

# Energie für Deutschland 2010

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:  
Energiepolitik der USA



WORLD ENERGY COUNCIL  
Weltenergieat - Deutschland

# Inhaltsverzeichnis

	<b>Seite</b>
<b>Vorwort</b>	<b>5</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>7</b>
<b>Schwerpunktkapitel: Energiepolitik der USA</b>	<b>15</b>
Einleitung	17
Energiewirtschaftliche Rahmendaten und energiepolitische Herausforderungen	17
Energiepolitik der USA	28
Ausblick: Obamas Energiepolitik öffnet transatlantische Kooperationsmöglichkeiten – aber die Hürden bleiben bestehen	40
Abkürzungsverzeichnis/Einheiten	42
<b>Energie in der Welt</b>	<b>45</b>
World Energy Outlook 2009 der Internationalen Energieagentur (IEA)	50
Kopenhagen – aus Sicht des Weltenergiesrates	53
Desertec	59
CCS-Umsetzung weltweit	62
„Yasuní ITT“ – Ecuador	65
Akzeptanz und Energie	67
<b>Energie in Europa</b>	<b>70</b>
Die energiepolitischen Prioritäten der neuen EU-Kommission	79
EEX und Kuppelstellen	82
Das dritte Energie-Binnenmarktpaket der EU	85
Grünstromzertifikate (EWI-Studie)	87
Kernenergie: Kraftwerksneubaupläne und Laufzeiten in Europa	90
EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit	92
Versorgungssicherheit durch regionale Zusammenarbeit	94
<b>Energie in Deutschland</b>	<b>95</b>
Dauerhafte geologische CO <sub>2</sub> -Speicherung in Deutschland	107
Elektromobilität	110
Verletzbarkeit und Versorgungssicherheit – Indikatoren zur Sicherheit unserer Energieversorgung	112
Abkürzungsverzeichnis	116
Gremien des Weltenergiesrat – Deutschland	118
Mitgliederverzeichnis	119
WEC und Weltenergiesrat – Deutschland	122

## **Impressum**

Energie für Deutschland 2010  
Stand: Juni 2010

### **Herausgeber:**

Weltenergieerat – Deutschland e.V.  
Gertraudenstraße 20  
D-10178 Berlin  
Tel: 0049 30 2061 6750  
info@weltenergieerat.de  
www.weltenergieerat.de

### **Vertreter im Sinne des Presserechts (V. i. S. d. P.):**

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

### **Redaktion:**

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“  
Dr. Hans-Wilhelm Schiffer  
Christine Heinrich

### **Druck:**

DCM Druck Center Meckenheim GmbH  
www.druckcenter.de

### **Titelbilder:**

Dam on Colorado River, USA: © Aniram, fotolia  
Windräder: © ccvision  
Ölpumpe: © rr04, fotolia  
Hand: © MEV  
Congress: © Joe Gough, fotolia  
Schornstein: © Daniel Hohlfeld, fotolia  
Kohle: © Bucyrus

## Vorwort



Die dominierende klimapolitische Diskussion der Vorjahre ist zuletzt überlagert worden von der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise. Die Suche nach Möglichkeiten, diese zu bewältigen sowie die Erarbeitung pragmatischer Lösungsansätze für die Energieprobleme Deutschlands, Europas und der Welt stehen zunehmend im Fokus der öffentlichen Auseinandersetzung.

Nach dem ernüchternden Ende des Klimagipfels COP-15 in Kopenhagen Ende des vorigen Jahres richtet sich der Blick der internationalen Gemeinschaft auf COP-16 in Mexiko – mit neuer Hoffnung auf eine verbindliche und umfassende Nachfolgevereinbarung für das Kyoto-Abkommen. Besondere Aufmerksamkeit gilt den Entwicklungen in den USA. Große Erwartungen richten sich an die Regierung unter Präsident Barack Obama: Er soll die energiepolitische Wende einleiten, die USA sollen eine definierte und gestärkte Rolle im internationalen Kampf gegen den Klimawandel einnehmen. Obamas unzureichende Positionierung für verbindliche Ziele in Kopenhagen wurde umfassend kritisiert, viele machen ihn für das Scheitern der Klimakonferenz mitverantwortlich. Aber ist es tatsächlich so einfach?

Der Schwerpunktbeitrag dieser Ausgabe der „Energie für Deutschland“ zur Energiepolitik der USA untersucht diese Fragestellung eingehender. Der Fokus liegt dabei auf der amerikanischen Energiepolitik sowie den politischen Strukturen im Gesetzgebungsverfahren für ein übergreifend gültiges Energiegesetz. Der Blick in die Tiefe zeigt, wie komplex das Zusammenspiel zwischen Bundesstaaten und Bundesregierung ist. Eine von außen wahrgenommene mangelnde Verbindlichkeit in der Energiepolitik deckt sich nicht mit tatsächlich doch schon etablierten klaren und weitreichenden einzelstaatlichen Regelungen. Zudem wird deutlich: Eine international verbindliche

Energieaußenpolitik erfordert zwingend eine energiein-nenpolitische Legitimation und Unterstützung durch die Bevölkerung. Die Analyse der US-amerikanischen Energiepolitik zeigt, dass es für ähnliche energie- und klimapolitische Zielsetzungen auch andere Wege gibt, als sie in Deutschland und Europa diskutiert oder schon beschritten werden: Indem Energiepolitik auf Technologieoffenheit und einen breiten Energieerzeugungsmix setzt, der die nationalen Gegebenheiten berücksichtigt und die Wirtschaft ankurbelt, vereint das Energiekonzept der USA Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz gleichermaßen. Die Auswirkungen des Unglücks im Golf von Mexiko werden dabei sicher zu Veränderungen führen.

Die energiepolitischen Herausforderungen und die Suche nach einer langfristig tragfähigen Energiestrategie bilden auch das Leitmotiv der diesjährigen Weltenergiekonferenz in Montreal: „Responding now to global challenges – Energy in transition for a living planet“. Auf dieser bedeutendsten internationalen Energiekonferenz werden sich vom 12. bis 16. September 2010 rund 4.000 Vertreter aus Politik, Wissenschaft, internationalen Organisationen, Behörden und Industrie zu den vier Leitgrößen des World Energy Council austauschen: Accessibility, Availability, Acceptability und Accountability.

Aber auch national zeigt sich die gestiegene Bedeutung des Themas Energie in der politischen und öffentlichen Diskussion. „Zukunft der Energie“ ist der diesjährige Schwerpunkt des Wissenschaftsjahres 2010, ausgerufen durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung. Dabei stehen neue Ansätze der globalen Energieforschung und vor allem die der deutschen Wissenschaft im Mittelpunkt. Energieforschung als Ausdruck strategischer, zukunftsorientierter Energiepolitik ist Bestandteil eines der wichtigsten Aufgabenpakete der Bundesregierung in diesem Jahr: Ein umfassendes energiepolitisches Konzept. Die Erwartungen in Industrie und Gesellschaft sind groß: Energiepolitik muss endlich wieder stimmiger formuliert werden. Dabei sollte sie stets faktenorientiert argumentieren und bestehende energie-wirtschaftliche Zusammenhänge berücksichtigen. Energiepolitik muss Planungs- und Investitionssicherheit bieten. Denn nur in einem langfristigen und konsistenten gesetzlichen Rahmen können die ambitionierten energie- und klimapolitischen Ziele erreicht sowie die Sicherung des Wirtschafts- und Innovationsstandortes Deutschland gewährleistet werden.

Das kann jedoch nicht losgelöst von europäischen und internationalen Entwicklungen betrachtet werden. Die globale Finanz- und Wirtschaftskrise mit ihren langfristi-

gen Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Deutschland und die Stabilität des europäischen Währungssystems muss dabei genauso berücksichtigt werden wie die Rolle Deutschlands im Europäischen Energiebinnenmarkt. Energiepolitik kann sich künftig nicht an ausschließlich nationalen Belangen ausrichten. Die neuen europäischen Prioritäten, die die Europäische Kommission in verschiedenen Verordnungen klar formuliert hat, werden sich noch stärker und unmittelbarer auf die deutsche Energie- und Klimapolitik auswirken. Staatenübergreifende Industrieinitiativen wie Desertec oder die geplanten Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee zeigen bereits heute, dass eine Zusammenarbeit zwischen Industrie und Politik unbedingt erforderlich ist, um die ambitionierten Ziele im Klimaschutz erreichen zu können. Es wird aber auch klar, dass ein verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien nur unter gleichzeitiger Neuentwicklung und Findung realistischer Speichermöglichkeiten und dem raschen Ausbau der Transportinfrastruktur und intelligenten Netzen vorangetrieben werden kann. Negative Preise an der Strombörse EEX, Netzengpässe und Debatten über den Netzausbau zeigen, wie volatil die Erneuerbaren-Erzeugung ist und welche ökonomischen und technischen Herausforderungen damit verbunden sind. Wenn wir bereits mit der heute in Deutschland ausgebauten Photovoltaik 100 Mrd. Euro Belastung für die Stromeinspeisung der nächsten 20 Jahre vor uns herschieben, dann müssen auch hier die künftige Förderpolitik sowie die Ausbaugeschwindigkeit überdacht werden. Anschubfinanzierungen, die modernste Technik mit einer hohen Lernkurve hervorrufen, müssen industriepolitisch das Ziel sein.

Unterschiedliche nationale Energiekonzepte anderer Länder zeigen auch, dass sich zur Bewältigung der Herausforderungen der Zukunft in Hinblick auf Technologien und Erzeugungsstruktur ein Blick über den Gartenzaun lohnt. Daran arbeiten wir als Weltenergieat – Deutschland bereits intensiv.

Versorgungssicherheit ist die notwendige Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit einer Volkswirtschaft und muss auf allen Ebenen sichergestellt werden. Jedoch ist sie nicht zum Nulltarif zu haben – umfassende Investitionen sind erforderlich. Darum brauchen wir eine Antwort auf die Frage: Was ist uns Versorgungssicherheit wert? Dies belegt auch eine kürzlich veröffentlichte Studie im Auftrag des Weltenergieat – Deutschland, die in einem neuartigen methodischen Ansatz aufzeigt, dass Versorgungssicherheit messbar ist. Das Versorgungsrisiko in Deutschland hat sich gemäß der ausgewerteten Daten in den letzten zwei Jahrzehnten nahezu verdoppelt, ein weiterer Anstieg wird prognostiziert. Es besteht dringender Hand-

lungsbedarf. Jedoch zeigt diese Analyse alternativer politischer Szenarien auch, dass dieser Risiko-Anstieg abgemildert werden kann – mit der Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken beispielsweise, die in anderen Ländern bereits gängige Praxis ist. Aber auch der vernünftige Ausbau erneuerbarer Energien und die Fortsetzung der Kohleverstromung in modernen hocheffizienten Kraftwerken mit CCS-Technologie würden entscheidende Beiträge zur Verringerung des Versorgungsrisikos leisten. Aus der Perspektive des Weltenergieates muss eine zukunftsfähige Energiepolitik in Deutschland die wachsenden Herausforderungen einer sicheren und wettbewerbsfähigen Energieversorgung stärker adressieren und mit dem bisher thematisch dominierenden Klimaschutz in Einklang bringen.

Für die Formulierung der dafür erforderlichen konsistenten Strategie wünsche ich uns allen ein gutes Gelingen und hoffe, dass wir mit der vorliegenden Publikation einen Beitrag zur faktenorientierten Fundierung und Veranschaulichung der Debatte leisten können.

Auf ein Wiedersehen im September in Montreal,



Ihr Jürgen Stotz

Berlin im Juli 2010

# Executive Summary

- Die **USA** sehen sich vor ein Bündel zahlreicher energiepolitischer Herausforderungen gestellt: Einerseits soll die Energieversorgungssicherheit mit einem möglichst hohen Anteil an heimischen Energieträgern im Energiemix sichergestellt werden. Dazu muss die Strominfrastruktur dringend ausgebaut und modernisiert werden. Andererseits soll die Energiepolitik sich stärker an klimapolitischen Zielen ausrichten. Zusätzlich soll die Konvergenz der bundesstaatlichen mit der einzelstaatlichen Politik und Gesetzgebung verbessert und die Akzeptanz in der Bevölkerung für die Verwirklichung von Projekten und für steigende Kosten geschaffen werden. Will die Obama-Administration in der Energiepolitik erfolgreich sein, hat sie die Aufgabe, diese Herausforderungen zu meistern. Anders als sein Vorgänger George W. Bush hat Obama den Klimaschutz deutlich aufgewertet. Dabei scheut er sich nicht, stärker auf Verordnungen zurückzugreifen, während Bush in seiner Energie- und Klimapolitik vor allem auf freiwillige Initiativen gesetzt hatte. Dabei ist Obamas Energie- und Klimaprogramm, zumindest im US-amerikanischen Kontext, ambitioniert: Er will bis 2050 die Treibhausgasemissionen der USA im Vergleich zu 2005 um 80 % senken, den Anteil erneuerbarer Energie am Energiemix bis 2025 auf 25 % steigern und ein bundesweites Emissionshandelssystem einrichten. Diese Ziele zu erreichen wird allerdings nicht einfach sein – die Widerstände gerade der Republikaner sind hoch, doch auch unter den Demokraten gibt es zahlreiche kritische Stimmen. Auf Ebene der Einzelstaaten und Gemeinden setzt sich die klima- und energiepolitische Dynamik derweil weiter fort. Zu den regionalen Maßnahmen zählen verbindliche Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen, Quoten für erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und regionaler Emissionshandel.
- Kaum ein Industriezweig kämpft derart um **Akzeptanz** in Bevölkerung, Politik und Gesellschaft wie die Energiewirtschaft. Das Scheitern zahlreicher energiewirtschaftlicher Projekte ist ein Beleg für die fehlende Akzeptanz derselben in der Bevölkerung. In einem demokratisch verfassten Rechtsstaat ist aber die Akzeptanz der Bevölkerung (der Wähler) zur Schlüsselfrage für Investoren und politische Entscheider geworden. Die Bürgerbeteiligung am Entscheidungsprozess hat z. B. die Konflikte reduziert und die Akzeptanz erhöht. Fast immer ist das Ergebnis für alle Beteiligten zufriedenstellend. Manchmal jedoch kommt es zu jahrelangen und mitunter schmerzhaften Auseinandersetzungen. Oft sind es politische Überzeugungen, die den inhaltlichen Fragen und Anliegen entgegenstehen und den offenen Dialog erschweren oder verzögern. Die Anerkennung einer Mehrheitsentscheidung ist in diesem Umfeld „schwierig“, denn politische Mehrheiten, das wissen Wähler wie Gewählte, sind nicht immer von Dauer. Aber es gibt trotz aller gegenteiligen Behauptungen keine Stellschrauben für Akzeptanz. Wer diese will, muss überzeugen, werben und Vertrauen schaffen, um sie (wieder) zu erhalten. Es ist und bleibt die Aufgabe eines jeden, auch die der Energiewirtschaft, für die entsprechenden Ziele zu kämpfen und mit sachlichen Argumenten das Vertrauen der Menschen immer wieder neu zu gewinnen.
- Die Auswirkungen der **globalen Finanz- und Wirtschaftskrise** haben 2009 die weltweiten Energiemärkte erfasst. Nach Berechnungen der Internationalen Energieagentur (IEA) sind der Weltenergieverbrauch und auch die weltweiten energiebedingten Emissionen erstmals seit 1981 gesunken. Zugleich sind auch die Investitionen im Energiesektor massiv eingebrochen, eine Entwicklung, welche in dem Ausmaß in den Vorjahren nicht absehbar war. Ein anhaltender Rückgang der Energieinvestitionen oder gar die Streichung vieler neuer Investitionsprojekte im Energiebereich kann laut IEA bei Wiederbelebung der Nachfrage 2010/11 schwerwiegende negative Konsequenzen haben. Sowohl im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Energieeffizienz und der Umweltverträglichkeit der Energieproduktion als auch in Bezug auf die Energieversorgungssicherheit und die Bekämpfung der Energiearmut (noch immer haben rd. 1,5 Mrd. Menschen auf der Welt keine Elektrizitätsversorgung) besteht Handlungsbedarf. Auf mittlere Sicht besteht auch für die Industrieländer die „Gefahr von temporären Versorgungsengpässen“, die ihrerseits die Tragfähigkeit der Konjunkturerholung gefährden könnte. Aufgrund der beispiellosen Konjunkturprogramme vieler Länder geht die IEA aber davon aus, dass die Konjunkturerholung nicht zuletzt bald weltweit einsetzt und auch die Investitionstätigkeit im Energiebereich wieder anzieht. Der Weltenergieverbrauch wird dann rasch wieder auf seinen langfristigen Aufwärtstrend einschwenken.
- Aufgrund der 2009 stark gefallen **Rohstoffpreise** scheinen die Risiken einer globalen Energieversorgung und die Auswirkungen der Rohstoffhausse auf die Stabilität der internationalen Handelsmärkte zunächst einmal gebannt. Nach Experteneinschätzung haben die derzeit moderaten Energiepreise vor dem Hintergrund der wieder anziehenden Nachfrage und des Aufschubs zeitkritischer Investitionen in neue Rohstofferkundung und Energieinfrastruktur nur temporären Charakter. Im Ergebnis der bisherigen Entwicklung haben sich die Märkte insbesondere im Hin-

blick auf die Volatilität der Preise, die ökologischen Zielsetzungen, die Versorgungsrisiken, die strategische Rohstoffsicherung (Beispiel China) und in Bezug auf das Gleichgewicht der globalen Nachfrage aber verändert. Der weltweite Markt der fossilen Energieträger steht somit vor einem dramatischen Strukturwandel. Die Entwicklungs- und Schwellenländer, allen voran China, haben inzwischen die OECD-Staaten beim Verbrauch von Primärenergie abgelöst. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren erheblich verstärken, sodass von einer tendenziell höheren Preisvolatilität und neuen Herausforderungen für die internationale Energiesicherheit auszugehen ist.

- Laut IEA – World Energy Outlook 2009 – beziehen sich die **Unsicherheiten der globalen Energieversorgung** einerseits auf die zunehmende Energienachfrage in China und Indien und andererseits auf die Ungewissheit bezüglich der globalen Verfügbarkeit der Erdöl- und Erdgasreserven. Wesentliche Entwicklungen der letzten Jahre sowie die neuesten Prognosen auch der Energy Information Administration (EIA) und des World Energy Council (WEC) über die globalen Energietrends bestätigen diese Annahmen. Obwohl die weltweiten Anstrengungen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien mit einem jährlich prognostizierten Wachstum von rund 7 % verstärkt werden, machen die fossilen Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle) auch weiterhin den weitaus größten Teil des Verbrauchs (80 % des globalen Nachfrageanstiegs bis 2030) aus. Erdöl bleibt mit etwa 30 bis 32 % (derzeit 34 %) im weltweiten Energiemix der wichtigste Energieträger bis 2030. Die IEA prognostiziert eine Zunahme des Rohölbedarfs von derzeit 85 auf 106 Mio. Barrel pro Tag. Die weltweite Erdgasnachfrage wird aufgrund einer möglichen Entkopplung von dem wieder ansteigenden Erdölpreis zunehmen. Der interregionale Erdgashandel wird sich von 440 Mrd. m<sup>3</sup> auf über 1 Bill. m<sup>3</sup> mehr als verdoppeln. Dabei wird auch dem Einsatz von Erdgas im Individualverkehr in der Zukunft größere Bedeutung zugemessen. Der Erdgasanteil in Form von Liquefied Natural Gas (LNG) dürfte bis 2030 auf etwa zwei Drittel ansteigen. Obwohl in Deutschland klimapolitisch umstritten, ist seit 2000 mit einem durchschnittlichen Wachstum von 4,9 % jährlich eine stärkere globale Nachfrage nach Kohle zu verzeichnen. Nach Prognosen der IEA nimmt der Kohleverbrauch bis 2030 jährlich um mindestens 1 bis 2 % zu und wächst damit stärker als der Erdgasverbrauch. Der weltweite Strombedarf nach IEA-Referenzszenario wird sich bis 2030 um etwa zwei Drittel erhöhen. Das Energieaufkommen wird im Wesentlichen durch einen Anstieg des weltweiten Verbrauchs an Kohle, Erdgas und Erneuerbaren sicherge-

stellt. Der Einsatz von Kernenergie wird zwar absolut zunehmen, sich aber anteilmäßig wegen der globalen Rückzugs- und Ausstiegsstrategien verringern.

- Vom 7. bis 12.12.2009 fand in Kopenhagen die **Weltklima-Konferenz** (Conference of Parties der UN Climate Convention: COP-15) statt. Das avisierte Ziel und der Fokus der öffentlichen Erwartung lagen auf dem Abschluss einer verpflichtenden Nachfolgevereinbarung zum Kyoto-Protokoll für den Zeitraum 2013–2020. Dazu ist es allerdings nicht gekommen: Die Konferenz endete ohne ein verbindliches Klimaabkommen für die „Nach-Kyoto-Periode“. Über ein Klimaabkommen soll nun im Dezember 2010 auf der nächsten Konferenz (COP-16) in Mexiko verhandelt werden. Der Weltenergie Rat (World Energy Council) nannte zu Beginn der Klimakonferenz in Kopenhagen vier Kernforderungen für einen zukünftigen Rahmen: langfristige Verlässlichkeit; im Bereich des Klimaschutzes Auswahl der effizientesten technologischen Lösung; ein global wirkendes Preissignal, um Investitionen dort zu bevorzugen, wo sie den größten Effekt haben und Anreize für Innovationen und Transfer in der Technologieentwicklung. Die vier Kernforderungen des WEC für die COP-15 sind in Kopenhagen allerdings nur in Ansätzen angesprochen worden – von Erfüllung kann nicht geredet werden. Ein verbindliches Nachfolgeabkommen zum Kyoto-Protokoll wurde nicht beschlossen, lediglich ein „Accord“, der viele Fragen weiter offen lässt. Kopenhagen war sicherlich bezüglich der Teilnehmer eine überraschend große Veranstaltung (z. B. nahmen 119 Regierungschefs teil), die Ergebnisse hingegen sind dürftig und unverbindlich. Sie haben gezeigt, dass zwischen den Staaten erhebliche, ernste Differenzen zum Vorgehen beim Klimaschutz bestehen, die auch für COP-16 nicht zu Optimismus Anlass geben. Für langfristig stabile Rahmenbedingungen in Richtung Innovation und Investition hat Kopenhagen nicht gesorgt. Es bleibt die Vermutung, dass einige Länder nicht ernsthaft am Klimaschutz interessiert sind und damit kein guter Nährboden für ein globales Abkommen gegeben ist.
- Die Wüstenregionen der Erde empfangen in sechs Stunden mehr Energie als die Menschheit in einem Jahr verbraucht. In der Sahara z. B. steht die Sonne über 4800 Stunden im Jahr zur Stromerzeugung zur Verfügung. Solarkraftwerke auf einem Areal von weniger als 0,5 % der weltweiten Wüstenflächen würden damit ausreichen, um den gesamten weltweiten Energiebedarf zu decken. An diese Potenziale, die direkt an der Südgrenze Europas erschließbar sind, setzt das **Desertec-Konzept** an. Es beschreibt einen Beitrag zur nachhaltigen Stromversorgung für Europa, den Nahen



Osten und Nordafrika auf Basis erneuerbarer Energien. Nach den Angaben der Gründungsgesellschaft zielt die Initiative darauf ab, bis 2050 einen Anteil von 15 bis 20 % des europäischen Strombedarfs zu liefern. Dabei soll der Strom in solarthermischen Kraftwerken vor allem in Nordafrika selbst sowie in Windparks an den Küsten Nordafrikas erzeugt werden. Dabei ist zu erwähnen, dass die Technologie zur Realisierung des Desertec-Konzeptes prinzipiell vorhanden ist. Auch die verlustarme Übertragung großer Strommengen über weite Distanzen ist technisch machbar und wird bereits erfolgreich eingesetzt. Mit Techniken wie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sind derartige Entfernungen bereits lösbar. Als dritte Komponente neben Erzeugung und Übertragung treten die Energiespeicher hinzu. Hier sind in erster Linie thermische Speicher zu nennen, mit deren Hilfe die Wärme über die Zeit der Sonneneinstrahlung hinaus gespeichert und damit die Stromerzeugung verstetigt werden kann. Zwar sind solche Systeme noch in der Erprobungs- und Demonstrationsphase, der weitere technologische Fortschritt kann aber helfen, die Wirtschaftlichkeit der solaren Stromerzeugung weiter zu verbessern.

- In Industriestaaten und Schwellenländern weltweit wird an der kommerziellen Umsetzung von **Carbon Capture and Storage (CCS)** gearbeitet. CCS umfasst die Abscheidung, den Transport und die dauerhafte Speicherung des Treibhausgas CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen. Drei Technologien für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung dominieren dabei: 48 % der Projekte nutzen Post Combustion, also die Abscheidung von CO<sub>2</sub> nach der Verbrennung aus dem Rauchgas. 35 % der Projekte befassen sich mit der Pre Combustion, also der integrierten Kohlevergasung mit weiter in GuD-Anlagen (IGCC) nutzbarem Wasserstoff und abgeschiedenem CO<sub>2</sub>. 9 % basieren auf der Oxyfuel-Technologie, d. h. der Verbrennung in Sauerstoffatmosphäre, wodurch das Rauchgas fast ausschließlich aus CO<sub>2</sub> besteht, sodass eine Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas entfällt. Die Speicherung erfolgt üblicherweise in geologischen Formationen wie entleerten Gasfeldern, versiegelten Kohleflözen oder salinen Aquiferen. In Europa und Australien werden aber auch Offshore-Speicherformationen untersucht. Die Kosten der Speicherung können durch die Verpressung von CO<sub>2</sub> zur verbesserten Erdölgewinnung (EOR) deutlich reduziert werden. 39 der 62 Projekte nutzen diese Möglichkeit. Die meisten Projekte finden sich in Europa, gefolgt von den USA, Kanada, Australien und China.
- Europa hat mit der **CCS-Richtlinie** einen umfassenden rechtlichen Rahmen für die Anwendung von CCS in

der Europäischen Union geschaffen. CCS-Projekte werden vor allem auf EU-Ebene gefördert, wobei mehr als 20 vollintegrierte CCS-Projekte in Planung oder Umsetzung sind. Die USA verfügen über 15 vollintegrierte CCS-Projekte. CCS ist dort zurzeit noch auf Ebene einzelner Bundesstaaten geregelt. Derzeit wird aber eine landesweite CCS-Gesetzgebung erörtert. Die US-Regierung ist vor allem bei Speicher- und Transportfragen gefordert. Die im Vergleich zu Europa geringe Besiedlungsdichte dürfte es den USA erlauben, CO<sub>2</sub>-Speicherregionen ohne öffentlichen Widerstand zu erschließen. Der weltgrößte CO<sub>2</sub>-Emittent, China, hat mit seinem fortgesetzten Energie- und Stahlhunger das größte Potenzial für die Nutzung von CCS. Bisher sind vollintegrierte CCS-Projekte aber noch nicht in die Realisationsphase eingetreten. Allerdings ist der Staat sehr stark an der Entwicklung der CCS-Technologie interessiert und in der Lage, bei vorhandenem politischen Willen in kürzester Zeit sowohl die gesetzlichen Voraussetzungen als auch die notwendige Finanzierung für CCS-Projekte bereitzustellen.

- Die Nutzung fossiler Brennstoffe und die Abholzung sind Haupttreiber anthropogener Treibhausgasemissionen und damit des Klimawandels. Weltweit werden deshalb Vermeidungsmaßnahmen diskutiert. Dabei dürfen aber Markteffekte und vor allem die tatsächliche Emissionsreduktion nicht aus den Augen gelassen werden. Die Regierung Ecuadors schlägt mit der **Yasuní ITT-Initiative** ([www.yasuni-itt.gov.ec](http://www.yasuni-itt.gov.ec)) der internationalen Staatengemeinschaft vor, einem Entwicklungsland in einem Projekt gleichzeitig bei der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, dem Schutz der biologischen Vielfalt und der Armutsbekämpfung zu helfen. Mit der Unterstützung Deutschlands und der Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit wurde ein multidimensionales Konzept entwickelt, nachdem Ecuador auf die Ölförderung im Yasuní-Nationalpark verzichtet hatte und im Gegenzug ein Kapitalfonds für eine nachhaltige Entwicklung Ecuadors angelegt wurde. Die Initiative wird von zahlreichen Institutionen und Politikern unterstützt. Ecuador verpflichtet sich, die Mittel des Fonds prinzipiell in Vorzugsaktien (Anteile ohne Mitbestimmungsrechte) mit einer garantierten Verzinsung von 7 % für Projekte zur nachhaltigen Stromerzeugung, Wasserkraft, Geothermie, Wind- und Solarenergie zu investieren. Als Schwachpunkt könnte sich die ausschließlich monetäre Verbindlichkeit der Initiative herausstellen. Deshalb erscheint es besser, mit marktgerechten Instrumenten wie einem weltweiten Emissionshandel die CO<sub>2</sub>-Emissionen so zu verteuern, dass Kohle, Öl und Gas klimaschonend genutzt werden oder im Boden verbleiben.

- Die weltweite Finanzkrise hat in der europäischen Wirtschaft tiefe Spuren hinterlassen. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der EU 27 ist im Jahr 2009 um ca. 4 % zurückgegangen. Die Turbulenzen in den weltweiten Finanzmärkten und der Wirtschaft haben sich entsprechend auf die Energiemärkte ausgewirkt. Der Wirtschaftsabschwung hat neben dem Rückgang der Energiepreise zum verminderten Energie- und Stromverbrauch geführt. Auf Basis der vorliegenden Daten lässt sich vorsichtig abschätzen, dass der **Primärenergieverbrauch** um ca. 6 % und die Stromerzeugung um ca. 3 % zurückgegangen sind. Nachdem seit ca. Mitte der letzten Dekade der Primärenergieverbrauch nahezu unverändert bei ca. 2,5 Mrd. t SKE verblieb, ist es im Jahr 2009 zu einem starken Rückgang des Verbrauchs gekommen. In der Perspektive der letzten Dekade ist neben dem fast unveränderten Verbrauch eine leichte Veränderung der Energieverbrauchsstruktur zu beobachten. Zwar dominieren die fossilen Brennstoffe nach wie vor im Energiemix, verringern aber ihren Anteil von 79 auf 76 %. Die Kernenergie hält einen konstanten Anteil von ca. 15 %, erneuerbare Energieträger konnten am Energiemix von 4 % auf ca. 8 % zulegen. Auch im Stromerzeugungssektor ist seit einigen Jahren keine wesentliche Veränderung festzustellen. Nur das Jahr 2009 zeigt eine Verminderung. Auf Basis der bereits vorliegenden Daten lässt sich der Rückgang auf ca. 3 % im Vergleich zu 2008 abschätzen. Die Veränderung der Stromerzeugungsstruktur in der letzten Dekade geht, ähnlich wie bei der Primärenergie, zulasten der fossilen Energieträger, deren Anteil sich seit dem Jahr 2000 von 54 % auf 53 % leicht vermindert hat. Gleichzeitig gewinnen die neuen regenerativen Energieträger an Bedeutung. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2009 trifft, bis auf die regenerativen Energien, alle Energieträger. Weiterhin besitzt das Mineralöl mit 34 % den größten Anteil am Primärenergieverbrauch. Es folgen Erdgas mit 26 % und feste Brennstoffe mit 16 %. Kernenergie kommt auf einen Anteil von 15 %. Die Zunahme des regenerativen Energieanteils im Strommix ist hauptsächlich auf die zweistelligen Zuwachsraten der installierten Leistung von Solarenergie, Biomasse und Windenergie zurückzuführen. Hierin zeigt sich das Bestreben der EU-Mitgliedsstaaten, dem erklärten Ziel der EU-Energie- und -Klimapolitik zur Steigerung des Anteils regenerativer Energieträger im Endenergieverbrauch (20 % in 2020) zu folgen.
- Das um die **Ziele der europäischen Energiepolitik** (Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit) aufgebaute Spannungsfeld verändert den euro-

päischen Energiesektor auf eine radikale Art. Seit einigen Jahren ist bei stagnierendem Energie- und Stromverbrauch eine Beschleunigung des Strukturwandels in der Energiewirtschaft erkennbar. Die heute noch zum Teil konträren Ziele im Bereich des Klimaschutzes und der Wettbewerbsfähigkeit können nur im Rahmen von langfristig angelegten Strategien erreicht werden. Eine aus kurzfristiger Sicht resultierende, einseitige Benachteiligung bestimmter Energieträger oder Technologien könnte für Wirtschaft, Umwelt und Verbraucher einen dauerhaften Schaden verursachen. Es ist in der EU unstrittig, dass trotz Finanz- und Wirtschaftskrise die Mitgliedsstaaten ihre Treibhausgasemissionen weiter reduzieren müssen. In den Jahren 1990 bis 2005 kam es in der EU 27 zu einem CO<sub>2</sub>-Emissionsrückgang um ca. 8 %. Ein bedeutender Baustein zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele ist der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energieträger. Der Schwerpunkt dieses Ausbaus wird im Stromsektor erwartet, wo bereits heute 18 % aus dem Mix regenerativer Energien inklusive Wasserkraft stammen. Bis zum Jahr 2020 dürfte sich dieser Anteil auf ca. 30 % erhöhen. Weit weniger ehrgeizige Ziele werden für die Raumwärme (20 %) und den Transportsektor (8 %) angestrebt.

- Der **Stromerzeugungssektor in der EU** wird in relativ wenigen Jahren eine radikale Veränderung in der Erzeugungsstruktur erfahren, wobei das Ziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken und den Anteil regenerativer Energieträger zu erhöhen, als wesentlicher Treiber identifizierbar ist. Unter Berücksichtigung von möglichen Verspätungen bei der Entwicklung und Einführung der CCS-Technologie und beim Neubau von Kernkraftwerken sind in den nächsten Jahren die gasbefeuerten Anlagen sowie Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger wahrscheinlich die bevorzugte Wahl bei den anstehenden Kraftwerksinvestitionen. Vorauszusetzen ist dafür, dass Lieferstörungen beim Erdgas vermieden werden und die Gaspreise im Verhältnis zur Kohle günstig bleiben. Die heutige ausgewogene und sichere Deckung der Höchst- und Niedriglast aus Kernenergie und Kohle wird durch den zukünftig mehr als dreißigprozentigen Leistungsanteil auf Basis regenerativer Energieträger vor neue Herausforderungen gestellt. Die Folge wird eine Veränderung der Anforderungen an die Kraftwerke hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit und der Minimallast sowie an das Übertragungs- und Verteilungsnetz sein. Zur Gewährleistung einer jederzeit sicheren und zuverlässigen Stromversorgung muss das System zukünftig in der Lage sein, stark fluktuierende und nur bedingt planbare Erzeugungsleistung aufzunehmen. Eine erste Maßnahme dazu ist die Abkehr vom Prinzip der reinen Last-

führung des elektrischen Netzes. Die Verbraucher müssen zum Ausgleich von Last und Erzeugung in die Systembetriebsführung mit einbezogen werden.

- Treiber in der Umgestaltung der europäischen Industrie ist die **Steigerung der Energieeffizienz**, sowohl bei der Umwandlung von Primärenergie in Sekundärenergie wie auch bei der Endenergienutzung. Im Endeffekt bedeutet das Ziel Energieeffizienzverbesserung um 20 %, dass die Energie-Intensität der europäischen Wirtschaft um ca. 2 bis 2,5 % p. a. verbessert werden müsste. Zur Verbesserung der Energieeffizienzwerte gibt es verschiedene Möglichkeiten: Im Laufe des aktuellen Jahres erfolgt z. B. die Umsetzung der Eco-Design-Standards. Hier werden Einsparungen im Energieverbrauch je nach Produktgruppe zwischen 2 % (Kühlschränke, EDV) und 20 % (Beleuchtung, Stand-by-Schaltungen) erreicht. Eine wesentliche Einsparung im Stromverbrauch entsteht auch durch den im Jahr 2012 auslaufenden Verkauf konventioneller Glühbirnen. Nicht minder wichtig ist aber die Erhöhung der Effizienz bei der Energie-Umwandlung, wobei auch in diesem Fall der Elektrizitätswirtschaft eine gewichtige Rolle zuteil wird. Hier sind durch Verwendung neuester Technologie im Kraftwerkssektor Verbesserungen im Wirkungsgrad um 3 bis 4 Prozentpunkte möglich. Gleichzeitig sollen die bestehenden Potenziale im Stromübertragungssektor durch Minimierung der Leistungsverluste und Einführung der Gleichstromübertragung erschlossen werden.
- Die Wahrung der Versorgungssicherheit besitzt eine wirtschaftlich-technische und eine außenpolitische Dimension. Die bereits diskutierte Umstrukturierung der europäischen Versorgungsstruktur besitzt eine starke Komponente, die auf **Verbesserung der Versorgungssicherheit** durch Senkung der Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen abzielt. Gleichzeitig wird eine Flexibilisierung der Versorgung und Diversifizierung der Bezüge angestrebt. Damit soll einer wahrgenommenen Abhängigkeit in der Energieversorgung gegengesteuert werden. Die diesbezüglichen Maßnahmen konzentrieren sich im Wesentlichen auf Investitionen in die Gas- und Strominfrastrukturen. In der Gasversorgung werden alternative Gasversorgungsquellen, wie z. B. über die Nabucco-Pipeline, oder Versorgungsrouten, wie über die Nord Stream Pipeline, erschlossen. Auch im Stromsektor zeichnen sich aus dem Blickwinkel der Aufnahme eines steigenden Anteils regenerativer Energieträger Veränderungen ab. In erster Linie stehen hier die Transportinfrastrukturen im Fokus. Die Transformation der Stromübertragungsnetze strebt die Anpassung des Netzes an die Anfor-

derungen aus der wachsenden Menge von fluktuierender Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie an. Der qualitative Umbau des Netzes in Richtung eines intelligenten und flexiblen „Smart Grids“ bedeutet neben der technischen Integration dezentraler Energiequellen die Einbeziehung der früheren Stromverbraucher in die Verbrauchs- und Lastregelung. Dadurch können Lastspitzen vermieden und der Verbrauch reduziert werden. Neben den sicherlich lösbaren technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen sind in diesem Zusammenhang auch geopolitische Unwägbarkeiten zu berücksichtigen. Die Abhängigkeit der EU-Energieversorgung von Importen aus Drittländern nimmt zu. Die Mitgliedsstaaten der EU sind daher gut beraten, zur Wahrung der Energieversorgungssicherheit, die nach dem Lissabonner Vertrag nunmehr auch ein verbindliches Vertragsziel und somit eine energiepolitische Verpflichtung der Gemeinschaft darstellt, einen weiterhin ausgewogenen Energiemix mit einem soliden Anteil heimischer und quasi-heimischer Energiequellen zu bewahren.

- Die **Verabschiedung des dritten Energie-Binnenmarktpakets** markiert den letzten Meilenstein zur Liberalisierung des europäischen Marktes. Den EU-Mitgliedsstaaten werden im Strom- und Gassektor drei alternative Wege eröffnet: Ownership Unbundling, der Independent Systems Operator und der Independent Transport Operator. Die EU-Mitgliedsstaaten werden zudem dazu verpflichtet, die Unabhängigkeit der ins Leben gerufenen Regulierungsbehörden (National Regulatory Authority, NRA) zu wahren. Die NRA haben zur Aufgabe, die EU-Liberalisierungsziele auf nationaler Ebene effektiv umzusetzen. Die Europäische Energie-Regulierungsbehörde (ACER), die aus nationalen NRA-Vertretungen gebildet wurde, beaufsichtigt die Entwicklung des Energiebinnenmarktes mit dem Fokus auf der Beobachtung der Preisentwicklung, der Forcierung des Zugangs zu Übertragungskapazitäten und der Wahrung von Verbraucherrechten.
- Der **Stellenwert der europäischen Energiepolitik** ist in den letzten Jahren sehr stark gestiegen. Mit dem Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon am 1.12.2009 ist die Energiepolitik erstmals im Primärrecht der EU verankert, die Rechtsetzung in diesem Politikfeld erfolgt nun durch „geteilte Zuständigkeit“, d. h., die Mitgliedsstaaten können nur noch tätig werden, „soweit und insofern“ die EU-Kommission nicht selber Recht schafft. Doch schon in der vergangenen Legislaturperiode hat die EU vor dem Hintergrund allgemeiner Liberalisierungs- und Rechtsangleichungsbestrebungen die Rahmenbedingungen der europäischen Energiewirt-

schaft maßgeblich bestimmt – zuletzt mit dem sog. dritten Energie-Binnenmarktpaket, das u. a. die Entflechtungsvorschriften verschärfte und nun unmittelbar vor der Umsetzung in nationales Recht steht. Das energiepolitische Programm der neuen Kommission baut auf den drei üblichen Säulen Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Fortentwicklung des Wettbewerbes im europäischen Binnenmarkt für Energie auf – und knüpft somit nahtlos an die letzten Jahre an. Darüber hinaus werden auch Fragen der Finanzmarktregulierung (z. B. Derivate) für den Großhandel der Energieversorger künftig von Bedeutung sein.

- Es ist absehbar, dass die neue Kommission einen größeren Schwerpunkt auf die weitere **Verbesserung des einheitlichen Binnenmarktes für Energie** legen wird. Der Energiebinnenmarkt soll ausdrücklich zum Nutzen der Verbraucher ausgebaut werden. Dafür sind dieselben Maßnahmen von Bedeutung, die schon zur Erhöhung der Versorgungssicherheit relevant sind: der Ausbau der Infrastrukturen, mit dem besonderen Fokus auf den Leitungen zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten bzw. deren Verbindungen, den Interkonnektoren. Auch die Frage nach einem besseren Zugang zu den z. T. stark konzentrierten nationalen Energiemärkten wird im Wettbewerbs- und Binnenmarktbericht eine Rolle spielen. Dazu wird ein Fortschrittsbericht zum Funktionieren des Binnenmarktes vorgelegt werden. Gleichwohl ist ein legislatives Vorhaben (etwa ein viertes Binnenmarktpaket) in ähnlicher Größenordnung wie das dritte Energie-Binnenmarktpaket nicht zu erwarten. Vielmehr wird vorerst eruiert werden müssen, wie die ergriffenen Maßnahmen wirken. Das Politikfeld Energie ist auf europäischer Ebene innerhalb einer Legislaturperiode von einem vermeintlichen Randressort zu einem Kernbereich europäischer Politik geworden. Neben der neuen Generaldirektion Energie haben die Zuständigkeitsbereiche Wettbewerb (Almunia), Binnenmarkt (Barrier), Klimaschutz (Hedegaard), Umwelt (Potocnik), Forschung (Geoghegan-Quinn) sowie Äußeres (Ashton) wichtige Berührungspunkte zur Energiewirtschaft. Daher ist davon auszugehen, dass die Bedeutung der politischen (Vor-)Entscheidungen auf EU-Ebene weiter zunehmen wird. Klimaschutz und Versorgungssicherheit werden in den nächsten Jahren weiterhin eine hohe Aufmerksamkeit genießen. Allerdings wird – auch mit angekündigter Unterstützung des Europäischen Parlaments – die industriepolitische Dimension in der neuen Amtszeit der Kommission eine größere Rolle als bisher spielen. In seiner Anhörung unterstrich Kommissar Oettinger, dass die Bezahlbarkeit von Energie

jederzeit gewährleistet bleiben muss. Dies gilt für private Haushalte – mehr noch aber für die energieintensiven Industrien, die auch weiterhin die internationale Wettbewerbsfähigkeit der EU sicherstellen sollen.

- Mittels „**market coupling**“ – der Kopplung mehrerer regionaler bzw. nationaler Energiemärkte zu einem Marktgebiet – können die bestehenden Kuppelstellen besser genutzt werden. Ende 2009 erfolgte an der deutsch-dänischen Grenze der Übergang von einer expliziten Auktion der Netzübertragungskapazitäten hin zu einer impliziten Auktion. Bei einer expliziten Auktion findet eine tatsächliche Auktion der Netzquerschnitte statt. Bei einer impliziten Auktion hingegen wird Strom an mehreren Börsenplätzen gleichzeitig mit der Übertragungskapazität gehandelt. Der Stromfluss zwischen den Regionen wird dabei optimiert. Typischerweise fließt im Falle von Engpässen der Strom aus der „billigeren“ Region in die „teurere“ Region. Die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber sollen dabei dem Netzausbau zugutekommen. Die zunehmende Angleichung der Strompreise in den beiden Regionen führt zu intensiverem Wettbewerb zwischen den Erzeugern. Das unterstreicht die europäische Dimension des Wettbewerbs: Ohne gemeinsames und koordiniertes Vorgehen nationaler Behörden ist eine engere Verknüpfung nationaler Netze nicht zu erreichen. Die ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) als Vereinigung europäischer Regulatoren hat zwar eine interne Arbeitsgruppe zum Thema Kuppelstellen ins Leben gerufen, jedoch wird die Einbindung aller Marktteilnehmer von diesen als nicht ausreichend eingestuft. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, hat sich im Gegensatz dazu ein beachtliches Arbeitsprogramm gegeben, dessen Umsetzung das Etablieren regionaler Märkte deutlich beschleunigen wird.
- In 15 von 32 europäischen Staaten (EU-27 sowie Island, Norwegen, Schweiz, Makedonien und Kroatien) wurden im Jahr 2009 148 kommerzielle **Kernkraftwerke** betrieben. Knapp ein Drittel der europäischen Stromproduktion stammt aus Kernkraftwerken. Die Kernenergie ist damit mit einem Anteil von zwei Dritteln der wichtigste CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeuger. Dabei ist zu bedenken, dass trotz der Finanz- und Wirtschaftskrise der Strombedarf Europas weiter wachsen wird (z. B. durch die Elektromobilität). Der stark rückläufige Zubau neuer Kraftwerke in den letzten 30 Jahren im nuklearen wie auch konventionellen Bereich und nicht zuletzt die zurückgehende europäische Gasförderung in der Nordsee zwingen zu einer intelli-

genten und stimmigen Ausbaustrategie. Das Ziel muss die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die Bezahlbarkeit der Stromversorgung für die Haushalte sein. Alle europäischen Kernenergiestaaten, mit Ausnahme Deutschlands, haben sich daher für eine faktische Laufzeitverlängerung und für Leistungserhöhungen sowie Nachrüstungen zur weiteren Verbesserung der Sicherheit ihrer Kernkraftwerke entschieden. Einige Länder der EU werden weitere Anlagen bauen oder erstmals nutzen. Auch Deutschland sollte diesen Weg beschreiten, wenn Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit im Fokus einer nachhaltigen Versorgungsstrategie stehen.

- Am 16.7.2009 hat die Europäische Kommission einen **Vorschlag für eine Verordnung zur Gasversorgungssicherheit**, „Regulation concerning measures to safeguard security of supply“, vorgelegt. Die Verordnung auf Basis des Art. 95 EGV (Binnenmarkt) soll die bisherige Erdgasversorgungssicherheitsrichtlinie 2004/67/EG ersetzen.

Mit dem Vorschlag hat die Kommission wichtige Ansätze zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Europa durch Prävention und bessere Vorbereitung zur Bewältigung eventueller Krisen auf Unternehmens-, nationaler, regionaler und europäischer Ebene vorgelegt. Der Verordnungsentwurf folgt grundsätzlich dem deutschen Ansatz, Versorgungssicherheit über wettbewerbliche und kommerzielle Maßnahmen sowie privatwirtschaftliche Investitionen zu gewährleisten. Aufgenommen wird auch der deutsche Vorschlag, die Mitgliedsstaaten zur Vorsorge zu verpflichten, damit sogenannte Solidaritätsmechanismen auf den äußeren Fall begrenzt bleiben.

Der Vorschlag wurde am 16.7.2009 von der Europäischen Kommission vorgelegt und an das Europäische Parlament und den Rat der EU übermittelt. Seit April 2010 verhandeln Europäisches Parlament, Mitgliedsstaaten und europäische Kommission im Rahmen des so genannten Triloges über einen Kompromiss. Eine Einigung wird Ende Juni 2010 erwartet. Die Verordnung tritt wahrscheinlich im Herbst 2010 in Kraft und erlangt in allen Mitgliedsstaaten unmittelbar Gültigkeit.

- Der Ruf der Europäischen Kommission nach mehr Sicherheit in der Gasversorgung für ganz Europa seit dem Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine im Januar 2009 ist naheliegend und begrüßenswert. Fraglich bleibt dennoch, wie der in einer geplanten Rechtsverordnung manifestierte Wunsch nach mehr Versorgungssicherheit auch in der Praxis umsetzbar

wird. In Regionen mit diversifizierter Bezugsstruktur war zudem die Aufrechterhaltung der Gasversorgung nicht gefährdet. Auch ohne zentralen europäischen Krisenmechanismus initiierten z. B. die deutschen Erdgasunternehmen Hilfeleistungen für die Verbraucher in Osteuropa. Marktwirtschaftliche Instrumente haben so dazu beigetragen, die Versorgungssicherheit besser zu gewährleisten. Wesentliche Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sind die Diversifikation der Gasbeschaffung und des Transports, der partnerschaftliche Dialog mit Produzenten- und Transitländern sowie die Zusammenarbeit der Gasversorgungsunternehmen in den Regionen. Im Gegensatz zum globalen Ansatz einer EU-weiten Versorgungssicherheitsstrategie bietet sich die **regionale Zusammenarbeit** aus vielfältigen Gründen an. Hier gibt es bereits gewachsene und belastbare Beziehungen durch langjährige Partnerschaften der Gasunternehmen, die die Möglichkeiten unbürokratischer Hilfeleistungen trotz intensiven Wettbewerbs wirtschaftlich vertretbar und mit hoher Effektivität eröffnen. Dies wurde in der Vergangenheit und auch in der Situation im Januar 2009 mehrfach erfolgreich bewiesen. Anders als bei der Frage einheitlicher Mindestsicherheitsstandards bietet ein europaweiter einheitlicher Krisenreaktionsmechanismus aufgrund der regional sehr unterschiedlichen Bedingungen keinen zeitnah realisierbaren und volkswirtschaftlich darstellbaren Rahmen zur Verbesserung der Versorgung bei Lieferausfällen. Die kontinuierliche Weiterentwicklung regionaler Kooperationen und die Festigung der grenzüberschreitenden, privatwirtschaftlichen Zusammenarbeit sind aus Sicht der Gaswirtschaft die besten Mittel für eine sichere Gasversorgung in Europa.

- Im Jahr 2009 wurden in Deutschland 455,2 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach den USA, China, Russland, Japan, Indien und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,6 t SKE pro Jahr. Dies entspricht mehr als dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits allerdings der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der **Energieverbrauch in Deutschland** 2009 rund 189 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1999 bis 2009 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandspro-

dukt – mit jahresdurchschnittlichen Raten von rund 1,5 % verbessert. Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl und Erdgas marginal. Deshalb ist Deutschland bei diesen Energieträgern in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2009 zu 40 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Importenergien decken 60 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2009 mit fast einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien und Libyen. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Libyen Öl, aus Norwegen und Großbritannien sowohl Rohöl als auch Erdgas. Wichtigste Steinkohlelieferanten Deutschlands sind Russland, Kolumbien und Südafrika.

- Ohne einen Nachweis von ausreichenden – im Einzelfall auch hinreichend großen – und dauerhaft sicheren **CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten** wird eine Implementierung der gesamten CCS-Kette (Abscheidung – Transport – Injektion/Speicherung) in Deutschland nicht möglich sein. Bereits frühzeitig wurden für Deutschland Salzkavernen (geringes Speichervolumen, unwirtschaftlich) und aufgelassene Kohlebergwerke (zerrüttetes Deckgebirge, nicht dicht), aber auch aufgelassene Salzbergwerke (exzellente Barriereigenschaften, beste Voraussetzungen zur Einlagerung toxischer und radioaktiver Abfälle) als potenzielle CO<sub>2</sub>-Speicher ausgeschlossen. Eine Kombination von CO<sub>2</sub>-Einlagerung in tiefen Kohleflözen bei gleichzeitiger Gewinnung von Methan kommt wegen der Kohlequalitäten und damit verknüpfter niedriger Injektionsraten ebenfalls nicht in Betracht. Schließlich sind die deutschen Erdölfelder oftmals wegen geringer Größe, Tiefe und/oder Kompartimentalisierung sowie der ungünstigen Erdölzusammensetzung weder als reiner Speicher noch für EOR-Maßnahmen geeignet. Somit verbleiben für den Standort Deutschland allein die beiden Speicheroptionen Erdgasfelder und tiefe, Sole führende Gesteinsschichten (sog. saline Aquifere). Der unterirdische Speicherraum in Deutschland ist allerdings begrenzt. Er wird bereits seit vielen Jahrzehnten beispielsweise durch den klassischen Bergbau auf Kohle, Salz, Erdöl und Erdgas und damit verbundene Eingriffe inklusive der Reinjektion

von Produktionswässern (aus Erdöl- und Erdgasförderung) und Laugen (aus der Veredelung des Rohsalzes) beansprucht. Seit einigen Jahrzehnten werden aus strategischen Gründen der Rohstoffversorgung Erdöl und Erdgas im Untergrund gespeichert. Unterirdische Hohlräume werden zur Deponierung gefasster toxischer oder radioaktiver Abfälle genutzt. Die Gewinnung geothermischer Energie aus dem tiefen Untergrund wird infolge der hohen Preise konventioneller Energierohstoffe zunehmend wirtschaftlich interessanter. Zukünftig wird man sicherlich auch die Speicherung erneuerbarer Energien – in Form von Wasser, Druckluft oder Wasserstoff – in diese Reihe der Nutzungskonkurrenzen einordnen müssen.

