

Exkurs 14 Sensitivitätsanalyse der Kosten der zentralen Stromproduktionsanlagen

Vincent Rits
Almut Kirchner (beide Prognos AG)

29.12.2006

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	2
2. Methode	2
3. Kernkraftwerke	4
4. Erdgas-Kombikraftwerke	7
5. Vergleich und Schlussfolgerungen	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1	Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk	5
Tabelle 4-1:	Kostenannahmen für Gas-Kombikraftwerke	8
Tabelle 5-1:	Vergleich der Einflussstärken der Parameter bei Gaskombikraftwerken und bei Kernkraftwerken	12

Abbildungsverzeichnis

Figur 3-1:	Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk	6
Figur 3-2:	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten bei neuen Kernkraftwerken	7
Figur 4-1:	Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei Gas-Kombikraftwerken	9
Figur 4-2:	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten bei neuen Gas-Kombikraftwerken	10
Figur 5-1:	Vergleich der (volkswirtschaftlichen) Stromgestehungskosten nach Kernelementen bei neuen Kernkraftwerken und Gas-Kombikraftwerken	11

1. Fragestellung

Zentrale Grosskraftwerke – für die Energieperspektiven Kernkraftwerke und Gaskombikraftwerke – sind langfristige Investitionen, die sowohl den Charakter des Strommixes als auch die Kosten der Elektrizität langfristig bestimmen. Die Stromgestehungskosten sind eine Funktion mehrerer Variablen, auf die unterschiedliche Faktoren einwirken können.

Zu den Variablen gehören:

- Leistung bzw. Leistungsklasse des betrachteten Kraftwerks,
- spezifische Investitionskosten (je Leistungseinheit),
- Betriebskosten,
- Brennstoffkosten,
- Volllaststunden
- (technische) Lebensdauer,
- Zinssatz,
- Abschreibungszeitraum,
- ggf. Nachrüstungskosten im Laufe der Lebensdauer,
- ...

Bei Kernkraftwerken können noch Stilllegungs- und Entsorgungskosten eine Rolle spielen.

Da einige dieser Variablen und Faktoren stark streuen können oder ihre zukünftige Entwicklung unsicher erscheint, ist es üblich, die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von Veränderungen dieser Parameter zu untersuchen. Auf diese Weise können Kostenkorridore ermittelt und Einsatzrisiken abgeschätzt werden.

Für die öffentliche Diskussion ist es wichtig zu vermitteln, welche Stärke die verschiedenen Einflussfaktoren haben: Verändern Schwankungen in den Brennstoffkosten die Stromgestehungskosten stark? Wie wirken sich geringere Lebensdauern und Nutzungszeiten aus?

2. Methode

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird häufig die Methode der Sensitivitätsanalyse verwendet. Hierbei wird einer der einflussnehmenden Parameter auf die Stromgestehungskosten innerhalb eines bestimmten Rahmens variiert, um die Änderung des Ergebnisses zu beobachten. Die übrigen Parameter bleiben dabei unverändert. Mathematisch gesprochen handelt es sich dabei einerseits um die Projektion der Gestehungskostenfunktion auf den Parameterraum sowie um das Prinzip der partiellen Ableitung einer Funktion von mehreren Variablen. Hierbei sind sowohl absolute als auch relative Aussagen von Interesse.

Wenn

$$(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

der Satz von unabhängigen Variablen (z.B. spezifische Investitionskosten) ist,

$$g(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

die Funktion der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den verschiedenen Variablen, so bezeichnet

$$S_i(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial g(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i} \quad (1.1)$$

die (absolute) Sensitivität nach der Variablen x_i . In der für die Modellierung häufig verwendeten diskreten Form entspricht dies der Differenzendefinition

$$\tilde{S}(x_i) = \frac{g(x_1, \dots, x_i^0 + \Delta x_i, \dots, x_n) - g(x_1, \dots, x_i^0, \dots, x_n)}{\Delta x_i} \quad (1.2)$$

Dies bedeutet die funktionale Abhängigkeit der Veränderung der Stromgestehungskosten am Punkt x_i^0 des i -ten Parameters, wenn dieser um ein Inkrement Δx_i verändert wird.

