

Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte

Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland

Berlin, März 2011

Dr. Felix Chr. Matthes

Ralph O. Harthan

Charlotte Loreck

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
D-10179 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

Geschäftsstelle Freiburg

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

www.oeko.de

Zusammenfassung

Die Bundesregierung hat am 14. März 2011 angekündigt, die deutschen Kernkraftwerke im Lichte der aktuellen Ereignisse in Japan einer intensiven Sicherheitsprüfung zu unterziehen und in diesem Kontext auch die sieben ältesten Kernkraftwerke zumindest zeitweise außer Betrieb zu nehmen. Damit stellt sich die Herausforderung, ein sehr kurzfristiges Auslaufen der deutschen Kernkraftwerke mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und –qualität sowie hinsichtlich der Effekte für Strom- und CO₂-Zertifikatspreise näher zu analysieren.

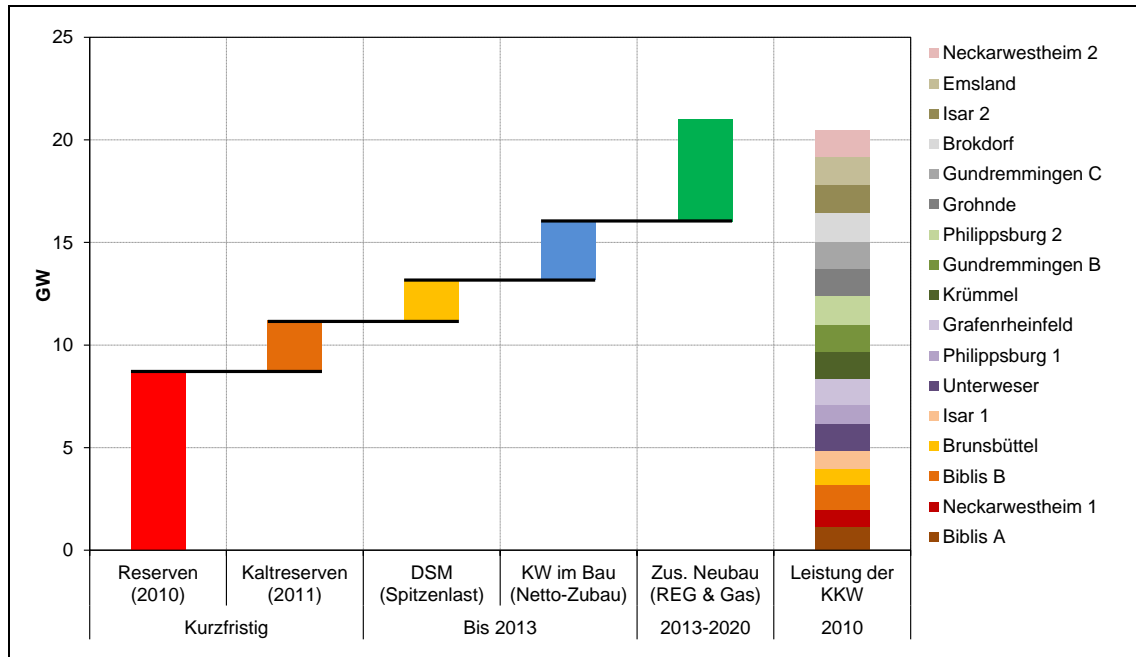
Mit Blick auf die Außerbetriebnahme der sieben ältesten Kraftwerke ist zunächst festzuhalten, dass der deutsche Strommarkt auf die vergleichsweise schnelle Stilllegung der sieben ältesten KWK in naher Zukunft weitgehend vorbereitet war und schon aus diesem Grund aus der kurzfristigen Stilllegung dieser Anlagen keine signifikanten Probleme hinsichtlich Versorgungssicherheit oder Preisverwerfungen zu erwarten waren bzw. sind.

In jeweils konservativer Annahme können nach den vorstehenden Analysen und Abschätzungen die folgenden Möglichkeiten zur alternativen Lastdeckung für verschiedene Zeithorizonte erschlossen werden:

- Im derzeit betriebenen Kraftwerkspark sind – unter Berücksichtigung aller Nichtverfügbarkeiten und der notwendigen Reservekapazitäten – für den Fall der Abschaltung von Kernkraftwerken noch Kapazitäten von mindestens 8.700 MW verfügbar.
- Aus der Kaltreserve können deutschlandweit Kraftwerkskapazitäten von etwa 2.500 MW im Verlauf einiger Wochen bzw. Monate für die Stromproduktion verfügbar gemacht werden.
- Im Verlauf von ein bis zwei Jahren sollten in konservativer Schätzung nachfragegeseitige Potenziale zur Spitzenlastreduzierung (in weniger als 50 Stunden des Jahres) von mindestens 2.000 MW erschlossen werden können.
- Bis zum Jahr 2013 werden erhebliche Kraftwerkskapazitäten in Betrieb gehen, die sich derzeit im Bau befinden und deren Fertigstellung als gesichert angesehen werden kann. Im Saldo mit den mit hoher Wahrscheinlichkeit vom Netz gehenden fossilen Kraftwerkskapazitäten werden mindestens zusätzliche Erzeugungskapazitäten von etwa 2.800 MW für die Bedarfsdeckung ab 2013 zur Verfügung stehen.
- Für den Zeitraum bis 2020, vor allem in der Periode 2015 bis 2020, ist die Errichtung von bis zu 5.000 MW zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten vorstellbar (Ausbau der Biomasseverstromung, dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, sonstige Gaskraftwerke).

Insgesamt könnten mit den hier analysierten Maßnahmen Kraftwerkskapazitäten von insgesamt 21.000 MW substituiert werden, also etwas mehr als die installierte Nettoleistung der heute am Netz befindlichen Kernkraftwerke von insgesamt 20.500 MW.

Abbildung Z1 Zusammenstellung der Beiträge zum kurzfristigen Ersatz der deutschen Kernkraftwerke, 2011-2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Damit könnte sich ein beschleunigter Auslaufpfad für die deutschen Kernkraftwerke wie folgt gestalten lassen:

- Sehr kurzfristige Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke sowie des derzeit nicht betriebenen KKW Krümmel, ermöglicht durch die vorhandenen Reserven des Systems.
- Sehr kurzfristige Stilllegung von zwei weiteren KKW-Blöcken im Zuge der Aktivierung der Kaltreserven im deutschen Stromversorgungssystem.
- Stilllegung von vier weiteren KKW-Blöcken bis 2013 in Kombination mit Lastmanagement-Maßnahmen sowie der zusätzlichen Kapazitäten derzeit im Bau befindlicher und mit hoher Sicherheit ans Netz gehender Neubauprojekte.
- Stilllegung von drei weiteren KKW-Blöcken im zweiten oder ggf. dritten Drittel dieser Dekade, leistungsseitig kompensiert durch gesicherte Leistung von Neubauprojekten im Bereich Biomasse, KWK-Anlagen sowie anderen Erdgas-Kraftwerken.

Eine Kurzanalyse der Strom- und CO₂-Preiseffekte nach der Ankündigung der Bundesregierung, etwa 40% der deutschen Kernkraftwerkskapazität kurzfristig vom Netz zu nehmen, zeigt deutlich erkennbare Preiseffekte dieser Ankündigung. Bereits am zweiten Handelstag nach der Ankündigung lassen sich jedoch auch wieder durchgängig rückläufige Preiseffekte identifizieren. Insgesamt lässt die Größenordnung der beobachteten Markteffekte den Schluss zu, dass die Preisänderungen sowohl auf den Strom- als auch den CO₂-Märkten sehr begrenzt sind und letztlich in der Bandbreite der Preisschwankungen der letzten Monate und Jahre liegen.

Insgesamt wäre mit den hier skizzierten Optionen unter Wahrung eines sehr hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und –qualität sowie bei akzeptablen Kosten ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie umzusetzen, in dem das letzte deutsche KKW zwischen 2015 und 2020 abgeschaltet werden könnte.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Fragestellung	9
2	Auslaufpfad für die deutschen Kernkraftwerke vor und nach der Laufzeitverlängerung	10
3	Optionen für die Lastdeckung im Falle einer schnellen Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke	13
3.1	Reserven des bestehenden Kraftwerksparks.....	13
3.1.1	<i>Vorbemerkung</i>	<i>13</i>
3.1.2	<i>Kraftwerkskapazitäten in Betrieb</i>	<i>13</i>
3.1.3	<i>Kraftwerkskapazitäten in Kaltreserve</i>	<i>16</i>
3.1.4	<i>Bestehende Reserven insgesamt.....</i>	<i>17</i>
3.2	Potenziale des Lastmanagements	18
3.3	In Bau befindliche Kraftwerke und zu erwartende Stilllegungen	19
3.4	Kurzfristige Neuinvestitionen.....	21
3.5	Zwischenfazit	23
4	Preiseffekte einer kurzfristigen Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke	25
4.1	Strompreise.....	25
4.2	Preise von CO ₂ -Emissionsberechtigungen	27
5	Klimaeffekte einer kurzfristigen Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke	28
6	Schlussfolgerungen	30
7	Literatur	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Netto-Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke nach den Regelungen des AtG 2002, 2005-2040.....	11
Abbildung 2	Netto-Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke nach den Regelungen des 11. AtG-Novelle, 2005-2040.....	11
Abbildung 3	Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.....	14
Abbildung 4	Zunahme der elektrischen Nettoengpassleistung in der öffentlichen Stromversorgung, Dezember 2010 gegenüber Dezember 2008	15
Abbildung 5	Elektrische Nettoleistung von Kraftwerken in Kaltreserve.....	16
Abbildung 6	Verringerung der Lastnachfrage in den 50 Stunden der höchsten Lastnachfrage, 2006-2010.....	18
Abbildung 7:	Kumulierter Zubau von sich in Bau befindlichen Kraftwerksprojekten, 2011-2013.....	19
Abbildung 8:	Außerbetriebnahme fossiler Kraftwerke, 2015–2020.....	20
Abbildung 9	Inbetriebnahmen von Erdgaskraftwerken mit Blockleistungen größer 100 MW in Spanien, 2000 - 2009	21
Abbildung 10	Zusammenstellung der Beiträge zum kurzfristigen Ersatz der deutschen Kernkraftwerke, 2011-2020	23
Abbildung 11	Entwicklung der Preise für Strom-Terminkontrakte für Base- und Peak-Lieferungen, 2009-2011	26
Abbildung 12	Entwicklung der Preise für EU-Emissionsberechtigungen auf dem Spot- sowie dem Terminmarkt, 2009-2011	27
Abbildung 13	Überblicksdarstellung der verbindlichen Emissionsziele im Emissionshandelssystem der Europäischen Union	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.....	13
Tabelle 2	Freie gesicherte Reservekapazitäten in Betrieb befindlicher Kraftwerke.....	15
Tabelle 3	Reservekapazitäten des bestehenden Kraftwerksparks inklusive Kaltreserve.....	17

1 Einleitung und Fragestellung

Am 14. März 2011 hat die Bundesregierung beschlossen, die deutschen Kernkraftwerke (KKW) – im Lichte der jüngsten Ereignisse in Japan – einer Sicherheitsprüfung zu unterziehen und in diesem Kontext auch die sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke zumindest vorläufig außer Betrieb zu nehmen. Mit dieser Initiative ist ein in den letzten Jahren kaum beachtetes Thema wieder auf die energiepolitische und energiewirtschaftliche Agenda geraten: das sehr schnelle Auslaufen der Kernenergie-Nutzung in Deutschland. In der letzten Dekade waren sowohl politische Debatten als auch energiewirtschaftliche Analysen vor allem auf allmähliche Auslaufpfade für die deutschen Kernkraftwerke konzentriert, die durch eine schrittweise Außerbetriebnahme von KKW und die schrittweise Entwicklung der notwendigen Ersatzoptionen charakterisiert sind. Mit einem möglicherweise sehr schnellen Ausstieg aus der Kernenergie stellt sich die Frage, welche Optionen verfügbar sind bzw. verfügbar gemacht werden können, um einen schnellen Ausstieg auch mit hohen Standards für die Versorgungssicherheit bzw. mit überschaubaren Folgen für die Strompreise vollziehen zu können.

