



Peter Rossmann, BSc

Quo vadis Kernenergie in Europa?

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Februar 2017

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

DANKSAGUNG:

Ich möchte mich bei jenen Personen bedanken, die mir bei der Realisierung meiner Masterarbeit behilflich waren.

Für die sehr gute Zusammenarbeit gilt ein besonderer Dank dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der technischen Universität Graz. Insbesondere bei meinem Betreuer Herrn **Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger**, bei Herrn **Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl** und Herrn **Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinrich Stigler** möchte ich mich an dieser Stelle für die Unterstützung und den damit verbundenen Zeitaufwand herzlich bedanken.

Ich bedanke mich auch bei meinen Freunden und Studienkollegen, welche mich bei meinem Studium begleitet haben, sowohl für die gegenseitigen Hilfestellungen, den fachlichen Diskussionen, als auch den gemeinsamen Freizeitaktivitäten.

Ein ganz großes Dankeschön gilt aber vor allem meinen Eltern **Johann und Erika Rossmann**, welche mir mein Studium ermöglicht und mich immer tatkräftig unterstützt haben.

Kurzfassung

Aufgrund der ambitionierten Klimaziele der Europäischen Union erfolgt ein tiefgreifender Umstrukturierungsprozess bei der Erzeugung von elektrischer Energie. Der massive Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird dabei von den meisten Ländern durch hohe Subventionierungen vorangetrieben. Jedoch gibt es von einigen Ländern wieder Pläne neue Kernkraftwerke zu bauen bzw. befinden sich bereits im Bau wie z.B. in Finnland oder Frankreich. Auch diese Strategie führt zur Senkung des Ausstoßes von Treibhausgasen und hilft die Umweltziele zu erreichen.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit dem Thema der Kernenergie und der Frage wohin die Entwicklung in Zukunft gehen wird. Um die Hintergründe und die Zusammenhänge besser verstehen zu können, werden zuerst die historisch wegweisenden Ereignisse kurz wiedergegeben, sowie die technischen Grundlagen der verschiedenen Reaktortypen erläutert. Aktuelle Forschungen zu neuen Reaktordesigns werden auch vorgestellt. Wichtig dabei sind vor allem sicherheitstechnische Maßnahmen, die Wirtschaftlichkeit und die Abfallwirtschaft.

Bei der Nutzung der Kernenergie dürfen auch die Endlagerungsproblematiken nicht in Vergessenheit geraten. Deshalb wird von der Entstehung über die Gefährdung für Menschen und Tiere bis hin zu den Lösungsansätzen dieses Problems berichtet. Am Ende der Nutzungsdauer eines Kraftwerks muss dieses stillgelegt werden und ein Rückbauprozess erfolgen.

Mit Hilfe einer Analyse am Beispiel des EPR Kernkraftwerks in Großbritannien wird die Wirtschaftlichkeit solcher Kraftwerke untersucht und ausgewertet. Hier wird gezeigt ob sich die enormen Investitionen lohnen oder nicht bzw. welche Parameter dafür entscheidend sind. Es wurden daher die Kapitalwertmethode, die Annuitätenmethode, die Methode des internen Zinsfußes, eine Sensitivitätsanalyse und die Berechnung der durchschnittlich diskontierten Stromerzeugungskosten durchgeführt.

Abschließend erfolgt eine Conclusio die eine kompakte Auskunft über die gesammelten Erkenntnisse gibt und den zukünftigen Weg der Kernenergie in Europa beschreibt.

Abstract

Due to the ambitious climate targets of the European Union a deep restructuring process is taking place in the field of electrical energy production. In most countries the massive expansion of electricity production from renewable energy sources is being pushed forward through high subsidies. However there are several countries who have plans to build new nuclear power plants or already have new power plants under construction, for example in Finland or France. This strategy also leads to a reduction of the emission of greenhouse gases and helps to reach the environment goals.

This work takes a closer look at the topic of nuclear energy production and the issue of where the development of this technology will go in the future. For better understanding of the background and the connections, first the historical pioneering events are briefly reproduced and then the technical bases of the various types of reactors are explained. Also current research on new reactor designs will be presented. The most important of all are safety measures, the economic efficiency and the waste management of the new reactors. In terms of the use of nuclear power the disposal problems must also be remembered. For this reason the production of nuclear waste, the danger for humans and animals and the approaches to solving this problem are reported. At the end of the lifetime of a nuclear power station this facility has to be shut down and a rebuilding process must be completed.

With the help of an analysis using the EPR nuclear power plant in the United Kingdom as an example, the profitability of such a power station is examined and evaluated. It is shown whether the enormous investment costs are worthwhile or not and what parameters are decisive. Therefore the net present value method, the annuity method, the method of the internal rate of return, a sensitivity analysis and the calculation of the average discontinued levelized costs of electricity were carried out.

Finally a conclusion provides compact information about the collected findings and describes the future path of nuclear power plants in Europe.

Inhaltsverzeichnis:

1	Einleitung.....	1
2	Historischer Hintergrund	2
2.1	Entdeckung und Forschungen	2
2.2	Nutzung als Energiequelle für die elektrische Energieerzeugung.....	4
2.3	Historische Zwischenfälle.....	5
2.3.1	EBR-1, Idaho, USA.....	5
2.3.2	Three Mile Island, Harrisburg, USA	6
2.3.3	Tschernobyl.....	8
2.3.4	Fukushima.....	13
3	Technische Grundlagen / allgemeine Funktionsweise	19
3.1	Übersicht der verschiedenen Generationen von Kernkraftwerken.....	19
3.2	Grundlegende Reaktortypen	19
3.2.1	Leichtwasserreaktoren (LWR)	20
3.2.2	Schwerwassermoderierte Reaktoren.....	23
3.2.3	Gasgekühlte, graphitmoderierte Reaktoren	25
3.2.4	Leichtwassergekühlte, graphitmoderierte Reaktoren	26
3.2.5	Schnelle Brüter	27
3.2.6	Hochtemperaturreaktoren (HTR)	28
3.3	Generation III+	29
3.3.1	Übersicht Kernkraftwerke der Generation III+	30
3.3.2	Europäischer Druckwasserreaktor EPR.....	31
3.4	Generation IV.....	38
3.4.1	Gasgekühlte schnelle Reaktoren (GFR)	38
3.4.2	Hochtemperaturreaktoren mit besonders hoher Temperatur (VHTR).....	40
3.4.3	Leichtwasserreaktoren mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur (SCWR).....	42
3.4.4	Natriumgekühlte schnelle Reaktoren (SFR).....	43
3.4.5	Bleigekühlte schnelle Reaktoren (LFR).....	45
3.4.6	Salzschmelze-Reaktoren (MSR).....	47
4	Endlagerungsproblematik	49
4.1	Entstehung radioaktiver Abfälle.....	49
4.2	Gefährdungen für Mensch und Tier	50
4.3	Lösungsansätze.....	50
4.4	Spezifische Länderstrategien.....	51
4.4.1	Belgien	53
4.4.2	Deutschland	54
4.4.3	Finnland	54
4.4.4	Frankreich	56
4.4.5	Österreich.....	58
4.4.6	Schweiz.....	59
4.4.7	Slowakei.....	60
4.4.8	Großbritannien	60
4.5	Stilllegungs- und Rückbauprozess	61
5	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	63
5.1	Bedeutung der Kernenergie in der EU	63
5.1.1	Nuklearstrategien von EU Mitgliedstaaten	65
5.1.2	Im Bau befindliche Atomkraftwerke in der EU.....	69
5.2	Referenz-Szenario der EU bis 2050.....	70
5.2.1	Allgemeine EU-Strategie	70
5.2.2	Länderspezifische Strategie	72

5.3	Bedeutung der Kernenergie in Großbritannien.....	77
5.3.1	Pläne für neue Kernkraftwerke	79
5.3.2	Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke	80
5.3.3	Hinkley Point C.....	80
5.4	Allgemeine finanzmathematische Grundlagen	82
5.4.1	Zeitwert, Aufzinsen, Abzinsen und Barwert des Geldes.....	82
5.4.2	Zinssatz, Inflation, nominaler und realer Zinssatz	83
5.4.3	Kapitalwertmethode.....	84
5.4.4	Annuitätenmethode	85
5.4.5	Interner Zinsfuß	85
5.4.6	Sensitivitätsanalyse	86
5.4.7	Durchschnittlich diskontierte Stromentstehungskosten	86
5.5	Investitionsrechnungen am Beispiel EPR in Großbritannien	87
5.5.1	Setting EPR in Großbritannien.....	87
5.5.2	Kapitalwertmethode.....	91
5.5.3	Annuitätenmethode	93
5.5.4	Interner Zinsfuß	94
5.5.5	Sensitivitätsanalyse	94
5.5.6	Variation verschiedener Parameter	99
5.5.7	Analyse der Stromentstehungskosten	104
5.5.8	Vergleich der verschiedenen Methoden.....	106
5.5.9	Sinnhaftigkeit einer Investitionsrechnung in der Elektrizitätsbranche	106
6	Conclusio.....	107
7	Literaturverzeichnis.....	109
8	Abbildungsverzeichnis	126
9	Tabellenverzeichnis	128
10	Abkürzungsverzeichnis	130
11	Anhang.....	A-1

1 Einleitung

Aufgrund der sukzessiven Zunahme des Wohlstandes der Bevölkerung, in einer Gesellschaft in der technische Geräte wie Computer, Smartphone und Tablet nicht mehr weg zu denken wären sowie die zunehmende Automatisierung in der Industrie, ist der Bedarf an elektrischer Energie ein essentielles Gut geworden. Zur Deckung der Grundlast tragen dabei nach wie vor die Kernkraftwerke bei, welche zeitlich ziemlich konstant ihre Leistung in das Netz einspeisen.

Die friedliche Nutzung der Kernenergie ist ein weltweit viel diskutiertes Thema und wird beispielsweise von der Europäischen Union als fast CO₂-neutrale Elektrizitätserzeugungstechnologie für die Zukunft gesehen. Die EU will verstärkt die Zusammenarbeit der einzelnen Länder bei Forschung, Entwicklung, Finanzierung und Bau neuer innovativer Reaktoren erreichen. Diese Pläne lassen sich zu einem auf die ehrgeizigen Klimaziele, sowie den Wunsch nach Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen wie Gas und Öl zurückführen. (Spiegel EU, 2016)

Die Reduktion von den CO₂-Emissionen kann nur durch einen tiefgreifenden und umfassenden Umstrukturierungsprozess erfolgen bei der die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben muss. Die Kernenergie kann die benötigte Grundlast, welche über den Tag konstant bleibt versorgungssicher abdecken, da diese Technologie im Gegensatz zu erneuerbaren Energieträgern wie z.B. Windkraft und Photovoltaik nicht dargebotsabhängig ist.

Des Weiteren bestehen Forschungen zu flexiblen Mini-Atomreaktoren, welche auch auf Laständerungen schneller reagieren können. Es bestehen die ambitionierten Bestrebungen einen solchen Prototyp bis spätestens 2030 in Europa einzusetzen. (Spiegel EU, 2016)

Gerade der Faktor Sicherheit hat größte Bedeutung, da bei einem Unfall die Bevölkerung und die Umwelt gefährdet sind. Im Falle eines Austritts von Radioaktivität kann eine Vielzahl an Menschen direkt und indirekt davon betroffen sein und im schlimmsten Fall ganze Gebiete damit für den Menschen unbewohnbar werden. Die Strahlung ist zwar unsichtbar, jedoch ihre Folgen für den menschlichen Organismus kann bis zum Tod gehen. Daher wird bei der Entwicklung von neuen Kernreaktoren gerade auf die Sicherheit und Schutz vor dem Austritt radioaktiver Strahlung Wert gelegt. Diese sicherheitstechnischen Maßnahmen führen dementsprechend auch zu hohen Investitionskosten. Laufende Betriebskosten fallen dagegen eher gering aus. Die Stromerzeugungskosten eines Kernkraftwerkes sowie die Wirtschaftlichkeit sind daher stark von der Nutzungsdauer abhängig. Des Weiteren muss nach der Nutzungszeit ein Rückbau vorgenommen werden, welcher aufgrund der kontaminierten Anlagenteile entsprechend kostenintensiv ist.

Die Forschungsfragen bei dieser Masterarbeit lauten:

- Welche aktuelle und zukünftige Rolle übernimmt die Kernenergie in der europäischen Elektrizitätswirtschaft?
- Welche Kraftwerkstechnologien werden aktuell verwendet und welche befinden sich in der Entwicklungsphase?

Diese Fragen wurden anhand einer umfassenden Techno-ökonomischen und –ökologischen Analyse sowie einer Literaturrecherche und der dazugehörigen Datenaufbereitung bearbeitet.

2 Historischer Hintergrund

2.1 Entdeckung und Forschungen

Von der Entdeckung der Radioaktivität bis hin zur ersten Nutzung als Energiequelle für die elektrische Stromerzeugung vergingen 55 Jahre. Die Geschichte um die Nutzung der Kernenergie als Antrieb von Kraftwerken zur Elektrizitätserzeugung ist eng mit der Forschung beruhend auf militärischen Nutzen verbunden. Auch Zwischenfälle bei denen Radioaktivität aus Atomkraftwerken ausgetreten ist, zeichnen den Weg sowie den Entwicklungsprozess und führten bzw. führen zu Diskussionen um die Sicherheit dieser Technologie. (Neles & Pistner, 2012)

In der folgenden Tabelle 1 bzw. Tabelle 2 wird eine kurze Übersicht der wichtigsten geschichtlichen Ereignisse aufgelistet.

Tabelle 1: Historische Entwicklung und Ereignisse der Kernenergie bis zum Jahr 1953 (Neles & Pistner, 2012; DAfF, 2016)

Jahr	Entdecker/ maßgeblich beteiligte Person	Entdeckung/wichtiges Ereignis
1896	Henri Becquerel	Entdeckung der radioaktiven Strahlung von Uran.
1898	Marie und Pierre Curie	Entdeckung des radioaktiven Zerfalls.
1905	Albert Einstein	Relativitätstheorie und Aufstellung der Formel $E = mc^2$ (Energie und Masse sind über die Lichtgeschwindigkeit miteinander verknüpft)
1911	Ernest Rutherford	Rutherfordsches Atommodell
1913	Niels Bohr	Bohrsches Atommodell
1938	Otto Hahn und Fritz Straßmann	Erste nachgewiesene Kernspaltung
1939	Joliot, Halban und Kowarski	Nachweis der Aufrechterhaltung der Kernspaltung von Uran als Kettenreaktion, Lise Meitner und Kollegen berechneten die dabei freigesetzten Energiemengen
1942	Enrico Fermi	Erste kontrollierte Kettenreaktion im Versuchskernreaktor Chicago Pile No. 1 (CP-1)
1945		Erster Atomwaffentest der USA bei Alamogordo in New Mexico
1945		Atombombenabwurf auf Hiroshima und Nagasaki
1951		Erzeugung elektrischer Energie mit dem Versuchsreaktor EBR-1 in den USA
1953	Dwight D. Eisenhower	Der US-Präsident verkündete vor den Vereinten Nationen das Programm „Atoms for Peace“ zur zivilen Nutzung der Kernenergie.

**Tabelle 2: Historische Entwicklung und Ereignisse der Kernenergie vom Jahr 1954 bis 2011
(Neles & Pistner, 2012; DATF, 2016)**

Jahr	Entdeckung/wichtiges Ereignis
1954	Erstes ziviles Kernkraftwerk der Sowjetunion in Obninsk (Leistung von fünf Megawatt)
1954	Erstes atomgetriebenes U-Boot, USS Nautilus
1956	Inbetriebnahme des ersten kommerziellen Kernkraftwerks zur Erzeugung von elektrischem Strom im englischen Calder Hall. (Leistung von 55 Megawatt)
1957	Gründung Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) und europäische Atombehörde EURATOM
1957	Erster westdeutscher Forschungsreaktor „Atomei“ der TU München geht in Betrieb.
1957	Rosendorfer Forschungsreaktor bei Dresden (DDR) erreicht seine erste Kritikalität.
1960er	Tausende überirdische Kernwaffentests erfolgen von verschiedenen Ländern. Die freigesetzte Radioaktivität kann heute noch als Hintergrundstrahlung gemessen werden.
1960	Erstes westdeutsches Kernkraftwerk in Kahl (Main) geht ans Stromnetz.
1966	Erstes ostdeutsches Kernkraftwerk in Rheinsberg geht ans Stromnetz.
1968	Beschluss des internationalen Vertrags über die Nichtverbreitung von Kernwaffen.
1979	Reaktorunfall mit teilweiser Kernschmelze in Three Mile Island in Harrisburg, USA.
1986	Reaktorunfall in Tschernobyl, Ukraine.
1996	Vorlage der UNO für einen Kernwaffenteststopp-Vertrag, bis heute nicht in Kraft getreten.
2011	Reaktorunfall in Fukushima, Japan.
2011	Infolge des Reaktorunfalls in Fukushima beschließt Deutschland den Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens zum Jahr 2022.

2.2 Nutzung als Energiequelle für die elektrische Energieerzeugung

Der Weg zur elektrischen Energieerzeugung angetrieben durch Atomreaktoren begann mit dem amerikanischen Versuchsreaktor EBR-1 (Experimental Breeder Reactor 1) im US-Bundesstaat Idaho welcher erstmals am 20. Dezember 1951 vier Glühlampen erleuchtete. Abbildung 1 zeigt diesen historischen Moment in Form eines Fotos, auf dem die vier leuchtenden Glühbirnen im inneren der Anlage zu sehen sind. 24 Stunden später konnte die Forschungsanlage ihren Eigenbedarf an elektrischer Energie vollständig decken. (LichtBlickBlog, 2016)



Abbildung 1: Erste Produktion von elektrischem Strom des amerikanischen Versuchsreaktors EBR-1 am 20. Dezember 1951 (Energie.gov EBR-1, 2016)

Die Abbildung 2 zeigt das Reaktorgebäude des EBR-1 Versuchsreaktors von außen. Nur aufgrund der Schilder ist hier zu erkennen, dass im Inneren sich der erste elektrische Strom produzierende Kernreaktor befindet. Ansonsten könnte es sich genauso um ein Fabrikgebäude handeln. Die Montage des EBR-1 Kerns vom Jahr 1951 wird in der Abbildung 3 dargestellt. Darauf sind die Männer beim Einsetzen des Kerns abgebildet und somit ist die Größenordnung des Reaktors gut zu erkennen.



Abbildung 2: EBR-1 Reaktorgebäude (Doug, 2016)

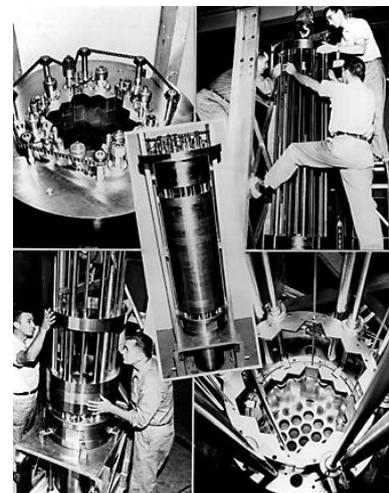


Abbildung 3: EBR-1 Kern (enformable, 2016)

In einem Kernkraftwerk muss die Kettenreaktion im Gegensatz zu einer Atombombe kontrolliert erfolgen. Dabei muss nach in Gang setzen der Kettenreaktion die Anzahl der neu entstehenden Neutronen begrenzt werden, damit der Prozess nicht aus der Kontrolle gerät. Bei der Spaltung eines Uran-Kerns werden zwei bis drei Neutronen freigesetzt, wobei aber nur eines davon einen weiteren Kern spalten darf. Die Reduktion der freiwerdenden Neutronen erfolgt über so genannte Regelstäbe oder Steuerstäbe, welche Neutronen einfangen. Damals war die Auffassung vertreten, dass sich der Kernspaltungsprozess technisch gänzlich kontrollieren lässt und unerwünschte Reaktionen vollständig ausgeschlossen werden können. (Quaschnig, 2013)

Es zeigte sich aber im Laufe der Zeit, dass es zu unerwarteten Zwischenfällen und nicht mehr kontrollierbaren Situationen kommen kann. (siehe Kapitel 2.3)

2.3 Historische Zwischenfälle

2.3.1 EBR-1, Idaho, USA

Am 29. November 1955 wurde während eines Experiments die Schnellabschaltung um zwei Sekunden verzögert und es kam dabei zu einer Teilkernschmelze, welche eine Zerstörung von etwa 40 bis 50% des Reaktorkerns zur Folge hatte. Die Abbildung 4 zeigt den zusammengesetzten Kern und lässt vermuten welche immense thermische Energie hierzu von Nöten war. Der Zwischenfall ereignete sich aufgrund eines Missverständnisses zwischen den Forschern. Wegen des Anstiegs der radioaktiven Strahlung in dem Reaktorkühlkreissystem und an den Fortluftventilatoren des Gebäudes wurde die Anlage evakuiert. Es wurden keine Menschen verletzt und in der Umgebung des Versuchsgebäudes konnte keine erhöhte Strahlung gemessen werden. Der damalige Direktor des „Argonne National Laboratory“ Walter H. Zinn hielt diesen unvorhergesehenen glimpflich ausgegangenen Forschungszwischenfall für ein wertvolles Experiment und informierte am 30. November 1955 die USAEC über den Vorfall. Erst am 5. April 1956 erklärte diese der Öffentlichkeit, dass ein Störfall vorgefallen ist. Dieses Verhalten zog heftige Kritik mit sich und schädigte das Vertrauen der Bevölkerung. Walter H. Zinn antwortete auf Vorwürfe mit einem Brief an die Zeitschrift „NUCLEONICS“ in dem er diesen Zwischenfall detailliert erklärte. Aufgrund dieses EBR-1-Störfalles wurden mit dem Reaktor EBR-2 erste geplante Versuche mit Kernschmelzen durchgeführt. (Laufs, 2013)

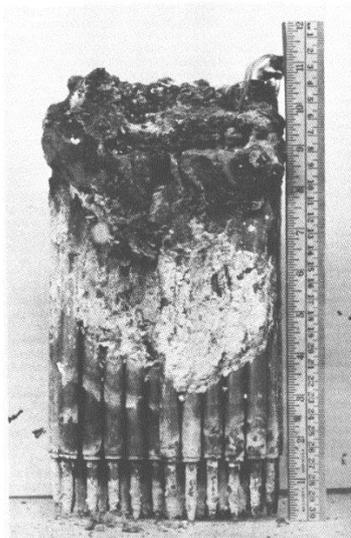


Abbildung 4: Kern des EBR-1 nach der Teilkernschmelze 1955 (Webb, 1976)

2.3.2 Three Mile Island, Harrisburg, USA

Am Mittwoch, den 28. März 1979 ereignete sich im Kernkraftwerk Three Mile Island in der Nähe von Harrisburg ein Störfall, der zum Austritt von Radioaktivität führte. Der zweite Meiler TMI-2 war erst vor drei Wochen ans Netz gegangen. Die Techniker Edward Frederick und Craig Faust hatten Dienst im Kontrollraum des Kernkraftwerks und bemerkten um vier Uhr am Morgen, dass zwei Pumpen des Sekundärkühlkreislaufs, vermutlich aufgrund von Feuchtigkeit, versagten. Da die ausreichende Kühlung nicht mehr gegeben war, wurde der Reaktor abgeschaltet. (Süddeutsche TMI-2, 2016)

Die Nachzerfallswärme ließ den Druck im Kühlwasserkreislauf sukzessive ansteigen und führte schließlich dazu, dass sich ein Sicherheitsventil öffnete. Nach der Entlastung des Drucks sollte das Ventil wieder sofort schließen, jedoch blieb dieses aufgrund eines Fehlers geöffnet und pro Minute gelangte ca. eine Tonne Kühlwasser in den Auffangtank. (Spiegel TMI-2, 2016)

In der Schaltzentrale des Kraftwerks existierte keine Anzeige für dieses Sicherheitsventil und daher nahmen die beiden Reaktorfahrer an, dass dieses sich wieder geschlossen hätte. Normalerweise würden Notpumpen zusätzlich Wasser zum Kern pumpen, aber aufgrund von zwei verschlossenen Ventilen gelangte dieses nicht zum Ziel. Bei einer Wartung zwei Wochen zuvor wurde vergessen diese wieder zu öffnen. Der Füllstand des Reaktorkühlkreislaufs wurde nicht gemessen, sondern nur der Druck im Dampftauscher, welcher sich bereits normalisiert hatte. Daher drosselten die Techniker sogar die Wasserzufuhr. Zwei Schichtleiter wurden als Unterstützung hinzu gezogen als ein Messinstrument den Anstieg des Wasserspiegels im Reaktorkern meldete. Die Schalttafel des Kraftwerks begann immer mehr Fehlermeldungen zu zeigen und auch die Anzeige für radioaktive Strahlung schlug an. Seit 4.15 Uhr gelangte radioaktives Primärkreislaufwasser in den Sicherheitsbehälter und um 5.20 Uhr hatten sich bereits massive Dampf- und Wasserstoffblasen gebildet. Mehr als 110.000 Liter Kühlmittel, was einem Drittel der Gesamtkapazität entspricht, wurden zu diesem Zeitpunkt bereits freigesetzt. Erst um sechs Uhr in der Früh bemerkte ein Techniker der Frühschicht die hohe Temperatur in einem Zulauf des Sicherheitsventils und schloss dieses. Es gelangte nun auch Radioaktivität in die Umgebung und um 6.56 Uhr erklärte ein leitender Ingenieur den Ausnahmezustand im Kraftwerk. (Süddeutsche TMI-2, 2016)

Um 7.24 Uhr wurde Richard Lewis, der Gouverneur von Pennsylvania informiert und eine halbe Stunde später der Präsident Jimmy Carter. Die Betreiberfirma „Metropolitan Edison“ behauptete noch um 9.30 Uhr, dass keine Radioaktivität ausgetreten sei, obwohl hochradioaktives Gas in die Atmosphäre und radioaktives Wasser in den Fluss Susquehanna gelangten. Unterdessen war die Lage im Kernkraftwerk weiter angespannt. Einen Tag später, am 29. März 1979, versuchten Techniker das hochexplosive Gasgemisch aus dem Reaktorkern in einen Tank abzuleiten, dabei gelangte nochmals Radioaktivität in die Umgebung und am Freitagmorgen um 7 Uhr wurde aufgrund der akuten Explosionsgefahr das Gasgemisch in die Atmosphäre entlassen. Schwangere und Kleinkinder aus einem Umkreis von acht Kilometern um das Kernkraftwerk wurden evakuiert und tausende andere Personen flüchteten ebenfalls. (Spiegel TMI-2, 2016)

Am dritten April erfolgte die Entwarnung, da eine Wasserstoffexplosion höchst unwahrscheinlich geworden war und einen Monat später wurde erklärt, dass der Reaktor wieder unter „voller Kontrolle“ sei. 1984 begannen die Aufräumarbeiten, welche elf

Jahre in Anspruch nahmen und mehr als eine Milliarde Dollar kosteten. (Süddeutsche TMI-2, 2016)

In Abbildung 5 ist der prinzipielle Aufbau des Kernkraftwerks TMI-2 dargestellt. Alle Bauteile des primären Kühlkreislaufs befinden sich im Reaktorgebäude, die des sekundären Kühlkreislaufs befinden sich im Turbinengebäude. Des Weiteren verfügte diese Anlage über einen Kühlturm. Alle relevanten Bauteile, Pumpen und Ventile sind in der Grafik eingezeichnet.

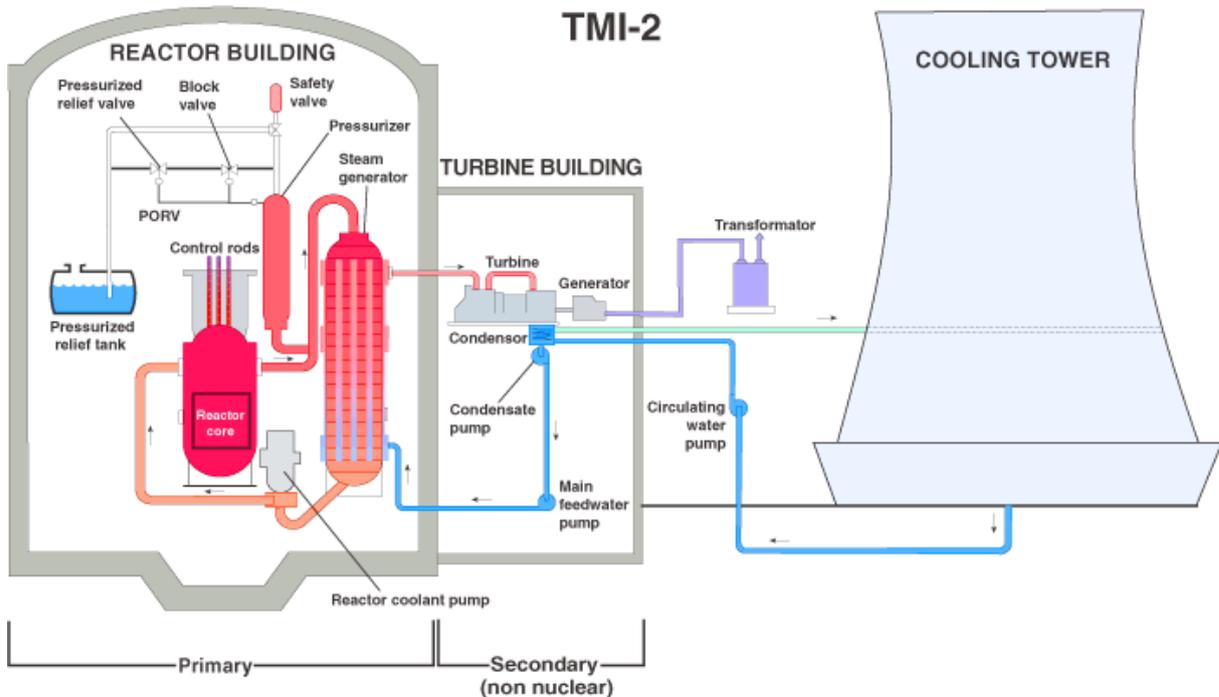


Abbildung 5: Aufbau des Kernkraftwerks TMI-2 (world-nuclear TMI-2, 2016)

Abbildung 6 zeigt die Anlage Three Mile Island in Harrisburg, Pennsylvania USA von außen. Klar zu erkennen sind die beiden sehr großen Kühltürme, die runden Reaktorgebäude und die anschließenden Turbinengebäude.



Abbildung 6: Three Mile Island, Harrisburg, Pennsylvania USA (Energie.gov TMI-2, 2016)

Die gesundheitlichen Folgen dieser teilweisen Kernschmelze im Reaktor TMI-2 untersuchten die zuständigen Behörden nur unzureichend. Es wurden keine nachweislichen Erkrankungen im Zusammenhang mit dem Störfall von ihnen gefunden. Fast 20 Jahre später kam Dr. Steven Wing anhand der offiziellen Daten zu dem Ergebnis, dass in den Windrichtungszonen des Kernkraftwerks die Leukämieerkrankungen ums Acht- bis Zehnfache, Lungenkrebs ums Vier- bis Sechsfache häufiger auftreten. Des Weiteren konnte er beweisen, dass die Atomindustrie alle offiziellen Studien zu den Folgen bezahlt hatte. Es gab insgesamt 2.200 Klagen betroffener Einwohner, wovon viele außergerichtlich beigelegt wurden und bis 1995 kam es zur Auszahlung von 55 Millionen US-Dollar Schadensersatz. (Greenpeace TMI-2, 2016)

2.3.3 Tschernobyl

Der Unfall im Kernkraftwerk Tschernobyl in Nähe der ukrainischen Stadt Prypjat erfolgte aufgrund eines Sicherheitstests bei dem gezeigt werden sollte, dass im Falle einer Unterbrechung der Stromversorgung die Notkühlung des Reaktors sichergestellt sei. Das Kraftwerk in Tschernobyl mit vier vorhandenen und zwei geplanten Reaktoren galt bis zu diesem Zeitpunkt als Musteranlage der Sowjetunion. Jeder dieser Reaktorblöcke verfügte über eine elektrische Bruttoleistung von 1.000 Megawatt. (Ipb-bw tschernobyl, 2016)

Im Jahr zuvor war der Sicherheitstest beim Block 3 der Anlage bereits fehlgeschlagen und sollte somit nun beim Block 4 durchgeführt werden. Für die erfolgreiche Durchführung hätte der Reaktor in einem stabilen Betriebspunkt arbeiten, das Notkühlsystem und das Havarie-Schutzsystem fehlerfrei funktionieren, sowie das Bedienpersonal speziell dafür geschult sein müssen. (Spiegel T. GAU, 2016)

Tabelle 3 bis Tabelle 5 zeigen einen zeitlichen Überblick der wichtigsten Ereignisse des Unfalls und die darauf folgenden Maßnahmen.

Tabelle 3: Ereignisse vom 25. April 1986 (Spiegel T. GAU, 2016)

25. April 1986	
Uhrzeit	Ereignis
1.00	Sukzessive Reduktion der Leistung um den Reaktorblock 4 für die jährliche Revision herunterzufahren.
13.00	Aufgrund von benötigter elektrischer Energie für Kiew wird der für die Mittagsstunden geplante Sicherheitstest verschoben und die Leistung des Reaktors bleibt bei 50% der Gesamtnennleistung.
23.10	Vorbereitungen für den Test erfolgen und der Reaktor soll auf 25% seiner Gesamtleistung gebracht werden.

Tabelle 4: Ereignisse vom 26. April 1986 (Spiegel T. GAU, 2016)

26. April 1986	
Uhrzeit	Ereignis
0.00	Schichtwechsel
0.28	Die Leistung des Reaktors sinkt aus unbekanntem Ursachen auf weniger als ein Prozent ab. Dieser Zustand gilt als gefährlich und ein Wiederhochfahren des Reaktorkerns ist offiziell verboten, weil es zu einer extremen Steigerung der Reaktivität kommt. Aufgrund der langen Laufzeit mit niedriger Leistung kam es zu einer erhöhten Konzentration des Isotops Xenon-135, welches die atomare Kettenreaktion hemmt indem es Neutronen absorbiert.
0.32	Von dem Bedienpersonal werden unzulässig viele Steuerstäbe entfernt um die Leistung wieder zu erhöhen. Aufgrund der Xenon-135 Konzentration werden aber trotzdem nur mehr sieben Prozent der Gesamtnennleistung erreicht. Trotz einem höchst kritischen Zustand wird der Sicherheitstest fortgesetzt.
1.03	Weitere Steuerstäbe werden zur Leistungsstabilisation entfernt, sodass nur mehr 18 von den 211 Steuerstäben im Reaktorkern bleiben. Das Bedienpersonal überbrückt automatische Sicherheitssysteme und ignoriert Warnanzeigen um den Test weiterzuführen. Ein äußerst instabiler Betriebszustand mit starken Druckschwankungen wurde erreicht. Zu diesem Zeitpunkt hätte die Anlage durch eine Notabschaltung noch vor dem GAU bewahrt werden können.
1.23.00	Anordnung des Testbeginns vom Stellvertretenden Chefingenieur Anatolij Djalow, obwohl der Schichtleiter Akimow den Abbruch des Versuchs fordert. Aufgrund der Abschaltung des Stromes wird der Reaktorkern nur mehr mit dem Kühlwasser aus der Auslaufenergie der Turbine die die Pumpen antreibt versorgt.
1.23.36	Die Leistung des Reaktors begann unkontrolliert zu steigen und Schichtleiter Akimow leitete manuell die Notabschaltung ein bei der alle Steuerstäbe in den Reaktor eingefahren wurden. Aufgrund der Konstruktion des Siedewasser-Druckröhrenreaktors des Typs RBMK-1000 ereignete sich der Unfall. An der Spitze der Steuerstäbe waren Graphitköpfe angebracht, welche die Kettenreaktion beim Einfahren in den Reaktorkern kurzzeitig beschleunigten und in Bruchteilen einer Sekunde zu einer Leistungsüberhöhung vom Hundertfachen des Gesamtnennwertes führten. Die enorme Hitze führte zu einer Verformung und somit zum Steckenbleiben der Steuerstäbe.
1.23.58	Die Brennelemente schmolzen bei Temperaturen von über 2.000°C und begannen mit dem umgebenden Kühlwasser zu reagieren, worauf hin zwei Explosionen erfolgten. Diese waren so heftig, dass die über 3.000 Tonnen kg massive Reaktordeckplatte aufgesprengt wurde. Radioaktive Spaltprodukte, welche aufgrund der Kernschmelze entstanden gelangten nun in die Atmosphäre. Der Graphitblock im Kern begann Feuer zu fangen und innerhalb der ersten zehn Tage verbrannten 250 Tonnen von dem Graphitmoderator. Radioaktive Nuklide wurden infolge des heißen Luftstroms in eine Höhe bis 1200 m transportiert und verteilten sich hunderte km weit. Freigesetzt wurden radioaktives Jod-131 (Halbwertszeit 8 Tage), Cäsium-134 (Halbwertszeit 2 Jahre), Cäsium-137 (Halbwertszeit 30 Jahre) und radioaktive Metalle als Staubpartikel.

Tabelle 5: Ereignisse vom 28. April 1986 bis zum März 2012 (Spiegel T. GAU, 2016)

Datum	Ereignis
28.04.1986	Schwedische, norwegische und finnische Messstationen nehmen einen ungewöhnlich hohen und raschen Anstieg der Radioaktivität in der Umgebung war. Ein nuklearer Unfall in der Sowjetunion, welcher für die Messwerte verantwortlich sei, wurde erstmals vermutet. Um 21 Uhr bestätigte die Nachrichtenagentur Tass den Unfall im Kraftwerk Tschernobyl, bei dem Menschen zu Schaden gekommen waren.
29.04.1986	Deutsche Medien berichten vom GAU in der Sowjetunion.
30.04.1986	Erstes Foto vom zerstörten Reaktor wurde im sowjetischen Fernsehen gezeigt. Die Führung der Sowjetunion in Moskau bezeichnet Meldungen über tausende Tote als falsch. Eine radioaktive Wolke erreicht unter anderem Süddeutschland.
06.05.1986	Es wurden mit insgesamt 30 Helikoptern 2.400 Tonnen Blei und 1.800 Tonnen Sand in den brennenden Reaktor geworfen. Der Brand galt nun als unter Kontrolle und die Freisetzung radioaktiven Materials in die Umgebung als weitgehend gestoppt.
21.05.1986	Untertunnelung und anschließende Kühlung von unten der Reaktorrüine mit Stickstoff. Die Stadt Prypjat galt als offiziell vollständig evakuiert.
15.06.1986	Entlassung von Betriebsleitungspersonen aufgrund des Versagens im Kernkraftwerk. Ankündigung der Wiederinbetriebnahme von den zwei unbeschädigten Reaktoren.
19.06.1986	Als Unglücksursache, bei der offiziell 28 Menschen starben, 208 verletzt wurden, gab Moskau grobe Fahrlässigkeit an.
29.09.1986	Block 1 liefert wieder Energie in das Stromnetz. Später gingen dann Block 2 und 3 auch wieder in Betrieb.
15.11.1986	Fertigstellung des „Sarkophag“, welcher als Schutzmantel über den zerstörten Reaktor erbaut wurde. Die Konstruktion besteht aus 7.000 Tonnen Stahl und 300.000 Tonnen Beton, galt jedoch nur als Provisorium mit einer maximalen Lebensdauer von etwa 30 Jahren.
10.1991	Abschaltung des Reaktorblocks 2 in Folge eines Feuers in der Turbinenhalle.
11.1996	Abschaltung vom Reaktorblock 1.
05.1997	Zusage von 350 Millionen US-Dollar der G7-Staaten für einen neuen Schutzmantel, welcher mit einem Investitionsaufwand von 760 Millionen US-Dollar beziffert wurde.
05.06.2000	90% der erforderlichen Baukosten des neuen geplanten Sarkophags werden in Berlin bei der Geberkonferenz angesammelt.
15.12.2000	Für Ausgleichszahlungen der Europäischen Union schaltete die Ukraine den letzten verbleibenden Reaktorblock 3 ab.
03.2012	Baubeginn des „New Safe Confinement“, welcher 2017 über den alten Sarkophag geschoben werden soll. Derzeit belaufen sich die Kosten auf über zwei Milliarden Euro.

Abbildung 7 zeigt das Kernkraftwerk Tschernobyl vor dem Super-GAU. Zu diesem Zeitpunkt war die Anlage noch vollständig intakt und von außen optisch kaum von einer herkömmlichen Fabrikanlage unterscheidbar. In Abbildung 8 ist das Ausmaß der Zerstörung aufgrund des Unfalls deutlich zu erkennen. Der explodierte Block 4 der Anlage ist nur mehr ein Trümmerhaufen und somit können radioaktive Stoffe ungehindert in die Atmosphäre gelangen. Um dies zu stoppen wurde der in Abbildung 9 ersichtliche provisorische Sarkophag über dem Reaktor 4 errichtet. Dieser Bau verhindert oder minimiert zumindest das weitere austreten von radioaktiven Materialien.

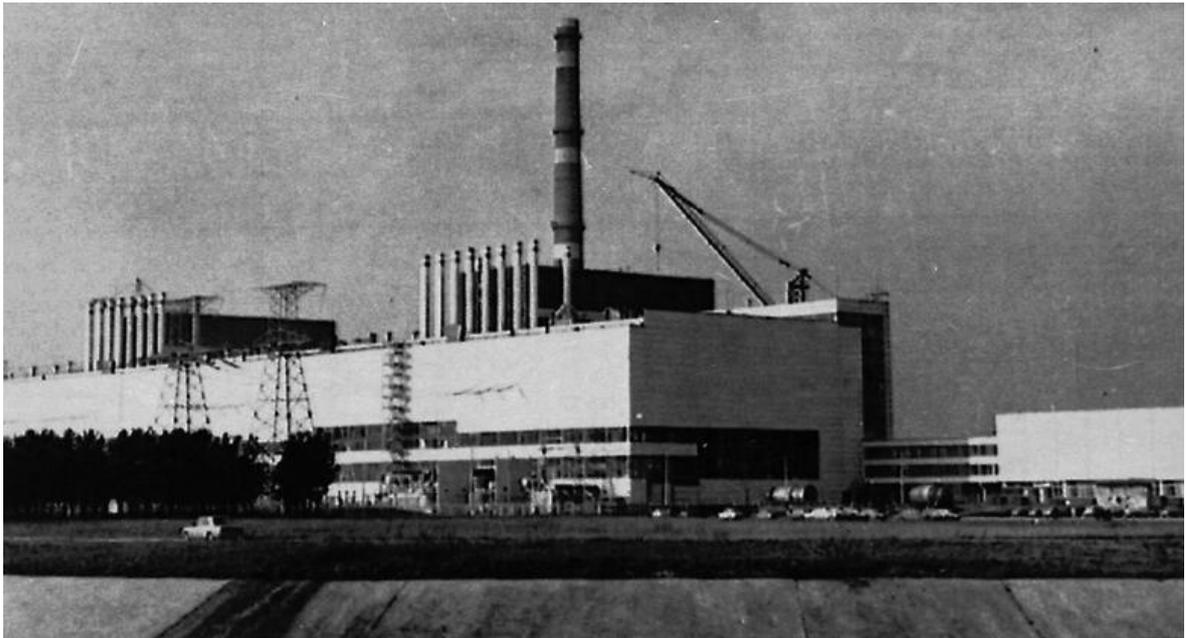


Abbildung 7: Kernkraftwerk Tschernobyl vor dem Super-GAU (n-tv tschernobyl, 2016)



Abbildung 8: Tschernobyl - Explodierter Block 4 (Spiegel T. expl. Block, 2016)



Abbildung 9: Tschernobyl - Sarkophag über Reaktor 4 (Spiegel T. Sarkophag, 2016)

Die Sowjetunion errichtete eine Sperrzone mit einem Radius von etwa 30 km rund um den Unglücksreaktorblock 4. In diesem Bereich ist vor allem die Strahlungsbelastung aufgrund von Cäsium-137 für eine Besiedelung von Menschen zu hoch und so mussten fast 400.000 Menschen umgesiedelt werden. Bis zu einer zumindest teilweisen Freigabe dieser Zone können noch zwei, drei Jahrhunderte vergehen. Aus der mittlerweile undichten provisorischen Hülle entweicht weiterhin Cäsium-137 als Aerosol in die Luft. Im Inneren des Reaktorgebäudes werden noch rund 200 Tonnen Uran mit einer Halbwertszeit bis zu einigen Milliarden Jahren vermutet. Daher befindet sich eine neue Schutzhülle genannt „New Safe Confinement“ im Bau. Diese etwa 260 m breite, 165 m lange und ca. 110 m hohe Konstruktion besteht aus ca. 25.000 Tonnen Stahl und soll 2017 fertig gestellt werden. Die Montage erfolgt etwas entfernt vom alten Sarkophag und wird dann über diesen geschoben. Abbildung 10 zeigt ein Bild der Montage des New Safe Confinement. Ausgelegt ist das NSC für rund 100 Jahre und versehen mit Kränen an der Innendecke welche einen späteren Abbau der Anlage vornehmen sollen. Jedoch die Bergungstechnologien für das verstrahlte Material müssen erst entwickelt werden. Die Kosten für dieses Projekt werden aktuell auf etwa 2,1 Milliarden Euro geschätzt und hauptsächlich von den G7-Staaten getragen. (Spiegel T. At.-Ruine, 2016)



Abbildung 10: Tschernobyl - Montage des New Safe Confinement (Spiegel NSC, 2016)

Zum Aufräumen und zur Errichtung des ersten Sarkophags wurden geschätzte 600.000 bis 800.000 Männer eingesetzt, welche als Liquidatoren bezeichnet wurden. Es wird von Strahlenexperten davon ausgegangen, dass mehr als 50.000 dieser Liquidatoren an den Folgen der radioaktiven Strahlung gestorben sind. Die Auswirkungen der damaligen Katastrophe sind vor allem schwere Erkrankungen der Schilddrüse und Krebsraten die seit dem um das 30 fache in den betroffenen Regionen zugenommen haben. Genaue Zahlen wie viele Menschen wirklich an den Folgen des Super-GAU gestorben sind gibt es keine. (Planet wissen T., 2016)

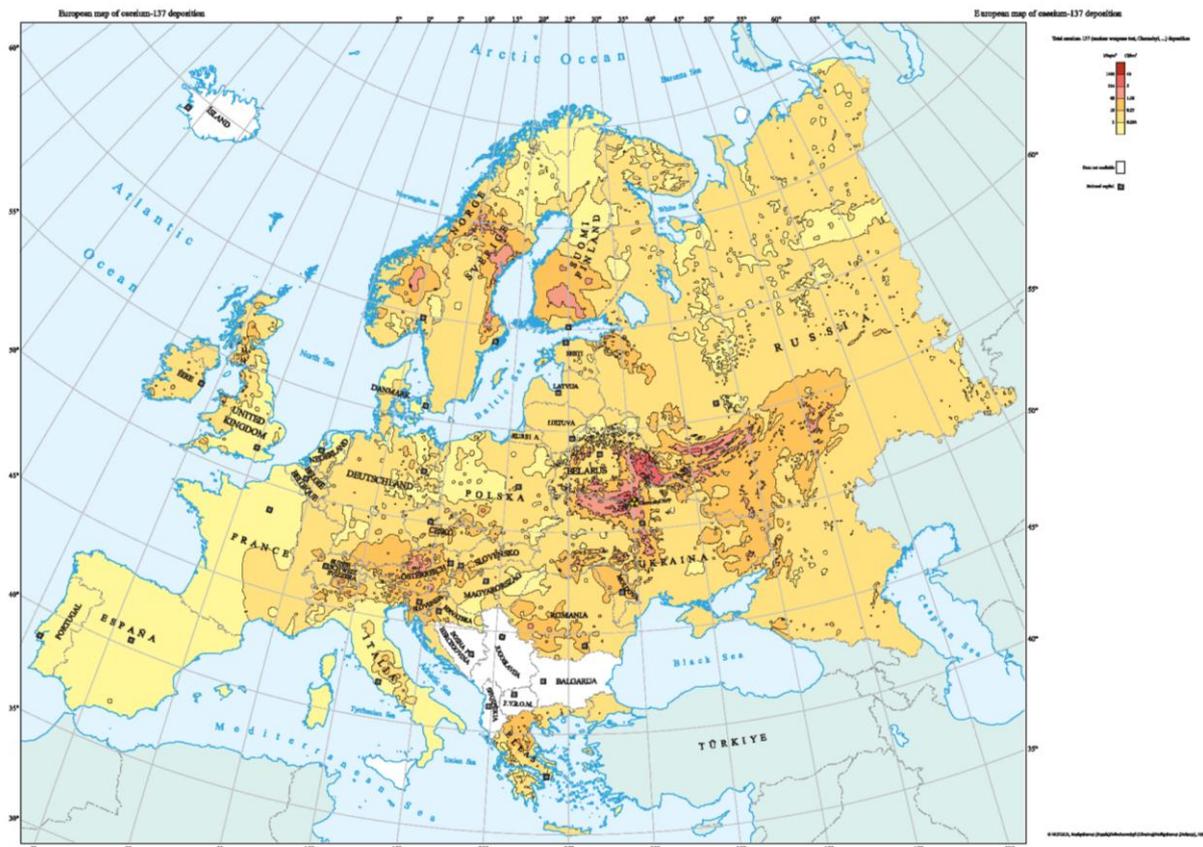


Abbildung 11: Ablagerung von Cäsium-137 nach dem Unfall in Tschernobyl (UNSCEAR T., 2016)

In der Abbildung 11 wird die Ablagerung von Cäsium-137 nach dem Unfall in Tschernobyl dargestellt. Die gemessene Konzentration ist mit Hilfe einer Farbskala in der Abbildung ersichtlich. Es ist zu erkennen, dass große Teile Europas von dem Unfall betroffen waren. Des Weiteren ist der deutliche Einfluss der damaligen Wetterlage aufgrund der Verteilung des Cäsium-137 festzustellen.

2.3.4 Fukushima

Wie in Tabelle 6 ersichtlich verfügt die Anlage Fukushima Dai-ichi über sechs Siedewasserreaktoren amerikanischer Bauart. Des Weiteren werden die Daten bezüglich der elektrischen Nettoleistung, der thermischen Reaktorleistung, der Baubeginn und das Datum der ersten Netzsynchrosation der einzelnen Blöcke wiedergegeben.

Tabelle 6: Technische Daten des Kernkraftwerks Fukushima Dai-ichi (BfS Fukushima, 2012)

Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi				
Block	Elektrische Nettoleistung	Thermische Reaktorleistung	Baubeginn	Erste Netzsynchrosation
-	MW	MW	-	-
1	460	1380	1967	1970
2	784	2380	1969	1973
3	784	2380	1970	1974
4	784	2380	1973	1978
5	784	2380	1972	1977
6	1100	3293	1979	1979

In Abbildung 12 ist die Kernkraftwerksanlage zu sehen. Zu erkennen ist die Gruppierung der Blöcke 1 bis 4 und davon etwas entfernt 5 und 6. Bei den Reaktormeilern 1 bis 5 handelt es sich um das Mark- I -Design, bei Meiler 6 um das Mark- II -Design. (Neles & Pistner, 2012)



Abbildung 12: Anlage Fukushima Dai-ichi (world-nuclear Fukushima, 2016)

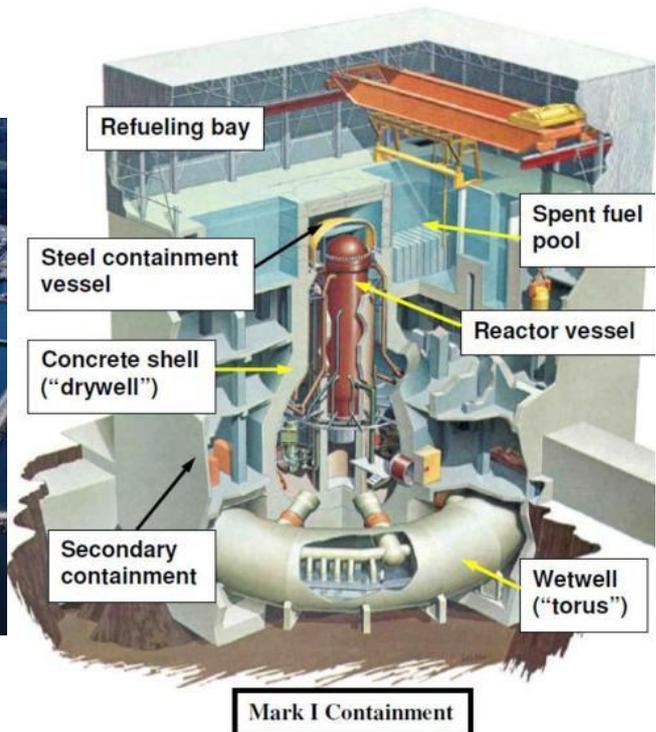


Abbildung 13: Aufbau Mark- I -Design (UoCS Mark- I , 2016)

Der Aufbau des Mark- I -Designs ist in der Abbildung 13 schematisch dargestellt. Die Vorrichtung zur Auswechslung der einzelnen Brennelemente befindet sich oben (Refueling bay). Verbrauchte Brennelemente werden dann im Abklingbecken (Spent fuel pool) zuerst zwischengelagert und gekühlt. Dieses Design verfügt über einen Stahl-Sicherheitsbehälter (Steel containment vessel), einen Reaktordruckbehälter (Reactor vessel), einen Betonschutzmantel (Concrete shell, „drywell“), das Reaktorgebäude (Secondary containment) und ein ringförmiges Druckabbaubecken oder auch Kondensationskammer genannt (Wetwell, „torus“).

In Folge des „TÖHOKU-CHIHOU-TAIHEIYOU-OKI“ Erdbebens vom 11. März 2011 ereignete sich das Unfallgeschehen im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi, was schließlich zum GAU führte. (BfS Fukushima, 2012)

Die wichtigsten Ereignisse im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi sind in Tabelle 7 dargestellt.

**Tabelle 7: Wichtige Ereignisse im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi
(Neles & Pistner, 2012; Tagesspiegel Fukushima, 2016)**

Datum	Ereignis
11.03.2011	Ein Erdbeben der Stärke 9,0 der Momenten-Magnituden-Skala löste um 14.46 Uhr (Ortszeit) vor der Küste eine Flutwelle aus. Die Blöcke 1 bis 3 des Kernkraftwerks Fukushima Dai-ichi wurden automatisch abgeschaltet, die Teile 4 bis 6 waren zur Revision bereits abgeschaltet. Die öffentliche Stromversorgung brach zusammen und die Notstromdieselaggregate übernahmen die Versorgung der Kühlung- und Sicherheitssysteme. Um ca. 15.27 Uhr erreichte der Tsunami das Kraftwerk und überschwemmte weite Anlagenteile. Das Wasser zerstörte dabei große Teile der Notstromanlagen.
12.03.2011	Aufgrund der defekten Notstromaggregate versagten die Kühlsysteme. In Block 1 explodierte ausgetretenes Wasserstoffgas und zerstörte das obere Stockwerk des Reaktorgebäudes welches darauf teilweise einstürzte. Es wurde versucht die Brennelemente aus der Luft mit Meerwasser zu kühlen.
14.03.2011	Um 11.01 Uhr kam es zu einer Wasserstoffexplosion in Reaktorgebäude 3, welche dieses zerstörte.
15.03.2011	Gegen sechs Uhr früh kam es zu einer Explosion im Block 4, welcher bereits seit über drei Monaten abgeschaltet war. Es wird angenommen, dass eine Wasserstoffgasansammlung bei der Kernzerstörung von Reaktorblock 3 entstand und über gemeinsame Rohrleitungssysteme in den Meiler 4 gelangte. In Folge der erheblichen Schäden gelangte kontaminiertes Wasser in Boden, Grundwasser und ins Meer.
28.03.2011	Es wurde Plutonium im Boden des Kraftwerkgeländes entdeckt, die japanische Regierung sprach von einer Kernschmelze in Block 1.
31.03.2011	Strahlenwerte des Wassers unter dem Gelände waren 10.000-fach erhöht.
24.05.2011	TEPCO bestätigte eine Kernschmelze in Block 1 bis 3.
16.12.2011	Das Kernkraftwerk wurde von der Regierung als stabil erklärt.
03.02.2012	Austritt von Radioaktivität aufgrund eines Lecks an der Wasseraufbereitungsanlage.
06.04.2013	Mitteilung von TEPCO, dass womöglich bis zu 120 Tonnen verseuchtes Wasser aus einem Tank in ca. 800 m Entfernung vom Ufer ausgetreten sein.
09.04.2013	Entdeckung eines Lecks in einem Lagerbecken für radioaktives Wasser.
11.04.2013	Etwa 22 Liter hoch radioaktives Wasser versickerte im Erdreich bei Pumparbeiten.
05.06.2013	Erneuter Austritt von radioaktivem Wasser.
09.06.2013	Austritt radioaktiver Stoffe ins Grundwasser durch ein Leck an einem Reaktor.
18.06.2013	Dampfaustritt aus einem der Unglücksreaktoren, welcher sich in den folgenden Tagen wiederholte.
20.08.2013	Bisher größtes Leck wurde entdeckt.
06.10.2013	Premierminister Shinzo Abe erbat Hilfe von der IAEO.
10.10.2013	In der Bucht vor der Anlage stieg die Strahlenbelastung drastisch an. Als Ursache wird radioaktiv kontaminierte Erde, welche in das Wasser gefallen sein könnte vermutet. Eine Barriere soll den Abfluss ins Meer verhindern.

In Abbildung 14 ist die Evakuierungszone ersichtlich, welche schrittweise vergrößert wurde und am 12. März 2011 einen Radius von 20 km um den Unfallort annahm. In etwa 80.000 Menschen wurden aus dieser Sperrzone gebracht. Die radioaktive Belastung in der Umgebung war zu diesem Zeitpunkt weitgehend unbekannt. (Neles & Pistner, 2012)

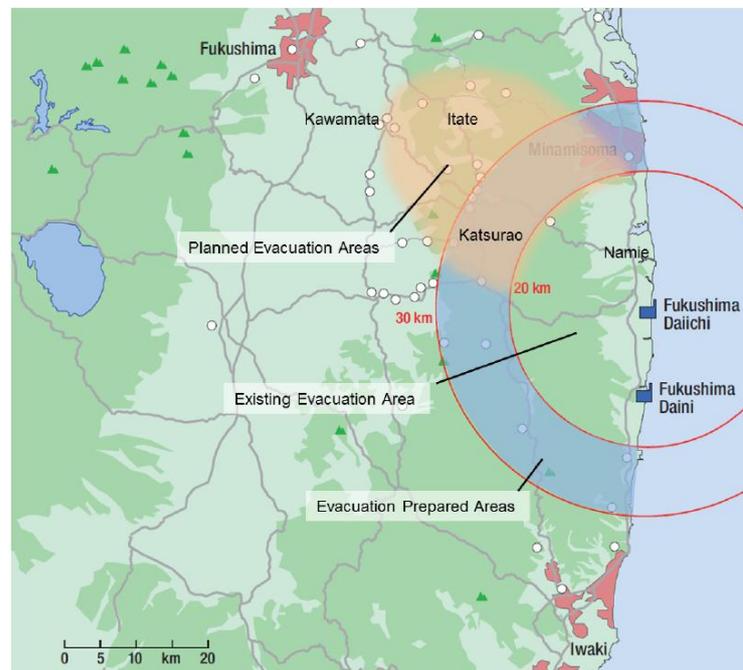


Abbildung 14: Evakuierungszone um Fukushima Dai-ichi (GRS, 2011)

Am 17. März starteten Messflüge zur Erfassung der abgelagerten radioaktiven Stoffe in der Umgebung. Aus diesen Daten wurde die in Abbildung 15 gezeigte Karte erstellt. Die gemessene Konzentration der abgelagerten radioaktiven Stoffe wird mit Hilfe einer Farbskala dargestellt. (Neles & Pistner, 2012)

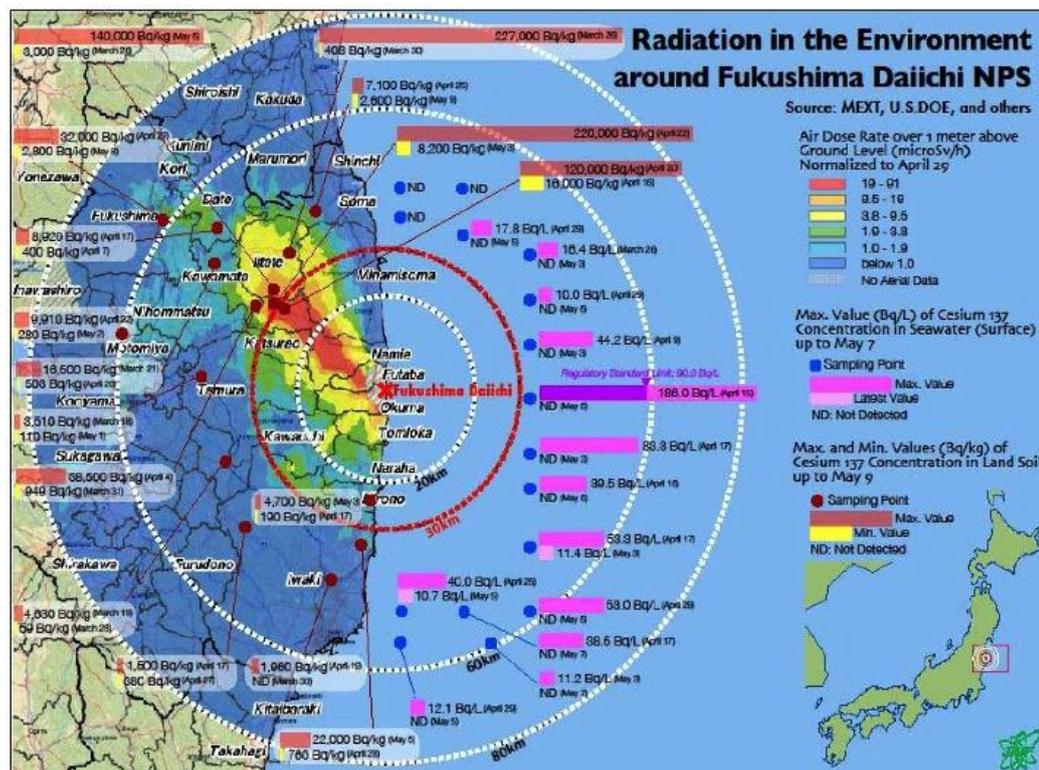


Abbildung 15: Radioaktive Strahlungsbelastung um die Anlage Fukushima Dai-ichi (Forbes F., 2016)

In der Abbildung 16 ist die überflutete Anlage von Fukushima Dai-ichi dargestellt. Der weiße PKW am Bild verdeutlicht nochmals die enorme Kraft der Flutwelle. Das in Abbildung 17 dargestellte Luftbild zeigt die zerstörte Fukushima-Anlage. Die 3 zerstörten Reaktor Gebäude sind hier klar zu sehen. Nur ein Reaktor Gebäude ist von außen unbeschädigt geblieben.



