

Wirtschaftliche Folgen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs in Deutschland

Hubertus Bardt, Juni 2011

Der Reaktorunfall in Japan im März 2011 hat die Diskussion in Deutschland um die Risiken der Kernenergie und die weitere Nutzung erneut entfacht. Nachdem mit dem Energiekonzept der Bundesregierung 2010 eine Verlängerung der Laufzeiten beschlossen wurde, verhängte die Regierung nach dem japanischen Unglück zunächst ein Moratorium von drei Monaten, und sie hat im Juni den Ausstieg aus der Kernkraft bis zum Jahr 2022 beschlossen. Dieser beschleunigte Ausstieg ist mit erheblichen wirtschaftlichen Konsequenzen verbunden. Erneuerbare Energien können die wegfallenden Kapazitäten kurz- und mittelfristig nicht ersetzen. Kurzfristig können in Deutschland nur Gas- und Kohlekraftwerke verstärkt genutzt werden. Dadurch erhöhen sich die Kosten der Stromerzeugung um rund 55 Milliarden Euro. Fast 90 Prozent der Umweltexperten der deutschen Wirtschaft rechnen mit höheren Strompreisen als Folge der verkürzten Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke.

Kurzfristiger Kapazitätswegfall

Die Bundesregierung hatte mit ihrem Energiekonzept vom September 2010 die Verlängerung der Laufzeit bestehender Kernkraftwerke beschlossen. Die Grundentscheidung aus dem Jahr 2001 zur Begrenzung der Nutzung der Kernenergie wurde damit nicht infrage gestellt. Über einen mittelfristigen Ausstieg herrschte politischer Konsens. Die Frist, in der dieser vollzogen werden soll und in der die wirtschaftlichen Vorteile bestehender Kernkraftwerke genutzt werden können, war jedoch umstritten. Das Reaktorunglück im japanischen Fukushima im März 2011 in der Folge eines Erdbebens der Stufe 9 auf der Richterskala und eines Tsunamis haben die gesellschaftliche und politische Diskussion über kollektiv zu akzeptierende Risiken neu ausgelöst und den Wunsch nach einem schnelleren Ende der Kernenergie in Deutschland gestärkt.

Der zunächst temporäre und teilweise Sofortausstieg aus der Kernenergie war der Ausgangspunkt eines deutlich beschleunigten Endes dieser Form der Energieerzeugung. Die sieben ältesten Kernkraftwerke wurden im März 2011 abgeschaltet, und die 2010 beschlossene Verlängerung der Laufzeiten wurde wieder zurückgenommen. Ein beschleunigter oder sofortiger Ausstieg wird zu erheblichen Umwälzungen in der Stromerzeugung führen.

Die Kernenergie trug im Jahr 2010 über 22 Prozent zu der deutschen Stromerzeugung bei (Tabelle 1). Zum Ausgleich für den Ausfall der im Rahmen des Moratoriums abgeschalteten Kraftwerke müssen kurzfristig rund 5 Prozent des Stroms durch andere Energiequellen erzeugt werden. Weitere 17 Prozent sind auszugleichen, da auch für die neueren zehn Kraftwerke die Laufzeitverlängerung rückgängig gemacht wurde.

Tabelle 1

Stromerzeugung in Deutschland

in Millionen Megawattstunden

	1995	2000	2005	2009	2010
Braunkohle	142,6	148,3	154,1	145,6	147,0
Kernenergie	154,1	169,6	163,0	134,9	139,0
Steinkohle	147,1	143,1	134,1	107,9	116,0
Erdgas	41,1	49,2	71,0	78,8	86,0
Mineralölprodukte	9,1	5,9	11,6	9,6	7,5
Wasserkraft	21,6	24,9	19,6	19,1	19,5
Windkraft	1,5	9,5	27,2	38,6	37,5
Biomasse	0,7	1,6	12,0	25,5	28,5
Photovoltaik	0,0	0,0	1,3	6,6	12,0
Übrige Energieträger	19,0	24,4	26,6	25,9	28,0
Bruttostromerzeugung insgesamt	536,8	576,5	620,6	592,5	621,0
Stromimport	39,7	45,1	53,4	40,6	41,3
Stromexport	34,9	42,1	61,9	54,9	59,3
Stromimportsaldo	4,8	3,0	-8,5	-14,3	-18,0
Bruttostromverbrauch	541,6	579,6	612,1	578,9	603,0

Ab 2009: vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Die produzierte Kernkraft hätte im Jahr 2008 ausgereicht, um die Hälfte des Stromverbrauchs der Industrie zu liefern. Die sieben im März 2011 stillgelegten Kraftwerke wären instand gewesen, zwei Drittel aller Stromkunden aus Handel und Gewerbe zu versorgen. Über die Stromproduktion der verbleibenden zehn Kraftwerke können über zwei Drittel der Haushalte ihren Bedarf decken.