Über diese neuen Anforderungen an kurzfristige Alternativen bzw. Komplementäroptionen ergibt sich eine Reihe von Herausforderungen. Können die mittel- und langfristige im Zuge der notwendigen Dekarbonisierung des Systems unverzichtbaren Maßnahmen zur Effizienzerhöhung oder stark infrastrukturabhängige Optionen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien auf (sehr) kurze Sicht einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung von gesicherter Leistung bzw. Minderung des entsprechenden Leistungsbedarf leisten? Welche kurzfristigen Flexibilitäten können über das bestehende Versorgungssystem erschlossen werden, wie stellt sich der Neubaubedarf im Spannungsfeld von Kapazitätsdeckung und Klimaschutz, vor allem mit Blick auf mögliche Lock-in-Situationen durch Investitionen in kapital- und CO₂-intensive Stromerzeugungsoptionen dar? Und schließlich stellt sich die Frage, welche Erfahrungen aus den jüngsten Entwicklungen zur Interaktionen von Ankündigung zur Schließung von KKW und den Preisen auf den Großhandelsmärkten für Strom und CO₂ gezogen werden können. Die hier vorgelegte Kurzanalyse versteht sich vor allem als Scoping-Analyse zur Identifikation kurzfristig in Deutschland verfügbarer Optionen zur Sicherung einer dem Lastbedarf entsprechenden gesicherten Kraftwerksleistung unter der Maßgabe eines schnellen Ausstiegs aus der Kernenergie. Neben einem kurzen Vergleich der bisher kodifizierten Auslaufmodelle für die Kernenergie und entsprechenden Schlussfolgerungen für die kurzfristigen Handlungsnotwendigkeiten beim Abschalten der älteren KKW (Kapitel 2) wird vor allem eine ganze Reihe kurzfristig realisierbarer Optionen zur Beschaffung zusätzlicher Kapazitäten untersucht (Kapitel 3). Kurzanalysen zu den Effekten der o.g. Ankündigung auf den Strom- und CO₂-Märkten werden im Abschnitt 4 präsentiert. Das Kapitel 5 enthält schließlich einige qualitative Überlegungen zu den Wirkungen und den Implikationen des kurzfristigen Verzichts auf die Kernenergie bzw. der entsprechenden Strategien zur Beschaffung von Ersatzkapazitäten. Schließlich bleibt darauf hinzuweisen, dass sich die Analysen gemäß Aufgabenstellung auf Optionen in Deutschland beschränken. Ob und inwieweit auch grenzüberschreitende Optionen eine Rolle spielen könnten oder sollten, bedarf zusätzlicher Analysen.

2 Auslaufpfad für die deutschen Kernkraftwerke vor und nach der Laufzeitverlängerung

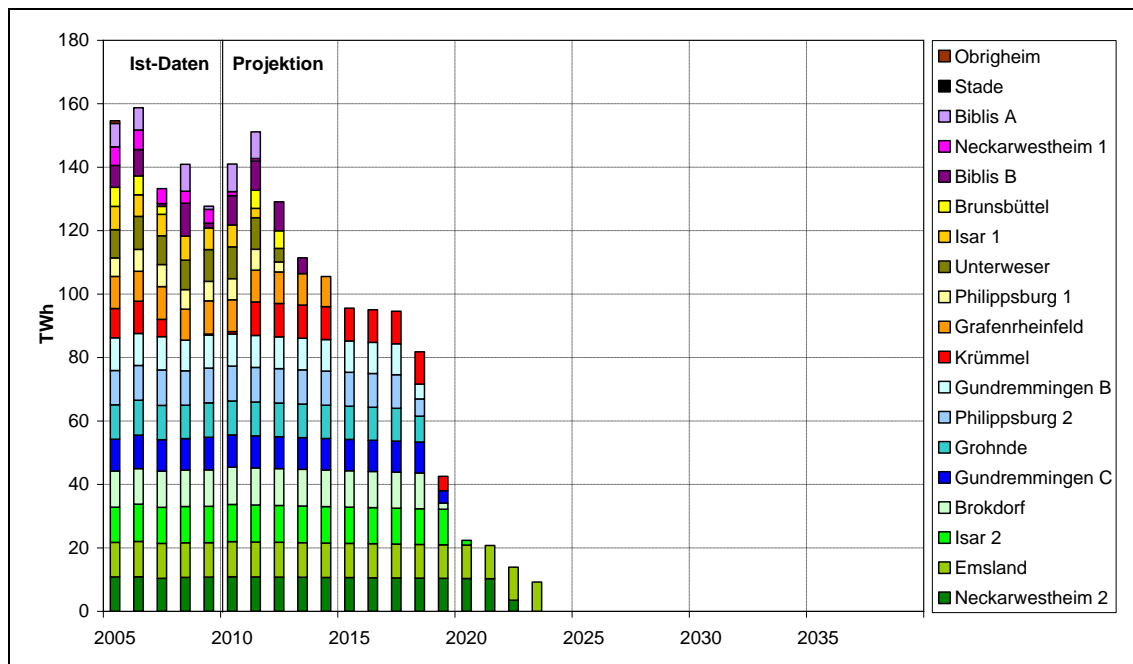
Nach den Regelungen des mit der Atomgesetz-Novelle von 2002 umgesetzten Ausstiegsfahrplans für die Stromerzeugung in deutschen Kernkraftwerken stand zum 1. Januar 2011 noch eine Reststrommenge von 981 Milliarden Kilowattstunden (Terawattstunden – TWh) für den Betrieb der Kernkraftwerke zur Verfügung. Von der ab Anfang 2000 zur Verfügung gestellten Reststrommenge in Höhe von 2.623 TWh waren damit bis Ende 2010 bereits etwa 62,6 % ausgeschöpft. Mit der 11. Novelle des Atomgesetzes (11. AtG-Novelle) wurden die Reststrommengen der deutschen Kernkraftwerke um insgesamt 1.804 TWh ausgeweitet. Damit erhöht sich die Reststrommenge, die ab dem 1. Januar 2011 noch verfügbar ist, von 981 TWh nach altem Atomgesetz auf insgesamt 2.785 TWh.

Vergleicht man die historische Stromproduktion aus westdeutschen Kernkraftwerken seit 1969 bis Ende 2010 (4.313 TWh) mit der gesamten (historischen wie zukünftigen) Stromerzeugung aus KKW (7.098 TWh), so haben die Kernkraftwerke nach der 11. AtG-Novelle erst etwa 60 % ihrer insgesamt erwartbaren Strommenge produziert. 40 % der gesamten KKW-Stromerzeugung stünden damit noch aus.

Nachdem im ursprünglichen Ausstiegsmodell das letzte Kernkraftwerk in Deutschland im Zeitraum von 2023 bis 2027 den Betrieb einstellen sollte (je nach Auslastung der Kernkraftwerke, z. B. bedingt durch die zukünftige Windstromerzeugung in Deutschland), so ist nach den Regelungen der 11. AtG-Novelle erst für den Zeithorizont 2038 bis 2040 bzw. bei entsprechenden Reststrommengenübertragungen erst danach mit dem Auslaufen der Kernenergie in Deutschland zu rechnen (Abbildung 1 und Abbildung 2). Bei im Zeitverlauf zurück gehender Auslastung der deutschen Kernkraftwerke ist also mit einer Verlängerung der Kernkraftnutzung in Deutschland um etwa 15 Jahre gegenüber der alten Regelung zu rechnen. Ein Vergleich der beiden Auslaufmodelle lässt für die Nuklearstromerzeugung in Deutschland drei Etappen erkennen (bei deutlich zurück gehender Auslastung der Kernkraftwerke könnten sich diese Phasen leicht nach hinten verschieben):

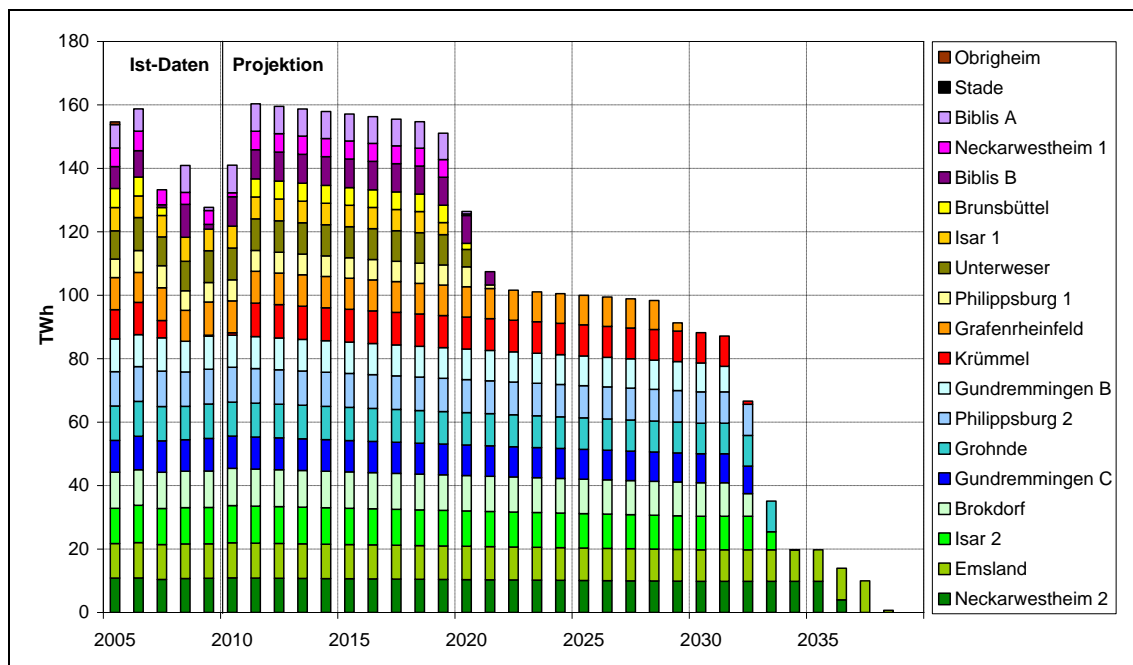
- Das aktuelle Niveau der Kernstromerzeugung in Deutschland wäre im ursprünglichen Auslaufpfad von 2010 bis 2015 relativ rasch auf ein Erzeugungsniveau von etwa 90 bis 100 TWh zurückgeführt worden. Im Laufzeitverlängerungsmodell der 11. AtG-Novelle würde diese Produktionsrückführung im Zeitraum 2021 bis 2031 erfolgen.
- Diesem Rückgang würde für ca. 4 Jahre im ursprünglichen Auslaufmodell und für etwa 11 Jahre im Laufzeitverlängerungsmodell ein Plateau mit einem Produktionsniveau von um die 100 TWh jährlich folgen.
- Ab 2019 im ursprünglichen Auslaufmodell und ab 2032 im Fall der beschlossenen Laufzeitverlängerung würde die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken relativ steil abfallen und in einer Frist von etwa 5 Jahren auslaufen.

