



Schlussbericht

Oktober 2012

Bewertung aktueller und zukünftiger Kernenergietechnologien

Erweiterte Zusammenfassung des Berichts
„Current and Future Nuclear Technologies“

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Paul Scherrer Institut
CH-5232 Villigen-PSI
www.psi.ch

Autoren:

Stefan Hirschberg, PSI
Petrisa Eckle, PSI
Christian Bauer, PSI
Warren Schenler, PSI
Andrew Simons, PSI
Oliver Köberl, PSI
Jörg Dreier, PSI
Horst-Michael Prasser, PSI und ETH
Martin Zimmermann, PSI

Begleitgruppe

Lukas Gutzwiller, BFE
Olivier Baillifard, BFE

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/200078-01 (Vertrag Nr. 00002581)

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Bewertung aktueller und zukünftiger Kernenergietechnologien

Erweiterte Zusammenfassung des Berichts „Current and Future Nuclear Technologies“¹

***Stefan Hirschberg¹, Petrisa Eckle¹, Christian Bauer¹, Warren Schenler¹, Andrew Simons¹
Oliver Köberl², Jörg Dreier³, Horst-Michael Prasser⁴ und Martin Zimmermann²***

¹Labor für Energiesystem-Analysen, Energie-Forschungsbereiche, PSI;

²Labor für Reaktorphysik und Systemsverhalten, Forschungsbereich Nukleare Energie und Sicherheit, PSI;

³Forschungsbereich Nukleare Energie und Sicherheit, PSI

⁴Labor für Thermohydraulik, Forschungsbereich Nukleare Energie und Sicherheit, PSI
und Labor für Kernenergiesysteme, ETH Zurich

Abstract:

Dieser Bericht ist ein Beitrag zu den Schweizer Energieperspektiven 2050 des Schweizer Bundesamts für Energie (BFE). Er überprüft aktuelle und zukünftige nukleare Reaktor-Technologien mit Schwerpunkt auf ihre Sicherheit, die Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf die Umwelt. Die Entwicklung der Reaktor-Generationen wird beschrieben und jede Generation wird bezüglich dieser Leistungskriterien bewertet. Die Generationen werden untereinander verglichen, gefolgt von einem Vergleich der nuklearen Energietechnologien mit anderen Optionen für die Stromversorgung. Kleine modulare Reaktoren und Thorium-Reaktoren werden aufgrund ihrer Bauweise und des Entwicklungs- und Kenntnisstands separat behandelt und sind nicht in den Vergleichen enthalten.

Die vorliegende Arbeit baut teilweise auf aktueller Literatur und teilweise auf den neuesten interdisziplinären Studien auf, die von PSI durchgeführt wurden. Das Ausmass und die Tiefe des vorhandenen Wissens sind für zukünftige Reaktortechnologien sehr viel begrenzter als für existierende Reaktoren.

Die wichtigsten Erkenntnisse werden im Folgenden zusammengefasst. Für Details verweisen wir auf den vollständigen Bericht (Hirschberg et al., geplante Veröffentlichung 2012).

¹ Hirschberg et al., geplante Veröffentlichung 2012

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Index Figuren	3
Index Tabellen.....	4
Aktueller Stand und Perspektiven für die Kernenergie.....	5
Die Entwicklung der nuklearen Generationen.....	7
Die ersten Generationen	7
Reaktoren der Generation III und III+.....	8
Reaktoren der Generation IV.....	13
Sicherheits- und Risiko-Aspekte.....	16
Wirtschaftlichkeit.....	21
Umweltauswirkungen	26
Andere innovative Reaktortechnologien und Brennstoffe	29
Kleine modulare Reaktoren (SMR).....	29
Ökonomische Aspekte kleiner modularer Reaktoren (SMRs).....	32
Hochtemperaturreaktoren (HTR).....	33
Potential und Vorteile von Thorium.....	35
Vergleichende Perspektive	41
Vergleich innerhalb der nuklearen Technologien.....	41
Nukleare Energie im Vergleich mit anderen Technologien	42
Referenzen.....	46
Liste der verwendeten Abkürzungen	49

Index Figuren

Figur 1 Beispiele passiver Sicherheitssysteme sowie Rückhaltung der Kernschmelze bei Leichtwasserreaktoren.....	9
Figur 2 Kernschadenshäufigkeit (CDF) für Vollastbetrieb der schweizerischen Anlagen basierend auf neuesten Schätzungen. Gezeigt werden die Beiträge von internen, systemübergreifenden und externen Ereignissen zur gesamten Kernschadenshäufigkeit. Quelle: Daten der schweizer KKW für den EU-stress test, 2012. Die horizontalen Linien stellen die Zielwerte dar, die durch die IAEA für heutige und zukünftige Anlagen etabliert wurden. Quelle: International Nuclear Safety Advisory Group, 1999.	18
Figur 3 Frequenzen grosser früher Freisetzen (LERFs) für Vollastbetrieb der schweizerischen Anlagen basierend auf neuesten Schätzungen. Quelle: Daten der schweizer KKW für den EU-stress test, 2012. Die horizontalen Linien stellen die Zielwerte dar, die durch die IAEA für heutige und zukünftige Anlagen etabliert wurden. Quelle: International Nuclear Safety Advisory Group, 1999.	18
Figur 4 Risikoindikatoren Kernschadenshäufigkeit und Wahrscheinlichkeit für grosse frühe Freisetzen für aktuelle Schweizer Kernkraftwerke im Vergleich mit Zielen der IAEA für aktuelle und zukünftige Kernkraftwerke (International Nuclear Safety Advisory Group, 1999). Für den EPR ist ein Bereich angegeben, der hauptsächlich von den eingebauten Sicherheitsmassnahmen gegen Erdbebengefahr abhängt.....	19
Figur 5 Durchschnittliche Kostenkomponenten für KKL und KKG. Quelle: Geschäftsberichte der Besitzergesellschaften der Anlagen KKG, 2005-2011 und KKL, 2006-2011.....	22
Figur 6 IEA/NEA Erhebung von geschätzten overnight Baukosten für die Generation III und III+ aufgeteilt nach Weltregionen. Quelle: (IEA/NEA, 2010).....	23
Figur 7 Konstensensitivitätsdiagramm. Quelle: PSI, 2012.....	24
Figur 8 Treibhausgas-Emissionen, Auswirkungen auf die Ökosysteme, verlorene Lebensjahre (YOLL), Verbrauch von Uran-Ressourcen und das Abfallaufkommen pro erzeugte kWh Strom für Gen II, III und IV Reaktoren auf einer relativen Skala mit dem Druckwasserreaktor der Gen II als Referenz. Quellen: Dones, Bauer & Doka, 2009; Hirschberg, Bauer, Schenler & Burgherr, 2010; NEEDS, 2009; Simons & Bauer, 2012.....	28
Figur 9 Radiotoxizität des radioaktiven Abfalls als Funktion der Zeit für einen Druckwasserreaktor (PWR), eine Kombination aus PWR und schnellem Reaktor (U/Pu) sowie eines reinen Thorium-Brennstoffzyklus in einem Flüssigsalzreaktor (Th/U). Zudem ist der Radiotoxizitäts-Verlaufs der Spaltprodukte (FP) aufgeführt.....	39
Figur 10 Das Framework für ganzheitliche Energiesystem-Analysen des PSI.....	43

Index Tabellen

Tabelle 1 Eckdaten für die Schweizer Kernkraftwerke. Quelle: ENSI, 2012.	8
Tabelle 2 Übersicht Gen III/III+, Reaktoren >1GWe, in Betrieb oder im Bau. Quelle: (IAEA, 2012a), APWR: (Suzuki, Ogata, Nishihara, & Fujita, 2009). Alle Reaktoren sind leichtwassergekühlt und – moderiert und verwenden ein thermisches Neutronenspektrum, weil für diese Kombination aus den bisherigen Generationen die meiste Betriebserfahrung akkumuliert wurde.....	11
Tabelle 3 Übersicht Gen III/III+, Reaktoren >1GWe, Designphase . Quelle: (IAEA, 2012a).....	12
Tabelle 4 Übersicht Designs der Generation IV. Quelle: (World Nuclear Association, 2010).....	14
Tabelle 5 Diskontierte Erzeugungskosten (Preisbasis 01.10.1985). Quelle: BFE, 2008.....	22
Tabelle 6 Kosten für Nachrüstungen, Zinsen und Betriebskosten. Nano 1 & 2 bedeutet „Nachrüstung für den Notstand“, Susan ist die Abkürzung für „Speziales unabhängiges System zur Abfuhr der Nachzerfallwärme“. Gezeigt werden die Nachrüstungskosten, die bereits für die Jahre nach 1985 geplant waren, spätere Nachrüstungen sind nicht aufgeführt. Quelle: (BFE, 2008).....	23
Tabelle 7 Volumen von radioaktiven Abfällen, die in der Schweiz erwartet werden. Quelle: (NAGRA, 2010).....	27
Tabelle 8 Designstatus und möglicher Zeitrahmen für die Auslieferung fortschrittlicher SMRs. Quelle: OECD/NEA, 2011.....	31
Tabelle 9 Experimentelle und Demoreaktoren mit Thorium-Brennstoff. Quelle: IAEA TECDOC 1450, 2005.....	37
Tabelle 10 Leistung von GEN III and GEN III+ designs verglichen mit GEN II.....	41
Tabelle 11 Performance der GEN IV Konzepte – Relativer Vergleich innerhalb GEN IV. Relative Performance für jedes Kriterium ist auf einer Skala von = bis ++ angegeben.....	42
Tabelle 12 Nachhaltigkeitskriterien, etabliert im NEEDS Projekt. Quelle: (Hirschberg et al., 2008).....	44

Aktueller Stand und Perspektiven für die Kernenergie

Derzeit sind 433 Kernkraftwerke mit einer installierten Gesamtkapazität von 367 GW in 31 Ländern in Betrieb (IAEA, 2011a). Die Kernenergie liefert 13,0% des verbrauchten Stroms weltweit. Der entsprechende Anteil in den OECD-Ländern ist wesentlich höher, d.h. 21,1%.

Leichtwasserreaktoren (LWR) stellen mit mehr als 90% der Anlagen den dominierenden Typ unter den aktuell in Betrieb befindlichen Reaktoren dar. Über die letzten 10 Jahre wurden 37 Einheiten dieses Typs in Betrieb genommen, 84 Einheiten sind weniger als 20 Jahre in Betrieb, während sich eine grosse Mehrheit (349 Einheiten) zwischen 20 und 44 Jahren in Betrieb befinden. Historisch gesehen haben sich die Verfügbarkeitsfaktoren von Kernkraftwerken weltweit systematisch verbessert und befinden sich heute auf hohem Niveau. Die Schweizer Kraftwerke gehören traditionell zu den Top-Performern. Der durchschnittliche Verfügbarkeitsfaktor weltweit betrug für die Jahre 2008-2010 80,1%, während die Schweizer Anlagen 90,9% erreichten (IAEA, 2011a).

Derzeit sind 65 Reaktoren in 15 Ländern im Bau, entsprechend einer Erzeugungskapazität von 63 GW. 151 Reaktoren in 22 Ländern befinden sich in der Planung; dies umfasst nur Reaktoren, für die konkrete Baupläne vorhanden sind (IAEA, 2011a). Der jüngste Unfall in Fukushima Daiichi, der von einem verheerenden Erdbeben und einem nachfolgenden Tsunami verursacht wurde, wird auch Auswirkungen auf das nukleare Wachstum und generell auf die Energiepolitik in einigen Ländern haben, der Umfang bleibt allerdings abzuwarten.

Frühere nukleare Unfälle, d.h. Harrisburg (Three Mile Island) 1979 und Tschernobyl 1986, hatten einen stark negativen Einfluss auf die Entwicklung der Kernenergie. Die Kernenergieprogramme verlangsamten sich aufgrund dieser Ereignisse, aber auch aufgrund einer Reihe von anderen Faktoren, wie niedriger Preise für fossile Brennstoffe und der mangelnden Verfügbarkeit von ausreichenden Lieferkapazitäten. Die treibenden Faktoren hinter der Wiederbelebung der Kernenergie in der letzten Dekade sind unter anderem die meist gute Leistung der Atomkraftwerke im Betrieb in Bezug auf Verfügbarkeit und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit, erneuerte Bedenken über die Versorgungssicherheit und das Bewusstsein über die Bedrohung durch den globalen Klimawandel.

Nach dem Unfall in Fukushima beschloss Deutschland den vorzeitigen Ausstieg aus seinem Atomprogramm bis 2022. In anderen (30) Ländern mit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken wird ihre weitere Verwendung im Prinzip nicht bestritten, vorbehaltlich der Erfüllung erhöhter Sicherheitsanforderungen in einigen Fällen. In vier Ländern (ausser Deutschland auch die Schweiz, Italien und Venezuela) wurden hingegen politische Entscheidungen getroffen, die den Bau neuer Kernkraftwerke ausschliessen. Japan ist dabei, die künftige Rolle der Kernenergie in der nationalen Stromversorgung zu überprüfen. Es ist wahrscheinlich, dass die früheren, ehrgeizigen KKW Ausbaupläne erheblich reduziert werden.

In anderen Ländern verfolgte Bauprojekte werden im Prinzip nicht angefochten, aber die öffentliche Debatte hat sich stärker polarisiert. Verzögerungen könnten bei nuklearen Projekten wegen des Widerstands der Bevölkerung und/oder möglichen Änderungen in der Regulierung während der Bauphase entstehen, vor allem in Gegenden, die einem erhöhten Risiko von Naturkatastrophen ausgesetzt sind. Auch eine langsamere Umsetzung oder gar Rücknahme einiger der geplanten Projekte ist ein mögliches Ergebnis.

Die wichtigsten Treiber eines weiterhin substantiellen Beitrags der Kernenergie in Europa und weltweit sind: Versorgungssicherheit, Übergang zu CO₂ armen Energietechnologien, die Wettbewerbsfähigkeit und das Potenzial, die Kernenergie für andere Anwendungen als für Strom zu nutzen, d.h. Erzeugung von Wasserstoff, Prozesswärme und Meerwasserentsalzung. Die Voraussetzungen für eine positive Entwicklung der Kernenergie umfassen: einen sicheren Betrieb, Harmonisierung der Lizenzierungsverfahren, die Entsorgung radioaktiver Abfälle mit der Umsetzung der geologischen Tiefenlagerung, einen soliden Umweltschutz, robuste Finanzierungsmodelle, die Sicherstellung hoher Fachkompetenz sowohl auf der operativen als auch der regulatorischen Seite, ausreichende Kapazitäten in Uran- und Komponenten-Versorgung, die Nichtverbreitung von nuklearem Material, starke R&D-Kapazitäten, die öffentliche Akzeptanz und Engagement sowie politische Unterstützung.

Die Entwicklung der nuklearen Generationen

Die ersten Generationen

In den 50er und 60er Jahren wurden auf der ganzen Welt eine Vielzahl von Prototyp-Reaktoren der ersten Generation (GEN I) realisiert. Aus diesen Reaktoren entstanden die verschiedenen technologischen Linien der Generation II (GEN II), die dann kommerziell weiterverfolgt wurden. Fast alle derzeit in Betrieb befindlichen Reaktoren gehören zu GEN II und repräsentieren mehr als 12000 Reaktor-Jahre² an Betriebserfahrung. Innerhalb der Gen II bestehen erhebliche Unterschiede im Hinblick auf die Sicherheit der Anlagen, die unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Sicherheitsforschung der vergangenen Jahrzehnte weiterentwickelt wurde. Wesentliche Impulse kamen hierfür aus der Auswertung der beiden schweren Störfälle in Harrisburg (Three Mile Island) und Tschernobyl. Allerdings ist der heute vorhandene Reaktorpark bezüglich Umfang und Tiefe der Umsetzung dieser Erkenntnisse in konkrete Nachrüstungen bzw. in Massnahmen zur Beherrschung von Störfällen sehr heterogen. Ausserdem werden die derzeitigen GEN II Reaktoren unter vielfältigen Randbedingungen betrieben, was zusätzlich zu einer grossen Variation des Sicherheitsniveaus beiträgt.

Die Schweizer KKW gehören alle zu GEN II. Sie wurden umfangreich nachgerüstet, insbesondere die ältesten Anlagen (Beznau (KKB) und Mühleberg (KKM)). Die folgende Tabelle 1 zeigt die wichtigsten Daten und Merkmale der Schweizer Kraftwerke. Die verwendeten Abkürzungen sind am Ende des Berichts erläutert.

² Ein Reaktor-Jahr entspricht dem Betrieb eines Reaktors während eines Jahres.

Tabelle 1 Eckdaten für die Schweizer Kernkraftwerke. Quelle: ENSI, 2012.

	KKB 1	KKB 2	KKG	KKL	KKM
Thermische Leistung	1130	1130	3002	3600	1097
Elektrische Bruttoleistung [MW]*	380	380	1035	1220	390
Elektrische Nettoleistung [MW]*	365	365	985	1165	373
Reaktortyp	DWR	DWR	DWR	SWR	SWR
Hersteller des Reaktors	W	W	KWU	GE	GE
Turbinenhersteller	BBC	BBC	KWU	BBC	BBC
Generatorleistung [MVA]	2 x 228	2 x 228	1140	1318	2 x 214
Hauptwärmesenke	Flusswasser	Flusswasser	Kühlturm	Kühlturm	Flusswasser
Beginn kommerzieller Betrieb	1969	1971	1979	1984	1972
Abklingbecken (SFP)	2 SFPs in separatem Gebäude	2 SFPs in separatem Gebäude	1 SFPs im P-Containment; 1 SFP Beladungsbecken in S-containment	1 SFP im P-Containment 1 SFP in separatem Gebäude	1 SFP im S-Containment
Zwischenlager	Internes Zwischenlager (luftgekühlt)	Internes Zwischenlager (luftgekühlt)	Externes wasser-gekühltes Zwischenlager	Externes wasser-gekühltes Zwischenlager	Internes Zwischenlager
Halter Betriebsgenehmigung	Axpo AG	Axpo AG	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	Kernkraftwerk Leibstadt AG	BKW FMB Energie AG
Anzahl Kühlkreisläufe	2	2	3	-	-
Containment Typ	Volldruck Containment	Volldruck Containment	Volldruck Containment	Mark III Containment mit Entlüftungssystem	Mark I Containment mit Entlüftungssystem

* Bei der Angabe der Bruttoleistung wird der Eigenverbrauch des Kraftwerks nicht berücksichtigt. Bei der Nettoleistung wird dieser Eigenverbrauch eingerechnet, dementsprechend steht diese Leistung effektiv im Stromnetz zur Verfügung.

