

Zudem wird die Energiewende im Hinblick auf die ökonomische Effizienz und die soziale Ausgewogenheit große Herausforderungen aufwerfen. Somit ist einerseits die Prämisse zu bedenken, dass **volkswirtschaftliche Ressourcen** so sparsam für die gesellschaftlichen Ziele einzusetzen sind, dass alternative Möglichkeiten ihrer Nutzung so wenig wie möglich in Mitleidenschaft gezogen werden. Und andererseits sollte man ebenfalls der Prämisse folgen, dass mehrheitlich gewünschte gesellschaftliche Ziele nicht zu Lasten einer **einkommenschwachen Minderheit** der Gesellschaft umgesetzt werden dürfen. Um dies zu gewährleisten, sind die energiepolitischen Weichenstellungen dieses Jahres als der Beginn eines Prozesses aufzufassen, nicht als dessen erfolgreicher Abschluss.

II. Strommarkt

378. Der Verzicht auf die Laufzeitverlängerung und die Verabschiedung des Energiepakets betreffen alle Bereiche der Energieversorgung. Insbesondere gilt dies für den Strommarkt, für den die Abschaltung der Moratoriumsmeiler und die Fortschreibung der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien eine weitere entscheidende Weichenstellung bedeuten. Zuvor hatten bereits die **Liberalisierung** des Strommarkts im Jahr 1998 und der seit dem Jahr 2000 politisch geförderte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für einschneidende Veränderungen gesorgt. Beide Maßnahmen führten zu einer räumlichen Entkoppelung von Stromerzeugung und Verbrauch, durch die ein Ausbau der Stromnetze notwendig wurde.

Allein um die Integration der bis zum Jahr 2020 geplanten Kapazitäten an erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu gewährleisten, muss das Hochspannungsnetz um insgesamt 4 450 km ausgebaut werden. Die Kosten für diesen Netzausbau werden auf die Strompreise umgelegt und damit den Endverbraucherpreis für Strom weiter erhöhen, der schon jetzt durch eine Reihe von Steuern und Abgaben, nicht zuletzt für die Förderung der erneuerbaren Energien, belastet wird. Wenngleich bis zum Jahr 2020 die Kostensteigerungen aller Voraussicht nach noch zu verkraften sein werden, wird die **Systemintegration** der erneuerbaren Energien bei den derzeitigen Ausbauplänen ab dem Jahr 2020 eine große technische, politische und finanzielle Herausforderung darstellen.

1. Determinanten des Großhandelspreises

379. Die Ware Strom ist ein netzgebundenes Gut. Um den Strom von den Erzeugern zu den Endverbrauchern liefern zu können, bedarf es eines Verteilungs- und Transportnetzes. Allerdings liegen beim Bau eines Stromnetzes die durchschnittlichen Kosten je installiertem Kilometer über den Kosten für eine geringfügige Erweiterung des Netzes (den Grenzkosten). Somit ist ein einziges Netz die ökonomisch effizienteste Lösung zum Transport von Strom. Das Stromnetz genügt daher den Eigenschaften eines **natürlichen Monopols**, wodurch der Strommarkt stets durch staatliche Eingriffe und eine Tendenz zu vermachteten Marktstrukturen geprägt war.

380. Bis in die 1990er-Jahre bestand der Strommarkt in Deutschland aus zahlreichen Gebietsmonopolen. Hierbei handelte es sich zumeist um vertikal integrierte Unternehmen, die sowohl die Kraftwerke zur Stromerzeugung betrieben als auch über die Verteilungs- und

Transportnetze verfügten und die Belieferung der Endkunden übernahmen. In dieser Zeit bestand kaum Wettbewerb zwischen den Stromanbietern. Stromkunden mussten ihren Strom in der Regel entweder von einem **regionalen Gebietsmonopolisten** beziehen oder selber produzieren. Die Eigenerzeugung rechnete sich aber nur für Unternehmen mit einem sehr hohen Strombedarf. Die Preissetzung orientierte sich daher weitestgehend an den Durchschnittskosten der regionalen Erzeuger.

In den 1990er-Jahren suchte die Politik gezielt nach Möglichkeiten, einzelne Ebenen des Strommarkts für den Wettbewerb zu öffnen. Die **Liberalisierung** wurde unter anderem durch die EU-Kommission vorangetrieben, die im Jahr 1992 einen ersten Richtlinienvorschlag zur Schaffung eines wettbewerblich organisierten Binnenmarkts für die Elektrizitätsversorgung vorlegte. Dieser Vorschlag mündete in die am 19. Februar 1997 in Kraft getretene EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität. Im Jahr 1998 wurde diese Richtlinie durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in deutsches Recht umgesetzt und die vollständige Öffnung des hiesigen Elektrizitätsmarkts für den Wettbewerb eingeleitet.

