

Dr. Klaus Hassmann, Siemens AG, Power Generation

20. Welche fortgeschrittenen Konzepte thermischer Kraftwerke sind mit welchen Nettowirkungsgraden und spezifischen Investitionskosten in den nächsten zwei Jahrzehnten zu erwarten? Bitte differenzieren Sie dabei nach den Brennstoffen einschließlich nuklearer Kraftwerkstechnik.

Hinweis:

Die Kostenangaben in der folgenden Aufstellung sind Angaben ohne Berücksichtigung von Bauherreneigenleistungen.

Brennstoff	Anlage	MW/ Netto- Wirkungs- grad	Geschätzte Kosten	Stand / FuE / Bemerkungen	Zeithorizont
Kohle	Dampfkraftwerk (DKW) mit hohen <u>(höchsten)</u> Dampfzuständen <u>350bar/700 °C)</u>	700-900 MW Klasse/ ca. 50-51%	> 1400 DM/kW	Bis 2015 geplant Werkstoffentwicklung	Nach 2015
	DWK mit stationärer Druckwirbelschicht	300-400 MW Klasse/ um 40%	2300 DM/kW	Projektstudie	Bereits realisiert bar
	DWK mit zirkulierender, atmosphärischer Wirbelschicht	200 MW Klasse/ 40-41%	2000 DM/kW		Bereits realisiert
	Kombikraftwerk (Gas- und Dampfturbine) mit Zirkulierender Druckwirbel-	700-800 MW Klasse/ 54-55%	1300-1400 DM/kW 820- 1200	Heißgasreinigung, robuste Gasturbinen	Nach 2010

	schicht (2. Generation)				
	Kombikraftwerk mit Druck-Kohlevergasung (IGCC)	400-500 MW Klasse/ > 45%	ca. <u>2000 DM/kW</u>	Niedrige Verfügbarkeit	Demoanlagen bereits realisiert
	Kombikraftwerk mit Druckkohlenstaub-feuerung	400 MW Klasse/ 54-55%	< 1500 DM/kW	Heißgasreinigung, robuste GT	nach 2015?
Erdgas	Fortschrittliche kombinierte Gas- und Dampfturbinen Kraftwerke (GUD)	400 MW Klasse/ > 60%	Ähnlich heutiger GUD ca. <u>1000 DM/kW</u>	Entwicklungsbedarf Verdichter, GT niedrig Nox-Brenner, Werkstoffentwicklung - katalytische Verbrennung, heiße Teile (Brennkammerauskleidung, Übergangsstücke, Schaufeln), Schaufelkühlung) - Verdichter	Ab 2005
Kernbrennstoff	Europäischer Druckwasser Reaktor (EPR)	1800 MW Klasse/ 36%	2850 DM/kW bei der ersten Anlage	Kernschmelze-Auffang- und Kühleinrichtung	Angebotsreif
	Siedewasser Reaktor (SWR 1000)	ca. 1000 MW-Klasse/ 36,5%	2850 DM/kW	Vermeidung Kernschmelze durch konstruktive Gestaltung und passiv durch große Wasserreserven	Angebotsreif

	HTR - Modul	1000 MW als Modul- oder Einzelanlage denkbar/ 42%	Geplantes Ziel unter denen einer LWR-Anlage	Konzepte mit um 50% Wirkungsgrad möglich, weitere Nutzungsmöglichkeiten der Hochtemperatur >800°C möglich Weiterentwicklung bestehender, berstsicherer Reaktorgefäße. Weiterentwicklung korrosionsfreier Brennelemente, Beherrschung Restrisiko In der VR China kritisch, Südafrika in der Errichtung.	Demonstarationsanlagen in SA und VRCh im Bau oder Betrieb. Demonstarationsanlagen in SA und VRCh im Bau oder Betrieb.

21. Wie schätzen Sie die Bedeutung der zentralen Kraftwerke in den kommenden Jahrzehnten in Deutschland ein, wenn zunehmend dezentrale Stromerzeugungspotentiale (Brennstoffzellen, BHKW, Mikroturbinen, erneuerbare Energiequellen) genutzt und die Informations- und Kommunikationstechnik diese Investitionen durch Fernüberwachung und -steuerung unterstützen würde (virtuelle Kraftwerke)?

