



Deutsches Institut für  
Wirtschaftsforschung

## Die Auswirkungen des Atomausstiegs in Deutschland auf Strompreise und Klimaschutz in Deutschland und Europa

Berlin, den 15. 6.2012

Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.

Bearbeitung:

Thure Traber

Claudia Kemfert

DIW Berlin, Mohrenstr. 58

10117 Berlin

Tel.: 030-89789-663

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....	3
Glossar .....	5
Einleitung.....	6
Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland .....	8
Emissionshandelsszenarien .....	10
Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa .....	11
Abschaltung der Atomkraftwerke in Deutschland und Entwicklung der Kraftwerksleistung in Europa .....	13
Kasten: Methodik.....	16
Ergebnisse der Simulation des Strommarktes.....	17
Großhandelsstrompreise in Deutschland .....	17
Emissionen im deutschen Stromsektor.....	19
Europäische Emissionshandelspreise .....	21
Internationale Strompreise.....	22
Europäischer Stromhandel .....	24
Investitionen in konventionelle Steinkohle- und Gaskraftwerke .....	27
Zusammenfassung .....	28
Konsequenzen für die Energie- und Klimapolitik .....	30
Literaturverzeichnis .....	32
Appendix .....	35

## Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

### Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung von inländischem Stromverbrauch und Stromhandelsbilanz von 2000 bis 2011. ....	8
Abbildung 2: Ausbau erneuerbare Energien in Deutschland, Entwicklung in den letzten Jahren und Ausblick bis 2030 nach Leitstudie (2010), Basisszenario A. ....	12
Abbildung 3: Entwicklung der elektrischen Nettoleistung von Atomkraftwerken. ....	13
Abbildung 4: Installierte Nettoleistungen existierender und im Bau befindlicher Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland und den europäischen Modellregionen 2020 – 2030 in Gigawatt. ....	14
Abbildung 5: Zusätzliche Emissionen durch den Atomausstieg im deutschen Stromsektor in den vier Szenarien. ....	19
Abbildung 6: Emissionen des deutschen Stromsektors in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2020 und 2030. ....	20
Abbildung 7: Kapazitäten der Grenzkuppelstellen zwischen den Regionen in MW. ....	35
Abbildung 8: Gegenwärtig geplante fossile Kraftwerkskapazitäten in GW. ....	35
Abbildung 9: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik. ....	36
Abbildung 10: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik. ....	36
Abbildung 11: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik. ....	37
Abbildung 12: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik. ....	37
Abbildung 13: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und ambitionierter Klimapolitik. ....	38

Abbildung 14: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und ambitionierter Klimapolitik..... 38

Abbildung 15: Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz. .... 39

Tabellen

Tabelle 1: Brennstoffpreise pro kWh in Eurocent<sup>2010</sup>. .... 15

Tabelle 2: Großhandelsstrompreise in Deutschland im Jahr 2020 und 2030 sowie Effekte des Atomausstiegs in Eurocent pro kWh..... 17

Tabelle 3: Emissionspreise und Emissionspreiseffekte des Atomausstiegs in Euro pro Tonne CO2..... 21

Tabelle 4: Europäische Strompreise im Jahr 2020 und Effekte des Atomausstiegs in Eurocent pro kWh. .... 23

Tabelle 5: Europäische Strompreise im Jahr 2030 und Effekte des Atomausstiegs in Eurocent pro kWh. .... 24

Tabelle 6: Stromaußenhandelsalden der Modellregionen und Effekte des Atomausstiegs in Deutschland im Jahr 202 in TWh. .... 25

Tabelle 7: Stromaußenhandelsalden der Modellregionen und Effekte des Atomausstiegs in Deutschland im Jahr 2030 in TWh. .... 26

Tabelle 8: Investitionen in Erdgas- und Steinkohlekraftwerke in GW installierter Nettoleistung und Effekte des Atomausstiegs. .... 28

## Glossar

### Regionen

At	Österreich
Bal	Estland, Lettland, Litauen
Brit	Irland und Vereinigtes Königreich
CH	Schweiz
De	Deutschland
FBN	Belgien, Frankreich, Niederlande,
Iber	Portugal und Spanien
It	Italien
Nord	Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden
PICz	Polen, Tschechien
SEast	Bulgarien, Griechenland, Slowakei, Slowenien, Rumänien, Ungarn

### Szenarien und Annahmen

EHS- Effi+	Aktueller Emissionshandel und hohe Energieeffizienz
EHS- Effi-	Aktueller Emissionshandel und niedrige Energieeffizienz
EHS+ Effi+	Verschärfter Emissionshandel und hohe Energieeffizienz
EHS+ Effi-	Verschärfter Emissionshandel und niedrige Energieeffizienz
Ausstieg	Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke Gesetzeslage 2012
Verlängerung	Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke Gesetzeslage Ende 2010

### Weitere Abkürzungen

kWh	Kilowattstunde elektrischer Arbeit
TWh	Terawattstunde elektrischer Arbeit
GW	Gigawatt elektrischer Leistung

## Einleitung

Die Entscheidung zum Atomenergieausstieg hat in Deutschland aber auch in Europa Diskussionen über dessen nationale Wirkungen auf die Strompreise und die Einhaltung klimapolitischer Ziele sowie, dessen Effekte auf die europäischen Nachbarländer über Stromhandel und Emissionshandel ausgelöst.

Bei kurzfristiger Analyse der Wirkungen insbesondere der ersten Stufe des Ausstiegs, nämlich des Atommoratoriums, gelangen viele Untersuchungen zu dem Schluss, dass der deutsche Verzicht auf Atomenergie lediglich sehr begrenzte Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland und auf europäischer Ebene hat<sup>1</sup>. Hierzu wurden sowohl Untersuchungen der Strompreise an der Börse genutzt, als auch bestehende Simulationsmodelle eingesetzt.

Fundierte Aussagen über langfristige Effekte sind methodisch wesentlich aufwendiger herzuleiten. Die Zahl von Studien, die mittel- bis langfristige Effekte beinhalten, ist daher geringer und deren Aussagen aufgrund der Ausklammerung wesentlicher Wirkungszusammenhänge begrenzt<sup>2</sup>. Zudem reichen die an den Strombörsen gegenwärtig gehandelten Terminmarktprodukte nur bis zum Jahr 2013, so dass deren Untersuchung keine Aussagen über das Jahr 2013 hinaus zulässt.

Insgesamt legen die für mittel- und langfristige Zeiträume nicht zu vernachlässigenden Wirkungen des Atomausstiegs auf Investitionen im fossilen Kraftwerksbereich die Anwendung eines Simulationsmodells nahe, das Wirkungen auf den Strompreis, den Stromverbrauch, den europäischen Stromhandel, als auch die Wechselwirkungen mit dem Emissionshandel abbilden kann. Diese Lücke wird mit der vorliegenden Studie durch die Nutzung eines integrierten Strom- und Emissionsmarktmodells für Europa geschlossen.

---

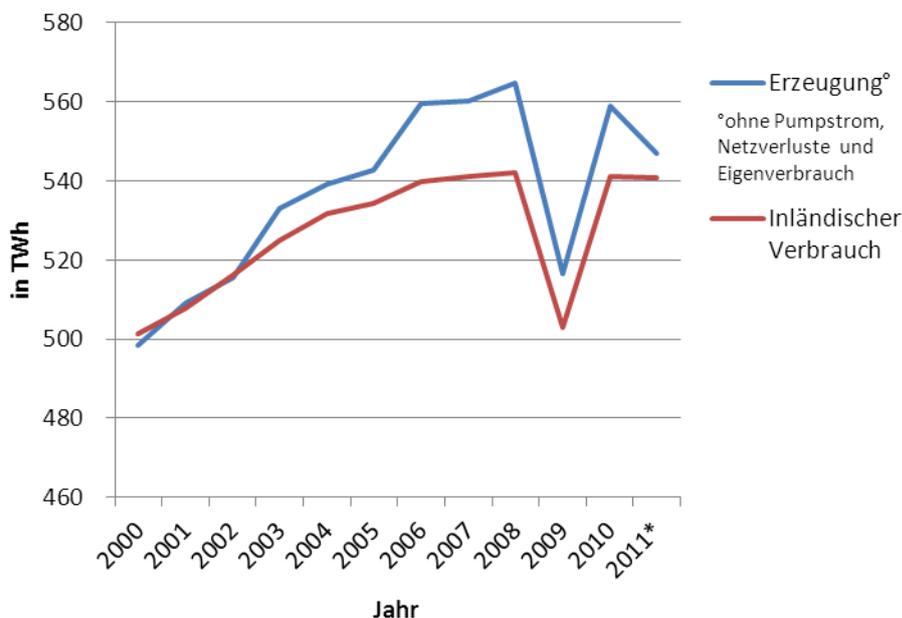
<sup>1</sup> Für eine Übersicht über Studien zum Thema siehe WI (2011). Die Effekte auf den Großhandelsstrompreis in 2020 werden in den dort zitierten Studien mit 0,36 bis 1,1 cent pro kWh angegeben.

<sup>2</sup> In der Studie der langfristigen Energieszenarien bis 2050 (Prognos et al. (2011)) werden weder Nachfragereaktionen auf Strompreisänderungen noch Emissionshandelseffekte im geschlossenen Rahmen abgebildet. Ähnlich wird in der Studie Prognos (2011) aus errechneten ausstiegsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen ein Emissionspreisanstieg konstruiert. Dessen Rückwirkung auf den Strommarkt wird jedoch ausgeblendet.

In den folgenden Abschnitten werden die grundlegenden Annahmen und Szenarien detailliert erklärt und finden sich mit einer kurzen Modellbeschreibung überblicksartig im Kasten Methodik. Danach werden die Modellergebnisse für das Jahr 2020 und das Jahr 2030 für die Szenarien und die Wirkung des Atomausstiegs in Bezug auf die Großhandelsstrompreise, die Emissionshandelspreise, den physischen Stromaustausch und die Investitionen in fossile Kraftwerke in Deutschland und Europa vorgestellt, zusammengefasst und im Anschluss bewertet.

## Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland

Im vorangegangenen Jahrzehnt ist der inländische Verbrauch von Strom jährlich um durchschnittlich 2,9 TWh gewachsen. Dies entsprach einer durchschnittlichen Wachstumsrate gegenüber dem jeweiligen Vorjahr von 0,6 % und einem Wachstum von 8 % im Jahrzehnt 2001 bis 2010. Wie Abbildung 1 zeigt, lässt sich jedoch aus der Entwicklung kein eindeutiger Trend feststellen, da es unter anderem im Jahr 2009 durch die Finanzkrise zu einem Einbruch der Konjunktur und zu einem starkem Rückgang des Stromverbrauchs gekommen ist, der durch starke Zuwächse in 2010 nicht vollständig kompensiert wurde. Nach eigenen Berechnungen auf Basis vorläufiger Zahlen für das Jahr 2011 (AGEB 2012) ist es trotz eines deutlichen Anstiegs der Wirtschaftsleistung im letzten Jahr zu einer Stagnation des Stromverbrauchs gegenüber dem Vorjahr gekommen (-0,1%). Für die weitere Entwicklung lässt sich kein klarer Trend ablesen.



**Abbildung 1:** Entwicklung von inländischem Stromverbrauch und Stromhandelsbilanz von 2000 bis 2011. Quelle: BMWI 2012, AGEB 2012; \*eigene Berechnung auf Basis von AGEB 2012.

