

Kurzstudie

# **Kosten neuer Kernkraftwerke**

Auftraggeber:  
Bundesamt für Energie,  
Bern

Autoren:  
Florian Ess  
Dr. Almut Kirchner  
Vincent Rits

Basel, im Februar 2011

## **Das Unternehmen im Überblick**

### **Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

### **Präsident des Verwaltungsrates**

Gunter Blickle

Basel-Stadt Hauptregister CH-270.3.003.262-6

### **Rechtsform**

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

### **Gründungsjahr**

1959

### **Tätigkeit**

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

### **Arbeitssprachen**

Deutsch, Englisch, Französisch

### **Hauptsitz**

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

### **Weitere Standorte**

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstrasse 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Strasse 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Square de Meeûs 37 – 4. Etage

B - 1000 Brüssel

Telefon +32 2 7917-734

Telefax +32 2 7917-900

Prognos AG

Friedrichstraße 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 49039-745

Telefax +49 711 49039-640

### **Internet**

www.prognos.com

## Zusammenfassung

Im Rahmen der Energieperspektiven Schweiz 2035, welche von 2003 bis 2007 durchgeführt wurden, wurden u.a. die Kosten für ein neues Kernkraftwerk (KKW) analysiert. Die dortigen Angaben basieren auf einer im Jahr 2005 durchgeführten Recherche und Abstimmung mit der AG Energieperspektiven.

Im Jahr 2008 wurde aufgrund der schwankenden Uranpreise, des (verzögerten) Baus eines EPR in Finnland, der gestiegenen Stahlpreise und der Engpässe im Kraftwerksbau eine Aufdatierung der Kostendaten eines neuen Kernkraftwerks für den Auftraggeber durchgeführt. Diese ergänzten die Angaben in der Beantwortung des Postulat Ory (06.3714) vom 14. Dezember 2006.

Nach dem positiven Bescheid der drei eingereichten Rahmenbewilligungsgesuche für neue Kernkraftwerke beginnt die nächste Phase des Planungs- und Bewilligungsprozesses. Ein zweites Update der Kosten, mit aktuellen verfügbaren Daten, sollte hierbei als Input für die Diskussion und das Verfahrens zur Verfügung gestellt werden. Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse des vom Bundesamt für Energie beauftragten Update der Kostendaten neuer Kernkraftwerke dar.

Ziel dieser Kurzstudie ist eine umfassende Analyse der möglichen Kosten eines neuen Kernkraftwerks, die Darstellung der Unsicherheiten bzw. Bandbreiten sowie eine Beschreibung künftiger Entwicklungen in den zugehörigen Märkten auf Basis des aktuellen Wissensstandes.

In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die vorliegende Studie Ende 2010 abgeschlossen wurde. In die Kostenanalyse im Rahmen des Berichts sind ausschliesslich bekannte Daten zu Sicherheitsanforderungen, damit zusammenhängenden Investitionskosten und sonstigen Kostenbestandteilen bis zum Ende des Jahres 2010 eingeflossen. Mögliche Auswirkungen der Ereignisse von Fukushima auf die Kosten zukünftiger Kernkraftwerke wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Die Kostenangaben (in CHF<sub>2009</sub>) werden unter folgenden Annahmen für die Rahmensetzungen ermittelt:

- Typ:                   EPR / PWR
- Leistung:            1'000-1'600 MW<sub>el</sub>
- Inbetriebnahme:   ca. 2025-2030
- Bauzeit:             5-7 Jahre
- Infrastruktur<sup>1</sup>:     vorhanden  
(Bau auf bestehenden KKW-Geländen)

---

<sup>1</sup> Land, Anschlüsse Elektrizitätsversorgung usw.

Zudem wird davon ausgegangen, dass bereits mehrere EPR / PWR in Europa gebaut sein werden, bevor mit dem Bau des schweizerischen Kernkraftwerks begonnen wird. Es handelt sich dann also nicht um einen „Prototyp“, sondern um ein standardisiertes Kraftwerk.

Treiber der Rohstoff- sowie der Stahlpreise, wie die starke (asiatische) Nachfrage, (geo-)politische Instabilitäten, Engpässe bei der Gewinnung und Verarbeitung von Rohstoffen sowie Monopol- und Oligopol-Märkte in verschiedenen Sektoren werden weiterhin einen Einfluss auf die Kosten bzw. Preise neuer Kernkraftwerke haben.

Das Gleiche dürfte für die Kapazitäten der Kraftwerkshersteller und der Zulieferer gelten.

Die Gewährleistung der Sicherheit (d.h. Reduktion und Vermeidung von Gefährdungen durch den Betrieb, insbesondere der Austritt radioaktiver Stoffe sowie Reduktion von unfall- oder sabotagebedingten Gefährdungen) kann tendenziell zu höheren spezifischen Investitionskosten führen. Zudem wird qualifiziertes Personal beim Kernkraftwerksbau und -betrieb weltweit zunehmend knapp, was auch in der Schweiz (langfristig) eine Rolle spielen kann.

Mit der Liberalisierung der Strommärkte, dem forcierten (und geschützten) Ausbau der erneuerbaren Energien, der unsicheren Entwicklung der Brennstoff- und damit Grosshandelspreise, sind insbesondere bei kapitalintensiven Projekten stabile Rahmenbedingungen notwendig. Dadurch kann die Profitabilität der Investition für Investoren (Betreiber und Fremdfinanzierer) besser abgesichert werden. Hierbei stehen solche Projekte bezüglich der Renditeerwartung in Konkurrenz mit anderen Projekten.

Die wesentlichen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/ III+ (Druckwasserreaktor-Technologie, EPR) der Leistung 1'000-1'600 MW sind in der Tabelle Z-1 zusammengefasst.

Ausgehend von den Eingangsdaten in der Tabelle Z-1 betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten inkl. Nachrüstungs-, Stilllegungs- und Sicherheitskosten, ohne sonstige externe Kosten, 60 bis 65 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub>. Die betriebswirtschaftlichen Kosten betragen, gemittelt über 60 Jahre, 71 bis 77 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub>.

Zu den Kostendaten eines neuen Kernkraftwerks sind in der Literatur grosse Bandbreiten zu finden. Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber Veränderungen der Rahmenparameter zu überprüfen, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die stärksten Einflussfaktoren sind der Abschreibungszeitraum, die Volllaststunden sowie die Investitionskosten. Zudem kann eine Verzögerung der Bauzeit aufgrund von Planungs- und Sicherheitsaspekten die

Investitions- bzw. Kapitalkosten erheblich erhöhen, wie der Bau des EPR in Finnland illustriert. Die Uranpreise haben nur einen geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

**Tabelle Z-1: Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk**

	Einheit	Referenz	Bandbreite	Bemerkung:
Typ	-	EPR / PWR	-	Druckwasser
Leistung	MW <sub>el</sub>	1'000-1'600	-	
Lebensdauer	a	60		
Volllaststunden	h/a	7'600	7'400 - 8'000	
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	%	2.5	-	
Gesamtwirtschaftliche Abschreibungsdauer <sup>a)</sup>	a	60	-	
Betriebswirtschaftlicher Zinssatz	%	Eigenkapital: 9 Fremdkapital: 6		
Betriebswirtschaftliche Abschreibungsdauer	a	30	20 - 40	
Investitionskosten	CHF <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub>	4'250-5'250	3'500 - 6'000	
Betriebskosten	CHF <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub> /a	165	120 - 190	Inkl. Nachrüstung
Stilllegungskosten	CHF <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub>	750	350 - 1'100	
Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus)	CHF <sub>2009</sub> /MWh <sub>el</sub>	16	12 - 18	Ohne Wiederaufbereitung

a) Bei der hier verwendeten gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch

Prognos 2011

Schlussendlich stehen politische Vorgaben im Bereich der Energiewirtschaft im Spannungsfeld von unterschiedlichen, zum Teil gegenläufigen, Zieldimensionen. Aus heutiger Sicht sind hier unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Akzeptanz der Bevölkerung sowie die möglichst preisgünstige Energiebereitstellung zu nennen.

Die Abwägung der Gewichtung der verschiedenen Ziele sollte möglichst auf Basis wissenschaftlich abgesicherter Erkenntnisse im Dialog zwischen Staat, Wirtschaft und Bevölkerung stattfinden.

Bei Investitionen in langlebige und kapitalintensive Infrastrukturprojekte (wie zum Beispiel Kraftwerke oder Stromnetze) ist zusätzlich noch zu beachten, dass hier stabile Rahmenbedingungen, wie oben erwähnt, notwendig sind, um diese Investitionen durchführen zu können.

Je unsicherer die zukünftigen Rahmenbedingungen von den Investoren eingeschätzt werden, desto höher fällt der Risikoaufschlag bei der Projektkalkulation aus.

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>I</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage	1
1.2 Zielsetzung	1
1.3 Annahmen und Rahmen für die Untersuchung	2
<b>2 Kostenentwicklung und Rahmenbedingungen</b>	<b>4</b>
2.1 Rohstoff- bzw. Konstruktionspreise (z.B. Stahl)	4
2.2 Sicherheitsaspekte	5
2.3 (Qualifiziertes) Personal	6
2.4 (Europäische) Energiemärkte	7
2.5 Finanzierung	8
2.6 Spannungsfeld zwischen Markt und (politischen) Zielen	10
<b>3 (Kosten)Angaben zu neuen Kernkraftwerken</b>	<b>11</b>
3.1 Kostendaten der Anlage / Typ und Grösse	11
3.2 Investitionskosten	11
3.3 Betriebskosten	14
3.4 Nachrüstungskosten	14
3.5 Stilllegungskosten	15
3.6 Brennstoffkosten neuer Kernkraftwerke	15
3.6.1 Versorgungskosten	16
3.6.2 Entsorgungskosten	19
3.7 Auslastung / Kapazitätsfaktor	19
3.8 Übersicht der Kostenannahmen	20
<b>4 Stromgestehungskosten und Sensitivitäten</b>	<b>21</b>
4.1 Stromgestehungskosten	21
4.1.1 Gesamtwirtschaftlicher Ansatz	21
4.1.2 Betriebswirtschaftlicher Ansatz	22
4.2 Sensitivitäten	24
4.2.1 Gesamtwirtschaftlicher Ansatz	25
4.2.2 Betriebswirtschaftlicher Ansatz	26
<b>5 Fazit</b>	<b>29</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>32</b>
<b>Anhang</b>	<b>37</b>
A: Glossar	37
B: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk	38
C: Literaturübersicht der Kosten neuer Kernkraftwerke	40

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Energieperspektiven Schweiz 2035, welche von 2003 bis 2007 durchgeführt wurden, wurden u.a. die Kosten für ein neues Kernkraftwerk (KKW) analysiert. Die dortigen Angaben basieren auf einer im Jahr 2005 durchgeführten Recherche und Abstimmung mit der AG Energieperspektiven.

Im Jahr 2008 wurde aufgrund der schwankenden Uranpreise, des (verzögerten) Baus eines EPR in Finnland, der gestiegenen Stahlpreise und der Engpässe im Kraftwerksbau eine Aufdatierung der Kostendaten eines neuen Kernkraftwerks für den Auftraggeber durchgeführt. Diese ergänzten die Angaben in der Beantwortung des Postulats Ory (06.3714) vom 14. Dezember 2006.

Nach dem positiven Bescheid der drei eingerichteten Rahmenbewilligungsgesuche für neue Kernkraftwerke beginnt die nächste Phase des Planungs- und Bewilligungsprozesses. Ein zweites Update der Kosten, mit aktuellen verfügbaren Daten, sollte hierbei als Input sowohl für die Diskussion als auch das Verfahren dienen. Das vorliegende Dokument stellt die Ergebnisse des vom Bundesamt für Energie beauftragten Update der Kostendaten neuer Kernkraftwerke dar.

Da derzeit zwar einige, aber relativ wenige neue Kernkraftwerke gebaut werden, bestehen bei fast allen kostenrelevanten Parametern Unsicherheiten. Die Investitions- und Nachrüstungskosten sind in der Literatur mit Bandbreiten behaftet und marktbedingt unsicher; bei den Nachrüstungskosten wird diese Unsicherheit durch Unklarheiten bezüglich der künftigen Sicherheits- und sonstigen Anforderungen verschärft. In den vorliegenden Angaben sind die analysierten Bandbreiten der jeweiligen Parameter genannt.

## 1.2 Zielsetzung

Ziel der Kurzstudie ist eine umfassende Analyse der möglichen Kosten eines neuen Kernkraftwerks, die Darstellung ihrer Unsicherheiten bzw. Bandbreiten sowie die Beschreibung künftiger Entwicklungen in den relevanten Märkten auf Basis des aktuellen Wissensstandes.

In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die vorliegende Studie Ende 2010 abgeschlossen wurde. In die Kostenanalyse im Rahmen des Berichts sind ausschliesslich bekannte Daten zu Sicherheitsanforderungen, damit zusammenhängenden Investitionskosten und sonstigen Kostenbestandteilen bis zum Ende des Jahres 2010 eingeflossen. Mögliche Auswir-

kungen der Ereignisse von Fukushima auf die Kosten zukünftiger Kernkraftwerke wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

### 1.3 Annahmen und Rahmen für die Untersuchung

Die Untersuchung geht von einer kontinuierlichen Entwicklung der Rahmenbedingungen aus. Es werden keine disrupten Änderungen unterstellt. Krisen(szenarien) werden nicht untersucht.

Die wirtschaftliche Berechnung erfolgt primär nach der Methode der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten. Diese umfassen die der Gesamtwirtschaft entstehenden Kosten in Form einer verstärkten oder verringerten Inanspruchnahme realer Ressourcen (im Wesentlichen Investitionen und Brennstoffeinsätze). Steuern und Subventionen werden nicht berücksichtigt, da sie aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive „nur“ eine Umverteilung bewirken.

Daneben wird, wo dies mit angemessenem Aufwand möglich ist, auch die betriebswirtschaftliche Optik (aus Sicht eines Investors) betrachtet.

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten wird zwischen folgenden Kostenkomponenten unterschieden:

- Betriebskosten (fix und variabel),
- Brennstoffkosten,
- Kapitalkosten.

Als Betriebskosten werden die Personalkosten, die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die Versicherungskosten und die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe berücksichtigt. Die ersten drei Betriebskostenarten können als quasi-fixe Kosten angesehen werden, d.h. sie sind abhängig von der installierten Leistung, nicht aber von der Arbeit bzw. der Auslastung der Anlage. Diese Kosten werden deshalb als spezifische Kosten je kW installierte Leistung definiert. Zusammen mit den Brennstoffkosten bilden die Hilfs- und Betriebsstoffe die variablen Kostenbestandteile, die von der Stromerzeugung abhängig sind, also in Rp./kWh angegeben werden.

Bei der Behandlung der Brennstoffkosten für Kernkraftwerke werden nicht nur die Bereitstellungskosten, sondern auch die Entsorgungskosten berücksichtigt. Die Brennstoffkosten decken den gesamten Brennstoffzyklus ab, jedoch ohne Wiederaufbereitung.

Die Ermittlung der Kapitalkosten geht von den Investitionskosten aus, die in Abhängigkeit von der installierten Kraftwerksleistung angegeben werden. Die gesamten Kapitalkosten lassen sich unterscheiden in



- spezifische Anlagekosten (CHF/kW<sub>el</sub>) zum Planungs- bzw. Baubeginn,
- die Finanzierungskosten während der Bauzeit.

Ausgegangen wird vom Zeitpunkt der Planung bzw. des Baubeginns, die beide, vom Inbetriebnahmejahr aus gerechnet, determiniert sind. Während der Bauzeit werden in der Regel Vorauszahlungen geleistet, die Finanzierungskosten verursachen. Hier wird unterstellt, dass die Anlagekosten in jährlich gleichbleibenden Raten vorfinanziert werden. Mit längerer Bauzeit steigen die Finanzierungskosten, die Kapitalkosten beinhalten also auch die Bauzinsen.