In ökonomischen Zusammenhängen werden Sensitivitätsbetrachtungen häufig in der relativen Form vorgenommen, d.h. es wird die Antwort auf die Frage berechnet, wie stark die relative Veränderung der Funktion $g(x_1, \dots, x_i, \dots, x_n)$ ausfällt, wenn x_n sich relativ um einen gewissen Betrag ändert.

Mathematisch bedeutet dies die „logarithmische“ partielle Ableitung in der Form

$$S_i^{rel}(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial g(x_1, \dots, x_n)}{g(x_1, \dots, x_n)} \cdot \frac{x_i}{\partial x_i} \quad (1.3)$$

bzw. in der diskreten Differenzenform

$$\tilde{S}_i^{rel} = \frac{g(x_1, \dots, x_i^0 + \Delta x_i, \dots, x_n) - g(x_1, \dots, x_i^0, \dots, x_n)}{g(x_1, \dots, x_i^0, \dots, x_n)} \cdot \frac{x_i^0}{\Delta x_i} \quad (1.4)$$

(wobei beide Ausdrücke für $x_i = 0$ ihre Bedeutung verlieren, da relative Veränderungen in diesem Fall nicht definiert sind.)

Die relative Betrachtung hat den Vorteil der Dimensionslosigkeit, so dass die Sensitivitäten bezüglich verschiedener Parameter in einer Grafik zusammengefasst werden können und dadurch die

Stärke der Veränderung in Abhängigkeit von den verschiedenen Variablen unmittelbar verglichen werden kann.

3. Kernkraftwerke

Die wesentlichen von der AG Energieperspektiven beschlossenen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III + (Druckwasserreaktor-Technologie, EPR) der Leistung 1'600 MW sind in der Tabelle 3-1 zusammengefasst. (Die Datenquellen werden im Bericht Band 5 „Elektrizitätsangebot“, in den vorhergehenden Arbeitsberichten sowie im Exkurs 11 ausführlicher zitiert und kommentiert.) In dieser Tabelle sind auch die analysierten Bandbreiten der jeweiligen Parameter angegeben.

Da derzeit relativ wenige neue Kernkraftwerke gebaut werden, bestehen in fast allen Parametern Unsicherheiten. Die Investitions- und Nachrüstungskosten sind in der Literatur mit Bandbreiten behaftet und marktbedingt unsicher; bei den Nachrüstungskosten wird diese Unsicherheit verschärft durch eine Unklarheit über die künftigen Sicherheits- und sonstigen Anforderungen. Daher werden hier grosse Bandbreiten betrachtet.

Bei den Brennstoffkosten ist zu beachten, dass diese nicht nur die reinen Urankosten (welche stark schwanken können, vgl. Exkurs 1) beinhalten, sondern die Urankosten an den Brennstoffkosten lediglich einen geringen Anteil ausmachen. In den Brennstoffkosten enthalten sind die Verarbeitung bis zum reaktorfähigen Brennstoff sowie die Entsorgung. Dies wird weiter unten genauer erläutert.

Aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten werden Kernkraftwerke in der Grundlastproduktion mit hohen Laufzeiten (Volllaststunden) eingesetzt. Daher wird der Parameter „Volllaststunden“ innerhalb des Grundlastbereichs (7000 – 8200 h/a) variiert.

