

Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissubventionen

Kurzanalyse

Berlin, 7. Juli 2008

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut

Büro Berlin
Novalisstraße 10
10115 Berlin, Deutschland
Tel. +49 (0) 30 - 28 04 86-80
Fax +49 (0) 30 - 28 04 86-88

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg, Deutschland
Tel. +49 (0) 761 - 4 52 95-0
Fax +49 (0) 761 - 4 52 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt, Deutschland
Tel. +49 (0) 6151 - 81 91-0
Fax +49 (0) 6151 - 81 91-33

www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Hintergrund.....	5
1.2	Spezifikation des Analyserahmens	6
2	Mengengerüste für die zukünftige Stromproduktion aus Kernenergie	8
2.1	Reststrommengenmodell nach AtG 2002	8
2.2	Laufzeitverlängerung der noch in Betrieb befindlichen KKW um 8 Jahre.....	10
3	Die wirtschaftlichen Effekte einer Laufzeitverlängerungen um 8 Jahre	13
3.1	Effekte auf dem Großhandelsmarkt für Strom	13
3.2	Abschätzung der Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren.....	16
4	Analyse möglicher Kompensationsmodelle	21
4.1	Grundsätzliche Probleme	21
4.2	Quantifizierung der potenziellen Umverteilungseffekte.....	24
5	Zusammenfassung	27
6	Literatur	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Exemplarische Differenzierung der Zusatzgewinne für das Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, 2009-2031	18
Tabelle 2	Subventionspotenziale bei Umverteilung von 50% der Zusatzgewinne für das Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren und verschiedene Begünstigtengruppen, 2009-2031	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Stromproduktion in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, 1990-2035.....	8
Abbildung 2	Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern (durchgerechnet), 2005-2035.....	9
Abbildung 3	Stromproduktion in den deutschen KKW nach einem Reststrommengenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre, 1990-2035.....	11
Abbildung 4	Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern (durchgerechnet), 2005-2035.....	11
Abbildung 5	Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern (durchgerechnet), 2005-2035	12
Abbildung 6	Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung	13
Abbildung 7	Strompreis-Futures für Base-Lieferungen an der EEX sowie CO ₂ - und Steinkohlenpreise als Erklärungsfaktoren, 2003-2008.....	14
Abbildung 8	Strompreis-Futures für Base-Lieferungen für Deutschland (EEX Leipzig) und Frankreich (PowerNext Paris), 2004-2008.....	15
Abbildung 9	Jährliche und kalendertägliche Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von jeweils einem Betriebsjahr bei Marktpreisen von 70 bis 85 €/MWh	17
Abbildung 10	Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren bei Marktpreisen von 70 €/MWh, 2005-2035	19

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

In der aktuellen Debatte um die Veränderung der deutschen Strategie zum Auslaufen der Kernenergie spielen zunehmend die Frage der Strompreise und das Entstehen von Zusatzprofite durch die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (KKW) bzw. deren Abschöpfungen und Verwendung zur Strompreissubvention o.ä. eine erhebliche Rolle.

Mit der hier vorgelegten Kurzanalyse sollen vor allem vier Aspekte der Debatte näher untersucht werden. *Erstens* wird der Frage nachgegangen, für welchen Zeithorizont welche Mengengerüste zusätzlicher Stromproduktion, Gewinne etc. in Betracht gezogen werden müssen. *Zweitens* sollen überblicksartig die Effekte von Laufzeitverlängerungen auf die Strompreise auf den Großhandelsmärkten eingeordnet werden. *Drittens* erfolgt eine nähere Analyse der Effekte, die über eine Kombination von Abschöpfung der Zusatzgewinne und Verwendung für Strompreissubventionen erwartet werden könnten. Schließlich werden *viertens* die Rahmenbedingungen und Restriktionen von Strompreissubventionen aus Abschöpfung der durch Laufzeitverlängerungen entstehenden Zusatzgewinne skizziert werden.

Explizit *nicht* Gegenstand der Überlegungen ist dabei die Grundsatzfrage, ob eine Laufzeitverlängerungen vor dem Hintergrund der Sicherheitsproblematik (in ihren verschiedenen Dimensionen) und der allgemeinen Strommarktentwicklung sinnvoll oder vertretbar sein könnte. An dieser Stelle sei nur darauf hingewiesen, dass keine Entwicklung eingetreten ist oder absehbar eintreten könnte, die eine grundsätzliche Revision der der Atomgesetznovelle von 2002 zu Grund liegenden Einschätzungen erfordern würde.

In der Debatte um Laufzeitverlängerungen für deutsche Kernkraftwerke (KKW) über die in der Atomgesetznovelle von 2002 (AtG 2002) festgelegten Reststrommengen hinaus wurden in der Vergangenheit und werden aktuell verschiedene Modelle zur (teilweisen) Verwendung bzw. Umverteilung der bei den Kernkraftwerksbetreibern anfallenden Zusatzprofite in die Diskussion gebracht. Vor allem zwei solcher Kompensationsmodelle sind dabei immer wieder vorgeschlagen worden, nach denen die Zusatzgewinne der Kernkraftwerksbetreiber

- seitens der jeweiligen Unternehmen – teilweise – zum Ausbau klimafreundlicher Technologien (z.B. für erneuerbare Energien) genutzt oder aber
- von den Energieversorgern – teilweise – zur Senkung der Stromkosten, z.B. für besonders betroffene Industriebranchen oder für besonders betroffene Privathaushalte eingesetzt werden sollen.

In der hier vorgelegten Kurzanalyse sollen die Rahmenbedingungen für Kompensationsmodelle nur ansatzweise gestreift werden, insbesondere soll – und kann – hier eine rechtliche Einordnung *nicht* erfolgen, die wahrscheinlich für viele der denkbaren Kompensationsmodelle neben dem erforderlichen politischen Durchsetzungsvermögen die wichtigste Restriktion darstellen wird.

Schließlich beschränken sich die betrachteten Kompensationsmodelle auf die Subvention von Strompreisen, da die Möglichkeiten zur Verwendung der Zusatzprofite eine vertiefte Betrachtung der Wechselwirkungen mit bereits existierenden oder geplanten Politiken und Maßnahmen (mit überwiegender hoher Eingriffstiefe bzw. Förderwirkung) unabdingbar machen, die an dieser Stelle ebenfalls nicht geleistet werden kann und soll.

1.2 Spezifikation des Analyserahmens

In der aktuellen Diskussion ist – im Gegensatz zur analogen Diskussion im Jahr 2005¹ – noch kein konkretes Kompensationsmodell vorgelegt worden, auch ist von den Proponenten einer Laufzeitverlängerung für die deutschen KKW zumindest in der aktuellen Debatte noch keine direkte Spezifikation der angestrebten Laufzeitverlängerungen erfolgt. Die Bandbreite der bisher diskutierten Vorschläge ist groß und reicht von 8 bis 20 Jahren, also effektiven Betriebszeiten der deutschen KKW von 40 bis 60 Jahren.² Allerdings ist es vor dem Hintergrund der bisher beobachteten Laufzeiten von Kernkraftwerken fraglich, ob die bestehenden Kraftwerke durchgängig Laufzeiten von 60 Jahren erreichen können und damit Laufzeitverlängerungen von ca. 20 Jahren eine belastbare Grundlage für Kompensationsmodelle sein könnten.³ Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden eine Laufzeitverlängerung von 8 Jahren sowie verschiedene Optionen für die Kompensation über Strompreissubventionen näher betrachtet.

Die Grundannahmen für die nachfolgend untersuchten Varianten der Kompensationsmodelle sind wie folgt:

- Die Laufzeiten der Kernkraftwerke sollen gegenüber dem Modell des AtG 2002 um 8 Jahre verlängert werden.

¹ Zur damaligen Diskussion sei auf die Analyse des Öko-Instituts (2005) hingewiesen.

² Die in einem aktuellen Diskussionsbeitrag zur Entwicklung des deutschen Strommarktes zu Grunde gelegte Laufzeitverlängerung beträgt 20 Jahre je Kraftwerk (dena 2008), in den Diskussionen des Jahres 2005 wurde mit einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren argumentiert. Eine entsprechende Analyse (EWI/EEFA 2005) untersuchte eine Gesamtlaufzeit der deutschen KKW von 40 und 60 Jahren, dies entspricht etwa Laufzeitverlängerungen von 8 bzw. 18 Jahren im Vergleich zu den derzeitigen Vorgaben des AtG 2002.

³ In diesem Zusammenhang ist explizit auf den Sachverhalt hinzuweisen, dass es sich bei den oft als Laufzeitverlängerungen bezeichneten Entwicklungen z.B. in den USA in der Regel um eine vorsorgliche Verlängerung der Betriebsgenehmigungen handelt, die bereits in einer relativ frühen Etappe des Anlagenbetriebs (nach ca. 25 Betriebsjahren) erfolgen kann, entsprechend beantragt und – teilweise – gewährt wird. Ob die jeweiligen Anlagen wirklich eine reale Betriebsdauer von z.B. 60 Jahren erreichen, ist vollkommen offen.

- Entsprechend soll die Hälfte der mit einer Laufzeitverlängerung verbundenen Zusatzgewinne für die Subventionierung von Strompreisen eingesetzt werden.⁴
- Mit den entsprechenden Umverteilungsmitteln sollen entweder die Strompreise für die Industrie (v.a. für die besonders energieintensiven Industrien) oder für die privaten Haushalte reduziert werden.

Mit den nachfolgenden Überlegungen wird versucht, die sich aus diesen Rahmendaten ergebenden Kompensationsmodelle quantitativ zu spezifizieren und ausgewählte Aspekte näher zu diskutieren.

Dazu müssen zwar eine Reihe von Modellannahmen getroffen bzw. Vereinfachungen vorgenommen werden, für das wesentliche Ziel der hier vorgelegten Analyse, die Quantifizierung des zeitlichen Rahmens, der relevanten Mengengerüste sowie der entsprechenden Verteilungseffekte, können jedoch auch mit solchen Vereinfachungen belastbare Erkenntnisse gewonnen werden.

Schließlich sind Sicherheitsfragen und die Notwendigkeit von Nachrüstinvestitionen, die sich im Kontext möglicher Laufzeitverlängerungen für die deutschen KKW ergeben können und in der politischen Diskussion ebenfalls eine Rolle spielen, nicht Gegenstand der hier angestellten Überlegungen.

⁴ Diese Größenordnung lag den Diskussionen im Jahr 2005 zu Grunde, wobei damals von einer Summe von ca. 20 Mrd. € ausgegangen wurde („Längere Laufzeiten sollen Milliarden kosten“, Handelsblatt 4. August 2005).

