport 1999. Zahlen und Fakten über die Bundesrepublik Deutschland.* In Zusammenarbeit mit WZB und ZUMA, 2. Auflage, Bonn.
- Statistisches Bundesamt (2002):** *Bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden und sonstigen Gebäuden mit Wohnraum nach Belegung und Fläche.* – [online]: <http://www.destatis.de/basis/d/bauwo/wositab2.htm>, 2002-11-13, 16:29.
- StMWVT – Staatsministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr des Landes Bayern (1999):** *Bescheidwissen – Mitreden – Daten und Fakten zur Energieversorgung.* München
- TSB – Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung (2000):** *Holzhackschnitzel-Heizung für eine Hauptschule.* Bingen – In [online]: <http://www.tsb.fh-bingen.de>, 2003-02-12, 2:08.
- UN China – United Nations in China (2001):** *Environment and Energy.* – In: [online] <http://www.unchina.org/theme/html/environment.shtml>, 2003-06-23, 6:24.

- VDM – Verband Deutscher Makler e.V. (2000):** *Empfehlungen der EU-Kommission zur Umstellung auf den Euro: Was bedeutet das für die Kunden?* – In [online]: <http://www1.vdm.de/grundbesitz/grund147.htm>, 2003-02-10, 16:37.
- VLEEM – Birnbaum, K.U. (2002):** *Energy networks and decentralised technologies.* Lecture Very long energy and environmental modelling (VLEEM)-1 Abschlusstreffen, Brüssel, 2002-11-14.
- WCED – World Commission on Environment and Development (1987):** *Our Common Future.* Oxford University Press, New York, (= Brundtland-Bericht).
- Wiener Stadtwerke (2003):** *Fernwärme Wien. Die Sauberbrenner. Emissionen.* – In: [online] <http://www.sauberbrenner.at/>, 2003-02-05; 22:29.
- Zoll – Bundesministerium der Finanzen (2003):** *Die Höhe der Mineralölsteuer.* – In [online]: [http://www.zoll-d.de/b0\\_zoll\\_und\\_steuern/b0\\_verbrauchssteuern/c0\\_minoel/b0\\_steuertarif\\_neu/index.html](http://www.zoll-d.de/b0_zoll_und_steuern/b0_verbrauchssteuern/c0_minoel/b0_steuertarif_neu/index.html), 2003-02-10, 16:31.



## ENERGIEEFFIZIENZ BEI GEBÄUDEN – DARGESTELLT AM BEISPIEL PASSIVHAUS

Wolfgang Feist

Passivhaus Institut, Darmstadt

### 1. Einordnung des Heizwärmebedarfs

Der Energieverbrauch zur Beheizung von Gebäuden hat in Deutschland einen Anteil von etwa einem Drittel am gesamten Endenergieverbrauch. Es handelt sich damit um den größten Einzelposten bei der Energieanwendung.

Bereits auf vorausgehenden Physikertagungen hat der Autor dargestellt, dass für die hier nachgefragte Dienstleistung, nämlich ein thermisch behagliches Innenklima, aus rein physikalischer Sicht überhaupt keine aktive Energiezufuhr erforderlich ist. Vielmehr handelt es sich um eine Aufrechterhaltung eines Nichtgleichgewichtszustandes, der ebenso gut durch rein passive Maßnahmen in Form von Barrieren gegen die aus dem Haus austretenden Energieströme aufrecht erhalten werden kann. Zunächst mit theoretischen Methoden der Gebäudesimulation, dann durch den Bau eines regulär bewohnten Demonstrationsgebäudes hat der Autor bewiesen, dass es im mitteleuropäischen Klima tatsächlich möglich ist, den Heizenergieverbrauch von Wohngebäuden auf einen beliebig kleinen Wert zu senken.

### 2. Fortschritte beim Passivhaus-Konzept

Das Passivhaus erschließt sich immer weitere Anwendungsfelder (Abb. 1). Zwischenzeitlich kann vom Passivhauskonzept mit Fug und Recht dieselbe Aussage gemacht werden, die der Autor vor 14 Jahren für das damals als neu und exotisch geltende Niedrigenergiehaus gegeben hat: „Aus jedem Gebäudeentwurf kann ein Passivhaus werden, wenn die baulichen und technischen Qualitätsanforderungen beachtet werden.“

Woraus leitet sich die ausgesprochene Sicherheit ab, die aus den bisher gemachten Erfahrungen auf einen breiten Entwicklungstrend schließen lässt? Es sind einige wenige, aber zentrale Gesichtspunkte, die erkennen lassen, dass der Trend insgesamt und nachhaltig zum Passivhaus geht.

#### 2.1 Das „Ohnehin“-Prinzip

Passivhäuser müssen gegenüber „gewöhnlichen“ Neubauten keine grundsätzlich anderen, zusätzlichen oder exotischen Komponenten aufweisen: Wände, Dächer, Fenster und auch die Lüftung werden in jedem Haus, das für den dauerhaften Aufenthalt von Menschen gedacht

ist, *ohnehin* gebraucht. Das Passivhauskonzept setzt auf eine erhebliche Qualitätsverbesserung eben *dieser* Komponenten. Weil die für das Passivhaus erforderliche Qualität bereits heute technisch ohne Umstände zu erfüllen ist, ergibt sich dadurch eine klare Perspektive: Warum sollte man sich künftig mit Qualitäten zufrieden geben, die unnötig schlechter sind als das nach dem Stand der Technik schon heute Verfügbare?



#### 2.2 Das Qualitätssprungprinzip

Zwar ist die Qualität aller Einzelkomponenten der Passivhäuser „nur“ jeweils quantitativ besser als die heute übliche Massenware; aber aus der Summe dieser Verbesserungen resultiert ein qualitativer Sprung. Gerade durch diesen Sprung ist das Passivhaus definiert: „Ein Passivhaus ist ein Gebäude, in welchem die Art, der Ort (im Raum) und der Zeitpunkt (am Tag) der Heizwärmezufuhr keine Rolle mehr spielt. Die thermische Behaglichkeit wird durch die Qualität der Gebäudehülle und des Lüfterneuerungssystems bestimmt.“

Dieser Zustand wird erreicht, wenn die Innenoberflächentemperaturen aller Bauteile sowie die Zulufttemperatur auch unter kältesten Auslegungsbedingungen nicht mehr als 3,5 °C unter die Raumlufttemperatur fallen und wenn die auf die Wohnfläche bezogene maximale Heizlast nicht größer als 10 W/m<sup>2</sup> ist (Abb. 2).

Für künftige Neubauten kann man nur empfehlen, diese Bedingungen generell zu erfüllen: Denn dadurch sind Gebäude auf Dauer unabhängig von jedem technischen Korsett, das für eine Korrektur sonst vorliegender asymmetrischer Temperaturfelder gebraucht würde. Der Qualitätssprung, der zum Passivhaus führt, ist physikalisch begründet – so gibt es auch aus dieser Sicht keinen Grund, hinter diesem Standard zurückzubleiben.

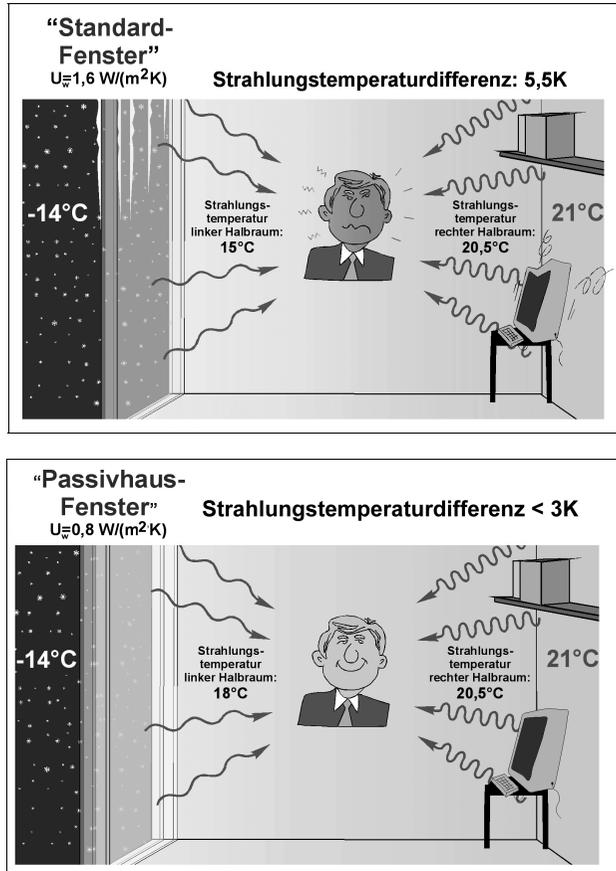


Abb. 2: Qualitätssprung beim Übergang zu Außenbauteilen mit U-Werten unter  $0,85 \text{ W/(m}^2\text{K)}$ : Störende Strahlungstemperasymmetrien und Kaltluftschichten im Raum entfallen. Auch ohne ausgleichende Heizflächen ist es überall im Raum behaglich

### 2.3 Das Prinzip Kostengünstigkeit

Viel wurde gestritten über angeblich teure Komponenten bei Niedrigenergiehäusern: Mancher Eiferer sah schon die gesamte Volkswirtschaft in Gefahr wegen angeblich teurer Dämmstoffkonstruktionen. Was ist eigentlich von den anfänglichen Mehrkosten bei Niedrigenergiehäusern Mitte der 80er Jahre übrig geblieben? Fenster, Außenwände und Dachkonstruktionen sind heute kostengünstiger als vor 15 Jahren – haben wir eine Qualitätsverbesserung zum Nulltarif bekommen? Sicher gab es Entwicklungskosten; aber die Grenzkosten der Niedrig-

energiertechnik tendieren gegen Null. Das gleiche wird sich in wenigen Jahren auch für die Passivhauskomponenten erweisen – warum sind wir uns auch dabei so sicher? Schon heute können Passivhäuser im Lebenszyklus ökonomisch mit gewöhnlichen Neubauten konkurrieren, und dies, obwohl es sich bei den verwendeten Komponenten noch keinesfalls überall um industriell gefertigte Massenprodukte handelt. In dem Maß aber, in welchem eine kostengünstige Fertigung auch der Passivhauskomponenten fortschreitet, wird sich für sie das gleiche erweisen wie schon für die Niedrigenergieertechnik: Der Mehraufwand ist minimal, bei geschickter Fertigung gehen die Mehrkosten auch des Passivhausstandards gegen Null. Einige Beispiele, die auf der 6. Passivhaus-Tagung in Basel präsentiert wurden, belegen diesen Trend.

### 2.4 Komfortable Häuser

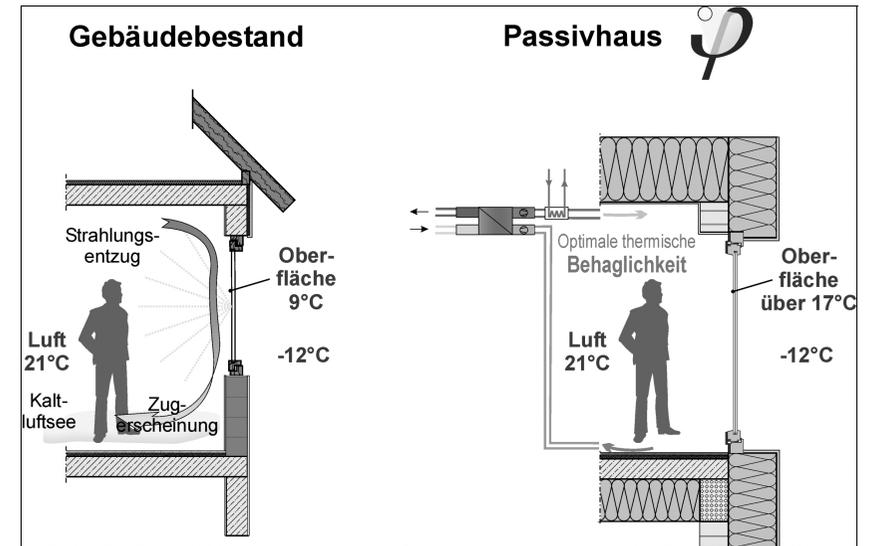


Abb. 3: Gut gedämmte Außenbauteile sorgen für ein günstiges Strahlungsklima im Passivhaus; die Komfortlüftung garantiert gute Luftqualität.

Je mehr Erfahrungen mit dem Passivhaus gesammelt wurden, desto klarer kristallisiert sich die außerordentlich hohe Behaglichkeit in diesen Gebäuden heraus. Bewohner berichten, wie sie den Kontrast zwischen gewöhnlichen, zugigen, schlecht gedämmten Häusern mit mäßiger Luftqualität und ihrem Passivhaus erleben. Dass es enorme Komfortvorteile beim Passivhaus gibt, ist kein Wunder – auch dies begründet sich aus einfachen physikalischen Zusammenhängen (Abb. 3):

- Gut gedämmte Außenoberflächen sind im Winter automatisch warm – sie bleiben im Sommer automatisch kühl. Eine spürbare Strahlungstemperaturasymmetrie entfällt, der Antrieb für die Raumluftwalze und den Kaltluftsee am Boden ebenfalls. Das Ergebnis sind „warme Füße“ und darüber berichten die Bewohner.
- In ausreichendem Ausmaß ständig erneuerte Luft schafft gute Innenraumqualität; das wurde in Passivhäusern mehrfach objektiv gemessen und auch darüber berichten die Bewohner.

## 2.5 Robuste Häuser

Einer der deutschen Passivhausbauträger drückte das so aus: „Passivhäuser sind sehr gutmütige Gebäude“. Wie ist das zu verstehen? Wir erläutern es an drei Beispielen:

- Im ersten Passivhaus in Darmstadt Kranichstein war im Januar 1992 für mehrere Tage der Wärmeerzeuger komplett ausgefallen. Ergebnis: Die Bewohner haben dies überhaupt erst nach 4 Tagen gemerkt.
- „Aus Versehen“ habe ich im Dezember die Balkontür im Obergeschoss morgens offen stehen lassen – erst um die Mittagszeit wurde sie geschlossen. Ergebnis: Betroffen von der Auskühlung war nur ein Raum. Schon nach knapp zwei Stunden war auch dieser wieder angenehm warm; die geringe verfügbare Heizleistung ist dabei kein Problem: Es ist genug Wärme in der Struktur des Gebäudes gespeichert.
- Im sozialen Geschosswohnungsbau als Passivhaus in Kassel-Marbachshöhe gab es durch eine nicht geschlossene Badewannenarmatur einen massiven Wasserschaden; nach durchgeführter Bautrocknung war auch dieser Baukörper noch im ersten Betriebswinter wieder vollständig als Passivhaus funktionsfähig.

Die Gutmütigkeit des Passivhauskonzeptes ist kein Freibrief für Nachlässigkeit bei der qualitativ hochwertigen Erstellung der Gebäude; die Qualitätsanforderungen des Passivhauses stellen gerade *die* bauphysikalischen Eigenschaften sicher, die für dauerhafte Bauschadensfreiheit *ohnein* von zentraler Bedeutung sind.

## 3. Passivhaus-Bauerfahrungen

Nach dem Erfolg des Passivhaus-Geschosswohnungsbauprojektes in Kassel-Marbachshöhe sind im vergangenen Jahr zahlreiche neue Mehrfamilienhausprojekte angegangen worden. In Hamburg sind drei Projekte im Bau, darunter ein erstes achtgeschossiges Passivhaus. Die ersten Schweizer Projekte zeigen überzeugende Ergebnisse, ebenso die österreichischen Wohnungsbauten.

Aus den bestehenden Passivhaussiedlungen liegen Messergebnisse und Aussagen der sozialwissenschaftlichen Begleitung vor (vgl. dazu Kapitel 4 und 5).

Mehrere neue Passivhaus-Bürogebäude sind im Bau. Für diese Anwendung hat sich das Passivhauskonzept als besonders erfolgreich erwiesen: Im Rahmen der Auswertung des Programms „SolarBau“ des BMBW (Koordiniert durch BEO) heben sich die Passivhaus-Bürogebäude durch eine besonders gute Primärenergiebilanz heraus: Die Restverbräuche für die Heizung sind vernachlässigbar, auf eine aktive Klimatisierung kann verzichtet werden. Das Institut für solare Energiesysteme in Freiburg hat für diesen Ansatz auch den Begriff „schlanke Gebäude“ geprägt, der zum Ausdruck bringt, dass hier mit einem vergleichsweise geringen technischen Aufwand gute Ergebnisse für die Behaglichkeit bei niedrigem Energieverbrauch erreicht werden [Voss 2001].

Erste Erfahrungen liegen für Bau und Betrieb von Kindergärten und Schulen mit Passivhausstandard vor. Auch bei diesen Bauaufgaben ergeben sich durch die Integration der Lüftung bedeutende Synergieeffekte.

Das Passivhaus-Produktionsgebäude in Zwingenberg/Bergstraße ist bereits im zweiten Betriebsjahr. Hier gab es anfangs erhebliche Probleme im Zusammenspiel zwischen der Haustechnik und dem chemischen Produktionsbetrieb; auch diese konnten jedoch überwunden werden [Preikschat 2001].

Zu den Bauerfahrungen gehört auch die Langzeitbewährung: Eine Überprüfung der Luftdichtheit „ein Jahrzehnt danach“ lieferte im ersten Passivhaus in Darmstadt Kranichstein nach wie vor ausgezeichnete Werte ( $n_{50}$  zwischen 0,26 und 0,36 h<sup>-1</sup>); das Vierfamilienhaus zeigt sich insgesamt bzgl. Komfort, Heizleistungsbedarf und Energieverbrauch seit 10 Jahren stabil. Aber nicht nur der verputzte Massivbau hat damit die Langzeitbewährungsprobe bestanden; auch andere, systematisch geplante und korrekt ausgeführte Gebäudehüllen erwiesen sich bei Nachmessungen nach mehreren Jahren als qualitätsstabil.

## 4. Passivhaus-Komponenten

### 4.1 Außenwände, Dächer, Decken (Abb. 4)

Bewährte Bauweisen für die hochwärmedämmende Gebäudehülle mit U-Werten um und unter 0,15 W/(m<sup>2</sup>K) konnten weiter verbessert werden: Zunehmend wird bei Mauersteinwänden mit Wärmedämmverbundsystem der neue Dämmstoff Neopor mit Wärmeleitfähigkeit 0,035 W/(mK) bei einer geringen Rohdichte unter 15 kg/m<sup>3</sup> eingesetzt. Damit lässt sich die Dämmwirkung weiter verbessern und Gestaltungsspielraum gewinnen.

Für die Holztafelbauweise mit Leichtbauträgern wurde eine Vielzahl von guten Detaillösungen entwickelt. Vor allem durch das Projekt CEPHEUS liegen dokumentierte wärmebrückenfreie und luftdichte Details vor ([Schnieders 2001]; vgl. auch www.CEPHEUS.at).