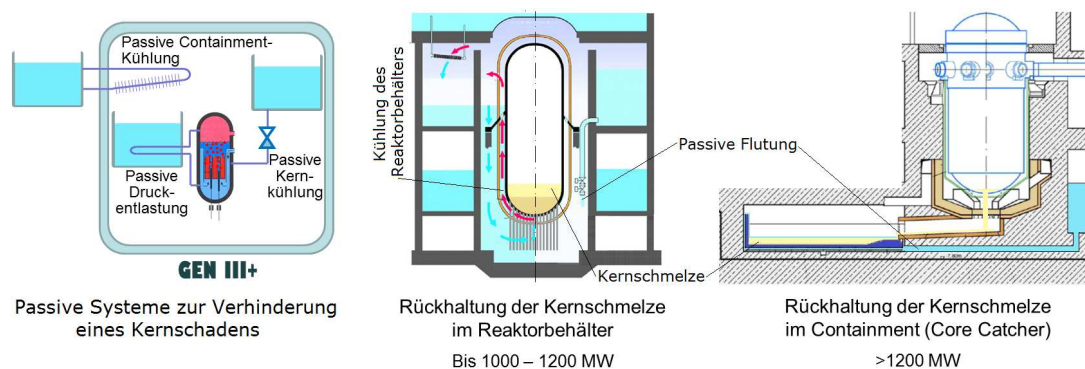
Reaktoren der Generation III und III+

Beim Übergang von der Gen II zur Generation III wird durch Verstärkung der Sicherheitssysteme zur Notabschaltung (Reaktorschutz) und zur Notkühlung die probabilistische Häufigkeit von Kernschäden stark gesenkt (Anforderung der Kernenergieverordnung: weniger als 10^{-5} Ereignisse pro Jahr). Da ein Kernschaden dennoch nicht deterministisch ausgeschlossen werden kann, wird das Containment ebenfalls verstärkt. Durch Schaffung der Möglichkeit, selbst einen

geschmolzenen Reaktorkern noch sicher im Gebäude einzuschliessen, werden Auswirkungen auf die Umwelt vermieden (Häufigkeit grosser, früher Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung geringer als 10^{-6} pro Jahr). Ursprünglich sollten externe Notfallschutzmassnahmen dadurch überflüssig gemacht werden. Sehr seltene Störfallszenarien und extreme äussere Einwirkungen, wie Erdbeben, die das aus der Geschichte bekannte Ausmass weit überschreiten, könnten jedoch auch hier zu Freisetzungen radioaktiver Stoffe führen, weshalb auf die Evakuierung als Notfallmassnahme nicht verzichtet werden wird.

Die Verstärkung der Sicherheitssysteme zur Verhinderung des Kernschadens erfolgte auf unterschiedliche Weise. Einerseits wurden bestehende Konzepte aus der Gen II übernommen und die Redundanz, sowie die Separation der einzelnen redundanten Stränge verstärkt. Notstromgeneratoren sind (und dies ist auch bei den bestehenden Reaktoren in der Schweiz der Fall) in Gebäuden untergebracht, deren Schutzgrad dem des Reaktorgebäudes entspricht. Man spricht hier von der sogenannten evolutionären Weiterentwicklung der Sicherheit.

In der sogenannten revolutionären Entwicklungslinie wurden passive Sicherheitssysteme entwickelt, deren Funktion nicht von einer externen Energieversorgung abhängt (Figur 1). Dieseldgeneratoren mit Treibstofflagern am Standort sind explizit ausgeschlossen, können also nicht als interne Energiequelle zählen. Erlaubt sind schwerkraftgetriebene Strömungen, wie Naturumlauf und Flutung aus Hochbehältern oder Druckspeichern sowie Gleichstrom aus Batterien vor Ort. Ventile in passiven Systemen dürfen nur eine einmalige Schaltfunktion zulassen und aus gespeicherte Energie angetrieben werden. Eine Abhängigkeit von Sicherheitsfunktionen von der Auslösung durch die Operateure ist nicht zulässig. Wenn für alle zum Schutz des Reaktorkerns notwendigen Sicherheitsfunktionen passive Systeme vorhanden sind (in Figur 1, links dargestellt sind die Druckentlastung des Reaktors, die Kernflutung und die Containmentkühlung), wird von der Gen III+ gesprochen. Einige Hersteller ordnen ihre Reaktortypen jedoch bereits der Gen III+ zu, wenn einige passive Elemente vorhanden sind.



Figur 1 Beispiele passiver Sicherheitssysteme sowie Rückhaltung der Kernschmelze bei Leichtwasserreaktoren.

Für die Rückhaltung der Kernschmelze bei Reaktoren der Gen III existieren zwei Lösungen. Bei Reaktoren unterhalb einer bestimmten Leistungsgrenze kann eine Kernschmelze im Reaktordruckbehälter zurückgehalten werden, wenn dieser durch Flutung der Reaktorkaverne von aussen gekühlt wird (Figur 1, Mitte). Typen, wie der AP1000 von Westinghouse und der KERENA von AREVA setzen auf diese Technik. Bei grösseren Reaktoren, wie beim EPR von AREVA, dem ABWR von GE-Toshiba bzw. GE-Hitachi, und dem ESBWR von GE, kann das Durchschmelzen des Reaktordruckbehälters nicht verhindert werden. Diese Anlagen werden mit externen Core-Catchern ausgestattet, in denen sich die Schmelze auf einer widerstandsfähigen

Bodenplatte ausbreitet und durch Flutung mit Wasser gekühlt wird (Figur 1, rechts). In beiden Fällen erfolgt die notwendige Kühlwasserzufuhr passiv und die Auslösung unabhängig vom Handeln der Operateure.

Ein weiteres Merkmal der Gen III ist eine verbesserte Wirtschaftlichkeit durch eine standardisierte Konstruktion, die eine Verkürzung der Bauzeit erlaubt, sowie durch höhere Verfügbarkeit und längere Lebensdauer. Durch Verbesserung der Effizienz wird der Brennstoff besser ausgenutzt und die pro erzeugter Energiemenge anfallenden Abfallvolumina reduziert.

Heute ist man bei der Einführung dieser Reaktoren der Generation III in einem grösseren Massstab. Die ersten zwei wurden in Japan 1996 in Betrieb genommen. In Europa befinden sich zwei Reaktoren im Bau (in Finland und Frankreich). Weltweit sind rund 60 weitere im Bau (IAEA, 2011a) und in Planung, die Mehrzahl davon in Asien (China, Indien, Japan, Korea) und in Russland. Dabei handelt es sich mehrheitlich um Systeme, die evolutionär aus bewährten Konzepten hervorgegangen sind. Die zuständige Regulierungsbehörde in den USA gewährte im Februar 2012 eine kombinierte Bau- und Betriebsbewilligung für zwei Reaktoren nahe Waynesboro. Dies ist die erste kombinierte Lizenz in den USA; diese Anlage ist das erste neue Kraftwerk, das seit 30 Jahren gebaut wird. Ende März 2012 gewährte die Behörde kombinierte Bau- und Betriebsbewilligungen für zwei Reaktoren in der Nähe von Jenkinsville.

Eine Übersicht über die technischen Eckdaten der GEN III/III+ Anlagen ist in Tabelle 2 und 3 zu finden. Zusätzlich sind für die bereits gebauten oder geplanten Reaktoren in Tabelle 2 die angegebenen Risikoindikatoren Kernschadenshäufigkeit (CDF)³ und Wahrscheinlichkeit grosser, früher Freisetzen (LERF)⁴ angegeben.

Obschon die meisten Übersichten die russischen Reaktoren nicht aufführen sind sie hier aus Gründen der Vollständigkeit aufgeführt.

³ Als Kernschadenshäufigkeit wird dabei die Summe der Frequenzen für Unfälle bezeichnet, die zu einer Freilegung und Aufheizen des Reaktorkerns führen bis zu dem Punkt, an dem Oxidation und schwere Schäden an einem grossen Teil des Reaktorkerns erwartet werden, das heisst in ausreichendem Mass, dass im Falle einer Freisetzung aus dem Containment die Gefahr gesundheitlicher Auswirkungen ausserhalb des Reaktorgeländes besteht (US NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2007).

⁴ Als Häufigkeit grosser, früher Freisetzen wird dabei die Summe der Frequenzen für Unfälle bezeichnet, die zu einer schnellen und ungemilderten Freisetzung flüchtiger Spaltprodukte aus dem Containment führt, bevor eine effektive Ausführung von Notfall- und Schutzmassnahmen ausserhalb des Kraftwerksgeländes stattfinden kann, so dass die Gefahr gesundheitlicher Auswirkungen besteht. (Solche Unfälle beinhalten im Allgemeinen ungefilterte Freisetzen im Zusammenhang mit einem frühen Versagen des Containments kurz nach einer Verletzung der Integrität des Reaktordruckgefässes, Containment Bypass Ereignisse und einen Verlust der Isolationswirkung des Containments.) (US NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2007)

Tabelle 2 Übersicht Gen III/III+, Reaktoren >1GWe, in Betrieb oder im Bau. Quelle: (IAEA, 2012a), APWR: (Suzuki, Ogata, Nishihara, & Fujita, 2009). Alle Reaktoren sind leichtwassergekühlt und –moderiert und verwenden ein thermisches Neutronenspektrum, weil für diese Kombination aus den bisherigen Generationen die meiste Betriebserfahrung akkumuliert wurde.

Name	Akronym und Generation*	Designer	Status	Typ	Term. Leistung [MW]	Elektr. brutto Leistung [MWe]	Lebensdauer	Verfügbarkeit	Brennstoffzyklus [m]	CDF Zielwert, vorher-gesagt [1/RJahr]	LERF Zielwert, vorher-gesagt [1/RJahr]	Details
Advanced Boiling Water Reactor	ABWR III+	GE-Hitachi, Toshiba	In Betrieb (Total 20 Jahre Betriebs-erfahrung)	SWR	3926	1420	60	>87%	24	$<10^{-5}$	$<10^{-6}$	Japan: Erster in 1996, 4 in Betrieb, 2 im Bau, 8 geplant Taiwan, 2 in Betrieb
European Pressurized Reactor	EPR III+	Areva	im Bau	DWR	4590	1770	60	>92%	24	$<10^{-6}$	$<10^{-7}$	Frankreich: 1 im Bau Finland: 1 im Bau China: 2 im Bau
Advanced Passive DWR	AP1000 III+	Westinghouse	im Bau	DWR	3400	1200	60	>93%	18	$<5.9 \times 10^{-7}$, $<2.4 \times 10^{-7}$	$<5.94 \times 10^{-8}$, $<1.95 \times 10^{-8}$	China: 4 im Bau
Advanced Power Reactor	APR 1400	KHNP	im Bau	DWR	3983	1455	N/A	>90%	18	$<10^{-5}$	$<10^{-6}$	Korea: 2 im Bau
Advanced Pressure Water Reactor	APWR 1700 III+	Mitsubishi	im Bau	DWR	4451	1538	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Japan: 2 im Bau
VVER 1200 (V-491)	VVER 1200 (V-491) III+	Gidropress	im Bau	DWR	3200	1170	N/A	>90%	12	$<10^{-6}$, 5.94×10^{-7}	$<10^{-7}$	2 im Bau in Russland. Andere im Bau siehe (World Nuclear Association, 2012)
VVER 1200 (V-392)	VVER 1200 (V-392)	Gidropress	im Bau	DWR	3200	1170	N/A	N/A	N/A	$<10^{-6}$, 6.1×10^{-7}	$<10^{-7}$	
VVER-1000 (V-466B)	VVER 1000 (V-466B)	Gidropress	im Bau	DWR	3000	1060	60	>90%	12	$<6.1 \times 10^{-7}$	$<1.77 \times 10^{-8}$	

* Zuordnung zu Generation III+, sowie Werte für CDF und LERF, hauptsächlich nach Herstellerangaben, nicht unbedingt konsistent.

Tabelle 3 Übersicht Gen III/III+, Reaktoren >1GWe, Designphase . Quelle: (IAEA, 2012a).

Name	Akronym	Reaktortyp	Kühlmittel	Moderator	Neutron-spektrum	Therm. Leistung (MWth)	Elektrische brutto Leistung (MWe)	Designstatus	Designer
Advanced Candu Reactor 1000	ACR-1000	Druckröhrenreaktor	Leichtwasser	Schweres Wasser	Thermisch	3200	1165	Grunddesign	AECL
Japanese Supercritical Water-Cooled Reactor	JSCWR	Reaktor mit Druckbehälter	Super-kritisches Wasser	Leichtwasser	Thermisch	3681	1700	Konzeptionelles Design	Toshiba
A Passive Safty FBR Reactor – “KAMADO FBR” CRIEPI (Japan)	KAMADO FBR	Loop Type Reactor	CO ₂	kein Moderator	Schnell	3000	1000	Konzeptionelles Design	CREIPI
Reduced-Moderation Water Reactor	RMWR	Siedewasser Reaktor (SWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	3926	1356	Konzeptionelles Design	IAEA
KERENA™	KERENA™	Siedewasser Reaktor (SWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	3370	1290	Grunddesign	AREVA
VVER-1500 (V-448)	VVER-1500 (V-448)	Druckwasserreaktor (DWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	4250	1560	Detailliertes Design	Gidropress
Advanced Boiling Water Reactor II	ABWR-II	Siedewasser Reaktor (SWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	4960	1717	Grunddesign	GE-Hitachi
ATMEA1	ATMEA1	Druckwasserreaktor (DWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	3150	1200	Grunddesign	ATMEA
Economic Simplified Boiling Water Reactor	ESBWR	Siedewasser Reaktor (SWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	4500	1600	Grunddesign	GE-Hitachi
Advanced Power Reactor	APR1000	Druckwasserreaktor (DWR)	Leichtwasser	Leichtwasser	Thermisch	2815	1050	Konzeptionelles Design	KEPCO /KHNP

Reaktoren der Generation IV

Als nächste Schritt nach der erfolgten Entwicklung der GEN III/III+ wird die Entwicklung der nächsten Generation zur langfristigen Sicherung der nuklearen Option vorangetrieben. Um die Ressourcen zu schonen und die Abfallproblematik zu entschärfen, zielt die Entwicklung der Generation IV auf einen möglichst geschlossenen Kreislauf ab, bei dem neben dem in der klassischen Wiederaufarbeitung zurückgeführten Plutonium auch die höheren Transurane aus dem hochaktiven Abfall abgetrennt und durch Transmutation in weniger langlebige Spaltprodukte umgewandelt werden sollen. Dabei besteht eine favorisierte Option in der Wiederaufarbeitung direkt am Reaktorstandort. Die Schliessung des Brennstoffkreislaufs führt sowohl zur Ressourcenschonung, da um nahezu zwei Grössenordnungen mehr Energie aus der gleichen Menge Rohmaterial (Uran oder Thorium) gewonnen werden kann, als bei heutigen Reaktoren, als auch zur Entlastung der Entsorgung auf lange Sicht, da der verbleibende hochaktive Abfall um mehrere Grössenordnungen eine geringere Menge an stark radiotoxischen langlebigen Komponenten enthält.

Reaktortypen, die Transmutation beherrschen, müssen mit schnellen Neutronen betrieben werden, denn nur diese können alle Arten von Kernen spalten, die es zu beseitigen gilt. Gleichzeitig ist die Umwandlung des nichtspaltbaren Uranisotops 238 oder von Thorium 232 in Spaltmaterial praktisch nur in Reaktoren mit schnellen Neutronen möglich. Damit die Neutronen nicht abgebremst werden, muss auf Wasser als Kühlmittel verzichtet werden (Elimination des Moderators). Deshalb werden Flüssigmetalle oder Gase (kleine Dichte) für die Kühlung verwendet. Einzelne der damit einhergehenden Sicherheitsfragen sind momentan noch Gegenstand der internationalen Forschung. Bisher waren schnelle Reaktoren (SR oder FBR) sehr teuer und noch nicht ausgereift. Wenn innovative Lösungen erlauben, die Investitionskosten zu reduzieren und die betriebliche Zuverlässigkeit zu gewährleisten, dann bieten die SR eine hocheffiziente Option zur Stromproduktion, da fast der gesamte mögliche Energieinhalt von Natururan umgesetzt werden kann (im Unterschied zu rund 1% in thermischen Reaktoren). Mit der hohen Brennstoffausnutzung, einem geschlossenen Brennstoffzyklus⁵ und dem dadurch möglichen Aktinidenmanagement kann ein wesentlicher Schritt in Richtung der Nachhaltigen Nutzung der Ressource Uran getan werden.

⁵ Unter dem Begriff Brennstoffkreislauf (Brennstoffzyklus) werden in der Kerntechnik zusammenfassend alle Arbeitsschritte und Prozesse bezeichnet, die der Versorgung und Entsorgung radioaktiver Stoffe dienen, die zur zivilen Anwendung gehören. (WIKIPEDIA, 2012b).

Insgesamt gehören folgende Verarbeitungsschritte zum Brennstoffzyklus:

Erzabbau, Mahlen des Gesteins, Extraktion des Urans und Umwandlung in Yellow Cake

Konversion des Yellow Cakes in Uranhexafluorid

Anreicherung von Uran-235 mittels Gasdiffusion, Ultrazentrifugen oder anderer Verfahren

Konversion zu Urandioxid, Produktion von Urantabletten und Brennstäben

Einsatz der Brennelemente im Reaktor

Zwischenlagerung abgebrannter Brennelemente

Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente und Endlagerung verglasten hochradioaktiven Abfalls

Endlagerung abgebrannter Brennelemente

Zusammen gefasst sind die Schwerpunkte für die GEN IV: Nachhaltigkeit der Ressourcen, Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Zuverlässigkeit, Widerstandsfähigkeit gegen Verbreitung von nuklearem Material und Verbesserung des physischen Schutzes. Die primären Ziele der Entwicklung der Gen IV bestehen in einer neuen Qualität der Nachhaltigkeit in Bezug auf die Ressourcen, in einer Verbesserung des Proliferationsschutzes, in der Verringerung der Mengen langlebigen radioaktiven Abfalls und der Sicherung der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Die vorrangig auf die Sicherheit gerichtete Entwicklung der Gen III/III+ ist auf Grund des Fokussierens auf wassergekühlte Reaktoren nicht in der Lage, in diesen Bereichen ein qualitativ neues Niveau zu erreichen. Im Gegensatz zur Generation III steht hier nicht mehr die Betriebssicherheit im Fokus (siehe nächstes Kapitel zu Sicherheits- und Risiko-Aspekten).

Da die Entwicklung einer grundlegend weiterentwickelten neuen Generation innovativer nuklearer Energiesysteme, der Generation IV, mit enormen Aufwand verbunden ist, der weder von einzelnen Firmen noch von einzelnen Nationen getragen werden kann und die Vergangenheit gezeigt hat, dass eine hohe Standardisierung der Systeme erhebliche Vorteile bietet, ist es nötig, diese Aktivitäten gemeinsam voranzutreiben und weltweit zu koordinieren. Verschiedene Länder, darunter auch die Schweiz, haben sich dazu im Generation IV International Forum (GIF) zusammengeschlossen (GIF, 2002).

