

R2B ENERGY CONSULTING GMBH



Kurzfassung

Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs  
aus der Kernenergie in Deutschland  
bis zum Jahr 2017

*Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) e.V.*

**Köln, 20.04.2011**

**Impressum:**

r2b energy consulting GmbH

Robert-Heuser-Str. 15

50968 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

<http://www.r2b-energy.com>

## Hintergrund und Fragestellung der Analyse

Basierend auf dem Koalitionsvertrag für die 17. Legislaturperiode vom 26. Oktober 2009<sup>1</sup> erarbeitete die Bundesregierung im Jahr 2010 ein langfristiges Energiekonzept „für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, das am 28. September 2010 veröffentlicht wurde<sup>2</sup>. Einer der Kernbestandteile dieses Konzepts ist eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke. Am 28. Oktober 2010 verabschiedete der Deutsche Bundestag mit Regierungsmehrheit die dem Energiekonzept zuzuordnenden Gesetzesvorlagen<sup>3</sup>. Die Ereignisse im japanischen Kernkraftwerk Fukushima haben die deutsche Bundesregierung veranlasst, für einen 3-Monats-Zeitraum die 7 ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel vom Netz zu nehmen (sog. Moratorium). Von Seiten der Oppositionspartei Bündnis 90/Die Grünen werden Stimmen<sup>4</sup> laut, die einen vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017 fordern.

Vor diesem Hintergrund beauftragte der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) die r2b energy consulting GmbH, die energiewirtschaftlichen Auswirkungen eines raschen Ausstiegs aus der Kernenergie bis zum Jahr 2017 mit dem ursprünglich geplanten Energiekonzept mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zu vergleichen. Hierzu wurden zwei Szenarien betrachtet und miteinander verglichen. Konkret wird im Szenario „Ausstieg 2017“ unterstellt, dass bei einem raschen Kernenergieausstieg die bereits im Moratorium befindlichen Kraftwerksblöcke Biblis A und B, Neckarwestheim 1, Isar 1, Unterweser, Brunsbüttel, Philippsburg 1 sowie das Kernkraftwerk Krümmel nicht wieder hochgefahren werden. Für die restlichen Kernkraftwerke wird ein Ausstieg Ende des Jahres 2017 unterstellt. Im Rahmen der Untersuchung zur Umsetzung des Energiekonzepts (Szenario „Energiekonzept“) wird eine Laufzeitverlängerung entsprechend des elften Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes<sup>5</sup> (AtG) angenommen. Demnach werden die ersten Kernkraftwerke erst ab dem Jahr 2019 stillgelegt. Somit sind im Falle eines raschen Ausstiegs ab sofort bereits mehr als 60 TWh Kernenergiestrom in Deutschland zu ersetzen. Ab dem Jahr 2018 müssen weitere rund 90 TWh substituiert werden.

Die energiewirtschaftliche Analyse, die sich von 2012 bis 2020 erstreckt, erfolgt auf Basis des von der r2b energy consulting GmbH entwickelten Modells zum europäischen Strommarkt. Dabei ermittelt das Modell unter Berücksichtigung von Investitions- und variablen Kosten, die kostenoptimale Entwicklung des Stromerzeugungssystems unter Berücksichtigung der vorgegebenen politischen Rahmenannahmen.

---

<sup>1</sup> Vgl. CDU / CSU / FDP (2009).

<sup>2</sup> Vgl. BMWi / BMU (2010).

<sup>3</sup> Elfte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (vgl. Bundesregierung (2010a)); Gesetz für die Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (vgl. Bundesregierung (2010b)); Kernbrennstoffsteuergesetz (vgl. Bundesregierung (2010c)).

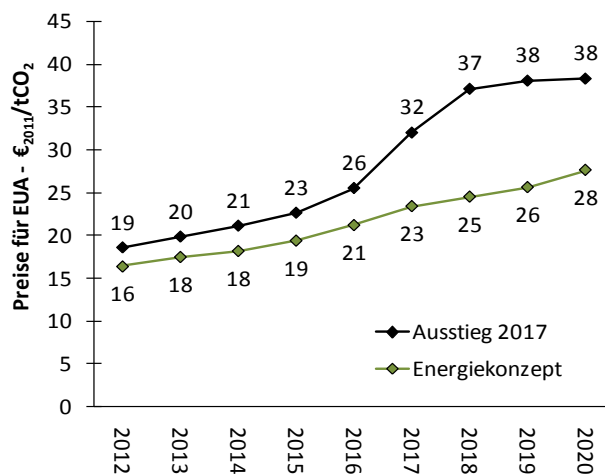
<sup>4</sup> Vgl. Bündnis 90/Die Grünen (2011).