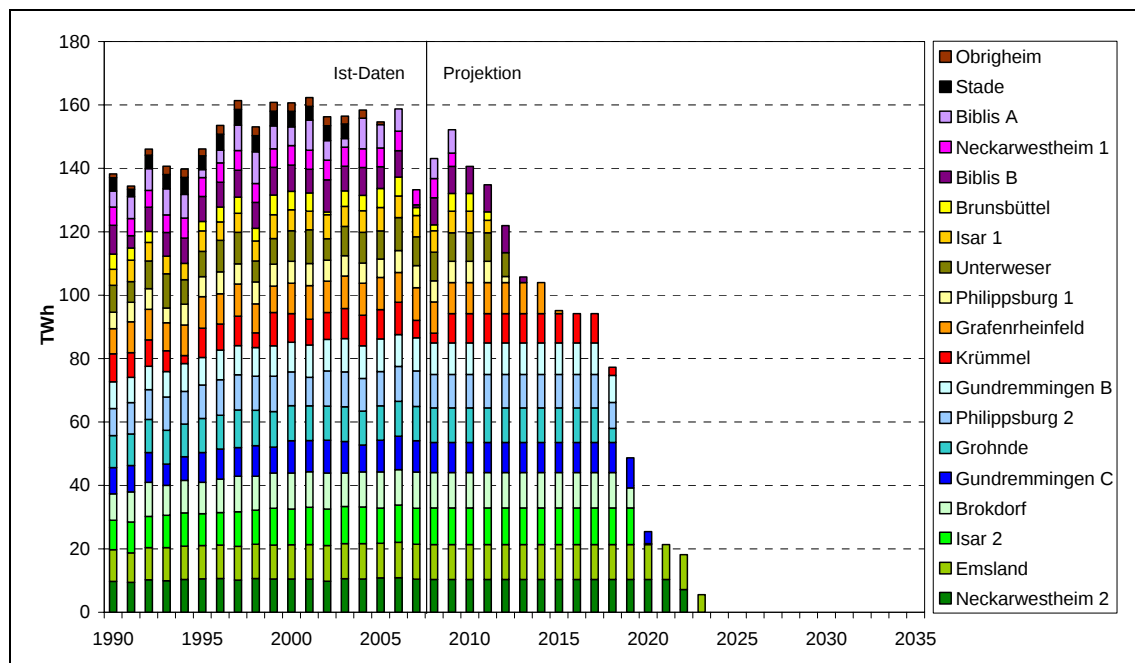
2 Mengengerüste für die zukünftige Stromproduktion aus Kernenergie

2.1 Reststrommengenmodell nach AtG 2002

Zum 31. Dezember 2007 war die nach AtG 2002 noch verfügbare Reststrommenge für die deutschen KKW von 2.623 TWh (Stand 1. Januar 2000) auf 1.382 TWh zurückgegangen. Bis zum Juni 2008 sind zwei KKW – das KKW Stade mit einer Leistung von 640 Megawatt (MW) am 14. November 2003 sowie das KKW Obrigheim mit 340 MW am 11. Mai 2005 – stillgelegt worden, die Wiederinbetriebnahme des KKW Mülheim-Kärlich (1.219 MW) wird nach den Vereinbarungen des Atomkonsenses nicht weiterverfolgt. Gleichzeitig ist es v.a. im Verlauf der letzten beiden Jahre für die deutschen KKW als Folge von Sicherheitsproblemen in erheblichem Umfang zu Produktionsausfällen gekommen.

Unter Berücksichtigung der bereits erfolgten bzw. der zu erwartenden Übertragungen von Reststrommengen, die im Rahmen des AtG 2002 bzw. der anderen getroffenen Vereinbarungen ermöglicht werden, und unter Berücksichtigung der aktuellen Anlagenstillstände ist der in Abbildung 1 gezeigte Verlauf für die Stromerzeugung in den deutschen KKW zu erwarten.

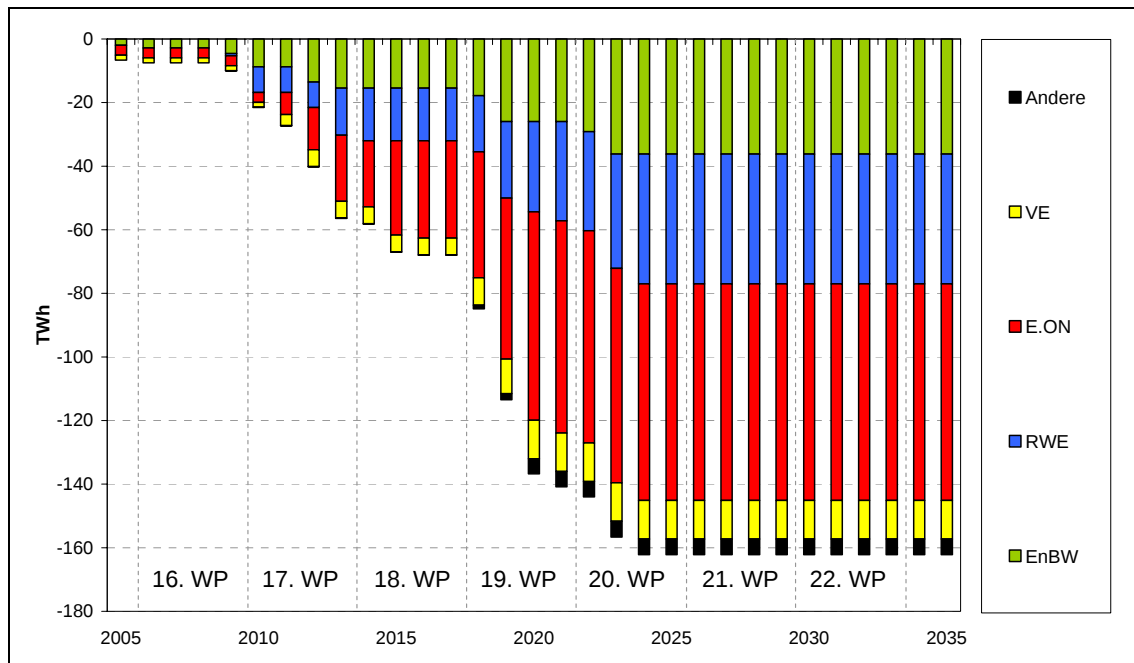
Abbildung 1 Stromproduktion in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, 1990-2035



Quellen: IAEA, Deutsches Atomforum, BfS, eigene Berechnungen.

Die in diesem Erzeugungspfad ausfallenden Stromerzeugungsmengen in den deutschen KKW sind dabei für die verschiedenen Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Zeitverlauf sehr unterschiedlich (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2 Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern (durchgerechnet), 2005-2035



Quelle: eigene Berechnungen.

Bis zum Jahr 2010 werden nach dem Modell des AtG 2002 – durchgerechnet über die Anteilseignerschaft an den einzelnen KKW – vor allem für EnBW (9 TWh) und RWE (8 TWh) sowie in geringerem Maße E.ON (3 TWh) und Vattenfall Europe (1,5 TWh) größere Stromerzeugungsmengen der KKW ausgefallen sein. Davon entfallen jedoch bei EnBW ca. 3 TWh und bei E.ON und Vattenfall die genannten Mengen vollständig auf die 2003 bzw. 2005 stillgelegten KKW Obrigheim und Stade.

Ohne Berücksichtigung der ausgefallenen Strommengen aus den KKW Obrigheim und Stade werden in der Dekade 2011-2020 vor allem E.ON (63 TWh) und in geringerem Umfang RWE (20 TWh) und EnBW (17 TWh) sowie Vattenfall Europe (11 TWh) weitere KKW-Stromerzeugung ersetzen müssen. In der dritten Dekade sind dann RWE (12 TWh) und EnBW (10 TWh) besonders betroffen, die zusätzlichen Erzeugungsausfälle der anderen EVU liegen hier nur noch im Bereich weniger Terawattstunden. Im Jahr 2023 würde nach den hier dargestellten Modellrechnungen mit dem KKW Emsland das letzte deutsche Kernkraftwerk abgeschaltet.

Werden die im Zeitverlauf abzuschaltenden KKW nach einer eher politischen Zeiteinteilung gruppiert, dann ergibt sich in der nächsten (17.) Wahlperiode des Deutschen Bundestages ein besonderer Schwerpunkt bei E.ON und RWE (Ausfall von 18 bzw. 14 TWh Jahresstromerzeugung in KKW) und bei EnBW (11 TWh). In den beiden darauf folgenden Wahlperioden liegt die Betroffenheit vor allem bei E.ON (Ausfall von zusätzlich 10 bzw. 36 TWh) und in deutlich geringerem Ausmaß bei RWE (3 bzw. 15 TWh) sowie EnBW (2 bzw. 15 TWh) und Vattenfall Europa (insgesamt 7 TWh). In der 20.

Wahlperiode wären dann vor allem EnBW und RWE (jeweils zusätzlich 10 TWh) vom Auslaufen der KKW-Stromerzeugung betroffen.

Im Zeitverlauf sind also die unterschiedlichen EVU sehr unterschiedlich vom Auslaufmodell des AtG 2002 betroffen, wenngleich durch die Flexibilisierungsoption des AtG 2002 noch gewisse Unsicherheiten verbleiben, da die Unternehmen in diesem Rahmen ältere Kernkraftwerke früher vom Netz nehmen und dafür jüngere Kernkraftwerke länger betreiben könnten. Eine grundlegende Änderung des zeitlichen Rahmens für das Auslaufen der KKW-Stromerzeugung in Deutschland würde sich damit wahrscheinlich nur dann ergeben, wenn von dieser Flexibilisierungsoption in erheblichem Maß Gebrauch gemacht würde. Dies ist derzeit noch in keiner Weise abzusehen.