- Im letzten Jahrzehnt konnte man in der **Automobilentwicklung** bereits einen steigenden Trend zur Anwendung der Elektrizität im Fahrzeug und zunehmend auch im Antriebsstrang erkennen. Die Vorteile des E-Antriebes liegen auf der Hand: leise, lokal emissionsfrei, hohe Wirkungsgrade des E-Motors, neue Freiheitsgrade bei der Entwicklung von Triebstrangkonzepthen. Allerdings stehen dem auch einige gravierende Nachteile gegenüber, die durch intensive Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen kompensiert werden müssen: Um Zehnerpotenzen geringere Energiedichte elektrochemischer Stromspeicher gegenüber flüssigem Kraftstoff, Neukonzeption des gesamten Fahrzeuges inkl. seiner Nebenaggregate, längere Ladezeiten etc. Dies alles spricht mehr für eine evolutionäre Entwicklung dieser Triebstrangkonzepthen mit einem längeren Übergangszeitraum als für eine abrupte Ablösung im PKW-Sektor. Beim straßengebundenen Schwerlastverkehr wird der Dieselmotor dagegen noch lange eine dominierende Rolle spielen. Um den Weg zur flächendeckenden Elektromobilität konsequent weiterzugehen, müssen nun die Voraussetzungen für die notwendigen industriellen Produktionskapazitäten geschaffen werden. Dies gilt besonders für jene Produkte, für die es in Deutschland noch keine ausreichenden Produktionskapazitäten gibt: elektrische Speicher. Automotivetaugliche elektrische Speichersysteme erfordern eine Fertigung von elektrochemischen Zellen in einer Zuverlässigkeit und Gleichmäßigkeit bei hohen Stückzahlen, die im Consumermarkt so nicht erforderlich sind. Allein für das Ziel der 1 Mio. E-Fahrzeuge bis 2020 werden ca. 100 Mio. Zellen benötigt. Um diese Ansprüche erfüllen zu können, ist ein erheblicher Vorlauf in der Investitionsplanung erforderlich in einer Phase, in der noch kein Volumenmarkt entwickelt ist.

# Schwerpunktkapitel: Energiepolitik der USA



# Energiepolitik der USA: alte Herausforderungen, neue Chancen\*

## Executive Summary

Die USA stehen vor zahlreichen energiepolitischen Herausforderungen: Die Energieversorgungssicherheit soll mit einem möglichst hohen Anteil an heimischen Energieträgern im Energiemix sichergestellt werden. Die Strominfrastruktur muss dringend ausgebaut und modernisiert werden. Die Energiepolitik soll stärker auch klimapolitischen Zielen folgen. Zudem soll die Konvergenz von bundesstaatlicher und einzelstaatlicher Politik und Gesetzgebung verbessert und die Akzeptanz in der Bevölkerung für Projektverwirklichung und steigende Kosten geschaffen werden. Will die Obama-Administration in der Energiepolitik erfolgreich sein, muss sie diese Herausforderungen meistern.

- Anders als sein Vorgänger George W. Bush, hat Obama im energiepolitischen Zieldreieck der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit den Klimaschutz deutlich aufgewertet. Dabei scheut er sich nicht, stärker auf Verordnungen zurückzugreifen. Bush hatte in seiner Energie- und Klimapolitik vor allem auf freiwillige Initiativen gesetzt.
- Obamas Energie- und Klimaprogramm ist, zumindest im US-amerikanischen Kontext, ambitioniert: Er will bis 2050 die Treibhausgasemissionen der USA um 80 % senken (Basisjahr 2005), den Anteil erneuerbarer Energie am Energiemix bis 2025 auf 25 % steigern und ein bundesweites Emissionshandelssystem einrichten. In den nächsten zehn Jahren sollen 150 Milliarden Dollar in saubere Energietechnologien wie Kohlenstoffabscheidung und -speicherung investiert werden.

- Das Repräsentantenhaus des Kongresses hat Ende Juni 2009 ein umfassendes Klima- und Energiegesetz verabschiedet; der Senat debattiert zurzeit über eine eigene Gesetzesvorlage. Die Widerstände gerade der Republikaner sind hoch, doch auch unter den Demokraten gibt es zahlreiche kritische Stimmen. Noch ist unklar, ob der Kongress das anhängige umfassende Klima- und Energiegesetz tatsächlich verabschieden wird. Und auch gegen die neuen Regulierungen der Umweltbehörde wachsen die Widerstände seitens einiger Industriesektoren und der Agrarwirtschaft.
- Auf Ebene der Einzelstaaten und Gemeinden setzt sich die klima- und energiepolitische Dynamik derweil weiter fort. Zu den regionalen Maßnahmen zählen verbindliche Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen, Quoten für erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und regionaler Emissionshandel.
- Durch den Amtswechsel im Weißen Haus haben sich neue Spielräume für eine transatlantische Energie- und Klimakooperation ergeben. Ende 2009 wurde beim EU-US-Gipfel der Energierat ins Leben gerufen, um den Dialog über strategische Energiefragen zu vertiefen und die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Energietechnologie zu stärken. Die innenpolitischen Hürden in den USA ebenso wie unterschiedliche energiepolitische Ausgangslagen stellen die Kooperation der beiden Partner vor veritable Herausforderungen.

\* Der Weltenergierat – Deutschland dankt den Autorinnen dieses Schwerpunktkapitels, **Dr. Stormy-Annika Mildner** und **Dr. Kirsten Westphal**.

Besonderer Dank für ihre unermüdliche Zuarbeit gilt: David Campbell, Edna Dretzka und Brian Marrs. Wir danken zudem Rainer J. Abbenseth, Enno Harks, Hans-Wilhelm Schiffer und Stefan Ulreich für die Kommentare und Anmerkungen bei der Erstellung des Beitrags.

## Einleitung

Der 44. Präsident der USA, Barack Obama, hat sich vorgenommen, die amerikanische Wirtschaft effizienter, wettbewerbsfähiger und grüner zu machen. Dazu gehört neben der Modernisierung der Infrastruktur (u. a. Straßen, Brücken, das öffentliche Transportwesen, Gebäude) auch eine neue Energiepolitik. Auch wenn es nach erst einem Amtsjahr zu früh ist, Bilanz zu ziehen, können doch einige Tendenzen aufgezeigt werden. Ein Blick in die USA lohnt sich: Nicht nur beeinflussen die USA aufgrund ihres schieren Marktgewichts die Entwicklungen auf den globalen Energiemärkten und im Energiehandel maßgeblich. Die Vereinigten Staaten sind zudem ein wichtiger Partner für Deutschland und die EU, wenn es um die Gestaltung der internationalen Energiepolitik geht. Der vorliegende Beitrag beleuchtet in einem ersten Schritt die energiewirtschaftli-

chen Rahmendaten der USA, wovon die zentralen Herausforderungen für die US-amerikanische Energiepolitik abgeleitet werden. Im Hauptteil erfolgt die Analyse der Energiepolitik unter Präsident Obama mit besonderem Blick auf die Veränderungen gegenüber der Bush-Regierung. In diesem Zusammenhang werden auch die energiepolitisch relevanten Legislativ- und Exekutivstrukturen in Washington und den Einzelstaaten dargelegt. Letztere verdienen besondere Aufmerksamkeit, da sie eine Schlüsselrolle in der Formulierung und Implementierung der ambitionierten Energieprojekte der Obama-Administration spielen. Im letzten Kapitel werden die Kooperationschancen zwischen Europa und den USA in bilateralen Foren wie dem 2007 gegründeten Transatlantischen Wirtschaftsrat (TEC) und dem US-EU-Energierrat von 2009 ausgelotet.

## Energiewirtschaftliche Rahmendaten und energiepolitische Herausforderungen

### Ausgangslage: Energiewirtschaftliche Rahmenfaktoren der Debatte

#### **Energiekonsum, Energiemix und Energieproduktion**

Die USA sind weltweit der größte Energiekonsument. Im Jahr 2008 verbrauchten sie 2,5 Milliarden toe (100,1 Quads [Quadrillionen Btu<sup>1</sup>]).<sup>2</sup> Damit hat sich der Energieverbrauch seit 1950 verdreifacht. Zum Vergleich: Der deutsche Energieverbrauch betrug im Jahr 2008 339,1 Millionen toe (14.200 Peta Joule).<sup>3</sup> Der relative Anteil der USA am Weltenergiekonsum sinkt zwar kontinuierlich, dennoch entfällt rund ein Fünftel (20,4 %) auf sie. Damit ist ihr Anteil höher als der der EU (15,3 %). Deutschland hat einen Anteil von 2,8 % am Weltenergieverbrauch.<sup>4</sup>

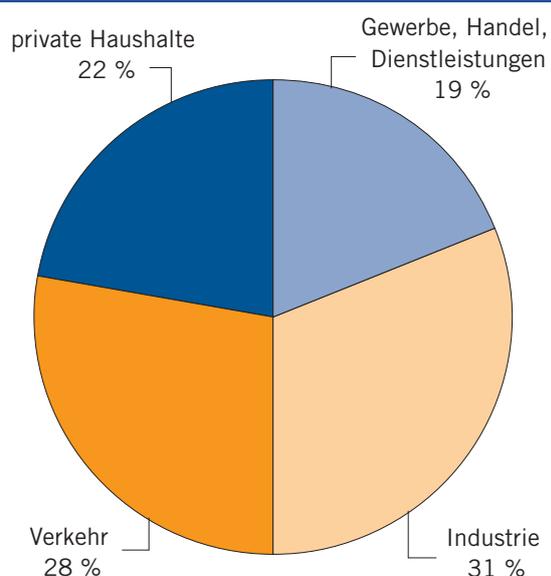
Der Großteil des amerikanischen Energiekonsums wird aus fossilen Energiequellen gedeckt, allen voran Öl. Der Anteil des wichtigsten Primärenergieträgers Öl liegt in den USA seit den 1970er Jahren konstant bei etwa 40 % (vgl. Abb. 2 und 4).

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des Primärenergieverbrauchs der USA belief sich 2008 auf 7,4 %. In Deutschland waren es im gleichen Jahr 8,1 % (vgl. Abb. 3 und 4).

Die US-amerikanische *Energy Information Administration* (EIA) erwartet nach ihrem Referenzszenario des Annual Energy Outlook 2010, dass der Gesamtenergieverbrauch

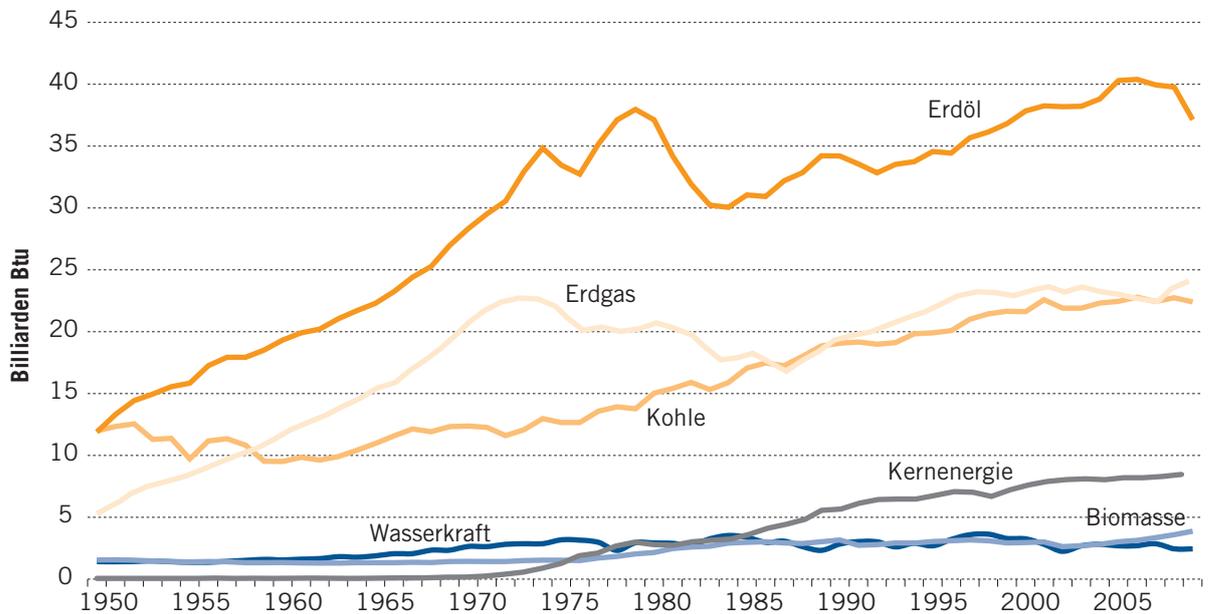
zwischen 2007 und 2035 jährlich um 0,5 % steigen und der Verbrauch im Jahre 2035 bei etwa 2,9 Milliarden toe (114,5 Quads) liegen wird. Demnach soll der Konsum von Erdöl um jährlich 0,3 % steigen, der von Erdgas um 0,2 %, der von Kohle um 0,4 %, der von Kernenergie um

**Abbildung 1: Anteile am Primärenergieverbrauch der USA nach Sektoren, 2008**



Quelle: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2010, Early Release

**Abbildung 2: Primärenergieverbrauch der USA nach Hauptenergieträgern, 1949–2008**



Quelle: Energy Information Administration, Annual Energy Review 2008, 2009.

0,4 %, der von Wasserkraft um 0,7 %, der von Biomasse um 2,4 % und der von anderen erneuerbaren Energien um 4,0 %.<sup>5</sup> Das prognostizierte starke Wachstum der erneuerbaren Energien liegt auch darin begründet, dass sie (mit Ausnahme der Wasserkraft) mehr Potenzial haben, als sie bislang zur Deckung des Energiebedarfs beitrugen.

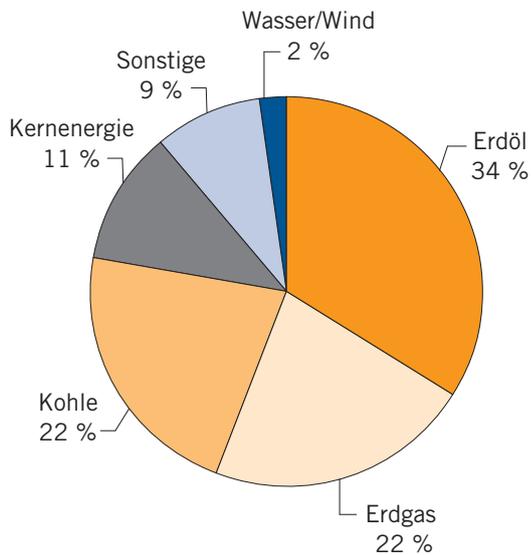
Die USA sind nicht nur der weltweit größte Energieverbraucher, sondern nehmen auch eine herausragende Stellung unter den Produktionsländern ein. Bei den drei wichtigsten Primärenergieträgern (Öl, Erdgas und Kohle) gehören sie immer noch zu den drei größten Produzenten weltweit. Sie sind mengenmäßig der größte Produzent von Erdölprodukten und verfügen über die größten Raffineriekapazitäten. Deswegen ist die Importabhängigkeit im Vergleich zu anderen Staaten der OECD auch gering: Im Jahr 2008 wurden rund 26 % des Energiebedarfs durch Importe gedeckt, während der Grad der Importabhängigkeit in der EU im selben Jahr bei 54 % lag.

Energiemix und -produktion fallen regional sehr unterschiedlich aus. Die fünf Einzelstaaten mit der höchsten Energieproduktion sind (2007): Texas/15,9 % der US-Energieproduktion (insbesondere Öl und Gas); Wyoming/14,4 % (insbesondere Gas und Kohle); Louisiana/9,7 % (insbesondere Gas und Öl); West Virginia/5,8 % (insbesondere Kohle); Kentucky/4,3 % (insbesondere

Kohle) und Kalifornien/4,1 % (insbesondere Öl). Illinois und Pennsylvania sind wichtige Produzenten von Kernenergie; Washington und Kalifornien sind führend bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Texas und Kalifornien sind wichtige Produzenten von Elektrizität aus anderen erneuerbaren Energiequellen wie Sonne und Wind.<sup>6</sup>

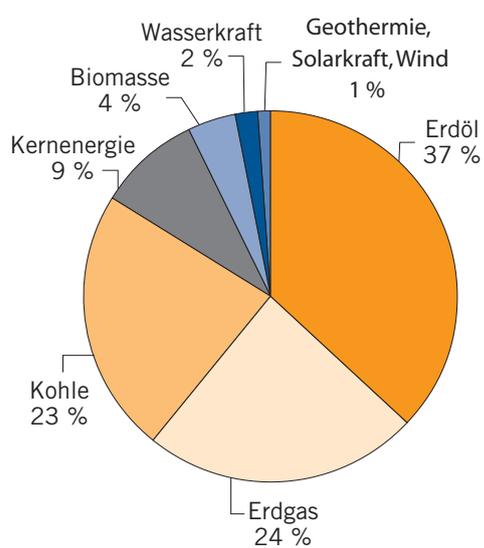
Bis in die späten 1950er Jahre waren die USA in der Lage, ihren Energiebedarf selbst zu decken. Die fortan wachsende Lücke zwischen Energiekonsum und -produktion wird durch Importe geschlossen. Je nach Energieträger ist die Importabhängigkeit unterschiedlich stark ausgeprägt. Besonders hoch ist die Abhängigkeit beim Erdöl. Während die heimische Produktion von Kohle und Erdgas trotz teilweise sehr starker Schwankungen weiter steigt, ist die heimische Produktion von Öl seit Anfang der 1980er Jahre kontinuierlich gesunken. Seit den 1950er Jahren kommt auch der Kernenergie (sie wird unter einheimische Energiequellen gerechnet) eine bedeutende Rolle zu, auch wenn ihr Anteil am gesamten Energiemix seit den 1990er Jahren stagniert. Bei der installierten Kapazität von Kernenergie (2007: 106 Gigawatt) sind die USA weltweit an der Spitze (gefolgt von Frankreich [63 GW], Japan [49 GW] und Russland [22 GW]).<sup>7</sup> In der Liste der Uranproduzenten liegen die USA als weltweit größter Konsument (29,5 % des globalen Verbrauchs) mit 4 % der Förderung zwar nur

**Abbildung 3: Primärenergieverbrauch Deutschlands nach Hauptenergieträgern, 2008**



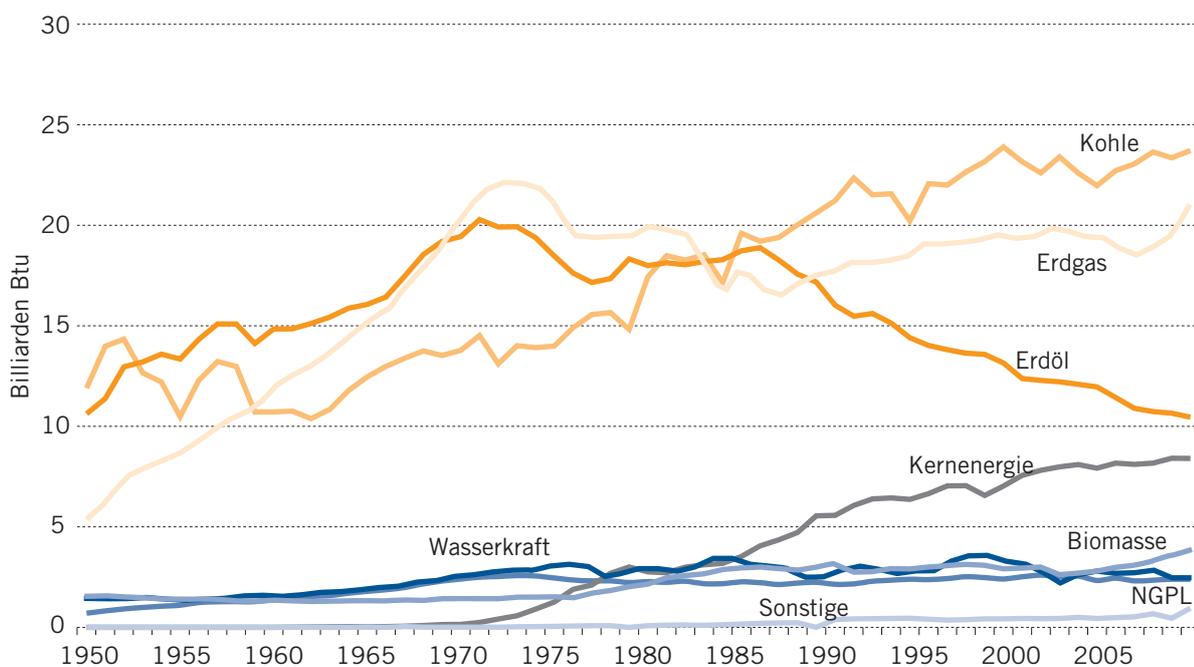
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Januar 2010

**Abbildung 4: Primärenergieverbrauch der USA nach Hauptenergieträgern, 2008**



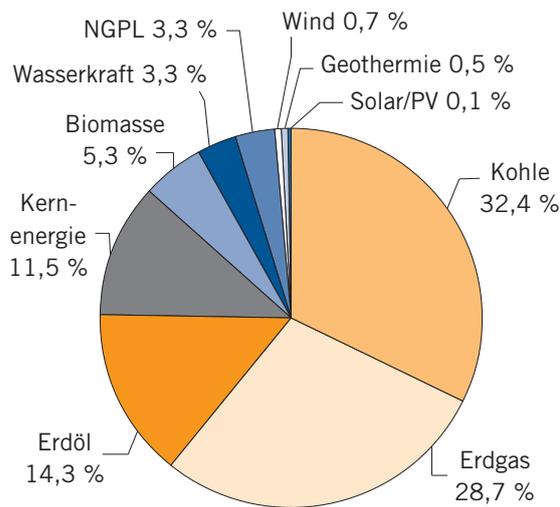
Quelle: Energy Information Administration, Annual Energy Review 2008

**Abbildung 5: Energieproduktion der USA nach Hauptenergieträgern, 1949–2008**



Quelle: Energy Information Administration, Annual Energy Review 2008, 2009

**Abbildung 6: Energieproduktion der USA nach Hauptenergieträgern, 2008**



Quelle: Energy Information Administration, Annual Energy Review 2008, 2009.

auf Platz 8. Allerdings belegt das Nachbarland und der Haupthandelspartner Kanada Platz 2 dieser Liste.<sup>8</sup>

Der Energiekonsum in den USA ist vergleichsweise hoch. Dennoch ist die amerikanische Volkswirtschaft heute weniger anfällig gegenüber hohen Energiepreisen als noch in den 1970er Jahren. Der Grund dafür ist die gesunkene Energieintensität der US-Wirtschaft: Um einen Dollar ihres BIP zu erwirtschaften, brauchen die USA heute fast 50 % weniger Energie als 1970. Die EIA erwartet, dass die Energieintensität aufgrund einer verbesserten Energieeffizienz und struktureller Veränderungen der Wirtschaft bis zum Jahr 2030 um insgesamt 40 % sinken wird.<sup>9</sup> Dies heißt jedoch nicht, dass die US-Wirtschaft nicht auch unter hohen Preisen und vor allem auch Preisschwankungen leidet, wie das Jahr 2008 eindrucksvoll bewies, als der Ölpreis auf rund 150 Dollar pro Barrel kletterte.

## Die einzelnen Sektoren: Status quo und Entwicklungstrends

### Der Ölsektor und die Importabhängigkeit

2008 entfielen auf die USA 23 % des weltweiten Ölkonsums. Als weltweit größter Importeur haben sie einen An-

teil von etwa einem Viertel an den globalen Importen. Dabei sind sie immer noch der drittgrößte Ölproduzent der Welt mit einem Anteil von 7,6 %.<sup>10</sup>

2008 produzierten die USA rund 6,7 Millionen Barrel Öl pro Tag. Die Ölimporte betragen 12,9 Millionen Barrel pro Tag. Der Gesamtverbrauch von Erdöl und Erdölprodukten lag 2008 pro Tag bei 19,4 Millionen Barrel Öl.<sup>11</sup> Davon werden 70 % im Transportsektor, 23 % in der Industrie und der Rest in privaten Haushalten, Handel und dem Stromsektor verbraucht.<sup>12</sup> Das höchste Einsparpotenzial besteht im Transportsektor. Wegen der Wirtschaftskrise ist der Erdölkonsum im Jahr 2009 um rund 4 % gesunken.<sup>13</sup>

Wird in den USA über Energiesicherheit diskutiert, so rückt schnell die Importabhängigkeit beim Öl und dabei die Abhängigkeit vom Import aus den Ländern der arabischen Welt in den Fokus. Dabei wird in der öffentlichen Diskussion vielfach übersehen, dass rund ein Viertel der Erdölimporte aus den NAFTA-Partnerländern Kanada und Mexiko kommt; zusammen mit Saudi-Arabien, Venezuela und Nigeria stellen diese fünf Länder mehr als 75 % der amerikanischen Ölimporte.<sup>14</sup> Seit den frühen 1990er Jahren wird mehr Öl aus Nicht-OPEC- als aus OPEC-Ländern importiert. Laut Erwartungen der EIA werden die Importe anteilig am Gesamtölverbrauch von 58 % im Jahr 2007 auf etwa 41 % im Jahr 2030 sinken, da man von einer verstärkten Offshore-Ölproduktion insbesondere im Golf von Mexiko ausgeht, die ein Viertel der Gesamtproduktion deckt. Hinzu kommt der erhöhte Biokraftstoffeinsatz und *Coal-to-Liquids*-Technologien.<sup>15</sup> Hauptproduzenten von Erdöl in den USA sind derzeit Texas, Alaska, Kalifornien, North Dakota und Louisiana.

Interessant ist, dass die USA trotz höchster installierter Raffinerie-Kapazitäten (20,1 % an den weltweit installierten Kapazitäten) und als größter Produzent von Erdölprodukten (21,9 % des globalen Anteils) auch deren größter Nettoimporteur sind (mit 34 Millionen Tonnen im Jahr 2008)<sup>16</sup>, was sich unter anderem mit begrenzten und veralteten Verarbeitungskapazitäten erklären lässt.

### Der Erdgassektor: Boom beim unkonventionellen Gas

Bis Mitte der 1980er Jahre waren Erdgaskonsum und -produktion nahezu ausgeglichen. Auch wenn seitdem die Nettogasimporte zusammen mit dem steigenden Konsum kontinuierlich zunahm, wird die heimische Produktion den Bedarf auch in Zukunft weitgehend decken. Im Jahr 2030 wird der Bedarf an Gas zu mehr als 97 % aus heimischem Gas gedeckt werden können. Fast ein Drittel der landesweiten Gasreserven befinden sich in Texas, gefolgt von Wyoming.

2008 entfielen auf die USA 22 % des weltweiten Erdgaskonsums.<sup>17</sup> Mit knapp 11 % der weltweiten Importe sind die USA global der zweitgrößte Gasimporteure nach Japan. Die Nettoimporte liegen bei 84 Milliarden Kubikmeter. Zum Verhältnis: 2008 produzierten die USA 582,2 Milliarden Kubikmeter.<sup>18</sup> Da das Erdgas-Pipeline-netz zwischen Kanada und den USA eng verflochten ist, beziehen beide Staaten Gas voneinander. Allerdings liegen die Importe der USA weitaus höher. 98 % des über Pipeline importierten Erdgases beziehen die USA aus Kanada, den Rest aus Mexiko. Nur knapp 9 % der US-Erdgasimporte werden als verflüssigtes Erdgas realisiert. Hier wiederum kommt mit 75 % der Löwenanteil aus Trinidad und Tobago.<sup>19</sup>

Aufgrund klimapolitischer und Energieeffizienzmaßnahmen ist nur noch mit einem geringen Nachfragezuwachs beim Gas zu rechnen. In den USA liegt die Nachfrage heute bei 657,2 Milliarden Kubikmeter (2008) und soll bis 2030 geringfügig auf 649 Milliarden Kubikmeter sinken. Im Vergleich dazu: In Europa wurden 2008 490,1 Milliarden Kubikmeter Gas verbraucht, 2030 werden es voraussichtlich 651 Milliarden Kubikmeter sein.<sup>20</sup> Dabei sind die Industrie und der Stromsektor mit knapp einem Drittel die größten Abnehmer von Erdgas, gefolgt von den privaten Haushalten und dem Gewerbe. Infolge der Wirtschaftskrise ist 2009 der Verbrauch um 1,9 % gesunken, was vor allem auf einen starken Rückgang in der Industrieproduktion, beim Handel und den privaten Haushalten zurückzuführen ist. Dagegen hat Erdgas im Strommix wegen seiner niedrigen Preise gegenüber der Kohle an Bedeutung bei der Grundlastzeugung gewonnen.

Eine wichtige Entwicklung, die auch entscheidende Rückwirkungen auf den globalen Gasmärkten zeitigt und infolgedessen besondere Aufmerksamkeit verdient, ist der US-Boom bei unkonventionellem Gas. Zum sogenannten unkonventionellen Gas wird Schiefergas (eng. Shalegas) gezählt (Gas aus Sand-, Tonstein- oder Karbonatreservoirs), Tigtgas (Gas aus dichten Gesteinen) und Kohleflözgas. Der US-Gasmarkt hat sich 2008/2009 stark entspannt, denn neue Fördertechnologien haben zu einem erhöhten Angebot bei gleichzeitig sinkender Nachfrage geführt. Zudem wurden die Speicher deutlich ausgelastet. Damit ist der Bedarf an importiertem LNG stark gefallen.<sup>21</sup>

Seit 1990 haben die USA die Produktion von unkonventionellem Gas fast vervierfacht auf knapp 300 Milliarden Kubikmeter.<sup>22</sup> Das wirkt sich auch auf dem Weltgasmarkt aus. Die USA allein standen 2008 für drei Viertel der weltweiten Produktion unkonventionellen Erdgases und

erreichten damit als zweitgrößter Produzent einen Anteil von 19,3 % an der Weltgasförderung, der fast dem russischen Anteil mit 19,6 % entspricht.<sup>23</sup> Prognosen der IEA gehen davon aus, dass die Förderung von unkonventionellem Gas in den USA weiter steigen wird.

Die bestätigten Reserven beim Tigt- und beim Kohleflözgas machten Anfang 2008 bis zu 620 Milliarden Kubikmeter oder 9 % der gesamten Gasreserven der USA aus. Der Gasboom wird aber vor allem durch das Schiefergas gespeist. Hier haben sich die Bohrungen zwischen 2000 und 2007 vor allem mit der Erschließung der Barnett Shale im Norden von Texas, dem heute am besten entwickelten Schiefergas-Reservoir der Welt, verzehnfacht. Sie erreichen eine ähnliche Menge wie das Kohleflözgas mit fast 50 Milliarden Kubikmetern oder 8 % an der jährlichen Gasproduktion.<sup>24</sup> Auch die erwiesenen Reserven sind um 50 % gestiegen und liegen nun bei über 600 Milliarden Kubikmetern. Die Erschließung dieser Vorkommen erfolgte bislang größtenteils durch kleinere nordamerikanische Öl- und Gasfirmen. Internationale und nationale Energiemultis werden nun aber verstärkt in diesem Sektor aktiv, wie der im Jahr 2009 für 2010 geplante Einkauf der EXXON Mobil Corporation beim Gaskonzern XTO Energy zeigt. Dies erfolgt meistens über Partnerschaften und Akquisitionen; ein Trend, der sich angesichts der schwierigen Finanzlage und Kreditsituation wohl fortsetzen wird. Nicht außer Acht gelassen werden darf freilich, dass sich die unkonventionellen Gasvorkommen schnell erschöpfen und daher kontinuierlich neue Vorkommen erschlossen werden müssen: Es sind daher viele Bohrungen nötig, um eine bestimmte Gasmenge zu produzieren. Das hat Folgen für die Umwelt, da große Flächen betroffen sind und große Mengen an Wasser benötigt werden. Wegen dieser Charakteristika könnte Schiefergas in und aus den USA eine Art *Swing Producer* werden, angesichts der Risiken einer mittelfristigen Unsicherheit bei Kosten und Preisen. Viel spricht dafür, dass Nordamerika lange der größte Produzent von Shalegas bleiben wird, denn hier liegen die Vorteile auf der Hand, die andernorts nicht gegeben sind: die relative Nähe zu den Verbrauchszentren und zur Transportinfrastruktur.

### ***Kohlesektor: Altes Rückgrat, neue Technologien?***

2008 entfielen auf die USA rund 17 % des weltweiten Kohleverbrauchs.<sup>25</sup> Die Situation bei Kohle ist für die USA komfortabel, denn ihre Produktion übersteigt den heimischen Kohlekonsum. So sind die USA nach China der zweitgrößte Kohleproduzent mit einem 18-prozentigen Weltmarktanteil (2008) und damit Nettoexporteur. Im Jahr 2008 produzierten sie 1.007 Millionen Tonnen

Steinkohle, 43 Millionen Tonnen wurden exportiert. Dazu kommen noch 69 Millionen Tonnen Braunkohle an heimischer Produktion.<sup>26</sup> Die USA verfügen zudem über die weltweit größten erwiesenen Reserven mit knapp 29 %.<sup>27</sup>

In Wyoming findet sich das Zentrum der Kohleproduktion. Der Bundesstaat produziert mehr Kohle als die vier nachfolgenden Top-Kohleproduzenten (West Virginia, Kentucky, Pennsylvania und Montana) zusammen. Die rund 600 Kohlekraftwerke der USA sind das Rückgrat der Stromerzeugung in den USA. Wegen der günstigen Reservensituation wird sich daran wohl auch künftig wenig ändern. Pro Jahr erwartet man zwischen 2007 und 2035 einen Anstieg der Kohleproduktion für die Elektrizitätserzeugung von 0,5 %.<sup>28</sup> Inwieweit sich der Trend der jüngsten Zeit, Gaskraftwerke zulasten der Kohlekraftwerke zur Bereitstellung der Grundlast heranzuziehen, verstetigen wird, hängt allerdings nicht nur von der Entwicklung der Gaspreise ab. Die Gründe dafür sind nämlich nicht nur in den vergleichsweise günstigen Gaspreisen zu finden, sondern auch in der veralteten Technologie der Kohlekraftwerke, die auch im Vergleich zu den deutschen Kraftwerken einen niedrigen Wirkungsgrad aufweisen. Hier herrscht hoher Modernisierungsbedarf. Da 93 % der Kohle im Stromsektor verbraucht werden, ist die Zukunft des Kohlesektors eng mit der Kohleverstromung verbunden.<sup>29</sup> Wegen der bestehenden politischen Unsicherheiten sind die Investitionen aber bisher noch ausgeblieben. Die große Herausforderung besteht in der Weiterentwicklung von „Clean Coal“-Technologien, um die Nutzung der Kohle in Einklang mit den Klimazielen zu bringen. Eine Schlüsselrolle hat dabei die Entwicklung der CCS-Technologie, also die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid, inne.

### **Erneuerbare Energien**

Am Primärenergiemix der USA machen erneuerbare Energien nur einen Anteil von etwa 7 % aus.<sup>30</sup> 51 % der erneuerbaren Energien werden bei der Stromerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2008 basierten 9 % der Netto-Stromerzeugung von knapp 4,0 Milliarden Megawattstunden auf dem Einsatz von erneuerbaren Energien.<sup>31</sup>

Auch wenn Windenergie an der gesamten Stromerzeugung in den USA nur einen geringen Anteil hat, ist sie doch eine der am schnellsten wachsenden Stromerzeugungsquellen. Im Jahr 2008 machte sie 42 % der gesamten Stromerzeugungskapazität aus, die neu ans Netz ging. In seinem Bericht *20 % Wind Energy in 2030* analysierte das Energieministerium (DOE, Department of Energy) die Potenziale der Windenergie. Demzufolge würde die Windenergie im Jahr 2030 50 % der Stromerzeugung

durch Gas und 18 % der Versorgung durch Kohle ersetzen, wenn im avisierten Maße auf Windenergie zurückgegriffen werden kann.<sup>32</sup> Gemessen an der gesamten installierten Kapazität sind die USA mittlerweile weltweit führend. Spitzenreiter bei neu installierten Kapazitäten ist Texas, gefolgt von Iowa und Minnesota. Auch der Photovoltaik-Markt hat sich in den vergangenen Jahren – trotz Wirtschaftskrise – außerordentlich dynamisch entwickelt. Im Jahr 2008 ist die Kapazität der ans Netz angeschlossenen PV-Anlagen um 58 % gestiegen.<sup>33</sup> Wie bei der Windenergie liegen auch in der Solarenergie große Wachstumspotenziale. Allerdings ist der Markt nach wie vor stark fragmentiert.

Neben finanziellen Zuschüssen und nur begrenzt wirksamen Steuererleichterungen wird der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien vor allem durch die Implementierung von *Renewable Portfolio Standards* (RPS) angestrebt. Gemäß einem solchen Quotensystem, das sich bislang allerdings nur auf der Ebene der Einzelstaaten findet, sind Stromversorger verpflichtet, einen staatlich festgelegten Anteil erneuerbarer Energien – gemessen an ihrer jeweiligen Stromabgabe an Endkunden – nachzuweisen. Dies kann entweder durch eigene Erzeugung oder durch Kauf von Zertifikaten von einem Anbieter von Strom auf Basis erneuerbarer Energien geschehen. Der Anteil, den erneuerbare Energien künftig erreichen sollen, wird zurzeit intensiv diskutiert. Als wichtige Frage ist in diesem Zusammenhang zu nennen, was unter den Begriff erneuerbare Energien gefasst wird. Zur Diskussion stehen unter anderem auch Kohle-Abfälle in Kombination mit Biomasse und andere Abfallstoffe.

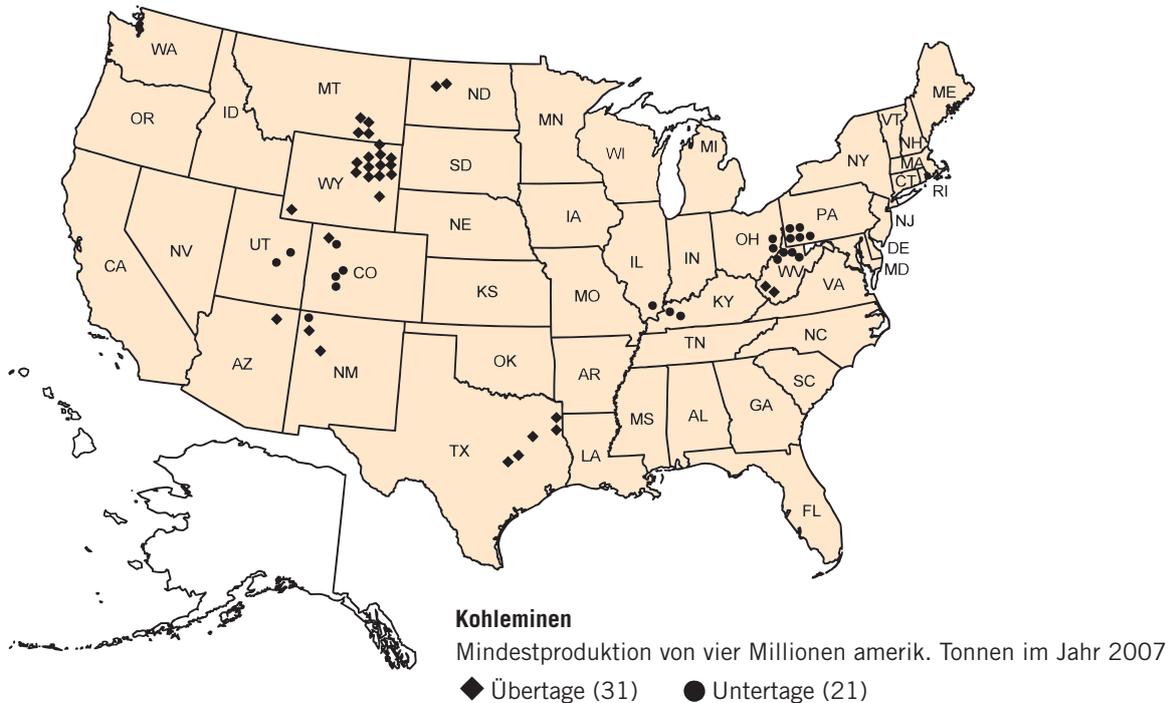
Der Verbrauch von Biomasse könnte laut der EIA bis zum Jahre 2030 um 4,4 % jährlich steigen.<sup>34</sup> Der Markt für Biokraftstoffe wird von Ethanol dominiert, Biodiesel macht mit 7 % einen geringeren Anteil der verbrauchten 314,4 Milliarden Barrel 2008 aus.<sup>35</sup> Gerade die Biotreibstoffproduktion ist aufgrund der Förderpolitik von Bundesregierung (insbesondere durch den *Energy Independence and Security Act* von 2007) und Einzelstaaten (RPS-Programme der Einzelstaaten) in den vergangenen Jahren explosionsartig angestiegen. Für das Jahr 2030 erwartet man eine Biotreibstoffproduktion (insbesondere Bioethanol) von 2,3 Millionen Barrel pro Tag im Gegensatz zu 0,5 Millionen Barrel täglich im Jahr 2007.<sup>36</sup>

### **Der Stromsektor und die Engpässe im Stromnetz**

Die USA haben einen täglichen Strombedarf von 10,6 Milliarden Kilowattstunden (2008). Wegen der anhaltenden Wirtschaftskrise sank 2009 der Verbrauch leicht.



**Abbildung 7: Geografische Verteilung der Kohleminen in den Einzelstaaten**

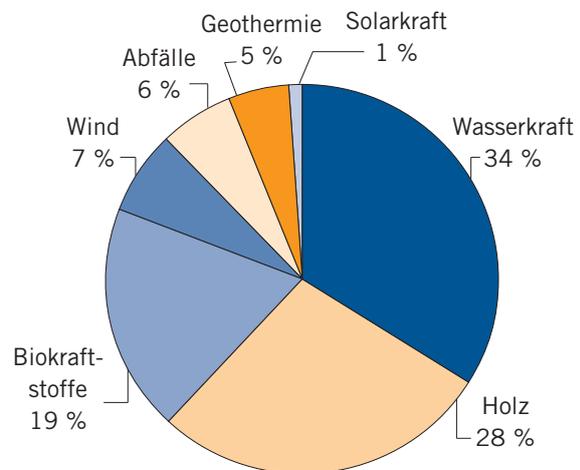


Quelle: Energy Information Administration, 2010

Kalifornien produziert mehr Strom regenerativ als jeder andere Staat. Washington hat die meiste Wasserkraft. Illinois und Pennsylvania bauen bei ihrer Stromversorgung zu einem großen Maß auf Kernenergie und stehen zusammen für ein Fünftel der US-weiten nuklearen Stromerzeugung.

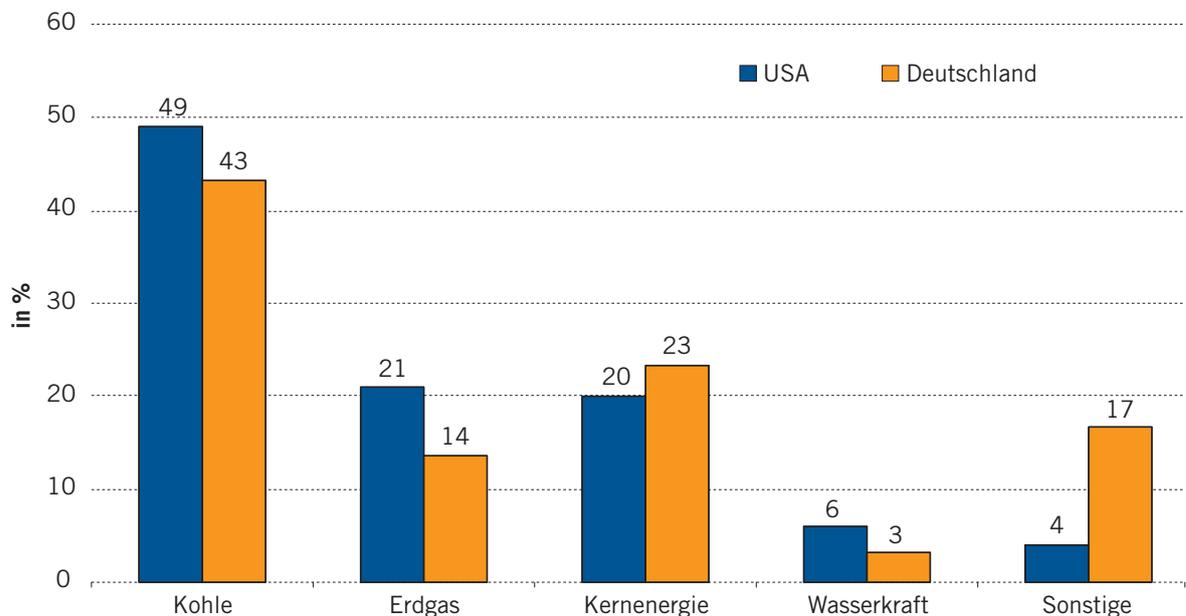
Die 104 Kernkraftwerke<sup>37</sup> an 65 Standorten und in 31 Staaten des Landes weisen eine hohe Auslastung aus, auch weil sie in den letzten Jahren modernisiert worden sind. Die hohen Investitionen führen dazu, dass man jetzt von einer Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke von 60 Jahren ausgehen kann. Die *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) hat für die meisten der bestehenden Kernkraftwerke entweder einer Laufzeitverlängerung um 20 Jahre bereits zugestimmt oder diese ist zu erwarten. Den Angaben der *National Commission on Energy Policy* (NCEP) zufolge liegen zwar 37 Anträge zum Bau neuer Kernkraftwerke vor – nach dem Unfall von Three Mile Island 1979 (Harrisburg, PA) war der Bau neuer Anlagen temporär gestoppt worden. Bis 2020 wird allerdings nur der Bau von vier bis sechs neuen Anlagen an bestehenden Standorten erwartet. Die hohe Kapitalintensität der Anlagen stellt die Elektrizitätsversorger, die den Neubau von Kernkraftwerken planen, vor große Herausforderun-

**Abbildung 8: Erneuerbare Energieträger anteilig an den erneuerbaren Energien, USA 2008**



Quelle: Energy Information Administration, Annual Energy Review 2008, 2009

Abbildung 9: Strommix im Vergleich, 2008



Quelle: Energy Information Administration, Annual Review 2008, AG Energiebilanzen e.V. 2010

gen. Hinzu kommt, dass die Zahl der Stromerzeuger, die entsprechende Projekte aus eigener Kraft stemmen können, angesichts der Vielzahl relativ kleiner Unternehmen begrenzt ist. Das Energieministerium flankiert die Finanzierung neuer Anlagen mit Hilfe des *Federal Clean Energy Loan Guarantee Program*, das auf dem *Energy Policy Act* von 2005 basiert. Im Rahmen dieses Gesetzes stehen dem Ministerium 18,5 Mrd. Dollar für Kreditversicherungen bei der Nukleartechnologie zur Verfügung. Präsident Obama beantragte jüngst in seinem Haushaltsentwurf 2011 eine Anhebung dieses Volumens auf 54,5 Mrd. Dollar, was laut dem Energieminister Steven Chu den Bau von sieben bis zehn neuen Kernkraftwerken ermöglichen würde.<sup>38</sup> Letztlich wird erwartet, dass die Kernenergie bis 2035 jährlich nur um 0,4 % steigen<sup>39</sup> und damit ihren Anteil an der Stromerzeugung nicht ausbauen wird.

Ein gravierendes Problem in vielen Einzelstaaten stellt trotz zahlreicher Modernisierungsbemühungen der technische Zustand der Stromnetze dar. Sie sind regional ausgerichtet und verfügen nur über begrenzte interregionale Übertragungskapazitäten: die *Eastern Interconnection* im Osten der USA, die *Western Interconnection*, die das westliche Drittel der USA abdeckt, und die *Texas Interconnection*. Texas ist damit fast von den anderen Stromnetzen abgeschottet.

Diese drei großen Übertragungsnetze verfügen zusammen mit der *Quebec Interconnection* über knapp 340.000 Kilometer Langstreckenübertragungsleitungen. Engpässe treten vor allem in der Region entlang der Ostküste zwischen New York und dem nördlichen Virginia und im südlichen Kalifornien auf.<sup>40</sup> Außerdem kommt noch hinzu, dass das Stromnetz deutlich weniger stabil ist als beispielsweise das deutsche Stromnetz – großflächige Stromausfälle sind keine Seltenheit in den USA, wie die Stromausfälle an der Ostküste infolge der Schneestürme Anfang 2010 zeigten. Schätzungen zufolge kosten die Stromausfälle oder Störungen in der Übertragungsqualität die US-Volkswirtschaft jährlich bis zu 180 Mrd. Dollar.<sup>41</sup> Die amerikanische Ingenieursgesellschaft (*American Society of Civil Engineers*) schätzt den Investitionsbedarf bis 2030 auf 1,5 Billionen Dollar.<sup>42</sup>

Bislang haben 15 Einzelstaaten ihren Stromsektor liberalisiert, die meisten davon im Nordosten der USA (z. B. New York, Massachusetts und Connecticut); acht Einzelstaaten, zumeist an der Westküste, haben mit der Liberalisierung begonnen, diese dann aber abgebrochen (darunter Kalifornien und Oregon). 27 Einzelstaaten zumeist im Süden der USA und dem Mittleren Westen haben ihren Stromsektor nicht liberalisiert (unter anderen West Virginia, Wisconsin und Minnesota).<sup>43</sup> Liberalisie-



zung heißt, dass der monopolistisch organisierte Strommarkt aufgebrochen und durch ein wettbewerbliches System ersetzt wird; die genaue Ausgestaltung fällt von Einzelstaat zu Einzelstaat sehr unterschiedlich aus.

## Energiepolitische Herausforderungen

Der bundesweite Umbau und die Modernisierung des bestehenden Energiesystems sind große Herausforderungen, vor denen die Obama-Administration steht. Ziel ist ein System, in dem die Energieversorgung nach dem Zieldreieck der Energiepolitik verlässlich, erschwinglich und nachhaltig ist. Zu den klassischen drei Zielen Energiesicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klima-/Umweltverträglichkeit kommt aber wie in anderen westlichen Industrieländern zunehmend die öffentliche Akzeptanz hinzu, die für Energieprojekte gewonnen werden muss.

Damit lassen sich fünf zentrale Herausforderungen für die kommenden Jahre definieren:

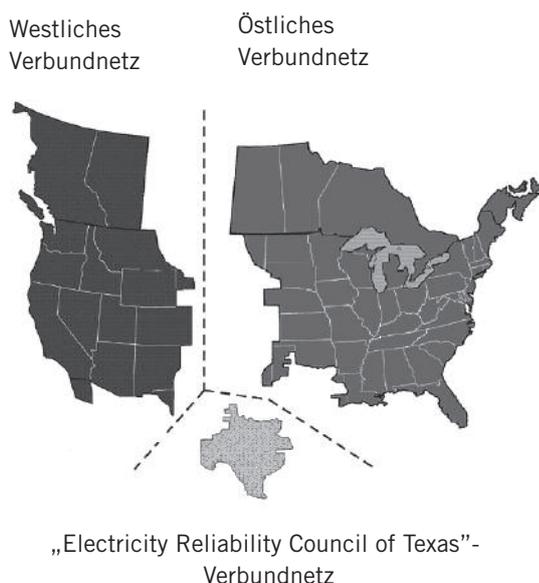
- Energieversorgungssicherheit mit einem möglichst hohen Anteil an heimischer Produktion von Energieträgern im angestrebten Mix;

- Modernisierung und Ausbau der Strominfrastruktur (Super-/Smart Grid, Kraftwerke, Ausbau erneuerbarer Energien, sauberer Technologien);
- Umsetzung einer integrierten Klima- und Energiepolitik mit Emissionsgrenzwerten in den Bereichen Industrie und Transport;
- Konvergenz von bundesstaatlicher und einzelstaatlicher Politik und Gesetzgebung;
- Akzeptanz der Bevölkerung mit Blick auf Projektverwirklichung und steigende Kosten.

Traditionell hohe politische Bedeutung kommt dem Ziel der Energiesicherheit und damit der Minimierung der Importabhängigkeit und der Diversifizierung zu. Die US-amerikanische Volkswirtschaft – allen voran der Transportsektor (2008 entfielen 70 % des Ölkonsums auf den Transportsektor<sup>44</sup>) – ist stark von Rohölimporten abhängig, was sie anfällig macht gegenüber Preisschwankungen und politischen Entwicklungen im Ausland. Dabei liegt das Hauptproblem nicht in der wachsenden Menge der Ölimporte, sondern in der Konzentration der verbleibenden Ölreserven auf wenige instabile Regionen. Ca. 70 % der weltweit bestätigten Erdölreserven befinden sich im Nahen Osten. Da viele Ölfelder in der Nordsee oder auch in Mexiko den Höhepunkt ihrer Produktion bereits überschritten haben, wird die strategische Ellipse, die sich vom Persischen Golf bis zum Kaspischen Meer und Zentralasien erstreckt, noch an Bedeutung gewinnen.

