

Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den Gewinnmitnahmen der KKW-Betreiber

Bericht für
Greenpeace Deutschland

Berlin, Oktober 2009

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-30-280 486-80
Fax: +49-30-280 486-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49-61 51-81 91-0
Fax: +49-61 51-81 91-33

Geschäftstelle Freiburg
Merzhauser Str. 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-761-452 95-0
Fax: +49-761-452 95 - 88

www.oeko.de

Zusammenfassung

Eine Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke (KKW) über die mit der Novelle des Atomgesetzes von 2002 (AtG 2002) festgelegten Reststrommengen hinaus führt zu Gewinnmitnahmen der entsprechenden Betreiberunternehmen.

Nachdem Emissionsminderungseffekte durch Laufzeitverlängerungen (wegen der Fixierung der gesamten Treibhausgasemissionen über das Emissionshandelssystem der Europäischen Union) nicht entstehen werden und die Effekte von Laufzeitverlängerungen auf die Strompreise (im Kontext des bestehenden Kraftwerksparks und dessen erwartbarer Entwicklung) entweder nicht oder nur in sehr geringem Umfang entstehen können, kommt – auch und besonders vor dem Hintergrund der gravierenden Risiken der Kernenergie – etwaigen (staatlichen) Abschöpfungen dieser Zusatzgewinne für zukunftsichernde Zwecke eine besondere Bedeutung zu. Die notwendigen Analysen und Bewertungen können dabei nicht auf einer rein qualitativen Ebene erfolgen. Es bedarf vielmehr quantitativer Analysen, um das Potenzial der Abschöpfung hinsichtlich Höhe, Aufkommen über die Zeit und der damit verbundenen Stetigkeit einordnen zu können. Darüber hinaus sind die potenziellen – verteilungsrelevanten – Aufkommensbeiträge der verschiedenen Betreiber von besonderem Interesse.

Untersucht wird eine Verlängerung der Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke um 8 Jahre über die sich aus den Reststrommengen des AtG 2002 ergebenden Abschaltzeitpunkte hinaus. Ohne Verlängerung der Restlaufzeiten würde das letzte deutsche Kernkraftwerk – in Abhängigkeit von der zukünftigen Auslastung der KKW in einem zunehmend durch Windstromeinspeisungen geprägten Stromversorgungssystem – im Zeitraum 2024 bis 2027 außer Betrieb genommen. Mit einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre würde die Außerbetriebnahme des letzten Kernkraftwerks in Deutschland auf den Zeitraum 2032 bis 2037 verschoben. Die insgesamt anfallenden Zusatzgewinne der KKW-Betreiber hängen maßgeblich von den Preisentwicklungen auf den Großhandelsmärkten für Strom ab. Beim Fortbestand des aktuellen Strompreinsniveaus lägen die Gewinnmitnahmen der KKW-Betreiber bei etwa 46 Mrd. €. Werden Erhöhungen der Strompreise in der heute für den Zeithorizont nach 2015 absehbaren Bandbreite berücksichtigt, so ergeben sich Zusatzgewinne von insgesamt 64 Mrd. €. Bei stärker steigenden Steinkohle und –CO₂-Preisen könnten sich die Gewinnmitnahmen auf bis zu 76 Mrd. € erhöhen. Sollten sich die Energie- und CO₂-Preisniveaus von Mitte 2008 wieder einstellen, so würden Gewinnmitnahmen von bis zu 94 Mrd. € entstehen.

Angesichts der bisherigen Ausschöpfung von Reststrommengen entfallen erhebliche Teile (75 bis 80 %) dieser Zusatzgewinne auf den Zeitraum nach 2018, d.h. die Zeit nach der 18. (d.h. nach der nächsten) Legislaturperiode. In der laufenden (17.) Legislaturperiode würden dagegen nur etwa 7 bis 9 % der gesamten Zusatzgewinne anfallen und könnten ggf. abgeschöpft werden. Jahresdurchschnittlich entspricht dies einer Summe von unter 1 Mrd. € (für das kurzfristig erwartbare Preisband). Für die 18. Legislaturperiode liegen die Anteile an den gesamten Zusatzgewinnen mit 11 bis 14 % sowie auch das jahresdurchschnittlichen Aufkommen von 1,2 Mrd. € nur leicht über den für die aktuelle Legislaturperiode ermittelten Werten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung, Hintergrund und methodischer Ansatz	9
2	Mengengerüste für die zukünftige Stromproduktion der deutschen Kernkraftwerke.....	11
2.1	Reststrommengenmodell nach AtG 2002.....	11
2.2	Laufzeitverlängerung der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke um 8 Jahre.....	18
3	Gewinnmitnahmen im Rahmen einer Laufzeitverlängerungen um 8 Jahre	21
3.1	Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom	21
3.2	Abschätzung der Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren	23
4	Literatur	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Stromerzeugung des KKW Neckarwestheim 2, 2007 und 2008	13
Abbildung 2	Stromerzeugung des KKW Grafenrheinfeld, 2007 und 2008	13
Abbildung 3	Stromerzeugung des KKW Brokdorf, 2007 und 2008	14
Abbildung 4	Stromerzeugung des KKW Grohnde, 2007 und 2005	14
Abbildung 5	Stromerzeugung des KKW Unterweser, 2007 und 2008	15
Abbildung 6	Stromerzeugung des KKW Neckarwestheim 1, 2007 und 2008	15
Abbildung 7	Stromproduktion in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, Standardfall für Auslastung der KKW, 1990-2040	17
Abbildung 8	Stromproduktion in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, Variante ohne Auslastungsrückgang, 1990-2040	17
Abbildung 9	Stromproduktion in den deutschen KKW nach einem Reststrommengenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre, Standardvariante für Auslastung der KKW, 1990-2040	19
Abbildung 10	Stromproduktion in den deutschen KKW nach einem Reststrommengenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre, Variante ohne Auslastungsrückgang, 1990-2040	19
Abbildung 11	Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern (durchgerechnet), Standardfall für Auslastung der KKW, 2005-2040	20
Abbildung 12	Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern (durchgerechnet), Variante ohne rückläufige Auslastung der KKW, 2005-2040	20
Abbildung 13	Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung	21
Abbildung 14	Strompreis-Futures für Base-Lieferungen an der EEX sowie CO ₂ - und Steinkohlenpreise als Erklärungsfaktoren, 2003-2009	22
Abbildung 15	Strompreis-Futures für Base-Lieferungen für Deutschland (EEX Leipzig), 2004-2009	23
Abbildung 16	Jährliche und tägliche Gewinne der KKW-Betreiber aus dem Betrieb der KKW bei Marktpreisen im unteren Preisband von 55 bis 70 €/MWh	24

Abbildung 17	Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren bei Marktpreisen von 55 €/MWh, Standardfall der KKW-Auslastung, 2005-2040	27
Abbildung 18	Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren bei Marktpreisen von 80 €/MWh, Standardfall der KKW-Auslastung, 2005-2040	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Standardfall für KKW-Auslastung, unteres Marktpreisband, 2010-2035.....	28
Tabelle 2	Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Standardfall für KKW-Auslastung, oberes Marktpreisband, 2010-2035.....	28
Tabelle 3	Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Variante ohne Rückgang der KKW-Auslastung, unteres Marktpreisband, 2010-2035.....	29
Tabelle 4	Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Variante ohne Rückgang der KKW-Auslastung, oberes Marktpreisband, 2010-2035.....	29

1 Einleitung, Hintergrund und methodischer Ansatz

Die Diskussionen um die Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke (KKW) über die mit der Atomgesetz-Novelle von 2002 (AtG 2002) festgelegten Reststrommengen hinaus konzentrieren sich vor allem auf drei Aspekte.

Postuliert werden erstens Effekte für die CO₂-Treibhausgasemissionen und damit ein Beitrag zum Klimaschutz. Die zweite Erwartung betrifft die Entwicklung der Strompreise, für die bei Laufzeitverlängerungen eine Minderung oder zumindest eine Dämpfung der Strompreise postuliert wird. Das dritte Legitimationsargument betrifft die Abschöpfung der bei Laufzeitverlängerungen unzweifelhaft entstehenden Zusatzgewinne bei den Betreiberunternehmen und deren Verwendung für Zwecke der Zukunftssicherung (Entwicklung erneuerbarer Energien, Unterstützung der Energieeffizienz, Förderung der Forschung, Sanierung des Staatshaushalts etc.).

Da die Nutzung der Kernenergie und damit auch die verlängerte Stromerzeugung aus Kernkraftwerken jedoch auch mit äußerst schwerwiegenden Problemen und Risiken verbunden ist (von Unfällen mit erheblicher Freisetzung von Radioaktivität bis hin zur Proliferations- und Entsorgungsproblematik), ist es unabdingbar, die o.g. Postulate oder Erwartungen daraufhin zu überprüfen, ob sie insgesamt stichhaltig sind bzw. unter welchen Rahmenbedingungen welche Effekte erwartet werden könnten.

Eine eindeutige Situation ergibt sich mit Blick auf den Klimaschutz. Mit Blick auf das EU-Emissionshandelssystem, das mit seinem bis 2020 (und bei genauer Betrachtung des regulatorischen Rahmens sogar darüber hinaus) fixierten Emissionsbudget eine zentrale Säule der EU-Klimaschutzpolitik ist, kann der Längerbetrieb von KKW prinzipiell keine zusätzlichen Emissionsminderungen bewirken. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke würde zwar andere Stromerzeugungsoptionen verdrängen, die insgesamt anfallende Emissionsmenge würde jedoch nicht verringert, da sich für andere Kraftwerke oder andere Quellbereiche höhere Emissionen einstellen würden.

Die Effekte von Laufzeitverlängerungen auf die Strompreisentwicklung sind schwieriger zu bewerten. Eine genauere Analyse der energiewirtschaftlichen Einbettung sowie der entsprechenden Modellierungsarbeiten zeigt jedoch, dass Strompreiseffekte von Laufzeitverlängerungen entweder nicht oder nur in äußerst geringem Ausmaß – und dabei letztlich nicht einmal richtungssicher bewertbar – entstehen würden (Öko-Institut 2009).

Die Frage einer Abschöpfung der Zusatzgewinne der von Laufzeitverlängerungen profitierenden KKW-Betreiber ist unter den drei genannten der komplexeste und am schwierigsten bewertbare Aspekt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass ein Einsatz der abgeschöpften Gewinnmitnahmen für zukunftsichernde Maßnahmen ganz entscheidend von der Höhe der abschöpfbaren Gewinne, deren Stetigkeit und der Verlässlichkeit der Zuflüsse abhängen wird.

Vor diesem Hintergrund wird in den nachfolgend dargestellten Analysen der Frage nachgegangen, in welcher Höhe sich Gewinnmitnahmen der verschiedenen KKW-Betreiber bei Laufzeitverlängerungen einstellen könnten bzw. wie sich diese über die

Zeit entwickeln könnten. Die damit entstehende Datenbasis kann als eine belastbare Grundlage für die notwendigen Diskussionen und Bewertungen dienen.