381. Seit der zweiten Novelle des EnWG im Jahr 2005 müssen Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom wirtschaftlich getrennt durchgeführt werden. Die Netzebene, als natürliches Monopol, ist seitdem einer ex ante-Regulierung unterworfen. Obwohl die Marktliberalisierung zu mehr Wettbewerb im Energiesektor führen sollte, hat sich der Wettbewerb auf diesen Marktebenen lange Zeit noch nicht im vollen Umfang entfaltet (Monopolkommission, 2008). Stattdessen bildete sich eine **oligopolistische Struktur** mit vier großen Stromerzeugern heraus, die Strom nicht in größerem Umfang in die Stammgebiete der anderen Anbieter liefern (Wolter und Reuter, 2005). Die Preisbildung unterliegt seitdem nicht mehr der Durchschnittskalkulation vertikal integrierter Gebietsmonopolisten. Stattdessen wird an der Strombörse durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ein einheitlicher Großhandelspreis bestimmt.

Stromnachfrage

382. Im Jahr 2009 wurden in Deutschland 511 Mrd Kilowattstunden (kWh) Strom verbraucht. Davon entfielen mit 45 vH nahezu die Hälfte auf die Industrie, weitere 27 vH auf die Haushalte, 23 vH auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, 3 vH auf den Verkehrssektor, in dem elektrische Energie bislang ausschließlich für den Schienenverkehr eine Rolle spielt, und 2 vH auf die Landwirtschaft (BDEW, 2010). Betrachtet man allein die Industrie und das Gewerbe, so wird deutlich, dass mindestens 70 vH des Stromverbrauchs auf **Wirtschaftsaktivitäten** entfallen und damit mehr oder weniger direkt zum Erhalt des Lebensstandards beitragen.

Die in der Fachterminologie als Last bezeichnete Stromnachfrage unterliegt starken tageszeitlichen und saisonalen **Schwankungen**. Nachfragespitzen treten an Werktagen um die Mittagszeit sowie am späten Nachmittag und Abend auf. An Wochenenden verläuft das Nachfrageprofil flacher und bewegt sich auf einem insgesamt niedrigeren Niveau. Der starken Schwankungen unterliegende Lastverlauf stellt für die Elektrizitätsversorgung eine Herausforderung dar, da Strom nicht in erforderlichem Umfang gespeichert werden kann. Zu jedem

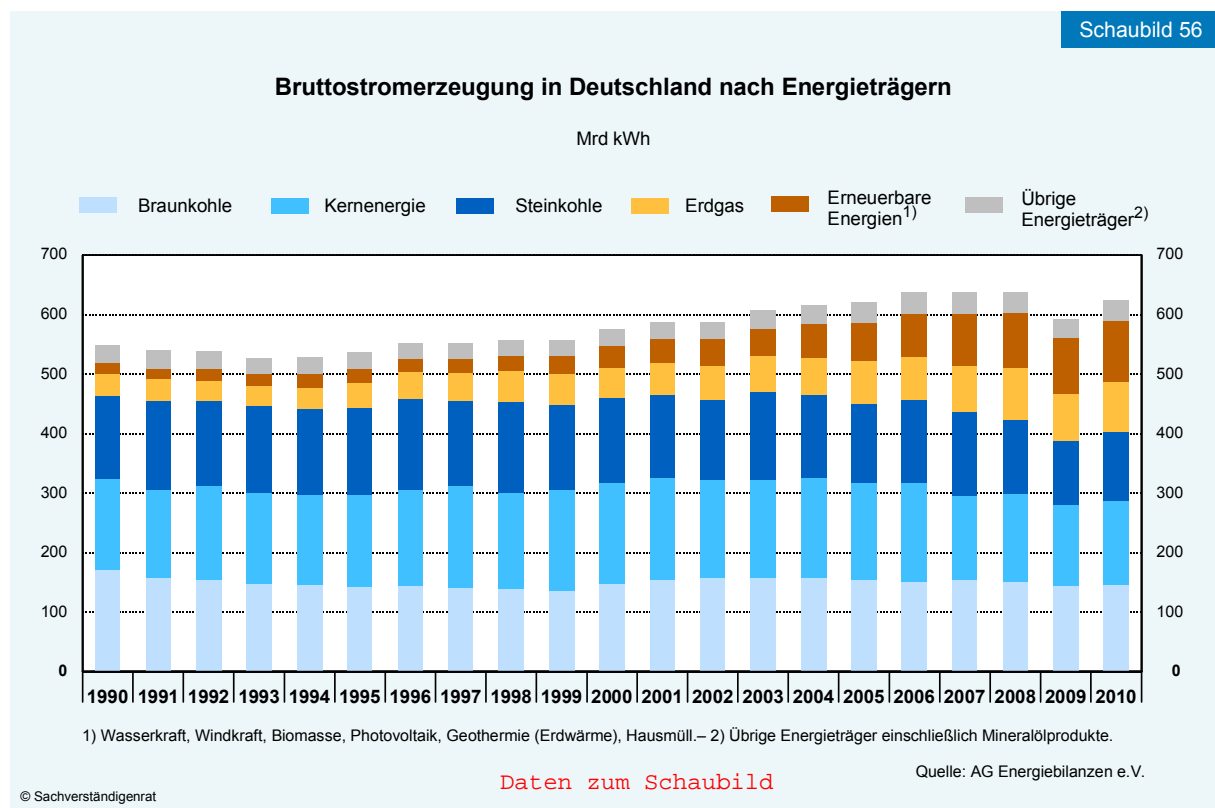
Zeitpunkt muss daher die angebotene Menge an elektrischer Energie weitgehend der Stromnachfrage entsprechen.