Die zentralen Kraftwerke sind und bleiben das Fundament für eine zuverlässige, umweltverträgliche und bezahlbare Stromversorgung nicht nur in Deutschland. Ein Grund dafür ist unter anderem die Beibehaltung eines Brennstoffmixes, der eine übermäßige Abhängigkeit von einzelnen Importenergieträgern gering halten kann. So lieferte 1999 die Kohleverstromung ca. die Hälfte und die Verstromung von Kernbrennstoff ca. ein Drittel des insgesamt benötigten Stroms. Bezogen auf die gesamte installierte Leistung von ca 110000 MW beträgt der Anteil dezentraler Kraftwerke in Deutschland (1-100 MW-Klasse) ca 30%. Dieses Verhältnis wird sich in den nächsten 10 bis 20 Jahren etwas zugunsten der dezentralen Kraftwerke verschieben. Brennstoffzellen und Mikroturbinen sind Techniken, die im wesentlichen im Leistungsbereich unter 1 MW elektrisch eingesetzt werden. Die Markteinführung dieser neuen Techniken wird 5 bis 10 Jahre brauchen und die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland ebenfalls nicht gravierend verändern, auch wenn die Informations- und Kommunikationstechnik diese Investitionen durch Fernüberwachung und –steuerung unterstützen würde.

22. Welche neuen Kernkraftwerkstypen und Entsorgungstechniken zeichnen sich in den kommenden zwei, drei Jahrzehnten ab? Wie sind das maximale Schadensausmaß bei einem Unfall, sowie die anfallenden Mengen der langlebigen Radionuklide zu beziffern? Welche spezifischen Investitionskosten hätte das Gesamtsystem? Welche Entwicklungsarbeiten sind hierzu noch zu meistern?

Neue Kernkraftwerkstypen sind der Tabelle unter Frage 20 zu entnehmen. Neue Entsorgungstechniken sind im Moment nicht in Sicht. Das Konzept mit Wiederaufbereitung abgebrannter Brennelemente mit der Trennung von rezyklierbaren Wertstoffen von

hoch- mittel- und schwach- radioaktivem Abfall mit verfahrenstechnischen Prozeßschritten und der Endlagerung hat sich technisch bewährt und muß konsequent weiterverfolgt werden, wobei sich Einzelprozesse noch verändern können. Die Auswirkungen hypothetischer Störfälle müssen auf die Anlage selbst begrenzt sein.

23. Welchen Einfluss könnte die Supraleitung in zwei, drei Jahrzehnten auf die Stromverwendung, -speicherung und den Stromferntransport haben? Wären die spezifischen Betriebs- und Kapitalkosten von supraleitenden Stromtransportleitungen deutlich höher als die der heutigen Höchstspannungsleitungen?

Kabel für 1000 bis 1500MVA sind für die Übertragung größerer Leistungen nötig. Deswegen Entwicklung ist kompliziert und langwierig. In den nächsten Jahren werden in Frankreich, Italien und in Japan ähnliche kalte Supraleiterkabel in Versuchsanlagen eingebunden. Auf der Spannungsebene 400kV sind konventionelle VPE-Kabelanlagen und/oder gasisolierte Leitungen gegenüber Freileitungen bereits um den Faktor 8 bis 10 teurer. Die Betriebskosten liegen etwas niedriger, da diese Kabel praktisch wartungsfrei sind. Für den Netzbetrieb von HTSL-Leitungen ist eine niedrigere Spannungsebene, z.B. 110kV möglich, was Kosten spart. Die HTSL- Leiterdrähte müssen sich jedoch noch um eine Größenordnung gegenüber dem Preis von heute verbilligen, um mit konventionellen Kabeln annähernd konkurrenzfähig zu werden. Die Montage vor Ort ist ebenfalls kompliziert und teuer. Dasselbe trifft für die Kühlanlagen zu. Längenabschnitte von mehr als 3km zwischen den Kühlstationen sind ebenfalls problematisch - zum Vergleich lassen sich konventionelle Kabelanlagen bis max. 20km, GIL bis etwa 100km ohne Zwischenstationen bauen.

24. Die Brennstoffzellen-Technologie würde im konkreten Fall und unter technisch-ökonomischen Wettbewerbsbedingungen andere existierende Energiewandlertechniken verdrängen. Haben diese existierenden Wandlertechniken (Kessel-/Brennertechnik, motorische BHKW, Mikroturbinen, Verbrennungsmotoren) nicht noch ein erhebliches technisches Verbesserungspotenzial und ein Ko-

stensenkungspotenzial, so dass Zweifel an der schnellen Diffusion der Brennstoffzellen-Technik angebracht sind? Wie schätzen Sie die Tatsache ein, dass die Brennstoffzellen auf der Kostenseite bei ihrer derzeitigen Kleinserien- oder Einzel- fertigung gegenüber den technischen Wettbewerbern noch einen Aufholbedarf um den Faktor 10 bis 20 haben? Welche Großserienfertigung müsste zumindest erreicht werden, um diese erforderlichen Kostenreduktionen zu erreichen?