Insgesamt ist für die weitere Verbrauchsentwicklung mitentscheidend, ob die Politiken zur Steigerung der Energieeffizienz im europäischen und nationalen Rahmen erfolgreich sein werden und der langfristige Trend zu höherem Stromverbrauch erfolgreich umgekehrt werden kann. Die Bundesregierung strebt bis

2020 einen Stromverbrauchsrückgang um 10% gegenüber 2008 an (Bundesregierung (2010)).

Aufgrund der hohen Unsicherheit werden im Rahmen dieser Untersuchung zwei mögliche Entwicklungen für die Stromnachfrage in Deutschland berücksichtigt. Zum einen wird - abgesehen von durch Preisänderungen verursachten Reaktionen - im Szenario „Energieeffizienz niedrig“ ein Verbrauchswachstum von 10% innerhalb von jeweils 10 Jahren unterstellt (Effi-) und, zum anderen, für das Szenario „Energieeffizienz hoch“ gleichbleibende Nachfragebedingungen<sup>3</sup> angenommen (Effi+).

Für die übrigen Länder der Europäischen Union, Norwegen und die Schweiz werden in allen Szenarien dieselben Nachfrageentwicklungen unterstellt, die sich nach dem wirtschaftlichen Entwicklungsstand der betrachteten Region richten. Für die alten Mitgliedstaaten sowie Norwegen und die Schweiz wird ein Referenznachfragewachstum von 10% innerhalb von 10 Jahren angenommen. Für die sich vergleichsweise schneller wirtschaftlich entwickelnden neuen Mitgliedstaaten in Mittel- und Osteuropa wird unterstellt, dass sich die Nachfrage bei gleichbleibenden Preisen um 20% in jeweils 10 Jahren erhöht.

Abbildung 1 zeigt weiterhin, dass die inländische Erzeugung in Deutschland nach Abzug von Netzverlusten, Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpstromverbrauch den inländischen Verbrauch in den letzten Jahren zum Teil deutlich übertrifft und es zu erheblichen Nettoexporten gekommen ist. Im Durchschnitt der Jahre 2005 - 2010 betrug der physische Nettoexport aus Deutschland in die europäischen Nachbarländer knapp 16,8 TWh jährlich und im Jahr 2010 17,7 TWh. Mindestens teilweise bedingt durch das Abschalten von Kernkraftwerken ist der Überschuss im zweiten Halbjahr 2011 zu einem Handelsdefizit geworden. Für das Gesamtjahr wurde nach vorläufigen Zahlen jedoch noch ein Exportsaldo von 6 TWh erzielt (AGEB 2012). Für die weitere Entwicklung des Handelssaldos

---

<sup>3</sup>Dies bedeutet, dass der nachfrageseitige Zusammenhang zwischen Preisen und Mengen unverändert bleibt, sich bei Preisänderungen gegenüber den Referenzpreisen jedoch Reaktionen der nachgefragten Mengen gegenüber den Referenzmengen ergeben (elastische Nachfrage von -0,3). Als Referenz werden Börsenpreise und Stromverbrauchsmengen aus dem Jahr 2010 verwendet.

ist zentral, wann der Ausbau erneuerbarer Energien die Erzeugungsrückgänge der Atomkraft ausgleichen kann.

## **Emissionshandelsszenarien**

Der europäische Handel mit Emissionsberechtigungen im Rahmen des Emissionshandelssystems bewirkt einen schwer kalkulierbaren Einflussfaktor auf die Strompreise und damit auf die Wirkung jeglicher energiepolitischer Maßnahmen. Zwar gibt die Emissionshandelsrichtlinie eine Reduktion der Emissionsberechtigungen ab 2010 um 1,7 % jährlich gegenüber dem Durchschnittswert von Phase II<sup>4</sup> mit 2,08 Mrd. Jahrestonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vor, jedoch haben in den letzten beiden Jahren zwei wesentliche Faktoren zu einem Preisverfall für Emissionsberechtigungen beigetragen.

Zum einen wurden durch die Finanzkrise und den einhergehenden Einbruch der industriellen Aktivität in den Jahren 2009 und 2010 weit weniger emittiert als zunächst erwartet. Somit hat sich alleine aus diesen Jahren ein Reservoir an ungenutzten Berechtigungen gebildet, das über sogenanntes Banking in zukünftige Handelsperioden übertragen wird und auch den zukünftigen Preis senkt. Zum zweiten ist der Ausbau erneuerbarer Energien in den letzten Jahren rascher erfolgt als erwartet und durch die für die EU-Mitgliedsstaaten verbindlichen Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien auf absehbare Zeit stark beschleunigt worden. Durch die CO<sub>2</sub> freien Strommengen die dem Strommarkt so zugeführt werden ergibt sich über die Verdrängung von Strom aus fossil gefeuerten Anlagen ein zweiter Effekt, der den Preis im Emissionshandel dämpft.

Vor diesem Hintergrund wird die effektive Senkung der Emissionsberechtigungen um insgesamt 1,4 Mrd. für die Emissionshandelsphase III von 2013 -2020 diskutiert (KOM 2010). Für die Erreichung eines mittelfristigen Pfades, der den Zielen der Union entspricht erscheint eine solche Verschärfung erforderlich.

Für die Abbildung des Emissionshandels im genutzten Strommarktmodell erstellen wir einerseits für die Simulation des gegenwärtigen Regimes eine Reduk-

---

<sup>4</sup> Die Entwicklung des europäischen Emissionshandels wird bisher in 3 Phasen unterteilt, die sich in ihrer Ausgestaltung deutlich unterscheiden. Der Phase I von 2005 bis 2007, der sogenannten Phase II von 2008 bis 2012 und der zukünftigen Phase III von 2013 bis 2020.

tion der Emissionen im Stromsektor von 1264 Mio. Tonnen im Jahr 2010 auf 1000 Mio. Tonnen im Jahr 2020 und 736 Mio. Tonnen im Jahr 2030 (EHS-). Dies entspricht einer Reduktion um 28% bis 2020 und um 47% ausgehend vom Basisjahr 2005 mit 1380 Mio. Tonnen und unterstellt, dass der deutlich überwindende Teil der erforderlichen Reduktionen im Emissionshandelssystem durch den Stromsektor erreicht wird.

Andererseits erscheint es vielen Beobachtern als notwendig für das Erreichen der langfristigen europäischen Klimaziele, dass es zu Korrekturen bei der Ausstattung des Emissionshandelssystems mit Emissionsberechtigungen kommt<sup>5</sup>. Für den Fall eines ambitionierten Klimaschutzes im Rahmen des Emissionshandelssystems unterstellen wir daher eine verschärfte Verminderung der Emissionen auf 900 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2020 und 550 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2030 (EHS+). Gegenüber 2005 entspricht dies einer Reduktion von 35% bis 2020 und 60% bis 2030, d.h. gegenüber 1990<sup>6</sup> von rund 38% bis 2020 und 62% bis 2030.

## **Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa**

Unmittelbar nach dem Moratorium konnte ein Großteil des durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in 2011 bewirkten Erzeugungsrückgangs durch die vermehrte Nutzung von Braunkohle und dem, vom Moratorium weitgehend unabhängigen Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. In 2011 belief sich der Anteil erneuerbarer Energien am bundesdeutschen Bruttostromaufkommen nach vorläufigen Zahlen mit 122 TWh erstmals auf mehr als 20 Prozent. Die Atomenergie trug mit 108 TWh dagegen lediglich zu knapp 18 Prozent bei.

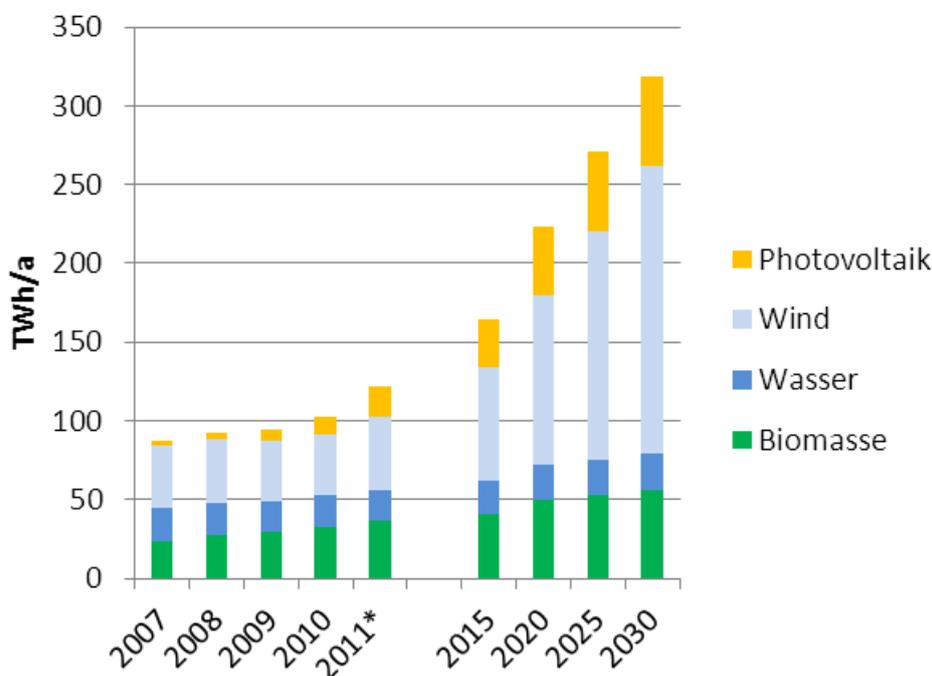
Die Strategie zum Ausbau erneuerbare Energien nach der Leitstudie des BMU (2010), sieht ein weiteres kontinuierliches Wachstum insbesondere in den Bereichen Photovoltaik, Windenergie und Biomassestrom vor. Für die dieser Studie

---

<sup>5</sup> Noch im Dezember 2011 hat das Europäische Parlament mehrheitlich für die (zeitweise) Stilllegung von Zertifikaten in Höhe von 1,4 Millionen Berechtigungen gestimmt. Allerdings gibt es beispielsweise aus Polen Widerstände. Zur möglichen Neugestaltung des Emissionshandels siehe Neuhoff et al. (2012) und die dort angegebene Literatur.

<sup>6</sup> Im Jahr 1990 betragen die hier verwendeten Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung nach EUA (2008) 1451 Mio. Tonnen

zugrunde gelegte Entwicklung entsprechend wird das darin enthaltene Basisszenario A für den Ausbau unterstellt (Abbildung 2).