383. Insgesamt reagiert die Stromnachfrage nur relativ verhalten auf Änderungen der Strompreise. Allerdings muss hier zwischen dem **Anpassungsverhalten** in der kurzen und langen Frist unterschieden werden. Haushaltskunden verfügen kurzfristig nur über eingeschränkte Möglichkeiten, ihre Nachfrage an steigende Strompreise anzupassen, da sie ihre Ausstattung mit Elektrogeräten in dieser Frist nur schwer ändern können. Bei anhaltend hohen Strompreisen lohnt sich in der langen Frist jedoch ein Ersatz der Haushaltsgeräte durch verbrauchsärmere Modelle. Empirische Studien identifizieren daher regelmäßig größere Preiselastizitäten der Stromnachfrage von Haushaltskunden in der langen Frist.

In einer Meta-Analyse von 36 Studien der Stromnachfrage von Haushaltskunden finden die Autoren eine durchschnittliche kurzfristige **Preiselastizität** von -0,35 und eine durchschnittliche langfristige Elastizität von -0,85 (Espey und Espey, 2004). In der langen Frist führt daher ein Anstieg des Strompreises um 1 vH zu einem Rückgang der nachgefragten Menge von 0,85 vH. Für Industriekunden ist dieser Zusammenhang nicht wesentlich anders. Im Schnitt identifizieren Studien hier eine kurzfristige Preiselastizität von -0,2 und eine langfristige Elastizität von -0,6 (Simmons et al., 2011).

Stromangebot

384. In Deutschland werden verschiedene Technologien für die Erzeugung von Strom eingesetzt. Den größten Anteil an der Stromerzeugung hatte im Jahr 2010 mit 145,9 Mrd kWh die Braunkohle. Dies entspricht einem Anteil von 23,4 vH an der gesamten Stromerzeugung in



Höhe von 623,9 Mrd kWh, gefolgt von der Kernenergie mit 140,6 Mrd kWh (22,5 vH), der Steinkohle mit 117,4 Mrd kWh (18,8 vH), den erneuerbaren Energien mit 102,3 Mrd kWh (16,4 vH) und Erdgas mit 83,7 Mrd kWh (13,4 vH). Von besonderer Bedeutung ist die Zunahme der Stromerzeugung aus **erneuerbaren Energien**, deren Anteil im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2010 stark gestiegen ist (Schaubild 56). Bei einem leichten Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie wurde der Anstieg der Stromerzeugung um 13,5 vH im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2010 daher vornehmlich durch die erneuerbaren Energien und die Stromerzeugung aus Gas gedeckt.

In der kurzen Frist ist dieser Erzeugungsmix als weitgehend unveränderlich zu betrachten, denn die Stromerzeuger werden versuchen, die Stromnachfrage mit dem bestehenden **Anlagenpark** zu decken. Langfristig kann es jedoch zu Veränderungen im Erzeugungsmix kommen, vor allem wenn Anlagen ihre maximale Nutzungsdauer erreicht haben oder aus gesetzlichen Gründen vom Netz gehen und durch neue Anlagen ersetzt werden müssen.

385. Der deutsche Strommarkt ist auf der Erzeugungsebene weitgehend durch vier große, regional voneinander abgeschottet operierende Anbieter geprägt, die Markteintritte produktiverer Stromerzeuger unter Umständen behindern. Das Angebotsverhalten der am Markt bereits etablierten Stromerzeuger kann jedoch näherungsweise durch Modelle nachgebildet werden, in denen Unternehmen ihre Produkte zu **kurzfristigen Grenzkosten** anbieten (Ellersdorfer et al., 2008). Diese bezeichnen diejenigen Kosten, die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit anfallen. Auf dem Strommarkt entsprechen die Grenzkosten weitestgehend den variablen Kosten. Sie umfassen unter anderem die spezifischen Brennstoffkosten und den Preis für die Emissionszertifikate. Die variablen Kosten werden zudem durch die Auslastung eines Kraftwerks beeinflusst.