Brennstoffzellen stehen bei all ihren Anwendungen (Batterieersatz bei portablen Geräten wie z B Mobiltelefonen und Notebooks, Antrieb von KfZ, Hausheizung und BHKW) im Wettbewerb. Die Erfahrung lehrt, daß am Markt eingeführte Techniken weitere Kostenreduktions- Potentiale realisieren, sobald ihr Marktanteil von anderen Techniken bedroht ist. Auch müssen neue Techniken während ihrer Markteinführung nicht nur die Investitionskosten erreichen, sondern auch die Vorhersagen bezüglich Wirkungsgrad, Betriebs- und Wartungskosten sowie die Verfügbarkeit über die Lebensdauer möglichst übererfüllen. Eventuell gewährte, aber mit der Zeit entfallende Markteinführungshilfen müssen beim Geschäftsaufbau durch Volumen, aber auch durch weitere Kostensenkung kompensiert werden. Eine Marktdurchdringung der Brennstoffzelle wird vermutlich um 5 Jahre brauchen, aber nur, wenn es keine Rückschläge gibt. Volumen entsprechend einer Großserie allein wird nicht ausreichen, den Kostennachteil von Faktor 10 bis 20 gegenüber der etablierten Technik zu kompensieren. Dazu braucht es weiterer „Quantensprünge“ im Bereich der Zelle selbst, der Zellstapel, der Peripherie und im Bereich der Fertigungsprozesse. Eine Standardisierung der Produkte sowie ein einfaches Genehmigungsverfahren zählen ebenfalls zu den wichtigen Einflußfaktoren.

25. Hätte die Hybridform von Brennstoffzellen- /Wärmepumpen-Nutzung besondere technische oder Kostenvorteile oder auch Vorteile der besseren Akzeptanz von stromgetriebenen Wärmepumpen? Welche besonders geeigneten Anwendungsgebiete sehen Sie in diesem Zusammenhang (nur im Niedertemperaturbereich oder auch im Mitteltemperaturbereich)?

An der Schnittstelle Brennstoffzelle mit der Wärmepumpe sind keine nennenswerte Synergien erkennbar, die der WP zusätzlichen Schub verleihen könnten. Sollte die BZ elektrischen Strom billiger und mindestens genauso zuverlässig als das Netz liefern, hätte die WP einen wirtschaftlichen Vorteil, aber warum dann überhaupt noch die WP und nicht gleich die BZ?

27. Welche Anwendungsbereiche der Abwärmenutzung durch ORC-Anlagen, bzw. Wärmetransformatoren, sehen Sie? Inwieweit besteht hier eine ähnliche Situation bezüglich der derzeit hohen Anlagekosten wie bei der Brennstoffzellen-Technik, bei der man die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit durch Großserienproduktion zu erreichen sucht? Warum versucht man dies nicht bei ORC-Anlagen und Wärmetransformatoren, obwohl die erforderliche Kostenreduktion wesentlich geringer wäre, als bei der Brennstoffzellen-Technik?

Schaltungen von ORC-Anlagen und von Wärmetransformatoren umfassen ausschließlich konventionellen Komponenten, die nur wenig oder gar kein Entwicklungspotential mehr aufweisen. Solche Komponenten kommen zum Teil auch schon aus der „Massenfertigung“. Ihr Kostensenkungspotential ist damit überhaupt nicht vergleichbar mit neuen Techniken wie zum Beispiel der Brennstoffzelle. Bei ORC kommt erschwerend dazu, daß viele organische Kältemittel bis auf das „nichtorganische“ Ammoniak als potentielle Treibhausgase heute verboten sind – eine Einschränkung des Wettbewerbs mit negativen Auswirkungen auf die Kosten.

28. Welche Einsatzfelder der Wärmeerzeugung sehen Sie, bei denen die Brenner-technik zur Wärmeerzeugung durch Gasturbinen ersetzt werden könnte, um dadurch das exergetische Potenzial besser zu nutzen?

Gasturbinen zur Strom- und Wärmeerzeugung werden schon heute dort eingesetzt, wo der Wärmebedarf mindestens der Abwärmeleistung einer Gasturbine entspricht und die geforderten Temperaturen unterhalb der Abgastemperatur liegen. Ein Einsatz einer Ga-

sturbine anstelle der konventionellen Wärmeerzeugung wird immer über die Wirtschaftlichkeit entschieden. Jeder Einzelfall hat seine eigenen Randbedingungen und muß betriebswirtschaftlich betrachtet werden.