Die im Folgenden präsentierten Analysen betreffen drei Fragestellungen, die für die Untersuchung der Gewinnmitnahmen behandelt werden müssen:

- In einem ersten Analyseschritt werden die Mengengerüste für das untersuchte Modell der Laufzeitverlängerung spezifiziert. Hierbei ist vor allem von Interesse, wie sich die stromwirtschaftliche Einbettung des Betriebs von KKW zukünftig vollziehen wird. Angesichts der erheblichen Umstrukturierungen des deutschen Stromversorgungssystems wird hier ein Modell-Standardfall, aber auch mit einer Alternativvariante (die etwa den heutigen Stand repräsentiert) betrachtet.
- Für die Frage der Gewinnmitnahmen bildet die Erlössituation der Kernkraftwerke und damit die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom den entscheidenden Parameter. Sinnvollerweise müssen hier angesichts der vielfältigen Unsicherheiten Bandbreiten für die Strompreisentwicklung betrachtet werden.
- Aus einer Verknüpfung dieser beiden Analysen können die Gewinnmitnahmen hinsichtlich ihres zeitlichen Profils, aber auch mit Blick auf die entsprechenden Betreiberunternehmen ermittelt und bewertet werden.

Die Analysen erfolgen mit dem Reststrommengenmodell des Öko-Instituts (v16.1), das eine kraftwerks- und jahresscharfe Analyse von Stromproduktion und Erlössituation ermöglicht. Sie bauen auf frühere Analysen zu ähnlichen Fragestellungen (Öko-Institut 2005+2008) auf, wurden jedoch methodisch und datenseitig erheblich erweitert und aktualisiert.

2 Mengengerüste für die zukünftige Stromproduktion der deutschen Kernkraftwerke

2.1 Reststrommengenmodell nach AtG 2002

Zum 31. Dezember 2008 war die nach AtG 2002 noch verfügbare Reststrommenge für die deutschen Kernkraftwerke (KKW) von 2.623 TWh (Stand 1. Januar 2000) auf 1.241 TWh zurückgegangen, die verbleibende Reststrommenge für den Betrieb von Kernkraftwerken ist nach geltender Rechtslage also auf etwa 47 % des Ausgangswertes 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) ist nach den Vereinbarungen des Atomkonsenses nicht weiterverfolgt worden.

Gleichzeitig ist es seit 2005 für die deutschen KKW als Folge von Sicherheitsproblemen, den Bedingungen auf dem Strommarkt bzw. im Stromsystem und offensichtlich auch anders motivierten (z.B. mit Blick auf das Ende der Legislaturperiode) Einsatzstrategien in erheblichem Umfang zu Produktionsausfällen gekommen. Damit ist die Stromerzeugung in den deutschen Kernkraftwerken ab 2005 in erheblichem Maße zurückgegangen. Während die Jahresproduktion in den deutschen Kernkraftwerken von 1999 bis 2004 in der Summe stets zwischen 155 und 160 TWh lag, ging diese in den Folgejahren auf bis zu 133 TWh (2007) bzw. 141 TWh (2008) zurück, wobei dieser Produktionsrückgang nur zum kleineren Teil auf die Außerbetriebnahme der KKW Stade und Obrigheim zurückzuführen ist.

Für eine Bewertung der Effekte von Laufzeitverlängerungen ist zunächst das Mengengerüst der KKW-Stromerzeugung im Referenzfall (d.h. unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzes- und Marktlage) von Bedeutung. Hierzu bilden zwei Annahmen die entscheidenden Rahmenbedingungen

1. Welche Übertragungen von Reststrommengen zwischen einzelnen Kernkraftwerken werden unterstellt?
2. Wie wird sich – unter Berücksichtigung der verschiedenen Einflussgrößen – die zukünftige Produktion der einzelnen Kernkraftwerke entwickeln?

Hinsichtlich der Übertragung von Reststrommengen werden für den Referenzfall der Analyse die folgenden Annahmen getroffen:

- die verbliebene Reststrommenge des KKW Stade von 4,8 TWh wird auf das KKW Brunsbüttel (gleicher Betreiber) übertragen;
- die Reststrommenge des stillgelegten KKW Mülheim-Kärlich in Höhe von 107 TWh wird auf die KKW Biblis B (21,5 TWh), Gundremmingen B und C (jeweils 29 TWh) sowie das KKW Emsland (19 TWh) übertragen (dies sind nach AtG 2002 die ohne weitere Zustimmungen möglichen Übertragungen innerhalb des RWE-Konzerns).

Hinsichtlich der zukünftigen Einsatzweise der Kernkraftwerke sind zwei weitere Analyseschritte notwendig.

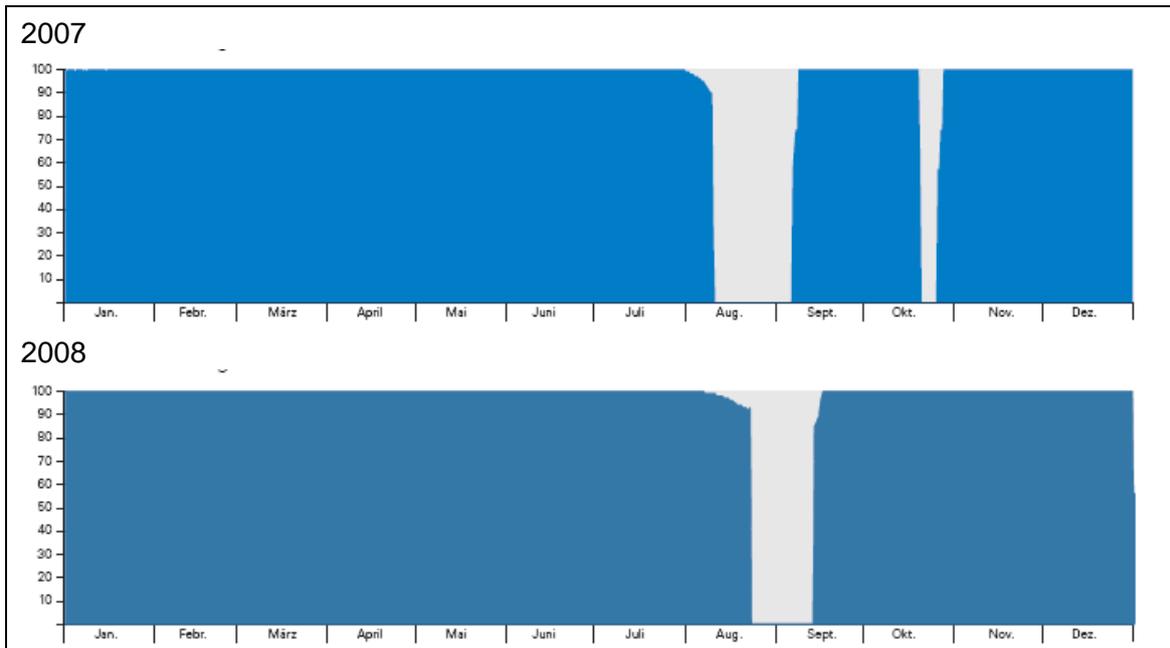
- Erstens müssen repräsentative Auslastungen für die einzelnen Kernkraftwerke definiert werden. Die historischen Produktionswerte sind hier nach der Vielzahl der Sondersituationen in den letzten Jahren nur begrenzt nutzbar, so dass eine Bereinigung der historischen Daten für einen „Normalzustand“ notwendig wird.
- Zweitens müssen die in den nächsten Jahren anstehenden, gravierenden Veränderungen des Stromsystems antizipiert werden, die sich einerseits aus erheblich steigenden Erzeugungsanteilen erneuerbarer Energien und deren Einspeisungscharakteristika ergeben und die andererseits aus der zunehmenden Bedeutung Norddeutschlands für die Stromerzeugung generell resultieren.

Den Ausgangspunkt für eine Einschätzung des letztgenannten Sachverhalts bildet die bisherige Einsatzweise von Kernkraftwerken. Die Abbildung 1 und die Abbildung 2 zeigen die bisherige Grundlastfahrweise von Kernkraftwerken am Beispiel der KKW Neckarwestheim 2 (mit Inbetriebnahme im Jahr 1989 das jüngste deutsche Kraftwerk) und Grafenrheinfeld (Inbetriebnahme 1982) für die Jahre 2007 und 2008. Bis auf die etwa einmonatigen Anlagenstillstände für Revision und Brennstoffbeladungen werden diese Anlagen mit einer durchweg sehr hohen Auslastung betrieben. Kernkraftwerke mit Standorten in Norddeutschland unterliegen – zumindest teilweise – jedoch bereits in den letzten Jahren signifikant anderen Einsatzrestriktionen. Abbildung 3, Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen dies am Beispiel der KKW Brokdorf (Inbetriebnahme 1986), Grohnde (Inbetriebnahme 1985) und Unterweser (Inbetriebnahme 1979). Der Einsatz dieser KKW macht deutlich, dass für den Betrieb dieser Anlagen zunehmend auch die Einspeisung von Windenergie und die entsprechenden Infrastrukturen eine Rolle spielen. Gerade die älteren Anlagen müssen offensichtlich als Folge der Wind-einspeisung bereits heute auch für kurze Zeiträume ihre Stromerzeugung reduzieren, so dass die Anlagenauslastung erkennbar abnimmt.

Dass Kernkraftwerke keineswegs immer mit sehr hohen Jahresauslastungen betrieben werden, zeigt die Abbildung 6. So ist das Kernkraftwerk Neckarwestheim (Inbetriebnahme 1976) ab Mitte 2007 sehr klar im Lastfolgebetrieb gefahren worden. Ob diese Einsatzweise bedingt durch die Rahmenbedingungen des Strommarkts war oder eher aus einer strategisch motivierten Bewirtschaftung der für dieses Kraftwerk verbliebenen Reststrommengen resultierte, ist an dieser Stelle nicht von Belang.

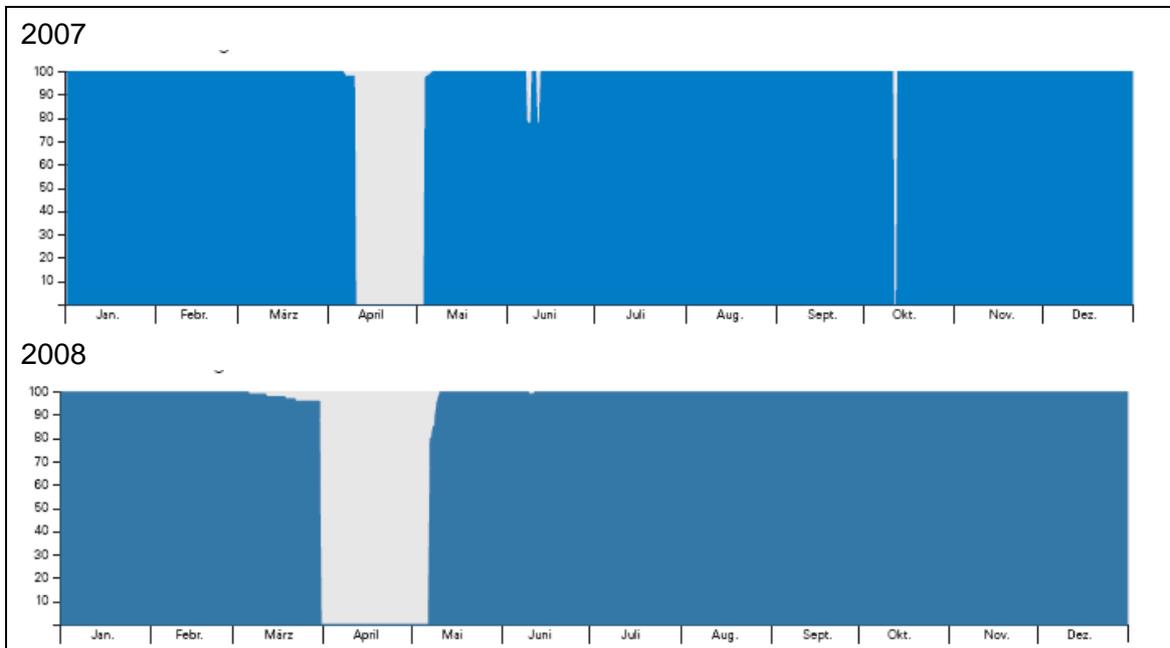
Die Bedeutung der mit der stark zunehmenden Windstromerzeugung v.a. in Norddeutschland entstehenden neuen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Kraftwerken erhöht sich noch weiter durch den regulativen Rahmen für Neubaukraftwerke. Mit der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) haben von 2007 bis 2012 neu in Betrieb genommene (konventionelle) Kraftwerke für 10 Jahre, d.h. bis maximal 2022 einen Anspruch auf bevorzugten Netzzugang, sind also vom Redispatch bei Netzengpässen weitaus weniger betroffen als die KKW der Region.