Abbildung 16: Überflutete Anlage von Fukushima Dai-ichi (MOPO F., 2016)



Abbildung 17: Luftbild der zerstörten Fukushima-Anlage (Tagesspiegel F. Ruine, 2016)

Eine unterirdische Eisbarriere soll den Zufluss von Grundwasser in die Reaktoranlage stoppen. Das Projekt wird mit Kosten von umgerechnet 275 Millionen Euro beziffert. Dafür wurden um die 1.500 Kühlstäbe um die Reaktorblöcke 1 bis 4 von der Baufirma „Kamjima Corp“ im Boden positioniert. Seit März 2016 wird der Boden langsam, damit der Grundwasserspiegel nicht zu rasch absinkt, von der Eisanlage runtergekühlt. Aufgrund von Lücken im Eiswall und Regenwasser könnten trotzdem täglich bis zu 50 Tonnen des radioaktiv belasteten Wassers anfallen. Nuklide wie Cäsium und Strontium können bereits technisch aus dem Wasser herausgefiltert werden, jedoch für das strahlende Tritium muss erst eine industrielle Filtertechnik entwickelt werden. Danach wäre es erst möglich die derzeit in Tanks gelagerten Wassermassen gefahrlos ins Meer zu entlassen. (Spiegel F. Eisb., 2016)

Abbildung 18 zeigt den prinzipiellen Plan der Barrieren in grafischer Form. Es sind die Abpumpstationen für Grundwasser, die Kühlstäbe zur Vereisung um die Anlage und die Stahlsperrre, welche zum Meer hin eine weitere Abschottung garantieren soll, eingezeichnet.

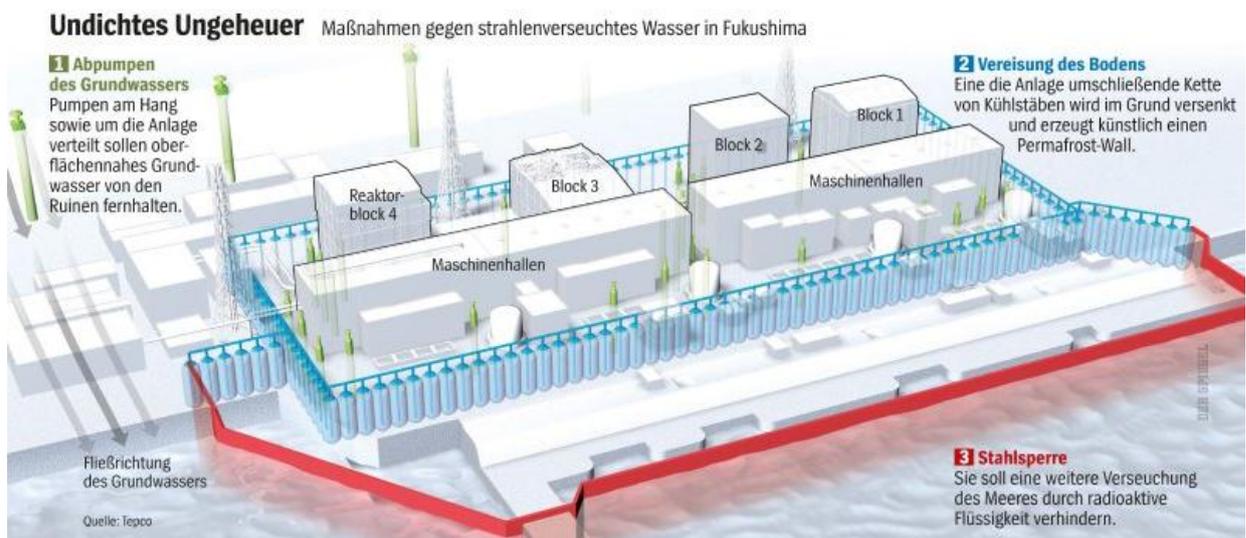


Abbildung 18: Eisbarriere in Fukushima Dai-ichi (Spiegel F. Eisb., 2016)

Langfristig ist die Bergung der zerstörten Reaktorbrennelemente und Sicherstellung in einem Schutzbehälter, sowie alle kontaminierten Anlagenteile zu beseitigen, geplant. Alle diese Arbeiten werden voraussichtlich mehrere Jahrzehnte in Anspruch nehmen und eine große Herausforderung darstellen. (Neles & Pistner, 2012)

3 Technische Grundlagen / allgemeine Funktionsweise

Kernkraftwerke erzeugen elektrischen Strom in derselben Art und Weise wie herkömmliche thermische Kraftwerke. Als einziger Unterschied wird die erforderliche Wärmeenergie nicht anhand der Verbrennung von fossilen Energieträgern, sondern über eine Kernspaltung generiert. Die dabei freigesetzte Wärme wird mit Hilfe eines Kühlmittels abgeführt und erzeugt Dampf zum Betrieb einer Turbine, welche mit dem Generator zur Elektrizitätsgewinnung mechanisch gekoppelt ist.

3.1 Übersicht der verschiedenen Generationen von Kernkraftwerken

Bei der Entwicklung von Kernkraftwerken wird derzeit zwischen den Generationen I bis IV, wie in Abbildung 19 ersichtlich, unterschieden.

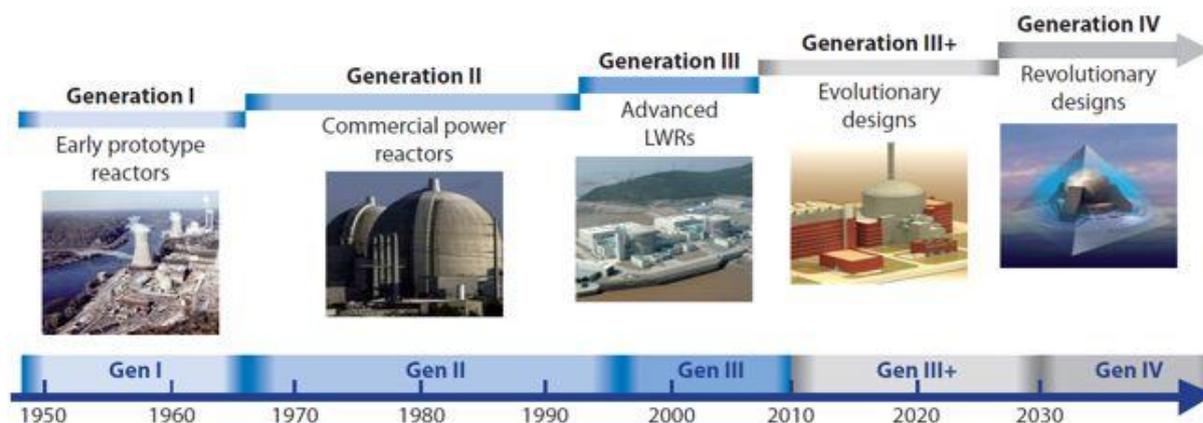


Abbildung 19: Überblick der Generationen bei Kernkraftwerken (PSI ch, 2017)

Als Generation I werden die anfänglichen Prototyp-Reaktoren bezeichnet. Die ersten kommerziell genutzten Kernkraftwerke zur Stromerzeugung bilden die Generation II. Generation III umfasst bereits fortgeschrittene Leichtwasserreaktoren und Generation III+ berücksichtigt ein evolutionäres Anlagendesign. Anlagen der Generation IV befinden sich im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Diese sollen ein revolutionäres Design darstellen und den gewünschten Anforderungen für die Zukunft gerecht werden (siehe Kapitel 3.4). (PSI ch, 2017)

3.2 Grundlegende Reaktortypen

Bei den Kernkraftwerken gibt es verschiedene Reaktorkonzepte, wobei die Unterschiede sich im Wesentlichen auf folgende Punkte beziehen (Neles & Pistner, 2012):

- Mittlere Energie der Neutronen: Bei Reaktoren mit schnellen Neutronen werden diese nicht abgebremst. Thermische Reaktoren verfügen über einen Moderator, welcher den bei der Kernspaltung freigesetzten Neutronen Energie entzieht und ihre Geschwindigkeit verzögert.
- Moderator-Material: Zumeist dient dazu leichtes Wasser, schweres Wasser oder Graphit.
- Kühlmittel: Zur Abfuhr der freigesetzten Wärme wird meistens Wasser verwendet oder ein Kühl-Gas. Reaktoren mit schnellen Neutronen verfügen auch oft über eine Flüssigmetallkühlung.

Dabei können je nach technischem Konzept Moderator-Materialien mit verschiedenen Kühlmitteln kombiniert werden. (Neles & Pistner, 2012)

3.2.1 Leichtwasserreaktoren (LWR)

Leichtes Wasser, welches normalem gereinigtem und entsalzendem Wasser entspricht, dient als Moderator und Kühlmittel. Das leichte Wasser bremst die bei der Kernspaltung frei werdenden Neutronen ab und absorbiert auch einen Teil von ihnen. Daher muss der Kernbrennstoff Uran-235 angereichert werden, sodass mehr Urankerne gespalten werden können und somit mehr freie Neutronen entstehen um die Absorptionsverluste zu kompensieren. (GRS LWR, 2016)

Der Anteil des angereicherten Uran-235 liegt dabei bei etwa drei bis fünf Prozent. Im fertigen Brennelement ist das Uran als Urandioxid UO_2 gebunden. Dieses weist einen Schmelzpunkt um die $2.800^\circ C$ auf und schließt die Spaltprodukte gut ein. (Neles & Pistner, 2012)

Aufgrund des negativen Dampfblasenkoeffizienten bzw. Voidkoeffizienten ergibt sich ein sicherheitstechnischer Vorteil bei der Verwendung von Wasser als Kühlmittel und Moderator. Bei einem Anstieg der Temperatur im Kernreaktor verdampft das Wasser und führt dazu, dass die Reaktivität sinkt, was einen Rückgang der Kettenreaktion bedeutet. (ÖKTG LWR, 2016)

Bei den Leichtwasserreaktoren gibt es die Unterscheidung zwischen Druckwasserreaktor und Siedewasserreaktor.

➤ Druckwasserreaktor (DWR)

Ein Brennstab besteht aus einem ca. vier Meter langen metallischen Hüllrohr in dem sich die zylindrischen Brennstofftabletten mit ca. einem Zentimeter Durchmesser befinden. Als Material kommt grundsätzlich eine Zirkonium-Legierung zum Einsatz. Die bei der Kernspaltung entstehenden Produkte sollen in dem gasdichten Brennstab eingeschlossen bleiben. Brennelemente werden aus vielen solchen Stäben zusammengesetzt, wobei Plätze für die Regelstäbe bzw. Steuerstäbe freibleiben. Das neutronenabsorbierende Material der Regelstäbe ermöglicht die Leistungsregelung und bei Bedarf die Abschaltung des Reaktors. Etwa 500 kg Brennstoff enthält dabei ein Brennelement und der Reaktorkern enthält 193 von diesen Brennelementen. Leistungsdichten von ca. 38 Megawatt pro Tonne Uranbrennstoff machen die Kernkraftwerke aus wirtschaftlicher Sicht interessant. Es kann eine in Bezug auf die hohe Leistung, relativ kleine Konstruktion von Reaktordruckbehälter, Sicherheitsbehälter und damit ein kleines Reaktorgebäude erreicht werden. Aufgrund dieser großen Leistungsdichten entstehen auch hohe Ansprüche im Bereich Sicherheit. Der Brennstoff kann abhängig vom anfänglichen Anreicherungsgrad ca. drei bis fünf Jahre im Reaktor als Energieerzeugungselement eingesetzt werden. Ein so genanntes abgebranntes Brennelement verfügt über zu wenig Uran-235 um die benötigte Kettenreaktion aufrecht zu erhalten. (Neles & Pistner, 2012)

Neben den Regelstäben erfolgt die Steuerung der Kettenreaktion beim Druckwasserreaktor mit Borsäure, welche dem Reaktorkühlwasser zugegeben wird. Bor besitzt die Eigenschaft, dass es Neutronen absorbiert. (Kernfragen, 2016)

Mit zunehmendem Abbrand der Brennelemente wird die Bohrkonzentration verringert und somit der Uranverbrauch ausgeglichen. Im Reaktordruckbehälter befinden sich die Brennelemente in die von oben, je nach benötigter Leistungsabgabe, die Anzahl an eingefahrenen Regelstäben variiert wird. Die Schwerkraft lässt die Regelstäbe im Falle einer Schnellabschaltung in den Reaktorkern fallen. (Neles & Pistner, 2012)

Abbildung 20 zeigt den schematischen Aufbau eines Druckwasserreaktors mit Beschreibung der einzelnen Komponenten. Die Unterteilung der Anlagehauptkomponenten erfolgt dabei in Primärkreislauf, Sekundärkreislauf, Kühlkreislauf und Sonstige.

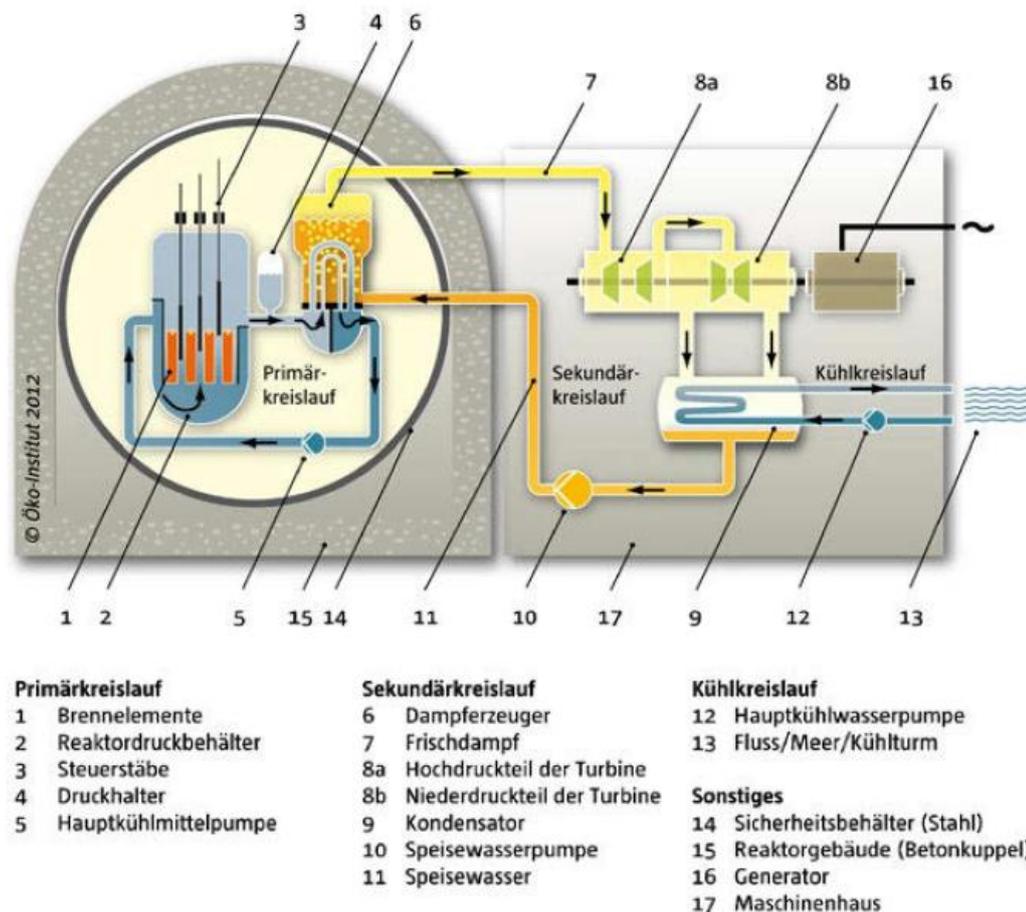


Abbildung 20: Schematischer Aufbau eines Druckwasserreaktors (Neles & Pistner, 2012)

Der Primärkreislauf steht unter einem Druck von etwa 157 bar, welcher dafür sorgt, dass der Siedepunkt des verwendeten Wassers auf über 346°C angehoben wird. Dieses Wasser im Kern des Reaktors wird von etwa 292°C auf 320°C erhitzt und gibt die Wärmeenergie mit Hilfe des Dampferzeugers an den Sekundärkreislauf ab. Im Sekundärkreislauf herrscht ein Druck von etwa 70 bar und daher entsteht hier Wasserdampf, welcher zum Antrieb der Turbine genutzt wird. Die elektrische Energie wird vom Generator erzeugt und sowohl für die Eigenversorgung verwendet, als auch in das Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeist. Aufgrund der getrennten Wasserkreisläufe gelangt kein radioaktiv belastetes Wasser außerhalb des Sicherheitsbehälters. (ÖKTG LWR, 2016)

Der Druck im Primärkreislauf wird mit Hilfe eines so genannten Druckhalters konstant gehalten. Mit einer eingebauten Heizung kann ein Dampfpolster im oberen Bereich des Druckhalterbehälters erzeugt werden und die Regelung des Drucks realisiert werden. Die Hauptkühlmittelpumpen des Primärkreises transportieren ca. 20 Tonnen Wasser pro Sekunde. Im Dampferzeuger entstehen um die zwei Tonnen Dampf pro Sekunde, welche der Sekundärkreislauf zur Turbine transportiert. Um höhere Wirkungsgrade zu erreichen besteht eine Turbine aus einem Hoch- und Niederdruckteil. Der Kondensator sorgt für das Kondensieren des Dampfes. Hier wird ein dritter Kühlkreislauf verwendet, der die Wärme in einen Fluss, ins Meer oder über einen Kühlturm in die Atmosphäre abgibt. Etwa ein Drittel der thermisch erzeugten Energie kann in elektrische Energie umgewandelt werden. Die

Betonhülle des Reaktordruckbehälters schirmt die Umgebung gegen die bei der Kernspaltung entstehende Strahlung ab. Der Sicherheitsbehälter aus Stahl soll freigesetzte Radioaktivität einschließen und enthält den Reaktordruckbehälter, den Primärkreislauf, die Dampferzeuger sowie Teile des Sekundärkreises. Dieser wird auch als Containment bezeichnet, weil er im Falle eines Austritts des Primärkreislaufkühlmittels dieses auffängt und dem entstehenden Überdruck standhält. Die abgebrannten Brennelemente werden nach dem Betrieb mehrere Jahre im Lagerbecken im Containment weiter gekühlt bis diese in einem Castor-Behälter verpackt und in ein Zwischenlager am Kraftwerksgelände zwischengelagert werden können. Als Schutz gegen äußere Einwirkungen wirkt ein dickwandiges Beton-Reaktorgebäude. Im benachbarten Maschinenhaus befinden sich die Dampfturbine, der Generator und die Kondensatoren. (Neles & Pistner, 2012)

➤ Siedewasserreaktor (SWR)

Der Betriebsdruck eines Siedewasserreaktors liegt bei etwa 70 bar, daher muss der Druckbehälter inklusive dem Sicherheitszuschlag nur für einen Druck um die 90 bar konzipiert werden. Nur ein Wasserkreislauf führt die thermische Energie vom Reaktorkern an die Turbine ab. (Kernfragen, 2016)

Abbildung 21 zeigt den schematischen Aufbau eines Siedewasserreaktors mit Beschreibung der einzelnen Komponenten. Die Unterteilung der Anlagehauptkomponenten erfolgt dabei in Wasser-Dampf-Kreislauf, Kühlkreislauf und Sonstige.

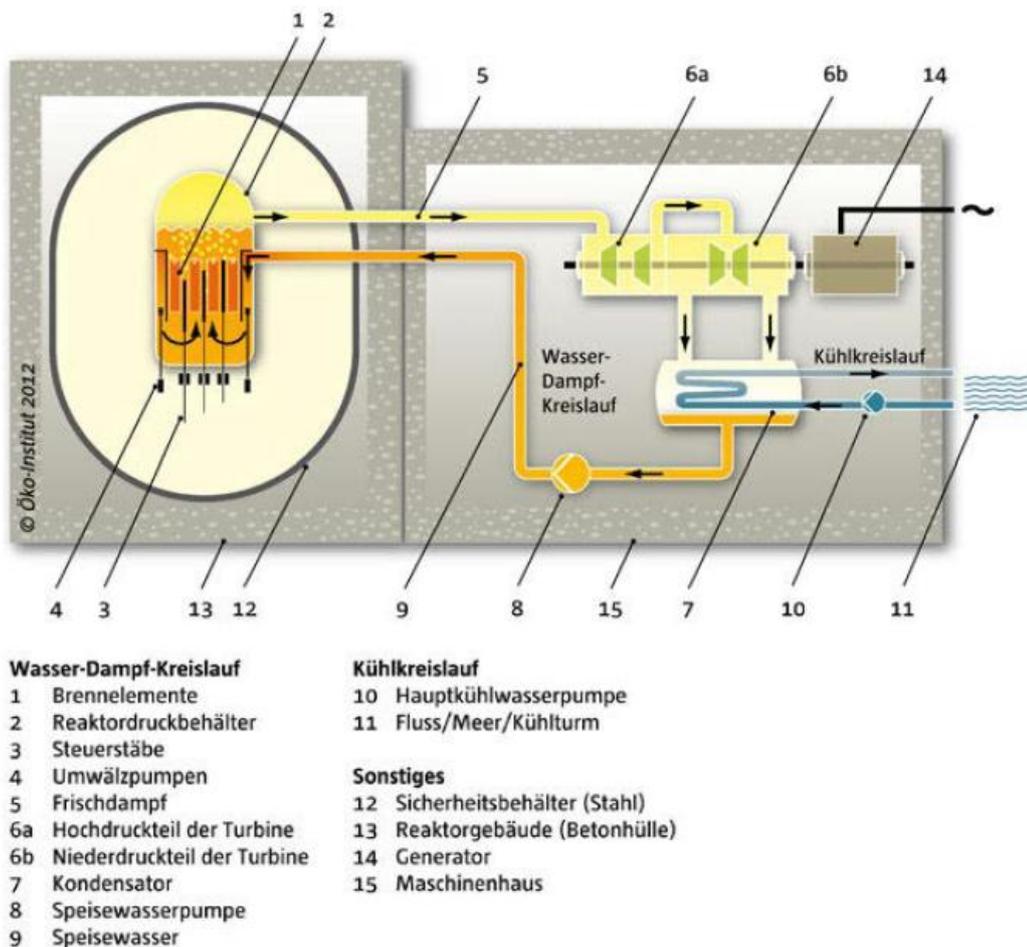


Abbildung 21: Schematischer Aufbau eines Siedewasserreaktors (Neles & Pistner, 2012)

Das als Kühlmittel und Moderator arbeitende Wasser wird hierbei auf etwa 290°C erhitzt und ändert seinen Aggregatzustand zu Dampf. Aufgrund der geringeren Dichte von Wasserdampf gegenüber flüssigem Wasser nimmt die Moderationswirkung bei höherem Dampfanteil ab und die Wärmeerzeugung des Reaktors sinkt. Mit Hilfe von technischen Einbauten kann der Dampf vom Wasser im oberen Reaktorteil getrennt werden und die Regelstäbe müssen von unten in das Brennelement eingefahren werden. Bei einer Schnellabschaltung erfolgt dieser Einführungsprozess mit Hilfe von Druckluft. Umwälzpumpen bewerkstelligen eine ständige Durchmischung des Reaktorkühlwassers und ermöglichen eine Steuerung der Kettenreaktion bzw. Leistungsabgabe. (Neles & Pistner, 2012)

Durch die Dampf-Wassertrennung bleibt der Großteil der radioaktiven Stoffe im Reaktordruckbehälter zurück. Gasförmige radioaktiv belastete Teile, welche mit dem Dampfstrom mitgeführt werden, können im Kondensator abgesaugt und somit dem Kreislauf entzogen werden. Die Dampfturbine, sowie das gesamte Maschinenhaus sind in den Sicherheitsmaßnahmen des Strahlenschutzes inkludiert. Sicherheitseinrichtungen würden im Falle einer Störung den Dampfstrom ins Maschinenhaus unterbrechen. (Kernfragen, 2016)

Der Sicherheitsbehälter fällt im Vergleich zu dem des Druckwasserreaktors kleiner aus, da keine Dampferzeuger untergebracht werden müssen. Bei einem großen Rohrleitungsbruch kann jedoch nicht der entstehende Überdruck vollständig abgefangen werden und es müssen somit spezielle technische Systeme zum Druckabbau verbaut werden. Auf diese wurde um eine bessere Übersichtlichkeit zu erhalten in der Abbildung 21 verzichtet. Innerhalb des Sicherheitsbehälters dient ein Bereich als Kondensationskammer, in der ein Kühlmittelvorrat den entstehenden Dampf kondensieren kann. Die entzogene thermische Energie wird in diesem Fall über ein spezielles Kühlsystem nach außen abgeführt. Das Brennelementlagerbecken für abgebrannte Elemente befindet sich außerhalb des Containments im Reaktorgebäude. Auch bei diesem Reaktorkonzept dient als Schutz gegen äußere Einwirkungen ein dickwandiges Beton-Reaktorgebäude. (Neles & Pistner, 2012)

3.2.2 Schwerwassermoderierte Reaktoren

Als Moderator und zur Kühlung werden schweres Wasser D_2O verwendet. Das Wasserstoffatom H ist bei schwerem Wasser durch das Wasserstoffisotop Deuterium D ausgewechselt. Um schweres Wasser zu erhalten muss ein Anreicherungsprozess erfolgen. Der Vorteil des schweren Wasser liegt darin, dass Natururan für den Kettenreaktionsprozess im Reaktor ausreicht und somit kein Uran angereichert werden muss. Dieser Reaktortyp wurde beispielsweise 2012 in Kanada, Indien, Südkorea, Rumänien, China, Argentinien und Pakistan noch betrieben. (Neles & Pistner, 2012)

In Kanada wurde nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs mit der Entwicklung des so genannten CANDU-Reaktors, wobei dies eine Abkürzung für „CANada Deuterium Uranium“-Reaktor ist, begonnen. Aufgrund von fehlenden Urananreicherungsanlagen und einem Vorkommen von Uranerz, sowie einer vorhandenen Infrastruktur zur Erzeugung von schwerem Wasser wurde die Technologie für einen schwerwassermoderierten Druckröhrenreaktors erforscht. Wie in Abbildung 22 und Abbildung 23 ersichtlich, besteht der Reaktorblock aus mehreren hundert stabförmigen Druckröhren, welche in einem horizontal liegenden Aluminiumzylinder untergebracht werden. (Analytik ETHZ, 2016)

Der schematische Aufbau eines CANDU-Reaktors wird mit Abbildung 22 nochmals verdeutlicht. Der Kernbrennstoff wird zur Brennstoff-Pellets (Fuel Pellet) verarbeitet und diese kommen dann in den Brennstoff-Bündel (Fuel Bundle). In einer Druckröhre (Pressure tube) wird das Brennstoff-Bündel schließlich in den Brennstoff-Kanal (Fuel Channel) eingeführt. In der Abbildung 23 wird die Größe des Reaktorbehälters aufgrund des Vergleichs mit einer Person deutlich. Der CANDU-Reaktorkern befindet sich auf diesem Bild auf einer Schienenkonstruktion um diesen bewegen zu können.

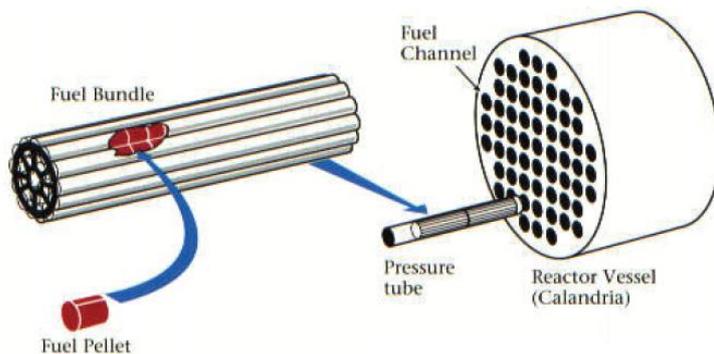


Abbildung 22: Schematischer Aufbau eines CANDU-Reaktorkerns (Analytik ETHZ, 2016)



Abbildung 23: CANDU-Reaktorkern (Analytik ETHZ, 2016)

Eine Besonderheit von diesem Reaktortyp ist, dass während des Betriebs er auch mit neuen Brennstoffelementen bestückt werden kann, da jede Druckröhre als eigenständiger kleiner Reaktor arbeitet. Nur im Zusammenwirken mit den anderen Druckröhren kann diese erst kritisch werden. Jede dieser Druckröhren weist mehrere Brennstoffbündel auf, welche aus 37 Stäben bestehen. Zwischen den Stäben zirkuliert schweres Wasser als Kühlmittel und zwischen den einzelnen Druckröhren befindet sich wiederum schweres Wasser mit einer Temperatur von 70°C als Moderator. Als Brennstoff für die Kettenreaktion wird meistens natürliches Uran in Form von UO_2 verwendet. Zur Neutronenflusssteuerung wird mit Hilfe von Robotern jeden Tag die Position von einigen Bündeln gewechselt. Abgebrannte Brennelemente enthalten am Ende nur mehr ca. 0,2% Uran-235, was dem von angereicherterem Uran einer Anreicherungsanlage entspricht. Auf eine Aufarbeitung der Brennstäbe wird derzeit verzichtet. (Analytik ETHZ, 2016)

Das erbrütete und hochreine Plutonium-239 könnte auch für Kernwaffen genutzt werden, wie dies beispielsweise beim indischen Kernwaffenprogramm geschieht. (Neles & Pistner, 2012) Als neuer Brennstoff können auch abgebrannte Brennelemente einer Leichtwasserreaktoranlage dienen. Die CANDU-Reaktoren weisen einen leicht positiven Dampfblasenkoeffizienten auf, wenn diese klassisch mit schwerem Wasser als Kühlmittel sowie Moderator betrieben werden. Seit 2001 wird bei den neuesten CANDU-Design-Reaktoren anstatt schwerem Wasser, leichtes Wasser als Kühlmittel eingesetzt. Aufgrund der erhöhten Neutronenabsorption dieses Konzeptes muss leicht angereichertes Uran mit ca. 1,65% Uran-235 verwendet werden. Das verwendete schwere Wasser wird auf ein Viertel reduziert und somit werden hohe Kosten eingespart. (Analytik ETHZ, 2016)

3.2.3 Gasgekühlte, graphitmoderierte Reaktoren

Als Moderator wird Graphit und als Kühlmittel ein Gas wie z.B. Kohlendioxid verwendet. Aufgrund der geringen Neutronenabsorption von Graphit kann als Brennstoff Natururan oder gering angereichertes Uran dienen. Erstes kommerzielles Kernkraftwerk dieses Typs ging 1956 in Calder Hall Großbritannien ans Netz. Beim so genannten Magnox-Reaktor ist der Brennstoff in metallischer Form in einer Hülle aus einer Magnesiumlegierung eingeschlossen, welche sich dann in Kanälen in einem riesigen Graphitblock befinden. Das Kühlmittel Kohlendioxid strömt durch die Kanäle im Graphitblock und führt die entstandene Wärme zum Dampferzeuger ab. Dort entsteht Wasserdampf, welcher dann eine Turbine antreibt, die mechanisch mit dem elektrischen Generator gekoppelt ist. Grundsätzlich lässt sich mit diesem Reaktortyp Plutonium für Kernwaffen erzeugen und dies wurde von Großbritannien auch entsprechend genutzt. (Neles & Pistner, 2012)

Die Abbildung 24 zeigt den schematischen Aufbau eines gasgekühlten, graphitmoderierten Reaktors. Die einzelnen wichtigen Hauptkomponenten wie die Kontrollstäbe (Control rods), der Stahldruckbehälter (Steel pressure vessel), das Betonschutzschild (Concrete shield), der Graphitmoderator (Graphite moderator), der Kernbrennstoff (Uranium metal fuel in Magnox cladding) und der Dampferzeuger (Steam generator) sind übersichtlich dargestellt.

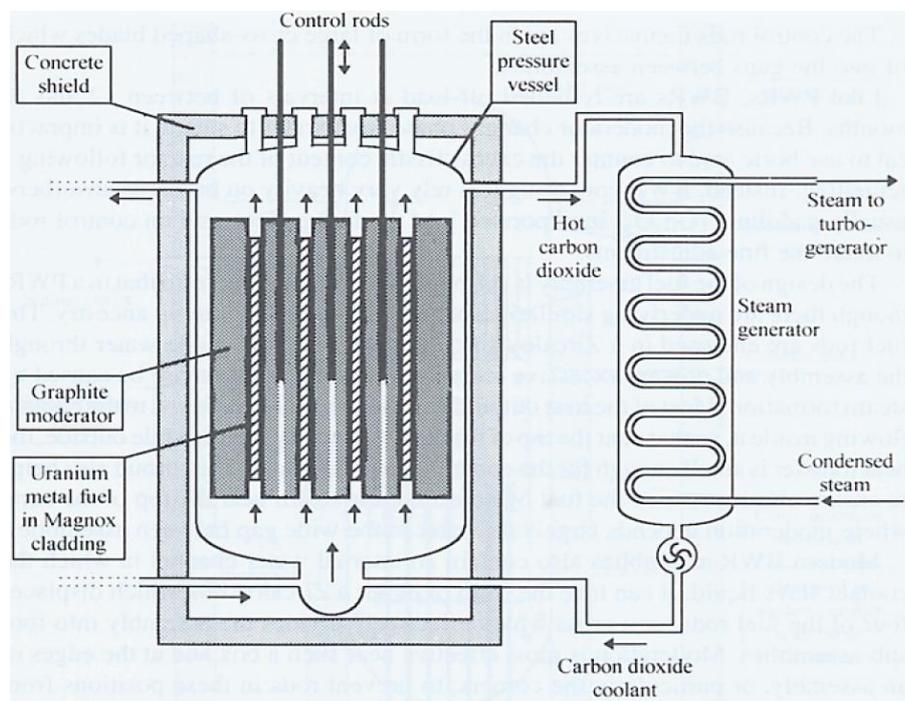


Abbildung 24: Schema eines gasgekühlten, graphitmoderierten Reaktors (ATI, 2016)

Im Dezember 2015 wurde der letzte Magnox-Reaktor in Großbritannien endgültig vom Netz genommen. Der thermische Wirkungsgrad betrug bei den ersten Reaktoren nur etwa 22% und konnte später dann auf ca. 28% gesteigert werden. (world-nuclear UK, 2016)

Aufgrund der im Vergleich zu anderen Reaktortypen geringen Leistungsdichte, des nicht so effektiv kühlenden Gases und chemischen Reaktionen zwischen Kohlendioxid und Graphit, sind Magnox-Reaktoren heutzutage wirtschaftlich gesehen unattraktiv. Als Weiterentwicklung entstand der „Advanced Gascooled Reactor“ oder kurz AGR genannt. Als Brennstoff wird Urandioxid UO_2 in einem Stahlhüllrohr verwendet. Es sind somit höhere Leistungsdichten erreichbar, aber der Brennstoff muss auf etwa zwei bis drei Prozent Uran-235 angereichert werden. (Neles & Pistner, 2012)

3.2.4 Leichtwassergekühlte, graphitmoderierte Reaktoren

Als wesentlicher Vertreter dieses Typs gilt der so genannte Reaktor Bolschoi Moschtschnosti Kanalny oder kurz RBMK. (RBMK, 2016)

Dieser wurde in der Sowjetunion entwickelt und eingesetzt. Beim Kernkraftwerk Tschernobyl handelte es sich auch um diesen Reaktortyp. Als Moderator dienen Graphitblöcke und als Kühlmittel leichtes Wasser H_2O . Als Brennstoff wird leicht angereichertes Uran in Form Urandioxids UO_2 verwendet, welcher sich in Druckröhren befindet. Das Kühlmittel beginnt beim Durchgang durch die einzelnen Druckröhren zu sieden und es entsteht Wasserdampf. Dieser wird im Dampfabscheider vom Wasser getrennt und zur Turbine geleitet. (Neles & Pistner, 2012)

Innerhalb des Reaktors sorgt ein Gasmischung aus Stickstoff und Helium für besseren Wärmeaustausch zwischen den Graphitblöcken. Die Steuerstäbe bestehen aus Borcarbid und werden automatisch vom Steuersystem bedient. Des Weiteren existieren noch zusätzliche 24 Abschaltstäbe, welche eine Erhöhung der Sicherheit herbeiführen sollen. Bei einer Störung wird der Reaktor abgeschaltet oder die erzeugte Leistung zumindest entsprechend gedrosselt. Je vier Pumpen befinden sich in den zwei getrennten Kühlsystemen. Davon laufen im Normalbetrieb nur drei Stück, die andere Pumpe dient als Reserve. Das Notkühlsystem spricht im Falle eines Stromausfalls oder bei zu hoher Reaktortemperatur an und ist zuständig um eine Überhitzung des Kerns zu verhindern. Der RBMK verfügt über keinen Sicherheitsbehälter. (RBMK, 2016)

Die einzelnen Hauptkomponenten und die Funktionsweise werden in Abbildung 25 nochmals grafisch abgebildet.

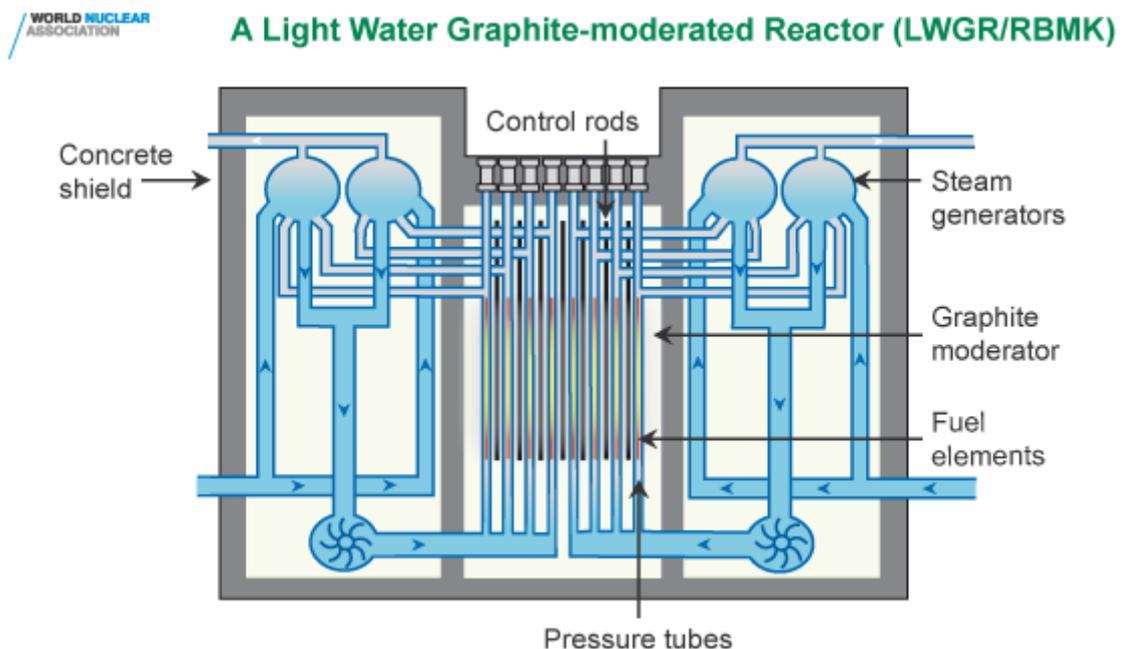


Abbildung 25: Schematischer Aufbau RBMK-Reaktor (world-nuclear RBMK, 2016)

Mit den RBMK-Reaktoren kann Plutonium für Kernwaffen und gleichzeitig viel Leistung erzeugt werden. Die Auswechslung der einzelnen Brennelemente ist im Betrieb ohne weiteres möglich. Ein Verlust des Kühlmittels führt zu keiner Leistungsverringerung, der Dampfblasenkoeffizient ist besonders stark positiv, dieses reaktorspezifische Verhalten hat unter anderem zur Katastrophe von Tschernobyl (siehe Absatz 2.3.3 Tschernobyl) beigetragen. (Analytik ETHZ, 2016)

3.2.5 Schnelle Brüter

Beim Schnellen Brüter werden die Neutronen nicht abgebremst, es gibt somit keinen Moderator. Zur Kühlung wird aus diesem Grund flüssiges Metall, wie z.B. flüssiges Natrium verwendet. Die Kühlmitteltemperatur liegt hier bei etwa bei 550°C. Es können im Vergleich zu anderen Kühlmedien große Wärmemengen abgeführt werden. Somit erhöht sich dann auch der thermische Wirkungsgrad dieser Reaktortypen. (Neles & Pistner, 2012)

Die Spaltung des Brennstoffs ist im Allgemeinen nicht besonders effizient, da kein Moderator die Energie der Neutronen in thermische Energie umwandelt. Somit muss der Brennstoff einen Anreicherungsgrad von mindestens 15% bis 30% Uran-235 aufweisen. (Analytik ETHZ, 2016)

Alternativ kann auch ein Gemisch aus Uran mit hohem Anteil an Plutonium verwendet werden. Der Reaktorkern, welcher in einem Druckbehälter untergebracht ist, besteht aus dem Kernbrennstoff in der inneren Spaltzone und dem äußeren Brutmantel, der aus abgereichertem Uran oder Natururan besteht. Im Brutmantel wandeln die schnellen Neutronen das schlecht spaltbare natürliche Uran-238 in das gut spaltbare Plutonium-239 um. Da mehr Brennstoff erzeugt als gleichzeitig verbraucht wird, werden diese Anlagen als Schnelle Brüter bezeichnet. Erst nach einer chemischen Aufbereitung kann das erbrütete Plutonium als neuer Kernbrennstoff eingesetzt werden. (Neles & Pistner, 2012)

Der erzeugte Kernbrennstoff eignet sich aber auch für Kernwaffen. (Analytik ETHZ, 2016)

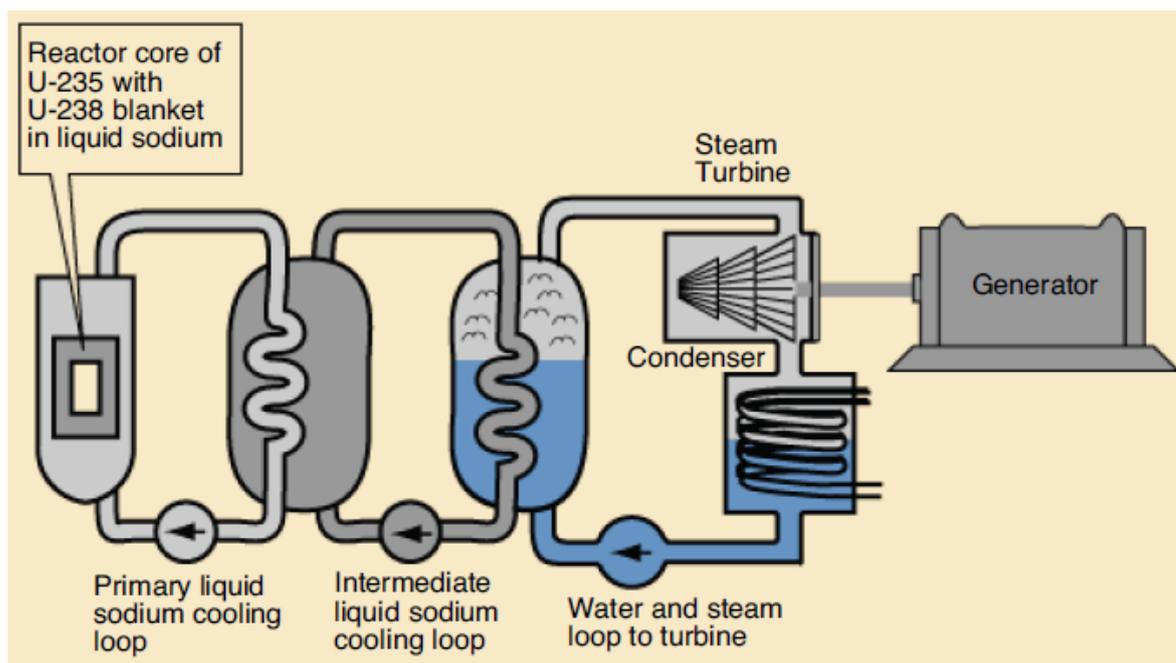


Abbildung 26: Schematischer Aufbau eines Schnellen Brüters (Analytik ETHZ, 2016)

In der Abbildung 26 wird der schematische Aufbau eines Schnellen Brüters dargestellt. Der Wärmekreislauf erfolgt über den primären Flüssigmetallkühlkreislauf, der mit Hilfe eines Wärmetauschers die Wärme an einen sekundären Flüssigmetallkreislauf abgibt. Dieser überträgt die thermische Energie zum Dampferzeuger, wo das Wasser zu Dampf wird und schließlich die Turbine angetrieben wird. Der Druck in den Flüssigmetallkreisläufen kann relativ niedrig im Vergleich zu anderen Kühlmaterialien gehalten werden. Natrium entzündet sich beim Kontakt mit Wasser oder Luftfeuchtigkeit und stellt somit ein Sicherheitsrisiko bei einem Störfall dar. Beim Verlust von Kühlmittel kann es zu einer Steigerung der Leistung im

Kern kommen, somit muss das System für einen sicheren Betrieb über zuverlässige Abschaltmechanismen verfügen. Weltweit existieren nur sehr wenige Prototypanlagen obwohl große Hoffnungen und große Entwicklungsbemühungen in dieses Reaktorkonzept gesteckt wurden. 2012 befanden sich gerade mal zwei Anlagen, eine in Russland und eine in China, in kommerzieller Nutzung. (Neles & Pistner, 2012)

Im Moment werden Schnelle Brüter nicht als kommerziell konkurrenzfähig angesehen. (Analytik ETHZ, 2016)

3.2.6 Hochtemperaturreaktoren (HTR)

Als Fortschritt zu den gasgekühlten, graphitmoderierten Reaktoren können die so genannten Hochtemperaturreaktoren gesehen werden. In Deutschland wurde z.B. der Kugelhaufenreaktor entwickelt und betrieben. Der Thorium-Hochtemperatur-Reaktor-300 oder kurz THTR-300 mit einer 300 Megawatt Leistung wurde aber nur kurz zur Stromerzeugung eingesetzt. Aufgrund großer technischer Probleme wurde 1988 beschlossen den Prototypreaktor aufzugeben. Derzeit gibt es nur mehr kleine Versuchsprototypen. (Neles & Pistner, 2012)

Bei entsprechend hoher Betriebstemperatur kann der thermische Wirkungsgrad 50% erreichen. Die Vorteile des verwendeten Heliums als Kühlmittel sind die hohe Prozesswärme bis zu 1000°C und die Eigenschaft, dass dieses als Edelgas keine Radioaktivität aufnimmt. Die verwendeten Brennelemente sind in prismatischer oder tennisballgroßer kugelartiger Form. In Abbildung 27 ist so eine Brennstoffkugel abgebildet. Auch im Vollastbetrieb lässt sich bei diesem Konzept der Brennstoff austauschen. Diese Eigenschaft erlaubt eine gewisse Flexibilität. (Analytik ETHZ, 2016)



Abbildung 27: Brennstoffkugel für Hochtemperaturreaktor (Analytik ETHZ, 2016)

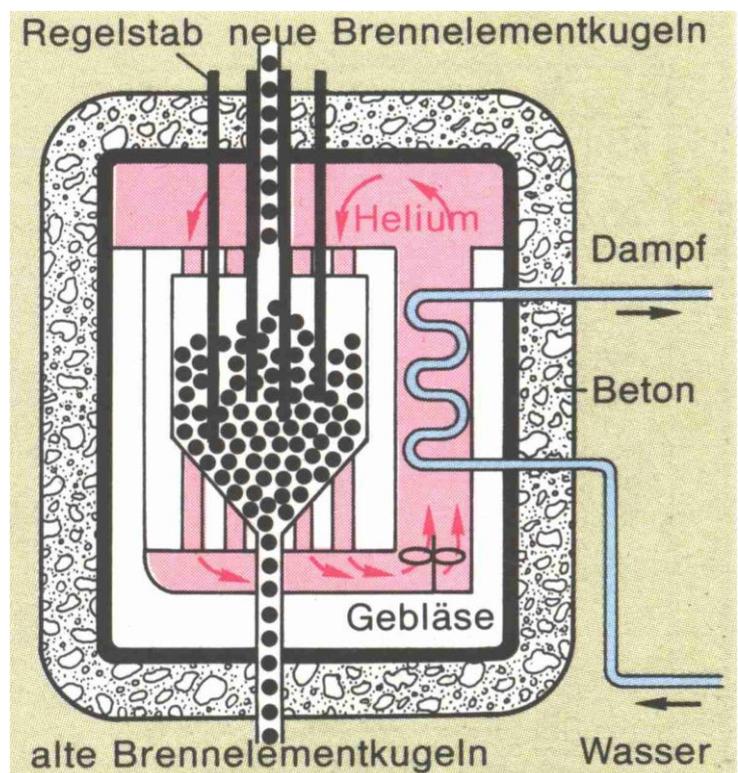


Abbildung 28: Schematischer Aufbau eines Kugelhaufenreaktors (chempage, 2016)

Im Kugelhaufenreaktor wird angereichertes Uran als Brennstoffquelle und Graphit als Moderator verwendet. Die Uranpartikel sind wenige Millimeter groß und von einer Kohlenstoff-Silizium-Verbindung umgeben. Tausende dieser Partikel bilden schließlich die Brennstoffkugel, welche vom Moderator material eingehüllt ist. Es können auch Brennstoffkugeln aus einem Uran-Thorium-Gemisch verwendet werden. Bei Neutronenabsorption entsteht aus dem anfangs nicht spaltbaren Thorium-232 das spaltbare Uran-233. Eine sehr große Anzahl von übereinander geschütteten Brennelementen ergibt den Reaktorkern. Beim THTR-300 waren dies insgesamt 675.000 Kugeln. In Abbildung 28 wird der schematische Aufbau eines Kugelhaufenreaktors planmäßig dargestellt. Das Kühlmittel Helium wird bei einem Druck von 50 bar auf bis zu 750°C erhitzt und gibt die thermische Energie an den Wärmetauscher ab, welcher Dampf erzeugt. Mit der Turbine wird die Energie aus dem Dampf zum Betrieb des Generators verwendet. (Neles & Pistner, 2012) Wegen der geringeren Leistungsdichte im Vergleich zu den wassergekühlten Reaktoren sind Hochtemperaturreaktoren vom Volumen her entsprechend größer. Im Falle eines Versagens der Kühlung würde die Reaktorkerntemperatur steigen, wodurch sich schließlich die Neutronenabsorptionseffizienz von Uran-238 erhöht und die Leistungsabgabe verringert. Daher ist die Leistung über die Reaktorkerntemperatur steuerbar. D.h. z.B., dass für eine hohe Leistungsfreisetzung dem Reaktorkern entsprechend viel Wärme vom Kühlmittel entzogen werden muss. Um die Kettenreaktion zu stoppen und den Reaktor herunterzufahren werden dennoch Kontrollstäbe benötigt. Bei den Hochtemperaturreaktoren wird wegen der sehr hohen Betriebstemperatur der Aufbau von Wigner Energie im Graphit verhindert. (Analytik ETHZ, 2016)

Die Brennelemente aus Graphit sollen bis zu einer Temperatur von ca. 3.500°C ihre mechanische Stabilität aufrechterhalten und somit bei einem Kühldefekt ein großes Sicherheitsfenster bieten. Jedoch besteht die Gefahr, dass bei Lufteintritt in den Primärkühlmittelkreislauf das Graphit zu brennen beginnen kann. Bei einem Wassereintritt kommt es hingegen zur Graphit-Wasser-Reaktion. (Neles & Pistner, 2012)

Die Entwicklung eines Hochtemperatur-Kugelhaufenreaktors in Südafrika fand zwischen 1998 und 2009 statt. 2010 endete dieses Projekt aufgrund von fehlenden Investoren und Kunden mit Projektkosten von etwa einer Milliarde Euro. (Neles & Pistner, 2012)

Derzeit wird der Einsatz als kleine dezentrale Energieerzeugungseinheit untersucht. In China bestehen Bestrebungen noch bis zum Jahr 2020 etwa dreißig Hochtemperaturreaktoren zu bauen. (Analytik ETHZ, 2016)

3.3 Generation III+

Die Kernkraftwerke der Generation III+ verfügen über ein evolutionäres Anlagendesign. Es handelt sich dabei um die derzeit verfügbaren, modernen Kernkraftwerkanlagen. Diese wurden hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit verbessert, erreichen eine höhere Brennstoffausnutzung und es wurde besonderer Wert auf die Sicherheit des Reaktors gelegt. (Neles & Pistner, 2012)

3.3.1 Übersicht Kernkraftwerke der Generation III+

Tabelle 8: Verfügbare Kernkraftwerke der Generation III+ (Sholly, 2013)

Bezeichnung	Hersteller	Type	Kühlmittel	Elektrische Nettoleistung in MWe	Besonderheiten, Allgemeine Informationen	Kosten geschätzt
-	-	-	-	-	-	-
AP1000	Westinghouse	2-loop PWR	Leichtes Wasser	1.117	Doppelter Sicherheitsbehälter & in Behälter Zurückhaltung, Design Zertifizierung USA, EUR-Zertifizierung 2007, Einheiten im Bau und geplant in China und den USA	5,5-7 Mrd. \$
EPR	AREVA	4-loop PWR	Leichtes Wasser	1.650	Doppelter Sicherheitsbehälter & Core Catcher, EUR-Zertifizierung Juli 2009, Einheiten im Bau in Finnland, Frankreich und China, angeboten in den USA, geplant in UK	8-8,5 Mrd. € (ursprünglich 3,33 Mrd. €)
VVER-1200 AES 2006	OKBM	4-loop PWR	Leichtes Wasser	1.082	Doppelter Sicherheitsbehälter & Core Catcher, zwei Designs: mit meist aktiven Systemen (VVER-1200/491) oder mit meist passiven Systemen (VVER-1200/392M), Einheiten im Bau in Weißrussland, Russland und Türkei, angeboten in Jordanien	4-5 Mrd. \$
ESBWR	GE-Hitachi	BWR	Leichtes Wasser	1.333	Angeboten in Finnland, Indien, Polen & USA, keine Einheiten im Bau oder Betrieb	-
EU-ABWR	Toshiba	BWR	Leichtes Wasser	1.600	Geschützt vor Flugzeugabstürzen, Doppelter Sicherheitsbehälter & Core Catcher, angeboten in Finnland, keine Einheiten im Bau oder Betrieb	-
Kerena	AREVA	BWR	Leichtes Wasser	1.250	EUR-Zertifizierung 2002, früher als SWR-1000 bekannt, angeboten in Finnland, keine Einheiten im Bau oder Betrieb	-
ACR-1000	CANDU Energy Inc. (SNC Lavalin)	PHWR	Leichtes Wasser	1.082	Gekühlt mittels leichtem Wasser, moderiert mit schwerem Wasser, angeboten in Kanada, keine Einheiten im Bau oder Betrieb	-

Tabelle 8 zeigt einen kurzen Überblick über die verschiedenen am Markt erhältlichen Kernkraftwerke der Generation III+. Die wichtigsten drei Kernkraftwerkdesigns stellen der AP1000 der Firma Westinghouse, der EPR von Areva und der VVER-1200 AES 2006 von OKBM dar. Diese drei Kernkraftwerksanlagen befinden sich derzeit in mehreren Ländern in Konstruktion. Die in Entwicklung befindlichen Reaktordesigns der Generation III+ werden in der Tabelle 9 dargestellt. Ein möglicher Einsatz dieser Anlagen ist in naher Zukunft denkbar. Kernkraftwerke der Generation III+ werden bis die Generation IV kommerziell nutzbar ist (Ziel 2030-2040 laut (GEN-IV home, 2016)) weiter entwickelt und verbessert werden.

Tabelle 9: In Entwicklung befindliche Kernkraftwerke Generation III+, möglicher Einsatz 2015-2020 (Sholly, 2013)

Bezeichnung	Hersteller	Type
ACP300/ACP600	CNNC	PWR
ACPR1000+	CGNPC	PWR
APR+	KHNP	PWR
CAP1400/AP1400	SNPTC	PWR
VVER-1200A/501	OKBM, Atomstroyexport	PWR
VVER-1500/1800	OKBM, Atomstroyexport	PWR

Ein aussagekräftiger Vergleich von Kosten der unterschiedlichen Kernkraftwerke der Generation III+ ist momentan nicht wirklich durchführbar. Erst wenn die im Bau befindlichen Anlagen fertiggestellt sind und ans Netz gehen, können die entstandenen Kosten analysiert und miteinander verglichen werden. Dieser Prozess benötigt jedoch eine detaillierte Analyse wo mehr oder weniger Kosten als geplant aufgetreten sind und besonders wichtig ist hierbei immer die jeweiligen Ursachen ausfindig zu machen und zu berücksichtigen. Des Weiteren ist zu beachten, dass nicht in allen Ländern die Kosten gleich hoch ausfallen können. Ein Bezug zur wirtschaftlichen Situation des Landes, wo das Kernkraftwerk gebaut wird, muss hergestellt werden (z.B. Löhne für Arbeiter, Kosten für gewisse Dienstleistungen, Behördenkosten usw.).

3.3.2 Europäischer Druckwasserreaktor EPR

Der Europäische Druckwasserreaktor oder kurz EPR für „european pressurized water reactor“ wurde seit Ende der 1980er Jahre gemeinsam vom damaligen französischen Unternehmen „Framatome“ und dem deutschen Unternehmen „Siemens“ entworfen. Aufbauend auf den Technologien des französischen Reaktor-Typs N4 und dem deutschen Konvoi-Designs wurde das EPR-Design vor allem mit dem Ziel die Sicherheit zu erhöhen entwickelt. (Neles & Pistner, 2012)

Die Erzeugungsfirma des EPR heißt mittlerweile „AREVA NP“ und verkaufte bereits einen Reaktor der Generation III+ nach Finnland, sowie Frankreich und zwei nach China. Über zwei EPR-Blöcke am Standort Hinkley Point in England wird derzeit noch verhandelt. (AREVA EPR de, 2016)

Auch eine US-Version mit einer elektrischen Bruttoleistung von 1.710 Megawatt bzw. Nettoleistung von 1.580 Megawatt wurde im Dezember 2007 zur Zertifizierung eingereicht. Es wurde angenommen, dass die erste dieser Anlagen im Jahr 2020 ans Netz gehen würde.