Als realer Zinssatz wird den Berechnungen ein Wert von 2.5 Prozent zugrunde gelegt, der von einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ausgeht.

Die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen orientieren sich nicht an den jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Vielmehr sind für sie die Preise z.B. für Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffe und Strom einschliesslich der jeweiligen Steuern und Subventionen sowie Renditeerwartungen relevant. Die Betrachtung der Kosten auf einzelwirtschaftlicher Ebene führt zu anderen Ergebnissen als die gesamtwirtschaftliche Perspektive. Diese werden an entsprechenden Stellen im Bericht beleuchtet.

Alle Kostenangaben sind real in CHF<sub>2009</sub>, falls nicht explizit anders angegeben. Falls keine Angaben über den Bezugszeitpunkt der Kostendaten vorlagen, wurde das Jahr der Veröffentlichung des jeweiligen Berichtes verwendet. Durch Veränderungen von Wechselkursen und die oben genannten Unsicherheiten können sich Bandbreiten ergeben.

Die Kostenangaben werden unter folgenden Annahmen für die Rahmenbedingungen ermittelt:

- Typ:                           EPR / PWR  
                                  Europäischer Druckwasserreaktor
- Leistung:                   1'000-1'600 MW<sub>el</sub>
- Inbetriebnahme:       ca. 2025-2030
- Bauzeit:                    5-7 Jahre
- Infrastruktur<sup>2</sup>:           vorhanden  
                                  (Bau auf bestehenden KKW-Geländen)

Zudem wird unterstellt, dass bereits mehrere EPR /PWR in Europa gebaut sein werden, bevor mit dem Bau eines neuen schweiz-

<sup>2</sup> Land, Anschlüsse Elektrizitätsversorgung usw.

erischen Reaktors begonnen wird. Es handelt sich also nicht um einen „Prototyp“, sondern um ein standardisiertes Kraftwerk.

## 2 Kostenentwicklung und Rahmenbedingungen

### 2.1 Rohstoff- bzw. Konstruktionspreise (z.B. Stahl)

Der bei Weitem wichtigste und preisbestimmende Rohstoff beim Bau von Kernkraftwerken ist hochwertiger Stahl für Druckbehälter, Dampfturbosatz und Peripherie. Daneben werden vor allem in der Steuerungstechnik strategische seltene Rohstoffe benötigt.

In den letzten Jahren sind die Preise für Rohstoffe und für daraus unmittelbar hergestellte Produkte, wie Stahl, tendenziell stark gestiegen. Im Allgemeinen liegen hier als grundsätzliche Treiber

- die stark wachsende Nachfrage, insbesondere durch das Wachstum in den asiatischen Ländern wie China und Indien,
- (geo-)politische Instabilitäten,
- Engpässe bei der Gewinnung und Verarbeitung von Rohstoffen,
- Monopol- und Oligopol-Märkte in verschiedenen Sektoren

zugrunde.

Der derzeit schwache Dollarkurs treibt die in USD ausgedrückten Preise zusätzlich in die Höhe. In Euro (bzw. CHF) gemessen fallen die Preissteigerungen voraussichtlich weniger stark aus.

Eine Entspannung bei den Preisen ist in den nächsten Jahren nicht, oder nur in wenigen Märkten, zu erwarten (Deutsche Industriebank, 2007).

Die Erzeugung von Stahlprodukten stieg in den letzten Jahren erheblich an. Wurden 2001 ca. 800 Mio. t Stahl produziert, so betrug dieser Wert 2006 ca. 1'200 Mio. t (Deutsche Industriebank, 2007). Die Nachfrage lässt sich durch den Ausbau der Infrastruktur insbesondere in den asiatischen Schwellenländern, aber auch durch grosse Verkehrsinfrastruktur- und Logistikprojekte in Europa und in den USA erklären. Hinzu kommt die Sonderkonjunktur in der westeuropäischen Maschinenbau- und Automobilindustrie (Deutsche Industriebank, 2007). Nach einem Absinken der Nachfrage im Rahmen der Finanzkrise im Jahr 2009 und einem Absinken der Stahlpreise, sind die Preise im vergangenen Jahr wieder gestiegen. Diese Tendenz ist vor allem auf die deutlich steigende

weltweite Stahlnachfrage (+13,1% im Jahr 2010) zurückzuführen (Industriemagazin, 2010).

Die Preise für Stahl wurden auch durch den höheren Erzpreis getrieben. Dieser stieg von 29 USD/t Anfang 2002 bis auf 77 USD/t Ende 2006. Grund für diesen Anstieg waren die hohe Nachfrage, knappe Gewinnungskapazitäten und die oligopolistische Angebotsstruktur im Erzmarkt (Hennes/Handelsblatt, 2006). Zudem wird durch die in letzter Zeit diskutierte stärkere Bindung des Erzpreises für die Stahlindustrie an den Spotmarktpreisen für Eisenerz mit zusätzlichen Preisauflagen gerechnet (Murphy/Handelsblatt, 2010)

Die Entwicklung der Stahlpreise hat sich auf die Kosten des Kraftwerksbaus ausgewirkt. So sind die Kosten für ein GuD-Kraftwerk von ca. 500 auf 800 bis 900 EUR/kW gestiegen. Kohlekraftwerke kosten derzeit ca. 1'500 bis 1'700 EUR/kW statt wie noch vor einigen Jahren angenommen ca. 1'100 bis 1'250 EUR/kW (Prognos, 2008a; 2009). Diese Kostensteigerung ist zum Teil auch auf die Kapazitätsengpässe der Kraftwerkshersteller zurückzuführen.

Die hohen Stahlpreise werden sich auch auf die Kosten eines neuen Kernkraftwerkes auswirken, wie sich in Finnland zeigt (Sailer, 2007). Zudem stehen den Herstellern eher geringe Kapazitäten (Fertigung, Ingenieure) zur Verfügung, da durch die geringe Auftragszahl in den letzten 20 Jahren Kapazitäten abgebaut wurden (Sailer, 2007). Auch erfolgt die Zulieferung mancher Komponenten (Druckgefäße, Dampferzeuger und Verdichter) nur durch eine begrenzte Zahl von Firmen weltweit. Die begrenzten Kapazitäten führen auch hier zu Preiserhöhungen (The Keystone Center, 2007).

## 2.2 Sicherheitsaspekte

Für die Bewilligung eines Kernkraftwerks ist die erforderliche Sicherheit zu gewährleisten und für entsprechende Kontrollen zugänglich zu machen. Hierzu werden u.a. Sicherheitsstandards und qualifizierte Kontrollbehörden benötigt.

Die Verzögerungen beim Bau des Kernkraftwerks in Finnland sind u.a. auf Probleme bei der Qualitätssicherung auf der Baustelle sowie auf unterschiedliche Vorstellungen zur sicherheitstechnischen Auslegung (z.B. Rohrleitungsbruch, Flugzeugabsturz) zurückzuführen (Sailer, 2007).

Ein hoher Sicherheitsstandard ist mit hohen spezifischen Investitionskosten verbunden. Dies ist beispielsweise anhand der Kostenzahlen für Kernkraftwerke in Japan ableitbar (IEA, 2005).

Es kann unterstellt werden, dass die Sicherheit eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz auf dem höchst möglichen Stand liegen

wird. Eine genaue Abschätzung der Kostenwirkung hätte stark spekulativen Charakter, da in die Investitionskosten nur die derzeit bekannten Sicherheitsmassnahmen eingerechnet werden können. Tendenziell kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten durch einen – gegenüber dem europäischen Durchschnitt – weiter erhöhten Sicherheitsstandard eher im oberen Bereich der derzeit bekannten Kostenbandbreiten liegen.

Schliesslich können, trotz hoher Sicherheitsstandards, schwere Unfälle (Kernschmelze) bei der hier betrachteten Reaktorgeneration III / III+ nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, sondern durch neue Sicherheitssysteme kann nur deren Eintrittswahrscheinlichkeit weiter verringert werden (Sailer, 2007, Streffer et al., 2005).

## 2.3 (Qualifiziertes) Personal

In diversen Studien wird auf die knappe oder unzureichende Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal für den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken hingewiesen. So äussert das Economic Research Council (2008) deutliche Zweifel am Vorhandensein von genügend Kompetenzen, um in näherer Zukunft eine grössere Anzahl von Kernkraftwerken zu bauen. Auch Sailer (2007) und The Keystone Center (2007) stellen die Verfügbarkeit und Qualifikation von Personal beim Bau mehrerer Anlagen in Frage.

Durch die geringe Anzahl von Neubaufträgen haben die betroffenen Branchen in den letzten Jahren Stellen abgebaut. Beispielsweise erhielten bedeutende Reaktor-Lieferanten wie Westinghouse und Areva/Framatome nur jeweils 1-2 Bestellungen für neue Kernkraftwerke in den vergangenen 15 (Areva) bzw. 25 (Westinghouse) Jahren (Thomas, 2010). Auch die Anzahl der Firmen in diesem Bereich hat sich verringert. Aufgrund schlechter Arbeitsmarktaussichten verringerten sich damit die Ausbildungskapazitäten für entsprechend qualifiziertes Betriebspersonal. Diese Ausbildungskapazitäten müssten wieder aufgebaut und auf den neuesten Stand des Wissens gebracht werden.

Zudem ergibt sich ein altersbedingter personeller Ersatzbedarf, da ein Grossteil der Arbeitskräfte, die heute weltweit Kernkraftwerke betreiben, in den 1970er Jahren angestellt wurden und bald aus dem Dienst ausscheiden (House of Commons, 2009, The Keystone Center, 2007). Weitere Faktoren, welche diese Effekte verschärfen könnten, sind die Konkurrenz um technische Fachkräfte mit anderen Infrastrukturbereichen (House of Commons, 2009) und die langen Ausbildungszeiten für Kernenergieingenieure (Bubb et al, 2005)

Die Aussagen gelten vor allem für den (west)-europäischen sowie den amerikanischen Markt. Wie sich die Situation auf die Schweiz auswirkt, lässt sich kaum abschätzen. Tendenziell ist zu erwarten,

dass es langfristig auch für die Schweiz schwieriger wird, genügend qualifiziertes Personal zu finden.

## 2.4 (Europäische) Energiemärkte

Im europäischen Umfeld ist in den letzten Jahren die Liberalisierung der Energiemärkte in vielen Ländern umgesetzt worden. Das bedeutet, dass das Angebot und die Nachfrage nach Elektrizität den Preis bestimmen und Stromerzeugungsanlagen im Wettbewerb stehen sollen. Demgegenüber wird in regulierten Märkten der Preis durch die Vollkosten der Stromversorgung bestimmt. Höhere Gestehungskosten können i.d.R. auf Endkunden umgewälzt werden, da diese den Anbieter nicht wechseln können.

In liberalisierten Märkten, wie Deutschland, erfolgen der Kraftwerkseinsatz und die Preisbildung entsprechend den Grenzkosten der Kraftwerke (Merit Order). Das Kraftwerk mit den geringsten Grenzkosten wird am häufigsten betrieben; alle weiteren Kraftwerke werden gemäss ihren Grenzkosten in aufsteigender Reihenfolge eingesetzt, bis der Strombedarf zu jedem Zeitpunkt im Jahr gedeckt ist. Das letzte eingesetzte Kraftwerk (mit den höchsten Grenzkosten) bestimmt dabei den jeweiligen Strompreis.

Im Grundlastbereich haben Kernkraftwerke aufgrund der Einpreisung von CO<sub>2</sub>-Kosten gegenüber Gas- und Kohlekraftwerken einen Wettbewerbsvorteil (Prognos, 2009). Die Rentabilität der eingesetzten Kernkraftwerke hängt dann vom letzten eingesetzten Kraftwerk und dessen Grenzkosten ab, da dies bestimmt, in welchem Masse die Fixkosten (Kapital- und fixe Betriebskosten) gedeckt werden können. Da Kernkraftwerke besonders kapitalintensiv sind, muss der Marktpreis und damit der Erlös über möglichst lange Zeit genügend hoch sein (Prognos, 2009). Des Weiteren könnte in diesem Zusammenhang auch die zukünftige Entwicklung des Uran- bzw. Kernbrennstoffpreises (dessen Anteil an den Vollkosten an sich eher gering ist) und die Volatilität der sonstigen Brennstoffpreise sowie der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise Einflussfaktoren in der Konkurrenzfähigkeit von Kernkraftwerken unter einem solchen Marktdesign darstellen.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in vielen Fällen (z.B. Windkraft, Wasserkraft) durch nahezu keine Grenzkosten gekennzeichnet. Zudem geniessen viele erneuerbare Energien gesetzlichen Vorrang im Stromnetz. Durch einen starken Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen könnte Strom aus Kernkraftwerken oder sonstigen Baseload-Kraftwerken in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung nicht benötigt werden, womit Kernkraftwerke oder andere Kraftwerke heruntergeregelt werden müssten oder gegen einen geringen oder sogar negativen Preis laufen. Demgegenüber könnte ein forcierter Ausbau des Übertragungsnetzes (in Zusammenhang mit dem Ausbau der Speicherkapazitäten) in Europa die Einsatzzeiten von Kernkraftwerken wiederum erhöhen bzw. stabilisieren. Allerdings können Kernkraft-

werke unter Umständen zu bestimmten Zeiten zu preisbestimmenden Kraftwerken am Strommarkt werden, wodurch deren langfristige Fixkostendeckung schwerer zu erreichen wäre.

Preisrisiken durch volatile Marktpreise am freien Markt könnten durch den Abschluss langfristiger Terminverträge vermindert werden. Solche Langfristverträge könnten für Kernkraftwerke mit hohen Investitionskosten eine notwendige langfristige Sicherheit garantieren (Prognos, 2009).

Die Schweiz hat noch keinen vollständig liberalisierten Markt. Die Unternehmen richten sich bei der Preisgestaltung z.T. nach den Gestehungskosten ihres Parks, aber zunehmend, und bei Liberalisierung, nach dem Grosshandelspreis im Inland und Ausland. Schliesslich müssen die Vollkosten eines neuen Kraftwerkes über den Grosshandelspreis gedeckt werden können. Der internationale Grosshandelspreis wird langfristig massgebender werden.

## 2.5 Finanzierung

Aufgrund der hohen Investitionskosten (siehe auch Kapitel 3.1) hängt die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerks entscheidend von den Bedingungen ab, unter denen Betreiber den Bau ihres Kraftwerks finanzieren können. Die Rahmenbedingungen der Finanzmärkte für die Finanzierung des Baus von Kraftwerken haben sich seit den 1980er Jahren entscheidend verändert (IAEA, 2008a). Der überwiegende Teil der heute betriebenen Kernkraftwerke wurde in regulierten Elektrizitätsmärkten, mit gesicherten Kundestämmen, staatlichen Darlehen für Investitionen und der Möglichkeit, Mehrkosten bei Investitionen auf den Strompreis umzuwälzen, gebaut. Damit war den Betreibern die Profitabilität ihrer Investition gesichert (Prognos, 2009).

Liberalisierte Strommärkte verhindern (teilweise) die Umwälzung höherer (Investitions-)kosten auf die Endkunden. Zudem nimmt der Staat die Rolle des Geldgebers zurückhaltender ein oder hat andere Prioritäten, wie z.B. den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben, wodurch Betreiber den Bau der Anlage verstärkt durch Eigenkapital oder über auf dem (weltweiten) Kapitalmarkt bereitgestelltes Fremdkapital finanzieren müssen (Geusau, 2006).

Die Reaktoreinheit Olkiluoto 3 in Finnland, die momentan von Areva NP errichtet wird, wird beispielsweise zu 80 % durch Fremdkapital finanziert (Gesau, 2006). Verschiedene Quellen schätzen die Fremdkapitalquote bei zukünftigen Bauprojekten auf 50 % (Moody's 2007, Atherton et al, 2009). Dies stimmt in etwa mit den Angaben von 60 % Fremdkapital- und 40% Eigenkapitalfinanzierung von Leonardi (2010) für geplante Kernkraftwerke von ALPIQ in der Schweiz überein. Dabei wird die erwartete Mindestrendite für Fremdkapital bei 4 bis 5 % und für Eigenkapital bei 7 bis 8 % angesetzt. Dies entspricht Angaben von Thomas (2010), wonach bei Investitionen in neue Kernkraftwerke die Eigenkapital-

verzinsung generell höher anzusetzen ist als die Fremdkapitalverzinsung.