Abbildung 1 Stromerzeugung des KKW Neckarwestheim 2, 2007 und 2008



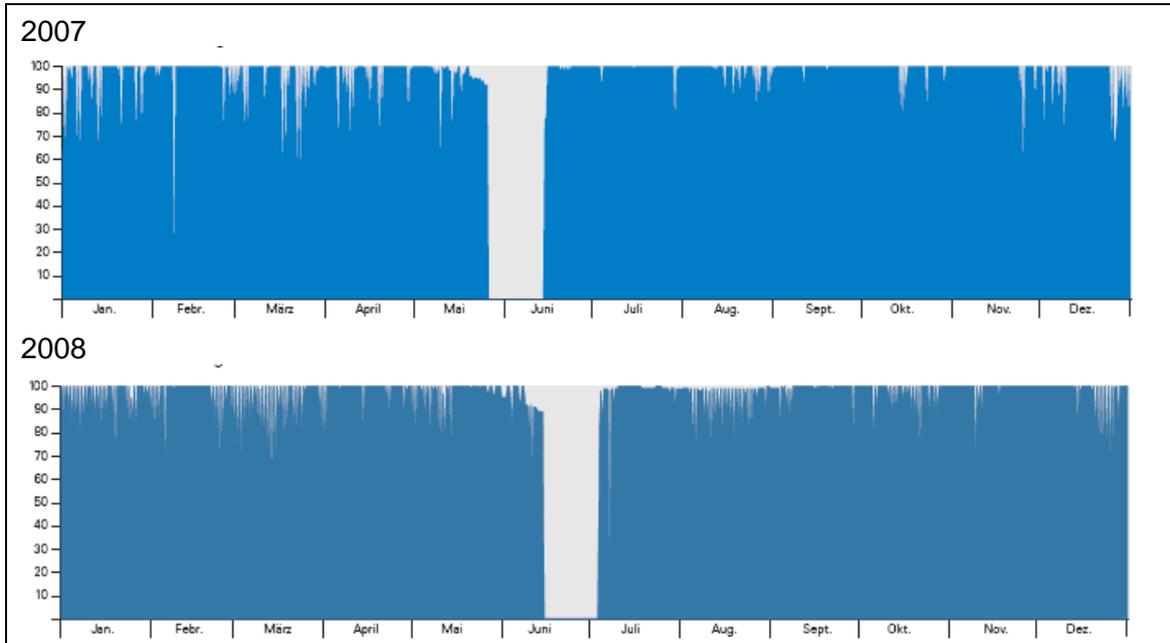
Quelle: Deutsches Atomforum / Informationskreis Kernenergie

Abbildung 2 Stromerzeugung des KKW Grafenrheinfeld, 2007 und 2008



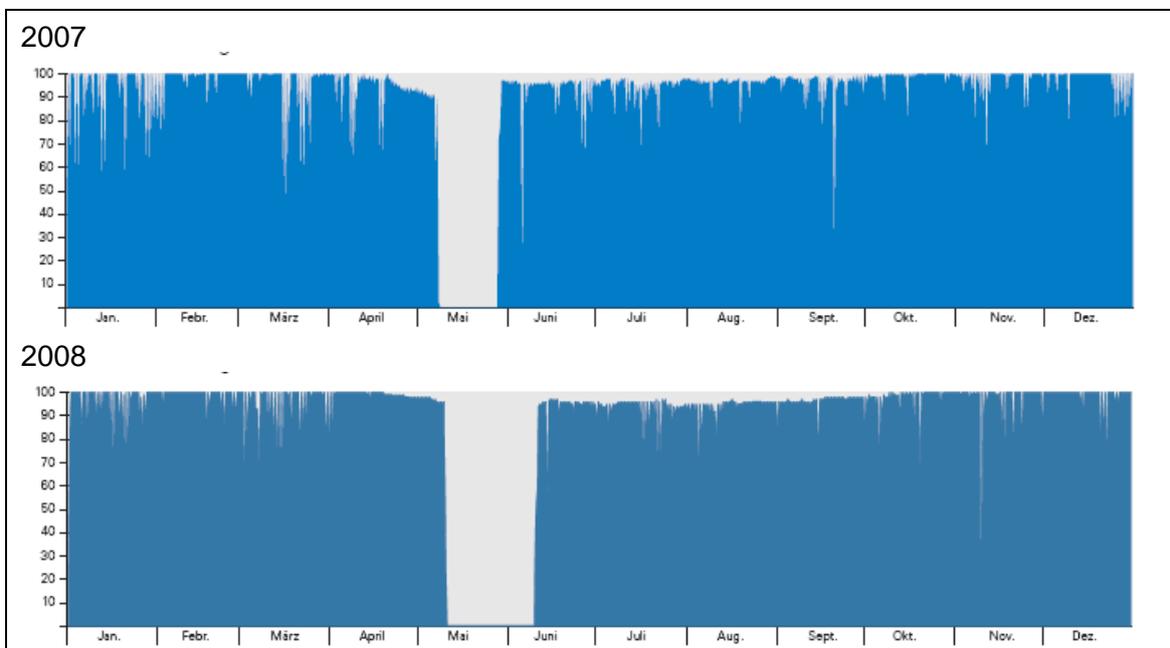
Quelle: Deutsches Atomforum / Informationskreis Kernenergie

Abbildung 3 Stomerzeugung des KKW Brokdorf, 2007 und 2008



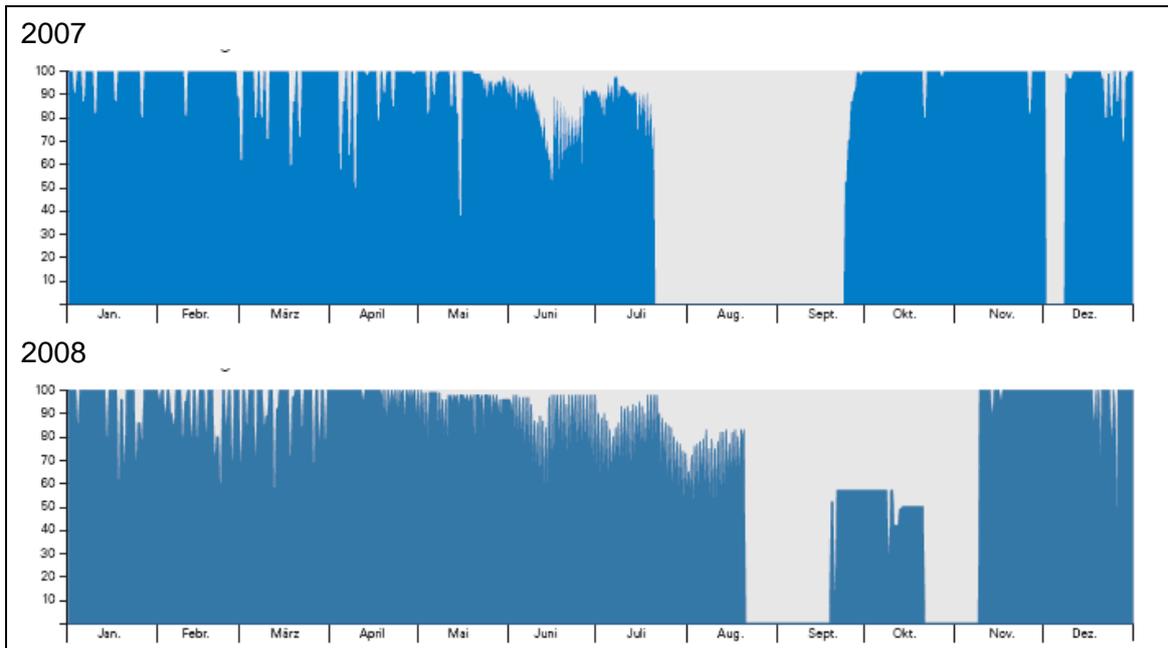
Quelle: Deutsches Atomforum / Informationskreis Kernenergie

Abbildung 4 Stomerzeugung des KKW Grohnde, 2007 und 2005



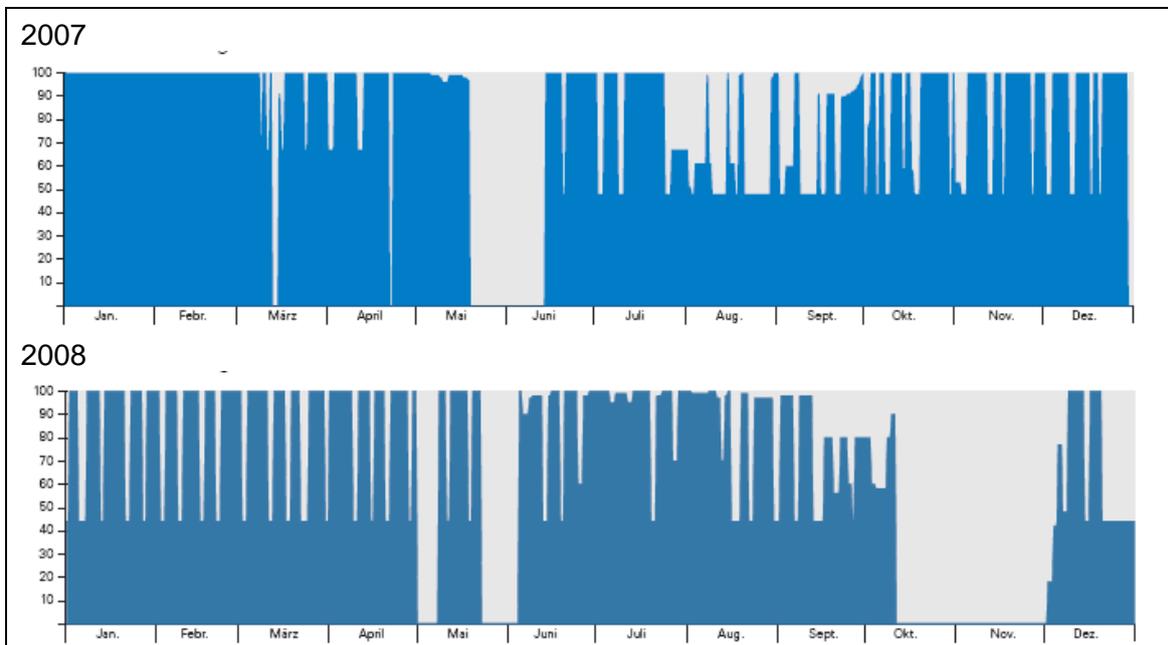
Quelle: Deutsches Atomforum / Informationskreis Kernenergie