386. Ordnet man die zur Stromerzeugung als kurzfristiges Angebot zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten aufsteigend nach ihren Grenzkosten, erhält man die sogenannte **Merit-Order**. Dabei wird sich in der Regel eine klare Ordnung nach den eingesetzten Technologien ergeben. Die Merit-Order gibt an, in welcher Reihenfolge die Kraftwerke in einem Markt mit vollständigem Wettbewerb zur Deckung der tageszeitlich und jahreszeitlich schwankenden Nachfrage herangezogen werden. Sie entspricht damit der kurzfristigen Angebotskurve. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Merit-Order nicht von Vornherein festgelegt wird, sondern vielmehr endogen beim Handel mit Strom entsteht. Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten werden stets in der Lage sein, die Nachfrage zu geringeren Preisen zu decken als Anlagen, die sich weiter oben in der Merit-Order befinden. Dadurch werden Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten bevorzugt zur Deckung der Nachfrage ausgewählt.

Die geringsten Grenzkosten im deutschen Kraftwerkspark hat die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Kernenergie und Braunkohle. Kraftwerke mit diesen Technologien besitzen aufgrund ihrer Kostenstruktur eine hohe **Einsatzpriorität** und werden zur Abdeckung der sogenannten Grundlast herangezogen. Steinkohle- und Speicherwasserkraftwerke, die Mehrzahl der Gaskraftwerke, sowie Biomasse- und Biogaskraftwerke weisen höhere Grenzkosten auf, sind aber für das tägliche Anfahren und Abfahren geeignet. Sie werden zur Deckung der Mittellast ein-

gesetzt. Kurzzeitig auftretende Nachfragespitzen werden von Kraftwerken abgedeckt, die für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung ausgelegt sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinen, Öl- und Gaskraftwerke mit relativ hohen Grenzkosten.

387. Bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas) werden **Treibhausgase** emittiert. Etwa die Hälfte der jährlich in Deutschland ausgestoßenen Treibhausgase stammt aus dem Energiesektor. Die Emission von klima- und umweltschädlichen Treibhausgasen ist mit negativen Externalitäten verbunden, die ohne einen entsprechenden staatlichen Eingriff in der Strompreisbildung nicht berücksichtigt werden. Insbesondere lagern sich Treibhausgase in der Atmosphäre ab und tragen so zu einem Anstieg der Durchschnittstemperatur bei, der – von einer erheblichen regionalen Ungleichverteilung der Lasten abgesehen, bei der Mitteleuropa vermutlich vergleichsweise günstig abschneiden wird – künftig mit hohen Kosten verbunden sein dürfte (Tol, 2010).

In der Europäischen Union werden daher seit dem Jahr 2005 die Treibhausgasemissionen der Energieversorger und energieintensiven Industriesektoren durch den **Emissionsrechtehandel** begrenzt (Ziffern 413 ff.). Da die Stromproduzenten die Opportunitätskosten der Emissionsrechte – also die durch ihren Einsatz bei der Stromerzeugung entgangenen Möglichkeiten zur Veräußerung der Rechte an Dritte – in ihrer Preissetzung berücksichtigen, erhöht der Emissionsrechtehandel zwangsläufig die variablen Kosten der Stromproduktion, und zwar umso stärker, je emissionsintensiver die verwendete Technologie ist.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

388. Eine Sonderstellung nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein. Diese Technologien könnten derzeit zumeist nicht kostendeckend am Markt betrieben werden. Sie werden daher durch einen garantierten Netzanschluss, einen Einspeisevorrang und einen garantierten Mindestabnahmepreis vom Gesetzgeber **gefördert**. Durch die gesetzlich gesicherte Möglichkeit zur vorrangigen Abnahme können diese Anlagen unabhängig von der Merit-Order jederzeit Strom produzieren. Der herkömmliche Kraftwerkspark muss dann zu jedem Zeitpunkt lediglich noch den von den erneuerbaren Energien nicht gedeckten Teil der Nachfrage bedienen (Residuallast). Auf diese Weise werden die teilweise erheblichen durchschnittlichen Kosten, die mit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien verbunden sind, bei der Ermittlung der Großhandelspreise völlig ausgeblendet. Sie treten an anderer Stelle zutage, nämlich bei den Abgaben der Endverbraucher (Ziffern 378 ff.). In der mittleren und langen Frist hat der Anteil der erneuerbaren Energien unter Umständen Rückwirkungen auf die Zusammensetzung des übrigen Kraftwerksparks.

389. Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks kann sich ändern, wenn Altkapazitäten außer Betrieb genommen werden oder Kernkraftwerken die Betriebserlaubnis entzogen wird. In diesem Fall entsteht ein Bedarf an **Ersatzkapazitäten**. Welche Ersatztechnologien zum Einsatz kommen, hängt nicht zuletzt von den Fixkosten der Anlagen und den zu erwartenden Lauf- und Einsatzkosten ab. Hierzu zählen Kapitalkosten, Instandhaltungskosten und Personalaufwand. Von Bedeutung für die Technologiewahl ist ebenfalls die Entwicklung des übr-

gen Kraftwerksparks. Für die Integration des steigenden Anteils stark schwankender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedarf es vor allem flexibler Kraftwerke, die einfach hoch- oder heruntergeregelt werden können. Hierzu sind unter anderem Gaskraftwerke geeignet. Es ist allerdings angesichts der geografischen Konzentration der Gasvorkommen in Russland denkbar, dass bei einem verstärkten Zubau von Gaskraftwerken die Importpreise für Gas spürbar anziehen könnten.