Das US-Design wird als Evolutionary PWR bezeichnet. Ein Großteil der eine Million Mannstunden Entwicklungsarbeit wurde für die nötigen Änderungen an das amerikanische 60Hz Netz in Anspruch genommen. Die größte Entwicklungsarbeit erfolgte dabei von der Firma „UniStar Nuclear Energy“. Des Weiteren arbeitet „AREVA NP“ gemeinsam mit „EDF“ an einem neuen Modell des EPR, genannt EPR NM für EPR „new model“. Dieses soll einen vereinfachten Aufbau erhalten und damit eine signifikante Kostenreduktion erzielen. Im März 2016 war das grundlegende Design zu 30% abgeschlossen. (world-nuclear ANPR, 2016)

➤ Aufbau/Besonderheiten

Der Anlagenaufbau des EPR wurde hinsichtlich der Sicherheit so ausgelegt, dass dieser einen großen Schutz vor internen und äußeren Gefahren bietet. Es wurden auch Erdbeben, Überschwemmungen und Flugzeugabstürze als mögliche heikle Situationen bei der Konstruktion berücksichtigt. (AREVA EPR HIW, 2016)

Anhand der Abbildung 29 und Abbildung 30 kann der prinzipielle Aufbau der gesamten EPR-Anlage anschaulich überblickt werden. Eine Beschreibung der einzelnen Teile erfolgt nach den Bildern in der Tabelle 10 bzw. Tabelle 11.



Abbildung 29: EPR Kraftwerksaufbaudesign Schema 2 (AREVA EPR Design, 2016)

Tabelle 10: Benennung der Teile aus Abbildung 29 (AREVA EPR HIW, 2016)

Nummer	Original-Bezeichnung	Deutsche Übersetzung
1	reactor building	Reaktorgebäude
2	fuel building	Brennstoffgebäude
3	safeguard building	Schutzgebäude
4	Diesel building	Diesel-Gebäude
5	nuclear auxiliary building	Nuklear-Hilfsanlagen-Gebäude
6	waste building	Abfallstoff-Gebäude
7	turbine building	Turbinen-Gebäude

Eine typische EPR-Einheit verfügt über eine thermische Leistung von 4.590 Megawatt, eine elektrische Bruttoleistung von 1.750 Megawatt und einer Nettoleistung von 1.630 Megawatt.

Mitte der 1995er Jahre wurde das Design zum neuen französischen Standard und erhielt die Zulassung im Jahr 2004. Die Energieerzeugung soll etwa um 10% günstiger als beim N4-Design ausfallen. Es soll möglich sein, die Stromerzeugung auf die Verbraucher abzustimmen, einen Brennstoffabbrand von 65 GWd/t zu erreichen, einen hohen thermischen Wirkungsgrad von 37% und einen Nettowirkungsgrad von 36% zu erzielen. Als Energiequelle kann auch MOX-Brennstoff eingesetzt werden. Die Nutzungsdauer der Anlage wird mit 60 Jahren angegeben und es wird mit einer Verfügbarkeit von etwa 92% gerechnet. (world-nuclear ANPR, 2016)

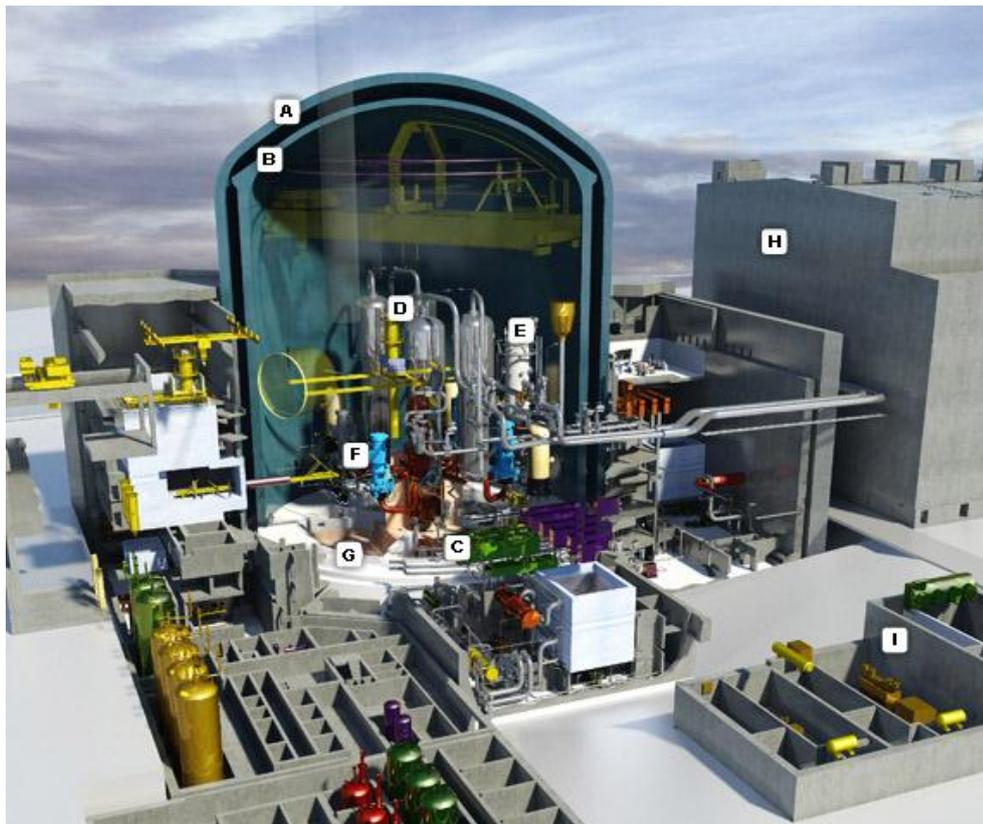


Abbildung 30: EPR Kraftwerksaufbaudesign 3D Schnitt (AREVA EPR Sectional, 2016)

Tabelle 11: Benennung der Teile aus Abbildung 30 (AREVA EPR HIW, 2016)

Buchstabe	Original-Bezeichnung	Deutsche Übersetzung
A	outer reinforced concrete shell	Äußere Stahlbetonschale
B	inner pre-stressed concrete housing with a metallic liner	Inneres Spannbetongehäuse mit einer metallischen Auskleidung
C	reactor vessel	Reaktorkessel
D	steam generator	Dampferzeuger
E	pressurizer	Druckhalter
F	reactor coolant pumps	Reaktorkühlmittelpumpen
G	corium spreading area	Corium (Kernschmelze-Material) Ausbreitungsfläche
H	turbine building	Turbinen-Gebäude
I	emergency diesel generators	Notstrom-Dieselgeneratoren

Das Reaktorgebäude besteht aus zwei Schichten und beinhaltet das Hauptkühlmittelsystem mit dem Reaktordruckbehälter, dem Dampferzeuger, dem Druckhalter sowie den Hauptkühlmittelpumpen. Die äußere Stahlbetonhülle bietet vor allem Schutz vor äußeren Einwirkungen. Diese schützt das Reaktorgebäude, das Brennelementlagergebäude, zwei der vier Sicherheitsgebäude inklusive der Warte. Beispielsweise bei einem Flugzeugabsturz könnte aufgrund der Anordnung bei den von der Stahlbetonhülle nicht geschützten zwei Sicherheitsgebäuden nur eines von ihnen davon betroffen sein. Im Falle eines Unfalls soll das robuste und gasdichte Containment, in Kombination mit den für einen Zwischenfall vorgesehenen Ausbreitungsflächen im Innenraum des Reaktorgebäudes, vor dem Austritt von radioaktivem Material in die Umgebung schützen. Die spezielle Ausbreitungsfläche soll im Falle einer Kernschmelze das geschmolzene Material auffangen und kühlen. Im Turbinen-Gebäude oder oft auch als Maschinenraum bezeichnet, befinden sich die Dampfturbine, der Generator und der Blocktransformator. Bei einer Unterbrechung der Stromversorgung sorgen die Notstromdieselgeneratoren für die Aufrechterhaltung aller Sicherheitsfunktionen die elektrische Energie benötigen. Zwei räumlich voneinander getrennte Gebäude mit Notstromanlagen erhöhen die Sicherheit im Fehlerfall. (AREVA EPR-Reaktor, 2016)

Die primären Dieselgeneratoren verfügen über einen Treibstoffvorrat für etwa 72 Betriebsstunden, die sekundären Back-Up-Generatoren für 24 Stunden und die tertiären Back-Up-Batterien halten für etwa 12 Stunden die Stromversorgung aufrecht. Die gesamte Anlage ist für eine seismische Bodenbeschleunigung von 600 Gal ohne jegliche sicherheitstechnischen Schäden zu nehmen ausgelegt. (world-nuclear ANPR, 2016)

Die Sicherheitssysteme sind vierfach redundant ausgelegt. Die jeweils vier Teilsysteme oder Stränge befinden sich in vier räumlich voneinander getrennten Sicherheitsgebäuden und sind je in der Lage, die komplette Schutzfunktion der Anlage auszuführen. Alle Daten werden in Echtzeit in der Warte, welche sich in einem der vier Sicherheitsgebäude befindet und zusätzlich vom Stahlbetonmantel geschützt wird, dem Betriebspersonal angezeigt. Die Bedieneroberfläche wurde als Schnittstelle zwischen Mensch und Maschine besonders bedienerfreundlich gestaltet. Das Bedienpersonal wird beim Betrieb rechnerunterstützt und immer mit den aktuellen Daten versorgt. Im Falle einer Störung existiert eine Notsteuerstelle mit allen Daten und Funktionen wie in der Warte. (AREVA EPR-Reaktor, 2016)

In Abbildung 31 wird der Schutz vor dem Austritt radioaktiver Stoffe durch ein Barrieren-System schematisch dargestellt und in der Tabelle 12 werden die einzelnen Teile entsprechend benannt.

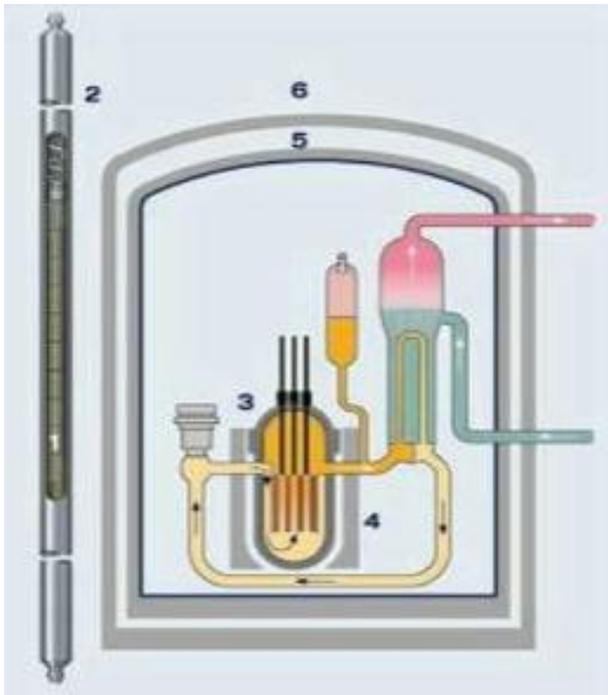


Tabelle 12: Benennung der Teile aus Abbildung 31 (AREVA EPR-Barrieren, 2016)

Nummer	Bezeichnung
1	Kristallgitter der Urantabletten
2	Hüllrohr
3	Reaktordruckbehälter
4	Betonabschirmung
5	Innere Stahlbetonhülle des Reaktorgebäudes
6	Äußere Stahlbetonhülle des Reaktorgebäudes

Abbildung 31: Übersicht der gestaffelten Barrieren welche vor Radioaktivität schützen (AREVA EPR-Barrieren, 2016)

Der Großteil der bei der Kernspaltung entstehenden radioaktiven Spaltprodukte soll im Kristallgitter der Urantabletten eingefangen werden. Der Kernbrennstoff befindet sich in gasdicht und druckfest verschweißten Hüllrohren. Als quasi „Schutzpanzer“ wird der Reaktordruckbehälter verstanden. Dieser inklusive aller Primärkreisläufe müssen dem Druck, der Temperatur und der radioaktiven Strahlung mühelos standhalten. Die Betonabschirmung als dickes konzentrisches Schutzschild, gefertigt aus Stahlbeton, schirmt die aus dem Reaktordruckbehälter austretende verbleibende Strahlung nahezu vollständig ab. Die Stahlauskleidung der inneren Stahlbetonhülle ist vollständig dicht und nur über spezielle Schleusen betretbar ausgeführt. Schließlich dient als letzte Schutzmaßnahme die äußere Stahlbetonhülle des Reaktorgebäudes. (AREVA EPR-Barrieren, 2016)

Der EPR verfügt als spezielles Sicherheitsfeature über einen so genannten Core Catcher. Im Falle einer Kernschmelze im Reaktor dient diese Ausbreitungsfläche zum Auffangen und zur dauerhaften Kühlung des Kernschmelze-Materials. Es wird somit das Fundament vor der Zerstörung geschützt und das Containment bleibt als verbleibende Sicherheitsbarriere erhalten. Die komplexe Struktur aus vielen einzelnen Kühlelementen die aus Sphäroguss bestehen und eine Stahlkonstruktion bilden den Core Catcher. Diese Konstruktion wird in der Abbildung 32 dargestellt. Die Lieferung der Gusselemente, der Stahlkonstruktion und der Montage erfolgt beim EPR von der Firma „Siempelkamp“. (Siempelkamp, 2016)

Abbildung 33 zeigt eine schematische Darstellung des EPR-Konzeptes mit Reaktordruckkessel inklusive Core-Catcher.

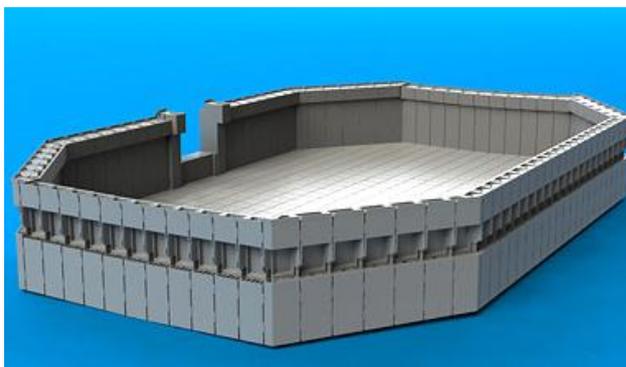


Abbildung 32: Core-Catcher-Kühlstrukturen (Siempelkamp, 2016)



Abbildung 33: Schematische Darstellung des EPR-Konzeptes mit Reaktordruckkessels inklusive Core-Catcher (TVO Core-Catcher, 2016)

➤ Laufende und zukünftige EPR Projekte

Das erste EPR Bauprojekt befindet sich in Finnland mit der Anlage Olkiluoto 3. Später folgten die Kraftwerke in Frankreich und China. In Großbritannien sind zwei Reaktoren am Standort Hinkley Point C geplant. (AREVA EPR Proj., 2016)

In der Tabelle 13, Tabelle 14, Tabelle 15 und Tabelle 16 werden übersichtsmäßig die wichtigsten Daten der einzelnen Projekte zusammengefasst.

Tabelle 13: Daten zum EPR Projekt Olkiluoto 3 in Finnland (AREVA Olkiluoto, 2016)

Finnland - Olkiluoto 3	
Auftraggeber:	Teollisuuden Voima Oyj
Zulieferer:	AREVA NP (73%) und Siemens AG (27%) unter Leitung von AREVA NP
Lieferumfang:	1 EPR schlüsselfertig
Elektrische Nettoleistung:	1.600 MWe
Thermische Reaktorleistung:	4.300 MWth
Vertragsunterzeichnungsdatum:	18.12.2003
Jährliche Stromerzeugung:	13 TWh

Tabelle 14: Daten zum EPR Projekt Flamanville 3 in Frankreich (AREVA Flamanville, 2016)

Frankreich – Flamanville 3	
Auftraggeber:	Électricité de France
Zulieferer:	AREVA
Lieferumfang:	1 EPR Einheit, Dampfversorgungssystem (NSSS)
Elektrische Nettoleistung:	1.630 MWe
Thermische Reaktorleistung:	4.300 MWth
Vertragsunterzeichnungsdatum:	17.04.2007
Jährliche Stromerzeugung:	13 TWh

Tabelle 15: Daten zum EPR Projekt Taishan 1&2 in China (AREVA Taishan, 2016)

China – Taishan 1&2	
Auftraggeber:	China Guangdong Nuclear Power Holding Corp. Ltd. vertreten durch Taishan Nuclear Power Company
Zulieferer:	AREVA und als Arbeitsgemeinschaft zwei Tochterfirmen von China Guangdong Nuclear Power Holding Corp. Ltd., China Nuclear Power Engineering Company und China Nuclear Power Design Company
Lieferumfang:	Design und Beschaffung von 2 EPR Einheiten
Elektrische Nettoleistung:	je 1.660 MWe
Thermische Reaktorleistung:	je 4.590 MWth
Vertragsunterzeichnungsdatum:	26.11.2007

Tabelle 16: Daten zum EPR Projekt Hinkley Point C in Großbritannien (AREVA Hinkley P., 2016)

Großbritannien – Hinkley Point C	
Auftraggeber:	NNB
Zulieferer:	AREVA
Lieferumfang:	2 EPR Einheiten,
Elektrische Nettoleistung:	je 1.600 MWe
Thermische Reaktorleistung:	je 4.500 MWth

Der Eigentümer des großbritannischen Kernkraftwerks Hinkley Point C wird die Firma NNB, welche von EDF gegründet wurde, sein. Die hauptsächlichen Aktionäre innerhalb von NNB sind zu 65% EDF und zu 33,5% China General Nuclear Corporation. (AREVA Hinkley P., 2016)

Der Vertrag für die Übergabe des schlüsselfertigen Kernkraftwerks Olkiluoto 3 wurde Mitte Dezember 2003 mit Gesamtkosten von etwa 3 Milliarden Euro abgeschlossen. Die Bauarbeiten starteten im September 2005 und sollten 2009 abgeschlossen sein. Aufgrund von baulichen und systematischen Fehlern verzögerte sich dieses Kernkraftwerkprojekt so, dass es nun erst Ende 2018 ans Netz gehen soll. Auch die Kosten stiegen um ein vielfaches und so läuft seit 2009 ein Schiedsverfahren beim ICC über die Deckung der zusätzlichen Baukosten. (Nuklearforum Olkiluoto, 2016)

Auch beim Projekt Flamanville 3 in Frankreich treten bzw. traten Schwierigkeiten und Verzögerungen auf. Die erste Brennstoffbeladung und Inbetriebnahme der Anlage wird nun mit dem vierten Quartal 2018 angegeben. Die Projektkosten werden mittlerweile auf 10,5 Milliarden Euro geschätzt. (Nuklearforum Flamanville, 2016)

3.4 Generation IV

Das „Generation IV International Forum“ ist ein kooperativer internationaler Zusammenschluss von derzeit 14 Ländern mit dem Ziel eine neue leistungsfähige Generation von Kernkraftwerken zu etablieren. Für die Forschung und Entwicklung wurden sechs Technologien mit unterschiedlichen Konzepten ausgewählt. Die zu erforschenden Reaktoren-Typen unterscheiden sich auch sehr stark von ihrer Leistungsgröße. Als Ziel wird der kommerzielle Einsatz der Generation IV-Systeme in den Jahren 2030-2040 angegeben. (GEN-IV home, 2016)

Bei der Forschungs- und Entwicklungsarbeit wird insbesondere auf folgende Bereiche eingegangen (GEN-IV Charter):

- Wirtschaftlichkeit
- Sicherheit
- Abfallwirtschaft

3.4.1 Gasgekühlte schnelle Reaktoren (GFR)

Die gasgekühlten schnellen Reaktoren arbeiten mit Helium als Kühlmedium und erreichen hohe Temperaturen. Ihr Brennstoffkreislauf ist geschlossen, d.h. dass die begrenzte Uranressource gut ausgenutzt wird und eine Abfallvermeidung erfolgt. Durch mehrere Wiederaufbereitungsprozesse und der Spaltung von langlebigen Actiniden können neue Brennstoffelemente erzeugt werden. Die hohen Temperaturen ermöglichen einen energieeffizienten Wärmekreislauf und die industrielle Nutzung der Wärme, wie z.B. zur Wasserstoffherzeugung. Die gasgekühlten schnellen Reaktoren verwenden die gleichen Zyklen zum Kraftstoffrecycling, wie die natriumgekühlten schnellen Reaktoren und die gleiche Reaktortechnologie, wie die Hochtemperaturreaktoren mit besonders hoher Temperatur. Dennoch müssen spezifische Entwicklungen und Forschungen vor allem im Bereich des Kerndesigns und der Sicherheit erfolgen. Das Referenzdesignmodell besteht derzeit aus einem Stahldruckbehälter und einer thermischen Reaktorleistung um die 2.400 MW. Die Brennelemente sind hexagonal angeordnet und bilden den Reaktorkern. Jedes Brennstoffelement besteht aus gemischten Karbid-Brennstoff-Stiften innerhalb eines keramischen Hex-Röhrchens und ist mit Keramik ummantelt. Das derzeit bevorzugte Material für die Verkleidung des Stifts und des Hex-Röhrchens ist Siliziumkarbid mit faserverstärkten Siliziumkarbid. Die Temperatur des Kühlmittels Heliums soll beim

Reaktorkernaustritt um die 850°C betragen. Mittels eines Wärmetauschers wird die thermische Energie vom Primärkühlkreislauf auf den sekundären Helium-Stickstoff-Gemisch-Kühlkreislauf, welcher die Gasturbine mit einem geschlossenen Gaskreislauf antreibt, übertragen. Die Abwärme der Gasturbine wird zur Erzeugung von Wasserdampf in einem Dampferzeuger verwendet. Der Wasserdampf treibt wiederum eine Turbine an. Diese Technologie wird bereits bei Erdgas-Kraftwerken eingesetzt mit dem Unterschied, dass diese nicht einen geschlossenen Gaskreislauf verwenden. (GEN-IV GFR, 2016)

In Abbildung 34 wird der beschriebene schematische Aufbau eines gasgekühlten schnellen Reaktors nochmals grafisch übersichtlich dargestellt. Um sich die Größe einer solchen Anlage besser vorstellen zu können, wurde eine Person in das Bild eingefügt.

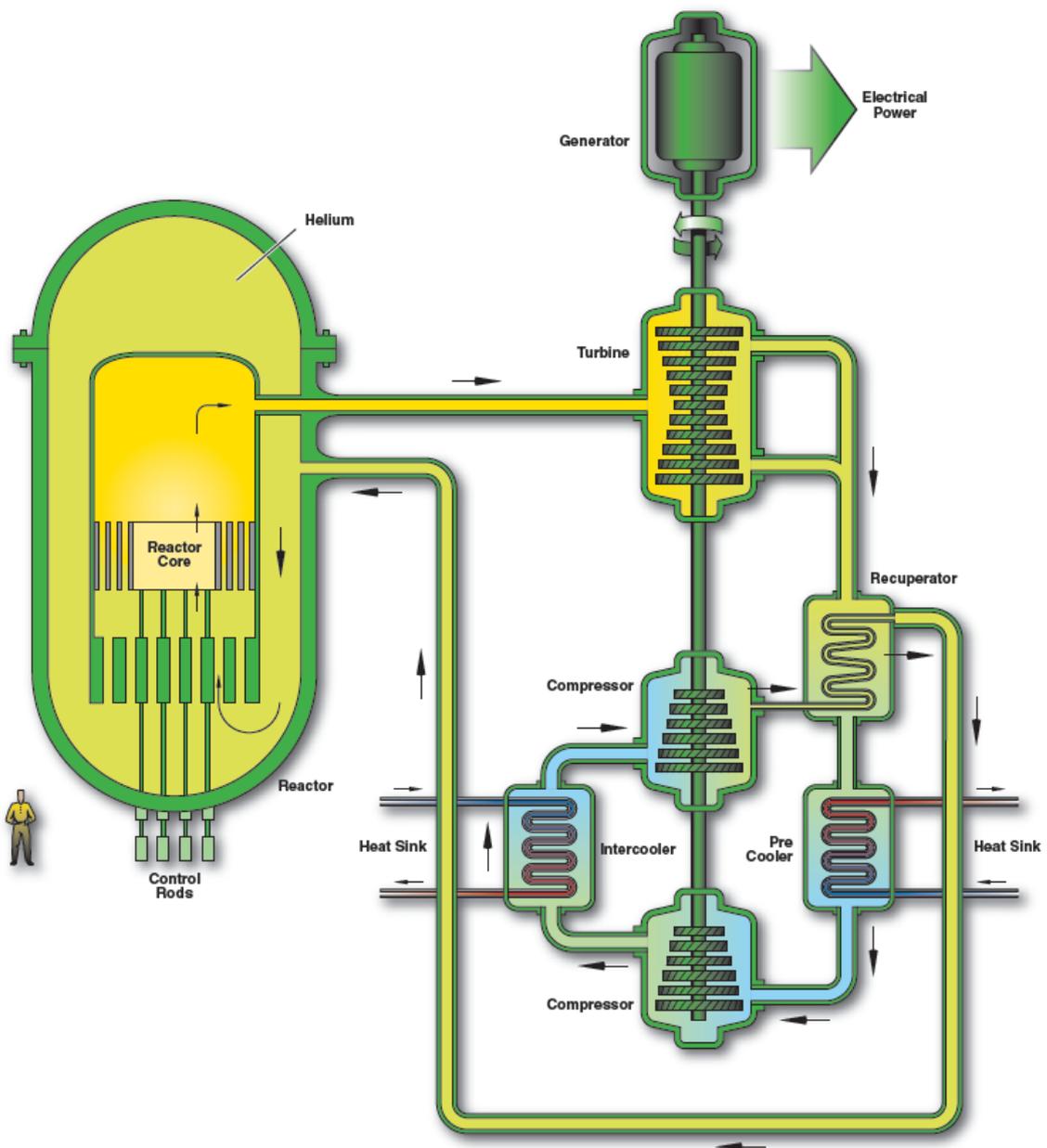


Abbildung 34: Schematischer Aufbau eines gasgekühlten schnellen Reaktors (INL GFR, 2016)

3.4.2 Hochtemperaturreaktoren mit besonders hoher Temperatur (VHTR)

Der Einsatzschwerpunkt der Hochtemperaturreaktoren mit besonders hoher Temperatur liegt in der kombinierten Erzeugung von elektrischer Energie und Wasserstoff. Zur Wasserstoffproduktion kann ein thermisch-chemischer, elektrisch-chemischer oder ein Hybrid-Prozess genutzt werden. Das ursprüngliche Ziel für die Austrittstemperatur von 1000°C eignet sich besonders gut zur effizienten Herstellung von Wasserstoff mit dem thermisch-chemischen Prinzip. Die sehr hohen Kühlmittelaustrittstemperaturen machen dieses Konzept auch besonders für die Chemie-, Erdöl- und Eisenindustrie interessant. Als technische Basis dient die Technologie der TRISO beschichteten Teilchen als Brennstoff, Graphit wird als Moderatormaterial und Helium als Kühlmittel eingesetzt, sowie ein spezifisches Kerndesign und eine beabsichtigte geringere Leistungsdichte um die Nachzerfallswärme im Fehlerfall auf natürliche Weise abführen zu können. Es wird ein hohes Potential für inhärente Sicherheit, hohe thermische Effizienz, der zur Verfügung Stellung von Prozesswärme, niedrige Betriebs- und Wartungskosten, sowie eine modulare Bauweise von diesem Reaktortyp erwartet. Es ist möglich alternative Brennstoffzyklen mit beispielsweise Uran-Plutonium, Plutonium, MOX oder Uran-Thorium anzuwenden. (GEN-IV VHTR, 2016)

Ein Hochtemperaturreaktor mit besonders hoher Temperatur kann elektrische Energie und nuklear erzeugte Wärme in einem Bereich der Kühlmittelkernaustrittstemperaturen von 700 bis 950°C oder in Zukunft mehr als 1000°C erzeugen. Der Kern des Reaktors kann ein prismatischer Blockkern wie beim japanischen HTTR oder ein Kugelhaufenkern wie beim chinesischen HTR-10 sein. Zur Stromerzeugung kann eine Heliumgasturbine in den primären Kühlkreislauf eingebaut werden oder am unteren Ende des Kühlmittelaustrittstemperaturbereiches ein Dampfgenerator, welcher eine herkömmliche Dampfturbine betreibt. Zur Nutzung der nuklearen Wärme als Prozesswärme für beispielsweise Raffinerien, Erdölchemie, Metallurgie und Wasserstoffproduktion wird ein Zwischenwärmetauscher verwendet. (GEN-IV VHTR, 2016)

In der Abbildung 35 wird der schematische Aufbau eines Hochtemperaturreaktors mit besonders hoher Temperatur dargestellt. Die durch die Kernreaktion entstehende Wärme wird mit Hilfe von Helium an den Wärmetauscher abgegeben. Von dort erfolgt der Wärmetransport in eine Wasserstoffproduktionsanlage, wo dann Wasserstoff hergestellt wird. Um sich die Größe einer solchen Anlage besser vorstellen zu können, wurde wiederum eine Person in das Bild eingefügt.

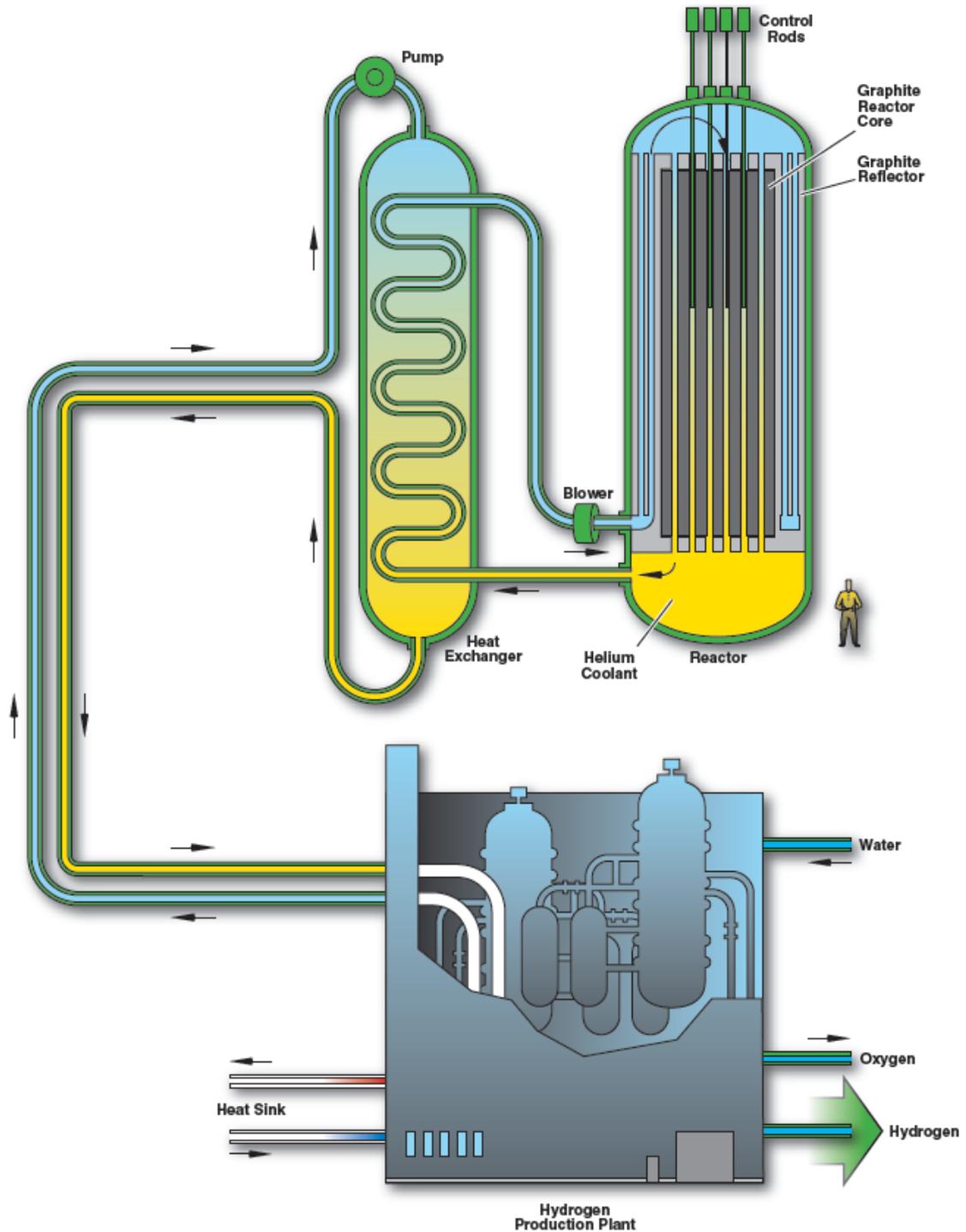


Abbildung 35: Schematischer Aufbau eines Hochtemperaturreaktors mit besonders hoher Temperatur (INL VHTR, 2016)

Das ursprüngliche Ziel war die Erforschung des Reaktors in Hinblick auf eine sehr hohe Kühlmittelaustrittstemperatur und die Wasserstoffproduktion. Aufgrund von aktuellen Markteinschätzungen wurde ermittelt, dass das größere Potential für Anwendungen in den nächsten zehn Jahren im Bereich der elektrischen Energieerzeugung und der Wärmeerzeugung für industrielle Prozesse auf Basis von Hochtemperaturdampf mit niedrigeren Kühlmittelaustrittstemperaturen von 700-850°C, liegt. Dadurch werden auch die technischen Risiken deutlich reduziert. (GEN-IV VHTR, 2016)

3.4.3 Leichtwasserreaktoren mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur (SCWR)
Leichtwasserreaktoren mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur oder wie im Englischen als „Supercritical-Water-Cooled Reactor“ bezeichnet, arbeiten über dem thermodynamischen kritischen Punkt des Wassers (374°C, 22,1 MPa). Je nach Reaktorkernkonzept können entweder ein schnelles Neutronen- oder thermisches Design gewählt werden. Es könnten bestehende Druckbehälter oder Druckröhren verwendet werden und somit leichtes oder schweres Wasser als Moderator dienen. Im Vergleich zu den derzeit verwendeten wassergekühlten Reaktoren wird das Kühlmittel im Kern einen wesentlich höheren Anstieg der Enthalpie erfahren. Dies reduziert den Kernmassenstrom für eine gegebene Wärmeleistung und erhöht die Kernaustrittsenthalpie auf überhitzte Bedingungen. Es wurde auch ein einmaliger Dampfzyklus, d.h. ohne Kühlmittelrückführung in den Reaktorkern, für beide Reaktorkonzepte in Betracht gezogen. So wie bei einem Siedewasserreaktor wird der überhitzte Dampf direkt der Hochdruckturbine zugeführt und das Speisewasser aus dem Dampfzyklus wird dem Reaktorkern wieder zugeführt. Es kann auf die Erfahrungen von hunderten wassergekühlten Reaktoren kombiniert mit den Erfahrungen aus hunderten fossilen Kraftwerken, die mit überkritischem Wasser arbeiten, zurückgegriffen werden. Es ist bei diesem Reaktorkonzept der Generation IV eine schrittweise Entwicklung möglich. (GEN-IV SCWR, 2016)

Die Vorteile und Herausforderungen bei der Forschung und Entwicklung lauten wie folgt (GEN-IV SCWR, 2016):

- Erhöhung des thermischen Wirkungsgrads gegenüber derzeitigen wassergekühlten Reaktoren auf 44% oder mehr im Vergleich zu 34-36%.
- Es werden keine Reaktorkühlmittelpumpen benötigt. Unter normalen Betriebsbedingungen werden nur die Speisewasserpumpen und die Kondensat-Absaugpumpen benötigt.
- Es werden keine Dampferzeuger wie bei Druckwasserreaktoren, sowie keine Dampfabscheider und Trockner wie bei Siedewasserreaktoren benötigt, da das Kühlmittel im Reaktorkern übererhitzt wird.
- Das Containment inklusive den Druckabbaubecken, dem Notkühlungssystem und dem Nachzerfallswärmeabfuhrsystem kann im Vergleich zu aktuell eingesetzten wassergekühlten Reaktoren erheblich kleiner ausfallen.
- Aufgrund der höheren Dampfenthalpie ist eine Verringerung der Baugröße des Turbinensystems möglich und somit eine Reduktion der Kapitalkosten der Anlage.

Es wird erwartet, dass die Leichtwasserreaktoren mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur, niedrigere Kapitalkosten für eine gegebene elektrische Leistung, eine bessere Brennstoffausnutzung und damit einen wesentlichen wirtschaftlichen Vorteil bezogen auf die aktuellen wassergekühlten Reaktoren, aufweisen. Bis zur Marktreife müssen jedoch noch technische Herausforderungen gelöst werden. Transiente Wärmeübertragungsmodelle müssen zur Beschreibung des Druckabsenkvorganges von überkritischen zu unterkritischen Bedingungen erfolgen, fortgeschrittene Stähle entwickelt werden und eine Demonstration der passiven Sicherheitssysteme muss erfolgen. (GEN-IV SCWR, 2016)

Abbildung 36 stellt den schematischen Aufbau eines Leichtwasserreaktors mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur dar. Der überhitzte Dampf wird aus dem Reaktor direkt der Hochdruckturbine zugeführt, danach folgt der Kondensator und eine Pumpe bringt

schließlich das Speisewasser wieder in den Reaktorkessel. Die abgebildete Person dient auch hier um sich die Größe einer solchen Anlage besser vorstellen zu können.

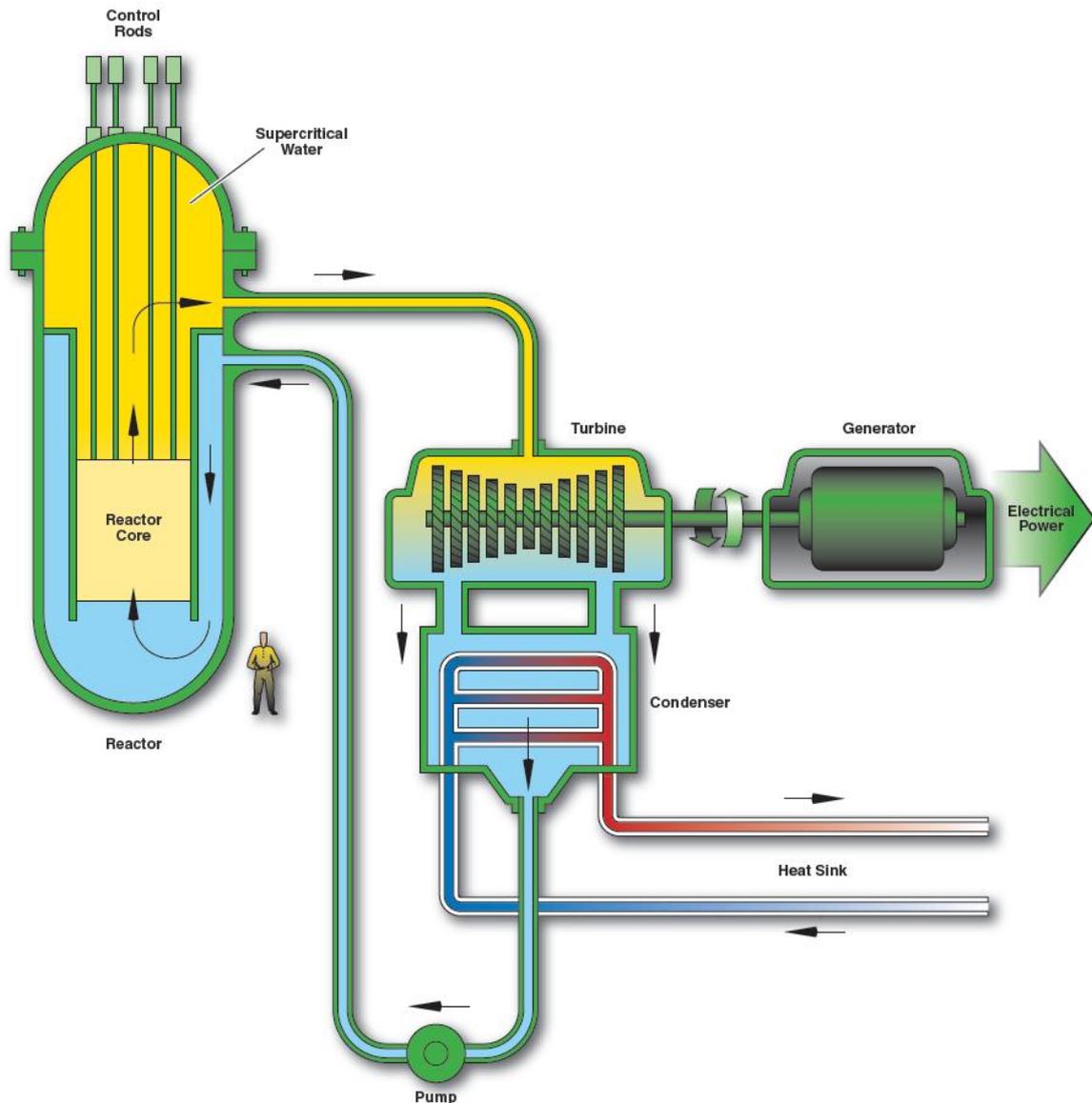


Abbildung 36: Schematischer Aufbau eines Leichtwasserreaktors mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur (INL SCWR, 2016)

3.4.4 Natriumgekühlte schnelle Reaktoren (SFR)

Ein natriumgekühlter schneller Reaktor, auf Englisch „Sodium-Cooled Fast Reactors“ SFR, nutzt als Kühlmittel flüssiges Natrium. Dies erlaubt eine hohe Leistungsdichte mit einem niedrigen Kühlmittelvolumenanteil und einem geringen Betriebsdruck. Allerdings wird ein absolut dichtes Kühlmittelsystem benötigt, da Natrium chemisch mit Luft und Wasser reagiert. Die Größe der Anlagen reicht von kleinen 50 bis 300 MW elektrischer Leistung bis zu großen Reaktoren mit einer elektrischen Leistung von bis zu 1.500 MW. Die Kühlmittelkernaustrittstemperatur liegt im Bereich von 500 bis 550°C und ermöglicht somit den Einsatz von bereits entwickelten und erprobten Materialien in bestehenden Reaktoren. Der geschlossene Brennstoffkreislauf ermöglicht die Regeneration von spaltbarem Kernbrennstoff und erleichtert die Handhabung von Minoren Aktiniden. Dies erfordert jedoch erst die Entwicklung und Forschung im Bereich des Brennstoffrecyclings für den Einsatz als neues Brennelement. Die Generation IV Systeme sollen wichtige Sicherheitsmerkmale wie

eine lange thermische Ansprechzeit, einen ausreichend großen und vernünftigen Sicherheitsspielraum in Bezug auf die Siedetemperatur des Kühlmittels, ein primäres System welches im Bereich des atmosphärischen Umgebungsdrucks arbeitet und ein Natriumkühlsystem zwischen den radioaktiven Natrium im Primärsystem und dem Energiewandlungsprozess aufweisen. Um eine hohe thermische Effizienz, Sicherheit und Zuverlässigkeit zu gewährleisten wird als Arbeitsflüssigkeit für das Energieumwandlungssystem Wasser/Dampf, überkritisches Kohlendioxid oder Stickstoff in Betracht gezogen. In Zukunft sollen durch Innovationen die Investitionskosten deutlich gesenkt werden und somit natriumgekühlte schnelle Reaktoren für den Strommarkt wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein. (GEN-IV SFR, 2016)

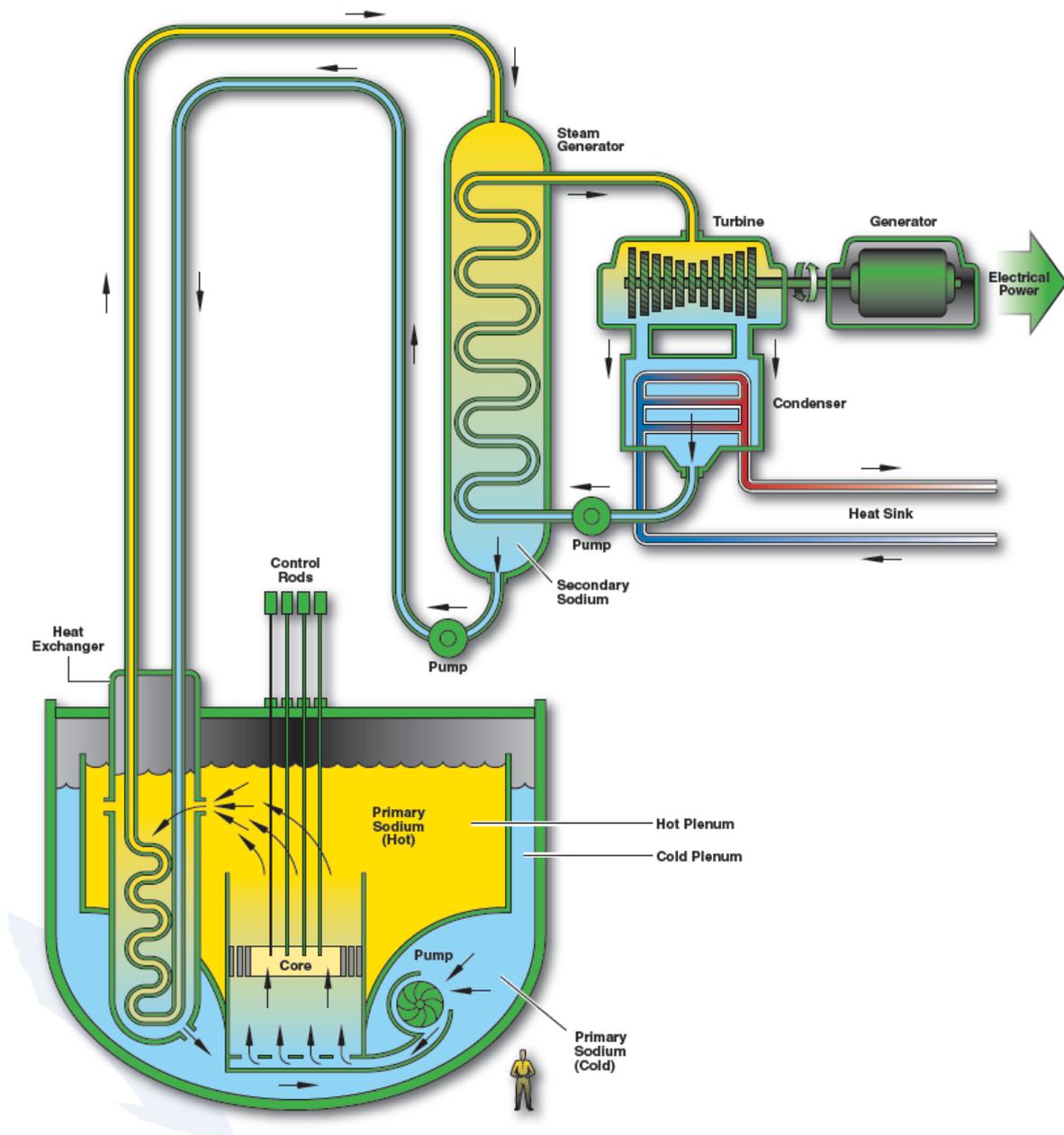


Abbildung 37: Schematischer Aufbau eines natriumgekühlten schnellen Reaktors (INL SFR, 2016)

Der schematische Aufbau eines natriumgekühlten schnellen Reaktors ist in Abbildung 37 dargestellt. Das flüssige Natrium im Reaktorkessel transportiert die erzeugte Wärme zum ersten Wärmetauscher. Wiederum mit flüssigem Natrium erfolgt der Wärmetransport zum

zweiten Wärmetauscher, wo dann der Kreislauf für den herkömmlichen Energieumwandlungsprozess beginnt. Eine Person in der Abbildung ermöglicht wieder eine leichtere Abschätzung der Größe von diesem Reaktorkonzept.

Wichtige Merkmale der natriumgekühlten schnellen Reaktoren sind (GEN-IV SFR, 2016):

- Aufgrund des Verbrauchs von Transuranen in einem geschlossenen Brennstoffkreislaufsystem werden die Radiotoxizität und die Wärmebelastung erheblich reduziert und die Entsorgung der Abfallprodukte, sowie die geologische Isolierung erleichtert.
- Mittels effizienten Managements von spaltbarem Material, der Wiederaufbereitung und Wiederverwendung von benutzten Brennelementen erfolgt eine verstärkte Nutzung der Uranressourcen.

Ein hoher Sicherheitsstandard wird durch inhärente und passive Mittel erreicht. Auch transiente und Übergangszustände werden mit einer erheblichen Sicherheitsmarge berücksichtigt. (GEN-IV SFR, 2016)

Eine Reaktoreinheit kann entweder mit Poollayout oder einem kompakten Schleifenlayout realisiert werden. Folgende Typen werden erforscht (GEN-IV SFR, 2016):

- Ein großer Reaktor im Schleifendesign mit einer elektrischen Leistung von 600 bis 1.500 MW. Als Brennstoff dient gemischtes Uran-Plutoniumoxid und potentielle Minor Aktiniden unterstützt von einem Brennstoffkreislauf basierend auf fortgeschrittener wässriger Verarbeitung an einem zentralen Ort. Die Aufbereitungsanlage wird von mehreren Reaktoren genutzt.
- Ein mittlerer bis großer Reaktor im Pooldesign mit einem Oxid- oder Metall-Brennstoff und einer elektrischen Leistung von 300 bis 1.500 MW.
- Ein modulartiger Reaktor mit einer kleinen elektrischen Leistung von 50 bis 150 MW. Als Brennstoff dient eine Uran-Plutonium-Minor-Aktiniden-Zirconium-Metallegierung, die durch einen Brennstoffkreislauf auf Basis einer pyrometallurgischen Verarbeitung in den Reaktor integriert ist.

3.4.5 Bleigekühlte schnelle Reaktoren (LFR)

Der bleigekühlte schnelle Reaktor verfügt über ein schnelles Neutronenspektrum, einen Hochtemperaturbetrieb und als Kühlmittel wird geschmolzenes Blei oder Blei-Wismut-Eutektikum verwendet. Diese Flüssigkeiten arbeiten im Reaktor mit einem niedrigen Betriebsdruck, sind chemisch inert und weisen gute thermodynamische Eigenschaften auf. Mehrere Anwendungen, wie z.B. Elektrizitäts-, Wasserstoffherzeugung oder Bereitstellung von Prozesswärme, könnten dieses Konzept erfüllen. Die Forschung und Entwicklung des Generation IV Internationale Forums basieren bei diesem Systemkonzept auf dem europäischen ELFR bleigekühlten System, dem russischen BREST-OD-300 und dem SSTAR Systemkonzept aus den USA. Hervorragende Materialmanagementfähigkeiten werden in Folge des Schnellneutronenspektrums und des geschlossenen Brennstoffkreislaufsystems mit effizientem Erbrüten vom neuen Brennelementmaterial erwartet. Dieser Reaktortyp soll auch in der Lage sein Aktiniden aus abgebrannten Leitwasserreaktorbrennelementen zu verwerten und als Verwerter/Brüter für Thorium. (GEN-IV LFR, 2016)

Anhand der Abbildung 38 ist der schematische Aufbau eines bleigekühlten schnellen Reaktors ersichtlich. Das flüssige Kühlmittel zirkuliert im Reaktorkessel und gibt Wärmeenergie an die U-röhrenförmigen Wärmetauscher ab. Die thermische Energie wird genutzt um eine Turbine anzutreiben. Der Energieumwandlungsprozess kann in weiterer Folge wie bei den gasgekühlten schnellen Reaktoren erfolgen um einen höheren Wirkungsgrad zu erzielen. Die Person in der Abbildung ist zur Verdeutlichung der Größenverhältnisse eingefügt worden.

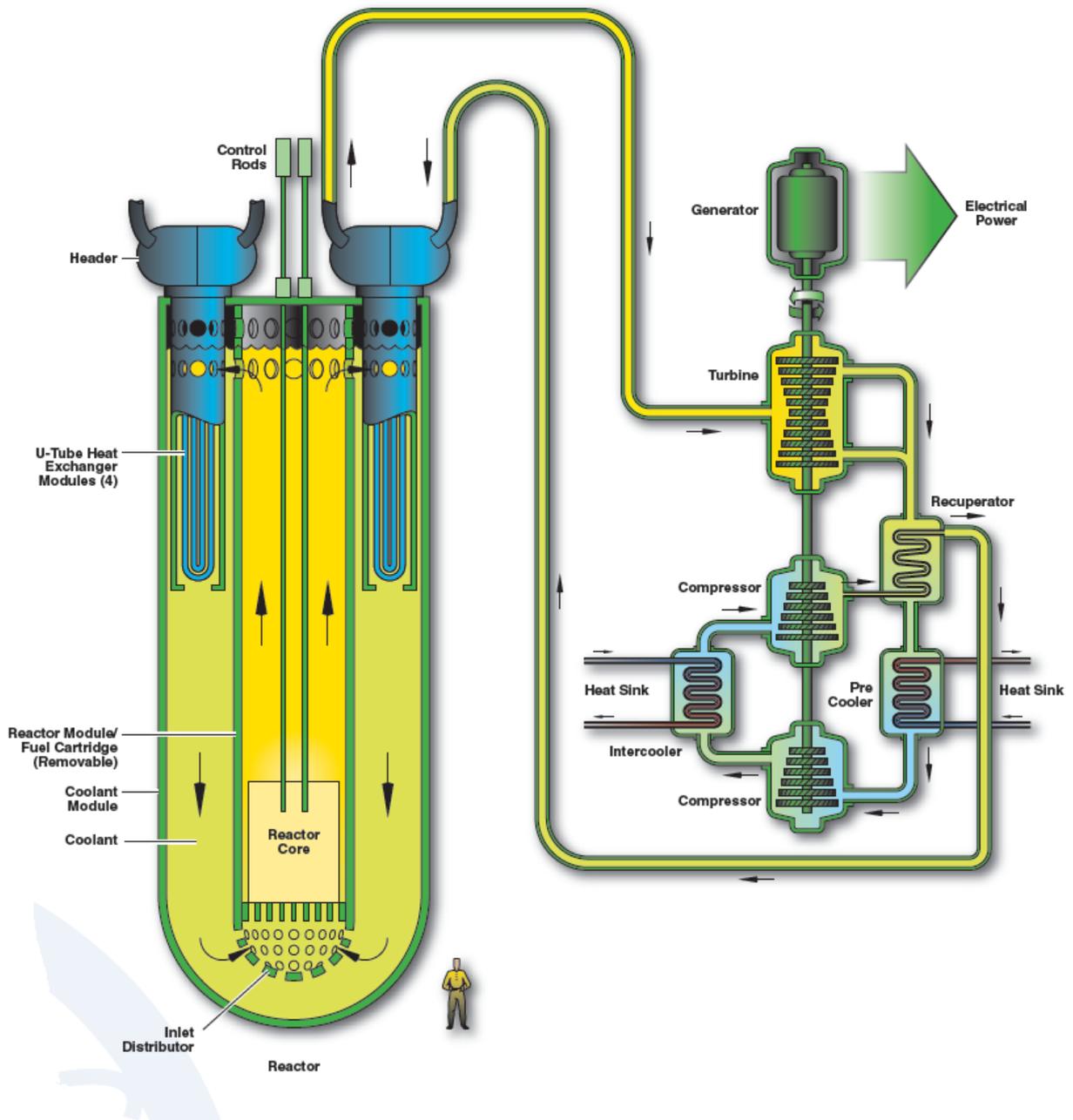


Abbildung 38: Schematischer Aufbau eines bleigekühlten schnellen Reaktors (INL LFR, 2016)

Eine erhöhte Sicherheit wird aufgrund des geschmolzenen Bleis erwartet, da dieses relativ inert ist, mit niedrigem Druck betrieben wird und einen großen Spielraum bis zum Kochen aufweist. Des Weiteren ist reichlich Blei für eine große Anzahl von Reaktoren vorhanden. Die Brutfähigkeit der bleigekühlten schnellen Reaktoren ist im Vergleich zu anderen schnellen Reaktoren stark verbessert und somit eine nachhaltige Kraftstoffgewinnung gesichert. Erhofft

wird ein großes Potential im Bereich Sicherheit, Designvereinfachung und der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeit. Wichtig ist der Faktor, dass im Falle eines schweren Unfalls ein günstiger Endzustand erreicht werden kann. Entwicklungsarbeit muss im Bereich der Brennstoffe, Materialleistung und Korrosionsschutz erfolgen. Berechnungen mit verschiedenen Materialien, Systemdesigns und Betriebsparametern, sowie wichtige Test- und Demonstrationstätigkeiten sind geplant und werden durchgeführt. (GEN-IV LFR, 2016)

3.4.6 Salzschnmelze-Reaktoren (MSR)

Beim Salzschnmelze Reaktor befindet sich der Brennstoff aufgelöst im geschmolzenen Fluoridsalz. Dieses Konzept wurde bereits vor mehr als 50 Jahren zum ersten Mal erforscht. Zwei Demonstrationsreaktoren wurden in den 1950er und 1960er Jahren in den USA am Oak Ridge National Laboratory errichtet. Diese Versuchsanlagen waren thermische Reaktorkonzepte mit Graphit als Moderator. Seit dem Jahr 2005 wird die Forschung und Entwicklung an schnellen Salzschnmelze Reaktoren vorangetrieben. Diese Technologie wird als Langzeit-Alternative zu herkömmlichen Feststoff schnellen Neutronen-Reaktoren interessant. Die Vor-Ort-Brennstoffaufbereitung mit Pyrochemie ermöglicht das Erbrüten von Plutonium oder Uran-233 aus Thorium. Die erweiterte Ressourcennutzung, sowie Abfallminimierung der schnellen Reaktoren wird mit den Eigenschaften von geschmolzenen Salzfluoriden als flüssiger Brennstoff und Kühlmittel kombiniert. Niedriger Betriebsdruck, hohe Siedetemperatur und die optische Transparenz ergeben sich daher. Forschungs- und Entwicklungsarbeit zur Lösung von Machbarkeitsproblemen und zur Bewertung von Sicherheit, sowie Leistungsfähigkeit der Entwürfe erfolgen vom Generation IV International Forum. Die wesentlichen Realisierbarkeitsforschungen konzentrieren sich auf den Sicherheitsansatz, die Entwicklung von Redoxpotential Mess- und Regelwerkzeugen, sowie die Korrosionsrate von den verwendeten Materialien zu begrenzen. Weitere Arbeiten im Salzverarbeitungssektor, bei der Salzschnmelzetechnik und der zugehörigen Ausrüstung sind unerlässlich. (GEN-IV MSR, 2016)

Im Gegensatz zu den meisten bereits zuvor untersuchten Salzschnmelze Reaktoren enthält das untersuchte neue Konzept keinen festen Moderator im Kern. Als Motivation für diese Designwahl dienten Studien zu den Rückkopplungskoeffizienten, dem Brutverhältnis, der Lebensdauer des Graphits und der benötigten Anfangsmenge an Uran-233. Salzschnmelze Reaktoren mit schnellem Neutronenspektrum weisen einen großen negativen Temperatur- und Dampfblasenkoeffizient auf. Dieses Verhalten konnte bei keinem Festbrennstoff-Schnellreaktorkonzept gefunden werden und macht somit die Sicherheitscharakteristik einzigartig. Es werden im Vergleich zu anderen Reaktorkonzepten nur wenig spaltbare Vorräte benötigt, die keine Beschränkung aufgrund der Strahlungsschäden von festen Brennelementen in Bezug auf den erreichbaren Brennstoffabbrand aufweisen. Es besteht keine Notwendigkeit feste Brennstoffe herzustellen bzw. handzuhaben. Eine homogene Isotopenzusammensetzung vom Kernbrennstoff im Reaktor kann erreicht werden. Daher werden einzigartige Fähigkeiten für die Verwendung von Aktiniden und eine erhebliche Verlängerung der Brennstoffressourcen erwartet. In Russland werden Forschungen am „Molten Salt Actinide Recycler and Transmuter“ oder abgekürzt „MOSART“ durchgeführt. Der Zweck ist, transuranische Abfälle von verbrauchten UOX- und MOX-Brennstoffelementen aus Leichtwasserreaktoren, ohne jegliche oder alternativ auch mit Uran- und Thorium, aufzubrechen. Andere Konzepte beschäftigen sich

mit Fluorid-salzgekühlten Hochtemperatur-Reaktoren und Brennstoffpartikel ähnlich jenen von gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren. Aufgrund der neuen Erkenntnisse entstand neues Interesse an flüssigem Salz für Kühlzwecke im nuklearen als auch nichtnuklearen Bereich. Anwendungen für den Wärmetransport in Kernkraftwerken zur Erzeugung von Wasserstoff, bei der konzentrierten Solarenergienutzung, in Ölraffinerien und Schieferölverarbeitungsanlagen wären beispielsweise denkbar. (GEN-IV MSR, 2016)

Die Abbildung 39 zeigt den schematischen Aufbau eines salzschmelze Reaktors. Der in der Salzschmelze aufgelöste Kernbrennstoff wird in der chemischen Aufbereitungsanlage hinzugefügt und in den Reaktorkessel befördert. Dort findet die Kettenreaktion statt und die generierte Wärme wird an den ersten Wärmetauscher abgegeben. Es folgt ein weiterer Wärmetauscher und dann erfolgt erst der Energieumwandlungsprozess, welcher sich wie bei den gasgekühlten schnellen Reaktoren oder den bleigekühlten schnellen Reaktoren abspielen kann. Wieder ist zur Verdeutlichung der Größenverhältnisse eine Person eingefügt worden.