Die Roadmap für die Generation IV hat 6 Reaktorsysteme als meistversprechende für die Zukunft identifiziert, und rechnet je nach System mit einer technischen Entwicklung und Demonstration bis 2020 bzw. 2030. Mit einer Verfügbarkeit für den kommerziellen Einsatz wird je nach System ab 2030 bis 2040 gerechnet (GIF, 2002). Nicht alle Reaktortypen setzen auf schnelle Neutronen. Zur Gen IV werden auch heliumgekühlte Hochtemperaturreaktoren und Salzschnmelzereaktoren mit Graphit zur Abbremsung der Neutronen gezählt. Bei ersteren steht die Bereitstellung von Prozesswärme für energieintensive chemische Synthesen im Fokus, in thermischen Salzschnmelzereaktoren lässt sich Thorium günstig als Brennstoff einsetzen.

Tabelle 4 fasst die Eigenschaften der GEN IV Referenzdesigns zusammen.

Tabelle 4 Übersicht Designs der Generation IV. Quelle: (World Nuclear Association, 2010).

Name	Neutronen-spektrum	Kühl-mittel	Tem-peratur	Druck*	Brennstoff	Brennstoff-zyklus	Leistung [MWe]	Anwen-dungen
Gasgekühlter Reaktor (GFR)	Schnell	Helium	850	hoch	U238**	Geschlossen innerhalb Anlage	1200	Strom und H ₂ Produktion
Bleiegekühlter schneller Reaktor (LFR)	Schnell	Blei oder Pb-Bi	480-800	niedrig	U-238**	Regional geschlossen	20-180*** 300-1200 600-1000	Strom und H ₂ Produktion
Flüssigsalz Reaktor (MSR) V1	Schnell	Fluor Salze	700-800	niedrig 0.5 MPa	UF in Salz	Geschlossen	1000	Strom und H ₂ Produktion
Flüssigsalz Reaktor (MSR) V2	Thermisch	Fluor Salze	750-1000		UO ₂ Partikel in Prismen	Geschlossen	1000-1500	Strom und H ₂ Produktion
Natrium gekühlter schneller Reaktor (SFR)	Schnell	Natrium	550	niedrig 0.1 MPa	U-238 and MOX	Geschlossen	30-150 300-1500 1000-2000	Strom
Superkritischer	Thermisch	Wasser	510-	sehr	UO ₂	Offen	300-700	Strom

Wasser Reaktor (SCWR)	oder schnell		625	hoch 25MPa		(Thermisch), geschlossen (schnell)	1000-1500	
Hochtemperatur Reaktor (VHTR)	Thermisch	Helium	900-1000	hoch	UO2 Prismen oder Kugeln	Offen	250-300	Strom und H ₂ Produktion
* hoch= 7-15 Mpa								
** Mit Beimischung von U-235 oder Pu-239								
*** Batterie- Modell mit langer Kassettenkernlebensdauer (15-20 Jahre) oder austauschbares Reaktormodul								

Sicherheits- und Risiko-Aspekte

Die bei der nuklearen Kettenreaktion ablaufenden Kernspaltungen, die die Quelle der Energie sind, die ein Kernkraftwerk produziert, sowie eine Reihe von Nebenreaktionen, führen zu einer Akkumulation von beträchtlichen Mengen von hoch radioaktivem Material. Deshalb ist es die höchste Priorität bei der Entwicklung von Kernkraftwerken, Unfallsituationen zu verhindern, die zu einer inakzeptablen Freisetzung radioaktiver Emissionen führen könnten und weiterhin beim Eintreten von schweren Störfällen die möglichen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt zu mildern. Die folgenden Auslegungsprinzipien bilden beispielhaft die Basis für den notwendigen Schutz: gestaffeltes Barrierenprinzip („defense-in-depth“), Redundanz, räumliche Separation und Diversifizierung der Sicherheitssysteme sowie inhärente Sicherheitsmerkmale.

Schon als die ersten kommerziellen Kernkraftwerke entwickelt wurden, war klar, dass ein sicherer Einschluss des radioaktiven Inventars notwendig war. Reaktoren sind mit mehreren Barrieren gegen die Freisetzung von radioaktiven Stoffen ausgestattet, die nach dem Prinzip der "Defense-in-depth" gestaltet sind. Dies bedeutet, dass eine Reihe von verschachtelten hermetische Barrieren um das Material angeordnet sind, das die höchste Konzentration radioaktiver Stoffe enthält, nämlich die Brennelemente. Das Konzept beruht auf der Annahme, dass es sehr unwahrscheinlich ist, dass alle Barrieren in einen Unfall verletzt werden. Jede Barriere ist in der Lage, eine große Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umwelt zu verhindern.

Im Falle von Leichtwasserreaktoren, sind die Hauptbarrieren:

Die Brennstoffhülle, d.h. die geschlossenen Zirkoniumrohre, die das spaltbare Material enthalten und gleichzeitig die in der Spaltung erzeugten radioaktiven Produkte aufnehmen.

Die Wände des Reaktors und andere Teile, die fest mit dem Reaktor verbunden sind, wie die primären Zirkulationsleitungen und die Wärmetauscherrohre der Dampferzeuger in einem Druckwasserreaktor DWR.

Der Sicherheitsbehälter, der ein hermetisch abgeschlossenes Gebäude um den Reaktor und die wichtigsten aktivierten Komponenten des Reaktors ist.

Während schwere nukleare Unfälle historisch seltene Ereignisse waren, können sie katastrophale Folgen für Gesundheit und Umwelt haben. Technische Sicherheitsverbesserungen sind besonders wichtig für ältere Anlagen; zusätzlich sind Anleitungen zum Umgang mit schweren Unfällen von fundamentaler Bedeutung für den sicheren Betrieb existierender Kernkraftwerke, wenn sie richtig ausgearbeitet, implementiert und das Personal entsprechend trainiert werden. Die Missachtung des aktuellen Stands der Technik auf dem Gebiet der nuklearen Sicherheit hat zusammen mit schweren Defiziten in der Sicherheitskultur zu den Unfällen in Tschernobyl und Fukushima geführt, mit grossen Freisetzungen radioaktiven Materials. Dies hatte einen deutlichen negativen Einfluss auf die Akzeptanz der Kernenergie weltweit, allerdings mit einer von Land zu Land starken Variation des resultierenden Widerstands.

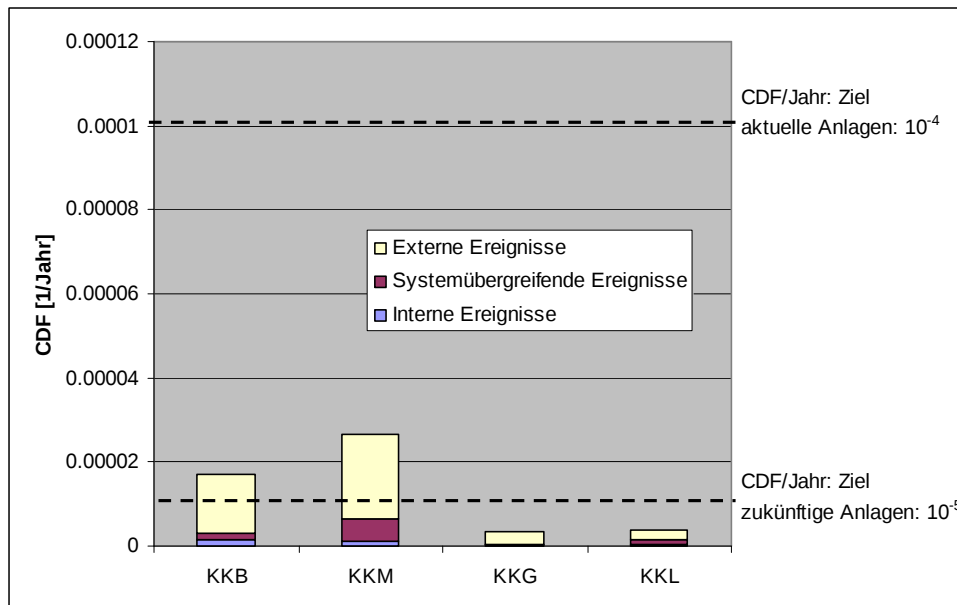
Unfälle und Zwischenfälle werden anhand der internationalen nuklearen und radiologischen Event Skala (INES), (IAEA, 2012b) bewertet, die 1990 von der Internationalen Atom Energie Behörde (IAEA) entwickelt wurde, um Ereignisse in Kernkraftwerken zu klassifizieren. Im Jahr 2006 wurde INES angepasst, um auch die Klassifizierung von anderen radiologischen Ereignissen zu erlauben, z. B. beim Transport und der Lagerung von nuklearen Materialien. INES ist eine 7-

stufige logarithmische Skala, so dass sich die Schwere eines Ereignisses mit jeder Stufe auf der Skala – bildlich gesprochen – um etwa das Zehnfache vergrössert. Ereignisse des Schweregrades 1-3 werden als Zwischenfälle bezeichnet, 4-7 klassifizieren Unfälle. Ereignisse mit radiologischen Auswirkungen, die eine Evakuierung der Bevölkerung in der Umgebung notwendig machen können, beginnen ab Stufe 5. Historisch gab es zwei Fälle in kommerziellen Kernkraftwerken, die als INES 7 (bedeutende Freisetzung mit weitreichenden Gesundheits- und Umwelt-Auswirkungen, die die Implementierung von geplanten und erweiterten Gegenmassnahmen notwendig machen) klassifiziert wurden: Tschernobyl im Jahr 1986 und Fukushima Daichi im Jahr 2011. In der Schweiz gab es keinen Vorfall bei kommerziellen Kernkraftwerken über Schweregrad 2, jedoch kam es zu einer partiellen Kernschmelze (INES 5 Unfall) am Versuchsreaktor Lucens im Jahr 1969.

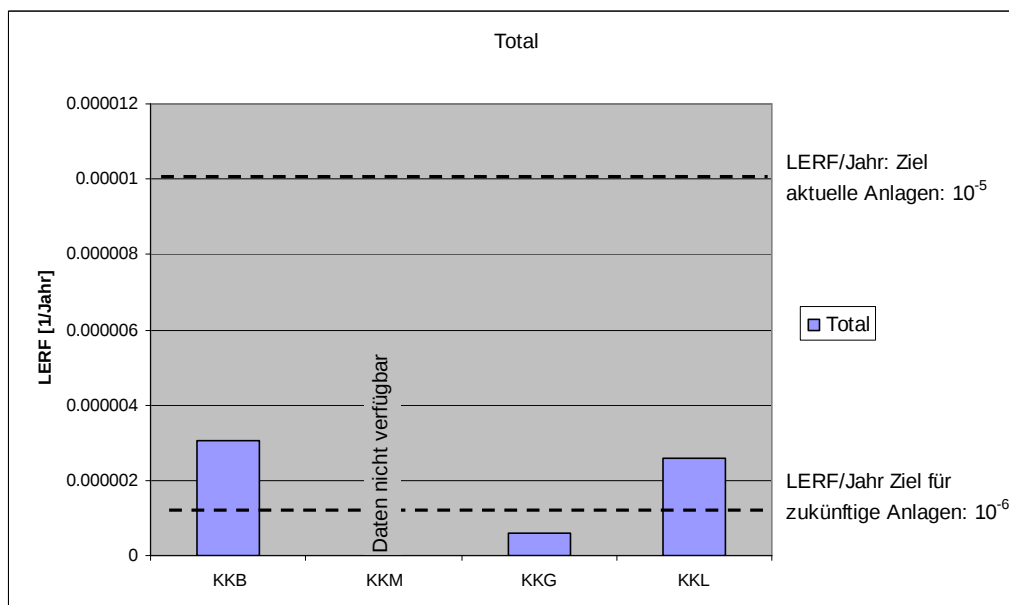
Das Sicherheitsniveau der weltweiten GEN II-Anlagen ist sehr unterschiedlich und ändert sich über die Zeit wegen Nachrüstmassnahmen. Die älteren Schweizer Anlagen, also KKB und KKM wurden sehr ehrgeizigen und effizienten Nachrüstungen unterzogen, die viel weiter gehen als das, was repräsentativ für die meisten Atomprogramme im Ausland ist. Als Ergebnis wurden die Kernschadenhäufigkeiten (CDFs), die mit Hilfe von probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) geschätzt werden, für diese Anlagen um bis zu zwei Grössenordnungen reduziert. Die später gebauten Anlagen, d.h. Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL), wurden von Anfang an im Einklang mit erhöhten Sicherheitsanforderungen konzipiert, die sich durch höhere Grade von Redundanz Diversifizierung und Separation manifestieren, d.h. Eigenschaften von besonderer Bedeutung für einen effizienten Schutz gegen interne und externe Ereignisse. Dennoch wurde die kontinuierliche Weiterentwicklung des Stands der Technik in der nuklearen Sicherheit in Form von einigen wesentlichen Verbesserungen auch in diesen jüngeren Anlagen einbezogen.

Die Kernschadenhäufigkeiten (CDFs) und Frequenzen grosser früher Freisetzungen (LERFs) für die Schweizer Anlagen werden in Figur 2 und Figur 3 gezeigt; zum Vergleich sind die von der IAEA im Jahr 1999 festgelegten Zielwerten für bestehende und neue Anlagen angegeben. Interne Ereignisse sind Transienten (wie z.B. Verlust von externer Elektrizitätsversorgung) und Kühlmittelverluststörfälle (LOCA), als systemübergreifende Ereignisse werden interne auslösenden Ereignisse bezeichnet, die gleichzeitig mehrere Systeme beeinträchtigen können, wie interne Brände oder Überflutungen. Als externe Ereignisse werden Einwirkungen von ausserhalb des Kraftwerks bezeichnet wie z.B. Erdbeben, externe Brände oder Überflutungen.

Die Kernschadenhäufigkeiten und Frequenzen grosser früher Freisetzungen für alle Schweizer Anlagen liegen deutlich unter den IAEA-Zielen für bestehende Anlagen und unter oder leicht bis moderat über den IAEA-Zielen für zukünftige Anlagen. Weitere Verbesserungen, insbesondere im Hinblick auf externe auslösende Ereignisse wurden in Verbindung mit den Lehren aus Fukushima und den entsprechenden Aktivitäten der Regulierungsbehörde, z. B. der EU Stress-Test und die Umsetzung der daraus resultierenden Empfehlungen der Ergebnisse durch die Versorgungsunternehmen auf den Weg gebracht.



Figur 2 Kernschadenshäufigkeit (CDF) für Vollastbetrieb der schweizerischen Anlagen basierend auf neuesten Schätzungen. Gezeigt werden die Beiträge von internen, systemübergreifenden und externen Ereignissen zur gesamten Kernschadenshäufigkeit. Quelle: Daten der schweizer KKW für den EU-stress test, 2012. Die horizontalen Linien stellen die Zielwerte dar, die durch die IAEA für heutige und zukünftige Anlagen etabliert wurden. Quelle: International Nuclear Safety Advisory Group, 1999.

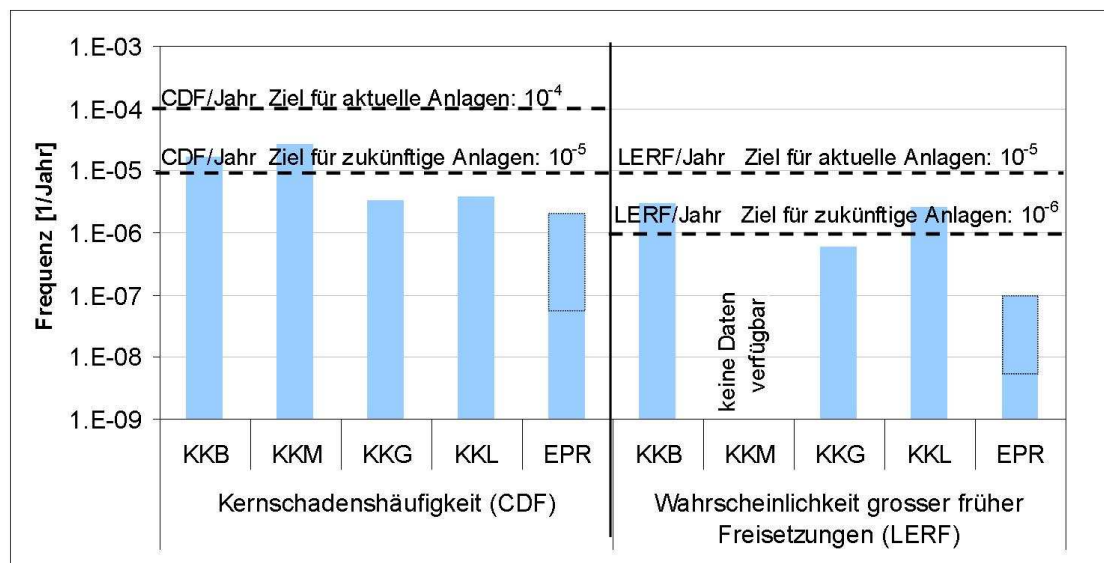


Figur 3 Frequenzen grosser früher Freisetzen (LERFs) für Vollastbetrieb der schweizerischen Anlagen basierend auf neuesten Schätzungen. Quelle: Daten der schweizer KKW für den EU-stress test, 2012. Die horizontalen Linien stellen die Zielwerte dar, die durch die IAEA für heutige und zukünftige Anlagen etabliert wurden. Quelle: International Nuclear Safety Advisory Group, 1999.

GEN III und GEN III+ bieten Möglichkeiten für weitere entscheidende Verbesserungen der Sicherheit sowohl in Bezug auf Vermeidung als auch Milderung von Unfällen. Das ursprüngliche Ziel dieser evolutionären Entwicklung war es, die Notwendigkeit von Notfallmassnahmen ausserhalb der Anlage für glaubwürdige Unfallszenarien auszuschliessen. Dieses Ziel wurde durch die Verbesserung der aktiven Sicherheitssysteme zur Verhinderung von Kernschäden verfolgt, kombiniert mit der Einführung eines Kernrückhaltesystems, das in der Lage ist, schwerwiegende Folgen von Kernschäden ausserhalb der Anlage zu verhindern. GEN III+ Konzepte bauen dabei verstärkt auf passive Sicherheitselemente (was die Kombination von aktiven und passiven Systemen zur Erhöhung der Diversifizierung aber nicht ausschliesst).

Ein Unfall mit Folgen für die Bevölkerung ausserhalb des Areals der Anlage kann jedoch auch für die Reaktoren der Gen III und III+ nicht völlig ausgeschlossen werden, da keine Obergrenze für die Stärke von externen Einwirkungen definiert werden kann. Das "Restrisiko" von äusserst wenig wahrscheinlichen Unfallszenarien, die zu grossen Auswirkungen ausserhalb der Anlage führen, ist damit nicht beseitigt, wird aber erheblich reduziert. So ist die erwartete Häufigkeit von solchen Unfallszenarien in der Regel etwa um den Faktor 10-100 geringer als bei den Anlagen der GEN II mit hohen Sicherheitsstandards, die sich derzeit im Betrieb befinden.