<sup>5</sup> Vgl. Bundesregierung (2010a).

## CO<sub>2</sub>-Preise und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Ein rascher Ausstieg aus der Kernenergie erhöht im Vergleich zum Energiekonzept aufgrund der verminderten CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung die Emissionen in der deutschen Energiewirtschaft. Der Anstieg beträgt im Maximum (im Jahr 2018) 63 Mio. t p.a. und im Jahr 2020 rund 56 Mio. t p.a. Wegen der konstanten Zielvorgaben für die gesamteuropäischen Emissionen müssen die durch einen rascheren Ausstieg aus der Kernenergie in der deutschen Energiewirtschaft zusätzlich emittierten CO<sub>2</sub>-Mengen in der deutschen Industrie sowie den anderen am ETS teilnehmenden Ländern eingespart werden. Dies führt zu höheren Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung in Europa, wodurch der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate ansteigt.

Die folgende Abbildung zeigt die resultierenden Veränderungen der CO<sub>2</sub>-Preise zwischen den beiden untersuchten Szenarien. Insgesamt erfolgt in beiden Szenarien ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise. Bei Umsetzung des Energiekonzepts mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke



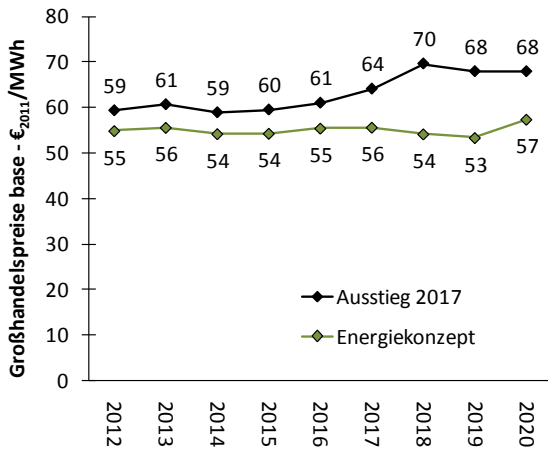
steigt der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis insbesondere aufgrund der steigenden Minderungsziele bis 2020 auf 28 €<sub>2011</sub> je t. Ein rascher Ausstieg aus der Kernenergie bis 2017 führt zu einem CO<sub>2</sub>-Preisanstieg um bis zu 48% in 2018. In 2020 vermindert sich die Differenz leicht, da bis dahin auch im Energiekonzept bereits die ersten Kernkraftwerke stillgelegt wurden. Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis liegt dann noch 36% oberhalb des Energiekonzepts.<sup>6</sup>

## Strompreise

Der Großhandelspreis für Strom bleibt trotz steigender CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im Szenario „Energiekonzept“ bis 2020 nahezu konstant. Neben der zusätzlichen kostengünstigen Stromerzeugung aus Kernenergie verhindern insbesondere die vermehrte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie eine moderate Brennstoffpreisentwicklung<sup>7</sup> für Steinkohle und Erdgas einen Anstieg der Großhandelspreise. Im Szenario „Ausstieg 2017“ wirken bereits die in 2011 abgeschalteten älteren Kernkraftwerke Preis treibend auf den Großhandelspreis.

<sup>6</sup> Die Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Preise erfolgt hierbei unter der Annahme, dass die Zielvorgaben für die gesamteuropäischen Emissionsreduktionen im Allgemeinen und den Emissionshandelssektor im Besonderen nicht von der deutschen Kernenergiepolitik abhängen. Es wird in beiden Szenarien von einem Erreichen des europäischen Klimaschutzziels von 20% Emissionsminderung bis 2020 (Basisjahr 1990) ausgegangen, was für den Emissionshandelssektor einer Reduktion auf 1.720 Mio. t CO<sub>2</sub> p.a. entspricht.