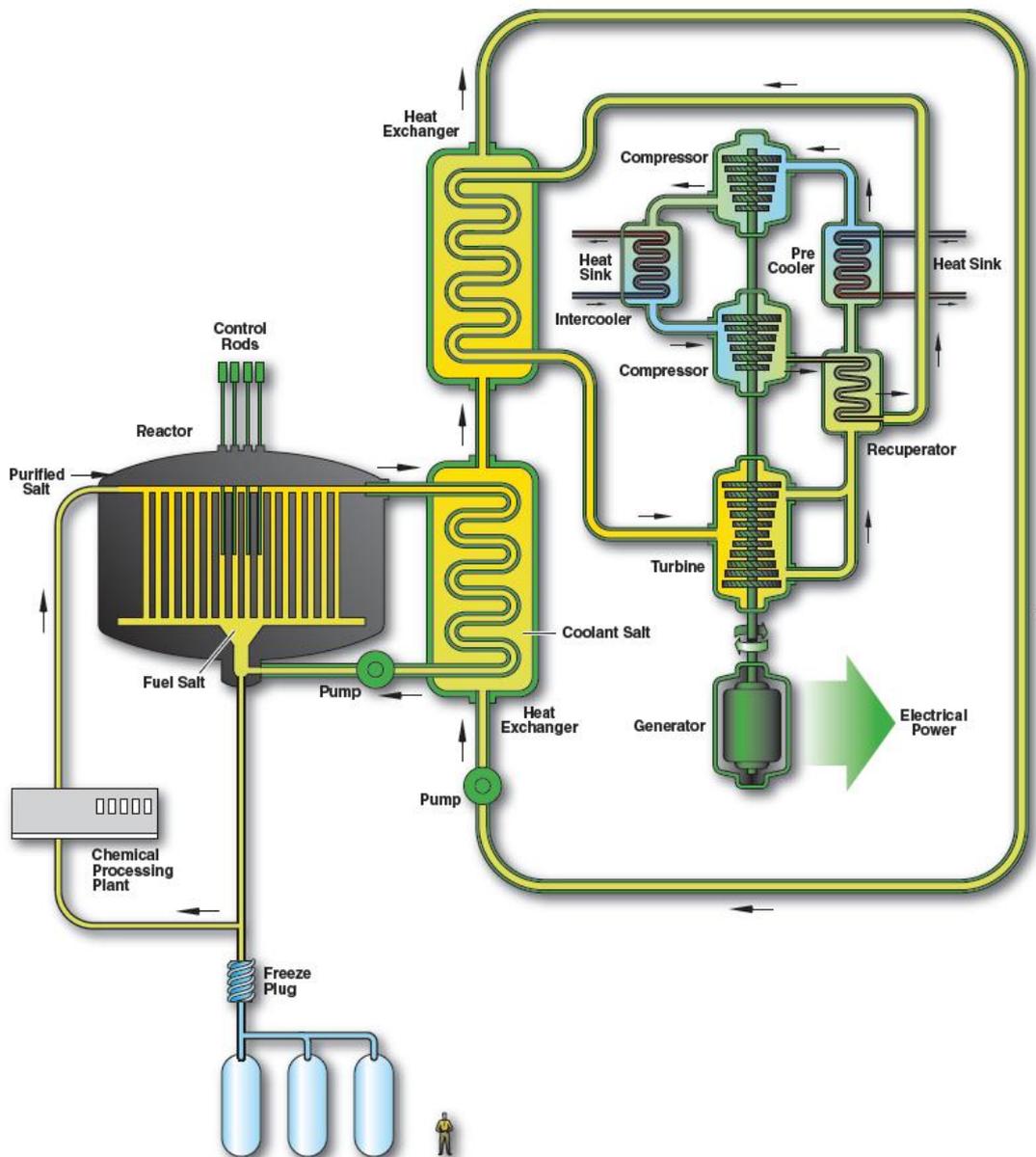


Abbildung 39: Schematischer Aufbau eines salzschmelze Reaktors (INL MSR, 2016)

4 Endlagerungsproblematik

Nach der Nutzungsdauer eines Brennelements fallen radioaktive Abfälle an. Die Entsorgung muss langfristig sichergestellt und der Austritt von Radioaktivität in die Umgebung verhindert werden. Die radioaktiven Endprodukte unterscheiden sich unter anderem im Bereich der Aktivität, sowie der Wärmeentwicklung. Daher erfolgt eine Einteilung in unterschiedliche Klassen. Abgebrannte Brennelemente und verglaste hochradioaktive Abfallstoffe aus Wiederaufbereitungsanlagen weisen im Allgemeinen eine sehr hohe Aktivität auf. Alle nicht wiederaufbereitbaren nuklearen Überreste müssen letztlich in einem sicheren Endlager aufbewahrt werden. Es gibt Pläne, die hochradioaktiven Stoffe in tiefen geologischen Formationen zu lagern. (Neles & Pistner, 2012)

Dieser Lösungsweg wird von den meisten Ländern als derzeit einzig umsetzbare Lösung angesehen, erforscht und soll angewendet werden.

4.1 Entstehung radioaktiver Abfälle

In Kernkraftwerken führen hauptsächlich folgende zwei physikalisch-chemische Vorgänge zur Entstehung von radioaktiven Abfallprodukten (Neles & Pistner, 2012):

- Spaltprodukte und Aktiniden: Bei der Kernspaltung entstehen radioaktive Spaltprodukte und durch den Neutroneneinfang radioaktive Aktiniden. Die hohe Radioaktivität des Brennelements folgt aus diesen Prozessen im Brennstoff. Aufgrund der hohen Reaktortemperaturen können auch einige Spaltprodukte verdampfen und durch beispielsweise feinste Risse in der Brennelementhülle in den Reaktor gelangen und dort Kontaminationen hervorrufen.
- Aktivierung: Nur ein Teil der bei der Kernspaltung entstehenden Neutronen halten die Kettenreaktion aufrecht. Der andere Teil wird in den Steuerstäben, sowie dem Kühlmittel eingefangen und auch an Atome der Umgebungsmaterialien angelagert, welche in Folge zu radioaktiven Isotope umgewandelt werden. Dieser Aktivierungsprozess erfolgt in Brennstabhüllrohren, im Kühlmittel, im Stahl des Reaktors und Druckbehälters und im Beton außerhalb des Reaktordruckbehälters.

Das Kühlmittel kann mit Hilfe technischer Kühlmittelreinigungsanlagen weitgehend wieder dekontaminiert werden. Die radioaktiven Stoffe sammeln sich dafür jedoch in Filtermaterialien wie z.B. Ionenaustauschharz. Diese und Rückstände aus der Eindampfung des Primärkühlmittels, Luftfilter usw. sind charakteristisch für den radioaktiven Abfall im Betrieb. Beim Austausch von Teilen der Anlage und am Ende beim Rückbau des Kernkraftwerks fallen zusätzlich radioaktiv belastete Materialien an. (Neles & Pistner, 2012)

Auch bei der Wiederaufbereitung von abgebrannten Brennelementen entstehen radioaktive Abfallprodukte. Das Uran-235 und Plutonium wird aus den verbrauchten Elementen für einen erneuten Einsatz als Brennstoff extrahiert. Die Wiederaufbereitungstechnologie hat jedoch auch noch eine militärische Bedeutung, da Plutonium für die Kernwaffenproduktion eingesetzt wird. In der Wiederaufbereitungsanlage werden die abgebrannten Brennelemente in kleine Stücke zerkleinert und mit Hilfe von Salpetersäure die wertvollen Brennstoffe herausgelöst. Übrig bleiben die Teile des Brennelements als hochradioaktiver Abfall, der unter hohem Druck zusammengepresst und verpackt wird. Zwar wird Plutonium und Uran aus der Säurelösung herausgefiltert, es verbleiben aber hochradioaktive Spaltprodukte und

Aktiniden. Eine stabile Langzeitlagerung dieser Lösung ist nicht möglich. Aus diesem Grund erfolgt eine Erhitzung bzw. Verdampfung der Säure bis zum Feststoff unter Zugabe von Borosilikatglas um eine Verglasung zu erreichen. Die Glasmischung wird dann in so genannte Kokillen eingefüllt und abgekühlt. Des Weiteren entstehen radioaktive Abfälle beim Rückbau der Wiederaufbereitungsanlagen. (Neles & Pistner, 2012)

4.2 Gefährdungen für Mensch und Tier

Prinzipiell wird die radioaktive Strahlung in Alpha-, Beta-, Gamma- und Neutronenstrahlung eingeteilt. Nicht nur von der Art der Strahlung, sondern auch von der Strahlungsaufnahmeart hängt die Gefährdung für die Gesundheit ab. So können einige Radionuklide bereits den Menschen von außen ohne jeglichen Hautkontakt schaden oder erst bei Aufnahme durch die Atemwege oder die Nahrung gefährlich werden. Akute Strahlungsschäden treten bei sehr hohen Strahlungsdosen auf. Langfristige stochastische Strahlungsschäden können schon bei niedrigen Dosen über längeren Zeitraum eintreten. (Neles & Pistner, 2012)

Wenn Atomkerne energetisch nicht stabil sind, dann geben diese Energie in Form von Strahlung ab um einen stabileren Zustand einzunehmen. Dieses Verhalten wird als Radioaktivität und der Vorgang wird als radioaktiver Zerfall bezeichnet. Auch das Zerfallsprodukt kann radioaktiv sein und längere Zerfallsketten aufweisen. Alle Radionuklide haben bestimmte Halbwertszeiten, welche angeben in welcher Zeit 50% der ursprünglich vorhandenen Atome zerfallen sind. Beim Zerfallsprozess treten zumeist mehrere Strahlungsarten gleichzeitig auf. Alphastrahlung ist nur auf sehr kurze Entfernung, also wenn das Radionuklid in den Körper beispielsweise durch die Nahrungsaufnahme gelangt, gefährlich. Konzentriert auf kleinsten Raum entfaltet diese dann im Körper seine Wirkung. Beta-, Gamma- und Neutronenstrahlung überwinden auch größere Distanzen und können von außen in den Körper eindringen und über große Körperbereiche wirken. (Neles & Pistner, 2012)

4.3 Lösungsansätze

Es existieren verschiedene Lösungsansätze um radioaktive Abfälle zu minimieren und diese sicher aufzubewahren. Je nach Land unterscheiden sich die Strategien und Forschungen sowie Entwicklungen in diesem Sektor. Der gängigste und derzeit am meisten verfolgte Lösungsansatz ist die Errichtung eines sicheren Endlagers.

Prinzipiell kann das Endlager so erbaut werden, dass das Rückholen der radioaktiven Lagerstoffe einfach möglich ist oder aber auch nicht. Beide Varianten verfügen über Vor- und Nachteile. Die Idee des möglichen Zurückholens beruht auf der Tatsache, dass sich die Begebenheiten der Lagerstätte ändern können oder Abfallstoffe mit Hilfe neuer Technologien wirtschaftlich erneut genutzt werden können. Jedoch kann die nötige Zugänglichkeit auch Sicherheitsgefahren wie einen unbefugten Zutritt oder die erhöhte Gefahr des Austritts radioaktiver Stoffe mit sich bringen. (energie-lexikon R. A.,2016)

Eine vorgeschlagene Alternative zur Beseitigung der Abfälle ist, diese mit einer Rakete ins Weltall zu befördern. Dieser Vorschlag ist aber aus wirtschaftlichen Kostengründen und der Gefahr wenn eine Rakete abstürzt, dass dann große Gebiete kontaminiert werden könnten, heutzutage nicht umsetzbar. (energie-lexikon R. A.,2016)

Auch heute ist es noch eine gängige Methode flüssige Abfälle in das Meer abzuleiten. Dies geschieht vor allem bei den Wiederaufbereitungsanlagen wie z.B. im britischen Sellafield

oder im französischen La Hague. Es dürfen dabei jedoch nur sehr kleine Anteile von Radioaktivität auf diese Weise entsorgt werden. Die erhöhte Radioaktivität ist aber mit modernen Messgeräten auch noch in größerer Entfernung nachweisbar. Feste Abfälle dürfen nicht mehr im Meerwasser versenkt werden. (energie-lexikon R. A.,2016)

Mit Hilfe von technischen Wiederaufbereitungsanlagen kann ein Teil der abgebrannten Brennstoffe zu neuen Kernbrennstoff verarbeitet werden. Jedoch muss auch ein wesentlicher Teil des herausgefilterten Plutoniums schließlich endgelagert werden. Des Weiteren vergrößert sich das Gesamtvolumen des atomaren Mülls meist und verteilt die Radioaktivität nur auf ein größeres Volumen. (energie-lexikon R. A.,2016)

Die Europäische Union unterstützt mit entsprechenden Fördergeldern die Forschung zu Partitionierung und Transmutation nuklearer Abfallprodukte. Bei der Partitionierung sollen langlebige radioaktive Materialteile aus dem Müll herausgetrennt und konzentriert werden. Danach erfolgt der Transmutationsprozess, bei diesem werden in einem Reaktor mit Hilfe von Neutronenbestrahlung die langlebigen radioaktiven Anteile in kürzerlebige Isotope umgewandelt. Ziel dieses Systems soll eine starke Reduzierung vom Abfallvolumen und eine Verringerung der langfristigen Gefährdung durch niedrigere Radioaktivität sein. (Neles & Pistner, 2012)

Theoretisch ist der Transmutationsprozess sehr vielversprechend und könnte zur tatsächlichen Lösung des Abfallproblems beitragen. (energie-lexikon R. A.,2016)

4.4 Spezifische Länderstrategien

Je nach Land werden unterschiedliche Mittel zur Lösung des nuklearen Abfalls aufgewendet. Die Forschung und Entwicklung von Endlagerstätten für hochaktive Stoffe sind unterschiedlich weit fortgeschritten. Aufgrund der langen Halbwertszeiten und der Gefährdung von Menschen und der Umwelt entstehen auch politische Diskussionen um dieses Thema. Die Bevölkerung muss entsprechend in die Pläne für eine Endlagerstätte eingebunden werden damit diese bei den Menschen nicht im Vorhinein auf Ablehnung stößt. Für die erfolgreiche Projektdurchführung wird es unerlässlich sein alle Fakten zu präsentieren und das Vertrauen der Bürger zu erlangen. Letztlich muss eine sichere Lösung für das Abfallproblem gefunden werden bzw. die Variante mit der geringsten Gefährdung. Aus diesem Grund ist die Forschungs- und Entwicklungsarbeit mit entsprechenden finanziellen Mitteln zu fördern.

In der Tabelle 17 wird ein kurzer Überblick über das Management von abgebrannten Brennelementen und hochaktivem Abfall in wichtigen nicht europäischen Kernenergienutzungsländern gegeben.

Nachfolgend wird kurz über den aktuellen Stand und die Fortschritte eines Endlagers für hochaktiven Abfall einzelner wichtiger europäischer Länder eingegangen.

Tabelle 17: Management hochaktiver Abfälle, weltweiter Überblick (world-nuclear waste, 2016)

Land	Entsorgungspolitik	Forschungseinrichtungen und Fortschritte
Kanada	Direkte Entsorgung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Organisation für das Management mit nuklearen Abfällen gegründet 2002 ➤ Tiefe geologische Endlager von der Politik bestätigt, mit Rückholmöglichkeit ➤ Endlagersuche seit 2009, geplanter Lagerungsbeginn ab 2025
China	Wiederaufbereitung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Zentrale Lagerung der abgebrannten Brennelemente in der Anlage LanZhou ➤ Standort einer Endlagerstätte soll bis 2020 ausgewählt werden ➤ Unterirdisches Forschungslabor ab 2020, Endlagerungsbeginn ab 2050
Japan	Wiederaufbereitung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Unterirdisches Labor in Mizunami seit 1996, Granit als Wirtsgestein ➤ Abgebrannte Brennelemente und hochaktiver Abfall werden in der Lagerungseinrichtung Rokkasho seit 1995 untergebracht ➤ Lager für abgebrannte Brennelemente in Mutsu ➤ Seit 2000 Standortauswahl für geologische Tiefenendlager bis 2035, geplante Inbetriebnahme 2035, mit Rückholmöglichkeit
Russland	Wiederaufbereitung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Untertagelabor in der Region Krasnojarsk, Wirtsgestein Gneis oder Granit, könnte sich zum Endlager entwickeln ➤ Untersuchungen für ein Endlager auf der Halbinsel Kola ➤ Seit 1985 werden abgebrannte Kernbrennstoffelemente in Anlagen bei Zheleznogorsk gelagert ➤ Verschiedene Zwischenlager in Betrieb
USA	Direkte Entsorgung aber derzeit im Neuerwägungsprozess	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschungs- und Entwicklungseinrichtung im Yucca Mountain in Nevada, Schmelztuff als Wirtsgestein ➤ Kongressentscheidung von 2002 für ein geologisches Endlager im Yucca Mountain wurde 2009 politisch gecancelt ➤ Zentrale Zwischenlagerung für abgebrannte Kernbrennstoffelemente derzeit wahrscheinlich

4.4.1 Belgien

In Belgien ist die Nationale Einrichtung für radioaktive Abfälle und angereicherte Spaltmaterialien oder kurz NERAS mit der Verwaltung von radioaktiven Materialien beauftragt worden. (NERAS, 2011)

Es werden folgende drei Kategorien unterschieden (economie, 2016):

- A: Schwache oder mittlere Aktivität mit kurzer Halbwertszeit
- B: Schwache oder mittlere Aktivität mit langer Halbwertszeit
- C: Nukleare Abfallstoffe mit hoher Aktivität und mit langen Halbwertszeiten

Am 23. Juni 2006 wurde vom Ministerrat die Abfälle der Kategorie A in einem Oberflächenendlager auf dem Gebiet der Gemeinde Dessel zu deponieren beschlossen. (economie, 2016)

Der Abfalltyp A ist für mehrere hundert Jahre ein Risiko für Mensch und Umwelt, die anderen beiden Typen für zehn- bis hunderttausend Jahre. Angestrebt wird ein Langzeitverwaltungslager ohne die Beabsichtigung jemals Materialien zurückzugewinnen. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass eine Rückgewinnung möglich sein kann und auch Kontrollen erfolgen können. Die Forschung geht in die Richtung eines unterirdischen Endlagers in gering verhärtetem Ton. Dazu kommen Boomscher Ton oder Ypres-Ton in Frage. Für die Kosten eines Endlagers sollen in Zukunft noch mehr die Verursacher der Abfallprodukte aufkommen. Es wurde entschieden die Forschung auf eine unterirdische Lagerung und die langfristige Zwischenlagerung für 100 bis 300 Jahre zu konzentrieren. Dabei stellt die Zwischenlagerung keine Endlösung dar und dient nicht zur Endlagerung des radioaktiv belasteten Materials. Die unterirdische Lagerstätte kann zu einem System werden, bei dem passive Sicherheit durch eine komplette Absperrung garantiert werden kann. Auch bei diesem Konzept wird jedoch für die Betriebsdauer, welche mit einigen hundert Jahren angenommen wird, eine aktive Verwaltung benötigt. Also solange das Endlager nicht geschlossen und damit unzugänglich ist. (NERAS, 2011)

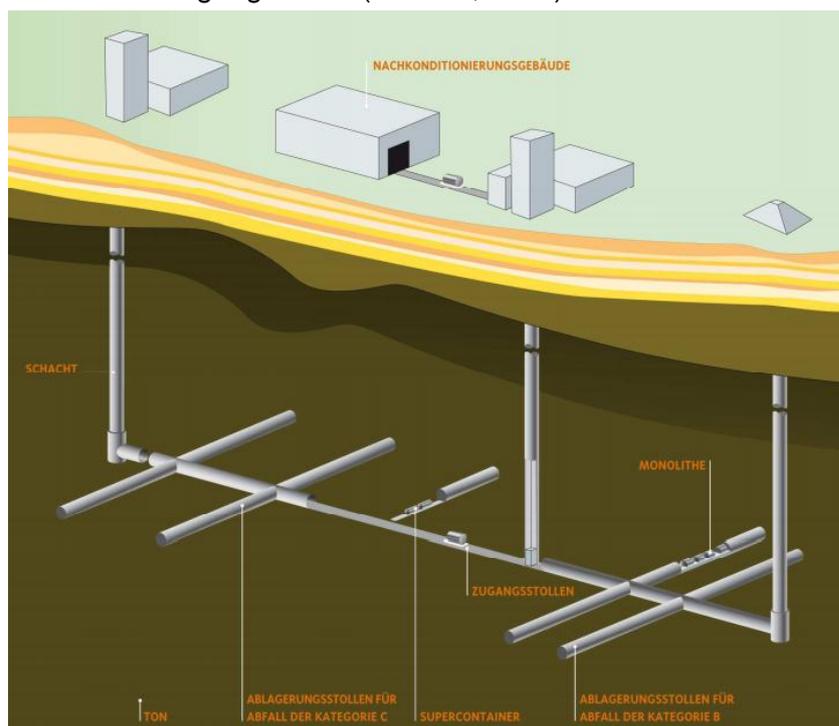


Abbildung 40: Schema einer Anlage zur unterirdischen Lagerung von radioaktivem Abfall (NERAS, 2011)

Die Abbildung 40 zeigt das geplante Schema einer unterirdischen Lagerstätte für radioaktiven Abfall. An der Erdoberfläche befindet sich das Nachkonditionierungsgebäude, verschiedene Schächte führen schließlich zu dem Endlagersystem. Es werden eigene Ablagerungstollen für den Abfall der Kategorie B bzw. C angelegt. Über den Zugangstollen erfolgt der Transport der Supercontainer, welche den radioaktiven Abfall beinhalten.

4.4.2 Deutschland

In Deutschland erfolgt die Klassifizierung der radioaktiven Abfälle in wärmeentwickelnde Abfälle zu denen Materialien mit einer hohen Aktivität zählen und Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung. Als Grenze zwischen den zwei Gruppen wurde ein Wert von etwa 200 Watt Wärmeleistung pro Kubikmeter Abfall eingeführt. (Neles & Pistner, 2012)

Die Isolation der gefährlichen Stoffe in einer sicher eingeschlossenen tiefen, geologischen Formation wird als derzeit einzige realisierbare Entsorgungsstrategie angesehen. Es wird somit auch das IAEA-Prinzip der Konzentration und des Isolierens angewandt. Salzstein eignet sich als Wirtgestein aufgrund der vorhandenen wissenschaftlichen Forschungen, welche als sehr fortgeschritten gelten. Die Technologien zur Erkundung, Errichtung, dem Betrieb, sowie Verschließen des Endlagers wären grundsätzlich bereits genug entwickelt um diese bei einem möglichen Endlagerungsstandort weiter anzupassen und zu verbessern. Als weitere Endlagerungsmöglichkeit kommt Tonstein in die nähere Auswahl, jedoch muss hier noch Forschungs- und Entwicklungsarbeit getätigt werden. Als Ausgangsmaterial können umfangreiche wissenschaftliche Arbeiten aus Frankreich, Belgien und der Schweiz verwendet werden. Die sozialen, wirtschaftlichen und ethischen Aspekte bei der Endlagerung müssen weiterentwickelt werden und in die Planung einfließen um gesellschaftliche Diskussionen meistern zu können. Auf internationaler und nationaler Ebene bestehen Diskussionen um die Gestaltung eines so genannten „Safety Case“, welches einer Dokumentation aller Argumente die für die Sicherheit des Lagers stehen entspricht. (Brasser et al., 2008)

4.4.3 Finnland

In Finnland gibt es ein langfristiges Forschungs- und Entwicklungsprogramm, welches sich mit der Abfallentsorgung des hoch radioaktiven Mülls beschäftigt. Es wurde von der Firma „Posiva Oy“ im Jahr 2012 ein Baugenehmigungsantrag für eine Entsorgungseinrichtung eingereicht und von der Regierung im Jahr 2015 erteilt. Dabei dürfen keine schädlichen Strahlenauswirkungen auf Menschen oder die Umwelt entstehen. Von der Regierung wurde im Jahr 1983 ein Zeitplan über die Beseitigung von abgebrannten Kernbrennstäben erstellt. Hier wurde beschlossen bis zum Jahr 2000 einen Standort festzulegen, bis zum Beginn der 2010er Jahre mit dem Baubeginn zu starten und um 2020 mit der Entsorgung beginnen. Die Gesellschaft „Teollisuuden Voima Oyj“ und die Firma „Posiva Oy“ führten in den 90er Jahren Untersuchungen an sechs möglichen Endlagerstandorten in Finnland durch und 1999 wurde Olkiluoto in der Gemeinde Eurajoki als Endlagerplatz vorgeschlagen. Es wurde auch das Entsorgungskonzept vorgestellt, bei dem der nicht mehr verwendbare Kernbrennstoff in Kupferkanistern eingekapselt und umgeben von Bentonit-Ton in Räumen in einer Tiefe von 400 bis 450 Metern endgelagert werden soll. Im Mai 2001 wurde vom finnischen Parlament der Bau der Entsorgungsanlage in Olkiluoto prinzipiell genehmigt. Im Oktober 2003 wurde

beschlossen den ursprünglichen Zeitplan zu überarbeiten und somit den Baugenehmigungsantrag bis Ende 2012 abzuschließen. (STUK, 2016)

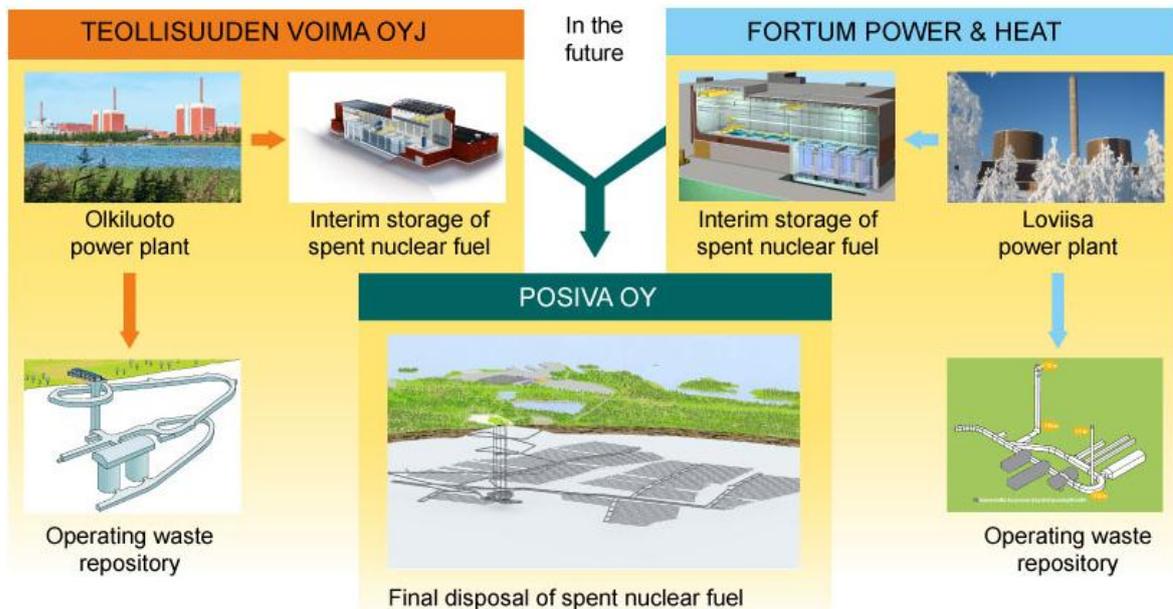


Abbildung 41: Prinzipielles Entsorgungskonzept Finnlands (Posiva waste, 2016)

Die Abbildung 41 zeigt das prinzipielle Entsorgungskonzept von Finnland in Form einer Grafik. Derzeit erfolgt die Lagerung von radioaktivem Abfall in zwei oberirdischen Zwischenlagerungsanlagen oder zwei unterirdischen Betriebsabfalllagern. In der Zukunft sollen alle radioaktiven Kernbrennstoffabfälle in einem einzigen Endlager untergebracht werden.

Es ist eine oberirdische Kapselungsanlage geplant in der die abgebrannten Brennelemente entsprechend für die Endlagerung verpackt werden und eine unterirdische Endlagerungsstätte. Der zuvor in Zwischenlagerung von 30 bis 50 Jahren befindliche nicht mehr verwendbare Kernbrennstoff wird in der oberirdischen Anlage aufgenommen, getrocknet und in die endgültigen Beseitigungsbehälter verpackt. Die Gesamte Entsorgungsanlage besteht aus einer Einrichtung um den Abfall für die Lagerung entsprechend vorzubereiten, dem unterirdischen Endlagerplatz und allen damit verbundenen Hilfseinrichtungen. Die an der Oberfläche befindliche Verkapselungsanlage ist mit dem unterirdischen Endlagersystem über einen Aufzugsschacht, einen Behälter-Übertragungsschacht und einen separaten Zugangstunnel verbunden. Es werden überwiegend ferngesteuerte Geräte zur Verarbeitung der radioaktiven Stoffe verwendet. Der Zugangstunnel erreicht eine ungefähre Tiefe von 450 Meter, technische Anlagen befinden sich in einer Tiefe von ca. 437 Meter und der zentrale Tunnel sowie die Entsorgungstunnel sollen in den Phasen während des Betriebes fertig erbaut werden. Seit 2004 befindet sich eine unterirdische Forschungsanlage namens Onkalo, deren Räumlichkeiten als Teil des ganzen Entsorgungssystems dienen sollen in Bau. Der radioaktive Müll soll in einem dicht versiegelten Eisen-Kupfer-Kanister mit einer umschließenden Bentonitschicht als Puffermaterial dann in einem Entsorgungstunnel, welcher mit Ton verfüllt und entsprechend abgedichtet wird, entsorgt werden. Des Weiteren schützt das umschließende Gestein diese Anordnung. (STUK, 2016)

Abbildung 42 zeigt den prinzipiellen Konstruktionsplan der unterirdischen Forschungsanlage Onkalo. Das weitläufige Stollensystem der Anlage ist deutlich zu erkennen. Hier soll dann das Endlager für die radioaktiven Abfälle Finnlands entstehen.

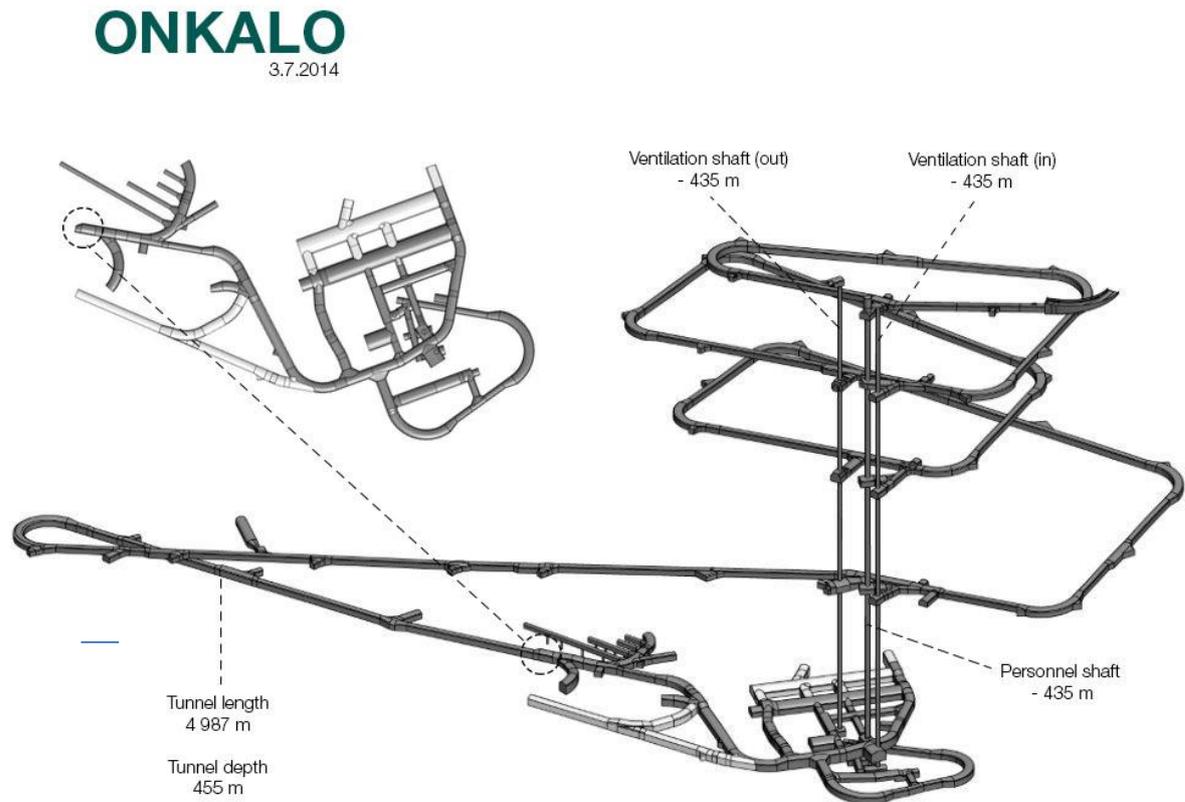


Abbildung 42: Prinzipieller Konstruktionsplan der unterirdischen Forschungsanlage Onkalo und dem Endlager in Olkiluoto (Posiva Onkalo, 2016)

4.4.4 Frankreich

In Frankreich erfolgt eine Klassifizierung des radioaktiven Abfalls nach der Aktivität und der Halbwertszeit. (Andra classification, 2016)

Je nach Kategorie gibt es unterschiedliche Strategien, welche in Tabelle 18 dargestellt werden. Unterschieden wird bei der Halbwertszeit zwischen Sehr kurzlebig (Halbwertszeit < 100 Tage), kurzlebig (Halbwertszeit \leq 31 Jahre) und langlebig (Halbwertszeit > 31 Jahre). Bei der Aktivität erfolgt die Einteilung in sehr niedrig, niedrig, mittel und hoch.

Beim Recyclingprozess werden das Uran und Plutonium aus den abgebrannten Brennstäben heraus gelöst. Es bleiben hochradioaktive Rückstände, welche drei bis fünf Prozent des abgebrannten Brennstoffs ausmachen und aus Spaltprodukten, Aktivierungsprodukten sowie Nebenaktiniden bestehen, zurück. Aufgrund der hohen Aktivität geben diese Reststoffe Energie in Form von Wärme ab. Derzeit werden Entsorgungslösungen für den hoch aktiven langlebigen Abfall untersucht. Hochaktiver Müll wird vorübergehend in Tanks gelagert bevor dieser in Form eines Pulvers in geschmolzenes Glas eingearbeitet wird. Diese Mixtur wird dann in Behälter aus rostfreiem Stahl gegossen. Es erfolgt die Unterbringung des Primärbehälters in einem Stahlentsorgungsbehälter um den Transport, die Handhabung und die Lagerung zu erleichtern. Wie im Artikel 3 des Planungsgesetzes vom 28. Juni 2006

vorgeschrieben, arbeitet Andra an einem 500 Meter tiefen Entsorgungskonzept für diese Art von Atommüll. Als Ergebnis der Forschungsarbeit ist die Inbetriebnahme eines Depots bis zum Jahr 2025 in Meuse / Haute-Marne geplant. Zuvor muss aber noch eine öffentliche Debatte erfolgen und die Regierung das Endlager genehmigen. (Andra HLW, 2016)

Tabelle 18: Die Einteilung des radioaktiven Abfalls und die zugehörige Managementstrategie in Frankreich (Andra classification, 2016)

		Halbwertszeit		
		Sehr kurzlebig Halbwertszeit < 100 Tage	kurzlebig Halbwertszeit ≤ 31 Jahre	langlebig Halbwertszeit > 31 Jahre
Aktivität	Sehr niedrig	Am Produktionsort gelagert um den radioaktiven Zerfall zu ermöglichen, danach konventionell entsorgt	Oberflächenendlagerung (Sehr niedrige radioaktive Abfallentsorgung im Lager Aube)	
	Niedrig		Oberflächenendlagerung (Niedrige und mittlere radioaktive Abfallentsorgung im Lager Aube)	Oberflächliche Entsorgungseinrichtung (untersucht in Übereinstimmung mit dem Gesetz vom 28. Juni 2006)
	Mittel			
	Hoch		Rückholbare geologische Tiefenendlagerung (untersucht in Übereinstimmung mit dem Gesetz vom 28. Juni 2006)	

Bis zur Inbetriebnahme des Tiefenendlagers für hochradioaktiven Abfall in Meuse / Haute-Marne wird das Material an den Produktionsstandorten La Hague, Marcoule und Cadarache gelagert. Diese Standorte sind auf der skizzierten Landkarte von Frankreich in der Abbildung 43 dargestellt.



Abbildung 43: Lagerorte des hochradioaktiven Abfalls bis zur Inbetriebnahme des Endlagers in Meuse / Haute-Marne (Andra HLW, 2016)

4.4.5 Österreich

In Österreich fallen keine hochaktiven Abfallstoffe mit langen Halbwertszeiten an, weil nie ein Kernkraftwerk hier ans Netz ging. Jedoch existieren mittelaktive Abfälle aus den Bereichen der Medizin, der Industrie, der Lehre und Forschung. Im Jahr 2003 wurde beschlossen, den radioaktiven Abfall bis zum Jahr 2030 in der Gemeinde Seibersdorf bei „Nuclear Engineering Seibersdorf GmbH“ zu lagern. Danach muss das belastete Material in ein zu errichtendes österreichisches Langzeit- oder Endlager gebracht werden. Die Dauer der Lagerung beträgt für die Hauptmasse rund 300 Jahre und zu 95% ist die Aktivität schwachaktiv. Aus diesem Grund wird ein Untertagedeponielager, welches mit hohen Kosten verbunden ist, als nicht zwingend notwendig gesehen. Die österreichischen nuklearen Abfallprodukte weisen ein vergleichbar geringes Gefährdungspotential auf und enthalten nur geringe Teile mit mittelaktiven langlebigen Stoffen sowie Alphastrahler. Der Großteil stammt aus der Medizintechnik aus den Jahren 1900 bis 1960. Die Abbildung 44 zeigt die Verursacher von radioaktiven Abfällen im Zeitraum von 2010 bis 2014. 44% stammten aus der Medizin, 26% aus der Forschung, 20% aus der Industrie und 10% aus Laboren der IAEA. Es wird ein oberirdisches Lager in Betracht gezogen. Dabei kann dieses entweder fest verschlossen werden, sodass nur mehr eine Umgebungsüberwachung erfolgen kann oder das Endlager verfügt über die Möglichkeit der jederzeitigen Rückholung, Neuverpackung schadhafter Behälter und Überwachung. Werden die Stoffe nach der Halbwertszeit sortiert und ein geeignetes Lagerungsmanagement angewandt, so könnte das Abfallvolumen klein gehalten werden, da nach entsprechender Zeit die nicht mehr gefährlichen Abfallstoffe aus dem Endlager entfernt werden könnten. (Wenisch et al., 2010)

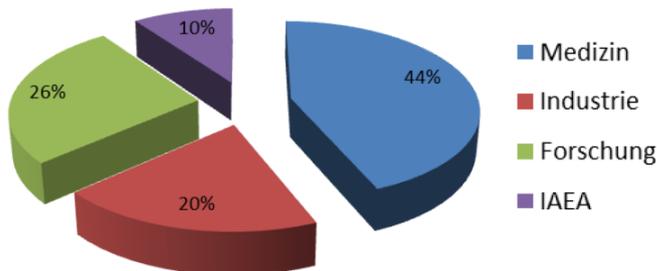


Abbildung 44: Verursacher radioaktive Abfälle aus Österreich von 2010 bis 2014
(Vor. Nat. Ents. Prog. Ö., 2015)



Abbildung 45: Lage der NES Betriebsgeländes
(Vor. Nat. Ents. Prog. Ö., 2015)

Es wurde der Standort Seibersdorf als Aufbereitungsstätte und Zwischenlagerungsplatz bis zum Jahr 2045 rechtlich, sowie vertraglich gesichert. In Abbildung 45 ist der Standort auf einer skizzierten Österreichlandkarte markiert und ein kleines Bild, das die Anlage von oben zeigt, eingefügt. Bis eine optimale Lösung gefunden und umgesetzt wird, bleibt der radioaktive Abfall dort sicher verwahrt. Die Kosten für die Entsorgung sollen nach dem Verursacherprinzip aufgebracht werden. Von allen Verursachern müssen ein Behandlungsentgelt für die Aufarbeitung und der Zwischenlagerung, sowie ein Vorsorgeentgelt für die Finanzierung eines späteren Endlagers bezahlt werden. Der Bund verwaltet die zweckgebundenen Einnahmen und finanziert dann den späteren Endlagerplatz. Die Republik Österreich errichtet im Gegenzug mit ihren Geldern Entsorgungslager, Zwischenlager und springt für größere Anpassungen an den aktuellen technischen Standard ein. (Vor. Nat. Prog. Ö., 2015)

4.4.6 Schweiz

In der Schweiz übernimmt Nagra, was eine Abkürzung für „Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle“ bedeutet, die Aufgabe ein geeignetes geologisches Tiefenlager für radioaktive Abfälle zu finden. (Nagra, 2016)

Bei den Schweizern wird bei der Standortsuche ein transparentes schrittweises Auswahlverfahren angewandt und besonders auf die Sicherheit eingegangen. Es werden geologische Tiefenlager für hochaktive und schwach bis mittelaktive Abfälle benötigt. Drei Etappen müssen bis zum Endlager erfüllt werden, erst dann erfolgt eine Abstimmung über den ausgewählten Standort im Bundesrat. Die Etappe 1 erfolgte im Oktober 2008 mit der Vorlage von sechs potenziellen Lagerorten. Die Eignung besonders in Bezug auf die Sicherheit dieser Orte wurde von den zuständigen Behörden überprüft und bestätigt. Am 30. November 2011 wurden alle möglichen Lagerstätten vom Bundesrat für die weiteren Schritte freigegeben. Bei Etappe 2 werden alle Lagerorte auf mindestens zwei Tiefenlager je Abfallkategorie reduziert. Zum Entscheidungsprozess werden sicherheitstechnische, raumplanerische und sozioökonomische Faktoren herangezogen. Auch die Bevölkerung und die betroffenen Gemeinden können ihre Meinungen dazu einbringen. In der Dritten und letzten Etappe erfolgen Probebohrungen um die Kenntnisse weiter auszubauen. Es werden auch die volkswirtschaftlichen Folgen für die betroffenen Gebiete näher untersucht und mögliche Abgeltungsformen erstellt. Am Ende erfolgen Standortvorschläge für ein geologisches Endlager. Die Entscheidung über die Errichtung fällt, der Bundesrat und das Parlament muss dieses bestätigen. Es wird gerechnet, dass ein Endlager für schwach bis mittelaktive Abfälle erst ab 2030 und eines für hochaktive erst ab 2040 in Betrieb gehen kann. Diese Erwartungen werden technisch und finanziell argumentiert, da sonst große Mehrkosten entstehen würden. (BFE, 2011)

In der Abbildung 46 werden die provisorischen Standortgebiete für geologische Tiefenlager auf einer skizzierten Schweizer Landkarte dargestellt.

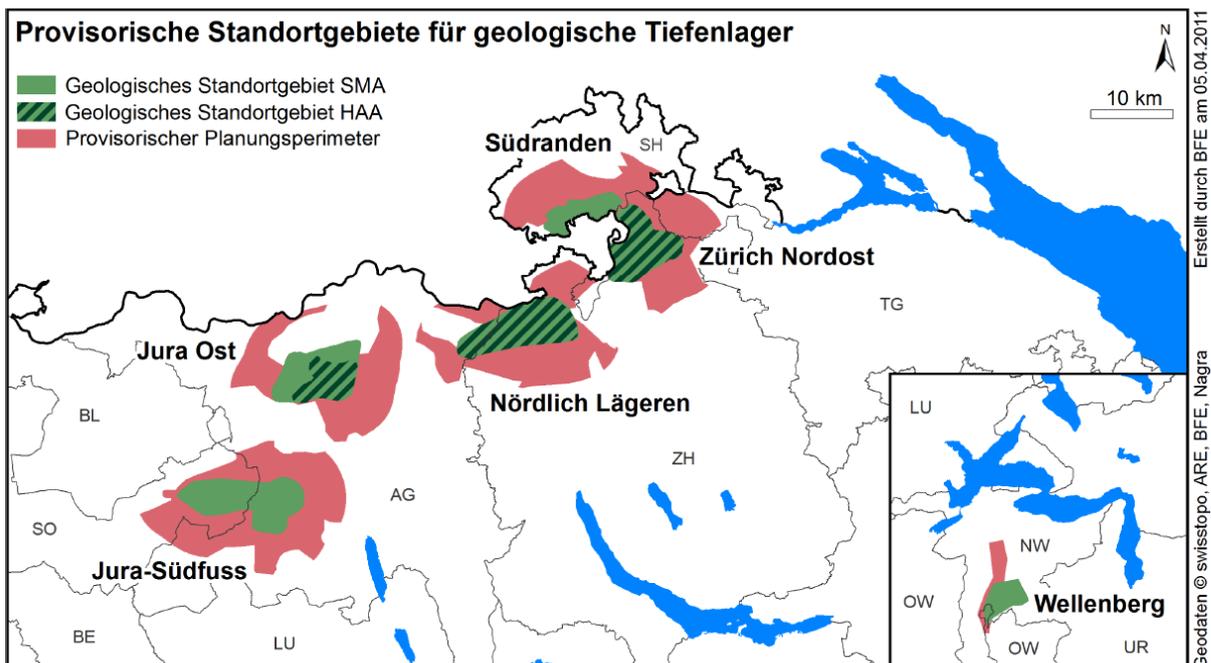


Abbildung 46: Potenzielle geologische Endlager in der Schweiz (BFE, 2011)

Am 27.09.2016 wurden 16 Gesuche für Sondierungsbohrungen bei den vorgeschlagenen Endlagerstandorten Jura Ost und Zürich Nordost beim Bundesrat eingereicht. Erst ab Mitte

2018 könnten die Bohrungen bewilligt werden und nicht vor Ende 2018 beginnen. Es wird erwartet, dass später auch noch Gesuche über Probebohrungen am Standort Nördlich Lägeren eingereicht werden. (BFE Bohrungen, 2016)

4.4.7 Slowakei

Im Folgenden werden die Entsorgungsstrategie bis zum Jahr 2025 und ein Ausblick bis Ende des 21. Jahrhunderts der Slowakischen Republik behandelt. Als Ausgangspunkt dieser Strategie gilt die Stilllegung des Kernkraftwerks Bohunice. (Wenisch et al., 2008)

Die Abfälle werden in folgende Kategorien eingeteilt (Wenisch et al., 2008, S.6):

- Nicht radioaktiv kontaminierter Müll
- Radioaktiver Abfall mit einer geringen Aktivität
- Radioaktive Abfallstoffe
- Abgebrannte Brennelemente

Es wurde noch keine Entscheidung über die Entsorgung der abgebrannten Kernbrennstoffe getroffen. Folgende Möglichkeiten stehen in der näheren Auswahl (Wenisch et al., 2008, S.6):

- Tiefenendlager im Gebiet der Slowakischen Republik
- Erneuter Einsatz als Kernbrennstoff mit Hilfe einer Wiederaufbereitungsanlage im Ausland
- Errichtung eines regionalen Tiefenendlagers
- Aufnahme und ausfuhr der abgebrannten Kernbrennstoffelemente in die Russische Föderation

4.4.8 Großbritannien

In Großbritannien ist das „Radioactive Waste Management“ oder kurz „RWM“, eine 100%ige Tochterfirma von „Nuclear Decommissioning Authority“ bzw. „NDA“, für die Bereitstellung eines geologischen Tiefenendlagers und der Entwicklung von Lösungen in Bezug auf hochradioaktiven Abfall zuständig. In Zusammenarbeit mit dem Forschungsinstitut für Technik und Physik „EPSRC“ und dem Naturschutzforschungsrat „NERC“ finanziert das RWM eine Reihe von gemeinsamen Projekten. Diese gehen unter anderem auf die Prozesse in den Gesteinsmassen in der Nähe von möglichen geologischen Tiefenendlagern ein, auf die potenziellen langfristigen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt, sowie die Verringerung der Unsicherheit bei radiologischen Risikobewertungen für Mensch und Tier. Ein weiteres wichtiges Ziel der Zusammenarbeit ist Know-how für einen langfristigen Nutzen zu generieren. Die gemeinsame Arbeit mit EPSRC und NERC macht etwa zehn Prozent der Forschung von RWM aus. (gov uk, 2016)

Beispiele für die Forschungsarbeit bei RWM (gov uk, 2016):

- Atomare und makroskopische Untersuchungen von Oberflächenprozessen
- Systemeinsatz für technische Barrieren
- Verhalten der britischen Brennstoffabfälle
- Verhalten von C-14 und bestrahlten Graphit nach der Entsorgung
- Korrosionsprozesse bei der Lagerung von Atommüll und in geologischen Tiefenlagerumgebungen
- Radioaktive Abfallwirtschaft

4.5 Stilllegungs- und Rückbauprozess

Nach der Betriebszeit eines Kernkraftwerkes muss dieses endgültig stillgelegt werden. Dieser Vorgang ist von langer Dauer und führt zu entsprechenden Kosten. Der Stilllegungsprozess erfolgt unter strenger behördlicher Aufsicht mit der Priorität auf den Schutz der Bevölkerung und der Umwelt vor austretender Radioaktivität. Zu Beginn wird das Kraftwerk endgültig abgeschaltet und somit endet die Lieferung von elektrischer Energie in das Netz. Alle radioaktiven Teile innerhalb der Anlage müssen sorgfältig behandelt werden. Es folgen Dekontaminierungs-, Konditionierungsprozesse und ein sicheres Verpacken radioaktiver Abfälle. Danach kommt es zur stückweisen Demontage und schlussendlich zum Abriss der gesamten Anlage. Als letzter Schritt erfolgen eine Sanierung des Anlagenstandortes und die Rückführung in den Ausgangszustand des Geländes. Zwei Optionen haben sich im Laufe der Geschichte durchgesetzt. Die erste Möglichkeit ist der unmittelbare Abbau des Kernkraftwerks, die Zweite der sichere Einschluss und somit einen Abbau auf einen längeren Zeitraum zu erzielen. (Panos Konstantin, 2013)

Ca. 99% der Radioaktivität befindet sich in den abgebrannten Kernbrennelementen, welche nach ihrer Nutzungsdauer in ein Abklingbecken zwischengelagert und wenn die Nachzerfallswärme gering genug ist, entfernt werden können. Erst dann kann der eigentliche Rückbau beginnen. Hauptsächlich Stahl- und Betonteile, welche durch langen Kontakt mit radioaktiven Stoffen selbst radioaktive Strahlung abgeben, können hoch radioaktiv sein. Jedoch betragen die Halbwertszeiten nur bis zu 50 Jahre, was relativ kurz ist. Ziel ist es diese Teile durch Dekontamination oder Abbau der Komponenten zu entfernen und als radioaktive Abfälle konditionieren, verpacken und der Endlagerung zuzuführen. Alle strahlungsfreien bzw. unter dem Grenzwert befindlichen Teile können konventionell entsorgt werden. (Panos Konstantin, 2013)

Bei der Variante des unmittelbaren Abbaus kann ein Teil des Bedienungspersonals weiterhin beschäftigt werden und somit kann die Erfahrung dieser Mitarbeiter genutzt werden. Der Vorgang des Rückbaus der Anlage kann zwischen 10 und 20 Jahre dauern, je nach Komplexität des Reaktorkonzepts und der erforderlichen Dekontaminationsmaßnahmen. Sollte die Maßnahme des sicheren Einschlusses gewählt werden, so werden alle Brennelemente und radioaktiven Betriebsabfälle vom Anlagenstandort entfernt und das zurückbleibende Anlageninventar verbleibt sicher im Gebäude. Es erfolgt über mehrere Jahrzehnte eine Überwachung des Kernkraftwerks bis mit dem Rückbau begonnen wird. Sinnvoll ist diese Methode z.B. wenn an einem Anlagenkomplex noch ein anderer im Betrieb befindlicher Reaktor vorhanden ist und das Bedienpersonal des noch arbeitenden Kraftwerks die Beaufsichtigung durchführen kann. Die Entscheidung der Stilllegungsvariante obliegt dem Anlagenbetreiber, meistens fällt die Entscheidung auf den unmittelbaren Abbau des Kernkraftwerks. (Panos Konstantin, 2013)

Die Kosten für die Stilllegung und den Rückbau des Kernkraftwerks hat in den meisten Ländern die Betriebsfirma zu tragen. Die Höhe der Gesamtkosten sind von der Strategie, der Reihenfolge, dem Zeitpunkt der verschiedenen Phasen und dem Reaktorkonzept abhängig. Die Entscheidung wie und in welcher Weise der Rückbau erfolgen soll ist aufgrund der Berücksichtigung von Abbau-, Lager- und Überwachungskosten, sodass die

Gesamtkosten minimiert werden nicht einfach durchführbar. Trotz der Unsicherheiten bei Kostenvoranschlägen und den anwendbaren Abzinsungssätzen betragen die Rückbaukosten nur einen Bruchteil der gesamten Stromentstehungskosten. Die angewandten Finanzierungsmethoden variieren von Land zu Land. Häufig wird bereits im Vorhinein eine Vorauszahlung auf ein Konto geleistet um die Stilllegungs- und Rückbaukosten noch vor Inbetriebnahme der Anlage zu sichern. Dies kann auf mehrere Arten erfolgen, jedoch können nur Mittel für den Dekommissionierungsprozess von diesem Konto entfernt werden. Eine weitere Methode ist die Schaffung eines externen Tilgungsfonds bzw. einer Kernkraftenergieabgabe. Dabei werden im Laufe der Betriebsjahre Rücklagen durch einen fixen Prozentsatz auf die Strompreise gebildet. Alle Erlöse werden außerhalb der Kontrolle des Anlagenbetreibers in einem Treuhandfond angehäuft. Diese Variante wird z.B. in den USA angewandt, dort werden 0,1 bis 0,2 Cent/kWh für die Finanzierung der Stilllegung und des Rückbaus gesammelt. Im Fond befinden sich derzeit etwa zwei Drittel der geschätzten Dekommissionierungskosten für alle Atomkraftwerke in den USA. Als dritte gängige Finanzierungsmethode zählt die Errichtung eines Sicherungsfonds, eines Akkreditiv oder einer erworbenen Versicherung um sicherzustellen, dass die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus auch im Falle von Versorgungsausfällen gedeckt werden. (world-nuclear decom., 2016)

5 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Zu Beginn wird auf die Bedeutung der Kernenergie in der EU eingegangen. Danach wird anhand einer Wirtschaftlichkeitsanalyse am Beispiel des EPR Kernkraftwerks in Hinkley Point C untersucht, ob diese Investition „investabel“ ist. Des Weiteren soll auch gezeigt werden wie stark der Einfluss der einzelnen Parameter auf das Ergebnis sind.

5.1 Bedeutung der Kernenergie in der EU

Beinahe 30% der erzeugten elektrischen Energie der Europäischen Union stammt aus Kernenergie. Derzeit betreiben 14 EU Mitgliedstaaten insgesamt 130 Kernkraftwerke (UK ist dabei inkludiert). Es obliegt jedem Land selbst ob es zur Stromerzeugung nukleare Kraftwerke einsetzt und welches Ausmaß diese Produktionsmethode am Gesamtanteil ausmacht. Die friedliche Nutzung von Energie aus dem Kernspaltungsprozess innerhalb der EU wurde im Euratom-Vertrag aus dem Jahre 1957 geregelt und die Europäische Atomgemeinschaft kurz „Euratom“ gegründet. Euratom ist eine eigenständige gesetzlich anerkannte Organisation, welche aber von den Institutionen der Europäischen Union beeinflusst wird. (EC Energy, 2017)

Die Europäische Kommission beschäftigt sich intensiv mit folgenden drei großen Hauptthemen (EC Energy, 2017):

- Nukleare Sicherheit: Ein sicherer und jederzeit ungefährdeter Betrieb von allen Anlagen die mit der Kernenergie arbeiten. Hinzu kommen der Strahlenschutz sowie der Umgang mit den radioaktiven Abfällen und deren Entsorgung.
- Nukleare Vorsichtsmaßnahmen: Betreffen alle Maßnahmen die sicherstellen, dass die kerntechnischen Materialien ausschließlich für die genehmigten Zwecke eingesetzt werden.
- Nuklearer Schutz: Beschäftigt sich mit dem physischen Schutz von kerntechnischen Anlagen und Materialien vor mutwilligen bösartigen Angriffen.

Es existieren sehr unterschiedliche Energiestrategien bzw. Energiepolitiken am europäischen Kontinent und auch innerhalb der Europäischen Union. Dennoch ist immer deutlicher die immense Bedeutsamkeit einer EU-Energie-Gemeinschaft zu erkennen. Um die Klimaziele zu erfüllen und ein sicheres, stabiles Elektrizitätsversorgungsnetz zu gewährleisten bedarf es der Mitarbeit aller EU Länder. Nach dem erfolgten Referendum des Vereinigten Königreichs über den Austritt aus der EU wurde seitens der britischen Regierung betont, dass die internationale Zusammenarbeit im Energiesektor und die gemeinsame Forschungsarbeit im Bereich der Kernenergie bestehen bleibt. (world-nuclear NP EU, 2017)

In der Europäischen Union werden rund 53% der benötigten Energie importiert, was zu jährlichen Kosten von etwa 400 Milliarden Euro führt. Damit ist die EU der weltweit größte Energieimporteur. Im Vordergrund der EU-Energie-Politik stehen die Verbesserung der Energieversorgungssicherheit, der Aufbau eines einheitlichen internationalen Energiemarktes, die Schaffung einer CO₂ armen Energieerzeugung, die Energieeffizienzsteigerung, sowie die Forschung und Entwicklung zu fördern. (world-nuclear NP EU, 2017)

Die Abbildung 47 gibt einen Überblick über die Situation bezüglich in Betrieb befindlicher Kernkraftwerke in Europa. Dazu werden die einzelnen Staaten mit Hilfe einer Farbskala auf der Europakarte entsprechend gekennzeichnet.