Kurzfristig gibt es nur wenige verfügbare Möglichkeiten, den ungeplant schnellen Wegfall von wesentlichen Anteilen der Stromerzeugungskapazitäten aus Kernkraftwerken zu ersetzen. Diese Möglichkeiten sind nicht alternativ zu verstehen, sondern werden als unterneh-

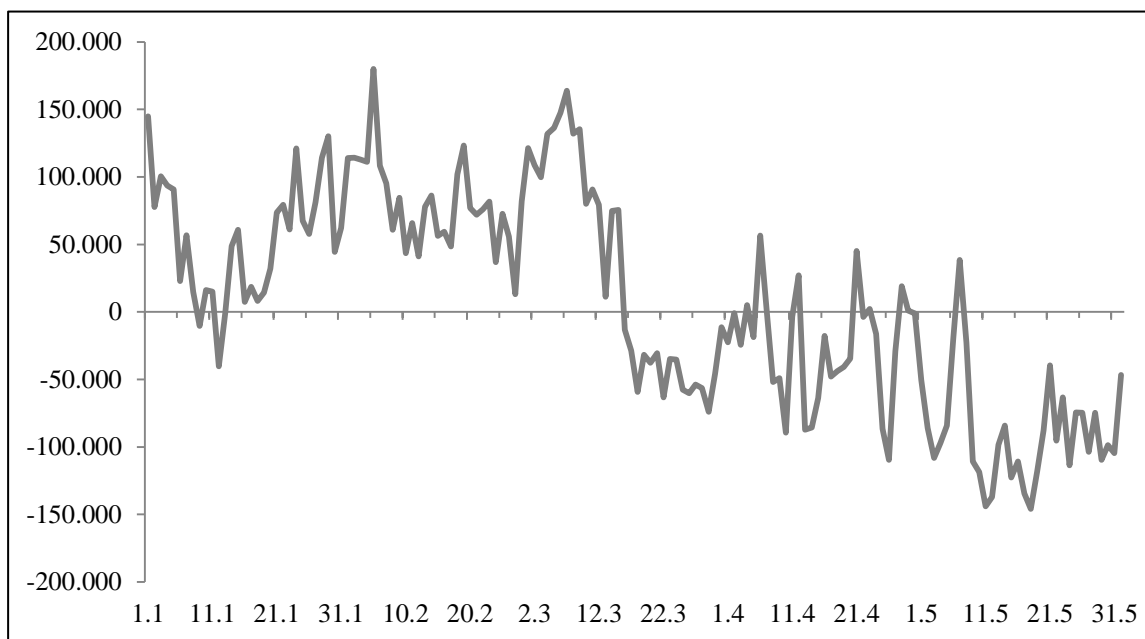
merische Reaktionen auf die Vorgaben des Moratoriums der Bundesregierung gemeinsam eingesetzt:

- **Fossile Kraftwerke:** Vorhandene fossile Kraftwerke können besser ausgelastet und stillgelegte Kraftwerke reaktiviert werden. Dies bedeutet, dass Kernenergiestrom direkt durch Strom aus Gas oder Kohle ersetzt wird.

Abbildung 1

Der deutsche Stromaußenhandel

Grenzüberschreitende Lastflüsse im Jahr 2011, tägliche Summe der durchschnittlichen Stundenwerte in Megawatt (MW)



Quellen: Entsoe; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

- **Importe:** Über die europäischen Netzverbindungen können zusätzliche Strommengen nach Deutschland eingeführt werden. Im Zuge der Abschaltung von Kernkraftwerken im Rahmen des Moratoriums der Bundesregierung kam es bereits zu einer Umkehrung der bisherigen deutschen Außenhandelsbilanz mit Strom (Abbildung 1). Deutschland importiert seit Mitte März 2011 größtenteils mehr Strom, als es exportiert und kann bei einem Ausstieg aus der Kernenergie zum Nettoimporteure von Strom werden, nachdem einige Jahre ein Exportüberschuss bestand. Dieser war jedoch wesentlich auf die Schwankungen der erneuerbaren Energien zurückzuführen. In Zeiten, in denen besonders viel Strom aus erneuerbaren Energien im Netz war, musste zur Netzstabilisierung Strom in das Ausland abgegeben werden. Insgesamt ist hierbei zu bedenken, dass der

Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion fast achtmal so hoch ist wie der Anteil des Exportüberschusses. Somit kann durch Importe kein Ausgleich stattfinden.

Investitionsbedarf in Ersatzkraftwerke

In einer längerfristigen Perspektive entstehen durch die Verkürzung der Laufzeit von Kernkraftwerken zusätzliche Ersatzbedarfe für fossile Kraftwerke. Generell steht der Kraftwerkspark in Deutschland vor erheblichen Veränderungen. Der anspruchsvolle Ausbau erneuerbarer Energien wird zu einem zunehmenden Anteil an der Stromerzeugung führen. Ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie erfordert zusätzlich genutzte und neue Kapazitäten zur Stromerzeugung, sofern es nicht zu einem – nicht zu erwartenden – starken Rückgang der Stromnachfrage kommt. Diese Kapazitäten können aus dem Ausland kommen, den Weiterbetrieb alter und weniger effizienter Kraftwerke erfordern oder durch den Ausbau zusätzlicher Kapazitäten gedeckt werden.

Entscheidend für die Bewertung des heutigen und zukünftigen Kraftwerksbestands ist nicht die absolute installierte Leistung, bei der sich auch der Ausbau erneuerbarer Energien massiv niederschlägt. Entscheidend ist vielmehr die gesicherte Leistung der Stromquellen. Durch schwankende Einsatzmöglichkeiten und andere Ausfälle kann nur ein Teil der installierten Leistung jederzeit abgerufen werden. Durch eine insgesamt ausreichend gesicherte Leistung kann allerdings zu jedem Zeitpunkt eine störungsfreie Stromversorgung gewährleistet werden.