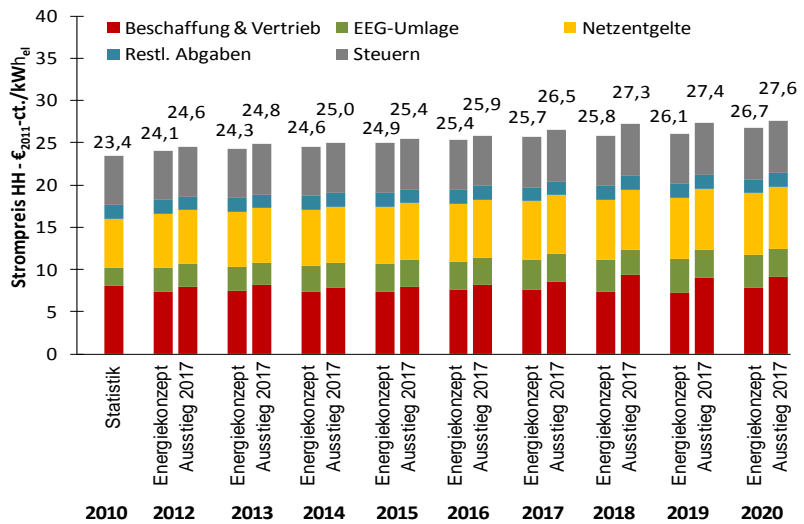
<sup>7</sup> Die Preise für Erdgas und Steinkohle im Zeitraum 2012 und 2015 basieren auf Terminmarktnotierungen an der „Intercontinental Exchange“ in London. Bis 2020 wird unterstellt, dass das Niveau des World Energy Outlooks 2010 der IEA (IEA (2010)) erreicht wird.



Wie nebenstehende Abbildung zeigt, liegt der Strompreis bis 2016 im Falle eines raschen Ausstiegs rund 10% höher als im Energiekonzept. Wenn in 2018 bereits alle Kernkraftwerke stillgelegt wurden, liegt der Großhandelspreis für Strom rund 30% bzw. 16 EUR<sub>2011</sub>/MWh höher als im Szenario „Energiekonzept“. Anschließend sinkt die Preisdifferenz wieder auf 19% bzw. 11 EUR<sub>2011</sub>/MWh, da auch im Energiekonzept die ersten Kernkraftwerke stillgelegt wurden.

Die Entwicklungen auf dem Großhandelsmarkt – in Verbindung mit dem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien – beeinflussen auch den Endverbraucherpreis. So steigt der in nebenstehender Abbildung dargestellte Endkundenpreis für einen durchschnittlichen 3-Personen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh durch das Energiekonzept von 23,4 €/ct/kWh in 2010 auf 26,7 €/ct/kWh in 2020, was einem Anstieg um 14% entspricht.

Dieser Preisanstieg basiert insbesondere auf steigenden Förderkosten für Erneuerbare Energien und auf durch den EE-Ausbau bedingte zusätzliche Netzausbaukosten.



Durch einen raschen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2017 steigt der Haushaltsstrompreis nochmals stärker und beträgt 27,6 €/ct/kWh in 2020. Im Vergleich zum Jahr 2010 entspricht dies einem Anstieg von 18%.<sup>8</sup>

Analog zu den Haushaltsstrompreisen steigen bei Umsetzung des Energiekonzepts insbesondere aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auch die Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden bis zum Jahr 2020. Der Endkundenpreis für einen Gewerbe-/Industriebetrieb mit 2 GWh Stromverbrauch steigt im Rahmen des Energiekonzepts von 15 €/ct/kWh in 2010 um 21% auf 18,2 €/ct/kWh in 2020 an. Durch einen raschen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2017 erhöht sich dieser Kostenanstieg auf 26%.

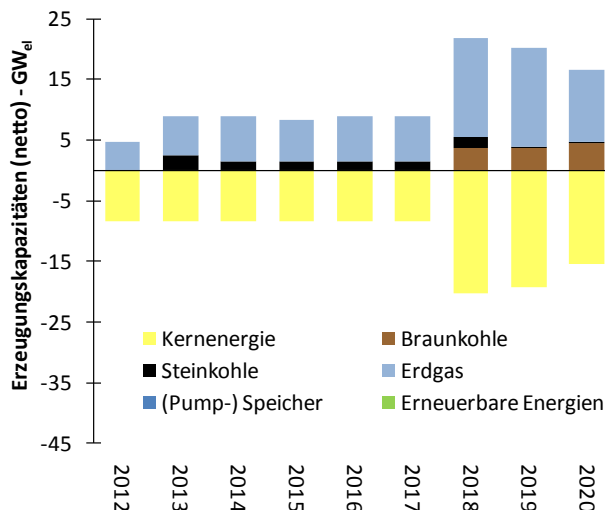
Der Strompreis für stromintensive Industrien steigt im Szenario „Energiekonzept“ von 12 €/ct/kWh in 2010 auf 13,5 €/ct/kWh in 2020, was einem Anstieg von 13% entspricht. Durch den raschen Ausstieg aus der Kernenergie steigt der Strompreis nochmals deutlicher um 23% auf

<sup>8</sup> Die jeweils geringere EEG-Umlage im Falle eines raschen Kernenergieausstiegs ergibt sich durch eine negative Abhängigkeit vom Strompreis auf dem Großhandelsmarkt (Preiskomponente: Beschaffung).