Potentielle Investoren vergleichen die zu erwartende Rendite verschiedener Technologien, womit unter den beschriebenen Rahmenbedingungen auch bei der Finanzierung eine Konkurrenzsituation für Kernkraftwerke entstehen kann. Insbesondere sind die Renditen bei staatlich garantierten Projekten (derzeit z.B. über KEV) zu erwähnen.

Die hohe Kapitalintensität eines Kernkraftwerkes stellt Kraftwerksbetreiber sowohl hinsichtlich des Eigen- als auch des Fremdkapitals vor Herausforderungen. Einerseits ist ein hoher Eigenkapitalanteil in der Finanzierung nötig, um die Glaubwürdigkeit des Bauprojektes zu unterstreichen und Fremdkapital anzuziehen (IAEA 2008a). Andererseits können unvorhergesehene Kostensteigerungen beim Bau des Kraftwerkes (z.B. durch Verzögerungen, verschärfte Sicherheitsanforderungen und Rohstoffpreiserhöhungen) oder gar ein gänzlich fehlgeschlagenes Bauprojekt für den Betreiber ggf. existenzbedrohend sein, weil dessen Eigenkapitaldecke schnell aufgebraucht ist. Aus Sicht der Fremdkapitalgeber bedeutet dies umgekehrt ein gewisses Kreditausfallrisiko (Prognos, 2009).

Ein weiterer Einflussfaktor in der Entscheidung von Investoren ist die Amortisationszeit. Diese hat sich in den letzten Jahren durch steigende Rohstoffpreise verlängert (vgl. Kapitel 2.1). Nach Einschätzung von Prognos (2009) liegt die wirtschaftliche Amortisationszeit in Westeuropa derzeit für Gas-und-Dampf-Turbinenkraftwerke zumeist bei 10 bis 15 Jahren und für Kohlekraftwerke bei 15 bis 20 Jahren. Bei Kernkraftwerken reicht sie noch darüber hinaus. Der Staat oder sonstige Akteure der öffentlichen Hand können dies tendenziell eher in Kauf nehmen, da hier die politischen Zielsetzungen (z.B. CO<sub>2</sub>-Reduktion) und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen (vernünftige Strompreise, Arbeitsplatzsicherung) eine höhere Priorität haben.

Angesichts der genannten Risiken sind Investoren zurzeit zurückhaltend in der Finanzierung von Grosskraftwerken. Es besteht zudem die Möglichkeit, dass das Investorenrisiko in Zukunft sogar noch steigt (Prognos, 2009). In einer Studie der IAEA (2008a) werden Risikoaufschläge von 3 bis 5 % gegenüber anderen Stromerzeugungstechnologien in bestimmten Ländern genannt. Nach Aussage der IAEA besteht daher die grösste Herausforderung für den weltweiten Neubau von Kernkraftwerken darin, Investoren mit ausreichendem Fremdkapital zu angemessenen Konditionen zu gewinnen (IAEA, 2008a; IAEA, 2008b).

Staatliche Massnahmen können prinzipiell geeignet sein, die Planungssicherheit der Investoren zu erhöhen und Risiken zu senken (oder verkleinern). Zu diesen Massnahmen können z.B. gesetzlich garantierte Mindestpreise für eingespeiste Kernenergie ebenso gehören wie Stabilität in der Energiepolitik. Um die

Investitions-kosten zu mindern, kann der Staat auch im deregulierten Markt durch Eigenkapitalbeteiligungen (wie in Frankreich, wo der Staat den Grossteil der Anteile am Marktführer EDF hält), Fonds zur Förderung CO<sub>2</sub>-armer Technologien, staatliche Bürgschaften, staatliche Ausfallversicherungen oder Steuervergünstigungen als direkter oder indirekter Geldgeber fungieren (Moody's, 2007; IAEA, 2008; Atherton, 2009). Umgekehrt können gewisse staatliche Massnahmen die Bedingungen für den Ausbau auch ver-schlechtern (z.B. energiepolitische Perspektive eines Ausstiegs aus der Kernenergie, Erhöhung der gesetzlich minimalen Haftpflichtversicherung für Kernkraftwerke usw.) (Prognos, 2009).

## **2.6 Spannungsfeld zwischen Markt und (politischen) Zielen**

Politische Vorgaben im Bereich der Energiewirtschaft stehen im Spannungsfeld von unterschiedlichen, zum Teil gegenläufigen Zieldimensionen. Aus heutiger Sicht sind hier unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Akzeptanz der Bevölkerung sowie die möglichst preisgünstige Energiebereitstellung zu nennen.

Die Abwägung der Gewichtung der verschiedenen Ziele sollte möglichst auf Basis wissenschaftlich abgesicherter Erkenntnisse im Dialog zwischen Staat, Wirtschaft und Bevölkerung stattfinden.

Bei Investitionen in langlebige und kapitalintensive Infrastrukturprojekte (wie zum Beispiel Kraftwerke oder Stromnetze) ist zusätzlich noch zu beachten, dass hier stabile Rahmenbedingungen notwendig sind um diese Investitionen durchführen zu können.

Je unsicherer die zukünftigen Rahmenbedingungen von den Investoren eingeschätzt werden, desto höher fällt der Risikoaufschlag bei der Projektkalkulation aus.



## 3 (Kosten)Angaben zu neuen Kernkraftwerken

### 3.1 Kostendaten der Anlage / Typ und Grösse

In den 50er Jahren wurden die ersten Prototypreaktoren realisiert, die sogenannten GEN (eration) I-Typen. Ab Mitte der 60er Jahre kamen die kommerziellen GEN II-Typen auf den Markt, inzwischen sind die fortgeschrittenen Reaktoren der Generation III Standard, die durch technische (nicht grundsätzlich konzeptionelle) Weiterentwicklungen zu Generator III+-Typen werden. Neben einer erhöhten Sicherheit weisen diese Reaktortypen eine verbesserte Brennstoffausnutzung und damit höhere Wirkungsgrade auf.

In Europa wird für neue Kernkraftwerke, als GEN III/III+-Reaktor, auf den deutsch-französischen European Pressurised Water Reactor (EPR) gesetzt. Der EPR ist der Nachfolger des französischen Reaktors N4 und des deutschen Konvoityps (PSI, 2005a). In Finnland wurde mit dem Bau eines EPR im Jahr 2005 begonnen, und in Frankreich wurde der Bau Ende 2007 gestartet. Damit ist der EPR nach Ansicht des PSI (2005a) ein potenzieller Reaktortyp für den Einsatz in der Schweiz nach 2020 bis 2025. Bis dahin dürften genügend Erfahrungen mit dem EPR aus Finnland (ab ca. 2012) und auch aus Frankreich (ab ca. 2014) vorliegen, so dass dann von einem betriebserfahrenen System ausgegangen werden kann. Kleinere Druckwasserreaktoren von 1000-1100 MW wären eine Alternative (Westinghouse, Areva/Mitsubishi und ggf. EDF in Le Figaro, 2010).

Derzeit planen sowohl Axpo und BKW als auch Alpiq neue Kernkraftwerke. Alle drei Firmen reichten im Jahr 2008 Gesuche für Rahmenbewilligungen für neue Kernkraftwerke ein (NZZ, 2008b). Für die Grösse der Kraftwerke wird bis 1'600 MW<sub>el</sub> angegeben, was auf einen EPR hindeuten könnte, obwohl dies nicht offiziell von den Firmen geäussert wurde.

### 3.2 Investitionskosten

In den unten aufgeführten Angaben der Investitionskosten ist ein deutlicher Kostenanstieg zwischen den vor 2008 und nach 2008 angegebenen Kosten festzustellen. Die Periode vor 2008 kann als „Ankündigungsphase“ mit geringen Investitionskosten, die Periode nach 2008 als „reale Phase“ mit höheren Investitionskosten bezeichnet werden.

Die Baukosten für den ersten EPR in Finnland wurden mit ca. 2'000 EUR/kW<sub>el</sub> angesetzt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Anlage durch günstige Finanzierungsbedingungen subventioniert wird (SPRU & NERA, 2006). In der Zwischenzeit hat sich der Bau des Kraftwerks aufgrund von Problemen in der Qualität bestimmter Komponenten (z.B. Betonmantel, Schweissnähte) um 3 bis 4 Jahre verzögert. Die tatsächlichen Investitionskosten

überschreiten die geschätzten Investitionskosten mittlerweile um rund 50 % (Hirschberg, 2010).

Für den zweiten EPR am Standort Flamanville wurden die Baukosten etwas höher eingeschätzt als für den finnischen Standort (insgesamt 3,3 Mrd. €). Diese Kostenangaben wurden im Jahr 2008 von EDF nach oben korrigiert (auf ca. 4 Mia. €<sub>08</sub>, d.h. 2'500 €<sub>08</sub>/kW) (WNA, 2010). Während des Baus traten Probleme mit bestimmten Komponenten (Beton, Schweissnähte, Instrumente) auf (Hirschberg, 2010), der Bau verzögerte sich und das aktuelle Datum der Inbetriebnahme im Jahr 2014 (Rabreau, 2010) liegt 2 Jahre über der Planung.

Die im Auftrag des BFE erarbeitete Studie vom PSI (2005a) gibt für die Baukosten eines EPR 2'400 CHF<sub>05</sub>/kW<sub>el</sub> (bei einem Zinssatz von fünf Prozent) und 2'600 CHF<sub>05</sub>/kW<sub>el</sub> (bei einem Zinssatz von acht Prozent) an. Das PSI bezieht sich auf Kostenangaben für Frankreich (Serienproduktion).

Ähnliche Kosten werden in IEA (2005) abgebildet. Die IEA gibt eine weltweite Bandbreite für die Kosten von 1'373 - 2'510 USD<sub>03</sub>/kW<sub>el</sub> (1'738 - 3'177 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>) an, für die Schweiz werden Investitionskosten von 1'882 USD<sub>03</sub>/kW<sub>el</sub> (2'382 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>) genannt. Im Vergleich dazu liegen die Werte in IEA (2010) deutlich über den Werten des Jahres 2005. Die weltweite Bandbreite wird mit 1'556 bis 5'863 USD<sub>08</sub>/kW<sub>el</sub> (1'706 bis 6'429 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>) angegeben, wobei für die Schweiz zwei Werte ausgewiesen werden: 4'433 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub> und 6'429 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub> (entspricht gleichzeitig dem weltweiten Höchstwert<sup>3</sup>). Die in IEA (2010) berechneten Werte (overnight costs) beziehen sich auf das Inbetriebnahmejahr 2015 und enthalten weder Bauzinsen noch Kosten für die Stilllegung der Anlagen.

In der MIT-Studie (2009) „Update on the Cost of Nuclear Power“ werden Investitionskosten (overnight costs) von 4'000 USD<sub>07</sub>/kW<sub>el</sub> (4'482 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>) für das Inbetriebnahmejahr 2013 angenommen. Die MIT-Studie ist jedoch nicht Schweiz- oder Kraftwerktypspezifisch ausgelegt, sondern bezieht sich auf Daten für Kernkraftwerke aus Korea, Japan und den USA. Ausserdem spielt der unterstellte Dollarkurs eine Rolle für die Umrechnung der Angaben in CHF. Im Vergleich dazu ging die MIT-Studie des Jahres 2003 (MIT, 2003) von Investitionskosten in der Höhe von 2'000 USD<sub>02</sub>/kW<sub>el</sub> (2'586 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>) aus. Andere Studien aus den Jahren 2007 und 2008 gehen von Kosten zwischen 3'000 bis 3'500 CHF<sub>07</sub>/kW<sub>el</sub> (Prognos, 2007; Economic Research Council, 2008; CBO, 2008; The Keystone Center, 2007; Konstantin, 2007) aus.

---

<sup>3</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich der Wert in IEA (2005) auf ein Kernkraftwerk des Typs BWR bezieht, während die Werte in IEA (2010) für ein Kernkraftwerk des Typs PWR ausgewiesen werden und damit die Werte aus den verschiedenen Jahren nicht direkt vergleichbar sind.

Generell ist zu sagen, dass im internationalen Vergleich neuere Studien von deutlich höheren Investitionskosten ausgehen als Studien vor 2007. Eine Übersicht über die Kosten neuer Kernkraftwerke ist in Anhang B aufgelistet.

Für die Schweiz gingen Axpo und BKW 2008 von Kosten in Höhe von 10 bis 12 Mrd. CHF für 2 bis 3 Kernkraftwerke aus (NZZ, 2008a). Abgeleitet aus Angaben von Axpo (2010) betragen die Investitionskosten aktuell ca. 4'500 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>.<sup>4</sup> Leonard (2010) geht von Investitionskosten in der Höhe von 6 bis 8 Mrd. CHF für ein neues Kernkraftwerk aus, verbunden mit einer Bauzeit von 5 Jahren und der Berücksichtigung einer Reserve von 15 % für Überschreitungen der Bauzeit. Im Vergleich dazu gibt das PSI (2010) Kapitalkosten in der Höhe von 3'500 bis 5'000 CHF/kW<sub>el</sub> (Inbetriebnahmejahr 2030) für ein neues Kernkraftwerk der Generation III an. Hiermit bewegen sich die Kosten eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz, wie auch in der IEA-Studie (2010) dargestellt, international im oberen Bereich. Deutlich geringere Investitionskosten sind in Asien zu beobachten.

Im Zusammenhang mit zukünftigen Investitionskosten sind zudem mögliche Lernkurveneffekte anzusprechen. Literaturangaben dazu sind eher selten. In den Anfangsjahren der Kernenergie wurden in Amerika Lerneffekte von 5 bis 7 % festgestellt (University of Chicago, 2004). Thomas (2010) verweist auf Angaben einer Studie der NEA (Nuclear Energy Agency) in der von Kosteneinsparung in der Höhe von 15 bis 20 % für den Bau eines zweiten Kernkraftwerks mit gleichem Design (folgend auf einen Prototypen) ausgegangen wird. Die Kosteneinsparung darauf folgender Kraftwerke des selben Designs werden als vernachlässigbar betrachtet. Als Gründe dafür werden lange Planungs- und Bauzeiten (lead-time), die Grösse der Anlagen sowie Lizenzierungs- und Sicherheitsvorschriften für abweichende Designs genannt (PIU in Thomas, 2010). Manche Studien weisen auch auf Erfahrungen und Kostensteigerungen aus der Vergangenheit im Rahmen des Ausbaus von Kernkraftwerken in Frankreich und den USA hin (Grubler, 2010). Allerdings ist in diesem Zusammenhang auf mangelnde Datenverfügbarkeit (Frankreich) und sich ändernde Designs bzw. Kraftwerkslieferanten und damit die beschränkte Vergleichbarkeit der Kraftwerkstypen über den Zeitraum hinzuweisen.

In der hier vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten (ohne Kosten für Stilllegung und Nachrüstung) zwischen 3'500 und 6'000 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub> liegen. Als Referenzkorridor unterstellen wir 4'250 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub>, als obere Referenz 5'250 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub>.

---

<sup>4</sup> Kapitalkosten 4 bis 5 Rp./kWh, bei einem Zinssatz von 5 % und einem Kapazitätsfaktor von 85 % bedeutet Investitionskosten ohne Bauzinsen von ca. 4'500 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>.