Eine sehr weitgehende Sicherung der Qualität schon im Werk erlauben für das Passivhaus geeignete Leichtbetonfertigelemente. Komplette Bauteile werden zwischenzeitlich von mehreren Herstellern angeboten.

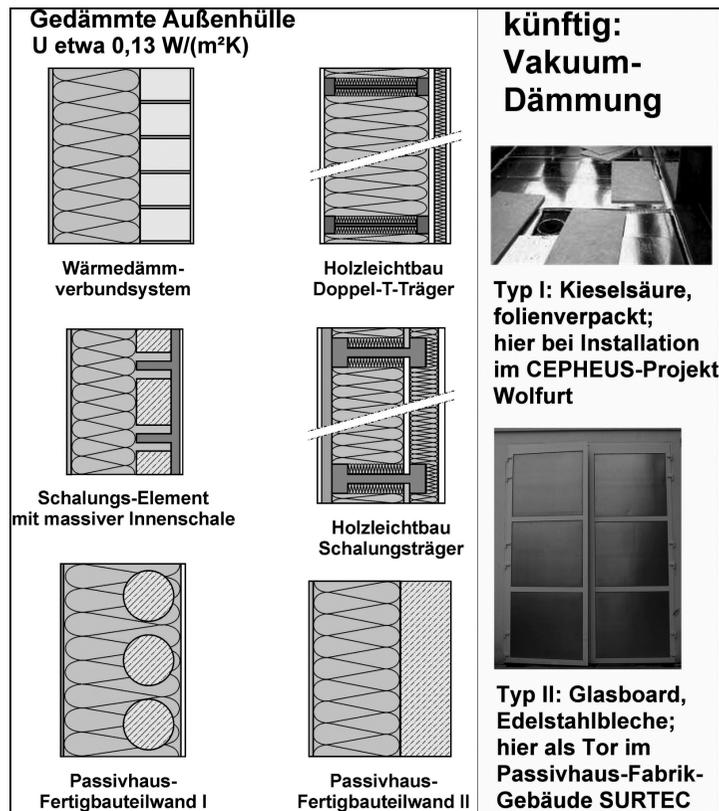


Abb. 4 : Aussenwände, Dächer, Decken

Auch für Passivhäuser in Schalungselementetechnik wurden weitere Systeme zertifiziert: So sind nun auch Elemente mit massiver innerer Schale verfügbar, wodurch noch höhere Gebäudezeitkonstanten und dadurch auch in Problemfällen eine einfachere Beherrschung des Sommerklimas möglich wird.

Auch vollständig neue Systemlösungen wurden entwickelt und durch das Passivhaus-Institut zertifiziert. U.a. ein System, das mit geschosshohen Fertigbauteilen auf PU-Dämmstoffbasis arbeitet und dessen integrierte Schalungsrohre an der Baustelle mit Beton verfüllt werden. Durch die niedrige Wärmeleitfähigkeit sind auch hier geringe Außenwandstärken möglich – und ein Schritt in Richtung äußerst kostengünstiger Konstruktionen, wie sie von Pionieren des Passivhausbaus schon vor Jahren vorhergesehen wurden.

Bei allen Systemen gibt es einen Trend zu höherer Funktionsintegration. Die Ausbildung der Details wird von der Baustelle in die Produktionshalle verlagert: Dadurch ist ein geschützteres und hochwertigeres Arbeiten möglich.

Die Potentiale der Passivhausbauteile sind damit aber bei weitem noch nicht ausgereizt. Vielmehr stehen eine ganze Reihe von Hightech-Materialien vor dem Durchbruch: Nanoporöse Baustoffe haben bereits unter Normaldruck Wärmeleitfähigkeiten, die unter der von Luft liegen; in vielen Bereichen der Technik werden sie schon heute eingesetzt [Binz 2002]. Bei einem relativ bescheidenen Vakuum im Bereich von 10 mbar fallen die Wärmeleitfähigkeiten bei diesen Materialien auf 0,004 bis 0,008 W/(mK), d.h. ein Fünftel bis ein Zehntel des Wertes bei konventionellen Dämmstoffen. Keine Frage, dass dies eine bedeutende Perspektive für das Passivhaus darstellt; erste Anwendungen sind bereits erfolgt, so z.B. bei der Terrassenwärmedämmung des CEPHEUS-Projektes Wolfurt (Österreich).

Ebenso spannend ist die Entwicklung im Bereich der Solarenergienutzung über opake Bauteile. D. Schwarz hat z.B. eine Latentspeicherwand vorgestellt, die passive Solarenergienutzung und sommerlichen Wärmeschutz auf intelligente Weise verbindet [Schwarz 2002].

## 4.2 Die Entwicklung beim Fenster

### 4.2.1 Fortschritte bei den Verglasungen

Die passive Nutzung der Sonnenenergie ist eines der Basiskonzepte für die niedrigen Wärmeverbräuche im Passivhaus. Auch die Solarenergie durch die Fenster führt zu weiter verbessertem Komfort: Lichtdurchflutete Räume sind die Konsequenz der Öffnung zur Sonne. Speziell für das Passivhaus entwickelt wurden Dreischeibenwärmeschutz-Verglasungen, die mit einem „center of glass“  $U_g$ -Wert von unter  $0,7 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  so gut wärmedämmen, wie noch vor wenigen Jahren übliche Außenwände. Zwei Vorteile liegen auf der Hand (Abb. 5):

- **Diese Fenster lassen auch im mitteleuropäischen Kernwinter mehr Sonnenenergie in die Räume, als Wärme durch sie verloren geht.**
- **Die Oberflächentemperaturen sind dauerhaft auch in Kälteperioden so hoch, dass weder ein spürbarer Strahlungswärmeentzug noch eine störende Konvektionswalze entstehen.**

**Passivhaus - Behaglichkeitskriterium Verglasung:**  $U_g \leq 0,8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$

**Passivhaus - Energiekriterium Verglasung:**  $U_g - 1,6 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}) \cdot g < 0$

Die Verfügbarkeit derart hochwertiger Verglasungen war entscheidend für den Durchbruch bei der Passivhaustechnologie. In einigermaßen wenig verschatteten südorientierten Fassaden ist damit eine echte passive Solarenergienutzung mit Nettowärmegevinnen auch im Januar möglich.

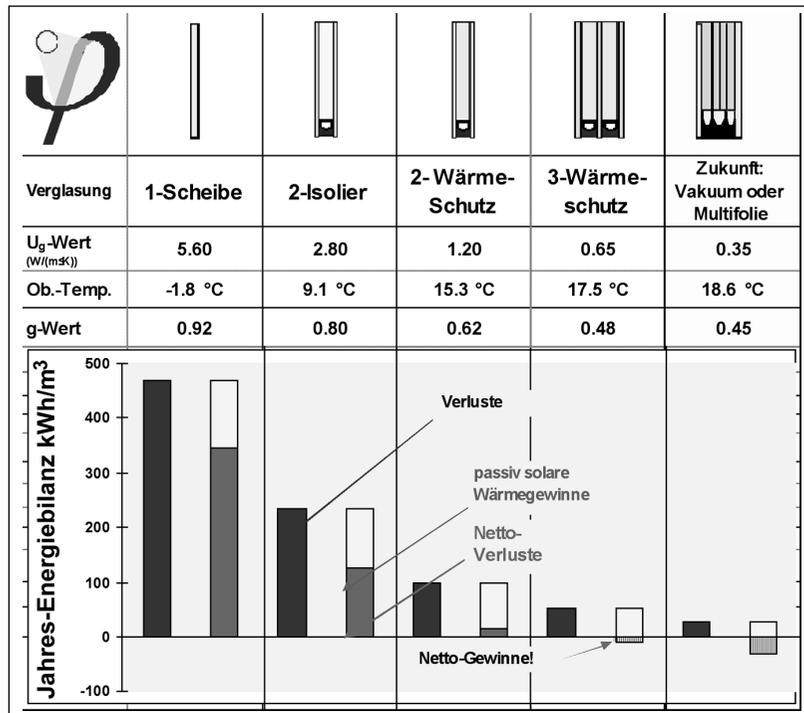


Abb. 5: Die Entwicklung der Verglasungsqualität ist ein herausragendes Beispiel für die Verbesserung der Energieeffizienz. Energieeinsparung, Umweltschutz und verbesserte Behaglichkeit gehen dabei Hand in Hand

#### 4.2.2 Fensterrahmen

Eine gute Verglasung benötigt unbedingt auch einen Rahmen mit entsprechender Qualität [Feist 1998]. Dank des Engagements der Hersteller ist es innerhalb weniger Jahre gelungen, qualitativ hochwertige Fensterrahmen für das Passivhaus zu entwickeln: Inzwischen sind Fenster- $U_w$ -Werte zwischen 0,7 und 0,8  $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$  ohne weiteres erreichbar. Passivhaus-Qualität verlangt hier, dass bei Einbau einer Verglasung mit  $U_g=0,7 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  ein Fenster- $U$ -Wert (EN 10077) kleiner oder gleich 0,8  $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$  erreicht wird. Die Begründung für dieses Kriterium leitet sich unmittelbar aus den Komfortbedingungen ab.

**Passivhaus - Kriterium Rahmen: mit einer Verglasung mit  $U_g=0,7 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  muss ein Fenster- $U$ -Wert  $U_w$  nach EN 10077 von**

**$U_w \leq 0,8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  erreicht werden (Fenstergröße 1,23m x 1,48 m).**

Charakterisiert wird der Rahmen durch den  $U_f$ -Wert (englisch „frame“). Aber erst zusammen mit dem Glasrandverlustkoeffizient  $\Psi_g$  kann die thermische Qualität eines Fensters vollständig bewertet werden.

Der nach EN 10077 definierte Fenster- $U_w$ -Wert darf nicht mit dem alten  $k_F$  (bzw.  $U_F$ ) nach DIN 4108 verwechselt werden. In  $k_F$  werden die Wärmebrückenwirkungen nicht angemessen berücksichtigt. Bei der Planung von Passivhäusern muss immer von den  $U_w$ -Werten nach EN 10077 ausgegangen werden. Eine Hilfe ist dabei das Passivhaus Projektierungs Paket; damit ist eine Bestimmung von  $U_w$  unter Verwendung der zertifizierten Werte von  $U_g$  (Glas),  $U_f$  (Rahmen) und dem im nächsten Abschnitt behandelten Glasrandverlustkoeffizient  $\Psi_g$  möglich [PHPP 2002].

#### 4.2.3 Randverbund

Die einzelnen Scheiben eines Isolierglases müssen am Rand durch den Abstandhalter fixiert werden. Das Randverbundsystem hat weiterhin die Aufgabe, das Füllgas dauerhaft einzuschließen. Andererseits bildet der Randverbund eine Wärmebrücke, die zwischen den hochwärmedämmenden Gläsern und Fensterrahmen im Passivhaus eine deutliche Schwachstelle darstellt. Besonders gravierend ist der Wärmebrückeneffekt bei Aluminiumabstandhaltern, so dass heute im Passivhaus meist Abstandhalter aus anderen Werkstoffen eingesetzt werden, bei denen z.T. lediglich eine mehr oder minder dünne Metallfolie als Diffusionsdichtung vorhanden ist. Der TPS-Abstandhalter kommt sogar ganz ohne Metall aus. Abb. 6 stellt verschiedene Abstandhalter-Konstruktionen schematisch dar.

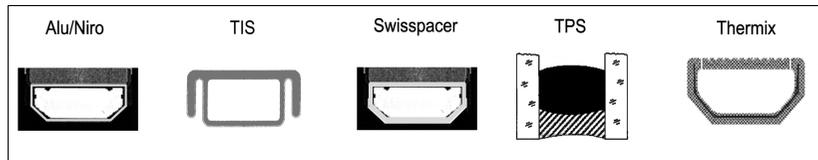


Abb. 6: Am Markt erhältliche Randverbundkonstruktionen (nach [Schnieders 1998])

Den Berechnungen in [Schnieders 1998] zufolge bewirkt der Ersatz des konventionellen Aluminiumabstandhalters durch einen Edelstahlabstandhalter geringerer Wandstärke bei passivhaustauglichen Fensterrahmen eine Verringerung des Fenster-U-Werts um etwa  $0,02 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ .

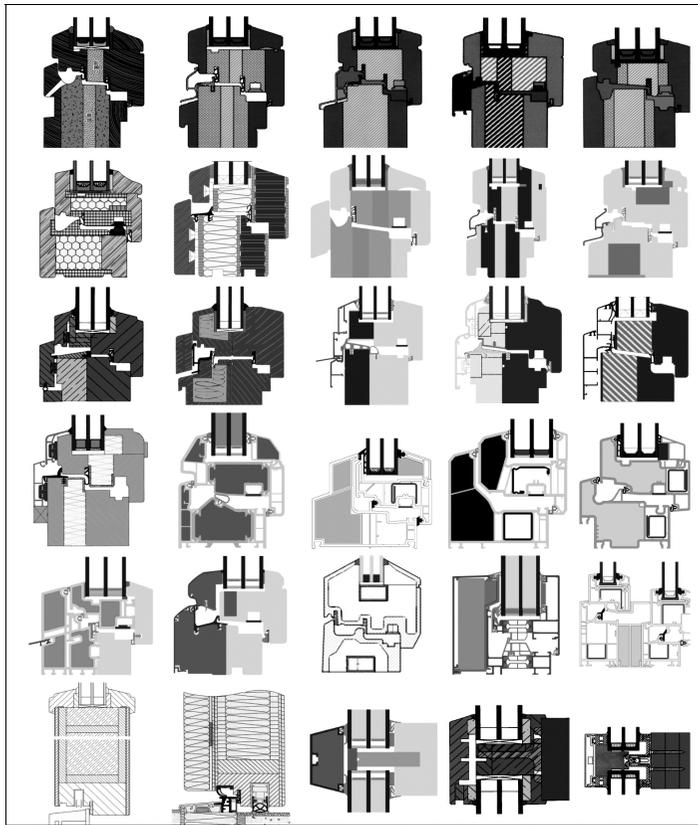


Abb. 7: Für das Passivhaus geeignete Fensterrahmen mit resultierendem Wärmedurchgangskoeffizienten  $U_w$  unter  $0,8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  (hier wird  $U_g = 0,7 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  als Referenzwert herangezogen)

#### 4.2.4 Wärmebrückenfreier Einbau

Ein geeigneter Fenstereinbau ist äußerst wichtig, um die thermischen Qualitäten der hochwärmedämmten Verglasungen und Rahmen auch zu nutzen. Besonders beim Massivbau ist auf den richtigen Einbau zu achten, da hier Materialien mit sehr unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten zum Einsatz kommen. Die Dämmschichten sollten ohne Versatz durchlaufen und vollflächig aneinander anstoßen. Abb. 8 zeigt einen sehr ungünstigen und den vom PHI empfohlenen Einbau. Die Auswirkungen verschiedener Fenstereinbau-Varianten in massiven Außenwänden werden in [Feist 1998a] beschrieben.

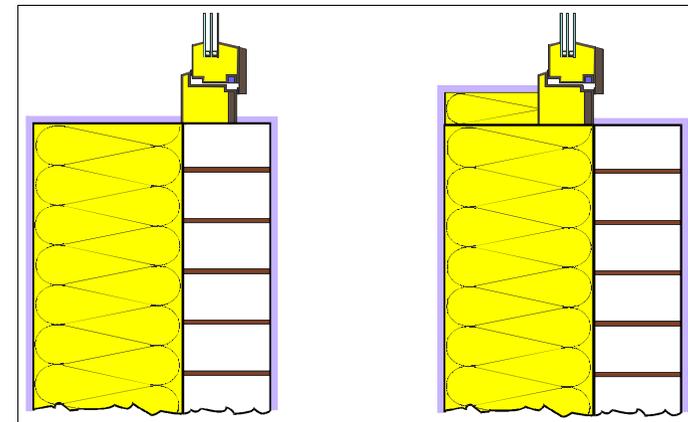


Abb. 8: Extrem schlechter (links) und empfohlener (rechts) seitlicher/oberer Einbau in eine Kalksandsteinwand mit Wärmedämmverbundsystem. Der gesamte spezifische Wärmeverlust beim linken Einbau ist um ca.  $0,4 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ , d.h. fast 50 %, größer als beim rechten!

#### 4.2.5 Selbstverständlich: Öffnbare Fenster

Fast regelmäßig wird der Autor bei seinen Vorträgen gefragt, ob in Passivhäusern wegen der dort verwendeten Wohnungslüftungsanlagen die Fenster nicht mehr geöffnet werden können. Darauf gibt es eine klare Antwort: In jedem Wohnraum eines Passivhauses sollte es mindestens ein öffnbares Fenster geben. Bei Bedarf kann und darf das Fenster geöffnet werden. Für frische Luft sorgt das Lüftungssystem – außer in besonders belasteten Ausnahmefällen wird man daher das Fenster nicht zum Lüften öffnen müssen. Das Lüftungssystem ist keine Klimaanlage – es sorgt nur für die erforderliche Menge an frischer Luft. Will man Wohnräume auch im Sommer schön kühl halten, so kann ein längeres Kippen oder volles Öffnen der Fenster insbesondere in der Nacht und morgens hilfreich sein.

### 4.3 Technik

In unseren Nachbarländern (Dänemark, Frankreich und Schweiz) ist die grundsätzliche Notwendigkeit der kontrollierten Wohnungslüftung nicht umstritten, während in Deutschland erneut eine Grundsatzdiskussion über den Sinn der Wohnungslüftung überhaupt entfacht wurde. Dies erscheint vor dem Hintergrund von Hunderttausenden von Wohnungen mit Feuchteschäden infolge unzureichender Lüftung und Debatten über Schadstoffe in der Raumluft geradezu absurd. Interessanterweise ist die Wohnungslüftung aber trotz dieser Diskussion auch in Deutschland ein Wachstumsmarkt: Die praktischen Vorteile der Anlagen setzen sich offenbar auch gegen interessengeführte Polemik durch.

Entscheidende Erkenntnis zur Wohnungslüftung ergibt sich aus der Studie „Effizienz von Lüftungsanlagen in Niedrigenergie-Häusern in NRW“ [Michael 2001]. Aus den Felduntersuchungen ergibt sich zweifelsfrei, dass die Zuluftverteilung bei Einfachanlagen mit nur Abluftventilatoren und Unterdruckbetrieb sehr häufig nicht den Planungsvorgaben entsprechen. Gut geplante und realisierte Anlagen mit Zu- und Abluftführung führten dagegen zu zufriedenstellenden Ergebnissen: Dies gilt insbesondere für die Anlagen in der Passivhaussiedlung in Wuppertal.