Tabelle 3-1 **Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk**

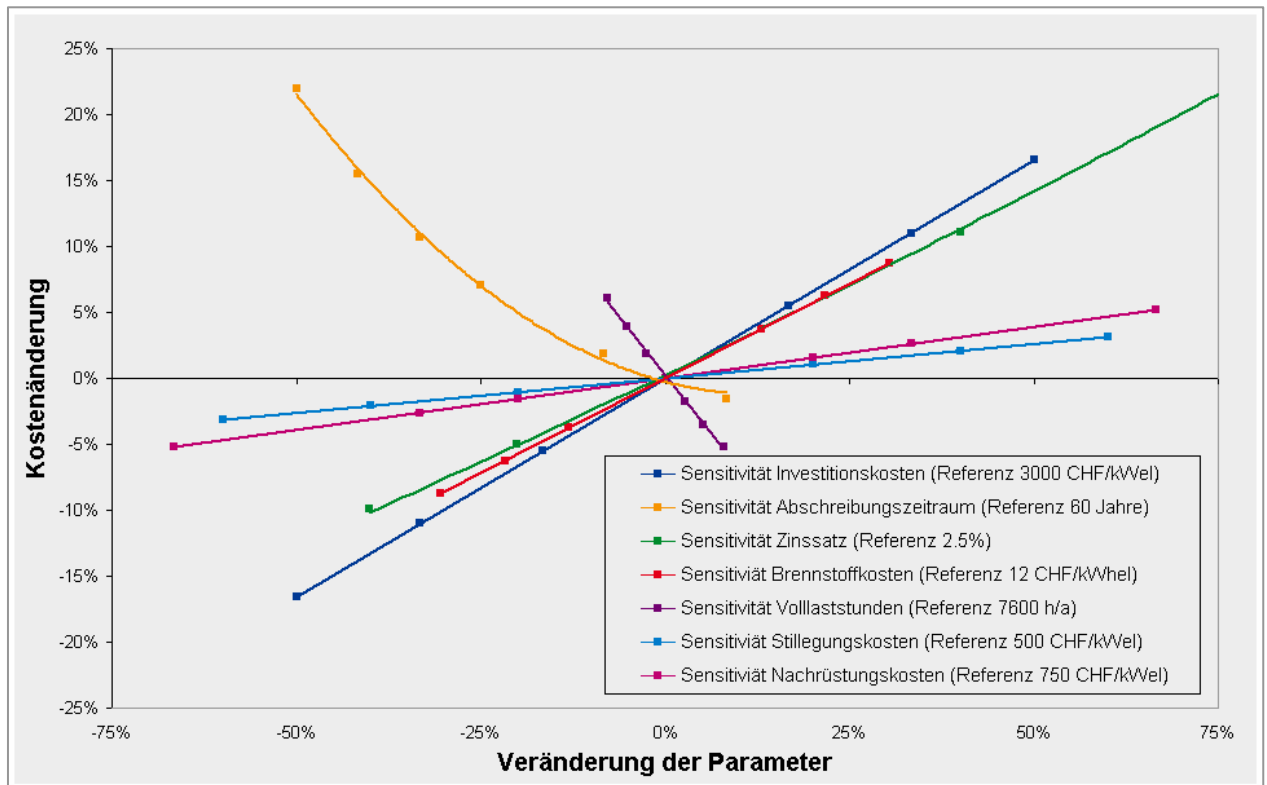
	Referenz	Sensitivität	Analysierte Bandbreite
Leistung (MW _{el})	1600	Nein	-
Volkswirtschaftlicher Zinssatz (%)	2.5	Ja	-40% bis +220%
Lebens- und Abschreibungsdauer (a) ¹⁾	60	Ja	-50% bis +8%
Volllaststunden (h/a)	7600	Ja	-8% bis +8%
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (Kraftwerk)	3'000	Ja	-50% bis +50%
Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	72	Nein	-
Stilllegungskosten (CHF/kW _{el})	500	Ja	-60% bis +60%
Nachrüstungskosten (CHF/kW _{el})	750	Ja	-67% bis +67%
Brennstoffkosten (CHF/MWh _{el}) (vollständiger Brennstoffzyklus) ²⁾	12	Ja	-30% bis +30%

Prognos AG, versch. Quellen gem. Bd. 5

- 1) Bei der hier verwendeten volkswirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch
- 2) Ohne Wiederaufbereitung

Die Sensitivitätsrechnungen zeigen das folgende Bild:

Figur 3-1: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk**



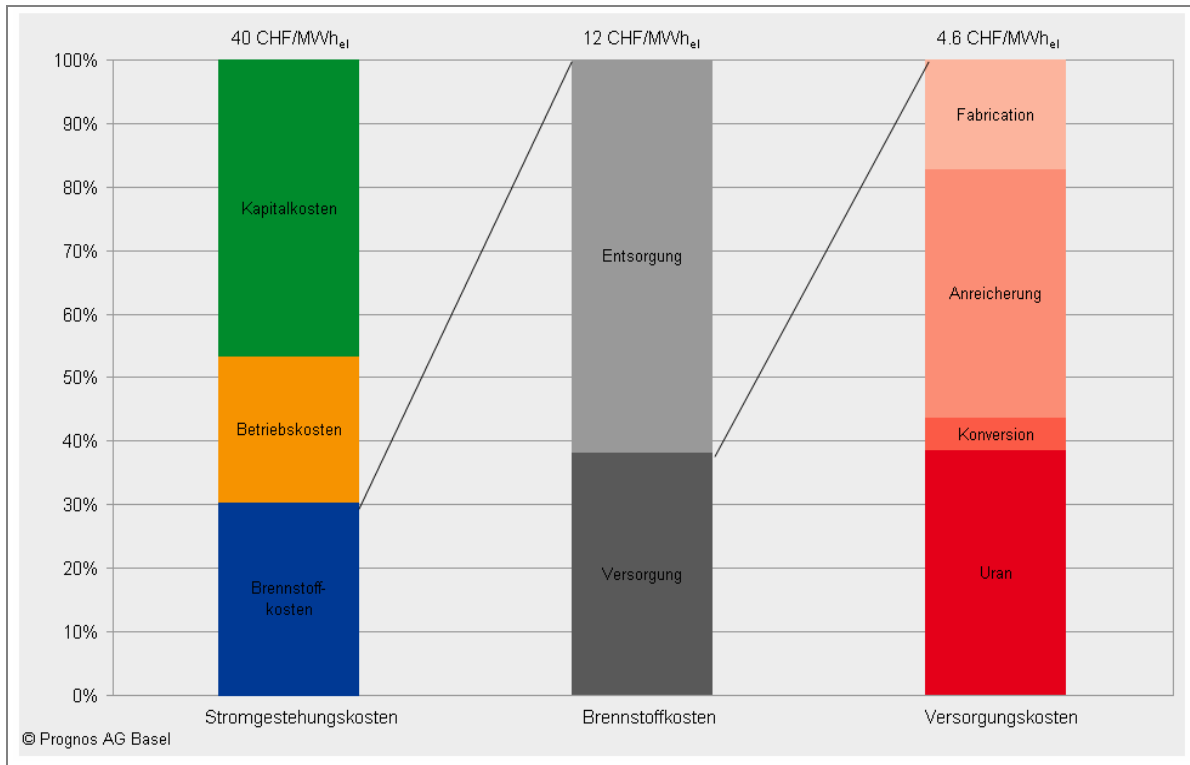
Prognos 2006

Die Stärke des Einflussfaktors ist an der Neigung der jeweiligen Kurve ablesbar. Die stärksten Einflussfaktoren sind der Abschreibungszeitraum, die Volllaststunden sowie die Investitionskosten. Diese drei Einzelaussagen illustrieren die Tatsache, dass die Investition den grössten Anteil an den Stromgestehungskosten ausmacht. Hohe Auslastungen sowie lange Laufzeiten werden daher vom Betreiber aus wirtschaftlichen Gründen angestrebt werden. 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 sich also für eine Investitionsentscheidung weniger stark auswirken.

Figur 3-2 zeigt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten nach Kostenbestandteilen (mit den Eingangsdaten aus Tab. 3-1). Aufgrund der Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Uranpreise wurde der Anteil „Brennstoffkosten“ nochmals gesondert nach Einzelbestandteilen aufgeschlüsselt.