2.2 Laufzeitverlängerung der noch in Betrieb befindlichen KKW um 8 Jahre

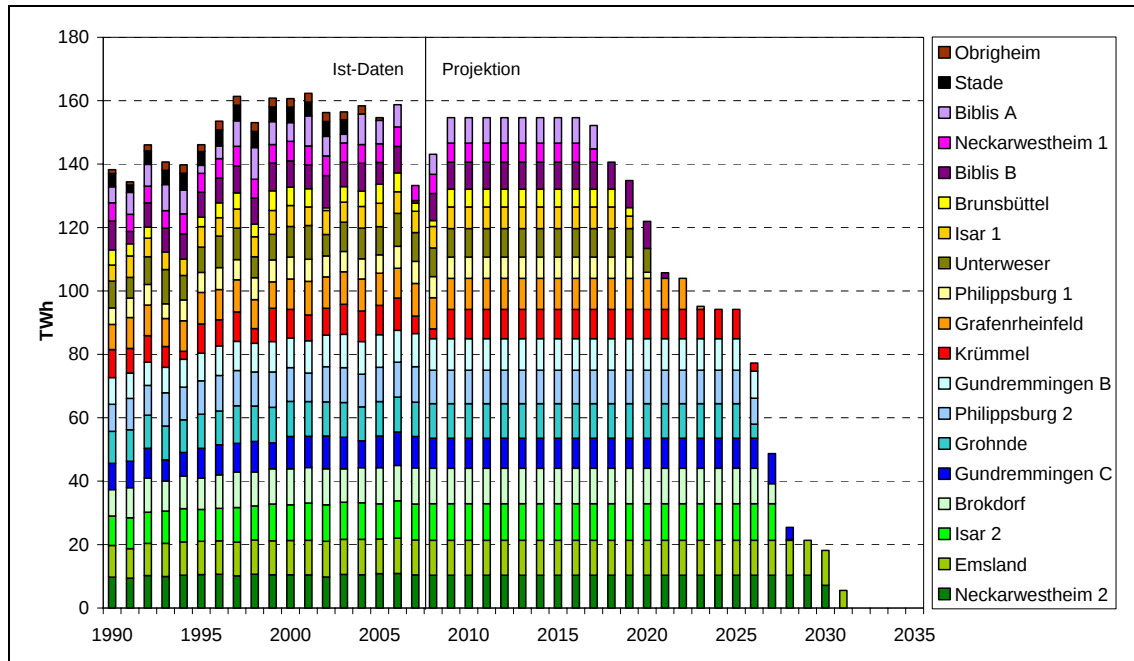
Eine Verlängerung der Laufzeiten um 8 Jahre bzw. die Ausweitung der Reststrommengen um acht durchschnittliche Jahresproduktionsmengen würde die derzeit noch verfügbare Reststrommenge von 1.382 TWh auf 2.620 TWh vergrößern, dies entspricht einer Ausweitung um etwa 90%. Dabei wurde unterstellt, dass die bereits abgeschalteten KKW Stade, Obrigheim und Mülheim-Kärlich *keine* zusätzliche Ausstattung mit Reststromkontingenten erhalten würden (und diese dann auf andere Anlagen übertragen könnten – dies würde dem Verfahren entsprechen, das im AtG 2002 für die an das KKW Mülheim-Kärlich in Ansatz gebracht wurde).

Ohne Berücksichtigung von weiteren Reststrommengenübertragungen ergibt sich das in Abbildung 3 gezeigte Bild.

Die Stromerzeugung in KKW würde danach nicht bereits im Jahr 2023 auslaufen, sondern würde bis zum Jahr 2031 gestreckt. Im Zeitraum bis 2016 würde die Stromerzeugung aus KKW auf einem Niveau von etwa 155 TWh stabilisiert, der Auslaufpfad würde dann erst ab dem Jahr 2017 beginnen. Entsprechend würde sich die Beschaffung von Ersatzstrommengen für die einzelnen Betreiber erheblich verändern, erst ab dem Jahr 2017 müssten die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten sukzessive ersetzt werden (Abbildung 4).

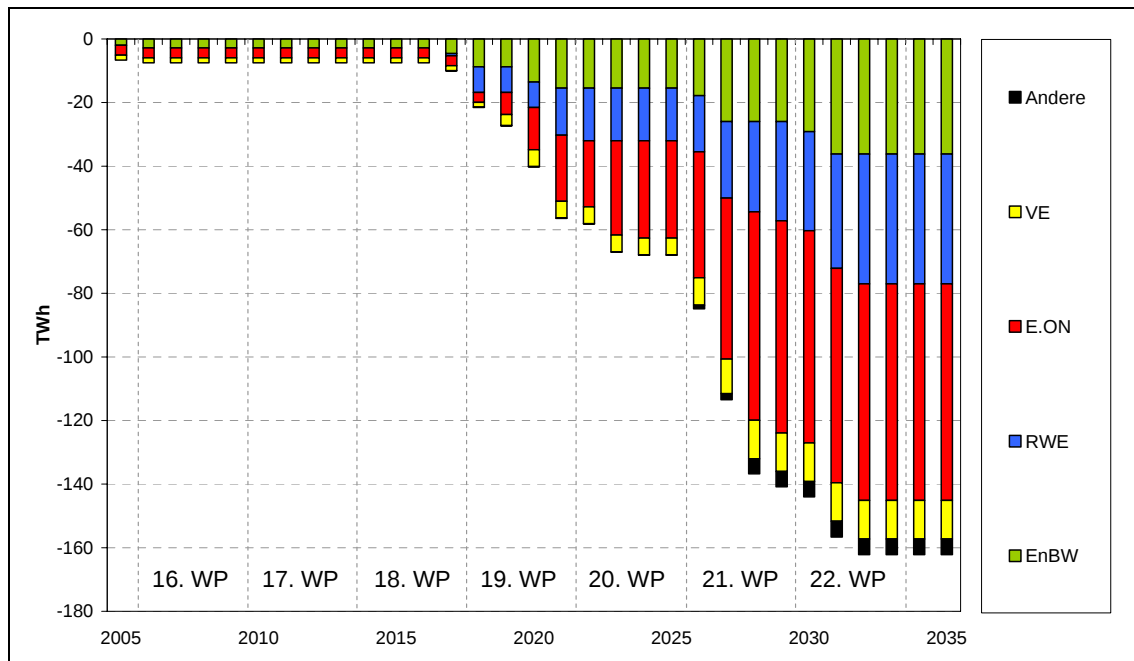
Das Muster der Betroffenheit für die unterschiedlichen Betreiber würde sich im Zeitraum nach 2017 gegenüber dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 definitionsgemäß nicht verändern. Zunächst wären vor allem E.ON und RWE sowie in geringem Maße EnBW, danach vor allem E.ON sowie ab 2025 daneben auch wieder RWE und EnBW besonders stark betroffen.

Abbildung 3 Stromproduktion in den deutschen KKW nach einem Reststrommen-
genmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre, 1990-2035



Quellen: IAEA, Deutsches Atomforum, BfS, eigene Berechnungen.

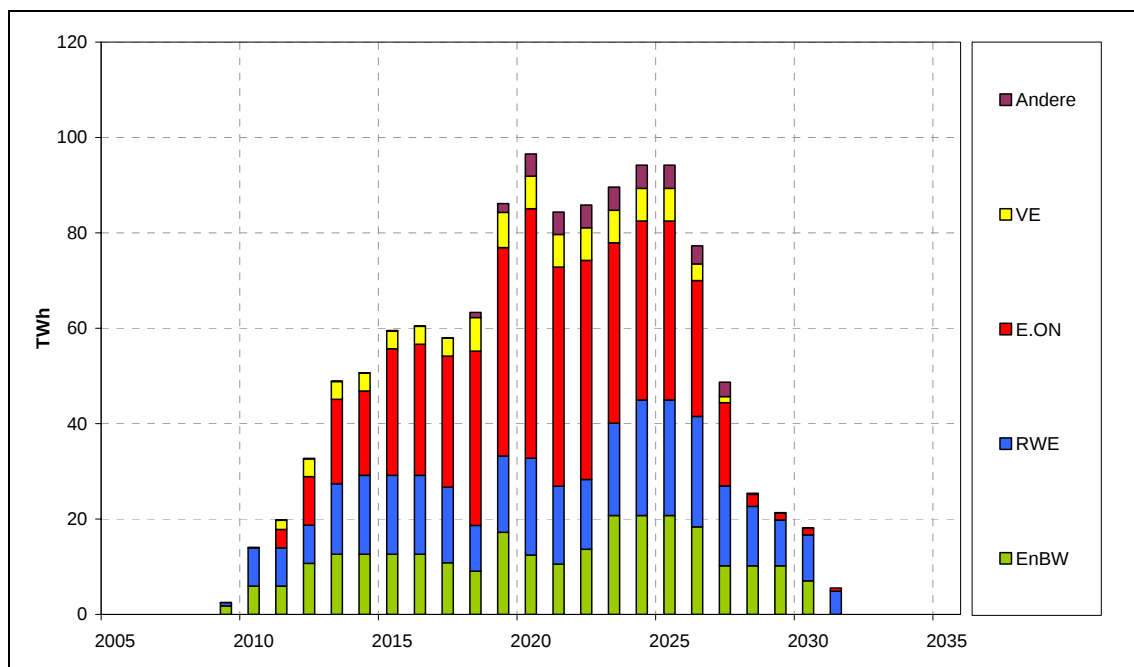
Abbildung 4 Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen KKW nach
dem Reststrommenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern
(durchgerechnet), 2005-2035



Quelle: eigene Berechnungen.

Die Abbildung 5 zeigt die Differenz der Stromerzeugungsmengen in den betroffenen deutschen KKW. Bis zum Jahr 2025 würden die Energieversorger in einem Modell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre gegenüber dem Auslaufmodell des AtG 2002 zusätzliche Stromerzeugungsmengen von jährlich bis zu 95 TWh gewinnen, wobei die zusätzlichen Mengen sich erst im Zeitverlauf ergeben und insbesondere erst ab dem Jahr 2010 eine signifikante Größenordnung erreichen. Nach dem Jahr 2025 würden die jährlich verfügbaren zusätzlichen Stromerzeugungsmengen dann jedoch relativ schnell wieder abschmelzen.

Abbildung 5 Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern (durchgerechnet), 2005-2035



Quelle: eigene Berechnungen.