Abbildung 1 Netto-Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke nach den Regelungen des AtG 2002, 2005-2040



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Abbildung 2 Netto-Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke nach den Regelungen des 11. AtG-Novelle, 2005-2040



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Für eine Bewertung der Konsequenzen eines schnelleren Auslaufens der deutschen Kernkraftwerke ist damit bereits hier darauf hinzuweisen, dass der deutsche Strommarkt auf die vergleichsweise schnelle Stilllegung der sieben ältesten KWK in naher Zukunft weitgehend vorbereitet war und schon aus diesem Grund aus der kurzfristigen Stilllegung dieser Anlagen keine signifikanten Probleme hinsichtlich Versorgungssicherheit oder Preisverwerfungen zu erwarten waren bzw. sind.

3 Optionen für die Lastdeckung im Falle einer schnellen Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke

3.1 Reserven des bestehenden Kraftwerksparks

3.1.1 Vorbemerkung

Bei einer möglichst zügigen Stilllegung der Kernkraftwerke kann die Stromproduktion dieser Anlagen (im Sinne elektrischer Arbeit) durch eine höhere Auslastung der vorhandenen thermischen Kraftwerke problemlos kompensiert werden. Zu prüfen ist jedoch, inwieweit auch die Leistung der Kernkraftwerke ersetzt werden kann, so dass es zu jedem Zeitpunkt möglich ist, die Last zu decken.

Eine erste Option für den Ersatz wegfallender Kraftwerksleistung besteht in der Nutzung ohnehin vorhandener Reserven. Dies betrifft sowohl die vorhandenen Kraftwerke im Betrieb, als auch Kraftwerke in Kaltreserve, die bei Bedarf wieder ans Netz gehen könnten.

3.1.2 Kraftwerkskapazitäten in Betrieb

Die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland ist insbesondere aufgrund des Kapazitätszubaus im Bereich erneuerbarer Energien in den letzten Jahren erheblich gestiegen. Ein geeigneter Anhaltspunkt für die Versorgungssicherheit im Sinne von Leistungsdeckung ist jedoch die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, also der Stunde mit der höchsten Stromnachfrage im Jahr, die der BDEW (früher vom VDN) veröffentlicht (Tabelle 1). Für die Angabe der gesicherten Leistung, die tatsächlich bereit steht, um die Last zu decken, sind diejenigen Kapazitäten von der installierten Leistung abzuziehen, die zum betrachteten Zeitpunkt nicht zur normalen Lastdeckung einsatzbereit waren. Diese setzen sich zusammen aus der „nicht einsetzbaren Leistung“ - dazu gehören z.B. Wind- oder Wasserkraftanlagen bei mangelndem Wind- oder Wasserdargebot, der nicht verfügbaren Leistung durch Kraftwerksausfälle und Revisionen sowie der Leistung, die für Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) vorzuhalten ist.

Tabelle 1 Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast

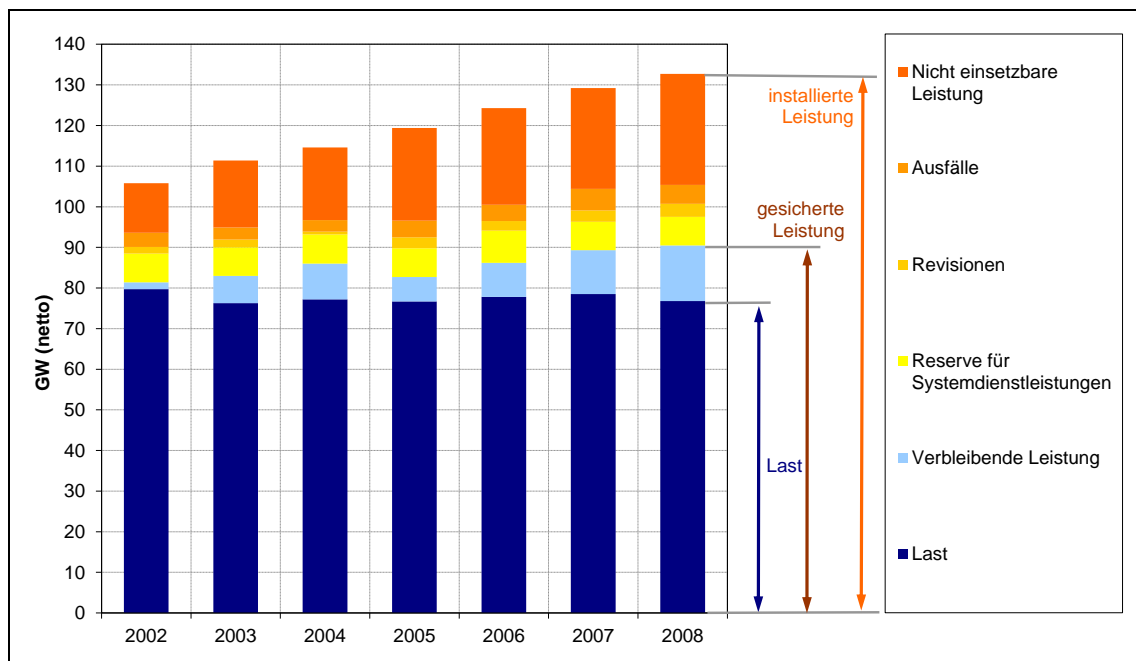
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Installierte Leistung	105,9	111,4	114,6	119,4	124,3	129,2	132,7
<i>Nicht einsetzbare Leistung</i>	12,2	16,5	17,9	22,8	23,8	24,8	27,3
<i>Ausfälle</i>	3,5	3,0	2,8	4,1	4,0	5,3	4,7
<i>Revisionen</i>	1,6	1,9	0,7	2,7	2,4	2,8	3,2
<i>Reserve für Systemdienstleistungen</i>	7,1	7,0	7,2	7,1	7,9	7,0	7,0
Gesicherte Leistung	81,4	83,0	86,0	82,7	86,2	89,3	90,5
Last	79,7	76,3	77,2	76,7	77,8	78,5	76,8
Verbleibende Leistung	1,7	6,7	8,8	6,0	8,4	10,8	13,7

Quelle: BDEW, VDN

Die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zeigt, dass der Abstand zwischen der gesicherten Leistung und der Jahreshöchstlast, die sogenannte verbleibende Leistung, in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen ist. Diese Leistung war verfügbar, wurde aber nicht zur Lastdeckung benötigt. In den Jahren 2007 und 2008 lag sie bei 10,8 bzw. 13,7 GW.

Ein Teil der verbleibenden Leistung ist als längerfristige Reserve für solche unvorhergesehene Kapazitätsengpässe anzusehen, die nicht von der kurzfristigen Reserve für die Systemdienstleistungen abgedeckt werden können. Die Entso-E, der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber, gibt eine Marge von 5 % der installierten Netto-Leistung als Richtwert für diese langfristige Reserve für die meisten Länder an (Entso-E 2010). Damit ergeben sich basierend auf den Werten von 2008 für diese zusätzliche Langfristreserve 6,6 GW.

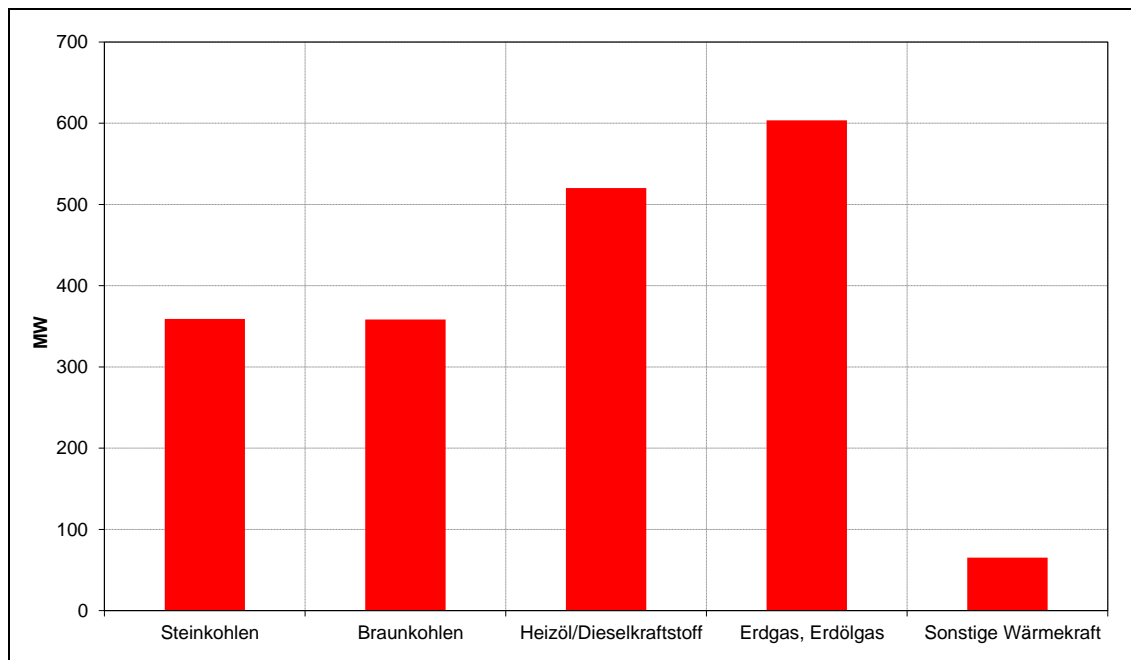
Abbildung 3 Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast



Quelle: BDEW, VDN

Für die aktuelle Situation 2010/2011 kann der Wert für die gesicherte Leistung wie folgt abgeschätzt werden: Eine Auswertung der Statistik der öffentlichen Versorgung für die Nettoengpassleistung, zeigt für 2010 gegenüber 2008 eine Zunahme thermischer Kraftwerkskapazitäten um ca. 1,9 GW, die sich aus Stilllegungen und Zubauten ergeben. Nach Abzug statistisch auftretender Nichtverfügbarkeiten von rund 20 % ergibt sich ein Beitrag zur gesicherten Leistung von ca. 1,5 GW.