Dass Lüftungsanlagen leise, effizient, hygienisch und mit geringem Stromverbrauch arbeiten, ist eine Frage der Qualität. Nur gute Anlagen führen zu einer Verbesserung der Raumluftqualität bei gleichzeitiger Energieeinsparung. Der dafür vom Passivhaus Institut gesetzte Qualitätsmaßstab setzt sich bei den Herstellern zunehmend durch [Pfluger 2002]. Wie schon bei den Fenstern wird mit der Eignung für das Passivhaus eine neue Qualitätsstufe erreicht, welche Wohnungslüftungsanlagen an sich gut ansteht. Dies führt zu spürbar besserer Akzeptanz der Systeme am Markt. Passivhaus geeignete Lüftungsanlagen haben gute Kenndaten nicht nur im Labor, sondern auch im praktischen Betrieb, wie die messtechnischen Felduntersuchungen insbesondere bei den CEPHEUS-Projekten zeigen [Pfluger 2001], [Peper 2001], [Schnieders 2001].

Bei der Luftführung kann man den Planern immer wieder zurufen:

- Mut zur Einfachheit!
- Das beste Rohr ist *kein Rohr*: Nutzung der Decken als halbseitigen Kanal.
- Nicht an den Querschnitten sparen, wohl aber an den Leitungslängen.

Insbesondere der Passivhausgeschosswohnungsbau in Kassel-Marbachshöhe setzt hier Maßstäbe [Pfluger 2001a].

Die Diskussion um Luft als Wärmeträger wurde in [Humm 2001] treffend zusammengestellt. Dort wird die Passivhausgrenze noch einmal unabhängig und aus anderem Blickwinkel abgeleitet. Im Passivhaus bietet sich die Zuluft der Wärmerückgewinnungsanlage als Wärmeträger an: Sie muss ohnehin in die Aufenthaltsräume gebracht werden und sie kann bei hygienisch ausreichender Frischluftmenge  $10 \text{ W/m}^2$  (Wohnfläche) ohne weiteres transportieren;

das ist gerade die maximale Heizleistung, die ein Passivhaus bei Auslegungsbedingungen benötigen darf. Dass Frischluftheizungen im Passivhaus einwandfrei funktionieren, ist durch die Projektauswertungen in Hannover [Peper 2001], Kassel [Pfluger 2001], Wolfurt, Wegere/Luzern [Schnieders 2001] und Stuttgart [Werner 2001] bewiesen. Unterstrichen werden müssen drei Punkte:

- Nur in Passivhäusern, die auch diesen Namen verdienen, funktioniert die Frischluftheizung mit gutem Wohnkomfort. Der Qualitätsmaßstab ist publiziert und eine Qualitätssicherung wird von vielen seriösen Institutionen angeboten.
- Wer es schafft, Frischluftheizungen teurer zu erstellen als konventionelle Wärmeverteilungssysteme, sollte lieber konventionelle Systeme einbauen.
- Passivhäuser dürfen durchaus auch andere Wärmeabgabe- und Verteilsysteme verwenden als die Zuluft. Die Wahl des Systems ist keine ideologische, sondern eine technische und ökonomische Frage. Die zahlreichen Vorteile des Passivhausstandards bleiben bestehen, wenn andere Heizsysteme verwendet werden.

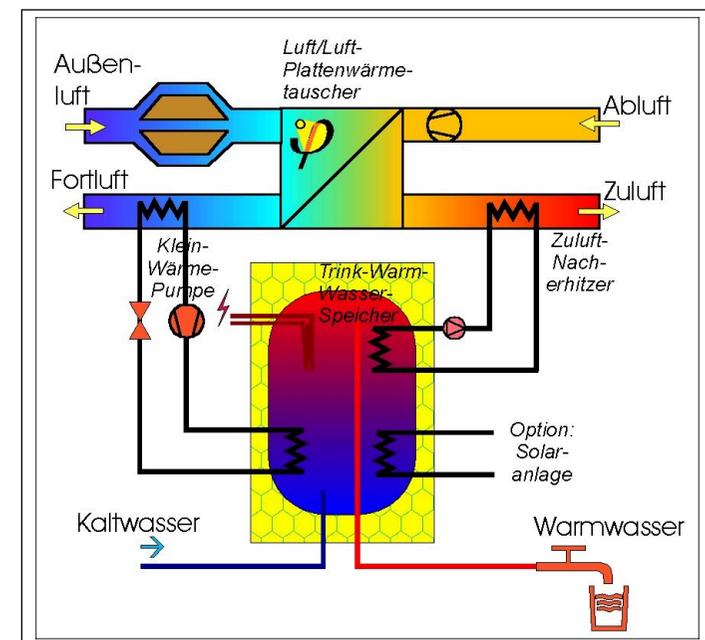


Abb. 9: Wärmepumpenkompaktaggregat für Passivhäuser: Die gesamte Haustechnik für Heizung, Warmwasser und Lüftung in einem Kompaktgerät von Gefrierschrankgröße vereint

Wie schon zuvor gezeigt, reicht in einem Passivhaus ein kleiner Nacherhitzer im Zuluftstrang aus, um das ganze Gebäude zu beheizen. Die Wärme für die Zuluftnachheizung kann z.B. aus

dem Warmwasserbereitungssystem kommen; die Verhältnisse werden umgedreht: Bisher hat man mit der Heizanlage die Warmwasserbereitung noch "nebenbei" miterledigt; künftig wird man im Passivhaus die geringfügige Restheizung einfach mit der Warmwasserbereitung "nebenbei" decken.

Eine Möglichkeit hierfür ist im Prinzipbild von Abb. 9 dargestellt: Eine Kleinstwärmepumpe (um 1000 W Verflüssigerleistung, ein Kompressor aus der Kühlgeräteserie) entnimmt Quellwärme aus der Fortluft des Luft/Luft-Wärmetauschers. Diese ist ohnehin gefasst, jedenfalls wärmer als die Außenluft und enthält die gesamte Latentwärme des im Haus freigesetzten Wasserdampfes. Wenn, wie es hierfür empfohlen wird, ein Erdreichwärmetauscher in der Frischluft vorgeschaltet ist, fällt die Fortlufttemperatur in der Regel nicht unter 10°C. Wenn die Fortluft nun auf 0 bis 2°C abgekühlt wird, lässt sich ein Wärmestrom von 500 bis 800 W am Verdampfer entnehmen. Ein äußerst einfaches Kompaktsystem kann somit die gesamte Lüftung, Heizung und Warmwasserbereitung in einem Passivhaus übernehmen.

Mit dem eben vorgestellten System ist es möglich, den gesamten Bedarf für Warmwasser und den Restbedarf der Raumheizung mit einem gesamten Stromeinsatz von 1000 bis 2000 kWh/a zu decken. Inzwischen befinden sich mehrere Hundert Wärmepumpenkompaktaggregate verschiedener Hersteller in Passivhäusern im Einsatz (Abb. 10).



**Abb. 10: Beispiele für Wärmepumpenkompaktaggregate verschiedener Hersteller. Auf sehr kleiner Stellfläche wird die gesamte Technik vereint**

Mit einem solchen Kompaktaggregate kann die gesamte Lüftung, Heizung und Warmwasserbereitung in *einem* Gerät von Größe und Aussehen eines Haushaltskühlschranks geleistet

werden - mit einem Gesamtstromverbrauch, der auch nicht höher ist als der einer alten Kühl/Gefrierkombination.

Es überrascht daher nicht, dass die Kosten für ein derartig einfaches System schon mittelfristig sehr gering sein können.

## 5. Planungsinstrumente

Durch den breit angelegten Praxistest mit CEPHEUS wurde nicht nur die Funktionstüchtigkeit des Passivhauskonzeptes überprüft, sondern auch die Tauglichkeit der bei der Planung eingesetzten Instrumente. Sehr gut bewährt haben sich

- das Planungsprinzip des „Wärmebrückenfreien Konstruierens“,
- die Planungshilfe „Luftdichte Projektierung von Passivhäusern“ [Peper 1999],
- die Empfehlungen für Passivhaus geeignete Fenster,
- die Planungsrichtlinien für die Luftführung in Passivhäusern [Pfluger 1999].

Durch die Messergebnisse liegt darüber hinaus eine quantitative Validierung des Planungswerkzeuges „Passivhaus Projektierungs Paket“ vor [Feist 2001]. Dies betrifft sowohl die Bestimmung des Jahresheizwärmebedarfs als auch das neue Verfahren zur Berechnung der maximalen Heizlast. In der Neufassung des PHPP ist außerdem die neue Normung aufgenommen und eine Berechnung des Sommerfalls ermöglicht worden [PHPP 2002].

## 6. Projektauswertung: Energiebilanzen, Objektkennwerte

Mit den Daten des CEPHEUS-Projektes liegen belastbare Daten für den Heizwärmeverbrauch aus einer statistisch repräsentativen Stichprobe von Passivhäusern vor. Im Ergebnis (vgl. [Schnieders 2001]) hat CEPHEUS bewiesen, dass

- Passivhäuser heute in unterschiedlichen Bauweisen und Gebäudetypen mit vertretbaren Kosten errichtet werden können [Krapmeier 2001],
- sich die Planungshilfen zum „Wärmebrückenfreien Konstruieren“, zur „Luftdichtheit“, zu „Passivhausfenstern“ und zur „Luftführung“ bewährt haben,
- die Passivhaustechnik einwandfrei funktioniert, insbesondere die alleinige Zulufheizung ausreicht,
- sowohl Eigentümer als auch Mieter in hohem Grade zufrieden mit der thermischen Behaglichkeit sind,
- extrem niedrige Verbrauchswerte sowohl bei der Heizwärme als auch bei allen anderen Energieanwendungen im Haushalt erreicht werden können.

Von wissenschaftlicher Seite führen insbesondere folgende Ergebnisse aus CEPHEUS weiter:

- Erstmals gibt es eine nach statistischen Gesichtspunkten ausreichend große Anzahl von Wohneinheiten in Passivhäusern, um die Frage nach den Ursachen und Auswirkungen der Verbrauchsunterschiede zwischen den Einzelwohnungen untersuchen zu können. Die gemessenen Verbrauchswerte können als normalverteilt angesehen werden (Abb. 11). Der Mittelwert der Verbrauchsstatistik ergibt sich zu  $16,6 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  und ist nur geringfügig höher als der auf Basis der Heizwärmebilanz nach EN 832 ermittelte Bedarf. Damit kann das Rechenverfahren nach EN 832 als im Feldversuch validiert gelten. Die Streuung der Heizwärmebedarfswerte ist mit  $\pm 8 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  erheblich geringer als bei Wohnungen mit schlechterem Baustandard. Durch CEPHEUS wurde damit der Beweis erbracht, dass die beobachtete Nutzerstreuung für die Funktion der Wohnungen und für das durchschnittliche Verbrauchsergebnis unbedeutend ist.
- Darüber hinaus liefert CEPHEUS auch eine Erklärung für die nutzungsbedingte Streuung der Heizwärmeverbrauchswerte. Beim Projekt Kassel-Marbachshöhe wurde mit Hilfe eines multizonalen Auswertemodells gezeigt, dass die Ursache hauptsächlich in den durch unterschiedliche Temperaturniveaunanforderungen bedingten Querwärmeströmen zwischen den Wohnungen liegt (Abb. 12; [Pfluger 2001]). Dieses Ergebnis wird auch durch Untersuchungen des IWU gestützt (vgl. [Ebel 2002]). In keiner der untersuchten Siedlungen oder Mehrfamilienhäuser spielt der Mehrverbrauch durch Fensterlüftung eine bedeutende Rolle.

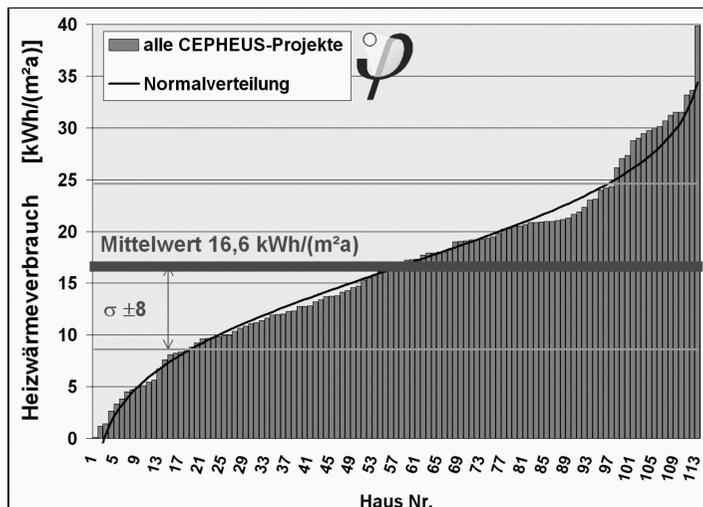


Abb. 11: Geordnete Verbrauchswerte der Messergebnisse für den Heizwärmeverbrauch bei 114 Wohnungen des CEPHEUS-Projektes; mit etwa  $16 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  liegt der Durchschnitt bei einem Zehntel des mittleren Verbrauches deutscher Wohngebäude. Die Verteilung der Einzelwerte folgt nahezu einer Gauß- (Normal-) Verteilung

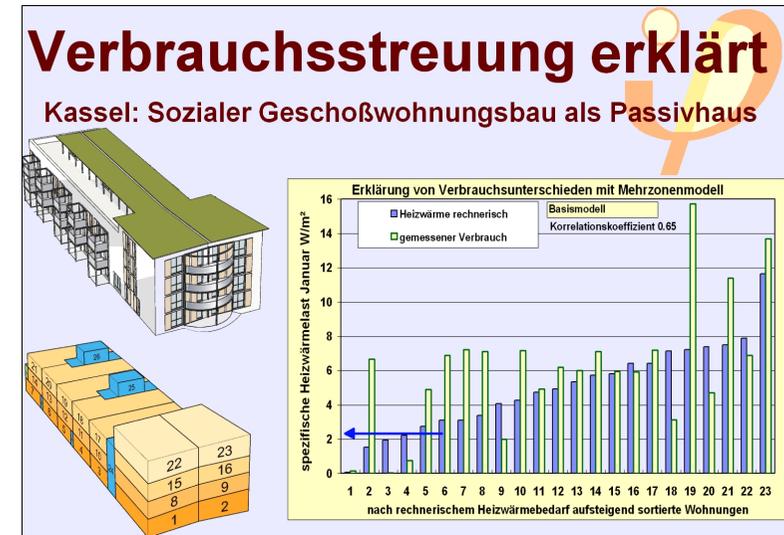


Abb. 12: Am Beispiel des Passivhausgeschosswohnungsbau Kassel (Projekt ASP und Hegger/Hegger/Schleif) konnte die beobachtete Verbrauchsstreuung zum größten Teil durch die Querwärmeströme zwischen Wohnungen mit unterschiedlicher Temperatur erklärt werden

- Das Einhalten der Heizlast-Leistungsbegrenzung in einer statistisch aussagekräftigen Gesamtheit von Gebäuden ist ein weiteres wichtiges Ergebnis (Abb. 13). Damit liegt nun auch eine Validierung des PHPP-Heizlastverfahrens vor.
- Komfortmessungen in den CEPHEUS-Passivhäusern in Kassel und Luzern zeigen die Übereinstimmung der Raumluftströmung mit der CFD-Simulation [Schnieders 2001]. Alle Behaglichkeitsbedingungen werden eingehalten.
- Die detaillierte Analyse bei einigen der Projekte zeigt, dass die Passivhausheizung über die Frischluft auch in der Praxis zur vollsten Zufriedenheit der Bewohner funktioniert [Kaufmann 2001].

## 7. Projektauswertung: Nutzerzufriedenheit

Drei neue sozialwissenschaftliche Begleitstudien zum Nutzerverhalten und zur Nutzerakzeptanz wurden in diesem Jahr verfügbar: Die des Instituts Wohnen und Umwelt zur Passivhaus-siedlung Wiesbaden [Ebel 2002], die des Instituts für Umweltkommunikation Lüneburg zur Passivhaus-siedlung in Hannover und die Ergebnisse der Nutzerbefragung der Universität Kassel beim CEPHEUS-Projekt Kassel-Marbachshöhe [Hübner 2002]. Alle drei Studien liefern klare Ergebnisse: In den Passivhäusern gibt es nachhaltig eine hohe Zufriedenheit der Nutzer.

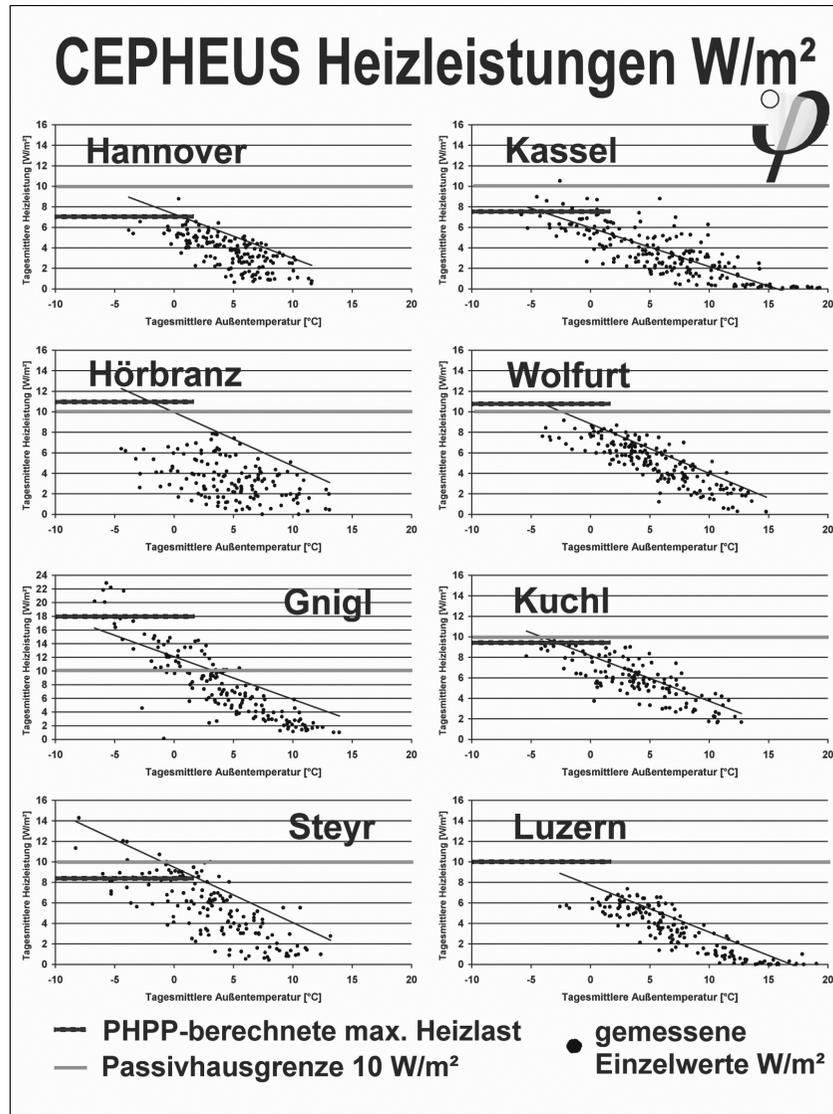


Abb. 13: Die gemessenen täglichen Heizlastwerte (Punkte) geben Auskunft über die Funktion des jeweiligen Bauprojektes als Passivhaus. Die „Passivhausgrenze“ von  $10 W/m^2$  ist als horizontale Linie eingezeichnet; nur im Bauprojekt Salzburg-Gnigl wird diese Grenze überschritten. Die gewellten Linien geben die berechneten Heizlasten nach PHPP an [PHPP 2002]. Horizontale Achse: Tagesmittlere Außentemperatur in  $^{\circ}C$ ; vertikale Achse: Tagesmittlere Heizleistung in  $W/m^2$