Abbildung 5 Stromerzeugung des KKW Unterweser, 2007 und 2008



Quelle: Deutsches Atomforum / Informationskreis Kernenergie

Abbildung 6 Stromerzeugung des KKW Neckarwestheim 1, 2007 und 2008



Quelle: Deutsches Atomforum / Informationskreis Kernenergie

Vor diesem Hintergrund wurden für die Analysen zwei verschiedene Varianten in Ansatz gebracht:

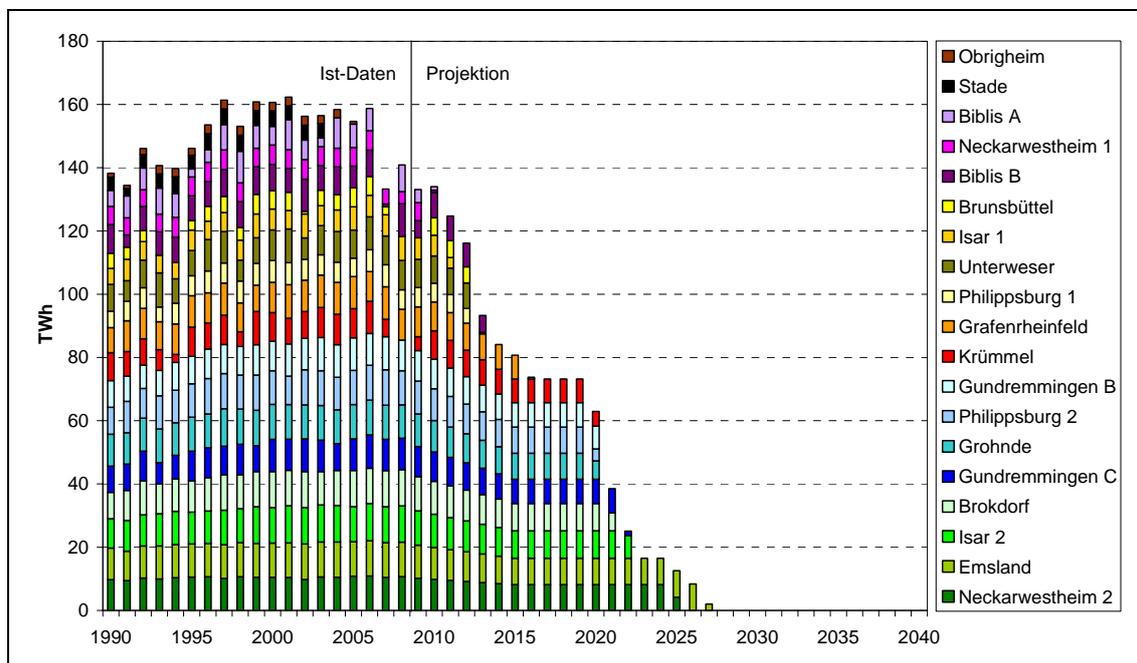
- Die Standardvariante reflektiert einerseits bereinigte Einsatzdauern der deutschen Kernkraftwerke aus der Vergangenheit, aber auch die zukünftig zu erwartende Einsatzcharakteristik der KKW, die sich aus dem ungebrochen starken Ausbau der Windstromerzeugung wie auch der Privilegierung konkurrierender Kraftwerke durch die KraftNAV ergibt. In den nächsten Jahren ergibt sich damit eine rückläufige Auslastung der deutschen KKW (bis zu Kapazitätsausnutzungen in der Größenordnung von 80 % in der nächsten Dekade).¹
- In einer Variante ohne Auslastungsrückgang wird implizit unterstellt, dass es auch längerfristig nicht zu einer systembedingten Minderauslastung der KKW kommt, d.h. dass der Windkraftausbau bzw. die dadurch entstehenden Netzengpässe oder die windkraftbedingten Marktconstellationen (Überangebot von Strom in windstarken Zeiten) nicht in dem Maße zustande kommen wie in der Standardvariante unterstellt. Die zukünftige Jahresauslastung der KKW ergibt sich damit ausschließlich auf Grundlage der um Sondereffekte bereinigten KKW-Produktionsdaten in den letzten Jahren.

Die Abbildung 7 und die Abbildung 8 zeigen die Effekte der o.g. Annahmen in den beiden Varianten. In der Standardvariante geht im Rahmen des derzeit gültigen rechtlichen Rahmens des AtG 2002 das letzte KKW im Jahr 2027 vom Netz. In der Variante ohne Auslastungsrückgang wird das letzte deutsche Kernkraftwerk im Jahr 2024 außer Betrieb genommen. In beiden Varianten wird die gesamte jährliche Netto-Stromerzeugung in Deutschland einen Wert von 140 TWh nicht mehr erreichen, bis zum Jahr 2015 geht die Stromerzeugung der KKW auf 80 bis 90 TWh zurück.

Die in diesem Erzeugungspfad ausfallende Stromerzeugung in deutschen KKW ist für die verschiedenen Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Zeitverlauf sehr unterschiedlich. Bis zum Jahr 2013 werden nach dem Modell des AtG 2002 – durchgerechnet über die Anteilseignerschaft an den einzelnen KKW und für die Standardvariante der Auslastung – vor allem für E.ON (15 TWh), EnBW (10 TWh) und RWE (9 TWh) größere Stromerzeugungsmengen der KKW ausgefallen sein, die Minderproduktion der KKW für Vattenfall beträgt 2013 nur ca. 3 TWh. Bis 2017 erhöht sich vor allem der Produktionsausfall für E.ON (auf 22 TWh) während für die anderen EVU keine zusätzlichen Produktionsausfälle durch Stilllegungen von KKW entstehen. Ab 2020 verstärkt sich der Produktionsrückgang durch die Stilllegung weiterer KKW für alle Betreiber wieder deutlich und erreicht im Jahr 2027 rund 26 TWh für EnBW, etwa 32 TWh für RWE, knapp 51 TWh für E.ON sowie ca. 9 TWh für Vattenfall Europe und ungefähr 4 TWh für andere Anteilseigner.

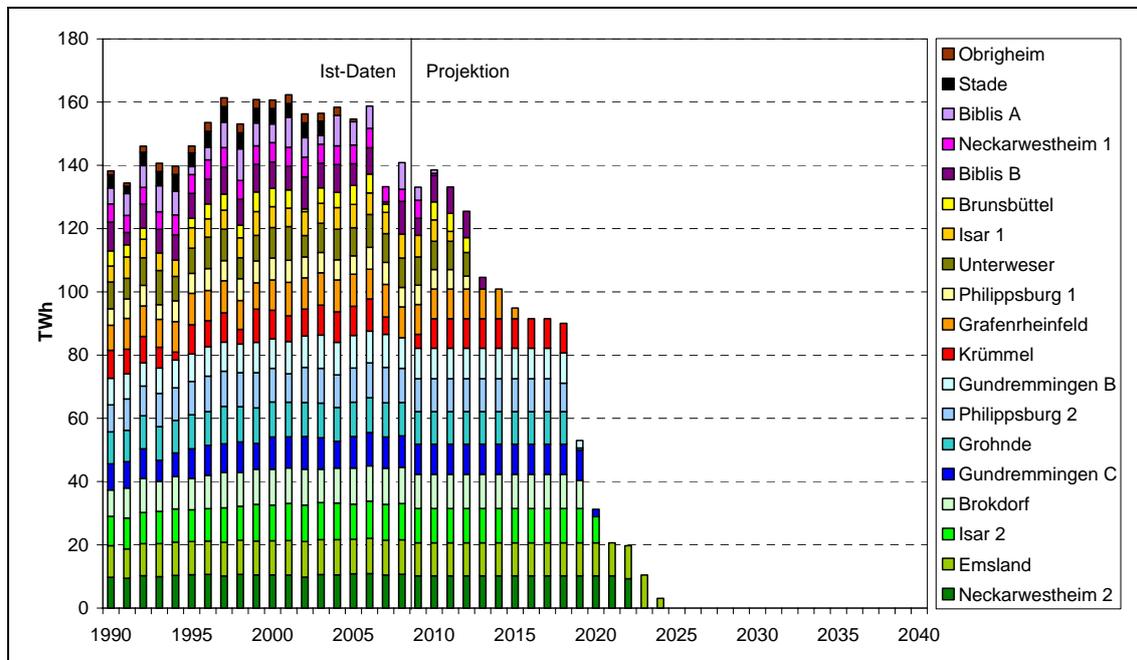
¹ Diese Variante ist die aktuelle Standardvariante im Reststrommengenmodell (v16.1) und im Kraftwerksmodell (ELIAS-MOM) des Öko-Instituts, die auch in anderen aktuellen Analysen (Öko-Institut 2009, Öko-Institut et al. 2009) zu Grunde gelegt wurde.

Abbildung 7 Stromproduktion in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, Standardfall für Auslastung der KKW, 1990-2040



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

Abbildung 8 Stromproduktion in den deutschen KKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, Variante ohne Auslastungsrückgang, 1990-2040



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

2.2 Laufzeitverlängerung der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke 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 1.241 TWh auf etwa 2.459 TWh vergrößern, dies entspricht einer Ausweitung um knapp 100%.

Dabei wurde erstens unterstellt, dass es eine gleichmäßige Erhöhung der Reststrommengen gibt, keine Differenzierung nach Alter, Betreiber, Standort etc. erfolgt und auch keine (im Rahmen einer politischen Einigung mögliche) „vorzeitige“ Schließung spezieller Kernkraftwerke stattfindet.

Zweitens wurde davon ausgegangen, 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 dem KKW Mülheim-Kärlich zugeordneten Reststrommengen in Ansatz gebracht wurde).

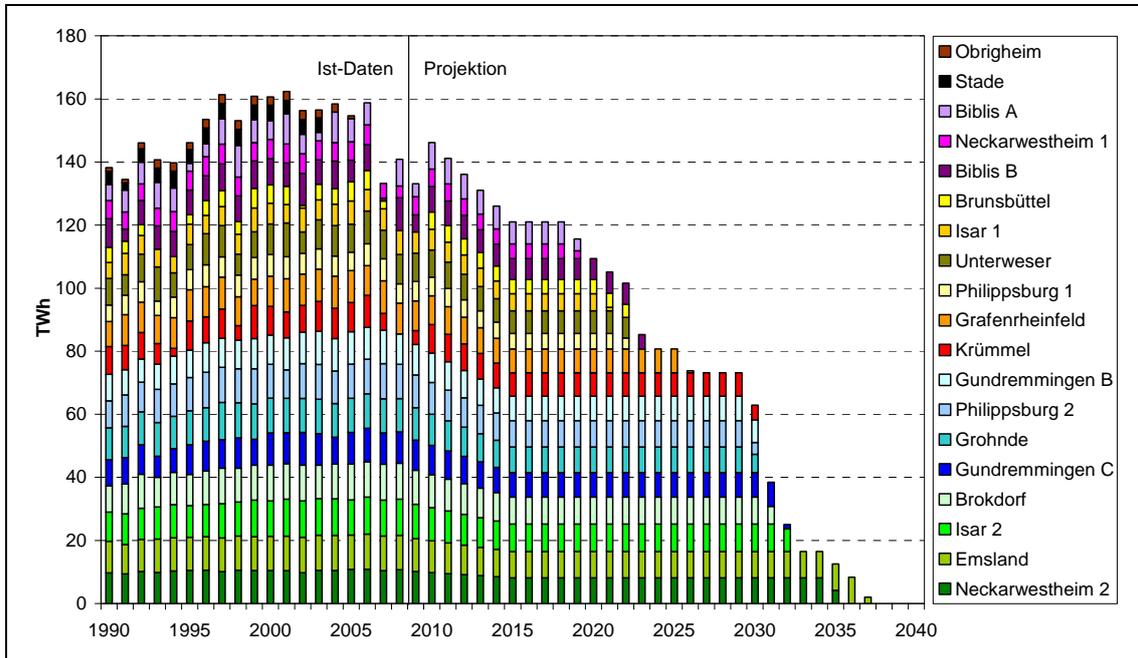
Ohne Berücksichtigung von weiteren Reststrommengenübertragungen ergibt sich das in Abbildung 9 (für die Standardfall der Auslastung) sowie in Abbildung 10 (für die Variante ohne Auslastungsrückgang) gezeigte Bild.