Figur 3-2: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten bei neuen Kernkraftwerken



Prognos 2006

Die linke Säule illustriert den hohen Anteil der Kapitalkosten (ca. 47 %) an den Stromgestehungskosten. Die gesamten Brennstoffkosten machen einen Anteil von ca. 30% an den Stromgestehungskosten aus; bei den Brennstoffkosten selbst bilden die Entsorgungskosten den grössten Kostenanteil. Dieser ist nicht uranpreisabhängig. An den Versorgungskosten mit Brennstoff selbst beträgt der Uranpreis derzeit lediglich ein gutes Drittel. Hauptsächlich fallen die Arbeitsschritte bis zum transport-, lager- und reaktorfähigen Brennstoff ins Gewicht. So beträgt der Anteil des Uranpreises an den Stromgestehungskosten heute lediglich 4 %. Selbst eine Verzehnfachung (Erhöhung auf 1000 %) des Uranpreises würde den resultierenden Strompreis lediglich um 36 % ansteigen lassen.

4. Erdgas-Kombikraftwerke

Für die fossil-zentralen Varianten B und C des Elektrizitätsangebots werden bei den Modellierungsarbeiten Erdgas-Kombikraftwerke (Gas- und Dampfturbinentechnologie) der Leistungsgrösse 550 MW_{el} eingesetzt. Es wird damit gerechnet, dass diese Grössenklasse zum Zeitpunkt ihrer breiten kommerziellen Verfügbarkeit (etwa ab 2020) die dann spezifisch kostengünstigste ist. Die wesentlichen Annahmen für die Kostenbestandteile sind in Tabelle 4-1 aufgeführt.

Tabelle 4-1: **Kostenannahmen für Gas-Kombikraftwerke**

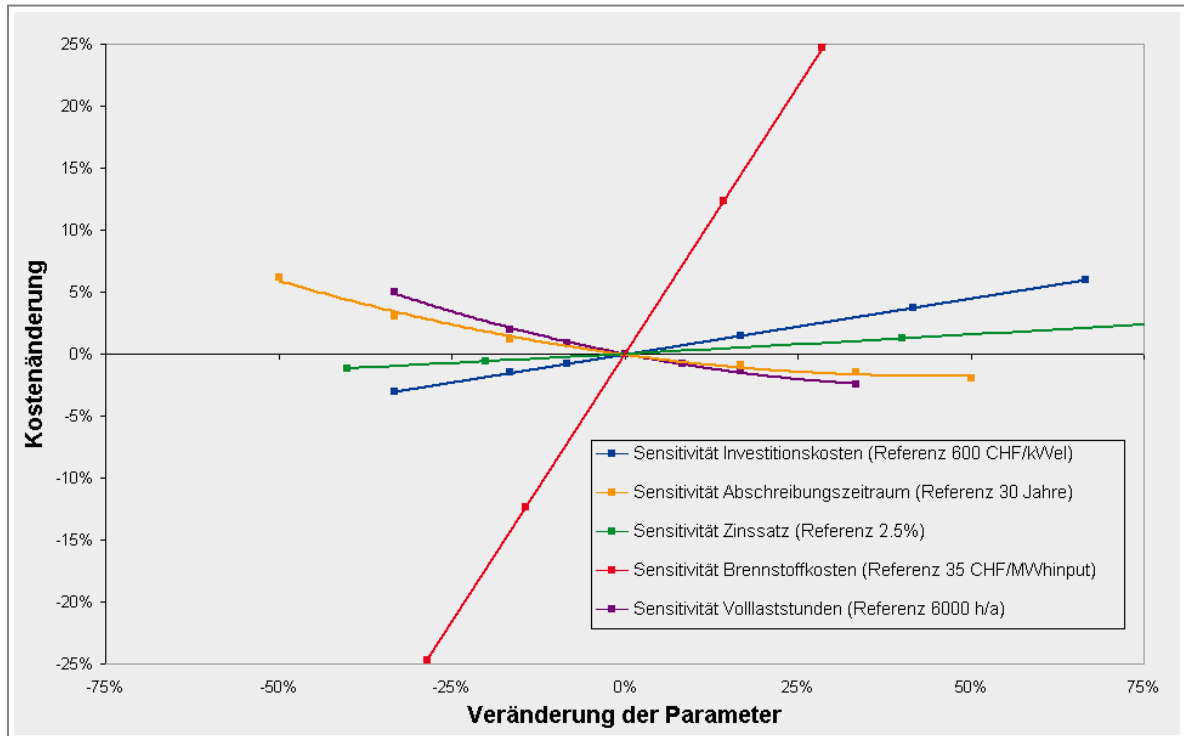
	Referenz	Sensitivität	Analysierte Bandbreite
Leistung (MW _{el})	550	Nein	-
Volkswirtschaftlicher Zinssatz (%)	2.5	Ja	-40% bis +220%
Lebens- und Abschreibungsdauer (a) ¹⁾	30	Ja	-50% bis +50%
Volllaststunden (h/a)	6000	Ja	-33% bis +33%
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (Kraftwerk)	600	Ja	-33% bis +67%
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	4	Nein	-
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	2.5	Nein	-
Brennstoffkosten (CHF/MWh _{el})	35	Ja	25% bis +300%