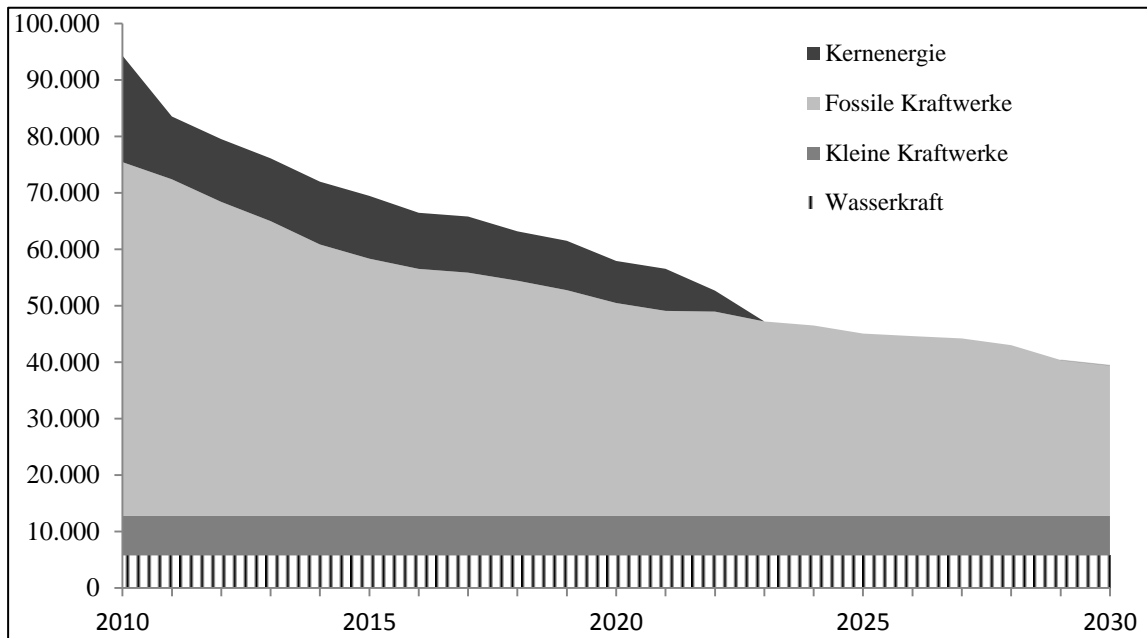
Die bestehenden fossilen Kraftwerke werden immer älter und nähern sich bereits der typischen Nutzungsdauer an. Hieraus entsteht ein Ersatzbedarf, wenn es nicht zu einem Weiterbetrieb älterer und damit weniger effizienter Kraftwerke kommen soll (dena, 2010; IW Köln, 2010a). Ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie führt in den nächsten Jahren zu einem noch schnelleren Rückgang der gesicherten installierten Leistung.

Im Zeitraum 2010 bis 2030 wird sich der Beitrag der größeren bestehenden fossilen Kraftwerke deutlich verringern. Während er im Jahr 2010 noch bei rund 62.500 Megawatt (MW) lag, wird er sich bis 2030 auf 26.500 MW mehr als halbieren. Der größte Teil des Rückgangs erfolgt in der ersten Dekade. Bis 2020 wird sich die gesicherte Leistung um 25.000 MW verringern, bis 2030 sind es dann weitere 11.000 MW. Betrachtet man fossile Kraftwerke inklusive Kleinkraftwerke und Wasserkraft gemeinsam, kommt es zwischen 2010 und 2020 zu einem Rückgang um 33 Prozent, zwischen 2020 und 2030 um weitere 22 Prozent, sodass insgesamt fast die Hälfte der gesicherten Leistung dieser drei Elemente wegfällt (Abbildung 2).

Abbildung 2

Gesicherte Leistung bestehender Kraftwerke in Deutschland

Stromerzeugung durch fossile, nukleare und Wasserkraftwerke, in Megawatt (MW)



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Institut der deutschen
Wirtschaft Köln

Bezieht man die Kernenergie mit in die Überlegungen ein, verschärft sich das Bild weiter. Die gesicherte Leistung durch die Stilllegung von acht Kraftwerken wurde von fast 19.000 MW auf gut 11.000 MW reduziert. Bis zum Jahr 2022 wird sie mit dem Abschalten der weiteren Kernkraftwerke vollständig wegfallen. Insgesamt wird die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks von 94.500 MW in 2010 bis 2020 um 39 Prozent auf 58.000 MW sinken. Bis 2030 wird der Rückgang insgesamt 58 Prozent betragen, sodass mit 35.000 MW nicht einmal die Hälfte der gesicherten Leistung von 2010 zur Verfügung steht.