Die Stromerzeugung in KKW würde danach nicht bereits in den Jahren 2027 (Standardfall) bzw. 2024 (Variante ohne Auslastungsrückgang) auslaufen, sondern würde bis zum Jahr 2037 bzw. 2032 gestreckt. Im Zeitraum bis 2020 würde sich die Stromerzeugung aus KKW auf einem Niveau von über 100 TWh bewegen, der Auslaufpfad würde vor allem in der Periode 2020 bis 2025 gestreckt und dann nach 2025 einen hohen Gradienten erreichen.

Vor allem für die zweite Hälfte der nächsten Dekade würde eine zusätzliche Stromerzeugung aus KKW von etwa 45 TWh entstehen, die in der dritten Dekade auf 65 bis 70 TWh (Standardfall für Auslastung) bzw. 80 bis 90 TWh (Variante ohne Auslastungsrückgang) ansteigt und dann relativ schnell wieder zurückgeht.

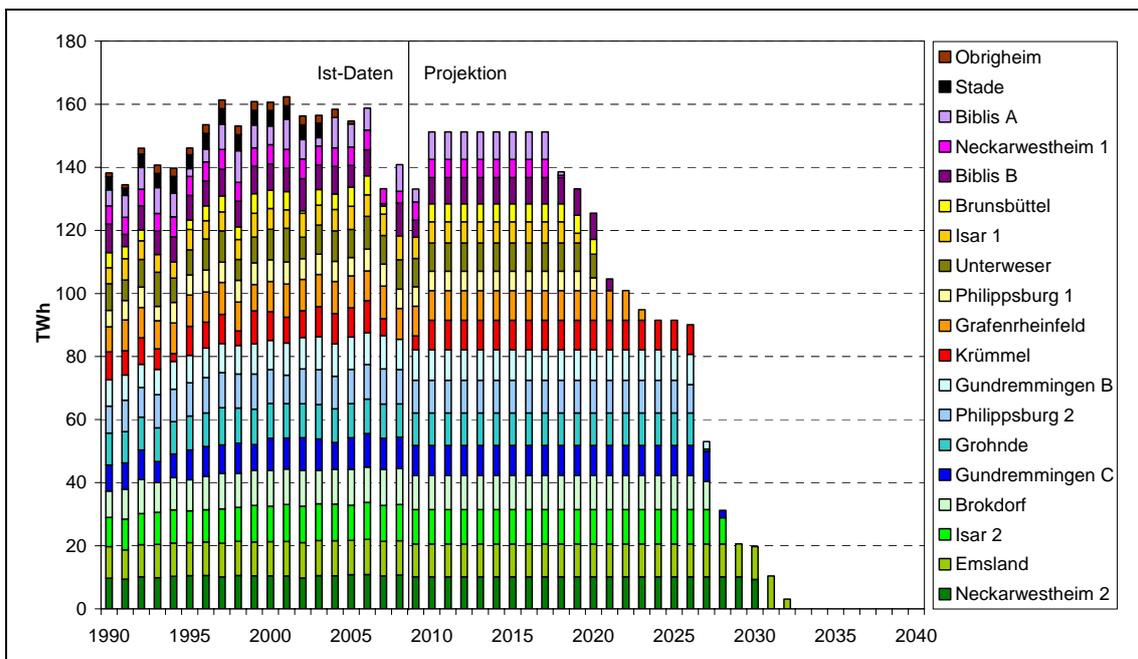
Der im Rahmen einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren entstehende Auslaufpfad würde die Betroffenheit der Unternehmen strukturell nicht, aber im Zeitverlauf erheblich ändern (Abbildung 11 und Abbildung 12). Während in den ersten Jahren eines Laufzeitverlängerungsmodells vor allem RWE und EnBW vom erhöhten Stromaufkommen aus Kernkraftwerken profitieren, entstehen ab 2013 vor allem für E.ON, in geringem Umfang aber auch für Vattenfall Europe zusätzliche Stromerzeugungspotenziale. Erst nach dem Jahr 2020 erhöht sich das zusätzliche Stromerzeugungspotenzial auch wieder für RWE, EnBW und Vattenfall Europe. Gleichwohl bleibt E.ON im Rahmen einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren – über den gesamten Zeitraum gerechnet – der KKW-Betreiber mit den weitaus größten Zugewinnen an Produktionskapazitäten durch einen Längerbetrieb der verschiedenen KKW.

Abbildung 9 Stromproduktion in den deutschen KKW nach einem Reststrommenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre, Standardvariante für Auslastung der KKW, 1990-2040



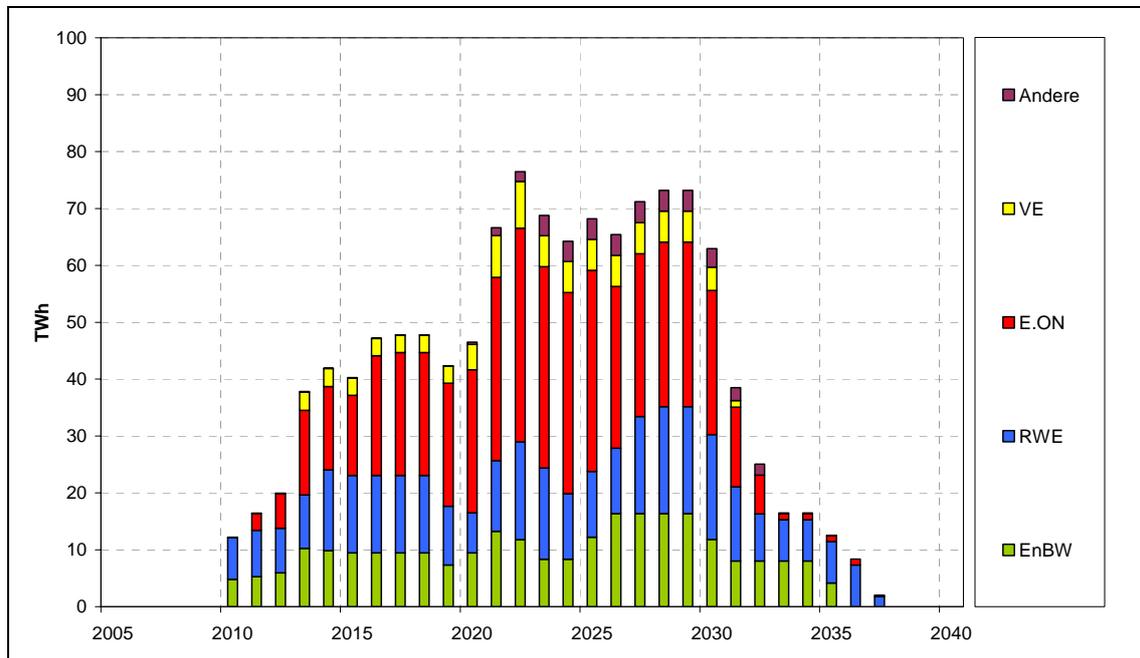
Quellen: IAEA, Deutsches Atomforum, BfS, eigene Berechnungen.

Abbildung 10 Stromproduktion in den deutschen KKW nach einem Reststrommenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre, Variante ohne Auslastungsrückgang, 1990-2040



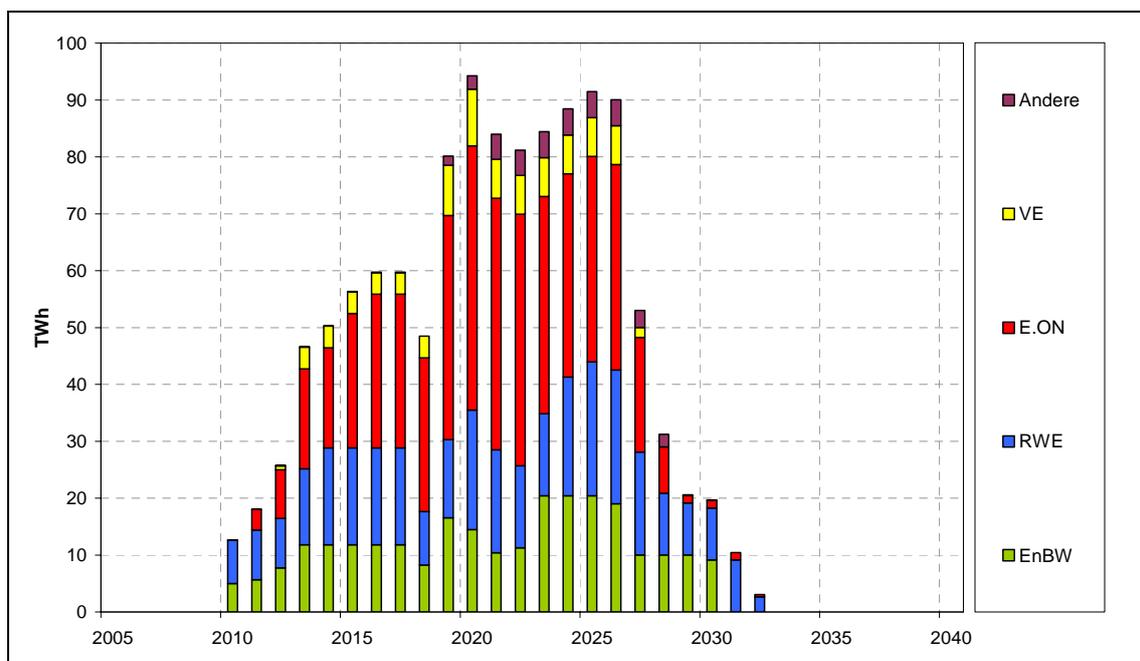
Quellen: IAEA, Deutsches Atomforum, BfS, eigene Berechnungen.

Abbildung 11 Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern (durchgerechnet), Standardfall für Auslastung der KKW, 2005-2040



Quelle: eigene Berechnungen.