390. Nicht zu unrecht wird die Befürchtung geäußert, dass bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung eine Amortisation der Fixkosten konventioneller Kraftwerke wegen des Rückgangs ihrer Einsatzzeiten nicht mehr gewährleistet wäre. In diesem Fall würden Ersatzinvestitionen in den Kraftwerkspark unterbleiben. Aus ökonomischer Sicht dürfen jedoch Gleichgewichtseffekte auf den Strompreis nicht unberücksichtigt bleiben. Ein Rückgang des Stromangebots kann zu **Preissteigerungen** führen, unter denen sich die Installation neuer Kapazitäten rechnet. In Studien zur zukünftigen Entwicklung des Strommarkts, die diesen Preiseffekt berücksichtigen und bei denen der langfristige Kraftwerkspark endogen bestimmt wird, findet ein Ersatz alter Anlagen zumindest teilweise statt, wenngleich die Stromimporte aus dem Ausland zunehmen (IER/RWI/ZEW, 2010).

Preisbildung und Stromgroßhandel

391. Seit der Liberalisierung des Strommarkts bilden sich die Großhandelspreise auf dem Spot- und Terminmarkt. Am **Spotmarkt** wird Strom entweder in sogenannten Over-The-Counter (OTC)-Geschäften oder an Strombörsen gehandelt. Beim OTC-Geschäft verständigen sich die Handelspartner bilateral über den Preis und die Lieferbedingungen des Stroms. Im Gegensatz dazu werden beim Börsenhandel alle Transaktionen mit standardisierten Verträgen abgewickelt. Der börsenbasierte Stromhandel vollzieht sich in Deutschland an der European Energy Exchange AG in Leipzig. Der Börsenpreis unterliegt dabei, ebenso wie die Stromnachfrage, starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Im Jahr 2010 betrug der Durchschnittspreis in Grundlastzeiten 4,7 ct/kWh (EEX Phelix Base) und in Spitzenlastzeiten 5,5 ct/kWh (EEX Phelix Peak).

392. Der Großhandelspreis bestimmt, welche Kraftwerke Strom in das Netz einspeisen. Zu einem gegebenen Zeitpunkt sind das genau diejenigen Kraftwerke, deren variable Kosten durch den Strompreis gedeckt werden. Damit sind die variablen Kosten genau des Kraftwerks **preisbestimmend**, dessen Angebot als letztes hinzugenommen wird, um die aktuelle Nachfrage zu befriedigen. In der Regel sind daher nicht alle Kraftwerke durchgehend ausgelastet. Grundlastkraftwerke mit geringen variablen Kosten liefern häufiger Strom als Spitzenlastkraftwerke. Grundsätzlich ist daher zwischen der installierten Leistung und der Nettostromerzeugung eines Kraftwerks zu unterscheiden.

So überstieg beispielsweise der Anteil der Stromerzeugung aus mit Kernenergie oder Braunkohle betriebenen **Grundlastkraftwerken** im Jahr 2009 mit 47 vH deren Anteil von 26 vH an der installierten Kraftwerkskapazität. Umgekehrt hatte die dargebotsabhängige Windkraft einen Anteil von 17 vH an der installierten Leistung, trug aber lediglich 7 vH zur gesamten Stromerzeugung bei (BDEW, 2010). In besonderem Maße klafft diese Lücke bei der Erzeu-

gung von Strom aus Photovoltaik, bei der im Jahr 2009 diese Größen 6,5 vH beziehungsweise 1,1 vH betragen.

393. In Phasen eines Überangebots kann es auf dem Strommarkt zu **negativen Preisen** kommen. Zum Beispiel, wenn die Industrie eine geringe Nachfrage aufweist und gleichzeitig Windenergieanlagen sehr viel Strom einspeisen. Da Strom nicht in den erforderlichen Mengen gespeichert werden kann, müssen in Situationen hoher Angebotsüberschüsse Kraftwerke gezielt heruntergeregelt werden. Allerdings ist dies bei Grundlastkraftwerken sehr teuer. Heruntergefahren werden diejenigen Kraftwerke, für die das Herunter- und wieder Hochfahren die geringsten Kosten verursacht.

Seit dem 4. September 2008 lässt die EEX aus diesem Grund negative Preise bei den Day-ahead-Auktionen zu. In Zeiten negativer Preise müssen Stromproduzenten, die keinen Einspeisevorrang genießen, für die Einspeisung in das Stromnetz zahlen. In diesem Fall sorgt das Preissignal dafür, dass nur die Anlagen Strom in das Netz einspeisen, bei denen das Herunterfahren mit den höchsten Kosten verbunden ist (Andor et al., 2010). Negative Preise sind seitdem an der Börse wiederholt aufgetreten. Ein **Extremfall** trat in der Nacht auf den 4. Oktober 2009 ein, als eine feiertagsbedingte geringe Stromnachfrage mit einer hohen Einspeisung aus Windkraftanlagen zusammentraf. An der Strombörse wurde zu diesem Zeitpunkt ein negativer Preis von 50 ct/kWh knapp unterschritten. Es ist abzusehen, dass die Häufigkeit einer durch negative Strompreise angezeigten Überproduktion zunehmen wird, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien wie angestrebt weiter massiv fortgeführt wird.