Abbildung 4 Zunahme der elektrischen Nettoengpassleistung in der öffentlichen Stromversorgung, Dezember 2010 gegenüber Dezember 2008



Quelle: Statistisches Bundesamt (2009, 2011)

Setzt man zudem als konservative Annahme für die Jahreshöchstlast nicht die realen bisherigen Spitzenwerte an, sondern eine Jahreshöchstlast von 80 GW, wie sie zuletzt 2002 fast erreicht wurde, so ergibt sich damit eine verbleibende Leistung von 12 GW (gesicherte Leistung von 90,5 GW zuzüglich 1,5 GW abzüglich der Last von 80 GW). Abzüglich der Langfristreserve von 6,6 GW sind davon mindestens 5,4 GW frei verfügbar.

Zusätzlich waren zum jeweiligen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sowohl im Dezember 2007 als auch im Januar 2008 die drei Kernkraftwerke Biblis A, Brunsbüttel und Krümmel mit einer Nettoleistung von zusammen 3,3 GW nicht in Betrieb. Bei Normalbetrieb aller Kernkraftwerke kämen diese 3,3 GW noch hinzu, so dass sich aus dem bestehenden Kraftwerkspark insgesamt eine noch freie gesicherte Reserveleistung von 8,7 GW ergibt.

Tabelle 2 Freie gesicherte Reservekapazitäten in Betrieb befindlicher Kraftwerke

Verbleibende Leistung Kraftwerkspark 2008 bei Jahreshöchstlast von 80 GW	10,5 GW
Netto-Zubau 2010 gegenüber 2008	1,5 GW
Langfristreserve	-6,6 GW
Annahme Normalbetrieb von Biblis A, Brunsbüttel, Krümmel	3,3 GW
Summe	8,7 GW

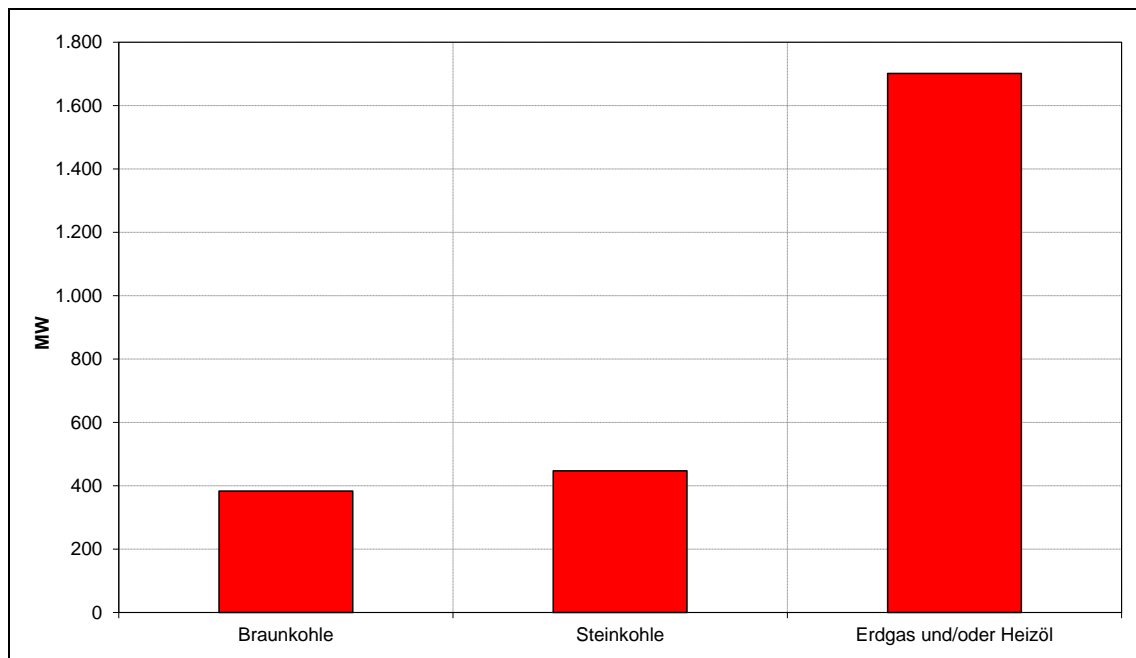
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3.1.3 Kraftwerkskapazitäten in Kaltreserve

Als Kraftwerke in Kaltreserve werden solche Anlagen eingestuft, die zwar nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt werden, jedoch konserviert sind und bei Bedarf wieder angefahren werden können. Die Entscheidung, ein Kraftwerk in Kaltreserve zu stellen, trifft der Kraftwerksbetreiber aus wirtschaftlichen Erwägungen, wenn auf einem Markt mit Kapazitätsüberschuss zu wenige rentable Benutzungsstunden für das Kraftwerk auftreten. Auf eine endgültige Stilllegung verzichtet der Kraftwerksbetreiber, wenn in Zukunft wieder Chancen auf einen rentablen Betrieb bestehen, beispielsweise, weil andere Kapazitäten aus dem Markt gehen.

Nach detaillierten Recherchen des Öko-Instituts sind derzeit Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 2,5 GW in Kaltreserve. Abbildung 5 zeigt die ermittelten Kraftwerke in Kaltreserve für Deutschland, differenziert nach Einsatzbrennstoffen.

Abbildung 5 Elektrische Nettoleistung von Kraftwerken in Kaltreserve



Quelle: Platts, Informationen des Umweltbundesamts, Recherchen des Öko-Instituts

3.1.4 Bestehende Reserven insgesamt

Damit ergeben sich insgesamt verfügbare Reserven des bestehenden Kraftwerksparks von insgesamt 11,2 GW, mit denen mögliche Abschaltungen aus dem Gesamtbestand der am Netz befindlichen Kernkraftwerke zu kompensieren wären.

Tabelle 3 Reservekapazitäten des bestehenden Kraftwerksparks inklusive Kaltreserve

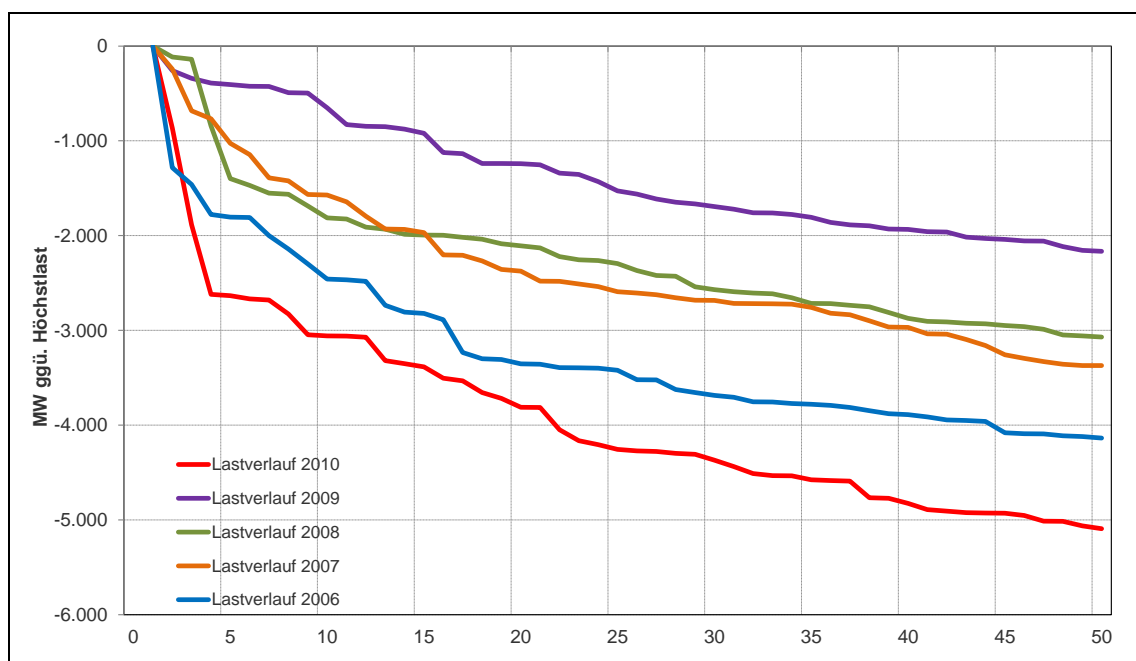
Verbleibende Leistung Kraftwerkspark 2008 bei Jahreshöchstlast von 80 GW	10,5 GW
Netto-Zubau 2010 gegenüber 2008	1,5 GW
Langfristreserve	-6,6 GW
Annahme Normalbetrieb von Biblis A, Brunsbüttel, Krümmel	3,3 GW
Zwischensumme	8,7 GW
Kraftwerke in Kaltreserve	2,5 GW
Summe	11,2 GW

Quelle: *Berechnungen des Öko-Instituts*

3.2 Potenziale des Lastmanagements

Neben den Optionen der Energieerzeugung können zur Absicherung eines hohen Niveaus der Versorgungssicherheit auch nachfrageseitige Handlungsoptionen erschlossen werden. Die Bedeutung von nachfrageseitigen Maßnahmen im Bereich des Lastmanagements verdeutlicht die Abbildung 6. Dargestellt ist dort der Rückgang der Lastnachfrage zwischen der Stunde mit der höchsten Last für die Stunden mit der jeweils nächstkleineren Nachfrage. Im Jahr 2010 lag so die Lastnachfrage in der Stunde der Höchstlast um etwa 3.000 MW über der Last in der Stunde dem zehnthöchsten Bedarf.

Abbildung 6 Verringerung der Lastnachfrage in den 50 Stunden der höchsten Lastnachfrage, 2006-2010



Quelle: Entso-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Wenn es also gelänge, in der Höchstlaststunde anfallenden Verbrauch in andere Stunden zu verschieben, könnte der Spitzenlastbedarf erheblich verringert werden. Die Übersicht in Abbildung 6 zeigt, dass eine erfolgreiche Verlagerung von Last aus den 50 lasthöchsten Stunden, im Regelfall um eine oder wenige Stunden, den Spitzenlastbedarf des Gesamtsystems um 2.000 bis 5.000 MW reduzieren könnte.