Abbildung 12 Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern (durchgerechnet), Variante ohne rückläufige Auslastung der KKW, 2005-2040



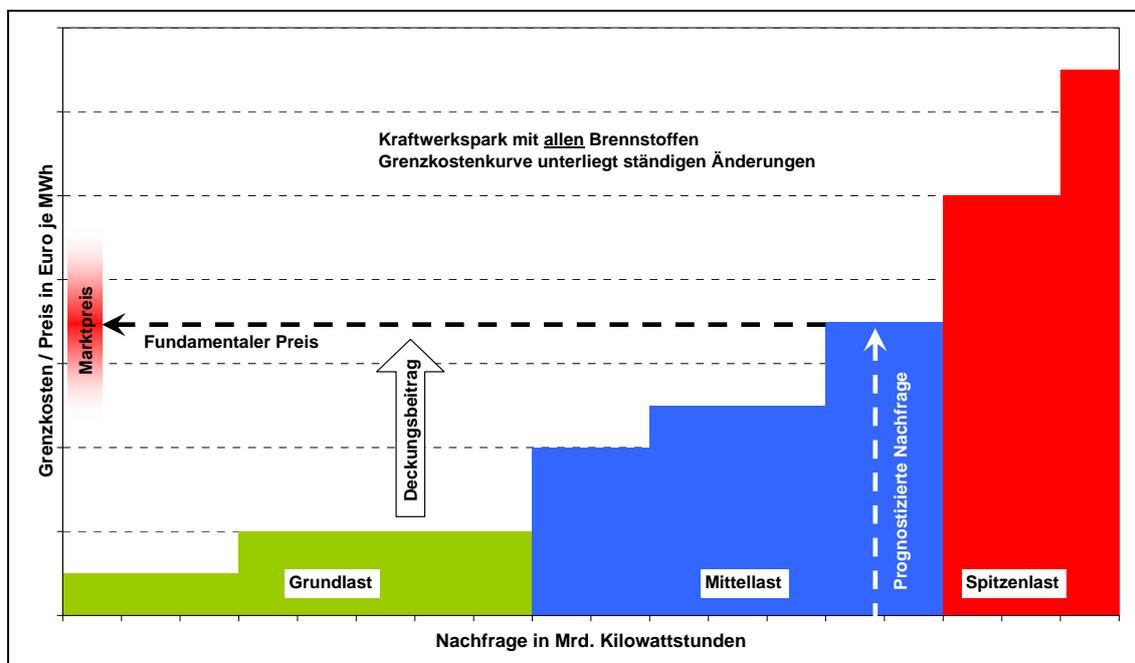
Quelle: eigene Berechnungen.

3 Gewinnmitnahmen im Rahmen einer Laufzeitverlängerungen um 8 Jahre

3.1 Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom

Mit dem Übergang zu liberalisierten Strommärkten bilden sich die Strompreise nach dem Prinzip der Grenzkosten (Abbildung 13). Die Großhandelspreise für Elektrizität richten sich damit nach den kurzfristigen Grenzkosten (im Wesentlichen den Brennstoffkosten) desjenigen Kraftwerks, das zur Deckung des Strombedarfs gerade noch herangezogen werden muss. Diese Grenzkraftwerke sind für Deutschland im Mittel ältere Steinkohlen- oder Erdgaskraftwerke, deren Grenzkosten vor allem von den Preisentwicklungen auf den globalen Energiemärkten sowie den CO₂-Märkten bestimmt werden (Abbildung 14).

Abbildung 13 Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung



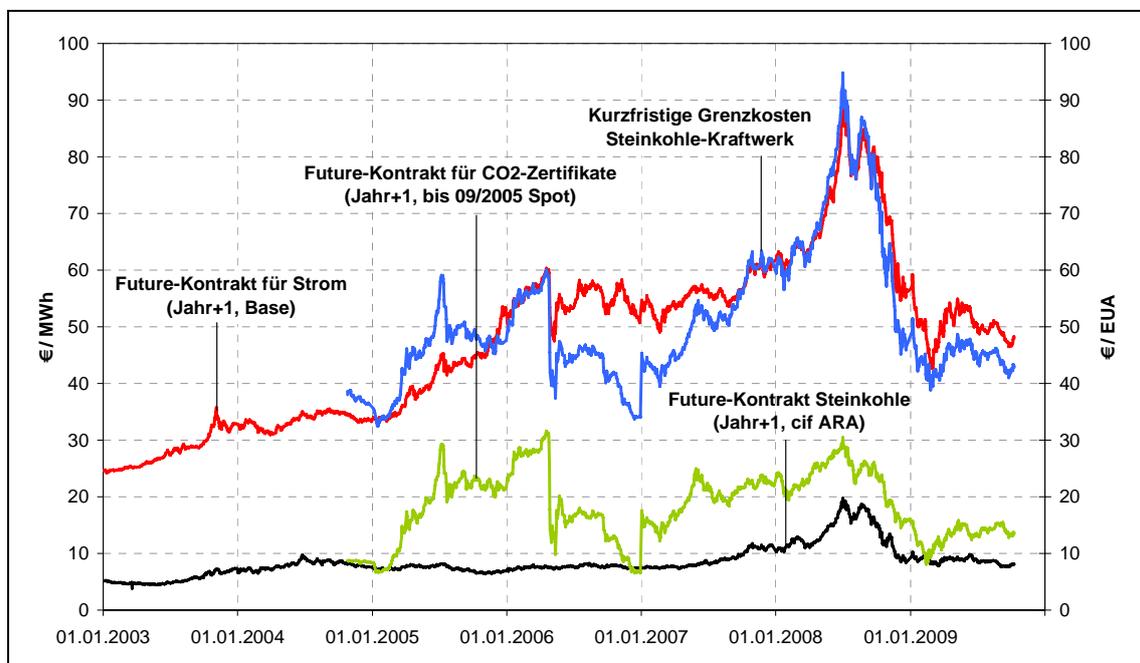
Quelle: Öko-Institut.

Wenn also Kernkraftwerke durch marktgängige Kohle- oder Gaskraftwerke ersetzt werden² oder andere Stromerzeugungsoptionen durch politische Interventionen (Förderung durch EEG etc.) in den Markt gebracht werden, deren Kosten im wettbewerbli-

² 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. Dies bedeutet, dass die Strompreise durch die Abschaltung und den Ersatz der KKW weitgehend unberührt blieben. 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 für 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 14 Strompreis-Futures für Base-Lieferungen an der EEX sowie CO₂- und Steinkohlenpreise als Erklärungsfaktoren, 2003-2009



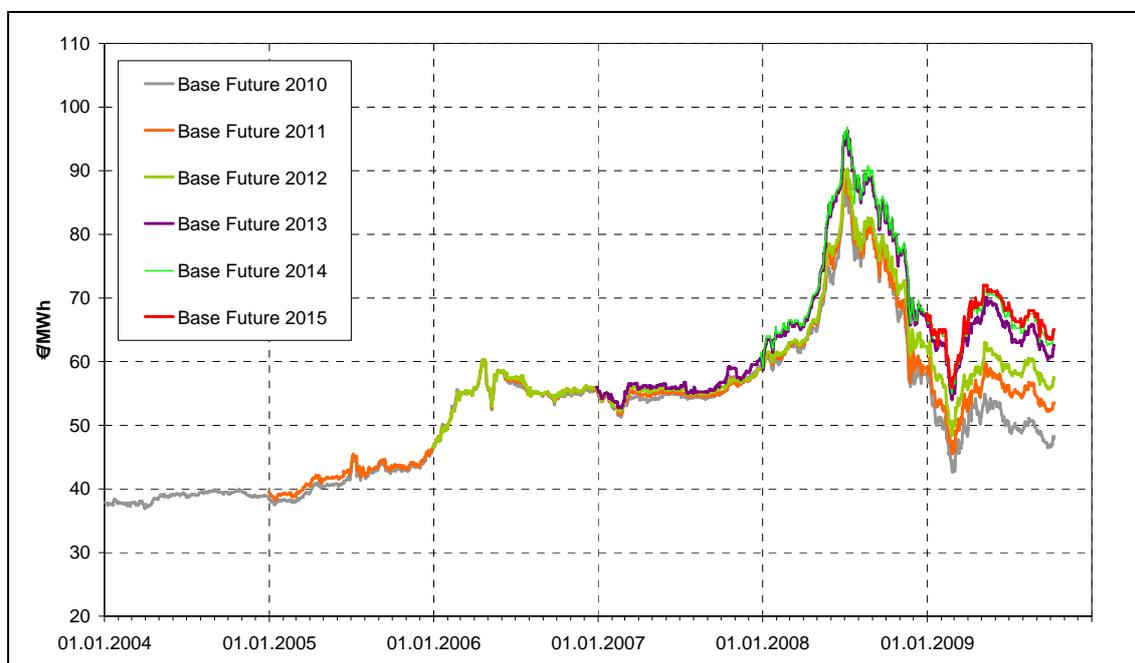
Quellen: EEX European Power Exchange, PointCarbon, McCloskey Coal, Europäische Zentralbank, eigene Berechnungen.

Es kann jedoch festgehalten werden, dass bei einer umfassenden Betrachtung 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. Strompreiseffekte durch den Längerbetrieb von Kernkraftwerken könnten – wenn überhaupt und in welcher Richtung auch immer – nur in sehr geringem Ausmaß entstehen (Öko-Institut 2009). Von Laufzeitverlängerungen würden damit vor allem die KKW-Betreiber profitieren würden, die ohne weitere oder mit nur geringen Investitionen die Differenz zwischen weitgehend unveränderten (hohen) Strompreisen und niedrigen Betriebskosten der Kernkraftwerke als Zusatzgewinne realisieren könnten.

3.2 Abschätzung der Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren

Für die überschlägige Berechnung dieser Zusatzgewinne wird ein grobes Modell herangezogen. Die Futures für Grundlast-Lieferungen (Base) an der Leipziger Strombörse EEX (Base-Futures) waren in den letzten Jahren – vor allem bedingt durch die Entwicklung der CO₂- und Steinkohlenpreise – erheblichen Schwankungen unterworfen (Abbildung 15). Mitte 2008 wurden für ganzjährige (Base-) Lieferkontrakte Preise von bis zu 95 €/MWh gezahlt, während die Base-Preise derzeit in der Größenordnung von 50 €/MWh (für 2010) bis 65 €/MWh (für 2015) liegen.

Abbildung 15 Strompreis-Futures für Base-Lieferungen für Deutschland (EEX Leipzig), 2004-2009



Quellen: EEX European Power Exchange, eigene Berechnungen.

Wird in Betracht gezogen, dass diese Preisniveaus sich auch als Ergebnis der auch weiterhin hohen Unsicherheiten auf den globalen Brennstoffmärkten eingestellt haben³, werden für die folgenden Analysen drei verschiedene Preisbänder untersucht. Als unteres Preisband werden Großhandelspreise von 55 bis 70 €/MWh in Ansatz gebracht, als oberes Preisband die Bandbreite von 65 bis 80 €/MWh. Als Extremwert wird zusätzlich noch ein Preis von 95 €/MWh untersucht, der sich einstellen könnte, wenn

³ 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.