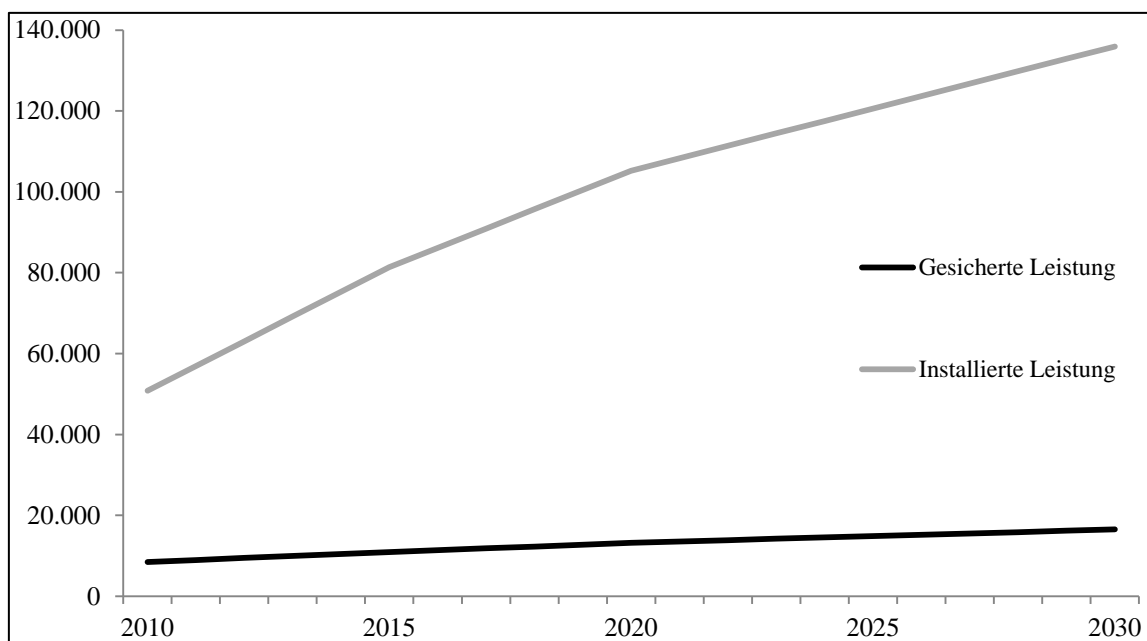
Erneuerbare Energien können nur begrenzt diesen Rückgang ausgleichen. Entsprechend den aktuellen Szenarien, die für das Bundesumweltministerium berechnet wurden (Wentzel/Nitsch, 2010), wird sich die installierte Leistung von Strom aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und Erdwärme sehr positiv entwickeln. Von 51.000 MW im Jahr 2010 wird ein Anstieg auf 105.000 MW (ohne Wasser) im Jahr 2020 und 136.000 MW im Jahr 2030 erwartet. Die Schwerpunkte liegen dabei auf der Windenergie, die von 28.000 MW über 46.000 MW auf 63.000 MW ansteigt, und bei der Photovoltaik mit einem Anstieg von 17.000 MW über 50.000 MW auf 62.500 MW. Deutlich langsamer entwickelt sich jedoch die gesicherte Leistung. Ein wesentlicher Grund hierfür liegt in dem hohen Anteil der Photovoltaik, der nur mit 1 Prozent der installierten Leistung als gesichert gilt. Die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien (ohne Wasser) steigt von 8.500 MW auf 13.000 MW

in 2020 und 16.500 MW in 2030 (Abbildung 3). Eine noch deutlich schnellere Steigerung der gesicherten Leistung erneuerbarer Energieträger würde in so großem Umfang neue Wind- und Sonnenkapazitäten erfordern, sodass die finanziellen Belastungsgrenzen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz kaum noch tragbar wären. Ein direkter Ersatz von Kernkraftwerken durch Wind- und Solaranlagen über die bestehenden Ausbauszenarien hinaus ist somit keine realistische Alternative.

Abbildung 3

Installierte und gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien

Stromerzeugung durch Wind, Photovoltaik, Biomasse, Erdwärme, in Megawatt (MW)



Quellen: Wentzel/Nitsch, 2010; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