### 3.3 Betriebskosten

Die Höhe der fixen Betriebskosten eines schweizerischen Kernkraftwerks werden in der älteren IEA-Studie (2005)<sup>5</sup> auf umgerechnet 72 CHF<sub>05</sub>/kW<sub>el</sub> pro Jahr geschätzt. Die aktualisierte IEA (2010)-Studie weist gesamte Betriebskosten in der Höhe von umgerechnet 126 bzw. 162 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub> aus, wobei die Betriebskosten als über die Jahre konstant angenommen werden. Das MIT (2009) berechnet fixe jährliche Betriebskosten von umgerechnet ca. 63 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub> bei einem Zinssatz von 10 %. Dabei wird darauf hingewiesen, dass zwischen 2002 und 2007 über ein Absinken der gesamten Betriebskosten in der Höhe von 10 % berichtet wurde. Für die Zukunft geht das MIT (2009) jedoch von einer Steigerung der gesamten Betriebskosten von 1% p.a. aus. Konstantin (2007), Prognos (2007), The Keystone Center (2007) und The Economic Research Center (2008) gehen jeweils von Betriebskosten über 100 CHF<sub>2007</sub>/(kW<sub>el</sub>\*a) aus. Das PSI unterstellt für die fixen Kosten in Abhängigkeit vom Zinssatz 8 bis 10 CHF/MWh; dies entspricht umgerechnet 61 bis 76 CHF<sub>2005</sub>/(kW<sub>el</sub>\*a) bei 7'600 h/a. Abgeleitet aus Darstellungen der Axpo (2010) lassen sich Betriebskosten in der Höhe von 20 bis 25 CHF/MWh bestimmen (entspricht ca. 150 bis 180 CHF/kW<sub>el</sub> bei einem Kapazitätsfaktor von 85%).

Häufig ist unklar, welche Kostenkomponenten in den Angaben enthalten sind und wie diese zusammengesetzt oder abgegrenzt sind. In manchen Angaben sind Stilllegungskosten und/oder Nachrüstungskosten enthalten. Konstantin (2007) weist die Betriebskosten nach Komponenten aus. So würden für ein neues Kraftwerk ca. 150 Mitarbeiter benötigt. Verschiedene Quellen (MIT, 2009; Economic Research Council, 2008) gehen zudem von einem realen Anstieg der Betriebskosten von 1 bis 2 Prozent pro Jahr aus.

Für die vorliegende Arbeit werden jährliche Betriebskosten von 150 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub> angesetzt. Kosten für Nachrüstung (ca. 15 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub>) sind hierin nicht enthalten, sie werden als gesonderte Position bei den Investitionskosten ausgewiesen.

### 3.4 Nachrüstungskosten

Die Nachrüstungskosten, die während der 60-jährigen Betriebsdauer anfallen, umfassen Nachrüstungen am nuklearen Teil, laufende sicherheitsbedingte Nachrüstungen und Nachrüstungen am thermischen Teil der Anlage (z.B. Ersatz der Turbine mit einer Lebensdauer von 30 bis 40 Jahren). Diese Kosten werden in der Literatur nicht immer erwähnt, sie werden den Betriebskosten zugerechnet oder nicht quantifiziert.

---

<sup>5</sup> Siehe Fussnote 2.

Die Kosten der Nachrüstungen der schweizerischen KKW wurden in der Vergangenheit mit ca. 750 CHF/kW<sub>el</sub> angesetzt (Prognos, 1996). Aus dem Bericht „20 Jahre Kernkraftwerk Leibstadt“ des KKL (2005) folgt, dass in Leibstadt in den Betriebsjahren 1984 bis 2004 ca. 300 Mio. CHF zusätzlich investiert wurden, was umgerechnet ca. 250 CHF/kW<sub>el</sub> bedeutet. In den Angaben der IEA (2005) werden Nachrüstkosten nicht explizit genannt. Sie können jedoch aus den Stromgestehungskosten abgeleitet werden und betragen bei einer Abschreibung über 60 Jahre 250 CHF/kW<sub>el</sub>.

Eine allgemeine Aussage zur Höhe der Nachrüstkosten ist schwierig zu treffen, da diese stark vom jeweiligen Zustand der einzelnen Kraftwerke abhängen. Für die Modellrechnungen werden für eine grosse „nukleare“ Nachrüstung, für eine „thermische“ Nachrüstung und für laufende sicherheitsbedingte Nachrüstungen jeweils 300 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub> unterstellt, gegenüber 280 CHF<sub>2007</sub>/kW<sub>el</sub> beim letzten Update. Dies kommt zur regulären Wartung hinzu.

### 3.5 Stilllegungskosten

Für die Stilllegungskosten, also die Kosten für die Demontage und Entsorgung eines Kernkraftwerks, werden ca. 750 CHF<sub>2009</sub>/kW<sub>el</sub> angesetzt.<sup>6</sup> Die Stilllegungskosten für die fünf schweizerischen Kernkraftwerke sowie das zentrale Zwischenlager in Würenlingen belaufen sich nach aktuellen Kostenstudien auf knapp 2.2 Mrd. CHF (Preisbasis 2006) (swissnuclear, 2009b). Das entspricht gemittelt ca. 680 CHF<sub>2006</sub>/kW<sub>el</sub>. Gemäss PSI (2005b) betragen die Stilllegungskosten 2 bis 3 Prozent der Stromerzeugungskosten, was CHF 0.8 - 1.6 CHF/MWh<sub>el</sub> entspricht. Umgerechnet auf die Investitionen würde das 375 bis 750 CHF<sub>2005</sub>/kW<sub>el</sub> bedeuten. In Konstantin (2007) werden für die Stilllegungskosten ca. 210 Euro<sub>2005</sub>/kW<sub>el</sub> (337 CHF<sub>2005</sub>/kW<sub>el</sub>) angenommen. Neuere Studien, wie jene des MIT (2009) gehen von Stilllegungskosten in der Höhe von USD<sub>07</sub> 700/kW<sub>el</sub> (ca. 900 CHF<sub>09</sub>/kW<sub>el</sub>) aus. Die IEA (2010) geht für Kernkraftwerke von Stilllegungskosten in der Höhe von 15 % der Investitionskosten aus, während die Schätzung der WNA (2010) mit 9 % bis 15 % etwas geringer ist.

### 3.6 Brennstoffkosten neuer Kernkraftwerke

Die Brennstoffkosten werden von zwei Komponenten dominiert:

1. von den Kosten für die Versorgung (d.h. inkl. Nutzung),
2. von den Kosten für die Entsorgung.

Für die Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) findet sich in der Literatur (PSI, 2005; IEA, 2010; Axpo, 2005, 2007; Prognos, 2001; MIT, 2003; The Keystone Center, 2007; CBO,

<sup>6</sup> Die Stilllegungskosten werden in manchen Quellen in den Investitionskosten erfasst, manchmal werden sie separat ausgewiesen oder gar nicht berücksichtigt (unklare Definition der Begriffe).

2008; Konstantin, 2007) eine grosse Bandbreite. Sie reicht von ca. 6 CHF/MWh bis 20 CHF<sub>2009</sub>/MWh. Zudem wird häufig von über die gesamte Laufzeit konstanten Preisen ausgegangen (Tabelle 2). Mit den Unsicherheiten bei den Kosten für die Entsorgung und den volatilen Preisen von Uran stellt sich die Frage, wie die zukünftigen nuklearen Brennstoffkosten für die Schweiz aussehen könnten.

**Tabelle 1: Brennstoffkosten der Kernkraftwerke – Literaturübersicht**

		Heute	2020	2035	2050
IEA, 2010	CHF/MWh <sub>el</sub>	10,2	10,2	10,2	10,2
PSI, 2005	CHF/MWh <sub>el</sub>	15-20	14-16	14-16	14-16
Prognos, 1996 (alle 5 Kernkraftwerke)	CHF/MWh <sub>el</sub>	17	17	17	17
Prognos, 2001 (Gösgen, Leibstadt)	CHF/MWh <sub>el</sub>	-	13	13	13
Axpo, 2005	CHF/MWh <sub>el</sub>	ca. 10	ca. 10	ca.10	ca. 10-11
Axpo, 2007	CHF/MWh <sub>el</sub>	ca. 11	-	-	-
MIT, 2009	CHF/MWh <sub>el</sub>	8,9	8,9	8,9	8,9
The Keystone Center, 2008	CHF/MWh <sub>el</sub>	14-20	-	-	-
CBO, 2008	CHF/MWh <sub>el</sub>	10	-	-	-
Konstantin, 2007	CHF/MWh <sub>el</sub>	9			

Prognos 2011

### 3.6.1 Versorgungskosten

Auf der Versorgungsseite spielen die Uranpreise eine wichtige Rolle. Die Preise von Uran lagen zwischen 1990 und 2003 auf einem niedrigen Niveau und stiegen 2007-2008 stark an. Die niedrigen Preise kamen durch die Verkäufe von hoch angereichertem Uran aus alten nuklearen zivilen Programmen und Waffenprogrammen zu Tiefstpreisen zustande. Auf dem Uranmarkt gab und gibt es kein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot (siehe Neff, 2004, 2006a/b, 2007; Combs, 2004, 2006). Bis ca. 1990 gab es Produktionsüberschüsse, von 1990 bis heute gibt es Produktionsengpässe. Wegen der niedrigen Preise wurden unrentable Minen geschlossen und kaum nach neuen geforscht.

Da die sekundären Vorräte ausgeschöpft werden, solange der Vertrag mit Russland über den Abbau der Waffenprogramme bis 2014 läuft, sind ab einem gewissen Zeitpunkt (nach 2014) zusätzliche Gewinnungskapazitäten erforderlich. Jedoch werden die Minen erst wieder rentabel, wenn die Uranpreise steigen. Deshalb könnten Engpässe entstehen: Bevor neue Minen für die Gewinnung bereit sind, könnte die Nachfrage das Angebot weit überschritten haben, mit entsprechenden Konsequenzen für die Preise (siehe Neff, 2004; 2006a/b, 2007; Combs, 2004, 2006). Nach einigen Jahren sollten in einem funktionierenden Markt die Preise wieder sinken, wenn das Angebot die Nachfrage deckt und

die Urangewinnungskosten den Preis bestimmen. Wie hoch der Peak wird und auf welchem Niveau sich der Preis langfristig einpendeln wird, ist spekulativ. Die Bandbreite der in der Literatur genannten Preise hat während der beiden letzten Jahre weiter zugenommen, die Angaben liegen zwischen 20 und 250 Dollar pro kg Uran (siehe auch Tabelle 4).

Der Gewinnungseingpass hat bereits zu höheren Preisen, sowohl für Langfristverträge als auch auf dem Spotmarkt, geführt. Lag der Spotpreis für Uran Anfang 2006 noch bei ca. 30 USD/lb  $U_3O_8$  (65 USD/kg), so stieg dieser bis Mitte 2007 auf 135 USD/lb  $U_3O_8$  (ca. 300 USD/kg). Derzeit liegt der Preis bei 60-70 USD/lb  $U_3O_8$  (130-155 USD/kg).

Der Ressourcenmarkt, wie auch der Uranmarkt, hat Hedge- und Investmentfonds angelockt (Combs, 2008), welche preistreibend sein könnten. Jedoch bestimmen diese nur einen kleinen Teil des Uranmarktes (Combs, 2006). Langfristverträge dominieren über 85 %-90 % des Gesamtmarktes. Die Uranpreise in neuen Langfristverträgen lagen gemäss Combs (2006) über dem Spot-Price-Market (Combs, 2006), da für die nähere Zukunft Angebotsengpässe erwartet werden. Aus den Angaben von Neff (2007) geht dies nicht hervor, hier liegen die Preise für Langfristverträge unter dem Spotpreis. Der Terminpreis liegt gemäss BGR (2010) bei etwa 35 USD/lb  $U_3O_8$  (78 USD/kg U).

Der Gedanke, dass die Nachfrage nach Uran durch niedrigere Abreicherungsgrade im Restprodukt (tail assays) gesenkt werden könne, erwies sich als illusorisch, da die Kapazitäten für die Anreicherung ebenfalls begrenzt sind (Combs, 2006; Neff, 2006b; Rothwell & Braun, 2008).

Angebotsengpässe und damit volatile Preise dürften bis etwa 2020 die Situation auf dem Uranmarkt bestimmen (Neff, 2006a; Kee, 2007).

Weiterhin stellt sich die Frage, ob sich auch dauerhafte Engpässe bei den Uranressourcen ergeben könnten, die den Preis langfristig auf hohem Niveau halten. Bei nachgewiesenen Reserven von 4 bis 6 Mio. t Uran (<260 USD/kg) könnten die Ressourcen bei der heutigen Nachfrage ca. 65-100 Jahre reichen (BGR, 2010; NEA / OECD – IAEA, 2010). Denn neue KKW werden in der Schweiz wahrscheinlich erst ab 2030 in Betrieb genommen und sind dann bei einer Lebensdauer von 60 Jahren bis 2090 in Betrieb. Für die noch nicht bekannten konventionellen Ressourcen wird eine Reichweite von ca. 200 Jahren erwartet. Fraglich ist, ob es sich aus wirtschaftlicher Sicht lohnt, diese Ressourcen abzubauen und welche Dynamik die Nachfrage entwickelt.

Für die hier vorliegende Arbeit wird ein Preis von 110 USD<sub>2009</sub>/kg Uran mit einer leichten Steigerung in den folgenden Jahrzehnten unterstellt. Die Preisspitze wird (gem. Neff, 2004) vor 2020 erreicht sein. Ab 2030 bewegt sich der Uranpreis wieder in der Höhe der

tatsächlichen Gewinnungskosten. Da sich einige Ausbauplanungen verzögern (Beispiele Cigar Lake und Australian Ranger; Kee, 2007), könnte sich der Zeitpunkt nach hinten verschieben und der Markt weiterhin volatil bleiben.

Für die anderen Kostenkomponenten der Versorgung, Konversion, Anreicherung und Fabrikation wurde von den Angaben in Tabelle 3 ausgegangen. Für die Berechnung der Versorgungskosten wurden tendenziell durchschnittliche bis obere Werte angenommen. Diese sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Mit diesen Kostenannahmen werden die Versorgungskosten für das Jahr 2030 berechnet.

**Tabelle 2: Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette (ohne Wiederaufbereitung)**

	Masse	Spezifische Kosten	Direkte Kosten (USD)
Uran	8-10 kg	50 USD <sub>2007</sub> /lb (30-60)	875-1100
Konversion	8-10 kg	11 USD <sub>2007</sub> /kg (6-14)	90-110
Anreicherung	6-7 kg SWU	140 USD/kg SWU (100-180)	840-980
Fabrication	1 kg HM	275 USD/kgIHM (200-350)	275
Summe			2100-2450

Prognos 2011

Daraus folgt bei Annahme eines Abbrandes von 50 MWd/kg HM<sup>7</sup> und eines Wirkungsgrads der Kernkraftwerke von 36 %:

$$2 \cdot 275 \text{ USD}_{2007} / 50 \text{ MWd} \cdot 1 \text{ d}/24\text{h} \cdot 1 \text{ kW} / 0.36 = 5 \text{ USD}_{2007}/\text{MWh} \sim \underline{6 \text{ CHF}_{2009}/\text{MWh}_{el}}$$

Die Preise von Uran spielen nur für die Höhe der Brennstoffpreise eine Rolle. Bezogen auf die gesamten Brennstoffkosten machen die Uranpreise im Allgemeinen weniger als 25% aus, und auf die Brennstoffkosten entfallen ca. 20% der Stromgestehungskosten (PSI, 2005a). Den grössten Kostenblock stellen die Entsorgungskosten dar. Das PSI (2005a) unterstellt höhere Entsorgungskosten für die Schweiz als für andere Länder. Deshalb wird die Abhängigkeit der Brennstoffkosten vom Uranpreis noch weiter sinken als oben erwähnt. Änderungen des Uranpreises haben also einen geringen, jedoch nicht vernachlässigbaren, Einfluss auf die Brennstoffkosten. Da die Entsorgungskosten in der Schweiz wahrscheinlich höher sind als in anderen Ländern, wird bei den Berechnungen der Entsorgungskosten nicht von internationalen Daten ausgegangen, sondern von Angaben aus dem Entsorgungsfonds und von eigenen Schätzungen.