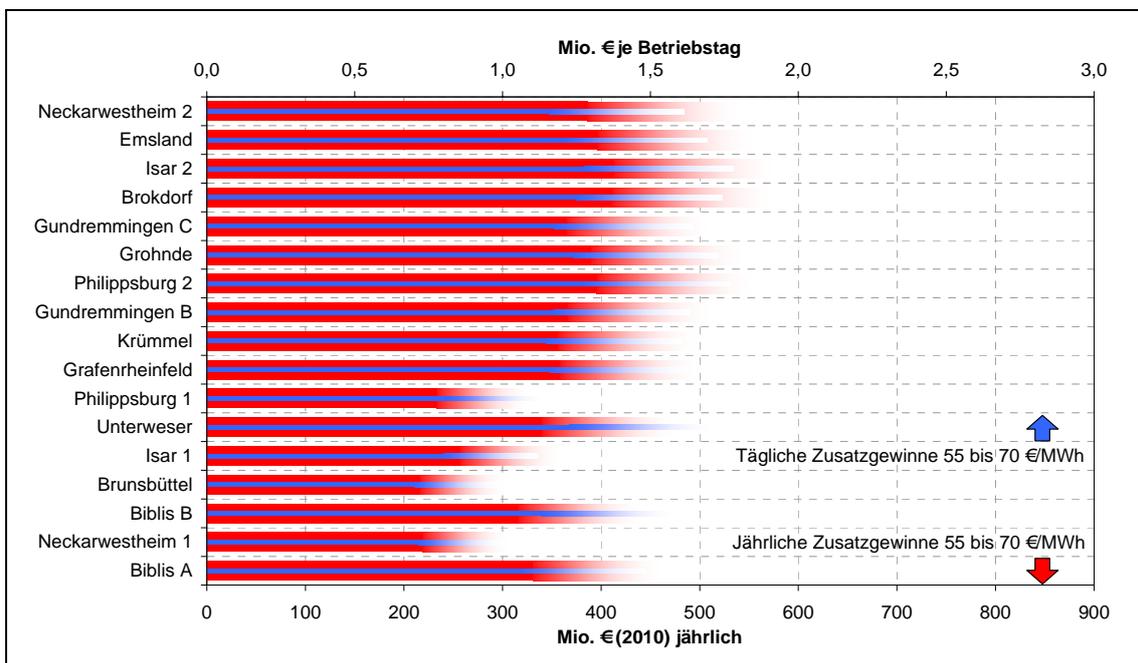
die Öl-, Steinkohle- und CO₂-Zertifikatspreise wieder das Niveau von Mitte 2008 erreichen.

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.

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 38 bis 53 €/MWh im unteren Preisband, 48 €/MWh bis 63 €/MWh im oberen Preisband sowie 78 €/MWh für den o.g. Höchstwert. Bei abgeschriebenen Kraftwerken entspricht dies dem Netto-Gewinn (vor Steuern).

Abbildung 16 Jährliche und tägliche Gewinne der KKW-Betreiber aus dem Betrieb der KKW bei Marktpreisen im unteren Preisband von 55 bis 70 €/MWh



Quelle: eigene Berechnungen.

Die Abbildung 16 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 200 bis 400

Mio. € bei einem Marktpreis von 55 €/MWh; 300 bis 575 Mio. € bei einem Marktpreis von 70 €/MWh, 360 bis 680 Mio. € bei einem Marktpreis von 80 €/MWh bzw. 430 bis 820 Mio. € bei einem Marktpreis von 95 €/MWh.

- für die Summe der gezeigten Anlagen summieren sich die genannten Gewinnspannen – je nach unterstellter Strompreisentwicklung – auf 5,6 bis 7,7 Mrd. € (unteres Preisband), 7,0 bis 9,2 Mrd. € (oberes Preisband) bzw. 11,4 Mrd. € (sehr hoher Preis von 95 €/MWh);
- umgerechnet auf Betriebstage ergeben sich im Mittel aller betrachteten KKW für das untere Preisband Gewinne von 1,1 bis 1,6 Mio. € (wobei die Werte für die einzelnen Anlagen in Abhängigkeit von Strompreis und Stromerlösen von 0,7 bis 1,8 Mio. € täglich reichen), für das obere Preisband von 1,4 bis 1,9 Mio. € (für Einzelanlagen 0,9 bis 2,1 Mio. € täglich) und für den sehr hohen Marktpreis von 95 €/MWh täglich 2,3 Mio. € (für Einzelanlagen 1,4 bis 2,6 Mio. €).

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 Abbildung 17 und Abbildung 18 exemplarisch gezeigten Gesamtergebnisse für die Gewinnmitnahmen für die Marktpreise von 55 bzw. 80 €/MWh.

In den ersten drei Jahren ergeben sich jährliche Gewinnmitnahmen von unter 750 Mio. € (Marktpreis 55 €/MWh) bzw. unter 1,25 Mrd. € (Marktpreis 80 €/MWh). Die Periode von 2014 bis 2020 ist durch Gewinnmitnahmen von jahresdurchschnittlich 1,5 Mrd. € (Marktpreis 55 €/MWh) bzw. etwa 2,5 Mrd. € (Marktpreis 80 €/MWh) gekennzeichnet. Für die Dekade von 2020 bis 2030 ergeben sich jahresdurchschnittliche Zusatzprofite von ca. 2,5 Mrd. € (Marktpreis 55 €/MWh) bzw. 4,25 Mrd. € (Marktpreis 80 €/MWh).

Eine differenzierte Auswertung der Gewinnmitnahmen für die nächsten Jahre (Tabelle 1 bis Tabelle 4) zeigt die summarischen Ergebnisse nach Wahlperioden:

- Für die 17. Wahlperiode (2010 bis 2013) ergeben sich für das untere Preisband Zusatzgewinne von insgesamt 3,3 bis 4,6 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich 0,8 bis 1,1 Mrd. €. Für das obere Preisband resultieren Gewinnmitnahmen von insgesamt 4,1 bis 5,4 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich 1,0 bis 1,4 Mrd. €.
- Für die 18. Wahlperiode (2014 bis 2017) resultieren für das untere Preisband Gewinnmitnahmen von insgesamt 4,9 bis 6,9 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich 1,2 bis 1,7 Mrd. €. Für die Erlössituation im oberen Preisband ergeben sich gesamte Gewinnmitnahmen von 6,2 bis 8,2 Mrd. €, d.h. jahresdurchschnittlich 1,6 bis 2,0 Mrd. €.
- Der größte Teil der Gewinnmitnahmen entfällt auf die Jahre ab 2018. Für das untere Preisband liegen die gesamten Zusatzgewinne hier bei 38 bis 53 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich 2,1 bis 2,9 Mrd. €. Bei Annahme des oberen Preisbandes liegen die Zusatzgewinne insgesamt bei 47 bis 63 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich 2,7 bis 3,5 Mrd. €.

- Insgesamt liegen die Gewinnmitnahmen im Zeitraum, in dem die KKW noch betrieben werden für das untere Preisband bei 46 bis 64 Mrd. € bzw. bei jahresdurchschnittlich 1,8 bis 2,5 Mrd. €. Für das obere Preisband summieren sich die gesamten Zusatzgewinne auf 58 bis 76 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich auf 2,2 bis 2,9 Mrd. €.
- Für den Sonderfall eines (längerfristig) sehr hohen Strompreises von 95 €/MWh ergeben sich Zusatzgewinne von bis zu 94 Mrd. € über den Gesamtzeitraum bzw. für diesen Zeitraum jahresdurchschnittlich rund 3,6 Mrd. €.

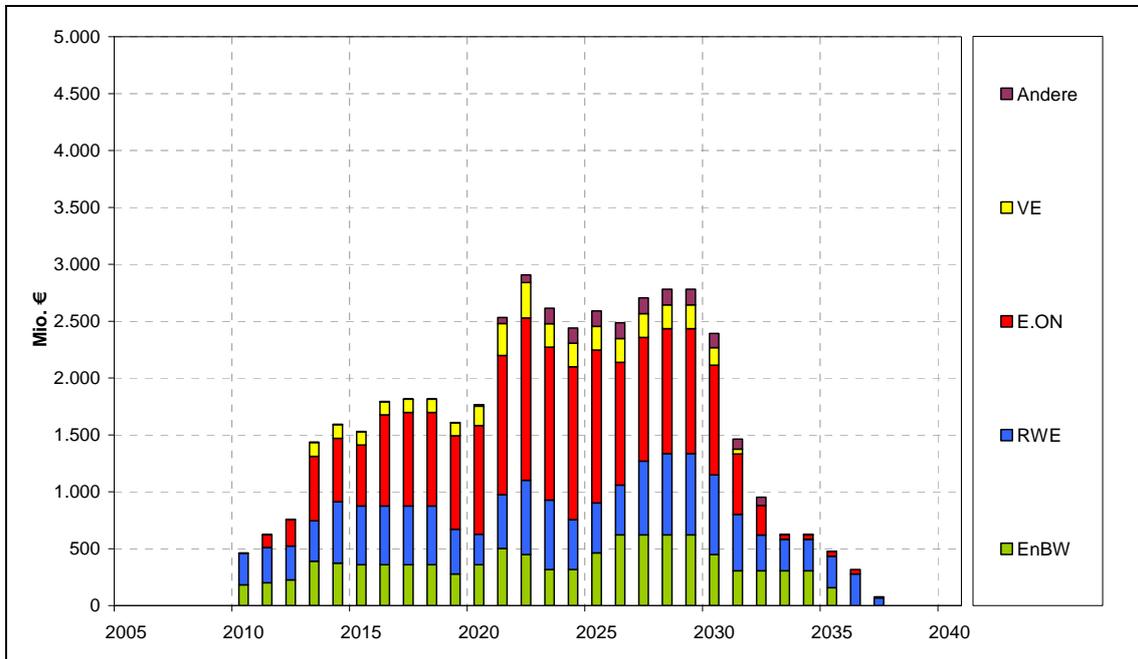
Der Vergleich dieser Ergebnisse für den Standardfall der zukünftigen KKW-Auslastungen mit den Berechnungen für den Fall, dass die Auslastung der Kernkraftwerke in den nächsten Jahren nicht rückläufig ist, erhöhen sich die jahresdurchschnittlichen Gewinnmitnahmen auf kürzere Sicht um ca. 200 bis 400 Mio. € (unteres bzw. oberes Preisband), mit Blick auf den Gesamtzeitraum verändern sich die Gewinnmitnahmen wegen der insgesamt fixierten Reststrommenge nicht.

Die Struktur der Gewinnmitnahmen nach Betreiberunternehmen ist nicht abhängig von den Strompreisniveaus und unterscheidet sich für die unterstellten Varianten der zukünftigen KKW-Auslastung nur wenig. Die Struktur der Gewinnmitnahmen ändert sich aber über den Betrachtungszeitraum erheblich:

- In den Jahren 2010 bis 2013 (17. Wahlperiode) entfallen 29 bis 30 % auf EnBW, 37 bis 38 % auf RWE, 28 bis 29 % auf E.ON und etwa 4 % auf Vattenfall Europe.
- Für den Zeitraum 2014 bis 2017 (18. Wahlperiode) beträgt der Anteil von EnBW an den gesamten Zusatzgewinnen in dieser Periode 21 bis 22 %, für RWE beträgt der Anteil 31 bis 32 %, für E.ON 38 bis 41 % sowie 7 % für Vattenfall Europe.
- Insgesamt würden die Zusatzgewinne einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren zu 20 % bei EnBW, zu 25 % bei RWE, zu 43 % bei E.ON, zu 7 % bei Vattenfall Europe und zu 4 % bei anderen Anteilseignern von Kernkraftwerken anfallen.