2. Stromnetze, Systemintegration und Endverbraucherpreise

Stromnetze

394. Die Lieferung des Stroms vom Erzeuger zum Verbraucher muss über das Stromnetz vorgenommen werden. Das deutsche Stromnetz hat eine Länge von insgesamt rund 1,78 Mio Kilometer (BDEW 2010). Es besteht aus **vier verschiedenen Ebenen**, welche unterschiedliche Spannungen führen. Das in das europäische Verbundnetz integrierte Höchstspannungsnetz arbeitet mit einer Spannung von 200 kV bis 380 kV und wird auch als Übertragungsnetz bezeichnet. An diese Netzebene sind die großen Kohle-, Pumpspeicher- und Kernkraftwerke angeschlossen. Das Übertragungsnetz ist des Weiteren mit Transformatoren zur Weiterleitung in Netze mit niedrigerer Spannung und mit Kuppelstationen zur Weiterleitung in ausländische Stromnetze verbunden.

Unterhalb der Übertragungsnetze sind die regionalen Verteilungsnetze angesiedelt. Sie arbeiten auf der Hoch- (50 kV bis 150 kV) und Mittelspannungsebene (6 kV bis 30 kV). An die Hochspannungsebene sind Verbrauchszentren oder einzelne Großabnehmer angeschlossen. Die Mittelspannungsnetze leiten Strom zum Beispiel an Behörden, Fabriken und Stadtwerke weiter. Darüber hinaus wird die Leistung von Kleinkraftwerken und erneuerbaren Energien auf dieser Ebene eingespeist. Auf lokaler Ebene wird der Strom über die Niederspannungsnetze verteilt, die Haushalte mit einer Spannung von 230 V bis 400 V und Industriebetriebe mit 500 V bis 690 V beliefern. Die Kosten für die Elektrizitätsnetze werden von den Netzbetreibern über die sogenannten **Netzentgelte** auf die Endverbraucher umgelegt. Dabei hängt

die Höhe der Entgelte von der genutzten Netzebene ab. Sie unterliegt zudem der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die zuständigen Landesregulierungsbehörden.

Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz

395. Aufgrund des starken Zubaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ändern sich die Anforderungen an das Stromnetz, das bislang nicht ausreichend auf eine **regionale Ungleichverteilung** von Stromerzeugung und Stromverbrauch ausgelegt ist, wie sie sich vor allem aus der starken räumlichen Konzentration der Windkraft im verbrauchsarmen Norden und Osten Deutschlands ergibt. Für die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz sind daher vor allem Ausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz nötig, um den Strom in den verbrauchstärkeren Süden und Westen Deutschlands zu transportieren.

396. Der Netzausbaubedarf wurde in zwei Studien der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) quantifiziert. Die erste Studie aus dem Jahr 2005, die sogenannte **dena-Netzstudie I**, untersucht den Netzausbaubedarf, der sich aus einer Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 vH bis zum Jahr 2015 ergibt. Der Fokus der Studie liegt auf dem Ausbau der Windenergie, an Land (Onshore) und auf See (Offshore). Die Studie identifiziert diesbezüglich einen Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes von 850 km. Die absoluten Mehrkosten für die Integration der erneuerbaren Energien in die Stromerzeugung werden auf etwa 1,6 bis 2,3 Mrd Euro geschätzt. Für Stromverbraucher, die nicht unter die Härtefallregelung des EEG fallen (sogenannter nicht-privilegierter Verbrauch), wird dadurch der Strompreis bis zum Jahr 2015 um etwa 0,46 ct/kWh steigen, worin der Anstieg der EEG-Umlage bereits enthalten ist. Bei einem Haushalt mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 3 500 kWh entspricht dies einer jährlichen Mehrbelastung von 16 Euro. Für den privilegierten Verbrauch wird der Ausbau der Netze voraussichtlich zu einem Anstieg des Strompreises um 0,15 ct/kWh führen (Deutsche Energie-Agentur, 2005).