<sup>7</sup> Hier werden für die EPR auch Angaben von bis zu 60 MWd/kgHM angegeben. Derzeit liegen die Abbrände bei ca. 40-45 MWd/kgHM (Konstantin, 2007).



### 3.6.2 Entsorgungskosten

Für die gesamten Entsorgungskosten (Transport, Zwischenlagerung, Endlagerung) liegen keine (internationalen) Erfahrungswerte vor. Wir beschränken uns hier auf die Angaben der Behörden. Für eine Sensitivitätsrechnung wird auf Kapitel 4.2 verwiesen.

Gemäss aktuellen Ermittlungen der Kernkraftwerksbetreiber und der für die Entsorgung zuständigen Organisationen belaufen sich die Entsorgungskosten für die bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz auf rund 13.4 Mrd. CHF (Preisbasis 2006) (swissnuclear, 2009a). Mit einer Auslastung von ca. 7600 h/a über 50 Jahre (Mühleberg, Beznau I&II) bzw. 60 Jahre (Gösgen, Leibstadt) entspricht das umgerechnet 1.1 CHF<sub>2009</sub>/MWh. In Prognos (2001) wird davon ausgegangen, dass nach Stilllegung der drei kleinen KKW die Entsorgungskosten zurückgehen. Für neue Anlagen werden die Entsorgungskosten, wegen des höheren Wirkungsgrades und des höheren Abbrandes, auf ca. 1 CHF<sub>2009</sub>/MWh geschätzt.

Insgesamt betragen die Brennstoffkosten (vollständiger Lebenszyklus) bei den unterstellten Annahmen ca. 16 CHF<sub>2009</sub>/MWh.

## 3.7 Auslastung / Kapazitätsfaktor

Kernkraftwerke operieren im Grundlastbereich und laufen im Normalbetrieb das ganze Jahr. Die durchschnittliche Laufzeit aller 5 KKW in der Schweiz für die Zeitspanne 1996 - 2004 betrug knapp über 7'800 Volllaststunden pro Jahr. Leibstadt weist für die Zeitspanne 1985 bis 2004 eine Auslastung von über 7'800 Stunden pro Jahr aus, Gösgen für den Zeitraum 1989 - 2004 sogar einen Durchschnitt von über 8'000 Stunden (KKL, 2005; KKG, 2001 - 2004). Die Auslastung neuer Anlagen könnte nach Inbetriebnahme (Anlaufprobleme) und gegen Ende der Lebensdauer (Revisionsbedarf) unter 7'800 h/a liegen. Die analysierten Studien weisen Werte eines durchschnittlichen Kapazitätsfaktors von 85% (z.B. IEA, 2010; MIT, 2009) oder darüber (Angaben für die USA in Thomas, 2010) aus. Das entspricht einer durchschnittlichen Auslastung von 7'500 bis 8'000 Betriebsstunden pro Jahr.

Als durchschnittliche Auslastung über die Lebensdauer werden 7'600 h/a unterstellt. Die Auslastung neuer KKW im Winter- und im Sommerhalbjahr wurde anhand des entsprechenden Winter-/Sommerverhältnisses bestehender Anlagen festgelegt, bei denen es im Mittel 99/75 beträgt. Das heisst, dass im Winter die Anlage im Durchschnitt zu 99 Prozent, im Sommer zu 75 Prozent ausgelastet ist. In Verbindung mit der jahresdurchschnittlichen Auslastung von 7'600 h ergeben sich damit im Winterhalbjahr 4'324 Volllaststunden, im Sommer 3'276 Volllaststunden.

### 3.8 Übersicht der Kostenannahmen

Durch die Einreichung der bisherigen Gesuche für den Bau eines neuen Kernkraftwerks im Jahr 2008 und unter der Annahme, dass die Bewilligungsdauer und Bauzeit, gemäss BFE (2008a), ca. 17 - 19 Jahre beträgt, ist die Inbetriebnahme eines Kernkraftwerks frühestens für das Jahr 2025 zu erwarten (siehe auch Anhang B). Deshalb werden hier nur die Kosten für ein Kernkraftwerk mit Inbetriebnahme zwischen 2025 und 2030 ausgewiesen. Die als Referenz verwendeten Kosten neuer Kernkraftwerke sind in Tabelle 3 mit ihren Bandbreiten zusammengestellt. Die in Kapitel 2 dargestellten Entwicklungen wurden in den Kostenangaben berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Bedingungen bis 2020 fortsetzen.

An dieser Stelle soll aber nochmals darauf hingewiesen werden, dass hierzu in der Literatur grosse Bandbreiten zu finden sind. Für eine Sensitivitätsanalyse der Kosten eines Kernkraftwerks wird auf Abschnitt 4.2.1 und 4.2.2 verwiesen.

**Tabelle 3: Kostenannahmen Kernkraftwerke – Generation III/III+ (1'600 MW<sub>el</sub>, 7'600 h/a); die untere Zeile weist die Bandbreiten aus**

		2025-2030
Investitionskosten (Kraftwerk)	CHF <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub>	4'250-5'250 (3'500 - 6'000)
Betriebskosten (inkl. Nachrüstung)	CHF <sub>2009</sub> /(kW <sub>el</sub> *a)	165 (120-190)
Stilllegung	CHF <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub>	750 (350-1'100)
Versorgungskosten	CHF <sub>2009</sub> /MWh <sub>el</sub>	6 (5-7)
Entsorgungskosten	CHF <sub>2009</sub> /MWh <sub>el</sub>	10
Winter-Sommerverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	%	99/75

Prognos 2011

## 4 Stromgestehungskosten und Sensitivitäten

### 4.1 Stromgestehungskosten

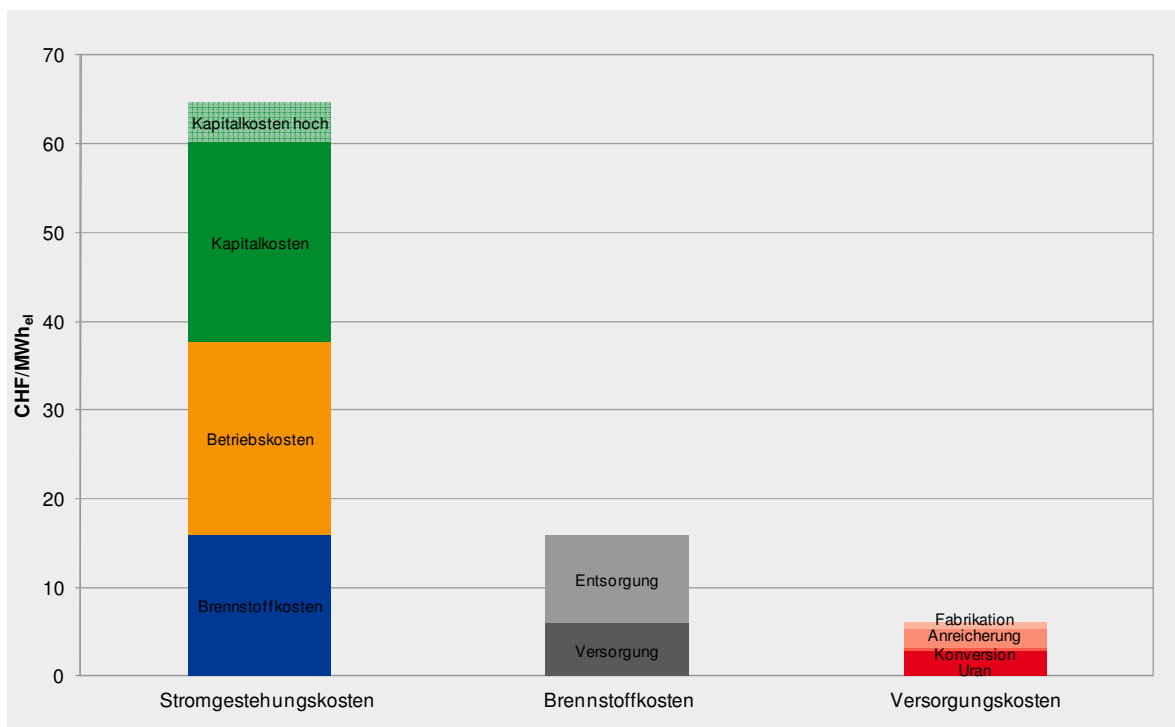
#### 4.1.1 Gesamtwirtschaftlicher Ansatz

Die Stromgestehungskosten wurden mit einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz ermittelt, d.h., die Abschreibung erfolgt über die technische Lebensdauer (hier 60 Jahre) mit einem realen volkswirtschaftlichen Zinssatz in Höhe von 2.5 Prozent.

Ausgehend von den Eingangsdaten (Tabellen 1 und 3) betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten, ohne externe Kosten, 60 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub> bei Investitionskosten in Höhe von 4'250 und 65 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub> bei Investitionskosten in Höhe von 5'250.

Abbildung 1 zeigt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten nach Kostenbestandteilen. Aufgrund der Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Uranpreise wurde der Anteil „Brennstoffkosten“ nochmals gesondert nach Einzelbestandteilen aufgeschlüsselt.

Abbildung 1: **Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken; gesamtwirtschaftlicher Ansatz**



Realer Zinssatz: 2.5%

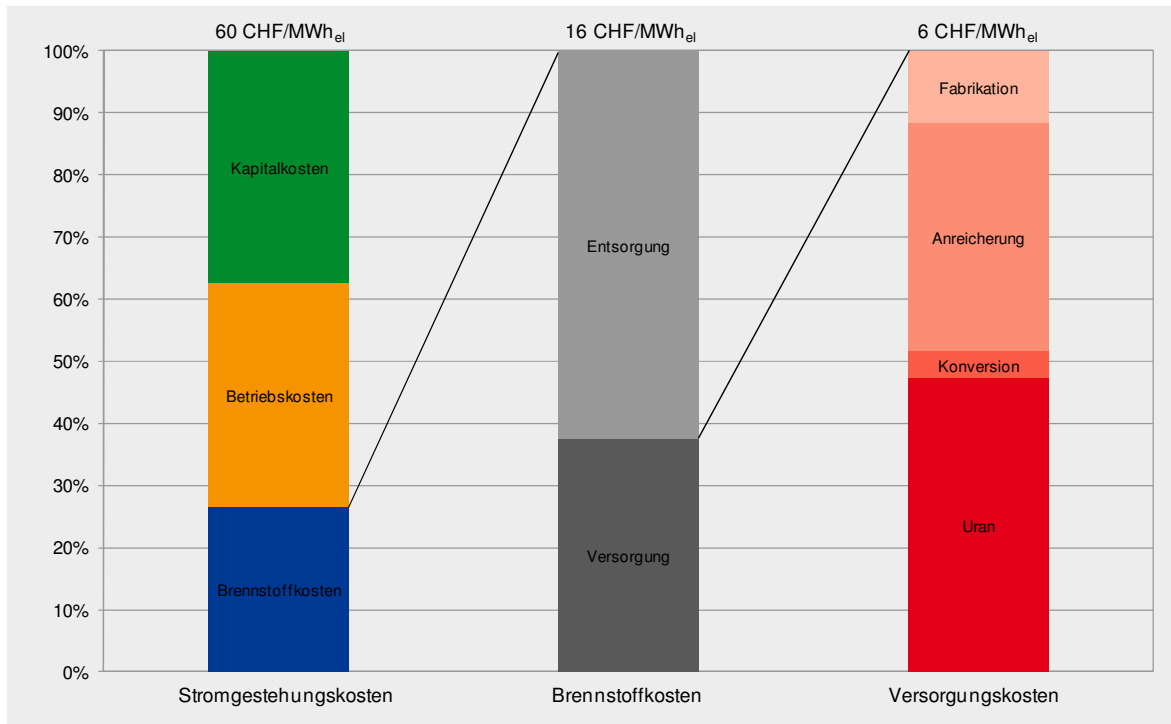
Prognos 2011

Durch den gesamtwirtschaftlichen Ansatz und die damit zusammenhängende Höhe des Zinssatzes sind die Stromgestehungs-

kosten im Vergleich zu anderen Studien geringer (z.B. PSI, 2005 und Axpo, 2005 unterstellen in ihren Berichten höhere Zinssätze und niedrigere Abschreibungszeiträume).

Die relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke zeigt Abbildung 2.

Abbildung 2: **Relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken; gesamtwirtschaftlicher Ansatz**



Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2011

Die linke Säule der Abbildung 2 illustriert den hohen Anteil der Kapitalkosten (ca. 37 Prozent) an den Stromgestehungskosten. Die gesamten Brennstoffkosten machen einen Anteil von ca. 27 Prozent an den Stromgestehungskosten aus; bei den Brennstoffkosten selbst bilden die Entsorgungskosten den grössten Kostenanteil. Diese sind nicht uranpreisabhängig. An den Versorgungskosten mit Brennstoff selbst beträgt der Uranpreis ca. 45 %. Die Arbeitsschritte bis zum transport-, lager- und reaktorfähigen Brennstoff fallen stärker ins Gewicht. So beträgt der Anteil des Uranpreises an den Stromgestehungskosten 5 Prozent. Eine Verzehnfachung des Uranpreises würde den resultierenden Strompreis um ca. 50 Prozent ansteigen lassen. Die volatilen Preise von Uran führen somit nicht zu grossen Veränderungen der Stromgestehungskosten.

#### 4.1.2 Betriebswirtschaftlicher Ansatz

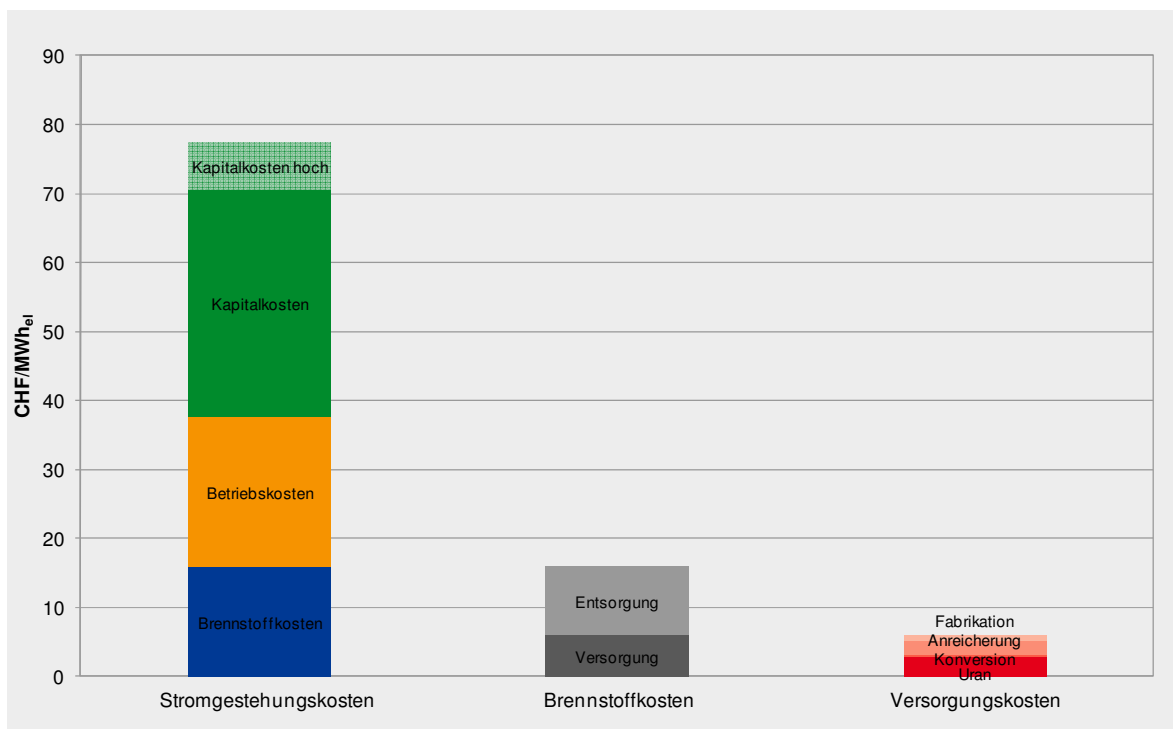
Die Stromgestehungskosten wurden zudem mit einem betriebswirtschaftlichen Ansatz (jedoch ohne Steuern und Abgaben) ermittelt. Hier wurde ein Verhältnis der Eigenkapital- und Fremd-

kapitalanteile von 50:50 angenommen. Die Zinssätze betragen 9 % auf das Eigenkapital und 6 % auf das Fremdkapital. Die Abschreibung erfolgt, als Referenz über 30 Jahre, die Gestehungskosten werden am Ende über den gesamten Lebensdauer (60a) gemittelt.