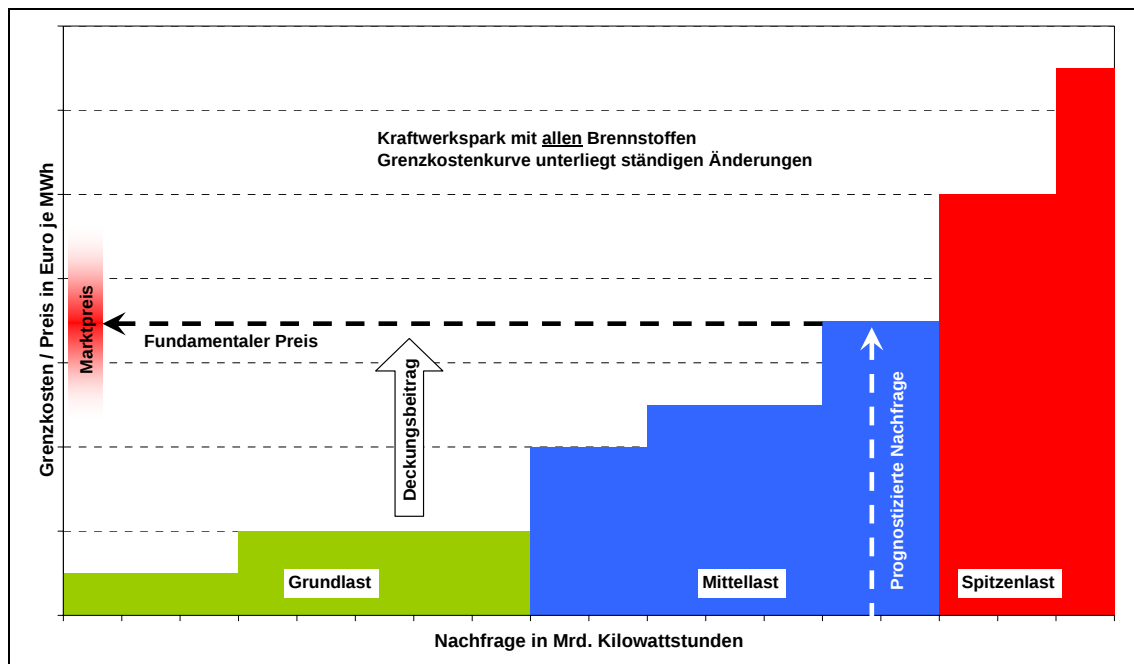
Nutzníeßer des gestreckten Auslaufpfades wáren im Zeitverlauf in den ersten Jahren vor allem RWE und EnBW, ab dem Jahr 2015 dann jedoch úberwiegend E.ON und nach dem Jahr 2026 dann wiederum vor allem RWE und EnBW. Auch hier verdeutlicht das Profil der zeitlichen Entwicklung, dass insbesondere für E.ON die zusätzlichen Stromerzeugungsmengen sehr stark schwanken, wáhrend für EnBW und RWE zwar auch erhebliche Unterschiede im Zeitverlauf existieren, die aber weder mit Blick auf die Gradienten noch die Niveaus das sich für E.ON ergebende AusmaÙ erreichen. Diesbezüglich bleibt aber auch darauf hinzuweisen, dass durch den weitaus höheren Anteil der Kernenergie im Erzeugungsportfolio von EnBW die spezifischen Effekte für EnBW deutlich signifikanter sind als für RWE. Für Vattenfall Europe und die anderen Anteilseigner an Kernkraftwerken bleibt die úber Laufzeitverlängerungen zusätzlich gewinnbare Stromproduktion vergleichsweise gering.

3 Die wirtschaftlichen Effekte einer Laufzeitverlängerungen um 8 Jahre

3.1 Effekte auf dem Großhandelsmarkt für Strom

Mit dem Übergang zu liberalisierten Strommärkten bilden sich die Strompreise nach dem Prinzip der Grenzkosten. Die Großhandelspreise für Elektrizität richten sich damit im Idealfall an den kurzfristigen Grenzkosten (variable Kosten, d.h. im Wesentlichen den Brennstoffkosten) desjenigen Kraftwerks aus, das zur Deckung des Strombedarfs gerade noch herangezogen werden muss. Diese Grenzkraftwerke sind – je nach Lastbereich – für Deutschland im Mittel ältere Steinkohlen- oder Erdgaskraftwerke, deren kurzfristige Grenzkosten vor allem von den Preisentwicklungen auf den globalen Energiemärkten bestimmt werden.

Abbildung 6 Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung



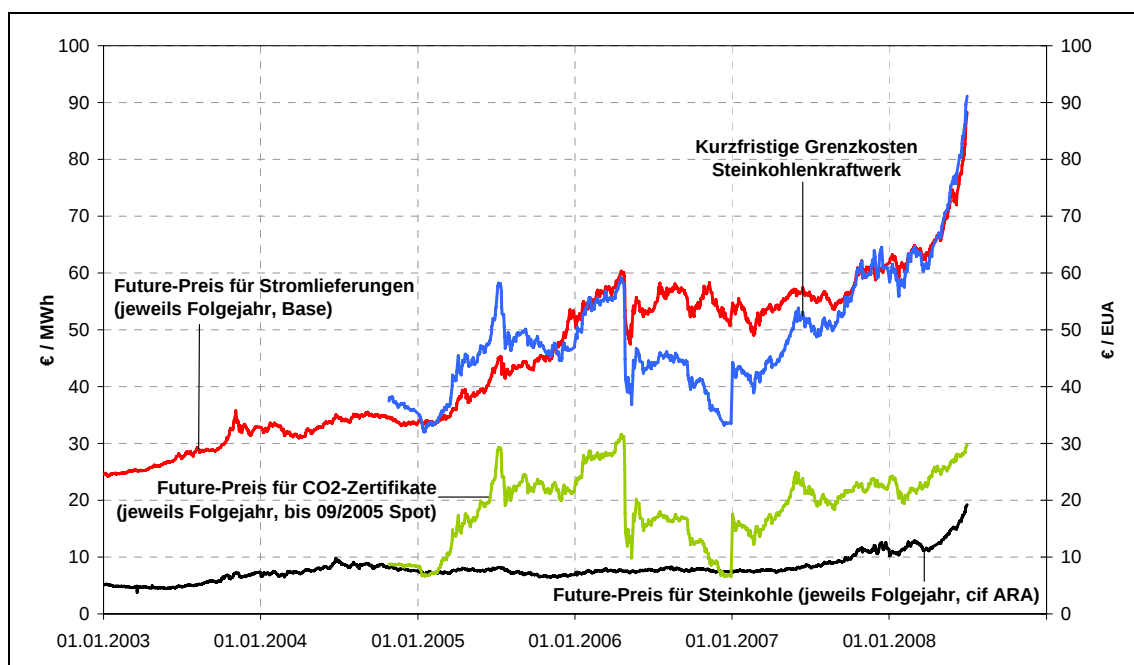
Quelle: Öko-Institut.

Wenn also Kernkraftwerke durch marktgängige Kohle- oder Gaskraftwerke ersetzt werden⁵ oder andere Stromerzeugungsoptionen durch politische Interventionen (Förderung durch EEG etc.) in den Markt gebracht werden, deren Kosten im wettbewerbli-

⁵ Als marktgängig werden dabei diejenigen Stromerzeugungsoptionen betrachtet, deren Kostenstruktur einerseits einen wettbewerbsfähigen Betrieb auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (d.h. v.a. der Brennstoffkosten) erlaubt und die andererseits ausreichende Deckungsbeiträge (Differenz zwischen Marktpreis und kurzfristigen Grenzkosten) für die geforderte Kapitalverzinsung erwirtschaften.

chen Teil des Stromsystems nicht wirksam werden, wird sich an den kurzfristigen Grenzkosten des letzten benötigten Kraftwerks nur wenig ändern, die Strompreise blieben durch die Abschaltung und den Ersatz der KKW weitgehend unberührt. Sofern die Stromerzeugung der auslaufenden Kernkraftwerke nicht durch neue Kraftwerke, sondern vor allem durch eine höhere Auslastung vorhandener Kraftwerke ersetzt wird, könnte dagegen der Strompreis steigen, da in zunehmendem Maße Kraftwerke mit höheren Betriebskosten zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen werden müssten. Eine komplexere – und hier nicht weiter darstellbare – Dynamik ergibt sich mit Blick auf die Strompreise, wenn die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen in Betracht gezogen wird, die sich zumindest hinsichtlich der CO₂-Preise teilweise auch aus der Entwicklung des Stromerzeugungsmix im Ganzen ergeben können.

Abbildung 7 Strompreis-Futures für Base-Lieferungen an der EEX sowie CO₂- und Steinkohlenpreise als Erklärungsfaktoren, 2003-2008



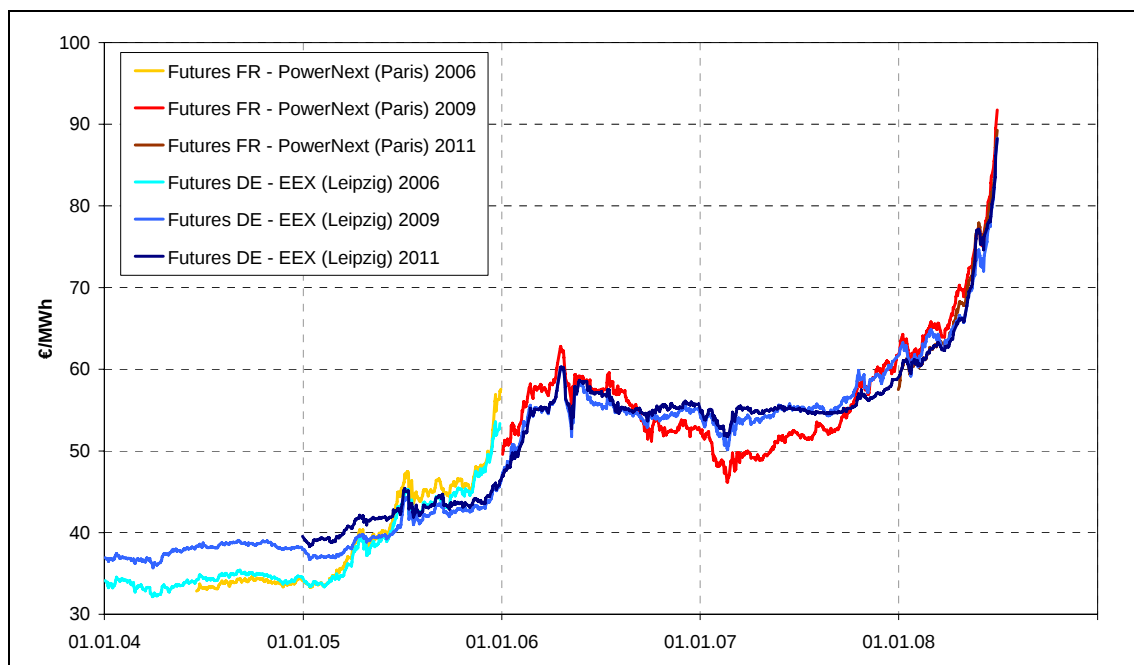
Quellen: EEX, PointCarbon, McCloskey, EZB, eigene Berechnungen.