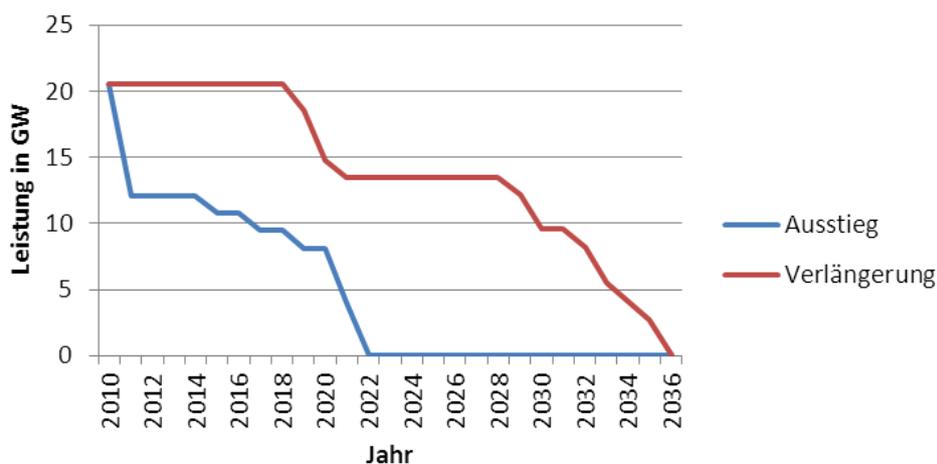
**Abbildung 2:** Ausbau erneuerbare Energien in Deutschland, Entwicklung in den letzten Jahren und Ausblick bis 2030 nach Leitstudie (2010), Basisszenario A; Quellen: BMWI 2012, AGEB 2012, BMU 2011.

Es wird ein Wachstum der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland um 102 TWh oder 83% bis 2020 angestrebt. Dies entspricht einer Erzeugung im Jahr 2020 von knapp 224 TWh. Für 2030 ist eine Stromproduktion von 319 TWh aus erneuerbaren Quellen geplant. Wesentlich für diesen Anstieg sind der Ausbau von Wind- und Photovoltaikenergie, die bis 2020 (2030) um 132% (291%) und 25% (192%) gegenüber 2011 ausgebaut werden sollen.

In den übrigen Ländern der Europäischen Union wird es nach den Planungen auf europäischer Ebene ebenfalls zu einem Ausbau erneuerbarer Energien kommen. Hierzu gehen wir davon aus, dass die im Rahmen der nationalen Aktionspläne für den Ausbau erneuerbarer Energien als Zielwerte definierten Ausbaupläne eingehalten werden und ab 2020 mit selber Geschwindigkeit fortgesetzt werden.

## Abschaltung der Atomkraftwerke in Deutschland und Entwicklung der Kraftwerksleistung in Europa

Zur Simulation der Effekte des Atomausstiegs wird der durch die Fassungen des Atomgesetzes Ende 2010 (BGBL 2010a und b<sup>7</sup>) und 2012 (BGBL 2011<sup>8</sup>) vorgegebene Ausstieg entsprechend Abbildung 3 angesetzt.

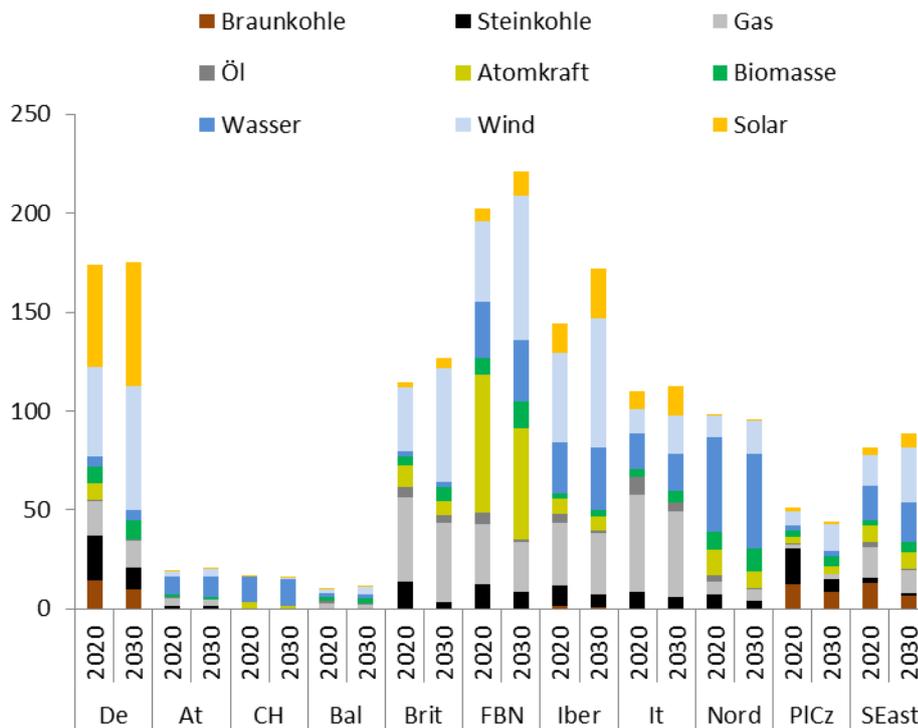


**Abbildung 3:** Entwicklung der elektrischen Nettoleistung von Atomkraftwerken.

Die Entwicklung des Bestandes an sonstigen konventionellen Kraftwerken, Braunkohle-, Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerken -, in Deutschland und Europa richtet sich nach dem Alter existierender Anlagen, der Fertigstellung in Bau befindlicher Anlagen, sowie dem in dieser Studie im Modell simulierten zusätzlichen Neubau. Insbesondere für die Bestimmung der in Bau befindliche Anlagen wurde für Europa auf die Platts Kraftwerksdatenbank (Platts 2011) und für Deutschland auf die von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Daten zurückgegriffen. Die gesamten installierten Leistungen des für die Simulationen vorgegebenen Teils der Kraftwerkskapazitäten sind für Deutschland und die Modellregionen in Abbildung 4 dargestellt, wobei für Deutschland der Atomausstieg nach gegenwärtiger Gesetzeslage dargestellt ist.

<sup>7</sup> Elfte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 8. Dezember 2010, Zwölftes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 8. Dezember 2010.

<sup>8</sup> Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011.



**Abbildung 4:** Installierte Nettoleistungen existierender und im Bau befindlicher Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland und den europäischen Modellregionen 2020 – 2030 in Gigawatt.

Neben den einzeln modellierten Strommärkten Deutschlands (De), Österreichs (At), der Schweiz (CH) und Italiens (It) werden die übrigen europäischen Regionen über sechs Aggregate zusammengefasst. Im Aggregat FBN ist der französische, der belgische und der niederländische Strommarkt zusammengefasst. Bal steht für die baltischen Staaten. Brit bezeichnet das Aggregat der Britischen Inseln mit Irland und dem Vereinigtem Königreich. Iber bezeichnet das spanisch-portugiesische Aggregat, Nord die nordischen Länder, PICz den polnisch-tschechischen Markt und SEast die übrigen, südöstlich gelegenen Länder der europäischen Union. In der Modellierung sind diese regionalen Märkte mit Ausnahme der Regionen SEast und Bal<sup>9</sup> über Grenzkuppelstellen miteinander verbunden, die den internationalen Stromaustausch beschränken und auf den von ENTSOE veröffentlichten Nettoübertragungskapazitäten (ENTSOE (2011), Appendix b)) beruhen.

<sup>9</sup> Diese beiden Regionen sind im Vergleich mit der Vernetzung in Zentraleuropa nur schwach mit den übrigen Modellregionen verbunden.

Die für die Erzeugungskosten grundlegenden Brennstoffpreisannahmen für die konventionellen Anlagen basieren auf IEA (2012). Unterstellt wird hierfür ein Wechselkurs von 1,3 Dollar je Euro und im Falle von Steinkohle ein Transportkostenaufschlag von 0,3 Eurocent pro kWh Brennstoffenergie.

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Atomkraft
2020	0,15	1,25	3,04	5,32	0,22
2030	0,15	1,30	3,39	6,28	0,22

**Tabelle 1:** Brennstoffpreise pro kWh in Eurocent<sup>2010</sup>.

Wie oben erwähnt wird der Anlagenzubau im Bereich Kohle- und Gaskraftwerke endogen modelliert. Dieser wird jedoch maximal auf das Ausmaß der gegenwärtig in Planung befindlichen Anlagen begrenzt (Siehe Appendix a)). Dieser Annahme liegt insbesondere für Kohlekraftwerke zu Grunde, dass heute noch nicht geplante Kraftwerke aufgrund mehrjähriger Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie Bauzeiten von mindestens 4 Jahren<sup>10</sup> die Stromerzeugung bis 2020 kaum aufnehmen können. Im Bereich der Gaskraftwerke sichert diese Annahme andererseits, dass es in Ländern, die wie im Falle Polens die Abhängigkeit von externen Gasquellen beschränken wollen, nicht zu einem unrealistisch hohen Ausbau kommt.

Für die für Investitionsentscheidungen grundlegenden Investitionskosten werden für Kohlekraftwerke 1300 Euro pro kW und für erdgasgefeuerte Gas- und Dampf-Kombikraftwerke in Höhe von 700 Euro pro kW verwendet. Die für einen Kraftwerksneubau unterstellte Mindestverzinsung wird mit real 6 Prozent pro Jahr angenommen.

<sup>10</sup>

IEA (2012), Seite 369, gibt für die USA 5 Jahre Vorlaufzeit vor der Stromerzeugung an.

## Kasten: Methodik

Strommarktmodell ESY: Das Modell ESY ist ein Marktmodell für den europäischen Strommarkt das Elemente der Modelle EMELIE (Traber und Kemfert 2011a) und ESYMMETRIE (Traber und Kemfert 2011b) kombiniert. Es ermöglicht die Berechnung von langfristig gleichgewichtigen Stromgroßhandelspreisen unter Berücksichtigung des Wettbewerbsverhaltens von Stromanbietern bei der Wahl von Investitionen in Kraftwerke und deren Erzeugung. Für die vorliegende Untersuchung wird unterstellt, dass die vier großen deutschen Erzeugungsunternehmen RWE, Eon, EnBW und Vattenfall Marktmacht ausüben.

Die Erzeugungskosten von fossil gefeuerten Kraftwerken werden unter Einbeziehung von Emissionspreisen des im Modell endogen berechneten Emissionshandels abgebildet. Weiterhin werden der technisch mögliche Kraftwerkseinsatz sowie Kosten von Anfahrvorgängen berücksichtigt. Der Stromhandel zwischen den Modellregionen richtet sich nach regionalen Preisdifferenzen und wird durch die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen zwischen den Regionen beschränkt.

Szenarien: Es werden vier Szenarien für Kombinationen unterschiedlicher Energieeffizienz (Stromnachfrage) und Ausgestaltungen des europäischen Emissionshandels unterstellt. Dies sind die Szenarien

- EHS- Effi+: aktueller Emissionshandel und hohe Energieeffizienz,
- EHS- Effi-: aktueller Emissionshandel und niedrige Energieeffizienz,
- EHS+ Effi+: verschärfter Emissionshandel und hohe Energieeffizienz,  
und
- EHS+ Effi-: verschärfter Emissionshandel und niedrige Energieeffizienz.

Für die Berechnung der Wirkung des Atomausstiegs werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien bei aktueller Atomenergiepolitik mit Ergebnissen verglichen, die sich in den jeweiligen Szenarien bei Verlängerung der Atomkraftlaufzeiten einstellen. Insgesamt werden somit acht Modellläufe genutzt.

## Ergebnisse der Simulation des Strommarktes

Im Folgenden werden die Modellergebnisse der vier unterstellten Szenarien für Großhandelsstrompreise<sup>11</sup>, sektorale Emissionen, Emissionspreise, Außenhandel und fossile Kraftwerksinvestitionen vorgestellt und mit Ergebnissen verglichen, die bei Verlängerung der Atomkraftlaufzeiten zu erwarten wären.