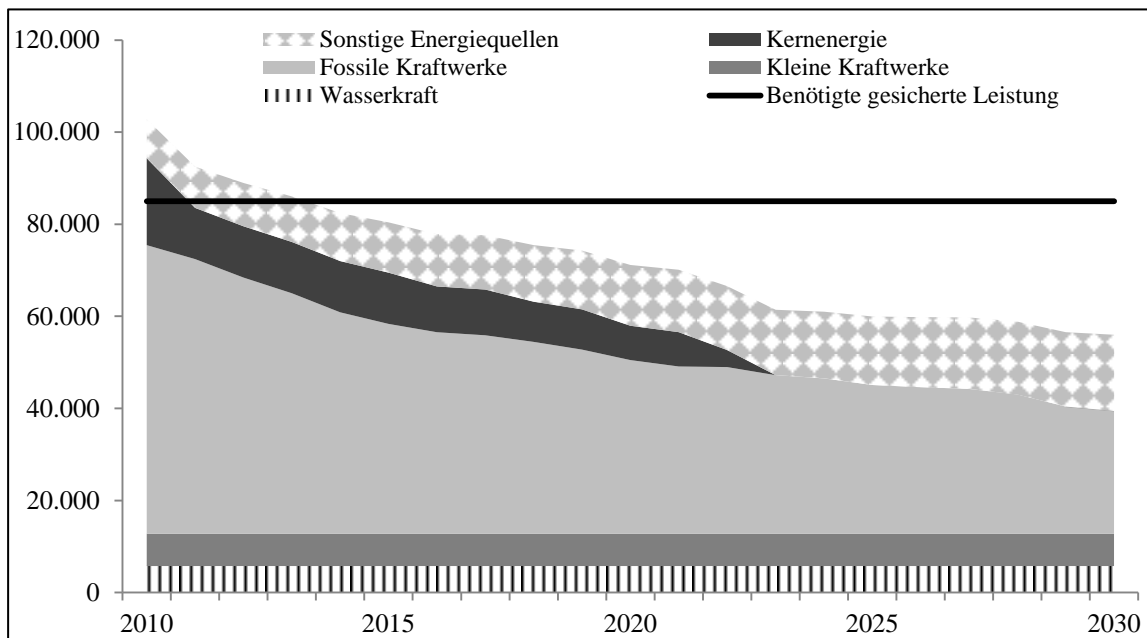


Die errechnete gesicherte installierte Leistung von konventionellen und erneuerbaren Stromquellen muss der maximalen Stromnachfrage gegenübergestellt werden, die mit 85.000 MW angesetzt wird. Aus dem beschleunigten Kernenergieausstieg ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an Kraftwerkskapazitäten ab dem Jahr 2014 (Abbildung 4). Im Jahr 2020 wird dieser bereits bei mindestens 14.000 MW gesicherter Leistung liegen, 2030 werden es mindestens 29.000 MW sein. Dies entspricht etwa 15 fossilen Großkraftwerken bis 2020 und weiteren 15 Großkraftwerken bis 2030. Die auftretende Lücke kann dabei entweder durch neue Kraftwerke, durch die weitere Nutzung alter und weniger effizienter Kraftwerke oder durch vermehrte Stromimporte geschlossen werden.

Abbildung 4

Stromerzeugungslücke in Deutschland

Maximale Stromnachfrage und gesicherte installierte Leistung bei Kraftwerksalterung und Kernenergieausstieg, in Megawatt (MW)



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Institut der deutschen
Wirtschaft Köln

Stromerzeugungskosten und Strompreise

Die Laufzeit von Kernkraftwerken ist nicht nur rein technisch hinsichtlich von Ersatzkapazitäten zu diskutieren. Die Struktur des Stromangebots hat wichtige ökonomische Konsequenzen für die Energieerzeuger, die anderen Unternehmen, die Stromverbraucher und den Staat.

Mehrkosten einer beschleunigten Beendigung der Nutzung von Kernkraftwerken entstehen vor allem durch unterschiedliche Stromerzeugungskosten der verschiedenen Energieträger. Hier weisen die Kernkraftwerke nach Berechnungen der International Energy Agency (IEA, 2010) mit 34 Euro je Megawattstunde die geringsten Kosten auf. Besonders die variablen Kosten sind mit 12 Euro je Megawattstunde niedrig. Andere fossile Energieträger kommen auf Gesamtkosten von 48 bis 58 Euro je Megawattstunde und auf variable Kosten von 35 bis 51 Euro je Megawattstunde (Tabelle 2).

Zur Kalkulation der zusätzlichen Kosten einer veränderten Laufzeit müssen verschiedene Annahmen getroffen werden. Im Folgenden wird die Nutzung der Kernkraftwerke inklusive der Laufzeitverlängerung verglichen mit einer Nutzung entsprechend der aktuell diskutierten Beschleunigung des Endes der Kernenergie und mit einem Sofortausstieg. Bei der

längeren Laufzeit wird eine kontinuierliche Nutzung bis Mitte des laufenden Jahrzehnts und einer anschließenden kontinuierlichen Abnahme bis einschließlich 2034 angenommen. Die Verkürzung wird als Sofortabschaltung von acht Kraftwerken Mitte März 2011 und einem schrittweisen Abschalten zum Ende der Jahre 2015, 2017, 2019, 2021 und 2022 kalkuliert. Bei den Brennstoffkosten und Kohlendioxid-Preisen wird ein Anstieg von 2 Prozent pro Jahr unterstellt. Dies würde einem Anstieg des Ölpreises auf 160 Euro bis 2035 und des Preises für Kohlendioxid-Emissionsrechte auf 33 Euro bedeuten. Beides sind konservative Annahmen. Schnellere Preissteigerungen bedeuten bei der Ersetzung nuklearer durch fossile Stromerzeugungskapazitäten höhere Kosten. Eine Ersetzung von Kernkraftwerken durch zusätzliche Kapazitäten erneuerbarer Energien wird hier ebenfalls nicht berücksichtigt, da auch dies zu noch höheren Zusatzkosten führen würde, sofern Strom aus Wind- und Sonnenenergie nicht preiswerter wird als solcher aus Kohle und Gas. Entsprechend werden auch keine Mehrkosten für einen beschleunigten Netzausbau oder weitere indirekte Kosten berücksichtigt. Die so kalkulierten Kosten stellen eine Untergrenze für die Kostenfolgen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie und einer inländischen Ersetzung der Stromerzeugung dar.

Tabelle 2

Stromerzeugungskosten verschiedener Energieträger

in Euro je Megawattstunde

	Gesamtkosten	Variable Kosten
Kernkraft	33,98	12,33
Steinkohle	53,90	42,83
Braunkohle	47,80	35,03
GuD	57,96	51,31
Gasturbine	80,76	77,40
Wind Onshore	71,95	25,40
Wind Offshore	93,80	32,08
PV Freifläche	207,12	37,78
PV Dach	239,57	43,65
KWK Steinkohle	26,09	8,85
KWK Gas	46,22	37,66

Stand 2008; inklusive Emissionszertifikate; Diskontrate: 5 Prozent, CO₂-Preis: 20 Euro. GuD: Gas- und Druckkraftwerke, PV: Photovoltaik, KWK: Kraftwärmekopplung inklusive Wärmegutschrift.
 Quellen: IEA, 2010; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