Figur 4 zeigt einen Vergleich zwischen CDF und LERF für die aktuellen schweizer Kernkraftwerke auf der einen Seite und den EPR auf der anderen Seite (als Beispiel für ein GEN III/III+ Design).



Figur 4 Risikoindikatoren Kernschadenshäufigkeit und Wahrscheinlichkeit für grosse frühe Freisetzung für aktuelle Schweizer Kernkraftwerke im Vergleich mit Zielen der IAEA für aktuelle und zukünftige Kernkraftwerke (International Nuclear Safety Advisory Group, 1999). Für den EPR ist ein Bereich angegeben, der hauptsächlich von den eingebauten Sicherheitsmassnahmen gegen Erdbebengefahr abhängt.

Die primären Ziele der Entwicklung der Gen IV bestehen in einer neuen Qualität der Nachhaltigkeit in Bezug auf die Ressourcen, in einer Verbesserung des Proliferationsschutzes, in der Verringerung der Mengen langlebigen radioaktiven Abfalls und der Sicherung der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Die vorrangig auf die Sicherheit gerichtete Entwicklung

der Gen III/III+ ist auf Grund des Fokussierens auf wassergekühlte Reaktoren nicht in der Lage, in diesen Bereichen ein qualitativ neues Niveau zu erreichen. Dies kann nur beim Übergang zu Reaktorkonzepten mit neuen Kombinationen aus Brennstoff und Kühlmittel geschehen, die sich grundsätzlich von bestehenden Kernkraftwerkslinien unterscheiden. Die neuen Entwicklungen müssen sich dabei dem mit dem von der Gen III erreichten hohen Sicherheitsstandard messen, was noch erheblichen Entwicklungsaufwand erfordert. Für einige Kandidaten der GEN IV-Designs gibt es aber Hinweise darauf, dass die glaubwürdigen maximalen Folgen hypothetischer Unfälle verglichen mit der Generation II und III stark reduziert werden könnten.

Die sechs wichtigsten Reaktorlinien, die für die Entwicklung von Gen IV ausgewählt wurden, nehmen entsprechende Forschungsarbeiten früherer Jahre wieder auf vor dem Hintergrund neu entwickelter Materialien und neuer Einsichten in das Materialverhalten. Sie versprechen eine neue Bewertung des Sicherheitsverhaltens, wobei die Probleme, die sich aus der jeweiligen Kombination von Brennstoff, Moderator und Kühlmittel ergeben gegenwärtig noch Gegenstand internationaler Forschung sind, so auch im Rahmen von EURATOM, wo sich die Schweiz beteiligt. Speziell bei der Systemauslegung werden auch vermehrt inhärente Sicherheits-Systeme diskutiert.

Wirtschaftlichkeit

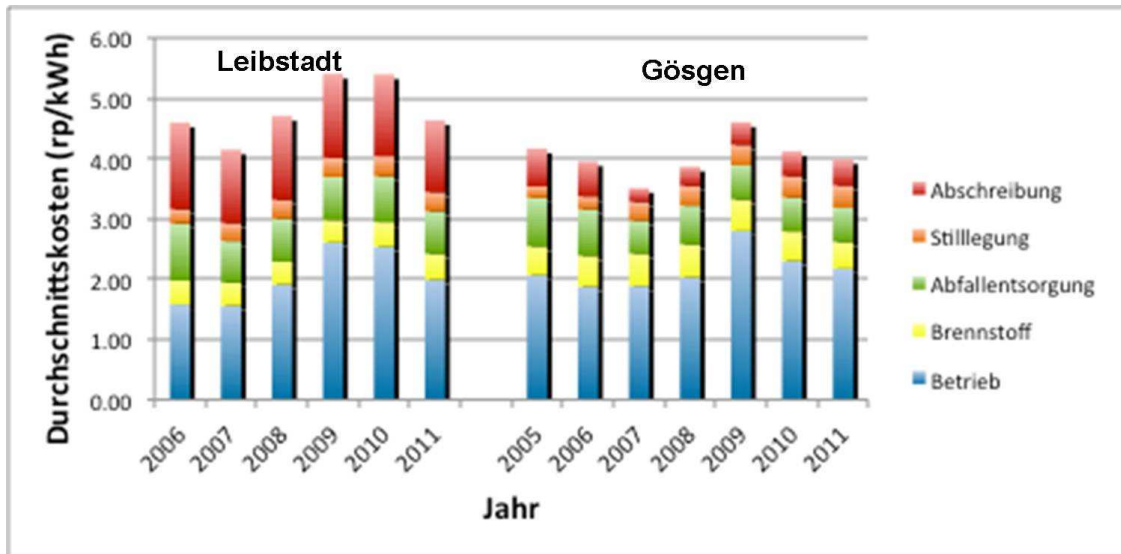
Man kann mit Sicherheit sagen, dass, da keine weiteren Generation II Kernkraftwerke mehr gebaut werden - zumindest in der Schweiz - die Wirtschaftlichkeit von Neubauten der Generation II Anlagen weitgehend von historischem Interesse ist. Hingegen spielen die aktuellen Stromgestehungskosten solcher Anlagen mindestens im kurz- und mittelfristigen Zeitrahmen eine wichtige Rolle.

Während sich die Anlagenausnutzungen systematisch erhöht haben, was zu einer besseren Wirtschaftlichkeit der Anlagen geführt hat, haben sich die Kapitalkosten für neue Anlagen über die Zeit seit den späten 1950er Jahren bis zur Gegenwart stark erhöht. Verzögerungen beim Bau verursacht durch erhöhte Sicherheitsanforderungen, öffentliche Opposition und gelegentlich kostspielige Fehler, führten zu gestiegenen Zinskosten und oft erhöhten Kapitalkosten wenn Nachbesserungen erforderlich waren. Diese Kostenüberschreitungen verursachten einen Anstieg des wahrgenommenen finanziellen Risikos und damit zu höheren Zinsen, was zu einer positiven Rückkopplung führte, die letztlich zu einer Einstellung von Aufträgen für neue Anlagen durch die Versorgungsunternehmen führte. Aus diesen Gründen ist in den USA eine staatliche Riskiodeckung eingeführt worden.

Aktuelle Kosten der Stromerzeugung der schweizerischen Kernkraftwerke liegen im Bereich von 4-6 Rp./kWh, mit teilweise abgeschriebenen Kapitalkosten. Figur 5 zeigt die Produktionskosten für KKG und KKL in den letzten Jahren, während Tabelle 5 die historischen Kosten und den Einfluss der grossen Umbauten auf die Produktionskosten zeigt. Weitere Details zu den Kosten spezifischer Nachrüstungen speziell der Projekte NANO und SUSAN finden sich in Tabelle 6.

Die Systeme NANO am KKB und SUSAN am KKM umfassen zusätzliche Notstrom-Dieselmotoren, für eine sichere Stromversorgung, eine Notfall-Leitwarte, und im Falle des KKB, Brunnen für eine unabhängige Kühlwasserversorgung. Die Systeme wurden in den Jahren 1990-1993 gebaut. Aufgrund eines Mangels an Grundwasser an der Stelle des KKM setzt SUSAN auf die Wasserversorgung aus dem Fluss Aare.

Neben der Funktion, zusätzliche Redundanz zur *Vermeidung* von Kernschäden zu bieten, wurden sowohl NANO als auch SUSAN für die *Milderung der Folgen* schwerer Störfälle konzipiert, und bilden so Teil des „Severe Accident Managements“ (SAM). Darüber hinaus wurden in allen Schweizer Reaktoren in den 90er Jahren Einrichtungen zur gefilterten Druckentlastung nachgerüstet.



Figur 5 Durchschnittliche Kostenkomponenten für KKL und KKG. Quelle: Geschäftsberichte der Besitzergesellschaften der Anlagen KKG, 2005-2011 und KKL, 2006-2011.

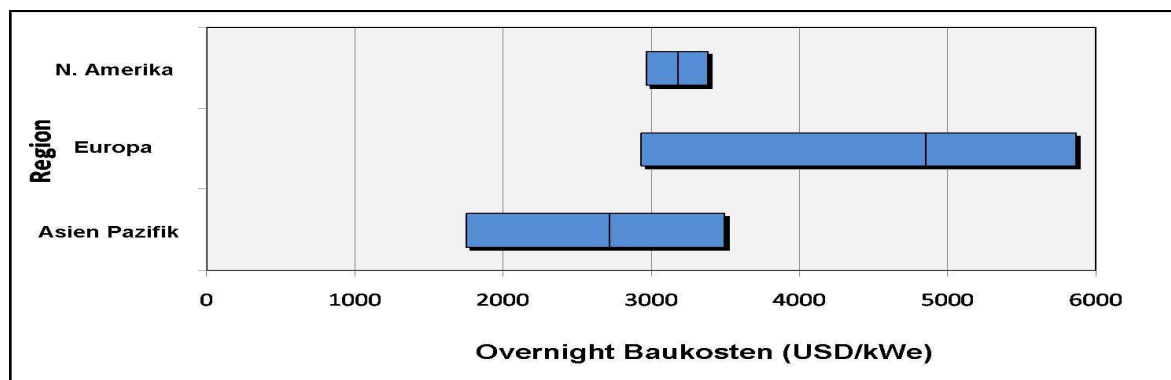
Tabelle 5 Diskontierte Erzeugungskosten (Preisbasis 01.10.1985). Quelle: BFE, 2008.

Anlage	Datum	Durchschnittliche Erzeugungskosten (Rp/kWh)			
		Kapitalkosten	Betrieb/Wartung	Brennstoff	Total
Beznau 1	01.01.1970	1.081	1.837	1.98	4.898
Nano 1	1993	0.980			0.980
Beznau 2	01.02.1972	1.081	1.837	1.98	4.898
Nano 2	1992	0.878			0.878
Mühleberg	01.08.1972	1.479	1.996	1.98	5.455
Susan	1990	0.381			0.381
Gösgen	01.01.1979	2.707	1.992	1.98	6.679
Leibstadt	01.06.1985	5.108	1.946	1.98	9.034

Tabelle 6 Kosten für Nachrüstungen, Zinsen und Betriebskosten. Nano 1 & 2 bedeutet „Nachrüstung für den Notstand“, Susan ist die Abkürzung für „Speziales unabhängiges System zur Abfuhr der Nachzerfallwärme“. Gezeigt werden die Nachrüstungskosten, die bereits für die Jahre nach 1985 geplant waren, spätere Nachrüstungen sind nicht aufgeführt. Quelle: (BFE, 2008)

Anlage	Baukosten (Mio CHF)	Ersatzteile (Mio CHF)	Zinsen	Betriebskosten (Mio CHF)	Durchschnittliche Kapitalkosten (CHF/kWe)
Beznau I	433	6	28	467	1283
Nano 1	257	5	36	298	
Beznau 2	433	6	28	467	1283
Nano 2	257	5	36	298	
Mühleberg	577	12	49	638	1899
Susan	132	3	11	146	
Gösgen	2185	44	845	3074	3169
Leibstadt	4243	85	1612	5940	5940

Es ist lehrreich, die internationale Variation der geschätzten Investitionskosten für derzeit geplante oder im Bau befindliche Kernkraftwerke zu betrachten, darunter aktuelle Gen III und III+ Designs. Die folgende Figur 6 zeigt diese Schätzungen, aufgeteilt in die amerikanische, europäische und asiatisch-pazifische Region, für die so genannten „overnight“ Baukosten, welche die Zinsen ausschliessen. Die niedrigsten Kosten und die grösste Anzahl von geplanten oder im Bau befindlichen Anlagen sind in Asien zu finden.



Figur 6 IEA/NEA Erhebung von geschätzten overnight Baukosten für die Generation III und III+ aufgeteilt nach Weltregionen⁶. Quelle: (IEA/NEA, 2010).

Die Einflussfaktoren auf diese Ergebnisse werden im Weiteren diskutiert.

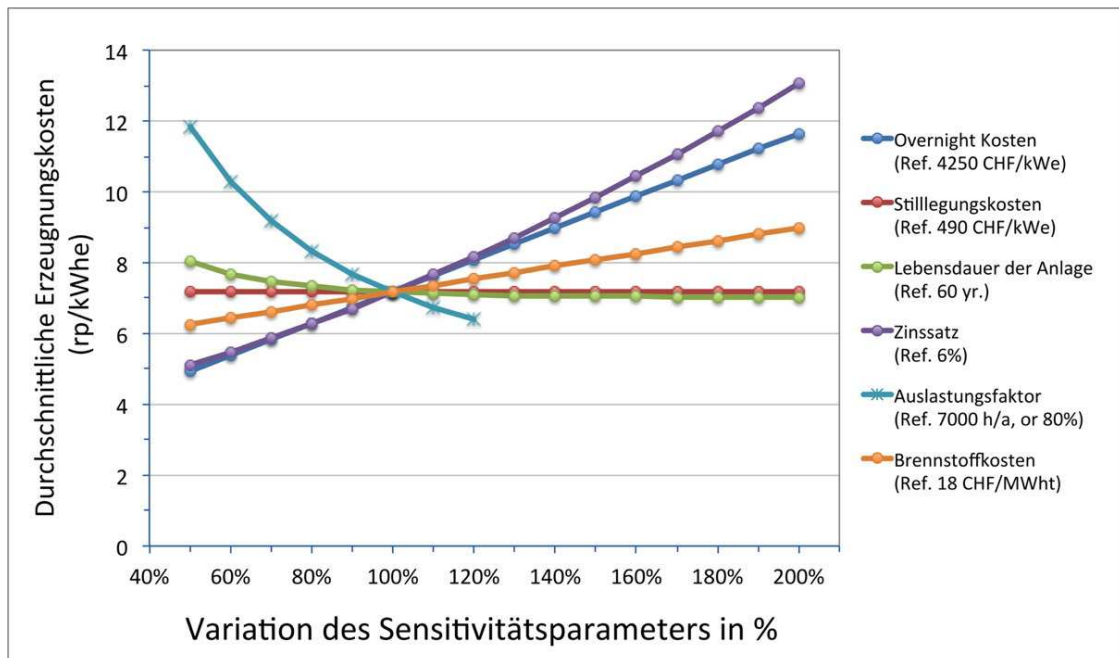
Das PSI hat den EPR als Referenz Generation III-Design in vergangenen, multi-nationalen Forschungsprojekten unter Beteiligung der Industrie verwendet, und zwar nicht nur für

⁶ Overnight Kosten sind Kosten ohne Berücksichtigung von Zinsen und Inflation

Kostenschätzungen, sondern auch für Umwelt- und Risikoabschätzungen. Bei den derzeit laufenden EPR Projekten in Olkiluoto (Finnland) und Flamanville (Frankreich) kam es zu Kosten- und Terminüberschreitungen, während die Konstruktion von Taishan 1 & 2 in China scheinbar kosten- und termingerecht abgewickelt wird. Die EPR Kostenüberschreitungen in Finnland und Frankreich sind durch mehrere Faktoren bedingt, unter anderem, dass es sich um die ersten Anlagen eines neuen Designs handelt und durch den Verlust von industrieller Erfahrung und Produktionskapazität in wichtigen Bereichen durch die Industrie. Umgekehrt profitiert der Bau von Kernkraftwerken in Asien von einer grösseren Zahl von Anlagen, kürzeren Bauzeiten (wegen schnellerer Bewilligungsverfahren), der vorhandenen Erfahrung beim Bau von Kernkraftwerken während der letzten Jahre) und einer Erhöhung der Kapazität und Erfahrung der Nuklearindustrie.

Basierend auf einer Überprüfung der Kosten und treibenden Faktoren kommt das PSI zu dem Urteil, dass die Kosten für einen neuen, zwischen 2020 und 2030 in Serie produzierten EPR im Bereich zwischen 3500 bis 5000 CHF/kWe liegen könnten, mit einem mittleren Schätzwert von 4250 CHF/kWe. Die geschätzten Produktionskosten liegen im Bereich von 6.4 bis 8.0 Rp/kWh.

Um den Einfluss der Annahmen für diese Schätzung zu ermitteln, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Figur 7 zeigt die durchschnittlichen Erzeugungskosten für einen Generation III EPR, gebaut im Jahr 2030, in Abhängigkeit der folgenden sechs Sensitivitäts-Parametern Overnight Investitionskosten, Stilllegungskosten, Lebensdauer der Anlage, Zinssatz, Auslastungsfaktor und Brennstoffkosten. Die sechs Sensitivitätsparameter wurden jeweils im Bereich von 50% bis 200% des Ausgangswerts (bezeichnet als Ref. in der Legende von Figur) variiert. Der Referenzwert für die Erzeugungskosten beträgt 7.2 Rp/kWh. Das Ergebnis dieser Sensitivitätsanalyse lässt sich folgendermassen zusammenfassen:



Figur 7 Kostensensitivitätsdiagramm. Quelle: PSI, 2012.

Die drei wichtigsten Faktoren, welche die Kosten bestimmen, sind die Auslastung, die Zinskosten und Baukosten (overnight) (zwischen 5 und 13 Rp/kWh), gefolgt von den Brennstoffkosten deren Sensitivität bei 6 bis 9 Rp/kWh liegt, der Lebensdauer der Anlage und den Stilllegungskosten. In einem Worst Case, wenn beispielsweise alle Parameter um 50% negativ von der Referenz abweichen, könnten die Erzeugungskosten 27 Rp/kWh betragen. Solch eine gleichzeitige Veränderung aller Parameter ist jedoch sehr unwahrscheinlich. Generell folgt aus der nuklearen Kostenstruktur und historischen Trends, dass Kernkraftwerke mit niedrigen Kosten unter anderem die folgenden gemeinsamen Merkmale besitzen: Verträge für schlüsselfertige Anlagen, keine Erstanlage, relativ kurze Bauzeit, klare Lizenzierungsverfahren ohne Verzögerungen oder Änderungen, niedrige Zinsen und hoher Ausnutzungsfaktor.

Kostenschätzungen für GEN IV Anlagen sind noch sehr unsicher, auch wenn ehrgeizige Ziele gesetzt wurden, da die Wettbewerbsfähigkeit eine hohe Priorität darstellt. Dennoch ist es sehr wahrscheinlich, dass die anfänglichen spezifischen Kosten der GEN IV höher sein werden als diejenigen für die aktuelle Anlagen-Generation. Allfällige Entscheidungen der Industrie, GEN IV Kraftwerke zu bauen, werden nicht nur von den geschätzten, ursprünglichen Kapitalkosten abhängen, sondern auch von der Wahrscheinlichkeit von Kostenüberschreitungen, dem Potenzial zur Reduktion der Kosten bei nachfolgenden Anlagen und dem Ausmass von staatlichen Subventionen für die ersten (Demo-)Anlagen.