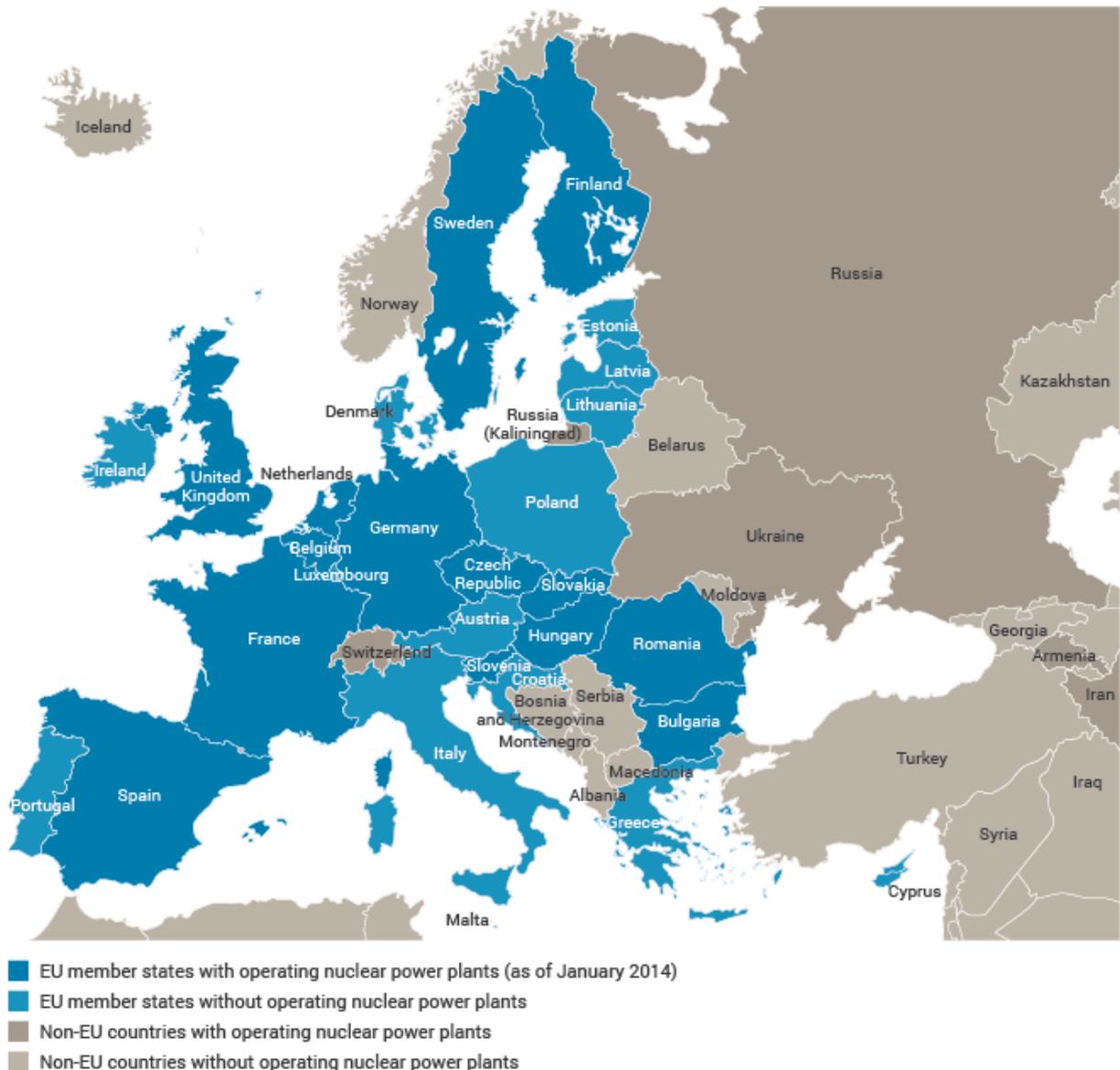


Abbildung 47: Übersicht der Länder Europas mit/ohne Kernkraftwerke in Betrieb (world-nuclear NP EU, 2017)

Zurzeit wird nur die Energiegewinnung aufgrund von Kernspaltung in den Kernkraftwerken genutzt. Im Bereich des Einsatzes der Kernfusion zur Energieerzeugung wird gegenwärtig geforscht und es befindet sich bereits ein internationaler experimenteller thermonuklearer Versuchsreaktor in Südfrankreich. Ziel ist es die sichere Nutzung der Kernfusion als Energiequelle zu veranschaulichen. Die freigesetzte Energie wird durch Fusion von leichten Atomen, wie z.B. Wasserstoff bei extrem hohen Temperaturen und Drücken erreicht. (EC Energy, 2017)

5.1.1 Nuklearstrategien von EU Mitgliedstaaten

In Tabelle 19 ist die Anzahl der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in der Europäischen Union und die damit erzeugte elektrische Nettoleistung angegeben (UK befindet sich nicht in der Tabelle, da diese von der EU austreten und gesondert in Kapitel 5.3 behandelt wird).

Tabelle 19: Kernkräfte im Betrieb in der EU, ohne UK (IAEA PRIS OR, 2017)

Land	Anzahl von Kernkraftwerken	Gesamte elektrische Nettoleistung
	-	in MW
Frankreich	58	63.130
Deutschland	8	10.799
Schweden	9	9.102
Spanien	7	7.121
Belgien	7	5.913
Tschechien	6	3.930
Finnland	4	2.758
Bulgarien	2	1.926
Ungarn	4	1.889
Slowakei	4	1.814
Rumänien	2	1.300
Slowenien	1	688
Niederlande	1	482
Summe	113	110.852

Im Folgenden werden die derzeitigen Situationen, Strategien und Politiken zum Thema Kernenergie von Ländern mit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken und von Österreich kurz zusammengefasst:

➤ Frankreich

In Frankreich wird rund 75% der erzeugten Elektrizität aus Kernkraftwerken gewonnen. Ein großer Anteil dieser elektrischen Energie wird exportiert und daher ist Frankreich der weltweit größte Nettoexporteur von Strom. Aufgrund der niedrigen Stromerzeugungskosten werden Gewinne von über 3 Milliarden Euro pro Jahr aus dem Stromexport erzielt. Im Bereich der Forschung und Entwicklung von Kernreaktoren, Kernbrennstoffprodukten, sowie der Bereitstellung von Dienstleistungen trägt Frankreich eine bedeutende Rolle. (world-nuclear France, 2017)

2005 wurde ein Gesetz in Kraft gesetzt, welches richtungsweisend für die Energiepolitik und die Versorgungssicherheit war. Die Rolle der Kernenergie nimmt dabei einen wichtigen Platz ein und das erste Kernkraftwerk vom Typ EPR zu bauen wurde beschlossen. Diesem Kraftwerk könnte eine Serie mit bis zu 40 Stück folgen. Des Weiteren wurde erklärt die Forschung zur Entwicklung von CO₂ armen Energieerzeugungstechnologien zu fördern. Der Stellenwert von erneuerbaren Energieträgern bei der Erzeugung von Strom, Wärme und im Transportsektor wurde definiert. 2012 entstand eine nationale Debatte über die zukünftige Stromerzeugung, da Präsident Francois Hollande den Anteil der Kernenergie bei der Erzeugung reduzieren wollte. Im Oktober 2016 wurde die Entscheidung über die Schließung von Kernkraftwerken, damit der Kernenergieerzeugungsanteil auf 50% sinkt, bis nach den

Präsidenten- und Nationalversammlungswahlen 2017 vertagt. Es bleibt abzuwarten wie sich politische Einstellung zum Thema Kernenergie in Frankreich entwickelt. (world-nuclear France, 2017)

➤ Deutschland

Bis März 2011 stammten rund 25% der erzeugten Elektrizität aus insgesamt 17 Kernkraftwerken. Derzeit beträgt der Anteil am Energiemix etwa 14%, welche aus acht Reaktoranlagen kommen. Der Großteil der Stromproduktion wird mit dem Energieträger Kohle abgedeckt. Die Koalitionsregierung nach der Bundestagswahl 1998 beschloss den Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie. 2009 wurde von der neuen Regierung dieser Beschluss wieder rückgängig gemacht. Im Jahr 2011 als Folge des Unfalls in Fukushima wurde der nukleare Ausstieg erneut erklärt und acht Reaktoren wurden sofort stillgelegt. In Deutschland ist die überwiegende Mehrheit der Bevölkerung gegen eine Stromproduktion aus Kernenergie und daher werden keine neuen Anlagen mehr gebaut. Aufgrund der deutschen Energiepolitik ist der Großhandelspreis für Strom einer der niedrigsten in Europa, jedoch der Einzelhandelspreis einer der höchsten. Mehr als die Hälfte des Strompreises in Deutschland machen Steuern und Zuschläge aus. (world-nuclear Germany, 2017)

➤ Schweden

Etwa 40% der erzeugten elektrischen Energie stammt aus insgesamt neun Kernkraftwerken. Im Jahr 1980 einigte sich die damalige Regierung die bestehenden Kernkraftwerke auslaufen zu lassen und keine neuen Anlagen mehr zu installieren. Die schwedische Energiepolitik im Jahr 1997 machte den längeren Betrieb, als grundsätzlich im Ausstiegsplan vereinbart, von insgesamt zehn Reaktoranlagen möglich. Im Gegenzug dazu wurde aber ein Zwei-Anlagen-Komplex mit 1.200 MWe vorzeitig stillgelegt. Anschließend wurden dafür etwa 1.600 MWe zu den verbleibenden zehn Anlagen hinzugefügt. In Schweden gibt es eine Steuer auf Kernenergie mit ca. 0,75 Euro Cent/kWh. Etwa ein Drittel der Betriebskosten wird aufgrund dieser Sondersteuer verursacht. Wind und Biomasse werden um etwa dreimal so viel subventioniert. 2019 soll diese Steuer jedoch auslaufen. (world-nuclear Sweden, 2017)

Im März 2007 änderte sich die Energiepolitik in Schweden, somit wurde die Möglichkeit der Errichtung von vier neuen Kernkraftwerken, nämlich als Ersatz für die Anlagen, welche in den 2020er Jahren stillgelegt werden sollen, diskutiert. Die 1980 eingeführte Antiatom-Politik wurde vom Parlament im Juni 2010 wieder aufgehoben. Nach den Wahlen 2014 wurde von der neuen Regierung eine Energiekommission gegründet, welche sich mit dem Ausstieg aus der Kernenergie beschäftigt, gleichzeitig wurde aber die Notwendigkeit der Kernenergie für die absehbare Zukunft betont. Meinungsumfragen der letzten Jahre zeigen, dass die Kernkraftwerke von der Mehrheit der Bevölkerung toleriert werden. Die beiden Regierungsparteien gaben an, die durch Kernkraftwerke erzeugte elektrische Energie durch erneuerbare Energieträger und Energieeffizienzsteigerungen ersetzen zu wollen. 2015 wurde der Beschluss getroffen, bis zum Jahr 2020 vier ältere Kernkraftwerke zu schließen und somit die Stromerzeugung aus Kernenergie um insgesamt etwa 2,7 GWe zu reduzieren. Mitte 2016 wurde von der Regierung bekannt gegeben, dass die verbleibenden Kernkraftwerksanlagen bis 2050 stillgelegt werden müssen. (world-nuclear Sweden, 2017)

➤ Spanien

Spanien hat sieben in Betrieb befindliche Kernkraftwerke, welche etwa 20% der gesamten Stromerzeugung abdecken. Die erste kommerziell genutzte spanische Kernkraftwerksanlage ging 1968 ans Netz. Ein Projekt zum Abbau von Uran ist geplant. Die Unterstützung der Kernenergie seitens der Regierung war lange Zeit ungewiss. Aufgrund der derzeit kostspieligen benötigten Subventionierung von erneuerbaren Energieträgern wird die Kernenergie von der Regierung als Alternative gesehen. (world-nuclear Spain, 2017)

Im Wesentlichen ist das spanische Netz vom EU-Netz getrennt. Nur verhältnismäßig wenig Strom wird mit Frankreich gehandelt. In der Politik nimmt die Selbstversorgung mit elektrischer Energie einen großen Stellenwert ein. (world-nuclear Spain, 2017)

➤ Belgien

Etwa 38% des erzeugten elektrischen Stroms stammten im Jahr 2015 aus insgesamt sieben Kernkraftwerken. Das erste kommerziell genutzte Kernkraftwerk ging in Belgien im Jahr 1974 an das Netz. Seit 2003 nimmt die staatliche Unterstützung der Kernenergie ab und es entstand eine Steuer auf Atomstrom von 0,5 Euro Cent/kWh. (world-nuclear Belgium, 2017)

Im Jahr 2000 erschien ein Bericht indem festgestellt wurde, dass die Kernenergie für die Stromversorgung in Belgien wichtig ist und eine Weiterentwicklung in diesem Bereich wurde empfohlen. Allerdings wurde aufgrund einer politischen Entscheidung vom 31. Jänner 2003 der Bau neuer Kernkraftwerke verboten, sowie die Betriebsdauer der vorhandenen Anlagen auf 40 Jahre begrenzt. Im Falle einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kann dieser Beschluss von der Strom- und Gasregulierungskommission aufgehoben werden. Aufgrund von verschiedenen Studien wurde von der Regierung der Ausstieg aus der Kernenergie um zehn Jahre verschoben, aber eine Atomsteuer wurde eingeführt. Die Regierung begann eine Überarbeitung des Gesetzes von 2003 und verkündete, dass nun der Ausstiegszeitpunkt endgültig fixiert wäre. Es wurde im Oktober 2016 ein Bericht von PwC Enterprise Advisory veröffentlicht, welcher unter der Berücksichtigung von Szenarien bis 2050 die Erreichung der Klimaziele, langfristig stabile Strompreise und eine Versorgungssicherheit Belgiens ohne einen erheblichen Beitrag aus der Stromerzeugung mittels Kernenergie nach 2025 ausschloss. (world-nuclear Belgium, 2017)

➤ Tschechien

Es befinden sich derzeit sechs Kernkraftwerke in Betrieb, welche etwa ein Drittel des erzeugten Stromes produzieren. In Tschechien wurde das erste kommerziell genutzte Kernkraftwerk im Jahr 1985 in Betrieb gestellt. Die Regierung unterstützt die Kernenergie und hat große Pläne für die Zukunft. Diese Projekte sind etwas in Verzug geraten, jedoch wird von der Politik ein deutlicher Anstieg der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken bis zum Jahr 2040 gefordert. (world-nuclear Czech, 2017)

➤ Finnland

Etwa 30% der Stromerzeugung kommt aus den insgesamt vier in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken. Ein fünfter Reaktor ist gerade im Bau und ein weiterer befindet sich in der Planungsphase. Das radioaktive Abfallstoffe-Management und die Entsorgung sind in Finnland schon weit fortgeschritten. (world-nuclear Finland, 2017)

➤ Bulgarien

In Bulgarien sind zwei Kernkraftwerke in Betrieb, die zusammen etwa ein Drittel der Stromerzeugung des Landes bewerkstelligen. Der erste Reaktor zur Stromerzeugung ging 1974 ans Netz. Die Energiepolitik geht in Richtung Kernenergie obwohl sich die Finanzierung neuer Anlagen sehr schwierig gestaltet. Der Bau einer neuen Kernkraftwerksanlage war bereits geplant, jedoch wurde beschlossen stattdessen eine Anlage mit 1.200 MWe zu der bestehenden Kernkraftwerksanlage hinzuzufügen. (world-nuclear Bulgaria, 2017)

➤ Ungarn

In Ungarn sind derzeit vier Kernreaktoren in Betrieb, welche im Jahr 2014 etwa 53% der elektrisch erzeugten Energie lieferten. 1982 lieferte das erste Kernkraftwerk in Ungarn elektrischen Strom ins Netz. Im ungarischen Parlament wurde der Bau von zwei neuen Kernkraftwerken mit einer großen Mehrheit befürwortet und ein entsprechender Vertrag dafür unterschrieben. (world-nuclear Hungary, 2017)

➤ Slowakei

In der Slowakei wird etwa 50% des erzeugten elektrischen Stromes aus den vier in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken gewonnen. Zwei weitere Kernkraftwerke sind derzeit im Bau. Seit 1972 wird in der Slowakei mit Hilfe von Kernenergie Strom erzeugt. Die Regierung unterstützt den Bau von Kernkraftwerken und will die Erzeugungskapazität der Kernenergie erhöhen. (world-nuclear Slovakia, 2017)

➤ Rumänien

Fast 20% der erzeugten Elektrizität stammt in Rumänien aus den zwei Kernkraftwerken. Der erste kommerziell genutzte Kernreaktor ging 1996 und der zweite im Mai 2007 in Betrieb. Es wurde mit dem chinesischen Unternehmen CGN vereinbart zwei weitere Kernkraftwerkeinheiten zu bauen. Seitens der rumänischen Regierung erhält die Kernenergie großen Rückhalt. (world-nuclear Romania, 2017)

➤ Slowenien

In Kooperation mit Kroatien teilt sich Slowenien seit 1981 ein gemeinsames Kernkraftwerk am Territorium Sloweniens. Die Konstruktion von weiteren Kapazitäten wird in Betracht gezogen. (world-nuclear Slovenia, 2017)

➤ Niederlande

In den Niederlanden erzeugt ein in Betrieb befindliches Kernkraftwerk ca. 4% des elektrischen Stroms. Der Bau von mindestens einer neuen großen Kernkraftwerksanlage wird beabsichtigt. Die erste kommerzielle Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie nahm im Jahr 1973 ihren Anfang. Eine politische Entscheidung über den Ausstieg aus der Kernenergie wurde wieder rückgängig gemacht. Die öffentliche und die politische Meinung geht immer mehr in Richtung Ausbau der Kernenergie. Der niederländische Forschungsreaktor erzeugt ca. 60% der europäischen Radioisotope für medizinische Zwecke. (world-nuclear Netherlands, 2017)

➤ Österreich

In Österreich wurde zwar das Kernkraftwerk Zwentendorf fertig gestellt, jedoch ging dieses niemals ans Netz. Der Grund dafür war die Volksabstimmung am 5. November 1978 mit dem Ergebnis, dass 50,47% der Wähler gegen die Inbetriebnahme des Kraftwerks waren. Es dauerte sieben Jahre bis das Kernkraftwerk endgültig geschlossen werden konnte. Spätestens nach dem Reaktorunfall von Tschernobyl war ein Einstieg Österreichs in die Stromproduktion aus Kernenergie ausgeschlossen. Die Politik in Österreich ist seit dem ein bekennender Gegner von Atomstrom. (FAZ Österreich, 2017)

5.1.2 Im Bau befindliche Atomkraftwerke in der EU

In der Europäischen Union befinden sich derzeit insgesamt vier Kernkraftwerke im Bau. In der Tabelle 20 werden diese Projekte dargestellt und der Standort sowie die geplante elektrische Nettoleistung angegeben. Alle in Bau befindlichen Anlagen sind vom Typ her Druckwasserreaktoren. In Finnland und Frankreich werden jeweils EPR Kernkraftwerke gebaut. In der Slowakei handelt es sich um ein VVER V-213 Reaktormodel (IAEA PRIS SK, 2017).

Tabelle 20: Kernkraftwerke im Bau in der EU
(IAEA PRIS UC, 2017; IAEA PRIS FI, 2017; IAEA PRIS FR, 2017; IAEA PRIS SK, 2017)

Im Bau befindliche Kernkraftwerke in der EU			
Land	Anlagenanzahl	Standort	Gesamte elektrische Nettoleistung
	-	-	in MW
Finnland	1	Olkiluoto	1.600
Frankreich	1	Flamanville	1.630
Slowakei	2	Levice	880
Summe	4		4.110

5.2 Referenz-Szenario der EU bis 2050

Die Europäische Union beschäftigt sich sukzessive mit dem Thema „Energie, Transport und Treibhausgasemissionen“ und erstellt daher so genannte Referenz Szenarien.

5.2.1 Allgemeine EU-Strategie

In der Abbildung 48 wird das EU Referenz Szenario 2016 bis 2050 (EU R. S. 2016-2050, 2016) bezüglich der Bruttostromerzeugung der gesamten Europäischen Union überblicksmäßig dargestellt. Es werden alle EU-28-Staaten als eine Einheit angesehen.

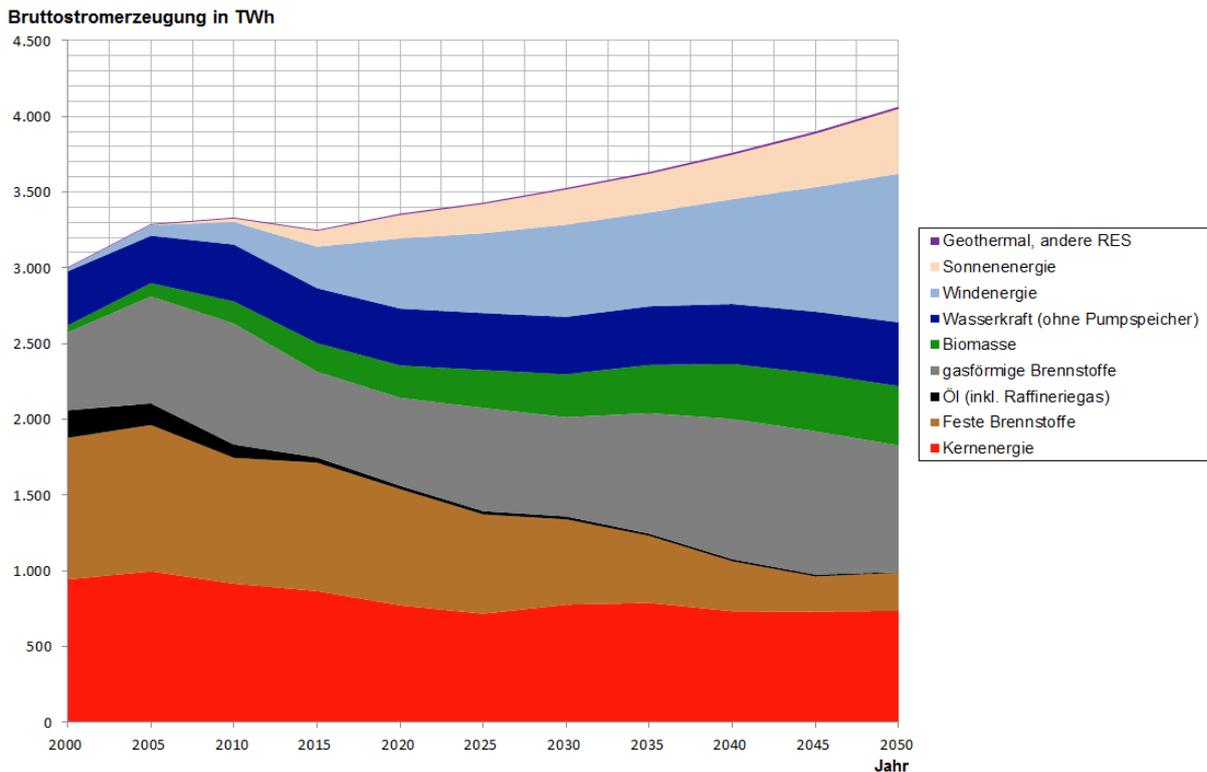


Abbildung 48: Bruttostromerzeugung in der EU nach Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016)

Es ist ersichtlich, dass beim Referenz Szenario die Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2050 zunehmen wird. Am stärksten soll laut dieser Prognose die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen zunehmen. Die Stromerzeugung aus Sonnenenergie und Biomasse nimmt ebenfalls zu. Die generierte elektrische Energie aus Wasserkraft, gasförmigen Brennstoffen und der Kernenergie bleiben über diesen Zeitraum annähernd konstant. Anlagen die mit Öl und festen Brennstoffen arbeiten verschwinden zunehmend. Der Anteil am gesamten generierten elektrischen Strom aus geothermischen Kraftwerken und anderen erneuerbaren Energieträgern fällt vernachlässigbar klein aus. Laut diesem Szenario sollen im Jahr 2050 rund 736,53 TWh der gesamten 4063,74 TWh aus Kernkraftwerken stammen.

In Abbildung 49 wird der Anteil der Bruttostromerzeugung aus den verschiedenen Stromerzeugungstechnologien dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die erzeugte elektrische Energie aus Kernkraftwerken in Bezug auf die gesamte Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 bis auf 18,12% zurückgehen soll. Dennoch liefert die Kernenergie laut dem Referenz-Szenario auch im Jahr 2050 einen entscheidenden Beitrag an der Gesamtmenge und daher ist die Bedeutung dieser Stromerzeugungsmethode für die EU klar zu erkennen.

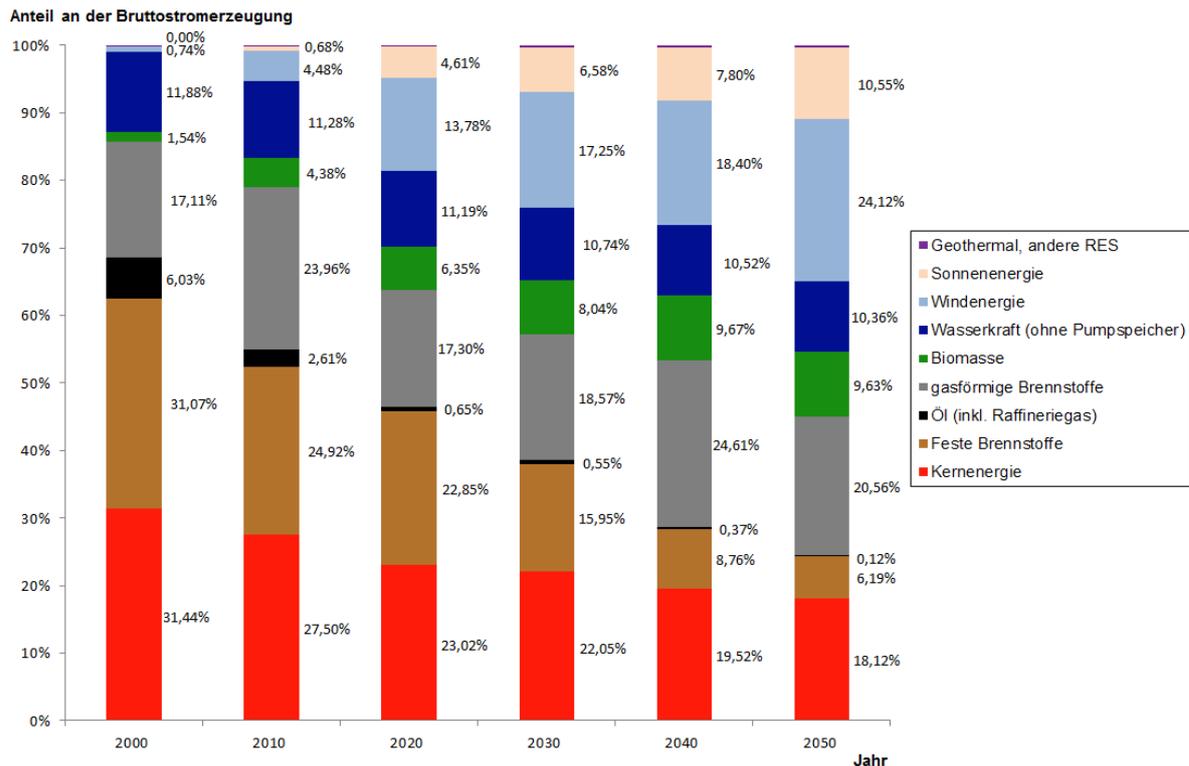


Abbildung 49: Anteile der Bruttostromerzeugung nach Erzeugungstechnologie in der EU nach Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016)

Bis zum Jahr 2050 werden in Europa viele Kernkraftwerke aufgrund der zunehmenden Alterung stillgelegt werden müssen (erreichen der Lebensdauer) oder entsprechende Nachrüstungsmaßnahmen müssen getroffen werden. Um weiterhin ausreichend elektrische Energie liefern zu können werden auch entsprechend viele neue Anlagen gebaut werden müssen.

Abbildung 50 zeigt die Annahmen des EU Referenz Szenarios 2016. Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten werden im Bereich der Kernkraftwerke in den Jahren 2031-40 mit einer Kapazität von 21 GW Nettoleistung angenommen. Zwischen 2041-50 sollen rund 30 GW Nettoleistung an Kernenergie ans Netz gehen. Laut des Szenarios sollen Nachrüstungs- und Erneuerungsmaßnahmen bei bestehenden Kernkraftwerken für rund 55 GW Nettoleistung zwischen 2021-2030 und 13 GW Nettoleistung zwischen 2031-2040 durchgeführt werden. Alle diese Daten geben die Gesamtheit der EU-28-Staaten wieder.

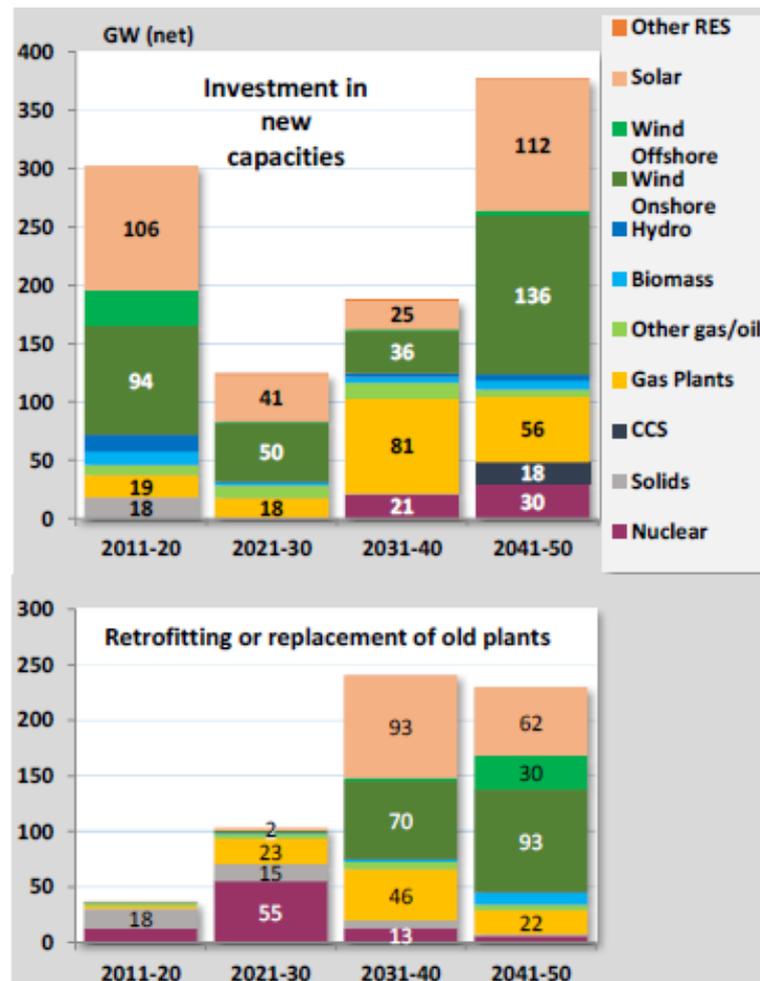


Abbildung 50: Investitionen für neue Erzeugungskapazitäten, Nachrüstung oder Ersatz von Altanlagen, EU Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016)

5.2.2 Länderspezifische Strategie

Um einen Überblick über die angenommenen Entwicklungen bezüglich der Kernenergie in den einzelnen EU-28-Staaten darzustellen wurden die Daten der erwarteten Netto-Erzeugungskapazitäten in MW_e in der Tabelle 21 dargestellt. Aus der Tabelle ist zu entnehmen, dass laut Referenzszenario 2016 im Jahr 2050 mit 12 Staaten zu rechnen ist, welche weiterhin Kernkraftwerke für die elektrische Stromerzeugung nutzen.

Diese Länder sind:

- Bulgarien
- Finnland
- Frankreich
- Litauen
- Polen
- Rumänien
- Schweden
- Slowakei
- Slowenien
- Tschechien
- Ungarn
- Vereinigtes Königreich

Tabelle 21: Netto-Erzeugungskapazität aus Kernenergie der EU-28-Staaten nach Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016)

Netto-Erzeugungskapazität in MW _e	Jahr										
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Belgien	5.920,92	5.920,92	5.920,92	3.906,92	5.054,92	3.040,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bulgarien	3.609,60	2.764,80	1.920,00	1.920,00	1.920,00	1.920,00	1.920,00	1.920,00	1.920,00	2.400,00	2.400,00
Dänemark	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Deutschland	21.644,16	20.656,32	20.656,32	12.188,16	6.907,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finnland	2.726,40	2.726,40	2.726,40	2.726,40	4.377,60	4.377,60	3.398,40	3.398,40	4.174,80	4.951,20	4.951,20
Frankreich	64.293,12	64.053,12	63.678,72	63.246,72	61.326,72	59.493,12	59.493,12	56.330,16	42.452,16	39.118,56	32.276,40
Griechenland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Irland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Italien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kroatien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lettland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Litauen	2.880,00	1.440,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.117,00	1.117,00	1.117,00	1.117,00	1.117,00
Luxemburg	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Malta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niederlande	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Österreich	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Polen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.300,00	4.950,00	6.600,00	8.250,00
Portugal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rumänien	672,00	672,00	1.344,00	1.414,00	1.414,00	2.828,00	2.828,00	2.828,00	2.828,00	2.828,00	2.828,00
Schweden	10.122,24	9.531,84	9.531,84	9.531,84	6.949,44	6.949,44	6.949,44	6.949,44	9.449,44	9.022,64	9.022,64
Slowakei	2.707,20	2.707,20	1.844,80	1.940,00	2.820,00	2.820,00	4.020,00	4.020,00	4.020,00	3.020,00	3.020,00
Slowenien	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	1.117,00	1.117,00
Spanien	7.869,40	7.869,40	7.844,80	7.398,80	7.398,80	7.398,80	7.398,80	7.398,80	3.181,30	0,00	0,00
Tschechien	1.958,40	4.006,08	4.006,08	4.006,08	4.006,08	4.006,08	4.006,08	5.206,08	6.406,08	7.116,48	6.847,68
Ungarn	1.920,00	1.920,00	1.920,00	1.960,00	1.960,00	3.221,00	4.482,00	3.522,00	3.692,00	3.692,00	3.692,00
Vereinigtes Königreich	12.086,44	11.376,04	10.027,20	9.374,00	8.884,00	7.811,00	13.107,00	11.922,00	12.352,00	14.002,00	17.302,00
Zypern	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUMME	139.594,88	136.829,12	132.606,08	120.797,92	114.203,76	105.050,96	109.904,84	108.611,88	97.242,78	94.984,88	92.823,92

Insgesamt wird für alle EU-28-Staaten zusammen die Netto-Kapazität aus Kernenergie im Jahr 2050 auf 92.823,92 MW_e sinken. Nur vom Jahr 2025 bis 2030 soll die Anlagenkapazität ein wenig steigen, ansonsten fällt diese im Vergleich zu der Zahl von fünf Jahren zuvor immer ab. Folgende Länder verfügen laut dem Szenario über keine stromproduzierenden Reaktoranlagen in der Zeit vom Jahr 2000 bis 2050:

- Dänemark
- Estland
- Griechenland
- Irland
- Italien
- Kroatien
- Lettland
- Luxemburg
- Malta
- Österreich
- Portugal
- Zypern

Den Ausstieg aus der Kernenergie sollen bis zum Jahr 2050 folgende Staaten laut Referenz-Szenario vollzogen haben:

- Belgien
- Deutschland
- Niederlande
- Spanien

Die Daten aus Tabelle 21 wurden in Abbildung 51 und Abbildung 52 für jene EU-28-Staaten, welche in der Zeit von 2000 bis 2050 über Stromerzeugung aus Kernenergie verfügen, grafisch dargestellt. Somit sind die einzelnen Trends überblicksmäßig ersichtlich. Die Nettokapazität in Belgien war im Jahr 2000 bis 2010 konstant, 2015 nahm diese deutlich ab, 2020 soll es wieder mehr sein, 2025 wird ein Rückgang erwartet und ab 2030 soll der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen sein. Bei Bulgarien ist das Maximum im Jahr 2000 zu erkennen, 2005 sowie 2010 erfolgte ein Rückgang, danach soll bis 2040 die Nettokapazität konstant bleiben. 2045 folgt ein Anstieg und bis 2050 bleibt die Anzahl dann konstant. In Deutschland ist vom Jahr 2010 auf 2015 eine deutliche Abnahme ersichtlich, diese ist auf den Unfall in Fukushima zurückzuführen. 2020 soll die Stromerzeugung aus Kernenergie weiter sinken und ab 2025 soll kein Atomstrom mehr von Deutschland produziert werden. Die Stromproduktionskapazität aus Kernkraftwerken wird von 2000 bis 2015 in Finnland als konstant angegeben, ab 2020 soll diese durch das neue EPR Kraftwerk steigen. 2030 soll die Kapazität wieder sinken und erst 2040 sowie 2045 steigen. Bei Frankreich ist eine sehr leichte Verringerung der Kernkraftwerkskapazitäten bis 2035 zu erkennen, danach erfolgt ein stärkerer Rückgang. 2010 betrug die installierte Nettoleistung noch 64.293,12 MW_e bis 2050 soll diese auf 32.276,40 MW_e sinken. Litauen betrieb im Jahr 2000 sowie 2010 noch Kernkraftwerke, ab 2015 liegt die Kapazität allerdings bei null. Es wird erwartet, dass ab 2030 wieder Strom aus Kernenergie geliefert werden soll und diese bis 2050 konstant bleibt. In den Niederlanden wird laut Referenz-Szenario im Jahr 2035 keine elektrische Energie mehr aus Kernkraftanlagen stammen.



Abbildung 51: Netto Erzeugungskapazität aus Kernenergie von einzelnen EU-28-Staaten nach Referenz-Szenario 2016, Teil 1 (EU R. S. 2016-2050, 2016)

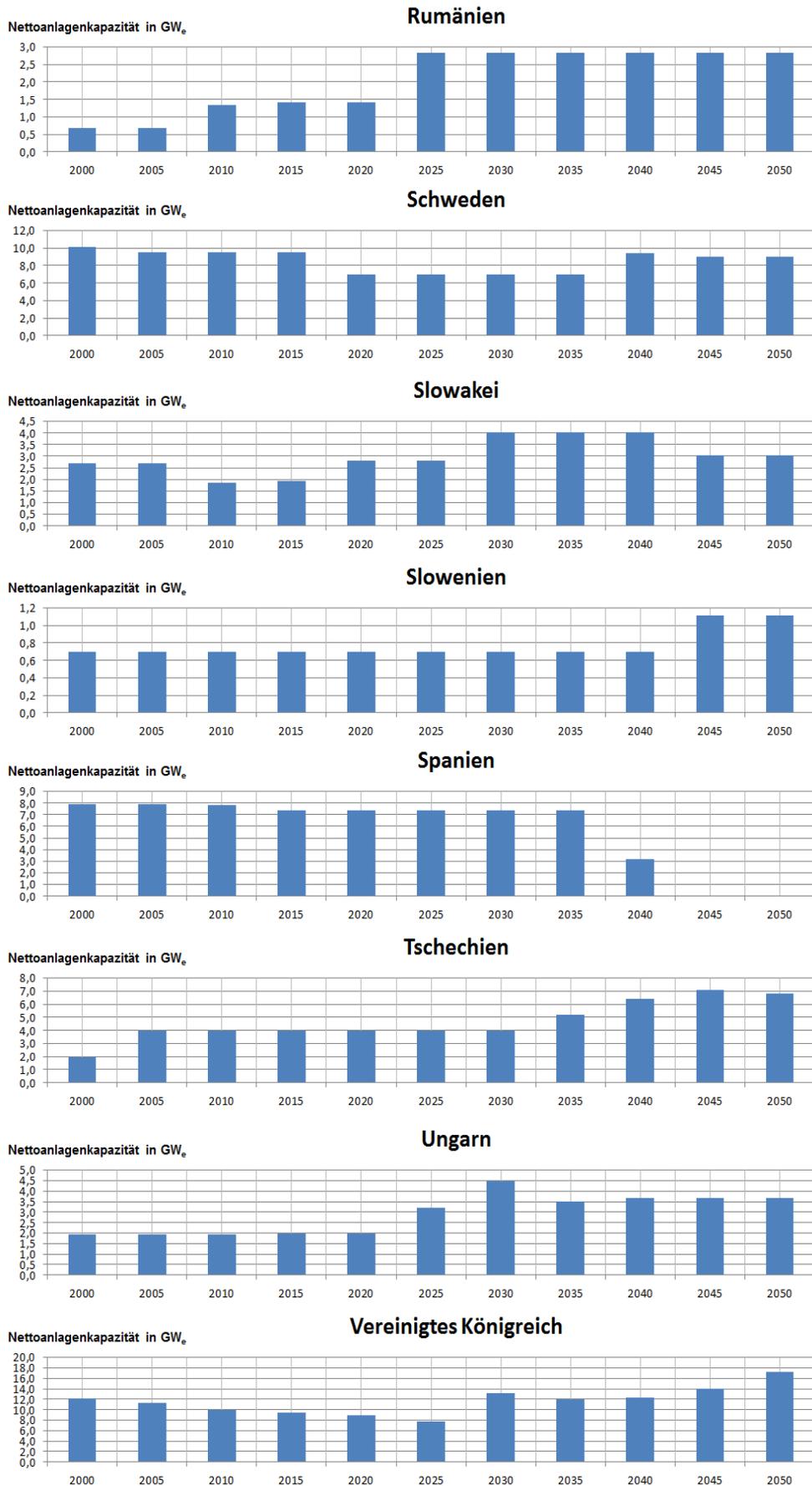


Abbildung 52: Netto Erzeugungskapazität aus Kernenergie von einzelnen EU-28-Staaten nach Referenz-Szenario 2016, Teil 2 (EU R. S. 2016-2050, 2016)

Polen soll ab 2035 in die Stromproduktion mittels Kernenergie einsteigen und bis 2050 die Anlagekapazitäten weiter ausbauen. In Rumänien war die Kapazität im Jahr 2000, sowie 2005 konstant, danach erfolgte ein deutlicher Sprung und bis 2020 soll dieses Niveau bleiben. 2025 erfolgt wieder ein deutliches Wachstum, ab dann bleibt die Kernkraftwerkskapazität gleich. Bei Schweden änderte sich von 2000 bis 2015 nicht sehr viel, danach erfolgt allerdings eine merkbare Verringerung der Erzeugungskapazität, welche bis 2035 konstant bleibt. Im Jahr 2040 wird wieder mit einer Erhöhung gerechnet und bis 2050 soll die installierten Anlagenleistung dann in gleicher Höhe bleiben. Die Nettoanlagenkapazität in der Slowakei im Jahr 2000 und 2005 betrug jeweils 2.707,20 MW_e, 2010 sowie 2015 sank diese. 2020 und 2025 soll sie wieder auf 2.820,00 MW_e steigen. Des Weiteren wird erwartet, dass 2030 bis 2040 der Höchststand erreicht wird und danach diese wieder abfällt. Slowenien verfügt über ein Kernkraftwerk mit einer Nettoleistung von 700,00 MW_e, ab 2045 soll die Kapazität an Kernenergie auf 1.117,00 MW_e steigen. Das Referenz-Szenario geht davon aus, dass in Spanien die Anlagenkapazität bis zum Jahr 2035 leicht fallen wird, danach erfolgt ein großer Rückgang und bereits im Jahr 2045 soll kein Atomstrom mehr produziert werden. In Tschechien ist ein zunehmender Ausbau der Kernenergie zu erkennen, dabei gibt es Zunahmen zwischen 2000 und 2005, sowie zwischen 2030 und 2045. Vom Jahr 2000 bis 2020 sollen in Ungarn die installierten Anlagenleistungen konstant bleiben, danach erfolgt eine Zunahme bis 2030. Dann kommt es zu einer deutlichen Abnahme (2035), sowie einer kleinen Zunahme (2040) und gleichbleibender Kapazität bis zum Jahr 2050. Der prognostizierte Verlauf der Kernkraftwerkskapazitäten im Vereinigten Königreich sieht vom Jahr 2000 bis 2025 eine sukzessiven Rückgang, gefolgt von einem deutlichen Zuwachs im Jahr 2030, eine erneute kleine Verringerung 2035 und eine Steigerung bis zum Jahr 2050 vor.

5.3 Bedeutung der Kernenergie in Großbritannien

Im Vereinigten Königreich sind derzeit (Stand Dezember 2016) 15 Kernkraftwerke in Betrieb, welche einen Anteil von etwa 21% der gesamten produzierten elektrischen Energie erzeugen. Allerdings soll fast die Hälfte der Kapazitäten bis zum Jahr 2025 stillgelegt werden. In der Tabelle 22 sind diese Kernkraftwerke und wichtige Daten der Anlagen aufgelistet. Großbritannien verfügt über alle nötigen Anlagen für die Brennstoffherstellung inklusive der Wiederaufbereitung. Es erfolgt ein gründlicher Bewertungsprozess für neue Anlagen in Bezug auf das Reaktordesign sowie die Standorte. Der Stromerzeugungssektor wurde privatisiert und der Strommarkt liberalisiert, daher entstehen bei der Kapitalinvestition für neue Anlagen Probleme. Es wird erwartet, dass die ersten neuen Kernkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von ca. 19 GW noch vor 2025 ans Netz gehen können. Ein weiteres Ziel der Regierung ist es, dass bis zum Jahr 2030 neue Anlagen mit einer Gesamtleistung von 16 GWe Energie ins Netz liefern. Zwei der drei Hauptprojekte von neuen Kernkraftwerken sehen eine Beteiligung des Kernkraftwerkherstellers vor. (world-nuclear NP UK, 2017)

Seit dem Jahr 2008 verfolgt die Energiepolitik im Vereinigten Königreich das Ziel die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Im November 2015 wurden neue Prioritäten der Energiepolitik von der Regierung gesetzt damit die mit Kohle betriebenen Kraftwerke schrittweise ersetzt werden. Es wurde der Bau von neuen gasbetriebenen Kraftwerken, das größere Vertrauen auf die Kernenergie und Offshore-Windkraftanlagen beschlossen. (world-nuclear NP UK, 2017)

Tabelle 22: Kernkraftwerke in Betrieb im UK, Stand Dezember 2016 (world-nuclear NP UK, 2017)

Anlagenbezeichnung	Anlagentyp	Derzeitige Kapazität	Ursprüngliche Kapazität	Erwartete Stilllegung
-	-	in MW _e	in MW _e	im Jahr
Dungeness B 1&2	AGR	2 x 520	1.983 & 1.985	2028
Hartlepool 1&2	AGR	595, 585	1.983 & 1.984	2024
Heysham I 1&2	AGR	580, 575	1.983 & 1.984	2024
Heysham II 1&2	AGR	2 x 610	1.988	2030
Hinkley Point B 1&2	AGR	475, 470	1.976	2023
Hunterston B 1&2	AGR	475, 485	1.976 & 1.977	2023
Torness 1&2	AGR	590, 595	1.988 & 1.989	2030
Sizewell B	PWR	1.198	1.995	2035
Gesamt: 15 Anlagen		8.883 MW_e		

Es ist zu erkennen, dass die AGR Kernkraftwerke mit deutlich verringerter Kapazität betrieben werden. Ursprünglich war geplant eine ganze Reihe von Druckwasserreaktoren zu bauen und somit sollte die Anlage Sizewell B nur der Beginn dieser Kraftwerksreihe werden. Jedoch wurden diese Pläne in den 1990er Jahren aufgegeben. Seit 2006 änderte sich die Meinung zum Bau eines neuen Kernkraftwerks wieder. Die Regierungspolitik in England und Wales unterstützt seit dem die Idee von neuen Kernkraftwerken, welche vom privaten Sektor finanziert und gebaut werden sollen. Die Kernbrennelemententsorgungs- und Stilllegungskosten der Kernkraftwerke sollen nach der internationalen Industrienorm festgelegt werden. (world-nuclear NP UK, 2017)

Um den Bau von neuen Kernenergiekraftwerken zu erleichtern wurden von der Regierung seit 2006 folgende Maßnahmen ergriffen (world-nuclear NP UK, 2017):

- Rationalisierung des Planungsprozesses
- Durchführung strategischer Standortbewertungen und Umweltbeeinflussungsbewertungsverfahren zur Ermittlung sowie Bewertung geeigneter Standorte für neue Kernkraftwerke
- Sicherstellung, dass die zuständigen Behörden für die Vorlizenzierung von Konstruktionsdesigns für Neubauprojekte gut vorbereitet sind
- Schaffung einer Strommarktreform zur Ermöglichung von langfristigen Stromkaufverträgen und eines Kapazitätsmarktes
- Die Gesetzgebung zur Sicherstellung der Stilllegungs- und Abfallentsorgungskosten aus den operativen Einnahmen
- Stärkung oder Ergänzung des EU-Emissionshandelssystems

Nach der Abstimmung des Referendums Mitte 2016 und dem Beschluss die EU zu verlassen, wurde das Ministerium für Energie und Klimawandel (DECC) abgeschafft. Dafür wurde die britische Energiepolitik auf die neue Abteilung für Wirtschaft, Energie und industrielle Strategie (BEIS) übertragen. Diese Behörde bestätigt weiter die Priorität des Baus neuer Atomkraftwerke. Nur kurze Zeit später wurde im Zusammenhang mit der schlussendlichen Genehmigung der Regierung des Hinkley Point C Projekts eine neue gesetzliche Bedingung beschlossen. Dabei verfügt die Regierung über einen kontrollierenden speziellen Anteil an wichtigen Infrastrukturprojekten einschließlich des

Kernenergiesektors und anderen wichtigen Wirtschaftsbereichen. (world-nuclear NP UK, 2017)

5.3.1 Pläne für neue Kernkraftwerke

In Tabelle 23 wird eine Übersicht über geplante und in Zukunft mögliche Kernkraftwerksprojekte im Vereinigten Königreich gegeben.

Tabelle 23: geplante und vorgeschlagene Kernkraftwerke im UK (world-nuclear NP UK, 2017)

Befürworter	Ort	Typ	Bruttoleistung	Baubeginn	Inbetriebnahme
-	-	-	in MW_e	im Jahr	im Jahr
EDF Energy	Hinkley Point C-1	EPR	1.670	2019	2026
	Hinkley Point C-2	EPR	1.670	2020	2027
EDF Energy	Sizewell C-1	EPR	1.670?		?
	Sizewell C-2	EPR	1.670?		?
Horizon	Wylfa Newydd 1	ABWR	1.380	2019	2025
Horizon	Wylfa Newydd 2	ABWR	1.380	2019	2025
Horizon	Oldbury B-1	ABWR	1.380		Ende 2020er
Horizon	Oldbury B-2	ABWR	1.380		Ende 2020er
NuGeneration	Moorside 1	AP1000	1.135	2019 ?	Ende 2025
NuGeneration	Moorside 2	AP1000	1.135		2026 ?
NuGeneration	Moorside 3	AP1000	1.135		2027 ?
China General Nuclear	Bradwell B-1	Hualong One	1.150		
China General Nuclear	Bradwell B-2	Hualong One	1.150		
geplant & vorgeschlagen	Gesamt: 13 Anlagen		Gesamt: 17.900 MW_e		
<i>GE Hitachi</i>	<i>Sellafield</i>	<i>2 x PRISM</i>	<i>2 x 311</i>		
<i>Candu Energy</i>	<i>Sellafield</i>	<i>2 x Candu EC6</i>	<i>2 x 740</i>		

Es werden zwei Kernkraftwerke des Typ EPR und zwei des Typ ABWR als geplant mit insgesamt 6.100 MWe sowie neun Einheiten als vorgeschlagen mit insgesamt 11.800 MWe angegeben. Die beiden Optionen mit den Typen PRISM und Candu EC6 für Sellafield sind Alternativen für einen Betrieb mit Plutonium. (world-nuclear NP UK, 2017)

5.3.2 Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke

Im Vereinigten Königreich gibt es die Möglichkeit einer Laufzeitverlängerung von bestehenden Kernkraftwerken. Wird aus kommerziellen Gründen vom Anlagenbetreiber ein Antrag auf eine Laufzeitverlängerung gestellt, so erfolgt die Bewertung vom Amt für nukleare Regulation im Rahmen einer zehn Jahre Sicherheitsüberprüfung. Wird die Anlage für Unsicher gehalten, so ist eine umgehende Abschaltung die Folge. (world-nuclear NP UK, 2017)

EDF Energy plant eine Laufzeitverlängerung von durchschnittlich acht Jahren für die in Betrieb befindlichen AGR Anlagen. Eine siebenjährige Verlängerung für Hinkley Point B 1&2 und Hunterston B 1&2 wurde im November 2012, sowie eine fünfjährige Verlängerung für Hartlepool 1&2 wurde im November 2013 verkündet. Etwa 150 Millionen Pfund wurden für die Vorbereitung einer Betriebsverlängerung für zehn Jahre bis zum Jahr 2028 für Dungeness benötigt. Im Februar 2016 wurde eine fünfjährige Verlängerung der Betriebsdauer bis 2024 für Heysham I und Hartlepool, sowie eine siebenjährige Betriebserlaubnisverlängerung für Heysham II und Torness bis zum Jahr 2030 bekannt gegeben. (world-nuclear NP UK, 2016)

Bei den Anlagen in Hunterston B und Hinkley Point B wird die Alterung der Graphitblöcke, welche als Moderator dienen, sorgfältig überwacht. Diese Verschleißerscheinung ist bereits Nahe an einem besorgniserregenden Zustand und eine Herabsetzung der Betriebsdauer bzw. eine fortzeitige Stilllegung bei Bedarf kann jederzeit durchgeführt werden. Die anderen Kernreaktoren werden seltener einer Prüfung unterzogen. Es werden seitens EDF Energy jährlich rund 600 Millionen Pfund für die Aufrüstung und Sicherstellung des Betriebs von acht Kernkraftwerken investiert. Diese Ausgaben werden durch die Schaffung des neuen Kapazitätsmarktes unterstützt. Vom Unternehmen wird eine insgesamt 20 jährige Betriebserlaubnisverlängerung für die Anlage Sizewell B erwartet, sodass diese eine Stromerzeugungsdauer von 60 Jahren, wie bei ähnlichen US-PWR Anlagen, erreicht wird. Im Jänner 2015 wurde eine zehnjährige Verlängerungsgenehmigung bis zum Jahr 2025 stattgegeben. (world-nuclear NP UK, 2017)

5.3.3 Hinkley Point C

Zwei Kernreaktoren vom Typ EPR am Standort Hinkley Point C sind in Somerset geplant. Es bestehen Pläne zwei weitere EPR Reaktoren am Standort Sizewell in Suffolk zu bauen. Die Genehmigung für die Anlage Hinkley Point C wurde im Oktober 2011 von EDF Energy eingebracht. Im März 2013 erfolgten die Umweltgenehmigungen zum Anlagenbetrieb sowie die Baugenehmigung. Im Juni 2013 wurde von der Regierung bekanntgegeben, dass eine Kreditgarantie von bis zu 10 Milliarden Pfund für das Hinkley Point C Projekt unter bestimmten Voraussetzungen möglich wäre. Ein Angebot über eine Darlehensbürgschaft von zwei Milliarden Pfund und bei Erfüllung von gewissen Kriterien von noch mehr, wurde im September 2015 angekündigt. Es wurde ein so genannter „contract for difference“ angefertigt, welcher einen fixen Stromabnahmetarif („strike price“) von 89,50 €/MWh auf die ersten 35 Jahre vorsieht. Auch Vergütungen im Falle von Stromverkaufsausfällen aufgrund von Problemen des nationalen Leitungsnetzes sind vorgesehen. Die Unterstützungsmechanismen wurden von der EU abgesegnet. Aus der nötigen Unterstützung der Anlage über die ersten 35 Jahre zeigt sich ein nicht funktionierendes Marktsystem. Es wurde eine Untersuchung in Auftrag gegeben und so änderte sich die

Projektfinanzierung schließlich. Die Aval-Gebühr vom Entwickler wurde an das britische Finanzministerium gezahlt. Wenn die Gesamtertragsrendite des Betreibers den zum Entscheidungszeitpunkt geschätzten Zinssatz übersteigt, dann werden alle neu entstehenden Gewinne mit der öffentlichen Stelle, welche für den 35 jährigen Stromabnahmepreis verantwortlich ist, geteilt. Dieser Mechanismus ist über die gesamte Nutzungsdauer von 60 Jahren anzuwenden. Sollten die tatsächlichen Baukosten geringer als die geschätzten Baukosten ausfallen und sich so zusätzliche Gewinne ergeben, werden diese entsprechend aufgeteilt. Im Oktober 2015 wurde ein Investitionsabkommen zwischen EDF und der „China General Nuclear Corporation“ kurz „CGN“ unterzeichnet. Die CGN übernimmt einen Anteil von 33,5% und EDF zunächst 66,5%, mit einer Aussicht die Beteiligung am Projekt auf bis zu 50% zu kürzen. Daraus ergab sich die gemeinsame Firma „Nuclear New Builds Generation Co (NNB)“ welche der Eigentümer der großbritannischen Kernkraftwerke in Hinkley Point C wird. Im Juli 2016 wurde seitens EDF ein Beschluss zur Fortführung des Projektes unterfertigt und der Baubeginn mit Mitte 2019 angesetzt. Die britische Regierung verzögerte das Projekt, da diese angab es bis September endgültig zu bewerten. Nach sieben Wochen Bedenkzeit gab die Regierung schließlich die Zustimmung, nachdem eine neue Vereinbarung mit EDF erreicht wurde. Dabei wurde erreicht, dass die Regierung im Stande sei, den Verkauf von Beteiligungen seitens EDF vor der Fertigstellung der Kernkraftwerke zu unterbinden. Diese Vereinbarung wurde Ende September 2016 unterzeichnet, sowie ein Vertrag zwischen NNB und Areva für zwei EPR Dampferzeugungssysteme und zwei I&C Systeme (Planung, Lieferung, Inbetriebnahme). Des Weiteren wurde von NNB ein langfristiger Brennstofflieferungsvertrag mit Areva unterzeichnet. (world-nuclear NP UK, 2017)

Die Experten von EDF erwarten, dass der erste Reaktor in Hinkley Point C bereits 2026 in Betrieb gehen kann. Laut Angaben von der britischen Regierung und EDF könnten bis zu 57% der benötigten Bauarbeiten von Unternehmen aus dem Vereinigten Königreich übernommen werden. Dieses Projekt kann bis zu 25.000 Menschen beschäftigen, wobei der Höchstwert mit bis zu 5.600 Arbeitsplätzen auf der Baustelle angegeben wird. Mit einer Schaffung von insgesamt bis zu 900 permanenten Arbeitsplätzen in beiden Kernkraftwerken kann gerechnet werden. Auch auf der Netzebene müssen zur Anbindung der neuen Kraftwerke und zur sicheren Energieversorgung entsprechende Arbeiten erfolgen. Es werden rund 56 km eines 400 kV-Systems, wobei acht km davon unterirdisch erfolgen, gebaut. Ein bestehendes 132 kV-System muss angepasst werden und etwa 67 km Freileitungen ausgetauscht, wobei zehn km unterirdisch verlegt werden. (world-nuclear NP UK, 2016)

Alle Baurisiken tragen EDF und seine Partner. Die Investition von China ist als Grundstein von möglichen zukünftigen chinesischen Kernkraftwerken im Vereinigten Königreich zu sehen. In Folge der Hinkley Point C Vereinbarung zwischen EDF und CGN wurde auch eine Partnerschaft zur Entwicklung neuer Kernkraftwerke bei Sizewell und Bradwell unterzeichnet. (world-nuclear NP UK, 2017)

5.4 Allgemeine finanzmathematische Grundlagen

5.4.1 Zeitwert, Aufzinsen, Abzinsen und Barwert des Geldes

Um die Wirtschaftlichkeit eines Projektes bewerten zu können, müssen alle Einnahmen und Ausgaben mit dem jeweiligen Zahlungszeitpunkt erfasst werden, denn nicht nur die Höhe einer Zahlung, sondern auch ihre Fälligkeit ist ausschlaggebend. Eine angelegte Geldsumme kann sich durch die Zinsen im Laufe der Jahre erhöhen bzw. Zahlungen zu einem späteren Zeitpunkt sind zum heutigen Zeitpunkt entsprechend dem Wert der Verzinsung geringer. Diese Eigenschaft wird als „Zeitwert einer Zahlung“ oder im Englischen als „time value of money“ bezeichnet. (Panos Konstantin, 2013)

Eine gängige Möglichkeit ist es die Zinsen am Ende jeder Zinsperiode dem Kapital hinzu zu fügen und daher kommt es zu einem neuen höheren Kapitalwert. Somit entstehen dann Zinseszinsen, also Zinsen auf den neuen Kapitalwert. Dies führt zu einem exponentiellen Wachstum des angelegten Kapitals. Daher erhält diese Methode den Namen „exponentielle nachschüssige Verzinsung“. (Panos Konstantin, 2013)

Zukünftige Werte einer Zahlung werden durch das „Aufzinsen“ oder „Akkumulieren“ bei einer Verzinsung am Ende der Zinsperioden folgend ermittelt (Panos Konstantin, 2013):

$$K_n = K_0 \cdot (1 + i)^n = K_0 \cdot q^n \quad (5.1)$$

Der heutige Wert einer zukünftigen Zahlung wird durch das „Abzinsen“ oder „Diskontieren“ bei einer Verzinsung am Ende der Zinsperioden folgend ermittelt (Panos Konstantin, 2013):

$$K_0 = \frac{K_n}{(1 + i)^n} = \frac{K_n}{q^n} \quad (5.2)$$

Verwendete Größen:

K_0	Heutiger Zahlungswert
K_n	Zukünftiger Zahlungswert
i	Zinssatz, als absoluter Wert
q	Aufzinsungsfaktor bzw. Abzinsungsfaktor
n	Zeit in Jahren

Nur wenn die einzelnen Zahlungen auf den Bezugspunkt auf- oder abgezinst werden, können diese miteinander verglichen und addiert bzw. subtrahiert werden. Der Wert der Zahlung zum Bezugszeitpunkt wird Barwert genannt. (Panos Konstantin, 2013)

Mit dem Kalkulationszinssatz werden alle vor dem Bezugszeitpunkt auftretenden Zahlungen aufgezinst und alle nach dem Bezugszeitpunkt auftretenden Zahlungen abgezinst. In der Abbildung 53 wird dieser Diskontierungsvorgang graphisch zur besseren Verständlichkeit dargestellt. (Heinz Stigler, WS 2002/03)

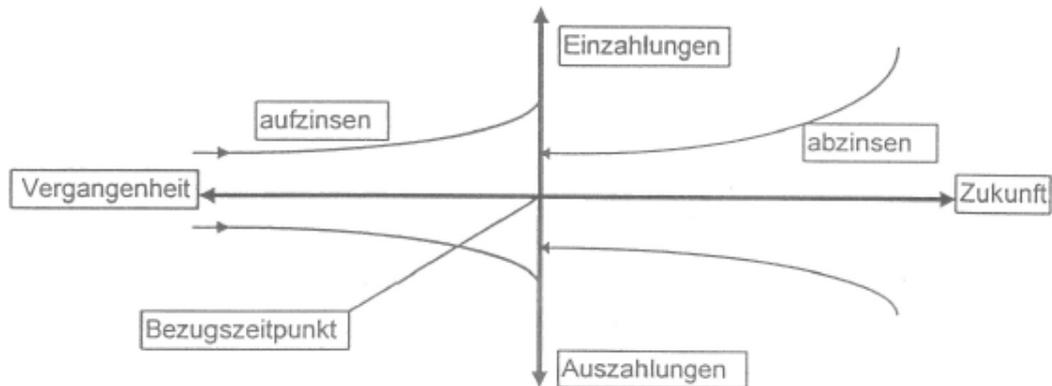


Abbildung 53: Veranschaulichung der Diskontierung von Ein- und Auszahlungen auf den Bezugszeitpunkt (Heinz Stigler, WS 2002/03)

5.4.2 Zinssatz, Inflation, nominaler und realer Zinssatz

Der Zinssatz gibt die Kosten für geborgtes oder investiertes Kapital an und wird zumeist als Prozentsatz pro vereinbarte Periode angegeben. Als „nominaler Zinssatz“ wird der Zinssatz welcher die durchschnittliche jährliche Inflation, die real erwartete Rendite und die eventuelle Risikogebühr beinhaltet bezeichnet. Vom „realen Zinssatz“ wird gesprochen, wenn der Zinssatz die Inflationsrate nicht berücksichtigt. Zum Erhalt des realen Zinssatzes aus dem Nominalen wird in der Finanzmathematik die Inflationsbereinigung durch Division folgend berechnet (Panos Konstantin, 2013):

$$q_r = \frac{1 + i_n}{1 + j} = \frac{q_n}{p} \quad (5.3)$$

$$q_r = 1 + i_r \quad (5.4)$$

$$i_r = \frac{1 + i_n}{1 + j} - 1 \quad (5.5)$$

Dies bedeutet natürlich auch, dass durch die Umformung der Formel (5.5) der nominale Zinssatz aus dem realen Zinssatz wie folgend berechnet werden kann:

$$i_n = (i_r + 1) \cdot (1 + j) - 1 \quad (5.6)$$

Verwendete Größen:

- i_n Nominaler Zinssatz, als absoluter Wert
- i_r Realer Zinssatz, als absoluter Wert
- q_n Nominaler Zinsfaktor, als absoluter Wert
- q_r Realer Zinsfaktor, als absoluter Wert
- j Inflationsrate, als absoluter Wert
- p Inflationsfaktor, als absoluter Wert

Investitionsrechnungen können prinzipiell auf zwei unterschiedliche Arten erfolgen (Panos Konstantin, 2013):

- Nominale Berechnung: Inflationsbehaftete Zahlungen und Barwertbildung mit Hilfe des nominalen Zinssatzes.
- Reale Berechnung: Inflationsbereinigte Zahlungen und Barwertbildung mit Hilfe des realen Zinssatzes.