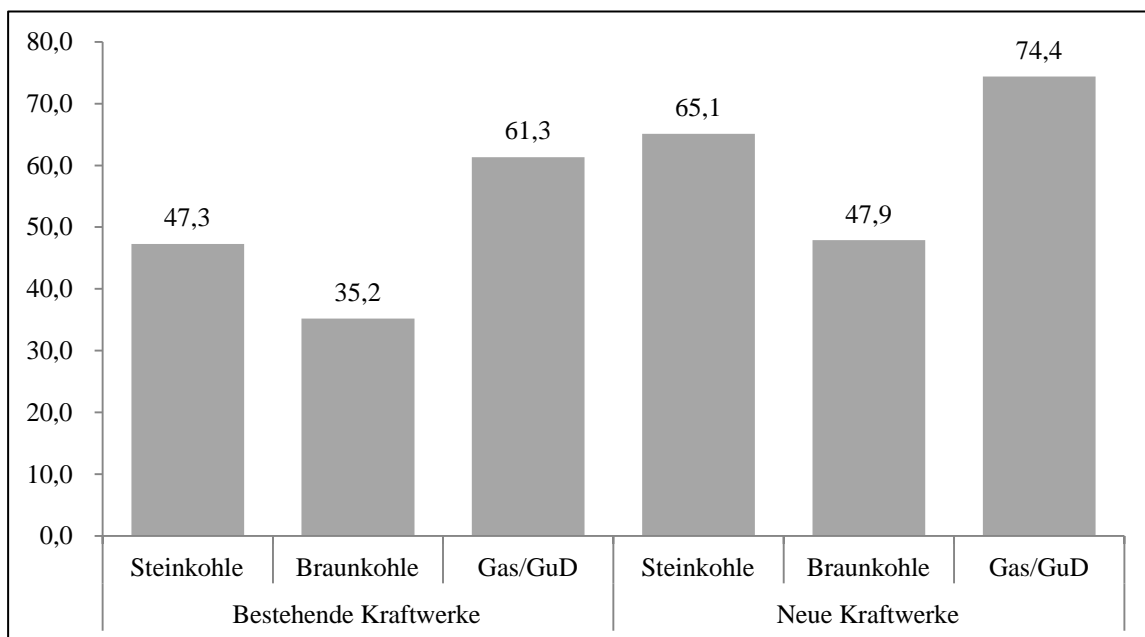
Wenn es gelingt, die Kernenergie durch bestehende effiziente Kraftwerke auf Basis von Steinkohle, Braunkohle oder Erdgas als Gas- und Druckkraftwerk (GuD) zu ersetzen, müs-

sen lediglich die variablen Kosten miteinander verglichen werden. Diese fallen bei der Kernenergie mit dem Ende der Produktion weg, bei den anderen Energieträgern kommen variable Kosten für Brennstoff, Kohlendioxid und weitere variable Kosten hinzu. Bei einer Diskontierungsrate von 5 Prozent ergeben sich durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie Barwerte der Kosten in Höhe von 47,3 Milliarden Euro bei einer vollständigen Ersetzung mit Steinkohle, 35,2 Milliarden Euro bei Braunkohle und 61,3 Milliarden Euro im Fall von GuD-Gaskraftwerken (Abbildung 5). Sofern neue Kraftwerke gebaut werden müssen, sind Fixkosten anzusetzen. Dann erhöhen sich die Kosten für eine Laufzeitverkürzung auf 65,1 Milliarden Euro im Fall von Steinkohle, auf 47,9 Milliarden Euro bei Braunkohle und 74,4 Milliarden Euro bei einem Neubau von Gaskraftwerken.

Abbildung 5

Differenzkosten der Laufzeitverkürzung von Kernkraftwerken

Barwerte der zusätzlichen Kosten eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie und verschiedene Möglichkeiten einer inländischen Kompensation der Stromerzeugung in Milliarden Euro



GuD: Gas- und Druckkraftwerke.
Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Im Durchschnitt der betrachteten Szenarien ist mit einer Kostenbelastung für die Ersetzung der Stromerzeugung von konservativ geschätzten 47,9 Milliarden Euro bei einem Ersatz durch bestehende Kraftwerke und von 62,5 Milliarden Euro für Strom aus neuen Kraftwerken zu rechnen. Im Fall einer Aufteilung der Kompensation auf bestehende und neue Kraftwerke werden 55,2 Milliarden Euro an zusätzlichen Stromerzeugungskosten (auf heute diskontiert) durch die Laufzeitverkürzung der Bundesregierung verursacht. Hierbei sind verschiedene Kostenkategorien noch nicht berücksichtigt. Die Kosten der fossilen Energie-

erzeugung erhöhen sich durch steigende Kosten des Emissionshandels infolge des Atomausstiegs. Höhere variable Kosten der älteren weniger effizienten fossilen Kraftwerke werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Auch gehen die Zusatzkosten durch die mögliche Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energienetze nicht in die Berechnungen mit ein, obwohl sich durch die geringere Diskontierung höhere Barwerte ergeben.