Umweltauswirkungen

Der normale Betrieb von Kernkraftwerken mit den zugehörigen Brennstoffketten führt zu relativ geringen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Ökosysteme. Dennoch müssen die radioaktiven Abfälle für eine sehr lange Zeit aufbewahrt werden, ein Thema, das für die Gesellschaft von Belang ist. Die folgende Tabelle 7 gibt einen Überblick über die radioaktiven Abfallmengen in der Schweiz, mit denen bei einer erwarteten Lebensdauer der derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke von 50 Jahren gerechnet werden muss. Während niedrig- und mittelaktive Abfälle (SMA) in Bezug auf Volumen dominieren, tragen die verglasten hochaktiven Abfällen aus der Wiederaufarbeitung (HAA) und abgebrannte Brennelemente (BE) am meisten zur Aktivität bei.

Die verschiedenen Reaktor-Technologien und Generationen können auf der Grundlage der möglichen negativen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Schäden an Ökosystemen als Folge der Stromerzeugung verglichen werden. Solche Bewertungen für "normalen Betrieb" nutzen in erster Linie die Lebenszyklus (LCA)-Methode, die nicht nur den Betrieb der Kraftwerke als solche berücksichtigt, sondern auch die damit verbundenen Brennstoff-Ketten einschliesslich der Gewinnung der Rohstoffe, sowie der erforderlichen Infrastrukturen, Transporte und Entsorgung mit all den damit verbundenen Emissionen in die Umwelt, Landnutzung und Ressourcenverbrauch.

Drei Indikatoren wurden für den Vergleich der Umweltleistung der verschiedenen Generationen von Reaktor-Technologien ausgewählt: Treibhausgasemissionen, die die globalen Auswirkungen des Klimawandels repräsentieren; Auswirkungen auf die Ökosysteme, basierend die auf der internationalen LCIA Methode „Eco-indicator“, und YOLL („Years Of Life Lost“), die Schäden für die menschliche Gesundheit aufgrund von Luftverschmutzung, Radionukliden sowie Emissionen von Schwermetallen und anderen toxischen Substanzen darstellen und aggregieren. Zusätzlich sind in Figur 8 Uranverbrauch und Abfallmengen enthalten. Diese stellen keine tatsächlichen Auswirkungen auf die Umwelt dar, sondern Probleme, die üblicherweise in der öffentlichen Diskussion als Umweltbelange bezeichnet werden.

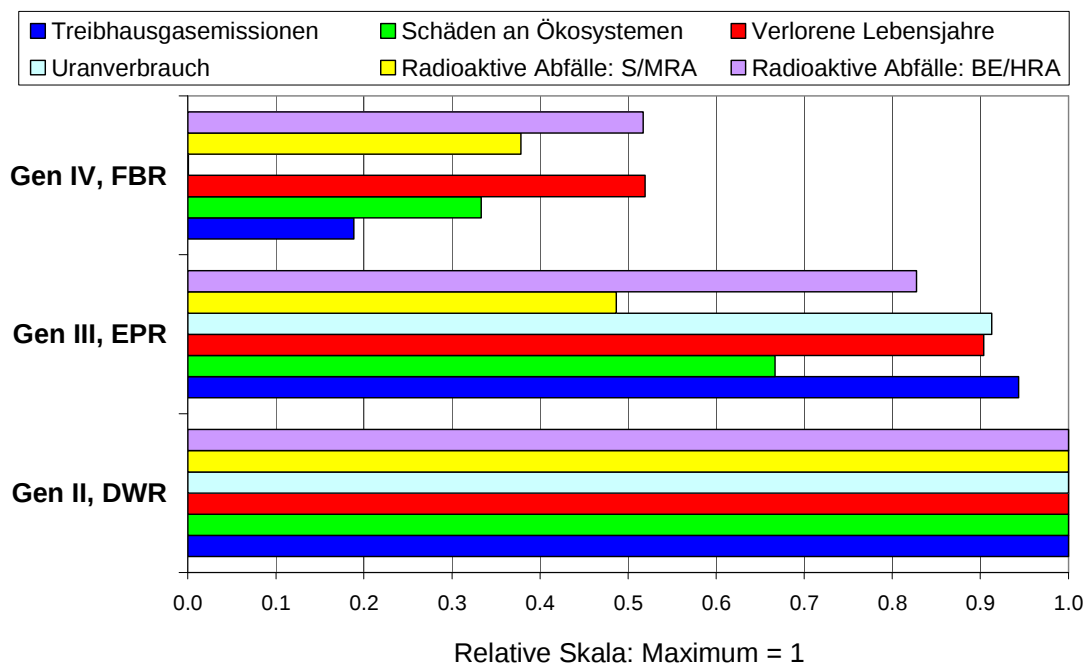
Die Ergebnisse zeigen einen deutlich rückläufigen Trend für alle sechs Indikatoren von Gen II zur Gen IV, am stärksten ausgeprägt für Urannachfrage und Treibhausgasemissionen. Diese Verbesserung der Umweltindikatoren zusammen mit Fortschritten in der technologischen Entwicklung spiegeln vor allem eine Reduzierung der Nachfrage nach frischem Uran (für Gen IV aufgrund des geschlossenen Brennstoffkreislaufs des schnellen Brüters (fast breeding reactor FBR)) und die erhöhte Effizienz wieder. Die hochradioaktiven Abfälle können hier im Vergleich zu den Anlagen der Generation II auf die Hälfte reduziert werden.

Tabelle 7 Volumen von radioaktiven Abfällen, die in der Schweiz erwartet werden.
Quelle: (NAGRA, 2010).

Prognose Abfallvolumina (50 Jahre Betriebsdauer der KKW)	SMA (m³)		ATA (m³)		HAA/BE (m³)	
	Konditioniert	Verpackt	Konditioniert	Verpackt	Konditioniert	Verpackt
BA-KKW Betriebsabfälle der KKW (Abfälle aus Reinigungssystemen und Mischabfälle), inkl. Nachbetriebsphase vor Stilllegung	7 260	24 400	10	40		
RA-KKW Reaktorabfälle der KKW (aktivierte Komponenten)	340	1 560				
SA-KKW Stilllegungsabfälle der KKW	28 265	28 265				
WA-KKW Wiederaufarbeitungsabfälle der KKW (bei Substitution BNFL)			200	1 320		
BA-ZWI Betriebsabfälle Zwiilag	45	140				
SA-ZWI Stilllegungsabfälle Zwiilag	620	655				
BA-MIF MIF-Abfälle des BAG sowie Betriebsabfälle des PSI	4 270	9 170	325	920		
SA-MIF¹ Stilllegungsabfälle des PSI und anderer	23 000	23 000				
BEVA Abfälle der späteren BE-Verpackungs- anlage im Lager HAA/BE	2 220	2 220				
HAA Kokillen aus der Wiederaufarbeitung (Ausschöpfung bestehender Verträge, bei Substitution BNFL)					115	730
BE Verbrauchte Brennelemente					1 135	6 595
Gesamtvolumen (gerundet)	66 020	89 410	535	2 280	1 250	7 325
Prozentualer Anteil (gerundet)	97,3 %	90,3 %	0,8 %	2,3 %	1,9 %	7,4 %
Aktivität²	4,7 · 10 ¹⁷ Bq		3,4 · 10 ¹⁶ Bq		3,0 · 10 ¹⁹ Bq	
Prozentualer Anteil	1,6 %		0,1 %		98,3 %	

¹ Darin enthalten ist eine Reserve von 12 000 m³ für heute noch nicht im Detail spezifizierte SMA-Abfälle aus Grossforschungsanlagen.

² Aktivitätsinventar für Stichjahr 2050.



Figur 8 Treibhausgas-Emissionen, Auswirkungen auf die Ökosysteme, verlorene Lebensjahre (YOLL), Verbrauch von Uran-Ressourcen und das Abfallaufkommen pro erzeugte kWh Strom für Gen II, III und IV Reaktoren auf einer relativen Skala mit dem Druckwasserreaktor der Gen II als Referenz. Quellen: Dones, Bauer & Doka, 2009; Hirschberg, Bauer, Schenler & Burgherr, 2010; NEEDS, 2009; Simons & Bauer, 2012.

Andere innovative Reaktortechnologien und Brennstoffe

Aufgrund der grossen Vielfalt an Optionen und begrenztem Wissensstand werden „Kleine Modulare Reaktoren“ (SMR), der Hochtemperaturreaktor (HTR) und Thorium als alternativer Brennstoff, der in geeigneten Reaktoren verwendet werden könnte, separat behandelt. Eine weitere, vertiefte Untersuchung dieser drei Optionen wird empfohlen.

Kleine modulare Reaktoren (SMR)

Nach der Klassifikation der IAEA, werden Reaktoren mit einer elektrischen Leistung von weniger als 300 MWe als kleine Reaktoren bezeichnet, Reaktoren mit einer Leistung zwischen 300 MWe und 700 MWe als mittelgrosse. Seit 2008 haben kleine modulare Reaktordesigns (SMR (Small Modular Reactors), die in der Regel weniger als 125 MWe aufweisen) weltweite Aufmerksamkeit gewonnen.

Der Begriff modular im Kontext von Nuklearreaktoren bezieht sich auf einen einzelnen Reaktor, der mit anderen gleichen Reaktormodulen gruppiert werden kann um ein grösseres Kernkraftwerk an einem Standort zu bilden. Es wird erwartet, dass Anforderungen an Vorbereitungen vor Ort begrenzt sein werden, da diese Reaktoren betriebsbereit sein sollen, wenn sie die Fabrik verlassen. Die modularen Reaktoren bieten Einfachheit des Designs, der Wirtschaftlichkeit und mehr Flexibilität (Finanzierung, Standortwahl, Dimensionierung etc.) im Vergleich zu grösseren Kernkraftwerken (US-DOE, 2010).

Seit Mitte der 80er Jahre gibt es ein anhaltendes Interesse unter den Mitgliedstaaten der IAEA (IAEA, 2009; IAEA, 2006), OECD (OECD/NEA, 2011) an der Entwicklung und möglichen Anwendungen von kleinen und mittleren Reaktoren (SMR). Die Entwicklung der sogenannten SMR zielt vor allem auf Nischenmärkte⁷ ab, für die grosse Kernkraftwerke nicht geeignet sind. Die F&E-Arbeit an SMR-Designs ist auf die Verbesserung in den Bereichen Sicherheit, Nichtverbreitung von nuklearen Materialien, Abfallentsorgung, Ressourcennutzung und Wirtschaftlichkeit ausgerichtet, sowie auf eine breite Palette Energieerzeugnissen, Flexibilität im Design, Standort und Brennstoffzyklusvarianten (IAEA, 2011b). Im Sinne dieser Kriterien sind die mannigfaltigen SMR-Designs mit den Reaktoren der Gen III, III+ oder IV vergleichbar. SMRs eignen sich dazu, die Bereitstellungsanforderungen kleinerer Netze zu erfüllen und bei einem geringeren Anstieg der Nachfrage.

Denkbar sind SMRs auch als direkte Konkurrenz zu grossen KKW. Die im Vorfeld benötigten Investitionen sind für eine Einheit eines SMR deutlich kleiner als für einen grossen Reaktor. SMRs erlauben eine grössere Flexibilität im Aufbau zusätzlicher Kapazitäten, was zu kleineren finanziellen Risiken führt, so dass solche Reaktoren potenziell attraktiv für Investoren sind, sowie für Länder, die ein Atomprogramm neu beginnen (OECD/NEA, 2011).

⁷ Im Vergleich zu grossen konventionellen Reaktoren zeigen SMRs einige innovative Designfeatures sowie Flexibilität für die spezifischen Randbedingungen und Anforderungen der Zielmärkte. Es gibt einige Vorteile der SMRs für Anwendungen in abgelegenen oder isolierten Gebieten, wo grosse KKW nicht erforderlich sind und / oder elektrische Netze fehlen oder nur schwach entwickelt sind. Auch bieten sich SMRs für Länder an, die selbst über keine Nuklearindustrie bzw. nukleare Infrastruktur verfügen.

Heute gibt es mehrere Dutzend SMR-Designs, die auf den Technologien der wichtigsten traditionellen Reaktorlinien (DWR, SWR) basieren oder auch auf nicht-konventionellen Technologien. Wie aus Tabelle 8 ersichtlich ist, basieren die meisten kurzfristig (innerhalb ~ 10 Jahren) realisierbaren Designs auf der bekannten Druckwasserreaktor-Technologie. Darüber hinaus gibt es ein Hochtemperaturreaktor (HTR-PM), einen fortgeschrittenen Schwerwasser-Reaktor (AHWR) und drei Flüssigmetall gekühlte SMR (zwei Blei-Wismut-gekühlte und ein Natrium gekühlter), wobei für die letzteren Prototypen erst bis zum Jahr 2020 erwartet werden, da hier ein höheres Mass an Innovation erforderlich ist.

Die Einbeziehung von inhärenten und passiven Sicherheitsdesign-Merkmalen hat sich zu einem "Markenzeichen" der innovativen SMR-Konzepte entwickelt. Da viele der SMRs entwickelt wurden, um eine grössere Nähe zu den Benutzern zu ermöglichen, insbesondere, wenn mehrere Einheiten an einem Standort gruppiert sind oder auf nicht-elektrische Anwendungen abzielen, ist ein angemessener „defense-in-depth“ Ansatz⁸ wichtig. Der Stand der Technik von „defense-in-depth“ Ansätzen bei den verschiedenen SMR-Konzepten, die auf den konventionellen (LWR, HWR, HTR, LFR) und nicht-konventionellen Konstruktionen basieren, wurde vor kurzem von den internationalen Organisationen (IAEA, 2009; OECD/NEA, 2011) vorgestellt.

Die Umsetzung der technischen inhärenten⁹ und physikalischen inhärenten¹⁰ Sicherheitsmerkmale können sowohl Aspekte des „defense-in-depth“ Ansatzes verbessern als auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage, z. B. durch eine reduzierte Komplexität des Designs, einen reduzierten Investitionsbedarf oder reduzierte Off-Site-Notfallplanung. Darüber hinaus können auch andere Bereiche als die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst werden, wie beispielsweise der Einsatz von SMR in Entwicklungsländern, der von vereinfachten Anforderungen an die Infrastruktur profitiert, oder einer Reduzierung der Systeme für die Wartung.

⁸ Für eine optimale Sicherheit in nuklearen Kernanlagen wird der „defence-in-depth“ Ansatz verwendet. Ein wesentlicher Bestandteil ist das sogenannte gestaffelte Sicherheitsbarrierenkonzept, wobei zum Beispiel der sichere Einschluss des radioaktiven Inventars einer Anlage nach dem Mehrfachbarrierenprinzip erfolgt, d.h. radioaktive Stoffe müssen, bevor sie freigesetzt werden können, mehrere gestaffelte Barrieren passieren. Für die Freisetzung sind die typische Barrieren eines Kernreaktors: das Brennstoffpellet, das Brennstoffhüllrohr, der Reaktordruckbehälter und der gasdichte Sicherheitsbehälter. Weitere wesentliche Aspekte dieses Ansatzes und generelle Prinzipien für die Erhöhung des Sicherheitsstandards sind eine hohe Qualität bei Auslegung und Konstruktion, die Berücksichtigung der Mensch-Maschinenschnittstellen zur Vermeidung von Fehlern, redundante und diversitäre Systemauslegungen sowie deren Überwachung usw.

⁹ Die Begriffe technische inhärente und physikalische inhärente Sicherheit werden hier gemäss der Definition der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH [http://wiki.grs.de/index.php/Inh%C3%A4rente_Sicherheit] verwendet. Von technischer inhärenter Sicherheit spricht man, wenn sich ein System nach Fehlbedienung oder Fehlfunktion immer noch aktiv so verhält, dass grosse Schäden ausgeschlossen sind oder die sicherheitsgerichtete Funktionalität nicht beeinträchtigt wird. Ein Beispiel zur technischen inhärenten Sicherheit stellt das Fail-Safe-Prinzip dar.

¹⁰ Die physikalische inhärente Sicherheit ist gegeben, wenn sich ein System physikalischen Prinzipien folgend so verhält, dass Schäden im grösseren Ausmasse nicht eintreten können. Man spricht in dem Zusammenhang auch von passiver Sicherheit.

Die Kernschadenshäufigkeit (CDF) der SMRs wird als vergleichbar oder niedriger beurteilt als für aktuelle grosse Wasser-Reaktoren. Beipieisweise schätzt der Hersteller, dass die CDF für das fortschrittliche NuScale Design (45 MWe fortschrittliches PWR-Modul, entwickelt durch NuScale Power, USA) in der Grössenordnung von 10^{-8} pro Jahr ist.

Tabelle 8 Designstatus und möglicher Zeitrahmen für die Auslieferung fortschrittlicher SMRs.
Quelle: OECD/NEA, 2011.