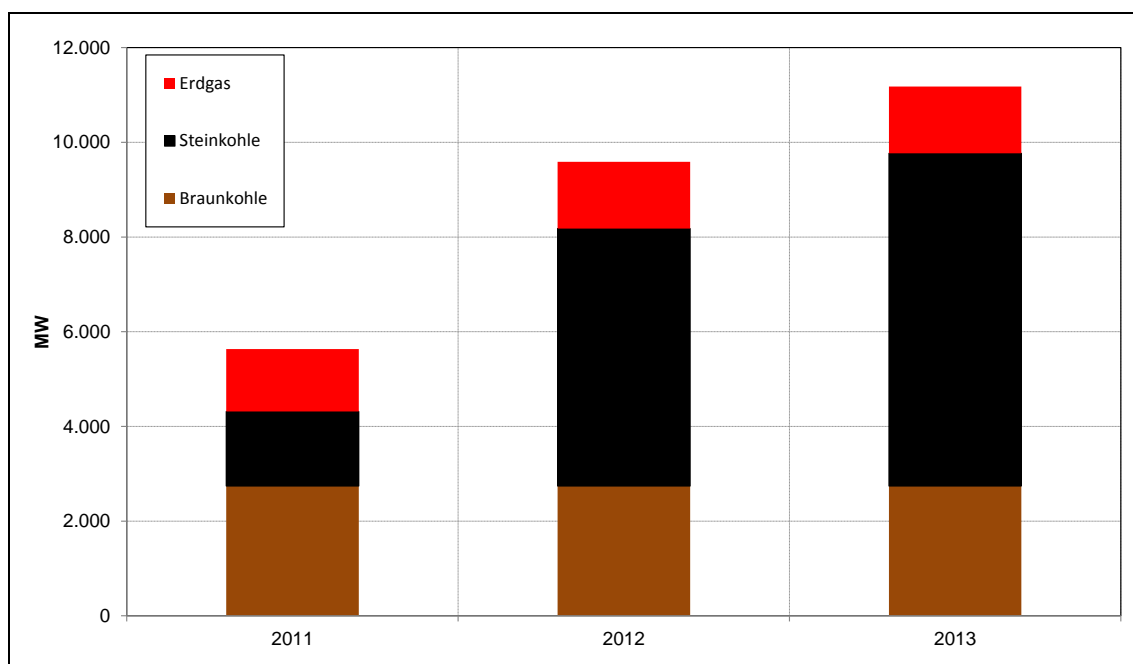
Wenn solche Potenziale des Lastmanagements aktiv und vor allem für den kurzen Zeithorizont erschlossen werden sollen, kommen für die entsprechenden Lastverlagerungsmaßnahmen vor allem Großverbraucher in Betracht, also Kühlhäuser, Anlagen der Metallerzeugung oder in der chemischen Industrie. Gezielte Maßnahmen zur Initiierung eines aktiven Lastmanagements in der ganzen Breite der Großverbraucher könnten in konservativer Schätzung ein nachfrageseitiges Potenzial von mindestens 2.000 MW, ggf. aber durchaus auch noch größere Beträge für Lastverlagerungen erschließen. Das nachfrageseitige Potenzial für aktives Lastmanagement bei größeren Verbrauchern kann vergleichsweise kurzfristig aktiviert werden.

3.3 In Bau befindliche Kraftwerke und zu erwartende Stilllegungen

Neben der Verfügbarmachung der Kapazität bestehender Kraftwerke können natürlich Neubaukraftwerke zur Lastdeckung beitragen. Dabei werden im Folgenden ausschließlich diejenigen Kraftwerke berücksichtigt, die bereits im Bau und flexibel einsetzbar sind. Dies sind fossile Neubaukapazitäten im Bereich der öffentlichen und industriellen Stromerzeugung, Anlagen zur Biomasseverstromung sowie Blockheizkraftwerke. Kraftwerksprojekte, die sich noch in der Planungsphase befinden oder aber deren Fertigstellung durch rechtliche Auseinandersetzungen nicht als gesichert gelten kann, werden aufgrund der unsicheren Realisierung von der Analyse ausgeschlossen.

Für Must-run-Kraftwerke (beispielsweise Gichtgas- oder Raffineriekraftwerke) wird angenommen, dass sich die Leistung im Betrachtungszeitraum nicht ändert und sie somit keinen zusätzlichen Beitrag zur Lastdeckung bereitstellen können.

Abbildung 7: Kumulierter Zubau von sich in Bau befindlichen Kraftwerksprojekten, 2011-2013



Quelle: Eigene Datenrecherche, Angaben des BDEW, Angaben des Umweltbundesamtes

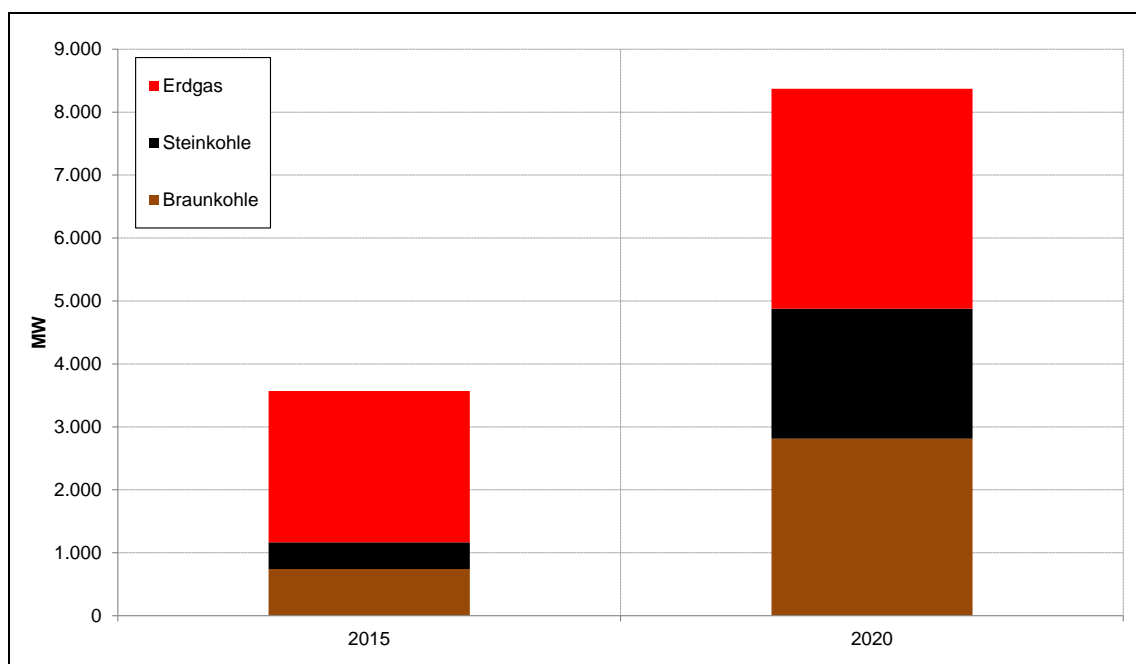
Abbildung 7 zeigt den kumulierten Zubau fossiler Kraftwerksprojekte, die sich zurzeit in Bau befinden¹. Die Darstellung zeigt, dass bis zum Jahr 2013 insgesamt 11,2 GW an zusätzlicher Leistung installiert werden. Den größten Anteil nehmen Steinkohlekraft-

¹ Wie bereits erwähnt, werden dabei nur diejenigen Kraftwerksprojekte berücksichtigt, bei denen von einer sicheren Fertigstellung ausgegangen werden kann. In diesem Sinne wird beispielsweise das Kraftwerk Datteln in dieser Analyse nicht berücksichtigt.

werke (7,0 GW) ein, gefolgt von Braunkohle- (2,7 GW) und Erdgas-GuD-Kraftwerken (rund 1,4 GW).

Der Zubau an neuen Kraftwerken erfolgt zum Teil zum Ersatz von alten Kapazitäten. Bei einem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie kann davon ausgegangen werden, dass ein größerer Anteil fossiler Kraftwerke ertüchtigt wird. Abbildung 8 zeigt die entsprechend abgeschätzten kumulierten Außerbetriebnahmen fossiler Kraftwerke bis zum Jahr 2020. Im Jahr 2015 sind demnach 3,6 GW der heute installierten Kraftwerkskapazität stillgelegt, vor allem Gaskraftwerke. Im Jahr 2020 sind 8,4 GW der heutigen Leistung stillgelegt, wiederum vor allem Gaskraftwerke, gefolgt von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken.

Abbildung 8: Außerbetriebnahme fossiler Kraftwerke, 2015–2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts mit dem Kraftwerksinvestitionsmodell Electricity Investment Analysis (ELIAS)

Aus dem Vergleich des heute gesicherten Zubaus neuer Kraftwerke und der Abschätzung der Stilllegung bestehender Kraftwerke ergibt sich, dass im Jahr 2015 zusätzliche Kapazitäten von 7,6 GW zur Verfügung stehen. Aufgrund danach stattfindender Stilllegungen sinkt dieser Wert bis 2020 auf 2,8 GW. Sollten diese Stilllegungen bereits vor 2015 stattfinden, so stehen 2,8 GW auch im Jahr 2015 sicher zur Verfügung, da die neuen Kraftwerke bereits bis zum Jahr 2013 ans Netz gehen. Aus diesem Grund wird im Weiteren als konservative Annahme für die Bilanzierung der Leistungsbilanz ein zusätzlicher Neubau von 2,8 GW für den gesamten Zeitraum angesetzt.

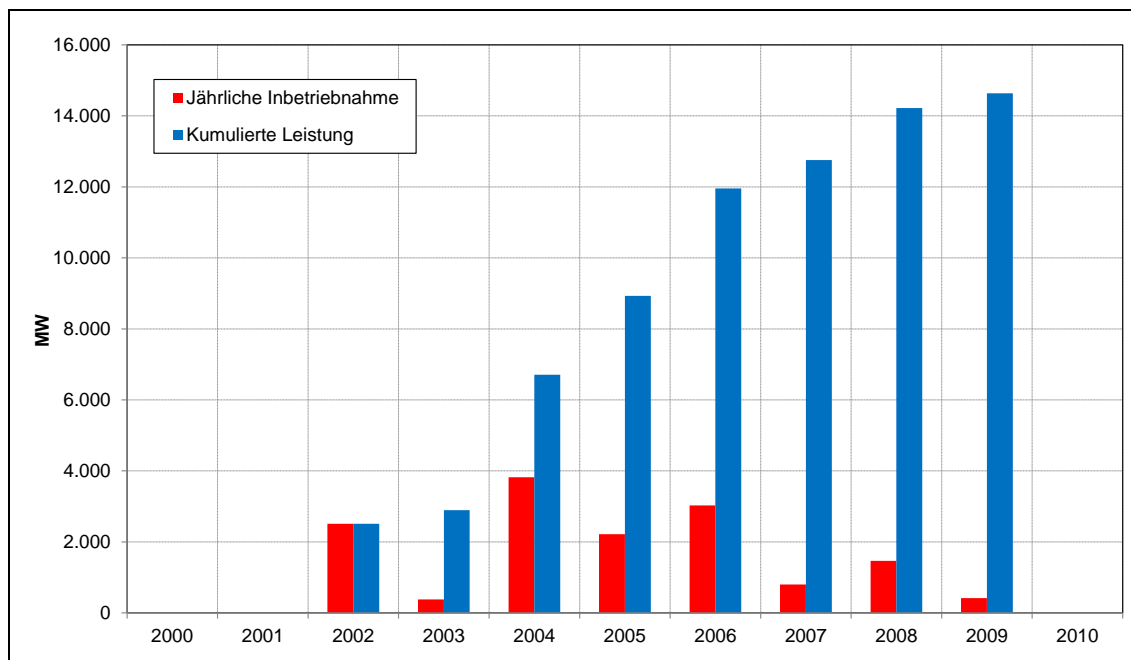
3.4 Kurzfristige Neuinvestitionen

Über die bisher dargestellten Beiträge durch den Kraftwerksbestand sowie durch zusätzliche Kapazitäten von in Bau befindlichen Kraftwerken hinaus, bildet für den Zeithorizont nach 2015 der Neubau zusätzlicher Kraftwerke in Höhe von ca. 5 GW eine signifikante Option zur sicheren Lastdeckung. Diese Kapazitäten sollten sich durch kurze Realisierungsphasen auszeichnen und für den Betrieb in der Spitzen- und oberen Mittellast geeignet sein. Als mögliche Optionen sind zum Beispiel Biomasseanlagen, dezentrale Blockheizkraftwerke oder größere GuD-Anlagen zu nennen.