Prognos 2006

- 1) Bei der hier verwendeten volkswirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der techn. Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch

Bei den betrachteten Parameterbereichen der Sensitivitäten sind folgende Punkte zu berücksichtigen: Gaskombikraftwerke werden aufgrund ihrer Kostenstrukturen und ihres Anfahrverhaltens zumeist als Mittellastkraftwerke eingesetzt, es wird hier daher von einer geringeren Zahl an Volllaststunden als bei Kernkraftwerken ausgegangen; der Bereich, innerhalb derer die Laststunden variieren, kann daher grösser sein als bei den KKW. Die stärksten Unsicherheiten scheinen derzeit beim Gaspreis zu bestehen, der sich in jüngster Zeit recht volatil gezeigt hat.

Figur 4-1: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei Gas-Kombikraftwerken



Prognos 2006

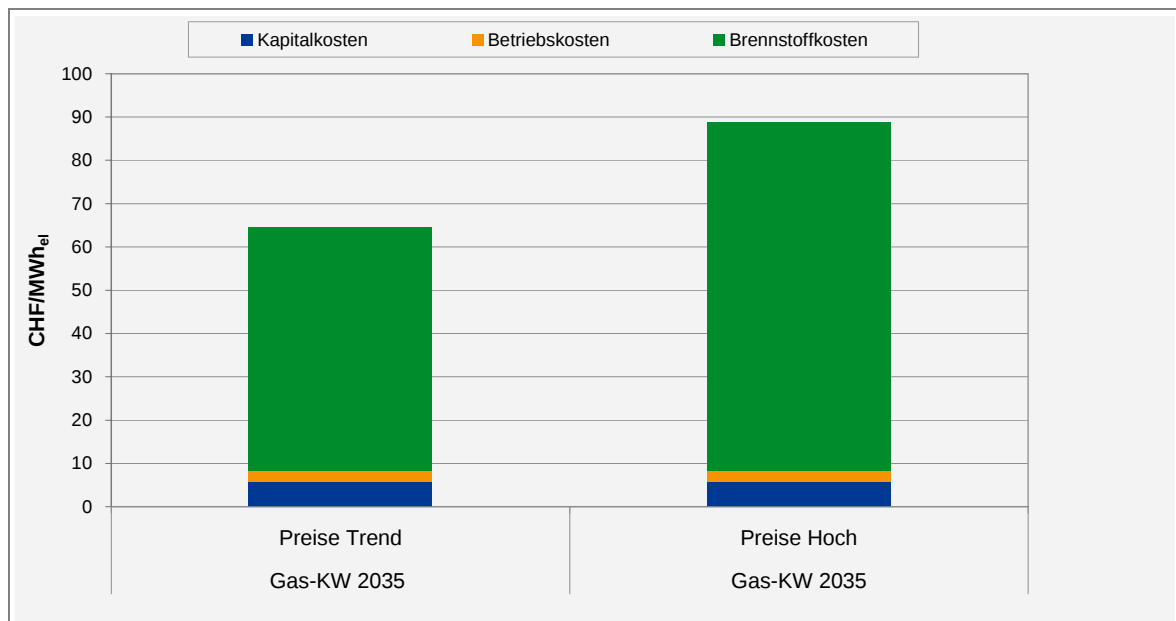
In diesem Falle stellen die Brennstoffpreise den weitaus grössten Einflussfaktor dar; insbesondere bedeutet dies, dass die Erzeugungskosten auf die Volatilität in den Gaspreisen empfindlich reagieren.