Ausgehend von den Eingangsdaten (Tabellen 1 und 3) betragen die Stromgestehungskosten in diesem Fall, ohne externe Kosten, 71 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub> bei Investitionskosten in Höhe von 4'250 und 77 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub> bei Investitionskosten in Höhe von 5'250.

Abbildung 3 zeigt, wie Abbildung 1, die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten nach Kostenbestandteilen.

**Abbildung 3: Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken; betriebswirtschaftlicher Ansatz**

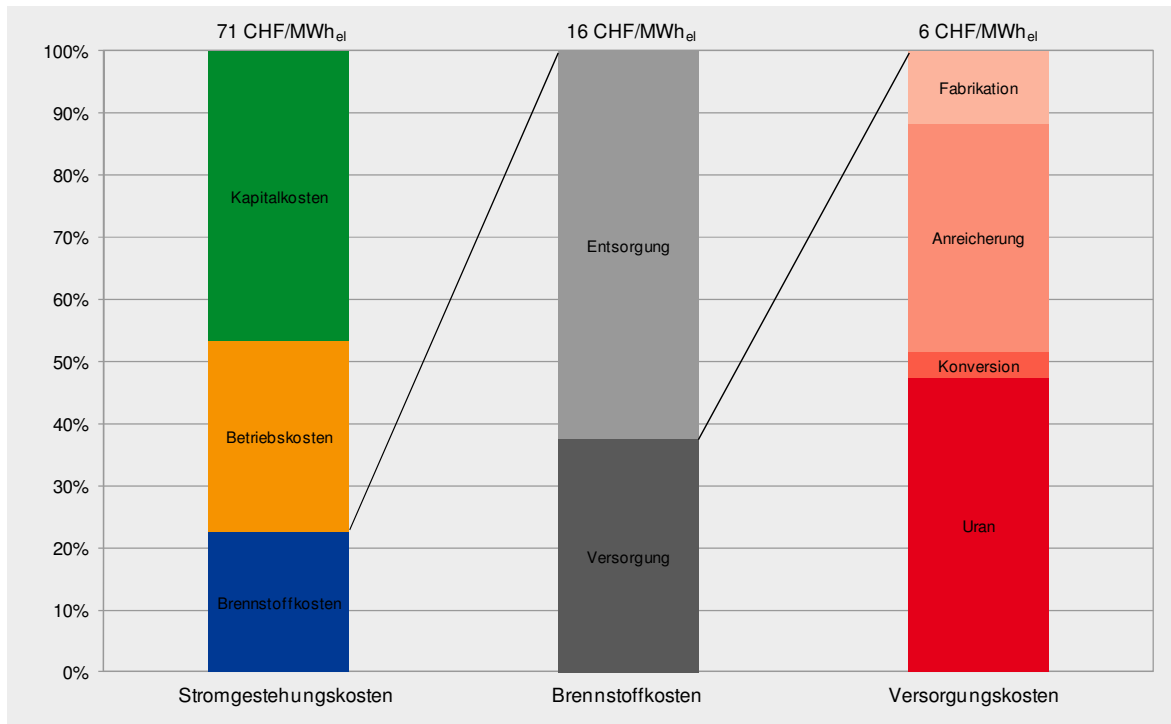


Realer Zinssatz: Eigenkapital 9% - Fremdkapital 6%; Abschreibung über 30 Jahre

Prognos 2011

Die relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke zeigt Abbildung 4.

Abbildung 4: **Relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken; betriebswirtschaftlicher Ansatz**



Realer Zinssatz: Eigenkapital 9% - Fremdkapital 6%; Abschreibung über 30 Jahre

Prognos 2011

Durch die höheren unterstellten Zinssätze, im Vergleich zum gesamtwirtschaftlichen Ansatz nimmt der Anteil der Kapitalkosten an den Stromgestehungskosten an Gewichtung zu (ca. 45 Prozent). Die gesamten Brennstoffkosten machen nun einen Anteil von ca. 23 Prozent an den Stromgestehungskosten aus (vorher ca. 27%). Der Anteil des Uranpreises an den Stromgestehungskosten beträgt in diesem Fall 4 Prozent.

## 4.2 Sensitivitäten

Die Höhe der Stromgestehungskosten hängt wesentlich davon ab, welche Annahmen für die einzelnen Parameter und Rahmenbedingungen gesetzt werden. Unter den Parametern gibt es solche, die von heute aus gesehen vergleichsweise sicher sind bzw. deren Variation die Ergebnisse nicht nachhaltig beeinflussen. Daneben gibt es Parameter und Stellgrößen, die unsicher und umstritten sind und/oder für die Ergebnisse grosse Bedeutung haben.

Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber Veränderungen der Rahmenparameter zu überprüfen und somit eine Einschätzung über „starke“ und „schwache“ Parameter zu entwickeln, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

#### 4.2.1 Gesamtwirtschaftlicher Ansatz

Die wesentlichen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/III+ (Druckwasserreaktor-Technologie) beim gesamtwirtschaftlichen Ansatz sind in der Tabelle 4 zusammengefasst.

**Tabelle 4: Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk**

	Einheit	Referenz	Sensitivität	Analyse Bandbreite
Leistung	MW <sub>el</sub>	1'000-1'600	Nein	-
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	%	2.5	Ja	-40% bis +60%
Bauzeit	a	6	Ja	-25% bis +25%
Lebens- und Abschreibungsdauer <sup>a)</sup>	a	60	Ja	-50% bis + 8%
Volllaststunden	h/a	7'600	Ja	-8% bis +8%
Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	4'250	Ja	-18% bis +18%
Betriebskosten	CHF/kW <sub>el</sub> /a	165	Ja	-18% bis +18%
Stilllegungskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	750	Ja	-50% bis +50%
Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) <sup>b)</sup>	CHF/MWh <sub>el</sub>	16	Ja	-38% bis +38%

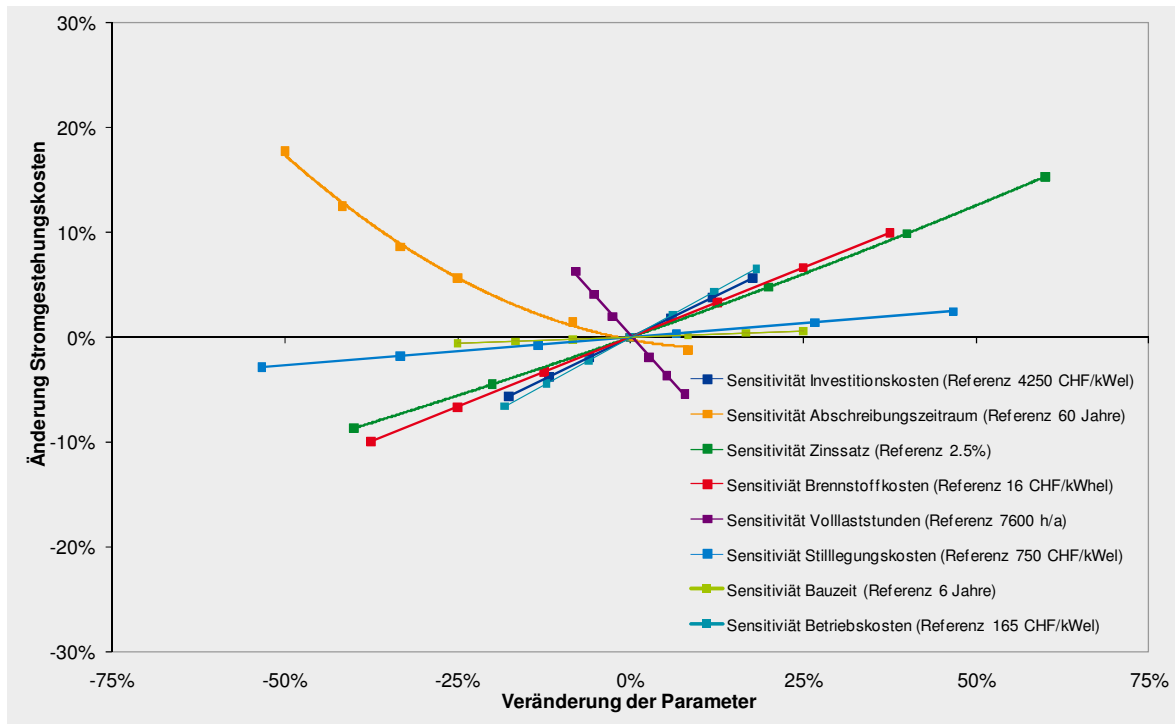
a) Bei der hier verwendeten gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch

Prognos 2011

b) Ohne Wiederaufbereitung

Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen zeigen das folgende Bild (Abbildung 5):

Abbildung 5: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk; gesamtwirtschaftlicher Ansatz**



Prognos 2011

Die Stärke des Einflussfaktors ist an der Neigung der jeweiligen Kurve ablesbar. Die stärksten Einflussfaktoren sind der Abschreibungszeitraum, die Volllaststunden sowie die Investitionskosten. Ursache hierfür ist die grosse Bedeutung der Investitionskosten für die Höhe der Stromgestehungskosten. Hohe Auslastungen sowie lange Laufzeiten werden daher vom Betreiber aus wirtschaftlichen Gründen angestrebt werden. Einen fast ebenso grossen Einfluss wie die Investitionskosten haben der Abschreibungszinssatz sowie die Brennstoffkosten.

Demgegenüber wirken sich die Nachrüstungs- und Stilllegungskosten weit weniger stark aus; der diesbezügliche Unsicherheitskorridor dürfte also für eine Investitionsentscheidung weniger bedeutsam sein.

#### 4.2.2 Betriebswirtschaftlicher Ansatz

Die wesentlichen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/III+ (Druckwasserreaktor-Technologie) beim betriebswirtschaftlichen Ansatz sind in der Tabelle 5 zusammengefasst.



Tabelle 5: **Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk**

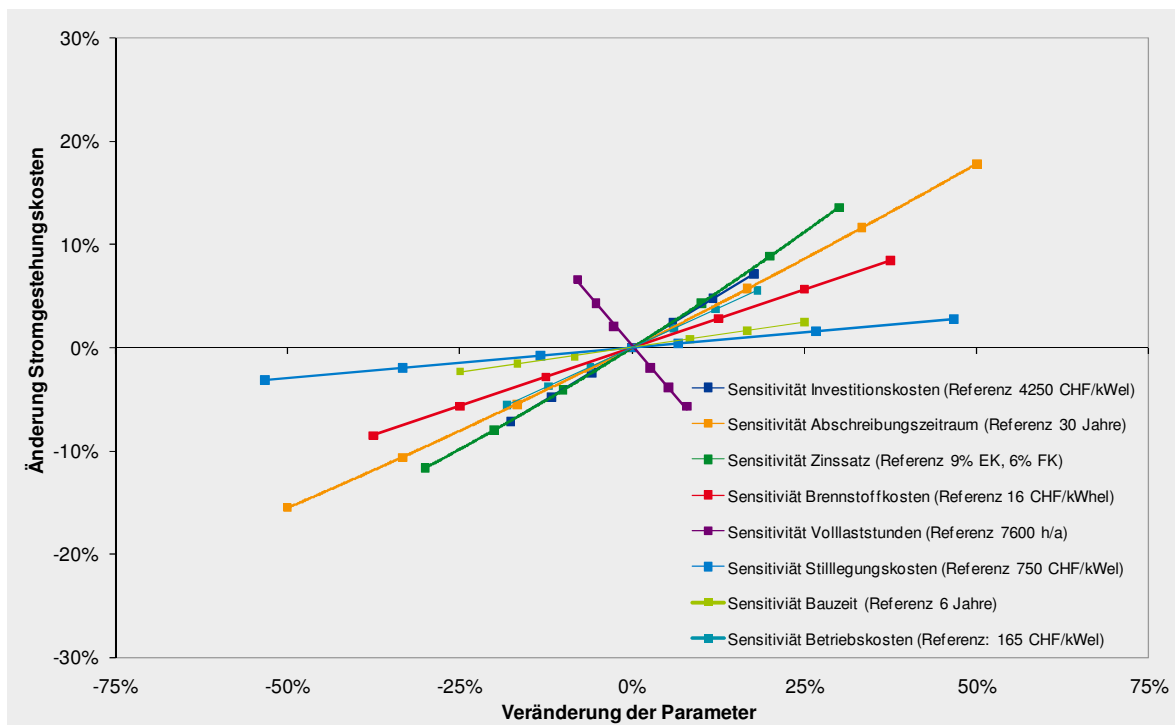
	Einheit	Referenz	Sensitivität	Analyse Bandbreite
Leistung	MW <sub>el</sub>	1'600	Nein	-
Betriebswirtschaftlicher Zinssatz	%	Eigenkapital: 6% Fremdkapital: 9%	Ja	-33% bis +33%
Bauzeit	a	6	Ja	-25% bis +25%
Abschreibungsdauer <sup>1)</sup>	a	30	Ja	-50% bis +50%
Volllaststunden	h/a	7'600	Ja	-8% bis +8%
Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	4'250	Ja	-18% bis +18%
Betriebskosten	CHF/kW <sub>el</sub> /a	165	Nein	-18% bis +18%
Stilllegungskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	750	Ja	-50% bis +50%
Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) <sup>1)</sup>	CHF/MWh <sub>el</sub>	16	Ja	-38% bis +38%

1) Ohne Wiederaufbereitung

Prognos 2011

Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen zeigen das folgende Bild (Abbildung 6):

Abbildung 6: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk; betriebswirtschaftlicher Ansatz**



Prognos 2011

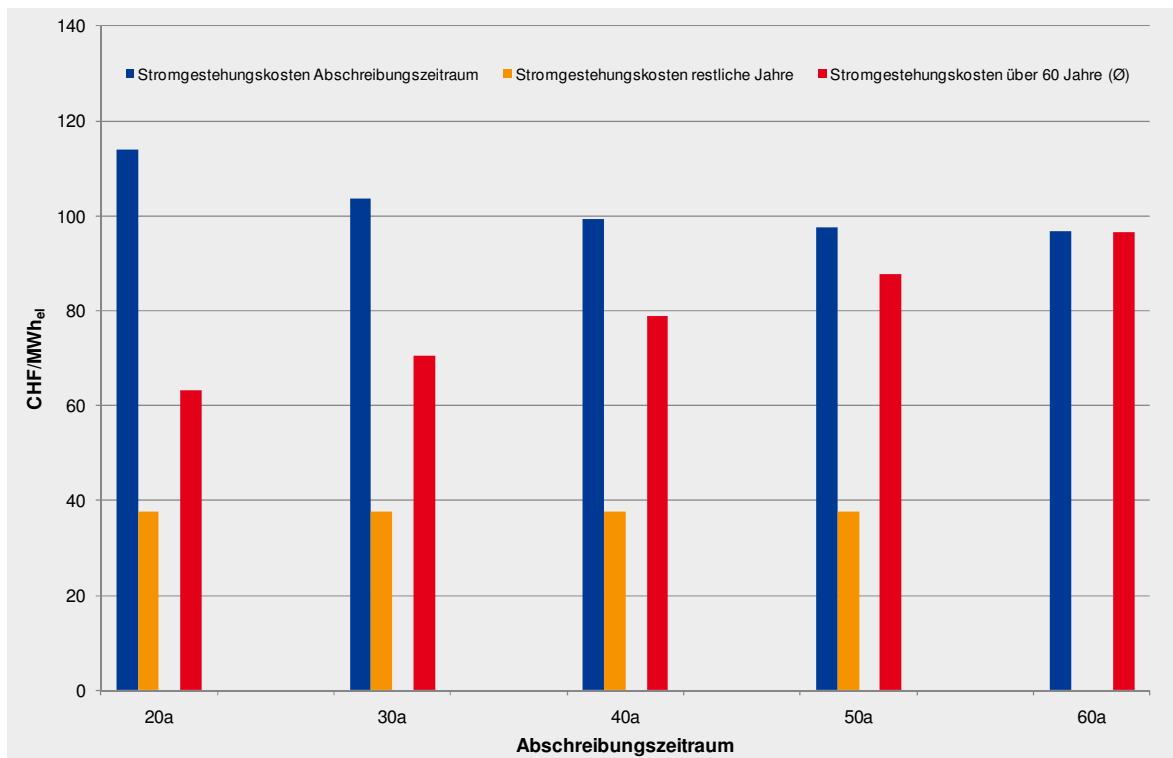
Im Vergleich zum gesamtwirtschaftlichen Ansatz ist eine stärkere Wirkung des Zinssatzes festzustellen. Das Gleiche gilt für die Investitionskosten. Wie oben, werden lange Laufzeiten aus wirtschaftlichen Gründen vom Betreiber angestrebt werden.