## 8. Literatur

- [Binz 2002] **Binz, Armin:** Hightech-Materialien vor dem Durchbruch. 6. Europäische Passivhaus-Tagung, Basel, 2002
- [Ebel 2002] **Ebel, Witta; Grosklos, Marc; Loga, Tobias:** Bewohnerverhalten in Passivhäusern. 6. Europäische Passivhaus-Tagung, Basel, 2002
- [Feist 1998] **Feist, Wolfgang:** Fensterrahmen und Randverbund – die bisher schwächsten Glieder; Tagungsband der 2. Passivhaus Tagung, S. 141ff, Darmstadt 1998
- [Feist 1998a] **Feist, Wolfgang:** Fenster: Schlüsselfunktion für das Passivhaus-Konzept. In: Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser, Protokollband Nr. 14, Passivhaus-Fenster, Darmstadt, Passivhaus Institut, Dezember 1998
- [Feist 2001] **Feist, Wolfgang:** Stellungnahme zur Vornorm DIN V 4108 Teil 6:2001 aus Sicht der Passivhausentwicklung; CEPHEUS Projektinformation Nr. 39, Passivhaus Institut, Darmstadt 2001
- [Humm 2001] **Humm, O.:** Wenn Luftheizung, dann richtig! Gebäudetechnik 6; Jan. 2001, S. 28-34
- [Hübner 2002] **Hübner, Hartmut und Hermelink, Andreas:** Gestaltung von Passivhäusern für Mieter; 6. Europäische Passivhaus-Tagung, Basel, 2002
- [Kaufmann 2001] **Kaufmann, B., Feist, W.:** Vergleich von Messung und Simulation am Beispiel eines Passivhauses in Hannover-Kronsberg. Fachinformation PHI-2001/8, CEPHEUS-Projektinformation Nr. 21, Passivhaus Institut, Darmstadt 2001
- [Krapmeier 2001] **Krapmeier, Helmut; Drössler, Eckart; u.a.:** CEPHEUS – Wohnkomfort ohne Heizung. Wien, New York 2001
- [Michael 2001] **Michael, K., Eichhorn, S. u.a.:** Effizienz von Lüftungsanlagen in Niedrigenergie-Häusern in NRW. 1. Auflage, Niedrig-Energie-Institut, Detmold 2001
- [Peper 1999] **Peper, S.:** Luftdichte Projektierung von Passivhäusern. Fachinformation PHI-1999/6, CEPHEUS-Projektinformation Nr. 7, Passivhaus Institut, Darmstadt 1999

- [Peper 2001] **Peper, S., Feist, W., Kah, O.:** Messtechnische Untersuchung und Auswertung; Klimaneutrale Passivhaussiedlung in Hannover-Kronsberg. Fachinformation PHI-2001/6, CEPHEUS-Projektinformation Nr. 19, Passivhaus Institut, Darmstadt 2001
- [Pfluger 1999] **Pfluger, R., Feist, W., Schnieders, J.:** Luftführung in Passivhäusern. CEPHEUS-Projektinformation Nr. 8, Passivhaus Institut, Darmstadt 1999
- [Pfluger 2001] **Pfluger, R., Feist, W.:** Messtechnische Untersuchung und Auswertung; Kostengünstiger Passivhaus-Geschosswohnungsbau in Kassel Marbachshöhe. CEPHEUS-Projektinformation Nr. 15, Passivhaus Institut, Darmstadt 2001
- [Pfluger 2001a] **Pfluger, R., Feist, W.:** Kostengünstiger Passivhaus-Geschosswohnungsbau in Kassel Marbachshöhe. CEPHEUS-Projektinformation Nr.16, Passivhaus Institut, Darmstadt 2001
- [Pfluger 2002] **Pfluger, R.:** Prüfung und Qualitätssicherung für Passivhaus-Lüftungsanlagen. 6. Europäische Passivhaus-Tagung, Basel, 2002
- [PHPP 2002] **Feist, Wolfgang; Baffia, Enikö; Schnieders, Jürgen; Pfluger, Rainer; Kah Oliver:** Passivhaus Projektierungs Paket 2002, Anforderungen an qualitätsgeprüfte Passivhäuser. 4. Auflage, Fachinformation PHI-2002/1, Darmstadt, Passivhaus Institut, Januar 2002
- [Preikschat 2001] **Preikschat, P.:** Fabrik als Passivhaus – Nutzungserfahrungen eines chemieverarbeitenden Unternehmens; Tagungsband Passivhaus Hessen 2001, Wetzlar 2001
- [Schnieders 1998] **Schnieders, Jürgen:** Der Einfluss von Randverbund und Glaseinstand. In: Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser, Protokollband Nr.14, Passivhaus-Fenster, Darmstadt, Passivhaus Institut, Dezember 1998
- [Schnieders 2001] **Schnieders, J.; Feist, W.; Pfluger, R.; Kah, O. :** CEPHEUS - Wissenschaftliche Begleitung und Auswertung, Endbericht; Fachinformation PHI-2001/9, CEPHEUS-Projektinformation Nr. 22, Passivhaus Institut, Darmstadt 2001
- [Schwarz 2002] **Schwarz, Dietrich:** Gewinn-Speicher-Wand. 6. Europäische Passivhaus-Tagung, Basel, 2002

- [Voss 2001] **Voss, K.:** Schlanke Gebäude: Hohe Arbeitsplatzqualität bei geringem Energieverbrauch; EnergieEffizientes Bauen, 3/2001, S. 12-17
- [Werner 2001] **Werner, Johannes:** Passivhaussiedlung Stuttgart Schelmenäcker; kommunaler Klimaschutzkongress 2001



## HAUSTECHNIKSYSTEM AEREX FÜR PASSIVHÄUSER - TECHNIK UND ERFAHRUNGEN

Gerhard Kirchner

### 1. Motivation

Eine der wichtigsten Voraussetzungen zum Erreichen des Passivhausstandards ist eine luftdichte Gebäudehülle. Dies hat 2 Gründe:

- Durch Leckagen in der Hülle kann kalte Luft einströmen. Dies führt zu Zugerscheinungen und lokalen Auskühlungen, ganz allgemein zu lokalen Wärmeverlusten. In Gebäuden mit kontrollierter Wohnungslüftung führen Undichtigkeiten nicht nur zu entscheidend erhöhten Wärmeverlusten, sondern die Funktion des gesamten Lüftungs- und Heizungssystems kann in Frage gestellt werden.
- Wenn warme Raumluft durch eine Leckage nach außen strömt, so kommt es nicht nur zu Wärmeverlusten, sondern durch das Auskondensieren von Tauwasser können erhebliche Bauschäden entstehen. Dies ist die hauptsächliche Auswirkung von Leckagen in der luftdichten Gebäudehülle.

Auf Grund der luftdichten Gebäudehülle im Passivhaus findet kein natürlicher Luftaustausch mit der Außenluft statt. Gleichzeitig würde bei unkontrollierter Fensterlüftung eine große Menge an Wärme in die Umgebung entweichen und wäre nicht weiter nutzbar. Nach wie vor ist aber eine Lüftung notwendig, um einerseits Zuluft in das Gebäude hineinzubringen und andererseits Abluft und Feuchtigkeit hinauszutransportieren. Dies wird durch aktive Lüftung mittels kontrollierter Wohnungslüftung realisiert.

Technisch gesehen übernimmt im Passivhaus das Haustechniksystem diese Aufgabe. Gleichzeitig dient es zur Heizung und zur Warmwasserbereitung.

### 2. Anforderungen an ein Haustechniksystem

Die Anforderungen an ein Haustechniksystem lassen sich in 3 Bereiche unterteilen:

- Lüftung mittels kontrollierter Wohnungslüftung:  
Mit Ventilatoren wird Zuluft in die Wohn- und Schlafräume eingebracht. Gleichzeitig wird die geruchs- und feuchtigkeitsbelastete Abluft aus Küche, Bad und WC entfernt.
- Heizung:  
Die Heizung ist eng mit der Lüftung verknüpft, da die Zuluft direkt erwärmt wird und keine separate Heizungsanlage notwendig ist. Verschiedene Komponenten dienen zur

Wärmeerzeugung: Wärmerückgewinnung aus der Abluft (z.B. über Wärmetauscher), Einsatz von Wärmepumpen, ein Erdwärmetauscher zur Vorerwärmung der Zuluft, etc.

- Warmwasserbereitung:  
Zur Warmwasserbereitung bietet sich die Integration eines Sonnenkollektors in das Haustechniksystem an. Weiterhin ist der Einsatz von Wärmepumpen denkbar. Darüber hinaus sind weitere technische Lösungen möglich.

### 3. Umsetzung im AEREX Haustechniksystem

Das AEREX Haustechniksystem (s. Abb. 1 und 3) besteht aus 3 Komponenten:

- Zentralgerät mit Zu- und Abluftventilatoren und Kreuz-Gegenstrom-Wärmetauscher für die kontrollierte Wohnungslüftung. Zusätzlich ist eine Abluftwärmepumpe integriert.
- Bedieneinheit mit Temperaturfühler zur Montage in einem der Wohnräume. Der Nutzer steuert das Haustechniksystem über diese Bedieneinheit.
- Warmwasserspeicher mit 320 l Fassungsvermögen.



Abb. 1: Das AEREX Haustechniksystem

Außenluft wird von einem Ventilator angesaugt und durch einen Erdwärmetauscher ins Zentralgerät geleitet (s. Abb. 3). Dort durchströmt sie den Wärmetauscher. In denselben Wärmetauscher wird die Abluft aus Küche, Bad und WC abgesaugt. Hier findet die Wärmeübertragung von der Abluft an die Außenluft statt. Die auf diese Weise erwärmte Außenluft wird nun als Zuluft in die Wohn- und Schlafräume geleitet. Die abgekühlte Abluft hingegen verlässt als Fortluft das Gebäude.

Dieses Prinzip garantiert bei richtiger Auslegung des Rohrsystems und der Ventilatoren im Zentralgerät die notwendige Luftwechselrate von 0,4 1/h, zum anderen wird durch die hocheff-

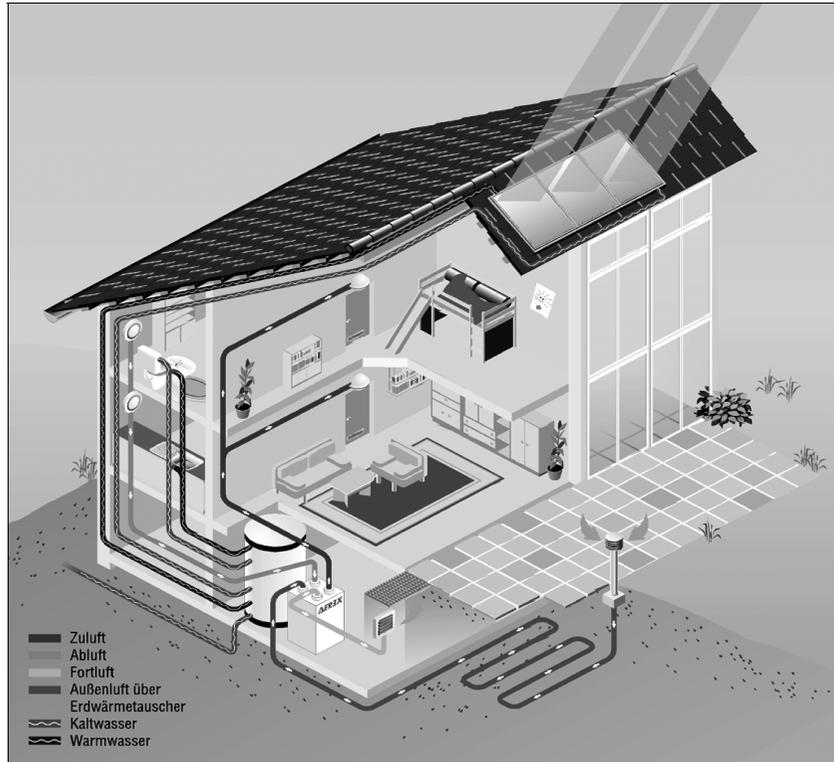


Abb. 2: Haustechniksystem mit Erdwärmetauscher und Sonnenkollektor

fiziente Wärmerückgewinnung die Zuluft ausreichend erwärmt, so dass in Passivhäusern in der Tat auf eine konventionelle Zentralheizung verzichtet werden kann.

Falls diese Wärmerückgewinnung im Wärmetauscher nicht ausreicht, um die Zuluft genügend zu erwärmen, so kann die Zuluft durch eine Luft-Luft-Wärmepumpe nacherwärmt werden. Dazu wird die Abluft nach Verlassen des Wärmetauschers nochmals zusätzlich abgekühlt und die freiwerdende Wärme zur Heizung der Zuluft genutzt. Für den Spitzenbedarf kann ein Elektro-Lufterhitzer in die Zuluftleitung oder direkt in die Wohnräume eingeplant werden.

Zur Warmwasserbereitung ist das Zentralgerät mit einem Warmwasserspeicher und einem Sonnenkollektor kombiniert. Der Sonnenkollektor ist durch einen Solar-Kreislauf (ein-

schließlich Solarumwälzpumpe) mit dem Warmwasserspeicher verbunden. Bei ausreichend Sonnenschein wird das Warmwasser vom Kollektor aufgeheizt.

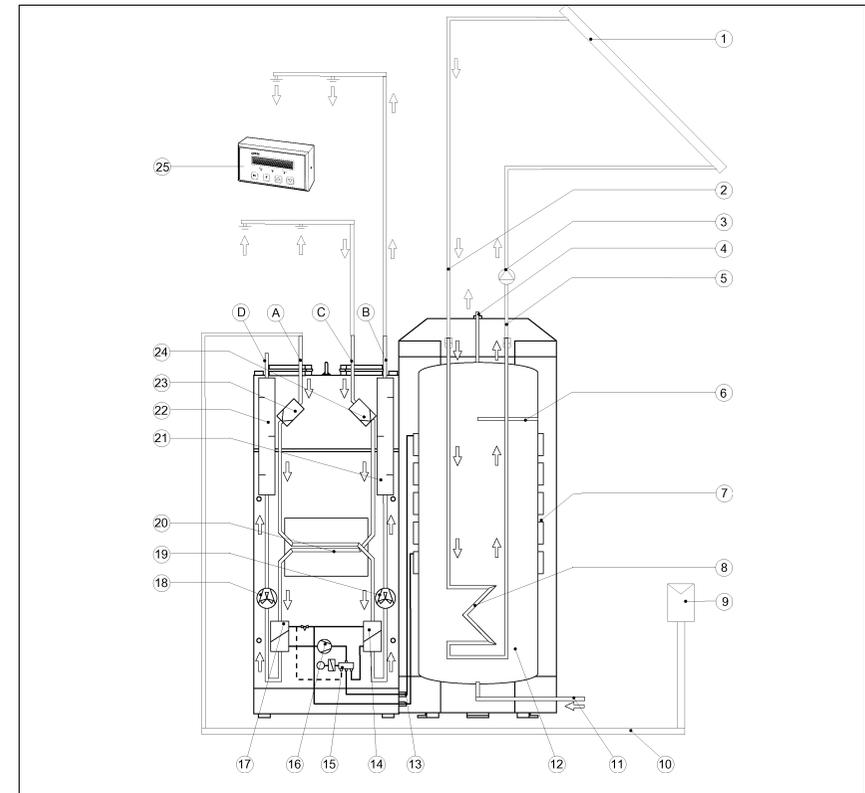


Abb. 3: Einzelkomponenten des AEREX Haustechniksystems

- |                                      |                                     |
|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 – Solarkollektoren                 | 16 – Kompressor                     |
| 2 – Solarvorlauf                     | 17 – Verdampfer                     |
| 3 – Solarumwälzpumpe                 | 18 – Abluft-/Fortluftventilator     |
| 4 – Warmwasseranschluss              | 19 – Aussenluft-/Zuluftventilator   |
| 5 – Solarrücklauf                    | 20 – Kreuz-Gegenstrom-Wärmetauscher |
| 6 – Elektroheizstab                  | 21 – Zuluftschalldämpfer            |
| 7 – Wärmetauscher für Warmwasser     | 22 – Fortluftschalldämpfer          |
| 8 – Solarwärmetauscher               | 23 – Gerätefilter Aussenluft        |
| 9 – Filterbox mit Feinfilter         | 24 – Gerätefilter Abluft            |
| 10 – Erdwärmetauscher                | 25 – Bedieneinheit                  |
| 11 – Kaltwasseranschluss             | A – Aussenluft                      |
| 12 – Warmwasserspeicher              | B – Zuluft                          |
| 13 – Kältemittelleitungen            | C – Abluft                          |
| 14 – Kondensator für Zulufterwärmung | D – Fortluft                        |
| 15 – Umschaltventil                  |                                     |

Kann der Kollektor nicht mehr genügend Wärme liefern, so schaltet sich die Solarumwälzpumpe aus. Dafür schaltet sich die Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung zu – allerdings nur, wenn die Wärmepumpe nicht gerade die Zuluft nach erwärmen muss. Die Luftheizung hat immer Priorität vor der Warmwasserbereitung!

Wenn die Wärmepumpe nicht für die Warmwasserbereitung zur Verfügung steht, schaltet sich ein Elektroheizstab im Speicher zu. Im Normalbetrieb sind Elektroheizstab und Wärmepumpe nicht gleichzeitig an der Warmwasserbereitung beteiligt. Sobald der Sonnenkollektor wieder genügend Wärme liefern kann, schalten sich Elektroheizstab bzw. Wärmepumpe aus und die Solarumwälzpumpe ein.

#### 4. AEREX im Überblick (Maßangaben s. Abb. 4)

- Das AEREX-Haustechniksystem wurde für Passivhäuser bis maximal 250 m<sup>2</sup> Wohnfläche entwickelt.
- Es gibt drei Baugrößen, die für verschiedene Hausgrößen gedacht sind.
- Die erste Gerätegeneration wurde 1998/99 entwickelt, seit Herbst 2002 ist die zweite Generation auf dem Markt.