Die Zukunft der amerikanischen Öl- und Gasproduktion ist und bleibt ein Streitthema, das wenig an Intensität eingebüßt hat. Hier stehen grundlegende Entscheidungen aus, denn die Zielkonflikte mit dem Umwelt- und Klimaschutz sind evident. Laut verschiedener Gutachten der Universität von Texas werden Offshore-Bohrungen, Schiefergas, Schweröl und Teersande für die zukünftige Energiesicherheit unverzichtbar sein. Gerade Offshore-Öl- und Gasförderung in geschützten Gebieten sind jedoch stark umstritten. Besonders hart umkämpft sind Bohrungen in einem Naturschutzgebiet in Alaska, einem Teilstück des *Arctic National Wildlife Refuge*. Seit den 1970er Jahren wird über Erdölförderung in diesem Gebiet debattiert. Experten des US Minerals Management Service (MMS) des Innenministeriums rechnen im „Survey of Available Data on OCS Resources and Identification of Data Gaps“ von 2009 mit insgesamt 66,6 bis 115,1 Milliarden Barrel unentdecktem, technisch abbaubarem Öl in den Küstengebieten, der Median der verschiedenen Schätzwerte liegt bei rund 86 Milliarden Bar-

**Abbildung 10: Verbundnetze USA und Kanada (Interconnections)**



Quelle: Department of Energy, 2010

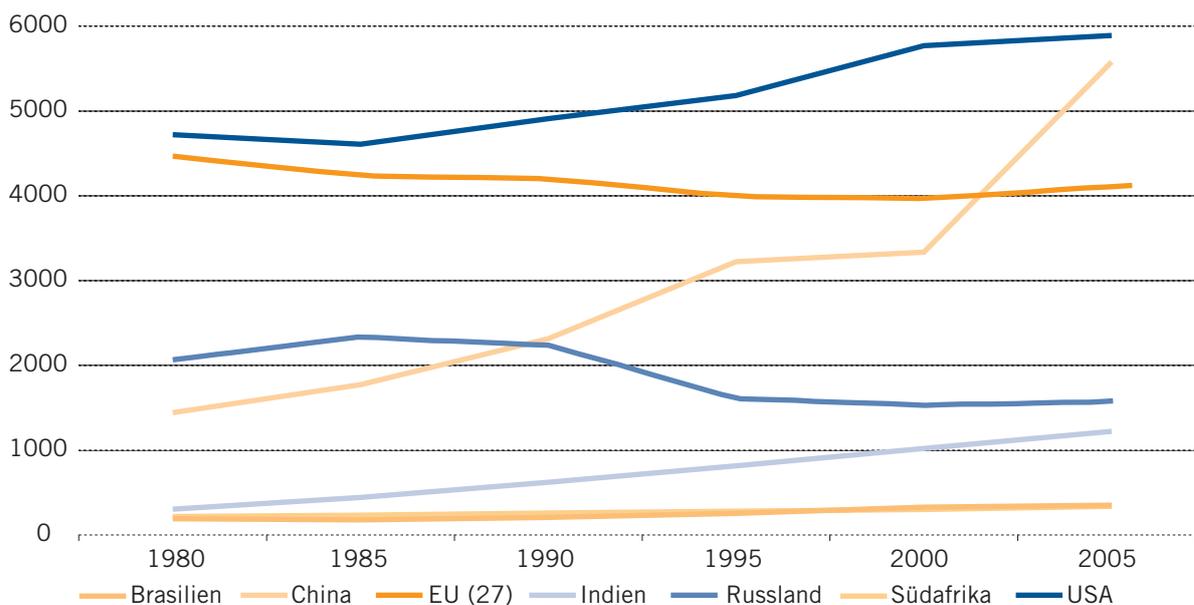
rel. Davon entfallen 52 % auf den Golf von Mexiko, 12 % auf das OCS (Outer Continental Shelf (Kontinentalschelf, OCS) des Pazifiks, 4 % auf das OCS des Atlantiks und rund 31 % auf das OCS Alaskas. Kritiker warnen hingegen vor den immensen Umweltschäden. Seit dem Untergang der Explorationsplattform „Deepwater Horizon“ im Golf von Mexiko Ende April 2010, hat diese Kritik an Schärfe gewonnen. Einer Umfrage von CBS News zufolge befürworten mittlerweile nur noch 40 % der befragten US-Amerikaner die Offshore-Ölförderung; im August 2008 lag dieser Anteil noch bei 62 %. 51 % sind heute der Meinung, dass die Risiken zu hoch seien.<sup>45</sup> In Zukunft werden sich aber auch Fragen in Bezug auf die flächen- und wasserintensive Ausbeutung der unkonventionellen Gasreserven stellen.

Entsprechend fällt der Steigerung der Effizienz im Transportsektor sowie der Entwicklung alternativer Kraftstoffe (insbesondere Biokraftstoffe) und Antriebsarten (Elektromobilität) eine wichtige Rolle zu. Die Biokraftstoffproduktion und -förderung ist allerdings zunehmend ins Kreuzfeuer der Kritik geraten (die Umweltbehörde der USA, *Environmental Protection Agency*, EPA, untersucht zurzeit die Umweltauswirkungen von Biokraftstoffen). Die Agrarsubventionen sind teuer, und die Bioethanolpro-

duktion unterliegt starken Preisschwankungen. Zumindest Bioethanol aus Mais trägt überdies keineswegs zu einer Reduktion von Treibhausgasen bei, wenn der Lebenszyklus des Kraftstoffs (von der Saat bis zum Tank) berücksichtigt wird. Kritisiert wird außerdem, dass die Bioethanolproduktion aus Mais maßgeblich zu den steigenden Agrarpreisen und der Nahrungsmittelkrise in vielen Ländern 2007/2008 beigetragen hat.

Auch bei der Kohle sind die Zielkonflikte im Hinblick auf Versorgungssicherheit und den Klima- und Umweltschutz evident. Nicht nur ist Kohle aufgrund der reichen heimischen Lagerstätten für die USA ein attraktiver Energieträger. Für viele Einzelstaaten ist Kohle zudem ein zentraler Wirtschaftsfaktor. Dies gilt beispielsweise für West Virginia. Auf den allgemein als *Mountain State* bekannten Staat in der Region der Appalachen entfallen rund 10,7 % der US-Kohleförderung. Etwa 93 % seiner Elektrizitätsgewinnung basiert laut Angaben der EIA auf Kohle. West Virginia ist einer der ärmsten Einzelstaaten der USA; 2009 lag der Staat beim Pro-Kopf-Einkommen auf Platz 44 aller Einzelstaaten. Die Kohleindustrie trägt rund 60 % des gewerblichen Steueraufkommens. Mit rund 30.000 Arbeitsplätzen ist die Kohleindustrie einer der größten Arbeitgeber. Die Kohleindustrie steuert rund

**Abbildung 11: CO<sub>2</sub>-Emissionen, 1980–2005**  
(in Mio. Tonnen)



Quelle: World Resources Institute, 2009



3,5 Mrd. Dollar zum BIP West Virginias (2008: 57 Mrd. Dollar) bei. Die drei Abgeordneten West Virginias im Repräsentantenhaus stimmten daher auch gegen den *American Clean Energy and Security Act of 2009*. Zusammen mit anderen Kohlestaaten stemmt sich der Einzelstaat gegen die neue Klima- und Energiepolitik der Obama-Administration.

Da Kohle auch in Zukunft ein wichtiger Energieträger für die USA bleiben wird, gleichwohl zu hohen Treibhausgasemissionen führt, ist für die Bundesregierung Forschung in den Bereichen *Carbon Capture and Storage* (CCS) und *Clean Coal* vordringlich. Bislang gleichen die Gesetze zu CO<sub>2</sub>-Lagerung und -Transport auf einzelstaatlicher Ebene jedoch einem Flickenteppich. Die EPA (Environmental Protection Administration) hat nur eingeschränkte Befugnisse. Die regulativen Unsicherheiten im Bezug auf Transport, Lagerung und Haftung bei Umweltschäden und Gesundheitsgefährdung sind groß. Ein wichtiger Punkt ist die Risikoverteilung von CCS.

Mittelfristig verspricht der Ausbau der erneuerbaren Energien die deutlichsten Pay-offs für alle drei Ziele des energiepolitischen Dreiecks: Der Beitrag zur Energiesicherheit liegt mit der heimischen Erzeugung auf der Hand. Die Klimabilanz der erneuerbaren Energien ist weitaus günstiger, und auch zur Einhegung von Preisvolatilitäten können erneuerbare Energien, wie vor allem die Solarkraft, einen Beitrag leisten, da die Brennstoffkosten niedrig und kalkulierbar sind. Hinzu kommt der hohe Grad an Akzeptanz in der Bevölkerung. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Energie- und vor allem am Strommix ist bislang vergleichsweise gering. Somit stellt sich auch in den USA das Problem der Übertragungsleitungen, denn die erneuerbaren Energien sind regional unterschiedlich verteilt und liegen häufig in weiter Distanz von den eigentlichen Verbrauchszentren. Um die ländlichen Gegenden wie den Südwesten für Solarenergie und den Mittleren Westen für Windkraft mit den dichter besiedelten Regionen zu verbinden, muss das Stromnetz in den USA ausgebaut und verbessert werden. Je stärker fluktuierende erneuerbare Energien eingespeist werden, Strom über weite Distanzen und Ländergrenzen hin gehandelt wird, desto bedeutender wird zudem die technische und „intelligente“ Seite der Stromnetze (*Smart Grid*), bei der Angebot und Nachfrage aufeinander abgestimmt werden. Mehr noch: Die Erzeugung wird künftig nicht mehr dem Verbrauch angepasst, sondern die Stromabnahme richtet sich nach dem Angebot.

Die Hürden sind dabei nicht nur technischer Natur; Opposition formiert sich auch auf lokaler Ebene gegen den Neubau von Übertragungsleitungen und gegen die ho-

hen Investitionskosten. In vielen Einzelstaaten werden in wachsender Zahl Stimmen gegen Baumaßnahmen unter dem Tenor *not in my backyard* laut, der sich mittlerweile zu *not under my backyard and not over my backyard* gewandelt hat. Erschwert wird die Schaffung eines US-weiten Super (Smart) Grids zudem durch Zuständigkeitsprobleme für die Stromsektorregulierung zwischen Bundesregierung und Einzelstaaten sowie unterschiedliche Gesetze, technische Standardisierung und Regeldetails auf lokaler Ebene. Es ist daher mit gravierenden Verzögerungen zu rechnen.

Die beschriebenen Zielkonflikte stellen auch erhebliche Herausforderungen für eine integrierte Klima- und Energiepolitik dar. Auf die USA entfallen mehr als 20 % der globalen Treibhausgasemissionen. Sie sind damit der zweitgrößte CO<sub>2</sub>-Emittent (überholt wurden sie 2007 durch China); bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf lagen die Vereinigten Staaten 2007 mit rund 19 Tonnen auf dem siebten Platz. Die Vereinigten Staaten weisen im Vergleich zur Mehrzahl der europäischen Länder knapp doppelt so hohe Pro-Kopf-Emissionen auf. Energiepolitik muss daher immer auch als Klimapolitik gedacht werden. Wie schwierig dies jedoch ist, zeigt sich an der Festlegung strenger Emissionsgrenzwerte in den Bereichen Industrie und Transport. Die Befürchtung vieler Industriezweige, dass strenge Klimaschutzziele einen Verlust an internationaler Wettbewerbsfähigkeit vis-à-vis den Anbietern aus Ländern mit niedrigeren Klimaschutzziele nach sich ziehen könnten, ist nach wie vor ungebrochen.

Schließlich sind Energiepreise ein wichtiges Thema für die amerikanische Bevölkerung, dies zeigt eine Vielzahl an Umfragen, die 2008 während des Präsidentschaftswahlkampfes durchgeführt wurden. Für den Großteil der Befragten hatte das Thema Energie und Benzinpreis höchste Priorität – noch vor der Sorge um die Lage im Irak und in Afghanistan. Mobilität spielt in den USA eine zentrale Rolle; aufgrund des dürftigen öffentlichen Transportsystems gerade in ländlichen Regionen und der niedrigen städtischen Dichte in den USA im Vergleich zu anderen Ländern ist der Großteil der Amerikaner auf ein eigenes Auto angewiesen. Hohe Benzinpreise wirken sich sofort auf die Haushaltskassen der Bevölkerung aus. Deswegen ist es politisch außerordentlich heikel und schwierig, energiepolitische Maßnahmen zu ergreifen, die bemerkbare Preissteigerungen zur Folge haben. Technologische Neuerungen, Elektromobilität, aber auch der Ausbau des öffentlichen Verkehrsnetzes etc., um den Schadstoffausstoß im Verkehrssektor zu reduzieren, bleiben die große Herausforderung, für die auch politisch die Weichen gestellt werden müssen.

## Die Energiepolitik der USA

Grundsätzlich bewegt sich die Energiepolitik der USA im Spannungsfeld des genannten Zieldreiecks. Obschon auch für Präsident Barack Obama Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, gerade angesichts der Wirtschafts- und Finanzkrise, nichts an Bedeutung verloren haben, zeichnet sich doch eine neue Gewichtung ab: Obama will den Klimaschutz deutlich aufwerten und die Wirtschaft umstrukturieren (Stichwort: *Greening the Economy*). Allein erreichen kann er dies allerdings nicht. Denn die US-amerikanische Energiepolitik ist das Ergebnis eines komplexen Zusammenspiels der Bundesregierung und der Einzelstaaten. Die Entscheidungsprozesse sind stark fragmentiert, die involvierten Akteure zahlreich.<sup>46</sup>

### Energiepolitische Akteure auf Ebene der Bundesregierung und der Einzelstaaten

Im Unterschied zum deutschen Föderalismus gibt es zwar keine Repräsentation der einzelstaatlichen Exekutiven und Mitwirkung dieser an der bundesstaatlichen Gesetzgebung. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Einzelstaaten nicht maßgeblich die Energiepolitik mitbestimmen. Ganz im Gegenteil unterliegen zahlreiche energiepolitische Bereiche einzelstaatlichen oder auch gemischten Kompetenzen. Das Zusammenwirken der Bundesregierung und der einzelstaatlichen Regierungen wird durch die *Commerce Clause* der US-amerikanischen Verfassung geregelt. Zuständigkeiten, die nicht direkt der Bundesregierung zugewiesen werden, fallen den Einzelstaaten zu – hierzu gehört auch die Regulierungshoheit über den Energiesektor. Zwar genießt laut der *Supremacy Clause* Bundesrecht Vorrang gegenüber dem Recht der Einzelstaaten. Mit dem Bundesrecht unvereinbares Recht der Einzelstaaten ist demnach unwirksam. Da die Verfassung allerdings keine ausdrückliche Kompetenzverteilung bezüglich der Energiepolitik vornimmt (Gleiches gilt für die Klimapolitik), entscheidet im Zweifelsfall der Oberste Gerichtshof.<sup>47</sup>

Während der Bundesregierung die Formulierung von Leitlinien und die Schaffung verbindlicher energiepolitischer Rahmenbedingungen obliegt, legen die Einzelstaaten die genauen Standards und Regulierungen fest, so beispielsweise für den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix oder auch die Standards für Energieeffizienz. Die Bundesregierung kann die Energiepolitik der Einzelstaaten zudem durch ihre jährlichen finanziellen Zuwendungen beeinflussen. Die Umsetzung der jeweiligen Programme liegt allerdings in der Hand der einzelstaatlichen Energiebehörden. Über das *State Energy Program* des Energieministeriums erhalten die Einzelstaaten beispielsweise jährliche finanzielle Zuwendungen, um Projekte zur För-

derung der Energieeffizienz und von erneuerbaren Energien zu unterstützen. Diese Zuwendungen werden einerseits durch eine vom Kongress festgelegte Formel bestimmt: Ein Drittel der Gelder wird gleichmäßig unter den Einzelstaaten und Territorien der USA verteilt, ein Drittel richtet sich nach der Bevölkerungszahl und ein Drittel nach dem Energieverbrauch. Die Einzelstaaten müssen die bundesstaatliche Zuwendung mit einem eigenen finanziellen Beitrag in der Höhe von 20 % ergänzen. Andererseits können sich die Einzelstaaten um Gelder der Technologieprogramme des *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy* (EERE) des Energieministeriums bewerben; der Prozess ist kompetitiv (*SEP Special Projects*).<sup>48</sup> Gleiches gilt für Gelder unter dem *Renewable Energy Production Incentive Program* (REPI) und dem *Energy Efficiency and Conservative Block Grant Program* (EECBG); auch diese Programme sind kompetitiv.<sup>49</sup>

Einer der Schwerpunkte des Energieministeriums liegt auf der Förderung von Forschung und Entwicklung sauberer Energien. Die Bandbreite der geförderten Technologien reicht von Biokraftstoffen und Hybridfahrzeugen bis zu Kernkraftwerken sowie der Rückhaltung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS).<sup>50</sup> Schon heute bestehen zahlreiche Forschungsk Kooperationen zwischen dem DOE und regionalen Initiativen wie beispielsweise die *Carbon Sequestration Regional Partnerships*.<sup>51</sup> Der neue Energieminister Steven Chu hat sich vorgenommen, die Forschungstätigkeit des DOE weiter auszubauen. Eines seiner Konzepte sind sogenannte *Energy Hubs*, grundfinanzierte Forschungszentren in den Einzelstaaten, die sich unter anderem mit solarer Stromerzeugung, Energiespeichern, CCS, Stromnetzen und energieeffizienten Gebäuden befassen sollen. Ein weiteres wichtiges Thema für Steven Chu ist Forschung im Bereich der Kernkraft. Auch hierzu soll es einen Energie Hub geben. Anfang März 2010 kündigte das Energieministerium eine Förderung von innovativen Energieforschungsprojekten unter der *Advanced Research Projects Agency-Energy* (ARPA-E) in der Höhe von 100 Mio. Dollar an. Die Schwerpunkte sollen auf energieeffizienten Grid-Speicherlösungen, Technologien für elektrische Energieversorgung und Gebäudeenergieeffizienz liegen.<sup>52</sup>

Da energiepolitisch relevante Maßnahmen also sowohl zentral von der Bundesregierung als auch dezentral von den Einzelstaaten verabschiedet und durchgesetzt werden, sind zahlreiche Akteure in die Formulierung der Energiepolitik involviert. Innerhalb der Administration hat das Energieministerium (*Department of Energy/DOE*) die Federführung über Energiefragen. Das DOE ist zuständig für die Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur, darunter die Aufsicht und Forschung in den Bereichen fos-



sile Brennstoffe und nukleare und erneuerbare Energieträger, Energieeffizienz, Energielieferungen und Abfallwirtschaft. Das Außenministerium übernimmt die Führung, wenn es um die außenpolitische Dimension der Energiepolitik und um internationale Verhandlungen geht. Ein Umweltministerium besitzen die USA nicht; die Umweltbehörde EPA (*Environmental Protection Agency*) hat als nationale Behörde den Auftrag, den Schutz der menschlichen Gesundheit und der Umwelt (Wasser, Land, Luft) sicherzustellen. Die *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, die für den Energiesektor wichtigste bundesstaatliche Regulierungsbehörde, ist für die Überwachung und Regulierung der Netzbetreiberbranchen und die Wahrung des freien Wettbewerbs zuständig. Die *Nuclear Regulatory Commission* beaufsichtigt die Kernkraftwerksbetreiber und erteilt Lizenzen für neue Anlagen.

Im Repräsentantenhaus des Kongresses obliegen Energiefragen dem Ausschuss für Energie und Handel sowie dem Ausschuss für natürliche Ressourcen. Im Senat sind der Ausschuss für Energie und natürliche Ressourcen sowie der Ausschuss für Umwelt für die Energiepolitik zuständig. Daneben ist eine Vielzahl von Ausschüssen an der Formulierung der Energiepolitik beteiligt, darunter die Ausschüsse für Finanzen, Agrarwirtschaft und Wirtschaft. Ein Sonderausschuss für Energiesicherheit und Erderwärmung (*Select Committee on Energy Independence and Global Warming*) wurde 2007 durch Nancy Pelosi, Sprecherin des Repräsentantenhauses, geschaffen, um der Klimapolitik im Kongress größeres Gewicht zu verleihen. Der Ausschuss verfügt zwar über keine gesetzgebende Kompetenz, bestimmt jedoch die klimapolitische Debatte im Kongress entscheidend mit.

Auch wenn die Institutionengefüge der Einzelstaaten große Unterschiede untereinander aufweisen, spiegeln sie doch weitestgehend das Regierungssystem in Washington wider. Dem Prinzip der *Checks and Balances* folgend liegt die gesetzgeberische Kompetenz bei der *Legislature* (in einigen Einzelstaaten auch *General Assembly* oder *Legislative Assembly* genannt). Der Exekutiven steht als Regierungschef der Gouverneur vor. Anders als auf bundesstaatlicher Ebene hat er allerdings häufig keine Ernennungshoheit über die wichtigen Exekutivämter in den Exekutivbehörden. Zahlreiche dieser Behörden sind in die Formulierung und Umsetzung der Energiepolitik involviert, darunter die Umweltbehörden, die teilweise autorisiert sind, regulierend einzugreifen, teilweise aber auch nur mit der Messung und Evaluierung zur Einschätzung von Umweltgefahren betraut sind. Behörden für natürliche Ressourcen (*Natural Resource Agencies*) und Energiebehörden kümmern sich um den Schutz, die Er-

schließung und die Verwaltung aller natürlichen Ressourcen. Die *State Energy Offices* sind für die Energieplanung zuständig; sie evaluieren den künftigen Energiebedarf und legen die Energieeffizienzstandards für Gebäude und Geräte fest. Zudem entscheiden sie über die Vergabe von Fördermitteln. Den *Public Utility Commissions* obliegen unter anderem die Beaufsichtigung der privaten Energieversorgungsunternehmen und die Implementierung von Regulierungsinstrumenten. Ob die Behörden Regelsetzungskompetenz haben, ist von Einzelstaat zu Einzelstaat verschieden. Wie stark sie in die Energiemärkte eingreifen können, hängt zudem vom jeweiligen Liberalisierungsgrad im entsprechenden Einzelstaat ab.

## **Neue Schwerpunkte der Energiepolitik: Energiepolitik unter Barack Obama**

### ***Keine Angst vor Ordnungspolitik: Initiativen der Obama-Administration***

Obama hat dem Energiesicherheitsdiskurs eine neue Richtung gegeben und die Klimapolitik deutlich aufgewertet. Zwar verweist auch er wie sein Vorgänger George W. Bush angesichts der politischen Instabilitäten in den Hauptförderländern auf die Risiken der Importabhängigkeit. Gleichwohl unterstreicht er die Chancen einer Umstrukturierung der amerikanischen Wirtschaft: Eine „grüne Wende“ (*New Green Deal*) soll nicht allein den Klimawandel eindämmen. Sie soll ebenso eine Neustrukturierung der amerikanischen Wirtschaft einleiten, neue Arbeitsplätze schaffen und die US-Wirtschaft wettbewerbsfähiger machen. So betonte Obama: „Es gibt kein Dissens darüber, ob unsere Abhängigkeit von ausländischem Öl unsere Sicherheit gefährdet; wir wissen es. Es gibt keine Debatte mehr darüber, ob Treibhausgasemissionen unseren Planeten gefährden; es passiert bereits. Und es ist keine Frage mehr, dass die Arbeitsplätze und Industrien des 21. Jahrhunderts um saubere, erneuerbare Energien herum entstehen werden.“ Klima- und Energiepolitik ist zudem ein wichtiges außenpolitisches Thema für Obama: Er bewertet sie als einen zentralen Baustein für die Wiederherstellung der amerikanischen Führungsrolle.

Damit unterscheidet sich Obama deutlich von seinem Vorgänger Bush, der wie kein Präsident vor ihm vor den Risiken für die Energieversorgung warnte. In seiner Ansprache zur Lage der Nation im Januar 2006 kritisierte er: „Amerika ist süchtig nach Öl, das größtenteils aus instabilen Regionen der Welt importiert wird.“<sup>53</sup> Die Energiedebatte konzentrierte sich auf zwei Aspekte: erstens den wachsenden Energieverbrauch (in den USA und international) sowie die hohen Energiepreise und zweitens die zunehmen-

de Importabhängigkeit und Konzentration der verbleibenden Ölreserven auf wenige und politisch instabile Regionen. Seit den Terroranschlägen des 11. Septembers 2001 wurde Energiepolitik vor allem als Sicherheitspolitik konzipiert; Klimapolitik war ein Teil der Energiepolitik, hatte aber unter der Bush-Administration keinerlei Priorität.

Seit dem Amtswechsel ist die Energiepolitik hingegen eng mit der Klimapolitik verknüpft.<sup>54</sup> Dies zeigte sich nicht nur in Obamas Budgetvorschlag für die EPA, der eine Aufstockung von 7,6 Mrd. Dollar für 2008 auf 10,5 Mrd. Dollar für 2009<sup>55</sup> vorsah, sondern auch in der Besetzung wichtiger Posten: Im Weißen Haus wurde eine neue Koordinatorenstelle für Klimaschutz und Energie geschaffen, die Carol Browner, EPA-Chefin unter Präsident Clinton, übernahm. EPA-Chefin wurde Lisa Jackson. Diese Personen können auf langjährige Erfahrungen im Bereich Klimaschutz und/oder erneuerbare Energien zurückblicken. Gleiches gilt auch für den neuen Energieminister, den Nobelpreisträger Steven Chu.

Präsident Obamas Ziele sind – zumindest aus amerikanischer Sicht – ambitioniert. Bereits im Wahlkampf 2008 hatte er angekündigt, die US-amerikanischen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % gegenüber 2005 zu reduzieren, den Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung bis 2025 auf 25 % zu erhöhen und in den nächsten zehn Jahren 150 Milliarden Dollar in saubere Energietechnologien zu investieren. Geplant sind zudem gesetzliche Standards und finanzielle Förderung von Energieeffizienz und CCS. Während Bushs Energiepolitik an der Angebotsseite ansetzte – durch Förderung der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und Kernenergie sowie durch Produktionsausweitung mittels Subventionen und Steuergutschriften –, will Obama stär-

ker Anreize auf der Nachfrageseite für Energiesparen und Energieeffizienzsteigerungen setzen.

Zudem lässt Obama eine größere Bereitschaft für ordnungspolitische Maßnahmen erkennen als sein Vorgänger. Traditionell verfolgen die USA eine Strategie des „Anschubs durch Technologien“ (*Technology Push*). Staatlich verpflichtende Maßnahmen wie Mindestanteile an erneuerbaren Energien oder auch Emissionsdeckelungen sollen erst dann festgeschrieben werden, wenn dies durch Innovationen möglich und kostengünstig zu erzielen ist. Der Staat soll daher eher technologische Entwicklungen fördern als durch verpflichtende Maßnahmen technologischen Wandel initiieren. Obama schreckt hingegen nicht vor Instrumenten der „*Market Pull*“-Strategie zurück, die stärker auf ein Zusammenwirken von ordnungspolitischen Vorgaben und Marktkräften setzt, um energiepolitische Ziele zu realisieren.

Eine wichtige Voraussetzung für die stärkere Regulierungstätigkeit der Administration war, dass die EPA Treibhausgase als gefährlich für die Gesundheit und das Wohlergehen der Bevölkerung einstufte. Im April 2009 legte die EPA ein *Endangerment Finding* (Gefährdungsbefund) vor. Im Dezember 2009 bestätigte sie dann offiziell, dass die atmosphärische Konzentration an CO<sub>2</sub> und fünf weiteren Treibhausgasen gesundheitsschädigend sei. Zudem erklärte sie, dass Treibhausgase aus Kfz-Motoren Mitverursacher von Luftverschmutzung sind und somit ein Gesundheitsrisiko darstellen. Diese Beschlüsse erlauben der Administration unter dem *Clean Air Act* stärker regulierend tätig zu werden.<sup>56</sup>

Zu den Regulierungen, die die Obama-Administration im vergangenen Jahr vornahm, gehört die Verschärfung der

### **Energieprioritäten der Administration**

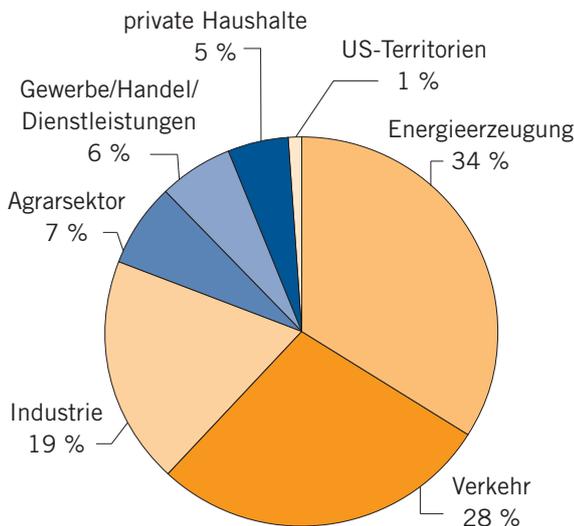
Am 27. Januar 2010 betonte Präsident Obama in seiner State of the Union (Bericht zur Lage der Nation) vor dem Kongress einmal mehr die Bedeutung von erneuerbaren Energien, sauberer Kohleverstromung und Nuklearenergie sowohl für die Reduktion von Treibhausgasen als auch für die Schaffung neuer Arbeitsplätze: „Und das bedeutet, eine neue Generation sicherer, sauberer Atomkraftwerke in diesem Land zu bauen. Es bedeutet, schwierige Entscheidungen darüber zu treffen, ob Offshore-Gebiete für die Förderung von Öl und Erdgas erschlossen werden sollen. Es bedeutet, fortgesetzte Investitionen in moderne Biokraftstoffe und saubere Kohletechnologien zu tätigen. Und ja, es bedeutet auch, ein umfassendes Energie- und Klimagesetz mit Anreizen zu

verabschieden, die saubere Energie in den Vereinigten Staaten endlich zur rentablen Energieform machen.“

In seiner ersten Oval Office-Rede an die Nation am 15. Juni 2010 warb Obama als Reaktion auf die Ölkatastrophe im Golf von Mexiko mit größter Dringlichkeit für eine energiepolitische Wende in den USA. Die Ölpest habe gezeigt, so Obama, „dass die Zeit, eine saubere Energiezukunft anzugehen, jetzt ist“. Obama bezeichnete die grüne Wende als eine „nationale Mission“, vergleichbar dem Mondprogramm. Die langfristigen Kosten fossiler Brennstoffe für die Volkswirtschaft, die nationale Sicherheit und die Umwelt seien zu hoch. Die USA müssten „die Kontrolle über unsere Zukunft wiedererlangen“.



**Abbildung 12: US-Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 2007**



Quelle: United States Environmental Protection Agency, Januar 2010

Kraftstoffverbrauchsnormen für neue PKW und kleine LKW (*Corporate Average Fuel Economy, CAFE*): Bis 2016 soll die Effizienz auf 35,5 Meilen pro Gallone (6,6 Liter pro 100 km) Treibstoff steigen (39 Meilen pro Gallone für PKW und 30 Meilen pro Gallone für kleine LKW). Damit wurde der ursprünglich für 2020 festgelegte Grenzwert um vier Jahre vorgezogen. Der durchschnittliche Benzinverbrauch pro 100 Kilometer wird damit von derzeit 9,2 Liter um knapp 30 % auf rund 6,6 Liter sinken. Auch für die Jahre 2017 bis 2020 werden weitere Verschärfungen der Standards erwogen.

In enger Zusammenarbeit mit dem Transportministerium ergänzte die EPA die neuen CAFE-Standards: Sie schlug erstmals Emissionsstandards für den Transportsektor vor. Bis 2016 solle eine Emissionsgrenze von 250 Gramm CO<sub>2</sub> pro Meile erreicht werden (ca. 155 g/km)<sup>57</sup>, um die Emissionen im Transportsektor bis zum Jahr 2030 im Vergleich zu einem *Business-as-usual*-Szenario um 21 % zu senken. Zum Vergleich: In der EU müssen Automobilhersteller die Emissionen bis 2015 von derzeit knapp 160 Gramm im Flottendurchschnitt auf 120 Gramm und bis 2020 auf 95 Gramm senken. Auch wenn die US-Vorgaben hinter den strengen CO<sub>2</sub>-Grenzwerten in der EU zurückbleiben, sind sie doch ein wichtiger Schritt in Richtung einer effektiveren Klimapolitik, da der Transportsektor für rund 28 % der gesamten Treibhausgasemissionen in den USA verantwortlich ist.<sup>58</sup>

Neben dem Transportsektor befasst sich die EPA auch mit anderen Emissionsquellen: Ab 2010 wird es eine flächendeckende Messung und Regulierung von Treibhausgasen geben – ein wichtiger erster Schritt, um dann im nächsten Schritt die Emissionen zu reduzieren. Ab dem 1. Januar 2010 müssen große Emittenten von Treibhausgasen mit einem jährlichen Ausstoß von mehr als 25.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent sowie Anbieter von fossilen Brennstoffen, Produzenten von Fahrzeugen und Maschinen sowie Anbieter industrieller Treibhausgase der EPA regelmäßig Bericht erstatten. Diese Regelung deckt rund 85 % der Treibhausgasemissionen ab. Am 30. September 2009 schlug die EPA zudem weitere Regulierungen für stationäre Emittenten vor: Erstens sollen stationäre Anlagen, die mehr als 25.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Jahr ausstoßen und bereits von der EPA ausgestellte Betriebsgenehmigungen (für andere Schadstoffe) besitzen, bei der Verlängerung dieser Genehmigungen (alle fünf Jahre) Schätzungen der jeweiligen Treibhausgasemissionen angeben. Zweitens müssen neue Anlagen und solche, die wesentliche Modifizierungen erfahren, zukünftig die modernsten Verfahren und Technologien zur Minimierung von Treibhausgasen einsetzen, um eine Betriebsgenehmigung zu erlangen. Zudem wies Obama das Energieministerium an, strengere Effizienzkriterien für Haushalts- und Gewerbegeräte einzuführen.

Obama versucht also, einen einheitlichen nationalen Rahmen für die Energie- und Klimapolitik zu setzen. Damit reagiert er auch auf die Forderungen der Unternehmen, die landesweite Regeln und Gesetze einzelstaatlichen vorziehen, um die Einheitlichkeit des inländischen Markts sicherzustellen und Kosten zu senken. Gleichwohl sollen die nationalen Standards den Einzelstaaten genug Freiraum für eine innovative Energie- und Klimapolitik lassen. Die USA blicken auf eine lange Tradition des kompetitiven Föderalismus; die Einzelstaaten sind oftmals Labore für innovative Politiken. Gerade während der vergangenen acht Jahre erwiesen sie sich als dynamische und wichtige Akteure im Klimaschutz, auch wenn die Bush-Administration versuchte, dies zu blockieren: 2007 untersagte die EPA Kalifornien, die Treibhausgasemissionen für Autos zu begrenzen. Die EPA muss (im Sinne des *Clean Air Act*) den Einzelstaaten für Schadstoffregulierungen eine Erlaubnis erteilen, wenn diese über die national geltenden Regeln hinausgehen. Im Falle Kaliforniens verweigerte sie diese Erlaubnis. Die EPA argumentierte, dass Treibhausgase keine Luftschadstoffe seien und damit nicht unter die Bestimmungen des *Clean Air Act* fielen. In einer Reihe von Urteilen stellte der Oberste Gerichtshof 2007 jedoch fest, dass Treibhausgase sehr wohl in den Bereich des *Clean Air Act* fallen (Fall Massachusetts versus EPA). Im Juni 2009 gestattete die

EPA Kalifornien schließlich, eigene und strengere Abgasbegrenzungen für Fahrzeuge als die bisher bundesweit geltenden festzulegen.

Obama engagiert sich aber nicht nur national, sondern auch international für eine neue Energie- und Klimapolitik. Im März 2009 revitalisierte er beispielsweise das *Major Economies Forum on Energy and Climate*, in dem sich 17 der größten Industrie- und Schwellenländer mit dem Klimawandel und der Förderung erneuerbarer Technologien befassen. Beim G20-Gipfel in Pittsburgh im September 2009 setzte sich Obama für eine Vereinbarung ein, die zum Ziel hat, mittelfristig Subventionen für fossile Energieträger in den Mitgliedsländern auslaufen zu lassen. Vor allem aber kehrten die USA unter Obama zum Verhandlungstisch der Vereinten Nationen zurück, nachdem Präsident George W. Bush 2001 dem Kyoto-Protokoll eine endgültige Absage erteilt hatte.

Freilich sind die Erfolge der multilateralen und bilateralen Initiativen bislang überschaubar, ist Obama doch in seinem Handlungsspielraum durch den Kongress stark eingeschränkt. Ein internationales Abkommen muss vom Senat mit einer Zwei-Drittel-Mehrheit ratifiziert werden – ein zumindest zum jetzigen Zeitpunkt schier unmögliches Unterfangen. Wie eng die Handlungsfreiheit der Obama-Administration international ist, zeigte sich beim Klimagipfel in Kopenhagen Anfang Dezember 2009, als die USA ihre Reduktionsziele nicht verbesserten: Bis 2020 sollten die Treibhausgasemissionen um etwa 17 % gegenüber 2005 gesenkt werden – „[...] in Übereinstimmung mit der endgültigen US-Energie- und Klimagesetzgebung“. Dieser Beitrag sollte bis 2025 auf 30 %, bis 2030 auf 42 % und schließlich bis 2050 auf 83 % steigen<sup>59</sup> – ein aus Sicht der EU enttäuschendes Angebot. Denn die Emissionsreduktion würde bis 2020 nicht einmal 4 % betragen, wenn das Basisjahr 1990 als Grundlage genommen wird. Neben der Höhe konkreter CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele gibt es Unstimmigkeit über die grundsätzliche Form des Abkommens. Die Europäer und Entwicklungsländer halten an einem international verbindlichen Vertrag fest. Die USA ziehen hingegen Klimaziele in Übereinstimmung mit nationalem Recht vor.

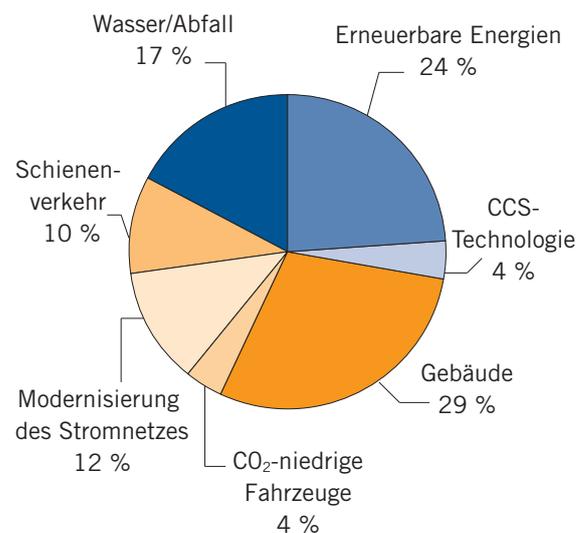
**Rege Tätigkeit des Kongresses: Auf dem Weg zu einer neuen Energie- und Klimapolitik**

Wenig von der ausländischen Öffentlichkeit beachtet, hat der Kongress eines der größten Energiefördergesetze in der Geschichte der USA bereits verabschiedet. Nur wenige Tage nach Obamas Amtsantritt gab der Kongress grünes Licht für das rund 789 Milliarden Dollar schwere Konjunkturpaket. Im *American Recovery and Reinvest-*

*ment Act (ARRA, 2009)*<sup>60</sup> sind insgesamt rund 95 Mrd. Dollar, 12 % des Pakets, für Investitionen in saubere Energieträger und die Schaffung „grüner Arbeitsplätze“ bestimmt: 23 Mrd. Dollar für erneuerbare Energien, 4 Mrd. Dollar für „Carbon Capture and Storage“-Technologie, 52 Mrd. Dollar für Energieeffizienz, von diesen 11 Mrd. Dollar für die Modernisierung des Stromnetzes sowie 16 Mrd. Dollar für Wasser- und Abfallmanagement.<sup>61</sup> Ein wichtiger Schwerpunkt des Programms ist die Verbesserung der Energieeffizienz, beispielsweise im Transportsektor, zum einen durch Elektromobilität, zum anderen durch den Einsatz von Biokraftstoffen der zweiten Generation, d. h. der Herstellungsprozess ermöglicht die Verwertung von Ganzpflanzen und erhöht damit Nutzungsgrad und Ertrag.

Die Ziele der Administration sind ambitioniert, wenn man die Ausgangslage in den USA berücksichtigt. Laut dem *Progress Report* des Weißen Hauses soll beispielsweise die Produktionskapazität für plug-in-hybrid-elektrische Fahrzeuge (PHEF) auf 500.000 im Jahr erhöht werden (etwa 5 % der jährlichen Gesamtproduktion). Auch durch die Modernisierung des Stromnetzes soll Energie eingespart werden. Laut dem Weißen Haus könnte durch ein Smart Grid der Stromverbrauch bis 2030 um 4 % gesenkt werden. Daher will die Administration beispielsweise die Zahl der privaten Haushalte mit intelligenten Stromzäh-

**Abbildung 13: Grüne Investitionen des US-Stimuluspakets ARRA, 2009**



Quelle: HSBC Global Research, 2009



lern (*Smart Meters*) bis 2013 mehr als verdreifachen.<sup>62</sup> Im Stimuluspaket spiegelt sich die Doppelstrategie der Obama-Administration wider: Zum einen soll der strauchelnden Wirtschaft kurzfristig wieder auf die Beine geholfen und die Beschäftigung stabilisiert werden. Zum anderen will Obama hiermit eine langfristig wirkende Transformation der amerikanischen Wirtschaft einleiten.<sup>63</sup>

Das Energieministerium erhielt insgesamt 36,7 Mrd. Dollar des Stimuluspakets, darunter unter anderem 16,8 Mrd. Dollar für das Büro für Energieeffizienz und erneuerbare Energien (*Office of Energy Efficiency and Renewable Energy*), beispielsweise für Zuschüsse zur Förderung der Herstellung fortgeschrittener Batteriesysteme; 6 Mrd. Dollar sind für Umweltmanagement vorgesehen, 4,5 Mrd. Dollar fließen an das *Office for Electricity Delivery and Energy Reliability*. Dem Kreditgarantieprogramm des DOE wurden 4 Mrd. Dollar zugeteilt, dem Büro für fossile Energieträger 3,4 Mrd. Dollar (insbesondere für saubere Kohleenergie und CO<sub>2</sub>-Abscheidung). 1,6 Mrd. Dollar sind für Forschungsaktivitäten vorgesehen.<sup>64</sup> Während bereits für knapp 78 % der Gelder Ausgabengenehmigungen erteilt wurden, ist bislang nur ein Bruchteil dieser Gelder tatsächlich ausgegeben worden (knapp 7 %, Stand Februar 2010). Gründe hierfür sind sowohl Engpässe bei der Bearbeitung und Prüfung der Anträge als auch Umsetzungsprobleme auf einzelstaatlicher und lokaler Ebene.

In beiden Kammern des Kongresses wurde zudem über ein umfassendes Klima- und Energiegesetz verhandelt. Das Repräsentantenhaus verabschiedete im Juni den *American Clean Energy and Security Act of 2009 (ACES, auch bekannt unter dem Namen Waxman-Markey-Gesetz)*, im Senat stand eine Abstimmung über den *Clean Energy Jobs and American Power Act* zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie (Stand Mai 2010) noch aus.

Das Repräsentantenhaus verabschiedete ACES am 26. Juni 2009 knapp mit 219 zu 212 Stimmen. 211 Demokraten, aber nur 8 Republikaner stimmten für das Gesetz; 168 Republikaner und 44 Demokraten sprachen sich gegen die Klimagesetzgebung aus.<sup>65</sup> Während die Abgeordneten aus den Einzelstaaten im Nordosten und an der Westküste mehrheitlich für das Gesetz votierten, spiegelt sich die Skepsis der demokratischen Abgeordneten aus den Südstaaten, den Staaten des Mittleren Westens, die sich durch eine starke verarbeitende Industrie auszeichnen, sowie den Industrie- und Kohleregionen deutlich im Abstimmungsergebnis wider. Kontroverse Punkte waren die Höhe der Versteigerung im Emissionshandel (kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an Schlüsselindustrien), die

Klimaziele für 2020 (Reduzierung der Treibhausgasemissionen) sowie das Ziel für erneuerbare Energien.

Das Gesetz sieht vor, bis 2012 ein Emissionshandelssystem einzuführen. Im ETS sollen ca. 85 % der amerikanischen Emissionsquellen für fünf von sechs Treibhausgasen einbezogen werden. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 17 % sinken (Basisjahr 2005). Laut dem Gesetzesentwurf dürfen die Einzelstaaten dann keine eigenen Emissionshandelssysteme mehr betreiben. Folgende Industrien sind vom Emissionshandelssystem betroffen: Stromproduktion, Erdgas, Erdöl, Produzenten fluorierter Gase, geologische Lagerstätten inklusive CCS-Lagerstätten sowie Produktion und Import von kohlebasiertem Flüssigtreibstoff mit Emissionen von über 25.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent per annum. Die Zuteilung der Emissionsrechte soll bis 2015 weitgehend frei erfolgen (im ersten Jahr sollen beispielsweise nur knapp 17 % versteigert werden). Für mindestens 15 Jahre sollen 44 % der Zertifikate an regulierte Strom- und Gasunternehmen frei zugeteilt werden. Damit sollen die Verbraucher vor Preissteigerungen geschützt werden.

Zudem sind CO<sub>2</sub>-Emissionsausgleichsprojekte (*Carbon Offsets*) von bis zu 2 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> vorgesehen (eine Mrd. Tonnen durch inländische *Offsets*, eine weitere durch internationale Projekte). *Carbon Offsets* sollen Unternehmen ermöglichen, unvermeidliche Treibhausgasemissionen durch Klimaschutzmaßnahmen an einem anderen Ort zu neutralisieren. Das generöse Offset-Programm war unter anderem notwendig, um die Unterstützung aus den Agrarstaaten des Mittleren Westens der USA zu sichern. Für den Agrarsektor bedeuten die inländischen *Carbon Offsets* eine lukrative neue Einnahmequelle.<sup>66</sup> Insgesamt, so schätzt die EPA, werden sich die Einnahmen auf ca. 1,2 bis 18,8 Mrd. Dollar im Jahr belaufen – je nachdem, wie stark auf die *Offset*-Möglichkeiten im Agrarsektor zurückgegriffen wird.<sup>67</sup>

ACES legt zudem erstmalig ein bundesweites Quotenziel für erneuerbare Energien im Bereich der Stromerzeugung fest: Bis 2021 sollen mindestens 15 % des Stromverbrauchs in jedem Staat aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Dabei werden die Versorgungsunternehmen verpflichtet, einen bestimmten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien anzubieten. Die Einzelstaaten haben die Möglichkeit, diesen durch mehr Energieeffizienz zu reduzieren. Es wäre der erste bundesweit verbindliche *Renewable Electricity Standard*, sollte das Gesetz vom gesamten Kongress verabschiedet werden. Allerdings würden die Einzelstaaten weiterhin das Recht behalten, eigene Quoten für erneuerbare Energien beizubehalten beziehungsweise einzuführen, die aber die

Bundeswerte nicht unterschreiten dürften. Geplant sind überdies gesetzliche Standards und finanzielle Förderung für Energieeffizienz (beispielsweise führt ACES höhere Effizienzstandards für Gebäude ein) und CCS. Die Einzelstaaten sollen baurechtliche Standards erlassen, um die Energieeffizienz privater Gebäude bis 2014 und öffentlicher Gebäude bis 2015 um 50 % zu verbessern. Wird ein solcher Standard nicht erlassen, gelten automatisch die bundesstaatlichen baurechtlichen Standards.<sup>68</sup> Schließlich ist der Präsident ab 2020 angehalten, Grenzgleichsmaßnahmen gegenüber treibhausgasintensiven Importen aus Ländern ohne verbindliche Klimaschutzziele zu ergreifen.

Während im Repräsentantenhaus ACES diskutiert wurde, brachten die Demokraten John Kerry (Vorsitzender des Auswärtigen Ausschusses) und Barbara Boxer (Vorsitzende des Umweltausschusses) am 30. September 2009 ein umfassendes Klimagesetz in den Senat ein, den *Clean Energy Jobs and American Power Act*: Bis 2020 soll eine Treibhausgas-Reduktion von 20 %, bis 2050 eine Reduktion um 83 % erzielt werden. Zwar beinhaltet der Vorschlag auch eine Vielzahl weiterer Maßnahmen, Fragen der Energiepolitik wurden jedoch weitgehend ausgespart. Der Kerry-Boxer-Entwurf ist hoch umstritten, was sich auch im Abstimmungsergebnis des Umweltausschusses widerspiegelt: Am 5. November 2009 stimmte der Ausschuss mit 11:1 Stimmen – bei Abwesenheit aller Republikaner – für den Gesetzesentwurf. Damit konnte der Entwurf zwar an die anderen relevanten Ausschüsse weitergeleitet werden, große Chancen werden ihm allerdings nicht mehr zugesprochen. Strittig sind neben den noch nicht abschätzbaren langfristigen Kosten für die Industrie ähnlich wie bei ACES die Förderung der Kernkraft und der sauberen Kohletechnologien, die Öffnung der Küstengewässer für Öl- und Gasbohrungen sowie die Zwischenziele für Treibhausgas-Reduktionen.<sup>69</sup> Auch das Offset-Programm steht im Kreuzfeuer der Kritik; der Senatsentwurf geht hier noch einen Schritt weiter als ACES: Einbezogen werden Kohleminen, Deponien (aufgrund ihres Methan-ausstoßes) und der Erdgassektor. Unternehmen, die dem ETS unterliegen, wäre es demnach möglich, durch Projekte (beispielsweise durch Investitionen in Effizienzsteigerungen) in diesen Bereichen *Offsets* zu generieren.

Mehr Chancen wurden dem parteiübergreifenden Kompromissvorschlag von John Kerry und dem Republikaner Lindsey Graham zugesprochen. Neben der starken Befürwortung der CCS-Technologie („Die Vereinigten Staaten sollten sich zum Ziel nehmen, das Saudi-Arabien der sauberen Kohle zu werden“) forderten die Senatoren einen Kompromiss bei der Exploration weiterer Öl- und Gasvorkommen (auch *Offshore*-Bohrungen im bislang

geschützten Festlandssockel in Atlantik und Pazifik) sowie eine Förderung der Kernenergie. Auch Importsteuern für treibhausgasintensive Produkte aus weniger klimapolitisch ambitionierten Ländern sahen sie als notwendig an. Schließlich sprachen sich Kerry und Graham, denen sich der unabhängige Senator Joe Lieberman angeschlossen hatte, für die Einrichtung eines Mindest- und eines Höchstpreises für Emissionszertifikate im bundesweiten Emissionshandelssystem aus.<sup>70</sup>

Präsident Obama begrüßte die Initiative und sagte, dass er „die Suche nach nachhaltigen Wegen unterstütze, um die heimischen Öl- und Gasreserven zu erschließen“.<sup>71</sup> Zudem betont er, dass es „keinen technologischen Grund gibt, warum wir Kernenergie nicht in einer sicheren und effektiven Weise nutzen könnten“.<sup>72</sup> Um die parteipolitischen Gegensätze im Senat zu überbrücken und einen Kompromiss zu erleichtern, gab Obama Mitte Februar 2010 bekannt, dass die Regierung beim Bau von zwei Kernkraftwerken im Einzelstaat Georgia eine Kreditbürgschaft in der Höhe von 8,3 Mrd. Dollar übernehmen werde.<sup>73</sup> Zudem stellte der Präsident gemeinsam mit Innenminister Ken Salazar am 31. März 2010 die Planungen zur Exploration sowie Öl- und Gasförderung in Küstenregionen für 2007–2012 und 2012–2017 vor. Bis 2012 sollen nun Prüfungen potenzieller Öl- und Gasförderstätten im Outer Continental Shelf (Kontinentalschelf, OCS) vor den Küsten diverser Einzelstaaten möglich sein. 2012–2017 sollen gegebenenfalls neue Förderlizenzen vergeben werden.

Trotz dieses Entgegenkommens stellte es sich für die demokratische Parteiführung als ausserordentlich schwer dar, genug Stimmen fuer ein Klimagesetz zu gewinnen. Die Chancen fuer einen Kompromiss sanken dabei noch einmal, als die Demokraten mit der Wahl des Republikaners Scott Brown in den Senat (der Senatsitz für Massachusetts war seit dem Tod des Demokraten Ted Kennedy 2009 nicht besetzt) die sogenannte *Super Majority* von 60 Stimmen verloren. Diese ist notwendig, um einen Filibuster zu unterbrechen. Mit diesen Dauerreden kann die Minderheitspartei nun verhindern, dass ein Gesetzesentwurf zur Abstimmung gebracht wird. Dies gilt auch für das Klima- und Energiegesetz.

Ein Kompromiss wird sich nur mit einem deutlich niedrigeren Ambitionsniveau realisieren lassen. Anfang März 2010 erklärte John Kerry zwar, er hoffe, dass noch in diesem Monat in der Kammer eine Kompromisslösung bei dem Klimaschutzgesetz gefunden werden könne. Senator Graham kündigte indes an, dass die Emissionshandels-gesetze im Repräsentantenhaus und im Senat tot seien und das Konzept des Emissionshandels ersetzt werde.

Die Senatoren schlugen daher vor, den Emissionshandel zunächst nur auf Stromerzeuger zu beschränken. Erst in einem zweiten Schritt sollte dann der Emissionshandel auch auf größere Industrieanlagen ausgedehnt werden. Im Transportsektor sollte eine Reduktion der Emissionen hingegen durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer erzielt werden.

Nur einen Tag, bevor der neue Gesetzesvorschlag vorgelegt werden sollte (Ende April), entzog Lindsey Graham dem Vorhaben seine Unterstützung. Damit ging der vermutlich einzige Unterstützer aus den Reihen der Republikaner verloren. Graham war über die demokratische Parteiführung im Kongress verärgert, da diese seiner Meinung nach aus wahltaktischen Gründen die gerade unter Republikanern äußerst umstrittene Einwanderungsreform vorzöge, um sich in den Kongresswahlen Stimmen von Wählern lateinamerikanischer Herkunft zu sichern. Kerry und Lieberman legten schließlich ohne republikanische Unterstützung am 12. Mai 2010 einen sogenannten Diskussionsentwurf (Discussion Draft) vor. Demnach sollen Treibhausgasemissionen ausgehend vom Basisjahr 2005 bis 2020 um 17 % und bis zum Jahr 2050 um 83 % reduziert werden. Der American Power Act sieht vor, Treibhausgasemissionen sektoral zu reduzieren: Ab 2013 müssen Energieversorger ihre Emissionen im Rahmen eines Emissionshandelssystems senken. Ebenfalls ab 2013 müssen Lieferanten von raffinierten Petroleumprodukten (Transportsektor) vier Mal im Jahr Zertifikate zur Deckung ihrer Emissionen ankaufen. Erst ab 2016 würden auch große Emittenten in der Industrie einbezogen werden. Insgesamt ist der Entwurf deutlich weniger ambitioniert als die ursprüngliche Boxer-Kerry-Vorlage. Durch den Untergang der Explorationsplattform Deepwater Horizon ist die Lage im Kongress noch einmal komplizierter geworden. Unter den Demokraten hat sich eine deutliche Opposition gegen eine Ausdehnung der

Offshore-Förderung gebildet. Ende März sprachen sich zehn demokratische Senatoren aus Küstenstaaten in einem Brief an Kerry, Graham und Lieberman gegen ein Klimagesetz aus, das mehr Offshore-Förderung gestattet.