Im Vergleich zum gesamtwirtschaftlichen Ansatz reagieren die Gestehungskosten nun umgekehrt auf veränderte

Abschreibungszeiträume (Referenz: 30 Jahre). Bei längeren Abschreibungszeiträumen erhöhen sich die Gesamtkosten, die Kosten während des Abschreibungszeitraums reduzieren sich dafür. In der Abbildung 7 sind die Kosten über die verschiedenen Abschreibungszeiträume separat dargestellt. In der 1. Säule sind die Kosten während des Abschreibungszeitraums, in der 2. Säule nach dem Abschreibungszeitraum (nur fixe und variable Kosten) und in der 3. Säule die Gestehungskosten gemittelt über 60 Jahre dargestellt.

Der Aspekt Abschreibungszeitraum ist relevant für die Frage ob die (anfänglichen) Kosten über den Preis gedeckt werden bzw. im Vergleich zum (internationalen) Grosshandelspreis stehen.

Abbildung 7: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk; betriebswirtschaftlicher Ansatz; Variation Abschreibungszeitraum (Referenz 30 Jahre)**



Prognos 2011

## 5 Fazit

Die Kosten neuer Kernkraftwerke in der Schweiz sind von einer Reihe weltwirtschaftlicher und (geo-)politischer Entwicklungen abhängig, auf welche die schweizerische (Energie-)Politik nur wenig oder keinen Einfluss ausüben kann. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz in die weltweite Entwicklung des entsprechenden Kraftwerksmarkts und der KKW-Typen eingebunden sein wird, dass also die schweizerischen Kernkraftwerke keine Prototypen sein werden. Falls sich ein neuer Weltmarkt für Kernkraftwerke entwickelt, wird ein entsprechender Druck auf die Urannachfrage (und die Belastung der entsprechenden Ressourcen, der Gewinnungs- und Anreicherungskapazitäten), die Kapazitäten für den Kraftwerksbau sowie die Entwicklung von Ausbildungskapazitäten für qualifiziertes Personal entstehen.

Treiber der Rohstoffpreise sowie der Stahlpreise, wie die starke (u.a. asiatische) Nachfrage, (geo-)politische Instabilitäten, Engpässe bei der Gewinnung und Verarbeitung von Rohstoffen sowie Monopol- und Oligopol-Märkte in verschiedenen Sektoren und Spekulationen, werden weiterhin einen Einfluss auf die Kosten bzw. Preise neuer Kernkraftwerke haben. Eine Entspannung ist voraussichtlich in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Das Gleiche dürfte für die Kapazitäten der Kraftwerkshersteller und der Zulieferer gelten.

Auf den Uran- und Anreicherungs Märkten sind ebenfalls Kapazitätsengpässe festzustellen, die sicher bis ca. 2020 anhalten werden. Langfristig könnte die Knappheit der Uranreserven (und -ressourcen) zu Spannungen auf dem Markt führen. Insgesamt erhöht sie Nervosität und Volatilitäten.

Die Gewährleistung der Sicherheit kann tendenziell zu höheren spezifischen Investitionskosten führen. Zudem dürften die (internationale) Knappheit oder die unzureichende Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal bei Kernkraftwerksbau und -betrieb ein Problem darstellen und sie könnten auch für die Schweiz (langfristig) eine Rolle spielen.

Mit der Liberalisierung der Strommärkte, dem forcierten (und geschützten) Ausbau der erneuerbaren Energien, der unsicheren Entwicklung der Brennstoff- und damit Grosshandelspreise, sind insbesondere bei kapitalintensiven Projekten stabile Rahmenbedingungen notwendig. Dadurch kann die Profitabilität der Investition für Investoren (Betreiber und Fremdfinanzierer) besser abgesichert werden. Hierbei stehen solche Projekte bezüglich (Voll-)Kosten bzw. der Renditeerwartung in Konkurrenz mit anderen Projekten.

Angesichts dieser (Preis-)Entwicklungen sowie neuer Erkenntnisse aus Wissenschaft und Praxis (z.B. EPR Finnland und Frankreich)

wurden die Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken gegenüber den Angaben des letzten Updates (2008) nach oben angepasst. Im Endeffekt liegen die entsprechenden gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten (real, Preisbasis 2009) dadurch um rund 25% höher als in 2008.

Ausgehend von den hier angenommenen Eingangsdaten betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten, ohne externe Kosten, nunmehr 60 bis 65 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub>. Sonstige gesamtwirtschaftliche Kosten, wie Nuklearforschung und Ausgaben der Behörden, sind nicht in den Kosten enthalten.

Wird ein betriebswirtschaftlicher Ansatz unterstellt, dann betragen die Gestehungskosten (im Durchschnitt über 60 Jahre) 71 bis 77 CHF<sub>2009</sub>/MWh<sub>el</sub>. Der Unterschied zu den oben aufgeführten Zahlen liegt hauptsächlich in den unterschiedlichen Zinssätzen begründet.

Aus der Sensitivitätsanalyse können weiter folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Kernkraftwerke benötigen gesicherte lange Laufzeiten und gesicherte hohe Volllaststunden, d.h. eine gesicherte Abnahme der Bandlast, um dauerhaft kostengünstig produzieren zu können. Es ist davon auszugehen, dass der Nachweis dieser langfristig gesicherten Nachfrage eine wesentliche Voraussetzung für stabile Finanzierungskonditionen ist.
- Die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke sind mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten (Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten) und der mittleren Einflussstärke auf die Erzeugungskosten stellen diese Unsicherheiten ein Planungsrisiko dar. Dieses Risiko wird wahrscheinlich nur dann eingegangen, wenn ihm die begründete Einschätzung gegenüber steht, dass die durch erhöhte Investitionskosten dauerhaft erhöhten Stromgestehungskosten nicht zu stark verringerter Wettbewerbsfähigkeit am Grundlastmarkt führen (d.h. dass den erhöhten Gestehungskosten angemessene Preise gegenüber stehen).

Die Investitionskosten bzw. Kapitalkosten können durch Verzögerungen und Baukostenüberschreitungen beispielweise als Folge verschärfter Sicherheitsanforderungen erheblich nach oben getrieben werden. Das zeigen Beispiele in Finnland, Amerika (CBO, 2008; Hultman et al., 2007) sowie in der Schweiz in Leibstadt (siehe Motor-Columbus Ingenieurunternehmen AG, 1987).

Ein klares Sicherheitskonzept und standardisierte Kraftwerkskomponenten sind Voraussetzungen für die Einhaltung der Bauzeit und somit der Investitionskosten (vgl. The Keystone Center, 2008; IEA, 2007).

- Da in den Brennstoffkosten ein Entsorgungskostenanteil enthalten ist, kann sich eine Erhöhung der Entsorgungskosten geringfügig bis mittelstark auf eine Erhöhung der Stromgestehungskosten auswirken. Der Einfluss des Versorgungsteils (Urankosten) ist nur gering.
- Erhöhte Anforderungen an Stilllegung und Nachrüstung im Verlauf der Lebensdauer wirken sich nur geringfügig auf die Gestehungskosten aus; ein solches Risiko wird eine Investitionsentscheidung vermutlich nicht gravierend beeinflussen.

Schliesslich stehen politische Vorgaben im Bereich der Energiewirtschaft im Spannungsfeld von unterschiedlichen, zum Teil gegenläufigen, Zieldimensionen. Aus heutiger Sicht sind hier unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Akzeptanz der Bevölkerung sowie die möglichst preisgünstige Energiebereitstellung zu nennen.

Die Abwägung der Gewichtung der verschiedenen Ziele sollte möglichst auf Basis wissenschaftlich abgesicherter Erkenntnisse im Dialog zwischen Staat, Wirtschaft und Bevölkerung stattfinden.

Bei Investitionen in langlebige und kapitalintensive Infrastrukturprojekte (wie zum Beispiel Kraftwerke oder Stromnetze) ist zusätzlich noch zu beachten, dass hier stabile Rahmenbedingungen notwendig sind, um diese Investitionen durchführen zu können.

Je unsicherer die zukünftigen Rahmenbedingungen von den Investoren eingeschätzt werden, desto höher fällt der Risikoaufschlag bei der Projektkalkulation aus.

## Literaturverzeichnis

- Areva (2005). *EPR Background and its Role in Continental Europe*. Beutier, D., Areva. Westminster Energy Forum -Thursday 23rd June 2005.
- Atherton, P.; Simms, A. M.; Savantidou, S.; Hunt, S.B. (2009). *New Nuclear – The Economics Say No (UK Green Lights New Nuclear – Or Does It)*, Citi Investment Research & Analysis (Citigroup Global Markets Inc.)
- Axpo (2005). *Medienorientierung «Stromperspektiven 2020»; 24. Mai 2005*. Axpo, Baden. [http://www.axpo.ch/infocenter/stromperspektiven/\\_pdf/Referate-MK\\_Karrer-Zepf.pdf](http://www.axpo.ch/infocenter/stromperspektiven/_pdf/Referate-MK_Karrer-Zepf.pdf)
- Axpo (2007). *Stromperspektiven 2020 – neueste Erkenntnisse*. <http://www.axpo.ch/internet/axpo/de/medien/perspektiven/unterlagen.html>
- Axpo (2010). *Stromperspektiven 2020 – neueste Erkenntnisse*. 2. Auflage, Sept. 2010. [http://www.axpo.ch/content/axpo/de/home\\_multi/medien/publikationen/publikationen.html](http://www.axpo.ch/content/axpo/de/home_multi/medien/publikationen/publikationen.html)
- BFE (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 – Synthese*. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2008a). *Bewilligungsschritte und Verfahren für ein neues Kernkraftwerk nach KEG*. Bundesamt für Energie, Bern. [http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier\\_id=03822](http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier_id=03822)
- BFE (2008b). *Bewilligungsschritte neues KKW nach KEG*. Bundesamt für Energie, Bern. [http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier\\_id=03821](http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier_id=03821)
- BGR (2010). *Kurzstudie; Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010*. Herausgegeben von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
- Bubb, J.; Carroll, D.; D'Olier, R.; Elwell, L. & Markel, A. (2005), *DOE NP2010 Nuclear Power Plant Construction Infrastructure Assessment*, Technical report, U. S. Department of Energy.
- CBO (2008). *Nuclear Power's Role in Generating Electricity*. Congressional Budget Office, Congress of the United States.
- Combs, J. (2004). *Fueling the Future: A New Paradigm Assuring Uranium Supplies in an Abnormal Market*. Presentation to "The World Nuclear Association", Annual Symposium, London, September 2004.
- Combs, J. (2006). *Fueling the Future: An Update*. Combs, J., Ux Consulting, USA. In: WNA Symposium Proceedings: Building the Nuclear Future: Challenges and Opportunities, 7.-9.9.2006, London.
- Combs, J. (2008). *Uranium Markets*. In: Bulletin of the atomic scientists, vol. 64, No. 4, pp. 48-51, September/October 2008
- Deutsche Industriebank (2007). *Rohstoffmärkte; IKB Branchenbericht*. Büchner, H.-J., Deutsche Industriebank, Düsseldorf.

- ECN (2007). *Fact Finding Kernenergie*. Energy Research Centre of the Netherlands, Amsterdam. In Zusammenarbeit mit Nuclear Research and consultancy Group NRG. Im Auftrag des Sociaal-Economische Raad, Commissie Toekomstige Energievoorziening.
- Economic Research Council (2008). *New Nuclear Build in the UK – The Criteria für Delivery*. Hawkins, N., Economic Research Council, London. ISBN 978-0903499-29-3.
- Geusau, A. A. von (2006), *Pre-conditions for Financing Nuclear Power*, Präsentation.
- Grubler, A. (2010). *The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing*, *Energy Policy*, Vol. 38 (2010), International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria und School of Forestry and Environmental Studies, Yale University, NewHaven CT, USA
- Hennes, M. (2006). *Teures Eisenerz treibt Stahlpreis*. In: Handelsblatt Nr. 95 vom Mittwoch, dem 17.05.2006.
- Hirschberg, S., 2010. *Internal and external costs of nuclear and other electricity supply technologies*, Paul Scherrer Institut, Laboratory of Energy Systems Analysis, SAE Jahrestagung 2010 vom 10.11.2010
- House of Commons (2009), *Engineering: turning ideas into reality*, Fourth Report of Session 2008—09, Volume I, Bericht; Innovation, Universities, Science and Skills Committee.
- Hultman, N.E. et al. (2007). *What History Can Teach Us about the Future Costs of U.S. Nuclear Power; Past experience suggests that high-cost surprises should be included in the planning process*. Hultman, N.E., Koomey, J.G., Kammen, D.M. In: *Environmental Science & Technology*, 1.4.2007.
- IAEA (2006). *Uranium Resources: Plenty to Sustain Growth of Nuclear Power*. Echaverri, L., Sokolov, Y., International Atomic Energy Agency, France.
- IAEA (2008a). *Financing of New Nuclear Power Plants*. Bericht, International Atomic Energy Agency.
- IAEA (2008b). *Restarting Delayed Nuclear Power Plant Projects*. International Atomic Energy Agency.
- IEA (2004). *World Energy Investments Outlook 2003*. International Energy Agency, Paris. ISBN 92-64-01906-5.
- IEA (2005). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2007a). *Nuclear Power*. IEA Energy Technology Essentials, International Energy Agency, Paris.
- IEA (2007b). *World Energy Outlook 2006*. International Energy Agency, Paris. ISBN 92-64-10989-7-2006.
- IEA (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris.