SMR	Technologie-familie	Elek-trische Leistung [MWe]	Anlagenkon-figuration	Stand des Designs	Lizenzierungs-Status /Datum des Abschlusses /Einreichung	Angestrebtes Auslieferungs-datum
KLT-40S, Russland	DWR	2x35	Doppelmodul-reaktor, schwimmende Plattform	Detailliertes Design abgeschlossen	Lizenziert/ im Bau	2013
VBER-300, Kasachstan, Russland	DWR	302	Einzel- oder Doppelmodul-reaktor, landbasiert oder schwimmend	Detailliertes Design fast abgeschlossen	n/a	>2020
ABV, Russland	DWR	2x7.9	Doppelmodul-reaktor, landbasiert oder schwimmende Plattform	Schwimmend: Detailliertes Design abgeschlossen, Landbasiert: detailliertes Design für Modifizierung in Arbeit	Teile des Designs lizenziert	2014-2015
CAREM-25, Argentinien	DWR	27	Einzelmodul-reaktor, landbasiert	Detailliertes Design in Abschluss	Lizenzierungs-Verfahren läuft / 2011	Prototyp 2015
SMART, Südkorea	DWR	90	Einzelmodul-reaktor, landbasiert	Detailliertes Design in Arbeit	Lizenzierungs-Verfahren läuft / 2011	~2015
NuScale, USA	DWR	12x45	Reaktor aus 12 Modulen, landbasiert	Detailliertes Design in Abschluss	Vorbewerbung um Lizenz, 2011	Erster Reaktor 2018
mPower, USA	DWR	x125	Multimodul-reaktor, landbasiert	Detailliertes Design in Arbeit	Vorbewerbung um Lizenz, 2011	~2018
IRIS, USA	DWR	335	Einzel- oder Doppelmodul-reaktor, landbasiert	Grunddesign abgeschlossen, im Bewertungsprozess durch Anbieter		
Westing-house, SMR	DWR	>225				
HTR-PM, China	DWR	2x105	Doppelmodul-reaktor, landbasiert	Detailliertes Design abgeschlossen	Lizenzierungs-Verfahren läuft / 2001/ 2011	Erster Reaktor 2013

SMR	Technologie-familie	Elek-trische Leistung [MWe]	Anlagenkon-figuration	Stand des Designs	Lizenzierungs-Status /Datum des Abschlusses /Einreichung	Angestrebtes Auslieferungs-datum
AHWR, Indien	fortschrittlicher Schwer-wasserreaktor	300	Einzelmodul-reaktor, landbasiert	Detailliertes Design in Abschluss	Vorbewerbung um Lizenz, 2011	~2018
SVBR-100, Russland	Blei-Wismut gekühlter schneller Reaktor	x101.5	Einzel- oder Multimodul-reaktor, landbasiert oder schwimmend	Detailliertes Design in Arbeit	n/a, Prototypen werden in russischen U-Booten betrieben	Prototyp 2017
New Hyperion Leistungs-modul, USA	Blei-Wismut gekühlter schneller Reaktor	x25	Einzel- oder Multimodul-reaktor, landbasiert	n/a	Vorbewerbung um Lizenz, Jahr unbekannt	Erster Reaktor 2018
4S Japan	Natrium gekühlter schneller Reaktor	10	Einzelreaktor, landbasiert	Detailliertes Design in Arbeit	Vorbewerbung um Lizenz, 2012	Erster Reaktor nach 2014

Ökonomische Aspekte kleiner modularer Reaktoren (SMRs)

SMRs bieten eine Reihe von verschiedenen Möglichkeiten die wirtschaftliche Performance zu verbessern (IAEA, 2007; US-DOE, 2010), einschliesslich:

Reduzierung der Komplexität der Anlagen. In einigen fortgeschrittenen SMRs ist es möglich, erhebliche konstruktive Vereinfachungen durch umfassende Einbeziehung von inhärenten Sicherheitsmerkmalen, die für grosse Reaktoren nicht möglich wären, zu erreichen. Gewisse Hersteller und Designer schätzen, dass solche Design-Vereinfachungen die Kapitalkosten für kleine modulare Druckwasserreaktoren um mindestens 15% reduzieren könnten.

Reduzierung von Bauzeit und Kosten. Es könnte möglich sein, einen schnelleren „Return on Investment“ zu erreichen, indem man den Reaktor für den Transport auslegt und ein standardisiertes Design ohne standortsspezifische Modifikationen verwendet. Die meisten der SMR-Entwickler behaupten, dass ein SMR innerhalb von ca. 3 Jahren gebaut werden könnte. Die Investitionskosten könnten sich um bis zu 20% reduzieren, wenn der Diskontierungssatz hoch ist.

"Ökonomie der Massenproduktion" statt "economy of scale"¹¹. Kostensenkungen durch die Nutzung der Massenproduktion mit serieller Fertigung von transportablen Anlagen oder Subsystemmodulen mit standardisierten Strukturen, Systemen und Komponenten.

Anpassen der Anlagengrösse an den benötigten elektrischen Kapazitätsaufbau. Durch die Kombination von kleiner Reaktorgrösse und kurzen Bauzeiten wäre es möglich, eine bessere Anpassung an das Nachfragewachstum in Systemen zu erreichen, die von kleineren Versorgungsunternehmen betrieben werden. Kleinere Reaktor-Module könnten Überkapazitäten, den Zinsaufwand und das Investitionsrisiko im Vergleich zu grossen, konventionellen Reaktoren reduzieren. Zusätzliche Einsparungen könnten durch den Bau einer Reihe von Reaktoren an einem gemeinsamen Standort erreicht werden.

Schwimmende SMR Reaktoren. Die Wirtschaftlichkeit von schwimmenden Reaktoren gegenüber landbasierten Reaktoren ist nicht eindeutig zu beantworten.

Eine Analyse der durchschnittlichen Erzeugungskosten für Strom für kleine modulare Reaktoren wurde vor kurzem von der IAEA (OECD/NEA, 2011) veröffentlicht. Diese Analyse beinhaltet auch einen Vergleich mit grösseren Kernkraftwerken, fossilen Kraftwerken und Windkraftanlagen, unter Verwendung von Kostendaten aus einer weltweiten Befragung über Stromgestehungskosten (IEA/NEA, 2011). Die Kosten, die in dieser Umfrage genannt wurden, haben keine einheitliche Qualität oder gemeinsamen Annahmen, aber es ist sehr lehrreich, die Variation der Kosten sowohl innerhalb als auch zwischen den drei Regionen Europa, Nordamerika und Asien zu betrachten. Die geschätzten durchschnittlichen Erzeugungskosten für alle landbasierten SMRs sind etwas höher als für grosse Kernkraftwerke, während die entsprechenden Kosten für die schwimmenden SMRs deutlich höher sind als für landbasierten SMRs, eine Ausnahme bilden die russischen ‚Doppel-Barke‘ Einheiten.

Einige Hersteller und Designer geben an, dass ein vollständig werkseitig hergestelltes, auf einer schwimmenden Plattform gebautes Kernkraftwerk 20% günstiger sein könnte, als ein an Land gebautes Kernkraftwerk mit einem SMR derselben Grösse. Solche Designs basieren in der Regel auf Marine-Reaktoren, wie sie in Eisbrechern (WIKIPEDIA, 2012a) eingesetzt werden. Die Anlagen würden in Werften produziert werden und die Lieferung wäre natürlich auf schiffbare Küsten und Flüsse begrenzt, andererseits ist die Bevölkerungsdichte in solchen Gebieten in der Regel hoch, was zu hohem Strombedarf führt.

Hochtemperaturreaktoren (HTR)

Zurzeit ist der Hochtemperaturreaktor (HTR) das am fortgeschrittenste modulare Design. Es weist besondere Sicherheitsmerkmale, vielseitige Einsatzmöglichkeiten zur Strom- und Prozesswärmeerzeugung und einen deutlich höheren Anlagenwirkungsgrad als heutige LWR auf. Ein HTR kann mit verschiedensten Brennstoffen betrieben werden, wobei auch ein geschlossener Brennstoffkreislauf möglich ist. Bei Einsatz von Thorium ist mit deutlich niedrigerer Produktion von langlebigem Abfall zu rechnen.

¹¹ Economy of scale: Die spezifischen Kosten (pro kWe) von kleineren Reaktoren sind normalerweise höher als für größere Reaktoren.

Einzigartige passive Sicherheitseigenschaften des HTR sind:

Keramischer Brennstoff mit zuverlässig gestaffelten Spaltproduktbarrieren bis zu sehr hohen Temperaturen durch den Einsatz von mehrfach beschichteten Brennstoffpartikeln. Der Reaktorkern wird so ausgelegt, dass die akzeptable Brennstofftemperatur (typischerweise 1600°C) nicht überschritten werden soll.

Stark negativer Temperaturkoeffizient durch Einsatz grosser Mengen an Th-232 oder U-238, der für eine inhärente Stabilisierung der Leistung sorgt. Der vollständige Ausfall der Kühlung wie in Fukushima führt bei einem HTR ohne Hilfssysteme zur passiven Selbstabschaltung mit langsamer Kernabkühlung, ohne dass die maximal akzeptable Temperatur überschritten wird. Dieses Verhalten wurde in mehreren Testreaktoren (AVR, HTR-10) mehrfach erfolgreich demonstriert.

Aufgrund der Kombination des chemisch inerten Kühlmittels Helium mit einer geringen Leistungsdichte (eine Grössenordnung kleiner als in LWR) und der hohen Wärmekapazität von Reflektor- und Moderatorgraphit, weisen modulare HTR-Systeme ein sehr träges Verhalten auf, welches Betreibern viel Zeit zur Reaktion bei Zwischenfällen gibt. Auch ist es möglich, die Nachzerfallswärme durch natürliche Konvektion, Wärmeleitung und Wärmestrahlung aus dem Reaktorkern abzuführen.

Für das spezifische Konzept der Kugelhaufenreaktoren ist eine kontinuierliche Brennstoffbeladung möglich und somit keine Überschussreaktivität zur Kompensation des Abbrandes erforderlich.

Aufgrund dieser Eigenschaften weisen modulare HTR potentiell eine hohe physikalisch inhärente bzw. passive Sicherheit auf.

Die Weiterentwicklung¹² und Realisierung von HTR wird vor allem im asiatischen Raum vorangetrieben. Japan betreibt seit Ende der 1990er Jahre den High Temperature Test Reactor HTTR mit 30 MW_{th}. Korea arbeitet an einem Reaktorkonzept zur Wasserstoffherstellung. In China, wo die Demonstrationsanlage HTR-10 (thermische Leistung 10 MW_{th}) seit Jahren erfolgreich betrieben wird, wird zurzeit die Demonstrationsanlage HTR-PM (High Temperature Reactor – Pebble-Bed Modul entwickelt. Der HTR-PM hat eine elektrische Leistung an einem einzigen Generator von 210 MW_e), besteht aber aus zwei Reaktoreinheiten mit je einer thermischen Leistung von 250 MW_{th}. Er wurde nach Fukushima einem „stress test“ unterworfen, entsprechend verbessert und befindet sich in einer frühen Bauphase.

¹² HTRs wurden seit den 1960er Jahren bis zum Ende der 1980er Jahre in Europa und in den USA entwickelt. Mehrere Demonstrationsanlagen (Dragon, Fort St. Vrain) wurden gebaut. In Deutschland wurde die Entwicklung des Kugelhaufenreaktors vorangetrieben. Es wurde ein Testreaktor (AVR Jülich) und ein Prototyp (THTR Hamm-Üntrop) betrieben. Es existieren mehrere Reaktorkonzepte mit unterschiedlichen Leistungen. Auch das know-how für Brennstoff, Strukturmaterialien, Graphit und verschiedene Komponenten ist nach wie vor vorhanden, insbesondere in verschiedenen deutschen Firmen.

Auch in Europa, Nordamerika und Südafrika werden F&E-Arbeiten durchgeführt. Hier werden insbesondere Untersuchungen zur Brennstofftechnologie sowie Material- und Reaktorverhalten durchgeführt, wie beispielsweise die Staubentwicklung durch Abrieb von Graphit sowie Störfallanalysen zu Luft- und Wassereintrich¹³ in den Reaktorkern. Ausserdem werden Möglichkeiten untersucht, wie man den HTR zur Prozesswärmegewinnung einsetzen kann (z.B. den VHTR im Rahmen der Generation IV).

Einen aktuellen Überblick über die verschiedenen und vorwiegend modularen HTR Konzepte (ANTARES, HTR-PM, GT-MHR, NGNP), den Entwicklungsarbeiten zur Brennstofftechnologie und entsprechenden Bestrahlungsexperimenten sowie Aspekten zur Endlagerung gibt die jüngste IAEA Veröffentlichung (IAEA TECDOC 1674, 2012). Prozesstechnische Anwendungen werden in einer weiteren Veröffentlichung dargestellt (IAEA TECDOC 1682, 2012).

Europaweit wird die HTR Forschung und Entwicklung seit etwa 10 Jahren von einem Netzwerk (HTR-TN) und einer Technologieplattform (SNETP) koordiniert (www.snetp.eu). Die aktuellsten Projekte sind RAPHAEL (www.raphael-project.org) und ARCHER (www.archer-project.eu) (Technologieentwicklung) sowie EUROPAIRS (www.europairs.eu) (industrietechnische Anwendungen). Die europäischen und auch Schweizer F&E Beiträge werden entsprechenden Projekten des „Generation IV International Forum“ zur Verfügung gestellt. Des weiteren existieren nationale Projekte wie z.B. in Polen, welche den Bau einer Demonstrationsanlage anstreben.

Potential und Vorteile von Thorium

Einleitung und Rückblick: Seit dem Beginn des nuklearen Zeitalters basiert die industrialisierte nukleare Energieerzeugung auf dem Uran-Brennstoffzyklus. Dieser Brennstoffzyklus wird heutzutage weltweit in allen Kernkraftwerken genutzt und seine Wirtschaftlichkeit ist eindrucksvoll bestätigt. Zu Beginn der Entwicklung der nuklearen Industrie wurde auch der alternative Thorium-Brennstoffzyklus untersucht und entsprechende Forschungsprogramme zur Nutzung von Thorium wurden durchgeführt. Allerdings konnte bis heute keine wirtschaftliche Nutzung erzielt werden.

Grundlegende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten wurden in England, USA, Russland, Japan, Deutschland und Indien durchgeführt. Seit den 80er Jahren wurden in den aufgeführten Ländern relevante F&E Arbeiten zum Thorium eingestellt, allerdings mit Ausnahme von Indien, welches über sehr grosse Thoriumreserven verfügt. Indien hat eine langfristige Strategie, um die heimischen Thoriumvorkommen nachhaltig zu nutzen, und unternimmt dementsprechend grosse Anstrengungen zur Entwicklung eines Thorium Brennstoffzyklus.

Seit dem Jahrtausendwechsel ist ein steigendes Interesse an einem Thorium-Brennstoffzyklus in zahlreichen Ländern und Instituten zu beobachten. Dies hat u.a. zu verschiedenen kritischen

¹³ In den 90er Jahren wurden am Forschungsreaktor PROTEUS des PSI umfangreiche experimentelle Untersuchungen zum Wassereintrich durchgeführt.

Reviews durch internationale und nationale Organisationen geführt, wie beispielsweise der IAEA (IAEA TECDOC 1450, 2005), der Europäischen Union (European Commission, 2000) oder durch die norwegische Regierung (Thorium Report Committee, 2008). Im Rahmen dieser Reviews wurden alle Gesichtspunkte des Brennstoffzyklus (von der Thoriumgewinnung bis hin zur Endlagerung der radioaktiven Abfälle) betrachtet, um das Potential und den Nutzen eines solchen Zyklus einschätzen zu können.

Die Frage, ob ein Thorium Brennstoffzyklus vorteilhafter als ein Uran Brennstoffzyklus ist, wird – aufgrund der komplexen wissenschaftlichen, technologischen und wirtschaftlichen Aspekte – kontrovers diskutiert. Im Rahmen von Forschungsprogrammen in denen die Reaktorphysik, das Reaktorkonzept, Sicherheit, Nicht-Proliferation und ökonomische Aspekte betrachten werden, soll die Datenlage zu den obenaufgeführten Fragestellungen verbessert werden (Geohegan-Quinn im Namen der Europ. Kommission, 2011).

Der Einsatz von Thorium kann strenggenommen keiner Generation oder Typ von Reaktoren zugeordnet werden, da es ähnlich dem Uran in verschiedenen Reaktortypen verwendet werden kann. In der jüngeren Vergangenheit wurde der Einsatz von Thorium auch in Generation IV Konzepten wie Flüssigsalzreaktoren, Hochtemperaturreaktoren und flüssigmetall- oder gasgekühlten Reaktoren mit schnellen Neutronen untersucht. Ebenso wird der Nutzen des Thoriums in bestehenden Reaktortypen (Gen II) wie Leichtwasser moderierte Reaktoren (LWR) und Schwerwasser moderierte Reaktoren (HWR) betrachtet. Bei den letztgenannten Reaktortypen werden sowohl existierende Designs wie auch zukünftige Konzepte untersucht.

Der Nutzen von Thorium als Kernbrennstoff ist abhängig von der Wahl des Reaktorsystems. In einigen Systemen ist das sogenannte Brüten möglich, d.h. es wird während des Betriebs des Reaktors mehr Spaltmaterial erzeugt als verbraucht. Eine Beladung von Reaktoren allein mit Thorium ist nicht möglich, da Thorium selbst praktisch nicht spaltbar ist. Beim Brutprozess wird vielmehr das eigentliche Spaltmaterial erst gebildet. Es handelt sich um das natürlich nicht vorkommende Uranisotop 233. In einem „frischen“ Thoriumreaktor muss also Uran-233 oder ein anderes Spaltnuklid zugegeben werden, um ihn überhaupt betreiben zu können. Weiter unten beschriebene Vorteile im Hinblick auf die Langlebigkeit des Abfalls können nur erreicht werden, wenn allein Uran-233 als Spaltstoff verwendet wird. Die Verfügbarkeit der notwendigen Mengen dieses Nuklids ist weltweit sehr begrenzt und seine Beschaffung respektive Erbrütung kann daher eine potentielle Einführung dieser Technik stark verzögern.

Ein Grund für die frühere strategische Entscheidung gegen Thorium ist die starke Radioaktivität des erbrüteten Uran-233 infolge einer nicht vermeidbaren Verunreinigung mit dem stark strahlenden Uran-232. Ein geschlossener Brennstoffzyklus würde hier einen deutlich höheren technologischen Aufwand bei der Brennelementfertigung als heute üblich nach sich ziehen, selbst im Vergleich mit der heutigen MOX Technologie. Es wird sofort klar, dass Flüssigsalzreaktoren hierbei einen starken Vorteil aufweisen würden.

Historische Thorium-Reaktoren sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9 Experimentelle und Demoreaktoren mit Thorium-Brennstoff.
Quelle: IAEA TECDOC 1450, 2005.