Die beiden Senatoren hielten zwar an Offshore-Ölbohrungen fest, angesichts der Ölkatastrophe und der Kritik aus den Küstenstaaten sieht der Entwurf jedoch vor, dass die Einzelstaaten über die Zulassung entscheiden dürfen, wenn das Vorhaben nicht mehr als 75 Meilen vom Ufer entfernt ist. Zudem sollen Staaten 37,5 % der Einnahmen aus der bundesstaatlichen Lizenzvergabe erhalten. Darüber hinaus sieht das Gesetz eine Förderung sauberer Kohle und Atomenergie vor. Damit allein werden sich jedoch kaum weitere Stimmen unter den Republikanern gewinnen lassen. Zudem ist nicht sicher, ob die Einschränkungen zur Offshore-Ölförderung tatsächlich die demokratischen Senatoren aus den Küstenstaaten beruhigen. Senator Bill Nelson aus Florida kündigte beispielsweise an, jeden Entwurf mit einem Filibuster zu belegen, der Offshore-Förderung vorsieht.

Die Kerry-Lieberman-Vorlage ist umstritten. Im Juni 2010 schlug daher der republikanische Senator Richard Lugar ein Energiegesetz mit noch niedrigerem Ambitionsniveau vor, dem sich Senator Graham anschloss. Der Vorschlag setzt vor allem auf eine Verbesserung der Energieeffizienz. Die Einführung eines Emissionshandelssystems ist nicht vorgesehen. Zwar will Harry Reid, Mehrheitsführer im Senat, bis zum Unabhängigkeitstag am 4. Juli ein Klima- und Energiegesetz zur Abstimmung bringen, doch die Chancen stehen alles andere als gut. Und je näher die Zwischenwahlen des Kongresses rücken, desto unwahrscheinlicher wird ein Votum über die auch in der Bevölkerung kontroverse Klimagesetzgebung

### **Energiepolitisches Instrumentarium der Einzelstaaten**

Mit den *Renewable Portfolio Standards* (RPS) wird der zukünftig angestrebte Anteil an erneuerbaren Energien am Strommix festgelegt. In den meisten einzelstaatlichen RPS sind handelbare Zertifikate für erneuerbare Energien, *Renewable Energy Credits*, vorgesehen, die den Stromerzeugern eine flexiblere Erfüllung dieser Zielquote ermöglichen. *Green Pricing Programs* sind Angebote von Energieversorgern, bei denen Stromkunden gegen Aufpreis erneuerbare Energien beziehen können. Zu den distributiven Förderpolitiken gehören die *State Rebate Programs*, Steuervergünstigungen beispielsweise für die Produktion von Strom aus erneuer-

baren Energiequellen (*Production Tax Credits*) und für Investitionen in erneuerbare Energien (*Investment Tax Credits*) sowie die Förderung der Einspeisung von erneuerbaren Energien, mit dem Ziel, kleine Stromerzeugungsanlagen zu unterstützen (*Net Metering*). *Public Benefit Funds* sind Förderfonds, die aus Extraabgaben der Konsumenten an die Stromversorger gespeist werden und unter anderem der Finanzierung von Energieeffizienz oder Forschungs- und Entwicklungsprogrammen dienen. Schließlich sind noch gesetzliche Förderprogramme für Forschung und Entwicklung sowie Infrastrukturförderung zu nennen.<sup>74</sup>

Sollte das Klimagesetz im Kongress scheitern, bleibt Obama immer noch die Option, Energie- und Klimapolitik über Verordnungen zu betreiben. Ob Obama die EPA für die Einführung eines Emissionshandelssystems nutzen wird, ist aber fraglich. Zum einen ist juristisch nicht klar, dass dies tatsächlich möglich wäre. Zum anderen würde er damit Stimmen im Kongress (auch aus der eigenen Partei) für andere wichtige Gesetzesinitiativen verlieren. Bereits der Gefährdungsbefund der EPA ist hoch umstritten. Im Senat legte die Republikanerin Lisa Murkowski Ende 2009 eine Resolution vor, die das Urteil der EPA aufheben und damit einen herben Rückschlag für die Klima- und Energiepolitik der Obama-Administration bedeutet hätte. Die Resolution wurde mit 53 zu 47 Stimmen abgelehnt – ein kleiner Erfolg für Obama. Wie umstritten seine Klimapolitik ist, zeigt jedoch, dass alle Republikaner, darunter auch erhoffte Ja-Stimmen für das Klimagesetz, und sechs Demokraten für die Resolution stimmten.

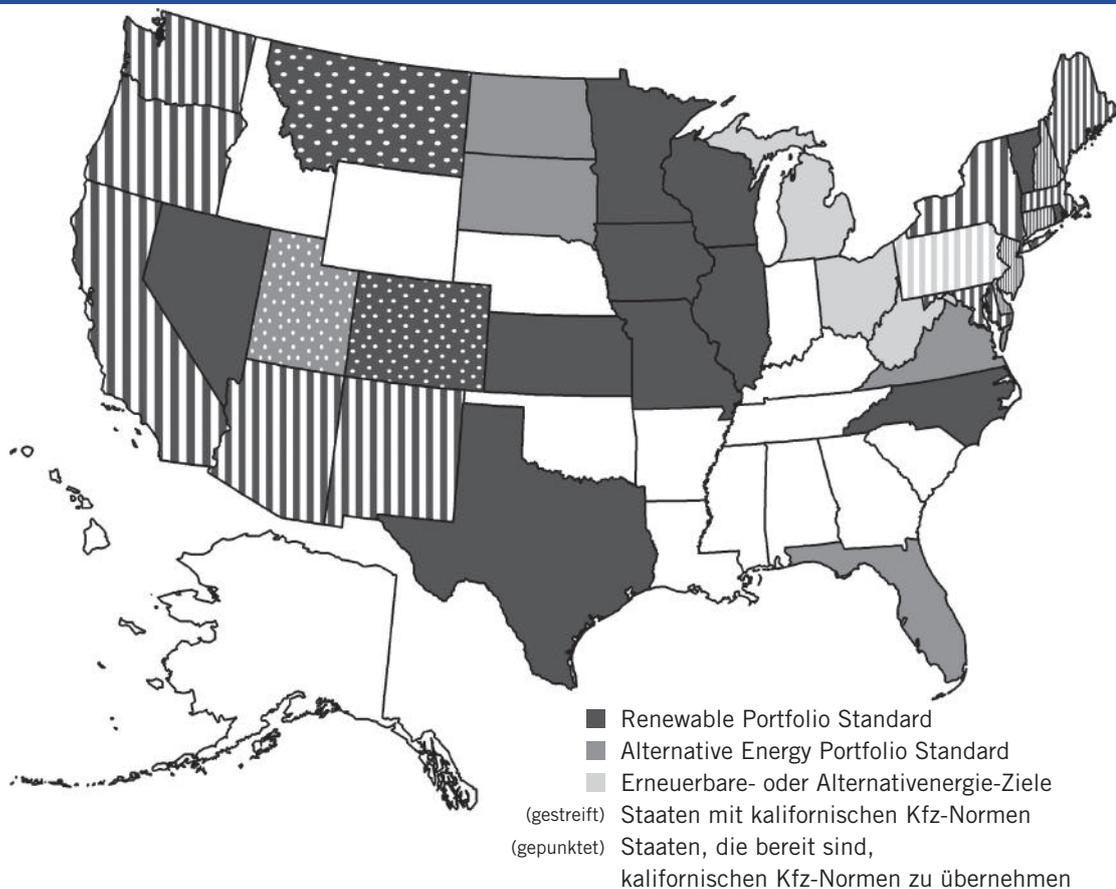
## Die Energiepolitik der Einzelstaaten

Der Spielraum, den bundesstaatliche Vorgaben für die Energiepolitik der Einzelstaaten lassen, ist groß, mit der Konsequenz, dass die Politiker mitunter stark divergieren. In den vergangenen Jahren haben viele Einzelstaaten den hohen Grad an Autonomie genutzt, um ehrgeizige Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen.

### **Die Einzelstaaten: Wichtige Akteure in der US-Energie- und Klimapolitik**

Den Einzelstaaten steht ein breites energiepolitisches Instrumentarium zur Verfügung, darunter angebotsorientierte und distributive Förderpolitiken. Das jeweilige Regulierungssystem und die Wahl der Instrumente hängen von der Energieproduktion, dem Energiemix und der Wirtschaftsstruktur im jeweiligen Einzelstaat ab. Die Einzelstaaten unterscheiden sich zudem im Ausmaß

**Abbildung 14: Klimaschutzpolitische Maßnahmen in den Einzelstaaten**



Quelle: Pew Center on Global Climate Change, 2010

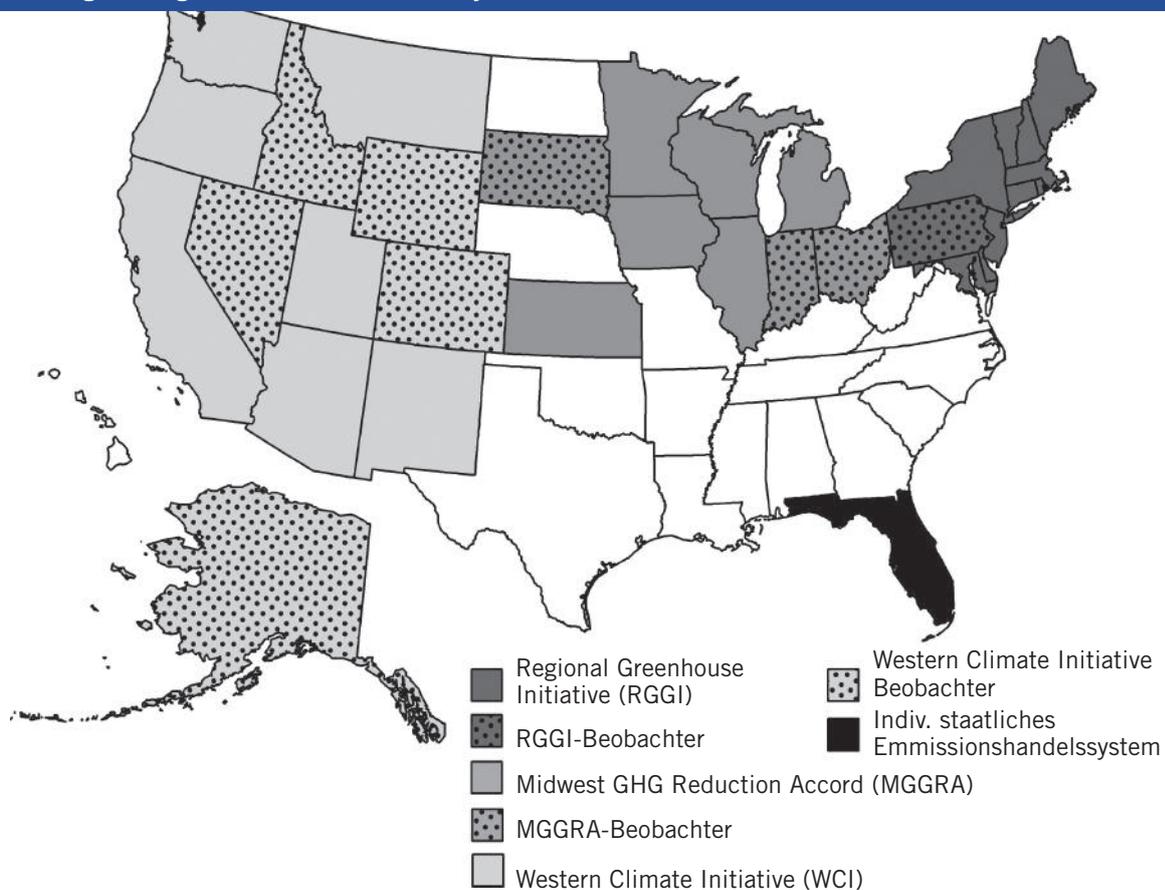
von Marktöffnung und Deregulierung ihres Energiesektors.

29 von 50 Einzelstaaten haben *Renewable Portfolio Standards* (RPS) eingeführt. Die Unterschiede der RPS-Systeme hinsichtlich der Quotenhöhe, des Zeithorizonts, der Strafen bei Nichterfüllung und der Zusatzvorgaben, die auf bestimmte Technologien abzielen (beispielsweise Quoten für Solarenergie), sind dabei allerdings gravierend. Zudem haben nicht alle von ihnen verpflichtenden Charakter. Entsprechend stark variieren die Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien. Besonders ambitioniert im US-weiten Vergleich sind die Standards beispielsweise in Kalifornien (20 % Anteil erneuerbarer Energien bis 2010 und 33 % bis 2020) oder auch New York (24 % bis 2013).<sup>75</sup> Insbesondere Einzelstaaten mit einem hohen Anteil von Kohle, Gas und Erdöl an der eigenen Energiegewinnung wie Indiana (88 % der gesamten Energieproduktion entfiel 2007 auf Kohle) oder auch Kentucky

(2007: 95 % der eigenen Energieproduktion aus Kohle) haben bislang keine RPS.

Auch andere Politikmaßnahmen (Effizienz- und Baustandards) sind mittlerweile weit verbreitet. Bis heute haben 15 Einzelstaaten Emissionsstandards für den Transportsektor eingeführt. Zudem erließen mehrere Einzelstaaten Gesetze zur Reduzierung von Treibhausgasen, darunter verbindliche Obergrenzen für THG-Emissionen (u. a. Kalifornien, Hawaii, Illinois und New Jersey). Beispielsweise legte Pennsylvania Anfang Oktober 2009 einen Aktionsplan zur Reduzierung seiner Treibhausgasemissionen um 30 % bis 2020 vor. Dies ist nicht unbedeutend, da der Einzelstaat der drittgrößte Emittent in den USA nach Texas und Kalifornien und vor Ohio, Florida und Illinois ist.<sup>76</sup> Schließlich nimmt das Interesse an der Einführung von Einspeisevergütungsmodellen (*Feed-in Tariffs*) nach deutschem Vorbild stetig zu. In mehreren Einzelstaaten und auf regionaler Ebene wird ein entsprechendes Ge-

**Abbildung 15: Regionale Emissionshandelssysteme in den USA**



Quelle: Pew Center on Global Climate Change, 2010

setz zur Förderung von Strom aus Wind, Wasser und Sonnenenergie diskutiert oder ist bereits beschlossen.<sup>77</sup> Dies ist insofern eine neue Entwicklung als traditionell in den USA große Vorbehalte gegenüber diesem Modell bestehen; die *Feed-in Tariffs* galten lange Zeit als marktverzerrend und altmodisch.<sup>78</sup>

Auch wenn sich die Ziele und Regulierungen der Einzelstaaten deutlich unterscheiden, gibt es mehrere regionale Initiativen. Anfang Oktober 2009 unterzeichneten beispielsweise die Gouverneure der elf Staaten der *Midwestern Governor Association* den *Midwestern Energy Infrastructure Accord* zur Förderung der Entwicklung und Verbreitung von CCS, eines intelligenten Stromnetzes und an-

derer sauberer Energietechnologien in der Region. Anfang 2010 gründeten elf Einzelstaaten der Ostküste (darunter Maine, Maryland und Massachusetts) zusammen mit dem Innenministerium ein Konsortium, um die Genehmigung von Offshore-Windanlagen zu beschleunigen.<sup>79</sup>

Zudem wurden in den vergangenen Jahren drei regionale Emissionshandelssysteme gegründet: die *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI, seit 2003) an der Ostküste, die Initiative für den *Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accord* (MGGRA, seit 2007) und die *Western Climate Initiative* (WCI, seit 2007) an der Westküste. RGGI hat bereits ihre Tätigkeit aufgenommen; die erste Auktion von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten fand im September

### **Akzeptanz in der Bevölkerung: Die Sensibilität für den Klimaschutz steigt**

In den vergangenen Jahren ist die Sensibilität für das Thema Klimaschutz in der Bevölkerung deutlich gestiegen. Hohe Energiepreise und die steigende Abhängigkeit von ausländischen Energiequellen, die Folgen des Wirbelsturms Katrina (2005), Al Gores Dokumentarfilm *An Inconvenient Truth* (2006) und verschiedene Studien zur „Sicherheitsbedrohung Klimawandel“ erhöhten die Wahrnehmung und Sensibilität für das Thema in der Bevölkerung. Während laut einer Gallup-Umfrage von 2004 nur 28 % der Befragten der Meinung waren, dass der Klimawandel gefährliche Auswirkungen für die Menschheit habe beziehungsweise in den kommenden zehn Jahren haben werde, war dieser Anteil 2007 auf 48 % gestiegen. 2007 befürworteten 62 % der Befragten entscheidende Maßnahmen zum Klimaschutz; 68 % sprachen sich sogar dafür aus, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 90 % zu reduzieren. Auch wenn das Bewusstsein für den Klimawandel gestiegen ist, genießt das Thema angesichts der Wirtschaftskrise für die Bevölkerung aktuell jedoch keine Priorität (von 21 Themen landete es in der Prioritätenliste der Bevölkerung für 2010 auf dem letzten Platz). Vor allem ist nach wie vor die Mehrheit der Bevölkerung gegen einen Klimaschutz, der das Wirtschaftswachstum verlangsamt. Laut einer Umfrage des German Marshall Funds (2009) sind nur 43 % bereit, eine solche Klimaschutzpolitik zu tragen.

Laut dem jüngst vom *United States Global Change Research Forum* der US-Klimabehörde NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) vorgelegten Bericht *Global Climate Change Impacts in the United States* sind die Auswirkungen des Klimawandels auch in den USA bereits deutlich zu spüren, darunter die Zunahme von extremen Wetterphänomenen, Über-

schwemmungen und Waldbränden. Eine Reihe amerikanischer Forschungsinstitute hat darüber hinaus vor den Auswirkungen des Klimawandels auf die nationale Sicherheit gewarnt. Inzwischen befassen sich sowohl das Militär als auch die Geheimdienste mit den sicherheitspolitischen Herausforderungen der Erderwärmung. Im Frühjahr 2007 veröffentlichte das *Center for Naval Analysis* den Bericht *National Security and the Threat of Climate Change*. In ihm warnt das *Military Advisory Board*, eine Beratungsgruppe von elf der anerkanntesten Drei- und Viersterneadmiräle und -generäle der USA, vor den Sicherheitsrisiken des Klimawandels. Das Verteidigungsministerium widmete sich den Auswirkungen des Klimawandels auf die Sicherheitspolitik in seiner 2010 Quadrennial Defense Review.

In der Bevölkerung umstritten sind vor allem die Exploration weiterer Öl- und Gasvorkommen, allen voran Offshore-Bohrungen sowie die Förderung von Kohle und CCS. Nicht nur NGOs wie *Public Employees for Environmental Responsibility*, sondern auch die NOAA warnen vor einer erhöhten Fördertätigkeit in weiten Teilen vor der Küste Alaskas. Daneben hat auch die Anti-Kohlebewegung an Stärke gewonnen (darunter die *Sierra Club*, die *Reality Coalition* und das *Coal Free Future Project*). Sie kritisieren nicht nur die Umwelt- und Klimaauswirkungen einer stärkeren Kohleförderung. Sie warnen vor allem auch vor den Risiken, die mit der CCS-Technologie verbunden sind – beispielsweise die mögliche Auflösung weicherer Gesteinsschichten und der enorme Druck, unter dem die Verpressung von CO<sub>2</sub> stattfindet, sowie die mögliche Verdrängung salzhaltigen Wassers in das Grundwasser. CCS ist in ihren Augen lediglich ein grünes Feigenblatt für die Energiekonzerne und die Kohlekraftwerke.

2008 statt. Die beiden anderen Initiativen der Westküste und des Mittleren Westens befinden sich noch in der Anfangsphase: Der Emissionshandel in der WCI soll 2012 anlaufen, für den *Midwestern Accord* gibt es noch keine Fristen. Die Ziele der WCI sind ambitioniert: Neben Kohlendioxid sollen auch andere Treibhausgase in den Handel einbezogen werden. Zudem sollen nicht nur der Ausstoß von Kraftwerken, sondern auch anderer treibhausgasemittierender Industrien sowie des Transportsektors reguliert werden. Mitte Juni 2009 kamen erstmals Vertreter aus Kalifornien, der RGGI, der MGGRA und der WCI zusammen, um eine Verknüpfung der regionalen Emissionshandelssysteme zu besprechen, sollte die bundesstaatliche Initiative im Kongress scheitern. Insgesamt entfällt auf die beteiligten Einzelstaaten rund ein Drittel der Gesamtemissionen der USA. Sie sind Heimat der Hälfte der US-Bevölkerung und produzieren rund die Hälfte des amerikanischen Volkseinkommens.<sup>80</sup>

### **Spannungsfelder zwischen den Einzelstaaten und der Bundesregierung**

In der Umsetzung seiner Energie- und Klimaagenda ist Obama auf die Einzelstaaten angewiesen. Während sich diese unter der Bush-Administration als dynamische Akteure und wichtige Quelle von Innovation in der Klima- und Energiepolitik erwiesen, könnten hier auch neue Spannungen auftreten bei: 1. der Modernisierung des amerikanischen Stromnetzes und der Schaffungen eines Super (Smart) Grids, 2. der Etablierung bundesweiter Standards (*Renewable Portfolio Standard*, Baustandards und Effizienzstandards), 3. der Förderung von Kohleenergie und CCS-Technologie und 4. der Schaffung eines US-weiten Emissionshandelssystem. Diese Spannungen ergeben sich vor allem aus den erheblichen Unterschieden zwischen den Einzelstaaten: ihrer Energieproduktion, ihrem Strommix, ihrer regionalen Verflechtung, ihrer Wirtschaftsstruktur sowie ihren Standards und Regulierungen.

Zurzeit ist das Stromnetz regional ausgerichtet. Diese Fragmentierung, die auch als Balkanisierung des Stromnetzes bezeichnet wird, ist nicht nur ineffizient, sondern auch teuer. Barack Obama und der Kongress planen daher eine Modernisierung des Stromnetzes. Laut der *Interstate Commerce Clause* ist die Bundesregierung zwar für die Regulierung des Handels zwischen den Einzelstaaten zuständig. Reguliert wird das Netzwerk von der *North American Electric Reliability Corporation* (NERC). Erschwert wird die Schaffung eines Supernetzes jedoch durch Zuständigkeitsprobleme für die Stromsektorregulierung zwischen Bund und Einzelstaaten. So obliegt es beispielsweise den Einzelstaaten, Genehmigungen für den Bau neuer Leitungen zu erteilen. Die Hürden sind

aber nicht allein technischer Natur, sondern resultieren auch aus der Opposition auf lokaler Ebene gegen den Neubau von Übertragungsleitungen und gegen die hohen Investitionskosten. Angesichts der bereits gestiegenen Elektrizitätskosten stemmen sich viele Einzelstaaten und Kommunen gegen eine Beteiligung an den Modernisierungskosten. Zudem fürchten einige Einzelstaaten, dass durch ein neues Super Grid die Konkurrenz durch Energien aus anderen Einzelstaaten steigen und die Entwicklung eines eigenen Erneuerbare-Energien-Sektors hemmen könnte.

Die Etablierung bundesweit geltender Standards könnte ebenso zu Spannungen zwischen der Bundesregierung und den Einzelstaaten führen. Im Bereich der *Renewable Portfolio Standards* sehen die Gesetzesvorlagen des Kongresses einen bundesweiten Standard vor, der Flexibilität nach oben lässt, gleichwohl klare Mindeststandards setzt. Gerade diejenigen Einzelstaaten, die bislang niedrige Standards hatten (darunter viele Kohlestaaten), verweisen unter dem Stichwort *States Rights* jedoch darauf, dass das Thema Stromversorgung ihrer Jurisdiktion und nicht derjenigen der Bundesregierung unterliegt. Es wäre nicht das erste Mal, dass der Oberste Gerichtshof (*Supreme Court*) über Kompetenzstreitigkeiten zwischen der Bundesregierung und den Einzelstaaten entscheiden muss und das Urteil zugunsten Letzterer ausfällt.

Ein dritter Bereich, in dem zahlreiche Hürden für die Obama-Administration zu überwinden sind, ist die Förderung von Kohleenergie und CCS-Technologien. Beide spielen in den Gesetzesvorschlägen des Repräsentantenhauses und des Senats eine wichtige Rolle. Problematisch für den Ausbau und die Förderung von *Clean Coal* könnte sich hier die wachsende Opposition der Anti-Kohlebewegung wie beispielsweise die *Reality Coalition* (zahlreiche Umweltorganisationen zusammen mit Hollywood-Stars) erweisen.

Ein viertes Spannungsfeld ist die Schaffung eines bundesweiten Emissionshandelssystems, das die drei regionalen Initiativen ersetzen soll. Ein bundesweites Emissionshandelssystem bietet den Vorteil, dass auch zögerliche Einzelstaaten erfasst werden und unnötige Kosten für die Industrie durch verschiedene Regulierungsräume vermieden werden. Die Gouverneure der Einzelstaaten, die am *Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accord* teilnehmen, haben daraus Konsequenzen gezogen: Sie kündigten Mitte September an, ihre Initiative auszusetzen und sich stattdessen auf Maßnahmen zu konzentrieren, die komplementär zu den Initiativen der Bundesregierung sind, wie beispielsweise die Implementierung eines strengeren Standards für erneuerbare Energien.

## Ausblick: Obamas Energiepolitik öffnet transatlantische Kooperationsmöglichkeiten – aber die Hürden bleiben bestehen

Eine energiepolitische Kooperation mit den USA ist wünschenswert: Nicht nur zählen die USA wie Europa zu den größten Nettoimporteuren von Energie und stehen ähnlichen geostrategischen, ökonomischen sowie technologischen Herausforderungen gegenüber. Gemeinsame Interessen gibt es im Bereich erneuerbarer Energien, Stromnetze und CCS. Außerdem haben beide Akteure große Vorbildfunktion und Gewicht, wenn es darum geht, die Transformation des Energiesystems hin zu einer nachhaltigeren, kohlenstoffarmen Energieversorgung voranzutreiben. Zugespielt kann man sogar sagen, dass eine transatlantische Zusammenarbeit eine der Grundvoraussetzungen ist, um die zwei von der IEA bereits im *World Energy Outlook 2008* formulierten Herausforderungen – die Bekämpfung der Energiearmut und den Umbau zu einem nachhaltigen Energiesystem – global zu meistern. Durch die neue Energiepolitik der Obama-Administration hat sich hier ein Fenster für eine stärkere Zusammenarbeit geöffnet.

Dafür spricht auch der am 4. November 2009 gegründete neue transatlantische Energierat. Die USA werden in dem hochrangig besetzten Gremium von Außenministerin Hillary Clinton und Energieminister Steven Chu vertreten, die EU von den zuständigen Kommissaren für Außenbeziehungen, Energie und Forschung. Im Rat sollen ein vertiefter Dialog zu strategischen Energiefragen wie Versorgungssicherheit und Förderung CO<sub>2</sub>-armer Energiequellen geführt sowie die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Energietechnologien gestärkt werden. Ein jährlicher Energiegipfel soll abwechselnd in den USA und in der EU stattfinden. Die Abschlussdeklaration des EU-USA-Gipfels 2009 nennt als Ziel für den Energierat unter anderen die stärkere Zusammenarbeit beim Thema Energiesicherheit durch Diversifizierung der Energiequellen (darunter LNG, Solar, Wind und Biokraftstoffe) und der Transportwege. Zudem soll gemeinsam auf stabilere und transparente Energiemärkte, insbesondere für Öl, Gas und Elektrizität, hingearbeitet werden. Gemeinsam soll an einer Verbesserung der Energieeffizienz gearbeitet und die Forschung zu Kernenergie und CCS intensiviert werden.<sup>81</sup> Der EU-US-Energierat hat bislang drei Arbeitsgruppen eingerichtet: zu Energiesicherheit, Energiepolitik und Energietechnologie. Innerhalb des 2007 geschaffenen Transatlantischen Wirtschaftsrats (TEC) soll ein Fokus auf der Erarbeitung gemeinsamer Normen und Standards in der Automobilindustrie (insbesondere im Bereich der Elektromobilität) liegen. Ein weiterer Anknüpfungspunkt besteht bei der gemeinsamen Standardentwicklung für Smart Grids. Schließlich wollen die beiden Partner stärker beim Thema Technologietransfer und Schutz geistigen Eigentums zusammenarbeiten.

Bislang fällt die transatlantische Kooperation jenseits von Projekten der kommerziellen und wissenschaftlichen Zusammenarbeit allerdings gemischt aus. Dass die USA und die EU, obwohl sie in vielen anderen Wirtschaftsbereichen stark integriert sind, bislang weder in multilateralen noch in bilateralen Foren über deklaratorische Ziele hinausgekommen sind, liegt sicherlich in den unterschiedlichen Positionen zur Energie- und Klimapolitik der Vergangenheit begründet: Während die EU auf eine Steigerung der Energieeffizienz und Senkung des Verbrauchs setzte, ging die Bush-Administration das Energieproblem über eine Steigerung des Angebots an. Während sich die EU nicht scheute, regulativ in die Energiemärkte einzugreifen, vertraute die Bush-Administration auf die Marktkräfte und technologische Innovation. Zwar hat Obamas Energie- und Klimapolitik, die nicht vor regulativen Eingriffen Halt macht, hier neue Kooperationsmöglichkeiten geschaffen, doch muss abgewartet werden, inwieweit der US-Präsident seine ambitionierten Ziele tatsächlich durchsetzen kann. Der Klimagipfel in Kopenhagen hat einmal mehr gezeigt, wie schwierig angesichts der innenpolitischen Lage in den USA eine transatlantische Zusammenarbeit in Fragen von Klima und Energie nach wie vor ist.

Dass sich ein transatlantischer energiepolitischer Konsens nur mühsam erarbeiten lassen wird, liegt neben den innenpolitischen Hürden in den USA auch daran, dass die beiden Partner beim Energieimport beziehungsweise beim Thema Energiesicherheit unterschiedliche Bezugspunkte haben: Für Europa und Deutschland bleibt dies nicht zuletzt Russland. Für die USA ist es traditionell der Nahe Osten, aber auch Venezuela, das zunehmend in den Fokus rückt. Das US-amerikanische Koordinatensystem verschiebt sich vom atlantischen, in den pazifischen Raum. China wird wesentlich mehr als Konkurrent um knappe Ressourcen wahrgenommen als in Europa. Entsprechend genau wird die Entwicklung in China beobachtet und in US-amerikanische Entscheidungen auch und gerade bei der Klimapolitik einbezogen.

Hinzu kommt, dass die Ausgangslagen in Bezug auf Marktanteile, Energieintensität und Treibhausgasemissionen durchaus unterschiedlich ausfallen.

Die US-amerikanischen Energiemärkte sind die größten der Welt und haben insofern auch Leitmarktfunktion. Neben Russland sind die USA der wichtigste Ölproduzent außerhalb der OPEC, womit ihnen ein entscheidendes Gewicht bei der Lösung zweier drängender Probleme zukommt: Preisvolatilitäten und chronische Unterinvestitionen, auch bedingt durch mangelnde Datentransparenz. Auch wenn beide, die USA und die EU, Öl-Nettoimpor-



**Tabelle 1: Energieindikatoren im Vergleich, 2007**

Indikatoren	Deutschland	USA	EU	Welt
<b>Bevölkerung</b> (Millionen)	82,26	302,09	495,97	6.609
<b>Bruttoinlandsprodukt (BIP)</b> (Milliarden, 2.000 USD)	2.065,35	11.468	9.827,28	39.493
<b>BIP (in Kaufkraftparität, PPP)</b> (Milliarden, 2.000 USD)	2.315,34	11.468	12.392,28	61.428
<b>Energieerzeugung</b> (Mtoe)	137,03	1.665,18	860,59	11.940
<b>Nettoimporte</b> (Mtoe)	201,58	713,97	983,45	
<b>TPES</b> (Mtoe)	331,26	2.339,94	1.758,87	12.029
<b>Stromverbrauch*</b> (TWh)	591,03	4.113,07	3.168,24	18.187
<b>CO<sub>2</sub> Emissionen**</b> (Mt CO <sub>2</sub> )	798,44	5.769,13	3.926,39	28.926
<b>TPES/Bevölkerung</b> (toe/Kopf)	4,03	7,75	3,55	1,82
<b>TPES/BIP</b> (toe/000 2.000 USD)	0,16	0,2	0,18	0,3
<b>TPES/BIP (PPP)</b> (toe/000 2.000 USD)	0,14	0,2	0,14	0,2
<b>Stromverbrauch/Bevölkerung</b> (kWh/Kopf)	7.185	13.616	6.387,97	2.752
<b>CO<sub>2</sub>/TPES</b> (t CO <sub>2</sub> /toe)	2,41	2,47	2,23	2,41
<b>CO<sub>2</sub>/Bevölkerung</b> (t CO <sub>2</sub> /Kopf)	9,71	19,1	7,92	4,38
<b>CO<sub>2</sub>/BIP</b> (kg CO <sub>2</sub> /2.000 USD)	0,39	0,5	0,40	0,73
<b>CO<sub>2</sub>/BIP (PPP)</b> (kg CO <sub>2</sub> /2.000 USD)	0,34	0,5	0,32	0,47

\* Bruttoerzeugung + Import – Export – Übertragung/Verteilung Verlust

\*\* CO<sub>2</sub>-Emissionen nur aus Verbrennung. Emissionen sind auf Grundlage der IEA-Energiebilanz und den Revised 1996 IPCC Guidelines berechnet.

Quelle: IEA, Key World Energy Statistics 2009, Paris: IEA, 2009, S. 50 ff  
[http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key\\_stats\\_2009.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf)

teure sind, wird sich doch ihre Teilhabe und Position am Ölmarkt unterschiedlich entwickeln: Die USA importieren heute circa 11,6 Millionen Barrel, Europa 8,3 Millionen Barrel pro Tag. Im Jahr 2030 werden laut IEA die USA 10 Millionen Barrel pro Tag, Europa 9,8 Millionen Barrel importieren. Damit wird die Öl-Importabhängigkeit der USA von heute über 60 % auf unter 60 % sinken, während in der EU der Anteil der Ölimporte am Gesamtölkonsum auf über 90 % steigen wird.<sup>82</sup>

Die internationalen Gasmärkte haben in den letzten Jahren, auch ausgelöst durch die russisch-ukrainischen Gaskrisen und die Institutionalisierung des Forums gas-exportierender Länder, immer größere internationale Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Gleichzeitig machen sich hier unterschiedliche Interessen- und Ausgangslagen zwischen den USA und Europa bemerkbar. Selbst bei der dringlichen Frage nach den notwendigen Investitionen in Exploration und Produktion – auch im globalen Gassektor besteht das Problem der chronischen Unterinvestitionen – konzentriert sich das Interesse der USA und der Europäer auf unterschiedliche Regionen. Vor allem die Europäer werden sich einer wachsenden Nachfrage in China, Indien und dem Mittleren Osten gegenübersehen.

Dagegen wird sich der regionale Charakter des nordamerikanischen Marktes weiter verstärken.

Gleichzeitig werden die USA keinen und die EU nur noch sehr geringen Zuwachs in der Gasnachfrage haben, da die Gasmärkte weitgehend ausgebaut sind. Auch wenn offen ist, ob sich der Boom beim unkonventionellen Gas weltweit fortsetzt, kann diese US-amerikanisch getriebene Entwicklung tendenziell zu weiteren Preissenkungen vor allem auf den Spotmärkten führen. Hält der Boom in den USA an, bedeutet dies, dass sie weit weniger verflüssigtes Erdgas importieren müssen. Auch für den europäischen Gasmarkt zeitigt dies Wirkung: Das Überangebot setzt momentan die relativ hohen europäischen Gaspreise weiter unter Druck. Dadurch wird das bestehende System der langfristigen Importverträge mit der Kopplung der Importpreise an die Ölpreise mit wichtigen Bezugsländern wie Russland und Algerien in Frage gestellt. Überdies können Gashändler und -versorgungsunternehmen in der EU einen wachsenden Teil ihres Bedarfs günstig über Spotmärkte decken. Das hat sich bereits während und nach der russisch-ukrainischen Gaskrise 2009 abgezeichnet. Die Europäer könnten somit Nutznießer der US-amerikanischen Entwicklung werden. In-

wieweit diese Entspannung der Märkte eher ein konjunkturelles Phänomen, denn ein strukturelles ist, bleibt mit einem Durchschreiten der weltweiten Wirtschaftskrise abzuwarten. Da sich auch im Gassektor zunehmend das Problem aufgeschobener Investitionen in Erschließung und Produktion abzeichnet, spricht einiges dafür, dass sich bei einem Anziehen der Nachfrage die momentane Gasschwemme schnell als konjunkturelles Phänomen erweist. Damit könnten sich auch die Machtverhältnisse auf den Märkten schnell zugunsten der Produzenten- und zulasten der Konsumentenländer verschieben. Das allerdings würde die Europäer viel stärker betreffen als die USA.

Angesichts der Interessendivergenzen bleibt abzuwarten, ob der EU-US-Energierat seine hoch gesteckten Ziele tatsächlich erreichen wird.

#### **Umrechnungsfaktoren Energie:**

1 Tonne (metrisch) = 7,33 Barrel  
(Faktor x 7,33) (Quelle BP)

1 Mbtu =  $2,52 \times 10^{-8}$  (2,52E-08) Mtoe  
(Quelle IEA)

1 TJ =  $2,388 \times 10^{-5}$  (2,388E-05) Mtoe  
(Quelle IEA)

#### **Abkürzungen:**

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>
ACES	American Clean Energy and Security Act
ARPA-E	Advanced Research Projects Agency - Energy
ARRA	American Recovery and Reinvestment Act
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BSP	Bruttosozialprodukt
Btu	British Thermal Units
CAFE	Corporate Average Fuel Economy
CCS	Carbon Capture and Storage
DOE	Department of Energy
EECBG	Energy Efficiency and Conservative Block Grant
EERE	Office of Energy Efficiency and Renewable Energy
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
ETS	Emission Trading System
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GECF	Gas Exporting Countries Forum (Forum Gasexportierender Länder)
GHG	Greenhouse Gas
IEA	International Energy Agency
LNG	Liquefied Natural Gas
MBtu	Millionen British Thermal Units
MGGRA	Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accord
Mtoe	Millionen Tonnen Öläquivalent
NCEP	National Commission on Energy Policy
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NGO	Non-Governmental Organization
NGPL	Natural Gas Plants Liquids
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration (US-Klimabehörde)
NRC	Nuclear Regulatory Commission
PHEF	Plug-In Hybrid Elektrische Fahrzeuge
PPP	Purchasing Power Parity (Kaufkraftparität)
Quads	Quadrillionen Btu
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
REPI	Renewable Energy Production Incentive
RPS	Renewable Portfolio Standards
TEC	Transatlantic Economic Council
THG	Treibhausgas
TJ	Tera Joule
Toe	Tonnen Öläquivalent
TPES	Total Primary Energy Supply
WCI	Western Climate Initiative



## Literatur / Anmerkungen

- 1 Btu steht für British Thermal Unit, eine gängige Maßeinheit, um verschiedene Energietypen zu verrechnen.
- 2 EIA, *Annual Energy Outlook 2010*, Early Release, Tabel A1, <http://www.eia.doe.gov/oi/aeo/>.
- 3 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), *Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1.–4. Quartal 2009*, Dezember 2009.
- 4 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S. 40.
- 5 EIA, *Annual Energy Outlook 2009*, S. 89 u. 109.
- 6 EIA, *State Rankings*, <[http://tonto.eia.doe.gov/state/state\\_energy\\_rankings.cfm](http://tonto.eia.doe.gov/state/state_energy_rankings.cfm)>; Carl Behrens, Carol Glover, *US Energy: Overview and Selected Facts and Numbers*, Congressional Research Service, Februar 2009.
- 7 IEA, *Key World Energy Statistics 2009*, Paris: IEA, 2009, S. 17.
- 8 BGR, *Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Tabellen*, Hannover: BGR 2009, S.98/99.
- 9 EIA, *Annual Energy Outlook Early Release Overview*, Dezember 2009, <<http://www.eia.doe.gov/oi/aeo/overview.html>>.
- 10 IEA, *Key World Energy Statistics 2009*, Paris: IEA, 2009, S.11.
- 11 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S. 9, 12 u. 20.
- 12 EIA, *Annual Energy Review 2008*, S.127.
- 13 EIA, *Short Term Energy Outlook*, Februar 2010, S. 4.
- 14 EIA, *Annual Energy Review 2008*, S.134.
- 15 EIA, *EIA's Energy in Brief*, <[http://tonto.eia.doe.gov/energy\\_in\\_brief/foreign\\_oil\\_dependence.cfm](http://tonto.eia.doe.gov/energy_in_brief/foreign_oil_dependence.cfm)>.
- 16 IEA, *Key World Energy Statistics 2009*, Paris: IEA, 2009, S.21 und 23.
- 17 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S. 27.
- 18 IEA, *Key World Energy Statistics 2009*, Paris: IEA, 2009, S.13.
- 19 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S.30.
- 20 IEA, *World Energy Outlook 2009*, Paris: IEA 2009, S. 364, und BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S. 27.
- 21 Siehe dazu ausführlich IEA, *World Energy Outlook 2009*, Paris: IEA 2009, S. 425–532, v.a. S. 453–459.
- 22 IEA, *World Energy Outlook 2009*, Paris: IEA 2009, S. 397.
- 23 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S. 24.
- 24 IEA, *World Energy Outlook 2009*, Paris: IEA 2009, S. 398, 402 und ausführlich S. 403–407.
- 25 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S. 35.
- 26 IEA, *Key World Energy Statistics 2009*, Paris: IEA, 2009, S. 15.
- 27 BP, *Statistical Review of World Energy 2009*, London: BP, S.32.
- 28 EIA, *Annual Energy Outlook 2010*, Early Release, Table A8.
- 29 EIA, *Annual Energy Review 2008*, S. 210.
- 30 EIA, *Annual Energy Review 2008*, S. 282.
- 31 EIA, *Annual Energy Outlook 2010*, Early Release, Table A8.
- 32 US Department of Energy, *20 % Wind Energy by 2030. Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply, Executive Summary*, Dezember 2008, S. 12.
- 33 Christine Wörten, Wilson Rickerson, Brian Marrs, Gisela Holzhausen, Jon Crowe und Jeff Snell, *USA Energie- und Klimapolitik. Akteure und Trends im August 2009*, Heinrich Böll Stiftung, Berlin/Boston 2009.
- 34 EIA, *Annual Energy Outlook 2009*, S. 62.
- 35 EIA, *Annual Energy Review 2008*, S. 290.
- 36 EIA, *Annual Energy Outlook 2009*, S. 81.
- 37 EIA, *Annual Energy Review 2008*, S. 277.
- 38 DIHK, BDI, *Washington News*, 18.2.2009, S. 5.
- 39 EIA, *Annual Energy Outlook 2010*, Early Release, Table A8.
- 40 John Kemp, *The Fantasy of a U.S. Super-Grid*, Reuters 15.10.2009; US Department of Energy, *2006 National Electric Transmission Congestion Study*, Washington 2006, <[http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/Congestion\\_Study\\_2006-9MB.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/Congestion_Study_2006-9MB.pdf)>.
- 41 *Supergrid for Renewables: Coloring the US Grid Green*, 6.10.2009, <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/10/supergrid-for-renewables-colouring-the-us-grid-green>>.
- 42 American Society of Civil Engineers, *Report Card for America's Infrastructure*, 2009, <<http://www.infrastructurereportcard.org/fact-sheet/energy>>.
- 43 Energy Information Administration, *Status of Electricity Restructuring by State*, <[http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/restructuring/restructure\\_elect.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/restructuring/restructure_elect.html)> (Zugriff am 1.12.2009).
- 44 EIA, *Annual Energy Review 2008*, Figure 5.0, S. 27.
- 45 Poll: Majority Now Opposes More Offshore Drilling", in: CBS News, 4. Juni 2010, <http://current.com/1725o4c>
- 46 Christian Schossig, *Erneuerbare Energien in den US-Bundesstaaten. Eine vergleichende Fallstudie der Förderpolitiken von Kalifornien und Texas*, Ecological Energy Policy, Band 6. Stuttgart 2008, S. 21; David Campbell, *Who is Who in the Debate on Climate Change, Energy & Energy Efficiency*, BDI/DIHK Washington D.C. Oktober 2008.
- 47 ebenda
- 48 US Department of Energy, *State Energy Program*, <[http://apps1.eere.energy.gov/state\\_energy\\_program/](http://apps1.eere.energy.gov/state_energy_program/)> (Zugriff am 30.11.2009); National Association of State Energy Officials, <[http://www.naseo.org/about/seo\\_role.htm](http://www.naseo.org/about/seo_role.htm)> (Zugriff am 26.11.2009).
- 49 US Department of Energy, *Renewable Energy Production Incentive*, <<http://apps1.eere.energy.gov/rep/rep/projects.cfm>> (Zugriff am 1.12.2009); US Department of Energy, *Energy Efficiency and Conservative Block Grant Program*, <<http://www.eecbg.energy.gov/>> (Zugriff am 2.12.2009).

- 50 Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann und Claudia Kemfert, *Energie- und Klimaschutzpolitik: USA holen nur langsam auf*, Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 46/2009, S. 796–805, <[http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.342922.de/09-46-1.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.342922.de/09-46-1.pdf)> (Zugriff am 30.11.2009).
- 51 Department of Energy, *Carbon Sequestration Regional Partnerships*, <<http://fossil.energy.gov/sequestration/partnerships/index.html>> (Zugriff am 1.12.2009).
- 52 ARPA-E, *DOE Announces \$100 Million Available for Innovative Research Projects*, 2.3.2010, <http://arpa-e.energy.gov/NewsMedia/News/tabid/83/vw/1/ItemID/19/Default.aspx> (Zugriff am 4.3.2010).
- 53 White House Press Release, *Remarks by the President on the Importance of Passing a Historic Energy Bill*, 25.6.2009, <[http://www.whitehouse.gov/the\\_press\\_office/Remarks-by-the-President-on-the-Importance-of-Passing-a-Historic-Energy-Bill/](http://www.whitehouse.gov/the_press_office/Remarks-by-the-President-on-the-Importance-of-Passing-a-Historic-Energy-Bill/)> (Zugriff am 30.11.2009).
- 54 David Campbell, *United States Climate Change and Energy Policy: An Overview and Analysis*, FACET Analysis No. 2 – Januar 2009.
- 55 EPA, *FY 2010 EPA Budget in Brief*, Mai 2009, <<http://www.epa.gov/budget/2010/2010bib.pdf>> (Zugriff am 26.10.2009).
- 56 DIHK, BDI, *Washington News*, 17.12.2009, S. 2; Andrew Light, Julian Wong und Saya Kitasei, *Die USA machen Ernst beim Klimaschutz*, Friedrich Ebert Stiftung, Washington D.C. Dezember 2009.
- 57 Federal Register, *Proposed Rulemaking to Establish Light-Duty Vehicle Greenhouse Gas Emission Standards and Corporate Average Fuel Economy Standards*, <<http://www.epa.gov/fedrgstr/EPA-AIR/2009/September/Day-28/a22516a.pdf>> (Zugriff am 1.12.2009).
- 58 World Resources Institute, *Climate Analysis Indicators Tool (CAIT)*, Version 6.0, Washington, D.C.: 2009; Matthew Paterson, *Zwei Schritte vorwärts, einen Schritt zurück: Klimaschutzpolitik in den USA und Kanada*, Friedrich Ebert Stiftung, Fokus Kanada Nr. 3 2009, S. 2.
- 59 White House Press Release, *President to Attend Copenhagen Climate Talks*, 25.11.2009 <<http://www.whitehouse.gov/the-press-office/president-attend-copenhagen-climate-talks>> (Zugriff am 26.11.2009).
- 60 *The American Recovery and Reinvestment Act of 2009*, <[http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=111\\_cong\\_bills&docid=f:h1enr.pdf](http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=111_cong_bills&docid=f:h1enr.pdf)> (Zugriff am 1.12.2009).
- 61 HSBC Global Research, *A Climate for Recovery*, Februar 2009, <[http://www.globaldashboard.org/wp-content/uploads/2009/HSBC\\_Green\\_New\\_Deal.pdf](http://www.globaldashboard.org/wp-content/uploads/2009/HSBC_Green_New_Deal.pdf)> (Zugriff am 20.11.2009).  
Siehe auch: White House, *Energy and Environment*, <[http://www.whitehouse.gov/issues/energy\\_and\\_environment/](http://www.whitehouse.gov/issues/energy_and_environment/)> (Zugriff am 1.12.2009).
- 62 White House, *Progress Report: The Transformation to a Clean Energy Economy*, 15.12.2009, S. 3 ff.
- 63 Klaus-Günther Deutsch, *Obamas Reformen*, *Deutsche Bank Research*, Aktuelle Themen 473, Februar 2010.
- 64 US Department of Energy, *Recovery and Reinvestment*, <<http://www.energy.gov/recovery/index.htm>> (Zugriff am 1.12.2009).
- 65 *Final Vote Results for Roll Call 477*, 26. Juni 2009, <<http://clerk.house.gov/evs/2009/roll477.xml>> (Zugriff am 21.10.2009).
- 66 Christine Wörlen u. a., *USA Energie- und Klimapolitik. Akteure und Trends im August 2009*, Heinrich Böll Stiftung, Berlin, September 2009, <[http://www.boell.de/downloads/oekologie/USA\\_EnergieuKlimapolitik\\_09\\_2009.pdf](http://www.boell.de/downloads/oekologie/USA_EnergieuKlimapolitik_09_2009.pdf)> (Zugriff am 10.10.2009).
- 67 Environmental Protection Agency, *Economic Impact of S. 1733: The Clean Energy Jobs and American Power Act of 2009*, Washington 2009, 23. Oktober 2009, S. 8.
- 68 Alliance to Save Energy (Hg.), *ACES vs. ACELA: A Comparison of Energy Efficiency Provisions*, Washington, September 2009, <[http://ase.org/uploaded\\_files/5748/aces\\_acele\\_side-by-side.pdf](http://ase.org/uploaded_files/5748/aces_acele_side-by-side.pdf)> (Zugriff am 10.11.2009).
- 69 Wolfgang Fischer/Petra Holtrup-Moster, *Eines ist sicher – noch ist alles unsicher! Zur Situation des Klimaschutzes in den USA*, Transatlantic Networks, Foreign Policy Analysis, <[http://www.transatlantic-networks.com/html/090803\\_klimapolitik.pdf](http://www.transatlantic-networks.com/html/090803_klimapolitik.pdf)> (Zugriff am 11.11.2009).
- 70 Van Ness Feldman, *Climate Change Policy Update. Week of October 5 – 9* <<http://www.vnf.com/news-policyupdates.html>> (Zugriff am 11.11.2009).
- 71 Germany Trade and Invest, *Energiewirtschaft USA 2008*, 10.11.2009 <[http://www.gtai.de/fdb-SE\\_MKT200911098000.Google.html](http://www.gtai.de/fdb-SE_MKT200911098000.Google.html)> (Zugriff am 3.12.2009).
- 72 Van Ness Feldman, *Climate Change Policy Update. Week of October 12 – 16*, Washington D.C./Seattle, Oktober 2009, <<http://www.vnf.com/news-policyupdates.html>> (Zugriff am 11.11.2009).
- 73 The White House, *Obama Administration Announces Loan Guarantees to Construct New Nuclear Power Reactors in Georgia*, 16.2.2010, <<http://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-and-releases>> (Zugriff am 4.3.2010).
- 74 Pew Center on Global Climate Change, *Renewable & Alternative Energy Portfolio Standards*, <[http://www.pewclimate.org/what\\_s\\_being\\_done/in\\_the\\_states/rps.cfm](http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/rps.cfm)> (Zugriff am 25.11.2009).
- 75 EPA, *Energy CO<sub>2</sub> Emissions by State*, <[http://www.epa.gov/climatechange/emissions/state\\_energyco2inv.html](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/state_energyco2inv.html)> (Zugriff am 25.11.2009);  
EPA, *Clean Energy Policy Maps*, <<http://www.epa.gov/RDEE/energy-programs/state-and-local/policy-maps.html>> (Zugriff am 30.11.2009).
- 76 BDI/DIHK, *Washington News*, 25.2.2010, S. 5.
- 77 „Energie aktuell: US-Interesse an deutschem Energie-Einspeisegesetz“, 31.07.2009, <<http://www.ratschlag24.com/index.php/energie-aktuell-usinteresse-an-deutschem-energieeinspeisegesetz-90224/>> (Zugriff am 25.11.2009).
- 78 Arne Jungjohann/Gisa Holzhausen, *Umfangreiches Energie- und Klimapaket nimmt erste Hürde im US-Kongress*, Washington: Heinrich Böll Stiftung Nordamerika, 2009, S. 16.
- 79 Vgl. dazu: World Resources Institute (Hg.), *State & Regional Climate Change Policy*, <<http://www.wri.org/project/state-regional-climate-policy>> (Zugriff am 11.11.2009).
- 80 Council of the European Union, *EU US Summit Washington*, 3. November 2009, <[http://www.bdi.eu/images\\_content/GlobalisierungMaerkteUndHandel/Abschlusserklaerung\\_EU-US-Gipfel.pdf](http://www.bdi.eu/images_content/GlobalisierungMaerkteUndHandel/Abschlusserklaerung_EU-US-Gipfel.pdf)> (Zugriff am 3.12.2009).
- 81 IEA, *World Energy Outlook 2009*, Paris: IEA 2009, S. 116, 117.
- 82 IEA, *Key World Energy Statistics 2009*, Paris: IEA, 2009.