##### Technische Daten

###### (Zentralgerät)

Thermischer Wärmebereitstellungsgrad (Wärmetauscher)	78 %
Heizleistung Wärmepumpe.....	1,0/1,4/1,8 kW
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe:...	3,0 bis 3,5
Jahresarbeitszahl System:.....	2,1 bis 2,6
Bemessungsspannung:.....	230 V
Nennvolumenstrom:.....	90 - 250 m <sup>3</sup> /h
Gewicht:.....	170 kg

##### Technische Daten

###### (Warmwasserspeicher):

Fassungsvermögen:.....	320 l
Leistung des Elektroheizstabs:.....	2,0 kW
Stromaufnahme Elektroheizstab:.....	9 A
Mittlere Wärmeabgabe:.....	40 W

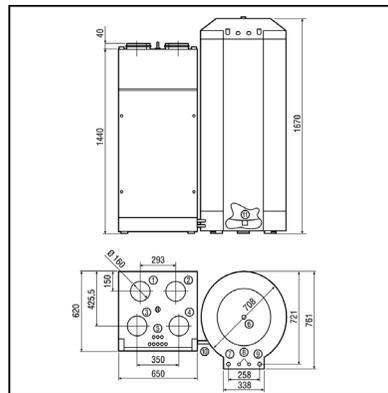


Abb. 4: Maßangaben zu AEREX

#### 5. AEREX im Einsatz

Das AEREX Haustechniksystem ist seit einigen Jahren am Markt etabliert. Seit 1999 wurden etwa 600 Systeme der ersten Gerätegeneration verkauft, seit Herbst 2002 etwa 150 Systeme der zweiten Gerätegeneration (Stand März 2003).

Dabei sind eine ganze Reihe von AEREX in verschiedenen Passivhaussiedlungen im Einsatz. Dazu zählen die Passivhaussiedlungen in Stuttgart Feuerbach, Freiburg, Wiesbaden, Ulm, Aachen,... . In Bühl ist momentan die erste Passivhaussiedlung im Bau, die ausschließlich Geräte der zweiten Generation verwendet. Doch nicht nur in Süddeutschland ist AEREX erfolgreich im Einsatz – auch in Schleswig-Holstein finden sie Verwendung. So steht das nördlichste Passivhaus mit einem AEREX Haustechniksystem in Flensburg.

In den nächsten beiden Abschnitten sollen nun konkrete Fallbeispiele vorgestellt werden.

#### 6. Warmwasserbereitung im Passivhaus Neuenburg

Das Passivhaus in Neuenburg wurde 1999 in Massivbauweise mit Wärmedämmverbundsystem gebaut. Es umfasst etwa 100 m<sup>2</sup> Wohnfläche. Zur Vorerwärmung der Zuluft ist ein 30 m langer Erdwärmetauscher verlegt. Darüber hinaus ist ein Sonnenkollektor mit einer Gesamtfläche von 6 m<sup>2</sup> im Einsatz. Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg leitete die Messungen zur Anlagentechnik in diesem Passivhaus.

In der Grafik der Abb. 5 wird die Warmwasserbereitung mittels AEREX Haustechniksystem vom Juli 2000 bis Juni 2001 dargestellt. Dabei sind die Beiträge des Sonnenkollektors, der Wärmepumpe und des Elektroheizstabs im Warmwasserspeicher getrennt aufgetragen. Die gestrichelte Linie zeigt den Energiebedarf zur Warmwasserbereitung an, der knapp unter 50 kWh pro 2 Monate liegt.

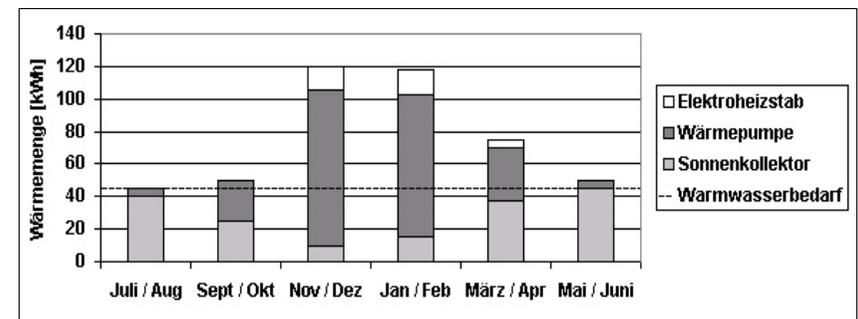


Abb. 5: Warmwasserbereitung im Passivhaus Neuenburg

Welche Ergebnisse lassen sich aus dieser Grafik ablesen?

- Der Warmwasserbedarf ist jederzeit vollständig gedeckt.
- Der Sonnenkollektor deckt den größten Teil des Warmwasserbedarfs ab, der Rest wird von der Wärmepumpe beigesteuert.
- Der Elektroheizstab muss nur den Spitzenbedarf abfedern.

## 7. Stromverbrauch für Haustechnik und Haushaltsführung in der Passivhausiedlung Stuttgart Feuerbach

Nachdem im vorigen Beispiel das Zusammenspiel zwischen Sonnenkollektor und Haustechniksystem zur Wärmebereitung betrachtet wurde, so ist im nun betrachteten Fall die Aufgabe für die Haustechnik noch größer, da keine Sonnenkollektoren zur Unterstützung der Warmwasserbereitung vorhanden sind. Das heißt, das AEREX Haustechniksystem übernimmt alleine die Versorgung mit Heizung und Warmwasser.

In Stuttgart Feuerbach wurde im Frühjahr 2000 eine Neubausiedlung mit 52 Reihenhäusern im Passivhausstandard errichtet. Die Wohnflächen der einzelnen Häuser schwanken dabei zwischen 100 m<sup>2</sup> und 130 m<sup>2</sup>. Jedes Haus ist in 2 m Tiefe mit einem 30 m langen Erdwärmetauscher zur Vorerwärmung der Außenluft ausgestattet. Für den Spitzenbedarf in Kälteperioden sind in Küche, Bad und Kinderzimmer zusätzliche Elektroheizkörper installiert.

Nach Fertigstellung der Häuser führte das Fraunhofer-Institut für Bauphysik in Stuttgart über 2 Jahre hinweg Messungen zur Anlagentechnik durch [1]. Dabei wurden unter anderem die Stromverbräuche folgender Komponenten gemessen:

- Zu- und Abluftventilatoren
- Wärmepumpe (Zuluft- bzw. Wassererwärmung)
- Elektroheizstab zur Warmwasserbereitung
- Zusätzliche Elektroheizkörper
- Haushaltsstrom

Für ein willkürlich ausgewähltes Haus sind die gemessenen Stromverbräuche für die Haushaltsführung, die Heizung und die Warmwasserbereitung in der Heizperiode 2001/2002 von September bis Mai in Abb. 6 wiedergegeben.

Offensichtlich ist der Stromverbrauch für Lüften, Heizen und Warmwasser deutlich kleiner als der Bedarf an Haushaltsstrom. Dies ist jedoch geradezu eine Umkehrung der Verhältnisse bei konventioneller Bauweise bzw. im aktuellen Hausbestand: Dort beträgt der Anteil des Haushaltsstroms am Endenergieverbrauch nur 12 % gegenüber 10 % für die Warmwasserbereitung und 78 % für die Heizung [2].

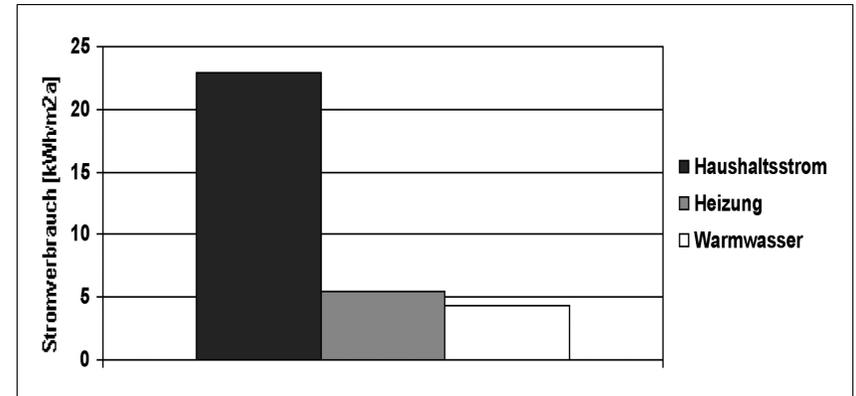


Abb. 6.: Stromverbräuche in einem Beispielhaus während der Heizperiode

Da auch die absoluten Werte in den Bereichen Heizung und Warmwasserbereitung entsprechend niedriger als im Bestand liegen, so sinkt der Energieverbrauch für das gesamte Haus in der Tat drastisch!

Diese Verhältnisse sind nun kein Einzelfall für das oben betrachtete Gebäude, sondern gelten für die gesamte Passivhausiedlung. In der Grafik der Abb. 7 sind dazu erneut die Stromverbräuche für die Haushaltsführung, die Heizung und die Warmwasserbereitung in der Heizperiode 2001/2002 für alle Gebäude der Passivhausiedlung zusammengestellt.

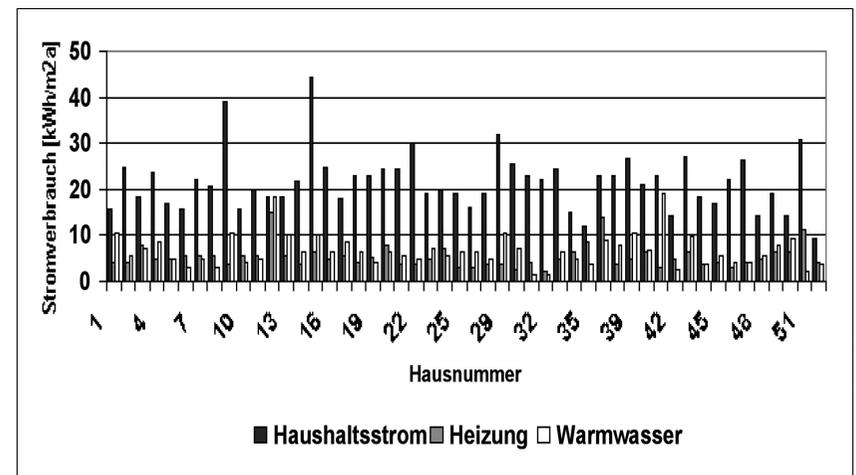


Abb. 7: Stromverbräuche in der gesamten Passivhausiedlung Stuttgart-Feuerbach

Welche Aussagen kann man aus dieser Gesamtdarstellung ziehen?

- Die absoluten Werte der jeweiligen Verbräuche schwanken sehr stark (z.B. Haushaltsstrom zwischen 9 kWh/m<sup>2</sup>a und 44 kWh/m<sup>2</sup>a).
- Die Werte für Heizung und Warmwasser liegen deutlich unter den Durchschnittswerten für den Wohnungsbestand (Heizung: 210,4 kWh/m<sup>2</sup>a, Warmwasser 28,0 kWh/m<sup>2</sup>a [2]).
- Die relativen Verhältnisse decken sich gut mit den am Beispielhaus erläuterten Aussagen.
- Die beobachteten Schwankungen haben ihre Ursache offensichtlich in unterschiedlichem Nutzerverhalten – die Passivhausstandards werden aber in jedem einzelnen Fall erreicht.

Die nachfolgende Gesamtdarstellung (Abb. 8) zeigt die gemessenen Durchschnittswerte über alle Gebäude der Passivhaussiedlung.

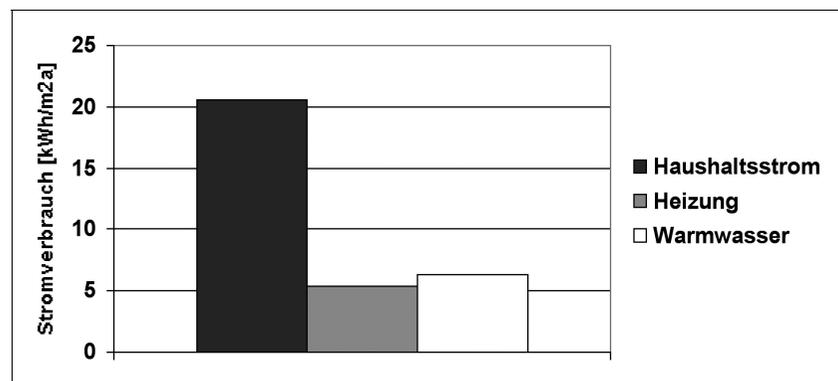


Abb. 8: Mittlere Stromverbräuche während der Heizperiode

Die absoluten und relativen Mittelwerte sind in der folgenden Tabelle eingetragen. Zum Vergleich ist auch der entsprechende Wert im Wohnungsbestand [2] aufgeführt:

	Stuttgart Feuerbach		Wohnungsbestand	
	Absoluter Wert [kWh/m <sup>2</sup> a]	Relativer Anteil	Absoluter Wert [kWh/m <sup>2</sup> a]	Relativer Anteil
Haushaltsstrom	20,6	63 %	31,8	12 %
Heizung	5,4	17 %	210,4	78 %
Warmwasser	6,3	20 %	28,0	10 %

Tab. 1: Absolute und relative Mittelwerte des Stromverbrauchs

Dies ergibt einen mittleren Gesamtstromverbrauch in der Heizperiode von 32,3 kWh/m<sup>2</sup>a. Insbesondere beträgt der gesamte für die Haustechnik (Lüften, Heizen und Warmwasserbereitung) aufgewendete Strom nur noch 37 % des Gesamtstrombedarfs, während beim Wohnungsbestand 88 % der Endenergie für Heizung und Warmwasser aufgebracht werden müssen.

Seit 1.1.2003 gilt für Neubauten die Energieeinsparverordnung (EnEV), die die zuvor gültige Wärmeschutzverordnung (WSVO) ablöst. In der EnEV wird nicht der Bedarf an Endenergie betrachtet, sondern die zugehörige Primärenergie. Außerdem wird nicht nur die Heizperiode, sondern das gesamte Jahr einbezogen.

In den bisherigen Grafiken war jeweils nur die Heizperiode von September bis Mai dargestellt, d.h. die noch ausstehenden Monate Juni bis August müssen nun hinzugerechnet werden. Der Bedarf zur Warmwasserbereitung betrug für das gesamte Jahr im Mittel 8,2 kWh/m<sup>2</sup>a – gegenüber den 6,3 kWh/m<sup>2</sup>a in obiger Tabelle für die Heizperiode.

Warmwasserbereitung (8,2 kWh/m<sup>2</sup>a) und Heizung (5,4 kWh/m<sup>2</sup>a) ergeben zusammen einen Endenergiebedarf von 13,6 kWh/m<sup>2</sup>a. Dies kann gemäß [2] in die zugehörige Primärenergie umgerechnet werden. Es ergibt sich ein mittlerer Primärenergieverbrauch von 40,9 kWh/m<sup>2</sup>a. Bei Berücksichtigung der Gebäudenutzfläche  $A_N$  gemäß EnEV wird daraus der Mittelwert von 30 kWh/m<sup>2</sup>a. Die Grafik der Abb. 9 gibt für alle Gebäude der Passivhaussiedlung den jeweiligen Primärenergieverbrauch an.

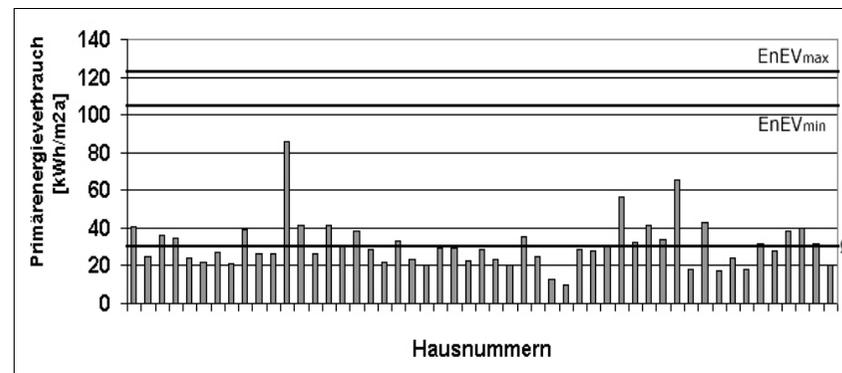


Abb. 9: Primärenergieverbrauch und Vergleich mit den Grenzwerten gemäß EnEV

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) schreibt je nach betrachtetem Haus zulässige Maximalwerte für den Primärenergiebedarf vor. Diese Maximalwerte betragen im Falle der Passivhaussiedlung in Stuttgart Feuerbach zwischen 105 kWh/m<sup>2</sup>a und 122 kWh/m<sup>2</sup>a. Wie aus der Grafik zu erkennen ist, erreicht keines der Häuser den zulässigen Maximalwert. In der Tat

liegt der Mittelwert mit  $30 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  nur bei etwa einem Viertel des zulässigen Primärenergieverbrauchs.

## 8. Zusammenfassung

- Im Passivhaus ist ein Haustechniksystem unverzichtbar.
- Seit 1999 sind mehrere Hundert AEREX Haustechniksysteme erfolgreich im Einsatz.
- Anhand von zweijährigen Messungen in der Passivhaussiedlung in Stuttgart Feuerbach konnte nachgewiesen werden, dass AEREX schon seit eineinhalb Jahren die strengen Primärenergievorgaben der neuen Energieeinsparverordnung (EnEV) nicht nur erfüllt, sondern weit unterschreitet.

## 9. Literatur

- [1] **J. Reiß** „Ergebnisse des Forschungsvorhabens zur messtechnischen Validierung des Energiekonzeptes einer großtechnisch umgesetzten Passivhausentwicklung in Stuttgart-Feuerbach“, Tagungsband zur 7. Passivhaustagung 2003, S. 53
- [2] **W. Feist** „Passivhaus – Faktor 10 zum Anfassen“, Tagungsband zur 4. Passivhaustagung 2000, S. 11
- [3] **DIN 4701**, Teil 10 „Energetische Bewertung von heiz- und raumluftechnischen Anlagen“ Beuth Verlag, 2001

## KLIMAÄNDERUNGEN UND NEUE WETTEREXTREME

**Hartmut Graßl**

Meteorologisches Institut, Universität Hamburg  
Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg

### 1. Einleitung

Das Klima der Erde ist für uns eine wichtige natürliche Ressource, die allerdings auf allen Zeitskalen von Monaten bis Milliarden von Jahren zum Teil recht stark schwankt. Als Synthese des Wetters enthält die Klimastatistik eines mindestens einige Jahrzehnte umfassenden Zeitabschnittes die Wetterextreme in den Flügeln der Häufigkeitsverteilungen bestimmter Klimavariablen, z.B. des Niederschlags oder der Temperatur. Diese Wetterextreme bestimmen, ja beherrschen unsere Infrastruktur. Bauvorschriften, die Höhe von Dämmen und Deichen, die Tiefe von Wasserleitungen im Boden und vieles mehr sind einmal an früher beobachtete Klimaschwankungen besser oder schlechter angepasst worden. Wenn die Häufigkeitsverteilungen der Klimaparameter sich allerdings durch langfristige Klimaänderungen oder Klimaschwankungen verschieben und vielleicht sogar breiter werden, ist unsere sicherheitsrelevante Infrastruktur nicht mehr angepasst und wetterbedingte Katastrophen werden häufiger auftreten.