14,8 €-ct/kWh in 2020. Der Strompreisanstieg ist für stromintensive Industrien am stärksten, da diese der Preisanstieg am Großhandelsmarkt gänzlich trifft.<sup>9</sup>

## Erforderliche Anpassungen des Kraftwerksparks

Die in der folgenden Abbildung dargestellte Differenz der Kraftwerkskapazitäten der beiden Szenarien zeigt, dass die bis zum Jahr 2017 wegfallenden Kernkraftwerke durch eine Mischung aus neuen bzw. länger betriebenen Erdgas- und Steinkohlekraftwerken gedeckt wird. Bei der



Steinkohle betrifft dies weitestgehend ältere Anlagen, deren weiterer Betrieb aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (höhere Strompreise bei moderat höheren CO<sub>2</sub>-Preisen) um sechs bis sieben Jahre ermöglicht wird. Kurzfristig gilt dies auch für ältere Erdgas-GuD-Anlagen, welche bis 2015 jedoch stillgelegt werden. Diese werden einerseits durch moderne Erdgas-GuD-Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden (>56%) zur Deckung von Lastspitzen und andererseits durch Gasturbinen zur Deckung des ansteigenden

Reservebedarfs und zur Absicherung der volatilen EE-Erzeugung ersetzt.

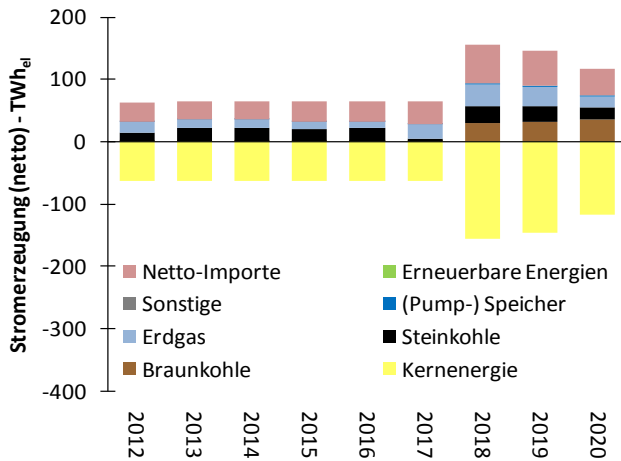
Da die wegfallende Kernenergieerzeugung bis 2020 nicht vollständig durch Erneuerbare Energien ersetzt werden kann, erfolgt im Ausstiegsfall trotz steigender CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise ein Zubau von Braunkohlekraftwerken. Diese Kraftwerksneubauten ersetzen einerseits die ältesten Steinkohlekapazitäten, die aufgrund der beschränkten Lebensdauer stillgelegt werden.<sup>10</sup>

## Substitution der Kernenergieerzeugung

Wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist, wird die im Ausstiegsszenario wegfallende Stromerzeugung aus Kernkraftwerken kurzfristig zu 50% durch eine Verminderung der Netto-Importe und zu 50% durch zusätzliche konventionelle Erzeugung in Deutschland (insbesondere auf Steinkohle- und Erdgasbasis) kompensiert. In 2012 betragen die verminderten Strom-

<sup>9</sup> Für stromintensive Unternehmen vermindert sich durch höhere Großhandelspreise aufgrund der EEG-Umlagebefreiung im Gegensatz zu den sonstigen Endverbrauchern die EEG-Umlage nicht.