Auf jeden Fall kann jedoch festgehalten werden, dass bei einer umfassenden Betrachtung der verschiedenen Effekte und bei Analyse der Sensitivitäten für die zentralen Rahmenparameter die kurz-, mittel- und langfristigen Wirkungen von Laufzeitverlängerungen auf CO₂- und Strompreise keineswegs eindeutig bzw. mit hoher Richtungssicherheit bestimmbar sind.⁶

⁶ Zum Beispiel zeigt eine Szenarienanalyse von EWI/EEFA (2007) für verschiedene Verbände der Energiewirtschaft sehr deutlich, dass die Ambition der verfolgten Klimaschutzziele sowie die Preisentwicklungen auf den internationalen Rohstoffmärkten die eigentlich dominierenden Faktoren für die Entwicklung der Großhandelspreise bilden und dass die Strompreisel-

Neben dem grundsätzlichen Mechanismus der Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom ist für eine Bewertung der Strompreiseffekte auch die europäische Marktintegration zu berücksichtigen. Ein Vergleich der Kontrakte für zukünftige Stromlieferungen im Grundlastbereich (Base-Futures) an den Handelsplätzen Leipzig (für Stromlieferungen in Deutschland) und Paris (für Stromlieferungen in Frankreich) verdeutlicht, dass in beiden Märkten sehr ähnliche (oder auch die gleichen) Grenzkraftwerke Preis setzend sind (Abbildung 9). Obwohl sich der Mix des Stromaufkommens in beiden Staaten grundsätzlich unterscheidet, ist zumindest im wettbewerblichen Segment des Großhandels mit Elektrizität eine sehr weitgehende Konvergenz der Preisniveaus festzustellen.

Abbildung 8 Strompreis-Futures für Base-Lieferungen für Deutschland (EEX Leipzig) und Frankreich (PowerNext Paris), 2004-2008



Quellen: EEX, PowerNext, eigene Berechnungen.

Auch vor diesem Hintergrund ist es als keineswegs sicher anzusehen, dass eine Verlängerung von Laufzeiten der deutschen KKW zu signifikanten und richtungssicheren Veränderungen der Strompreisniveaus und –volatilitäten führen wird.

Mit hoher Sicherheit kann dagegen davon ausgegangen werden, dass von Laufzeitverlängerungen vor allem die entsprechenden KKW-Betreiber profitieren würden, die ohne

effekte der verfolgten Ausstiegspolitik (mittel- bis langfristig maximal etwa ± 5 €/MWh) einerseits sehr begrenzt und andererseits – bei Berücksichtigung der vorstellbaren Entwicklungen bei den energiewirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen – keineswegs richtungssicher bestimmbar sind.

weitere oder mit nur geringen Investitionen die Differenz zwischen (hohen) Strompreisen und niedrigen Betriebskosten der Kernkraftwerke als Zusatzgewinne realisieren könnten. Investoren in neue Kraftwerke müssten aus der Differenz ihrer kurzfristigen Grenzkosten und den Marktpreisen zunächst ihre Kapitalkosten decken; hier würden also letztlich keine Zusatzgewinne entstehen.

3.2 Abschätzung der Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren

Da der beschriebene Preisbildungsmechanismus auf wettbewerblichen Märkten unvermeidlich ist, stellt sich in der Diskussion um Laufzeitverlängerungen auch Frage, welche Modelle zur Abschöpfung dieser Zusatzgewinne in Betracht gezogen werden können – wenn sich die Laufzeitverlängerung nicht nur als politisches Vorhaben erweisen soll, das ausschließlich zu Zusatzgewinnen für die KKW-Betreiber führt.

Für die überschlägige Berechnung dieser Zusatzgewinne wird ein grobes Modell herangezogen. Die Futures für Grundlast-Lieferungen (Base) an der Leipziger Strombörse EEX (Base-Futures) sind in den letzten Jahren – vor allem bedingt durch die Entwicklung der CO₂- und Steinkohlenpreise – erheblich gestiegen (Abbildung 7) und liegen für die kommenden Jahre derzeit etwa in der Größenordnung von 80 bis 90 € je Megawattstunde (€/MWh).

Wird in Betracht gezogen, dass diese Preisniveaus sich auch als Ergebnis der aktuell hohen Unsicherheiten auf den globalen Brennstoffmärkten eingestellt haben⁷, wird für die folgenden Analysen als Referenzvariante und in konservativer Schätzung davon ausgegangen, dass sich in den nächsten Jahren die Base-Preise bei etwa 70 €/MWh einpendeln. In einer Variantenrechnung wird daneben untersucht, welche Effekte sich ergeben, wenn die Base-Preise auch zukünftig auf einem Niveau von ca. 85 €/MWh verbleiben.

Die Zusatzgewinne ergeben sich bei abgeschriebenen Kernkraftwerken aus der Differenz zwischen den Stromerlösen (Marktpreis für Base-Lieferungen) und den Betriebskosten der KKW. Für die Abschätzung der Betriebskosten werden hier in Anlehnung an EWI/EEFA (2005) die folgenden Annahmen zu Grunde gelegt:

- jährliche fixe Betriebskosten von 70.000 €/MW, bei einer statistischen Auslastung der Kernkraftwerke von ca. 7.500 Stunden im Jahr (h/a) ergeben sich Betriebskosten von etwa 9 €/MWh;
- Brennstoff- und Entsorgungskosten von etwa 5,5 €/MWh;
- sonstige variable Betriebskosten von etwa 2 €/MWh.

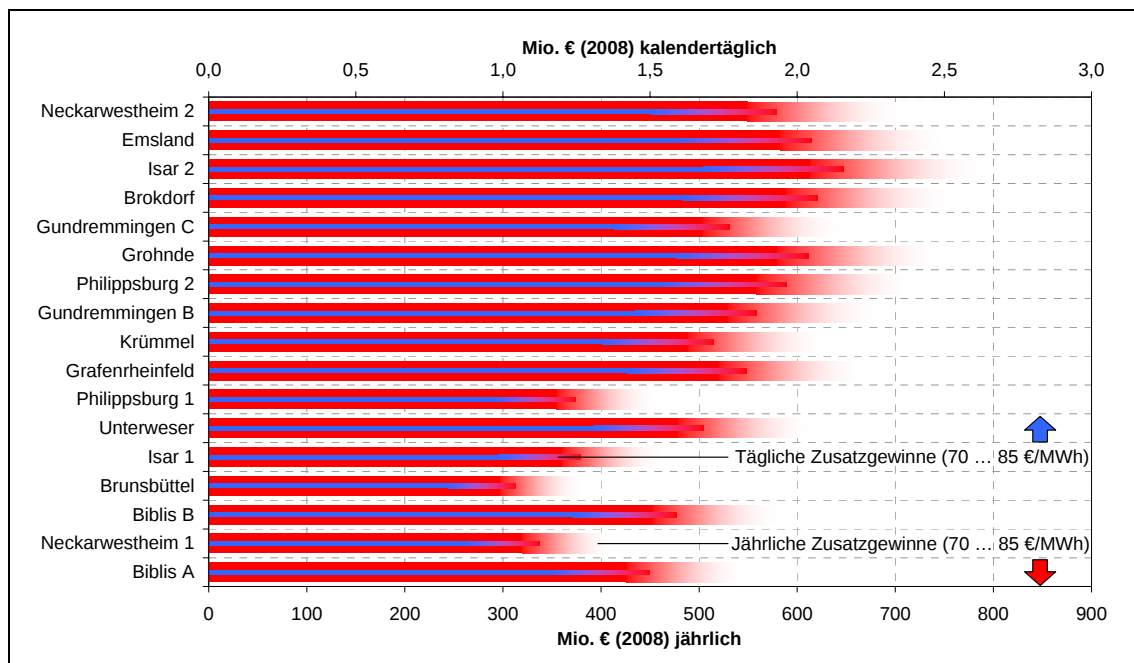
⁷ Hohe Öl-Preise führen empirisch auch zu höheren Steinkohlen- und Erdgaspreisen und eine wachsende Schere zwischen Steinkohle- und Erdgaspreisen als Folge der Ölpreisentwicklungen erhöht in der Tendenz auch die Preise für CO₂-Zertifikate.

Zusammen ergeben sich damit Betriebskosten in Höhe von etwa 17 €/MWh elektrischer Stromproduktion. Es ergeben sich also bei den hier zu Grunde gelegten Preisannahmen Deckungsbeiträge von 53 bis 68 €/MWh. Bei abgeschriebenen Kraftwerken entspricht dies dem Netto-Gewinn (vor Steuern).

Die Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen für die verschiedenen deutschen KKW:

- die Bandbreite der Netto-Gewinne je Betriebsjahr liegt – vor allem abhängig von der Kapazität der jeweiligen Anlagen – in der Bandbreite von 400 bis 800 Mio. €;
- für die Summe der gezeigten Anlagen summieren sich die genannten Gewinnspannen auf 8,2 bis 10,5 Mrd. € jährlich;
- umgerechnet auf Kalendertage ergeben sich im Mittel aller betrachteten KKW Gewinne von 1,4 bis 1,8 Mio. €, wobei die Bandbreite hier – in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Strompreisszenario von 0,8 bis 2,2 Mio. € täglich beträgt;

Abbildung 9 Jährliche und kalendertägliche Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von jeweils einem Betriebsjahr bei Marktpreisen von 70 bis 85 €/MWh



Quelle: eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung des Sachverhalts, dass in einem Laufzeitverlängerungsszenario von 8 Jahren die entsprechenden Zusatzgewinne nur für bestimmte Zeiträume und zeitlich versetzt anfallen, ergeben sich die in Tabelle 1 gezeigten Zusatzgewinne.

Bei einem künftigen Preis von 70 €/MWh für Base-Lieferungen (in Preisen von 2008) lassen sich die Zusatzgewinne der EVU im hier diskutierten Laufzeitverlängerungsmodell auf einen Wert von ca. 66 Mrd. € beziffern. Für die Sensitivitätsrechnung mit einem Großhandelspreis von 85 €/MWh ergeben sich Zusatzgewinne von insgesamt ca. 84 Mrd. €.⁸

Die Umrechnung der über einen längeren Zeitraum kumulierten Gewinndaten auf jahresdurchschnittliche Werte führt über die Periode 2009 bis 2031 (in diesem Zeitraum fallen die Zusatzgewinne bei einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren an) zu Werten von 2,9 bis 3,7 Mrd. €, wobei bis 2010 nur geringe Summen anfallen würden. Obwohl diese jahresdurchschnittlichen Werte sich über die gezeigten (langen) Zeiträume nach 2010 nur wenig unterscheiden, verdeutlichen Tabelle 1 sowie Abbildung 10 dass das zeitliche Profil der Zusatzgewinne sehr uneinheitlich ist. Während die Jahre stark 2009 bis 2015 durch einen starken Aufwuchs der Zusatzgewinne charakterisiert ist, stabilisieren sich die Gewinnmitnahmen in den Perioden 2015 bis 2018 sowie 2019 bis 2025 auf jeweils unterschiedlichen Niveaus. Ab 2026 gehen die Zusatzgewinne der KKW-Betreiber dann bis 2031 wieder schnell zurück.