Die Kosten fallen jedoch nicht an einer einzelnen Stelle konzentriert an, sondern sie verteilen sich auf verschiedene betroffene Gruppen:

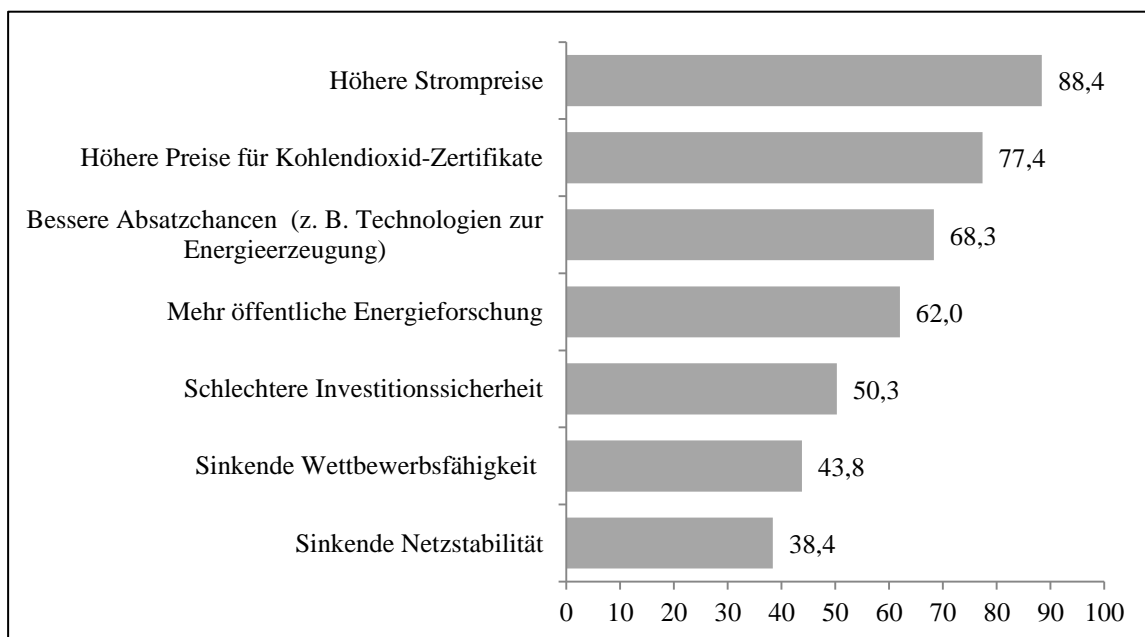
- **Erzeuger:** Die höheren Kosten der Stromerzeugung fallen zunächst bei den Stromerzeugern, also den Energieversorgungsunternehmen an. Teile der Kosten können in die Preise überwältigt oder in Form von verringerten Steuern an die öffentliche Hand weitergegeben werden.
- **Verbraucher:** Die Stromverbraucher müssen mit höheren Strompreisen rechnen. Mit der Abschaltung der ersten Anlagen ist der Großhandelspreis bereits deutlich angestiegen. Der Preis für Strom stieg um gut 10 Prozent. Hiervon sind besonders industrielle Großverbraucher betroffen, die Grundlaststrom beziehen und deren Preise sich stark an den Großhandelspreisen orientieren. Weitere industrielle Verbraucher sind weniger stark beeinträchtigt, die Auswirkungen auf Privatverbraucher sind aufgrund des verhältnismäßig geringen Anteils der Großhandelspreise am Endkundenstrompreis geringer. Ähnliche Ergebnisse wurden auch im Vorfeld des Energiekonzepts der Bundesregierung simuliert (Prognos/EWI/GWS, 2010). Der Ersatz der Kernenergie durch fossile Stromquellen führt auch zu einem Mehrbedarf an Kohlendioxid-Zertifikaten in der Stromerzeugung. Damit wird der Preis der europäischen Kohlendioxid-Zertifikate steigen, was sich als zusätzliche Kostenbelastung in den Industrieunternehmen widerspiegelt, die dem Emissionshandel unterliegen. Mit dem Moratorium sind die Kosten für Zertifikate um gut 1 Euro je Tonne angestiegen.
- **Staat:** Für die öffentliche Hand entfallen durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in erheblichem Umfang Einnahmen. Dazu zählen besonders die Kernbrennstoffsteuer und die Gewinnabschöpfungen aus den Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke, die von den Betreibern in einen Fonds eingezahlt werden. Verringerte Gewinne der Energieerzeuger aufgrund höherer Erzeugungskosten und der Industrieunternehmen aufgrund höherer Energiekosten führen ebenfalls zu einer Reduktion der Steuereinnahmen des Staates. Teilweise ausgeglichen wird dies durch höhere Einnahmen aus der Versteigerung von Kohlendioxid-Zertifikaten.

Die Sorgen vor höheren Kosten werden von den betroffenen Unternehmen artikuliert (Abbildung 6): 88,4 Prozent der Umweltexperten der Wirtschaft, die im April 2011 im Rahmen des IW-Umweltexpertenpanels zu den Konsequenzen einer Rücknahme der Laufzeitverlängerungen befragt wurden, erwarten höhere Strompreise. 77,4 Prozent befürchten zudem höhere Preise für Kohlendioxid-Zertifikate. Die Risiken einer entsprechenden energiepolitischen Entscheidung werden insgesamt höher eingeschätzt als die Chancen, die beispielsweise im Absatz für bestimmte Branchen oder in vermehrter öffentlicher Energieforschung liegen können. Unterm Strich gehen 43,8 Prozent der Befragten von einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft aus, nur 17,2 Prozent von einer Verbesserung.

Abbildung 6

Folgen einer Laufzeitverkürzung

Einschätzung von Umweltexperten der Wirtschaft¹⁾, Anteil der Zustimmungen zu den genannten Argumenten in Prozent



1) Befragung von 192 Umweltexperten der Wirtschaft im Rahmen des IW-Umweltexpertenpanels 2/2011 im April 2011.