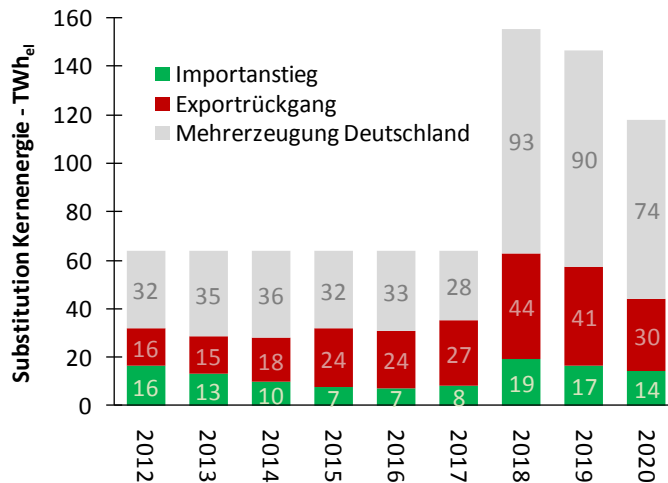
<sup>10</sup> Die im Rahmen der Studie ermittelten notwendigen Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland und Europa basieren auf aufwendigen Modellrechnungen des europäischen Strommarktes. Dabei minimiert das Modell die Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa (Investitions- und Kraftwerkseinsatzentscheidung) unter Berücksichtigung technischer Restriktionen sowie der stündlichen Lastdeckung und notwendiger Reserveanforderungen. Das Modell berechnet nicht nur den (kostenoptimalen) Ersatz- und Neubaubedarf in Kraftwerkskapazitäten, es ermöglicht auch die Abbildung vorzeitiger Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen. Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten erfolgt unter Berücksichtigung aktueller Kraftwerksneubauten, die auf Basis ihres Projektfortschrittes als sicher in Betrieb gehend angenommen werden.



exporte und höheren Stromimporte jeweils rund 16 TWh. Bis 2017 sinken dann sowohl die zusätzlichen Stromim- als auch -exporte. Gründe dafür sind insbesondere die zunehmende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise, die wiederum die Strompreise in Ländern mit einer hohen fossilen Stromerzeugung vergleichsweise verteuern. Insgesamt beträgt bis 2017 der zusätzliche Nettoimportbedarf im Ausstiegsfall

gegenüber dem Energiekonzept zwischen 28 und 35 TWh pro Jahr.<sup>11</sup>

Ab dem Jahr 2018 ist aufgrund der Stilllegung der restlichen Kernkraftwerke bei einem raschen Ausstieg weiterer Ersatzbedarf in Höhe von rund 90 TWh erforderlich. Die Substitution der Kernenergieerzeugung erfolgt zu rund 40% im Ausland durch zusätzliche Nettoimporte und zu 60% durch zusätzliche konventionelle Eigenerzeugung in Deutschland, wobei letztere zu ähnlichen Teilen aus Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken stammen. In den Jahren 2019 und 2020 vermindert sich die Differenz der Kernenergieerzeugung in den beiden Szenarien wieder, da auch im Energiekonzept die ersten Kernkraftwerke stillgelegt werden.



<sup>11</sup> Im Rahmen dieser Analyse wird für die Erneuerbaren Energien das im Rahmen des Energiekonzepts definierte Ausbauziel von 35% Anteil am Bruttostromverbrauch in 2020 für beide Szenarien gleichermaßen berücksichtigt. Die zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauches in Deutschland erfolgte auf Basis der Untersuchung von r2b/EEFA (2010) sowie Eurelectric (2011). Dabei wird in Deutschland ein nahezu konstanter Stromverbrauch bis 2020 unterstellt. Es wird davon ausgegangen, dass ein etwaiger Nachfrageanstieg (bspw. durch Wärmepumpen, Elektromobilität) durch steigende Effizienzbemühungen ausgeglichen wird.

## Literaturverzeichnis

BMWi / BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.

Bundesregierung (2010a): Elftes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Berlin, 2010.

Bundesregierung (2010b): Gesetz für die Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“, Berlin, 2010.

Bundesregierung (2010c): Kernbrennstoffsteuergesetz, Berlin, 2010.

Bündnis 90/Die Grünen (2011): [http://www.gruene-bundestag.de/cms/atomausstieg/dok/375/375532.fahrplan\\_atomausstieg.html](http://www.gruene-bundestag.de/cms/atomausstieg/dok/375/375532.fahrplan_atomausstieg.html), Stand 20. April 2011.

CDU / CSU / FDP (2009): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP – Wachstum. Bildung. Zusammenhalt, 2009.

Eurelectric (2011): Power Statistics – 2010 Edition – Full Report, Brüssel (2011).

IEA (2010): World Energy Outlook, London, 2010.

r2b / EEFA (2010): Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, Köln/Münster, 2010.