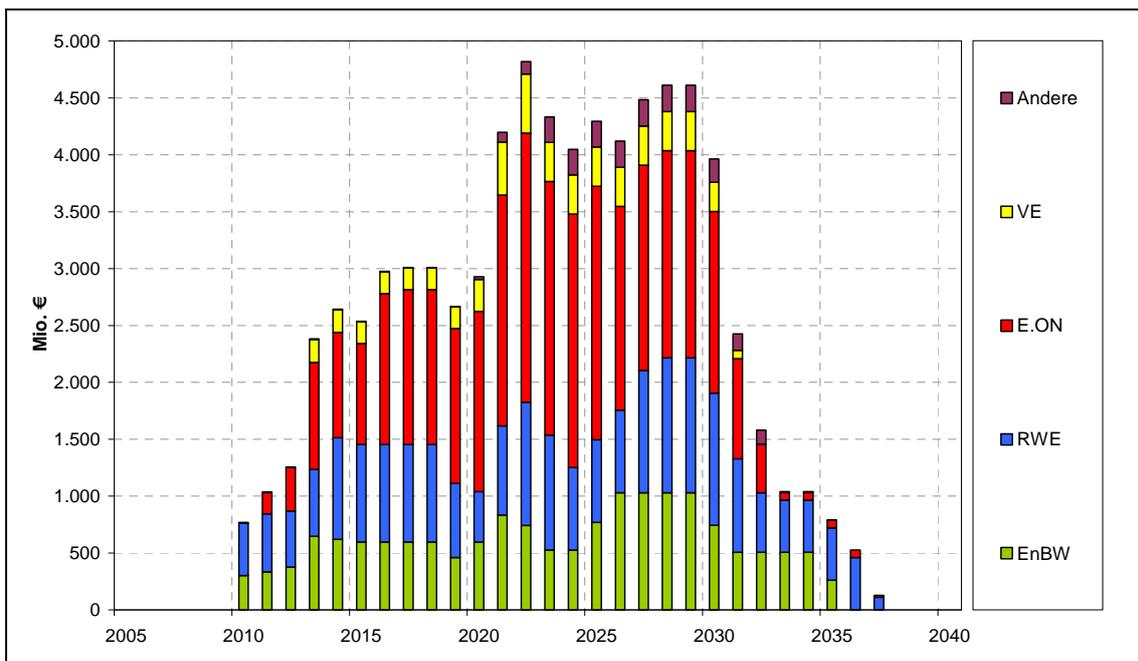
Sowohl das Profil der Gewinnmitnahmen über die Zeit als auch die Struktur der in den jeweiligen Perioden besonders stark profitierenden KKW-Betreiber unterliegen also erheblichen Schwankungen. Abhängig von den Annahmen über die zukünftige Auslastung der Kernkraftwerke entfallen etwa vier Fünftel (Standardfall) bzw. rund drei Viertel (Variante ohne Rückgang der KKW-Auslastung) der Gewinnmitnahmen auf den Zeitraum ab 2018. Werden im Zeitverlauf steigende Strompreisniveaus unterstellt (anstelle der für die hier vorgelegte Analyse in einfacher Näherung unterstellten konstanten Strompreise) so verschieben sich die Zusatzgewinne noch stärker in zukünftige Perioden.

Abbildung 17 Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren bei Marktpreisen von 55 €/MWh, Standardfall der KKW-Auslastung, 2005-2040



Quelle: eigene Berechnungen.

Abbildung 18 Zusatzgewinne der KKW-Betreiber aus einer Laufzeitverlängerung von 8 Jahren bei Marktpreisen von 80 €/MWh, Standardfall der KKW-Auslastung, 2005-2040



Quelle: eigene Berechnungen.

Tabelle 1 Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Standardfall für KKW-Auslastung, unteres Marktpreisband, 2010-2035

	Strompreisniveau 55 €/MWh				Strompreisniveau 70 €/MWh			
	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt
	Mio. €							
EnBW	999	1.093	7.711	9.803	1.393	1.524	10.755	13.673
RWE	1.241	1.573	9.516	12.330	1.731	2.195	13.272	17.197
E.ON	909	1.892	16.387	19.189	1.269	2.639	22.856	26.764
Vattenfall Europe	122	351	2.760	3.233	170	490	3.850	4.509
Andere	12	8	1.399	1.418	16	11	1.951	1.978
Summe	3.282	4.918	37.773	45.973	4.578	6.859	52.683	64.121
<i>jahresdurchschnittlich</i>	821	1.229	2.099	1.768	1.145	1.715	2.927	2.466
EnBW	30%	22%	20%	21%	30%	22%	20%	21%
RWE	38%	32%	25%	27%	38%	32%	25%	27%
E.ON	28%	38%	43%	42%	28%	38%	43%	42%
Vattenfall Europe	4%	7%	7%	7%	4%	7%	7%	7%
Andere	0%	0%	4%	3%	0%	0%	4%	3%
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Anmerkungen:	Berechnet nach Anteilseignerschaft an den unterschiedlichen KKW; Annahme für Betriebskosten 17 €/MWh; Betrachtungshorizont für die Ermittlung der jahresdurchschnittlichen Werte bis 2035							

Quelle: eigene Berechnungen.

Tabelle 2 Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Standardfall für KKW-Auslastung, oberes Marktpreisband, 2010-2035

	Strompreisniveau 65 €/MWh				Strompreisniveau 80 €/MWh			
	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt
	Mio. €							
EnBW	1.262	1.381	9.741	12.383	1.656	1.812	12.785	16.253
RWE	1.567	1.987	12.020	15.575	2.057	2.609	15.776	20.442
E.ON	1.149	2.390	20.700	24.239	1.508	3.137	27.168	31.813
Vattenfall Europe	154	444	3.487	4.084	202	582	4.576	5.360
Andere	15	10	1.767	1.792	19	13	2.319	2.351
Summe	4.146	6.212	47.713	58.072	5.442	8.153	62.624	76.219
<i>jahresdurchschnittlich</i>	1.037	1.553	2.651	2.234	1.361	2.038	3.479	2.932
EnBW	30%	22%	20%	21%	30%	22%	20%	21%
RWE	38%	32%	25%	27%	38%	32%	25%	27%
E.ON	28%	38%	43%	42%	28%	38%	43%	42%
Vattenfall Europe	4%	7%	7%	7%	4%	7%	7%	7%
Andere	0%	0%	4%	3%	0%	0%	4%	3%
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Anmerkungen:	Berechnet nach Anteilseignerschaft an den unterschiedlichen KKW; Annahme für Betriebskosten 17 €/MWh; Betrachtungshorizont für die Ermittlung der jahresdurchschnittlichen Werte bis 2035							

Quelle: eigene Berechnungen.

Tabelle 3 Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Variante ohne Rückgang der KKW-Auslastung, unteres Marktpreisband, 2010-2035

	Strompreisniveau 55 €/MWh				Strompreisniveau 70 €/MWh			
	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt
	Mio. €							
EnBW	1.149	1.347	7.307	9.803	1.602	1.879	10.192	13.673
RWE	1.456	1.940	8.934	12.330	2.031	2.706	12.460	17.197
E.ON	1.132	2.593	15.464	19.189	1.580	3.617	21.568	26.764
Vattenfall Europe	170	433	2.630	3.233	237	604	3.668	4.509
Andere	13	10	1.396	1.418	18	14	1.947	1.978
Summe	3.920	6.323	35.730	45.973	5.467	8.819	49.834	64.121
<i>jahresdurchschnittlich</i>	<i>980</i>	<i>1.581</i>	<i>1.985</i>	<i>1.768</i>	<i>1.367</i>	<i>2.205</i>	<i>2.769</i>	<i>2.466</i>
EnBW	29%	21%	20%	21%	29%	21%	20%	21%
RWE	37%	31%	25%	27%	37%	31%	25%	27%
E.ON	29%	41%	43%	42%	29%	41%	43%	42%
Vattenfall Europe	4%	7%	7%	7%	4%	7%	7%	7%
Andere	0%	0%	4%	3%	0%	0%	4%	3%
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Anmerkungen:	Berechnet nach Anteilseignerschaft an den unterschiedlichen KKW; Annahme für Betriebskosten 17 €/MWh; Betrachtungshorizont für die Ermittlung der jahresdurchschnittlichen Werte bis 2035							

Quelle: eigene Berechnungen.

Tabelle 4 Zusatzgewinne für ein Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren, Variante ohne Rückgang der KKW-Auslastung, oberes Marktpreisband, 2010-2035

	Strompreisniveau 65 €/MWh				Strompreisniveau 80 €/MWh			
	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt	2010-2013	2014-2017	ab 2018	gesamt
	Mio. €							
EnBW	1.451	1.702	9.230	12.383	1.904	2.234	12.115	16.253
RWE	1.840	2.450	11.285	15.575	2.415	3.216	14.811	20.442
E.ON	1.431	3.275	19.533	24.239	1.878	4.299	25.637	31.813
Vattenfall Europe	214	547	3.322	4.084	281	718	4.361	5.360
Andere	16	12	1.763	1.792	21	16	2.314	2.351
Summe	4.951	7.987	45.133	58.072	6.499	10.483	59.237	76.219
<i>jahresdurchschnittlich</i>	<i>1.238</i>	<i>1.997</i>	<i>2.507</i>	<i>2.234</i>	<i>1.625</i>	<i>2.621</i>	<i>3.291</i>	<i>2.932</i>
EnBW	29%	21%	20%	21%	29%	21%	20%	21%
RWE	37%	31%	25%	27%	37%	31%	25%	27%
E.ON	29%	41%	43%	42%	29%	41%	43%	42%
Vattenfall Europe	4%	7%	7%	7%	4%	7%	7%	7%
Andere	0%	0%	4%	3%	0%	0%	4%	3%
Summe	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Anmerkungen:	Berechnet nach Anteilseignerschaft an den unterschiedlichen KKW; Annahme für Betriebskosten 17 €/MWh; Betrachtungshorizont für die Ermittlung der jahresdurchschnittlichen Werte bis 2035							

Quelle: eigene Berechnungen.

4 Literatur

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA) 2007: Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Szenariendokumentation. Köln, 23.5.2007.

Öko-Institut 2005: Modelle für Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissenkungen. Kurzanalyse, Berlin, 5. August 2005.

Öko-Institut 2008: Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissubventionen. Kurzanalyse, Berlin, 7. Juli 2008.

Öko-Institut 2009: Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten. Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Juni 2009.

Öko-Institut, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (FzJ-STE), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI), Dr. Ziesing 2009: Politikszenerarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Endbericht zum Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FKZ 306 16 025 für das Umweltbundesamt (UBA). Berlin/Karlsruhe/Jülich, Oktober 2009.

Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) 2007: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (Inklusive Anhang 2 %-Variante). Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln, 1. November 2007.

Verwendete Datenbasen

Bundesamt für Strahlenschutz (BfS): Erzeugte Elektrizitätsmengen (netto) der deutschen Kernkraftwerke, Übertragung von Produktionsrechten und Erfassung der Reststrommengen, Bekanntmachungen gemäß § 7 Abs.1c Satz 4 AtG

European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Leipzig.

Deutsches Atomforum/Informationskreis Kernenergie: Kernenergie in Deutschland / Kernkraftwerke in Deutschland, Jahresberichte (ab Ausgabe 2007 Sonderausgabe von atw – International Journal for Nuclear Power)

International Atomic Energy Agency (IAEA): Power Reactor Information System (PRIS). Vienna.