Beide Methoden weisen am Ende den gleichen Barwert auf, sofern der Realzinssatz bzw. Nominalzinssatz mit Formel (5.5) bzw. (5.6) richtig berechnet wurde. (Panos Konstantin, 2013)

5.4.3 Kapitalwertmethode

Die Kapitalwertmethode kann als Grundlage aller anderen dynamischen Verfahren zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit gesehen werden. Eine dynamische Berechnung bedeutet die Diskontierung aller Zahlungen auf einen bestimmten Zeitpunkt unabhängig ob eine nominale oder reale Betrachtungsweise gewählt wird. Ziel ist es einen Kapitalwert zu erhalten, welcher die Differenz der Barwerte von allen Einnahmen und Ausgaben innerhalb der gesamten Nutzungsdauer darstellt. Meistens wird der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage als Bezugszeitpunkt gewählt und alle Zahlungen auf diesen bezogen. Alle Einnahmen oder Ausgaben die vor diesem Bezugszeitpunkt anfallen werden entsprechend dem Kalkulationszinssatzes aufgezinst, bzw. alles nachher wird abgezinst. Es werden alle Zahlungsströme während der einzelnen Jahre immer am Ende des betreffenden Jahres angenommen. Bei großen Projekten kann sich die Projektbauzeit auf mehrere Jahre belaufen und so fallen die Investitionsausgaben aufgeteilt in Raten an. Schließlich gibt der erhaltene Kapitalwert über die Wirtschaftlichkeit Auskunft. Bei einem positiven Kapitalwert ist die Investition wirtschaftlich, das bedeutet also eine absolute Wirtschaftlichkeit. Sollten mehrere Varianten zu Verfügung stehen, so ist jene mit dem höchsten Kapitalwert die relativ wirtschaftlichste Investition. (Panos Konstantin, 2013)

Der Kapitalwert zum Bezugszeitpunkt kann folgend berechnet werden (Panos Konstantin, 2013):

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{E_t - A_t}{q^t} \quad (5.7)$$

$$q = 1 + i \quad (5.8)$$

Verwendete Größen:

K_0	Kapitalwert zum Bezugszeitpunkt
I_0	Investitionsausgaben inklusive aller Bauzinsen zum Bezugszeitpunkt
E_t	Einnahmen am Ende des entsprechenden Jahres t
A_t	Ausgaben am Ende des entsprechenden Jahres t
q	Diskontierungsfaktor, als absoluter Wert
i	Kalkulatorischer Zinssatz, als absoluter Wert
t	Jeweiliges Jahr
n	Kalkulatorische Nutzungsdauer, Jahre in Betrieb

5.4.4 Annuitätenmethode

Es werden bei der Annuitätenmethode die Zahlungen in gleich hohe jährliche Raten aufgeteilt, welche Annuitäten genannt werden. Für diesen Vorgang wird der Barwert der Zahlungsreihe mit dem Annuitätsfaktor multipliziert. Ermitteln lässt sich der Annuitätsfaktor wie in Formel (5.9) beschrieben und ist der Kehrwert des Rentenbarwertfaktors. (Panos Konstantin, 2013)

$$a_n = \frac{1}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{q^t}} = \frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} \quad (5.9)$$

Verwendete Größen:

a_n	Annuitätsfaktor
q	Diskontierungsfaktor, als absoluter Wert
i	Kalkulatorischer Zinssatz, als absoluter Wert
t	Jeweiliges Jahr
n	Kalkulatorische Nutzungsdauer, Jahre in Betrieb

Im Programm Excel kann die Annuität bzw. der Annuitätsfaktor mit der „RMZ“-Funktion berechnet werden. (Panos Konstantin, 2013)

Bei mehreren Investitionsalternativen kann die Kapitalwertmethode nur bei gleichen Nutzungsdauern der verschiedenen Varianten als Entscheidungsgrundlage dienen. Der erwirtschaftete Kapitalwert ist in Abhängigkeit der Nutzungsdauer zu sehen. Eine Division des berechneten Kapitalwertes durch die Nutzungsdauer liefert noch keinen guten Vergleich zu anderen Projekten, da die Betriebszeiten nicht übereinstimmen. Jedoch wenn der Kapitalwert mit dem Annuitätsfaktor multipliziert und somit die Annuität berechnet wird, kann ein Vergleich zwischen unterschiedlichen Alternativen erfolgen. (Heinz Stigler, WS 2002/03)

5.4.5 Interner Zinsfuß

Bei der „internen Zinsfuß-“ oder „internen Zinssatz-“ Methode wird der Zinssatz ermittelt bei dem der Kapitalwert zu Null wird. Ist der interne Zinsfuß oder im Englischen als „Internal Rate of Return“ bezeichnet, größer bzw. gleich dem geforderten Mindestzinssatz, so kann die Investition getätigt werden und gilt als wirtschaftlich. (Panos Konstantin, 2013)

Eine analytische Lösung des Problems ist sehr aufwendig und nur iterativ möglich. Daher wurde in der Praxis oftmals für zwei verschiedene Zinssätze das Beispiel berechnet, die Ergebnisse graphisch dargestellt und der interne Zinsfuß näherungsweise, wie in Abbildung 54 ermittelt.

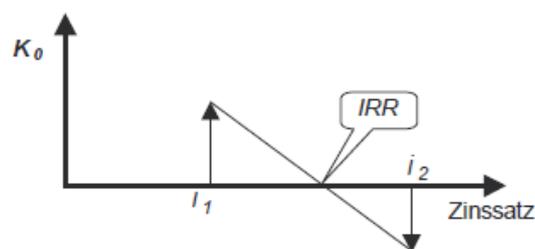


Abbildung 54: Graphische, näherungsweise Ermittlung des internen Zinsfußes (Panos Konstantin, 2013)

In der heutigen Zeit kann mit Programmen wie z.B. Excel die Ermittlung des internen Zinsfußes schnell und einfach erfolgen. In Excel gibt es die so genannte Zielwertfunktion, die es ermöglicht eine Variable zu definieren, welche dann so verändert wird, dass eine bestimmte Bedingung erfüllt wird. Zuerst muss dafür die Kapitalwertmethode ausgeführt werden. Dann wird der Zinssatz als zu verändernde Variable angegeben und als Bedingung wird der Kapitalwert auf den Wert Null gesetzt. Somit ermittelt das Programm nach kurzer Rechenzeit eine Lösung des Problems. (Panos Konstantin, 2013)

5.4.6 Sensitivitätsanalyse

Da die Ergebnisse einer Investitionsrechnung nur bei exakten Daten zutreffen, aber Prognosen für die Zukunft in einem gewissen Bereich variieren, ist es sinnvoll die Auswirkung einer Änderung eines Parameters zu kennen. Dazu wird bei der Sensitivitätsanalyse durch Änderung eines Parameters das zugehörige neue Berechnungsergebnis bestimmt. Als Ergebnis können der Kapitalwert, der interne Zinsfuß oder andere wichtige Wirtschaftlichkeitskriterien dienen. So ist zu erkennen wie heftig die Reaktion auf die Eingabeparameteränderung ist und welche Daten die Analyse besonders stark beeinflussen. (Pauritsch, 2009)

5.4.7 Durchschnittlich diskontierte Stromentstehungskosten

Zumeist ist das Ziel einer Investitionsanalyse nicht die Kapitalwerte der verschiedenen Alternativen, sondern die durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten (im Englischen als „Levelized Electricity Cost“ kurz „LEC“ bezeichnet) zu ermitteln. Die Stromentstehungskosten werden dabei als Mittelwert über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage berechnet. Die Formel (5.10) ergibt sich aus den Kapitalwertgleichungen und kann zu Formel (5.11) umgeformt werden. (Panos Konstantin, 2013)

$$\sum_{t=1}^n c_m \cdot \frac{W_{el}}{q^t} = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{q^t} \quad (5.10)$$

$$c_m = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{q^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W_{el}}{q^t}} \quad (5.11)$$

Verwendete Größen:

c_m	Durchschnittlich diskontierte Stromentstehungskosten
W_{el}	Produzierte elektrische Nettoenergie (verkaufte Strommenge) des jeweiligen Jahres
I_0	Investitionsausgaben inklusive aller Bauzinsen zum Bezugszeitpunkt
A_t	Ausgaben am Ende des entsprechenden Jahres t
q	Diskontierungsfaktor, als absoluter Wert
i	Kalkulatorischer Zinssatz, als absoluter Wert
t	Jeweiliges Jahr
n	Kalkulatorische Nutzungsdauer, Jahre in Betrieb

5.5 Investitionsrechnungen am Beispiel EPR in Großbritannien

5.5.1 Setting EPR in Großbritannien

Mit Hilfe einer Literaturrecherche wurde ein Setting für die Berechnungen entsprechend Tabelle 24 ermittelt. Als Vorlage für die gewählten Daten dienten folgende Quellen, welche im Anhang in tabellarischer Form zu finden sind:

- (Parsons Brinckerhoff, 2013)
- (Parsons Brinckerhoff, 2011)
- (Mott MacDonald, 2010)
- (Panos Konstantin, 2013)
- (Leigh|Fisher, 2016)

Tabelle 24: Ausgewähltes Setting für die Berechnung, Referenz-Szenario

Zeitparameter		
Position	Einheit	Wert
Vorlaufprojektzeit	Jahre	6
Bauzeit	Jahre	8
Stromerzeugungsdauer (Lebensdauer)	Jahre	60
Kreditlaufzeit	Jahre	30
Strompreisvergütungsdauer	Jahre	35
Projektparameter		
Position	Einheit	Wert
elektrische Nettoleistung	MW _e	1.600
durchschnittliche Verfügbarkeit	%	90,00
durchschnittlicher Lastfaktor	%	100,00
Vorlaufprojektkosten, Technisch und Design	€/kW	540,54
Behörde + Genehmigung + Öffentliche Prüfungen	€/kW	4,45
Anlagebaukosten	€/kW	5.558
Infrastrukturkosten	€	17.550.000
Fixe Betriebs- und Wartungskosten	€/MW/Jahr	84.240
Variable Betriebs- und Wartungskosten	€/MWh	3,04
Kernbrennstoffentsorgungskosten	€/MWh	1,46
Kraftwerksrückbaukostenfond	€/MWh	0,99
Versicherung	€/MW/Jahr	11.700
Netznutzungsentgelte für Anschluss und Übertragungsnetz	€/MW/Jahr	8.715
Strompreisvergütung (Fixpreis = Subvention)	€/MWh	104,72
Inflationsrate	-	2,00%
Fremdkapital in Prozent vom Gesamtkapital	-	80,00%
Zinssatz für Fremdkapital	-	3,00%
Realer kalkulatorischer Zinssatz	-	2,00% bzw. 5,39%
Strompreis (Börse)	€/MWh	52,65

Anmerkung: Währungskurs mit 1 £ entspricht 1,17 €

Der Abnahmestrompreis und die Dauer der fixen Einspeisevergütung wurden aufgrund des „Contract for Difference for Hinkley Point C“ (CfD UK, 2016) ermittelt. Nach der Vergütungsdauer von 35 Jahren wurde der Erlös aus der Stromerzeugung mit einem Wert von umgerechnet 52,65 €/MWh beziffert. Dieser Wert wurde auf Basis des derzeitigen durchschnittlichen Börsenstrompreises für Großbritannien angenommen (Energy UK Report, 2016). Die Inflationsrate wurde aufgrund langjähriger Statistiken mit 2% angenommen (statista Inflation, 2017). Der Zinssatz für das Fremdkapital wurde mit 3% herangezogen, da es sich um einen staatlich gesicherten Kredit handelt und laut (Panos Konstantin, 2013) die Renditen längerfristiger staatlicher Schuldverschreibungen als Anhaltspunkt für die Entwicklung von Zinsen ohne Risikozuschlag dienen können.

In der verwendeten Literatur wurden alle Werte in £ angegeben, daher erfolgte eine Umrechnung aller Beträge in €. Laut Kursdatum vom 05.01.2017 entspricht 1£ einem Betrag von 1,17€ (finanzen, 2017).

➤ **Goldene Regel der Kapitalakkumulation**

Der reale kalkulatorische Zinssatz beträgt 2%. Diese Annahme wird mit der „Goldenen Regel der Kapitalakkumulation“ begründet.

Die besagt, dass ein optimales Wachstum einer Volkswirtschaft bezogen auf den Konsum aufgrund eines Gleichgewichts von Wachstumsrate der Produktion und Realzinsniveau zurück zu führen ist. (Olah et al., 2008)

In Formel (5.12) wird der Zusammenhang für ein optimales Volkswirtschaftswachstum übersichtlich dargestellt.

$$r = g \tag{5.12}$$

Verwendete Größen:

- r Realzinssatz
- g Wachstumsrate der Produktion

➤ **Weighted Average Cost of Capital (WACC)**

Des Weiteren wurden die Berechnungen nochmals mit einem nominalen kalkulatorischen Zinssatz von 7,5%, in Bezug auf den Weighted Average Cost of Capital (WACC), durchgeführt¹. Bei einer Inflationsrate von 2% ergibt sich nach der Formel (5.5) ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%.

In Formel (5.13) wird die Berechnung des WACC dargestellt. (D'haeseleer, 2013)

$$WACC = r_{debt} \cdot \left(\frac{D}{V}\right) \cdot (1 - t_c) + r_{equity} \cdot \left(\frac{E}{V}\right) \tag{5.13}$$

Verwendete Größen:

- r_{debt} Zinssatz für Fremdkapital
- r_{equity} Erwartete Renditenrate die erreicht werden soll
- V Gesamtvolumen des zu deckenden Kapitals
- D Fremdkapital
- E Eigenkapital
- t_c Körperschaftssteuersatz

¹ Unternehmen treffen in der Regel Investitionsentscheidungen anhand des WACC, welcher für den Diskontierungsfaktor herangezogen wird. Laut EU Referenz Szenario 2016 wird für Investitionen unter einem so genannten „Contract for Difference“ ein WACC von 7,5% angegeben. Bei Projekten für die Stromerzeugung liegt der WACC zwischen 8% und 18%. (EU R. S. 2016-2050, 2016)

Der WACC stellt eine nominale Größe dar, d.h. also, dass die Berechnung entsprechend nominal erfolgen muss oder diese Größe in einen realen Wert umgewandelt werden muss. (D'haeseleer, 2013)

Zwei weitere Szenarien wurden entwickelt, um den Kapitalwertbereich indem sich das neue EPR Kernkraftwerk in Großbritannien bewegt, darzustellen. Dazu wurden für die Baukosten eine niedrige und eine hohe Variante erstellt. In Tabelle 25 sind die Modifikationen gegenüber dem Referenz-Szenario aufgelistet. Es ist ersichtlich, dass diese Szenarien sich nur bei den Vorlaufprojektkosten (Technisch und Design), den Kosten für Behörde + Genehmigung + Öffentliche Prüfungen und den Anlagebaukosten unterscheiden. Das Referenz-Szenario ist am Wahrscheinlichsten, bei einem optimalen Bauverlauf könnte das niedrige Baukosten-Szenario eintreten und sollte das Projekt große Probleme aufweisen, (Bauverzögerungen, falsche Zulieferteile usw.) ist mit der hohen Baukostenvariante zu rechnen.

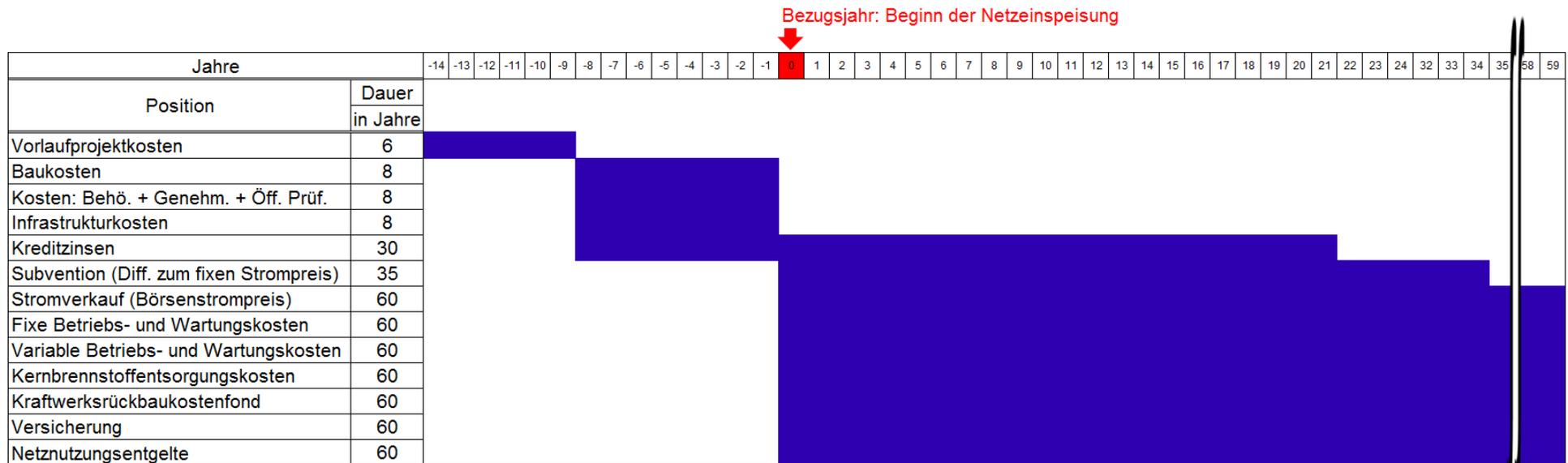
Tabelle 25: Setting Variation der Baukosten

Projektparameter				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Vorlaufprojektkosten, Technisch und Design	€/kW	540,54	140,40	742,95
Behörde + Genehmigung + Öffentliche Prüfungen	€/kW	4,45	2,34	4,68
Anlagebaukosten	€/kW	5.558	4.846	6.241

Alle drei Varianten wurden somit einmal mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00% für eine optimale volkswirtschaftliche Betrachtung und 5,39% in Bezug auf die WACC-Methode analysiert.

Als Bezugszeitpunkt wurde der Start der Netzeinspeisung gewählt. Der Start für den Kreditauftrag und daher der Beginn der Kreditzinszahlung wurde mit Baubeginn angenommen. Die Vorlaufprojektkosten, die Anlagebaukosten, Behörde-, Genehmigungs-, öffentliche Prüfungskosten sowie die Infrastrukturkosten wurden gleichmäßig über die entsprechenden Jahre verteilt. Alle zeitlichen Verläufe werden in Tabelle 26 übersichtsmäßig abgebildet. Die Jahre 36 bis 57 wurden ausgeblendet um eine leserliche Darstellung zu erzeugen.

Tabelle 26: Übersicht der zeitlichen Verläufe



5.5.2 Kapitalwertmethode

In Tabelle 27 wurden benötigte berechnete Werte aus dem Setting für die Generierung des Kapitalwerts, sowie interessante Ergebnisse wie z.B. die overnight costs und der berechnete Kapitalwert dargestellt. Alle Berechnungen erfolgten Real. Der entsprechende nominale Zinssatz wurde aus dem realen Zinssatz berechnet bzw. bei der Betrachtung mit 7,5% nominal wurden diese für die Berechnung in einen realen Wert nach Formel (5.5) umgewandelt.

Tabelle 27: Berechnungsergebnisse Kapitalwertmethode

Energieerzeugung				
Position	Einheit	Wert		
Vollaststunden im Jahr	h/Jahr	7.884		
Erzeugte Energie pro Jahr	MWh/Jahr	12.614.400		
Nominaler Zinssatz aus realem Zinssatz von 2,00% berechnet				
Position	Einheit	Wert		
Inflationsrate	-	2,00%		
Realer kalkulatorischer Zinssatz	-	2,00%		
Nominaler kalkulatorischer Zinssatz	-	4,04%		
Realer Zinssatz aus nominalem Zinssatz von 7,50% berechnet				
Position	Einheit	Wert		
Inflationsrate	-	2,00%		
Realer kalkulatorischer Zinssatz	-	5,39%		
Nominaler kalkulatorischer Zinssatz	-	7,50%		
Investitionskosten				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
overnight costs	€	9.781.527.600	8.000.000.000	11.200.000.000
spezifische overnight costs	€/kW	6.113	5.000	7.000
Ergebnisse für realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Kapitalwert	€	14.770.353.554	17.968.151.441	12.254.371.480
Ergebnisse für realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Kapitalwert	€	285.594.755	3.926.452.995	-2.509.022.707

Es zeigt sich, dass mit den gewählten Parametern für das Referenz-Szenario die spezifischen overnight costs 6.113 €/kW ergeben. Bei der Variante mit niedrigen Baukosten wurde darauf geachtet, dass sich spezifische overnight costs von 5.000 €/kW und bei der hohen Baukostenvariante von 7.000 €/kW ergeben. Wie der Name bereits verrät handelt es sich bei den overnight costs um jene Kosten die sich ergeben würden, wenn das Kraftwerk über die Nacht fertig aufgestellt werden würde. Es werden dabei also keine zeitlichen Parameter (alle Zahlungen erfolgen sofort) sowie Zinsen berücksichtigt.

In einem Bericht der EU Kommission (EU Commission, 2016) wurden die geschätzten overnight costs für die EPR Kernkraftwerke im Bereich von 5.100 €/kW bis 6.755 €/kW angesetzt.

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 2,00% ergab die Analyse folgendes:

- Im Referenz-Szenario wird ein Kapitalwert von umgerechnet 14.770.353.554 € erreicht. Im Falle von der Variante mit niedrigen Baukosten steigt der Kapitalwert sogar auf 17.968.151.441 €, während er bei der hohen Baukostenvariante auf 12.254.371.480 € zurückgeht.
- Es ist also in allen drei Varianten mit dem gewählten Setting eine absolute Wirtschaftlichkeit gegeben. Die Investition ist auf jeden Fall „investabel“ und sollte somit durchgeführt werden.

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 5,39% ergab die Analyse folgendes:

- Im Referenz-Szenario wird ein Kapitalwert von umgerechnet 285.594.755 € erzielt. Im Falle von der Variante mit niedrigen Baukosten steigt der Kapitalwert auf 3.926.452.995 €, während er bei der hohen Baukostenvariante negativ wird und einen Wert von -2.509.022.707 € annimmt.
- Bei zwei Varianten ist mit dem gewählten Setting eine absolute Wirtschaftlichkeit gegeben (positiver Kapitalwert). Allerdings wird bei der hohen Baukostenvariante ein negativer Kapitalwert erzielt. Die Investition ist nur für das Referenz-Szenario und die Variante mit niedrigen Baukosten „investabel“. Es sollte keine Investition für die hohe Baukostenvariante erfolgen.

Es ist ein enormer Einfluss des realen kalkulatorischen Zinssatzes auf den Kapitalwert zu sehen. Daher muss dieser Parameter mit Sorgfalt gewählt werden. Bei der Literaturrecherche wurden reale kalkulatorische Zinssätze von 3% bis 10% in verschiedenen Studien festgestellt. Die Auswirkung der Wahl des realen kalkulatorischen Zinssatzes sowie anderer Parameter wird bei der Sensitivitätsanalyse nochmals näher untersucht und diskutiert.

5.5.3 Annuitätenmethode

Die gesuchte Annuität kann mit Hilfe des „RMZ“-Befehls in Excel oder alternativ über Multiplikation des Annuitätsfaktors mit dem Kapitalwert berechnet werden. Beide Varianten erfolgten im Excel-Dokument und lieferten wie erwartet dasselbe Ergebnis, welches in Tabelle 28 ersichtlich ist.

Tabelle 28: Berechnungsergebnisse Annuitätenmethode

Bei Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 2,00%				
Position		Einheit	Wert	
Nutzungsdauer		Jahre	60	
Kalkulatorischer Zinssatz		-	2,00%	
Diskontierungsfaktor		-	102,00%	
Bei Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 5,39%				
Position		Einheit	Wert	
Nutzungsdauer		Jahre	60	
Kalkulatorischer Zinssatz		-	5,39%	
Diskontierungsfaktor		-	105,39%	
Ergebnis für realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Kapitalwert	€	14.770.353.554	17.968.151.441	12.254.371.480
Annuität	€/Jahr	424.913.026	516.907.167	352.533.340
Ergebnisse für realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Kapitalwert	€	285.594.755	3.926.452.995	-2.509.022.707
Annuität	€/Jahr	16.088.393	221.188.658	-141.340.637

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 2,00% ergab die Analyse folgendes:

- Für das Referenz-Szenario wurde eine Annuität von 424.913.026 €/Jahr ermittelt. Bei der niedrigen Baukostenvariante beträgt die Annuität 516.907.167 €/Jahr und bei der Variante mit hohen Baukosten 352.533.340 €/Jahr.
- Für alle drei Varianten ging also eine klar positive Annuität hervor und somit bestätigt sich die bereits aus der Kapitalwertmethode gewonnene Schlussfolgerung, dass mit diesen gewählten Setting ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 5,39% ergab die Analyse folgendes:

- Für das Referenz-Szenario wurde eine Annuität von 16.088.393 €/Jahr ermittelt. Bei der niedrigen Baukostenvariante beträgt die Annuität 221.188.658 €/Jahr und bei der Variante mit hohen Baukosten ergibt sich eine negative Annuität mit einem Wert von -141.340.637 €/Jahr.
- Für zwei Varianten ging also eine klar positive Annuität hervor und somit bestätigt sich auch hier die bereits aus der Kapitalwertmethode gewonnene Schlussfolgerung. Das Referenz-Szenario und die Variante mit niedrigen Baukosten sind „investabel“, jene mit hohen Baukosten nicht.

5.5.4 Interner Zinsfuß

Die Methode des Internen Zinsfußes wurde mit Hilfe der Zielwertsuche im Programm Excel realisiert. Der Kapitalwert soll den Wert Null betragen und die zu verändernde Variable ist der kalkulatorische Zinssatz (alles Real berechnet). Die Ergebnisse wurden in Tabelle 29 zusammengefasst.

Tabelle 29: Berechnungsergebnisse Interner Zinsfuß

Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Kapitalwert	€	0,00	0,00	0,00
Inflation	-	2,00%	2,00%	2,00%
Realer interner Zinsfuß	-	5,49%	6,99%	4,63%
Nominaler interner Zinsfuß	-	7,60%	9,13%	6,72%

Als Lösung für das Referenz-Szenario wurde ein realer interner Zinsfuß in Höhe von 5,49% gefunden. Bei der Variante mit niedrigen Baukosten ergibt sich ein realer interner Zinsfuß von 6,99% und bei der hohen Baukostenvariante von 4,63%. Da eine reale Berechnung durchgeführt wurde sind diese Werte auch Real. Es wurde auch der jeweils zugehörige nominale Wert mit einer Inflation von 2,00% berechnet.

Der interne Zinsfuß markiert die Grenze eines wirtschaftlichen Betriebs, wenn alle anderen Eingabeparameter unverändert bleiben. Nun ist bereits deutlich ersichtlich wie hoch der kalkulatorische Zinssatz gewählt werden darf, um einen wirtschaftlichen Betrieb bei den einzelnen Varianten zu ermöglichen. Es wird nun auch klar warum der Kapitalwert und die Annuität im Falle der hohen Baukostenvariante bei einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39% negativ werden. Um einen positiven Kapitalwert zu erhalten darf der reale kalkulatorische Zinssatz bei diesem Szenario nicht größer als 4,63% sein.

5.5.5 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse erfolgte nur für einen realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%.

Es wurden die Auswirkung auf den Kapitalwert von folgenden Eingabeparametern untersucht:

- Realer kalkulatorischer Zinssatz
- Kreditlaufzeit
- Kraftwerksrückbaukosten
- Kernbrennstoffentsorgungskosten
- Fremdkapitalzinssatz
- Fixer Strompreisabnahmetarif auf 35 Jahre
- Verfügbarkeit
- Anlagenbaukosten

Für den Referenzfall, dargestellt in Abbildung 55, ist klar zu erkennen, dass die Verfügbarkeit die höchste Sensitivität aufweist. Danach folgt der Einfluss des fixen Strompreisabnahmetarifs auf 35 Jahre. Werden diese Eingabeparameter reduziert, so ist ein auffälliger Rückgang des Kapitalwertes zu erkennen. Im Gegenzug nimmt der Kapitalwert bei einer Erhöhung dieser zwei Eingabeparameter zu. Ein Rückgang um 100% würde bedeuten, dass bei der Verfügbarkeit diese auf den Wert Null zurückgeht, d.h. das Kernkraftwerk niemals Strom ins Netz einspeist. Eine Zunahme um 100% ist zwar dargestellt, aber in der Realität nicht möglich da die Verfügbarkeit maximal bis eins (also immer verfügbar) geht. Der reale kalkulatorische Zinssatz und die Anlagebaukosten folgen mit einer hohen Sensitivität, jedoch fällt diese deutlich geringer aus als die der zwei Höchsten. Es folgen der Fremdkapitalzinssatz und die Kreditlaufzeit in der Sensitivitätsanalyse. Die geringste Sensitivität weisen die Kernbrennstoffentsorgungskosten und der Fond für die Kraftwerksrückbaukosten auf. Wird der Wert dieser sechs Eingabeparameter verringert, so nimmt der Kapitalwert zu und bei einer Erhöhung dieser Werte nimmt der Kapitalwert ab.

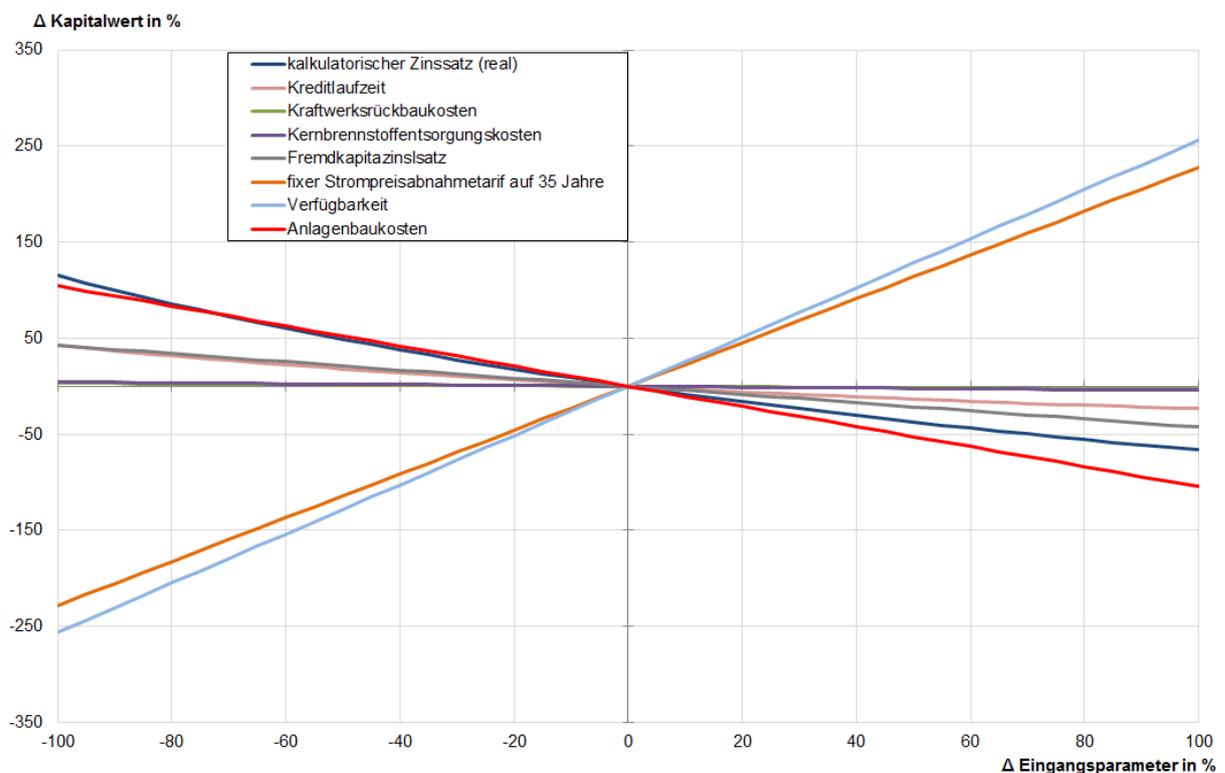


Abbildung 55: Sensitivitätsanalyse Kapitalwert, Referenz-Szenario

Beim Vergleich der Variante mit niedrigen Baukosten (Abbildung 56) mit der hohen Baukostenvariante (Abbildung 57) ist zu erkennen, dass ein Anstieg aller Sensitivitäten bei der Hohen Baukostenvariante gegenüber der Variante mit niedrigen Baukosten erfolgt. Bei hohen Baukosten ist die Änderung des Kapitalwertes in Abhängigkeit des Anlagekostenparameters deutlicher als bei jener mit niedrigen Baukosten. Der Einfluss der einzelnen Eingangsparameter auf den Kapitalwert ändert sich nur in der Höhe gegenüber dem Referenz-Szenario (Abbildung 55).

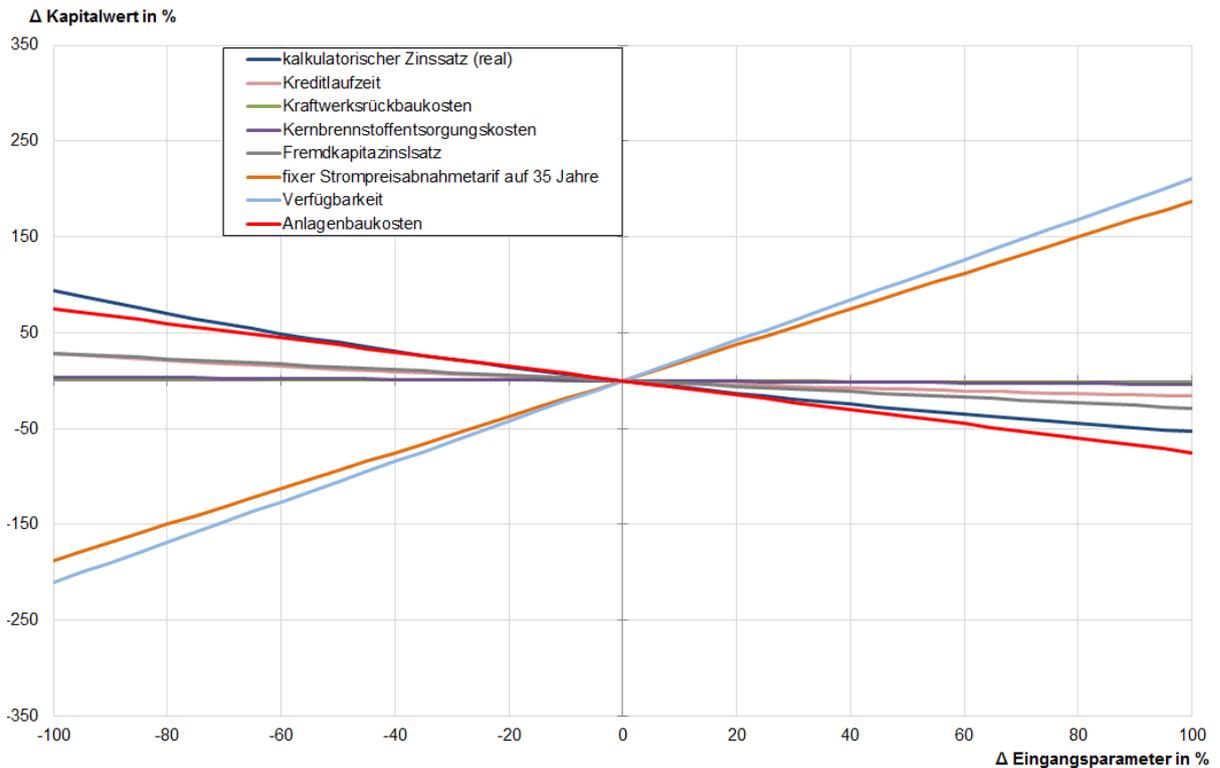


Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse Kapitalwert, niedrige Baukosten

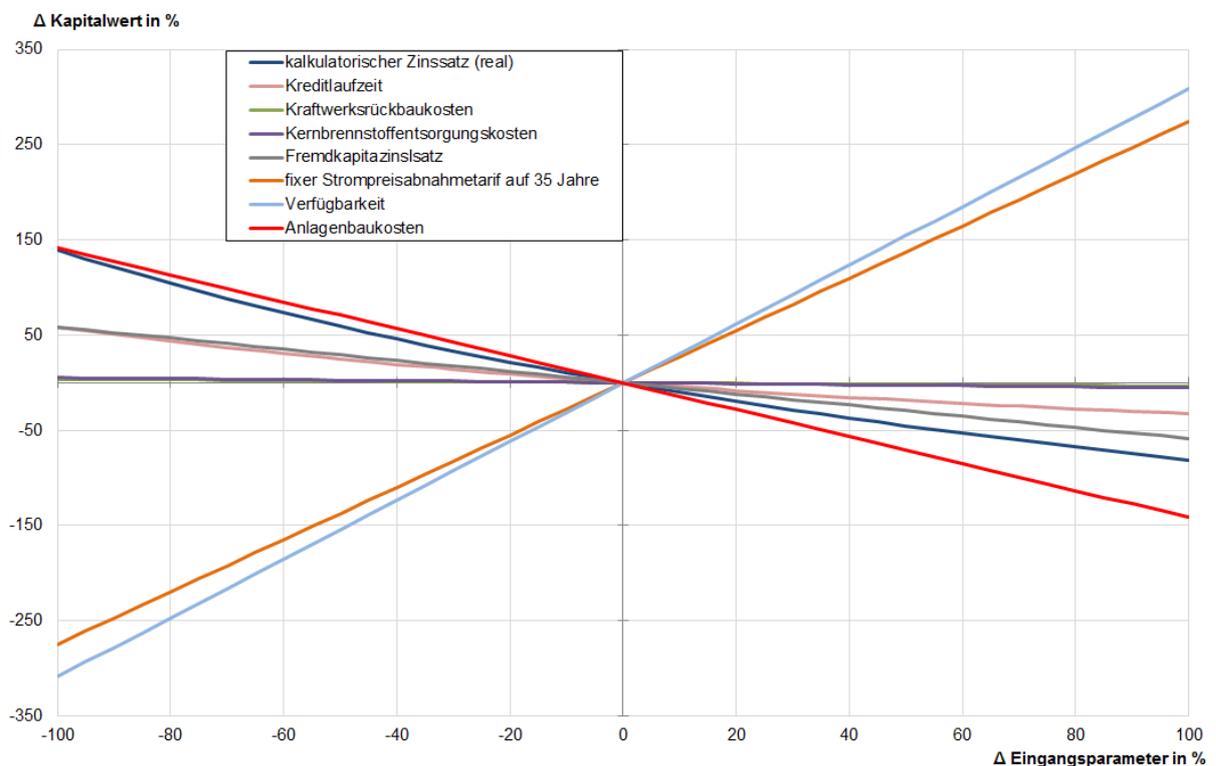


Abbildung 57: Sensitivitätsanalyse Kapitalwert, hohe Baukosten

Aufgrund der hohen Sensitivität des realen kalkulatorischen Zinssatzes ergibt sich bei einer Veränderung ein deutlich veränderter Kapitalwert. Wird der reale kalkulatorische Zinssatz mit 5% anstatt 2% angenommen, so entspricht dies eine Zunahme um 150%. Daher ist auch der deutliche Unterschied zwischen der Berechnung mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00% und dem mit 5,39% zu erklären. Durch die Veränderung dieses Parameters können somit schnell ganz andere Aussagen erreicht werden.

Wiederum wurde für diese Sensitivitätsanalyse ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00% gewählt. Es wurden die durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten in Abhängigkeit der folgenden Eingabeparameter untersucht:

- Realer kalkulatorischer Zinssatz
- Kreditlaufzeit
- Kraftwerksrückbaukosten
- Kernbrennstoffentsorgungskosten
- Fremdkapitalzinssatz
- Verfügbarkeit
- Anlagenbaukosten

Auch hier ist für den Referenzfall (Abbildung 58) klar zu erkennen, dass die Verfügbarkeit die höchste Sensitivität aufweist. Bei einem Rückgang der Verfügbarkeit ist zu erkennen, dass ein starker Anstieg der durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten erfolgt. Mit einer hohen Sensitivität folgen die Anlagebaukosten, danach kommen der reale kalkulatorische Zinssatz, der Fremdkapitalzinssatz und die Kreditlaufzeit. Es weisen wiederum die Kernbrennstoffentsorgungskosten und der Fond für die Kraftwerksrückbaukosten die geringsten Sensitivitäten auf. Bei Verringerung einer dieser sechs Eingabeparameter sinken die durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten.

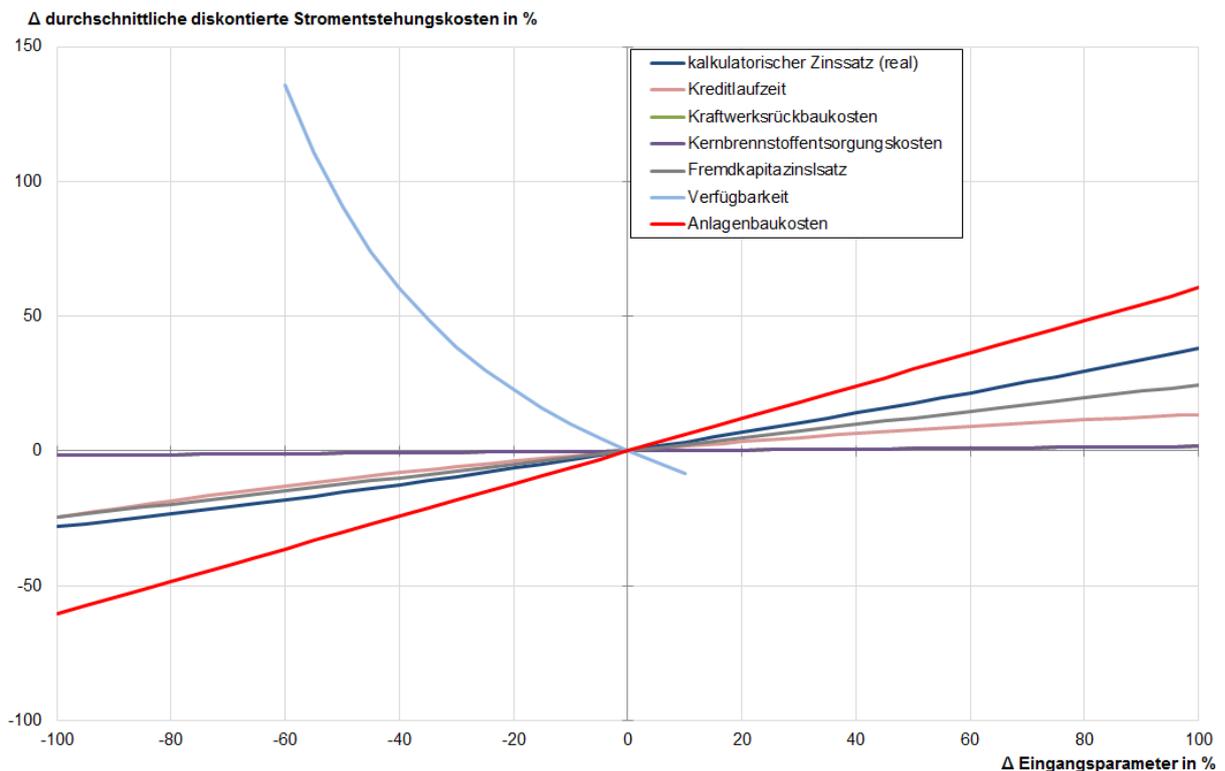


Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse Ø diskontierte Stromentstehungskosten, Referenz-Szenario

Die Verfügbarkeit wird im Diagramm nur bis zu 60% reduziert dargestellt, da diese Funktion sehr stark wächst. Bei einer 100% Reduktion der Verfügbarkeit, was bedeuten würde, dass die Anlage niemals elektrische Energie ins Netz liefert, steigt der Wert der durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten ins Unendliche (Division durch Null). Mehr als 100% Verfügbarkeit ist auch nicht möglich, daher ist diese Funktion auch auf der anderen Seite abgeschnitten.

Beim Vergleich der Variante mit niedrigen Baukosten (Abbildung 59) mit der hohen Baukostenvariante (Abbildung 60) ist zu erkennen, dass es fast keinen Unterschied in Bezug auf die jeweiligen Sensitivitäten gibt. Es bleibt die Reihenfolge der Eingangsparameter in Abhängigkeit der Sensitivität, welche im Referenz-Szenario (Abbildung 58) festgestellt wurde, erhalten.

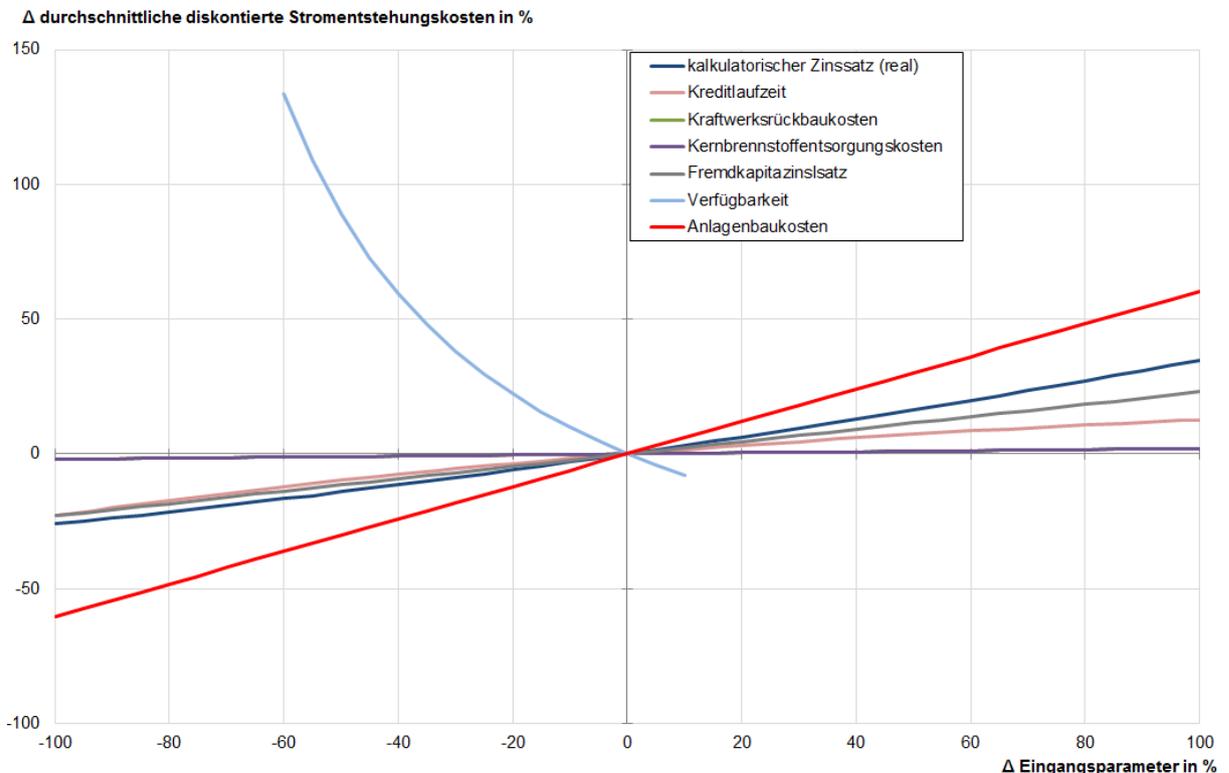


Abbildung 59: Sensitivitätsanalyse Ø diskontierte Stromentstehungskosten, niedrige Baukosten

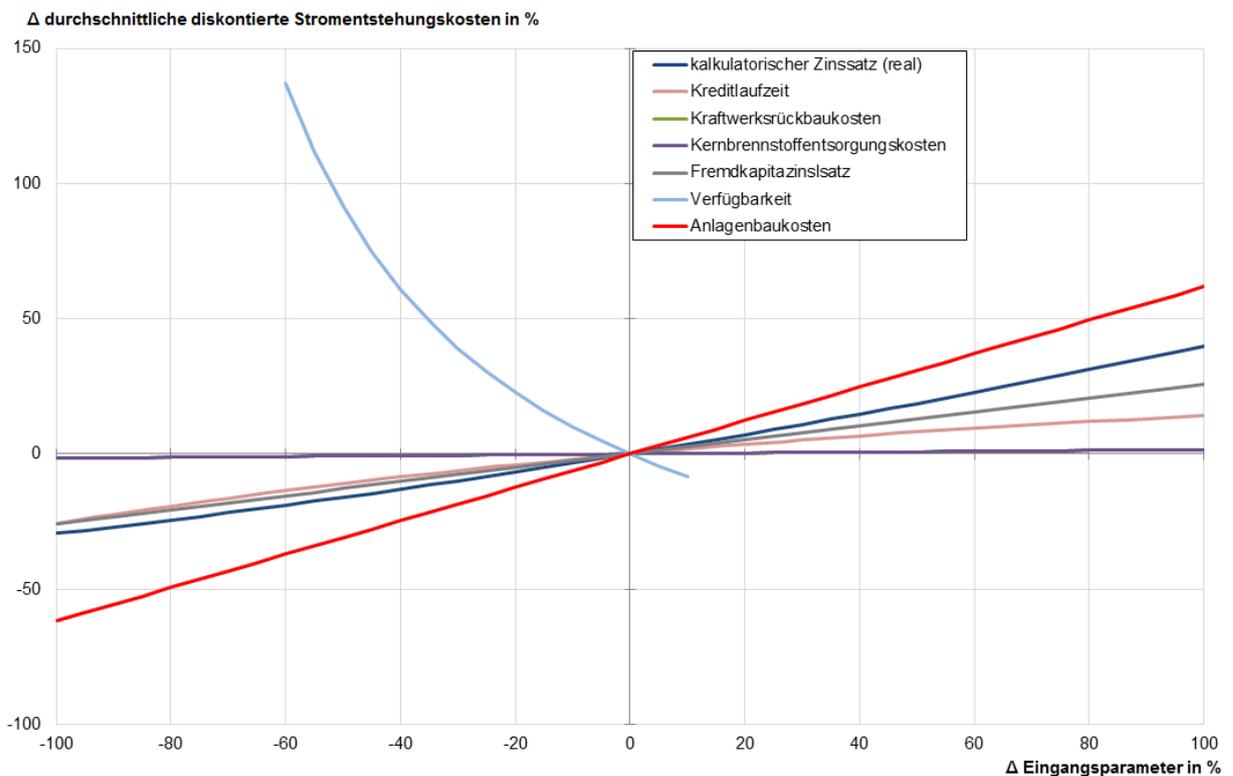


Abbildung 60: Sensitivitätsanalyse Ø diskontierte Stromentstehungskosten, hohe Baukosten

5.5.6 Variation verschiedener Parameter

Es wird der Einfluss des realen kalkulatorischen Zinssatzes auf den Kapitalwert in der Abbildung 61 nochmals grafisch veranschaulicht. Eingezeichnet sind auch die Bezugswerte für 2,00% bzw. 5,39% realer kalkulatorischer Zinssatz.

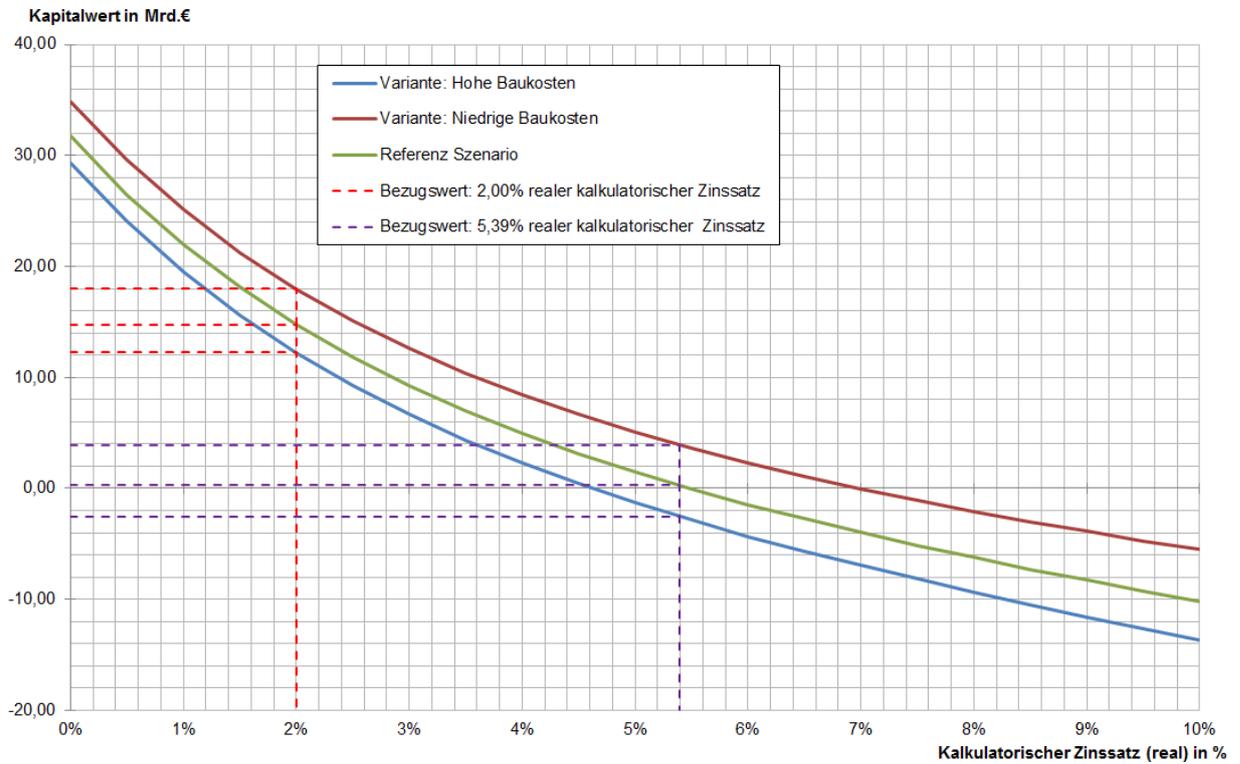


Abbildung 61: Variation des kalkulatorischen Zinssatzes

In dieser Abbildung ist auch der reale interne Zinsfuß zu erkennen. Bei einem Kapitalwert von Null kann dieser für die drei Varianten abgelesen werden. Jeder Kapitalwert von über Null bedeutet eine „sinnvolle“ Investition.

Es ist der deutlich positive Kapitalwert bei den drei Varianten mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%, welcher für eine optimale volkswirtschaftliche Betrachtung angewendet wird, zu erkennen. Führt man die Berechnungen mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%, wie bei der Wahl aufgrund des WACCs, durch, so werden deutlich niedrigere Kapitalwerte als im Vergleich mit den 2,00% erreicht. Bei der hohen Baukostenvariante wird der Kapitalwert sogar negativ. Es ist wieder ersichtlich welchen enormen Unterschied es macht, ob ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 2%, 5% oder sogar 10% zur Berechnung herangezogen wird.

Abbildung 62 zeigt den Kapitalwert in Abhängigkeit des Börsenstrompreises für einen realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%. Die ersten 35 Jahre ist ein garantierter Stromabnahmetarif wirksam. Erst danach spielt die Höhe des Börsenstrompreises eine Rolle. Je höher der erzielbare Strompreis, desto größer wird der Kapitalwert. Deutlich ist, dass selbst bei einem sehr geringen Börsenstrompreis der Kapitalwert bei diesem Setting positiv ist.

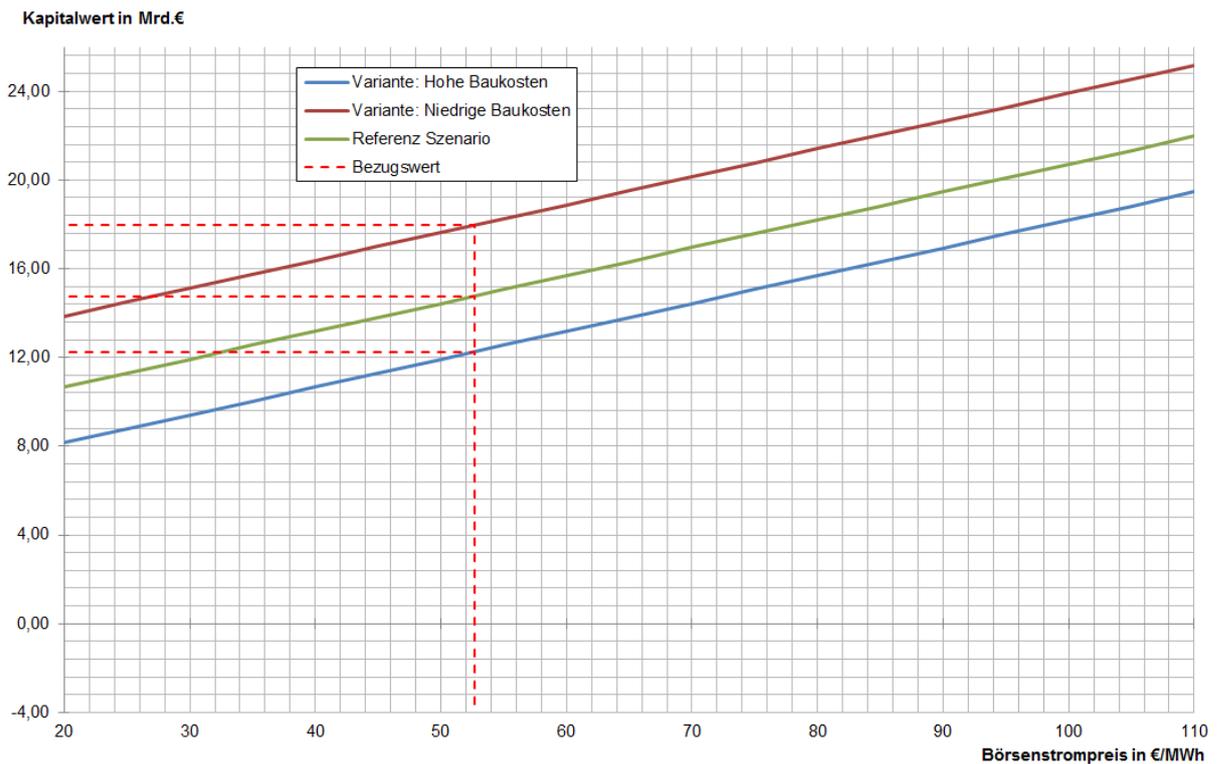


Abbildung 62: Variation des Börsenstrompreises, realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00%

Die Abbildung 63 zeigt den Kapitalwert in Abhängigkeit des Börsenstrompreises für einen realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%. Im Vergleich zu jenem mit 2,00% realen kalkulatorischen Zinssatz (Abbildung 62) weisen die drei geraden einen deutlich geringeren Kapitalwert bei gleichem Börsenpreis auf und sind zudem deutlich flacher, was eine geringere Auswirkung auf den Kapitalwert bei einer Änderung des Börsenpreises bedeutet.