- Industriemagazin (2010), *Weltstahlverband: „Steuern auf Rekordnachfrage zu“*. In: [www.industriemagazin.net](http://www.industriemagazin.net) vom Montag, 04.10.2010
- Kee, E.D. (2007). *Nuclear Fuel: A New Market Dynamic*. In: The Electricity Journal, vol. 20, Issue 10
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2001). *28. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2000*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2002). *29. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2001*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2003). *30. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2002*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2004). *31. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2003*.
- KKL (2005). *Portrait – Fakten – Zahlen zu „20 Jahre Kernkraftwerk Leibstadt“*. Medienkonferenz 20 Jahre KKL, 10. Januar 2005.
- Konstantin, P. (2007). *Praxisbuch Energiewirtschaft; Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer, Berlin, Heidelberg. ISBN-10 3-540-35377-1.
- Le Figaro (2010). *EDF veut un réacteur de 1.000 MW*. Online-Ausgabe vom Dienstag, 14.12.2010
- Leonardi, G. (2010). *Beurteilung und Umgang mit den ökonomischen Risiken der Kernenergie durch die Energieunternehmen*. Alpiq Holding AG, SAEE Jahrestagung 2010 vom 10.11.2010
- Macalister, Terry (2009). *Green lobby and nuclear groups clash over role of renewable energy*, In: Guardian vom 16.03.2009
- MIT (2003). *The Future of Nuclear Power; An interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology. ISBN 0-615-12420-8. <http://web.mit.edu/nuclearpower/>
- MIT (2009). *Update on the Cost of Nuclear Power*. Center for Energy and Environmental Policy Research, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge MA. <http://web.mit.edu/mitei/docs/spotlights/nuclear-fuel-cycle-du.pdf>
- Moody's (2007). *New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs Addressing An Inevitable Necessity*. Bericht, Moody's Corporate Finance.
- Motor-Columbus Ingenieurunternehmen AG (1987). *Entwicklungen der Elektrizitätsgestehungskosten in grosstechnischen Kraftwerken*. Motor-Columbus Ingenieurunternehmen AG, Baden. Koreferat der Prognos AG, Basel. Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 4, Bern.
- Murphy, M.,; Palm, R.; Slodcyk, K, (2010). *Rohstofflieferanten entfesseln den Stahlpreis*. In: Handelsblatt vom Freitag, 26.02.2010



- NEA / OECD – IAEA (2010). Latest data shows long-term security of uranium supply. NEA/COM(2010)3, Paris, 20 July 2010. <http://www.oecd-nea.org/press/2010/2010-03.html>
- Neff, T.L. (2004). *Insights into the future: Uranium prices and price formation 1947 – 2004*. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Center for International Studies. Presentation to “The World Nuclear Association”, September 2004. <http://www.hornbybay.com/WNA-2004-09-Neff.pdf>
- Neff, T.L. (2006a). *Dynamic Relationships Between Uranium and SWU Prices: A New Equilibrium*. MIT’s Center for International Studies, USA. In: WNA Symposium Proceedings: Building the Nuclear Future: Challenges and Opportunities, 7.-9.9.2006, London.
- Neff, T.L. (2006b). *Uranium and Enrichment – Fuel for the Nuclear Renaissance*. MIT’s Center for International Studies, USA. In: Nuclear Energy Review 2006.
- Neff, T.L. (2007). *Uranium and Enrichment: Boom or Bubble*. BMO Capital Markets, 2nd Annual European Investor Roadshow, October 15-18, 2007, Switzerland.
- NZZ (2008a). *Zweites Kernkraftwerk bei Gösigen geplant; favorisiert Däniken als Standort für ein neues KKW*. NZZ Online, 13.3.2008, Zürich.
- NZZ (2008b). *Startschuss für zwei neue AKW*. NZZ Online, 30.11.2008, Zürich.
- Parker, L. & Holt, M. (2007). *Nuclear Power: Outlook for New U.S. Reactors*. CRS Report for Congress.
- Prognos AG (1996). *Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes für die Szenarien I–III 1990-2030*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Bern.
- Prognos AG (2001). *Szenarien zu den Initiativen “Strom ohne Atom” sowie “Moratorium plus”*. Eckerle, K., Haker, K. & Hofer, P., Prognos AG, Basel. Zu Handen des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2007a). *Energieperspektiven Schweiz 2035, Band 4, Exkurs 10: Sensitivitätsanalyse der Kosten der zentralen Stromproduktionsanlagen*. Rits, V. & Kirchner, A., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2007b). *Energieperspektiven Schweiz 2035, Band 5: Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots*. Rits, V. & Kirchner, A., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2008a). *Angaben zu Investitionskosten von GuD- und Kohlekraftwerken*. Prognos, Basel/Berlin (intern).
- Prognos AG (2008b/2010). *Prognos World Report 2008/2010; Auszug Wechselkurse*. Prognos AG, Basel.
- Prognos AG (2009). *Renaissance der Kernenergie?* Im Auftrag des Bundesamtes für Strahlenschutz, Salzgitter.
- PSI (2005a). *Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen*. Hirschberg, S. et al., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

- PSI (2005b). *Daten zu Kleinwasserkraft (<300 kWel), Geothermie und neuen Nuklearen*. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Internes Dokument für das Bundesamt für Energie, Bern.
- PSI (2010). *Energie-Spiegel – Facts für die Energiepolitik von morgen*, Nr. 20/Juni 2010
- Rabreau, M, 2010, *L'EPR de Flamanville a deux ans de retard*, Le Figaro vom Freitag, 30.07.2010
- Rothwell, G. & Braun, C. (2008). *The cost of structure of international uranium enrichment service supply*. Stanford University, Stanford, California
- Sailer, M. (2007). *Renaissance der Kernenergie?* Sailer, M., Öko-Institut-Darmstadt. In: Tagesband der SES-Tagung „Mythos Stromlücke – die Stromzukunft der Schweiz“, Zürich, 31.8.2007.
- Schneider, M. with Froggatt, A. (2007). *The World Nuclear Industry Status Report 2007*. Comissioned by the Greens-EFA Group in the European Parliament.
- Science & Technology Policy Research (SPRU, University of Sussex) and NERA Economic Consulting (2006). *The Role of Nuclear Power in a low carbon economy; Paper 4: The economics of nuclear power*. Im Auftrag der Sustainable Development Commission.
- Streffer, C.; Gethmann, C.F.; Heinloth, K.; Rumpff, K. und Witt, A. (2005). *Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung*. Walter de Gruyter, Berlin/New York, ISBN 978-3-11-018431-0.
- swissnuclear (2009a). *Kostenstudie 2006 (KS06); Aktualisierung der Entsorgungskosten der Schweizer Kernkraftwerke*
- swissnuclear (2009b). *Kostenstudie 2006 (KS06); Aktualisierung der Stilllegungskosten*
- The Keystone Center (2007). *Nuclear Joint-Fact-Finding*. Morris, C. et al., The Keystone Center, Keystone.
- The Royal Academy of Engineering (2004). *The Cost of Generating Electricity*. A study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering, London. ISBN 1-903496-11-X.  
[http://www.eusustel.be/secure/documents/cost/cost\\_generation\\_report.pdf](http://www.eusustel.be/secure/documents/cost/cost_generation_report.pdf)
- Thomas, S. (2010). *The Economics of Nuclear Power: An Update*. Public Services Research Unit (PSIRU), University of Greenwich, Edited by the Heinrich Böll Foundation
- University of Chigaco (2004). *The economic future of nuclear power*.
- USEC (2006). *The Nuclear Fuel Cycle*. United States Enrichment Corporation.  
[http://www.usec.com/v2001\\_02/HTML/Aboutusec\\_swu.asp](http://www.usec.com/v2001_02/HTML/Aboutusec_swu.asp)
- World Nuclear Association (2010). *The Economics of Nuclear Power*. <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>

# Anhang

## A: Glossar

BFE	Bundesamt für Energie
CHF	Schweizer Franken
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
EPR	European Pressurized Water Reactor
EUR	Euro
HM	heavy metal (Schwermetall)
i.d.R.	in der Regel
KEG	Kernenergiegesetz
KKG	Kernkraftwerk Gösgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
lb	Pfund (0,454 kg)
PWR	Pressurized Water Reactor (Druckwasserreaktor)
Rp.	Rappen
SWU	Separative Work Unit
t	Tonne
U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	Triuranooctoxid
USD	US-Dollar
UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
W	Watt

## B: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk

Das Bewilligungsverfahren umfasst nach dem Kernenergiegesetz (KEG) auf Bundesebene die folgenden drei Schritte:

- Rahmenbewilligung
- Baubewilligung
- Betriebsbewilligung

Die Rahmenbewilligung ist eine Grundsatzbewilligung, die den Standort und vor allem das Reaktorsystem und die Leistungsklasse festlegt. Zudem muss der Gesuchsteller bei der Rahmenbewilligung nachweisen, dass er die radioaktiven Abfälle entsorgt. Einwendungen gegen die Rahmenbewilligung können von jeder Person gemacht werden. Der Standortkanton und unmittelbar benachbarte Kantone und Staaten werden bei der Vorbereitung der Bewilligung beigezogen (allerdings besteht für diese kein Vetorecht). Die Erteilung der Rahmenbewilligung durch den Bundesrat ist von der Bundesversammlung zu genehmigen. Gegen diese Bewilligung kann ein Referendum ergriffen werden, womit die Stimmberechtigten für die Genehmigung der Rahmenbewilligung das letzte Wort haben (BFE, 2008a<sup>8</sup>).

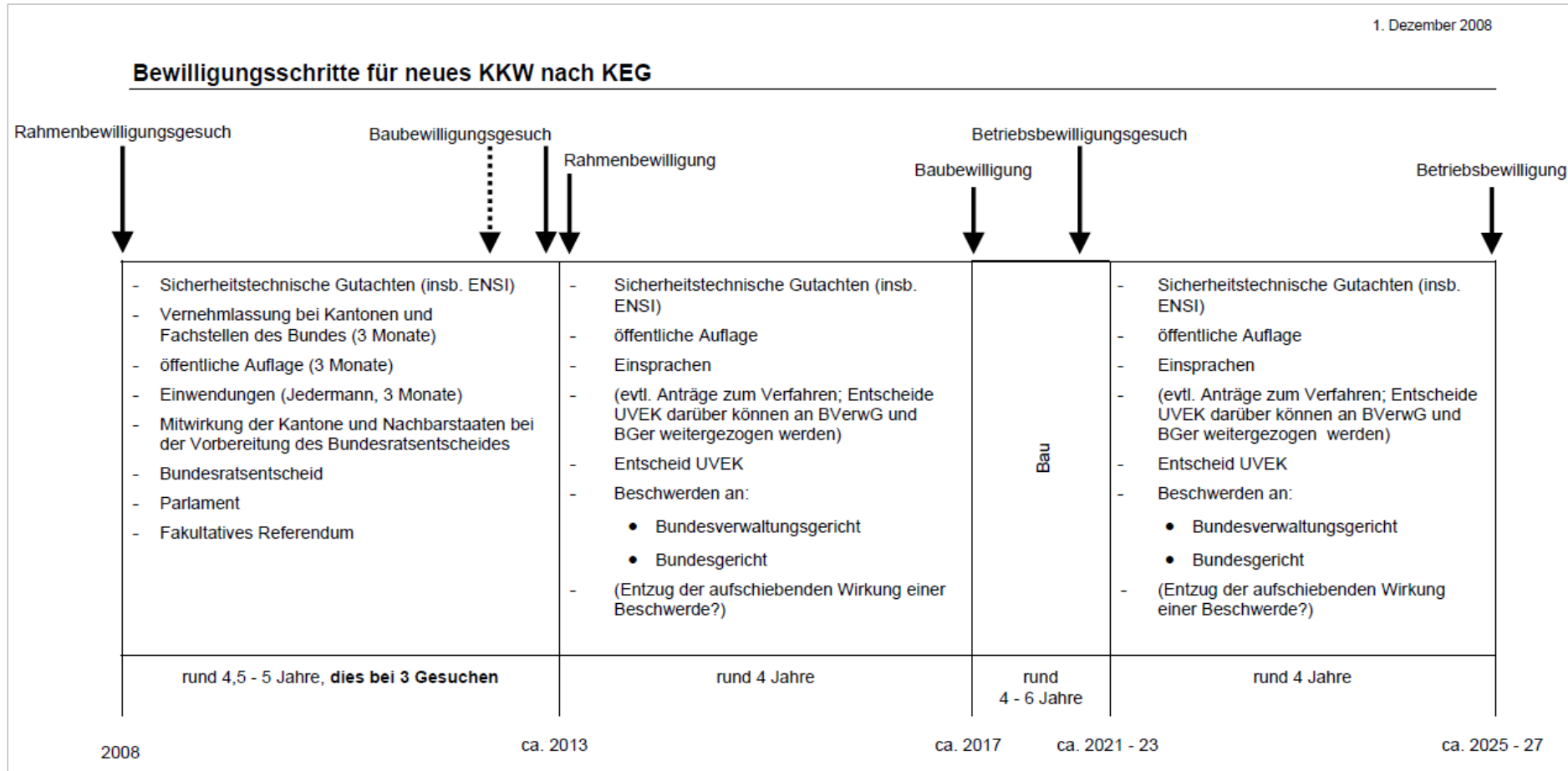
Bei der durch das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) zu erteilenden Baubewilligung werden alle anderen Bewilligungen zusammengefasst (koordiniertes Verfahren). Die Betroffenen und der Standortkanton können gegen die Baubewilligung bis vor dem Bundesgericht Beschwerde erheben. Nach Erhalt der Baubewilligung kann erst bei fortgeschrittenem Bau des Kraftwerks eine Betriebsbewilligung angesucht werden. Auch hier können nach Kernenergiegesetz die Betroffenen und der Standortkanton bis vor dem Bundesgericht Beschwerde erheben (BFE, 2008a).

Die Dauer des Verfahrens hängt nach Einschätzung des BFE (BFE, 2008a) nicht zuletzt davon ab, ob Verfahrensanträge und Beschwerden eingereicht werden und ob einer Beschwerde die aufschiebende Wirkung entzogen wird. Weitere Faktoren sind politische Implikationen im Inland und in den Nachbarstaaten.

Ab der Einreichung des Rahmenbewilligungsverfahrens rechnet das BFE mit einer Inbetriebnahme des Kraftwerks nach rund 17 bis 19 Jahren (bei 3 Kraftwerksgesuchen). Abbildung 8 veranschaulicht den prinzipiellen Ablauf der Bewilligungsschritte für ein neues Kernkraftwerk nach dem KEG und eine Abschätzung der dafür notwendigen Zeit. Die Betriebsbewilligung für ein mögliches neues Kernkraftwerk wäre unter Berücksichtigung der Dauer der einzelnen Bewilligungsschritte in den Jahren 2025 bis 2027 zu erwarten (BFE, 2008a).

<sup>8</sup> [http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier\\_id=03822](http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier_id=03822)

Abbildung 8: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk



Quelle: BFE, 2008b ([http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier\\_id=03821](http://www.bfe.admin.ch/themen/00511/03820/index.html?lang=de&dossier_id=03821))

## C: Literaturübersicht der Kosten neuer Kernkraftwerke

Tabelle 6: Kosten neuer Kernkraftwerke gemäss verschiedener Quellen, in CHF<sub>2007</sub> bzw. CHF<sub>2009</sub>

	Einheit	IEA/NEA, 2005 (tief)	IEA/NEA, 2005 (hoch)	DTI, 2006 (in ECN, 2007)	EDF, 2006 (in ECN, 2007)	Prognos, 2007	Economic Research Council, 2008	CBO, 2008	The Keystone Center, 2007 (tief)	The Keystone Center, 2007 (hoch)	Parker & Holt, 2008	Areva, 2005	Konstantin, 2007	MIT, 2009	IEA/NEA, 2010 (tief)	IEA/NEA, 2010 (hoch)	Thomas, 2010; WNA, 2010
		in CHF 2007											in CHF 2009				
Land				USA	FR	GE	UK	USA	USA	USA	USA	FR	EPR	USA	CH	CH	FR
Typ Reaktor		PWR, BWR oder Candu	PWR, BWR oder Candu	PWR oder BWR	EPR	(EPR)	NNB					EPR	EPR		PWR	PWR	EPR
Referenzjahr		2005	2005	2006	2006	2005	2007	2006	2007	2007	2004	2001	2005	2014	2015	2015	2014
Leistung	MW <sub>el</sub>			1'100 - 1'600	1'590		1'250					1'590	1'528	1000	1530	1600	1630
Investitionskosten (Modul, ohne Bauzinsen)	CHF/kW	1'502	3'004	2'902	3'323*	2'875	2'893	2'982	3'531	3'531	2'519	2'182	3'373	4'482	4'433	6'429	3'499
Betriebskosten	CHF/kW/a			130		164	121	75	124	148	86	103	115	66	126	162	
Kapazitätsfaktor				80-85	>90	87	88	80-90	90	75	90	90	90	85	85	85	91

\* inkl. Bauzinsen

Prognos 2011