# Energie in der Welt

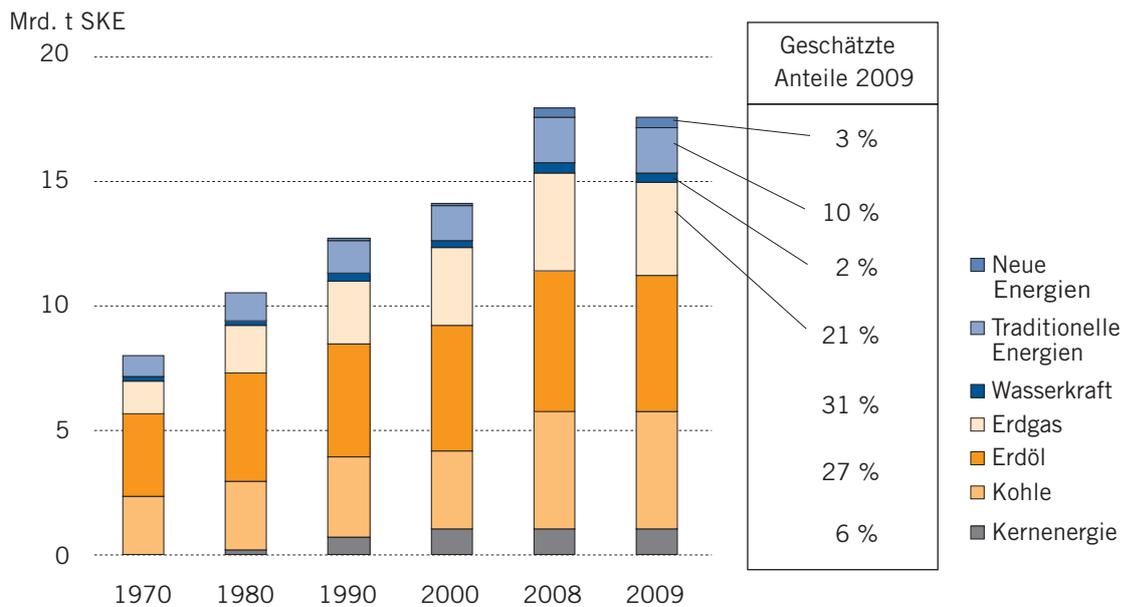
Die Auswirkungen der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise haben 2009 die weltweiten Energiemärkte erfasst. Nach Berechnungen der Internationalen Energieagentur (IEA) ist der Weltenergieverbrauch erstmals seit 1981 nennenswert – um mehr als 1 % – gesunken. Gleichzeitig sind auch die Investitionen im Energiesektor massiv eingebrochen. Ein anhaltender Rückgang der Energieinvestitionen oder gar die Streichung vieler neuer Investitionsprojekte im Energiebereich hätte bei Wiederbelebung der Nachfrage 2010/11 laut IEA Konsequenzen. Sowohl im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Energieeffizienz und der Umweltverträglichkeit der Energieproduktion als auch in Bezug auf die Versorgung mit Energie und die Versorgungssicherheit besteht Handlungsbedarf. Insbesondere für die Industrieländer besteht die „Gefahr von temporären Versorgungsengpässen“, die ihrerseits die Kontinuität der globalen Konjunkturerholung gefährden könnte.

Einen Vorgeschmack auf die mögliche Entwicklung gibt die sich wieder erholende weltweite Stahlkonjunktur. Die hierzu benötigten Rohstoffe (Erze, Koks, Koks, Schrott) und/oder Betriebsmittel verknappen sich zunehmend und verteuern sich entsprechend stark. Im Ergebnis der Krisenbewältigung haben sich die Märkte insbe-

sondere im Hinblick auf die Volatilität der Preise, die ökologischen Zielsetzungen, die Versorgungsrisiken, die strategische Rohstoffsicherung (Beispiel China) und in Bezug auf das Gleichgewicht der globalen Nachfrage verändert. Die weltweiten Märkte für fossile Energieträger befinden sich mitten in einem dramatischen Strukturwandel; denn die Entwicklungs- und Schwellenländer, allen voran China, haben die OECD-Staaten beim Verbrauch von Primärenergie bereits abgelöst. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren noch verstärken, sodass von tendenziell höherer Preisvolatilität auszugehen ist. Deshalb besteht die Herausforderung in Bezug auf die Energiesicherheit, eine bezahlbare Energieversorgung sicherzustellen und aus Gründen des globalen Klimawandels vor allem in den Nicht-OECD-Staaten auf höhere Energieeffizienz mit gleichzeitig niedrigerem CO<sub>2</sub>-Ausstoß strukturell umzusteuern.

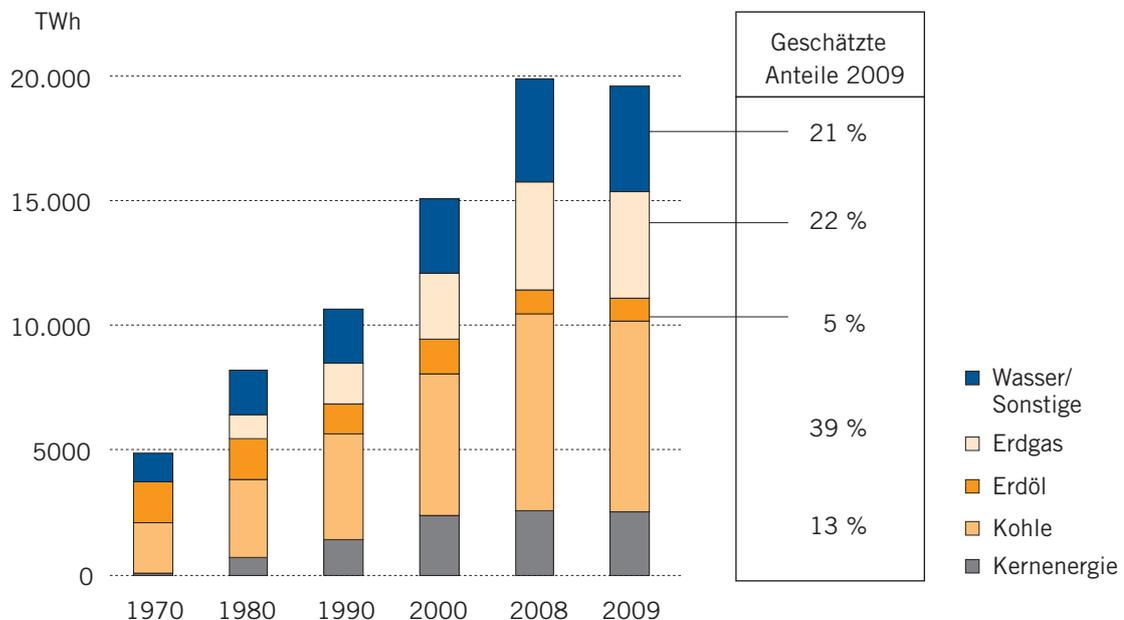
Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs auf rd. 17,4 Mrd. t SKE im Jahr 2009 ist im Wesentlichen auf das niedrigere Wirtschaftswachstum zurückzuführen. Obwohl China und Indien wieder einen Anstieg des Bruttoinlandsproduktes (China +8,7 %, Indien +6,5 %) vermelden konnten, ist das Wirtschaftswachstum in anderen

**Abbildung 16: Weltenergieverbrauch**  
Weltenergieverbrauch 2009 nach Energieträgern



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2010/IEA World Energy Outlook 2009/EIA International Energy Outlook 2009/ATW 04-2010/  
eigene Schätzungen

**Abbildung 17: Weltstromerzeugung**  
Welt-Nettostromerzeugung 2009 nach Energieträgern



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2010/IEA World Energy Outlook 2009/EIA International Energy Outlook/eigene Schätzungen

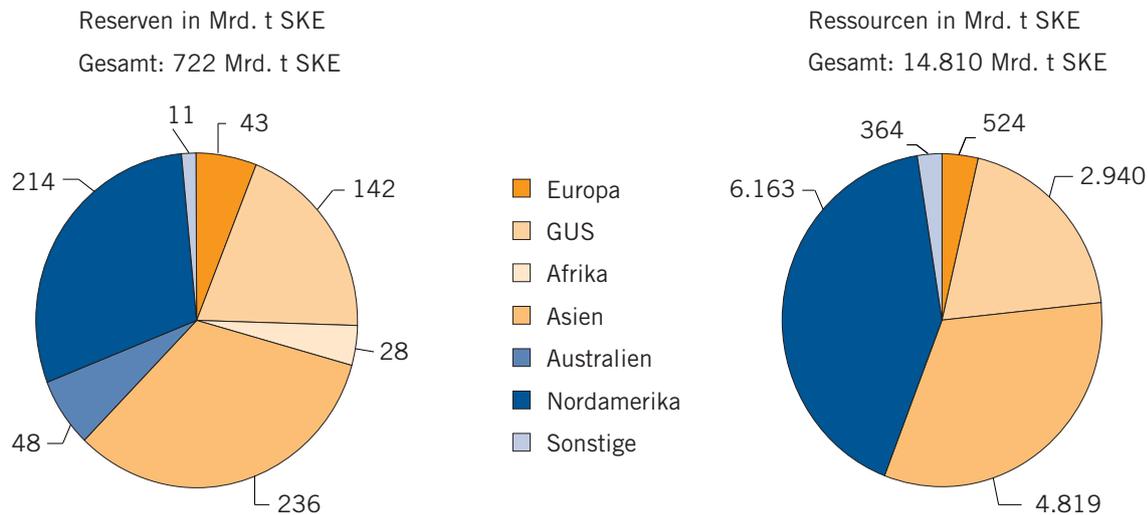
Ländern erheblich, in einer Spanne von 2 bis 8 %, eingebrochen (Beispiele: USA –2,4 %, Eurozone –6,8 %, Russland –7,9 %). Mit Ausnahme der regenerativen Energien war der Energieverbrauch daher bei allen konventionellen Energieträgern stark rückläufig. Nach ersten vorsichtigen Schätzungen war der Einbruch bei Erdöl und Erdgas heftig. Die Steinkohle hatte in den OECD-Ländern und der Gemeinschaft unabhängiger Staaten einen noch höheren Verbrauchsrückgang zu verzeichnen. Insgesamt konnte der Minderverbrauch durch den Anstieg in China und Indien nicht kompensiert werden.

In der Zukunft wird sich der globale Energieverbrauch weiterhin uneinheitlich zeigen. Laut IEA (World Energy Outlook 2009) beziehen sich die Unsicherheiten der globalen Energieversorgung zu großen Anteilen auf die zunehmende Energienachfrage in China und Indien. Wesentliche Entwicklungen der letzten Jahre sowie die neuesten Prognosen auch von EIA (Energy Information Administration des US-amerikanischen Energieministeriums) und WEC (World Energy Council) über die globalen Energietrends bestätigen diese Annahmen. Die Weltbank sieht zudem Engpässe in der europäischen Energieversorgung. Ausgelöst durch das vergleichsweise stärker zu erwartende Wirtschaftswachstum in Osteuropa soll sich

die Nachfrage nach Primärenergie um bis zu 50 % bis 2030 erhöhen. Obwohl sich die weltweiten Anstrengungen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien mit einem jährlich prognostizierten Wachstum von rund 7 % verstärken, werden die fossilen Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle) den weitaus größten Teil des Verbrauchs (80% des globalen Nachfrageanstiegs bis 2030) ausmachen. Erdöl bleibt mit etwa 30 bis 32 % im weltweiten Energiemix der wichtigste Energieträger bis 2030. Die IEA prognostiziert eine Zunahme des Rohölbedarfs von derzeit 85 auf 106 Mio. Barrel pro Tag. Wesentliche Zuwachsregionen sind dabei China (43 %), der Mittlere Osten (20 %) und Indien (19 %).

2009 ist auch die Weltstromerzeugung erheblich eingebrochen. Nach ersten vorläufigen Schätzungen liegt die Stromerzeugung rd. 1 % niedriger als noch im Vorjahr. Davon betroffen waren alle Energieträger mit Ausnahme der Erneuerbaren, die um etwa 1% zulegen konnten. Besonders heftig fiel der Rückgang bei Öl (–7 %) und Kohle (–6 %) aus. Die Stromerzeugung aus Erdgas und Kernenergie war jeweils um etwas mehr als 2 % rückläufig. Der Erdgaseinsatz als Substitution für Steinkohle – vornehmlich in den OECD-Ländern – erklärt den relativ geringen Rückgang des Energieträgers bei der Stromerzeugung.

**Abbildung 18: Weltkohlereserven**  
Kohlereserven und Ressourcen, Stand 2009



Quellen: BGR Energierohstoffe 2009/eigene Berechnungen

Der weltweite Strombedarf wird sich nach dem IEA-Referenzszenario bis 2030 jährlich im Durchschnitt um 2 % von derzeit rd. 20.000 TWh auf rd. 29.000 TWh erhöhen. Das Energieaufkommen wird im Wesentlichen durch einen Anstieg des weltweiten Angebots an Kohle, Erdgas und Erneuerbaren sichergestellt. Eine wesentliche Rolle unter den Energieträgern wird in den nächsten Jahren nach Einschätzung der IEA das Erdgas spielen. Der interregionale Erdgashandel wird sich von 440 Mrd. m<sup>3</sup> auf mehr als 1 Bill. m<sup>3</sup> mehr als verdoppeln. Dabei wird auch dem Einsatz von Erdgas im Individualverkehr in der Zukunft größere Bedeutung zugemessen. Der Erdgasanteil in Form von Liquefied Natural Gas (LNG) wird bis 2030 auf etwa zwei Drittel ansteigen. Aktuell hat die Entwicklung der Gewinnung unkonventioneller Gasressourcen in Nordamerika in Verbindung mit den rezessionsbedingten Nachfrageeinbrüchen zu einem akuten Überangebot an Erdgas geführt, das die Lage auf den internationalen Gasmärkten verändert; es droht sogar eine fortgesetzte „Gasschwemme“. Über die vergangenen 20 Jahre hat sich der Anteil der Erdgasförderung aus sogenannten unkonventionellen Gasquellen<sup>1</sup> deutlich erhöht. In den USA macht die Versorgung aus derartigen Quellen inzwischen

40 % des Verbrauchs aus. Befördert wurde diese Entwicklung durch vergleichsweise hohe Erdgaspreise; diese haben sich in den USA in den letzten zehn Jahren verdreifacht. Darüber hinaus hat in Australien eine intensive Erschließung von Flözgasvorkommen stattgefunden, welche die seit dem Jahre 2000 aufgebauten LNG-Ströme von Erdgas aus konventionellen Quellen (Katar, Algerien, Nigeria, Trinidad) ergänzen. Diese Entwicklung beeinflusst die Struktur der Gasmärkte und die Preisfindung im Gashandel in Europa und im Asien-Pazifik-Raum.

Die Kohle hat im vergangenen Jahr aufgrund der schwächeren Energienachfrage als Folge der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise und infolge einer teilweisen Substitution durch preiswertes Erdgas erheblich gelitten. In verschiedenen OECD-Ländern wurde die Steinkohlenförderung wegen des um 10 % geringeren Bedarfs im Vergleich zum Vorjahr zurückgenommen. Für den US-Markt bedeutete das eine Förderrücknahme von fast 100 Mio. t. Ein ähnlich starker Einbruch von Steinkohlenproduktion und -verbrauch war in Europa mit Deutschland an der Spitze und Russland zu beobachten. Exportorientierte Länder wie Australien und Südafrika konnten geringfügig zulegen. Den höchsten Produktionszuwachs erreichten die asiatischen Länder China und Indien mit jeweils rd. 5 %. Der Verbrauchszuwachs entwickelte sich aber auch dort eher verhalten, sodass die Haldenbestände zeitweise rasant anstiegen und zu hoher Preisvolatilität im innerchinesischen Markt führten. Bei der Stein-

<sup>1</sup> Unkonventionelles Erdgas ist ein Sammelbegriff und bezeichnet zum Beispiel Flözgasquellen aus Kohlelagerstätten, sogenannte „Shale Gas“-Quellen mit in Schiefergestein eingelagertem Erdgas oder „Sand Gas“-Quellen mit in Sandstein eingelagertem Erdgas (engl. tight gas).

kohlenförderung wächst China seit Jahrzehnten, früher sogar mit zum Teil zweistelligen Wachstumsraten; inzwischen verlangsamt sich aber das Wachstum auf hohem Niveau (2009 entfielen rd. 50 % der weltweiten Steinkohleproduktion auf China). Zusammen mit Nordamerika werden jetzt rd. zwei Drittel der Weltförderung erbracht. Die Kohle verfügt mit einem Anteil von rd. 57 % an den gewinnbaren fossilen Weltreserven über die größte geologische Verfügbarkeit. Die weltweiten Steinkohlenreserven einschließlich Braunkohle betragen zusammen rd. 722 Mrd. t. Betrachtet man die Ressourcen, vergrößert sich das Kohlepotenzial nach BGR-Angaben noch erheblich auf rd. 15 Bill. t SKE. Die Kohlevorräte sind regional deutlich stärker auf der Nordhalbkugel verteilt, insbesondere in USA, GUS und Asien (China und Indien).

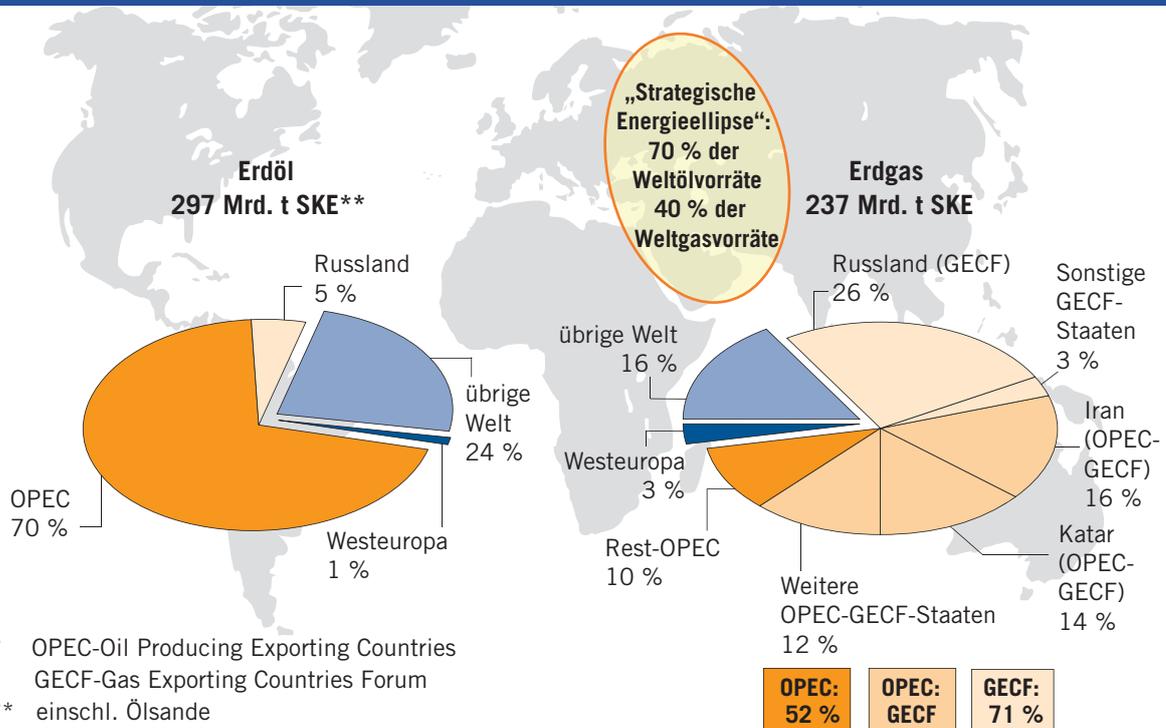
Die globalen Erdölreserven (unter Einbeziehung von kanadischen Ölsanden) betragen rd. 297 Mrd. t SKE (212 Mrd. toe). Eine Ausweitung der Reservenbasis in den letzten Jahren ist fast ausschließlich auf die Angaben der OPEC-Staaten Venezuela (+14 %, rd. +2,6 Mrd. t SKE entsprechend etwa 1,8 Mrd. toe) und Libyen (+5 %, +300 Mio. t SKE entsprechend etwa 210 Mio. toe) zu-

rückzuführen. Daneben verzeichnen lediglich die USA noch einen nennenswerten Anstieg von rd. 2 % bei den Ölreserven. Für alle anderen bedeutenden Lieferländer oder -regionen werden stagnierende oder rückläufige Vorratsangaben gemeldet.

Beim Erdgas betragen die Reserven rd. 183 Bill. m<sup>3</sup> (entsprechend 237 Mrd. t SKE). Insgesamt sind die weltweiten Erdgasvorräte dermaßen groß, dass sie bis 2030 jeden denkbaren Anstieg der Gasnachfrage decken können. Über die Hälfte der verfügbaren Reserven befinden sich in den Ländern Russland, Iran und Katar. Und nahezu die Hälfte der weltweit vorhandenen Förderkapazitäten muss bis 2030 infolge von Lagerstättenerschöpfung ersetzt werden.

Wegen des globalen Wandels in der Energiepolitik können Energieversorgungsengpässe mit drastischen Preissteigerungen für den mittel- bis langfristigen Zeitraum bis 2030 immer weniger ausgeschlossen werden. Diese Entwicklung wird darüber hinaus durch weitere globale Megatrends verstärkt. Dazu zählen der Anstieg der Weltbevölkerung und die zunehmende Urbanisierung.

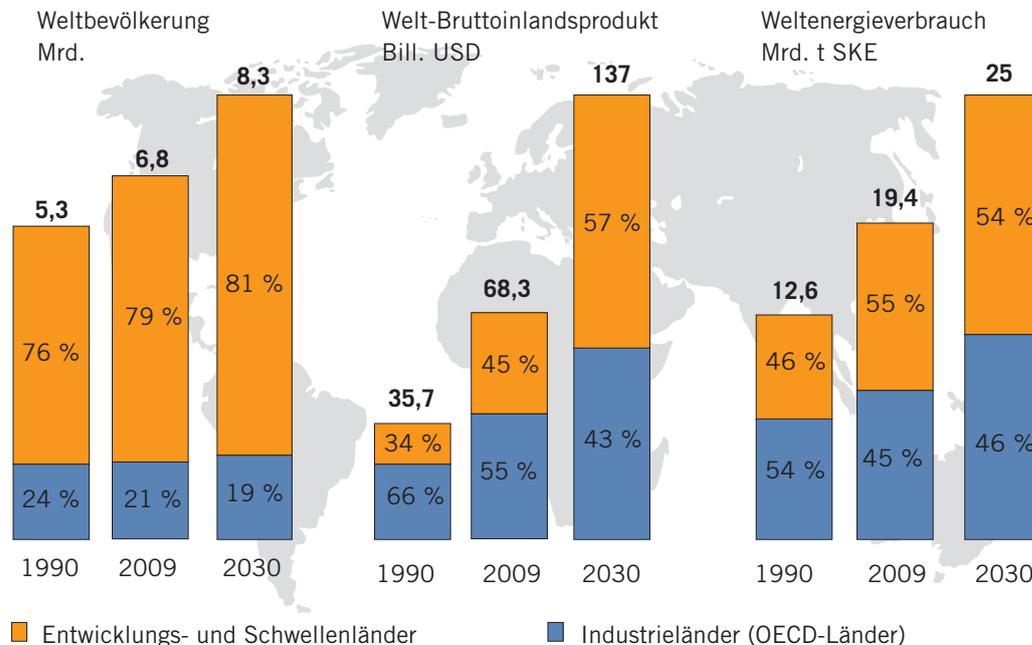
**Abbildung 19: Welterdöl- und -Erdgasreserven**  
Weltvorräte an Öl und Gas, OPEC- und GECF-Anteile\*



Quellen: BGR Energierohstoffe 2009/eigene Berechnungen



**Abbildung 20: Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung und zum Bruttoinlandsprodukt**



Quellen: UN, IWF, DOE, 2010

Seit 2007 leben erstmals in der Geschichte der Menschheit mehr Menschen in den Städten als auf dem Land. Nach UN-Prognosen werden in 25 Jahren knapp zwei Drittel der Weltbevölkerung in Städten leben. Auch die Städte selbst werden immer bevölkerungsreicher. Sogenannte Megacities mit mehr als 10 Mio. Einwohnern – z. B. Tokio mit fast 36 Mio., New York oder Mexiko-Stadt mit jeweils 19 Mio. Menschen – werden immer größer und ihre Anzahl nimmt zu. Mit der Größe wachsen jedoch die Probleme der Städte auch bei der Energieversorgung. Nicht nur in den Städten, sondern ebenfalls und gerade auf dem Land bleibt die Elektrifizierung eine zentrale Herausforderung. Nach Angaben des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) haben derzeit weltweit etwa 1,6 Mrd. Menschen noch immer keinen Zugang zu elektrischem Strom. Neben der noch offenen Frage der Elektrifizierung fordern das zunehmende Umweltbewusstsein und die politischen Maßnahmen zur Begrenzung des Klimawandels weltweit die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit den Einsatz von klimafreundlichen Energien. Wie eine zukünftige Energiewelt, welche mit den klimapolitischen Zielen im Einklang steht, aussehen kann, hat die IEA in ihren Szenarien (nachfolgender Beitrag) entwickelt.

Einen wesentlichen Beitrag zur Emissionsminderung wird die weltweite Verbesserung der Energieeffizienz leisten (57 %), die sich auf alle Bereiche wie zum Beispiel auf den Verkehr, den Gebäudesektor und die Industrie erstrecken soll. Weitere nennenswerte Beiträge werden vom Ausbau der erneuerbaren Energien einschließlich Biokraftstoffe (23 %) sowie von der Kernenergie und dem umweltfreundlichen Einsatz fossiler Energieträger mittels CCS-Technologie (jeweils rd. 10 %) erwartet.

#### Quellen:

- 1 Steinkohle 2009, Globalisierung braucht Sicherheit, Gesamtverband Steinkohle e.V., Essen, 2009.
- 2 World Energy Outlook, International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 2009.
- 3 Oil & Gas Journal, online research, <http://www.ogi.com>, UK, 2010.
- 4 Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie, Bundesgesellschaft für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, 2009.
- 5 BP Statistical Review of World Energy 2010.

## World Energy Outlook 2009 der Internationalen Energieagentur (IEA)

Der im November 2009 von der Internationalen Energieagentur (IEA) vorgelegte World Energy Outlook quantifiziert vom Klimaschutz abgeleitete Anforderungen an die Transformation der globalen Energieversorgung. Konkret macht der Bericht deutlich, was in den bevorstehenden zwei Jahrzehnten zu geschehen hat, um den globalen Temperaturanstieg auf 2 °C zu begrenzen.

Die Ergebnisse von zwei Szenarien mit Zeithorizont 2030 werden präsentiert:

- Das **Reference Szenario** ist als „baseline picture“ zu verstehen. Darin wird aufgezeigt, wie sich die globalen Energiemärkte und die Treibhausgasemissionen entwickeln würden, wenn die Regierungen keine zusätzlichen Politiken und Maßnahmen ergreifen. Das Reference Szenario kann also keinesfalls als Prognose angesehen werden.
- Das **450 Szenario** beschreibt eine Welt, in der kollektive politische Maßnahmen ergriffen werden, um die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf 450 parts per million of CO<sub>2</sub>-equivalent (ppm CO<sub>2</sub>-eq) zu begrenzen.

### Ergebnisse für das Reference Szenario

Der **weltweite Energieverbrauch** nimmt von 12 Mrd. Tonnen Öläquivalent im Jahr 2007 um 40 % auf 16,8 Mrd.

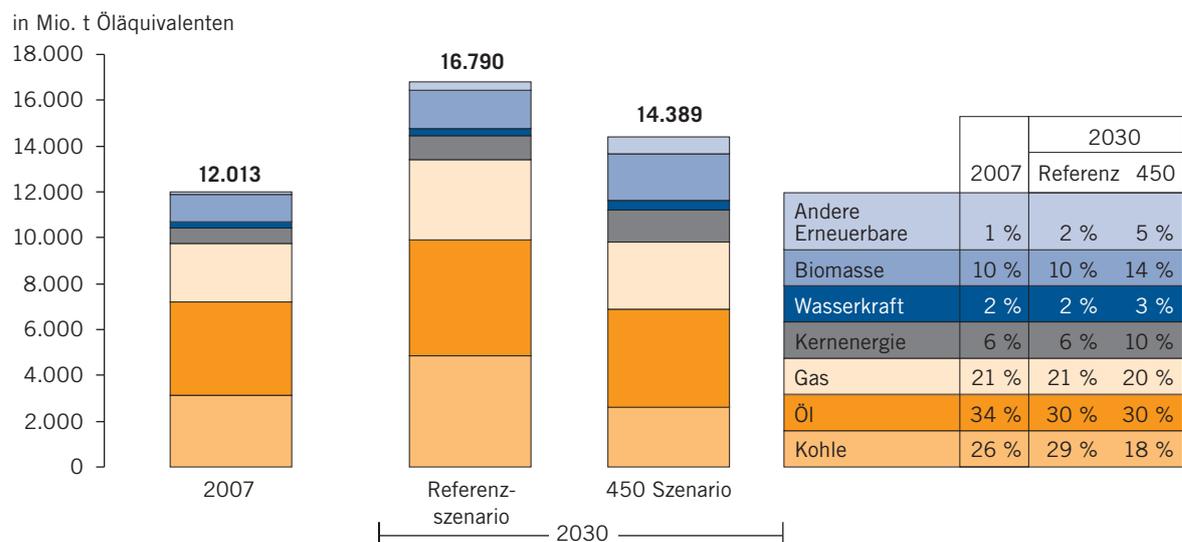
Tonnen Öläquivalent im Jahr 2030 zu. 93 % dieses Anstiegs gehen auf die Entwicklungs- und Schwellenländer zurück. China und Indien sind allein für mehr als die Hälfte verantwortlich. In den OECD-Staaten verharrt der Energieverbrauch in etwa auf dem heutigen Niveau.

**Fossile Energien** bleiben die dominierende Energiequelle. Durch Kohle, Öl und Erdgas werden 77 % des Verbrauchsanstiegs gedeckt. Kohle verzeichnet den stärksten Zuwachs – gefolgt von Gas und Öl. Öl hält die Position der wichtigsten Energiequelle, auch wenn sein Anteil von zurzeit 34 % auf 30 % zurückgeht. Der Transportsektor ist für 97 % des Anstiegs im Ölverbrauch verantwortlich. Bedeutendster Treiber des Kohle- und Gasverbrauchs ist die Stromerzeugung.

Der **Stromverbrauch** erhöht sich mit jährlichen Daten von 2,5 %. Über 80 % dieses Wachstums findet in Nicht-OECD-Staaten statt. Bis 2030 müssen zur Deckung des Bedarfs 4800 Gigawatt Kraftwerkskapazität gebaut werden. Davon entfallen 28 % auf China. Kohle baut seine Position als weltweit wichtigster Energieträger in der Stromerzeugung von heute 42 % auf 44 % im Jahr 2030 aus. Die Stromerzeugung aus Kernenergie steigt zwar; der Anteil der Kernenergie geht aber zurück.

Für **erneuerbare Energien** wird in der Stromerzeugung folgende Entwicklung gesehen: Der Anteil der Wasserkraft fällt von 16 % auf 14 % im Jahr 2030. Demgegenüber vergrößert sich der Beitrag der modernen erneuerbaren

**Abbildung 21: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs bis 2030**



Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Paris 2009, S. 74 und 212



Technologien (Wind, Sonne, Geothermie, Gezeiten, Bioenergie) von 2,5 % im Jahr 2007 auf 8,6 % im Jahr 2030, wobei Wind den absolut größten Zuwachs erzielt.

Das im Gesamtzeitraum bis 2030 zur Deckung der Energienachfrage erforderliche **Investitionsvolumen** wird auf 26 Billionen USD (in 2008er USD) beziffert. Darunter entfallen 53 % auf den Stromsektor.

Die **CO<sub>2</sub>-Emissionen** nehmen von 28,8 Mrd. Tonnen im Jahr 2007 auf 34,5 Mrd. Tonnen im Jahr 2020 und 40,2 Mrd. Tonnen im Jahr 2030 zu. Dieser Anstieg geht ausschließlich auf die Nicht-OECD-Staaten zurück. Mit einem für China ermittelten Zuwachs von 6 Mrd. Tonnen entfällt gut die Hälfte allein auf dieses Land. Konsequenz wäre eine Zunahme der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre auf mehr als 1000 ppm CO<sub>2</sub>-eq. Dies würde nach gegenwärtigem Stand der Wissenschaft in einen Temperaturanstieg von bis zu 6 °C münden.

Die **Ölpreise** werden im Reference Scenario auf 100 USD/b im Jahr 2020 und 115 USD/b im Jahr 2030 veranschlagt (in 2008er USD). Dies entspricht in nominalen Größen 131 USD/b für 2020 und 190 USD/b für 2030.

## Ergebnisse für das 450 Scenario

Ein internationales Klimaschutzabkommen, eine umfassende und schnelle Veränderung in der Art, wie wir produzieren, transportieren und Energie nutzen – also eine „low carbon revolution“ – könnte die Welt nach Aussage der IEA auf den anzustrebenden 450-ppm-Pfad bringen. Konsequenzen wären:

Der **globale Primärenergieverbrauch** wächst im Zeitraum 2007 bis 2030 um 20 %, also halb so stark wie im Reference Scenario. Der Anteil der nicht fossilen Energien am weltweiten Energieverbrauch nimmt von 19 % im Jahr 2007 auf 32 % im Jahr 2030 zu. Mit Ausnahme von Kohle steigt der Verbrauch an allen Brennstoffen. Fossile Energien bleiben auch 2030 noch die wichtigste Energiequelle. Anders als im Reference Scenario verringert sich der Kohleeinsatz in der Stromerzeugung nicht nur anteilig, sondern auch in absoluten Größen.

Erneuerbare Energien, Kernkraftwerke und CCS-Kraftwerke tragen 2030 mit rund 60 % zur weltweiten **Stromerzeugung** bei – gegenüber weniger als einem Drittel im Jahr 2007.

Die energiebezogenen **CO<sub>2</sub>-Emissionen** erreichen kurz vor 2020 mit 30,9 Mrd. Tonnen den Höchststand und gehen

danach auf 26,4 Mrd. Tonnen zurück; das sind 34 % weniger als im Reference Scenario.

Im Vergleich zum Reference Scenario sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen 2030 um 13,8 Mrd. Tonnen niedriger. Die **verschiedenen Technologien** haben daran folgende Anteile:

- Energieeffizienz: 57 %
- Erneuerbare Energien und Biokraftstoffe: 23 %
- Kernenergie: 10 %
- CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS): 10 %

Energieeffizienz leistet somit den mit Abstand größten Beitrag. Die **Entkarbonisierung** der Stromerzeugung spielt eine zentrale Rolle für die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. So gehen mehr als zwei Drittel der Einsparungen auf den Kraftwerkssektor zurück – darunter 40 % als Ergebnis der im Vergleich zum Reference Scenario niedrigeren Stromnachfrage.

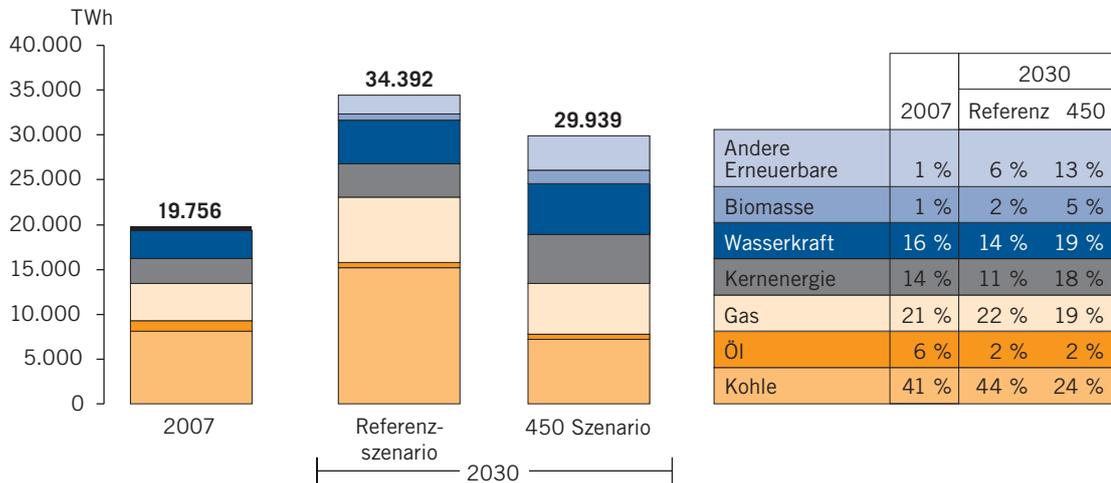
Die zusätzlichen **Investitionen**, die 2010 bis 2030 im Vergleich zum Reference Scenario für die Realisierung des 450 Scenario erforderlich sind, werden auf 10,5 Billionen USD (darunter 45 % im Transport-, 24 % im Gebäude- und 16 % im Kraftwerkssektor) veranschlagt. Allerdings fallen die Öl- und Gas-Importrechnungen der OECD-Staaten erheblich niedriger aus als 2008. Dies gilt auch für Länder wie China und Indien. Gründe sind der geringere Verbrauch sowie die Annahme niedrigerer Preise. So erreicht der Weltmarktpreis für Öl im Jahr 2020 in realen Größen 90 USD/b und steigt danach nicht weiter an. Die weltweite Energierechnung für Transport, Gebäude und Industrie wird im Zeitraum 2010 bis 2030 um 8,6 Billionen USD im Vergleich zum Reference Scenario reduziert.

## Die Rolle von Gas

Erdgas wird eine wichtige Brückenfunktion eingeräumt. Im 450 Scenario steigt die globale Gasnachfrage zwischen 2007 und 2030 um 17 %. Sie ist allerdings um 17 % niedriger als im Reference Scenario. Treiber des Verbrauchszuwachses sind insbesondere die Nicht-OECD-Staaten. In den OECD-Ländern wird zur Mitte des Projektionszeitraums mit „peak demand“ – gefolgt von einem Rückgang bis 2030 – gerechnet.

Der Boom bei der nichtkonventionellen Gasförderung in Nordamerika hat – zusammen mit dem negativen Einfluss der Wirtschaftskrise auf die Nachfrage – zu einer Neueinschätzung der Marktsituation in der ersten Hälfte des kommenden Jahrzehnts geführt. So weist die Analyse der IEA einen Anstieg der jährlichen Unterauslastung der überre-

**Abbildung 22: Entwicklung der globalen Stromerzeugung bis 2030**



Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Paris 2009, S. 229 und 623

gionalen Pipeline- und LNG-Kapazitäten von 60 Mrd. Kubikmetern im Jahr 2007 auf 200 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2015 aus. Das würde einen Rückgang der Auslastung von 88 % auf weniger als drei Viertel bedeuten.

Der reduzierte Bedarf an Importgas für die USA könnte zu einer Abkopplung der Preise auf dem nordamerikanischen Markt von Europa und Asien/Pazifik führen. Aufgrund der Ölindexierung langfristiger Verträge dürften die Gaspreise in Europa und Asien/Pazifik parallel zur angenommenen Ölpreisentwicklung steigen. Die Überschuss-situation könnte aber auf die Lieferanten des europäischen und des asiatisch-pazifischen Markts Druck ausüben, die Preisstellung auch bei langfristigen Verträgen zu modifizieren. Vermehrte Entkopplung von den Ölpreisen, höhere Spotverkäufe und Preissenkungen zur Ankurbelung der Nachfrage wären mögliche Folgen.

### Bewertung

Die 700 Seiten starke Studie vermittelt erneut ein umfassendes Bild über die Perspektiven der globalen Energieversorgung.

Die Schrift als Prognose zu klassifizieren wäre ein Missverständnis. Das gilt sowohl für das Reference Szenario als auch für das 450 Szenario. Vielmehr wird durch die wiedergegebenen Szenarien die Bandbreite der möglichen Entwicklung aufgezeigt. Als am wenigsten wahrscheinlich ist ein Verlauf entlang des Reference Szenario einzustufen. Im Unterschied dazu ist das 450 Szenario

außerordentlich ambitioniert. Es zeigt auf, was geschehen müsste, damit das Zwei-Grad-Ziel eingehalten wird.

Folgende Annahmen liegen dem 450 Szenario unter anderem zugrunde:

- Für den Zeitraum bis 2020 verpflichten sich alle OECD-Staaten einschließlich der Nicht-OECD-EU-Staaten zu nationalen Emission Caps.
- Nach 2020 werden Emissionsobergrenzen auch für die anderen großen Volkswirtschaften (OME), wie Brasilien, China, Mittlerer Osten, Russland und Südafrika, angenommen.
- Bis 2030 setzen die verbleibenden Staaten vorrangig nationale Maßnahmen um.

Ferner wird vorausgesetzt, dass sich schrittweise international verlinkte CO<sub>2</sub>-Handelsmärkte entwickeln, sektorale Vereinbarungen sowie nationale Maßnahmen umgesetzt werden und die Industriestaaten Klimaschutzmaßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern mitfinanzieren.

Mit der Studie wird die vom Weltenergieerät vertretene Haltung bestätigt, dass ehrgeizige Klimaziele nur erreicht werden können, wenn alle Optionen genutzt werden. Dazu gehören die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau erneuerbarer Energien, die Nutzung der Kernenergie sowie die breite Anwendung von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS).



## Kopenhagen – aus Sicht des Weltenergiesrates

Vom 7.–12.12.2009 fand in Kopenhagen die Weltklimakonferenz (Conference of Parties der UN Climate Convention: COP-15) statt.

Das Ziel und öffentliche Erwartung war der Abschluss einer verpflichtenden Nachfolgereinbarung zum Kyoto-Protokoll für den Zeitraum 2013–2020.

In den Verhandlungen vertraten sich fünf Gruppen von Staaten, die stark divergierende Auffassungen zur Vorgehensweise im Klimaschutz zeigten:

1. BASIC (Brasilien, Südafrika, Indien und China),
2. Entwicklungsländer,
3. Europäische Union (EU),
4. USA,
5. weitere Länder, wie Australien, Japan, Russland etc.

Die EU stellte sich als Vorreiter mit seinen Reduktionszielen für Treibhausgase (THG) dar. Die USA blieben mit ihren Reduktionszielen weit hinter den vorab gemachten verbalen Bekenntnissen zurück und die BASIC-Länder und die Entwicklungsländer reklamierten für sich den zukünftigen Ausgleich der von den Industrienationen bereits in Anspruch genommenen Emissionen.

China nahm entweder die Position einer Supermacht – auf Augenhöhe mit den USA – ein oder gerierte sich als Entwicklungsland, im Zusammenspiel mit den Entwicklungsländern, um im prozeduralen Ablauf Herausforderungen aufzubauen, die dem Ablauf der Konferenz nicht förderlich waren.

Die Konferenz endete ohne ein verbindliches Klimaabkommen für die „Nach-Kyoto-Periode“. Es wurde ein unverbindlicher „Copenhagen Accord“ erarbeitet, der nicht beschlossen, sondern lediglich von der Konferenz zur Kenntnis genommen wurde. Über ein Klimaabkommen soll in der nächsten Konferenz, COP-16 in Mexiko (Dez. 2010), verhandelt werden. Beschlossen wurden nur „administrative“ Absichten.

Der Weltenergiesrat (World Energy Council) nannte zu Beginn der Klimakonferenz in Kopenhagen vier Kernforderungen an einen zukünftigen Rahmen<sup>2</sup>:

1. Langfristige Rahmenverlässlichkeit, um benötigte Investitionen ohne Verzögerung auszulösen

2. Auswahl der effizientesten technologischen Lösung durch den Preis für Treibhausgasemissionen (Carbon Certificates)

3. Das Preissignal muss global wirken, um die Investitionen dort zu bevorzugen, wo sie den größten Effekt haben.

4. Technologieentwicklung muss Anreize für Innovation und Transfer enthalten.

Erfüllt das Ergebnis von Kopenhagen die vier einfachen Forderungen?

### Langfristiger Rahmen

Ein langfristiger Rahmen ist für den Klimaschutz ein absolutes Muss. Die Internationale Energieagentur nannte einen Bedarf von 10.500 Mrd. USD an weltweiten Investitionen für die nächsten zwanzig Jahre, um Klimaziele zu erreichen. Hohe finanzielle Belastungen werden – zumal in Krisenzeiten – nur dann unverzüglich getätigt, wenn die Rahmenbedingungen verlässlich und ausreichend langfristig definiert sind.

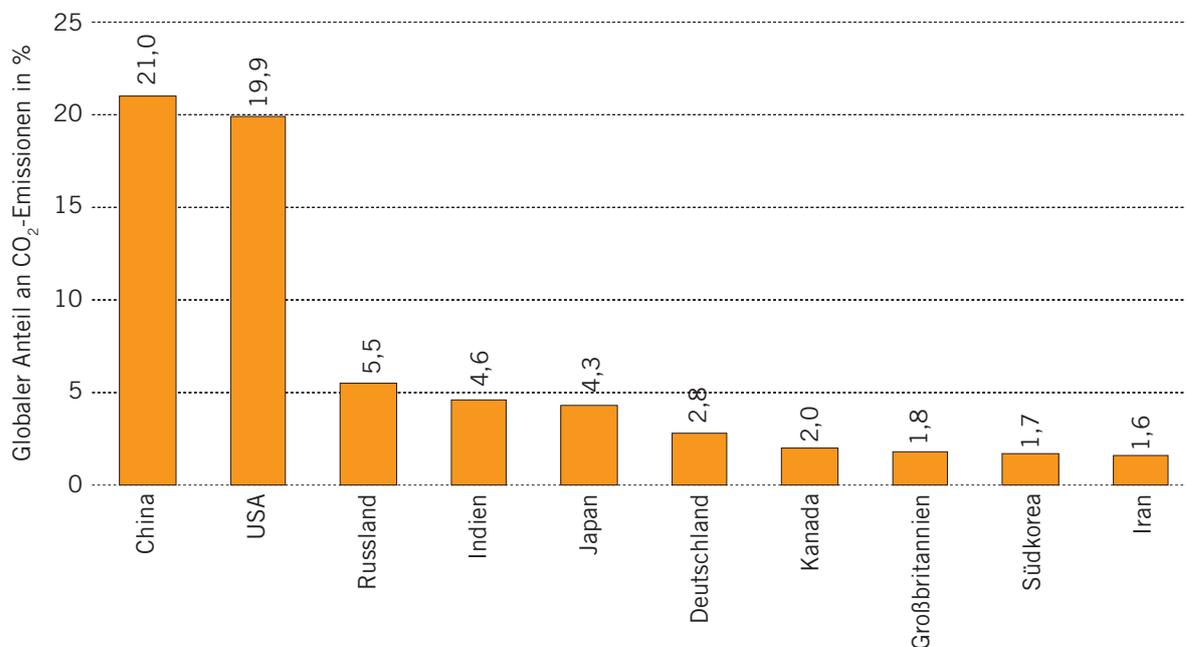
Fast alle sogenannten Annex-I-Staaten<sup>3</sup> nannten im Rahmen der Verhandlungen eigene Reduktionsziele, die in Summe zu einer Treibhausgasreduktion bis 2020 zwischen 16 % und 23 % im Vergleich zu 1990 führen würden. Die analogen Angebote zur Reduktion im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario für die Nicht-Annex-I-Länder liegen in einem Bereich zwischen 5 % und 20 %. Der IPCC (International Panel for Climate Change) forderte hingegen von den Annex-I-Ländern eine gesamte Vermeidungsleistung zwischen 25 % und 40 %, von den Nicht-Annex-I-Ländern eine Verpflichtung bei den spezifischen Emissionen zwischen 15 % und 30%.

Um die in der Tabelle genannten Vermeidungsziele zu verstehen, ist es jedoch immer wichtig, sich die Historie der Emissionen vor Augen zu halten: Russland liegt aktuell bei gut über 30 % Vermeidung, d. h., das genannte Ziel entspricht einer Steigerung der Emissionen. Andere Länder wählen statt 1990 ein anderes Bezugsjahr, um optisch hohe Leistungen anzubieten wie die USA mit einer 17 %-Vermeidung zum Basisjahr 2005. Für Australien ist eine Steigerung der Emissionen um 13 % immer

<sup>2</sup> In einem Bericht der europäischen WEC-Mitglieder „European Climate Change Policy Beyond 2012“ wurden noch detailliertere Forderungen aufgestellt. Zu finden im Downloadbereich bei [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org).

<sup>3</sup> Diese Ländergruppe umfasst die OECD-Länder (außer Südkorea, Mexiko und Chile) und einige Transformationsländer aus Osteuropa, insgesamt 35 Länder. Sie sind im Annex I der Vereinbarungen zum Kyoto-Protokoll aufgeführt.

**Abbildung 23: Die zehn größten CO<sub>2</sub>-Emittentenländer sind verantwortlich für über 65 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen.**



Quelle: Germanwatch, Klimaschutzindex 2010

**Tabelle 2: Angekündigte Ziele\***

Land	Angekündigtes Ziel (teilweise umgerechnet) im Vergleich zu 1990
USA	-3,5 %
EU	-20 %/-30 %
Japan	-25 %
Kanada	+1 %
Russland	-20 %/-25 %
Australien	+13 %
Neuseeland	-10 %/-20 %
Schweiz	-20 %/-30 %

Quelle: PointCarbon/eigene Rechnungen

\* Beispiele für Verhandlungsangebote einzelner Annex-I-Länder bzw. -Regionen. Einige Ziele sind an Vorbedingungen geknüpft. So will die EU ein Reduktionsziel von 30 % erklären, falls andere wesentliche Emittenten z. B. die USA anspruchsvolle Reduktionsziele erklären.

noch mit einer Vermeidungsleistung verbunden, da dort seit 1990 der THG-Ausstoß um 26 % gestiegen ist.

Die genannten freiwilligen Verhandlungsangebote der Nicht-Annex-I-Länder beziehen sich jedoch überwiegend auf spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungen und beziehen sich nicht auf ein Referenzjahr, sondern auf ein Business-as-usual-Szenario. Die Steigerung der industriellen Produktion und des allgemeinen Lebensstandards geht jedoch oft mit einer Steigerung der absoluten Emissionen einher. Das kann zwar durch eine Senkung der spezifischen Emissionen gemildert werden, wird jedoch nicht völlig unterdrückt. Chinas Angebot einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Intensität um 40 bis 45 % führt dazu, dass China erst im Jahr 2020 den heutigen deutschen Wert der CO<sub>2</sub>-Intensität erreicht. Darüber hinaus ist es in der historischen Betrachtung Chinas auch kein ambitioniertes Ziel: Zwischen 1990 und 2003 fiel die CO<sub>2</sub>-Intensität Chinas um 50 %. Wichtiger jedoch für den Klimaschutz: Das angenommene BIP-Wachstum von 400 % führt zu einem Anstieg der absoluten Emissionen um 250 %<sup>4</sup>. Das ver-

4 Quelle: World Resources Institute



**Tabelle 3: Beispiele für Verhandlungsangebote einzelner Nicht-Annex-I-Länder**

Land	Angekündigte freiwillige Ziele/Verhandlungsangebote
China	Reduktion der CO <sub>2</sub> -Intensität zwischen 40 % und 45 % bis 2020 im Vergleich zu 2005
Brasilien	Reduktion zwischen 36,1 % und 38,9 % im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario 2020
Südkorea	4 % unter 2005 bis 2020 oder 30 % im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario bis 2020
Indonesien	26 % im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario bis 2020. Bei internationalem Abkommen 41%
Indien	Reduktion der CO <sub>2</sub> -Intensität zwischen 20 % und 25 % bis 2020 im Vergleich zu 2005
Mexiko	Reduktion der Emissionen um 50 % bis 2050. Basisjahr 2000.
Phillipinen	Reduktion der Emissionen um 5 % im Vergleich zu 1990 (kein Zieljahr genannt)
Singapur	Emissionsreduktion um 16 % im Vergleich Business-as-usual-Szenario 2020
Südafrika	Emissionsreduktion um 34 % im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario 2020, Emissionsreduktion um 42 % im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario 2025

Quelle: PointCarbon

deutlich nochmals, dass ein Klimaschutz ohne Beteiligung Chinas nicht möglich ist.

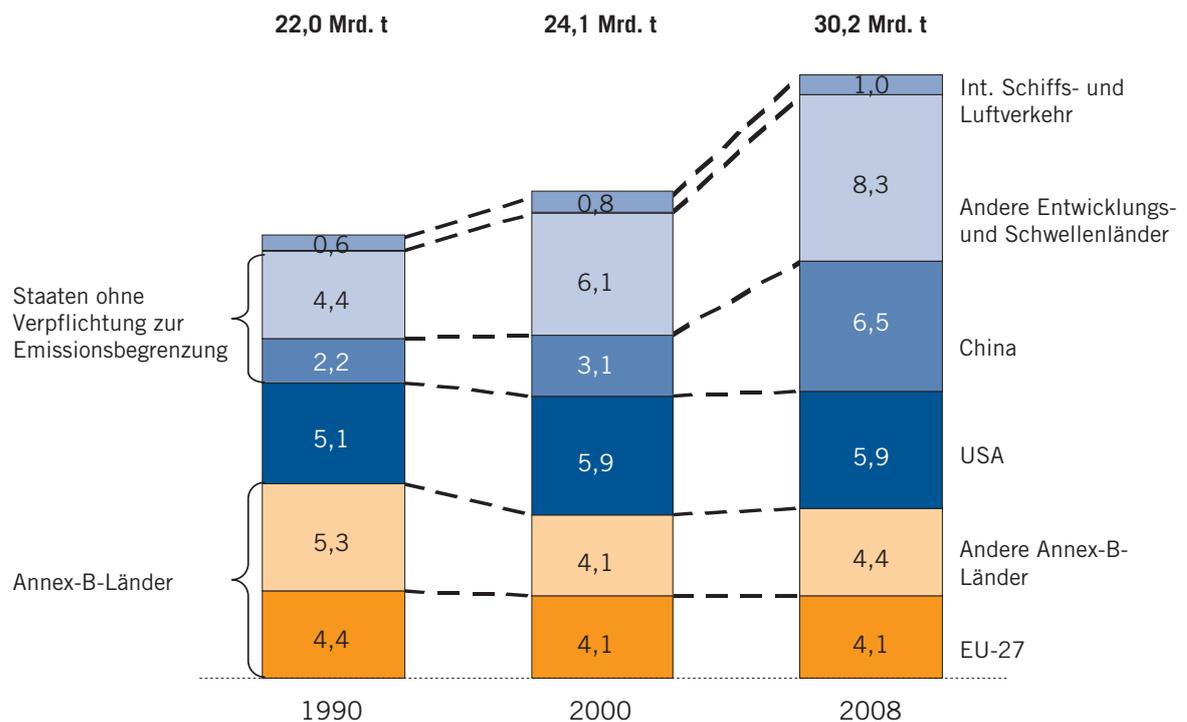
Innerhalb der EU werden diese deutlich unterschiedlichen nationalen Ansätze zu Diskussionen führen, wie das Ergebnis von Kopenhagen in Hinsicht auf die Wettbewerbsfähigkeit zu werten ist. Das Minus-30 %-Ziel für die EU ist durch das gescheiterte USA-Junktum schwerlich politisch aufrechtzuerhalten.