Im Bereich der Biomasseverstromung ist in den nächsten Jahren mit einer weiteren Zunahme der Leistung zu rechnen. Die Leitstudie 2010 des BMU (DLR et al. 2010) geht in ihrem Basisszenario A von einer Zunahme der installierten Biomasse-Kapazität von rund 1,5 GW bis 2015 und von rund 2,7 GW bis 2020 aus, vor allem im Bereich der festen Biomasse sowie der Nutzung von Biogas und Klärgas.

Darüber hinaus können auch kleine gasbefeuerte KWK-Anlagen (Blockheizkraftwerke – BHKW) durchaus signifikant zur Lastdeckung beitragen. Laut einer aktuellen Umfrage des Öko-Instituts (Gores et al. 2011) wurden im Jahr 2010 288 MW kleiner Blockheizkraftwerke in Deutschland abgesetzt. Sofern die bestehende Förderung entsprechend fortgeführt wird, könnten Blockheizkraftwerke somit bis zum Jahr 2020 mindestens 2 GW an zusätzlicher flexibler Kapazität bereitstellen.

Abbildung 9 Inbetriebnahmen von Erdgaskraftwerken mit Blockleistungen größer 100 MW in Spanien, 2000-2009



Quelle: *Platts World Electric Power Plants Data Base*

Eine weitere Option ist der Zubau von großen Gaskraftwerken, vor allem auf Basis der GuD- (Gas und Dampf-) Technologie. Dass ein Zubau solcher Anlagen relativ schnell zu realisieren ist, zeigt das Beispiel Spanien (Abbildung 9), wo in der letzten Dekade –

vor allem vor dem Hintergrund eines massiven Stromverbrauchszuwachses – relativ kurzfristig erhebliche Kraftwerkskapazitäten auf Erdgasbasis zugebaut wurden.

Im Rahmen der Maßnahmen zur Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien ist mit einem weiteren starken Ausbau auch anderer erneuerbarer Energien als der Biomasse zu rechnen, insbesondere im Bereich Windkraft und Photovoltaik. Aufgrund ihres fluktuierenden Dargebots wird jedoch ihr Beitrag zur gesicherten Leistung als Option zur Lastdeckung hier nicht berücksichtigt. Aktuelle Forschungsvorhaben, beispielsweise im Bereich der Speichertechnologien oder virtueller Kraftwerke, deuten jedoch darauf hin, dass auch diese Technologien künftig einen signifikanten Kapazitätsbeitrag erbringen können.

Vor dem Hintergrund der auf kurzfristig verfügbare Optionen ausgerichteten Analyse sowie im Sinne einer konservativen Betrachtung wird auch der Zubau von Speicherkraftwerken in dieser Analyse nicht berücksichtigt, da diese kurzfristig nicht zur Verfügung stehen. Sie stellen jedoch für den Zeithorizont 2020 ein zusätzliches Potential zur Deckung der Spitzenlast dar.

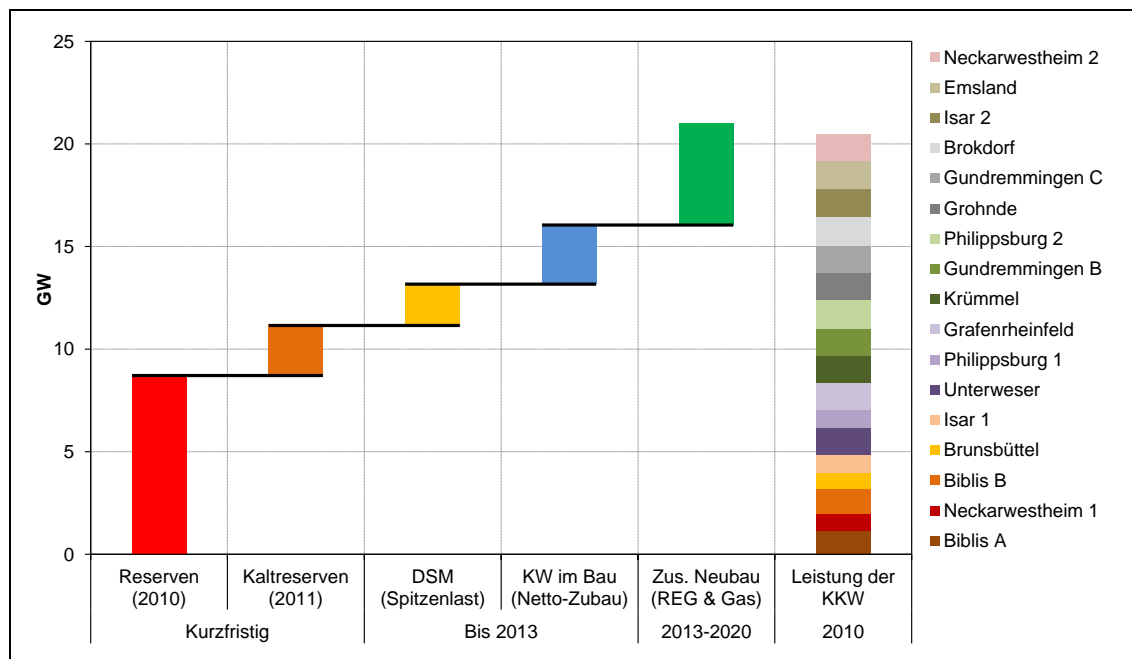
Damit steht im Bereich des Zubaus CO₂-armer Kraftwerke eine ganze Bandbreite von Optionen zur Verfügung, mit denen der verbleibende (geringe) Leistungsbedarf gedeckt werden kann. Das letztlich besten passfähige Portfolio solcher Neubaukraftwerke im Rahmen eines schnellen Auslaufens der Kernenergie ergibt sich einerseits aus dem zeitlichen Vorlaufbedarf (Infrastruktur, Biomasse- oder Erdgasversorgung etc.) aber in einem Markt mit einem komplizierten Umfeld für Kraftwerksinvestitionen auch aus dem Spektrum der möglichen Flankierungsinstrumente (KWK-Förderung, Kapazitätsmarkt-Modelle etc.) sowie mit der aus den langfristigen Erfordernissen eines zunehmend von erneuerbare Energien geprägten Stromsystems.

Neben der Deckung des Lastbedarfs ist dieses Segment der möglichen Komplementäroptionen für die schnelle Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke damit auch von erheblicher strategischer Bedeutung für den gesamten Transformationsprozess des Stromsystems.

3.5 Zwischenfazit

In der Zusammenschau ergeben sich für die in den vorstehenden Kapiteln diskutierten kurzfristigen Ersatzoptionen die in Abbildung 10 gezeigten Beiträge.

Abbildung 10 Zusammenstellung der Beiträge zum kurzfristigen Ersatz der deutschen Kernkraftwerke, 2011-2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

In jeweils konservativer Annahme können nach den vorstehenden Analysen und Abschätzungen die folgenden Möglichkeiten zur alternativen Lastdeckung für verschiedene Zeithorizonte erschlossen werden:

- Im derzeit betriebenen Kraftwerkspark sind – unter Berücksichtigung aller Nichtverfügbarkeiten und der notwendigen Reservekapazitäten – für den Fall der Abschaltung von Kernkraftwerken noch Kapazitäten von mindestens 8.700 MW verfügbar.
- Aus der Kaltreserve können deutschlandweit Kraftwerkskapazitäten von etwa 2.500 MW im Verlauf einiger Wochen bzw. Monate für die Stromproduktion verfügbar gemacht werden.
- Im Verlauf von ein bis zwei Jahren sollten in konservativer Schätzung nachfrageseitige Potenziale zur Spitzenlastreduzierung (in weniger als 50 Stunden des Jahres) von mindestens 2.000 MW erschlossen werden können.
- Bis zum Jahr 2013 werden erhebliche Kraftwerkskapazitäten in Betrieb gehen, die sich derzeit im Bau befinden und deren Fertigstellung als gesichert angesehen werden kann. Im Saldo mit den mit hoher Wahrscheinlichkeit vom Netz gehenden fossilen Kraftwerkskapazitäten werden mindestens zusätzliche Erzeu-

gungskapazitäten von etwa 2.800 MW für die Bedarfsdeckung ab 2013 zur Verfügung stehen.

- Für den Zeitraum bis 2020, vor allem in der Periode 2015 bis 2020, ist die Errichtung von bis zu 5.000 MW zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten vorstellbar. Dies betrifft – in Fortsetzung der heutigen Trends – zunächst den weiteren (stetigen) Ausbau der Biomasseverstromung sowie von dezentralen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (kleine KWK-Anlagen bzw. BHKW). Darüber hinaus könnten erhebliche Gaskraftwerkskapazitäten errichtet werden, die auch für die mittlere Frist einen wichtigen Beitrag zur im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien notwendigen Flexibilisierung des deutschen Stromversorgungssystems leisten können.

Insgesamt könnten mit den hier analysierten Maßnahmen Kraftwerkskapazitäten von insgesamt 21.000 MW substituiert werden, also etwas mehr als die installierte Nettoleistung der heute am Netz befindlichen Kernkraftwerke von insgesamt 20.500 MW. In der Kombination von Alternativkapazitäten und deren erwartbarer Verfügbarkeit könnte sich ein beschleunigter Auslaufpfad wie folgt gestalten lassen:

- Sehr kurzfristige Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke (Biblis A und B, Neckarwestheim 1, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Philippsburg 1) sowie des derzeit nicht betriebenen KKW Krümmel über die Nutzung der vorhandenen Reserven des Systems.
- Sehr kurzfristige Stilllegung von zwei weiteren KKW-Blöcken im Zuge der Aktivierung der Kaltreserven im deutschen Stromversorgungssystem.
- Stilllegung von vier weiteren KKW-Blöcken bis 2013 im Zuge erfolgreich umgesetzter Lastmanagement-Maßnahmen sowie der zusätzlichen Nettoleistung derzeit im Bau befindlicher und mit hoher Sicherheit ans Netz gehenden Neubauprojekte (Differenz aus der Leistung der Neubauprojekte sowie der in den nächsten Jahren erwartbar vom Netz gehenden fossilen Kraftwerksblöcke).
- Stilllegung von drei weiteren KKW-Blöcken im zweiten oder ggf. dritten Drittel dieser Dekade, deren ausfallende Kapazitäten durch gesicherte Leistung von Neubauprojekten im Bereich Biomasse, KWK-Anlagen sowie anderen Erdgas-Kraftwerken kompensiert werden können.