Tabelle 1 Exemplarische Differenzierung der Zusatzgewinne für das Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, 2009-2031

	Strompreisniveau 70 €/MWh				Strompreisniveau 85 €/MWh			
	bis 2010	2011-2020	nach 2020	gesamt	bis 2010	2011-2020	nach 2020	gesamt
	Mio. €							
EnBW	409	6.186	7.551	14.147	525	7.937	9.688	18.150
RWE	463	7.545	9.286	17.294	594	9.681	11.914	22.189
E.ON	-	13.955	13.600	27.555	-	17.905	17.450	35.354
Vattenfall Europe	-	2.417	2.062	4.478	-	3.101	2.645	5.746
Andere	6	432	1.667	2.105	8	555	2.138	2.701
Summe	879	30.535	34.166	65.579	1.127	39.177	43.835	84.140
jahresdurchschnittlich	439	3.054	3.106	2.851	564	3.918	4.384	3.658
EnBW	47%	20%	22%	22%	47%	20%	22%	22%
RWE	53%	25%	27%	26%	53%	25%	27%	26%
E.ON	0%	46%	40%	42%	0%	46%	40%	42%
Vattenfall Europe	0%	8%	6%	7%	0%	8%	6%	7%
Andere	1%	1%	5%	3%	1%	1%	5%	3%
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Anmerkungen:	Berechnet nach Anteilseignerschaft an den unterschiedlichen KKW; Annahme für Betriebskosten 17 €/MWh; Basis für die Ermittlung der jahresdurchschnittlichen Werte bis 2010: 2 Jahre, nach 2020: 11 Jahre							

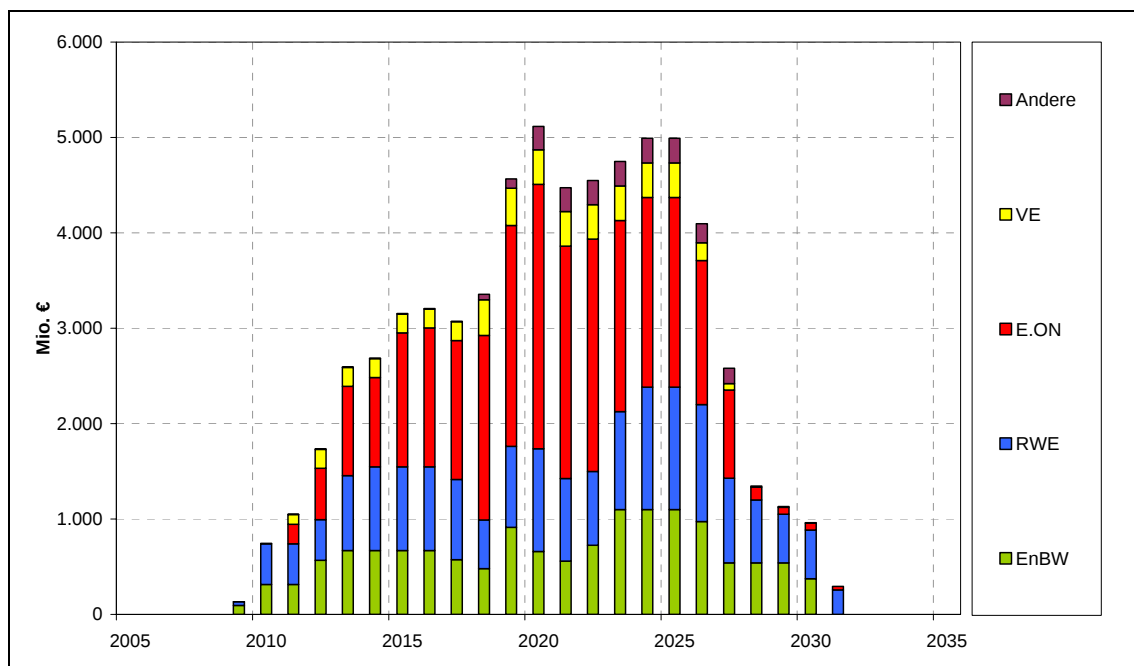
Quelle: eigene Berechnungen.

Aus Abbildung 10 und Tabelle 1 wird auch die Struktur der Zusatzgewinne nach Zeitscheiben und Unternehmen deutlich. Im Zeitraum bis 2010 würden über 50% der Zu-

⁸ Selbst wenn berücksichtigt wird, dass für eine Verlängerung der KKW-Laufzeiten ggf. noch Nachrüstungsinvestitionen zur Erhöhung der Betriebssicherheit notwendig werden (diese dürften sich – von Ausnahmen abgesehen – eher im Bereich von zwei- bis dreistelligen Millionenbeträgen bewegen), kann von Gewinnmitnahmen im Bereich von 64 bis 82 Mrd. € ausgegangen werden.

satzgewinne bei RWE entstehen, in der zweiten Dekade dann über 45% bei E.ON. Auch nach 2020 würden noch etwa 40% der Zusatzgewinne bei E.ON anfallen. Über den gesamten Betrachtungszeitraum ergibt sich ein deutlicher Unterschied für E.ON (ca. 40% der Zusatzgewinne) einerseits und RWE (ca. 26%) sowie EnBW (ca. 22%) andererseits. Der Anteil von Vattenfall Europe und anderen KKW-Miteigentümern am gesamten Zusatzgewinn durch die Laufzeitverlängerungen bleibt im Vergleich dazu relativ gering.

Abbildung 10 Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren bei Marktpreisen von 70 €/MWh, 2005-2035



Quelle: eigene Berechnungen.

Die Abschätzungen beruhen auf einem vereinfachenden Berechnungsmodell und eher konservativen Annahmen. Dabei sind sekundäre Effekte wie steigende Finanzerträge aus den Rückstellungen für Abriss und Entsorgung bei Laufzeitverlängerungen noch nicht berücksichtigt, die entsprechend größer ausfallen und zu weiteren Zusatzgewinnen führen würden. Andererseits würden bei einer Bewertung der (Ver-) Handlungsoptionen auf Seite der KKW-Betreiber Barwertberechnungen angestellt, bei denen die zeitlichen Präferenzen mit Verzinsungsanforderungen bewertet würden, die sich derzeit in der Bandbreite von 10 bis 12% (real) bewegen dürften. Bei einer solchen Barwertermittlung ergäbe sich (bei Verzinsungsanforderungen von 10%) Werte von 20 bis 26 Mrd. € (zu Preisen von 2008).

In den meisten der bisher diskutierten Kompensationsmodelle soll etwa die Hälfte der Gewinnmitnahmen abgeschöpft und anderen Verwendungen zugeführt werden. Dies hieße, dass immerhin noch Beträge von 33 bis 42 Mrd. € (mit einem Barwert von 20 bis 25 Mrd. €) bei den KKW-Betreibern verbleiben würden.

Da die Zusatzgewinne jedoch vor allem im Zeitraum nach 2010 anfallen werden, können im Rahmen einer Stromkostenentlastung – zunächst noch ungeachtet jeglicher Umsetzbarkeitsbewertung – bis zum Jahr 2010 durchschnittlich nur ca. 500 Mio. € an jährlichen Gewinnmitnahmen in Ansatz gebracht werden, beim o.g. Häufigkeitsansatz entspricht dies einem Entlastungsvolumen von maximal 250 Mio. €. In der Dekade von 2011 bis 2020 würden jährliche Zusatzgewinne von 3 bis 4 Mrd. € bzw. Umverteilungsvolumina von ca. 1,5 bis 2 Mrd. € anfallen. Nochmals leicht höhere Werte würden sich mit 3,1 bis 4,4 Mrd. € bzw. 1,6 bis 2,2 Mrd. € für den Zeitraum nach 2020 ergeben.

4 Analyse möglicher Kompensationsmodelle

4.1 Grundsätzliche Probleme

Für die praktische Umsetzung eines Kompensationsmodells müssten zwei zentrale Probleme gelöst werden.

- *Einerseits* muss ein Modell gefunden werden, wie die Zusatzerträge der betroffenen Energieversorger abgeschöpft werden. Hierzu sind entweder regulierte Varianten denkbar (z.B. eine Profitmitnahme-Steuer⁹ oder eine gesonderte Besteuerung von Kernbrennstoffen¹⁰), die aber im Kontext von Laufzeitverlängerungen keineswegs unkompliziert umsetzbar wären. Als Alternative dazu kämen zumindest prinzipiell freiwillige Vereinbarungen oder andere Vertragslösungen in Frage.
- *Andererseits* – und dies ist wohl der deutlich kompliziertere Teil des Modells – müsste eine sachgerechte, konsistente und nicht Wettbewerb verzerrende Rückverteilung des Kompensationsaufkommens umgesetzt werden.

Beide Fragestellungen können an dieser Stelle nicht weiter vertieft diskutiert werden, auf sechs Einzelaspekte von besonderer Brisanz soll jedoch hingewiesen werden.

In jedem Fall würde *erstens* die Subventionierung von Strombezügen nur für einen sehr beschränkten Zeitraum möglich sein. Kurzfristig können in den nächsten Jahren aus dem skizzierten Laufzeitverlängerungsmodell nur sehr geringe Beträge abgeschöpft werden. Mittelfristig ergibt sich die Möglichkeit zur Abschöpfung wesentlicher Beträge eher für eine Periode von 10 bis 15 Jahren. Ob sich die Abschöpfungs- bzw. Umverteilungspotenziale durch eine weitere Verlängerung des Ausstiegspfadess wesentlich erhöhen ließen, ist angesichts der Unsicherheiten für die belastbar annehmbaren Betriebszeiten der deutschen KKW deutlich zu bezweifeln.

Nach den bisherigen Erfahrungen bei freiwilligen Selbstverpflichtungen in Deutschland sind *zweitens* hinsichtlich der Umsetzung des beschriebenen Modells erhebliche Zweifel an der Umsetzbarkeit angeraten. Immer dann, wenn im Rahmen von freiwilligen

⁹ *Windfall taxes* sind insbesondere in Großbritannien immer wieder heftig diskutiert und im Bereich des Wertzuwachses bei Unternehmensprivatisierungen in den neunziger Jahren auch umgesetzt worden.

¹⁰ Die Besteuerung des Brennstoffverbrauchs von Kernkraftwerken wäre mit einer entsprechenden umweltpolitischen Fundierung vorstellbar. Sie könnte jedoch nicht nur auf den Brennstoffverbrauch im Rahmen der Laufzeitverlängerung beschränkt werden, sondern müsste einheitlich auf den Einsatz von Nuklearbrennstoffen erhoben werden. Damit würden – im Kontext eines Laufzeitverlängerungsmodells – erhebliche Umverteilungseffekte zwischen den KKW-Betreibern entstehen. Betreiber, die noch über erhebliche Reststromkontingente verfügen und für die entsprechend die Laufzeitverlängerung von geringerer Bedeutung wäre, würden von einer einheitlichen Steuer auf nukleare Brennstoffe stärker belastet als Betreiber mit nur noch geringen Kontingenten an Reststrommengen für die Stromerzeugung aus Kernenergie, die von einer entsprechenden Laufzeitverlängerung entsprechend überproportional profitieren könnten.