Im Folgenden wird zuerst über beobachtete Klimaänderungen in der jüngeren Vergangenheit berichtet, z.B. den Temperaturanstieg an der Erdoberfläche, den Gletscherschwund, den Meeresspiegelanstieg und die Veränderungen der Niederschlagsvariabilität. Anschließend werden die physikalischen Argumente für neue Wetterextreme bei Klimaänderungen behandelt, ehe über die beobachteten veränderten Extreme und das Fehlen harter wissenschaftlicher Argumente für die Einführung des sogenannten hundertjährigen Ereignisses gesprochen wird. In sogenannten Szenario-Rechnungen wird danach über projizierte neue Niederschlagsextreme bei vorgegebenem menschlichem Verhalten berichtet, die anregen, abschließend über politische Maßnahmen zu sprechen, die bisher von den Vereinten Nationen ergriffen worden sind, um die Klimaänderungsrate durch den Menschen zu dämpfen und damit die Anpassungsfähigkeit an Änderungen zu steigern.

Dies führt notwendigerweise zu einer Debatte über die zukünftige Energieversorgung der Menschheit. Da das Klimasystem verzögert auf Störungen reagiert, wird abschließend vom notwendigen Mix zwischen lokaler Anpassung an nicht mehr vermeidbare Änderungen und globaler Aktion zur Dämpfung der anthropogenen Klimaänderungsrate gesprochen. Letztere soll, so ist es völkerrechtlich verbindlich festgelegt, so klein bleiben, dass eine gefährliche Störung des globalen Klimas durch den Menschen vermieden wird. Denn das ist sicherlich für die Annäherung an eine nachhaltige Entwicklung Voraussetzung.

### 2. Beobachtete Klimaänderungen

Es besteht kein Zweifel mehr daran, dass im 20. Jahrhundert eine mittlere globale Erwärmung der Luft von ca. 0.6°C in Oberflächennähe stattfand, die in zwei Schritten zunächst bis etwa 1940 und dann ab etwa 1975 auftrat (IPCC, 2001a, b). Weil die Amplitude zwischen einer Eiszeit (die letzte endete vor ca. 18000 Jahren) und einer Zwischeneiszeit (oft fälschlicherweise auch Warmzeit genannt) 4 bis 5°C für die mittlere globale oberflächennahe Lufttemperatur beträgt, und dafür typischerweise mindestens einige Jahrtausende vergehen, ist eine solche Erwärmung in nur einem Jahrhundert außergewöhnlich. Sie ist nachweislich im vergangenen Jahrtausend auf der nördlichen Erdhälfte nicht aufgetreten, wie aus Paläoindikatoren erschlossen werden konnte. Stark überdurchschnittliche Erwärmung wurde über großen Teilen Sibiriens, des nordwestlichen Kanadas und Alaskas beobachtet, in Übereinstimmung mit der positiven Schneeralbedo/Temperatur-Rückkopplung, die ebenfalls wesentlich ist bei dem Ausstieg aus einer Intensivphase der Eiszeit. Denn wenn eine Schneefläche mit einer Reflexionsfähigkeit (Albedo) von 60 bis 80% durch nackten Boden oder Vegetation ersetzt wird, schrumpft die Albedo auf 10 bis 20%. Bis zum über Vierfachen der angebotenen Sonnenenergie wird dann absorbiert, die die Oberfläche weiter erwärmt und benachbarte Schneeflächen schneller abschmelzen lässt.

Die Erwärmung ist in vielen Ozeangebieten unterdurchschnittlich oder fehlt ganz in Regionen mit starker vertikaler Durchmischung, so dass die Erwärmung dort auf Grund der hohen Wärmekapazität der durchmischten oberen Hunderte von Metern erst stark verzögert auftritt (man bedenke, dass die Wärmekapazität einer nur 3 m mächtigen Ozeanschicht derjenigen der gesamten Atmosphäre darüber gleichkommt).

Für viele Menschen, vor allem in subtropischen und tropischen Klimaten, sind Niederschlagsänderungen wichtiger als die der Temperatur. Deshalb wäre das Wissen über Niederschlagstrends oft viel wichtiger für die Planung in Landwirtschaft, Industrie und Tourismus. Die Routinemessung des Niederschlags ist allerdings nur genau genug für Messstationen mit kräftigem Niederschlag bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. Der Flächenniederschlag, z.B. für ein bestimmtes Flusseinzugsgebiet, kann dennoch auch von solchen „guten“ Stationen nicht zuverlässig abgeleitet werden, da die Messnetze nicht dicht genug dafür sind. Und die Fernerkundung mit Radargeräten mit Flächendeckung ist weit davon entfernt, lange genau genug für Trendanalysen zu sein. Trotz aller dieser Ungenauigkeiten gibt es Trendschätzungen für einige Stationen, die ein grobes Bild der laufenden Änderungen ergeben: Mehr Niederschlag in höheren mittleren Breiten, besonders im Winterhalbjahr, stärkere Trockenheit in vielen semiariden subtropischen und tropischen Gebieten, und zwar ganzjährig mehr in hohen nördlichen Breiten und oft Zunahme (statistisch nicht gesichert) in den inneren Tropen (IPCC, 2001a).

Eine offensichtliche Folge der Erwärmung ist der häufige Gletscherrückgang. Auf der Basis langfristiger Massenbilanzmessungen einzelner Gletscher in vielen Gebirgen konnten Hae-

berli et al. (2001) einen mittleren Massenverlust feststellen, der zu ca. 30 cm Dickschwund pro Jahr äquivalent ist. Beispiele für die Variabilität des Gletscherschwundes sind: In den europäischen Alpen sind seit 1850 60% der Eismasse verschwunden, wohingegen einige Maritime Gletscher im westlichen Norwegen stoßen trotz der auch dort beobachteten Erwärmung vor, weil der winterliche Schneefall gleichzeitig um bis zu ca. 30% im 20. Jahrhundert zunahm, oft konzentriert in den letzten Jahrzehnten.

Der mittlere Meeresspiegel steigt als Folge dieses Gletscherschwundes aber auch der Erwärmung des Meerwassers an: Langfristmessungen an Pegeln mit ungehindertem Zugang zum offenen Ozean liefern für das 20. Jahrhundert 10 bis 20 cm Anstieg (IPCC, 2001a). Seit 1992 können dafür auch Satellitenaltimeter verwendet werden, woraus Anstieg oder Absinken für Ozeanbecken, Jahreszeiten und Erdhälften bestimmt werden kann: Die beste Schätzung für den mittleren Anstieg im vergangenen Jahrzehnt lautet: + 2 mm pro Jahr. Ob die großen Inlandeis der Antarktis und Grönlands dazu beitragen, ist noch unklar, denn die Vermessung der Geometrie dieser Eismassen, die maximal etwas 70 m Meeresspiegelanstieg bewirken könnten, ist dafür noch nicht genau genug. Klar ist jedoch, dass der Beitrag zur Meeresspiegeländerung im 20. Jahrhundert ziemlich klein gewesen sein muss.

### 3. Warum führt eine Klimaänderung zu neuen Wetterextremen?

Wetterextreme sind die seltenen Ereignisse in den Flügeln der Häufigkeits- oder Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Klimaparametern. Wie Abb. 1 verdeutlicht, wird eine Erhöhung des Mittelwertes von Zeit  $t_1$  zur Zeit  $t_2$  eine große positive Abweichung vom Mittel viel häufiger machen (mittleres schraffiertes Gebiet).

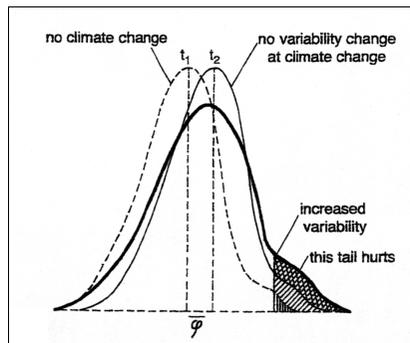


Abb. 1: Schematische Darstellung von Änderungen der Häufigkeitsverteilung meteorologischer Parameter bei Klimaänderung. Sogar wenn die Verteilung (Variabilität) sich bei Zeit  $t_2$  nicht ändert, müssen auf der rechten Seite neue Wetterextreme auftreten (schraffierter Teil). Falls die Variabilität zunimmt, wie für den Niederschlag in vielen Gebieten beobachtet, werden seltene frühere Ereignisse weit häufiger und weit mehr neue absolute Extreme erscheinen (doppelt schraffierter Teil); aus Grassl (2001).

Ein Beispiel für die Temperatur des Sommerhalbjahres in England soll diese Aussage unterstreichen. Sollte die Temperatur bis 2050 um 1.6°C ansteigen, was in Klimamodellen bei unverändertem Verhalten der Menschheit sehr wahrscheinlich ist, und bliebe die Häufigkeitsverteilung unverändert (eine recht solide Annahme für die Temperatur), dann würde aus dem heutigen sehr seltenen Ereignis mit drei Standardabweichungen, das mit 1.3% Wahrscheinlichkeit auftritt, ein Ereignis mit nur einer Standardabweichung und träte 25 Mal so häufig auf. Verbreiterte sich die Häufigkeitsverteilung bei Verschiebung des Mittelwertes, was z.B. für die Regenmenge pro Niederschlagsereignis beobachtet wird, dann nähme die Häufigkeit extremer Ereignisse noch weiter zu (doppelt schraffierter Teil in Abb. 1). Also sollte eine Klimaänderung bisher als extrem gewertete Wetterereignisse auf einer Seite der Verteilung häufiger machen und eventuell weniger häufiger auf der Seite mit den negativen Abweichungen. Nur bei starker Schrumpfung der Breite der Verteilung könnten neue Wetterextreme vermieden werden. Dies deutet sich für keinen der wichtigen Klimaparameter an. Da unsere Infrastruktur an die „alte“ Verteilung angepasst ist, werden wir stärkere Schäden hinnehmen müssen, die vor allem bei neuen absoluten Extremen auftreten werden. Wie wir darauf reagieren sollten, wird in Abschnitt 8 beschrieben.

### 4. Beobachtete Veränderungen von Wetterextremen

Wetterextreme sind seltene Ereignisse. Deshalb ist der Nachweis veränderter Häufigkeit dieser Ereignisse eine sehr schwierige Aufgabe. Die erste Voraussetzung sind lange Messreihen, die es leider nur in einigen Gebieten mit ausreichender Genauigkeit gibt, und die zweite ist unveränderte Messinstrumente und Auswertemethoden oder – falls es zu Änderungen gekommen ist – eine überlappende Messperiode für neue und alte Instrumente und Methoden. Diese Bedingungen beschränken die Suche nach veränderten Häufigkeitsverteilungen auf wenige Klimaparameter, nämlich Luftdruck, Lufttemperatur, tägliche Niederschlagsmenge und Wasserstand an Flüssen in einigen Regionen, meist in Europa, Nordamerika sowie Süd- und Ostasien.

So hat eine 120-jährige Zeitreihe des Luftdrucks auf Meeresniveau an drei Küstenstationen in der Deutschen Bucht die Ableitung der Sturmhäufigkeit erlaubt. Das Ergebnis war: Windstärken über Beaufort 8 aus einer Richtung, die Sturmfluten in Weser (Bremen) und Elbe (Hamburg) verursachen, zeigen zwei breite Maxima von 1920 bis 1930 und etwa 60 Jahre später aber keinen signifikanten Trend, wohl aber keine erneute Abnahme in jüngster Zeit (v. Storch und Schmidt, 1998). Die Suche nach veränderter Häufigkeit von Überschwemmungen an Nebenflüssen von Donau und Rhein, die nicht stark von lokalen menschlichen Aktivitäten betroffen sind, förderte eine massive Zunahme extrem hoher Pegel zutage. Was früher die „Jahrhundertflut“ mit einer mittleren Wiederkehrzeit von 100 Jahren in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts genannt wurde, wurde in der zweiten Hälfte zur 20-jährigen oder gar zur 10-jährigen Flut (Caspary und Haerberli, 1999). Der Grund: Zunahme der Winterniederschläge aber nicht stark zunehmende Regenmenge pro Ereignis während der vergangenen Jahrzehnte.

Der wichtigste Befund bei der Suche nach veränderter Häufigkeitsverteilung von Klimaparametern ist jedoch folgender: In allen Regionen mit Zunahme oder Stagnation der gesamten jährlichen Niederschlagsmenge im 20. Jahrhundert und in vielen Gebieten mit leicht abnehmender Gesamtmenge hat die Niederschlagsmenge pro Ereignis zugenommen, d.h. Starkniederschläge wurden häufiger (IPCC, 2001a). Diese Beobachtung ist Folge der Clausius-Clapeyronschen Gleichung, die fordert: Steigt die Temperatur um nur ein Grad Celsius an, dann nimmt der Sättigungsdampfdruck für Wasserdampf um 6, 8 bzw. 20% bei 20°C, 0°C bzw. -80°C zu. Deshalb müssen höhere Oberflächentemperaturen zu höheren Niederschlagsraten bei sonst ungeänderten Zirkulationsbedingungen führen.

Zusammenfassend, es ist also die höhere Wahrscheinlichkeit für heftigen Niederschlag bei einem wärmeren Klima, die die stärkste Bedrohung für unsere Infrastruktur darstellt. Wir werden stärkere Siele, verstärkte und versetzte Deiche und Dämme brauchen, aber es wird vielerorts gleichzeitig längere Abschnitte ohne Regen (Dürren) geben, wenn z.B. der Gesamtniederschlag nicht entsprechend zunimmt.

##### 5. Hochgerechnete Änderungen von Klimaparametern und zugehörige Wetterextreme

Wie vom Zwischenstaatlichen Ausschuss über Klimaänderungen (IPCC, 2001a) festgestellt, ist die Lufttemperaturzunahme an der Erdoberfläche im 20. Jahrhundert, speziell diejenige während der vergangenen 3 bis 5 Jahrzehnte mit hoher Wahrscheinlichkeit von der Menschheit verursacht. Deshalb wird jüngst den Klimamodellrechnungen zur weiteren Erwärmung im 21. Jahrhundert mehr Aufmerksamkeit geschenkt. Es gibt viele verschiedene Szenarien menschlichen Verhaltens (IPCC, 2001a), die zu einer großen Spanne mittlerer globaler Erwärmung in Oberflächennähe führen, und die von den Annahmen über Wirtschaftswachstum, damit Bevölkerungsentwicklung, Globalisierungsgrad, technischem Fortschritt und Präferenzen für bestimmte Energieträger abhängen. Für keines dieser Szenarien wurde Klimapolitik angenommen, obwohl einige ein Verhalten voraussetzen, das nahe an eine solche herankommt. Es gibt auch schon Klimaschutzenszenarien, die aber meist vorgeschriebene maximale Konzentrationen des CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre zu festen Zeitpunkten vorgeben, ohne die Folgen für die Wirtschaft zu beachten. Die von IPCC (2001a) angegebene Spanne von 1.4 bis 5.8°C mittlerer globaler Erwärmung im Laufe des 21. Jahrhunderts geht auf Szenarien zurück, die ohne jede Klimaschutzpolitik entweder fast nur auf Kohle und Kernenergie setzen (obere Werte) oder bei Internalisierung externer Effekte (z.B. über Ökosteuer oder CO<sub>2</sub>-Steuer) vergleichsweise rasch den Übergang zu erneuerbaren Energien schaffen. Die Unsicherheit der Klimamodelle steckt natürlich ebenfalls noch in diesen Abschätzungen, dominant für die obige Temperaturspanne sind jedoch die Annahmen über den Energieeinsatz und die Energieträger.

##### Higher Risk of wet Winters in Europe due to Climate Change?

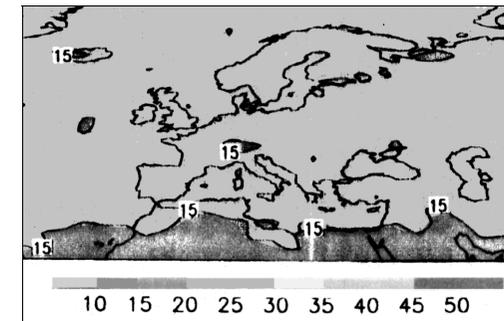


Abb. 2a: Risk of wet ( $\mu + \sigma$ ) winter (20<sup>th</sup> CO<sub>2</sub>)

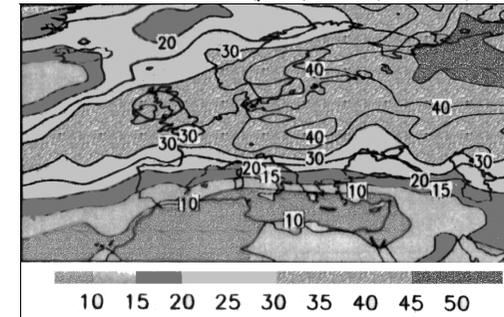


Abb. 2b: Risk of wet ( $\mu + \sigma$ ) winter (2 x CO<sub>2</sub>)

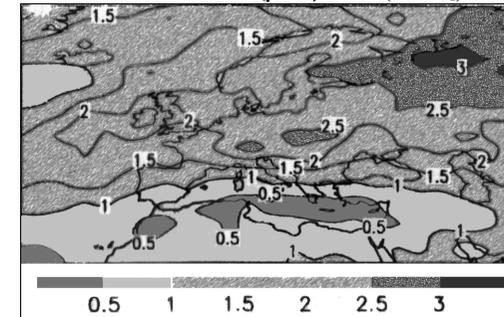


Abb. 2c: Risk (21<sup>st</sup>C)/ Risk (20<sup>th</sup>C)

Abb. 2a-c: Änderung der Wahrscheinlichkeit nasser Winter in Prozent, hier definiert als die Standardabweichung übertreffend. Oben: Wahrscheinlichkeit heute; Mitte: Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Verdoppelung der vorindustriellen CO<sub>2</sub>-Konzentration in einem Rechenlauf einiger gekoppelter Atmosphäre/Ozean/Land-Modelle (61 bis 80 Jahre von heute entfernt); unten: Verhältnis beider Wahrscheinlichkeiten als Maß für das Risiko eines nassen Winters als Folge anthropogener Klimaänderung; nach Palmer und Räisänen (2001).

Es gibt nur wenige Versuche, Wetterextreme aus Klimamodellläufen abzuleiten. Der Hauptgrund für dieses Zögern ist die fehlende räumliche Auflösung bei langen Klimamodellläufen. Weil Wetterextreme regionale oder lokale Phänomene sind, werden sie in globalen gekoppelten Atmosphäre/Ozean/Land-Modellen noch nicht ausreichend genau beschrieben.