Die jeweils konservativen Ansätze zur Abschätzung der verschiedenen Optionen implizieren natürlich auch, dass ausreichende Flexibilitäten und gegenseitige Deckungsfähigkeit der verschiedenen Optionen unterstellt werden können und damit ein vergleichsweise robuster Komplementärmix bereitgestellt werden kann. Die o.g. Vergleiche von KKW-Abschaltungen und Komplementäroptionen bedeuten natürlich nicht notwendigerweise, dass die jeweils genannten Kapazitäten die KKW direkt und unmittelbar ersetzen. Sie schaffen jedoch die gesicherte Leistung, mit der im Gesamtsystem ein Ersatz der KKW gesichert werden kann.

4 Preiseffekte einer kurzfristigen Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke

4.1 Strompreise

Die Frage, welche Strompreiseffekte die Außerbetriebnahme, insbesondere jedoch die sehr schnelle Stilllegung von Kernkraftwerken haben kann, ist sehr komplexer Natur. Vor allem aber sind die Zeithorizonte solcher Effekte zu unterscheiden:

- Sehr kurzfristig entsteht durch die schnelle Außerbetriebnahme großer Kraftwerkskapazitäten eine Veränderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Mit hoher Wahrscheinlichkeit werden dabei Kraftwerke mit höheren kurzfristigen Grenzkosten (d.h. vor allem Brennstoff- und CO₂-Kosten) zur Deckung der Nachfrage herangezogen. Damit einher ginge eine Erhöhung des Großhandelspreises für Strom. Wie hoch diese Erhöhung ausfällt, ist sehr stark von den technischen Parametern der jeweils zusätzlich eingesetzten Kraftwerke sowie von den Brennstoff- und CO₂-Preisen abhängig.
- Mittel- und längerfristig führen die für den kurzfristigen Horizont beschriebenen Strompreiseffekte jedoch zu Investitionen (Neuinvestitionen oder Ertüchtigung) oder es werden Kraftwerke in Kaltreserve wieder verfügbar gemacht bzw. es werden im Zuge der KKW-Abschaltungen andere Kapazitätsoptionen (Lastmanagement, erneuerbare Energien etc.) in den Markt gebracht. Dies senkt wiederum den Großhandelspreis für Strom in den Spot- und Termin-Märkten. Diesbezügliche Analysen (Öko-Institut 2009) und weitergehende Modelluntersuchungen haben ergeben, dass die Obergrenze der längerfristig robusten Preiseffekte in den Terminmärkten bei etwa 5 €/MWh liegen dürfte.

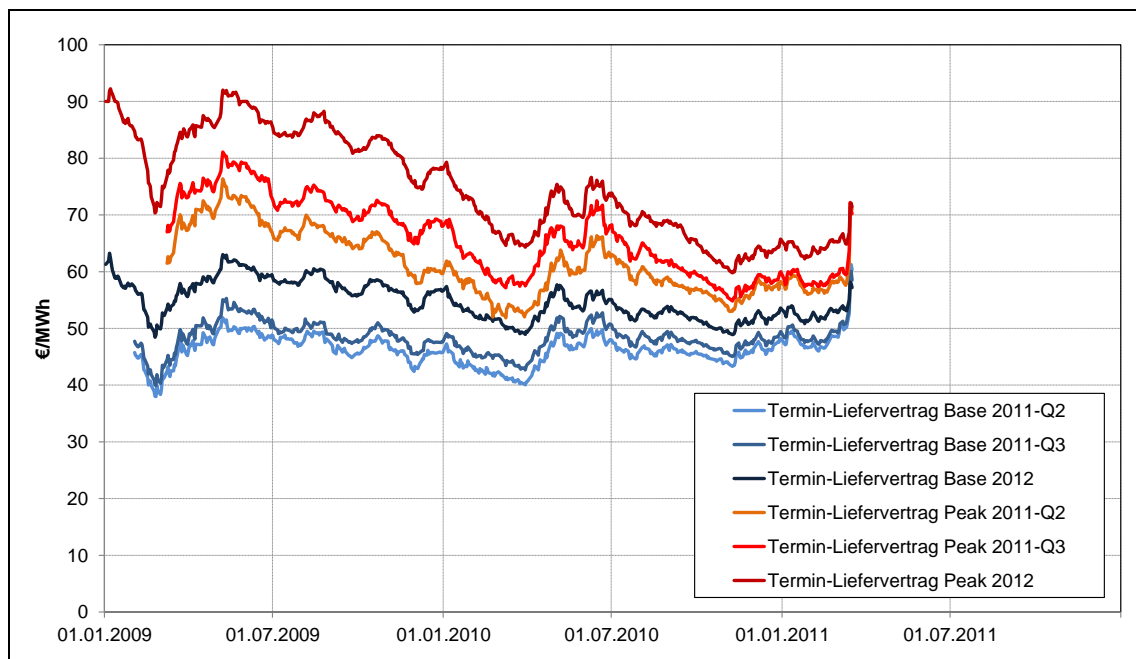
Vor allem die erstgenannten sehr kurzfristigen Strompreiseffekte beziehen sich nahezu ausschließlich auf die Großhandelsmärkte. Für Endverbraucher ergeben sich erstens die Preise hinsichtlich der Beschaffungskosten vor allem aus Verträgen für Terminlieferungen, die bis zu drei Jahre im Voraus abgeschlossen werden und die nur langfristig wirksame Strompreiseffekte reflektieren. Zweitens werden Schwankungen auf den Großhandels-Beschaffungsmärkten durch den erheblichen Anteil von Netznutzungsentgelten sowie Steuer, Abgaben und Umlagen nur mit starker Dämpfung bei den Endverbraucherpreisen wirksam. Für Haushaltskunden erfolgt diese Dämpfung in guter Näherung mit dem Faktor 0,25, für größere Industriekunden mit dem Faktor 0,5.²

² Dies bedeutet, dass eine Strompreisänderung auf den Großhandelsmärkten um 10% sich bei den Endverbrauchspreisen für private Haushalte in einer Veränderung um etwa 2,5% und für die genannte Gruppe von Industriekunden in einer Veränderung von 5% niederschlägt.

Die Ankündigung der Bundesregierung zur sehr kurzfristigen Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke hat auf dem Großhandelsmarkt für Strom zu messbaren Preisefekten geführt. Die Abbildung 11 verdeutlicht diese Entwicklung:

- Nach der entsprechenden Ankündigung der Bundesregierung am 14. März 2011 sind die Preise für Terminlieferungen an der Leipziger Strombörse EEX erheblich gestiegen. Die Stilllegungen betreffen vor allem das zweite und dritte Quartal 2011 sowie ggf. auch Stromlieferungen für das Jahr 2012. Die entsprechenden Future-Kontrakte für das zweite und dritte Quartal 2011 sind im Vergleich zur Vorwoche am 15. und 16. März um etwa 10 €/MWh gestiegen.
- Dass dieser Preisanstieg auch aus einer Überreaktion des Marktes entstand, zeigt sich am Nachlassen des Preises um ca. 1 €/MWh bereits am 17. März 2011.
- Für den langfristigeren Liefervertrag für das Jahr 2012 fiel der Preisanstieg zum 15. März mit ca. 5 €/MWh deutlich geringer aus, auch hier sanken bereits am 17. März die Preise wieder um etwa 1 €/MWh.

Abbildung 11 Entwicklung der Preise für Strom-Terminkontrakte für Base- und Peak-Lieferungen, 2009-2011



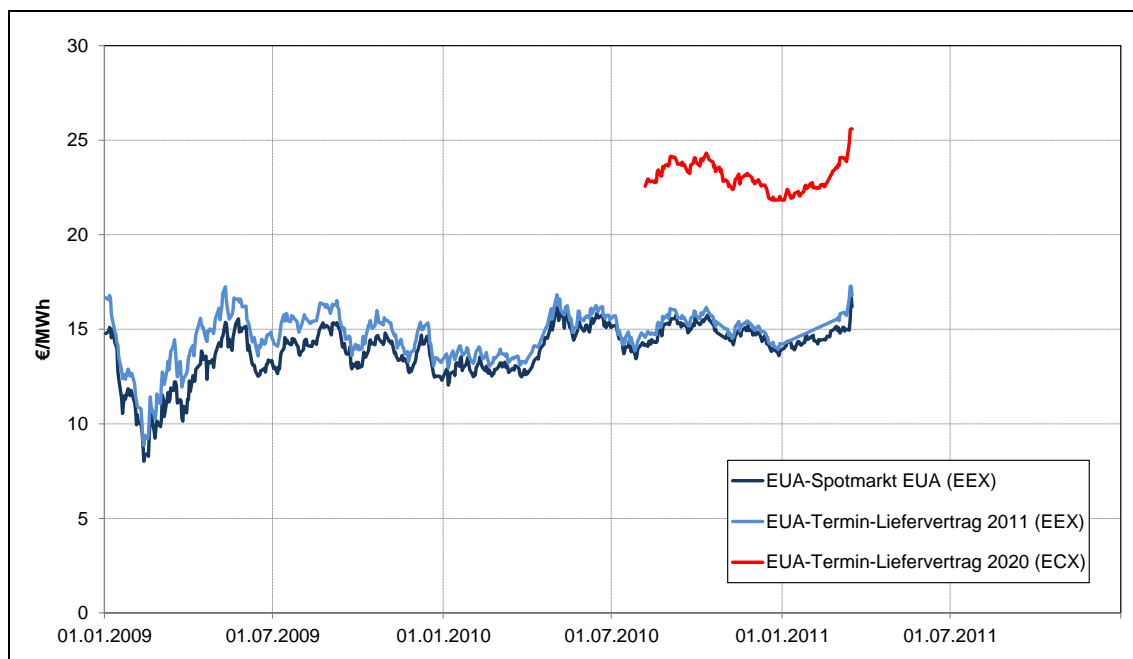
Quelle: EEX European Energy Exchange.

Die genannten Marktreaktionen bestätigen die oben skizzierten Überlegungen hinsichtlich der Effekte auf den Terminmärkten. Ein sehr kurzfristiges und überraschendes Abschalten der Kernkraftwerke wird zweifelsohne zu kurzfristigen Strompreisreaktionen auf den Großhandelsmärkten führen. Diese liegen jedoch deutlich in der Bandbreite historischer Schwankungen, werden sich längerfristig aus den genannten Gründen wahrscheinlich deutlich abschwächen und auf der Endverbrauchsebene ohnehin nur mit sehr starker Dämpfung wirksam werden.