Der Fokus richtet sich dabei auf die Berechnungen für das Jahr 2020, während die Resultate für das Jahr 2030 aufgrund der sehr hohen Unsicherheiten lediglich als ergänzend zu verstehen sind. Zunächst werden die Großhandelsstrompreiseeffekte in Deutschland dargestellt.

### Großhandelsstrompreise in Deutschland

Die für das Jahr 2020 für Deutschland berechneten Großhandelsstrompreise liegen bei Berücksichtigung des Atomausstiegs zwischen 5,1 und 6,0 Eurocent pro kWh und sind in Tabelle 2 in der Zeile „Ausstieg“ in den hellen hervorgehobenen Spalten aufgelistet.

	2020				2030			
	EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
Ausstieg	5,1	5,3	5,6	6,0	6,5	7,7	7,7	8,9
Verlängerung	4,6	5,1	5,0	5,7	5,5	7,0	6,7	8,5
Ausstiegseffekt	0,5	0,2	0,6	0,4	1,0	0,7	1,1	0,4
in Prozent	11%	4%	12%	6%	17%	10%	16%	5%

**Tabelle 2:** Großhandelsstrompreise in Deutschland im Jahr 2020 und 2030 sowie Effekte des Atomausstiegs in Eurocent pro kWh.

Die niedrigsten Preise sind für die Situation eines weiterhin schwachen Emissionshandels bei gleichzeitig erfolgreicher Energieeffizienzpolitik zu erwarten (Spalte 2020, EHS-, Effi+; Zeile Ausstieg). Eine geringere Energieeffizienz erhöht den Preis in diesem Fall um 0,2 auf 5,3 Eurocent pro kWh (Spalte 2020, EHS-, Effi-; Zeile Ausstieg).

<sup>11</sup> Die in dieser Untersuchung vorgestellten Ergebnisse beziehen sich auf durchschnittliche (entsprechend EEX Baseloadpreisen nicht mengengewichtete) Großhandelsstrompreise. Zu einem Überblick über das Tagesprofil der berechneten Stromgroßhandelspreise im jeweiligen Winter- und Sommertyptag in den jeweiligen Szenarien siehe Anhang c).

Bei auf europäischer Ebene verschärftem Emissionshandel und bei höherer Energieeffizienz errechnet sich für den entsprechenden Preis 5,6 und bei niedriger Energieeffizienz 6,0 Eurocent pro kWh. Damit lägen die Großhandelsstrompreise selbst in diesem Höchstpreisszenario lediglich um 35 Prozent über den Preisen von 2010, obwohl die für die Strompreise ausschlaggebenden Erdgaspreise ausgehend von 1,9 Eurocent pro kWh in diesem Zeitraum erwartungsgemäß um 57 Prozent steigen werden.

Wird eine Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke unterstellt, erhalten wir entsprechend Zeile „Verlängerung“ der Tabelle 2 im Jahr 2020 Strompreise zwischen 4,6 und 5,7 Eurocent pro kWh. Je nach Emissionshandelspolitik und den Erfolgen der Effizienzmaßnahmen wäre mit zwischen 4 und 12 Prozent niedrigeren Strompreisen zu rechnen. In absoluten Größen entspricht dies Preiseffekten des Atomausstiegs zwischen 0,2 und 0,6 Eurocent pro kWh.

Es zeigt sich jedoch, dass in Bezug auf die deutschen Großhandelsstrompreise eine erfolgreiche Energieeffizienzpolitik in der Lage ist, den Effekt des Ausstiegs zumindest auszugleichen. Unabhängig von der betrachteten Ausgestaltung des Emissionshandels sind die berechneten Preise bei einer erfolgreichen Erhöhung der Energieeffizienz (Spalten Effi+, Zeile Ausstieg) nicht höher als bei Verlängerung der Atomkraft wenn diese nicht durch eine erfolgreiche Energieeffizienzpolitik begleitet wird (Spalten Eff-, Zeile Verlängerung).

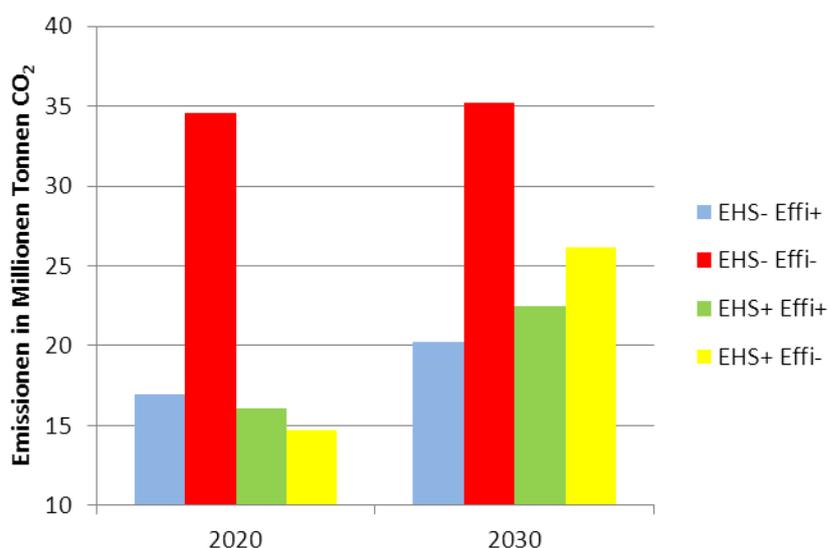
Die Wirkung der Verschärfung des Emissionshandels ist aus dem Vergleich der jeweils linken (EHS-) und rechten Blöcke (EHS+) der Tabelle 2 ersichtlich. In Bezug auf den Ausstiegseffekt im Jahr 2020 ist demnach für beide Effizienzannahmen mit einer Erhöhung der Preiswirkung zu rechnen. Sie erhöht sich durch die Verschärfung des Emissionshandels um zwischen 0,1 und 0,2 Eurocent.

Mit Blick auf das Jahr 2030 zeigen die Modellberechnungen, dass die Strompreiseffekte des Atomausstiegs noch geringfügig zunehmen werden, aber in relativer Betrachtung mit maximal 17 Prozent (Spalte EHS-, Effi+), absolut mit maximal 1,1 Eurocent pro kWh, moderat ausfallen. Zu erwarten ist, dass insbesondere bis zum Jahr 2030 mögliche Energieeffizienzgewinne den Effekt des Atom-

ausstiegs deutlich überkompensieren können. Insgesamt zeigt sich somit die wesentliche Rolle der Erfolge von Energieeffizienzmaßnahmen.

## Emissionen im deutschen Stromsektor

Besonders wichtig für die politischen Schlussfolgerungen ist neben den Strompreiswirkungen auch die Wirkung des Ausstiegs aus der Atomenergie auf die Einhaltung der Klimaziele im Stromsektor. Einerseits zeigt sich darin die emissionserhöhende Wirkung des Ausstiegs aus der weitgehend CO<sub>2</sub>-freien Atomkraft, die in Abbildung 5 für die vier Politiksznarien zusammengefasst sind. Andererseits wird deutlich, dass die Wirkung auf die Emissionen des Sektors in Deutschland sehr stark vom Erfolg der Politiken mit Bezug auf Emissionshandel und Energieeffizienz abhängt.

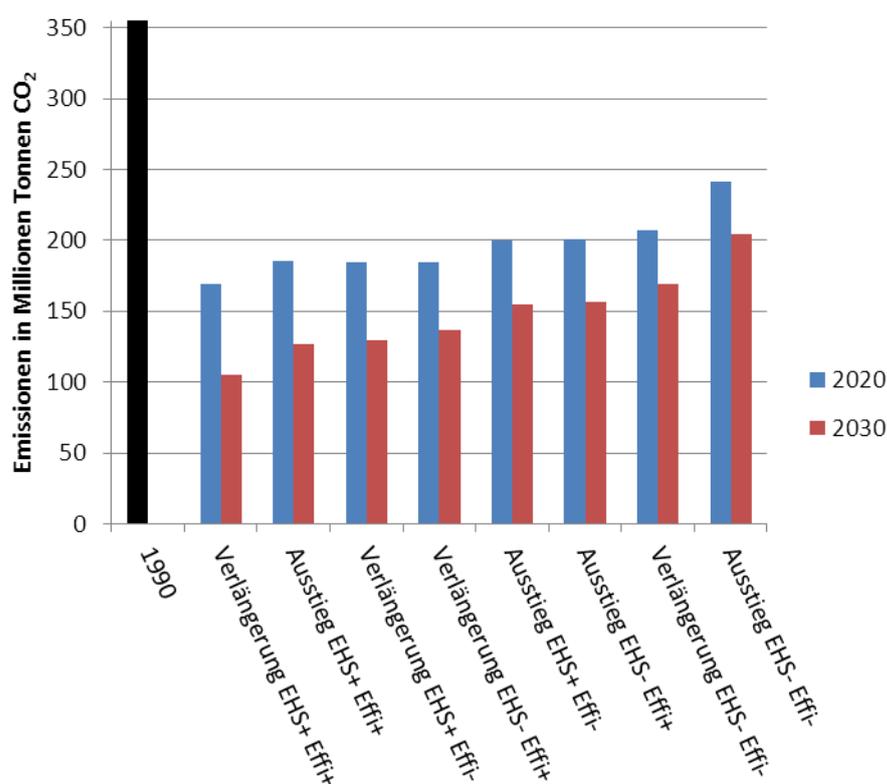


**Abbildung 5:** Zusätzliche Emissionen durch den Atomausstieg im deutschen Stromsektor in den vier Szenarien.

Im Szenario schwacher Politiken (EHS- Effi-, rote Balken), erhalten wir gegenüber der Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraft eine Emissionserhöhung in Höhe von rund 35 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> sowohl für das Jahr 2020, als auch für 2030. Dies entspricht einer Höhe von knapp 10 Prozent der sektoralen Emissionen des klimapolitischen Basisjahrs 1990 von 357 Mio. Tonnen (UBA 2011). Für die übrigen Szenarien wurden Emissionseffekte berechnet, die mit höchstens 17 Mio. Tonnen im Jahr 2020 (im Szenario EHS- Effi+) weniger als die Hälfte betragen. Jedoch ist auch in diesen Szenarien mit bis zum Jahr 2030 wachsenden

Emissionseffekten des Ausstiegs von zwischen 20 und 26 Mio. Tonnen zu rechnen.

In Abbildung 6 finden sich die nach deren Summe geordneten gesamten sektoralen Emissionen in 2020 und 2030 in den verschiedenen Szenarien bei Ausstieg sowie Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke. Es lassen sich die Emissionseffekte des Ausstiegs demnach durch eine erfolgreiche Effizienzpolitik oder durch eine ambitionierte Klimapolitik mittels Emissionshandel mehr als ausgleichen, wenn unterstellt wird, dass Effizienz- und Klimapolitik im Fall des Ausstiegs nicht ambitioniert verfolgt worden wären. So wären im Szenario einer Laufzeitverlängerung ohne weitere erfolgreiche Maßnahmen (Verlängerung EHS- Effi-) die zu erwartenden Emissionen höher als im Fall der Kombination des Atomausstiegs mit nur einer einzelnen weiteren erfolgreichen Politikmaßnahme (Ausstieg EHS+ Effi-, Ausstieg EHS- Effi+).



**Abbildung 6:** Emissionen des deutschen Stromsektors in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2020 und 2030.