Selbstverpflichtungen Verteilungskonflikte aufgetreten sind, sind diese Vereinbarungen letztlich gescheitert. Dies betrifft sowohl das Selbstregulierungsmodell hinsichtlich des Netzzugangs, aber auch die Selbstverpflichtung zur KWK-Förderung. Bei beiden Modellen war letztlich angesichts der Verteilungskonflikte koordiniertes Vorgehen und gemeinsame Verantwortungsübernahme nicht mehr möglich. Es ist vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen kaum als wahrscheinlich anzusehen, dass eine Umverteilung sehr begrenzter Summen (zunächst 500 Mio. €, ab 2010 dann im Bereich von 2 Mrd. € jährlich) an einen möglicherweise kleinen Kreis von Begünstigten im Rahmen eines Selbstverpflichtungsmodells langfristig erfolgreich funktionieren wird – von den fehlenden Sanktionsmöglichkeiten für den Fall der Zahlungsverweigerung einmal ganz abgesehen.

Drittens wären die Beiträge der einzelnen KKW-Betreiber im Zeitverlauf sehr unterschiedlich. Wenn die Beiträge für den Umverteilungsfonds „verursachergerecht“ erhoben werden sollten, dann würden die Zuflüsse sich im Zeitverlauf stark verändern. Andernfalls müsste letztlich ein System von Ausgleichszahlungen zwischen den Unternehmen organisiert werden müssen, dessen praktische Umsetzbarkeit und langfristige Bestandskraft sich schon aus aktienrechtlichen Gründen als ausgesprochen fraglich erweisen würde. In jedem Fall würden nicht unerhebliche Ausgleichszahlungen erforderlich, bei denen allein die barwertseitige Bewertung der Zahlungsflüsse zu erheblichen Problemen führen würde, wenn sie in sachgerechter Größenordnung erfolgen sollten. Sehr wahrscheinlich erscheint bereits vor diesem Hintergrund ein Szenario, in dem die abzuschöpfenden Summen auf eher sehr geringe Beträge beschränkt würden.

Viertens bedeutete die Reduzierung von Strompreisen für bestimmte Abnehmergruppen den Einstieg in eine (neue) Form der Strompreisregulierung, die neben die markt-basierte Preisbildung ein von den Energieversorgern subventioniertes Preissegment stellen würde. Ob ein solcher Ansatz dann auf die Laufzeitverlängerungen bei den KKW begrenzt werden könnte, darf mit guten Gründen bezweifelt werden. Ansatzpunkte ergeben sich diesbezüglich auf vielfältige Art und Weise (Strompreiserhöhungen mit Verweis auf die Preissteigerungen auf den globalen Brennstoffmärkten bei Unternehmen, die überwiegend Kernkraft- und Braunkohlenkraftwerke betreiben, Einpreisung von Opportunitätskosten für CO₂-Zertifikate etc.). Gerade die verwandten Diskussionen um reduzierte Netznutzungsentgelte für stromintensive Industrieunternehmen bei der Schaffung des deutschen Regulierungsmodells haben eine Vielzahl von Argumenten und Restriktionen zu Tage gebracht, die solche Vorhaben im Grundsatz als ordnungspolitisch und praktisch höchst fragwürdig erscheinen lassen.

Andererseits ist keineswegs davon auszugehen, dass die Lieferanten für die begünstigten Verbraucher notwendigerweise zum Kreis der betroffenen KKW-Betreiber gehören. Ob und inwieweit in diesem Fall ein selbstverwaltetes Umverteilungssystem der deutschen Wirtschaft überhaupt funktionieren würde, mag dahingestellt sein. Ein staatlicher Umverteilungsmechanismus für Strompreissubventionen ist – jenseits einer allgemeinen und einheitlichen Steuerlösung für Abschöpfung der Zusatzgewinne und Rückverteilung – vor allem angesichts des zeitlich beschränkten Aufkommens und der

dann wohl in jedem Fall beihilferelevanten direkten Stromsubventionen durch den Staat nur schwer vorstellbar.

Die Variante, dass die (direkt oder indirekt staatlich induzierten) Preissubventionen nur für Lieferungen der entsprechenden KKW-Betreiber in Ansatz gebracht werden können, würde offensichtlich zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen zwischen den konkurrierenden Anbietern führen und wohl eindeutig gegen die Binnenmarktregeln der EU verstoßen.

Aus rechtlicher Sicht dürften darüber hinaus – in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung der angestrebten Umverteilungslösung – auch nicht unerhebliche Probleme hinsichtlich der Problematik des europäischen Beihilferechts, aber auch kartellrechtliche Fragen auftreten. Angesichts der Erfahrungen mit dem Konstrukt des Kohlepfennigs¹¹ in Deutschland können für bestimmte Umsetzungsvarianten auch rechtliche Probleme hinsichtlich der Frage von Sonderabgaben keineswegs ausgeschlossen werden.

Fünftens sind natürlich Arbitragegeschäfte seitens der subventionierten Unternehmen keineswegs auszuschließen, deren Strompreise auf ein Niveau unterhalb des Marktpreises subventioniert werden. Insgesamt dürfte sich hier ein in erheblichem Maße undurchschaubare Situation ergeben, die wahrscheinlich zu einem erheblichen Regelungsbedarf führt, der auch im Rahmen eines Selbstverpflichtungsmodells keineswegs auszuschließen ist.

Schließlich ist *sechstens* für den Fall einer Subventionierung stromintensiver Industrien mit erheblichen Mitnahmeeffekten zu rechnen, da eine ganze Reihe der in Frage kommenden Unternehmen bereits heute zu speziellen Konditionen beliefert werden dürfte und die Abgrenzung weiterer Strompreissenkungen von ohne vergünstigten Preiskonditionen schwer bis unmöglich sein dürfte.

Zusammenfassend kann also festgehalten werden, dass ein Abschöpfungs- und Umverteilungsmechanismus für die Zusatzgewinne der KKW-Betreiber vor einer Vielzahl grundsätzlicher und praktischer Probleme stehen wird, die im Ergebnis entweder dazu führen werden, dass die Mechanismen nicht oder nur unter hohen (rechtlichen und politischen) Risiken umsetzbar wären oder dass die effektiven Umverteilungsvolumina wegen der Vielzahl von realen und behaupteten Risiken sehr gering ausfallen und damit durch die Laufzeitverlängerungen im Wesentlichen doch nur Zusatzgewinne für die KKW-Betreiber verbleiben würden.

¹¹ Letztlich stellt das hier diskutierte Kompensationsmodell einen „umgekehrten“ Kohlepfennig dar. Wurde beim Kohlepfennig eine Sonderabgabe bei den Stromkunden erhoben, mit der die Primärenergiegewinnung subventioniert wurde, würde das Kompensationsmodell für die KKW-Laufzeitverlängerungen auf eine Subventionierung von Stromkunden hinauslaufen, die über eine Umlage bei den Kraftwerksbetreibern ermöglicht würde.

4.2 Quantifizierung der potenziellen Umverteilungseffekte

Jenseits der prinzipiellen Umsetzungsfragen ist schließlich zu prüfen, in welcher Abgrenzung Stromverbraucher in den Kreis der *Begünstigten* aufgenommen werden könnten, um einen merklichen Senkungseffekt bei den Stromkosten erzielen zu können. Für die exemplarische Analyse werden hier zwei Varianten betrachtet:

- Für alle Endverbraucher der öffentlichen Stromversorgung erfolgt eine einheitliche Subvention des Strompreises. Auf Grundlage der Datenbasis für die Spezifikation der Umlage im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) für 2008 bildet hier eine Stromabgabe von 501 TWh die Bezugsgröße.¹²
- Für alle Endverbraucher aus dem Bereich der besonders energieintensiven Industrien wird exemplarisch auf den Begünstigtenkreis des KWKG abgestellt, die entsprechende Absatzgröße beläuft sich hier 75 TWh im Jahr 2008. Würde diese Größenordnung für die Subventionierung besonders betroffener Privathaushalte in Ansatz gebracht, so könnten mit einer subventionierten Abgabemenge von 75 TWh etwa 25 Mio. Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von jeweils 3.000 kWh subventioniert werden.

Für den Fall, dass etwa die Hälfte der Zusatzgewinne als Strompreissubvention umverteilt werden soll, ergeben sich die in Tabelle 2 gezeigten Ergebnisse.

Tabelle 2 Subventionspotenziale bei Umverteilung von 50% der Zusatzgewinne für das Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren und verschiedene Begünstigtengruppen, 2009-2031

	Strompreisniveau 70 €/MWh				Strompreisniveau 85 €/MWh			
	bis 2010	2011-2020	nach 2020	gesamt	bis 2010	2011-2020	nach 2020	gesamt
€/MWh								
Subventionsbestimmung über kumulierte Zusatzgewinne								
Bezug 501 TWh	0,4	3,0	3,1	2,8	0,6	3,9	4,4	3,7
Bezug 75 TWh	2,9	20,5	20,8	19,1	3,8	26,3	29,4	24,5
Subventionsbestimmung über Barwert der Zusatzgewinne								
Bezug 501 TWh	0,4	2,7	3,6	2,4	0,5	3,5	4,6	3,1
Bezug 75 TWh	2,8	18,4	24,2	16,4	3,6	23,6	31,0	21,0
Anmerkungen: Basis für die Ermittlung der Subventionswerte bis 2010: Ermittlung über 2 Jahre, nach 2020: Ermittlung über 11 Jahre								

Quelle: eigene Berechnungen.

¹² Der Rückgriff auf die Datenbasis des KWKG ist sinnvoll, da so auf eine praktisch umgesetzte Methode zur Abgrenzung der in unterschiedlichem Maße strompreissensitiven Verbrauchergruppen und entsprechend robuste Mengengerüste abgestellt werden kann.