397. In einer Folgestudie aus dem Jahr 2010, der **dena-Netzstudie II**, wird der zusätzliche Ausbaubedarf quantifiziert, der sich aus der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung auf 39 vH bis zum Jahr 2020 ergibt. Dieses Ausbauziel wurde in Anlehnung an das Energiekonzept der Bundesregierung gewählt, das bis zum Jahr 2020 einen Anteil der erneuerbaren Energien von 35 vH am Bruttostromverbrauch vorsieht. Bis zum Jahr 2020 ergibt sich für eine derartige Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ein weiterer Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes um 3 600 km Trassenlänge, der mit jährlichen Kosten in Höhe von etwa 1 Mrd Euro verbunden ist. Durch höhere Netzzugangsentgelte wird der Strompreis für Haushaltskunden (nicht-privilegierter Verbrauch) um weitere 0,2 ct/kWh steigen, dies bedeutet bei einem durchschnittlichen Haushalt eine jährliche Zusatzbelastung von 7 Euro (Deutsche Energie-Agentur, 2010).

398. Der Verzicht auf eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke hat **keine direkten Auswirkungen** auf den Ausbaubedarf bei den Stromnetzen (dena 2010), denn der zur Integration der erneuerbaren Energien erforderliche Netzausbau hängt ausschließlich vom Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung ab. Dabei ist es unerheblich, welchen Anteil die Kernkraft an der übrigen Stromerzeugung hat. Da der Ausbau der erneuerbaren Energien vollständig durch den Einspeisevorrang und die gesetzliche Förderung bestimmt

wird, bleibt der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien von der Abschaltung der Kernkraftwerke unbeeinflusst.

399. Der Ausbau der Stromnetze kommt trotz des dringenden Bedarfs bislang nur schleppend voran. Von den 24 in der dena-Netzstudie I identifizierten und in das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) aufgenommenen Projekten sind derzeit erst drei Projekte realisiert oder in Bau. Insgesamt wurden damit noch nicht einmal 100 km des in der dena-Netzstudie I bezifferten Ausbaubedarfs erreicht. **Hindernisse** für den Netzausbau liegen neben komplexen Verwaltungsvorgängen unter anderem in der fehlenden Akzeptanz in der Bevölkerung und der langen Dauer der Genehmigungsverfahren. Letzteres ist häufig das Resultat eines Zuständigkeitswechsels an Landesgrenzen. So stellt die Bundesnetzagentur in ihrer Begutachtung des Fortschritts bei den EnLAG-Projekten fest, dass es gerade bei Ländergrenzen überschreitenden Projekten zu Verzögerungen kommt (Deutscher Bundestag, 2011).

Die Bundesregierung hat jetzt mit den im Energiepaket enthaltenen Maßnahmen den Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchst- und Hochspannungsnetze erheblich reformiert. Erleichtert werden dürfte der Netzausbau vor allem durch die Änderungen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs und die Einführung einer Bundesfachplanung für länderübergreifende Ausbauprojekte (Kasten 14). Ob die bestehenden Hemmnisse dadurch vollständig beseitigt werden, muss anhand der zukünftig erzielten Fortschritte beim Netzausbau beurteilt werden.

Preise für Endverbraucher

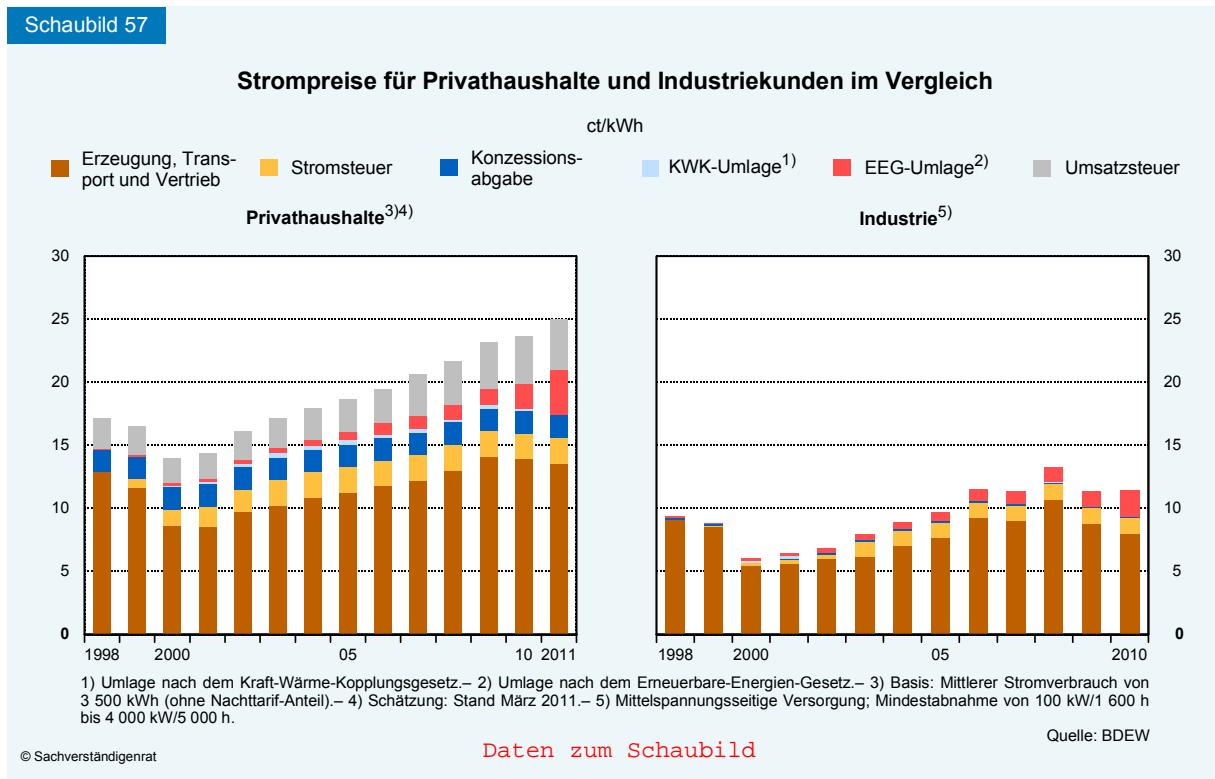
400. Zusätzlich zu den Netzentgelten wird der Strompreis für die Endkunden durch verschiedene **Steuern und Abgaben** belastet. Bei den privaten Haushalten enthält der Strompreis die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie die Stromsteuer, die Umlage zur Finanzierung der erneuerbaren Energien, eine Konzessionsabgabe und die Mehrwertsteuer. Unmittelbar nach Beginn der Liberalisierung hatte sich auf dem Strommarkt der erwartete Preisrückgang ergeben, der vor allem dazu gedacht war, drohende Marktzutritte zu verhindern (Lang, 1999). Seitdem sich die Strukturen auf dem liberalisierten Strommarkt wieder gefestigt haben, ist jedoch ein deutlicher Aufwärtstrend bei den Strompreisen zu verzeichnen, der sowohl auf einen Anstieg der Erzeugungskosten als auch auf höhere Steuern und Abgaben zurückzuführen ist (Schaubild 57).