Bei erfolgreicher Umsetzung beider Maßnahmen (Ausstieg EHS+ Effi+) sind die berechneten Emissionen im Stromsektor im Jahr 2020 um 12 und im Jahr 2030

um 33 Prozent geringer als im Szenario der Verlängerung der Atomkraft mit lediglich schwachen ergänzenden Maßnahmen (Verlängerung, EHS- Effi-).

Werden die Emissionen auf das Jahr 1990 mit Emissionen von 357 Mio. Tonnen bezogen, erhalten wir für das Jahr 2020 insgesamt Emissionsminderungen zwischen 53 Prozent für das Szenario Laufzeitverlängerung mit verbesserter Klima- und Effizienzpolitik und 32 Prozent für den Fall, dass der Atomausstieg nicht durch einen verschärften Emissionshandel und eine gesteigerte Energieeffizienz begleitet wird. Im Fall der Atomkraftverlängerung würde eine mit den nationalen Klimazielen vereinbare Emissionsreduktion im Stromsektor in Deutschland von 48% gegenüber 1990 im Jahr 2020 erreicht, auch wenn keine erfolgreiche Effizienzpolitik verfolgt werden würde. Es liegt daher nahe, dass aufgrund verhältnismäßig geringer deutscher Strompreise und mäßiger sektoraler Emissionen im Fall der Atomkraftverlängerung die Klima- und Effizienzpolitiken weniger ambitioniert verfolgt würden.

## Europäische Emissionshandelspreise

Über den Mechanismus des Emissionshandels führen die im deutschen Stromsektor zu erwartenden Emissionserhöhungen durch den Atomausstieg zu höheren Emissionspreisen und zu Einsparungen in anderen Ländern. Die mit Hilfe des Strommarktmodells berechneten Emissionspreiseffekte finden sich in Tabelle 3.

	2020				2030			
	EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
Ausstieg	6,5	9,0	16,3	18,9	8,6	18,9	36,3	40,6
Verlängerung	4,7	6,4	13,2	16,2	3,9	12,4	33,5	37,1
Ausstiegseffekt	1,8	2,6	3,0	2,7	4,7	6,5	2,8	3,5

**Tabelle 3:** Emissionspreise und Emissionspreiseffekte des Atomausstiegs in Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.

Die Ergebnisse für das Jahr 2020 sind hell hervorgehoben und zeigen, dass im Falle der Beibehaltung der jetzigen Ausgestaltung des Emissionshandels (EHS-)

in den betrachteten Fällen die Emissionspreise zwischen 4,7 und 9 Euro pro Tonne liegen. Aus dem Vergleich mit den in der Zeile Verlängerung aufgeführten Emissionspreisen zeigt sich, dass die Preise durch den Ausstieg aus der Atomkraft bei schwachem Emissionshandel im Jahr 2020 um zwischen 1,8 und 2,6 Euro je Tonne erhöht werden. Damit würden die Emissionshandelspreise in 2020 in jedem Fall deutlich unter den durchschnittlichen Preisen des Jahres 2011 von 13 Euro je Tonne<sup>12</sup> liegen und weitgehend ohne Lenkungswirkung für Investitionen bleiben. Wird das ambitioniertere Emissionshandelsregime (EHS+) unterstellt, stellen sich in 2020 Emissionshandelspreise zwischen 16,3 und 18,9 Euro pro Tonne ein, wovon zwischen 3 und 2,7 Euro pro Tonne auf den Ausstieg aus der Atomkraft zurückgeführt werden können.

Für das Jahr 2030 legen die Ergebnisse nahe, dass sich bei Fortsetzung des gegenwärtigen Emissionshandelsregimes und erfolgreicher Effizienzpolitik (grau unterlegte Spalten EHS- Effi+) die Emissionshandelspreise, trotz eines Preisanstiegs durch den Atomausstieg von 4,7 Euro pro Tonne, mit 8,6 Euro auch längerfristig auf einer Höhe unterhalb des Niveaus von 2011 befinden könnten. Eine besonders deutliche Wirkung geht unter diesen Bedingungen von der Energieeffizienz aus, welche die Emissionspreise um gut 10 Euro senkt (Vgl. grau unterlegte Spalten EHS- Effi-/Effi+).

## **Internationale Strompreise**

Die Strompreise in den europäischen Regionen die sich für die verschiedenen Szenarien im Jahr 2020 einstellen sind in Tabelle 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass es mit den besonders gut über Stromleitungen verbundenen Nachbarländern Österreich und der Schweiz mit Deutschland zu einem nahezu vollständigen Preisausgleich kommt. Daher sind die in der Spalte Ausstiegseffekt dargestellten Effekte des Atomausstiegs in diesen drei Ländern weitgehend identisch. Auch in der Region Polen-Tschechien (PICz) ist mit zwischen 0,2 und 0,3 Eurocent pro kWh mit verhältnismäßig deutlichen Preiseffekten zu rechnen. Dies entspricht in relativer Betrachtung 4 bis 8%.

---

<sup>12</sup> EEX, April 2012.

Weit geringere Preiseffekte des Atomausstiegs zwischen 0 und 0,2 Eurocent pro kWh sind für die anderen europäischen Regionen zu erwarten. Die übrigen gut an den deutschen Markt angebundene Regionen FBN und Nord werden in relativer Betrachtung aufgrund niedriger Preisniveaus mit bis zu 4 Prozent Preisanstieg noch vergleichsweise recht deutlich beeinflusst. Nahezu unerheblich wird der Preiseffekt des Atomausstiegs dagegen in den nicht direkt an Deutschland angrenzenden Regionen ausfallen und dort unabhängig vom unterstellten Szenario im Jahr 2020 kaum die Marke von 0,1 Eurocent pro kWh überschreiten.

	Ausstieg				Verlängerung				Ausstiegseffekt			
	EHS-		EHS+		EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
De	5,1	5,3	5,6	6,0	4,6	5,1	5,0	5,7	0,5	0,2	0,6	0,4
At	5,1	5,3	5,6	6,0	4,6	5,1	5,0	5,7	0,5	0,2	0,6	0,3
CH	5,1	5,3	5,6	6,0	4,6	5,1	5,0	5,7	0,5	0,2	0,6	0,4
Bal	6,0	6,1	6,9	7,0	6,0	6,0	6,8	6,9	0,0	0,1	0,1	0,1
Brit	5,3	5,5	5,7	5,8	5,3	5,4	5,6	5,7	0,1	0,1	0,1	0,1
FBN	4,5	4,6	5,0	5,1	4,4	4,5	4,8	5,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Iber	5,2	5,3	5,5	5,6	5,2	5,2	5,4	5,5	0,0	0,1	0,1	0,1
It	5,6	5,7	5,9	6,0	5,5	5,6	5,8	5,9	0,1	0,1	0,1	0,1
Nord	4,3	4,4	4,8	5,0	4,1	4,3	4,6	4,8	0,1	0,2	0,2	0,2
PICz	4,2	4,5	5,0	5,2	3,9	4,3	4,8	5,0	0,3	0,2	0,2	0,2
SEast	4,6	4,7	4,9	5,0	4,6	4,6	4,8	4,9	0,0	0,1	0,1	0,1

**Tabelle 4:** Europäische Strompreise im Jahr 2020 und Effekte des Atomausstiegs in Eurocent pro kWh (rundungsbedingte Differenzen möglich).

In Tabelle 5 sind die vergleichbaren Ergebnisse für das Jahr 2030 dargestellt. Der durch die Atompolitik in Deutschland ausgelöste Strompreiseffekt wird sich voraussichtlich dann jedoch nicht mehr vollständig auf die Nachbarn Österreich und die Schweiz übertragen, da sich ohne weiteren Ausbau der Stromnetze der Preisverbund mit diesen am deutlichsten beeinflussten Ländern auflöst.

In Bezug auf die übrigen Regionen sind die stärksten Effekte im Jahr 2030 für die Region Polen-Tschechien mit bis zu 0,6 Eurocent pro kWh im Szenario geringer Energieeffizienz bei einem gleichzeitig schwachem Emissionshandel zu erwarten. In relativer Betrachtung entspricht dies in diesem Fall für die Region Polen-Tschechien einem Preiseffekt von nicht über 7 Prozent. In allen anderen

Regionen ergibt sich ein Preiseffekt von maximal 4 Prozent und ist somit weitgehend unerheblich.

	Ausstieg				Verlängerung				Ausstiegseffekt			
	EHS-		EHS+		EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
De	6,5	7,7	7,7	8,9	5,5	7,0	6,7	8,5	1,0	0,7	1,1	0,4
At	6,1	6,5	6,9	7,2	5,4	6,3	6,5	7,0	0,6	0,2	0,4	0,2
CH	7,2	8,0	8,1	8,9	6,8	7,5	7,5	8,6	0,4	0,5	0,6	0,3
Bal	5,9	6,2	7,1	7,2	5,8	6,0	7,0	7,1	0,1	0,2	0,1	0,1
Brit	6,3	6,6	7,2	7,4	6,1	6,4	7,1	7,2	0,2	0,2	0,1	0,1
FBN	5,4	5,6	6,5	6,6	5,3	5,4	6,4	6,5	0,1	0,2	0,1	0,1
Iber	5,7	6,0	7,0	7,2	5,6	5,8	6,7	7,0	0,1	0,2	0,3	0,2
It	6,3	6,6	7,2	7,4	6,1	6,4	7,1	7,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Nord	5,7	6,0	6,9	7,1	5,5	5,8	6,6	6,9	0,2	0,1	0,2	0,2
PICz	8,2	9,1	9,5	9,6	8,1	8,5	9,5	9,6	0,2	0,6	0,0	0,0
SEast	5,9	6,2	6,8	6,9	5,8	6,0	6,7	6,8	0,1	0,2	0,1	0,1

**Tabelle 5:** Europäische Strompreise im Jahr 2030 und Effekte des Atomausstiegs in Eurocent pro kWh (rundungsbedingte Differenzen möglich).

## Europäischer Stromhandel

Spiegelbild der internationalen Preiseffekte auf Strom- und Emissionsmarkt ist der Einfluss des Atomausstiegs auf den Stromaußenhandel<sup>13</sup> in den jeweiligen Szenarien, der durch die Preiseffekte ausgelöst wird. Tabelle 6 stellt die jährlichen Stromaußenhandelssalden der Modellregionen in den Szenarien und den berechneten Effekt des Atomausstiegs in Deutschland in TWh für das Jahr 2020 dar. Für Deutschland stellt sich dabei heraus, dass sich ein negatives Stromaußenhandelssaldo unabhängig von der Ausgestaltung der hier betrachteten Politik einstellt und der sich im Szenario eines verschärften Emissionshandels bei wenig erfolgreicher Energieeffizienzpolitik auf 33,5 TWh beläuft. Davon ist in

<sup>13</sup> Für diese Untersuchung werden in Bezug auf den Außenhandel ausschließlich physische Größen ausgewiesen und analysiert, da die Behandlung von mit den jeweiligen Preisen gewichteten wertmäßigen Außenhandelsbeziehungen bei der Interpretation den Rahmen dieser Arbeit sprengen würden und weil die entsprechenden Ergebnisse qualitativ kaum Unterschiede ausweisen.

diesem Szenario mit 6,2 TWh knapp ein Fünftel auf den Ausstieg aus der Atomkraft zurückzuführen.