### **Auswahl der effizientesten technologischen Lösung durch den Preis für Treibhausgasemissionen**

Ein System der Preissetzung für Treibhausgasemissionen, das die effizientesten technologischen Lösungen bevorzugt, wurde in Kopenhagen nicht diskutiert. Lediglich ein Leitungsorgan für Clean Development Mechanisms (CDM) wurde vereinbart. Insgesamt ist der mangelnde globale Rahmen ineffizient: Es wird für die Teilnehmer an den Vermeidungsprogrammen insgesamt teurer – diese zusätzlichen Kosten werden dann von den Endverbrauchern getragen.

Nachdem die Ergebnisse der Verhandlungen in Kopenhagen aber nur zur Kenntnis genommen worden sind, gibt es keinerlei Basis für einen globalen Rahmen. Die Hoffnung darauf ist vertagt bis zur COP-16 in Mexiko Ende des Jahres 2010.

**Abbildung 24: Die energiebedingten weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen an**  
 Während die EU ihre absoluten Emissionen mindern konnte, zeigen andere Regionen ein sehr deutliches Wachstum.



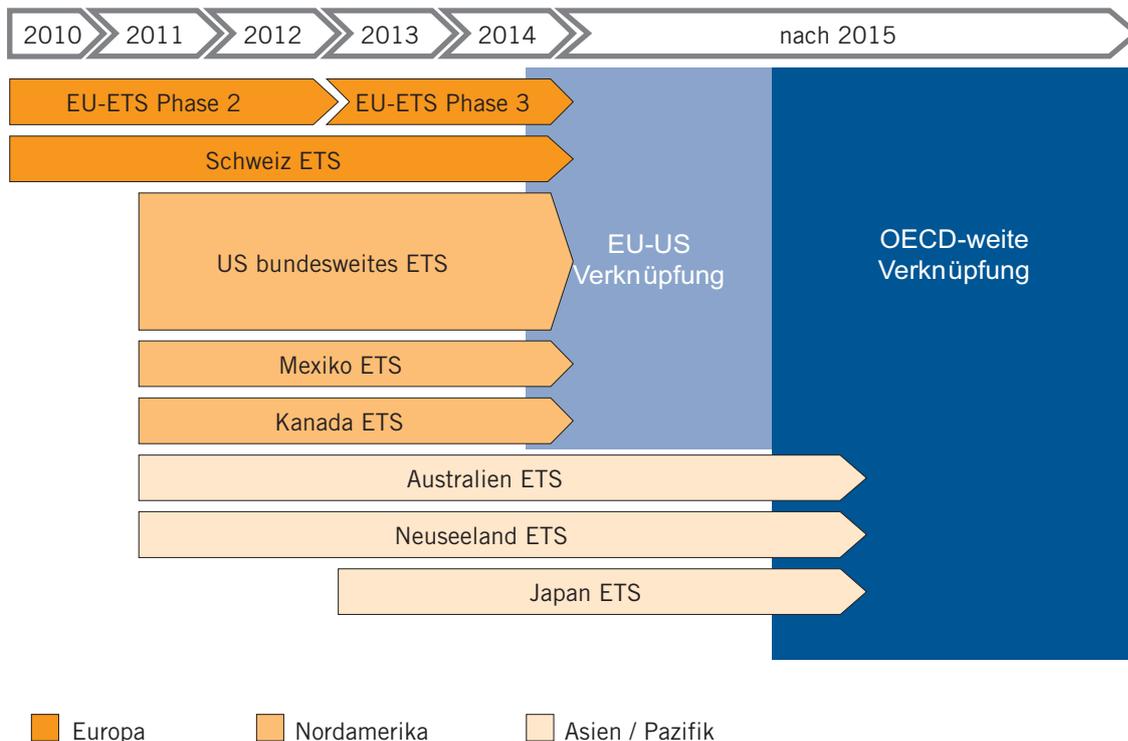
Quelle: H.-J. Ziesing, ET, 09/2009

## Globaler Preis

Ein weltweiter Preis für Treibhausgasemissionen-Zertifikate (Carbon Certificates) ist notwendig, um in allen Ländern Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu schaffen. Damit wird auch die global genannte Preisfindung und die effiziente Allokation von Investitionen unterstützt. Zudem werden damit sogenannte Carbon-Leakage-Effekte unterdrückt, d. h. das Ausweichen von Anlagenbetreibern aus Ländern mit strengen Emissionsauflagen in Länder mit geringen oder keinen Auflagen. Ein globaler Preis stellt – zumindest in Bezug auf CO<sub>2</sub> – ein „level playing field“ sicher.

Leider kam man in Kopenhagen nicht so weit, um dieses wichtige Thema anzusprechen – obwohl das Thema in Expertenkreisen bereits seit längerem intensiv diskutiert wird.

**Abbildung 25: Vorgeschlagener Zeitrahmen für eine zumindest OECD-weite Verknüpfung der CO<sub>2</sub>-Handelsmärkte**



Quelle: Lazarowicz

## Technologie

Eine Lösung für das Klimaproblem kann schlussendlich nur Technologie liefern. Notwendig sind hier Forschung und Entwicklung, um die bisherigen Lösungsmöglichkeiten zu erweitern und eine globale Umsetzung der Lösungen zu forcieren. Dem Technologietransfer entgegen stehen jedoch oft Unterschiede in den national getriebenen Technologiepräferenzen und Differenzen bei den Vorstellungen in Bezug auf den Schutz geistigen Eigentums.

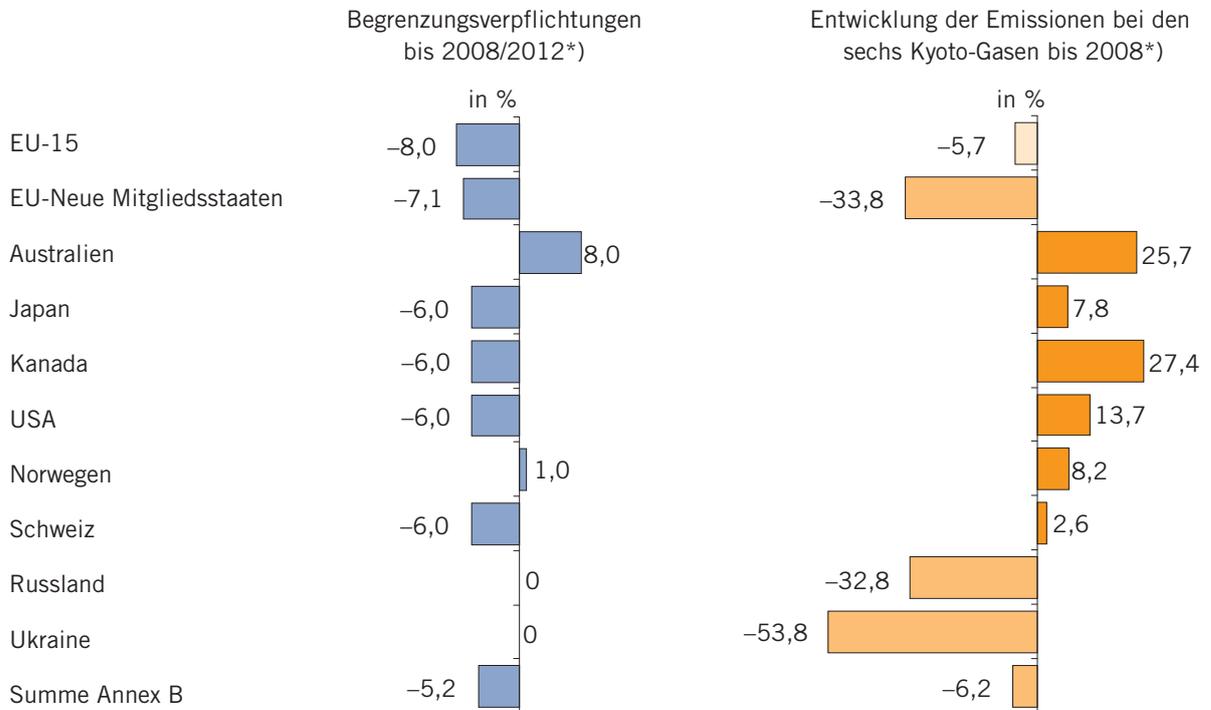
Das Thema wurde in Kopenhagen in Arbeitsgruppen ohne Zeitplan vertagt.

Kopenhagen war sicherlich bezüglich der Teilnehmer eine überraschend große Veranstaltung – so nahmen z. B. 119 Regierungschefs teil –, die Ergebnisse hingegen sind übersichtlich und unverbindlich. In der EU wird das Thema sicherlich auch in Zukunft eine wesentliche Rolle spielen, so dass hier die Investitionstätigkeit nach dem Ausgang von COP-15 vor dem Hintergrund der Wettbe-

werbsfähigkeit hinterfragt werden könnte. Für andere Länder und Regionen muss jedoch befürchtet werden, dass hier dringende Investitionen zumindest gebremst werden bzw. unter Verweis auf die Wirtschaftskrise völlig unterbleiben.

Für langfristig stabile Rahmenbedingungen in Richtung Innovation und Investition hat Kopenhagen nicht gesorgt. Das Misstrauen, dass einige Länder nicht ernsthaft beim Klimaschutz mitmachen wollen, ist gewachsen – nicht der beste Nährboden für ein globales Abkommen.

**Abbildung 26: Vergleich: Verpflichtungen und tatsächliche Treibhausgasentwicklung**



\*Für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O gilt 1990 als Basisjahr, für die anderen Treibhausgase wahlweise auch 1995.

Quelle: H.-J. Ziesing, ET 09/2009

## Fazit

Die vier Kernforderungen – oder Prüfpunkte – des WEC für COP-15 sind in Kopenhagen nur in Ansätzen angesprochen worden – von Erfüllung kann nicht geredet werden. Ein verbindliches Nachfolgeabkommen zum Kyoto-Protokoll hat es nicht gegeben, lediglich einen „Accord“, der viele Fragen weiter offen lässt. Die Verhandlungsergebnisse haben gezeigt, dass zwischen den Staaten erhebliche und ernste Differenzen zum Vorgehen beim Klimaschutz bestehen, die auch für COP-16 nicht zu Optimismus Anlass geben.

## Desertec

Wie ist es zu schaffen, dass in den nächsten 40 Jahren bis zu 10 Mrd. Menschen eine ausreichende Versorgung mit Nahrung, Wasser und Energie finden und gleichzeitig die Klimaerwärmung mit ihren bedrohlichen Veränderungen der Lebensbedingungen vermieden wird? Diese Fragen gehören zu den Schlüsselherausforderungen an die Regierungen, Wirtschaft und Weltorganisationen, schon heute geeignete Konzepte einer zukünftigen und nachhaltigen Energie- und Nahrungsversorgung zu entwickeln. Einen Ansatzpunkt liefern hier regenerative Energieträger. Sie haben in den letzten Jahren ihren Nischencharakter verloren und sind zu einem festen Bestandteil von Investitionsplanungen geworden. Insbesondere die Nutzung von Windenergie und zuletzt der Sonnenenergie zeigt außerordentlich hohe Zuwachsraten. Zwar decken weltweit die regenerativen Energieträger noch einen relativ kleinen Anteil der Energieversorgung ab: Bei der Primärenergie waren es im Jahr 2007 13 % und bei der Elektrizität 18 % (davon 85 % Wasserkraft). Doch werden immer mehr Investitionen in die Nutzung regenerativer Energieträger gelenkt. Allein im Jahr 2009 wurden im weltweiten Stromerzeugungssektor über 100 Mrd. € in neue Wasserkraft-, Wind-, Solar-, Biomasse- und Geothermie-Anlagen investiert. Insbesondere für Solarenergie, sowohl fotovoltaisch wie solarthermisch, werden hohe Zuwachsraten erwartet. Das Solarenergie-Potenzial ist sehr groß. Die Wüstenregionen der Erde empfangen in sechs Stunden mehr Energie als die Menschheit in einem Jahr verbraucht. In der Sahara steht die Sonne über 4.800 Stunden im Jahr zur Stromerzeugung zur Verfügung. Solarkraftwerke auf einem Areal von weniger als 0,5 % der weltweiten Wüstenflächen würden ausreichen, um den gesamten weltweiten Energiebedarf zu decken. An diese Potenziale, die direkt an der Südgrenze Europas erschließbar sind, setzt das Desertec-Konzept an.

Das Konzept beschreibt einen Beitrag zur nachhaltigen Stromversorgung für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika auf Basis erneuerbarer Energien. Nach den Angaben der Gründungsgesellschaft zielt die Initiative darauf ab, bis 2050 einen Anteil von 15 % des europäischen Strombedarfs zu liefern. Dabei soll der Strom in solarthermischen CSP-Kraftwerken (CSP: concentrating solar power) vor allem in Nordafrika sowie in Windparks an den Küsten Nordafrikas erzeugt werden. Nicht minder wichtig ist die Idee, parallel zur Stromerzeugung die Solarenergie über Meerwasserentsalzung für die Produktion von Brauchwasser zu verwenden. Das Wasser, eine unentbehrliche Komponente in der Nahrungsmittelproduktion und Industrieansiedlung, stellt ein bedeutendes Argument für das Konzept in den Produzentenländern. Die Desertec-Vision basiert auf drei Säulen: der technologischen, der finanzwirtschaftlichen und der politischen.

Die Technologie zur Realisierung des Desertec-Konzeptes ist prinzipiell vorhanden. Hierzu unterscheidet man zwischen den Strom-Erzeugungsanlagen, wobei als die wichtigsten die solarthermischen Kraftwerke und Windanlagen zu benennen sind, und Transportoptionen, wo die Hochspannungswechselstrom- und -gleichstromübertragung (HGÜ) in Frage kommen.

Solarthermische Kraftwerke werden bereits seit ca. 30 Jahren betrieben. Hierzu liegen v. a. Erfahrungen aus den in der Mojave-Wüste in Kalifornien gebauten Parabolrinnenanlagen vor. Dieser Anlagentyp ist auch in den zuletzt gebauten Anlagen in Spanien oder in den USA (Nevada) zur Anwendung gekommen. Nach Angaben des „Climate Investment Funds“ befinden sich allein in Nordafrika und Jordanien solarthermische Projekte mit einem Volumen von ca. 1.000 MW (5,6 Mrd. USD) in der Pipeline.

Die wesentlichen Komponenten solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke, Spiegel und Receiver, wurden in den letzten Jahren weiterentwickelt und haben mittlerweile ihre technologische Reife erreicht. Die für die Stromerzeugung erforderlichen Dampferzeuger und Dampfturbinen sind seit Jahrzehnten in konventionellen, fossilbefeuerten Kraftwerken erfolgreich im Einsatz. Sie werden lediglich hinsichtlich der thermodynamischen Parameter für die Verwendung in solarthermischen Kraftwerken optimiert. Die Turbinen benötigen als Arbeitsmedium Wasserdampf. Der Dampf muss nach dem Einsatz in der Turbine verflüssigt und dem Dampferzeuger erneut zugeführt werden. Dafür wird eine Kühlung benötigt, die meistens auch durch Wasser erfolgt. Nun ist Wasser in den Wüsten nicht unbedingt in Übermengen vorhanden. Es ist aber durchaus vorstellbar, das salzige Mittelmeereswasser zum Ort der Aufstellung von solarthermischen Anlagen mit konventionellen Leitungen zu transportieren und es vor Ort zur Kühlung des Wasserkreislaufs der Dampfturbine zu verwenden. Die abgeführte Wärme aus dem Dampfkreislauf kann somit gleichzeitig zur Entsalzung von Meerwasser dienen. Die dafür erforderlichen Entsalzungsanlagen werden seit Jahrzehnten in wasserarmen Gebieten vielfältig eingesetzt, allerdings wird die für die Wasserverdampfung notwendige Wärme meistens aus Erdgas gewonnen. In den solarthermischen Anlagen könnte ein Teil der Solarwärme oder der Abwärme des Kraftwerks für die Produktion von Trinkwasser oder Wasser für landwirtschaftliche Zwecke verwendet werden.

Wie schon erwähnt, ist die Stromproduktion nicht das einzige Ziel des Desertec-Projektes. Die Wasserentsalzung für die Produktion des Trinkwassers oder für den landwirtschaftlichen Gebrauch ist der zweite, wesentliche Vorteil

des Konzepts. Die Ansiedelung von Industrien, die sowohl Wasser wie Prozesswärme benötigen, begleitet von der Schaffung dringend notwendiger Arbeitsplätze, sind weitere Argumente für die lokalen Regierungen, eine erfolgreiche Umsetzung des Konzepts zu unterstützen. Neben Solarkraftwerken sind die Windanlagen ein weiterer Bestandteil des Desertec-Konzepts. An den west- und nordafrikanischen Küstenstandorten mit ihren ausgezeichneten Windverhältnissen könnten sehr hohe Auslastungen von Windanlagen erreicht werden. Die Windkraftwerke stehen bereits an vielen europäischen Standorten an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit und dürften gerade an den küstennahen Orten Afrikas ihre Wirtschaftlichkeit gegenüber der konventionellen Stromerzeugung unter Beweis stellen.

Auch die verlustarme Übertragung großer Strommengen über weite Distanzen ist technisch machbar und wird bereits erfolgreich eingesetzt. Bei Desertec müsste der in den Wüstenregionen erzeugte Strom über eine Strecke von etwa 2.000 bis 4.000 Kilometern von Nordafrika in die Verbrauchszentren Europas transportiert werden. Mit HGÜ sind derartige Entfernungen heute lösbar. Bei einem zuletzt verwirklichten HGÜ-Projekt in China wird beispielsweise eine Leistung von 5.000 Megawatt (MW) von Wasserkraftwerken im Landesinneren über 1.400 Kilometer in die Megacities an der Küste übertragen. Dank dieser Technologie kommen bis zu 95 % der eingespeisten Energie in den Verbrauchszentren an. Die zugehörigen Transportkosten werden mit ca. 1–2 c/kWh angegeben. Speziell bei Desertec sind neben Entfernungen die relativ großen Wassertiefen im Mittelmeer zu berücksich-

tigen. Für die erforderlichen Übertragungsstrassen kommen bei heutiger HGÜ-Technologie und den erforderlichen Übertragungsleistungen primär die Straße von Gibraltar und die Straße von Sizilien mit Wassertiefen unter 1.000 m in Betracht.

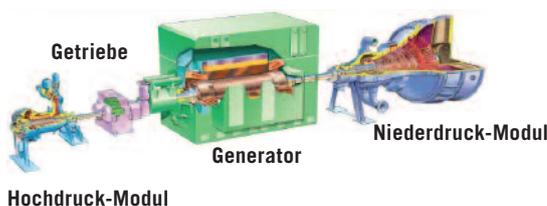
Da im Moment die Stromgestehungskosten für solarthermische Kraftwerke noch nicht wettbewerbsfähig sind, bedarf es weiterer Anstrengungen, die Kosten einzelner Komponenten und Teilsysteme zu senken sowie die Zuverlässigkeit und Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen. Allerdings sind sie keine Voraussetzung zur Verwirklichung des Konzepts, sondern haben das Ziel, Verfügbarkeit oder besser gesagt zeitliche Ausnutzung verbunden mit Flexibilität der Anlagen zu erhöhen. Hier sind in erster Linie thermische Speicher zu benennen, mit deren Hilfe die Wärme über die Zeit der Sonneneinstrahlung hinaus gespeichert werden könnte. Zwar sind solche Systeme noch in der Erprobungs- und Demonstrationsphase, der weitere technologische Fortschritt kann aber hier helfen, die Wirtschaftlichkeit der solaren Stromerzeugung weiter zu verbessern. Weitere Punkte, die geklärt werden müssen, sind mögliche technische Probleme im Anlagenbetrieb, wie z. B. Degradation verschiedener solarer Komponenten wie Spiegel oder Receiver. Eine regelsystemtechnische Herausforderung ist die Kopplung der fluktuierenden Solar- und Windstromerzeugung mit dem Verbrauchsprofil in Europa und in Afrika. Hier bietet sich zunächst der Bau von Pumpspeicherkraftwerken an den gebirgigen Küsten West- und Nordafrikas an, die den überschüssigen Strom zum Zeitpunkt von niedriger

**Abbildung 27: Eine Welle von CSP Projekten in Spanien, Beispiel: Lebrija-Anlage**

**Projekt Beschreibung**

- Leistung: 50 MWe
- Spiegel: Parabol Rinnen
- Wärmeträger: Thermoöl
- Hersteller: Siemens und Valoriza
- Inbetriebnahme: Dez. 2010

**Siemens Power Train**



Quelle: Siemens Energy



Nachfrage aufnehmen könnten. Auch die bereits erwähnten Wärmespeicher haben das Potenzial, die Energie wärmeseitig zu puffern und zum Zeitpunkt erhöhter Nachfrage in Strom umzuwandeln. Alternativ dazu bietet sich auch die Möglichkeit, zu Zeiten niedriger Stromnachfrage die überschüssige Wärme direkt zur Wasserentsalzung zu verwenden. Auch die europäische Seite bietet zukünftig Beiträge zur Lösung der Systemregelung an. Die Erhöhung des Anteils heimischer regenerativer Energieträger im Erzeugungsmix erfordert ohnehin die Verbreitung von Smart-Grid-Lösungen und den Zubau von Speichern.

Man kann an dieser Stelle zusammenfassend feststellen, dass die wichtigsten Komponenten des Systems entweder bereits vorhanden sind, erprobt werden oder technologische Herausforderungen als lösbar angesehen werden. Dennoch gibt es Stimmen, die das Projekt eher kritisch bewerten. Als Grund dafür wäre an erster Stelle das Fehlen von geeigneten, zuverlässigen politischen Rahmenbedingungen zu benennen, um privaten oder öffentlichen Investoren die notwendige Planungs- und Rechtssicherheit zu geben. Nach Berechnungen des Deutschen Instituts für Luft- und Raumfahrt (DLR) würden sich die Kosten des Wüstenstrom-Projekts in seiner Vollausbauweise auf rund 400 Mrd. Euro belaufen. Dieses Geld darf wahrlich nicht in den Sand gesetzt werden. Die zweite Frage, ob es nicht wirtschaftlicher wäre, das Geld direkt in Europa zu investieren, muss im Wesentlichen aus einer Perspektive von mehreren Jahrzehnten, für die das Projekt geplant ist, beantwortet werden. Es ist ein Fakt: Solarthermie ist derzeit auch bei besten Solarbedingungen noch nicht wirtschaftlich. Die Stromerzeugungskosten der zuletzt in Spanien verwirklichten CSP-Anlagen liegen mit über 20 ct/kWh deutlich über denen der konventionellen Kraftwerke. Auch bei deutlich besseren Solarbedingungen in Nordafrika kommt man mit heute verfügbarer Technik auf 14–17 € c/kWh. Zum Vergleich: Die Stromgestehungskosten einer gasbefeuerten GuD-Anlage liegen zurzeit bei ca. einem Drittel der oben genannten CSP-Kosten. Es ist aber davon auszugehen, dass die CSP-Technologie die Lernkurve weiter durchläuft. Auf der anderen Seite ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke in Zukunft auch durch höhere CO<sub>2</sub>-Preise weiter ansteigen und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit solarer Stromerzeugung verbessert wird. Gleichzeitig ist es nicht unwahrscheinlich, dass ein erneuter Anstieg der Erdgaspreise die Wirtschaftlichkeitslücke zur solarbasierten Erzeugung weiter schließen kann. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Stromerzeugungskosten von Windanlagen in Nordafrika mit ca. 5 c/kWh bereits heute mit den Erzeugungskosten fossilbefeuertener Kraftwerke vergleichbar sind. Versucht man die zukünftigen Gesamtkosten

inkl. Transport nach Europa abzuschätzen, auch wenn noch einige Unsicherheiten vorhanden sind, könnte in etwa zehn Jahren ein Kostenniveau von 11–13 c/kWh bei Solarstrom und 5–6 c/kWh bei Windstrom ohne Berücksichtigung von Wärme-/Stromspeichern erreicht werden.

Ein anderer Kritikpunkt politischer Natur, mit dem man in Europa konfrontiert ist, ist die Versorgungssicherheit. Wird es möglich sein, entsprechende Vorkehrungen zu treffen, um v. a. die Transportwege gegen Angriffe zu schützen und zu verhindern, dass die Stromlieferungen, ähnlich heutigen Öl- oder Gasexporten, als politisches Druckmittel verwendet werden? Es sind in der Tat ernsthafte Fragen, die Lösungen bedürfen. Wichtig zu erwähnen ist, dass mit dem Desertec-Konzept nicht vollständigen an einen Ersatz von heimischer Stromerzeugung in Europa gedacht ist. Der Strom aus der Sahara wird eher als Teil des Mixes aus allen regenerativen Energieträgern angesehen. Auch die als besonders verletzbar angesehenen „Mega-Transportwege“ könnten durch teure, aber weniger starke und anfällige Redundanzen ergänzt werden. Verzweigung und Diversifizierung der Transportwege bieten weitere Ansatzpunkte zur Lösung des Transportproblems.

Um das Projekt in die Tat umzusetzen, wurde am 30. Oktober 2009 eine Planungsgesellschaft DESERTEC Industrial Initiative (DII) aus der Taufe gehoben. Gründungsgesellschafter der DII GmbH sind ABB, Abengoa Solar, Cevital, DESERTEC Foundation, Deutsche Bank, E.ON, HSH Nordbank, MAN Solar Millennium, Munich Re, M+W Zander, RWE, SCHOTT Solar und Siemens. In weiteren Schritten wird die Einbeziehung weiterer, internationaler Akteure, v. a. aus den Ländern, durch die die Transportwege führen werden, die Implementierung des Projektes voranbringen.

Der Schwerpunkt der anstehenden Aktivitäten wird nach DII-Angaben neben der Erarbeitung eines technischen und wirtschaftlichen Konzepts auf der Klärung rechtlicher und politischer Fragestellungen liegen, die für ein erfolgreiches Umsetzungskonzept notwendig sind.

Beim Projekt Desertec vereinen sich Nachhaltigkeit, Technologiekompetenz und Unternehmertum. Grundvoraussetzung zur erfolgreichen Realisierung solcher umfassender, langfristig angelegter Projekte ist allerdings ein gemeinsamer politischer Wille auf internationaler Ebene. Durch intensive Zusammenarbeit und einen interkulturellen Dialog kann es jedoch gelingen, eine solide Basis zu schaffen, dass Investitionen in erneuerbare Energien und miteinander verbundene Stromnetze sinnvoll getätigt werden können.

# CCS-Umsetzung weltweit

## Verbreitung, Technologien und Anwendungen

Carbon Capture and Storage (CCS) umfasst die Abscheidung, den Transport und die dauerhafte Speicherung des Treibhausgases CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen.

In Industriestaaten und Schwellenländern weltweit wird an der kommerziellen Umsetzung von CCS gearbeitet. Mitte 2009 gab das von der australischen Regierung finanzierte Global CCS Institute einen Statusbericht über CCS-Projekte heraus<sup>5</sup>. Der Bericht identifiziert 499 Aktivitäten aus 275 CCS-Projekten mit mehr als 25.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr, die über reine Forschung hinausgehen. Davon sind 213 in Planung oder in Betrieb, 34 Projekte sind beendet, 26 Projekte sind abgebrochen oder verschoben, zwei Projekte vorerst gestoppt.

Drei Technologien für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung dominieren. 48 % der Projekte nutzen Post Combustion, also die Abscheidung von CO<sub>2</sub> nach der Verbrennung aus dem Rauchgas. 35 % der Projekte befassen sich mit der Pre Combustion, also der integrierten Kohlevergasung mit weiter in GuD-Anlagen (IGCC) nutzbarem Wasserstoff und abgeschiedenem CO<sub>2</sub>. 9 % basieren auf der Oxyfuel-Technologie, d. h. der Verbrennung in Sauerstoffatmosphäre, wodurch das Rauchgas fast ausschließlich aus CO<sub>2</sub> besteht, sodass eine Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas entfällt.

Von den laufenden 213 Projekten haben 101 Projekte einen kommerziellen Fokus. Davon entfällt etwa die Hälfte auf die Stromerzeugung. Obwohl CCS auch bei der Eisen- und Stahlproduktion sowie Raffinerien ein großes Potenzial zugesprochen wird, fokussieren nur je 1 % der Projekte auf diese Anwendungen. Andere Anwendungsfälle sind die Düngerproduktion (5 %), die Chemieproduktion (4 %) und die Treibstoffherstellung aus Kohle (1 %).

62 Projekte sind vollintegrierte Projekte, die die gesamte Wertschöpfungskette von der Abscheidung über den Transport bis zur Speicherung von CO<sub>2</sub> abdecken. Die Speicherung erfolgt üblicherweise in geologischen Formationen, wie entleerten Gasfeldern, versiegelten Kohleflözen oder salinen Aquiferen. In Europa und Australien werden aber auch Offshore-Speicherformationen betrachtet. Die Kosten der Speicherung können durch die Verpressung von CO<sub>2</sub> zur verbesserten Erdölgewinnung (EOR) deutlich reduziert werden. 39 der 62 Projekte nutzen diese Möglichkeit. Die meisten Projekte finden sich in

Europa, gefolgt von den USA, Kanada, Australien und China.

Die G8-Staaten haben sich zum Ziel gesetzt, 20 größere Demonstrationsanlagen zu errichten und damit die Voraussetzungen für die kommerzielle CCS-Nutzung nach 2020 zu schaffen. Die EU möchte bis 2015 zehn bis zwölf vollintegrierte CCS-Projekte realisieren.

## Europa

In Europa werden mehr als 20 vollintegrierte CCS-Projekte geplant oder umgesetzt. Seit 1996 verpresst Statoil jährlich 1 Mt CO<sub>2</sub> aus der Erdgasproduktion im Sleipner-Feld in einen darunter liegenden salinen Aquifer. Erst seit wenigen Jahren wird in einem zweiten Statoil-Projekt CO<sub>2</sub> aus der Erdgasproduktion des norwegischen Snøhvit-Feldes mit einer Jahreskapazität von 700.000 t CO<sub>2</sub> eingespeichert. Vattenfall erprobt in Deutschland mit einer Pilotanlage in Schwarze Pumpe die gesamte Wertschöpfungskette. 100.000 t CO<sub>2</sub> werden dort abgeschieden. Alle größeren Energieversorger in Europa arbeiten zumindest an einem CCS-Projekt.

CCS-Projekte werden vor allem auf EU-Ebene gefördert. Acht CCS-Projekte in jeweils einem Mitgliedsstaat erhalten aus dem Konjunkturprogramm der EU (EEPR) etwa 1 Mrd. €. Darüber hinaus werden aus der Neuanlagenreserve im EU-Emissionshandel bis zu 300 Mio. Zertifikate (mit einem gegenwärtigen Marktwert von rund 4 Mrd. €) an bis zu acht CCS-Projekte und ca. 30 innovative Projekte der regenerativen Stromerzeugung verteilt.

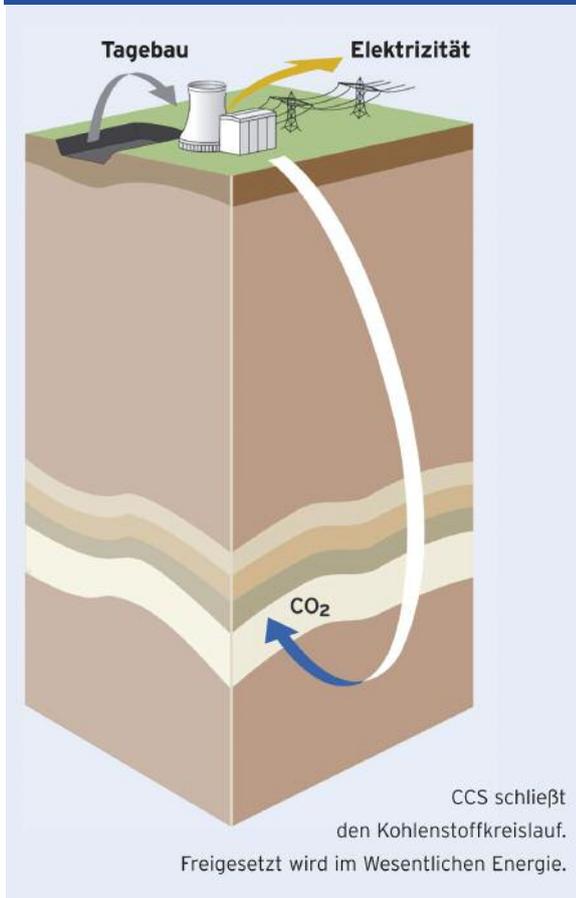
Europa hat mit der CCS-Richtlinie einen umfassenden rechtlichen Rahmen für die Anwendung von CCS in der Europäischen Union geschaffen. Die Richtlinie muss bis zum Sommer 2011 in nationales Recht der Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. Die Niederlande und Großbritannien wollen dies zeitnah tun. Im Koalitionsvertrag der neuen deutschen Regierung ist ebenfalls eine zeitnahe Umsetzung vorgesehen, allerdings wurden noch keine Initiativen gestartet.

Obwohl von führenden internationalen Energie- und Klimawissenschaftlern als unverzichtbar eingestuft, ist die Technologie in der Öffentlichkeit umstritten. Einige Nichtregierungsorganisationen und Bürgerinitiativen vor allem in potenziellen Speicherregionen lehnen CCS ab. U. a. wird befürchtet, dass durch CCS der Druck zum Ausbau der regenerativen Stromerzeugung nachlassen könnte. Die für die CCS-Technologie in Aussicht gestellten Fördermittel erreichen allerdings nur einen Bruchteil der

<sup>5</sup> <http://www.globalccsinstitute.com/downloads/Reports/2009/worley/Foundation-Report-1-rev0.pdf>.



**Abbildung 28: CCS unterbindet die Freisetzung von CO<sub>2</sub>**



Quelle: Vattenfall

Förderung, die in die regenerative Stromerzeugung fließt, sowohl absolut als auch spezifisch.

## USA

Die USA verfügen über 15 vollintegrierte CCS-Projekte. Davon sind drei bereits zwischen 1986 und 2006 in Betrieb gegangen. Alle Projekte zwischen 1 Mio. t und 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr sind kommerziell und nutzen das CO<sub>2</sub> für EOR. Viele Kohlestaaten unterstützen die Weiterentwicklung von CCS. Mit einer partiellen Abscheidung von CO<sub>2</sub> im Mountaineer-Kraftwerk in West Virginia wurde 2009 die erste amerikanische CCS-Anlage in der Stromerzeugung in Betrieb genommen. Inklusiv eines weitverzweigten Pipelinesetzes für CO<sub>2</sub> blicken die USA auf eine langjährige Erfahrung mit der CCS-Technologie bei industriellen Anwendungen.

Auch auf Bundesebene gingen die USA die Entwicklung von CCS an. Präsident Bush hat bereits 2003 für das Projekt Future Gen, einer IGCC-CCS-Anlage, geworben und dafür 950 Mio. USD (700 Mio. €) bereitgestellt. Industrielle Partner sollten weitere 1,8 Mrd. USD (1,3 Mrd. €) beisteuern. Das Projekt des Department of Energy kam jedoch nur zögerlich voran und hatte mit unterschiedlichen Kostenvorstellungen der Beteiligten zu kämpfen. Die CCS-Anlage soll jetzt in Illinois errichtet werden und wird deutlich später als einige Projekte in den Bundesstaaten realisiert.

Unter Präsident Obama wird CCS weiter unterstützt. Die CCS-Entwicklung wird im Rahmen des 787 Mrd. USD umfassenden amerikanischen Konjunkturprogramms „American Recovery and Reinvestment Act“ mit 3,5 Mrd. USD (2,5 Mrd. €) gefördert.

CCS ist zurzeit noch auf Ebene einzelner Bundesstaaten geregelt. Derzeit wird aber eine landesweite CCS-Regulierung erörtert. Die US-Regierung ist vor allem bei Speicher- und Transportfragen gefordert. Die im Vergleich zu Europa geringe Besiedlungsdichte dürfte es den USA erlauben, CO<sub>2</sub>-Speicherregionen ohne öffentlichen Widerstand zu erschließen.

## Kanada

In Kanada werden aktuell sieben Projekte durchgeführt. In Weyburn in der Provinz Saskatchewan werden seit 2000 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub> jährlich aus der synthetischen Treibstoffproduktion über 330 km in Pipelines transportiert, um sie für EOR zu nutzen.

Das Unternehmen EPCOR plant, bis 2015 eine 270-MW-IGCC-Demonstrationsanlage in der Provinz Alberta in Betrieb zu nehmen. Die Ölsandindustrie ist ebenfalls stark an CCS interessiert.

CCS wird von allen fünf Provinzen und der Bundesregierung unterstützt. Die Provinz Alberta fördert CCS mit 2 Mrd. CAD (1,4 Mrd. €) und von der Bundesregierung werden 650 Mio. CAD (440 Mio. €) im Rahmen des kanadischen Konjunkturprogramms zur Verfügung gestellt.

Mit Weyburn wollte die kanadische Regierung und die Internationale Energieagentur nachweisen, dass CO<sub>2</sub> 5.000 Jahre sicher gespeichert werden kann. Eine Speichergesetzgebung steht allerdings noch aus.

## Australien

In Australien werden über sieben vollintegrierte Projekte vorangetrieben. Ein Projekt wird derzeit errichtet, aber noch ist keine Anlage in Betrieb gegangen. Der Projektkatalog ist sowohl auf eine breite Technologienutzung als auch diverse Anwendungsgebiete ausgelegt.

Australien verfügt über große Kohlevorkommen und ist weltweit der Hauptexporteur von Kohle. Die Stromversorgung basiert zu großen Teilen auf Kohle. Um die wichtige Kohleindustrie zu sichern, unterstützt die Regierung vollumfänglich die Entwicklung der CCS-Technologie und sucht aktiv den Wissensaustausch mit anderen Staaten und Regionen. Sie stellt in den nächsten neun Jahren 2 Mrd. AUD (1,3 Mrd. €) für CCS-Projekte zur Verfügung. Die Regierung des Territoriums Queensland stellt 300 Mio. AUD (190 Mio. €) für Forschung und Entwicklung von CCS bereit.

Die Bundesregierung sowie Victoria und Queensland haben die Eigentumsrechte an CO<sub>2</sub>-Speichern und deren Management bereits detailliert geregelt.

## China

Der weltgrößte CO<sub>2</sub>-Emittent, China, hat mit seinem fortgesetzten Energie- und Stahlhunger das größte Potenzial für die Nutzung von CCS. Bisher sind vollintegrierte CCS-Projekte aber noch nicht in die Realisationsphase eingetreten, dennoch verfügt China mit GreenGen über ein ähnlich ambitioniertes IGCC-Projekt wie die USA mit FutureGen. Allerdings ist der Staat sehr stark an der Entwicklung der CCS-Technologie interessiert und in der Lage bei vorhandenem politischen Willen in kürzester Zeit sowohl die gesetzlichen Voraussetzungen zu schaffen als auch die notwendige Finanzierung für CCS-Projekte bereitzustellen. Ob CCS national angewandt werden soll oder vorwiegend für den Export bestimmt ist, wurde noch nicht verlautbart.

## Südkorea

Auch Südkorea als neuntgrößter Emittent von CO<sub>2</sub> hat ein CCS-Programm beschlossen. 85 Mio. USD Forschungsgelder sollen bis 2013 bereitgestellt werden. Ziel ist der Bau einer 500-MW-Demonstrationsanlage bis 2015. Der staatliche Stromversorger KEPCO erhält weitere 1,1 Mrd. USD, um seine CCS-Studien voranzutreiben.

## Rest der Welt

In anderen Staaten sind gesetzliche Regelungen oder Fördermittel für CCS nicht absehbar, obwohl sich die Regierungen für CCS aussprechen.

Das betrifft zum einen die Brennstoffproduzenten wie Russland, Indonesien, Saudi-Arabien. Südafrika hat zumindest einen Speicherpotenzialatlas erarbeitet. Vor allem Saudi-Arabien, Südafrika und Australien traten für eine Anerkennung von CCS als Clean Development Mechanism (CDM)-Maßnahme auf der Weltklimakonferenz in Kopenhagen ein.

Brennstoffimporteure wie Japan oder aufstrebende Volkswirtschaften wie Indien und Mexiko haben bisher auch keine CCS-Regulierung oder Förderrahmen erlassen. Indien und Mexiko, die bisher keine verbindliche CO<sub>2</sub>-Obergrenze einhalten müssen, warten voraussichtlich auf die Anerkennung von CCS als CDM-Maßnahme. Japan will sich als Industrieland an der Technologieentwicklung beteiligen, ist aber noch in der Planungsphase für gesetzliche Regelungen.

Darüber hinaus treiben internationale Unternehmen die Entwicklung von CCS voran. BP betreibt seit 2004 in Kooperation mit Sonatrach und Statoil in In Salah in Algerien ein CCS-Projekt, das das CO<sub>2</sub> im geförderten Erdgas mit Anteilen von 5 bis 9 % entfernt. 1 Mio. t CO<sub>2</sub> werden jährlich zurück in die Erdgasspeicherformation verpresst. Die Durchlässigkeit des Speichersandsteins ist mit dem von tiefen salinen Aquiferen in den USA, China und Nordwesteuropa vergleichbar. Dadurch liefert das CO<sub>2</sub>-Monitoring der Speicherformation wertvolle Hinweise zur Ausbreitung des CO<sub>2</sub> und zur Speichersicherheit für andere CCS-Projekte.

Viele Staaten der Welt werden aufgrund ihrer kohlestoffbasierten Ökonomien ohne CCS in den entscheidenden nächsten Dekaden keine nennenswerten Beiträge zum Klimaschutz leisten können. Deshalb wird die Marktfähigkeit der CCS-Technologie ein Ziel vieler Regierungen bleiben.



## „Yasuní ITT“ – Ecuador

Die Nutzung fossiler Brennstoffe und Abholzung sind Haupttreiber anthropogener Treibhausgasemissionen und damit des Klimawandels. Weltweit werden deshalb Vermeidungsmaßnahmen diskutiert. Dabei dürfen aber Markteffekte und vor allem die tatsächliche Emissionsreduktion nicht aus den Augen gelassen werden.

Die Regierung Ecuadors schlägt mit der „Yasuní ITT“-Initiative<sup>6</sup> der internationalen Staatengemeinschaft vor, einem Entwicklungsland in einem Projekt gleichzeitig bei der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, dem Schutz der biologischen Vielfalt und der Armutsbekämpfung zu helfen. Mit der Unterstützung Deutschlands und der Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit wurde ein multidimensionales Konzept entwickelt, nachdem Ecuador auf die Ölförderung im Yasuní-Nationalpark verzichtet hatte und im Gegenzug ein Kapitalfonds für eine nachhaltige Entwicklung Ecuadors angelegt wurde. Die Initiative wird von zahlreichen Institutionen und Politikern unterstützt.

Planungen des staatlichen Öl-Unternehmens Petroecuador sehen vor, über 25 Jahre 846 Mio. Barrel Erdöl im ITT-Feld des Yasuní-Nationalparks zu fördern und für den Transport in Pipelines aufzubereiten. Das Feld entspricht ca. 20 % der wahrscheinlichen Ölreserven Ecuadors. Die notwendigen Anfangsinvestitionen werden auf 3,5 Mrd. USD geschätzt, die operativen Kosten sollen bei 16,6 USD pro Barrel liegen. Bei einem Ölpreis knapp oberhalb von 60 USD pro Barrel erwartet die Regierung Gewinne aus der Förderung mit einem Gegenwartswert von etwa 7 Mrd. USD.

Der Wert der vermiedenen Emissionen liegt in ähnlicher Größenordnung. Bei der Verbrennung des Erdöls würden 407 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert. Bei einem Zertifikatspreis von 17,66 USD/t CO<sub>2</sub> läge der Gegenwartswert der Emissionsvermeidung bei fast 5,2 Mrd. USD.

Deshalb schlägt Ecuador den Annex-I-Staaten vor, 13 Jahre lang jährlich etwa 550 Mio. USD in einen internationalen Treuhandfonds zu zahlen, der einen Gegenwartswert von etwa 5,2 Mrd. € hätte. Der Kapitalfonds muss jedoch mindestens 50 % des zu erwartenden Gewinns aus der Erdölförderung erreichen.

Der Kapitalfonds soll unter Kontrolle einer internationalen Institution wie dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) unter Beteiligung der Geber stehen. Ecu-

ador will als Sicherheit für die Einlagen an die Geber Yasuní-Garantiezerifikate (CGY) im Gesamtumfang der vermiedenen Emissionen von 407 Mio. t CO<sub>2</sub> ausgeben. Die Zertifikate sind zeitlich unbegrenzt gültig und entsprechen deren Anteil am eingezahlten Nominalwert des Kapitalfonds. Sollte Ecuador zukünftig die Förderung des Erdöls anstreben, verliert Ecuador das Eigentum über die Fondsmittel und dessen Investitionen werden zurückgezahlt.

Ecuador verpflichtet sich, die Mittel des Fonds prinzipiell in Vorzugsaktien (Anteile ohne Mitbestimmungsrechte) mit einer garantierten Verzinsung von 7 % für Projekte zur nachhaltigen Stromerzeugung, Wasserkraft, Geothermie, Wind- und Solarenergie zu investieren. Die Zinsen aus diesen Investitionen stehen Ecuador zu und fließen wiederum in Projekte:

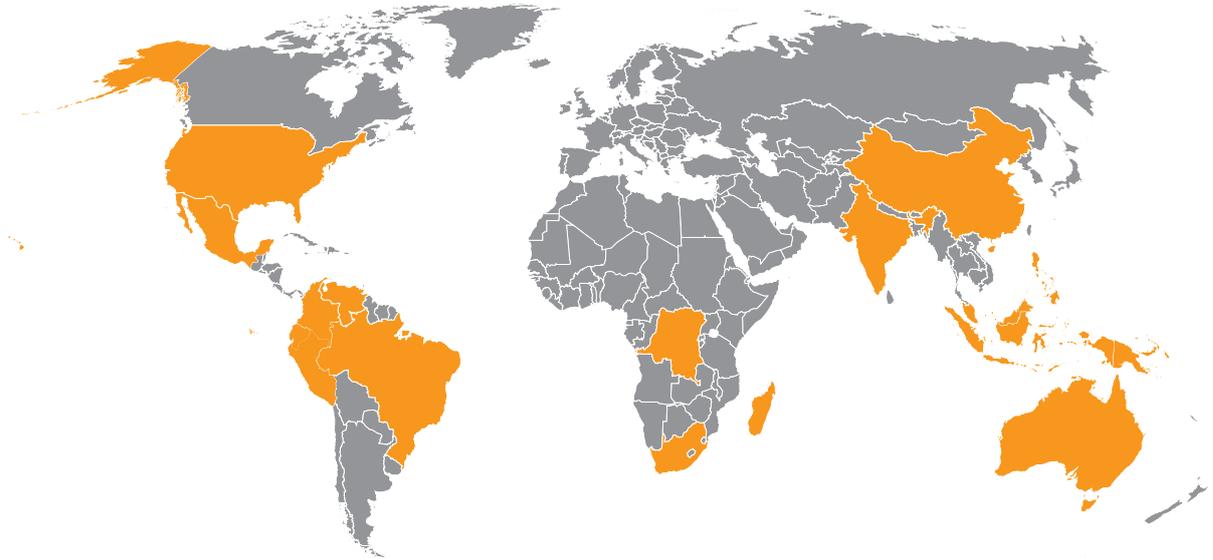
- für Naturschutz und zur vermiedenen Entwaldung von ca. 38 % des Staatsgebietes Ecuadors (4,8 Mio. ha in 40 Naturschutzgebieten und 5 Mio. ha Naturgebiete im Eigentum indigener Stämme und afro-ecuadorianischer Gemeinden; sie dienen somit auch dem Schutz der indigenen Völker),
- zur Aufforstung von 1 Mio. ha,
- zur Effizienzsteigerung des inländischen Energieverbrauchs und
- für die soziale Entwicklung. Damit kommen die Zinsen Bevölkerungsgruppen zugute, die im Einflussbereich der Projekte leben.

Die Initiative erwartet, dass durch die geförderten Projekte des Kapitalfonds und aus dessen Zinsen in den nächsten 20 Jahren die Emission von weiteren 820 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden wird. Gemessen an den potenziellen Emissionen bei Nutzung des im Boden belassenen Erdöls verdreifacht sich dadurch die Emissionsvermeidung.

Die Initiative will nicht auf bestehende Mechanismen für Vermeidungsmaßnahmen rund um das Kyoto-Protokoll wie Clean Development Mechanism (CDM) oder Reduced Emissions from Deforestation and Degradation (REDD) aufsetzen. Stattdessen sieht sie sich als Fortentwicklung dieser teilweise kritisierten Mechanismen. Obwohl die Projekte des Kapitalfonds prinzipiell nach CDM-Kriterien und die vermiedene Entwaldung nach REDD-Kriterien anerkannt werden könnten, würde sich die Frage der Doppelanrechnung aufgrund der Fondsfinanzierung stellen.

<sup>6</sup> ITT steht für Ishpingo-Tambococha-Tiputini, ein 200.000 ha großes Gebiet des Yasuní-Nationalparks, in dem die indigenen Völker der Tagaeri und Taromenane in freiwilliger Isolation leben ([www.yasuni-itt.gov.ec](http://www.yasuni-itt.gov.ec)).

Abbildung 29: Megadiverse Länder (UNEP)



Quelle: [http://en.wikipedia.org/wiki/File:Megadiverse\\_Countries.PNG](http://en.wikipedia.org/wiki/File:Megadiverse_Countries.PNG)

Der Initiative ist aber auch klar, dass das Konzept der Nichtnutzung fossiler Reserven und damit die potenzielle Verhinderung zusätzlicher klimaschädigender Emissionen nicht beliebig duplizierbar sind. Die Reserven fossiler Brennstoffe reichen mehrfach aus, den von den führenden Industrie- und Entwicklungsländern noch akzeptierbaren Temperaturanstieg um 2 °C zu überschreiten. Emissionsvermeidung durch CDM, REDD oder die Yasuní-Initiative können deshalb nur begrenzt als Ersatz für eine Reduktion der tatsächlichen Treibhausgasemissionen akzeptiert werden. Die Initiative schlägt deshalb vor, den Mechanismus nur begrenzt anzuwenden:

1. Nur Entwicklungsländer sollen den Mechanismus nutzen dürfen. Es sollten mehrere Ziele gleichzeitig erreicht werden, wie Klimaschutz, der Schutz der biologischen Vielfalt oder Armutsbekämpfung.
2. Die Nutzer des Mechanismus sollen eines der 19 UNEP-gelisteten megadiversen Länder mit der weltweit größten biologischen Artenvielfalt sein (vgl. Abbildung 29).
3. Sie sollen über große Vorkommen fossiler Brennstoffe in biologisch und kulturell hochsensiblen Gebieten verfügen.

Diese Bedingungen werden nur von Bolivien, Kolumbien, der Demokratischen Republik Kongo, Ecuador, Indien, Indonesien, Madagaskar, Malaysia, Papua-Neuguinea, Peru, den Philippinen und Venezuela erfüllt.

Als Schwachpunkt könnte sich die ausschließlich monetäre Verbindlichkeit der Initiative herausstellen. Eine spätere Regierung Ecuadors kann faktisch unter Zurückzahlung des Nominalbetrages des Kapitalfonds das Erdöl im Yasuní-Nationalpark fördern. Bei steigendem Ölpreis steigt der Anreiz zur Ölförderung für zukünftige Regierungen und zur Auszahlung der Geber. Allein die allgemeine Preissteigerung dürfte in wenigen Dekaden ausreichen, den festen Nominalwert der Einlagen deutlich zu übertreffen.

Deshalb erscheint es besser, mit marktgerechten Instrumenten wie einem weltweiten Emissionshandel die CO<sub>2</sub>-Emissionen so zu verteuern, dass Kohle, Öl und Gas klimaschonend genutzt werden oder im Boden verbleiben. Auch wenn marktgerechte Instrumente im Einzelfall noch vermeintlich klimaschädigende Investitionen in neue fossile Kraftwerke zulassen, garantieren sie ohne wesentlichen Regulierungs- und Kontrollaufwand die notwendige Reduktion der tatsächlichen Treibhausgasemissionen.

# Akzeptanz und Energie

## Allgemeine Betrachtungen\*

### Erfolgreiche Energiepolitik muss sich am Grad ihrer Akzeptanz messen lassen.

Akzeptanz ist in der Demokratie die Währung, in der Anerkennung und Erfolg gemessen werden. Umgekehrt heißt das: Was in einer demokratisch verfassten Gesellschaft (Demokratie = Herrschaft des Volkes) nicht akzeptiert wird, kann auf Dauer auch nicht erfolgreich sein. Dieser Befund gilt für alle Bereiche der Gesellschaft. Kultur, Politik und Wirtschaft sind gleichermaßen davon betroffen. Ergo: Wer nachhaltigen Erfolg will, muss sich um Akzeptanz für seine Anliegen bemühen.

### Der naive Mythos des Machbaren

Je größer unsere wissenschaftlich-technologischen Fortschritte werden, desto bereitwilliger erliegen wir dem Trugschluss, alles sei machbar. Das glauben wir auch von der Akzeptanz. Wenn wir nur genügend Input geben, Sachverhalte verständlich erklären und kommunizieren, die richtigen Ansprechpartner haben, unsere Argumente sorgfältig aus- und abwägen, dann wird sich die Sache mit der Akzeptanz schon richten. Falsch gedacht. Alle Schritte, die zur letztendlichen Akzeptanz eines Sachverhalts führen, sind nicht einfach *plan-* bzw. *machbar*. Akzeptanz kann weder erwartet noch manipuliert oder gar erzwungen werden. Und das liegt nicht daran, dass wir nicht genügend „Handwerkszeug“ zur Analyse hätten. Die Tools der Akzeptanzforschung sind mittlerweile so fein kalibriert wie die Bestecke für mikroinvasive Operationen. Der Grund liegt in der Akzeptanz selbst: Akzeptieren geschieht weniger vom Kopf her als vielmehr aus dem Bauch heraus. Emotionen spielen eine wichtigere Rolle als kopfgesteuerte, kognitive Argumente.