4.2 Preise von CO₂-Emissionsberechtigungen

Wenn die Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken zur höheren Auslastung fossiler Kraftwerke führt, dann steigen notwendigerweise die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, die insgesamt dem EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) unterliegen. Bedingt durch die feste Emissionsbegrenzung im EU ETS führen höhere CO₂-Emissionen im System zu entsprechenden Reaktionen bei den Preisen für CO₂-Emissionsberechtigungen (EU Allowances – EUA).

Abbildung 12 Entwicklung der Preise für EU-Emissionsberechtigungen auf dem Spot- sowie dem Terminmarkt, 2009-2011



Quelle: EEX European Power Exchange, ECX European Climate Exchange

Die Abbildung 12 zeigt auch hier, dass die CO₂-Märkte auf die Ankündigung der kurzfristigen Stilllegung der älteren deutschen KKW erkennbar reagiert haben.

- Die CO₂-Preise sind sowohl auf dem Spotmarkt als auch auf den Terminmärkten (für 2011 und 2020) bis zum 16. März 2011 um etwa 1,50 €/EUA gestiegen.
- Auch hier liegt der Anstieg deutlich innerhalb der Schwankungsbreite der letzten Wochen und Monate.
- Bereits am 17. März 2011 zeigen sich wieder leichte Preisrückgänge von etwa 0,50 €/EUA.

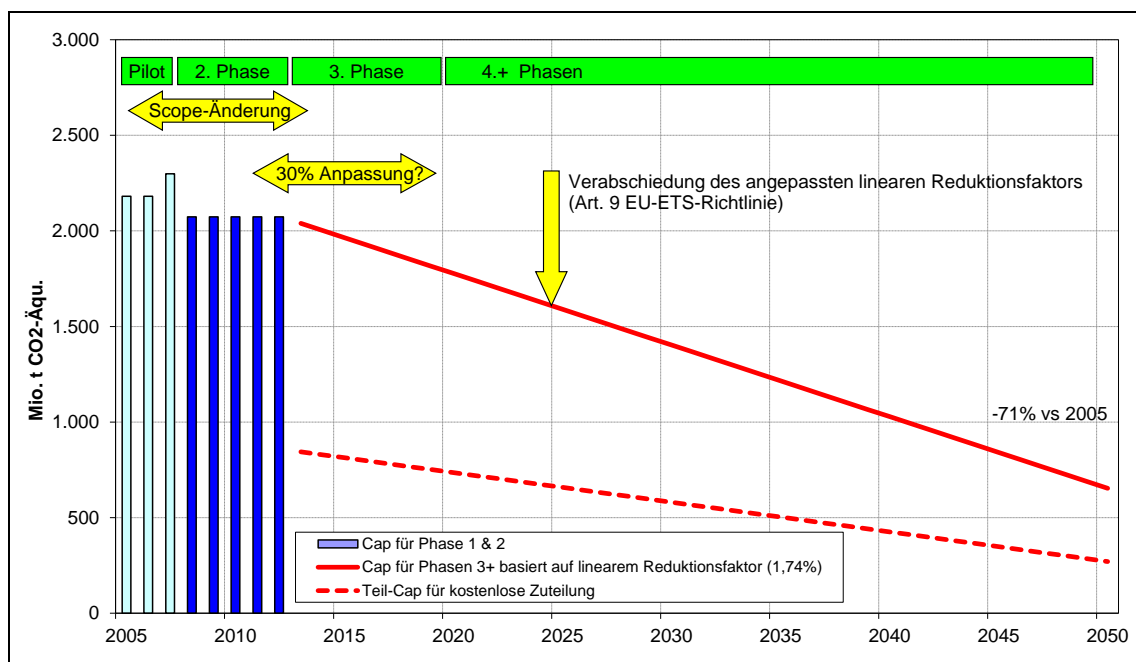
Unter Berücksichtigung der erkennbaren Überreaktion des CO₂-Marktes sind die Effekte der Stilllegungsankündigungen bzw. –diskussionen zwar klar erkennbar, haben aber letztlich – und angesichts des großen EU-weiten Emissionsmarktes auch wenig überraschend – nur ein geringes Ausmaß erreicht.

5 Klimateffekte einer kurzfristigen Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke

Werden Kernkraftwerke als unzweifelhaft CO₂-arme (aber mit anderen Risiken behaftete) Stromerzeugungsoption aus dem Markt genommen, so ergeben sich bei isolierter Betrachtung zusätzliche CO₂-Emissionen, wenn Stromerzeugungsoptionen auf Basis fossiler Brennstoffe entweder stärker ausgelastet, wieder in den Markt kommen oder neu errichtet werden.

Diese Betrachtungsweise ignoriert jedoch den zentralen klimapolitisch-regulativen Rahmen des Stromsektors, das EU-Emissionshandelssystem. Mit diesem System wird eine starre Emissionsbegrenzung geschaffen, die gleichzeitig über die Ausgabe von Emissionsberechtigungen auch ein starres Emissionsniveau vorgibt.

Abbildung 13 Überblicksdarstellung der verbindlichen Emissionsziele im Emissionshandelssystem der Europäischen Union



Quelle: Öko-Institut.

Kommen also durch die Abschaltung von KKW die CO₂-intensivere Erzeugungsoptionen zum Zuge, reagiert das System mit erhöhten CO₂-Preisen und initiiert damit an anderer Stelle des Systems entsprechende Emissionsminderungen.

Gleichwohl bedarf dieser Mechanismus einer differenzierten Betrachtung. Die Konstruktion des Systems als Mechanismus mit einer langfristig sehr starken Emissionsminderungsvorgabe erfordert eine getrennte (dynamische) Betrachtung von zeitweise erhöhten Emissionen aus Anlagen mit nur geringer (Rest-) Laufzeit oder kapital- und CO₂-intensiven (Neu-) Anlagen mit noch sehr langer Laufzeit. Vor dem Hintergrund der langfristig ambitionierten Emissionsziele sind ggf. höhere Emissionen aus längerem Betrieb von Bestandsanlagen als weniger problematisch anzusehen als aus kapital-

und CO₂-intensive Neuanlagen (Ziesing/Matthes 2008). Vor diesem Hintergrund ist im Zuge der Schaffung von Ersatzkapazitäten für abzuschaltende KKW der Nutzung existierender Kraftwerkskapazitäten grundsätzlich dem Vorzug vor der Neuerrichtung von kapital- und CO₂-intensiven Kraftwerken mit erheblichen CO₂-Lock in-Effekten zu geben.

6 Schlussfolgerungen

Die vorstehenden Analysen haben gezeigt, dass für den Fall eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergienutzung in Deutschland auch kurzfristig in ausreichendem Maße Substitutionsoptionen zur Verfügung stehen. Bei insgesamt konservativen Annahmen wurden fünf verschiedene Strategieansätze identifiziert, über die mindestens 21.000 MW gesicherte Leistung verfügbar gemacht werden können. Die derzeit am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 20.500 MW könnten damit vollständig ersetzt werden. Gleichwohl stehen diese Optionen nicht alle sofort zur Verfügung. Letztlich könnten etwa 10 KKW-Blöcke sofort bzw. im Laufe weniger Wochen oder Monate ersetzt werden, die Erschließung weiterer Potenziale könnte im Verlauf weniger Jahre erfolgen. Insgesamt wäre mit den hier skizzierten Optionen unter Wahrung eines sehr hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und –qualität ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie umzusetzen, in dem das letzte deutsche KKW zwischen 2015 und 2020 abgeschaltet werden könnte.

In der hier vorgelegten Kurzanalyse wurden die genannten Strategieansätze identifiziert und einer ersten quantitativen Grobabschätzung unterzogen. Gleichwohl sollten eine Reihe von weiteren Fragen einer vertieften Diskussion unterzogen werden:

- Welche zusätzlichen Beiträge zur gesicherten Leistung könnten sich (kurzfristig) über hier nicht betrachteten Segmenten der Energieeffizienz oder der erneuerbaren Energien noch realisieren lassen?
- Welche instrumentellen Ansätze müssten verfolgt werden, um z.B. die Lastmanagementpotenziale oder neu zu errichtende CO₂-arme Kraftwerke kurzfristig umzusetzen?
- Welcher Mix an CO₂-armen Neubaukraftwerken sollte – vor allem mit Blick auf die längerfristige Perspektive aber auch unter Berücksichtigung des kurzfristigen Handlungsbedarfs im Kontext der Abschaltung von Kernkraftwerken – strategisch verfolgt und politisch instrumentiert werden?
- Welche kurzfristigen Möglichkeiten bzw. auch Effizienzpotenziale ergeben sich bei einer Betrachtung eines größeren Marktraums, zumindest für die Optionen jenseits des Imports von Kernenergie-Strom aus dem kontinentaleuropäischen Strommarkts?

Eine Kurzanalyse der Strom- und CO₂-Preiseffekte nach der Ankündigung der Bundesregierung, etwa 40% der deutschen Kernkraftwerkskapazität kurzfristig vom Netz zu nehmen, zeigt deutlich erkennbare Preiseffekte dieser Ankündigung. Bereits am zweiten Handelstag nach der Ankündigung lassen sich jedoch auch wieder durchgängig rückläufige Preiseffekte identifizieren. Insgesamt lässt die Größenordnung der beobachteten Markteffekte den Schluss zu, dass die Preisänderungen sowohl auf den Strom- als auch den CO₂-Märkten sehr begrenzt sind und letztlich in der Bandbreite der Preisschwankungen der letzten Monate und Jahre liegen.

7 Literatur

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2009): Energiemarkt Deutschland.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2010): Energiemarkt Deutschland.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), (2010): Leitstudie 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) (2010): Entso-E Report, System Adequacy Forecast 2010 – 2025. <https://www.entsoe.eu/resources/publications/entso-e/saf-soaf/>
- Gores, S., Harthan, R., Penninger, G. (2011): Krise überwunden. Energie & Management, 15. Januar 2011.
- 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.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2003): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2004): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2003.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2005): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2006): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2007): Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland.
- Ziesing, H.-J., Matthes, F.Ch. (2008): Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs. Kurzexpertise für den Rat für Nachhaltige Entwicklung. RNE Texte Nr. 26, Berlin, Oktober 2008.

Verwendete Datenbasen

- Statistisches Bundesamt: Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Tabelle 3: Anlagen zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung, Tabelle 3.2: Leistung und Belastung der Kraftwerke nach Hauptenergieträgern, Berichtszeitraum: am 3. Mittwoch des Monats Dezember
- Platts: World Electric Power Plants Database 2009.
- European Power Exchange (EEX): Marktdaten Strom, Emissionsberechtigungen.
- European Climate Exchange (ECX): Market data reports, end of day.