In den übrigen Szenarien beträgt der gesamte Nettoimport an Strom zwischen 23,6 und 26,2 TWh, wobei in den Szenarien hoher Energieeffizienz mit relativ hohen Effekten des Ausstiegs in Höhe von rund 7,5 TWh zu rechnen ist. Dies entspricht im Szenario eines verschärften Emissionshandels bei hoher Energieeffizienz rund 1,5 Prozent des deutschen Stromverbrauchs von rund 500 TWh. Ursächlich hierfür sind die in den Szenarien einer erfolgreichen Energieeffizienz in Deutschland ausbleibenden Investitionswirkungen des Atomausstiegs, die im nächsten Abschnitt dargestellt werden.

Insgesamt zeigt sich, dass die Einführung einer erfolgreichen Energieeffizienzpolitik den Außenhandel Deutschlands in 2020 in vergleichbarem Umfang wie der Atomausstieg beeinflussen kann. Insbesondere im Szenario eines ambitionierten Emissionshandelsregimes ist die Effizienzpolitik auf den deutschen Außenhandel wirksamer als der Atomausstieg und begrenzt das Außenhandelsdefizit auf 26,2 TWh, während bei geringer Effizienz und Atomverlängerung mit 27,3 TWh Defizit im Jahr 2020 zu rechnen gewesen wäre.

	Ausstieg				Verlängerung				Ausstiegseffekt			
	EHS-		EHS+		EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
De	-23,6	-24,5	-26,2	-33,5	-16,0	-22,4	-18,8	-27,3	-7,5	-2,1	-7,4	-6,2
At	6,8	6,7	7,8	10,7	3,6	6,3	3,8	8,2	3,2	0,5	4,0	2,5
CH	3,3	3,8	4,8	7,4	1,5	3,1	2,9	5,1	1,8	0,7	1,9	2,3
Bal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brit	-10,3	-10,1	-10,3	-10,2	-10,2	-10,3	-10,3	-10,3	-0,1	0,2	0,0	0,1
FBN	30,2	30,1	29,4	28,6	30,4	30,3	29,9	29,4	-0,2	-0,2	-0,6	-0,9
Iber	-4,8	-4,6	-3,9	-3,2	-5,0	-4,8	-4,4	-4,0	0,2	0,2	0,5	0,7
It	-15,2	-15,4	-15,2	-15,1	-15,2	-15,2	-15,3	-15,2	0,0	-0,2	0,1	0,1
Nord	13,3	14,9	15,2	17,6	9,9	13,2	13,5	15,7	3,4	1,7	1,7	1,9
PICz	0,2	-1,0	-1,6	-2,1	1,1	-0,2	-1,3	-1,6	-0,8	-0,8	-0,3	-0,5
SEast	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabelle 6:** Stromaußenhandelssalden der Modellregionen und Effekte des Atomausstiegs in Deutschland im Jahr 202 in TWh.

Für die übrigen Regionen ist der Effekt des Atomausstiegs auf das Außenhandels saldo in absoluten Größen automatisch geringer, da sich die von Deutschland ausgehenden Handelsänderungen unter den Nachbarregionen aufteilen und in der Summe zu Null addieren.

Relativ starke Effekte ergeben die Modellberechnungen mit zwischen 0,5 TWh und 4,0 TWh für das Außenhandels saldo Österreichs (At) und mit zwischen 0,7 und 2,3 TWh das der Schweiz (CH), und somit bezogen auf den jeweiligen Markt relevante Größenordnungen annehmen können. Nennenswerte Wirkungen des Atomausstiegs sind weiterhin im Außenhandel der nordischen Länder möglich, erreichen jedoch nicht über ein Viertel des jeweiligen jährlichen Saldos. In den Regionen Frankreich-Belgien-Niederlande (FBN) und Polen-Tschechien (PLCz) kommt es dagegen durchweg zum Rückgang des Außenhandels saldos durch den deutschen Atomausstieg, da dessen Wirkung auf den Emissionspreis den Einsatz der dort noch verfügbaren emissionsintensiven Kraftwerke verringert<sup>14</sup>.

	Ausstieg				Verlängerung				Ausstiegseffekt			
	EHS-		EHS+		EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
De	-20,1	-27,1	-22,6	-31,5	-9,3	-23,7	-13,5	-27,0	-10,8	-3,4	-9,1	-4,5
At	12,4	13,6	13,1	14,2	8,9	13,2	9,8	14,0	3,4	0,4	3,2	0,2
CH	-3,6	-2,0	-1,8	3,1	-5,0	-3,0	-3,5	-0,7	1,4	1,0	1,7	3,8
Bal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brit	-10,2	-10,0	-9,6	-10,0	-10,1	-10,3	-9,8	-9,6	-0,1	0,3	0,2	-0,4
FBN	28,9	29,0	26,1	27,2	28,4	29,1	26,0	26,6	0,6	-0,1	0,2	0,6
Iber	-3,9	-3,9	-2,8	-3,2	-3,5	-4,0	-2,5	-3,3	-0,3	0,2	-0,4	0,1
It	-14,8	-15,1	-13,7	-14,0	-14,7	-14,8	-13,7	-13,8	-0,1	-0,3	0,0	-0,3
Nord	15,5	19,6	15,5	18,3	9,6	17,6	11,4	17,8	5,9	2,0	4,1	0,5
PICz	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
SEast	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabelle 7:** Stromaußenhandels salden der Modellregionen und Effekte des Atomausstiegs in Deutschland im Jahr 2030 in TWh.

Die Außenhandels salden der übrigen modellierten Regionen werden demgegenüber nur geringfügig beeinflusst. Dies gilt auch für die für das Jahr 2030 si-

<sup>14</sup> Dies muss vor dem Hintergrund vollständig ausgelasteter Atomkraftwerke in Frankreich und Belgien gesehen werden.

mulierte Situation in der die Effekte des Atomausstiegs sich strukturell kaum verändert darstellen (Tabelle 7).

## **Investitionen in konventionelle Steinkohle- und Gaskraftwerke**

Wesentlich für die mittel- bis langfristigen Effekte des Atomausstiegs auf Emissionen und Strompreise sind die in der Untersuchung modellierten Investitionswirkungen im Bereich fossil gefeuerter Kraftwerke. Einerseits wirken diese Investitionen dämpfend auf die Strompreise, da nur Kraftwerke zusätzlich gebaut werden können, wenn diese auch in nennenswerten Umfang zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Andererseits bewirken die Investitionen über den Mechanismus des Emissionshandels Emissionspreisänderungen, je nachdem welche spezifischen Emissionen mit deren Produktion im Vergleich zu den existierenden Anlagen verbunden sind und inwieweit sie deren Produktion substituieren oder zusätzliche Nachfrage durch niedrigere Strompreise bewirken.

Tabelle 8 stellt die Investitionen in Erdgas- und Kohlekraftwerke in den Szenarien zusammen mit dem Effekt des Ausstiegs nach Technologien und Ländern dar. Aus den untersten beiden Zeilen der gesamten Investitionen auf dem europäischen Markt lässt sich entnehmen, dass es dabei zur starken Abhängigkeit der wettbewerbsfähigen Technologie von dem Emissionshandelsregime kommt. In den Szenarien eines fortgesetzt schwachen Emissionshandels werden unabhängig von der Atompolitik überwiegend zusätzliche Kohlekraftwerke gebaut und bei verschärftem Emissionshandel nahezu ausschließlich Erdgaskraftwerke.

In Deutschland sind bei hoher Energieeffizienz unabhängig von der Atomkraftpolitik weitere fossile Kraftwerke durch den Stromgroßhandelsmarkt nicht finanzierbar (Spalten Effi+, Zeilen De in Tabelle 8). In den Szenarien niedriger Energieeffizienz kommt es dagegen bei aktueller Atompolitik zu nennenswerten zusätzlichen Kraftwerksinvestitionen in Deutschland. Bei niedriger Energieeffizienz und schwachem Emissionshandel können voraussichtlich weitere knapp 6 GW Steinkohlekraftwerke wirtschaftlich betrieben werden (Spalten Effi-, Zeile Kohle De). Der Effekt des Atomausstiegs beträgt in diesem Fall gut 3,8 GW Anlagenkapazität, die bei Verlängerung der Laufzeiten nicht betriebswirtschaftlich betrieben werden könnten. Bei niedriger Energieeffizienz und ambitioniertem Emissi-

onshandel werden durch den Ausstieg aus der Atomkraft in Höhe von 4,1 GW nennenswert zusätzliche Investitionen in gasgefeuerte GuD-Kraftwerke ausgelöst (Zeile Erdgas De, Spalten EHS+ Effi- in Tabelle 8).

		Ausstieg				Verlängerung				Ausstiegseffekt			
		EHS-		EHS+		EHS-		EHS+		EHS-		EHS+	
		Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-	Effi+	Effi-
Erdgas	De	0.0	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1
Kohle	De	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	3.8	0.0	0.0
Erdgas	Ch	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
Kohle	Bal	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Brit	1.2	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0
	It	4.3	0.0	0.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.0	0.0	-4.3	0.0	0.0
	PICz	1.7	0.4	0.0	0.0	4.1	1.2	0.0	0.0	-2.4	-0.9	0.0	0.0
Erdgas	Summe	0.0	0.0	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5
Kohle	Summe	7.6	6.7	0.0	0.0	11.0	8.1	0.0	0.0	-3.4	-1.3	0.0	0.0

**Tabelle 8:** Investitionen in Erdgas- und Steinkohlekraftwerke in GW installierter Nettoleistung und Effekte des Atomausstiegs (Investitionen in Kohlekraftwerke grau hervorgehoben).

Die Investitionen in Europa werden durch den Atomausstieg in Deutschland insgesamt in Richtung erdgasgefeuerter Anlagen beeinflusst (Zeilen Erdgas und Kohle gesamt, Spalten Ausstiegseffekt in Tabelle 8). Zu nennenswerten Effekten kommt es insbesondere in den Szenarien EHS- Effi+ mit insgesamt 3,4 GW reduzierter Kohlekraftwerkskapazität, sowie im Szenario EHS+ Effi- indem zusätzliche 4,5 GW Gaskraftwerke gebaut werden.

## Zusammenfassung

Der Atomkraftausstieg in Deutschland führt mittelfristig zu tendenziell höheren Strompreisen und Emissionen im Stromsektor in Deutschland. Durch die Verknüpfung der europäischen Strommärkte und den europäischen Emissionshandel sind durch die Änderungen in Deutschland Effekte auch im Ausland zu erwarten. Zur Abschätzung dieser Effekte wird ein europäisches Strommarktmodell genutzt und gleichgewichtige Großhandelsstrompreise und Emissionen sowie Emissionspreise und Kraftwerksinvestitionen für verschiedene Rahmenbedingungen berechnet.

Für den deutschen Großhandelsstrommarkt erhalten wir für das Jahr 2020 ausstiegsbedingte Strompreiseffekte von 0,2 bis 0,6 Eurocent oder von 0,8 bis 2,3 Prozent bezogen auf Haushaltsstrompreise in Höhe von 25 Eurocent. Mit zwischen 0,4 bis 1,1 Eurocent je kWh fallen die Preiseffekte im Jahr 2030 je nach Rahmenbedingungen etwas höher aus.