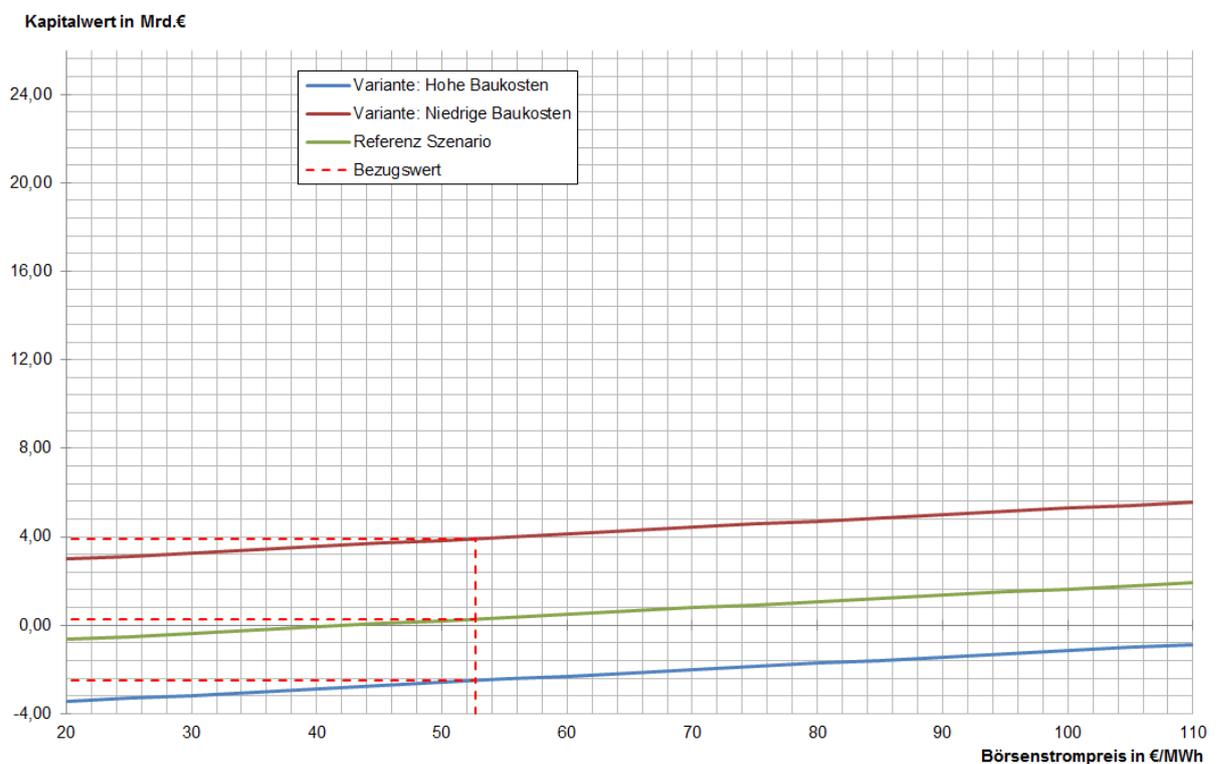


Abbildung 63: Variation des Börsenstrompreises, realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%

Genauso kann der Einfluss des auf 35 Jahre fixen Stromabnahmetarifs untersucht werden und auch hier ist die Grenze eines wirtschaftlichen Betriebs klar ersichtlich. In der Abbildung 64 wird mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00% gerechnet. Der gewährte fixe Einspeisetarif von umgerechnet 104,72 €/MWh ermöglicht bei allen drei Varianten einen deutlich positiven Kapitalwert. Dieser subventionierte Einspeisetarif könnte bei der hohen Baukostenvariante bis auf 66,62 €/MWh, beim Referenz-Szenario bis auf 58,79 €/MWh und bei der Variante mit niedrigen Baukosten sogar auf 48,85 €/MWh reduziert werden und trotzdem wäre das Kernkraftwerk wirtschaftlich betreibbar. Bei diesen Strom-Einspeisetarifen würde der Kapitalwert wie in der Abbildung ersichtlich einen Wert von Null einnehmen.

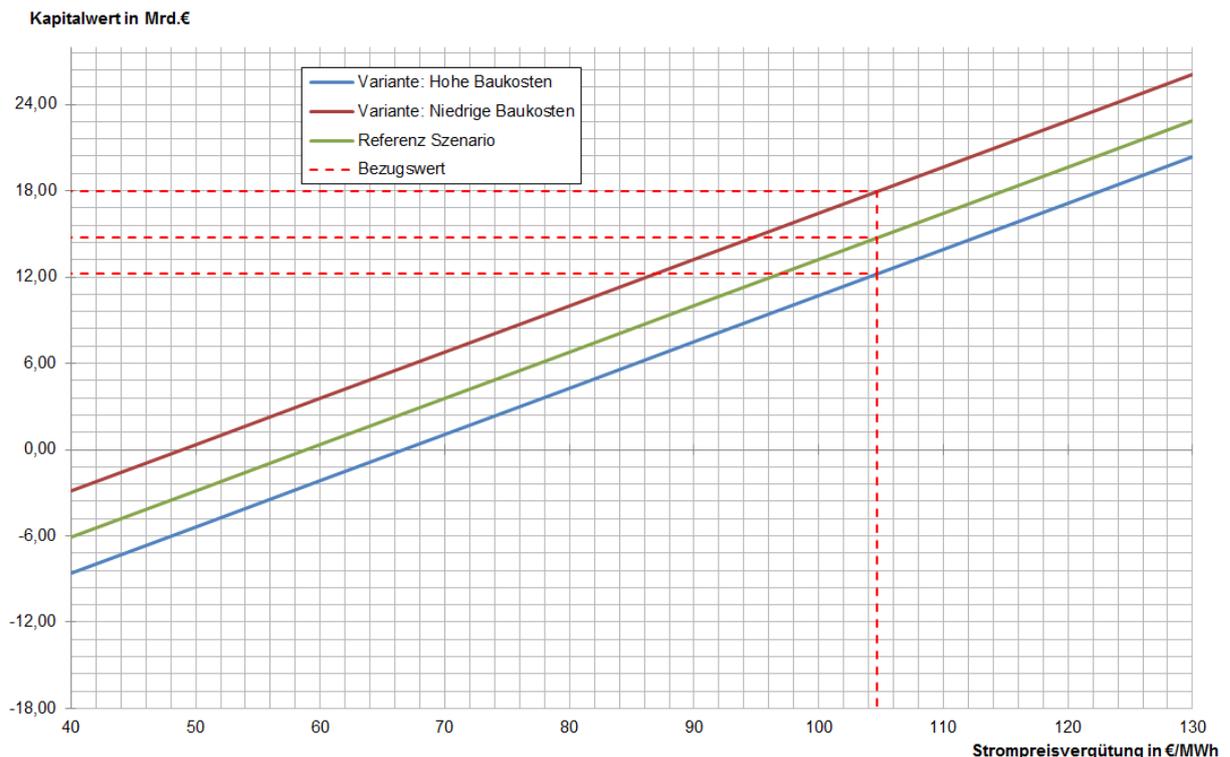


Abbildung 64: Variation der Strompreisvergütung, realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00%

Abbildung 65 zeigt die Variation der Strompreisvergütung für einen realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%. Beim Vergleich zur Berechnung mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00% (Abbildung 64) fällt der niedrigere Kapitalwert bei gleichem Strompreisvergütungsbetrag auf. Des Weiteren fällt ein deutlich flacher Verlauf der drei Geraden, was eine geringere Auswirkung auf den Kapitalwert bei einer Änderung der Strompreisvergütung bedeutet, auf. Um einen Kapitalwert von null zu erreichen müsste der subventionierte Stromabnahmetarif bei der hohen Baukostenvariante auf 116,82 €/MWh angehoben werden, beim Referenz-Szenario müsste der Betrag auf 103,34 €/MWh und bei der Variante mit niedrigen Baukosten auf 85,78 €/MWh reduziert werden.

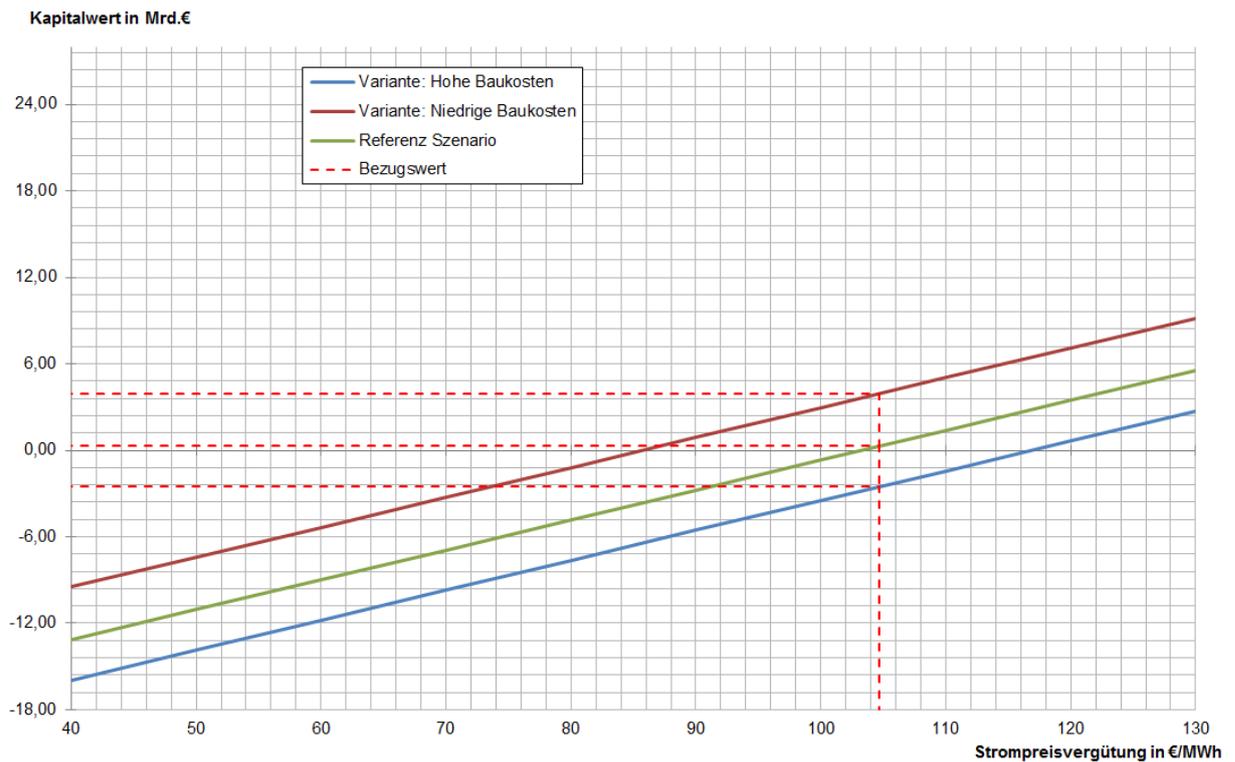


Abbildung 65: Variation der Strompreisvergütung, realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%

Schließlich wurde noch der Einfluss der Anlagebaukosten der verschiedenen Varianten untersucht. Die Modifikation liegt bei den unterschiedlichen Variationen bei den Anlagebaukosten, den Vorlaufprojektkosten und den Kosten für Behörde, Genehmigung sowie öffentliche Prüfungen. Gesamt ergeben sich somit für die drei Fälle unterschiedliche overnight costs. In Abbildung 66 wird ein realer Zinssatz von 2,00% und in Abbildung 67 von 5,39% verwendet. In beiden Diagrammen sind die jeweiligen Bezugswerte der Anlagekosten ersichtlich. Es ist zu erkennen, dass bei jedem Szenario eine Erhöhung der Anlagebaukosten den Kapitalwert verringert. Die Kapitalwerte aus der Berechnung mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00% liegen wieder deutlich über jenen aus der Berechnung mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%.

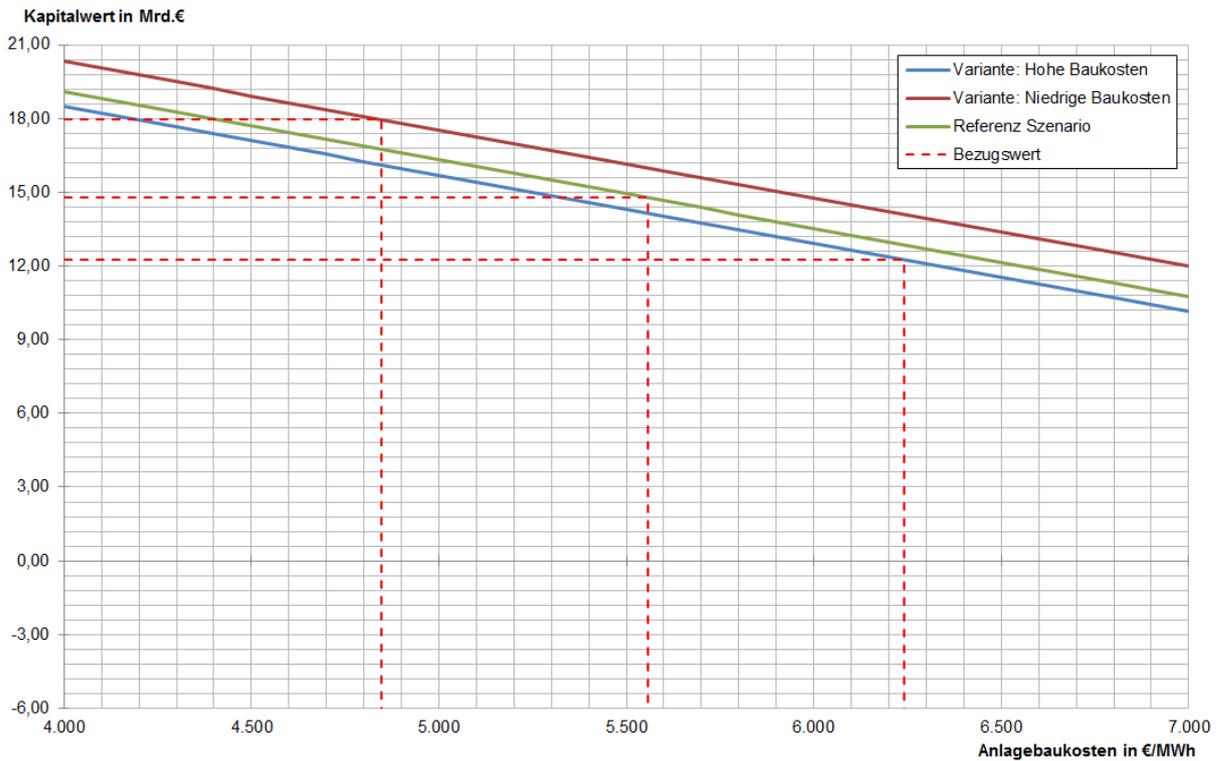


Abbildung 66: Variation der Anlagebaukosten, realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00%

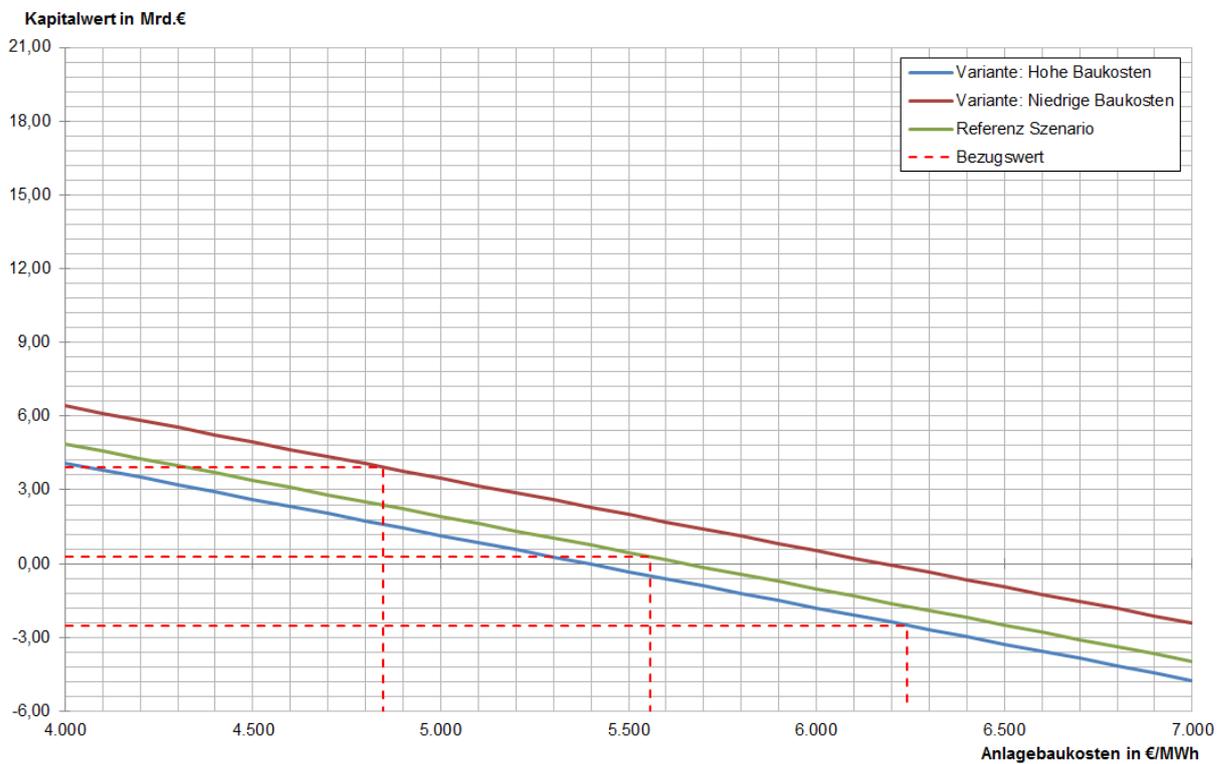


Abbildung 67: Variation der Anlagebaukosten, realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%

5.5.7 Analyse der Stromentstehungskosten

Um die durchschnittlich diskontierten Stromentstehungskosten zu erhalten, wurde im Programm Excel der Barwert aller Ausgaben ermittelt und durch den Barwert der während der Lebensdauer produzierten Strommenge dividiert. Die Summenfunktion wurde mit Hilfe eines Makros in Excel erstellt (mit Hilfe von Schleifen). Die Ergebnisse sind in der Tabelle 30 zusammengefasst.

Tabelle 30: Berechnungsergebnisse von der Analyse der Stromentstehungskosten

Ergebnisse für realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Barwert aller Ausgaben	€	25.524.430.804	22.326.632.917	28.040.412.878
Barwert der produzierten Strommenge	MWh	447.257.483		
Ø diskontierte Stromentstehungskosten	€/MWh	57,07	49,92	62,69
Ergebnisse für realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%				
Position	Einheit	Referenz-Szenario	Niedrige Baukosten	Hohe Baukosten
Barwert aller Ausgaben	€	22.934.133.242	19.293.275.001	25.728.750.703
Barwert der produzierten Strommenge	MWh	236.000.237		
Ø diskontierte Stromentstehungskosten	€/MWh	97,18	81,75	109,02

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 2,00% ist folgendes ermittelt worden:

- Die durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten für das EPR Kernkraftwerk mit dem gegebenen Setting liegen im Bereich zwischen 49,92 €/MWh und 62,69 €/MWh. Im Referenz-Szenario ergeben sich die durchschnittlichen Stromentstehungskosten zu 57,07 €/MWh.

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 5,39% ist folgendes ermittelt worden:

- Die durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten liegen im Bereich zwischen 81,75 €/MWh und 109,02 €/MWh. Im Referenz-Szenario ergeben sich die durchschnittlichen Stromentstehungskosten zu 97,18 €/MWh.

In der Abbildung 68 werden die Kosten der Stromerzeugung nach den unterschiedlichen Energieträgern dargestellt. Die blauen Balken stellen die Daten Stand 2010 aus der Statistik (statista Stromerz., 2017) dar, der rote Balken steht für das Referenz-Szenario mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39% und der grüne Balken steht für das Referenz-Szenario mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00%. Der Vergleich mit den Daten der Statistik (statista Stromerz., 2017) aus der Abbildung 68 zeigt, dass dort die Kernenergie mit 52 €/MWh angegeben wurde. Die Kosten für die Stromerzeugung aus Photovoltaik sind mit 310 €/MWh am höchsten, danach folgt die Windenergie auf See mit 140 €/MWh, die Windenergie am Land mit 118 €/MWh, die Biomasse mit 114 €/MWh, die

Wasserkraft mit 102 €/MWh, Anlagen betrieben mit Gas mit 81 €/MWh, Anlagen betrieben mit Steinkohle mit 62 €/MWh und Anlagen betrieben mit Braunkohle mit 55 €/MWh.

Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 2,00% liegt die Kernenergie in Bezug auf die Kosten der Stromerzeugung im Bereich von Braun- und Steinkohle Kraftwerken. Wenn ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39% angewandt wird, liegt die Kernenergie in Bezug auf die Kosten der Stromerzeugung im Bereich von Gaskraftwerken bei der niedrigen Baukostenvariante und bei der Variante mit hohen Baukosten etwas über der Wasserkraft.

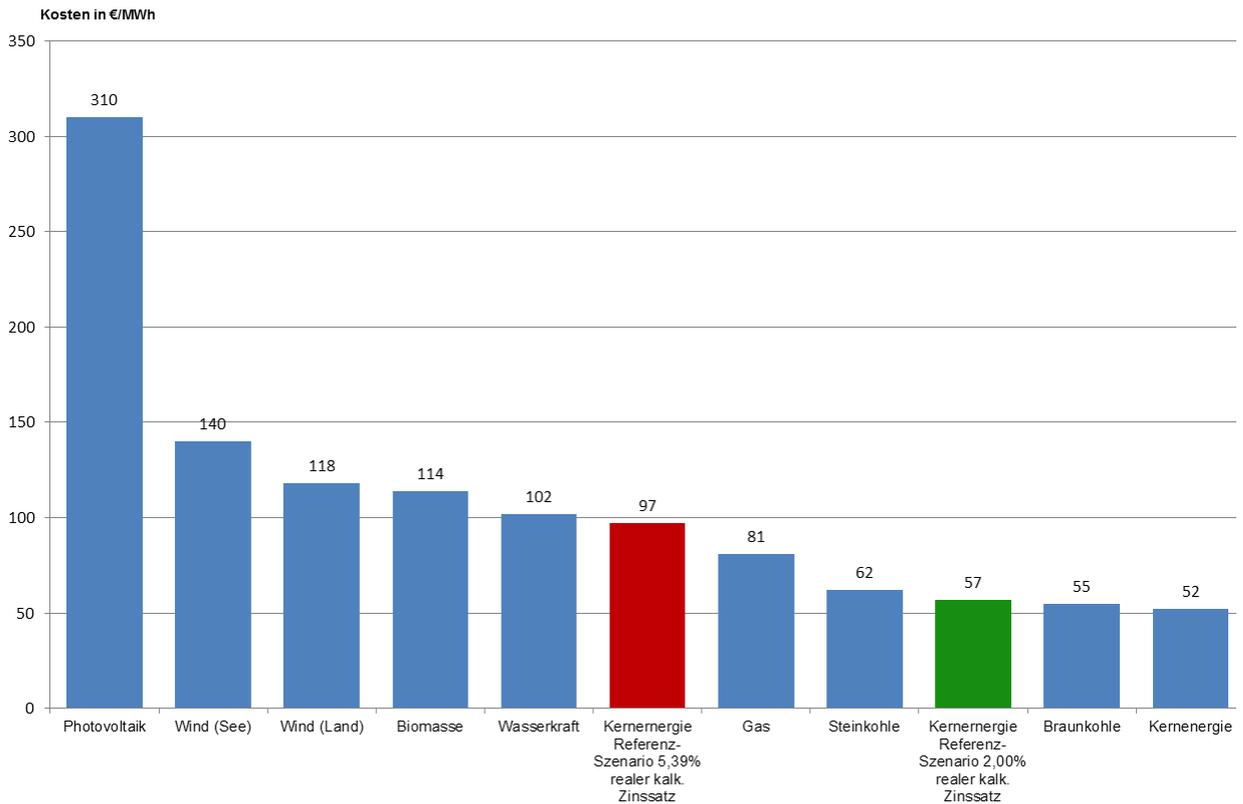


Abbildung 68: Kosten der Stromerzeugung nach Energieträger, nach Daten Stand 2010 von (statista Stromerz., 2017)

5.5.8 Vergleich der verschiedenen Methoden

Jede angewendete Methode hat ihre Berechtigung. Die Kapitalwertmethode gilt als Grundlage für die anderen Methoden. Da der Kapitalwert alleine meistens nicht das entscheidende Kriterium ist, wurden die Annuitätenmethode sowie die Methode des internen Zinsfußes vergleichend angewandt. Die Annuität ermöglicht einen sinnvollen Vergleich mit anderen Investitionsalternativen. Der interne Zinsfuß zeigt die Grenze für einen wirtschaftlichen Betrieb. Die Sensitivitätsanalyse zeigte welche Parameter den größten Einfluss auf das Ergebnis haben. Auch wurde eine Variation von verschiedenen Parametern durchgeführt um direkt die Auswirkung auf den Kapitalwert zu sehen.

Es wurde einmal ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00% verwendet. Diese Annahme wird mit der „Goldenen Regel der Kapitalakkumulation“ begründet. In diesem Fall wird also eine optimale volkswirtschaftliche Betrachtungsweise gewählt. Des Weiteren erfolgten die Berechnungen auch mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39%. Dieser Wert wird anhand des WACCs bei einem vorhandenen „Contract for Difference“ laut dem EU Referenz Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016) vorgeschlagen.

Nur bei der Berechnung der hohen Baukostenvariante mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39% wurde unter diesen Bedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb für den Anlagenbetreiber ausgeschlossen. Ansonsten konnte immer ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden bzw. gilt die Investition als „investabel“.

5.5.9 Sinnhaftigkeit einer Investitionsrechnung in der Elektrizitätsbranche

Eine Besonderheit in der Elektrizitätsbranche ist die Langlebigkeit. Die Planung, die Bauphase sowie die Nutzungsdauer ist im Vergleich zu anderen Wirtschaftsbereichen sehr lange. Von der Idee, der Genehmigung bis zur Fertigstellung eines Kernkraftwerks ist es ein langer Weg. Daher werden vorrausschauende und gut durchdachte Planungen sowie ein entsprechendes Risikomanagement benötigt. (Heinz Stigler, WS 2002/03)

Die getroffenen Entscheidungen wirken über einen äußerst langen Zeitraum und mit dem verwendeten Setting beträgt die Zeit bis zur Fertigstellung der Anlage alleine 14 Jahre (Vorlaufprojektzeit + Bauzeit). Die Stromerzeugungsdauer liegt bei 60 Jahren und im Anschluss muss die Stilllegung mit dem Rückbauprozess erfolgen.

Gerade aufgrund der Langlebigkeit ist eine dynamische Investitionsrechnung sinnvoll, da hier der Zeitfaktor berücksichtigt wird. Interessant in der Energiewirtschaft ist nicht nur der Kapitalwert, welcher sich am Ende der Berechnung ergibt, sondern auch die Berechnung der durchschnittlichen diskontierten Stromentstehungskosten. Anhand von diesen können einfache Vergleiche zwischen verschiedenen Alternativen erstellt werden. Mit Hilfe der Annuität kann ein Vergleich von Anlagen mit unterschiedlich langen Nutzungsdauern erfolgen. Es ist festzustellen, dass eine Investitionsrechnung für eine objektive wirtschaftliche Entscheidung unerlässlich ist und auf jeden Fall erfolgen sollte.

6 Conclusio

Die Nutzung von Kernenergie stammt, so wie bei vielen technischen Erfindungen, aus dem militärischen Forschungsgebiet. Die Erzeugung elektrischer Energie aus einem Versuchsreaktor gelang das erste Mal im Jahre 1951. Es folgten immer größere Anlagen mit höherer elektrischer Leistung. Aufgrund von Zwischenfällen wurde aber auch die enorme Gefahr, welche von Kernkraftwerken ausgeht, bewusst. Somit wurde die Kernenergie zu einem viel politisch diskutierten Thema. Die neusten am Markt verfügbaren Kernreaktormodelle gehören der Generation III+ an. Dies bedeutet, dass gerade auf die Sicherheit der Anlage beim Design geachtet wurde. So verfügt der EPR über zahlreiche Sicherheitsmaßnahmen wie z.B. einen Core Catcher, massive Stahlbetonhüllen, vier Sicherheitsgebäuden, zwei räumlich voneinander getrennte Gebäude mit Notstromanlagen, robustes und gasdichtes Containment. Die Sicherheit der Anlage und der Schutz der Umgebung sind essentielle Entwicklungskriterien und dennoch wird es nie eine 100%ige Sicherheit geben. Derzeit befindet sich die Generation IV von Kernkraftwerken in internationaler kooperativer Entwicklung. Hierbei werden besonders auf die Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Abfallwirtschaft eingegangen.

Ein wesentliches Problem besteht bei der Beseitigung des radioaktiven Abfalls. Stand der Technik ist die radioaktiven Abfälle zu minimieren und diese sicher aufzubewahren. Bei der Errichtung eines sicheren Endlagers, ist Finnland derzeit am weitesten fortgeschritten. Alternative Ideen wie den Müll mit einer Rakete ins Weltall zu befördern, sind derzeit sicherheitstechnisch und wirtschaftlich nicht durchführbar. Bei den technischen Wiederaufbereitungsanlagen kann ein Teil der abgebrannten Brennstoffe zu neuem Kern-Brennstoff verarbeitet werden. Die Forschung zur Partitionierung und Transmutation nuklearer Abfallprodukte könnte eine Lösung oder zumindest eine entscheidende Rolle beim Endlagerungsproblem in der Zukunft spielen.

Die jährlich erzeugte Menge von elektrischem Strom aus Kernenergie ist in Europa und der Europäischen Union je nach Land stark unterschiedlich. Einige Länder sind klar gegen die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken, andere wollen diesen Anteil ausbauen. Ersichtlich ist auch, dass mit einem Regierungswechsel oder im Falle eines Zwischenfalls wie z.B. in Fukushima sich die Einstellung sehr schnell ändern kann.

Gerade in Folge der ambitionierten Klimaziele und auch um von fossilen Rohstoffen wie Gas und Öl unabhängig zu werden, ist die Option der Stromerzeugung mittels Kernenergie interessant.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 2,00% des EPR Kernkraftwerks in Großbritannien hat gezeigt, dass mit dem gewählten Setting und dem Contract for Difference ein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet ist. Bei der Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 5,39% ist nur die Variante mit hohen Baukosten nicht wirtschaftlich, die anderen beiden Szenarien sind „investabel“.

Bei der optimalen volkswirtschaftlichen Betrachtung (2,00% real) könnte die Förderung auch niedriger ausfallen und dieses Projekt wäre noch immer „investabel“. Wenn die Berechnung mit den 5,39%, begründet durch den WACC, erfolgt, dann kann die Förderung im Falle der niedrigen Baukostenvariante auch deutlich geringer und bei dem Referenz-Szenario minimal geringer ausfallen. Im Falle der Variante mit hohen Baukosten müsste diese angehoben werden um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erzielen. Durch die gewährte Förderung mit einem garantierten Stromabnahmetarif auf 35 Jahre sind die Risiken für den Investor stark

entschärft worden. Im Gegenzug kann Großbritannien auf eine versorgungssichere, bedarfsgerechte Stromerzeugungsmethode zurückgreifen. Die erneuerbaren Energieträger wie Wind und Sonne sind dargebotsabhängig, was zu Engpässen und Netzstabilitätsproblemen führen kann.

Die sehr hohen Investitionskosten des EPR Kraftwerks sind aufgrund der sicherheitstechnischen Vorkehrungen wie Redundanz der Systeme, deutliche Über-Dimensionierung von Anlagenteilen erklärbar. Klar ersichtlich bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse war, dass die durchschnittlichen, diskontierten Strom-Entstehungskosten bei Verwendung eines realen kalkulatorischen Zinssatzes von 2,00% in einem Bereich zwischen 49,92 €/MWh bis 62,69 €/MWh liegen und damit diese Technologie zur Stromerzeugung im Vergleich zu anderen kostengünstig ist. Auch bei den Berechnungen mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 5,39% ist diese Stromerzeugungsmethode noch immer konkurrenzfähig zu anderen Kraftwerken und liegt im Bereich zwischen 81,75 €/MWh und 109,02 €/MWh.

Der Einfluss des gewählten realen kalkulatorischen Zinssatzes ist sehr gut sichtbar. Wegen der hohen Sensitivität wirken sich Änderungen entsprechend stark aus. Es wurde einmal aufgrund der goldenen Regel der Kapitalakkumulation ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00% verwendet und in Bezug auf den WACC wurde ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39% verwendet.

Projekte in der Energiewirtschaft weisen die Besonderheit der Langlebigkeit auf. Es kommt zu langen Projektvorlaufzeiten, langen Bauzeiten, aber dafür auch zu einer sehr langen Nutzungsdauer. Beim EPR in Großbritannien wurde mit einer Zeit bis zur ersten Netzeinspeisung von insgesamt 14 Jahren gerechnet. Die Stromerzeugungsdauer der Anlage wird mit 60 Jahren angegeben. Danach erfolgt noch ein langfristiger Stilllegungs- und Rückbauprozess.

Abschließend bleibt festzustellen, dass die Energieerzeugung aus Kernenergie noch immer eine kostengünstige, sowie für die Netzstabilität günstige Methode ist. Auch kann diese Technologie dazu beitragen die Klimaziele der Europäischen Union zu erreichen. Dennoch wird eine 100%ige Sicherheit nicht zu gewährleisten sein und das Problem mit dem radioaktiven Abfall kann nicht außer Acht gelassen werden. Beim Entscheidungsprozess müssen die Vor- und Nachteile sorgfältig gegenüber gestellt werden.

7 Literaturverzeichnis

- [Analytik ETHZ, 2016] Analytik ETHZ CH, „Vorlesung-Radiochemie-Reaktortypen“, [Online]. <http://www.analytik.ethz.ch/vorlesungen/radiochemie/Reaktortypen.pdf> [Zugriff am 22 September 2016]
- [Andra classification, 2016] Andra, French national radioactive waste management agency, „Waste classification“, [Online]. <http://www.andra.fr/international/pages/en/menu21/waste-management/waste-classification-1605.html> [Zugriff am 06 November 2016]
- [Andra HLW, 2016] Andra, French national radioactive waste management agency, „High-level waste“ [Online]. <http://www.andra.fr/international/pages/en/menu21/waste-management/waste-classification/high-level-waste-and-long-lived-intermediate-level-1610.html> [Zugriff am 08 November 2016]
- [AREVA EPR de, 2016] AREVA, „GENEHMIGT UND IM BAU WELTWEIT: UNSER EPR-REAKTOR“, [Online]. <http://de.aveva.com/DE/aveva-deutschland-362/genehmigt-und-im-bau-weltweit-unser-eprreaktor.html> [Zugriff am 05 Oktober 2016]
- [AREVA EPR Design, 2016] AREVA, „COMPLETE 3D VIEW OF EPR™ REACTOR“, [Online]. <http://www.aveva.com/activities/liblocal/images/fr/activites/reacteurs-services/detail-activites/reacteurs/nouvelles-coonstrutions/EPR/lay-out/schema-2.jpg> [Zugriff am 05 Oktober 2016]
- [AREVA EPR HIW, 2016] AREVA, „EPR™: HOW IT WORKS“, [Online]. <http://www.aveva.com/EN/operations-1710/epr-the-most-powerful-reator-with-safety-as-top-priority.html> [Zugriff am 05 Oktober 2016]
- [AREVA EPR Proj., 2016] AREVA, „THE EPR™ REACTOR PROJECTS WORLDWIDE“, [Online]. <http://www.aveva.com/EN/operations-2542/the-epr-reactor-projects-worldwide.html> [Zugriff am 17 November 2016]
- [AREVA EPR Sectional, 2016] AREVA, „SECTIONAL 3D VIEW OF EPR™ REACTOR“, [Online]. <http://www.aveva.com/activities/liblocal/images/fr/activites/reacteurs-services/detail-activites/reacteurs/nouvelles-coonstrutions/EPR/lay-out/sections-1-ab.png> [Zugriff am 05 Oktober 2016]

- [AREVA EPR-Barrieren, 2016] AREVA, „GESTAFFELTE BARRIEREN HALTEN RADIOAKTIVITÄT ZURÜCK“, [Online]. <http://de.aveva.com/DE/aveva-deutschland-2050/schutzbarrieren-eines-reaktors.html?mediaDetail=1364> [Zugriff am 07 Oktober 2016]
- [AREVA EPR-Reaktor, 2016] AREVA, „DER EPR-REAKTOR KURZ UND BÜNDIG“, [Online]. <http://de.aveva.com/DE/aveva-deutschland-383/eprreaktor.html> [Zugriff am 06 Oktober 2016]
- [AREVA Flamanville, 2016] AREVA, „FLAMANVILLE 3 - FRANCE“, [Online]. <http://www.aveva.com/EN/operations-2397/flamanville-3-france.html> [Zugriff am 17 November 2016]
- [AREVA Hinkley P., 2016] AREVA, „HINKLEY POINT – UNITED KINGDOM“, [Online]. <http://www.aveva.com/EN/operations-5142/hinkley-point-united-kingdom.html#tab=tab3> [Zugriff am 17 November 2016]
- [AREVA Olkiluoto, 2016] AREVA, „OLKILUOTO 3 - FINLAND“, [Online]. <http://www.aveva.com/EN/operations-2389/olkiluoto-3-finland.html#tab=tab2> [Zugriff am 17 November 2016]
- [AREVA Taishan, 2016] AREVA, „TAISHAN 1&2 - CHINA“, [Online]. <http://www.aveva.com/EN/operations-2404/china-taishan-12.html> [Zugriff am 17 November 2016]
- [ATI, 2016] Prof. Dr. H. Böck, „Module 08 – Magnox and Advanced Gas Cooled Reactors (AGR)“, [Online]. http://www.ati.ac.at/fileadmin/files/research_areas/ssnm/nmkt/08_Magnox__AGR.pdf [Zugriff am 26 September 2016]
- [BFE Bohrungen, 2016] Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bundesamt für Energie BFE, Sektion Entsorgung radioaktiver Abfälle, „Auswahlverfahren für geologische Tiefenlager: Nagra reicht Gesuche für Sondierungsbohrungen in Etappe 3 ein“, 27.09.2016 [Online]. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=63921> [Zugriff am 02 November 2016]
- [BFE, 2011] Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bundesamt für Energie BFE, Sektion Entsorgung radioaktiver Abfälle, „Faktenblatt 2 – Auswahl der Standorte: Ein transparentes und verbindliches Verfahren“, 30.11.2011 [Online]. http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_519753729.pdf [Zugriff am 27 Oktober 2016]

- [BfS Fukushima, 2012] Bundesamt für Strahlenschutz, „Bundesamt für Strahlenschutz: Die Katastrophe im Kernkraftwerk Fukushima nach dem Seebeben vom 11. März 2011“, BfS-SK-18/12, Salzgitter, März 2012. urn:nbn:de:0221-201203027611, [Online].
http://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-201203027611/3/BfS-SK-18-12-Bericht_Fukushima_Korr-20120523.pdf [Zugriff am 08 September 2016]
- [Brasser et al., 2008] T. Brasser, J. Droste, I. Müller-Lyda, J. Neles, M. Sailer, G. Schmidt, M. Steinhoff, „Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle in Deutschland – Hauptband“, Braunschweig/Darmstadt 2008 [Online].
<https://www.oeko.de/oekodoc/868/2008-306-de.pdf> [Zugriff am 24 Oktober 2016]
- [CfD UK, 2016] NNB GENERATION COMPANY (HPC) LIMITED as the Generator and LOW CARBON CONTRACTS COMPANY LTD as the CfD COUNTERPARTY, „CONTRACT FOR DIFFERENCE FOR HINKLEY POINT C“, September 2016 [Online].
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/556763/1_-_Contract_for_Difference__redacted_.pdf [Zugriff am 20 Dezember 2016]
- [chemie lexikon, 2017] CHEMIE.DE, „Liste der Kernkraftwerke“, [Online].
http://www.chemie.de/lexikon/Liste_der_Kernkraftwerke.html [Zugriff am 05 Februar 2017]
- [chempage, 2016] ChemPage, „Kernkraftwerke - Hochtemperaturreaktor“, [Online].
<http://www.chempage.de/theorie/kernkraftreaktor3.jpg> [Zugriff am 04 Oktober 2016]
- [Cour des comptes, 2012] Cour des comptes, „The costs of the nuclear power sector – Thematic public report“, January 2012, [Online].
https://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj5_pD-hJLSAhWBtywKHajCbkQFggaMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.ccomptes.fr%2Fcontent%2Fdownload%2F43709%2F697228%2Fversion%2F2%2Ffile%2Fthematic_public_report_costs_nuclear_%2Bpower_sector_012012.pdf&u sg=AFQjCNEdp0-ANXjwBfFh8TShh8oShz9HRQ&sig2=n8jQxkNHbEfufBNJ u7oQKQ&bvm=bv.146786187,d.bGs [Zugriff am 15 Februar 2017]

- [D'haeseleer, 2013] William D. D'haeseleer, Professor at the University of Leuven (KU Leuven), Belgium, „Nuclear Energie – Study for the European Commission, DG Energy“, Contract N° ENER/2012/NUCL/SI2.643067, Final Report, November 27, 2013, [Online] http://bruegel.org/wp-content/uploads/imported/events/Synthesis_economics_nuclear_20131127-0_reduced_size.pdf [Zugriff am 12 Februar 2017]
- [DAtF, 2016] Deutsches Atomforum e.V. (DAtF), „Geschichte der Kernenergie“, [Online]. <http://www.kernenergie.de/kernenergie/themen/geschichte/> [Zugriff am 20 August 2016]
- [Doug, 2016] „Roving Reports by Doug P“, [Online]. http://rovingreportsbydoug.blogspot.co.at/2012_08_01_archive.html [Zugriff am 01 September 2016]
- [EC Energy, 2017] European Commission, Energy, „Nuclear Energy – Safe nuclear power“, [Online]. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/nuclear-energy> [Zugriff am 18 Jänner 2017]
- [eca-nuclear, 2017] eca-nuclear, „Financing Disaster - How the G8 fund the Global Proliferation of Nuclear Technologie“, [Online]. <http://www.cnrc.jp/english/publications/pdf/files/eca-nuclear-2001.pdf> [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [economie, 2016] economie, FÖD Wirtschaft, K.M.B., Mittelstand und Energie, „Die Verwaltung der radioaktiven Abfälle und der Abbruch“ [Online]. http://economie.fgov.be/de/consommateurs/Energie/Kernenergie/Die_Verwaltung_der_radioaktiven_Abfalle_und_der_Abbruch/#.WBoU9dXhCUk [Zugriff am 02 November 2016]
- [ejatlas Brokdorf, 2017] ejatlas, „Brokdorf nuclear power station, Germany“, [Online]. <https://ejatlas.org/print/brokdorf-germany> [Zugriff am 22 Februar 2017]
- [Energie.gov EBR-1, 2016] U.S. Department of Energy, „Photo of the Week: Bright Ideas“, [Online]. <http://energy.gov/articles/photo-week-bright-ideas> [Zugriff am 01 September 2016]
- [Energie.gov TMI-2, 2016] U.S. Department of Energy, „March 28, 1979: THREE MILE ISLAND“, [Online]. <http://energy.gov/management/march-28-1979-three-mile-island> [Zugriff am 03 September 2016]
- [energie-lexikon R. A.,2016] RP-Energie-Lexikon, „Radioaktiver Abfall“, [Online]. https://www.energie-lexikon.info/radioaktiver_abfall.html [Zugriff am 25 Oktober 2016]

- [Energy UK Report, 2016] Energy UK, „Wholesale Market Report – Data collected November 2016 – Report published December 2016“, [Online]. <http://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=5992> [Zugriff am 04 Jänner 2017]
- [enformable, 2016] enformable, „First Unintended Nuclear Meltdown: Idaho Falls 1655 – Experimental Breeder Reactor 1“, [Online]. <http://enformable.com/2011/08/first-unintended-nuclear-meltdown-idaho-falls-1655-experimental-breeder-reactor-1/#jp-carousel-3751> [Zugriff am 01 September 2016]
- [EU Commission, 2016] European Commission, „COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT-Accompanying the document-Communication from the Commission-Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty for the opinion of the European Economic and Social Committee“, Brussels, 4.4.2016, SWD(2016) 102 final [Online]. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v10.pdf [Zugriff am 20 Dezember 2016]
- [EU R. S. 2016-2050, 2016] European Commission, „EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050“, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016, [Online]. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf [Zugriff am 03 Februar 2017]
- [FAZ Österreich, 2017] Frankfurter Allgemeine, Politik, „Österreich und Atomkraft – Ausstieg vor dem Einstieg“, [Online]. <http://www.faz.net/aktuell/politik/oesterreich-und-atomkraft-ausstieg-vor-dem-einstieg-12648284.html> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [finanzen, 2017] finanzen.net, „Währungsrechner“, [Online]. http://www.finanzen.net/waehrungsrechner/britische-pfund_euro [Zugriff am 05 Jänner 2017]
- [Forbes F., 2016] Forbes, „Radiation map“, [Online]. <http://b-i.forbesimg.com/jamesconca/files/2013/10/Fukushima-radiation-map.jpg> [Zugriff am 09 September 2016]
- [GEN-IV Charter, 2016] The Generation IV International Forum, „Charter of the Generation IV International Forum“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2016-07/charter_nov2006.pdf [Zugriff am 12 Oktober 2016]

- [GEN-IV GFR, 2016] The Generation IV International Forum, „Gas-Cooled Fast Reactor (GFR)“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42148/gas-cooled-fast-reactor-gfr [Zugriff am 12 Oktober 2016]
- [GEN-IV home, 2016] The Generation IV International Forum, „home bleu“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_9260/public [Zugriff am 12 Oktober 2016]
- [GEN-IV LFR, 2016] The Generation IV International Forum, „Lead-Cooled Fast Reactor (LFR)“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42149/lead-cooled-fast-reactor-lfr [Zugriff am 18 Oktober 2016]
- [GEN-IV MSR, 2016] The Generation IV International Forum, „Molten Salt Reactor (MSR)“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42150/molten-salt-reactor-msr [Zugriff am 18 Oktober 2016]
- [GEN-IV SCWR, 2016] The Generation IV International Forum, „Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR)“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42151/supercritical-water-cooled-reactor-scwr [Zugriff am 14 Oktober 2016]
- [GEN-IV SFR, 2016] The Generation IV International Forum, „Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR)“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42152/sodium-cooled-fast-reactor-sfr [Zugriff am 17 Oktober 2016]
- [GEN-IV VHTR, 2016] The Generation IV International Forum, „Very-High-Temperature Reactor (VHTR)“, [Online]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42153/very-high-temperature-reactor-vhtr [Zugriff am 13 Oktober 2016]
- [gov uk, 2016] NDA, Nuclear Decommissioning Authority, „R & D Research and Development – November 2015“ [Online]. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/564446/NDA_Research_and_Development_brochure_November_2015.pdf [Zugriff am 08 November 2016]
- [Greenpeace TMI-2, 2016] Greenpeace, „Der GAU in Harrisburg“, [Online]. <https://www.greenpeace.de/themen/der-gau-harrisburg> [Zugriff am 05 September 2016]
- [Grohnde, 2017] Hrsg.: Regionalkonferenz AKW Grohnde, „Alte Meiler bleiben am Netz - die Gefahren des AKW Grohnde“, [Online]. https://grohnde.files.wordpress.com/2011/09/2011-10_broschc3bcre-grohnde-web.pdf [Zugriff am 22 Februar 2017]
- [GRS LWR, 2016] Global research for safety, „Leichtwasserreaktor (LWR)“, [Online]. <http://www.grs.de/begriff-der-woche-leichtwasserreaktor> [Zugriff am 19 September 2016]

- [GRS, 2011] Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, „Der Unfall in Fukushima“, GRS-293, August 2011., [Online]. <https://www.grs.de/content/grs-293-unfall-fukushima-zwischenbericht> [Zugriff am 08 September 2016]
- [Heinrich Böll Stiftung, 2017] Heinrich Böll Stiftung, „Energy of the Future? - Nuclear energy in Central and Eastern Europe“, [Online]. https://cz.boell.org/sites/default/files/energy_of_the_future.pdf [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [Heinz Stigler, WS 2002/03] Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler, „Energieplanung in Theorie und Praxis“, WS 2002/03, Abteilung für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation am Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik
- [IAEA PRIS BE, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics - Belgium“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=BE> [Zugriff am 23 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS BG, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics - Bulgaria“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=BG> [Zugriff am 23 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS CZ, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Czech Republic“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=CZ> [Zugriff am 23 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS DE, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Germany“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=DE> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS ES, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Spain“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=ES> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS FI, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Finland“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=FI> [Zugriff am 23 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS FR, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – France“, [Online]. <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=FR> [Zugriff am 23 Jänner 2017]

- [IAEA PRIS HU, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Hungary“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=HU> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS NL, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Netherlands“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=NL> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS OR, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Operational & Long-Term Shutdown Reactors“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx> [Zugriff am 19 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS RO, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Romania“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=RO> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS SE, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Sweden“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=SE> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS SI, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Slovenia“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=SI> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS SK, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Country Statistics – Slovak Republic“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=SK> [Zugriff am 24 Jänner 2017]
- [IAEA PRIS UC, 2017] IAEA | PRIS, Power Reactor Information System, „Under Construction Reactors“, [Online].
<https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx> [Zugriff am 21 Jänner 2017]
- [INL GFR, 2016] INL Idaho National Laboratory, „NUCLEAR ENERGY - Gas-Cooled Fast Reactor (GFR)“, [Online].
<http://www4vip.inl.gov/research/gas-cooled-fast-reactor/d/gas-cooled-fast-reactor.pdf> [Zugriff am 12 Oktober 2016]
- [INL LFR, 2016] INL Idaho National Laboratory, „NUCLEAR ENERGY – Lead-Cooled Fast Reactor (LFR)“, [Online].
<http://www4vip.inl.gov/research/lead-cooled-fast-reactor/d/lead-cooled-fast-reactor.pdf> [Zugriff am 13 Oktober 2016]

- [INL MSR, 2016] INL Idaho National Laboratory, „NUCLEAR ENERGY – Molten Salt Reactor (MSR)“, [Online]. <http://www4vip.inl.gov/research/molten-salt-reactor/d/molten-salt-reactor.pdf> [Zugriff am 13 Oktober 2016]
- [INL SCWR, 2016] INL Idaho National Laboratory, „NUCLEAR ENERGY – Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR)“, [Online]. <http://www4vip.inl.gov/research/supercritical-water-cooled-reactor/d/supercritical-water-cooled-reactor.pdf> [Zugriff am 13 Oktober 2016]
- [INL SFR, 2016] INL Idaho National Laboratory, „NUCLEAR ENERGY – Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR)“, [Online]. <http://www4vip.inl.gov/research/sodium-cooled-fast-reactor/d/sodium-cooled-fast-reactor.pdf> [Zugriff am 13 Oktober 2016]
- [INL VHTR, 2016] INL Idaho National Laboratory, „NUCLEAR ENERGY – Very High Temperature Reactor (VHTR)“, [Online]. <http://www4vip.inl.gov/research/very-high-temperature-reactor/d/very-high-temperature-reactor.pdf> [Zugriff am 13 Oktober 2016]
- [Kernfragen, 2016] Kernfragen Wissen zur Kernenergie, „Reaktortypen“, [Online]. <http://www.kernfragen.de/reaktortypen> [Zugriff am 19 September]
- [Laufs, 2013] Paul Laufs, „Reaktorsicherheit für Leistungskernkraftwerke – Die Entwicklung im politischen und technischen Umfeld der Bundesrepublik Deutschland“, Springer Vieweg 2013
- [Leigh|Fisher, 2016] Leigh|Fisher JACOBS, Brinckerhoff, Department of Energy and Climate Change, „Electricity Generation Costs and Hurdle Rates – Lot3: Non-Renewable Technologies“, August 2016 [Online] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566803/Leigh_Fisher_Non-renewable_Generation_Cost.pdf [Zugriff am 10 Jänner 2017]
- [LichtBlickBlog, 2016] Licht Blick Blog, „Atomgeschichte(n) 5: 1951 – das Jahr, als das erste Mal Atomstrom gewonnen wurde“, [Online]. <https://www.lichtblickblog.de/meinung-position/atomgeschichten-teil-5-1951-das-jahr-als-das-erste-mal-atomstrom-gewonnen-wurde/> [Zugriff am 01 September 2016]

- [lpb-bw tschernobyl, 2016] Landeszentrale für politische Bildung Baden-Württemberg, „26. April 1986 – Die Atomkatastrophe von Tschernobyl“, [Online]. <https://www.lpb-bw.de/tschernobyl.html> [Zugriff am 06 September 2016]
- [MOPO F., 2016] MOPO Hamburger Morgenpost, „Fukushima Katastrophen-Reaktor bekommt Plastik-Sarkophag“, [Online]. <http://www.mopo.de/news/fukushima-katastrophen-reaktor-bekommt-plastik-sarkophag-5890302> [Zugriff am 08 September 2016]
- [Mott MacDonald, 2010] Mott MacDonald, „UK Electricity Generation Costs Update“, Victory House, Trafalgar Palace, Brighton BN1 4FY, United Kingdom, Juni 2010
- [Nagra, 2016] Nagra Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle, „Nagra aktuell“, [Online]. <http://www.nagra.ch/de> [Zugriff am 27 Oktober 2016]
- [Neles & Pistner, 2012] J. M. Neles, C. Pistner, „Kernenergie – Eine Technik für die Zukunft?“, Springer Vieweg 2012
- [NERAS, 2011] NERAS, Nationale Einrichtung für Radioaktive Abfälle und Angereicherte Spaltmaterialien, „Zusammenfassung des Abfallwirtschaftsplans – zur Langzeitverwaltung von konditioniertem hochaktivem und/ oder langlebigem Abfall und Überblick der damit verbundenen Fragen“, September 2011 [Online]. <http://www.niras-afvalplan.be/nieuw/downloads/pdf/Afvalplan%20samenvatting%20DE.pdf> [Zugriff am 02 November 2016]
- [n-tv tschernobyl, 2016] n-tv, „Der größte anzunehmende Unfall – Was in Tschernobyl geschah“ [Online]. <http://bilder3.n-tv.de/img/incoming/origs3053226/9778252175-w778-h550/AP860503081-1.jpg> [Zugriff am 06 September 2016]
- [Nucleopedia Neckarw., 2017] Nucleopedia, „Kernkraftwerk Neckarwestheim“, [Online]. http://de.nucleopedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Neckarwestheim [Zugriff am 22 Februar 2017]
- [Nucleopedia Olkiluoto, 2017] Nucleopedia, „Kernkraftwerk Olkiluoto“, [Online]. http://de.nucleopedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Olkiluoto [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [Nuklearforum Flamanville, 2016] Nuklearforum Schweiz, „Frankreich: neuer Zeitplan für Flamanville-3“, [Online]. <http://www.nuklearforum.ch/de/aktuell/e-bulletin/frankreich-neuer-zeitplan-fuer-flamanville-3-0> [Zugriff am 24 November 2016]

- [Nuklearforum Olkiluoto, 2016] Nuklearforum Schweiz, „Olkiluoto-3: Teilurteil im ICC-Schiedsgerichtverfahren“, [Online].
<http://www.nuklearforum.ch/de/aktuell/e-bulletin/olkiluoto-3-teilurteil-im-icc-schiedsgerichtsverfahren> [Zugriff am 24 November 2016]
- [ÖKTG LWR, 2016] ÖKTG Austrian Nuclear Society, „Leichtwasserreaktoren“, [Online].
<http://www.oektg.at/bildungsarbeit/publikationen/leichtwasserreaktoren/> [Zugriff am 19 September 2016]
- [Olah et al., 2008] N. Olah, T. Huth, D. Lühr, „Geldpolitik mit optimaler Zinsstruktur“, Januar 2010 [Online].
http://monneta.org/wp-content/uploads/2015/04/Geldpolitik_OlahHuthLoehr.pdf [Zugriff am 22 Jänner 2017]
- [Panos Konstantin, 2013] Panos Konstantin, „Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, 3.aktualisierte Auflage, Springer Vieweg 2013
- [Parsons Brinckerhoff, 2011] Parson Brinckerhoff, Department of Energy and Climate Change, "ELECTRICITY GENERATION COST MODEL - 2011 Update Revision 1", August 2011
- [Parsons Brinckerhoff, 2013] Parson Brinckerhoff, Department of Energy and Climate Change, "ELECTRICITY GENERATION COST MODEL - 2013 UPDATE OF NON-RENEWABLE TECHNOLOGIES", April 2013
- [Pauritsch, 2009] Hansjörg Gernolt Pauritsch, Kematen an der Krems, „Investitionsrechnung und Sensitivitätsanalysen bei einem Energieerzeuger – Anwendungsbeispiel einer Kraftwerksneuerrichtung“, CM Januar / Februar 2009, [Online] <http://media.haufe-group.com/media/attachmentlibraries/rp/Controlling/Pauritsch.pdf> [Zugriff am 06 Dezember 2016]
- [Planet wissen T., 2016] Planet wissen, „Atomkraft - Tschernobyl“, [Online].
http://www.planetwissen.de/technik/atomkraft/das_reaktionsglueck_von_tschernobyl/index.html [Zugriff am 07 September 2016]
- [Posiva Onkalo, 2016] Posiva, „ONKALO“ [Online].
http://www.posiva.fi/files/3752/ONKALO_etenema_pikkukuvalla_030714_EN.jpg [Zugriff am 04 November 2016]
- [Posiva waste, 2016] Posiva, „Nuclear Waste Management“ [Online].
http://www.posiva.fi/files/3407/Kaytetyn_polttoaineen_lopusjoiustilat_web_EN.jpg [Zugriff am 04 November 2016]