Zusammenfassend können die verschiedenen Varianten für die Strompreissubventionen durch Abschöpfung und Umverteilung von Zusatzgewinnen durch Laufzeitverlängerungen wie folgt eingeordnet werden:

1. Wenn 50% der kumulierten Zusatzgewinne im Zeitraum 2009 bis 2031 für Stromsubventionen eingesetzt werden sollen, ergeben sich für das Strompreisszenario mit 70 €/MWh folgende Größenordnungen
 - a. Bei einer Umlage auf alle Endverbraucher beträgt die Strompreissubvention 2,8 €/MWh bzw. 1,4% des aktuellen Endpreises für Haushaltskunden (mit allen Steuern) oder 3,2% des aktuellen Preises für große Industriekunden (ohne Mehrwertsteuer).¹³
 - b. Bei einer Umlage auf Endverbraucher in der Größenordnung der heute besonders stromintensiven Verbraucher beträgt die Strompreissubvention 19,1 €/MWh bzw. 21% des Endpreises für große Industriekunden (ohne Mehrwertsteuer). Wenn ein entsprechendes Absatzvolumen z.B. für soziale Härtefälle im Haushaltsbereich eingesetzt werden sollte, würde sich die Strompreissubvention auf etwa 9% belaufen.
2. Wenn 50% des mit 10% auf 2008 abdiskontierten Barwertes der Zusatzgewinne im Zeitraum 2009 bis 2031 für Stromsubventionen eingesetzt werden sollen, ergeben sich für das Strompreisszenario mit 70 €/TWh folgende Größenordnungen
 - a. Bei einer Umlage auf alle Endverbraucher beträgt die Strompreissubvention 2,2 €/MWh bzw. 1,0% des aktuellen Endpreises für Haushaltskunden (mit allen Steuern) oder 2,4% des aktuellen Preises für große Industriekunden (ohne Mehrwertsteuer).
 - b. Bei einer Umlage auf Endverbraucher in der Größenordnung der heute besonders stromintensiven Verbraucher beträgt die Strompreissubvention 14,6 €/MWh bzw. 16% des Endpreises für große Industriekunden (ohne Mehrwertsteuer). Wenn ein entsprechendes Absatzvolumen z.B. für soziale Härtefälle im Haushaltsbereich eingesetzt werden sollte, würde sich die Preissubvention auf etwa 7% (mit allen Steuern) belaufen.

Hinsichtlich der spezifischen Subventionssätze für Großindustrie und Privathaushalte ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass die genannten Sätze sich auf die aktuellen Preisniveaus beziehen, die noch nicht die aktuellen Großhandelspreise in der Größenordnung von 70 bis 90 €/MWh widerspiegeln. Damit sind die genannten Subventionsgrößen sehr klar als entsprechende Obergrenzen einzuordnen. Auch bietet bereits die

¹³ Grundlage für die Bewertung der Subventionseffekte sind die letzt verfügbaren Eurostat-Erhebungen von Strompreisdaten für Industrie und Privathaushalte. Zu Grunde gelegt werden hier ein Haushaltsstrompreis von 210 €/MWh bzw. 21 ct/kWh (mit allen Steuern und Abgaben) sowie ein Industriestrompreis von 90 €/MWh bzw. 9 ct/kWh (mit Steuern und Abgaben, aber ohne Mehrwertsteuer).

Übersicht in Tabelle 1 einen Anhaltspunkt dafür, dass die entsprechenden Strompreissubventionen erst deutlich nach 2010 zum Tragen kommen könnten, wenn zumindest ansatzweise ein Gleichgewicht zwischen der Abschöpfung anfallender Zusatzgewinne und der konkret erfolgenden Strompreissubvention unterstellt wird.

Spürbare Strompreisentlastungen würden sich hier also – immer vorausgesetzt, ein solches Subventionsmodell wäre umsetzbar bzw. umsetzungswürdig – nur dann ergeben, wenn der Kreis der Begünstigten im Bereich der Industrie oder der Privathaushalte sehr stark eingegrenzt würde und auch dann nur für den Zeitraum nach 2010. Alle anderen Abgrenzungsansätze führen – im Zeitraum bis 2010 sogar allen Varianten – zu Strompreisminderungen, die vollständig in der Grauzone von Marktschwankungen untergehen würden, von anderen Preisgestaltungsoptionen der Energieversorger (Stichwort Durchleitungskosten) einmal ganz abgesehen.

5 Zusammenfassung

Ungeachtet aller Fragen, die mit den ursprünglichen Motivationen des deutschen Modells zur Begrenzung der Laufzeiten von KKW zusammenhängen (Sicherheit und Risiko, Entsorgung etc.) wird das vorgeschlagene Modell einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre zu nicht unwesentlichen energiewirtschaftlichen Effekten führen.

Die Effekte von Laufzeitverlängerungen für das künftige Strompreinsniveau sind mit hoher Wahrscheinlichkeit quantitativ gering bzw. im Lichte der anderen Determinanten für die Entwicklung des Kraftwerksparks und des Erzeugungsmix in Deutschland bzw. im europäischen Binnenmarkt für Elektrizität keineswegs richtungssicher zu bewerten. Spekulative und keineswegs richtungssichere Effekte für die Großhandelspreise können damit eher nicht als belastbare Grundlage für ein Laufzeitverlängerungsmodell herangezogen werden.

Eine Ausweitung der Reststrommengen um ca. 90% – im Vergleich zum aktuell nach den Regelungen der AtG 2002 noch verfügbaren Mengen – würde zu einer Verschiebung des Auslaufpfades für die Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2031 führen. Angesichts der Preisbildungsmechanismen auf den liberalisierten Strommärkten würde eine Laufzeitverlängerung für die Betreiber zu Gewinnmitnahmen in der Größenordnung von 66 bis 84 Mrd. € führen (dies entspricht einem Barwert von etwa 20 bis 26 Mrd. €).

Die Gewinnmitnahmen sind dabei einerseits zwischen den unterschiedlichen Betreibern (bzw. Anteilseignern) und andererseits über die Zeit höchst ungleich verteilt. Die größten Mitnahmeneffekte würden bei einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre mit einem Anteil von 42% der gesamten Zusatzgewinne bei E.ON entstehen. Im Zeitraum bis 2010 würde der größte Anteil auf RWE und EnBW entfallen, im Zeitraum 2011 bis 2020 würden die Zusatzgewinne ganz überwiegend bei E.ON realisiert und nach 2020 würde der Anteil von RWE und EnBW wieder erheblich zunehmen.

Die diskutierten Facetten eines Kompensations- bzw. Umverteilungsmodells für etwa die Hälfte der Gewinnmitnahmen ist auch hinsichtlich seiner Effekte und Umsetzungsoptionen problematisch.

- Die Möglichkeit von Preissubventionen für den Strombezug ergibt sich letztlich nur für einen sehr beschränkten Zeitraum von 10 bis 15 Jahren.
- Nach den bisherigen Erfahrungen mit Selbstverpflichtungsmodellen in Deutschland kann hinterfragt werden, ob originäre Umverteilungsfragen wie das vorgeschlagene Modell in solchen Strukturen überhaupt, aber auch in einer längerfristigen Perspektive verlässlich umsetzbar sind.
- Mit dem vorgeschlagenen Umverteilungsmodell wird der Einstieg in ein subventioniertes Marktsegment geschaffen, das auch für viele andere Problemstellungen Begehrlichkeiten wecken wird und letztlich auch die Wiedereinführung der Preisregulierung für bestimmte Marktsegmente hinausläuft. Dies ist ordnungspolitisch hoch problematisch, kann letztlich durchaus zu unabsehbaren Verwerfungen auf den wettbewerblichen Energiemärkten führen und würde die Anpas-

sungsprozesse der entsprechenden Verbrauchssektoren an perspektivisch höhere Preisniveaus durch die Verzerrung des Preissignals erschweren.

- Signifikante Effekte für die Stromerbraucher wird ein solches Umverteilungsmodell – werden alle anderen Bedenken einmal außer Betracht gelassen – nur dann haben können, wenn der Kreis der Begünstigten sehr eng begrenzt wird. Im Zeitraum bis 2010 würden Entlastungseffekte nur im absolut marginalen Bereich auftreten können – sofern von einem Gleichlauf von Zusatzgewinnen und Umverteilungsaktivitäten ausgegangen wird. Bis 2010 bildet das vorgeschlagene Umverteilungsmodell also eher einen Ansatz symbolischer Politik. Aber auch danach müsste das Kompensationsmodell auf die Begünstigung nur weniger Verbrauchergruppen hinauslaufen, wenn Effekte jenseits der ohnehin bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich Preisniveaus und –volatilitäten erzielt werden sollten.
- Es besteht die begründete Vermutung, dass sich das vorgeschlagene Umverteilungsmodell auch vor dem Hintergrund vielfältiger rechtlicher Probleme (Beihilfe-, Binnenmarkt-, Abgabe- und Wettbewerbsrecht) als sehr problematisch erweisen könnte.
- Bei den meisten Umverteilungsmodellen der jüngeren Vergangenheit im Bereich der Stromversorgung hat sich die Kreativität der Marktteilnehmer als größer erwiesen, als dies die Gestalter der entsprechenden Sonderregelungen für spezifische Marktsegmente voraussehen konnten. Ob das vorgeschlagene Umverteilungsmodell den intendierten Zweck erreichen wird, kann vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen durchaus auch bezweifelt werden. Mit einiger Sicherheit kann so vermutet werden, dass das Subventionsmodell im Ergebnis doch im Wesentlichen zu Mitnahmeeffekten auf der Erzeugerseite führt. Dies gilt auch und gerade für den Fall, dass sich ein solches Umverteilungsmodell in der Selbstverwaltung der Wirtschaft umsetzen ließe.

Ein Manager der RWE hat im Kontext der Diskussionen um Gewinnmitnahmen von KKW- und Braunkohlenkraftwerksbetreibern angesichts der gestiegenen Weltmarktpreise für Erdgas und Kohle im Jahr 2004 folgende Einschätzung zu Protokoll gegeben *„Der Vorschlag ..., der Erzeugungsbereich könnte den Vertrieb subventionieren ist rückwärts gewandt und zeugt von einem seltsamen Verständnis von Markt und Wettbewerb“* (Schiffer 2004). Auch auf diese Einschätzung wird bei der Diskussion um KKW-Laufzeitverlängerungen und Kompensationsmodelle für die damit verbundenen Gewinnmitnahmen zurückzukommen sein.

Letztlich bilden die erwartbaren bzw. umsetzbaren Strompreis-Effekte von Laufzeitverlängerungen für die deutschen KKW hinsichtlich ihrer Größenordnung und ihres zeitlichen Rahmens – jenseits aller Risikobewertungen – wohl in keiner Weise eine belastbare Grundlage für eine etwaige Revision des Auslaufpfades bei der Kernenergienutzung in Deutschland.

6 Literatur

- Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (EWI), Energy Environment Forecast Analysis (EEFA) 2005: Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland. Gutachten für den Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI), Köln, Berlin, Oktober 2005.
- Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (EWI), Energy Environment Forecast Analysis (EEFA) 2007: Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Szenariendokumentation. Köln, 23.5.2007.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) 2008: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin, 12.03.2008.
- Öko-Institut 2005: Modelle für Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissenkungen. Kurzanalyse, 5. August 2005.
- Schiffer, H.-W. 2004: Beide Facetten der Marktpreisbildung sehen. Energie & Management, 1. November 2004.