In Bezug auf die Emissionen im deutschen Stromsektor errechnet sich eine Emissionserhöhung durch den Atomkraftausstiegs in einer Bandbreite zwischen 15 und 35 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> für das Jahr 2020 und zwischen 20 und 35 Millionen Tonnen für das Jahr 2030. Hieraus erhalten wir Preiserhöhungen im europäischen Emissionshandel zwischen 1,8 und 3,0 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 und zwischen 2,8 und 6,5 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2030.

Die Wirkung des Atomausstiegs auf die deutschen Strompreise und die Emissionspreise führen weiterhin zu Strompreissteigerungen im europäischen Ausland. Dies betrifft insbesondere die mit dem deutschen Markt besonders gut verbundenen Regionen Schweiz und Österreich mit Preiseffekten im Jahr 2020 weitgehend in Höhe der Wirkungen auf dem deutschen Markt. Andere Regionen sind dagegen im Jahr 2020 nicht in nennenswertem Umfang betroffen. Diese Aussagen gelten - bis auf die Region Polen-Tschechien mit einem maximalen Preiseffekt von dann 0,6 Eurocent - auch für das Jahr 2030.

Im europäischen Stromhandel bewirkt der Atomausstieg weiterhin eine Reduktion des deutschen Außenhandelssaldos. Diesbezüglich errechnet sich ein Rückgang von 2,1 bis 7,5 TWh für das Jahr 2020. Dies entspricht maximal 1,5 Prozent des Stromverbrauchs in 2020 von rund 500 TWh oder maximal 16 Prozent der Reduktion an Atomstrom von 47 TWh gegenüber der Laufzeitverlängerung. Bis zum Jahr 2030 wachsen je nach Rahmenbedingungen diese Effekte, beschränken sich jedoch auf maximal knapp 11 TWh oder in relativer Betrachtung rund 16 Prozent der Reduktion an Atomstrom von dann 68 TWh.

Durch die Strompreis- und Emissionspreiseffekte werden weiterhin die Investitionen in Großkraftwerke beeinflusst. Auf dem deutschen Markt belaufen sich die durch den Atomausstieg zusätzlich installierten Anlagenleistungen für das Szenario eines ambitionierten Emissionshandels bei wenig erfolgreicher Effizienzpolitik auf 4,1 GW und auf europäischer Ebene insgesamt auf 4,5 GW zusätzlicher Gaskraftwerksleistung. Bei fortgesetzt wenig ambitioniertem Emissionshandel und schwacher Effizienzpolitik werden dagegen in Deutschland 3,8 GW zusätzlicher Kohlekraftwerke gebaut, während sich der Zubau an Kohlekraftwerken im europäischen Ausland durch steigende Emissionspreise um 5,2 GW verringert, so dass die Investitionen in Kohlekraftwerke insgesamt um 1,3 GW zurückgehen.

Ist die Energieeffizienzpolitik erfolgreich, werden in Deutschland durch den Atomausstieg keine Investitionen in zusätzliche fossile Kraftwerke ausgelöst. In diesem Fall werden bei schwachem Emissionshandel auf europäischer Ebene insgesamt 1,9 GW Gaskraftwerke zusätzlich gebaut und 3,4 GW Kohlekraftwerke verhindert sowie bei ambitionierterem Emissionshandel keinerlei zusätzlichen fossilen Investitionen erwartet. In allen Szenarien ist marktgetrieben mit einem ausstiegsbedingten Rückgang der Investitionen in Kohlekraftwerke durch den Atomausstieg zu rechnen.

## **Konsequenzen für die Energie- und Klimapolitik**

Für die Erreichung des nationalen Klimaziels, nämlich einer Reduktion der Klimagasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990, spielen die CO<sub>2</sub> Emissionen im Stromsektor eine erhebliche Rolle. Können im Stromsektor die Emissionen nicht um nahezu 50 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden, erscheint das Einhalten des gesamten Klimaziels in Frage gestellt. Durch den Atomausstieg wird das Erreichen dieses Ziel schwieriger, jedoch bei Begleitung durch geeignete politische Maßnahmen weiterhin erreichbar.

Einerseits ist es möglich, dass die durch den Atomausstieg verursachten zusätzlichen sektoralen Emissionen durch eine Verschärfung des Emissionshandels ausgeglichen werden. Für diese Situation errechnet sich eine Emissionsminderung gegenüber 1990 von 44 % bis 2020 und von 57% bis 2030. Andererseits lässt sich der Atomausstiegseffekt auf die Emissionen durch verstärkte Energieeffizienzmaßnahmen, die die Stromnachfrage dauerhaft unter das gegenwärtige

Niveau senken, mittelfristig kompensieren und bis zum Jahr 2030 mehr als ausgleichen. Gegenüber 1990 werden in diesem Szenario Emissionsreduktionen von 44% im Jahr 2020 und 56% im Jahr 2030 realisiert.

Die klimapolitisch günstigste Situation wird letztlich im Fall der Kombination eines ambitionierteren Emissionshandelsziels mit einer erfolgreichen Energieeffizienzpolitik erreicht. Für diesen Fall errechnen sich Emissionsreduktionen im Stromsektor von 48% und 64% für die Jahre 2020 und 2030. Die Stärkung der Energieeffizienz erscheint in diesem Fall als besonders plausibel, da höhere Strompreise diese Maßnahmen dann ökonomisch attraktiver machen. Unter diesen Bedingungen kann den Simulationen zufolge das Stromaußenhandelsdefizit bis zum Jahr 2020 auf 7,4 TWh begrenzt und der Preisanstieg auf dem Großhandelsstrommarkt - mit einem Preis von dann 5,6 Eurocent pro kWh - trotz deutlichen Gaspreisanstieges auf 26% gegenüber 2010 beschränkt werden. Letztlich entstehen im Szenario einer deutlichen Energieeffizienzpolitik bei verschärftem Emissionshandel, abgesehen von den Märkten der Schweiz und Österreichs die ähnlich wie der deutsche Markt beeinflusst werden, nur moderate Wirkungen des Atomausstiegs auf das Ausland. Diese beschränken sich im Falle einer ambitionierten Politikkombination auch in der längeren Frist bis 2030 im Wesentlichen auf den Anstieg des Preises im Emissionshandel um rund 3 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.

## Literaturverzeichnis

AGEB (2012): Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1.-4. Quartal 2011

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

BMWi (2012), Energiedaten Gesamtausgabe, 2012, herunterladbar unter:  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html>

EUA (2008), Anhang zum Energie- und Umweltbericht 2008, Europäische Umweltagentur

IEA (2010), International Energy Agency, World Energy Outlook 2010

IEA (2011), International Energy Agency, World Energy Outlook 2011

ENTSOE (2011a), European Network of Transmission System Operators, Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe, Winter 2010/11

ENTSOE (2011b), European Network of Transmission System Operators, Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe, Summer 2010

Kemfert, C. und Traber, T. (2011), Atommoratorium in Deutschland: Keine Stromausfälle zu befürchten. Wochenbericht des DIW Berlin 20/ 2011, S. 3-7

Kemfert, C., Traber, T. und Diekmann, J. (2011), Strompreise: künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien. Wochenbericht des DIW Berlin 6 / 2011, S. 2-9

KOM (2010), Analyse der Optionen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um mehr als 20 % und Bewertung des Risikos der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, 26.05.2010

Leitstudie (2010), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2010

Neuhoff, K., Schopp, A., Boyd, R., Stelmakh, K. und A. Vasa, "Banking of Surplus Emissions Allowances: Does the Volume Matter?" DIW Diskussionspapier 1196, 2012

Platts (2011), World Electric Power Plants Database, Europe, September 2011

Prognos, EWI, GWS (2011): Energieszenarien 2011, Studie im Auftrag des BMWI, 2011

Prognos (2011): Konsequenzen eines Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 für Deutschland und Bayern, Studie im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V, 2011

WI (2011), Kurzstudie zu möglichen Strompreiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie, Wuppertal Institut, 2011

Traber, T. und Kemfert, C. (2009), "Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms", The Energy Journal, 2009 (30/3), 155-178.

Traber, T. und Kemfert, C. (2011a), "Gone with the Wind? - Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply", Energy Economics, 33 (2011), 249-256

Traber, T. und Kemfert, C. (2011b), "Refunding ETS-Proceeds to Spur the Diffusion of Renewable Energies: An Analysis Based on the Dynamic Oligopolistic Electricity Market Model EMELIE", *Utilities Policy*, 19 (2011), 33-41

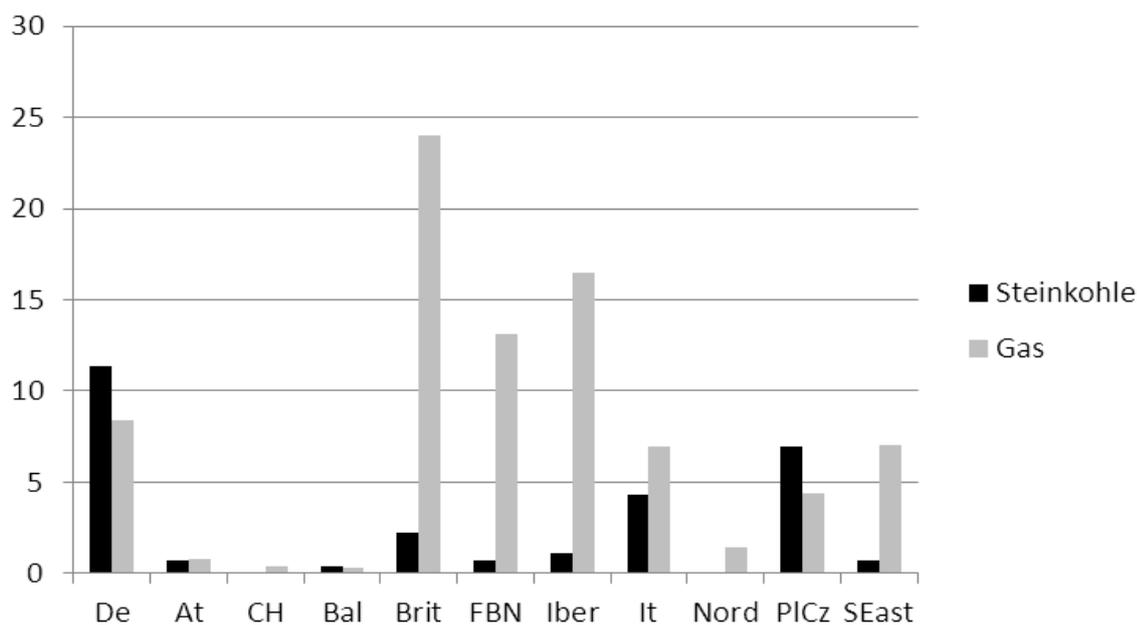
## Appendix

a)

von\nach	De	At	CH	Brit	FBN	Iber	IT	Nord	PICz
De	-	1280	1424	0	0	0	0	1700	0
At	1440	-	404	0	0	0	0	0	0
CH	3160	960	-	0	0	0	0	0	0
Brit	0	0	0	-	1600	0	0	0	0
FBN	0	0	0	1600	-	1040	1990	0	0
Iber	0	0	0	0	400	-	0	0	0
IT	0	0	0	0	746	0	-	0	0
Nord	2138	0	0	0	0	0	0	-	480
PICz	0	0	0	0	0	0	0	480	-