Totale Akzeptanz einer Sache, eines Sachverhalts oder einer Meinung kann also nicht erreicht werden. Am besten man verabschiedet sich gleich von dieser Idee. Akzeptanz ist ein Näherungswert. Man kann sich ihr nur in kleinen und behutsamen Schritten nähern. Und es ist schon viel erreicht, wenn man ihr – im übertragenen Sinne – nahe kommt.

Im öffentlichen Sprachgebrauch werden Ausdrücke wie z. B. *breite Zustimmung* oder *Mehrheitsmeinung* häufig synonym mit *Akzeptanz* verwendet. Es ist daher nicht weiter verwunderlich, wenn nicht nur gemessen wird, was zweifelsfrei zu messen geht, sondern auch dasjenige, was sich nur schwer in Zahlen fassen lässt. So kommen Trugschlüsse zustande: Weder eine breite Zustimmung noch eine Mehrheitsmeinung lassen ohne weiteres

auf Akzeptanz schließen. Wer auf der Kurzstrecke *breite Zustimmung* Erfolge verbucht, muss nicht automatisch auch auf der Langstrecke *Akzeptanz* erfolgreich sein. Denn im Unterschied zu *Akzeptanz* sind Begriffe wie *breite Zustimmung* oder *Mehrheitsmeinung* quantitativer Art. Sie sind kognitiv beschreibbar. Ihre jeweiligen Gegenstände können zahlenmäßig erfasst und gemessen werden. Damit nähren sie die Illusion des Machbaren. Was sich messen lässt, muss sich schließlich auch machen lassen. *Akzeptanz* hingegen ist ein qualitativer Begriff. Er enthält (s. o.) sowohl kognitive als auch emotionale Elemente. Besonders die emotionalen Elemente sind nur schwer zu messen. Man kann sie beschreiben, umschreiben oder einfach nur erzählen.

### Zukunft braucht Herkunft

Wer wissen will, wie tragfähig ein Begriff ist, der tut gut daran, auf seine Herkunft zu schauen. Die Herkunft eines Wortes sagt nicht nur etwas über seine ursprüngliche Bedeutung aus, sondern auch etwas über seinen Kern. Das Wort *akzeptieren* wird im 15. Jahrhundert aus dem Lateinischen *acceptare* entlehnt. *Acceptare* ist eine Intensivbildung zum gleichbedeutenden *accipere*: *annehmen, hinnehmen, billigen, anerkennen, mit jemandem oder etwas einverstanden sein*. Das lateinische *acceptare* betont den aktiven Anteil desjenigen, der etwas akzeptiert. Wer etwas billigt oder hinnimmt, stimmt also aktiv oder passiv (Passivität ist eine Form der Aktivität) Entscheidungen oder Handlungen anderer zu. Aber er stimmt nicht nur zu, sondern er trägt dafür auch die Verantwortung. Akzeptieren heißt, Verantwortung übernehmen. Wer Entscheidungen oder Handlungen anderer akzeptiert, muss sich sowohl mit den Inhalten als auch mit den Personen und/oder den Institutionen auseinandersetzen. Für verantwortungsloses Akzeptieren, gleich ob aktiv oder passiv, hat die Rechtssprache im Deutschen einen eigenen Ausdruck: *billigend in Kauf nehmen*.

Im 18. Jahrhundert wird zu *akzeptieren* das Adjektiv *akzeptabel*: *annehmbar* gebildet. Annehmbar ist etwas, das den eigenen Vorstellungen so entgegenkommt, dass man darauf eingehen kann. Gegenüber dem Verb *akzeptieren* ist das Adjektiv *akzeptabel* stark abgeschwächt. Synonyme Begriffe sind *leidlich, erträglich, passabel, schlecht und recht*. Wer nur Akzeptables anbietet, kann keine Akzeptanz erwarten. Etwas, das nur akzeptabel ist, ist nicht zu akzeptieren.

## Kleine Schritte zur Akzeptanz

Wie man es sprachphilosophisch auch dreht und wendet, die Hauptlast des Akzeptierens und der Akzeptanz liegen bei demjenigen, der akzeptiert, also beim Akzeptierenden. Wer Entscheidungen oder Handlungen anderer akzeptiert, muss *gute Gründe* dafür haben. Diese Gründe können sowohl rationaler als auch emotionaler Art sein. In der Regel sind sie beides. Gegen rationale Gründe können rationale Argumente ins Feld geführt werden. Gegen emotionale Gründe ist kein rationales Kraut gewachsen.

*Gute Gründe* für Akzeptanz oder Nichtakzeptanz (gibt es eigentlich einen direkten Gegenbegriff zu Akzeptanz?) muss natürlich derjenige liefern, der Akzeptanz einfordert. Er stellt sozusagen das „Material“ bereit, aus dem der Akzeptierende sein Akzeptanzkonstrukt erstellt. Dazu muss der Anbieter vertrauenswürdig sein. Die *guten Gründe* ihrerseits müssen im wörtlichen Sinne glaubwürdig sein. Wer keine guten Gründe liefert, muss sich nicht wundern, wenn ihm die Akzeptanz versagt wird. Schwerwiegender aber noch als der Mangel an *guten Gründen* ist fehlende Vertrauenswürdigkeit. Ist das Vertrauen beschädigt oder gar weg, helfen auch keine *guten Gründe* mehr. Es so gut wie unmöglich, Akzeptanz zu erreichen. Ist der Ruf erst einmal ruiniert, dann lebt es sich nicht mehr ungeniert.

Akzeptieren kann nur derjenige, der auch die Alternativen hat, nicht zu akzeptieren oder andere Angebote zu wählen. Akzeptanz entsteht aus freier Entscheidung. Schwarzmalerei, Erpressungen oder gar Drohungen sind kontraproduktiv. Nur wer sich frei entscheiden kann,

steht auch hinter seiner Entscheidung. Der Grad der Akzeptanz hängt vom Grad dieser Freiheit ab. Freilich gilt das nur für demokratische Systeme. In hierarchisch (Hierarchie = heilige Herrschaft) gegliederten Systemen sieht die Sache anders aus. Mit Blick auf zu erreichende übergeordnete Ziele verliert Akzeptanz ihre Bedeutung. Anstelle von Akzeptanz tritt Gehorsam.

## Was tun?

- Wenn ein hoher Grad von Akzeptanz erreicht ist? Dann gilt es, wachsam zu sein, um das einmal erreichte Gut nicht wieder zu verspielen.
- Wenn der Weg zur Akzeptanz steinig ist? Dann helfen nur kleine Schritte.
- Wenn Akzeptanz nicht zu erreichen ist? Dann hilft nur die *operative Einigung* (Karl Rahner). Und die meint, aufeinanderzuzugehen in den Punkten, in denen dies möglich ist, und offene Fragen als eine Aufgabe zu verstehen, die in nächster Zeit gelöst werden muss. Operative Einigung ist in der Demokratie ein Kompromiss auf Zeit.

Und wenn gar nichts mehr geht? Dann gilt ein abgewandelter Satz von Ludwig Wittgenstein: Was man nicht kommunizieren kann, das soll man auch nicht tun.

\* Der Weltenergieat – Deutschland dankt **Frau Prof. Dr. Marlene Posner-Landsch** für diesen einführenden Beitrag.

## Akzeptanz und Energiewirtschaft

Kaum ein Industriezweig kämpft derart um Akzeptanz in der Bevölkerung, Politik und Gesellschaft wie die Energiewirtschaft. Das Scheitern zahlreicher energiewirtschaftlicher Projekte ist ein Beleg für die fehlende Akzeptanz. Andererseits werden gleichartige Projekte ein paar Kilometer weiter oder auch im benachbarten Ausland ohne besonderes Aufheben realisiert.

Es stellen sich damit zumindest zwei Fragen: Warum ist das so und wie kann man Akzeptanz gewinnen? 30 Jahre Erfahrung mit Flugplätzen, Autobahnen, Schienenwegen, Hochspannungsleitungen und Kraftwerken haben gezeigt,

dass es wohl keinen Königsweg gibt, Vertrauen zu gewinnen. Aber ohne Vertrauen gibt es auch keine Akzeptanz.

## „Akzeptanz“ einfordern

Eine energiepolitische Debatte ohne den Hinweis auf die noch fehlende Akzeptanz ist kaum denkbar. So mahnen Investoren, Volksvertreter, Interessengruppen und sogar die Regierung Akzeptanz an. Und jeder weist auf die jeweils anderen, die für eine „breite Zustimmung“ zu einem „notwendigen Vorhaben“ sorgen müssen.



Der Weg zur Akzeptanz eines „notwendigen Vorhabens“ scheint einfach. Notwendig klingt logisch und damit unausweichlich. Aber leider ist dem schon allein deshalb nicht so, weil hier von einem zukünftigen Energiebedarf am Arbeitsplatz, im Haushalt und Verkehr ausgegangen werden muss. Aber wie hoch ist der Bedarf, wenn Elektroautos Mobilität sichern werden, Wohnungen nur noch wenig Wärme benötigen und die CO<sub>2</sub>-Emissionen zudem nur noch ein Fünftel des heutigen Wertes ausmachen dürfen?

### „Akzeptanz: überall, nur nicht hier“

Eine „breite Zustimmung“ kann doch nicht fern sein, wenn das „Vorhaben“ notwendig oder gar alternativlos ist, so wie es geplant wird? Offensichtlich ist das nicht so einfach. Denn Akzeptanz heißt doch, dass wir Veränderungen hinnehmen sollen – möglicherweise verbunden mit Lärm, Gestank, verunstalteter Landschaft, drohendem Arbeitsplatzverlust oder potenziellen Gefahren. Andererseits, wenn unsere Zustimmung nötig ist, dann sind wir diejenigen, die Entscheidungen erst ermöglichen. Da stellt sich schnell die Frage: Was habe ich, was haben wir davon? Nachdenklich sei hinzugefügt: Welche Verantwortung trage ich persönlich für das Gelingen?

In einem demokratisch verfassten Rechtsstaat ist die Akzeptanz der Bevölkerung (der Wähler) zur Schlüsselfrage für Investoren und politische Entscheider geworden. Die einst obrigkeitsstaatliche „Verordnung“ wurde in Deutschland – wie in den meisten Staaten – durch einen „offenen, transparenten, fairen“ Dialog zwischen Bürgern, Nichtregierungsorganisationen, Regierung und Investoren ersetzt. Die Bürgerbeteiligung am Entscheidungsprozess hat die Konflikte reduziert und die Akzeptanz erhöht. Fast immer war das Ergebnis für alle Beteiligten zufriedenstellend. Aber manchmal kommt es zu jahrelangen und mitunter schmerzhaften Auseinandersetzungen. Oft sind es politische Überzeugungen, die den inhaltlichen Fragen und Anliegen entgegenstehen und den offenen Dialog erschweren oder verzögern. Die Anerkennung einer Mehrheitsentscheidung ist in diesem Umfeld „schwierig“, denn politische Mehrheiten, das wissen Wähler wie Gewählte, sind nicht immer von Dauer.

Auf der Suche nach Akzeptanz haben die Macher und ihr Gegenstück, die Visionäre, etwas gemeinsam: Sie wollen die Zukunft gestalten, aber auf verschiedenen Wegen und mit abweichenden Zielen. Die Visionäre fordern die energietechnische Vollversorgung mit regionaler und lokaler erneuerbarer Energie und eine Vernetzung über Kontinente hinweg. Die Macher suchen den Weg, das

technisch Realisierbare zu verwirklichen, und müssen dabei auch das wirtschaftliche Risiko klein halten, die Bezahlbarkeit sichern und die Wettbewerbsfähigkeit im Auge behalten. Die Gesellschaft und letztlich die Politikerinnen und Politiker setzen die energiepolitischen Rahmenbedingungen, eröffnen und schließen die Handlungsspielräume. Sie haben das Wohlergehen des Landes im Auge und sie wollen wiedergewählt werden. Sie müssen auf die Wählerrendite achten, nicht unähnlich der Rendite der Unternehmen.

### Akzeptanz in der Praxis

Meistens trifft man sich bei einer „annehmbaren“, akzeptablen Lösung. Sei es zum Beispiel ein anderer Schienenweg oder ein Ausgleich für die Betroffenen. Manchmal trifft man sich aber auch nicht. Dann muss die Zeit reifen. Manche Visionen und Projekte verflüchtigen sich dann. Noch Jahre später sprechen die einen dann von der verpassten Chance und die anderen von einer glücklichen Fügung. (Einige dieser aufgegebenen Projekte wie Wackersdorf oder für die Älteren Whyll haben Kultstatus erreicht und sind das Kernstück einer persönlichen Biografie oder einer Parteigründung geworden.) In der Politik hat sich für das sympathische „die Zeit muss reifen“ das weniger schöne „ein Problem aussitzen“ eingebürgert.

Aber es gibt trotz aller gegenteiliger Behauptungen keine Stellschrauben für Akzeptanz. Akzeptanz lässt sich weder steuern noch manipulieren. Akzeptieren bedeutet Einstellungsänderung. Und die ist – wenn überhaupt – nur langfristig zu erreichen. Akzeptanz entsteht nur aus freier Entscheidung. Schwarzmalerei, Erpressungen oder gar Drohungen sind kontraproduktiv. Ablehnung und inakzeptable Meinungen hingegen scheinen oft steuerbar zu sein.

Wer Akzeptanz will, möchte etwas, das bisher keine Akzeptanz besaß oder sie verloren hat. Er muss überzeugen, werben und Vertrauen schaffen, um sie (wieder) zu bekommen. Es ist und bleibt die Aufgabe eines jeden, auch die der Energiewirtschaft, für die entsprechenden Ziele zu kämpfen und mit sachlichen Argumenten das Vertrauen der Menschen immer wieder neu zu gewinnen.

# Energie in Europa

## Einführung

Das Jahr 2009 wird wahrscheinlich in der Geschichte der Europäischen Union einen besonderen Platz einnehmen. Die weltweite Finanzkrise hat in der europäischen Wirtschaft tiefe Spuren hinterlassen. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der EU-27 ist im Jahr 2009 um ca. 4 % zurückgegangen. Die Turbulenzen in den weltweiten Finanzmärkten und der Wirtschaft haben sich entsprechend auf die Energiemärkte ausgewirkt. Der Wirtschaftsabschwung hat neben dem Rückgang der Energiepreise zum verminderten Energie- und Stromverbrauch geführt. Die Statistiken über die absolute Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung sowie über deren Strukturveränderungen liegen noch nicht endgültig vor. Daher musste sich die folgende Darstellung zum Teil auf Schätzungen stützen. Auf Basis der vorliegenden Daten lässt sich vorsichtig abschätzen, dass der Primärenergieverbrauch um ca. 6 % und die Stromerzeugung um ca. 3–4 % zurückgegangen sind. Die weitere Erholung der Wirtschaft wird weiterhin die Energie- und Stromnachfrage beeinflussen.

## Energieverbrauch

Nachdem seit ca. Mitte der letzten Dekade der **Primärenergieverbrauch** nahezu unverändert bei ca. 2,5 Mrd. t SKE

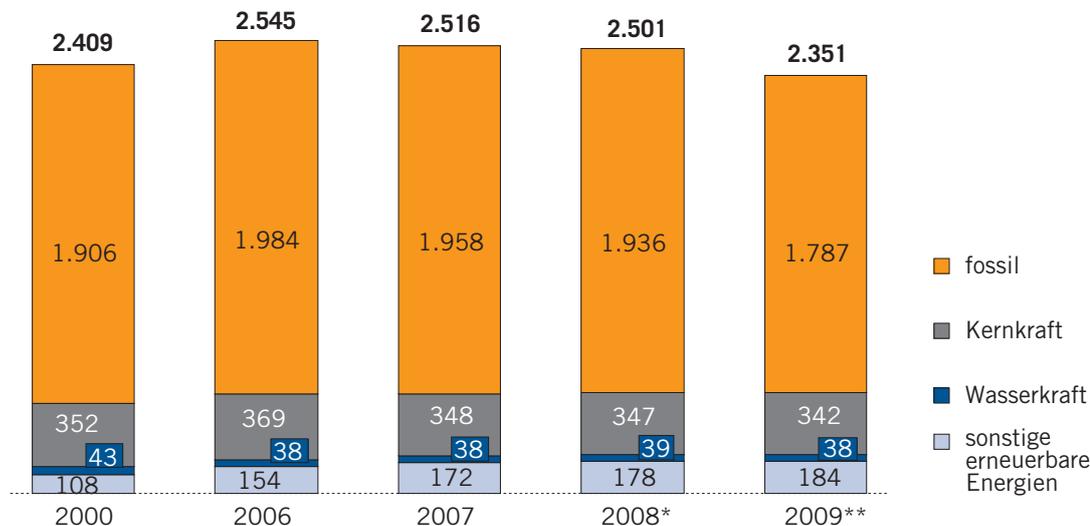
geblieben war, ist es im Jahr 2009 zu einem starken Rückgang des Verbrauchs gekommen. Auf Basis heutiger Schätzung ergibt sich für die gesamte EU ein Jahresrückgang von ca. 6 %. Am stärksten betroffen waren Rumänien mit einem Rückgang von ca. 15 % und die baltischen Staaten, wo eine Verminderung, je nach Land, zwischen 10 % und 12 % zu beobachten war. In Westeuropa waren Spanien und Schweden mit einem um ca. 10 % verminderten Primärenergieverbrauch, verglichen zum Jahr 2008, am meisten betroffen. In Deutschland war ein Rückgang von 6 % zu verzeichnen.

In der Perspektive der letzten Dekade ist neben dem fast unveränderten Verbrauch eine leichte Veränderung der Energieverbrauchsstruktur zu beobachten. Zwar dominieren die fossilen Brennstoffe nach wie vor im Energiemix, verringern aber ihren Anteil von 79 auf 76%. Die Kernenergie hält einen konstanten Anteil von ca. 15 %, erneuerbare Energieträger konnten ihren Anteil am Energiemix von 4 % auf ca. 8 % steigern.

Auch im **Stromerzeugung**ssektor ist seit einigen Jahren keine wesentliche Veränderung der Stromerzeugungsmenge festzustellen. Nur das letzte Jahr zeigt, ähnlich dem Primärenergieverbrauch, eine Verminderung. Auf Basis der bereits vorliegenden Daten lässt sich der Rückgang auf ca. 3 % im Vergleich zum Jahr 2008 abschätzen, was deutlich geringer ist als bei dem Primärenergie-

**Abbildung 30: Entwicklung des Energieverbrauchs**

Primärenergieverbrauch  
EU-27, 2000–2009, Mio. t SKE



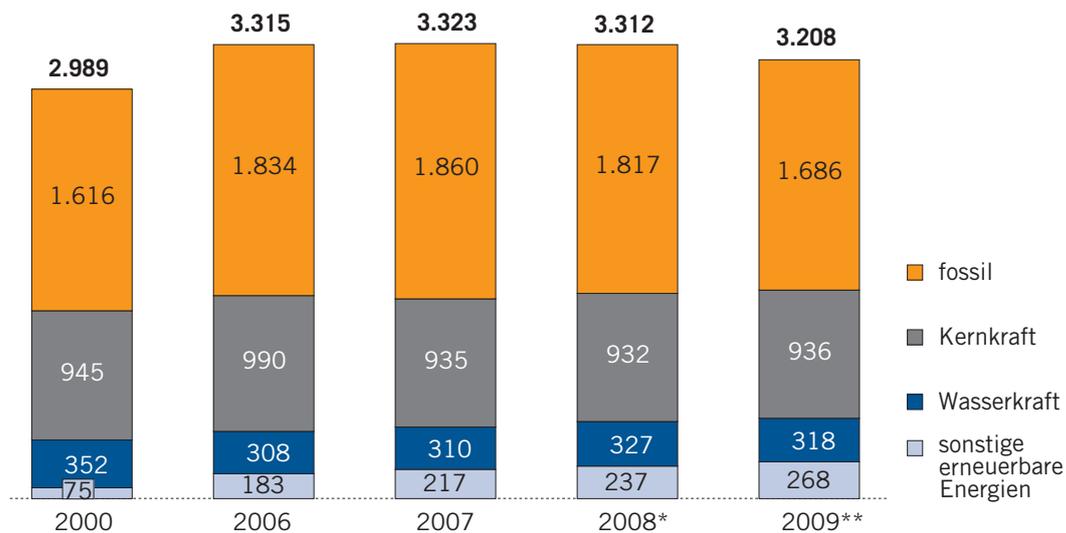
\* Vorläufige Daten; \*\* Eigene Schätzungen

Quellen: IEA Statistics/Eurostat/Eigenschätzung



**Abbildung 31: Entwicklung des Energieverbrauchs**

Stromerzeugung  
EU-27, 2000–2009, TWh



\* Vorläufige Daten; \*\* Eigene Schätzungen

Quellen: IEA Statistics/Eurostat/Eigenschätzung

verbrauch. Schaut man auf die einzelnen Länder, so ist mit den stärksten Rückgängen im Stromverbrauch bei den baltischen Staaten sowie in Slowenien und Ungarn zu rechnen. Insbesondere Lettland, Litauen und Estland haben zweistellige Verlustraten zu verzeichnen. In den westeuropäischen Ländern sind es die skandinavischen Länder sowie Spanien und Italien, in denen die höchste Verringerung des Stromverbrauchs erwartet wird. In Deutschland gab es nach heutiger Schätzung einen Rückgang von 5 %.

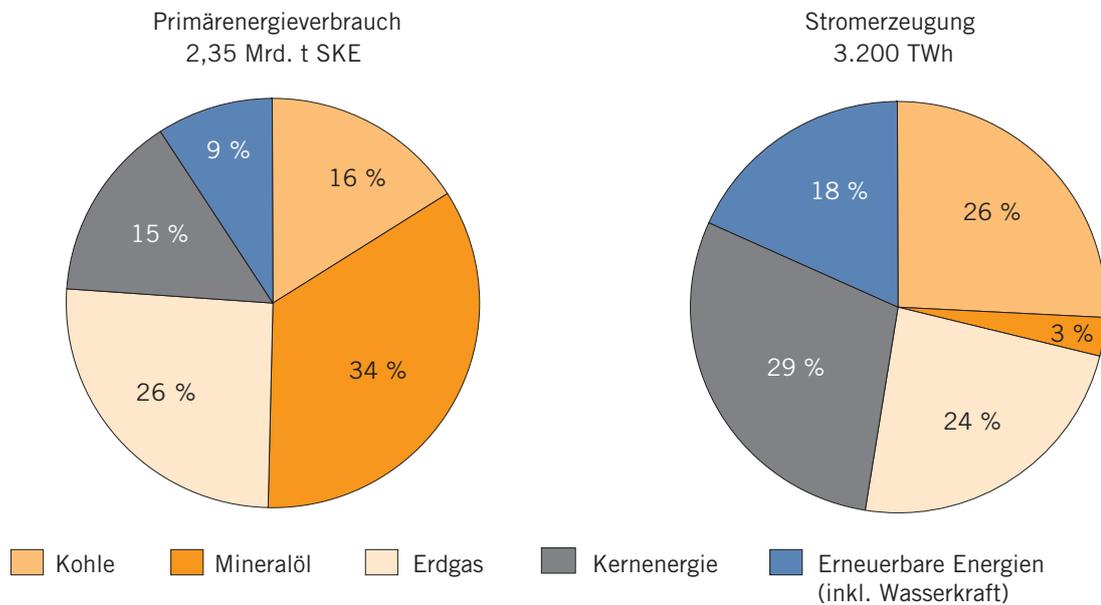
Die Veränderung der Stromerzeugungsstruktur in der letzten Dekade geht, ähnlich wie bei der Primärenergie, zulasten der fossilen Energieträger, die ihren Anteil seit dem Jahr 2000 von 54 % auf 53 % leicht vermindern. Gleichzeitig gewinnen die neuen regenerativen Energieträger an Bedeutung. Deren Anteil steigt von 2 % auf 8 % an. In absoluten Mengen bedeutet das mehr als eine Verdreifachung auf gegenwärtig 270 TWh, die aus Wind, Sonne, Geothermie oder Biomasse erzeugt werden. Wasserkraft und Kernenergie behalten ihre Anteile nahezu unverändert bei ca. 10 % und 30 % bei.

Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2009 trifft, bis auf die regenerativen Energien, alle Energieträger. Weiterhin besitzt das Mineralöl mit 34 % den größten Anteil am Primärenergieverbrauch. Es folgen

Erdgas mit 26 % und feste Brennstoffe mit 16 %. Kernenergie kommt auf einen Anteil von 15 %.

Die gesamte Stromerzeugung der EU lag 2009 nach heutiger Schätzung mit ca. 3.200 TWh um mehr als 3 % niedriger als im Jahr zuvor. An der weltweiten Stromerzeugung hat die EU etwa einen Anteil von 15 %, mit sinkender Tendenz. Wie auch in den Jahren zuvor besaßen ölbeheizte Kraftwerke nur einen sehr geringen Anteil von ca. 3%. Das Mineralöl wird praktisch nur noch durch Eigenerzeuger in kleineren Anlagen verbraucht. Zusammen mit den Energieträgern Kohle (26 %) und Erdgas (24 %) hatten die fossilen Energieträger einen Anteil von 53 %. Die Kernenergie weist seit Jahren einen leicht rückläufigen Trend aus und erreichte im Jahr 2009 einen Anteil von 29 %. Dagegen konnte die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen weiter ausgebaut werden und lag bei ca. 18 %. Dabei macht Wasserkraft mit ca. 10 % weiterhin den größten Anteil aus. Die Zunahme des regenerativen Energieanteils im Strommix ist jedoch hauptsächlich auf die zweistelligen Zuwachsraten der installierten Leistung von Solarenergie, Biomasse und Windenergie zurückzuführen. Hierin zeigt sich das Bestreben der EU-Mitgliedsstaaten, dem erklärten Ziel der EU-Energie- und Klimapolitik zur Steigerung des Anteils regenerativer Energieträger im Endenergieverbrauch (20 % im Jahr 2020), zu folgen.

**Abbildung 32: Energieverbrauch, EU-27 2009**



Quellen: IEA Statistics/Eurostat/Eigenschätzung

## Energie- und Klimapolitik

Das um die Ziele der europäischen Energiepolitik (Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit) aufgebaute Spannungsfeld verändert den europäischen Energiesektor auf eine radikale Art. Seit einigen Jahren ist bei stagnierendem Energie- und Stromverbrauch eine Beschleunigung des Strukturwandels in der Energiewirtschaft erkennbar. Die heute noch zum Teil konträren Ziele im Bereich des Klimaschutzes und der Wettbewerbsfähigkeit können nur im Rahmen von langfristig angelegten Strategien gelöst werden. Eine aus kurzfristiger Sicht resultierende Benachteiligung bestimmter Energieträger oder Technologien könnte für die Wirtschaft, Umwelt und Verbraucher in ähnlicher Weise dauernden Schaden bedeuten.

Eine ausführliche Diskussion von aktuellen energiepolitischen Prioritäten der EU findet im nachfolgenden Kapitel statt: „Energiepolitik im Aufwind – die energiepolitischen Prioritäten der neuen EU-Kommission“.

## Klimaschutz

Es ist in der EU unstrittig, dass trotz Finanz- und Wirtschaftskrise die Mitgliedsstaaten ihre Treibhausgasemis-

sionen weiter reduzieren müssen. Dazu hat am 17. Dezember 2008 das Europäische Parlament ein Klimaschutzpaket verabschiedet, in dem sich die EU-27-Staaten verpflichten, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 % zu steigern. Zusätzlich wurde auch das unverbindliche Ziel von 20 % Steigerung der Energieeffizienz versus der Business-as-usual-Entwicklung aufgenommen. Die Ziele für das Jahr 2020 stellen einen Zwischenpunkt zur langfristigen Umstrukturierung der europäischen Energiewirtschaft dar. Trotz Finanz- und Wirtschaftskrise, trotz des Misserfolgs der Klimakonferenz in Kopenhagen setzt die EU darauf, dass die Arbeit an diesen Zielen und damit die Verwandlung Europas in eine kohlenstoffarme Wirtschaft fortgesetzt werden. Der wesentliche Treiber hierzu ist die Absicht, bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % zu senken.

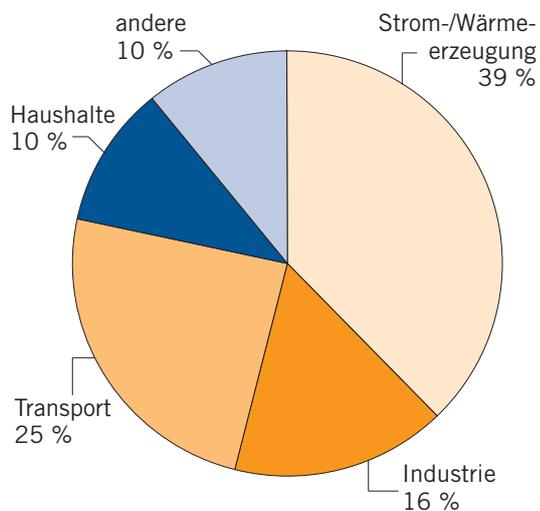
Nachdem in der Vorjahresausgabe des WEC-Berichts die Maßnahmen in Form der europäischen Richtlinien und Verordnungen zur Erreichung dieser Ziele vorgestellt wurden, werden im Folgenden ausgewählte Inhalte einzelner Ziele und die wichtigsten Herausforderungen diskutiert.

## Reduktion von Treibhausgasemissionen

Unter allen Treibhausgasen liefert CO<sub>2</sub> den höchsten Beitrag im weltweiten Mix. Die meisten Bestrebungen konzentrieren sich aus diesem Grund auf die Senkung des CO<sub>2</sub>-Footprints. Auch die EU stellt CO<sub>2</sub> an die erste Stelle der Bemühungen, die gesamten Treibhausgasemissionen zu senken.

In den Jahren 1990 bis 2005 kam es in der EU-27 zu einem CO<sub>2</sub>-Emissionsrückgang um ca. 8 %. Bei den bisherigen Veränderungen zeigen sich Unterschiede zwischen den Ländern der EU-15 und den neuen EU-Mitgliedsstaaten. Die neuen EU-Mitgliedsländer haben ihre Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2005, bedingt durch Umstrukturierung ihrer Wirtschaft und Steigerung der Energieeffizienz, um 20 % mindern können. Die EU-15-Länder kamen lediglich auf einen Rückgang von 3 %. Die Reduktionsziele für das Jahr 2020 bleiben herausfordernd. Es zeichnet sich ab, dass die Last weiterer Verminderung hauptsächlich auf den Ländern der EU-15 liegen wird. Bedingt durch den Rückgang des Primärenergieverbrauchs und des Anteils fossiler Energieträger am Verbrauch ist der Kohlendioxidausstoß im Jahr 2009 in Europa stark zurückgegangen. Im vergangenen Jahr wurden nach vorläufigen Angaben der EU-Kommission ca. 11 % weniger emittiert, als im Jahr 2008. Dieser Rückgang wird möglicherweise den Druck erhöhen, den EU-Treibhausgasausstoß bis 2020 um mehr, als die vereinbarten 20 % im Vergleich zu 1990 zu senken.

Abbildung 33: CO<sub>2</sub>-Emissionen, EU-27 2007



Quelle: IEA Statistics 2009

Bei der sektoralen Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der EU-27 fällt auf, dass zwei Drittel der gesamten Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung und dem Transport stammen. An dieser Stelle zeichnet sich bereits ab, und das wird im Weiteren deutlich, dass die Schlüssel zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strom- und Wärmeerzeugungssektor zu finden sind.

## Erhöhung des Beitrags regenerativer Energieträger am Energieverbrauch

Ein bedeutender Baustein zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele ist der verstärkte Ausbau regenerativer Energieträger. Die Verteilung von länderbezogenen Zielen für Anteile von regenerativen Energieträgern am Gesamtenergieverbrauch wurde in der Vorjahresausgabe behandelt. In der untenstehenden Grafik wird die erwartete Projektion des Gewichts einzelner Sektoren bei ihrem Beitrag zur Erreichung des Ziels, 20 % der Energieversorgung aus regenerativen Energien zu decken, dargestellt.

Der Schwerpunkt des Ausbaus regenerativer Energieträger wird im Stromsektor erwartet, wo bereits heute 18 % aus dem Mix regenerativer Energien inklusive Wasserkraft stammen. Bis zum Jahr 2020 müsste sich dieser Anteil auf ca. 30 % erhöhen. Weit weniger ehrgeizige Ziele werden für die Raumwärme (20 %) und den Transportsektor (8 %) erwartet.

## Herausforderungen an den Stromsektor

Der Stromerzeugungssektor wird in relativ wenigen Jahren eine radikale Veränderung in der Erzeugungsstruktur erfahren, wobei das Ziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken und den Anteil regenerativer Energieträger zu erhöhen, als wesentlicher Treiber identifiziert wurde.

Der Blick auf die heutige und erwartete Struktur der Erzeugung und der installierten Flotte vermittelt einen Eindruck von den Herausforderungen, vor denen die Elektrizitätswirtschaft steht. Im unten dargestellten Ausblick wurde bereits die Auswirkung der Wirtschaftskrise auf den Stromverbrauch in einem angenommenen „V“-artigen Verlauf bis zum Jahr 2020 berücksichtigt. Dabei zeigt sich im Vergleich zu Aussagen vor der Krise, dass für 2020 ein etwa um 8 % verminderter Stromverbrauch erwartet wird.

Ein Kernenergieausstieg Deutschlands würde zur Verminderung des Beitrages der Kernenergie um 4-Prozentpunkte von derzeit 29 % auf 25 % im Jahr 2020 führen. Die Erzeugung auf Basis fossiler Energien geht im glei-

chen Zeitraum um 8 Prozentpunkte zurück. Der Anteil der regenerativen Energien steigt von 18 % auf 30 % an. Dies ist, neben einer niedrigeren Ausnutzungsdauer, der Hintergrund für den erwarteten starken Anstieg bei der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien bis 2020. Die Veränderung der Versorgungsstruktur hat im Stromerzeugungssektor zur Konsequenz, dass besonders kohlebefeuerte Kraftwerke mit niedrigen Wirkungsgraden in großem Umfang stillgelegt und durch emissionsarme Stromerzeugungsanlagen ersetzt werden.

Unter Berücksichtigung von möglichen Verspätungen bei der Entwicklung und Einführung von CCS-Technologie und beim Neubau von neuen Kernkraftwerken sind in den nächsten Jahren die gasbefeuelten Anlagen sowie Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger wahrscheinlich die bevorzugte Wahl bei den anstehenden Kraftwerksinvestitionen. Vorauszusetzen ist dafür, dass Lieferstörungen beim Erdgas vermieden werden und die Gaspreise im Verhältnis zur Kohle günstig bleiben.

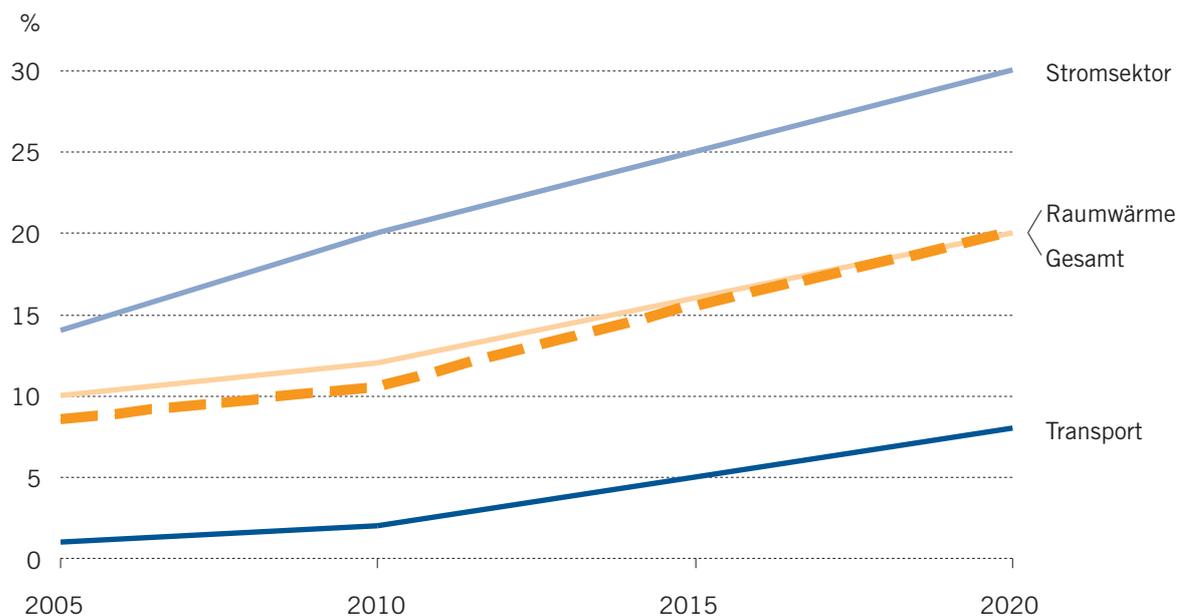
Die regenerativen Energien – Biomasse, Wind und Sonne – können einen beträchtlichen Teil der benötigten Elektrizitätsmengen liefern, wenn die politische und gesellschaftliche Bereitschaft zu ihrer Förderung bis zum Erreichen ihrer Wirtschaftlichkeit fortbesteht. Insgesamt erfordert die stärkere Orientierung auf regenerative Energien signi-

fikante Anpassungen auf der Erzeugungs- und Übertragungsseite. Zur Gewährleistung einer jederzeit sicheren und zuverlässigen Stromversorgung muss das System zukünftig in der Lage sein, stark fluktuierende und nur bedingt planbare Erzeugungsleistung aufzunehmen.

Aus dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit sind solche Veränderungen für die Stromnetzregelung und damit für die Anforderungen an die Flexibilität zukünftiger Kraftwerke von entscheidender Bedeutung. Die heutige ausgewogene und sichere Deckung der Höchst- und Niedriglast aus Kernenergie und Kohle wird durch den zukünftig mehr als dreißigprozentigen Leistungsanteil auf Basis regenerativer Energieträger schwieriger zu erreichen sein. Die Folge wird eine Veränderung der Anforderungen an die Kraftwerke hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit und der Minimallast sowie an das Übertragungs- und Verteilungsnetz sein.

Zur Gewährleistung einer jederzeit sicheren und zuverlässigen Stromversorgung muss das System zukünftig in der Lage sein, stark fluktuierende und nur bedingt planbare Erzeugungsleistung aufzunehmen. Eine erste Maßnahme dazu ist die Abkehr vom Prinzip der reinen Lastführung des elektrischen Netzes. Die Verbraucher müssen zum Ausgleich von Last und Erzeugung in die Systembetriebsführung mit einbezogen werden. Ein Lastma-

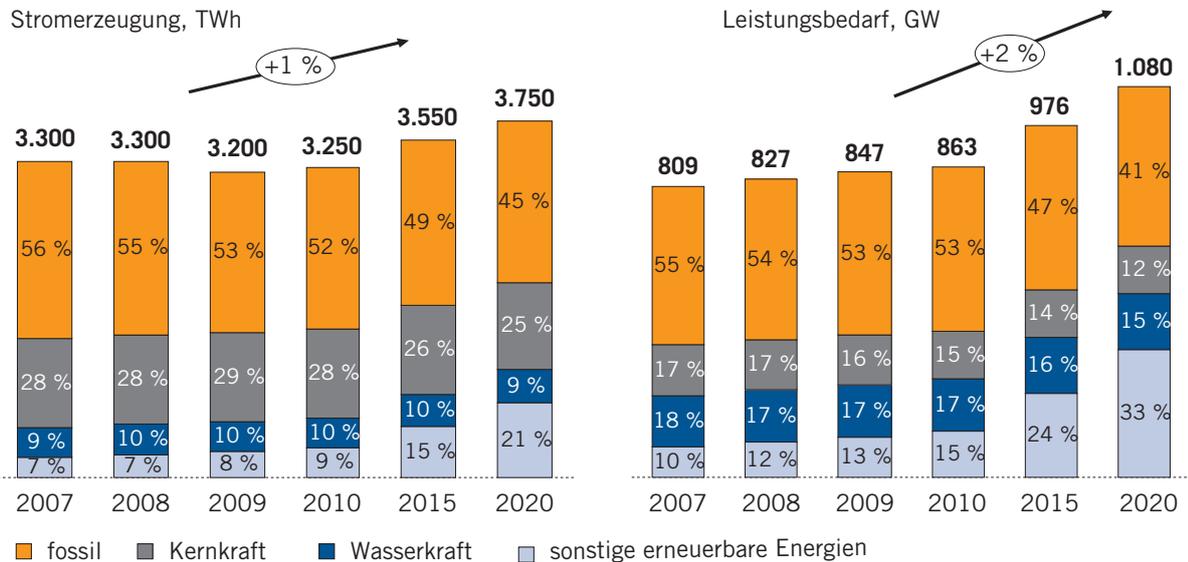
**Abbildung 34: Entwicklung des sektoralen Anteils der regenerativen Energieträger**



Quellen: IEA, Progress Study: 2008/Siemens Energy



**Abbildung 35: Entwicklung des Strom- und Leistungsbedarfs in der EU**



Quelle: Siemens Energy, „base case“-Szenario 2010

nagement über Tarifieren könnte mit Hilfe intelligenter Schnittstellen zwischen Stromproduktion, Stromübertragung, Stromverteilung und Stromanwendung erreicht werden. Eine weitere Option besteht in der Erweiterung der Regelzonen, zunächst in Deutschland und später in Europa. Damit bestünde die Möglichkeit, Erzeugungsangebot und Stromverbrauch in einem größeren Gebiet aufeinander abzustimmen und geografisch unterschiedliche Solar- und Windpotenziale zu nutzen. Hierzu wird auf den Desertec-Beitrag in dieser Ausgabe, verwiesen, in dem auf den zukünftig wachsenden Anteil der Stromimporte auf Basis regenerativer Energien eingegangen wird. Ein Anreiz für Speichertechnologien wäre auch hilfreich für den zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf. So könnte zum Beispiel die Einspeisevergütung der Energie nach Bedarf und nicht zum Zeitpunkt der Stromerzeugung erfolgen. Ebenso könnten Elektrofahrzeuge als dezentrale mobile Stromspeicher genutzt werden und einen Beitrag zum Lastmanagement liefern.

Am Beispiel des Stromerzeugungssektors wird deutlich, welche Herausforderungen der Strukturwandel in der Energie- und Elektrizitätswirtschaft mit sich bringt. Die Veränderung und Erneuerung der europäischen Erzeugungs- und Übertragungsstruktur geschieht durch Anlagen mit hohen spezifischen Investitionskosten. Die erforderlichen Investitionen sind von erheblichem Umfang.

Nach heutigen Schätzungen könnten sich die zu der dargestellten Umstrukturierung notwendigen Investitionen auf der Erzeugungsseite auf durchschnittlich 60 Mrd. €/a und auf der Übertragungsseite auf 25 Mrd. €/a belaufen. Dies soll nicht notwendigerweise als einseitige Belastung der Wirtschaft und Verbraucher gesehen werden. Die Schaffung einer nachhaltigen Energieinfrastruktur bedeutet neben positiver Klimabilanz auch Einsparung des Brennstoffverbrauchs, Verbesserung der Versorgungssicherheit und Schaffung von neuen Arbeitsplätzen.

Die Energietechnik hat im weltweiten Maßstab eine erst-rangige Stellung eingenommen. Die Umstrukturierung der europäischen Energieversorgung bietet besondere Chancen für eine tiefgreifende Stärkung der europäischen Energieindustrie. Neben dem Klimaschutz steht hier eine langfristige, energietechnologische Wettbewerbsfähigkeit auf dem Spiel.

### Steigerung der Energieeffizienz

Der dritte Treiber in der Umgestaltung der europäischen Industrie ist die Steigerung der Energieeffizienz, sowohl bei der Umwandlung von Primärenergie in Sekundärenergie wie auch bei der Endenergienutzung. Im Endef-

fekt bedeutet das Ziel Energieeffizienzverbesserung um 20 %, dass die GDP-Energieintensität der europäischen Wirtschaft um ca. 2–2,5 % per annum verbessert werden müsste. Dies ist ein ehrgeiziges Ziel. Ein Bündel von Maßnahmen wurde im Anschluss an die Verabschiedung des Aktionsplans zur Steigerung der Energieeffizienz verabschiedet und befindet sich in der Implementierungsphase.

Im Laufe des aktuellen Jahres erfolgt die Umsetzung von Eco-Designs-Standards. Hier werden Einsparungen im Energieverbrauch je nach Produktgruppe zwischen 2 % (Kühlschränke, EDV) und 20 % (Beleuchtung, Stand-by-Schaltungen) erreicht. Eine wesentliche Einsparung im Stromverbrauch entsteht durch den im Jahr 2012 auslaufenden Verkauf konventioneller Glühbirnen.

Nicht minder wichtig ist die Erhöhung der Effizienz bei der Energieumwandlung, wobei auch in diesem Fall der Elektrizitätswirtschaft eine gewichtige Rolle zuteil wird. Hier sind durch Verwendung neuester Technologie im Kraftwerkssektor Verbesserungen im Wirkungsgrad um 3 bis 4 Prozentpunkte möglich. Gleichzeitig sollen die be-

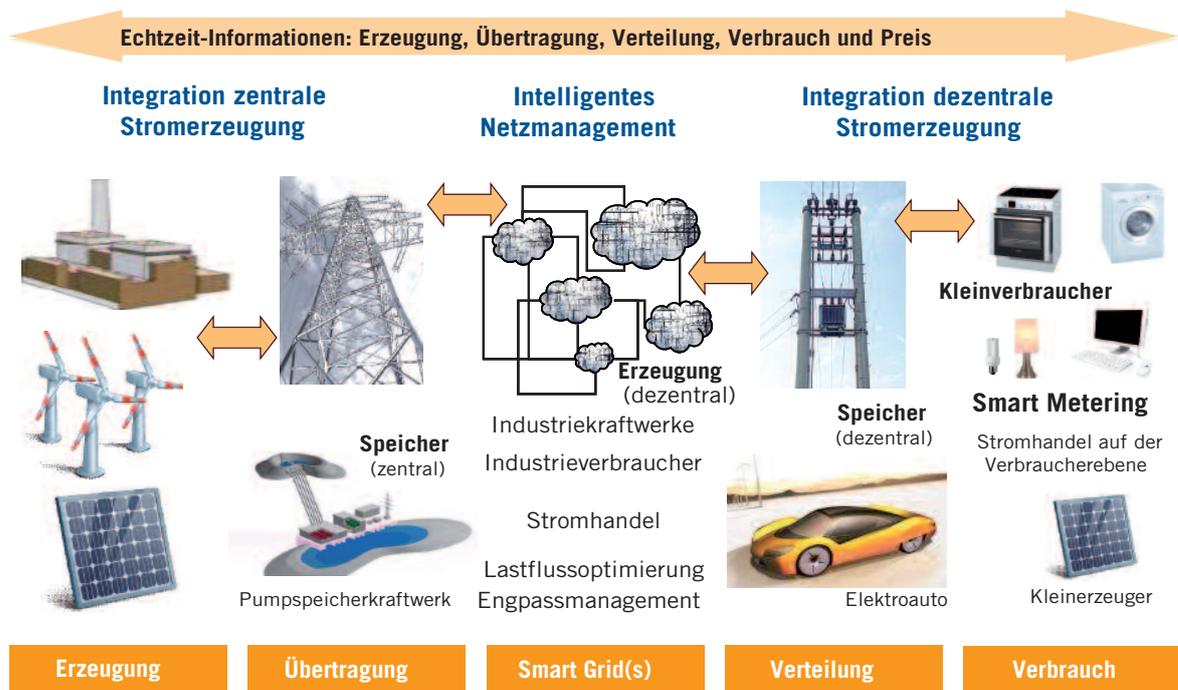
stehenden Potenziale im Stromübertragungssektor durch Minimierung der Leistungsverluste und Einführung der Gleichstromübertragung erschlossen werden.

Die europäische Kommission schätzt auf Basis der bereits eingeleiteten Maßnahmen, dass bis 2020 eine Energieeffizienzverbesserung um ca. 11 % erreicht werden kann. Weitere Anstrengungen sind deshalb notwendig. Überprüfungen des Fortschritts in der Umsetzung der Maßnahmen sowie die Einleitung neuer Schritte sind im Lauf der nächsten Jahre vorgesehen.

Diese Schritte könnten auf Erweiterung und Verschärfung von Eco-Design-Direktiven, Verschärfung von CO<sub>2</sub>-Emissionsvorgaben bei Neuwagen (PKW) bzw. deren Erweiterung auf LKW hinauslaufen. Da die Effizienzverbesserungen derzeit auf freiwilliger Basis erfolgen, wäre zukünftig ihre Festschreibung in nationale, rechtlich bindende Ziele denkbar.

Neben dem Umwelt- und Klimaschutz bleibt Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit im Fokus der europäischen Energiepolitik.

**Abbildung 36: Infrastruktur mit höherer Anpassungsfähigkeit an fluktuierende Stromeinspeisung aus regenerativen Energien**



Quelle: Siemens Energy



## Versorgungssicherheit

Die Wahrung der Versorgungssicherheit besitzt eine wirtschaftlich-technische und eine außenpolitische Dimension. Die bereits diskutierte Umstrukturierung der europäischen Versorgungsstruktur besitzt eine starke Komponente, die auf Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Senkung der Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen abzielt. Gleichzeitig wird eine Flexibilisierung der Versorgung und Diversifizierung der Bezüge reduziert werden. Damit soll einer wahrgenommenen Abhängigkeit in der Energieversorgung gegengesteuert werden. Die diesbezüglichen Maßnahmen konzentrieren sich im Wesentlichen auf Investitionen in die Gas- und Strominfrastrukturen. In der Gasversorgung werden alternative Gasversorgungsquellen, wie z. B. über die Nabucco-Pipeline, oder Versorgungsrouten, wie über die Nord Stream Pipeline, erschlossen. Darüber hinaus wird über den Ausbau von LNG-Regasifizierung-Terminals Diversifizierung der Gasbezüge vorangetrieben und Redundanz zu leitungsgebundenen Erdgasimporten geschaffen. Ein weiterer Ausbau von interkontinentalen Verbindungsstrecken und die Errichtung von Gasspeicherkapazitäten dient der Verbesserung der regionalen Versorgungssicherheit.

Auch im Stromsektor zeichnen sich aus dem Blickwinkel der Aufnahme eines steigenden Anteils regenerativer Energieträger Veränderungen ab. In erster Linie stehen hier die Transportinfrastrukturen im Fokus. Die Transformation der Stromübertragungsnetze strebt die Anpassung des Netzes an die Anforderungen aus der wachsenden Menge von fluktuierender Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie an. Der qualitative Umbau des Netzes in Richtung eines intelligenten und flexiblen „Smart Grid“ bedeutet neben der technischen Integration dezentraler Energiequellen die Einbeziehung der früheren Stromverbraucher in die Verbrauchs- und Lastregelung. Dadurch können Lastspitzen vermieden und der Verbrauch reduziert werden. An diesem Beispiel sieht man Synergien zwischen Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die technologische Entwicklung und Integration der Informationstechnik sind ein Schlüssel dazu. Auch der Aufbau einer starken Netzverbindung in der europäischen Nord-Süd-Achse bringt Synergien durch die Aufnahme des regenerativ erzeugten Stroms aus dem Norden (North Sea Super Grid) bzw. aus dem Süden (Desertec).

Neben den sicherlich lösbaren technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen sind in diesem Zusammenhang auch geopolitische Unwägbarkeiten zu berücksichtigen. Die Abhängigkeit der EU-Energieversorgung

von Importen aus dritten Ländern nimmt zu. Gemäß den Trendszenarien der Europäischen Kommission wird ein Anstieg der Importabhängigkeit der EU-27 beim Öl von 82 % (2005) auf >90 % im Jahr 2030 vorausgeschätzt, beim Erdgas im selben Zeitraum von 56 % auf >80 %, bei der Kohle von 40 % auf >60 %. Insgesamt steigt die Importabhängigkeit der EU-Energieversorgung danach bis 2030 auf fast 70 %. Nach der Baseline Projection für den SEER II (Strategic European Energy Review) könnte dieser Grad der Drittlandsabhängigkeit sogar schon 2020 erreicht werden. Die Mitgliedsstaaten der EU sind daher gut beraten, zur Wahrung der Energieversorgungssicherheit, die nach dem Lissabonner Vertrag nunmehr auch ein verbindliches Vertragsziel und somit eine energiepolitische Verpflichtung der Gemeinschaft darstellt, einen weiterhin ausgewogenen Energiemix mit einem soliden Anteil heimischer und quasi-heimischer Energiequellen zu bewahren. Dazu gehören neben dem Beitrag der Kernenergie in einer Reihe von Mitgliedsstaaten auch die weitere Gewinnung und Nutzung von heimischen Energierohstoffen wie insbesondere der heimischen Kohle. Diese leisten zugleich wichtige Beiträge für die Technologieentwicklung, die Beschäftigung sowie den sozialen und regionalen Zusammenhalt in Europa.

## Wettbewerbsfähigkeit

Die Verabschiedung des dritten Energie-Binnenmarktpakets markiert den letzten Meilenstein zur Liberalisierung des europäischen Marktes. Wesentliche Elemente des Pakets sind:

### **Entflechtung (Unbundling)**

Den EU-Mitgliedsstaaten werden im Strom- und Gassektor drei alternative Wege eröffnet:

- Trennung des Eigentums von Erzeugung und Übertragungskapazitäten.
- Einführung eines unabhängigen System Operator (ISO). Dabei verbleiben die Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten in der Hand eines Unternehmens. Die Transportkapazitäten werden aber durch ein unabhängiges Unternehmen kontrolliert und betrieben.
- Einführung eines unabhängigen Transport Operator (ITO). Dieser Weg, wesentlich durch Deutschland und Frankreich forciert, erlaubt den Versorgungsunternehmen ihre Transportkapazitäten zu besitzen, allerdings über separate Unternehmen. Diese sollen in einen Mischbesitz zwischen dem Versorgungsunternehmen

und einem anderen Unternehmen überführt werden. Die ITO-Besitzer müssten über ein komplexes Werk von Regeln die Separierung der Firmeninteressen gewährleisten.