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Anforderungen an die Energiepolitik

Das Energiekonzept der Bundesregierung wird durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in einem wesentlichen Baustein infrage gestellt. Binnen weniger Monate werden die Rahmenbedingungen für die Energieerzeugung in Deutschland grundlegend verändert. Für eine langfristig ausgerichtete Branche wie die Energiewirtschaft stellt allein die Tatsache der Veränderung in Grundsatzfragen eine erhebliche Verschlechterung der

Investitionsbedingungen dar. Dennoch erfordern die neuen Ausgangsbedingungen eine Neuauflage des Energiekonzepts (Bardt, 2010). Zu den wichtigsten Elementen dieses Energiekonzepts gehören:

- Es muss eine konsistente Konzeption für den Ersatz bestehender Kernkraftwerke durch dauerhaft verfügbare Energie vorliegen. Dazu gehören auch Weichenstellungen für die Finanzierung von Erzeugungskapazitäten als Sicherheitsreserve für die Zeiten ausfallender Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Der Wettbewerb privater Unternehmen muss als Entdeckungsverfahren genutzt werden. Eine weitere Verstaatlichung der Energiewirtschaft ist keine überzeugende Antwort auf die aktuellen Herausforderungen.
- Eine klare Berechnung der Kosten der Umgestaltung der Energieerzeugung inklusive einer Regelung der Verteilung entsprechender Kosten ist erforderlich. Dazu gehören besonders verbesserte Ansätze zur Reduktion der Erzeugungskosten erneuerbarer Energien, eine weitere Reduktion der Fördersätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und eine Deckelung der Ausgaben.
- Die Entlastung energieintensiver Unternehmen von im europäischen Vergleich hohen Stromkosten sowie von hohen Steuern und weiteren Abgaben ist notwendig, um die Produktion der energieintensiven Branchen in Deutschland weiterhin zu ermöglichen.
- Die europäischen Strommärkte müssen weiter zusammenwachsen. Das gilt für die Import- und Exportmöglichkeiten von Strom ebenso wie für die Förderung erneuerbarer Energien. Nur so können die Kosten gesenkt, Vorteile des Wettbewerbs genutzt und vergleichbare Wettbewerbsbedingungen für die stromverbrauchende Industrie sichergestellt werden.
- Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist zwingend erforderlich, um den Ausbau der erneuerbaren Energien für die großen Stromverbrauchszentren nutzbar zu machen. Ansonsten droht das Auseinanderfallen der deutschen Preiszonen mit potenziell deutlich erhöhten Strompreisen in Süddeutschland. Um den Netzausbau voranzubringen, müssen gegebenenfalls andere Ansprüche, beispielsweise an den Natur- und Landschaftsschutz, zurückgestellt werden.
- Das neue Energiekonzept muss Alternativszenarien beinhalten. Verschiedene Annahmen hinsichtlich anspruchsvoller Effizienzziele, europäischer Potenziale zur Kostensenkung erneuerbarer Energien oder eines internationalen Klimaabkommens, das Wettbewerbsnachteile reduziert, sind nicht sicher (IW Köln, 2010b). Ein Energiekonzept darf sich nicht allein auf solche optimistischen Annahmen stützen.

Literatur

Bardt, Hubertus, 2010, Energieversorgung in Deutschland – Wirtschaftlich, sicher und umweltverträglich, IW-Positionen, Nr. 45, Köln

dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010, Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung) – Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Berlin

Entsoe, 2011, Transparency platform on electricity in Europe, URL: <http://www.entsoe.net> [Stand: 2011–06]

IEA – International Energy Agency, 2010, Projected Costs of Generating Energy – 2010 Edition, Paris

IW Köln – Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2010a, Kraftwerksbau als Chance für die Bau- und Bau-stoffwirtschaft, Kurzstudie, Köln

IW Köln – Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2010b, Energie für das Industrieland Deutschland, Stellungnahme zum Energiekonzept der Bundesregierung, Köln

Prognos / EWI / GWS, 2010, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel/Köln/Osnabrück

Wentzel, Bernd / Nitsch, Joachim, 2010, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades, Stuttgart/Kassel/Teltow

Economic Consequences of an Accelerated Phase-out of Nuclear Power Plants in Germany

The nuclear accident in Fukushima, Japan in March 2011 has rekindled a fundamental discussion about the risks and future use of nuclear power plants in Germany. In September 2010, the federal government decided to postpone the closure of the plants until 2036, twelve years later than previously decided. After the events in Japan, however, it declared a three-months moratorium and in June decided to shut down all nuclear plants by 2022. This decision will have significant economic consequences. In the short and medium term, renewable energy sources will hardly be able to replace the abandoned nuclear capacities. Currently, it is inevitable to increase the use of coal- and gas-fired power plants. This will raise the costs of producing electricity by 55 billion euros. Almost 90 percent of business environmental experts, therefore, expect that the accelerated shutdown will push up electricity prices.

IW-Trends – Vierteljahresschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung
aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 38. Jahrgang, Heft 2/2011; ISSN 0941-6838.
Rechte für den Nachdruck oder die elektronische Verwertung erhalten Sie über lizenzen@iwkoeln.de,
die erforderlichen Rechte für elektronische Pressespiegel unter www.pressemonitor.de
© 2011, IW Medien GmbH, Köln; DOI: 10.2373/1864-810X.11-02-05