**Abbildung 7:** Kapazitäten der Grenzkuppelstellen zwischen den Regionen in MW.

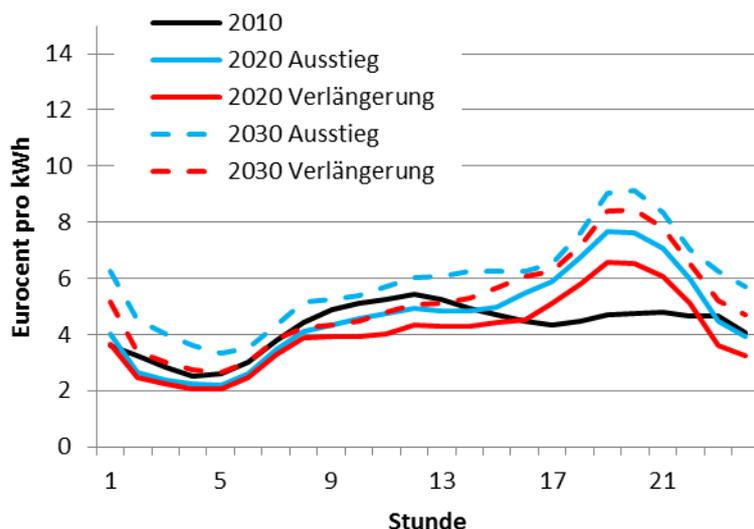
b)



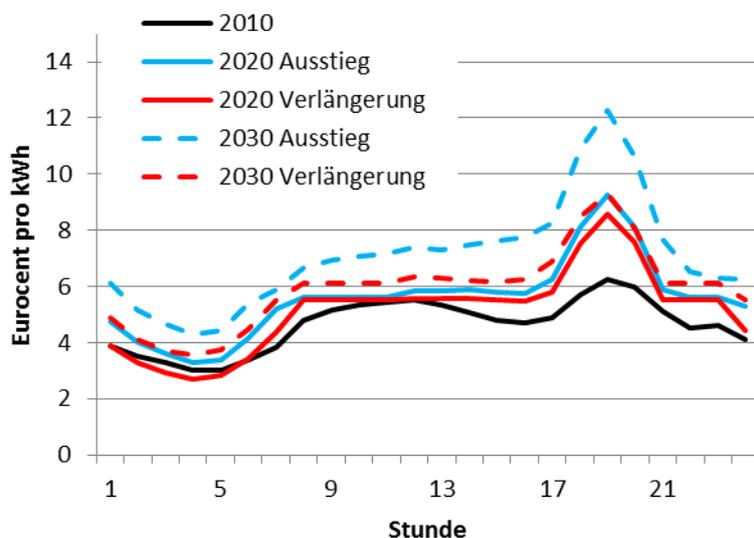
**Abbildung 8:** Gegenwärtig geplante fossile Kraftwerkskapazitäten in GW.

c) Tagesverläufe der berechneten Großhandelsstrompreise für Deutschland

i) EHS- Effi+

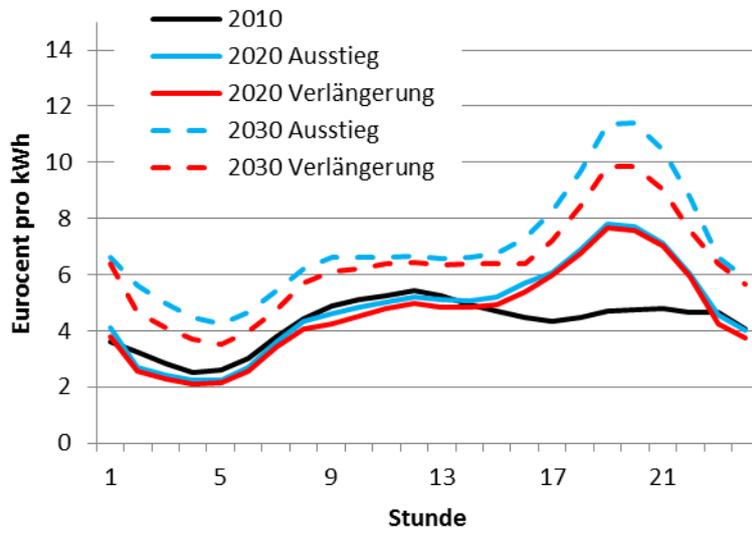


**Abbildung 9:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik.

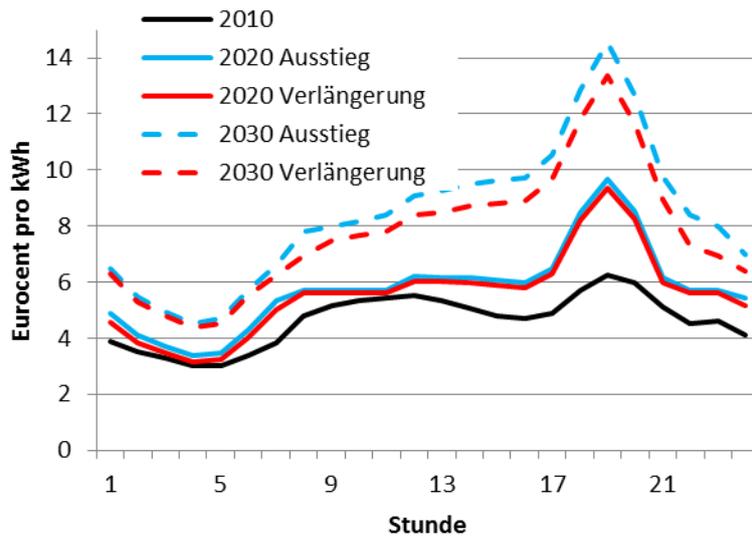


**Abbildung 10:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik.

ii) EHS- Effi-

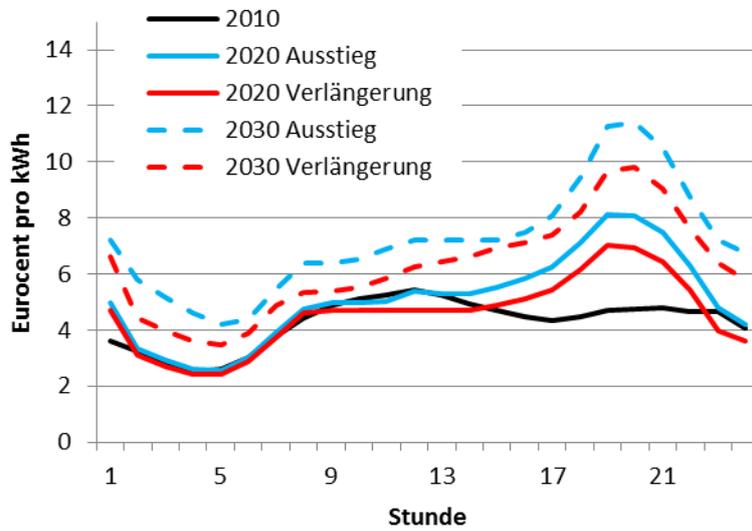


**Abbildung 11:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik.

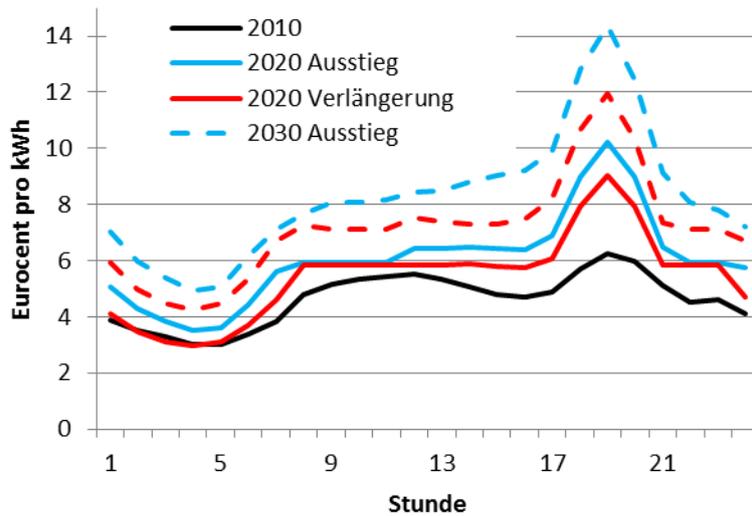


**Abbildung 12:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz und gegenwärtiger Klimapolitik.

iii) EHS+ Effi+

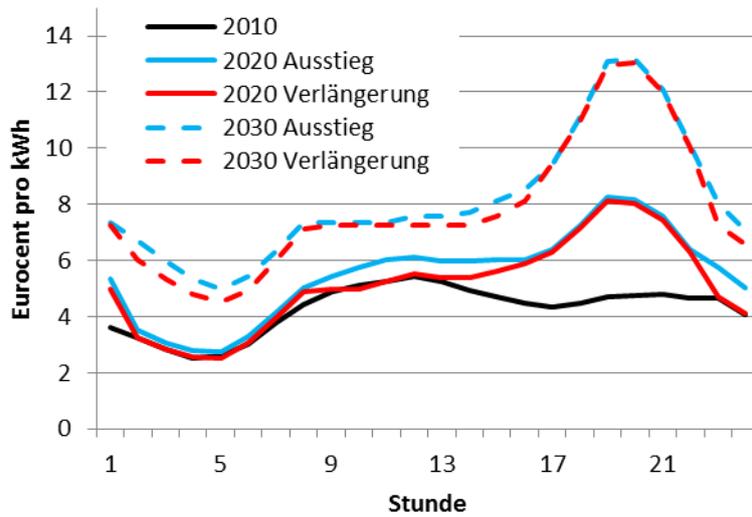


**Abbildung 13:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und ambitionierter Klimapolitik.

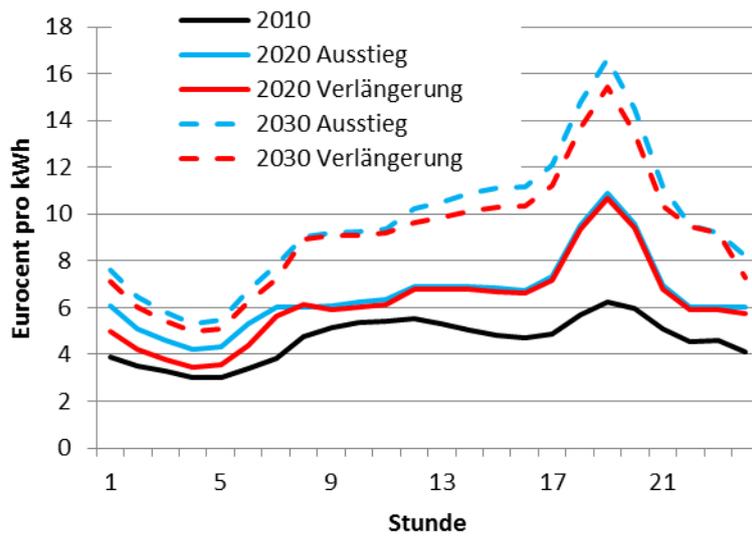


**Abbildung 14:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei hoher Energieeffizienz und ambitionierter Klimapolitik.

iv) EHS+ Effi+



**Abbildung 15:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Sommertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz.



**Abbildung 16:** Tagesverlauf der Großhandelsstrompreise an einem typischen Wintertag 2010, 2020 und 2030 bei niedriger Energieeffizienz.