- [PSI ch, 2017] Paul Scherrer Institut, „PSI Home – Project FAST“, [Online]. <https://www.psi.ch/fast/> [Zugriff am 02 Februar 2017]
- [Quaschnig, 2013] Volker Quaschnig, „Erneuerbare Energien und Klimaschutz – Hintergründe – Techniken und Planung – Ökonomie und Ökologie - Energiewende“, Carl Hanser Verlag München 2013
- [RBMK, 2016] RBMK.info, „RBMK – (Reaktor Bolschoi Moschtschnosti Kanalny) – Funktionsweise“, [Online]. <http://www.rbmk.info/funktionsweise.shtml> [Zugriff am 27 September 2016]
- [Sholly, 2013] Steven C. Sholly, Institute of Safety/Security and Risk Sciences, University of Natural Resources and Life Sciences Vienna, „[EHNUR WP 4] - ADVANCED NUCLEAR POWER PLANT CONCEPTS AND TIMETABLES FOR THEIR COMMERCIAL DEPLOYMENT“, Juni 2013 [Online]. http://www.risk.boku.ac.at/download/ehnur/EHNUR_WPO4_report_final.pdf [Zugriff am 26 Jänner 2017]
- [Siempelkamp, 2016] Siempelkamp, „Core-Catcher-Kühlstrukturen“, [Online]. <http://www.siempelkamp.com/index.php?id=1971&L=1> [Zugriff am 07 Oktober 2016]
- [Spiegel EU, 2016] Spiegel online, „Europäische Kommission will Atomkraft massiv stärken“, [Online]. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/atomkraft-eu-kommission-will-kernenergie-in-europa-staerken-a-1092584.html> [Zugriff am 08 August 2016]
- [Spiegel F. Eisb., 2016] Spiegel online, „Eisbarriere ist undicht“, [Online]. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/fukushima-eisbarriere-ist-undicht-a-1089821.html> [Zugriff am 08 September 2016]
- [Spiegel Krsko, 2017] Der Spiegel online, „Nachrichten - Der Spiegel - Tschernobyl in Jugoslawien?“, [Online]. <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-13496494.html> [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [Spiegel NSC, 2016] Spiegel online, „Tschernobyl: Darum strahlt die Atomruine noch sehr, sehr lange“, [Online]. <http://cdn1.spiegel.de/images/image-984318-galleryV9-omox-984318.jpg> [Zugriff am 05 September 2016]
- [Spiegel T. At.-Ruine, 2016] Spiegel online, „Tschernobyl – Darum strahlt die Atomruine noch sehr, sehr lange“, [Online]. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/tschernobyl-warum-die-atomruine-noch-lange-strahlt-a-1088774.html> [Zugriff am 07 September 2016]

- [Spiegel T. expl. Block, 2016] Spiegel online, „Tschernobyl – Explodierter Block“, [Online]. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/bild-1089220-192588.html> [Zugriff am 05 September 2016]
- [Spiegel T. GAU, 2016] Spiegel online, „Tschernobyl – Der Super-GAU im Protokoll“, [Online]. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/tschernobyl-der-super-gau-im-protokoll-a-1089220.html> [Zugriff am 06 September 2016]
- [Spiegel T. Sarkophag, 2016] Spiegel online, „Tschernobyl – Erster Sarkophag des Unglücks-Reaktors“, [Online]. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/bild-1089220-200747.html> [Zugriff am 05 September 2016]
- [Spiegel TMI-2, 2016] Spiegel online, „Reaktorunglück Harrisburg – Das amerikanische Tschernobyl“, [Online]. <http://www.spiegel.de/einestages/reaktorunglueck-harrisburg-das-amerikanische-tschernobyl-a-948226.html> [Zugriff am 05 September 2016]
- [statista Inflation, 2017] statista, das Statistik-Portal, „Europäische Union & Euro-Zone: Inflationsrate von 2005 bis 2015 (gegenüber dem Vorjahr)“, [Online]. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156285/umfrage/entwicklung-der-inflationsrate-in-der-eu-und-der-eurozone/> [Zugriff am 06 Jänner 2017]
- [statista Stromerz., 2017] statista, das Statistik-Portal, „Kosten der Stromerzeugung nach Energieträger (Stand: 2010, in Cent pro kWh)“, [Online]. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/187238/umfrage/kosten-der-stromerzeugung-nach-energietraeger/> [Zugriff am 23 Jänner 2017]
- [STUK, 2016] STUK, Radiation and Nuclear Safety Authority in Finland, „Nuclear Waste - Disposal of spent fuel in Finland“, Jänner 2016 [Online]. <http://www.stuk.fi/web/en/topics/nuclear-waste/disposal-of-spent-fuel-in-finland> [Zugriff am 04 November 2016]
- [Süddeutsche TMI-2, 2016] Süddeutsche Zeitung, „USA: Atomunfall in Harrisburg 1979 - Chronik einer Kernschmelze“, [Online]. <http://www.sueddeutsche.de/wissen/usa-atomunfall-in-harrisburg-chronik-einer-kernschmelze-1.1079098> [Zugriff am 05 September 2016]
- [Tagesspiegel F. Ruine, 2016] Der Tagesspiegel, „Fukushima. Eine Chronik der Ereignisse“, [Online]. http://www.tagesspiegel.de/images/atomruine_dpa/9051384/3-format43.jpg [Zugriff am 8 September 2016]

- [Tagesspiegel Fukushima, 2016] Der Tagesspiegel, „Fukushima. Eine Chronik der Ereignisse“, [Online].
<http://www.tagesspiegel.de/politik/die-atomkatastrophe-in-japan-fukushima-eine-chronik-der-ereignisse/9038136.html> [Zugriff am 08 September 2016]
- [The World Bank, 1992] The World Bank, „Document of The World Bank - STAFF APPRAISAL REPORT - CZECH AND SLOVAK FEDERAL REPUBLIC - POWER AND ENVIRONMENTAL IMPROVEMENT PROJECT“, [Online].
<http://documents.worldbank.org/curated/en/686911468246581307/pdf/multi-page.pdf> [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [Thomas, 2017] S. D. Thomas, Senior Fellow, Energy Programme, Science Policy Research Unit, University of Sussex, „Cambridge Energy Studies - The realities of nuclear power - international economic and regulatory experience“, Cambridge University Press 1988 [Online].
https://books.google.at/books?id=4HW8aGfyACkC&pg=PA161&lpg=PA161&dq=gundremmingen+cost&source=bl&ots=FVAgulnxY5&sig=2fjTWU_VZYBIDYM08QXNhsLDEB8&hl=de&sa=X&sqj=2&ved=0ahUKEwjxsYDJ-6PSAhVCShQKHTuHCGUQ6AEIMTAD#v=onepage&q=gundremmingen%20cost&f=false [Zugriff am 22 Februar 2017]
- [Tschechische Regierung, 1999] Regierung Tschechien, „Regierung Tschechien - Resolution - vom 12.Mai 1999 - Nr.472“, [Online].
https://kormoran.vlada.cz/usneseni/usneseni_webtest.nsf/WebGovRes/7038A0CA78622833C12571B6006D3428?OpenDocument [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [TVO Core-Catcher, 2016] TVO, „NUCLEAR SAFETY“, [Online].
http://www.tvo.fi/uploads/images/OL3/EPR-SPRE_400px.jpg?timestamp=1357999874951 [Zugriff am 07 Oktober 2016]
- [UNSCEAR T., 2016] UNSCEAR, „Surface ground deposition of caesium-137 released in Europe after the Chernobyl accident“, [Online]. <http://www.unscear.org/docs/JfigXI.pdf> [Zugriff am 07 September 2016]
- [UoCS Mark- I , 2016] Union of Concerned Scientists, „Update on Fukushima Reactor“, [Online].
http://media.tumblr.com/tumblr_lhzb23MSpu1qbnrqd.jpg [Zugriff am 08 September 2016]

- [Vor. Nat. Prog. Ö., 2015] Ministerium für ein lebenswertes Österreich, „Vorläufiges nationales Entsorgungsprogramm für radioaktiven Abfall“, Wien August 2015 [Online].
https://www.bmlfuw.gv.at/dam/jcr:06154ca5-c11b-4d20-b8b5-2cfc0da5fb7a/Vorl_NatEntsProg%20.pdf [Zugriff am 27 Oktober 2016]
- [Webb, 1976] Richard E Webb, „The accident hazards of nuclear power plants“, Amherst: The University of Massachusetts press 1976
- [Wenisch et al., 2008] A. Wenisch, W. Neumann, G. Mraz, O. Becker, „Entsorgungsstrategie Slowakische Republik – Fachstellungsnahme zur Strategischen Umweltprüfung“, Wien 2008 [Online].
<http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0130.pdf> [Zugriff am 25 Oktober 2016]
- [Wenisch et al., 2010] A. Wenisch, W. Konrad, G. Mraz, A. Wallner, „Positionspapier zur Lagerung des österreichischen radioaktiven Abfalls“, Wien 2010 [Online].
<http://www.ecology.at/files/berichte/E22.594.pdf> [Zugriff am 26 Oktober 2016]
- [world-nuclear ANPR, 2016] world-nuclear, „Advanced Nuclear Power Reactors“, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/advanced-nuclear-power-reactors.aspx> [Zugriff am 06 Oktober 2016]
- [world-nuclear Belgium, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Belgium“, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium.aspx> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [world-nuclear Bulgaria, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Bulgaria“, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/bulgaria.aspx> [Zugriff am 21 Jänner 2017]
- [world-nuclear Czech, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Czech Republic“, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/czech-republic.aspx> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [world-nuclear decom., 2016] world-nuclear, „Decommissioning Nuclear Facilities“, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx> [Zugriff am 20 Dezember 2016]

- [world-nuclear Finland, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Finland”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland.aspx> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [world-nuclear France, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in France”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx> [Zugriff am 19 Jänner 2017]
- [world-nuclear Fukushima, 2016] world-nuclear, „Robots will take over Fukushima Daiichi Plant”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/assets/0/16/660/676/a97f3ea7-8bfc-4c31-8adc-b8942e83d439.jpg> [Zugriff am 08 September 2016]
- [world-nuclear Germany, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Germany”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx> [Zugriff am 19 Jänner 2017]
- [world-nuclear Hungary, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Hungary”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/hungary.aspx> [Zugriff am 21 Jänner 2017]
- [world-nuclear Netherlands, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Slovenia”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands.aspx> [Zugriff am 21 Jänner 2017]
- [world-nuclear NP EU, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in the European Union”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx> [Zugriff am 19 Jänner 2017]
- [world-nuclear NP UK, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in the United Kingdom”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx> [Zugriff am 12 Jänner 2017]
- [world-nuclear RBMK, 2016] world-nuclear, „RBMK Reactors”, [Online]. http://www.world-nuclear.org/uploadedImages/org/info/Nuclear_Fuel_Cycle/Power_Reactors/Appendicies/light-water-graphite-moderated-reactor-lwgr.png?n=7480 [Zugriff am 28 September 2016]
- [world-nuclear Romania, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Romania”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/romania.aspx> [Zugriff am 21 Jänner 2017]

- [world-nuclear Slovakia, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Slovakia”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/slovakia.aspx> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [world-nuclear Slovenia, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Slovenia”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/slovenia.aspx> [Zugriff am 21 Jänner 2017]
- [world-nuclear Spain, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Spain”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/spain.aspx> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [world-nuclear Sweden, 2017] world-nuclear, „Nuclear Power in Sweden”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx> [Zugriff am 20 Jänner 2017]
- [world-nuclear TMI-2, 2016] world-nuclear, „Three Mile Island Accident”, [Online]. [http://www.world-nuclear.org/uploadedImages/org/info/tmi-2\(1\).gif](http://www.world-nuclear.org/uploadedImages/org/info/tmi-2(1).gif) [Zugriff am 05 September 2016]
- [world-nuclear UK, 2016] world-nuclear, „Nuclear Development in the United Kingdom”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/appendices/nuclear-development-in-the-united-kingdom.aspx> [Zugriff am 26 September 2016]
- [world-nuclear waste, 2016] world-nuclear, „Radioactive Waste Management”, [Online]. <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/radioactive-waste-management.aspx> [Zugriff am 26 November 2016]
- [Zeit online Finnland, 2017] ZEIT ONLINE, „Kernkraftwerke - Dem finnischen Wald zuliebe”, [Online]. <http://www.zeit.de/1984/46/dem-finnischen-wald-zuliebe> [Zugriff am 21 Februar 2017]
- [Zeit online Isar 2, 2017] ZEIT ONLINE, „Elektrizitätsversorgung - Spitze bei den Strompreisen”, [Online]. <http://www.zeit.de/1985/13/spitze-bei-den-strompreisen/seite-2> [Zugriff am 22 Februar 2017]

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erste Produktion von elektrischem Strom des amerikanischen Versuchsreaktors EBR-1 am 20. Dezember 1951 (Energie.gov EBR-1, 2016)	4
Abbildung 2: EBR-1 Reaktorgebäude (Doug, 2016)	4
Abbildung 3: EBR-1 Kern (enformable, 2016)	4
Abbildung 4: Kern des EBR-1 nach der Teilkernschmelze 1955 (Webb, 1976)	5
Abbildung 5: Aufbau des Kernkraftwerks TMI-2 (world-nuclear TMI-2, 2016)	7
Abbildung 6: Three Mile Island, Harrisburg, Pennsylvania USA (Energie.gov TMI-2, 2016)	7
Abbildung 7: Kernkraftwerk Tschernobyl vor dem Super-GAU (n-tv tschernobyl, 2016)	11
Abbildung 8: Tschernobyl - Explodierter Block 4 (Spiegel T. expl. Block, 2016)	11
Abbildung 9: Tschernobyl - Sarkophag über Reaktor 4 (Spiegel T. Sarkophag, 2016)	11
Abbildung 10: Tschernobyl - Montage des New Safe Confinement (Spiegel NSC, 2016)	12
Abbildung 11: Ablagerung von Cäsium-137 nach dem Unfall in Tschernobyl (UNSCEAR T., 2016)	13
Abbildung 12: Anlage Fukushima Dai-ichi (world-nuclear Fukushima, 2016)	14
Abbildung 13: Aufbau Mark- I -Design (UoCS Mark- I , 2016)	14
Abbildung 14: Evakuierungszone um Fukushima Dai-ichi (GRS, 2011)	16
Abbildung 15: Radioaktive Strahlungsbelastung um die Anlage Fukushima Dai-ichi (Forbes F., 2016)	16
Abbildung 16: Überflutete Anlage von Fukushima Dai-ichi (MOPO F., 2016)	17
Abbildung 17: Luftbild der zerstörten Fukushima-Anlage (Tagesspiegel F. Ruine, 2016)	17
Abbildung 18: Eisbarriere in Fukushima Dai-ichi (Spiegel F. Eisb., 2016)	18
Abbildung 19: Überblick der Generationen bei Kernkraftwerken (PSI ch, 2017)	19
Abbildung 20: Schematischer Aufbau eines Druckwasserreaktors (Neles & Pistner, 2012)	21
Abbildung 21: Schematischer Aufbau eines Siedewasserreaktors (Neles & Pistner, 2012)	22
Abbildung 22: Schematischer Aufbau eines CANDU-Reaktorkerns (Analytik ETHZ, 2016)	24
Abbildung 23: CANDU-Reaktorkern (Analytik ETHZ, 2016)	24
Abbildung 24: Schema eines gasgekühlten, graphitmoderierten Reaktors (ATI, 2016)	25
Abbildung 25: Schematischer Aufbau RBMK-Reaktor (world-nuclear RBMK, 2016)	26
Abbildung 26: Schematischer Aufbau eines Schnellen Brütters (Analytik ETHZ, 2016)	27
Abbildung 27: Brennstoffkugel für Hochtemperaturreaktor (Analytik ETHZ, 2016)	28
Abbildung 28: Schematischer Aufbau eines Kugelhaufenreaktors (chempage, 2016)	28
Abbildung 29: EPR Kraftwerksaufbaudesign Schema 2 (AREVA EPR Design, 2016)	32
Abbildung 30: EPR Kraftwerksaufbaudesign 3D Schnitt (AREVA EPR Sectional, 2016)	33
Abbildung 31: Übersicht der gestaffelten Barrieren welche vor Radioaktivität schützen (AREVA EPR-Barrieren, 2016)	35
Abbildung 32: Core-Catcher-Kühlstrukturen (Siempelkamp, 2016)	36
Abbildung 33: Schematische Darstellung des EPR-Konzeptes mit Reaktordruckkessels inklusive Core-Catcher (TVO Core-Catcher, 2016)	36
Abbildung 34: Schematischer Aufbau eines gasgekühlten schnellen Reaktors (INL GFR, 2016)	39
Abbildung 35: Schematischer Aufbau eines Hochtemperaturreaktors mit besonders hoher Temperatur (INL VHTR, 2016)	41
Abbildung 36: Schematischer Aufbau eines Leichtwasserreaktors mit besonders hohem Druck und hoher Temperatur (INL SCWR, 2016)	43

Abbildung 37: Schematischer Aufbau eines natriumgekühlten schnellen Reaktors (INL SFR, 2016).....	44
Abbildung 38: Schematischer Aufbau eines bleigekühlten schnellen Reaktors (INL LFR, 2016)	46
Abbildung 39: Schematischer Aufbau eines salzschmelze Reaktors (INL MSR, 2016)	48
Abbildung 40: Schema einer Anlage zur unterirdischen Lagerung von radioaktivem Abfall (NERAS, 2011)	53
Abbildung 41: Prinzipielles Entsorgungskonzept Finnlands (Posiva waste, 2016).....	55
Abbildung 42: Prinzipieller Konstruktionsplan der unterirdischen Forschungsanlage Onkalo und dem Endlager in Olkiluoto (Posiva Onkalo, 2016)	56
Abbildung 43: Lagerorte des hochradioaktiven Abfalls bis zur Inbetriebnahme des Endlagers in Meuse / Haute-Marne (Andra HLW, 2016)	57
Abbildung 44: Verursacher radioaktive Abfälle aus Österreich von 2010 bis 2014 (Vor. Nat. Ents. Prog. Ö., 2015)	58
Abbildung 45: Lage der NES Betriebsgeländes (Vor. Nat. Ents. Prog. Ö., 2015)	58
Abbildung 46: Potenzielle geologische Endlager in der Schweiz (BFE, 2011).....	59
Abbildung 47: Übersicht der Länder Europas mit/ohne Kernkraftwerke in Betrieb (world-nuclear NP EU, 2017)	64
Abbildung 48: Bruttostromerzeugung in der EU nach Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016).....	70
Abbildung 49: Anteile der Bruttostromerzeugung nach Erzeugungstechnologie in der EU nach Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016)	71
Abbildung 50: Investitionen für neue Erzeugungskapazitäten, Nachrüstung oder Ersatz von Altanlagen, EU Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016)	72
Abbildung 51: Netto Erzeugungskapazität aus Kernenergie von einzelnen EU-28-Staaten nach Referenz-Szenario 2016, Teil 1 (EU R. S. 2016-2050, 2016)	75
Abbildung 52: Netto Erzeugungskapazität aus Kernenergie von einzelnen EU-28-Staaten nach Referenz-Szenario 2016, Teil 2 (EU R. S. 2016-2050, 2016)	76
Abbildung 53: Veranschaulichung der Diskontierung von Ein- und Auszahlungen auf den Bezugzeitpunkt (Heinz Stigler, WS 2002/03).....	83
Abbildung 54: Graphische, näherungsweise Ermittlung des internen Zinsfußes (Panos Konstantin, 2013).....	85
Abbildung 55: Sensitivitätsanalyse Kapitalwert, Referenz-Szenario	95
Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse Kapitalwert, niedrige Baukosten	96
Abbildung 57: Sensitivitätsanalyse Kapitalwert, hohe Baukosten	96
Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse Ø diskontierte Stromentstehungskosten, Referenz- Szenario.....	97
Abbildung 59: Sensitivitätsanalyse Ø diskontierte Stromentstehungskosten, niedrige Baukosten.....	98
Abbildung 60: Sensitivitätsanalyse Ø diskontierte Stromentstehungskosten, hohe Baukosten.....	98
Abbildung 61: Variation des kalkulatorischen Zinssatzes	99
Abbildung 62: Variation des Börsenstrompreises, realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00%.....	100

Abbildung 63: Variation des Börsenstrompreises, realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%.....	100
Abbildung 64: Variation der Strompreisvergütung, realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00%.....	101
Abbildung 65: Variation der Strompreisvergütung, realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%.....	102
Abbildung 66: Variation der Anlagebaukosten, realer kalkulatorischer Zinssatz von 2,00%	103
Abbildung 67: Variation der Anlagebaukosten, realer kalkulatorischer Zinssatz von 5,39%	103
Abbildung 68: Kosten der Stromerzeugung nach Energieträger, nach Daten Stand 2010 von (statista Stromerz., 2017)	105

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Historische Entwicklung und Ereignisse der Kernenergie bis zum Jahr 1953 (Neles & Pistner, 2012; DATF, 2016).....	2
Tabelle 2: Historische Entwicklung und Ereignisse der Kernenergie vom Jahr 1954 bis 2011 (Neles & Pistner, 2012; DATF, 2016).....	3
Tabelle 3: Ereignisse vom 25. April 1986 (Spiegel T. GAU, 2016).....	8
Tabelle 4: Ereignisse vom 26. April 1986 (Spiegel T. GAU, 2016).....	9
Tabelle 5: Ereignisse vom 28. April 1986 bis zum März 2012 (Spiegel T. GAU, 2016).....	10
Tabelle 6: Technische Daten des Kernkraftwerks Fukushima Dai-ichi (BfS Fukushima, 2012).....	13
Tabelle 7: Wichtige Ereignisse im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi (Neles & Pistner, 2012; Tagesspiegel Fukushima, 2016).....	15
Tabelle 8: Verfügbare Kernkraftwerke der Generation III+ (Sholly, 2013).....	30
Tabelle 9: In Entwicklung befindliche Kernkraftwerke Generation III+, möglicher Einsatz 2015-2020 (Sholly, 2013)	31
Tabelle 10: Benennung der Teile aus Abbildung 29 (AREVA EPR HIW, 2016).....	32
Tabelle 11: Benennung der Teile aus Abbildung 30 (AREVA EPR HIW, 2016).....	33
Tabelle 12: Benennung der Teile aus Abbildung 31 (AREVA EPR-Barrieren, 2016).....	35
Tabelle 13: Daten zum EPR Projekt Olkiluoto 3 in Finnland (AREVA Olkiluoto, 2016).....	36
Tabelle 14: Daten zum EPR Projekt Flamanville 3 in Frankreich (AREVA Flamanville, 2016)	37
Tabelle 15: Daten zum EPR Projekt Taishan 1&2 in China (AREVA Taishan, 2016)	37
Tabelle 16: Daten zum EPR Projekt Hinkley Point C in Großbritannien (AREVA Hinkley P., 2016)	37
Tabelle 17: Management hochaktiver Abfälle, weltweiter Überblick (world-nuclear waste, 2016).....	52
Tabelle 18: Die Einteilung des radioaktiven Abfalls und die zugehörige Managementstrategie in Frankreich (Andra classification, 2016)	57
Tabelle 19: Kernkraftwerke im Betrieb in der EU, ohne UK (IAEA PRIS OR, 2017).....	65
Tabelle 20: Kernkraftwerke im Bau in der EU (IAEA PRIS UC, 2017; IAEA PRIS FI, 2017; IAEA PRIS FR, 2017; IAEA PRIS SK, 2017).....	69
Tabelle 21: Netto-Erzeugungskapazität aus Kernenergie der EU-28-Staaten nach Referenz-Szenario 2016 (EU R. S. 2016-2050, 2016).....	73

Tabelle 22: Kernkraftwerke in Betrieb im UK, Stand Dezember 2016 (world-nuclear NP UK, 2017)	78
Tabelle 23: geplante und vorgeschlagene Kernkraftwerke im UK (world-nuclear NP UK, 2017)	79
Tabelle 24: Ausgewähltes Setting für die Berechnung, Referenz-Szenario.....	87
Tabelle 25: Setting Variation der Baukosten	89
Tabelle 26: Übersicht der zeitlichen Verläufe	90
Tabelle 27: Berechnungsergebnisse Kapitalwertmethode.....	91
Tabelle 28: Berechnungsergebnisse Annuitätenmethode	93
Tabelle 29: Berechnungsergebnisse Interner Zinsfuß	94
Tabelle 30: Berechnungsergebnisse von der Analyse der Stromentstehungskosten	104
Tabelle 31: Kernkraftwerke in Betrieb, Belgien (IAEA PRIS BE, 2017; world-nuclear Belgium, 2017)	A-1
Tabelle 32: Kernkraftwerke in Betrieb, Bulgarien (IAEA PRIS BG, 2017; world nuclear Bulgaria, 2017)	A-1
Tabelle 33: Kernkraftwerke in Betrieb, Tschechien (IAEA PRIS CZ, 2017; chemie lexikon, 2017; Regierung Tschechien, 1999; The World Bank, 1992)	A-2
Tabelle 34: Kernkraftwerke in Betrieb, Finnland (IAEA PRIS FI, 2017; world-nuclear Finland, 2017; Nucleopedia Olkiluoto, 2017; Zeit online Finnland, 2017)	A-2
Tabelle 35: Kernkraftwerke in Betrieb, Frankreich, Teil 1 (IAEA PRIS FR, 2017; chemie lexikon, 2017; Cour des comptes, 2012).....	A-3
Tabelle 36: Kernkraftwerke in Betrieb, Frankreich, Teil 2 (IAEA PRIS FR, 2017; chemie lexikon, 2017; Cour des comptes, 2012).....	A-4
Tabelle 37: Kernkraftwerke in Betrieb, Frankreich, Teil 3 (IAEA PRIS FR, 2017; chemie lexikon, 2017; Cour des comptes, 2012).....	A-5
Tabelle 38: Kernkraftwerke in Betrieb, Deutschland (IAEA PRIS DE, 2017; world-nuclear Germany, 2017; ejatlas Brokdorf, 2017; Grohnde, 2017; Thomas, 2017; Zeit online Isar 2, 2017; Nucleopedia Neckarw., 2017)	A-6
Tabelle 39: Kernkraftwerke in Betrieb, Ungarn (IAEA PRIS HU, 2017; world-nuclear Hungary, 2017)	A-6
Tabelle 40: Kernkraftwerke in Betrieb, Niederlande (IAEA PRIS NL, 2017; world-nuclear Netherlands, 2017)	A-7
Tabelle 41: Kernkraftwerke in Betrieb, Rumänien (IAEA PRIS RO, 2017; chemie lexikon, 2017; eca-nuclear, 2017)	A-7
Tabelle 42: Kernkraftwerke in Betrieb, Slowakei (IAEA PRIS SK, 2017; world-nuclear Slovakia, 2017; chemie lexikon, 2017; Heinrich Böll Stiftung, 2017)	A-7
Tabelle 43: Kernkraftwerke in Betrieb, Slowenien (IAEA PRIS SI, 2017; world-nuclear Slovenia, 2017; Spiegel Krsko, 2017)	A-8
Tabelle 44: Kernkraftwerke in Betrieb, Spanien (IAEA PRIS ES, 2017; chemie lexikon, 2017)	A-8
Tabelle 45: Kernkraftwerke in Betrieb, Schweden (IAEA PRIS SE, 2017; world-nuclear Sweden 2017)	A-9
Tabelle 46: Datensatz aus der Studie von (Parsons Brinckerhoff, 2013).....	B-1
Tabelle 47: Datensatz Teil 1 aus der Studie von (Parsons Brinckerhoff, 2011)	B-2
Tabelle 48: Datensatz Teil 2 aus der Studie von (Parsons Brinckerhoff, 2011)	B-3

Tabelle 49: Datensatz Teil 1 aus der Studie von (Mott MacDonald, 2010)	B-4
Tabelle 50: Datensatz Teil 2 aus der Studie von (Mott MacDonald, 2010)	B-5
Tabelle 51: Datensatz aus der Studie von (Leigh Fisher, 2016)	B-6
Tabelle 52: Datensatz Teil 1 aus der Studie von (Panos Konstantin, 2013)	B-7
Tabelle 53: Datensatz Teil 2 aus der Studie von (Panos Konstantin, 2013)	B-8

10 Abkürzungsverzeichnis

\$	U.S.-Dollar
£	Britische Pfund
£/MWh	Pfund pro Megawattstunde
€	Euro
€/MWh	Euro pro Megawattstunde
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
AGR	Advanced gascooled reactor
Andra	French national radioactive waste management agency
AP1000	Pressurized Water Reactor
BEIS	Department of Business, Energy and Industrial Strategy
BREST-OD	Bystryi Reactor so Svintsovym Teplonositelem - Fast Reactor with Lead Coolant
BWR	boiling water reactor
C-14	Carbon-14
ca.	circa
CANDU	Canada Deuterium Uranium
CGN	China General Nuclear Corporation
CGNPC	China Guangdong Nuclear Power Company
CNNC	China National Nuclear Corporation
CP-1	Chicago Pile 1
D2O	Deuteriumoxid (Schweres Wasser)
DECC	Department of Energy and Climate Change
DWR	Druckwasserreaktor
EBR-1	Experimental Breeder Reactor 1
EDF	Électricité de France
ELFR	European Leadcooled Fast Reactor
EPC	Engineer, Procure and Construction
EPR NM	European Pressurized Water Reactor New Model
EPR	European Pressurized Water Reactor
EPSRC	Engineering and Physical Sciences Research Council - Großbritannien
EU	Europäische Union
EURATOM	Europäische Atomgemeinschaft
Euratom	European Atomic Energy Community
FOAK	first of a kind
GAU	Größter anzunehmender Unfall
GFR	Gas-Cooled Fast Reactor
GW	Gigawatt

GWd/t	gigawatt-days per tonne
GWe	Gigawatt elektrisch
H ₂ O	Wasser
HTR	High-Temperature Reactor
HTTR	High-Temperature Test Reactor
I&C	Instrumentation and control
IAEA	International Atomic Energy Agency
IAEO	Internationale Atomenergie-Organisation
ICC	International Chamber of Commerce – The World Business Organization
IRR	Internal Rate of Return
IRR	Internal Rate of Return
KHNP	Korea Hydro and Nuclear Power (Republic of Korea, subsidiary of KEPCO)
km	Kilometer
kV	Kilovolt
LEC	Levelized Electricity Cost
LF FOAK	Leigh Fisher first of a kind
LFR	Lead-Cooled Fast Reactor
LWR	Leichtwasserreaktor
m	Meter
Magnox	Magnesium non oxidizing
MOSART	Molten Salt Actinide Recycler and Transmuter
MOX	Mischoxid
MPa	Megapascal
Mrd.	Milliarden
MSR	Molten Salt Reactor
MW	Megawatt
MWe	Megawatt elektrisch
MWth	Megawatt thermisch
Nagra	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
NDA	Nuclear Decommissioning Authority
NERAS	Nationale Einrichtung für Radioaktive Abfälle und Angereicherte Spaltmaterialien
NERC	Natural Environment Research Council - Großbritannien
NES	Nuclear Engineering Seibersdorf GmbH
NNB	Nuclear New Builds Generation Co
NOAK	Nth of a kind
NSC	New Safe Confinement
NSSS	Nuclear Steam Supply System
O&M	Operation & Maintenance
OKBM	Опытное конструкторское бюро машиностроения им. И. И. Африкантова, Russian acronym for OKBM Afrikantov
PHWR	pressurized heavy water-moderated reactors
PRISM	Power Reactor Innovative Small Module
PwC	PricewaterhouseCoopers
PWR	Pressurised Water Reactor

RBMK	Reaktor Bolshoy Moshchnosti Kanalnyi
RES	renewable energy sources
RWM	Radioactive Waste Management
SCWR	Supercritical-Water-Cooled Reactor
SFR	Sodium-Cooled Fast Reactor
SNPTC	State Nuclear Power Technology Company (PRC)
SSTAR	Small, sealed, transportable, autonomous reactor
SWR	Siedewasserreaktor
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
THTR	Thorium-Hoch-Temperatur-Reaktor
TRISO	Tristructural-isotropic
TWh	Terawattstunden
UK	United Kingdom
UO ₂	Urandioxid
UoS	Use Of System
UOX	Uranoxid
USA	United States of America
USAEC	United States Atomic Energy Commission
usw.	und so weiter
VHTR	Very-High-Temperature Reactor
WACC	Weighted Average Cost of Capital
z.B.	zum Beispiel

11 Anhang

Anhang A: Auflistung in Betrieb befindlicher europäischer Kernkraftwerke

Tabelle 31: Kernkraftwerke in Betrieb, Belgien (IAEA PRIS BE, 2017; world-nuclear Belgium, 2017)

Belgien						
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr
DOEL-1	PWR	DOEL-BEVEREN	433	454	28.08.1974	2025
DOEL-2	PWR	DOEL-BEVEREN	433	454	21.08.1975	2025
DOEL-3	PWR	DOEL-BEVEREN	1.006	1.056	23.06.1982	2022
DOEL-4	PWR	DOEL-BEVEREN	1.033	1.090	08.04.1985	2025
TIHANGE-1	PWR	TIHANGE	962	1.009	07.03.1975	2025
TIHANGE-2	PWR	TIHANGE	1.008	1.055	13.10.1982	2023
TIHANGE-3	PWR	TIHANGE	1.038	1.089	15.06.1985	2025
Gesamt: 7 Anlagen			5.913	6.207		

Tabelle 32: Kernkraftwerke in Betrieb, Bulgarien (IAEA PRIS BG, 2017; world nuclear Bulgaria, 2017)

Bulgarien						
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr
KOZLODUY-5	PWR	VRATZA	963	1.000	29.11.1987	2047
KOZLODUY-6	PWR	VRATZA	963	1.000	02.08.1991	2051
Gesamt: 2 Anlagen			1.926	2.000		

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 33: Kernkraftwerke in Betrieb, Tschechien (IAEA PRIS CZ, 2017; chemie lexikon, 2017; Regierung Tschechien, 1999; The World Bank, 1992)

Tschechien							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ² je MW
-	-	-	in MW	in MW	-	-	€/MW
DUKOVANY-1	PWR	DUKOVANY	468	500	24.02.1985	15.11.2025	425.065
DUKOVANY-2	PWR	DUKOVANY	471	500	30.01.1986	14.09.2026	
DUKOVANY-3	PWR	DUKOVANY	468	500	14.11.1986	14.07.2027	
DUKOVANY-4	PWR	DUKOVANY	471	500	11.06.1987	15.01.2028	
TEMELIN-1	PWR	TEMELIN	1.026	1.080	21.12.2000	06.10.2042	1.544.106
TEMELIN-2	PWR	TEMELIN	1.026	1.080	29.12.2002	18.04.2043	
Gesamt: 6 Anlagen			3.930	4.160			1.007.580

Tabelle 34: Kernkraftwerke in Betrieb, Finnland (IAEA PRIS FI, 2017; world-nuclear Finland, 2017; Nucleopedia Olkiluoto, 2017; Zeit online Finnland, 2017)

Finnland							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ² je MW
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr	€/MW
LOVIISA-1	PWR	LOVIISA	502	520	08.02.1977	2027	600.668
LOVIISA-2	PWR	LOVIISA	502	520	04.11.1980	2030	
OLKILUOTO-1	BWR	OLKILUOTO	880	910	02.09.1978	2038	349.165
OLKILUOTO-2	BWR	OLKILUOTO	880	910	18.02.1980	2038	
Gesamt: 4 Anlagen			2.758	2.860			446.972

² Aufgrund einer Recherche wurden die geschätzten Baukosten ermittelt. Mit Hilfe der ursprünglichen Design-Kapazität wurden die Kosten je MW ermittelt und mit dem Währungskurs vom 01.01.1999 auf Euro umgerechnet.

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 35: Kernkraftwerke in Betrieb, Frankreich, Teil 1 (IAEA PRIS FR, 2017; chemie lexikon, 2017; Cour des comptes, 2012)

Frankreich							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz- Leistung	Elektrische Brutto- leistung	Erste Netz- einspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ³ je MW (in € 2010)
-	-	-	in MW	in MW	-	-	€/MW
BELLEVILLE-1	PWR	LENE	1.310	1.363	14.10.1987	15.06.2028	1.140.076
BELLEVILLE-2	PWR	LENE	1.310	1.363	06.07.1988	14.01.2029	1.140.076
BLAYAIS-1	PWR	BRAUD ST.LOUIS	910	951	12.06.1981	14.12.2021	1.194.535
BLAYAIS-2	PWR	BRAUD ST.LOUIS	910	951	17.07.1982	15.02.2023	1.194.535
BLAYAIS-3	PWR	BRAUD ST.LOUIS	910	951	17.08.1983	15.11.2023	1.116.483
BLAYAIS-4	PWR	BRAUD ST.LOUIS	910	951	16.05.1983	14.10.2023	1.116.483
BUGEY-2	PWR	ST.VULBAS	910	945	10.05.1978	15.03.2019	885.869
BUGEY-3	PWR	ST.VULBAS	910	945	21.09.1978	15.03.2019	885.869
BUGEY-4	PWR	ST.VULBAS	880	917	08.03.1979	14.07.2019	899.444
BUGEY-5	PWR	ST.VULBAS	880	917	31.07.1979	15.01.2020	899.444
CATTENOM-1	PWR	CATTENOM	1.300	1.362	13.11.1986	14.04.2027	1.358.285
CATTENOM-2	PWR	CATTENOM	1.300	1.362	17.09.1987	14.02.2028	1.358.285
CATTENOM-3	PWR	CATTENOM	1.300	1.362	06.07.1990	15.02.2031	1.091.154
CATTENOM-4	PWR	CATTENOM	1.300	1.362	27.05.1991	15.01.2032	1.091.154
CHINON B-1	PWR	AVOINE	905	954	30.11.1982	14.02.2024	1.147.701
CHINON B-2	PWR	AVOINE	905	954	29.11.1983	14.08.2024	1.147.701
CHINON B-3	PWR	AVOINE	905	954	20.10.1986	15.03.2027	1.118.750
CHINON B-4	PWR	AVOINE	905	954	14.11.1987	15.04.2028	1.118.750
CHOOZ B-1	PWR	CHARLEVILLE	1.500	1.560	30.08.1996	14.01.2037	1.635.052
CHOOZ B-2	PWR	CHARLEVILLE	1.500	1.560	10.04.1997	15.09.2039	1.635.052

³ Die Kosten je MW wurden aus dem öffentlichen thematischen Bericht (Cour des comptes, 2012) übernommen. In diesem werden die Daten auf den „Wert von 2010“, indem der Preisindex vom Bruttoinlandsprodukt verwendet wird, angepasst.

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 36: Kernkraftwerke in Betrieb, Frankreich, Teil 2 (IAEA PRIS FR, 2017; chemie lexikon, 2017; Cour des comptes, 2012)

Frankreich							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz- Leistung	Elektrische Brutto- leistung	Erste Netz- einspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ³ je MW (in € 2010)
-	-	-	in MW	in MW	-	-	€/MW
CIVAUX-1	PWR	CIVAUX	1.495	1.561	24.12.1997	24.12.2037	1.250.594
CIVAUX-2	PWR	CIVAUX	1.495	1.561	24.12.1999	24.12.2039	1.250.594
CRUAS-1	PWR	CRUAS	915	956	29.04.1983	15.04.2024	1.253.409
CRUAS-2	PWR	CRUAS	915	956	06.09.1984	14.04.2025	1.253.409
CRUAS-3	PWR	CRUAS	915	956	14.05.1984	15.09.2024	978.409
CRUAS-4	PWR	CRUAS	915	956	27.10.1984	15.02.2025	978.409
DAMPIERRE-1	PWR	DAMPIERRE-EN-BURLY	890	937	23.03.1980	15.09.2020	1.171.667
DAMPIERRE-2	PWR	DAMPIERRE-EN-BURLY	890	937	10.12.1980	15.02.2021	1.171.667
DAMPIERRE-3	PWR	DAMPIERRE-EN-BURLY	890	937	30.01.1981	14.05.2021	875.000
DAMPIERRE-4	PWR	DAMPIERRE-EN-BURLY	890	937	18.08.1981	15.11.2021	875.000
FESSENHEIM-1	PWR	FESSENHEIM	880	920	06.04.1977	14.12.2017	835.955
FESSENHEIM-2	PWR	FESSENHEIM	880	920	07.10.1977	15.03.2018	835.955
FLAMANVILLE-1	PWR	FLAMANVILLE	1.330	1.382	04.12.1985	14.12.2026	1.286.822
FLAMANVILLE-2	PWR	FLAMANVILLE	1.330	1.382	18.07.1986	15.03.2027	1.286.822
GOLFECH-1	PWR	AGEN	1.310	1.363	07.06.1990	15.02.2031	1.246.183
GOLFECH-2	PWR	AGEN	1.310	1.363	18.06.1993	14.01.2034	1.246.183
GRAVELINES-1	PWR	GRAVELINES	910	951	13.03.1980	15.12.2020	1.246.739
GRAVELINES-2	PWR	GRAVELINES	910	951	26.08.1980	15.12.2020	1.246.739
GRAVELINES-3	PWR	GRAVELINES	910	951	12.12.1980	15.06.2021	880.435
GRAVELINES-4	PWR	GRAVELINES	910	951	14.06.1981	14.10.2021	880.435
GRAVELINES-5	PWR	GRAVELINES	910	951	28.08.1984	14.01.2025	1.092.857
GRAVELINES-6	PWR	GRAVELINES	910	951	01.08.1985	14.10.2025	1.092.857
NOGENT-1	PWR	NOGENT-SUR-SEINE	1.310	1.363	21.10.1987	14.02.2028	1.193.893
NOGENT-2	PWR	NOGENT-SUR-SEINE	1.310	1.363	14.12.1988	14.05.2029	1.193.893

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 37: Kernkraftwerke in Betrieb, Frankreich, Teil 3 (IAEA PRIS FR, 2017; chemie lexikon, 2017; Cour des comptes, 2012)

Frankreich							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz- Leistung	Elektrische Brutto- leistung	Erste Netz- einspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ³ je MW (in € 2010)
-	-	-	in MW	in MW	-	-	€/MW
PALUEL-1	PWR	PALUEL	1.330	1.382	22.06.1984	14.12.2025	1.531.008
PALUEL-2	PWR	PALUEL	1.330	1.382	14.09.1984	14.12.2025	1.531.008
PALUEL-3	PWR	PALUEL	1.330	1.382	30.09.1985	15.02.2026	1.156.977
PALUEL-4	PWR	PALUEL	1.330	1.382	11.04.1986	15.06.2026	1.156.977
PENLY-1	PWR	PENLY	1.330	1.382	04.05.1990	14.12.2030	1.285.714
PENLY-2	PWR	PENLY	1.330	1.382	04.02.1992	14.11.2032	1.285.714
ST. ALBAN-1	PWR	SAINT-MAURICE-L'EXIL	1.335	1.381	30.08.1985	14.05.2026	1.128.846
ST. ALBAN-2	PWR	SAINT-MAURICE-L'EXIL	1.335	1.381	03.07.1986	15.03.2027	1.128.846
ST. LAURENT B-1	PWR	ST. LAURENT DES EAUX	915	956	21.01.1981	15.08.2023	1.120.455
ST. LAURENT B-2	PWR	ST. LAURENT DES EAUX	915	956	01.06.1981	15.08.2023	1.120.455
TRICASTIN-1	PWR	PIERRELATTE	915	955	31.05.1980	15.12.2020	1.190.760
TRICASTIN-2	PWR	PIERRELATTE	915	955	07.08.1980	15.12.2020	1.190.760
TRICASTIN-3	PWR	PIERRELATTE	915	955	10.02.1981	14.05.2021	821.739
TRICASTIN-4	PWR	PIERRELATTE	915	955	12.06.1981	15.11.2021	821.739
Gesamt: 58 Anlagen			63.130	65.880			1.165.605

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 38: Kernkraftwerke in Betrieb, Deutschland

(IAEA PRIS DE, 2017; world-nuclear Germany, 2017; eجاتlas Brokdorf, 2017; Grohnde, 2017; Thomas, 2017; Zeit online Isar 2, 2017; Nucleopedia Neckarw., 2017)

Deutschland							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektr. Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ² je MW
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr	€/MW
BROKDORF	PWR	OSTERENDE	1.410	1.480	14.10.1986	2021	1.369.183
EMSLAND	PWR	LINGEN (EMS)	1.335	1.406	19.04.1988	2022	-
GROHNDE	PWR	GROHNDE	1.360	1.430	05.09.1984	2021	1.388.303
GUNDREMMINGEN-B	BWR	GUNDREMMINGEN	1.284	1.344	16.03.1984	Ende 2017	828.293
GUNDREMMINGEN-C	BWR	GUNDREMMINGEN	1.288	1.344	02.11.1984	2021	828.293
ISAR-2	PWR	ESSENBACH	1.410	1.485	22.01.1988	2022	2.029.252
NECKARWESTHEIM-2	PWR	NECKARWESTHEIM	1.310	1.400	03.01.1989	2022	2.379.073
PHILIPPSBURG-2	PWR	PHILIPPSBURG	1.402	1.468	17.12.1984	2019	-
Gesamt: 8 Anlagen			10.799	11.357			

Tabelle 39: Kernkraftwerke in Betrieb, Ungarn (IAEA PRIS HU, 2017; world-nuclear Hungary, 2017)

Ungarn						
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr
PAKS-1	PWR	PAKS	470	500	28.12.1982	2032
PAKS-2	PWR	PAKS	473	500	06.09.1984	2034
PAKS-3	PWR	PAKS	473	500	28.09.1986	2036
PAKS-4	PWR	PAKS	473	500	16.08.1987	2017
Gesamt: 4 Anlagen			1.889	2.000		

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 40: Kernkraftwerke in Betrieb, Niederlande (IAEA PRIS NL, 2017; world-nuclear Netherlands, 2017)

Niederlande						
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr
BORSSELE	PWR	BORSSELE	482	515	04.07.1973	2033
Gesamt: 1 Anlage			482	515		

Tabelle 41: Kernkraftwerke in Betrieb, Rumänien (IAEA PRIS RO, 2017; chemie lexikon, 2017; eca-nuclear, 2017)

Rumänien							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ² je MW
-	-	-	in MW	in MW	-	-	€/MW
CERNAVODA-1	PHWR	CERNAVODA	650	706	11.07.1996	02.12.2036	2.888.819
CERNAVODA-2	PHWR	CERNAVODA	650	705	07.08.2007	-	904.726
Gesamt: 2 Anlagen			1.300	1.411			1.896.772

Tabelle 42: Kernkraftwerke in Betrieb, Slowakei (IAEA PRIS SK, 2017; world-nuclear Slovakia, 2017; chemie lexikon, 2017; Heinrich Böll Stiftung, 2017)

Slowakei							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ² je MW
-	-	-	in MW	in MW	-	-	€/MW
BOHUNICE-3	PWR	Jaslovske Bohunice	471	505	20.08.1984	2024	-
BOHUNICE-4	PWR	Jaslovske Bohunice	471	505	09.08.1985	2025	-
MOCHOVCE-1	PWR	LEVICE	436	470	04.07.1998	27.10.2028	1.473.024
MOCHOVCE-2	PWR	LEVICE	436	470	20.12.1999	27.03.2030	
Gesamt: 4 Anlagen			1.814	1.950			

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 43: Kernkraftwerke in Betrieb, Slowenien (IAEA PRIS SI, 2017; world-nuclear Slovenia, 2017; Spiegel Krsko, 2017)

Slowenien							
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung	Kosten ² je MW
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr	€/MW
KRSKO	PWR	KRSKO	688	727	02.10.1981	2043	2.700.996
Gesamt: 1 Anlage			688	727			2.700.996

Tabelle 44: Kernkraftwerke in Betrieb, Spanien (IAEA PRIS ES, 2017; chemie lexikon, 2017)

Spanien						
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung
-	-	-	in MW	in MW	-	-
ALMARAZ-1	PWR	ALMARAZ	1.011	1.049	01.05.1981	01.09.2023
ALMARAZ-2	PWR	ALMARAZ	1.006	1.044	08.10.1983	01.07.2024
ASCO-1	PWR	ASCO	995	1.033	13.08.1983	10.12.2024
ASCO-2	PWR	ASCO	997	1.035	23.10.1985	31.06.2026
COFRENTES	BWR	COFRENTES	1.064	1.102	14.10.1984	10.03.2025
TRILLO-1	PWR	TRILLO	1.003	1.066	23.05.1988	06.08.2028
VANDELLOS-2	PWR	VANDELLOS	1.045	1.087	12.12.1987	08.03.2028
Gesamt: 7 Anlagen			7.121	7.416		

Anhang A zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 45: Kernkraftwerke in Betrieb, Schweden (IAEA PRIS SE, 2017; world-nuclear Sweden 2017)

Schweden						
Bezeichnung	Type	Standort	Referenz-Leistung	Elektrische Bruttoleistung	Erste Netzeinspeisung	Erwartete Stilllegung
-	-	-	in MW	in MW	-	im Jahr
FORSMARK-1	BWR	OESTHAMMAR	984	1.022	06.06.1980	2040
FORSMARK-2	BWR	OESTHAMMAR	1.120	1.158	26.01.1981	2041
FORSMARK-3	BWR	OESTHAMMAR	1.167	1.203	05.03.1985	2045
OSKARSHAMN-1	BWR	OSKARSHAMN	473	492	19.08.1971	2017
OSKARSHAMN-3	BWR	OSKARSHAMN	1.400	1.450	03.03.1985	2035 oder 2045
RINGHALS-1	BWR	RINGHALS	883	910	14.10.1974	2020
RINGHALS-2	PWR	RINGHALS	904	963	17.08.1974	2019
RINGHALS-3	PWR	RINGHALS	1.065	1.117	07.09.1980	2041
RINGHALS-4	PWR	RINGHALS	1.106	1.171	23.06.1982	2043
Gesamt: 9 Anlagen			9.102	9.486		

Anmerkung: In Betrieb befindliche Kernkraftwerke im UK wurden bereits im Kapitel 5.3 behandelt.

Anhang B: Daten aus Studien bezüglich Kosten der Kernenergie

Tabelle 46: Datensatz aus der Studie von (Parsons Brinckerhoff, 2013)

Nuclear - PWR		1st OF A KIND			Nth OF A KIND		
		Low	Med	High	Low	Med	High
Key Timings							
Total Pre-development Period (including pre-licensing, licensing & public enquiry)	years	5	5	7	5	5	7
Construction Period	years	5	6	8	5	5	8
Plant Operating Period	years	60	60	60	60	60	60
Technical data							
Net Power Output	MW	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Net LHV Efficiency	%	100	100	100	100	100	100
Average Steam Output	MWth	0	0	0	0	0	0
Average Availability	%	89,1	91,1	92	89,1	91,1	92
Average Load Factor	%	100	100	100	100	100	100
CO2 Removal	%	0	0	0	0	0	0
Capital costs							
Pre-licencing costs, Technical and design	£/kW	110	207,4	461,5	99,5	180,8	391,7
Regulatory + licencing + public enquiry	£/kW	2,24	2,86	3,79	2,24	2,86	3,79
EPC cost (exluding interest during construction) - variability only	£/kW	3.741	4.206	4.653	3.390	3.673	3.955
EPC cost (exluding interest during construction) - variability and uncertainty	£/kW	3.741	4.206	4.653	3.390	3.673	3.955
Infrastructure cost	£'000	0	11.500	23.000	0	11.500	23.000
Operating costs							
O&M fixed fee	£/MW/year	60.000	72.000	84.000	50.000	60.000	70.000
O&M variable fee	£/MWh	2,59	2,59	2,59	2,50	2,50	2,50
Insurance	£/MW/year	8.000	10.000	12.000	8.000	10.000	12.000
Connection and UoS changes	£/MW/year	7.449	7.449	7.449	7.449	7.449	7.449
CO2 transport and storage costs	£/t	0	0	0	0	0	0

Anhang B zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 47: Datensatz Teil 1 aus der Studie von (Parsons Brinckerhoff, 2011)

Nuclear - PWR		1st OF A KIND			Nth OF A KIND		
		Low	Med	High	Low	Med	High
Key Timings							
Total Pre-development Period (including pre-licensing, licensing & public enquiry)	years	5	5	6	5	5	6
Construction Period	years	5	6	8	5	5	8
Plant Operating Period	years	35	40	40	35	40	40
Technical data							
Net Power Output	MW	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Net LHV Efficiency	%	100	100	100	100	100	100
Average Degradation	%	0	0	0	0	0	0
Average Availability	%	88,8	90,8	92,8	88,8	90,8	92,8
Average Load Factor	%	100	100	100	100	100	100
Auxiliary Power	%	0	0	0	0	0	0
CO2 Removal	%	0	0	0	0	0	0
Capital costs							
Pre-licencing costs, Technical and design	£/kW	20	25	40	18	23	30
	£m	66	82,5	132	59,4	75,9	99
Regulatory + licensing + public enquiry	£/kW	2,2	2,9	3,8	2,2	2,9	3,8
	£m	7,4	9,5	12,5	7,4	9,5	12,5
EPC cost	£/kW	2.941	3.529	4.118	2.500	3.000	3.500
	£m	9.705,3	11.645,7	13.589,4	8.250	9.900	11.550
Infrastructure cost	£/kW	2,9	3,6	4,5	2,9	3,6	4,5
	£m	9,6	12	15	9,6	12	15
Owners' predevelopment costs as % of EPC price	%	0,8	0,8	1,1	0,8	0,9	1
Total Capital Cost (excl. IDC)	£/kW	2.966,2	3.560,5	4.166,3	2.523,2	3.029,5	3.538,3

Anhang B zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 48: Datensatz Teil 2 aus der Studie von (Parsons Brinckerhoff, 2011)

Nuclear - PWR		1st OF A KIND			Nth OF A KIND		
		Low	Med	High	Low	Med	High
Operating costs							
O&M fixed fee	£/MW/year	60.000	72.000	84.000	50.000	60.000	70.000
	£m/year	198	237,6	277,2	165	198	231
O&M variable fee	£/MWh	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
	£m/year	15,3	15,6	15,9	12,7	13	13,3
Total O&M costs	£m/year	213,3	253,2	293,1	177,7	211	244,3
		2%	2%	2%	2%	2%	2%
Insurance	£/MW/year	8.000	10.000	12.000	8.000	10.000	12.000
	£m/year	26,4	33	39,6	26,4	33	39,6
Connection and UoS changes	£/MW/year	2.480	5.238	13.591	2.480	5.238	13.591
	£m/year	8,2	17,3	44,9	8,2	17,3	44,9
CO2 transport and storage costs	£/t	-	-	-	-	-	-
	£m/year	-	-	-	-	-	-
Total fixed costs: £/MW/year		65.520	8.7238	10.9591	55.520	75.238	95.591
Total Operating Costs	£m/year	231,5	303,5	377,6	195,9	261,3	328,7
Ratio of fixed O&M to EPC price: %		2%	2%	2%	2%	2%	2%

Anhang B zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 49: Datensatz Teil 1 aus der Studie von (Mott MacDonald, 2010)

Nuclear - PWR		1st OF A KIND			Nth OF A KIND		
		Low	Med	High	Low	Med	High
Key Timings							
Total Pre-development Period (including pre-licensing, licensing & public enquiry)	years	3,3	4,4	5,5	3	4	5
Construction Period	years	5	6	7	4	5	6
Plant Operating Period	years	55	60	60	60	60	65
Technical data							
Gross Power Output	MW	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
Gross Efficiency	%	100	100	100	100	100	100
Average Degradation	%	0	0	0	0	0	0
Average Availability	%	82	86,3	88,2	86,3	90,8	92,8
Average Load Factor	%	80	90	100	80	90	100
Auxiliary Power	%	4,4	5	5,5	4	4,5	5
CO2 Removal	%	0	0	0	0	0	0
Capital costs							
Pre-licencing costs, Technical and design	£/kW	50	75	100	35	50	75
	£m	80	120	160	56	80	120
Regulatory + licensing + public enquiry	£/kW	50	75	100	35	50	75
	£m	80	120	160	56	80	120
EPC cost	£/kW	2.812,5	3.593,8	4.218,8	2.375	2.812,5	3.125
	£m	4.500	5.750	6.750	3.800	4.500	5.000
Infrastructure cost	£/kW	-	-	-	-	-	-
	£m	-	-	-	-	-	-
Owners' predevelopment costs as % of EPC price		3,6	4,2	4,7	2,9	3,6	4,8
Total Capital Cost (excl. IDC)	£/kW	2.912,5	3.743,8	4.418,8	2.445	2.912,5	3.275

Anhang B zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 50: Datensatz Teil 2 aus der Studie von (Mott MacDonald, 2010)

Nuclear - PWR		1st OF A KIND			Nth OF A KIND		
		Low	Med	High	Low	Med	High
Operating costs							
O&M fixed fee	£/MW/year	45.000	50.000	60.000	30.000	37.500	45.000
	£m/year	72	80	96	48	60	72
O&M variable fee	£/MWh	1,8	2	2,5	1,5	1,8	2
	£m/year	16,1	21,8	30,9	14,5	20,1	26
Total O&M costs	£m/year	88,1	101,8	126,9	62,5	80,1	98
		1,60%	1,40%	1,40%	1,30%	1,30%	1,40%
Insurance	£/MW/year	17.000	22.000	27.000	14.000	18.000	22.000
	£m/year	27,2	35,2	43,2	22,4	28,8	35,2
Connection and UoS changes	£/MW/year	2.000	6.000	10.000	2.000	6.000	10.000
	£m/year	3,2	9,6	16	3,2	9,6	16
CO2 transport and storage costs	£/t	-	-	-	-	-	-
	£m/year	-	-	-	-	-	-
Total fixed costs: £/MW/year		64.000	78.000	97.000	46.000	61.500	77.000
Total Operating Costs	£m/year	118,5	146,6	186,1	88,1	118,5	149,2
Ratio of fixed O&M to EPC price: %		1,6	1,4	1,4	1,3	1,3	1,4

Anhang B zu Quo vadis Kernenergie in Europa?

Tabelle 51: Datensatz aus der Studie von (Leigh|Fisher, 2016)

Nuclear - PWR		Previous FOAK			LF FOAK		
		Low	Med	High	Low	Med	High
Key Timings							
Total pre-development period	years	5	5	7	5	5	7
Construction period	years	5	6	8	5	8	12
Operating period	years	60	60	60	60	60	60
Technical data							
Net output	MW	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Availability	%	89,1	91,1	92	83	90,2	91,1
Capital costs							
Pre-licencing	£/kW	110	207	462	110	233	635
Regulatory	£/kW	2,2	2,9	3,8	2,2	2,9	4,1
Capital cost	£/kW	3.741	4.206	4.653	3.682	4.099	5.114
Infrastructure cost	£m	-	11,5	23	-	11,5	50
Operating costs							
Fixed fee	£/MW/year	60.000	72.000	84.000	60.784	72.940	85.097
Variable fee	£/MWh	2,24	2,86	3,79	2,62	2,62	2,62
Insurance	£/MW/year	8.000	10.000	12.000	6.000	10.000	12.000
Connection	£/MW/year	7.449	7.449	7.449	3.540	490	3.060

Tabelle 52: Datensatz Teil 1 aus der Studie von (Panos Konstantin, 2013)

Stromgestehungskosten der Kernenergie, Basis 2007		
Position	Einheit	Kernkraftwerk neu
Technische Parameter		
Installierte Leistung, brutto	MW	1.600
Eigenbedarf	%	4,5
Netto-Leistung	MW	1.528
Thermische Reaktor-Leistung	MW	4.300
Benutzungsdauer	h/a	7.500
el. Wirkungsgrad, brutto	%	37,2
Abbrand pro kg U2O	MWd/kg	60
Energiebilanz		
Stromerzeugung, brutto	GWh/a	12.000
Stromerzeugung, netto	GWh/a	11.460
Wärmeverbrauch	GWh/a	32.250
Entladeabbrand (Wärmeverbrauch / 24 h/d)	GWh/a	1.344
Verbrauch Kernbrennstoff (U2O)	t/a	22,4
Technisch/wirtschaftliche Eckdaten		
kalkulatorische Lebensdauer	a	50
Bauzeit	a	6
kalkulatorischer Zinssatz, real	%/a	7
Personal	Personen	200
Personalkosten	€/(Person a)	100.000
Preis Kernbrennstoff pro kg U2O, in 2012	€/kg	1.373
O&M Kosten bez. auf Baukosten	%/a	1,5
Entsorgungskosten für Kernbrennstoff	€/MWh	1,5
Rücklagen für Stilllegung	€/MWh	1
Versicherungen/Overheads	%/a	1
Investitionsausgaben		
	Mio. €	7.869
Baukosten	Mio. €	6.640
Bauherrenleistungen 5,0%	Mio. €	332
Bauzinsen	Mio. €	897
Jahreskosten		
	1.000€/a	846.346
Kapitaldienst (Bestehendes KKW als abgeschrieben angenommen)	1.000€/a	570.213
Brennstoffkosten	1.000€/a	30.749
Personalkosten	1.000€/a	20.000
O&M-Kosten	1.000€/a	118.040
Rücklagen für Stilllegung	1.000€/a	11.460
Kernbrennstoffentsorgung	1.000€/a	17.190
Versicherungen/Overheads	1.000€/a	78.694
Spez. Stromgestehungskosten	€/MWh	73,85

Tabelle 53: Datensatz Teil 2 aus der Studie von (Panos Konstantin, 2013)

Spez. Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken		
Position	Einheit	Wert
Nettostromerzeugung	GWh/a	11.460
Investitionsausgaben (inkl. Bauzinsen und Bauherrenleistungen)	Mio. €	7.869
Spez. Stromgestehungskosten	€/MWh	73,85
Kapitaldienst	€/MWh	49,76
Brennstoffkosten	€/MWh	2,68
Personalkosten	€/MWh	1,75
O&M-Kosten	€/MWh	10,3
Rücklagen für Stilllegung	€/MWh	1
Kernbrennstoffentsorgung	€/MWh	1,5
Versicherungen/Overheads	€/MWh	6,87