Die übrigen Parameter sind demgegenüber in ihrem Einfluss mittel oder schwach. Als mittel können die Faktoren Volllaststunden und Investitionskosten bewertet werden.

Die beiden „Zeitfaktoren“ Volllaststunden und – in etwas geringerem Masse – Abschreibungszeitraum bzw. Lebensdauer wirken sich aufgrund ihrer hyperbolischen Abhängigkeit bei Verringerung der jeweiligen Zeitmasse stärker (die Gestehungskosten erhöhend) aus als bei Verlängerung.

Die zusammenfassende Darstellung der Stromgestehungskosten und ihrer Hauptanteile bei Gas-Kombikraftwerken unter den in Tab. 4-1 dargestellten Annahmen ist in Figur 4-2 abgebildet. Hier werden die Kosten bei den unterschiedlichen Preisszenarien „Trend“ und „hoch“ abgebildet, wodurch der hohe Einfluss der Gaspreise sichtbar wird.

Figur 4-2: **Zusammensetzung der Stromgestehungskosten bei neuen Gas-Kombikraftwerken**



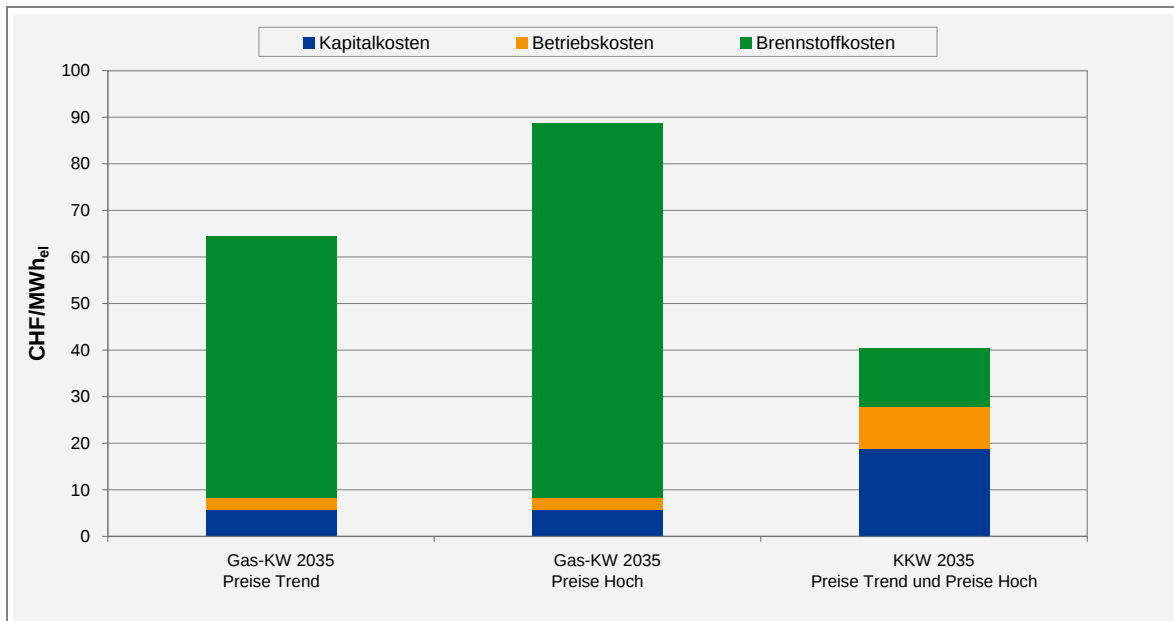
Prognos 2006

Die Brennstoffkosten machen den weitaus grössten Anteil (86 %) an den Stromgestehungskosten aus; dies selbst bei den in der Referenz unterstellten, aus heutiger Sicht moderaten Gaspreisen von ca. 35 CHF/MWh (Kraftwerkseinsatz). Demgegenüber fallen die Kapital- und Betriebskosten kaum ins Gewicht.