Bei zunehmender Rechnerleistung wird es bald mehr solche Versuche geben. Einer dieser Versuche von Semenov und Bengtsson (2002) sei hier erwähnt. Die Autoren zeigen, dass die beobachtete Zunahme der Regenmenge pro Ereignis weitergeht, wenn die Erwärmung an der Oberfläche weiter zunimmt. Diese Intensivierung des Wasserkreislaufs ist für das Binnenland wahrscheinlich die größte physikalische Bedrohung bei einem Klimawandel, besonders in mittleren und hohen Breiten. Für die Küstenzonen ist der gleichzeitige und beschleunigte Meeresspiegelanstieg eine zusätzliche und vielleicht meist noch größere Wirkung einer Klimaänderung. Was sind die Folgen eines intensivierten Wasserkreislaufs? Vor allem eine größere Häufigkeit von Sturzfluten aber auch von großen Winterfluten in mittleren Breiten. In einem weiteren Versuch, die physikalischen Folgen einer mittleren globalen Erwärmung durch einen erhöhten Treibhauseffekt für Europa abzuschätzen, stellten sich Palmer und Räisänen (2001) folgende Frage: Wird es mehr nasse und milde Winter geben?

Wie Abb. 2a-c verdeutlicht, werden Mittel- und Nordeuropa weit mehr nasse Winter bekommen (hier definiert als außerhalb der bisherigen Standardabweichung liegend). Für die Bürger, Behörden und Versicherer sind das schlechte Nachrichten, weil die Überschwemmungen im Winter, z.B. entlang des Rheins, der Elbe, der Oder, der Weichsel etc., häufiger werden bei zusätzlich stark reduzierter Schneedeckendauer. Die Empfehlung des Autors für Dienste und Behörden lautet deshalb: Bitte wertet existierende lange Reihen aus, um Tendenzen für veränderte Variabilität von Klimaparametern zu finden, und um daraus Extrapolationen (mögliche Zukünfte) für die kommenden Jahrzehnte abzuleiten. Anhand dieser sind die Infrastrukturanänderungen (meist wohl Verstärkung) neu zu gestalten.

## 6. Die Klimakonvention der Vereinten Nationen und das zugehörige Kyoto-Protokoll

Als der erste bewertende Bericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses über Klimaänderungen erschien (IPCC, 1990) und bei der zweiten Weltklimakonferenz in Genf, Schweiz, diskutiert worden war, forderte die Ministerkonferenz im Anschluss an die wissenschaftliche Tagung Anfang November 1990 eine zeichnungsfähige Rahmenkonvention zu Klimaänderungen bis zur Konferenz für Umwelt und Entwicklung der Vereinten Nationen in Rio de Janeiro, Brasilien, im Juni 1992. Die Rahmenkonvention der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC), welche in Rio von 154 Ländern gezeichnet wurde, ruhte auf drei wissenschaftlichen Befunden. Erstens, dem beobachteten, anthropogenen Anstieg der Konzentrationen aller langlebigen natürlicherweise in der Atmosphäre vorkommenden Treibhausgase (Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffdioxid (N<sub>2</sub>O)); zweitens, der hohen Korrelation zwischen CO<sub>2</sub>- und CH<sub>4</sub>-Konzentration und der Temperatur bei der Niederschlagsbil-

dung über Inlandsgebieten seit ca. 160000 Jahren vor heute; drittens, Projektionen einer starken mittleren Erwärmung von bis zu einigen Grad Celsius im 21. Jahrhundert falls die Treibhausgasemissionen ungebremst weiter ansteigen. Zu dieser Zeit gab es noch keine gekoppelten Atmosphäre/Ozean/Land-Modelle sondern nur Zirkulationsmodelle der Atmosphäre mit einem Deckschicht-Ozean, die nur die Antwort auf eine vorgegebene CO<sub>2</sub>-Konzentration geben konnten, die aus einfachen Projektionen der Emissionen ohne Klimaschutzpolitik mit sehr einfachen Kohlenstoffkreislaufmodellen erschlossen worden waren.

Bei der ersten Vertragsstaatenkonferenz der UNFCCC Ende März/Anfang April 1995 in Berlin baten die Signatarstaaten um ein legales Instrument oder ein Protokoll zur Konvention, das zur dritten Vertragsstaatenkonferenz (VSK3) fertig sein sollte, weil auch den Politikern klar geworden war, dass die Stabilisierung der Emissionen in Industrieländern auf dem Niveau von 1990 im Jahre 2000 weit von einer wirksamen Klimaschutzmaßnahme entfernt ist. Das Kyoto-Protokoll, bei VSK3 in Kyoto, Japan, am 10. Dezember 1997 von allen anwesenden Ländern (>150) angenommen, fordert eine Verringerung der Treibhausgasemissionen der Industrieländer um im Mittel 5,2%. Falls mindestens 55 Länder, die 55% der Emissionen der Industrieländer im Jahre 1990 umfassen müssen, ratifiziert haben, würde zum ersten Mal eine Trendumkehr für Industrieländer eingeleitet. Warum ist das Kyoto-Protokoll überhaupt akzeptiert worden? Weil die wissenschaftliche Basis eine vierte Säule hinzu bekam. Im Zweiten Bewertenden Bericht des IPCC (1996) hieß es: „*The balance of evidence suggests a discernible human influence on global climate*“. Das anthropogene Klimasignal war in Beobachtungen entdeckt worden, trotz der Verzögerung des vollen Signals um Jahrzehnte durch die hohe Wärmekapazität des Ozeans.

Der Ratifizierungsprozess wurde jedoch eine fast endlose Geschichte, weil einige Industrieländer realisieren mussten, dass Emissionsreduktionen kräftiges Entscheiden heißt und Interessengruppen wie die Ölindustrie wissenschaftliche Unsicherheiten wie Reduktionskosten aufblähten. Deshalb bekamen die flexiblen Kyoto-Mechanismen wie Emissionshandel, Anrechnung von Senken für Treibhausgase, gemeinsame Umsetzung in Industrienationen und zwischen Industrie- und Entwicklungsländern das notwendige „Kleingedruckte“ erst bei VSK7 in Marrakesch im November 2001. Vieles ist dabei von Konferenz zu Konferenz weiter verwässert worden. Andererseits enthält das Kyoto-Protokoll aber Sanktionen, z.B. muss, wenn Verpflichtungen für die erste Überwachungsperiode, gemessen als Mittelwert von 2008 bis 2012, im Vergleich zu 1990 nicht erreicht wurden, ein Faktor 1,3 in der zweiten Periode erbracht werden. Da die Regierung der USA im Jahre 2001 aus dem Kyoto-Protokoll ausstieg, braucht das Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls nun auf jeden Fall die Ratifizierung durch die Russische Föderation, die es im September 2002 beim Weltgipfel für Nachhaltige Entwicklung in Johannesburg, Südafrika, ankündigte.

Wie ist das „Kleingedruckte“ für alle Kyoto-Mechanismen geschafft worden? Wieder durch einen Bericht des IPCC. Der Dritte Bewertende Bericht (IPCC, 2001a) wies die rasche mittlere Erwärmung der jüngsten Jahrzehnte überwiegend menschlichen Aktivitäten zu.

Verschärfungen des Kyoto-Protokolls werden sicherlich das Risiko neuer Wetterextreme vermindern, jedoch erst auf lange Sicht. Deshalb werden sie in den kommenden Jahrzehnten noch nicht zu verminderter Anpassungsleistung an die laufenden Klimaänderungen führen. Wir leben in einem Zeitabschnitt, in dem wir für bisher fehlende Maßnahmen zur Verlangsamung der Veränderung der langfristigen Zusammensetzung der Atmosphäre zahlen müssen.

## 7. Transformation des globalen Energiesystems

Der Hauptbeitrag zur Treibhausgaszunahme in der Atmosphäre stammt vom mit fossilen Brennstoffen dominierten Energieversorgungssystem in entwickelten sowie vielen Entwicklungsländern. Weit mehr als die Hälfte des zusätzlichen Treibhauseffektes wird davon in Form des sogenannten CO<sub>2</sub>-Äquivalents (CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O sind entsprechend ihrer Strahlungswirksamkeit einbezogen) beigetragen. Deshalb wird die Umsetzung der Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls in den Industrieländern wesentlich eine Dekarbonisierung des Energiesystems sein, getragen sowohl von Effizienzsteigerungen wie Technologieänderungen. Die einfachste aller Optionen ist ein Brennstoffwechsel von Braun- und Steinkohle zu Erdgas im Kraftwerk- und Heizungsbereich, wobei bis zum Faktor 2 weniger CO<sub>2</sub> emittiert wird. Die Option „Kernenergie“, welche nahezu CO<sub>2</sub>-frei ist, wird von Entwicklungsländern und einigen Industrieländern nicht als solche gesehen, hauptsächlich wegen der Risiken Proliferation an undemokratische Länder und Kriminelle sowie wegen der möglichen Terrorangriffe gegen Kernkraftwerke. Die generelle Option „starke Energieeffizienzsteigerung“ ist eine besonders günstige und sehr oft ökonomische, aber sie befreit nicht von der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, sie bereitet aber vor auf die zentrale Option: Die langfristige Fortentwicklung der „neuen“ erneuerbaren Energieträger, nämlich passive Solarheizung, Sonnenenergie für Wärme, Photovoltaik für elektrischen Strom, solarthermische Kraftwerke, Windenergieanlagen, Biogaskraftwerke, Geothermie für Wärme und Strom, etc.

Die mittlere Energieflussdichte von der Sonne beträgt an der Erdoberfläche etwa 170 Wm<sup>-2</sup>. Das Angebot auf Kontinenten und Küstenzonen ist damit mehr als 3000-fach höher als der gesamte Energiedurchsatz der menschlichen Gesellschaft. Würden wir die direkte Sonne als Energiequelle wählen, wären wir keine Störenfriede mehr. Das Hauptproblem bei der Transformation der Energiesysteme in eine zweite solare Ära ist die größtenteils fehlende Internalisierung der externen Kosten, die bisher zur Reparatur der Gesundheits- und Umweltprobleme der Allgemeinheit und nicht dem Verursacher angelastet werden. Ein „glänzendes“ Beispiel für diese falsche Praxis sind die Subventionen für fossile Energieträger in den meisten Ländern oder fehlende Steuern auf fossile Brennstoffe. Daher müssen die so benachteiligten neuen Erneuerbaren durch ökonomische Anreize aus ihrem Promille-Ghetto herausgeholt werden. In diesem Zusammenhang ist es nicht weitsichtig, nur diejenigen erneuerbaren Energieträger mit Markteinführungsanreizen zu fördern, die knapp vor der Rentabilität sind, es müssen auch diejenigen, wie die Photovoltaik, die noch weit davon entfernt sind, zusätzlich durch

intensivierte Forschungsanstrengungen gefördert werden. Sie werden in Jahrzehnten, mit dann geringer Störung natürlicher Prozesse, das Rückgrat der Energieversorgung sein. Zum Beispiel ist es ungünstig, massiv in die Nutzung der Biomasse als Energieträger zu investieren, da dann Flächenkonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion entstünde. Die Nutzung der direkten Sonnenenergie ist die Option auf lange Sicht, weil sie das Klimasystem bei weit unter einem Promille Anteil nicht stört.

## 8. Lokale Anpassung und globale Abwehr eines raschen Klimawandels

Die verzögerte Reaktion des Klimasystems auf Anstöße, der späte Beginn von Klimaschutzmaßnahmen (Klimaschutz hier definiert als Dämpfung der anthropogenen Klimaänderungsrate), die Anpassung an laufende und sich beschleunigende Klimaänderungen, und die Unfähigkeit den Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen innerhalb der nächsten Jahrzehnte zu stoppen, stellen eine große Herausforderung für die gesamte Menschheit dar. Wir müssen gleichzeitig global den Anstoß zu Klimaänderungen dämpfen und uns lokal anpassen, aber wir können die Effekte globaler Maßnahmen erst nach Jahrzehnten beobachten. Mehr unseres Bruttosozialprodukts muss für die Anpassung an Klimaänderungen ausgegeben werden (meist um uns vor Wetterextremen zu schützen). Ein ethisches Problem wird uns dabei helfen: Die besonders durch Klimaänderungen Verwundbaren haben sie meist nicht wesentlich mitverursacht. Deshalb müssen wir die Finanzmittel für die Anpassung der Entwicklungsländer an Klimaänderungen finden, wie es bereits in Anpassungsfonds im Kyoto-Protokoll vorgesehen ist. Eine zentrale Quelle dieser Finanzen könnten die Entgelte bei der Nutzung globaler Gemeinschaftsgüter wie Luftraum und hohe See werden, wie jüngst vom Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen vorgeschlagen (WBGU, 2002, 2003).

## 9. Literatur

**Caspary, H.J., W. Haeberli** (1999): Klimaänderungen und die steigende Hochwassergefahr. In: Wetterwende: Vision Globaler Klimaschutz, H. Graßl (Hrsg.), Campus-Verlag, Frankfurt/Main, Bd. 3 der EXPO 2000 Buchreihe; ISBN 3-593-36035-7.

**Graßl, H.** (2000): Status and improvements of coupled general circulation models – review. *Science*, 288, 1991-1997.

**Haeberli, W., M. Hoelzle, M. Maisch** (2001): Glaciers as key indicators of global climate change. In: *Climate of the 21<sup>st</sup> Century: Changes and Risks*, J. Lozán, H. Graßl, P. Hupfer (Hrsg.), Wissenschaftliche Auswertungen, Hamburg, Germany ISBN 3-00-002925-7.

**IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)** (1990): *Climate Change: The IPCC Scientific Assessment*. Eds.: J.T. Houghton, G.J. Jenkins, J.S. Emphraums, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

**IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)** (1996): *Climate Change 1995 – The Science of Climate Change: Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Eds.: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

**IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)** (2001a): *Climate Change: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report (TAR)*. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

**IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)** (2001b): Policy-makers summary.

**Palmer, T.N., J. Räisänen** (2001): Quantifying risk in a changing climate. *CLIVAR Newsletter*, Vol. 6, No. 3, 3-4; International CLIVAR Project Office, Southampton Oceanography Centre, Southampton, UK.

**Schmidt, H., H. von Storch** (1993): German bight storms analyzed. *Nature*, 365, 791.

Semenov, V.A., L. Bengtsson (2002): Secular trends in daily precipitation characteristics: greenhouse gas simulation with a coupled AOGCM. *Climate Dynamics*, 19, 123-140.

**WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen)** (2002): Entgelte für die Nutzung globaler Gemeinschaftsgüter. ISBN 3-9807589-8-2.

**WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen)** (2003): *Welt im Wandel - Energiewende zur Nachhaltigkeit*. ISBN 3-540 401 601.

**AUS DER KLIMAGESCHICHTE LERNEN  
(Abstract)**

**Stefan Rahmstorf**

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam

Das Klima der Erde ist nicht konstant und unveränderlich – im Gegenteil: die Klimageschichte ist durch ständigen Wandel gekennzeichnet. In den vergangenen Jahren hat die Klimaforschung große Fortschritte beim Verständnis des Klimawandels gemacht. Diese Fortschritte beruhen zum einen auf einer Vielzahl neuer Daten über die Klimageschichte, die u.a. aus Eisbohrkernen und Tiefseesedimenten gewonnen wurden, und zum anderen auf verbesserten Computersimulationen. So ist es in den letzten Jahren gelungen, vergangene Klimawechsel realistisch im Computer nachzuspielen. Auf diese Weise werden die Mechanismen entschlüsselt, die zur Entstehung und zum Ende von Eiszeiten führten, zu abrupten Änderungen der Meeresströme oder etwa zur Austrocknung der Sahara. Seit etwa hundert Jahren greift der Mensch verstärkt in das Klimageschehen ein, vor allem durch die Anreicherung von Kohlendioxid und anderen Treibhausgasen in der Luft. Seit Beginn der Industrialisierung ist der Kohlendioxidgehalt der Atmosphäre auf den höchsten Wert seit über 400,000 Jahren angestiegen. Gleichzeitig stieg die mittlere Oberflächentemperatur der Erde um etwa 0,6-0,8 Grad Celsius. Durch das in den letzten Jahren gewachsene quantitative Verständnis von Ursache und Wirkung bei vergangenen, natürlichen Klimawechseln lässt sich auch der menschliche Einfluss auf das Klima zuverlässiger bestimmen und in seiner Stärke mit den natürlichen Schwankungen vergleichen. Dabei zeigt sich, dass der Mensch mit hoher Wahrscheinlichkeit die Klimaentwicklung in unserem Jahrhundert bestimmen wird.

**DER KOHLENSTOFFKREISLAUF:  
EINE INTERAKTIVE KOMPONENTE DES GLOBALEN KLIMASYSTEMS  
(Abstract)**

**Martin Heimann**

Max-Planck-Institut für Biogeochemie, Jena

Nur etwa 40% des durch den Menschen emittierten CO<sub>2</sub> akkumulieren zur Zeit in der Atmosphäre, der Rest wird durch Ozean und Landbiosphäre aufgenommen. Es ist jedoch zu erwarten, dass bei zukünftigen zunehmenden Emissionen die heute beobachtete CO<sub>2</sub> Senkenkapazität sich verringern wird. Eine wichtige Rolle spielen dabei Rückkopplungseffekte eines sich ändernden Klimas auf die ozeanischen und terrestrischen Kohlenstoffspeicher und deren Umsatzraten. Quantitativ lassen sich diese Effekte abschätzen mit Hilfe von Klimamodellen welche den globalen Kohlenstoffkreislauf als interaktive Komponente enthalten. Hierzu müssen im Ozean die anorganische Karbonatchemie, die marine Biologie und die Kreisläufe der wichtigsten Nährstoffe berücksichtigt werden. Auf dem Lande bedarf es eines Vegetationsmodells, welches alle wesentlichen Prozesse von sehr kurzen Zeitskalen (z.B. Photosynthese) bis zu langfristigen Verschiebungen der Vegetation durch Wettbewerb unter den Pflanzen, sowie die Wechselwirkungen mit dem hydrologischen Zyklus realistisch darstellen. Die Entwicklung derartiger Erdsystemmodelle war bis vor kurzem nur mit Klimamodellen reduzierter Komplexität möglich. Inzwischen existieren weltweit jedoch zwei globale, 3-dimensionale Zirkulationsmodelle des gekoppelten Atmosphären-Ozeansystems mit interaktivem globalem Kohlenstoffkreislauf. Erste Simulationsrechnungen des globalen Wandels zeigen sehr unterschiedliche Ergebnisse: Unter einem vergleichbaren CO<sub>2</sub> Emissionsszenarium führt die Simulation einer englischen Arbeitsgruppe im Jahre 2100 zu einer atmosphärischen CO<sub>2</sub> Konzentration von ca. 1000ppm und einer globalen Temperaturerhöhung von +5C, während das französische Modell nur eine Zunahme von auf etwa 750ppm und eine Erwärmung von +3C aufweist. Diese Unterschiede sind wesentlich durch das unterschiedliche Verhalten der Kohlenstoffkomponenten in den beiden Modellen bedingt, und weisen auf ein unbefriedigendes Prozessverständnis hin. Beiden Simulationen fehlt zudem noch ein weiterer wichtiger anthropogener Störfaktor: die Auswirkungen auf Kohlenstoffhaushalt und Klima durch Änderungen der Landnutzung.