Name, Land	Typ	Leistung [MWe]	Brennstoff	Betriebszeitraum
AVR, Deutschland	Hochtemperatur Gasreaktor, (HTGR) experimentell (Kugelhaufenreaktor)	15	beschichtete Brennstoffpartikel mit Th & U-235 Treiberbrennstoff, Oxide & Dicarbid	1967-1988
THTR, Deutschland	Hochtemperatur Gasreaktor, (HTGR) , Leistungsreaktor (Kugelhaufen)	300	beschichtete Brennstoffpartikel mit Th & U-235 Treiberbrennstoff, Oxide & Dicarbid	1985-1989
Lingen, Deutschland	SWR, Bestrahlungstest	60	(Th,Pu)O ₂ Testbrennstoff, Pellets	bis 1973
Dragon, UK, OECD-Euratom, auch Schweden, Norwegen, Schweiz	Hochtemperatur Gasreaktor, (HTGR), experimentell (Pin-in-Block Design)	20	beschichtete Brennstoffpartikel mit Th & U-235 Treiberbrennstoff, Dicarbid	1966-1973
Peach Bottom, USA	Hochtemperatur Gasreaktor, (HTGR), experimentell (Prismenblock)	40	beschichtete Brennstoffpartikel mit Th & U-235 Treiberbrennstoff, Oxide & Dicarbid	1966-1972
Fort St Vrain, USA	Hochtemperatur Gasreaktor, (HTGR), Leistungsreaktor (Prismenblock)	330	beschichtete Brennstoffpartikel mit Th & U-235 Treiberbrennstoff, Dicarbid	1976-1989
MSRE ORNL, USA	Flüssigsalz Brüter (MSBR)	7.5	U-233 Geschmolzene Fluoride	1964-1969
Borax IV & Elk River Reactors, USA	SWRs (Pin)	2.4 / 24	beschichtete Brennstoffpartikel mit Th & U-235 Treiberbrennstoff, Oxidpellets	1963-1968
Shippingport & Indian Point, USA	Leichtwasserbrüter (LWBR), DWR (pin)	100 / 285	Th & U-235 Treiberbrennstoff, Oxidpellets	1977-1982/1962-1980
SUSPOP/KSTR KEMA, Niederlande	Wässrige homogene Suspension(pin assemblies)	1	Th & Oxidpellets aus hochangereichertem Uran	1974-1977
NRU& NRX, Kanada	Materialtest Reaktor (MTR) (pin)		Th & U-235 Testbrennstoff	Bestrahlungstests einiger Brennelemente
KAMINI CIRUS & DHRUVA, Indien	Materialtest Reaktor (MTR) (thermisch)	0.03/40/100	Al & U-233 Treiberbrennstoff, 'J-rod' aus Th & ThO ₂ / 'J-rod' aus ThO ₂	Alle drei Forschungsreaktoren in Betrieb
KAPS 1 & 2, KGS 1&2, RAPS 2,3 &4, Indien	Schwerwasser Druckreaktor (PHWR) (pin)	220	ThO ₂ Pellets zum Neutronenflussausgleich des Kerns nach Start	Weiterhin in allen neuen PHWR's
FBTR, Indien	Flüssigmetall schneller Brüter (LMFBR) (pin)	40	ThO ₂ blanket	In Betrieb

Wesentliche Forschungsvorhaben: Heutzutage gibt es keinen Reaktor, der mit Thorium betrieben wird. Im Rahmen des indischen Forschungsprogramms werden aber Brennstoffstäbe mit Thoriumdioxid eingesetzt. Bis heute wurden etwa 300 solcher Stäbe im Schwerwassermoderierten Druckwasserreaktor (engl. Pressurized Heavy Water Reactor, PHWR) genutzt (Anantharaman & Vasudeva Rao, 2011).

Im Frühjahr 2011 hat China ein Forschungsprogramm zum Flüssigsalzreaktorkonzept angekündigt. Solche Flüssigsalzkonzepte werden auch im Rahmen internationaler Programme untersucht, wie beispielsweise im GIF, INPRO und in europäischen Forschungsrahmenprogrammen sowie in Japan und Frankreich.

Die norwegische ThorEnergy (Asphjell, 2011) hat ein aufwendiges F&E-Programm lanciert und treibt die Verwendung von festem Thorium-Brennstoff sowohl in heutigen LWR wie in zukünftigen Reaktoren voran. Dabei kann auch vorhandenes ziviles Plutonium mitverbrannt und die entsprechenden Lager abgebaut werden.

Vorteile von Thorium gegenüber Uran: Der Einsatz von Thorium hat verschiedene Vorteile gegenüber dem industriell etablierten Einsatz von Uran (bezüglich Nachteilen siehe Abschnitt Einleitung und Rückblick):

Es besteht die Möglichkeit einer nachhaltigen nuklearen Energieerzeugung ohne die Produktion von sehr langlebigen hochradioaktiven Abfällen, da bei der Nutzung von Th²³² als Brutstoff und U²³³ als gebrütetem Spaltstoff nur sehr geringe Mengen an Plutonium, Americium und Curium anfallen. Es ist wichtig anzumerken, dass dennoch keine grosse Reduktion des radioaktiven Inventars, das vorwiegend durch die Aktivität von Spaltprodukten bestimmt wird, im Betrieb zu erwarten ist.

Eine deutliche Reduktion/Beseitigung von waffenfähigen oder zivilen Plutonium durch Verbrennen von Plutonium und Thorium in einem Reaktor. Dies ist möglich, da nahezu kein Plutonium beim Einsatz von Thorium erzeugt wird.

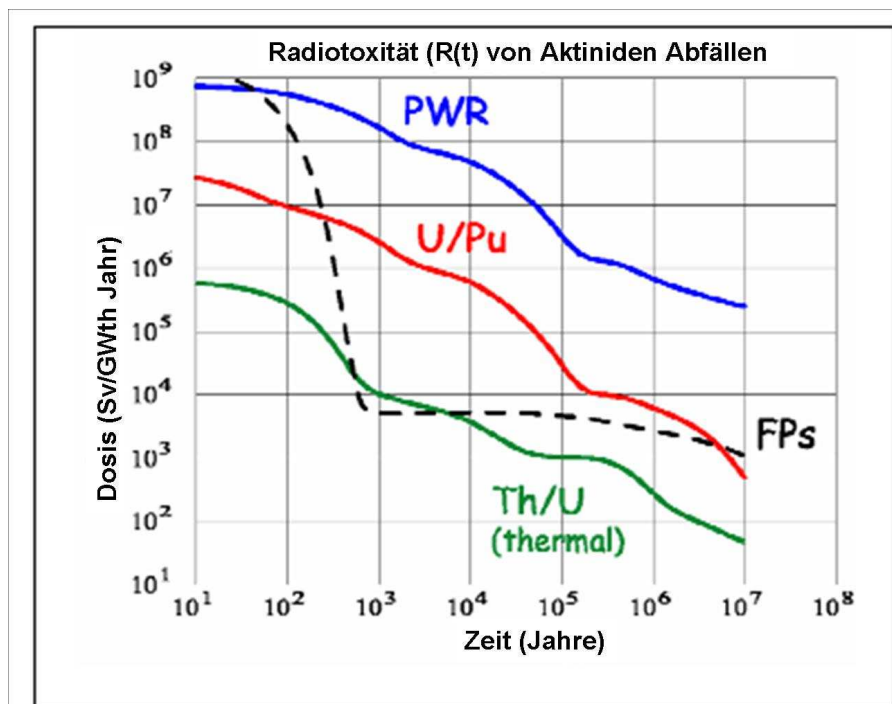
Das radioaktive Element Thorium ist etwa 3- bis 4-mal häufiger in der Erdkruste vorhanden als Uran. Allerdings bedeutet dies nicht, dass Thorium eine nur 3- bis 4-mal längere Reichweite hätte, als die Nutzung des im Natururan enthaltenen Uran-235. Wie auch beim Uran, besteht eine starke Abhängigkeit vom Brennstoffkonzept. Im geschlossenen Brennstoffkreislauf wächst die Reichweite der Ressource in beiden Fällen etwa um zwei Grössenordnungen.

Die Eintrittswahrscheinlichkeiten für Unfälle werden im Wesentlichen durch das Reaktordesign und weniger durch den Brennstofftyp bestimmt. Beim Einsatz von Thorium anstelle von Uran in einem LWR wäre die Austrittswahrscheinlichkeit von Radioaktivität nahezu gleich. Allerdings ist aufgrund der chemischen und physikalischen Eigenschaften des Thoriumdioxids mit einer kleineren Freisetzungsrate von Spaltprodukten im Thoriumbrennstoff zu rechnen als beim Uran.

Der Thoriumbrennstoffzyklus zeigt hinsichtlich der langlebigen Radiotoxizität signifikante Vorteile, wie den drei Kurven der Figur 9 entnommen werden kann. Figur 9 zeigt auch einen Vergleich der Radiotoxizität des Abfalls von einem Druckwasserreaktor (PWR) mit offenem Brennstoffzyklus (d.h. direkter Endlagerung der abgebrannten Brennelemente), von einer Kombination von einem Druckwasserreaktor mit einem schnellen Reaktor (U/Pu) und einem reinen Thoriumzyklus in einem thermischen Flüssigsalzreaktor (Th/U). Beim offenen Brennstoffzyklus in einem LWR (vgl. Kurve PWR) werden alle Transurane (höhere Aktinide), wie beispielsweise Plutonium und Americium, direkt endgelagert. Den grössten Beitrag zur Radiotoxizität liefert dabei das Plutonium. Durch die Verwendung von Plutonium, das in einem LWR produziert wurde, in einem schnellen Reaktor kann - im Vergleich zu einem offenen Brennstoffzyklus in einem LWR - eine signifikante Reduktion des Plutoniums und somit der Radiotoxizität des Abfalls erreicht werden (vgl. Kurve U/Pu). Eine zusätzliche Vermeidung von langlebigem Abfall kann durch einen reinen Th/U Brennstoffzyklus (Th/U) erzielt werden, da in diesem Fall nur sehr geringe Mengen an Transuranen aufgebaut werden. Dabei beträgt die Radiotoxizität nach etwa 300 bis 500 Jahren derjenigen der benötigten (respektive äquivalenten) Menge an eingesetztem Uran. Obwohl keine spezifischen LCA's uns bekannt sind,

deuten die oben erwähnten spezifischen Vorteile von Thorium-Brennstoff auf ein besseres Lebenszyklusverhalten hin als beim Uran-Brennstoff.

Es ist anzumerken, dass auch für den radioaktiven Abfall eines reinen Th/U Brennstoffzyklus eine Endlagerung erforderlich ist, allerdings sind die erforderlichen Einschlusszeiten deutlich kleiner.



Figur 9 Radiotoxizität des radioaktiven Abfalls als Funktion der Zeit für einen Druckwasserreaktor (PWR), eine Kombination aus PWR und schnellem Reaktor (U/Pu) sowie eines reinen Thorium-Brennstoffzyklus in einem Flüssigsalzreaktor (Th/U). Zudem ist der Radiotoxizitäts-Verlaufs der Spaltprodukte (FP) aufgeführt.

Reaktorkonzepte mit Thorium: Bei einem Flüssigsalzreaktor (auch bei der Verwendung eines anderen Brennstoffes als Thorium), bei dem die Spaltprodukte kontinuierlich entfernt werden¹⁴, sind die radioaktiven Inventare signifikant kleiner, da sie nicht über einige Jahre im Brennstoff akkumuliert werden. Da zudem ein solcher Reaktor nicht bei hohem Druck betrieben wird, ist zu erwarten, dass er ein viel kleineres Risiko für eine grosse Radioaktivitätsfreisetzung aufweisen wird. Das Flüssigsalzreaktor-Konzept weist einige sehr gute physikalisch inhärente Sicherheitseigenschaften auf, wie beispielsweise keine druckführenden Komponenten, Ablasstank für den Brennstoff usw. Allerdings ist eine experimentelle Bestätigung des zu erwartenden Verhaltens erforderlich, um eine Gesamtbeurteilung abgeben zu können. Belastbare quantitative Aussagen sind nur möglich, wenn der industrielle Reaktor mit all seinen Sicherheits-Systemen und -Vorkehrungen im Detail bekannt ist.

¹⁴ Zwei der wesentlichen Vorteile des Flüssigsalzreaktors gegenüber den Reaktorkonzepten mit festem Brennstoff ist die Möglichkeit der sogenannten on-line Abtrennung von Spaltprodukten sowie, dass das Salz sowohl Brennstoff als auch Kühlmittel ist. Das Salz wird im Reaktor erhitzt, und gibt die produzierte Wärme über einen Wärmetauscher ab. Anschliessend wird ein Teil des Salzes in der online Abtrennungseinheit gereinigt, d.h. Spaltprodukte werden entfernt. Dieses Konzept wurde in den 60er Jahren am Oak Ridge National Laboratory entwickelt und die Machbarkeit wurde in einem Experiment demonstriert.

Für Schwerwasserreaktoren (HWR), LWRs und teilweise für HTRs ist eine Beurteilung eher möglich, da hier die Technologie und das Verhalten der Systeme gut bekannt sind. Auch sind die Anforderungen und Prozesse für die Sicherheitsanalysen etabliert. Sollten das Brennstoffverhalten des Thoriums durch weitere Bestrahlungsexperimente abgesichert werden, könnte - bei entsprechendem politischem und wirtschaftlichem Interesse - mit dem Einsatz von Thorium im LWR begonnen werden.

Wirtschaftlichkeit und Randbedingungen: Eine zusätzliche Vermeidung von langlebigem Abfall kann durch einen reinen Th/U Brennstoffzyklus erzielt werden, da in diesem Fall nur sehr geringe Mengen an Transuranen aufgebaut werden. Dabei beträgt die Radiotoxizität nach etwa 300 bis 500 Jahren derjenigen der benötigten (respektive äquivalenten) Menge an eingesetztem Uran.

Es ist anzumerken, dass auch für den radioaktiven Abfall eines reinen Th/U Brennstoffzyklus eine Tiefenlagerung erforderlich ist, allerdings sind die erforderlichen Einschlusszeiten deutlich kleiner (d.h. 300 – 500 Jahre gegenüber Hunderttausenden von Jahren beim Uranzyklus).

Wie oben aufgeführt, kann Thorium in den verschiedensten Reaktoren verwendet werden und entsprechend können auch die Kosten sehr verschieden sein. Frühere Abschätzungen zu den Baukosten von Flüssigsalzreaktoren führen zu ähnlichen Kosten von rund \$4000/kWe wie für heutige LWR.

Unter die wirtschaftlichen Aspekte fallen aber auch die notwendigen F&E-Kosten, Demonstrationsanlegebau, Realisierung der Prototypanlage sowie die Entwicklung und Realisierung aller notwendigen Infrastrukturanlagen und „last but not least“ die Erfüllung aller behördlichen Erfordernisse.

Aus heutiger Sicht fehlen dem Thorium-Brennstoffkreislauf rund 50 Jahre F&E, Industrialisierung, Regulierung und Kommerzialisierung im Vergleich zum Uran-Brennstoffkreislauf. Auch sind die heutigen regulatorischen Anforderungen nicht mehr vergleichbar mit den Pionierzeiten der Nuklearindustrie im letzten Jahrhundert. Entsprechend teuer ist das Eintrittsbillet heute für den Thorium-Brennstoffkreislauf, wobei je nach gewähltem Reaktorkonzept signifikante Unterschiede bestehen.

Vergleichende Perspektive

Vergleich innerhalb der nuklearen Technologien

Basierend auf den Ergebnissen der derzeitigen Überprüfung bietet Tabelle 10 einen Vergleich zwischen GEN II, GEN III und III+ und Tabelle 11 einen Vergleich zwischen den Konzepten der GEN IV. Bei den Referenz-Anlagen der GEN II, die für den Vergleich ausgewählt wurden, werden hohe Leistungsstandards angenommen (z.B. entsprechend KKW in CH).

Tabelle 10 Leistung von GEN III and GEN III+ designs verglichen mit GEN II.

Generation	Ressourcen	Abfall	Unfall Prävention	Unfall Milderung	Restrisiko	Proliferations- resistenz	Kosten & Finanzielles Risiko
GEN III	+	+	+→++	++	+→++	=	-
GEN III+	+	+	++	++	++	=	=

Die folgende Notation wurde in der Tabelle verwendet:

- ++ bedeutet eine entscheidende Verbesserung
- +→++ bedeutet eine Verbesserung im Bereich zwischen erheblich und entscheidend
- + bedeutet eine relative Verbesserung, die erheblich, aber nicht unbedingt entscheidend ist
- = bedeutet gleichbleibende Leistung
- bedeutet eine relative Verschlechterung, die erheblich, aber nicht unbedingt entscheidend ist
- bedeutet eine entscheidende Verschlechterung

Die relative Leistung der GEN III und GEN III+ Anlagen ist mit Unsicherheiten behaftet. Performance-Ergebnisse für alle GEN III und GEN III+ Designs sind nicht allgemein verfügbar und konsistente Vergleiche wurden bisher nicht vorgenommen. Dies betrifft insbesondere das Unfallrisiko, welches stark zwischen den verschiedenen Ausführungen variieren kann. Dennoch kann die starke Reduzierung von Risiken im Vergleich zu GEN II als robust angesehen werden.

Tabelle 11 Performance der GEN IV Konzepte – Relativer Vergleich innerhalb GEN IV. Relative Performance für jedes Kriterium ist auf einer Skala von = bis ++ angegeben.

Generation	Ressourcen	Abfall	Restrisiko	Maximale Konsequenzen hypothetischer Unfälle	Proliferationsresistenz	Kosten & Finanzielles Risiko	Ausgereiftheit des Konzepts
GFR (Gas gekühlter schneller Reaktor)	++	++	n.a.	n.a.	+	+	=
LFR (Bleigekühlter schneller Reaktor)	++	++	n.a.	n.a.	++	+	+
MSR (Flüssigsalz Reaktor)	++ (schnell)	++	n.a.	n.a.	+	=	=
SFR (Natrium gekühlter schneller Reaktor)	++	++	+	+→++	+	+	++
SCWR (Superkritischer wassergekühlter Reaktor)	+	+	=	=	=	++	+
VHTR (Hochtemperatur Reaktor)	=	=	++	++	+	++	+

n.a. = nicht analysiert, da zur Zeit keine Basis für eine Auswertung vorhanden ist

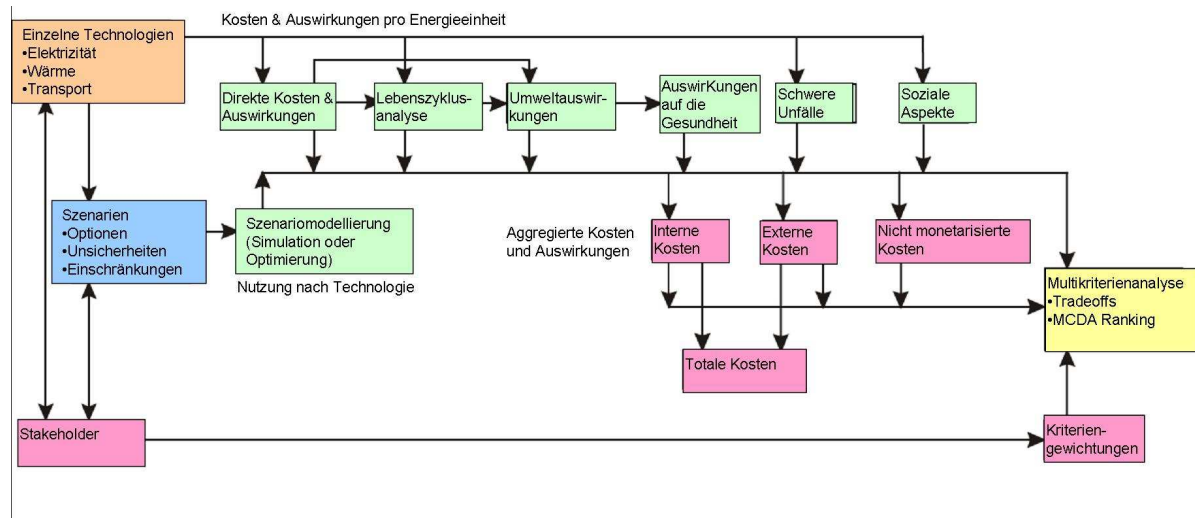
Angesichts des Entwicklungsstatus der GEN IV ist es schwierig ein Urteil über die relative Performance der GEN IV zu fällen und dieses muss zu einem späteren Zeitpunkt, wenn mehr Design-Details und umfangreiche Analysen zur Verfügung stehen erneut überdacht werden. Es gibt jedoch starke Hinweise, dass es erhebliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Designs gibt. Im relativen Vergleich haben sie spezifische Stärken und Schwächen.