5. Vergleich und Schlussfolgerungen

In Figur 5-1 sind die Zusammensetzungen der Stromgestehungskosten für die beiden zentralen Grosskraftwerkstypen, die in den Energieperspektiven modellhaft untersucht werden, gegenüber gestellt. Hierbei wurden die in den Tabellen 3-1 und 4-1 dargestellten Annahmen für die Kostenelemente verwendet.

Figur 5-1: **Vergleich der (volkswirtschaftlichen) Stromgestehungskosten nach Kernelementen bei neuen Kernkraftwerken und Gas-Kombikraftwerken**



Prognos 2006

Der Kapitalkostenanteil an den Stromgestehungskosten ist bei den Kernkraftwerken mit 45 % um einen Faktor fünf höher gegenüber dem entsprechenden Anteil bei den Gaskraftwerken (9 %). Der Brennstoffkostenanteil ist dagegen bei den Gaskraftwerken gegenüber der Kernkraft knapp um einen Faktor drei höher. Hierbei soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass der Brennstoffkostenanteil bei der Kernkraft nicht nur die Uranpreise enthält, sondern vor allem Entsorgungskosten und die Kosten der Prozesskette, mit der Kernbrennstoff aus Rohuran produziert wird.

Weitere strukturelle Unterschiede zeigen sich vor allem an den Sensitivitäten der Zeitparameter. Diese sind bei den Kernkraftwerken besonders ausgeprägt: eine Verringerung der Lebensdauern (Laufzeiten) um 33 % (von 60 auf 40 Jahre) führt zu einer Erhöhung der Gestehungskosten von 15 %.

In Tabelle 5-1 werden die Sensitivitäten der verschiedenen Parameter qualitativ miteinander verglichen:

Tabelle 5-1: Vergleich der Einflussstärken der Parameter bei Gaskombikraftwerken und bei Kernkraftwerken

	Kernkraftwerke	Gaskraftwerke
volkswirtschaftlicher Zinssatz	mittel	gering
Lebensdauer	hoch	mittel
Volllaststunden	hoch	mittel
Investitionskosten	hoch	gering
Stilllegungs- und Nachrüstungskosten	gering	-
Brennstoffkosten (davon Urankosten)	mittel (gering)	sehr hoch (CO ₂ -Preis: mittel)

Folgende Schlussfolgerungen können aus diesen Analysen gezogen werden:

- Kernkraftwerke benötigen gesicherte lange Laufzeiten und gesicherte hohe Volllaststunden, d.h. eine gesicherte Abnahme der Bandlast, um dauerhaft kostengünstig produzieren zu können.
- Die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke mit einer hohen Bandbreite an 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).
- Da in den Brennstoffkosten ein Entsorgungskostenanteil enthalten ist, kann sich eine Erhöhung der Entsorgungskosten geringfügig bis mittelstark auf eine Erhöhung der Stromgestehungskosten auswirken.
- Eine Erhöhung der Anforderungen an Stilllegung und Nachrüstung im Verlauf der Lebensdauer wirkt sich nur geringfügig auf die Gestehungskosten aus; ein solches Risiko wird sich vermutlich auf eine Investitionsentscheidung nicht gravierend auswirken.
- Die Volatilität von Gaspreisen wird bei Gaskraftwerken auf die Stromgestehungskosten durchschlagen.
- Gaskraftwerke werden daher insbesondere zu Spitzenzeiten produzieren, um die dann höheren am Markt erzielbaren Spitzenlastpreise zu realisieren.
- Ähnlich wie bei Kernkraftwerken sind höhere Laufzeiten nützlich und entlastend, mit reiner Bandlastproduktion und den dabei zu erzielenden Preisen werden die grundsätzlich höheren Stromgestehungskosten jedoch nicht realisiert werden können: Gaskraftwerke „leben“ von der Preisdifferenz zwischen Band- und Spitzenlast.