401. Für einen durchschnittlichen Privathaushalt belief sich der **Preisanstieg** seit dem Jahr 2000 auf 79 vH, wovon etwa die Hälfte auf höhere Preise bei Erzeugung und Vertrieb entfallen. Mit 43 Prozentpunkten ist der etwas größere Teil des Preisanstiegs hingegen auf einen Anstieg der Steuern und Abgaben zurückzuführen, wobei wiederum der Hauptteil (23,9 Prozentpunkte) auf die Förderung der erneuerbaren Energien entfällt. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Industriekunden, bei denen der Strompreis seit dem Jahr 2000 um 89,1 vH gestiegen ist, wovon 42 Prozentpunkte auf die Stromerzeugung zurück zu führen ist. Der übrige Teil des Preisanstiegs geht zu großen Teilen auf die EEG-Umlage zurück, die für 30,6 Prozentpunkte des Anstiegs verantwortlich ist.

Derzeit werden damit bereits 14 vH des Strompreises der privaten Endverbraucher für die finanzielle Förderung der **erneuerbaren Energien verwendet**. Ohne eine konsequente Aus-

richtung des Fördersystems an dem Prinzip der Kosteneffizienz dürfte ein Ausbau der erneuerbaren Energien jenseits eines Anteils von 20 vH an der Stromerzeugung zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung führen.

Schaubild 57



402. Etwas anders stellt sich die Situation bei den industriellen Energieverbrauchern dar. Zwar birgt der Anstieg des Strompreises für diese grundsätzlich die Gefahr, dass die stromintensiven Teile der Produktion an Standorte mit geringeren Energiekosten abwandern. Insgesamt dürfte die spezielle Kombination aus Rücknahme der Laufzeitverlängerung und angestrebtem Ausbau der erneuerbaren Energien die **Wettbewerbsfähigkeit** der stromintensiven Industriezweige jedoch weitestgehend unbeeinträchtigt lassen. Denn die Preiseffekte der Energiewende dürften sich für diesen Kundenkreis, bei aller Unsicherheit, die eine enge wissenschaftliche Begleitung der Energiewende erforderlich macht, vermutlich neutralisieren.

So wird der Ersatz der Atomkraft durch Kraftwerke mit höheren variablen Kosten zwar zu einem Anstieg des Strompreises führen, aber durch den Ausbau der erneuerbaren Energien könnte sich ein preissenkender Effekt ergeben, weil deren Grenzkosten der Erzeugung bei nahe Null liegen. Da für Teile der stromintensiven Unternehmen des Produzierenden Gewerbes bei der Finanzierung der erneuerbaren Energien durch das EEG eine Reihe von Ausnahmen gelten, dürften sie von dem erwarteten Anstieg der EEG-Umlage nur unwesentlich getroffen werden.

Die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung haben direkte **Auswirkungen** auf die betrachteten Preiskomponenten (Kasten 15). Denn sowohl die Rücknahme der Laufzeitverlängerung als auch der Ausbau der erneuerbaren Energien wird letztendlich von den Stromkunden finanziert. Allerdings muss bei den zu erwartenden Preisänderungen zwischen privaten Verbrauchern und Industriekunden unterschieden werden.