**ANTHROPOGENES AEROSOL: KLEINSTE PARTIKEL MIT GROSSER WIRKUNG  
AUF KLIMA UND HYDROLOGISCHEN KREISLAUF  
(Abstract)**

**Johann Feichter**

Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg

Bei der Nutzung fossiler Brennstoffe und der Verbrennung von Biomasse werden nicht nur große Mengen von Treibhausgasen sondern auch kleinste Partikel oder Gase, die in der Atmosphäre kondensieren, freigesetzt. Diese Partikel streuen und absorbieren die einfallende Sonnenstrahlung, kühlen damit die Erdoberfläche ab und erwärmen die unteren Schichten der Atmosphäre. Diese Änderung des vertikalen Temperaturprofils stabilisiert die Grenzschicht und reduziert Verdunstung und vertikalen Feuchtetransport. Aerosolpartikel fungieren zudem als Kondensationskerne bei der Bildung von Wolkentropfen und Eiskristallen. Änderungen im atmosphärischen Aerosolgehalt beeinflussen die optischen und physikalischen Eigenschaften der Wolken und ändern damit Menge und Verteilung des Niederschlags. Als Folge der Aerosolabkühlung wird der Niederschlag und damit die Verfügbarkeit von Wasser über dem Festland verringert. Insbesondere über stark industrialisierten Gebieten wird der Niederschlag unterdrückt und die Wolken regnen sich weiter windabwärts aus.

Im Vortrag werden die Mechanismen der Klimabeeinflussung durch Aerosole aufgezeigt sowie Abschätzungen des anthropogenen Beitrags zum atmosphärischen Aerosolgehalt gegeben. Basierend auf Beobachtungen und Ergebnissen numerischer Modelle werden die Auswirkungen der anthropogenen Zunahme des Aerosolgehalts auf das Klimasystem diskutiert.

**ANPASSUNG UND VERMEIDUNG – WIE GEHEN WIR MIT DER ERWARTUNG EINER  
ANTHROPOGENEN KLIMAÄNDERUNG UM?  
(ABSTRACT)**

**Hans von Storch<sup>1</sup> und Nico Stehr<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> GKSS Forschungszentrum, Geesthacht

<sup>2</sup> Universität Wien

Im Rahmen der „Globale Environment and Society“ Modelle werden zunächst die beiden Optionen „Anpassung an und Vermeidung von“ anthropogenen Klimaänderungen erörtert und deren naturwissenschaftliche Zugänge diskutiert. Danach wird versucht, diese Überlegungen in einen sozio-kulturellen Kontext zu stellen.

Beide Zugänge unterscheiden sich signifikant in Bezug auf räumliche und zeitliche Skalen. Vermeidungsstrategien heben auf globale Emissionen ab und wirken auf der Zeitskala von Jahrzehnten; Anpassungsstrategien dagegen sind regionaler oder lokaler Natur und können meist innerhalb weniger Jahre realisiert werden.

Die Vermeidungsoption verlangt von der Wissenschaft Angaben über „Leitplanken“ für die Emission anthropogener Substanzen in die Atmosphäre, innerhalb deren keine katastrophalen Klimaänderungen erwartet werden, wie z.B. eine signifikante Modifikation des Golfstroms oder das Abbrechen von antarktischen Eismassen. Sie verlangt auch Abschätzungen, wie sich die Emissionen entwickeln würden, sofern keine politischen Vorgaben beschlossen werden. Dies hebt ab letztlich auf die langfristige Entwicklung der global aggregierten Emissionen. Die Frage an die Anpassungsforschung dagegen ist, welche konkreten Beeinträchtigungen, Schäden und Möglichkeiten sich zukünftig ergeben könnten im Hinblick auf Ökosysteme und sozio-ökonomische Randbedingungen, und welche Reaktionsmöglichkeiten im planerischen und technologischen Bereich bestehen.

In der gesellschaftlichen Diskussion über den Umgang mit anthropogenem Klimawandel steht derzeit die Vermeidung, insbesondere die im Kyoto-Protokoll vorgesehenen Maßnahmen, im Vordergrund. Diese Dominanz ist insofern erstaunlich, als dass die im Kyoto-Protokoll vorgesehenen Maßnahmen kaum zu einer signifikanten Verminderung der Emissionen und damit der erwarteten Klimaänderungen führen werden. Daher sollte Fragen nach den zu erwartenden regionalen und lokalen Veränderungen und deren ökologischen und sozio-ökonomischen Implikationen viel mehr Aufmerksamkeit zukommen. Besonders erschwerend bei so einer Bewertung ist die Tatsache, dass neben dem Klimawandel auch ein signifikanter Wandel der Ökonomie, der Umweltnutzung und der kulturellen Präferenzen vorstatten geht, sodass die Wirkung und Bewertung eines veränderten Klimas einem nur schwer vorherzusagenden Wandel unterliegt.

## ANSCHRIFTEN DER VORTRAGENDEN UND DES HERAUSGEBERS

**Tim Büscher**

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft  
Ruhr-Universität Bochum  
Universitätsstr. 150  
D-44801 Bochum  
E-Mail: buescher@lee.ruhr-uni-bochum.de

**Johann Feichter**

Max-Planck-Institut für Meteorologie  
Bundesstr. 55  
D-20146 Hamburg  
E-Mail: feichter@dkrz.de

**Wolfgang Feist**

Passivhaus Institut  
Rheinstr. 44/46  
D-64283 Darmstadt  
E-Mail: passivhaus@t-online.de

**Eike Gelfort**

Obmann des Fachausschusses Kerntechnik,  
VDI-Gesellschaft für Energietechnik,  
Graf-Recke-Str. 84,  
40239 Düsseldorf,  
E-Mail: e.gelfort@gmx.de

**Hartmut Graßl**

Max-Planck-Institut für Meteorologie  
Bundesstr. 55  
D-20146 Hamburg  
E-Mail: grassl@dkrz.de

**Helmuth-M. Groscurth**

Hamburgische Electricitäts-Werke AG  
D-22286 Hamburg  
Email: h.groscurth@hew.de

**Thomas Hamacher**

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik  
Boltzmannstr. 2  
D-85748 Garching  
E-Mail: hamacher@ipp.mpg.de

**Martin Heimann**

Max-Planck-Institut für Biogeochemie  
Winzerlaer Strasse 10  
D-07745 Jena  
E-Mail: heimann@bgc-jena.mpg.de

**Klaus Heinloth**

Physikalisches Institut  
Universität Bonn  
Nussallee 12  
D-53115 Bonn  
E-Mail: heinloth@physik.uni-bonn.de

**Bernhard Hoffschmidt**

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.  
Institut für Technische Thermodynamik  
Linder Höhe  
D-51147 Köln  
E-Mail: Bernhard.Hoffschmidt@dlr.de

**Martin Keilhacker**

Kapellengartenstr.11  
D-81247 München  
E-Mail: Martin.Keilhacker@SoftDesign.de

**Gerhard Kirchner**

MAICO Ventilatoren  
Steinbeisstr. 20  
D-78056 Villingen-Schwenningen  
E-Mail: GKirchner@maico.de

**Marco K. Koch**

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft  
 Ruhr-Universität Bochum  
 Universitätsstr. 150  
 D-44801 Bochum  
 E-Mail: mk.koch@lee.ruhr-uni-bochum.de

**Kurt Kugeler**

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik  
 Forschungszentrum Jülich GmbH  
 D-52425 Jülich

**Karl Lackner**

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik  
 Boltzmannstr. 2  
 D-85748 Garching  
 E-Mail: Karl.Lackner@ipp.mpg.de

**Axel Michaelowa**

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv  
 Neuer Jungfernstieg 21  
 D-20347 Hamburg  
 E-Mail: a-michaelowa@hwwa.de

**Peter-W. Phlippen**

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik  
 Forschungszentrum Jülich GmbH  
 D-52425 Jülich  
 E-Mail: p.phlippen@fz-juelich.de

**Robert Pitz-Paal**

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.  
 Institut für Technische Thermodynamik  
 Linder Höhe  
 D-51147 Köln  
 E-Mail: Robert.Pitz-Paal@dlr.de

**Stefan Rahmstorf**

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung  
 Telegrafenberg C4  
 D-14473 Potsdam  
 E-Mail: rahmstorf@pik-potsdam.de

**Stephan Richter**

Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik  
 Universität Augsburg  
 Universitätsstr. 1  
 D-86135 Augsburg  
 E-Mail: stephan.richter@ipp.mpg.de

**Nico Stehr**

Kulturwissenschaftliches Institut  
 Goethestrasse 31  
 D-45128 Essen  
 E-Mail: nico.stehr@gkss.de

**Hans von Storch**

GKSS Forschungszentrum  
 D-21502 Geesthacht  
 E-Mail: storch@gkss.de

**Hermann Unger**

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft  
 Ruhr-Universität Bochum  
 Universitätsstr. 150  
 D-44801 Bochum

**VORTRÄGE 1996-2002****60. Physikertagung Jena 1996**

R. Linkohr

Deutsche Energiepolitik im europäischen Trend?

G. Berz

Zunahme der Naturkatastrophen: Auswirkungen der Klimaänderungen?

U. Elsenberger

Das Brennstoffkennzahl-Verfahren als neues Planungsinstrument für  
Neubau- und Sanierungsvorhaben

W. Feist

Passivhäuser: Gebäude ohne Heizung

– Erfahrungen mit dem ersten Demonstrationsgebäude in Darmstadt und  
Perspektiven für kostengünstige Passivhäuser

G. Eisenbeiß

Sonnenergie – Physik und Technik für Umwelt und Nachwelt

F. Ziegler, S. Demmel, R. Kahn, P. Lamp, G. Alefeld

Hocheffiziente Absorptionsmaschinen zur Versorgung mit Kälte und Wärme

U. Radtke

Hochleistungsübertragung über große Entfernungen mit hochgespanntem  
Gleichstrom

J. Diekmann

Modelle und Perspektiven zur stufenweisen Markteinführung von leistungs-  
starken Anlagen der Solarenergie und der Windenergie im Stromsektor

K. Kugeler

Sicherheitsaspekte zukünftiger Kernkraftwerke und Thorium-Reaktor  
zur Plutonium-Beseitigung

G. Plass

Inertialfusion mit Schwerionenzündung

K. Pinkau

Stand und Perspektiven der Fusionsforschung

J.-Fr. Hake

Szenarien zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen in Deutschland

M. Kleemann

Aktuelle ökologische und ökonomische Aspekte bei der Nutzung regenerativer  
Energiequellen

B. Geiger

Methodik zur Erstellung energiewirtschaftlicher Prozessketten

U. Wagner

Bewertung von Prozessketten einer Wasserstoff-Energiewirtschaft

**61. Physikertagung München 1997:**

K. Kugeler

Nutzung der Kernspaltungsenergie – heute und in Zukunft

J.-P. Revol

Nuclear waste removal using particle beams – incineration with fast neutrons

T. Hamacher

Stand und Perspektiven der Fusion

J. Raeder (SEAFP) Team)

An Assessment of the Safety and Environmental Characteristics of  
Nuclear Fusion Based on Magnetic Confinement

H.-M. Groscurth, H. Bergmann, W. Bräuer

Die Deregulierung des Strommarktes und ihre Konsequenzen für die  
Markteinführung erneuerbarer Energien

E. Tönsing, E. Jochem, M. Landwehr, C. Nölscher, H. Vollmar  
Methodisches Vorgehen bei der Entwicklung von Szenarien der Energie-  
nutzung und -versorgung mit reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050

A. Moser

Lastnahe und lastferne Elektrizitätserzeugung – Folgen für Planung  
und Betrieb der Netze

R. Benz, K.P. Bartholomä, D. Demuth, B. Gardini

Envisat-1: A European Contribution to Global Environmental Monitoring

G. Zimmerer

Energie und Umwelt im universitären Physikunterricht

### **62. Physikertagung Regensburg 1998:**

Wolfgang Spirkel

Nichtabbildende Optik zur hocheffizienten Umwandlung von Sonnenenergie

Hans-Martin Henning

Solare Kühlung – Thermodynamische Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten und neue  
Entwicklungen

R. Caps und J. Fricke

Entwicklungsstand und Tendenzen bei Vakuumisolationen

C. Hebling, A. Eyer, F. Faller, A. Hurler, R. Lüdemann, S. Reber, W. Wettling

Die kristalline Silicium-Dünnschicht-Solarzelle

K. Schwarzburg, B. Burfeindt, T. Hannappel, B. Meissner, F. Willig

Farbstoff-Injektions-Solarzellen

Hans-Georg Beyer, Detlev Heinemann

Satellitengestützte Verfahren zur Bestimmung der kurzwelligen solaren Einstrahlung für die  
Analyse von Solarenergiesystemen

Joachim Nitsch

Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung

Jean Mattern

Das Konzept des SWR 1000; ein Siedewasserreaktor mit passiven Sicherheitseinrichtungen

Heinrich-Peter Laqua, W7-AS Team

Über die Geometrie von Korkeziehern und den magnetischen Einschluß von  
Fusionsplasmen in Stellaratoren

### **63. Physikertagung Heidelberg 1999:**

Klaus Becker

Wie gefährlich sind kleine Strahlendosen?

Klaus Kühn

Endlagerung radioaktiver Abfälle – ein auswegloses Problem in Deutschland?

Dieter Attig

Zukunftschancen der Kraft-Wärme-Kopplung in einem liberalisierten Energiemarkt

Helmuth-M. Groscurth und Isabel Kühn

Die energetische Nutzung von Biomasse – technische, ökonomische und ökologische  
Erfahrungen anhand ausgewählter europäischer Beispiele

Gregor Czisch

Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven  
ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung

Michael Häusler

Solarstrombrücken zwischen Nordafrika und Europa

Simone Lenz und Wolfgang Pfaffenberger

Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern mit einem Quotenmodell

### **64. Physikertagung Dresden 2000:**

darin das Symposium 'Plutonium und was nun'? (Vorträge markiert mit \*)  
zusammen mit dem Arbeitskreis Physik und Abrüstung

Wolfgang Liebert, Roland Bähr, Alexander Glaser, Lothar Hahn, Christoph Pistner  
Fortgeschrittene Nuklearsysteme: Was ist zu erwarten?

Dominique Delattre,

The accident at the nuclear fuel processing facility in Tokajmura: The role of IAEA

Martin Keilhacker  
Richtungweisende Ergebnisse vom Europäischen Fusionsexperiment JET

Klaus-Detlef Closs  
Anforderungen an Plutonium-Abfallprodukte aus der Sicht der Endlagerung (\*)

K. Gompper und G. Keßler  
Moderne Strategien zur Beseitigung von Plutonium (\*)

Allison Macfarlane  
The Options for and Status of Military Surplus Plutonium  
in the United States and Russia (\*)

Wolfgang Liebert, Alexander Glaser, Christoph Pistner  
Umgang mit deutschem Reaktorplutonium im europäischen Kontext (\*)

Michael Dick  
Die Technik des 3-Liter Autos

Holger Krawinkel  
Zertifikatshandel für erneuerbare Energien – Eine europäische Perspektive

Manfred Treber  
Sachstand beim internationalen Klimaschutz im Rahmen der UN-Klimaverhandlungen – die Schlupflöcher des Kyoto-Protokolls und der Beitrag der Naturwissenschaften

#### **65. Physikertagung Hamburg 2001:**

Christian-D. Schönwiese  
Zum aktuellen Stand der Klimaproblematik: Nachweis des Klimafaktors Mensch  
in den Beobachtungsdaten und Modellabschätzungen

Christoph Bals  
Die Klimaverhandlungen der Vereinten Nationen  
nach dem gescheiterten Klimagipfel von Den Haag

Harald Bradke  
Zukünftige Energiesysteme

F.Barthel und P.Kehrer  
Welterdölvorräte und ihre Reichweite

Jochen Fricke  
Energiebedarf und Energiebereitstellung: Forderungen und Beiträge  
aus der Wissenschaft, insbesondere zur Altbausanierung

Rudolf Henne  
Brennstoffzellen: Funktion, Potenzial und Stand der Entwicklungen

J. Ebner, G. Isenberg, R. Edinger  
Renewable Energies for Climate Benign Fuel Production:  
Powering Fuel Cell Vehicles

Augustin J.McEvoy and Michael Grätzel  
Dye-sensitised Nanocrystalline Solar Cells

Christoph Krupp  
Klimapolitik in Hamburg: Konzepte und Ergebnisse

Eike Gelfort  
Statusbericht zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen

Helmuth-Michael Groscurth  
Klimaschutz durch Emissionshandel

Thomas Hamacher  
Was können wir aus der Entwicklung der Wassermühle im frühen Mittelalter  
über die Zukunft der Energieversorgung lernen?

Karl Ehrlich  
Die Entwicklung von Strukturmaterialien für die Kernfusion

Werner Späth  
Elektrisches Licht: Wegbereiter des Industrie- und Informationszeitalters

#### **66. Physikertagung Leipzig 2002:**

Gerd Eisenbeiß, Michael Geyer  
Solarenergie aus dem Sonnengürtel

Hermann-Josef Wagner  
Windenergie – Stand, Tendenzen und Analysen

Ernst Welfonder, M. Kurth, H.-B. Tillmann  
 Duale elektrische Energieversorgung bei zunehmender Windkrafteinpeisung  
 Dual Electric power supply with increasing wind power generation

Werner Brinker  
 Dezentrale Stromerzeugung und ihre Auswirkung auf die Netzsysteme

Christian P. Beckervordersandforth  
 Rolle des Erdgases in einer nachhaltigen Energiewirtschaft – Brücke zum Wasserstoff

Viktor Scherer  
 Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke:  
 Bausteine einer effizienten Stromversorgung

Andreas Hauer  
 Thermochemischer Speicher mit Zeolith zum Heizen und Kühlen

Jürgen. U. Keller, M. U. Göbel, R. Staudt  
 Das Wirbelrohr:  
 Bemerkungen zu den Grundlagen und neuen energietechnischen Anwendungen

Sven Bode  
 Marktwirtschaftliche Instrumente im Klimaschutz –  
 Aktivitäten und Erfahrungen in Unternehmen und auf Staatenebene

Manfred Treber  
 Chancen und Risiken der Implementierung des Kyoto-Protokolls –  
 Internationaler Klimaschutz nach dem Klimagipfel von Marrakesch

Franz Trieb, Joachim Nitsch, Lars-Arvid Brischke  
 Szenario zur nachhaltigen Stromversorgung Deutschlands bis 2050

Die Vorträge können einzeln oder im Tagungsband bezogen werden, solange der Vorrat reicht, über die Herausgeber [Martin.Keilhacker@softdesign.de](mailto:Martin.Keilhacker@softdesign.de) und [Walter.Blum@cern.ch](mailto:Walter.Blum@cern.ch).