Nukleare Energie im Vergleich mit anderen Technologien

Das PSI hat über die letzten zehn Jahre eine sehr aktive Rolle bei der Entwicklung einer Indikator-basierten Bewertung der Nachhaltigkeit gespielt. Insbesondere das EU-Projekt NEEDS (Ricci et al., 2009) stellt den aktuellen Stand der Forschung bei der Etablierung eines Frameworks für die Indikator-basierte Technologiebewertung mit Anwendung auf zukünftige Technologien im Jahr 2050 dar. Es weist eine Reihe von Parallelen mit der Bewertung der Elektrizitätsportfolios für das Schweizer Unternehmen Axpo auf (Roth et al., 2009), wobei im letzteren Projekt sowohl aktuelle als auch zukünftige Technologien bewertet wurden, allerdings mit einem kürzeren Zeithorizont, d.h. bis 2030. Hier werden einige zentrale Schlussfolgerungen aus diesen Projekten kurz zusammengefasst.

Die Auswertung verwendet relevante Teile des Frameworks für die systematische vergleichende Bewertung von Energiesystemen, die am PSI entwickelt wurden. Es zielt auf die Verbesserung der Transparenz und der systematischen Verwendung der objektiven Wissensbasis und ermöglicht es, entscheidende Aspekte der technologischen Alternativen in Bezug auf die ökonomische, ökologische und soziale Dimension einzubeziehen, die als höchst relevant für die politische Entscheidungsfindung gelten. Obwohl Details, Umfang und Tiefe variieren können, wurden die meisten Teile dieses Frameworks grundsätzlich innerhalb der Axpo- und NEEDS-Projekte eingesetzt. Das Framework wird

in Figur 10 veranschaulicht. Für die Bewertung der Nachhaltigkeit auf der technologischen Ebene werden Methoden wie Lebenszyklusanalyse (LCA), Impact Pathway Approach (IPA), Vergleichende Risikoanalyse (CRA), Analyse der Externen Kosten, Lebenszyklusanalyse (LCA) und Multikriterien Analyse (MCDA) eingesetzt.



Figur 10 Das Framework für ganzheitliche Energiesystem-Analysen des PSI.

Die Bewertungskriterien, die im NEEDS Projekt etabliert wurden und von einer Stakeholderumfrage deutlich gestützt wurden, werden in Tabelle 12 gezeigt. Für jedes Kriterium wurden die zugehörigen Indikatoren für zukünftige Technologien von Interesse im Betrieb in Frankreich, Deutschland, Italien und der Schweiz quantifiziert (Schenler, Hirschberg, Bauer & Burgherr, 2008).

Auch wenn die Technologie-Spezifikation (aktuelle vs. zukünftige; durchschnittliche vs. beste verfügbare; evolutionäre vs. revolutionäre) sowie Standort-Abhängigkeiten genau betrachtet werden müssen, entstehen ziemlich klare Muster der jüngsten Analysen (Hirschberg et al., 2010; Schenler, Hirschberg, Burgherr & Makowski, 2009).

Umweltaspekte: Die gesamten externen Kosten sind am niedrigsten für Wasserkraft, Kernkraft und Wind. Diese Energiequellen weisen eine sehr gute Performance bei den ökologischen Kriterien auf. Nuklearenergie hat jedoch kontroverse Themen wie die Produktion von radioaktiven Abfällen und hypothetische Unfälle; Risikoaversion und -wahrnehmung sind Aspekte, die sich nicht klar durch externe Kosten manifestieren, aber die Akzeptanz der Kernenergie stark beeinflussen (soziale Dimension). Die Bedeutung, die diesen Fragen zugerechnet wird hängt von individuellen Präferenzen ab.

Wirtschaftliche Aspekte: Aus Kundensicht stellen Kernenergie und Wasserkraft mit unterschiedlich stark abgeschrieben Kapitalkosten unter Schweizer Bedingungen den billigsten Strom. Für neue Anlagen kann Atomstrom wirtschaftlich attraktiv bleiben, trotz der hohen Investitionskosten, allerdings nur unter der Bedingung, dass die nuklearen Projekte wie geplant durchgeführt werden können, d.h. ohne grössere Hindernisse. Die hohen Investitionskosten stellen ein Risiko für Investoren dar, da stabile Bedingungen für den Betrieb über einen sehr langen Zeitraum benötigt werden. Einige der neuen erneuerbaren Energien (z.B. Biogas, Tiefengeothermie) sind wirtschaftlich vielversprechend, aber haben entweder relativ geringes Potenzial (Biogas) oder sind weit davon entfernt, ausgereift zu sein (Tiefengeothermie). Diese Aussagen beziehen sich auf schweizer Verhältnisse. Besonders Windenergie kann heute Strom ziemlich wirtschaftlich produzieren in Ländern mit viel besseren Windbedingungen als der Schweiz.

Tabelle 12 Nachhaltigkeitskriterien, etabliert im NEEDS Projekt. Quelle: (Hirschberg et al., 2008).

Kriterium
RESCOURCEN
Energieressourcen
Mineralische Ressourcen (Erze)
KLIMAWANDEL
AUSWIRKUNGEN AUF DIE ÖKOSYSTEME
Auswirkungen aus dem normalen Betrieb
Auswirkungen schwerer Unfälle
ABFÄLLE
Spezielle, in Untertagedeponien gelagerte chemische Abfälle
Mittel- und hochradioaktive Abfälle für die Deponierung in geologischen Endlagern
AUSWIRKUNGEN AUF DIE KONSUMENTEN
Strompreis
AUSWIRKUNGEN AUF DIE GESAMTWIRTSCHAFT
Beschäftigung
Autonomie der Stromproduktion
AUSWIRKUNGEN AUF DIE UNTERNEHMEN
Finanzielle Risiken
Betrieb
SICHERHEIT/VERLÄSSLICHKEIT DER ENERGIEVERSORGUNG
Politische Bedrohung kontinuierlicher Energiedienstleistungen
Flexibilität und Anpassung
POLITISCHE STABILITÄT
Potential für Konflikte verursacht durch das Energiesystem
Notwendigkeit eines partizipativen Entscheidungsfindungsprozesses
SOZIALE UND INDIVIDUELLE RISIKEN
Expertenbasierte Risikoeinschätzungen für den normalen Betrieb
Expertenbasierte Risikoeinschätzungen für Unfälle
Wahrgenommene Risiken
Terroristische Bedrohung
QUALITÄT DES WOHNENS
Auswirkungen auf die Qualität der Landschaft
Lärmexponierung

Soziale Aspekte: In Bezug auf gesundheitliche Auswirkungen (ein sozialer Aspekt) haben Wasserkraft, Kernenergie und Wind die geringsten Auswirkungen auf die Öffentlichkeit. Solare PV hat die höchste Akzeptanz in der Öffentlichkeit und die höchste Zahl der direkten Arbeitsplätze pro kWh (die Gesamtwirkung des teureren Stroms auf die Arbeitsplätze in energieintensiven Sektoren kann jedoch negativ sein, dies hängt von der Politik der Schweizer Handelspartner ab). Risiko-Fragen sind sehr komplex und zeigen eine riesige Diskrepanz zwischen Experten-basierten erwarteten Risiken und wahrgenommenen Risiken. Entscheidungsträger sollten beide mit einbeziehen. Schliesslich ist es für die Nutzer wichtig, ihre kWh zu erhalten, wenn sie sie benötigen. Aus diesem Grund ist die Gestaltung des gesamten Energiesystems ist, einschliesslich der Gewährleistung geeigneter Grundlast-Kapazitäten und Reserven für den Fall, dass stochastische erneuerbaren Energien einen erheblichen Anteil an der Gesamtversorgung hätten.

Der Gesamtkosten-Ansatz als Mass für die wirtschaftliche und ökologische Effizienz von Energiesystemen favorisiert Kernenergie und sieht Nachteile bei fossilen Quellen ebenso wie bei den meisten erneuerbaren Energien, deren Leistung sich aber mit der Zeit verbessert. Zur gleichen Zeit sind Gesamtkostenschätzungen für die Kernkraft allerdings umstritten, vor allem wegen der

begrenzten Darstellung von sozialen Aspekten und da sie von Stakeholdern nur teilweise akzeptiert werden.

Der Multikriterien Analyse (MCDA)-Ansatz, welcher neben wirtschaftlichen und technischen Kriterien auch soziale enthält, favorisiert erneuerbare Energien und ist eine Herausforderung für die zukünftigen Kernenergietechnologien, insbesondere aus Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Stakeholderpräferenzen mit Schwerpunkt auf wirtschaftlichen Aspekten benachteiligen die Erneuerbaren; im Hinblick auf Umweltkriterien schneiden die fossilen Energieketten schlechter ab; die Betonung sozialer Aspekte lässt die Kernenergie schlechter abschneiden. Mit den neuen Technologien der Gen III und IV könnten sich aber die sozialen Aspekte verbessern.

Keine der technologischen Optionen kann alle Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen, da sie sowohl Stärken als auch Schwächen zeigen, die zum Teil inhärent sind. Dennoch wird erwartet, dass langfristige Entwicklungen der erneuerbaren Energien, insbesondere der Solarenergie, sowie der nuklearen Technologien, einige der derzeitigen Schwachpunkte mildern können werden und damit zur Verbesserung ihrer Nachhaltigkeit führen werden.

Referenzen

Anantharaman, K., & Vasudeva Rao, P. R. (2011). Global Perspective on Thorium Fuel. In J. H. L. and T. B. K. S. B. Krivit (Ed.), *Nuclear Energy Encyclopedia: Science, Technology, and Applications*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc. doi:doi:10.1002/9781118043493.ch12

Asphjell, O. (2011). The Norwegian Thorium Initiative. *Thorium Energy Conference - ThEC11*. New York, USA.

BFE. (2008). Realkosten der Atomenergie, (Bericht des Bundesrates in Beantwortung des Postulates 06.3714 Ory vom 14. Dezember 2006.).

Dones, R., Bauer, C., & Doka, G. (2009). Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (Final repo.). Dübendorf, Switzerland: Paul Scherrer Institut Villigen & Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

ENSI. (2012). EU Stress Test, Swiss National Report, ENSI Review of the Operators Reports.

European Commission. (2000). Thorium as a Waste Management Option. *EUR*, 19142.

GIF. (2002). A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems, GIF-002-00.

Geohegan-Quinn im Namen der Europ. Kommission. (2011). Antwort auf die Parlamentsanfrage „Grössere Sicherheit der Kernenergie durch Thorium“.

Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Simons, A., Schenler, W., Bachmann, T., et al. (2008). Final Set of Sustainability Criteria and Indicators for Assessment of Electricity Supply Options. NEEDS deliverable n° D3.2 - Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project “New Energy Externalities Developments for Sustainability.”

Hirschberg, S., Bauer, C., Schenler, W., & Burgherr, P. (2010). Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? Energie Spiegel Nr. 20. Villigen PSI, Switzerland: Paul Scherrer Institut.

IAEA. (2007). Nuclear Technology Review, 2007. Vienna, Austria.

IAEA. (2009). Design Features to Achieve Defence in Depth in Small and Medium Sized Reactors, No, NP-T-2.2. Vienna, Austria.

IAEA. (2011a). PRIS - Power Reactor Information System. Retrieved a from <http://www.iaea.org/programmes/a2/>

IAEA. (2011b). Status of Small and Medium Sizes Reactor Designs.

- IAEA. (2012a). ARIS - Advanced Reactors Information System. Retrieved a from <http://aris.iaea.org/ARIS/aris.cgi>
- IAEA. (2012b). The International Nuclear and Radiological Event Scale INES. Retrieved from <http://www.iaea.org/Publications/Factsheets/English/ines.pdf>
- IAEA TECDOC 1450. (2005). Thorium Fuel Cycle – Potential, Benefits and Challenges. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency.
- IAEA TECDOC 1485. (2006). Status of Innovative Small and Medium Sized Reactor Designs 2005. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency.
- IAEA TECDOC 1674. (2012). Advances in High Temperature Gas Cooled Reactor Fuel Technology. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency.
- IAEA TECDOC 1682. (2012). Advances in Nuclear Power Process Heat Applications. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency.
- IEA/NEA. (2010). Projected Costs of Generating Electricity (2010th–IEA/ ed.).
- IEA/NEA. (2011). Projected Costs of Generating Electricity – Edition 10. Paris, France.
- International Nuclear Safety Advisory Group. (1999). Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants 75-INSAG-3 Rev.1 INSAG-12. Power (pp. 1-97). Vienna.
- KKG. (n.d.). Geschäftsberichte 2005-2011. Gösgen.
- KKL. (n.d.). Geschäftsberichte 2006-2011. Leibstadt.
- NAGRA. (2010). *Annual Report 2010*. Wettingen, Switzerland.
- NEEDS. (2009). NEEDS report D 6.: External Costs from Emerging Electricity Generation Technologies. Brussels, Belgium.
- OECD/NEA. (2011). Current status, technical feasibility and economics of small nuclear reactors, Nuclear Development.
- Ricci, A. et al. (2009). Policy Use of the NEEDS results.
- Roth, S., Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Heck, T., & Schenler, W. (2009). Sustainability of Electricity Supply Technology Portfolio. *Annals of Nuclear Energy*, 36(3), 409-416. Elsevier Ltd. doi:10.1016/j.anucene.2008.11.029
- Schenler, W., Hirschberg, S., Bauer, C., & Burgherr, P. (2008). Final Report on Indicator Database for Sustainability Assessment of Future Electricity Supply Options. NEEDS deliverable n° D10.1 - Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project “New Energy Externalities Developments for Sustainability.”
- Schenler, W., Hirschberg, S., Burgherr, P., & Makowski, M. (2009). Final report on Sustainability Assessment of Advanced Electricity Supply Options. NEEDS Deliverable n°

D10.2 - Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS Project “New Energy Externalities Developments for Sustainability.”

Simons, A., & Bauer, C. (2012). Life Cycle Assessment of the EPR and the Influence of Different Fuel Cycle Strategies. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A, Journal of Power and Energy*, 226(3), 427-444.

Suzuki, S., Ogata, Y., Nishihara, Y., & Fujita, S. (2009). Global Deployment of Mitsubishi APWR, a GENIII+ Solution to World-Wide Nuclear Renaissance. *Nuclear Engineering and Technology*, 41(8), 989-994.

Thorium Report Committee. (2008). Thorium as an Energy Source – Opportunities for Norway.

US NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. (2007). An Approach for Determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-informed Activities.

US-DOE. (2010). Small Modular Reactors.

WIKIPEDIA. (2012a). Wikipedia, Russian Marine Reactors. Retrieved from http://en.wikipedia.org/wiki/Russian_floating_nuclear_power_station

WIKIPEDIA. (2012b). No Title. Retrieved from http://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page

World Nuclear Association. (2010). Generation IV Nuclear Reactors. Retrieved February 1, 2012, from <http://www.world-nuclear.org/info/inf77.html>

World Nuclear Association. (2012). Nuclear Power in Russia. Retrieved February 1, 2012, from <http://www.world-nuclear.org/info/inf45.html#Exports>

Liste der verwendeten Abkürzungen

ATA: Alphatoxische Abfälle

BBC: Brown Boveri Company (heute ABB Schweiz) (Seite 8)

BE: Brennelemente

BFE: Bundesamt für Energi

BWR: Siedewasserreaktor (Boiling Water Reactor)

CDF: Kernschadenshäufigkeit(Core Damage Frequency)

CO₂: Kohlendioxid

CRA: Vergleichende Risikoanalyse (Comparative Risk Analysis)

DOE: Department Of Energy (US)

DWR: Druckwasserreaktor (=PWR)

ENSI: Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat

EPR: Europäischer Druckwasserreaktor (European Pressurized Reactor)

EU: Europäische Union

EURATOM: European Atomic Energy Community (EAEC or Euratom)

FBR: Schneller Brüter (Fast breeder reactor)

FP: Spaltprodukte (Fission Products)

GE: General Electric

GFR: Gas gekühlter schneller Reaktor (Gas cooled Fast Reactor)

GIF: Generation IV International Forum

HAA: Hochaktive Abfälle

HTGR: Hochtemperatur Gasreaktor (High Temperature Gas Reactor)

HTR: Hochtemperatur Reaktor (High Temperature Reactor)

HWR: Schwerwasser Reaktor (Heavy Water Reactor)

IAEA: Internationale Atomenergie Agentur (International Atomic Energy Agency)

IEA: Internationale Energieagentur (International Energy Agency)

IEA: Internationale Energieagentur

INES: International Nuclear and Radiological Event Scale

IPA: Impact Pathway Approach

KKB: Kernkraftwerk Beznau

KKG: Kernkraftwerk Gösgen

KKL: Kernkraftwerk Leibstadt

KKM: Kernkraftwerk Mühleberg

KKW: Kernkraftwerk

KWU: Kraftwerk Union (heute Areva)

LCA: Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis)

LCIA: Life Cycle Impact Analysis

LERF: Häufigkeit grosser früher Freisetzungen (Large Early Release Frequencies)

LFR: Bleigekühlter schneller Reaktor (Lead Cooled Fast reactor)

LMFBR: Flüssigmetall gekühlter schneller Brüter (Liquid Metal Fast Breeder Reactor)

LWBR: Leichtwasser Brüter (Light Water Breeder Reactor)

LWR: Leichtwasser Reaktor
MCDA: Multikriterianalyse (Multi Criteria Decision Analysis)
MOX: Mischoxyd
MSR: Flüssigsalz Reaktor (Molten Salt Reactor)
MTR: Materialtest Reaktor (Materials Test Reactor)
NAGRA: Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
NEA: Nukleare Energieagentur
NEEDS: EU Forschungsprojekt: New Energy Externalities Development for Sustainability
OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development
PHWR: Schwerwasser Druckreaktor (Heavy Water Pressurized Reactor)
PSI: Paul Scherrer Institut
PWR: Druckwasserreaktor (Pressurized Water Reactor)
R&D: Forschung und Entwicklung (Research and Development)
SCWR: Superkritischer wassergekühlter Reaktor (SuperCritical Water Cooled Reactor)
SFP: Abklingbecken (Spent Fuel Pool)
SFR: Natrium gekühlter schneller Reaktor (Sodium Cooled Fast Reactor)
SMA: niedrig und mittelaktive Abfälle
SMR: Kleine Modulare Reaktoren (Small Modular Reactor)
S/MRA: Schwach und mittelaktive Abfälle
SR: Schneller Reaktor
SWR: Siedewasserreaktor (= BWR)
TECDOC: Technisches Dokument der IAEA
Th: Thorium
U: Uran
VHTR: Hochtemperatur Reaktor (Very High Temperature Reactor)
W: Westinghouse
YOLL: Years Of Life Lost