### **Regulierungsbehörde**

Die EU-Mitgliedsstaaten werden verpflichtet, die Unabhängigkeit der ins Leben gerufenen Regulierungsbehörden (National Regulatory Authority, NRA) zu wahren. Die NRAs haben zur Aufgabe, die EU-Liberalisierungsziele auf nationaler Ebene effektiv umzusetzen. Die Europäische Energie-Regulierungsbehörde (ACER), die aus nationalen NRA-Vertretungen gebildet wurde, beaufsichtigt die Entwicklung des Energiebinnenmarktes mit dem Fokus auf der Beobachtung der Preisentwicklung, der Forcierung des Zugangs zu Übertragungskapazitäten und der Wahrung von Verbraucherrechten. Damit wurde ein komplexes Werk aus nationalen und europäischen Lösungen und Behörden geschaffen, das eigentlich dem Sinn des Liberalisierungsprozesses widerspricht. Ob es gelingt, mit Hilfe der geschaffenen Instrumentarien die formulierten Ziele der EU durchzusetzen, wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen.

### **Zusammenfassung – Ausblick**

Nach Jahren stagnierenden Verbrauchs haben im Jahr 2009, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, der Primärenergie- und Stromverbrauch in der EU spürbar abgenommen. Die baltischen Staaten und die skandinavischen Länder haben die höchsten Rückgänge zu verzeichnen. Die Struktur des Verbrauchs und der Erzeugung verändert sich seit einigen Jahren in Richtung sinkender Anteile fossiler und steigender Anteile regenerativer Energieträger. Die Veränderung findet nur langsam statt. In der letzten Dekade hat der Anteil fossiler Energieträger beim Primärenergieverbrauch um 3 % auf 76 % und bei der Stromerzeugung um 1 % auf 52 % abgenommen. Gleichzeitig konnte der Anteil regenerativer Energieträger bei der Deckung des Primärenergieverbrauchs von 2 % auf 8 % und bei Stromerzeugung (inkl. Wasserkraft) von 14 % auf 18 % gesteigert werden.

Die auf dem Kyoto-Prozess basierenden, langfristigen Ziele der europäischen Energiepolitik haben sich trotz des Scheiterns der Klimakonferenz in Kopenhagen und trotz Turbulenzen in den Finanzmärkten nicht geändert. Sie erfordern zwingend eine Neustrukturierung der Energieversorgung in Europa. Diese Neustrukturierung etabliert sich im Spannungsfeld zwischen Klimaschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Um diesen

Zielen möglichst nahezukommen, muss die Umstrukturierung kontinuierlich, nachhaltig und ideologiefrei erfolgen. Umwelt und Wirtschaft sind gleichermaßen darauf angewiesen, dass Fehlentwicklungen aufgrund kurzfristiger Entscheidungen vermieden werden.

Die Schlüsselrolle in der Umgestaltung der Energiewirtschaft fällt dem Stromsektor zu. Neben technologischen Herausforderungen, wie Gewährleistung einer zuverlässigen Stromversorgung bei stark fluktuierenden Einspeisungen aus regenerativen Energien, bedeutet die Umstrukturierung, dass erhebliche Finanzmittel erforderlich sind. Den hohen Ausgaben stehen allerdings auch Vorteile gegenüber: Schaffung eines technologischen Vorsprungs in der europäischen Energietechnik, Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Senkung der Energieimporte und der Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung in Europa.

Eine gewichtige Aufgabe in diesem Prozess haben die europäischen und nationalen Behörden. Durch die Schaffung eines einfachen, klaren Regulierungswerkes und die Umsetzung der europäischen Ziele auf nationaler Ebene sollte es gelingen, dass die europäische Energiepolitik, Wirtschaft und Verbraucher als Partner auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Europa gewinnt.



## Die energiepolitischen Prioritäten der neuen EU-Kommission

Der Stellenwert der europäischen Energiepolitik ist in den letzten Jahren immens gestiegen. Mit dem Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon am 1. Dezember 2009 ist die Energiepolitik erstmals im Primärrecht der EU verankert, die Rechtsetzung in diesem Politikfeld erfolgt nun durch „geteilte Zuständigkeit“, d. h. die Mitgliedsstaaten können auf den Gebieten ...nur noch tätig werden, „soweit und insofern“ die EU-Kommission nicht selbst Recht schafft. „Im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedsstaaten“ werden klare Ziele definiert: ein funktionierender Binnenmarkt, eine sichere Energieversorgung, weniger Energieverbrauch, eine bessere Energieeffizienz, mehr erneuerbare Energien und stärker verbundene Netze.

Doch schon in der vergangenen Legislaturperiode hat die EU vor dem Hintergrund allgemeiner Liberalisierungs- und Rechtsangleichungsbestrebungen die Rahmenbedingungen der europäischen Energiewirtschaft maßgeblich bestimmt – zuletzt mit dem sogenannten dritten Energie-Binnenmarktpaket, das u. a. die Entflechtungsvorschriften verschärfte und nun unmittelbar vor der Umsetzung in nationales Recht steht.

Zwei weitere Aspekte der Energiepolitik haben gerade in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen: Zum einen ist der Klimaschutz spätestens mit dem vierten Bericht des International Panel on Climate Change im Jahr 2007 zu einer nicht mehr wegzudenkenden Dimension geworden. Die Verabschiedung des Energie- und Klimapakets Ende 2007 durch die europäischen Staats- und Regierungschefs mit den viel zitierten 20/20/20-Zielen zur Energieeinsparung, CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und den sich daran anschließenden Initiativen hat wichtige Weichen bis 2020 gestellt.

Zum anderen hat nicht zuletzt auch der Streit um Gaslieferungen zwischen Russland und der Ukraine die Frage der Versorgungssicherheit weiter in den Vordergrund gerückt. Schon der Second Strategic Energy Review von 2008 stand ganz unter dem Vorzeichen einer verstärkten Befassung mit dem Thema Versorgungssicherheit. Die folgenden darin genannten und vom europäischen Frühjahrsgipfel 2009 bekräftigten Schwerpunktthemen sollen u. a. durch den EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität unterstützt und umgesetzt werden: Infrastrukturbedarf und Diversifizierung der Energieversorgung, Außenbeziehungen im Energiebereich, Öl- und Gasvorräte und Krisenreaktionsmechanismen, Energieeffizienz, optimale Nutzung eigener Energieressourcen der EU. Ein wichtiges Vorhaben zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist noch in der letzten Legislatur-

periode angeschoben worden und wird im Jahr 2010 abgeschlossen werden: die Gasversorgungssicherheitsverordnung. In den anderen Bereichen sind entsprechende Aktivitäten angelaufen.

Welche Schwerpunkte die neue Kommission im Bereich der Energiepolitik setzt, wird im Folgenden dargelegt. Als Grundlagen dienen die von Kommissionspräsident Barroso zur seiner Wahl formulierten politischen Leitlinien<sup>7</sup>, die Anhörungen der relevanten Kommissare im Europäischen Parlament sowie das Legislativ- und Arbeitsprogramm der Kommission<sup>8</sup>.

Das energiepolitische Programm der neuen Kommission baut auf den drei traditionellen Säulen Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Fortentwicklung des Wettbewerbes im europäischen Binnenmarkt für Energie auf – und knüpft somit nahtlos an die Programmatik der letzten Jahre an. Darüber hinaus werden auch Fragen der Finanzmarktregulierung (z. B. Derivate) für den Großhandel der Energieversorger künftig von Bedeutung sein.

Den Rahmen für die Energiepolitik der nächsten Jahre wird der „Energie-Aktionsplan 2011–2020“ bilden. Laut Legislativ- und Arbeitsprogramm der Kommission soll der Plan im Jahr 2011, vermutlich zusammen mit dem neuen Energieeffizienzaktionsplan, vorgestellt werden. In der zweiten Jahreshälfte 2010 plant die Kommission jedoch ein Interimsdokument vorzulegen, welches den groben thematischen Rahmen bereits absteckt<sup>9</sup>.

Im Bereich Versorgungssicherheit werden auch der Aus- und Umbau der Energieinfrastrukturen viel Aufmerksamkeit erfahren. Nicht nur sollen die Leitungsinfrastrukturen in die EU hinein und zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten ausgebaut werden, sie sollen auch eine qualitative Transformation hin zu intelligenten Netzen und „Super Grids“ erfahren. Intelligente Technologien spielen auch im dritten Bereich, dem Binnenmarkt, eine wichtige Rolle, indem z. B. intelligente Zähler die Möglichkeit schaffen sollen, Verbraucher mit präziseren Informationen über den individuellen Energieverbrauch zu versorgen, um diesen optimieren zu können. Auch schreitet der Meinungsbildungsprozess der europäischen Institutionen (Kommission, ERGEG) zügig voran.

7 [http://ec.europa.eu/commission\\_barroso/president/pdf/press\\_20090903\\_EN.pdf](http://ec.europa.eu/commission_barroso/president/pdf/press_20090903_EN.pdf).

8 [http://ec.europa.eu/atwork/programmes/docs/cwp2010\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/atwork/programmes/docs/cwp2010_de.pdf).

9 <http://www.mityc.es/es-esgabineteprensa/notasprensa/documents/documentoconsejoinformalenerg%C3%ADasevilla.pdf>.

## Umwelt- und Klimaschutz: auf dem Weg in eine „entkarbonisierte“ Energieversorgung

Klimapolitik ist von der Agenda der EU nicht mehr wegzudenken. Die Energiewirtschaft ist ein wichtiger Adressat von klimapolitischen Maßnahmen – nicht nur als Verursacher von Emissionen, sondern auch als Problemlöser (z. B. mit Hilfe des Emissionshandels, durch den Ausbau erneuerbarer Energien, den Bau von hocheffizienten Gas- oder Kohlekraftwerken sowie durch das Angebot rascher, bezahlbarer und effizienter Lösungen für den Wärme- und den Verkehrssektor).

Ein wichtiges und ehrgeiziges Ziel der neuen EU-Kommission ist daher die langfristige „Entkarbonisierung der Energieversorgung“. Bereits in seinem Arbeitsprogramm plädierte Kommissionspräsident Barroso für eine „Dekarbonisierung“ der Stromversorgung und des Verkehrssektors. Auch in der Energiewirtschaft findet das Vorhaben Unterstützung: Der europäische Verband der Elektrizitätsunternehmen Eurelectric verabschiedete 2009 eine Deklaration, in der sich die Vorstandsvorsitzenden vieler europäischer Stromunternehmen für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Stromversorgung bis 2050 aussprachen. Den Weg dahin will Kommissar Oettinger nun mit einer Roadmap für ein kohlenstoffarmes Energiesystem bis 2050 bereiten. Um die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energieerzeugung zu senken, hat er bereits in der Anhörung vor dem Europäischen Parlament angekündigt, bei der Steigerung der Energieeffizienz, bei erneuerbaren Energien sowie bei der Forschung und Entwicklung für CO<sub>2</sub>-arme und -neutrale Technologien anzusetzen. Auch der Vorschlag einer kombinierten europaweiten Energie-/CO<sub>2</sub>-Steuer dürfte wieder auf die Tagesordnung zurückkommen.

Priorität wird zudem die Überprüfung des Energieeffizienz-Aktionsplans haben, den die letzte Kommission im Jahr 2006 veröffentlichte. Ziel ist es, bis zum Jahr 2020 insgesamt 20 % des jährlichen Energieverbrauchs (gemessen am hochgerechneten Energieverbrauch für das Jahr 2020) einzusparen. Die aus der Aufspaltung der bisherigen Generaldirektion Verkehr und Energie hervorgegangene neue Generaldirektion Energie wird evaluieren, wie erfolgreich die im Aktionsplan vorgegebenen Maßnahmen sind, und aufbauend auf die Ergebnisse einen neuen Aktionsplan vorlegen. Bislang ist das 20 %-Ziel im Bereich Energieeffizienz das einzige der 20/20/20-Ziele, welches noch nicht verpflichtend ist. Ob das geändert und auch das Effizienzziel verpflichtend wird, ist bislang noch unklar – aber durchaus denkbar.

Bei den erneuerbaren Energien blickt die neue Kommission bereits über das Zieljahr 2020 hinaus mit dem Ziel,

langfristig mehr als den angestrebten Anteil von 20 % zu erreichen.

Im Bereich Forschung und Entwicklung soll der SET-Plan industrie- und anwendungsorientiert weiterentwickelt werden. CO<sub>2</sub>-arme und -neutrale Technologien sollen einen wichtigen Beitrag zur Entkarbonisierungsagenda leisten. Dazu gehören sowohl die erneuerbaren Energien wie auch hocheffiziente und in Zukunft CCS-fähige Kraftwerke und emissionsarme Fahrzeuge.

## Versorgungssicherheit bleibt im Fokus

Im Bereich Versorgungssicherheit fokussiert die EU-Kommission insbesondere auf die Strom- und Gasnetze sowie – insbesondere bei der Gasversorgung – auch auf die Themen Krisenprävention und -bewältigung. Für den Rohstoff Öl wurden in der vergangenen Periode einige Verbesserungen der Zusammenarbeit mit der hierfür zuständigen Internationalen Energieagentur in einer Bevorratungsrichtlinie aufgenommen. Für den Rohstoff Gas befindet sich zurzeit die Verordnung zur Gasversorgungssicherheit in Abstimmung. Eine strittige Frage ist hierbei, welche Eingriffsschwellen und welches Ausmaß an Handlungskompetenz der Kommission zugestanden werden sollen. Das gilt auch für ein bereits abgeschlossenes Vorhaben: die Verordnung zur Notifikation von Energieinfrastrukturvorhaben, in der Zweifel am Zweck und Bedenken gegenüber neuen Berichtspflichten von sensiblen Unternehmensdaten nunmehr berücksichtigt worden sind.

Neue Technologien spielen auch im Bereich Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle. Sowohl die neue Kommission als auch die spanische Ratspräsidentschaft sehen in der Entwicklung intelligenter Netze eine Chance für Energieeffizienz und -einsparung sowie die Integration von mehr fluktuierenden, erneuerbaren Energiequellen, wie z. B. Wind. Die dazu von der Kommission gegründete Task Force Smart Grids hat ihre Arbeit bereits aufgenommen und wird bis 2011 Empfehlungen vorlegen.

Die Kommission wird zudem ein umfassendes Energieinfrastrukturpaket vorlegen, welches die Prioritäten für den Ausbau bis 2030, ein neues Instrument zur Versorgungssicherheit und überarbeitete Leitlinien für transeuropäische Energienetze (die festlegen, welche Projekte förderfähig sind) enthalten wird. Dieses soll so rechtzeitig vorliegen, dass es bei den Diskussionen über die nächsten EU-Finanzperspektiven berücksichtigt werden kann.

Mit Blick auf das Ziel der Versorgungssicherheit ist die außenpolitische Dimension ebenso bedeutend. Die Abhängigkeit der EU von Energieimporten gilt als zu hoch und wird nach gängiger Einschätzung weiter steigen. Nach dem Inkrafttreten des Lissabon-Vertrages soll nach Vorstellungen der EU Versorgungssicherheit ein untrennbarer Bestandteil der gemeinsamen Außen- und Sicherheitspolitik werden. Die Kommission wird daher als „strategisch wichtig“ deklarierte Projekte wie die Schaffung eines sog. vierten Korridors für den Gasbezug aus dem kaspischen Raum (Nabucco-Pipeline) oder die bessere Anbindung der baltischen Energienetze an den Ostseeraum weiter vorantreiben. Kommissar Oettinger kündigte außerdem in seiner Anhörung vor dem Parlament an, sich mehr dafür einsetzen zu wollen, dass bei der Verhandlung von Gaslieferverträgen die EU gemeinsam – und nicht mehr einzelne Unternehmen oder Mitgliedsstaaten allein – als Verhandlungspartner auftritt. Ob diese Verschiebung der Rollenteilung zwischen Politik und Unternehmen sinnvoll und notwendig ist oder bei den 27 Mitgliedsstaaten angesichts ihres Verständnisses von der Rolle der Politik und ihrer unterschiedlichen Interessen auf Zustimmung stoßen wird, erscheint allerdings fraglich.

### **Wettbewerb auf dem Energiemarkt stärken**

Es ist absehbar, dass die neue Kommission einen größeren Schwerpunkt auf die weitere Verbesserung des einheitlichen Binnenmarktes für Energie legen wird. Dieser soll ausdrücklich zum Nutzen der Verbraucher ausgebaut werden. Dafür sind dieselben Maßnahmen von Bedeutung, die schon zur Erhöhung der Versorgungssicherheit relevant sind: der Ausbau der Infrastrukturen, mit dem besonderen Fokus auf den Leitungen zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten bzw. deren Verbindungen, den Interkonnektoren.

Auch die Frage nach einem besseren Zugang zu den z. T. stark konzentrierten nationalen Energiemärkten wird im Wettbewerbs- und Binnenmarktressort eine Rolle spielen. Dazu wird ein Fortschrittsbericht zum Funktionieren des Binnenmarktes vorgelegt werden. Gleichwohl ist ein legislatives Vorhaben (etwa ein viertes Binnenmarktpaket) in ähnlicher Größenordnung wie das dritte Energie-Binnenmarktpaket nicht zu erwarten. Vielmehr wird vorerst eruiert werden müssen, wie die ergriffenen Maßnahmen wirken.

### **Energiepolitik in der EU: vom Randressort zum Kernbereich**

Das Politikfeld Energie ist auf europäischer Ebene innerhalb einer Legislaturperiode von einem vermeintlichen Randressort zu einem Kernbereich europäischer Politik geworden. Neben der neuen Generaldirektion Energie haben die Zuständigkeitsbereiche Wettbewerb (Almunia), Binnenmarkt (Barnier), Klimaschutz (Hedegaard), Umwelt (Potocnik), Forschung (Geoghegan-Quinn) sowie Äußeres (Ashton) wichtige Berührungspunkte zur Energiewirtschaft. Daher ist davon auszugehen, dass die Bedeutung der politischen (Vor-)Entscheidungen auf EU-Ebene weiter zunehmen wird.

Klimaschutz und Versorgungssicherheit werden in den nächsten Jahren weiterhin eine hohe Aufmerksamkeit genießen. Allerdings wird – auch mit der angekündigten Unterstützung des Europäischen Parlaments – die industriepolitische Dimension in der neuen Amtszeit der Kommission eine größere Rolle als bisher spielen. In seiner Anhörung unterstrich Kommissar Oettinger, dass die Bezahlbarkeit von Energie jederzeit gewährleistet bleiben muss. Dies gilt für private Haushalte – mehr noch aber für die energieintensiven Industrien, die auch weiterhin die internationale Wettbewerbsfähigkeit der EU sicherstellen sollen.

Die Vorreiterrolle im Bereich Klimaschutz, die die EU übernehmen will, wird also in Einklang gebracht werden müssen mit den sich abzeichnenden Zielen der neuen Wachstumsstrategie („Europa 2020“)<sup>10</sup>. In der Zielvorstellung von „ressourcenschonendem Wachstum“ liegen zweifelsohne Chancen für die europäische Volkswirtschaft. Andererseits drohen auch potenzielle Konflikte, die die neue Kommission, das Parlament und die Mitgliedsstaaten in den nächsten fünf Jahren zu lösen haben werden.

<sup>10</sup> [http://ec.europa.eu/growthandjobs/pdf/complet\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/growthandjobs/pdf/complet_de.pdf).

## EEX und Kuppelstellen

Die European Energy Exchange (EEX) weitete 2009 erneut ihre Aktivitäten aus: Im Dezember 2009 handelten 237 Unternehmen aus 22 Ländern an der EEX – damit bestätigte die EEX ihre Rolle als zentraler Energiemarktplatz in Mitteleuropa. Die gehandelten Produkte sind Strom mit Lieferung in Deutschland, Österreich, der Schweiz und Frankreich, Gas mit Lieferung in Deutschland und EU-Emissionsrechte (EUA). Darüber hinaus werden finanzielle Produkte gehandelt, z. B. Kohlefutures. Die EEX erhielt im November 2009 den Zuschlag, im Auftrag des Bundesumweltministeriums die Primärauktion für europäische Emissionsberechtigungen durchzuführen. Ab Januar 2010 wird die Versteigerung von 40 Mio. t EUA im Auftrag des Bundesumweltministeriums regelmäßig stattfinden.

Im Jahre 2009 konnten die Handelsvolumina im Gegensatz zu den Vorjahren nicht gesteigert werden. Die EEX konnte sich damit nicht dem allgemeinen Trend entziehen, dass aufgrund der Rezession und verschärfter Kreditbeobachtung in den Unternehmen die Handelsaktivitäten teilweise zurückgefahren wurden.

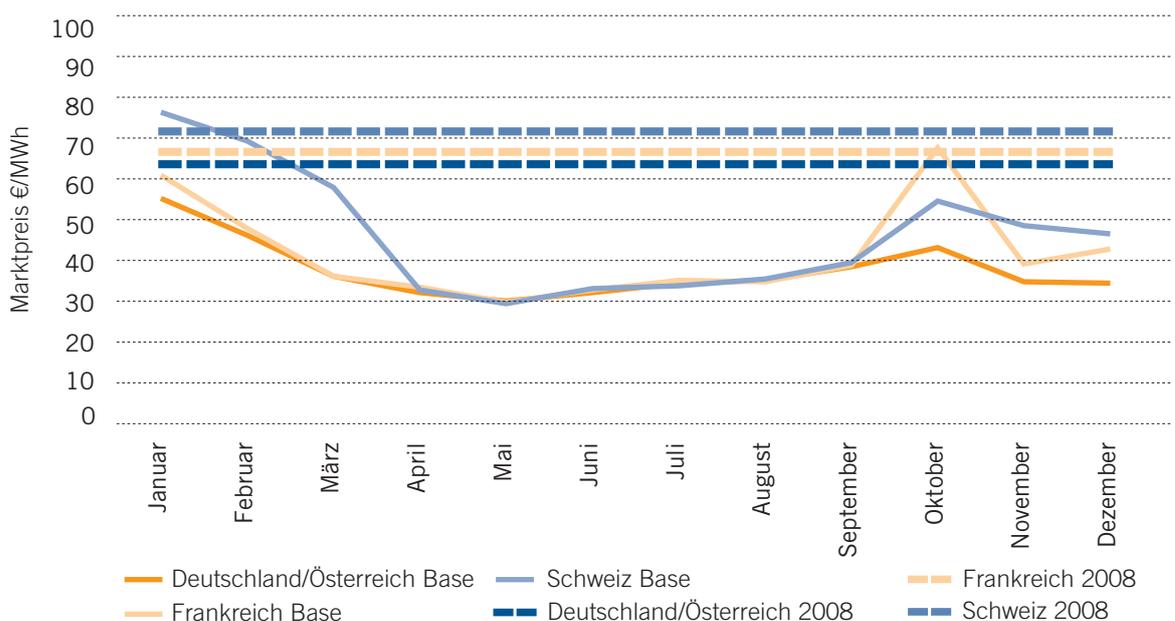
Die Spotmarktpreise an der EEX wiesen dabei ein insgesamt deutlich geringeres Niveau als im Vorjahr auf: Die

Rezession führte wegen deutlich geringerer industrieller Produktion auch zu einem starken Einbruch bei der Stromnachfrage.

Die Preisunterschiede zwischen den europäischen Lieferzonen waren dabei in den Sommermonaten gering, in den Wintermonaten führte die hohe Nachfrage in der Schweiz und in Frankreich zu einem stärkeren Anstieg der Preise in den beiden Ländern im Vergleich zu Deutschland und Österreich. Eine Verstärkung der Übertragungskapazitäten ist Grundvoraussetzung, um die Preisdifferenzen weiter zu verringern.

Mittels „market coupling“ können die bestehenden Kuppelstellen besser genutzt werden. Ende 2009 erfolgte an der deutsch-dänischen Grenze der Übergang von einer expliziten Auktion der Netzübertragungskapazitäten hin zu einer impliziten Auktion. Bei einer expliziten Auktion findet eine tatsächliche Auktion der Netzquerschnitte statt. Bei einer impliziten Auktion hingegen wird Strom an mehreren Börsenplätzen gleichzeitig mit der Übertragungskapazität gehandelt. Der Stromfluss zwischen den Regionen wird dabei optimiert. Typischerweise fließt im Falle von Engpässen der Strom aus der „billigeren“ Region in die „teurere“ Region. Die Einnahmen der Übertra-

**Abbildung 37: Monatliche Mittelwerte Grundlaststrom am Spotmarkt für 2009 im Vergleich zu den Jahresmittelwerten 2008 für die EEX-Lieferzonen**



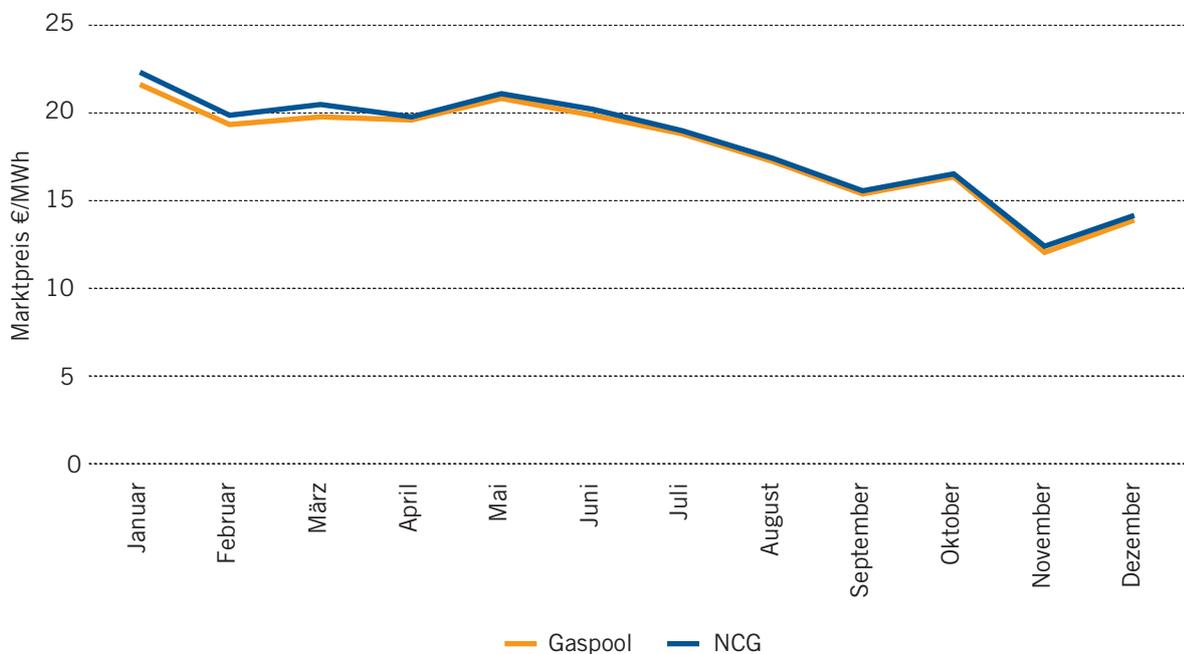
Quelle: EEX



gungsnetzbetreiber sollen dabei dem Netzausbau zugutekommen. Die zunehmende Angleichung der Strompreise in den beiden Regionen führt zu intensiverem Wettbewerb zwischen den Erzeugern. Das unterstreicht die europäische Dimension des Wettbewerbs: Ohne gemeinsames und koordiniertes Vorgehen nationaler Behörden ist eine engere Verknüpfung nationaler Netze nicht zu erreichen. ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) als Vereinigung europäischer Regulatoren hat zwar eine interne Arbeitsgruppe zum Thema Kuppelstellen ins Leben gerufen, jedoch wird die Einbindung aller Marktteilnehmer von diesen als nicht ausreichend eingestuft. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, hat sich im Gegensatz dazu ein beachtliches Arbeitsprogramm gegeben, dessen Umsetzung das Etablieren regionaler Märkte deutlich beschleunigen wird.

Auch am Gasmarkt waren die Folgen der Rezession spürbar. Die Aussichten auf niedrigere Temperaturen Ende 2009 führten jedoch wieder zu einer Erholung der Gaspreise.

**Abbildung 38: Monatsendwerte Gaslieferung 2010 für die beiden Liefergebiete Gaspool<sup>11</sup> und NCG<sup>12</sup>**

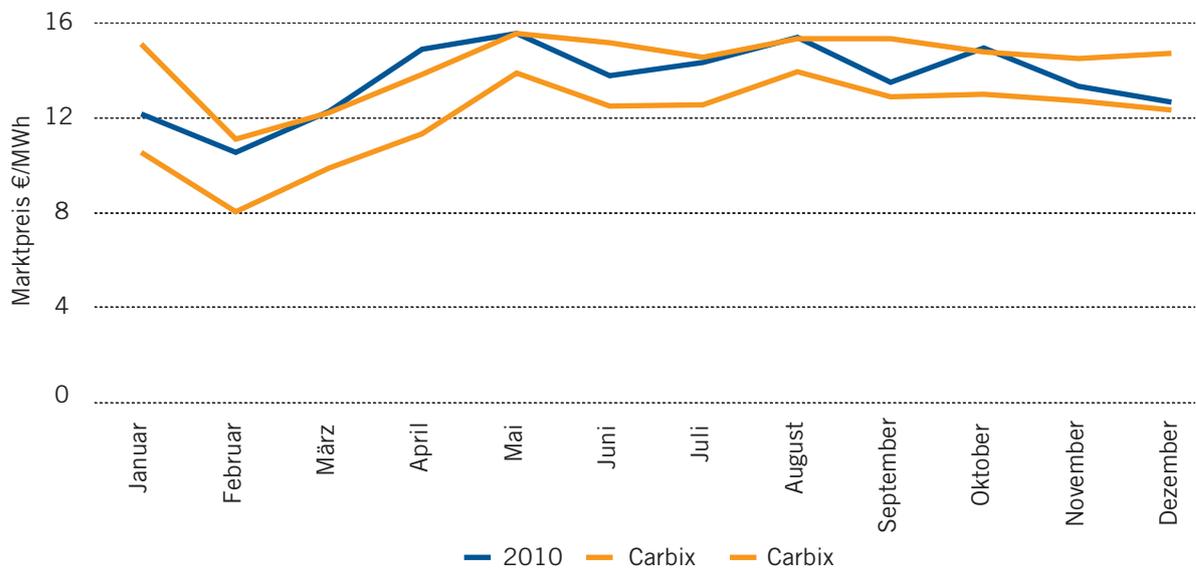


Quelle: EEX

<sup>11</sup> Marktgebiet Gaspool H-Gas (vormals BEB) sowie Marktgebiete ONTRAS – VNG und WINGAS-Marktgebiet.

<sup>12</sup> NCG H-Gas, Marktgebiet der Firma NetConnect Germany GmbH & Co. KG.

**Abbildung 39: Monatsendwerte EUA-Future-Lieferung 2010 sowie der niedrigste und der höchste Wert des Spotindex Carbox an der EEX im Monat**



Quelle: EEX

Die EUA-Preise gaben Anfang des Jahres stark nach, erholten sich aber wieder im Jahresverlauf. Während der Spotpreis bedingt durch die niedrigen Temperaturen relativ stabil blieb, gab der Future nach den Ergebnissen von Kopenhagen nach.

Wie sich die Preise in den nächsten Monaten und Jahren entwickeln werden, ist unsicher. Die wirtschaftliche Lage spielt hier eine entscheidende Rolle, ebenso die Verfügbarkeit und die Weltmarktpreise für Kohle und Gas. Sicher jedoch ist, dass der Trend zur Verbesserung des institutionellen Designs (d. h. Marktregeln, Organisationsform der Börsen, Transparenzregeln etc.) der Stromgroßhandelsmärkte anhalten wird. So werden im Jahr 2010 die Märkte in Mittelwesteuropa (Deutschland, Frankreich, Benelux) mittels Marktkopplung verbunden werden. Parallel gibt es Bestrebungen, Benelux und den Nordpool-Markt mit einem gemeinsamen Intradayhandel enger zu verknüpfen.

## Das dritte Energie-Binnenmarktpaket der EU

Das dritte Energie-Binnenmarktpaket ist nach Veröffentlichung im Amtsblatt der EU am 3. September 2009 in Kraft getreten.

Es besteht aus folgenden fünf Rechtsakten:

- Richtlinie 2209/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
- Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt
- Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der
- Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

Das dritte Binnenmarktpaket enthält zahlreiche Neuregelungen zur Entflechtung von Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern, zur Regelung des grenzüberschreitenden Strom- und Gashandels sowie zu Rechten von Kunden und Regulierungsbehörden und schafft eine neue Institution, die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Die Europäische Kommission stellte ihre Entwürfe für das dritte Binnenmarktpaket bereits im September 2007 vor. Die Neuregelungen des Paketes waren nach Auffassung der Kommission erforderlich, weil die bisherigen Regelwerke aus den Jahren 1996 und 2003 noch nicht ausreichten, um den Wettbewerb hinreichend zu fördern, die Rolle der Verbraucher spürbar zu stärken, eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten und die reibungslose Integration der erneuerbaren Energien in den Markt zu ermöglichen.

Besonders umstritten waren – und sind nach wie vor – die Forderungen der Kommission zur Entflechtung von Übertragungs- und Gasfernleitungsnetzen. Hier hatte die Kommission ursprünglich zwei Modelle vorgesehen: zum einen die vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling), also die zwangsweise Veräußerung von Übertragungstöchtern bzw. Fernleitungsgesellschaften integrierter Unternehmen, und zum anderen – als nachrangige Alternative – die Einrichtung eines Independent System Operator (ISO), bei dem lediglich das Eigentum beim integrierten Unternehmen verbleibt, der Netzbetrieb jedoch nahezu vollständig bei einem kon-

zernunabhängigen Betreiber angesiedelt wird. Nach intensiven Diskussionen wurde mit dem Independent Transmission Operator (ITO) ein drittes Modell aufgenommen. Alle drei Entflechtungsmodelle gelten nun zudem als gleichrangig.

Der ITO ist im Kern eine intensiviertere Form der organisatorischen und gesellschaftsrechtlichen Entflechtung (Legal Unbundling). Der ITO muss ein hinreichend mit Ressourcen ausgestattetes Vollfunktionsunternehmen sein, und sein Personal muss beim Übertragungsnetzbetreiber angestellt sein. Für Personen, die in die oberste Managementebene des ITO bzw. von dieser zurück in das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen wechseln möchten, gelten lange Karenzzeiten. Der ITO muss einen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan vorlegen, der jährlich aktualisiert und mit der Regulierungsbehörde abgestimmt wird. Er erhält zudem ein Aufsichtsorgan, das aus Vertretern des Mutterunternehmens, dritten Anteilseignern und ggf. weiteren Interessenvertretern besteht. Das Aufsichtsorgan genehmigt die Finanzpläne, legt die Verschuldungshöhe fest und entscheidet über die Ausschüttung von Dividenden, darf aber nicht ins operative Geschäft eingreifen. Beim ISO- und ITO-Modell ist der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich seiner Entscheidungen über Betrieb, Ausbau und Wartung des Netzes unabhängig. Dienstleistungen innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens können nur noch in eingeschränktem Umfang erbracht werden.

Für Verteilnetze bleibt es bei der bislang bestehenden Entflechtungsverpflichtung hinsichtlich Rechtsform, Entscheidungsbefugnissen und Organisation. Zwar gibt es nunmehr auch die ausdrückliche Anforderung, dass sich Verteilnetze in ihrer Außendarstellung von den anderen Geschäftsbereichen des integrierten Unternehmens abheben müssen; diese Verpflichtung entspricht jedoch bereits der bisherigen deutschen Regulierungspraxis, dass Netzbetreiber sich in ihrem Marktauftritt deutlich von den konzernverbundenen Marktbereichen (Vertrieb, Handel, Erzeugung) abgrenzen müssen.

Ferner gibt es nunmehr Regeln für den grenzüberschreitenden Erwerb von Übertragungsnetzen. So dürfen Unternehmen der Erzeugungs- und Vertriebsstufe keine Rechte an Übertragungsnetzen in einem anderen Mitgliedstaat erwerben, wenn dieser integrierte Unternehmen nach den Regeln des Ownership Unbundling entflochten hat. Diese Vorschrift gilt auch für Beteiligungen von Unternehmen aus Drittstaaten. Ein Mitgliedsstaat kann die Beteiligung eines Drittstaatenunternehmens im Rahmen eines Zertifizierungsverfahrens ablehnen, falls er dadurch die Versor-

gungssicherheit des eigenen Landes oder die eines anderen Mitgliedsstaates als gefährdet ansieht.

Das dritte Binnenmarktpaket sieht weiterhin Regeln zur Stärkung der Rechte des Verbrauchers vor. So müssen die Mitgliedsstaaten nun sicherstellen, dass alle Kunden innerhalb von drei Wochen ihren Lieferanten wechseln können und Zugang zu ihren Verbrauchsdaten erhalten können. Bis 2020 sollen zudem in 80 % der Fälle, in denen dies wirtschaftlich sinnvoll ist, „intelligente“ Stromzähler (Smart Meter) eingeführt werden. Die Abschätzung des wirtschaftlich sinnvollen Potenzials dauert derzeit noch an; eine abschließende Bewertung muss spätestens bis zum 3. September 2012 vorliegen. Auf Initiative des Europäischen Parlamentes wurden auch Regeln zugunsten schutzbedürftiger Verbraucher aufgenommen. Mitgliedsstaaten sind nunmehr verpflichtet, Maßnahmen zur Bekämpfung der Energiearmut durchzuführen.

Schließlich sieht das Binnenmarktpaket die Gründung der europäischen Regulierungsagentur ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, Sitz: die slowenische Hauptstadt Ljubljana) vor. ACER soll die nationalen Regulierungsbehörden dabei unterstützen, ihre Regulierungsaufgaben zu erfüllen, soweit sie die Gemeinschaftsebene tangieren. Außerdem soll die Agentur Hilfestellung bei der Koordinierung der Regulierungstätigkeiten leisten. ACER überwacht zudem den europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G). ENTSO-E und ENTSO-G unterstützen gleichzeitig ACER in technischer Hinsicht vor allem bei Fragen des grenzüberschreitenden Handels und der Entwicklung netz- und marktbezogener Netzcodes. Daneben kommt es zu einer deutlichen Stärkung der Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden. Diese müssen nun in allen Mitgliedsstaaten unabhängig sein und haben das Recht, auch bei Nichtvorliegen von Missbrauchstatbeständen, Marktstruktureingriffe durchzuführen, wenn sie zu dem Befund kommen, dass dies zur Förderung des Wettbewerbs erforderlich ist.

Das dritte Binnenmarktpaket muss bis zum 3. März 2011 in deutsches Recht umgesetzt werden. Von Bedeutung wird dabei nicht zuletzt die Frage sein, wie sich Effizienz- einbußen aufgrund der Zerschlagung gemeinsam in Anspruch genomener Dienstleistungen (shared services) minimieren lassen.

# Grünstromzertifikate (EWI-Studie)

## Ausgangslage

Das energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (ewi) hat mit Unterstützung des Landes Nordrhein-Westfalen eine Studie zu möglichen volkswirtschaftlichen Kostenersparnissen einer harmonisierten Förderung erneuerbarer Energien erstellt<sup>13</sup>. An der Studie „European RES-E Policy Analysis – A model-based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market“ haben sich darüber hinaus VGB, BDEW, Eurelectric und einige EVU beteiligt. Ewi strebt eine entpolitisierte wissenschaftliche Diskussion über Förderstrukturen für eine optimierte Umstellung der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien an.

Während Anlagenhersteller in einem immer stärker europäischen, ja, internationalen Wettbewerb operieren, sind die Fördermechanismen für Strom aus erneuerbaren Energien stark national geprägt. Die 2009 verabschiedete EU-Erneuerbarenrichtlinie definiert nationale Ausbauziele für erneuerbare Energien und oblässt den Mitgliedsstaaten die Wahl der Förderung. Da die Ausbauziele für erneuerbare Energien sich eher am Bruttoinlandsprodukts als an den natürlichen Potenzialen orientieren, wurden den Mitgliedsstaaten Flexibilitätsmechanismen eingeräumt, die Ziele kooperativ zu erreichen. Die Mitgliedsstaaten können freiwillig die Ausbauziele durch

- gemeinsame Förderregelungen,
- statistische Transfers und
- gemeinsame Projekte auch mit Drittstaaten außerhalb der EU erfüllen.

Für die Nutzung der flexiblen Mechanismen ist eine entsprechende Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht notwendig.

## Modellierung

Für die Untersuchung schätzte ewi die Stromerzeugungskosten und Ausbaupotenziale der unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen in verschiedenen Größenklassen und Regionen durch 2.222 Datensätze pro Jahr ab. Darauf aufbauend wurde der Ausbau in einem Business-as-usual-Szenario (BAU) mit der genauen Abbildung der nationalen Fördergesetze und ihrer zumeist technologiespezifischen Förderung in den EU-27-

Staaten inklusive Norwegen und der Schweiz für die Energieträger und Größenklassen simuliert.

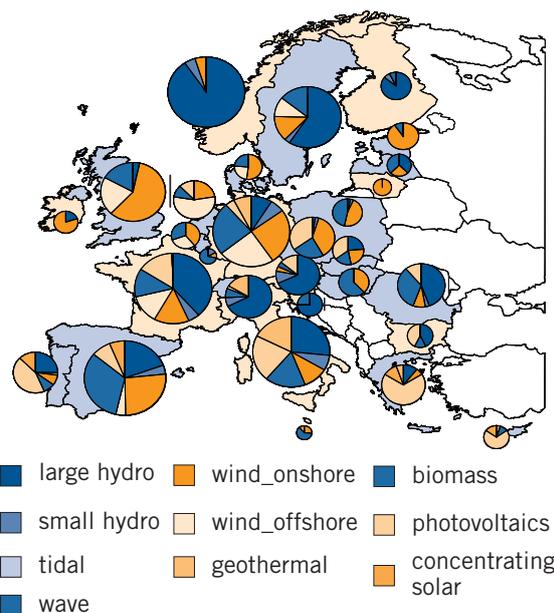
Im Gegensatz dazu wurde der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem nationenübergreifenden technologieneutralen harmonisierten Quotensystem (HQS) nach den Stromerzeugungskosten optimiert.

Die Entwicklung des fossilen Kraftwerksparks wird in beiden Szenarien vom Modell an die residuale Stromerzeugung optimal angepasst. Dabei werden CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben des europäischen Emissionshandels zielgenau eingehalten und die CO<sub>2</sub>-Preise als Ergebnisse ausgegeben. Da in allen Szenarien die Ausgangsparameter wie Anlagenpreise, Brennstoffpreise, zukünftige Netzausbauvorhaben etc. identisch angesetzt wurden, sind die Ergebnisse gegenüber geänderten Rahmenannahmen robust.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die zukünftige Anpassung von Fördersätzen ist schwer prognostizierbar, weshalb im BAU-Szenario die derzeitigen Fördersätze und Degressionsschritte fortgeschrieben

**Abbildung 40: Stromerzeugung im BAU-Szenario mit 32 % Zielerreichung (2020)**



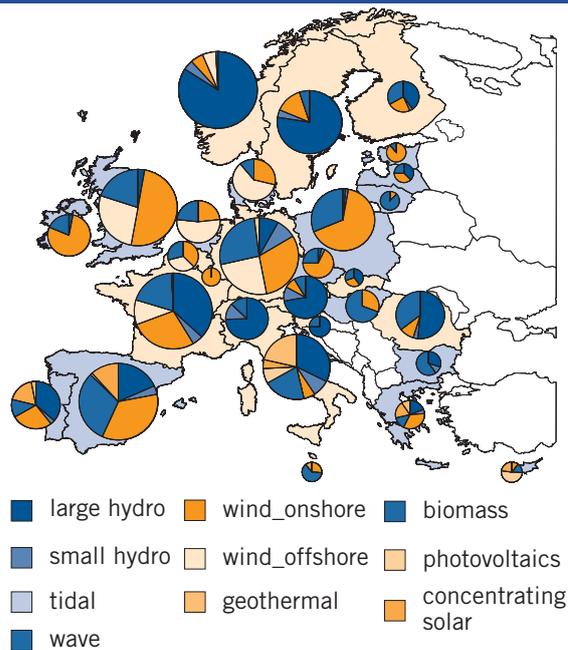
13 <http://www.ewi.uni-koeln.de/Veroeffentlichungen.19.0.html>

Quelle: ewi, European RES-E Policy Analysis, 2010

wurden. Damit erreicht das Szenario in einigen Mitgliedsstaaten wegen der angenommenen Entwicklung der Erzeugungskosten nicht das erwartete Ausbauziel. Statt 34 % werden im Jahr 2020 nur 32 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt. Wird dem BAU-Szenario ein HQS-Szenario mit identischer Zielerreichung von 32 % gegenübergestellt, summieren sich Kosteneinsparungen im Zeitraum 2008 bis 2020 auf einen Barwert von 174 Mrd. € 2007. Diese Einsparungen berücksichtigen die Gesamtkosten des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung, wie Investitions-, Wartungs- und Brennstoffkosten, sowie Gutschriften für die Wärmebereitstellung aus Biomasse und entsprechen einem Viertel der Gesamtkosten des BAU-Szenarios. Die Kosteneinsparungen entspringen zwei Effekten: dem Wechsel von nationalen zu einem harmonisierten länderübergreifenden Ansatz und dem Wechsel von überwiegend technologiespezifischen hin zu einem technologieutralen Kosten minimierenden Ansatz.

Das originäre HQS-Szenario erreicht aufgrund seiner Mengensteuerung die angenommene Zielerfüllung mit einem 34%-Anteil der regenerativen Stromerzeugung an der gesamten Stromerzeugung. Der Ausbau wird vorwiegend von der Windkraft und der Biomasse getragen. Andere erneuerbare Energien spielen eine untergeordnete

**Abbildung 41: Stromerzeugung im HQS-Szenario mit 34 % Zielerreichung (2020)**



Quelle: ewi, European RES-E Policy Analysis, 2010

Rolle. Vergleicht man das HQS-Szenario mit einem ebenfalls technologieutralen Szenario mit ausschließlich nationaler Zielerfüllung, erreichen die Harmonisierungsgewinne zwischen 2008 und 2020 ca. 118 Mrd. € 2007. Diese Harmonisierungsgewinne entstehen durch die länderübergreifend optimierte Nutzung der natürlichen Potenziale regenerativer Stromerzeugung. Dabei zeigt sich, dass die alten Mitgliedsstaaten insgesamt eher als Käufer auftreten und von geringeren Förderkosten profitieren, wogegen die neuen Mitgliedsstaaten ihre nationalen Zielvorgaben übererfüllen und zusätzliche Gewinne aus den Transfers generieren.

Den Einsparpotenzialen bei der Förderung der regenerativen Stromerzeugung können aber weitere Kosten des Versorgungssystems gegenüberstehen, die von der Studie nicht erfasst wurden:

- Das HQS-Szenario führt zu einer stärkeren regionalen Konzentration der Stromerzeugung. Deshalb könnte ein zusätzlicher Aus- und Umbau der Stromnetze additiv zu dem im BAU-Szenario ohnehin notwendigen Netzausbau für die Integration der regenerativen Stromerzeugung erforderlich werden.
- Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, vor allem der fluktuierenden Einspeisung, hat Rückwirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark. Der Bedarf an Back-up-Kapazitäten zur Vorhaltung der gesicherten Leistung sinkt nur in geringem Umfang. Man kann davon ausgehen, dass die spezifischen Stromgestehungskosten aufgrund der geänderten Fahrweisen der konventionellen Kraftwerke steigen.
- Zusätzlich sind eine angebotsorientierte Nachfragesteuerung und zusätzliche Speicher erforderlich, sofern zeitweise Abschaltungen vor allem von Stromerzeugung aus Windkraft minimiert werden sollen.

### Ausblick

Bei der vorliegenden Studie handelt es sich nicht um eine Prognosestudie, sondern um einen Szenarienvergleich. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass auch die bestehenden nationalen Fördersysteme laufend verbessert werden. Trotzdem weist die Studie auf einen evidenten Kostenvorteil einer möglichen Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien hin.

Für eine belastbare Entscheidungsgrundlage empfiehlt es sich im Fortgang, eine gleichzeitige Optimierung des gesamten Versorgungssystems (regenerative und konventio-



nelle Stromerzeugung inkl. der Netze und des Verbrauchs) unter Einhaltung der europäischen Zielvorgaben vorzunehmen. Interessante Fragestellungen dabei wären:

- Welche Investitionen im Stromnetz erfordern die Ausbauszenarien?
- In welchem Umfang und zu welchen Kosten können Nachfragesteuerungen und zusätzliche Speicher die Ausregelung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten ersetzen?
- Wie hoch ist der (Bar-)Wert einer technologiespezifischen Förderung für heute zu teure, aber langfristig in der Stromerzeugung konkurrenzfähige Technologien der regenerativen Stromerzeugung?

Zielgröße weiterer Modellierungen sollten die für Politiker entscheidungsrelevanten volkswirtschaftlichen Kosten sein. Umverteilungseffekte, die für die politische Durchsetzbarkeit oftmals wichtig sind, müssen vorerst unberücksichtigt bleiben. Sie könnten durch fiskalische Eingriffe austariert werden.

Die Ergebnisse der Studie dienen der wissenschaftlichen Diskussion. Eine sofortige politische Diskussion über eine europaweite Umgestaltung der Fördermechanismen erscheint ohne das Vorliegen weitergehender Erkenntnisse voreilig. Bis dahin ist die Nutzung der Flexibilitätsmechanismen der Erneuerbarenrichtlinie durch die Mitgliedsstaaten ein sinnvoller Schritt, um bereits Effizienzgewinne zu realisieren.

## Kernenergie: Kraftwerksneubaupläne und Laufzeiten in Europa

In Europa wurden im Jahr 2009 in 15 Staaten 148 kommerzielle Kernkraftwerke betrieben. Knapp ein Drittel der europäischen Stromproduktion stammt aus Kraftwerken. Sie produzieren kostengünstig Strom, ihre Verfügbarkeit ist hoch und sie sind sicher. Sie tragen ganz wesentlich zur Systemstabilität in den Übertragungsnetzen bei und sind dank schneller Regelungsfähigkeit für den Betrieb im Lastfolgebetrieb technisch bestens vorbereitet. Die Kernenergie ist zudem mit großem Abstand der wichtigste CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeuger in Europa.

Ein großer Teil der europäischen Kernkraftwerke wurde in den 1970er und 1980er Jahren gebaut. Die der Planung und dem Bau der Anlagen zugrunde liegende Prognose überschätzte seinerzeit den Bedarf, sodass das Ausbauprogramm in Europa und den USA zum Erliegen kam. Zudem konnten die Kernkraftwerke durch Leistungserhöhung und erhöhte Verfügbarkeit auf den langsamer wachsenden Strombedarf reagieren.

Die Versorgungssicherheit in Europa ist dank eines vielfältigen Energiemixes und gut ausgebauter Netze seit dieser Zeit vergleichsweise hoch, wenn auch nicht in allen europäischen Staaten auf gleichem Niveau. Dem steigenden Bedarf tragen die Betreiber mit Leistungserhöhung der bestehenden Anlagen Rechnung.

### Herausforderungen

In den vergangenen beiden Jahrzehnten ist der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark gewachsen. Die notwendige wirtschaftliche und technische Integration besonders der volatilen Stromerzeugung in die bestehende nationale und europäische Stromversorgung ist eine Herausforderung an Politik und Unternehmen.

Trotz der Finanz- und Wirtschaftskrise wird der Strombedarf Europas weiter wachsen (z. B. durch Elektromobilität). Das zunehmende Alter der Kraftwerksflotte im nuklearen wie auch konventionellen Bereich und nicht zuletzt die zurückgehende europäische Gasförderung in der Nordsee zwingen zu einer intelligenten und stimmigen Ausbaustrategie. Das Ziel muss die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die Bezahlbarkeit der Stromversorgung für die Haushalte sein.

Zu den ökonomischen Zielen sind seit den 80er Jahren neue Gesichtspunkte hinzugekommen. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß muss weiter drastisch gesenkt und die noch immer steigende Importabhängigkeit soll deutlich abgebaut werden.

### Der Ausstieg aus der Kernenergie

Der Bau der Kernkraftwerke wurde von Kritikern der Technik schon frühzeitig mit den noch heute verwendeten Argumenten begleitet. Das sind: Unfallrisiko, fehlendes Endlager, militärische Nutzung (Proliferation). Der schon fast ein Vierteljahrhundert zurückliegende Unfall in Tschernobyl (Ukraine, 1986) gab den Kritikern scheinbar Recht. Dies und der Eindruck, dass Kraftwerkskapazitäten im Überfluss und Strom zu jeder Zeit verfügbar sind, führten in einigen europäischen Ländern – an der Spitze Deutschland – zur Überzeugung, dass der Ausstieg aus der Kernenergie politisch opportun und volkswirtschaftlich vertretbar sei.

### Der Einstieg in eine Neubewertung der Kernenergie

Seit dem deutschen Ausstiegsbeschluss im Jahr 2000 haben sich die Bedingungen nicht nur in diesem Land geändert. Der Strombedarf stieg, aber auch die Import-

**Tabelle 4: Fossile CO<sub>2</sub>-freisetzende und nicht-fossile CO<sub>2</sub>-arme (freie) Stromerzeugung in der EU-27**

	CO <sub>2</sub> -Emittenten			CO <sub>2</sub> -freie Stromerzeugung			
	Kohle	Gas	Öl	Kernkraft	Wasser	Wind	Andere*
<b>Stromproduktion (TWh)</b>	988	760	112	935	310	104	151
<b>Anteil an der EU-Stromproduktion (%)</b>	29 %	23 %	3 %	28 %	9 %	3 %	5 %
	<b>1.860 TWh</b>			<b>1.500 TWh</b>			

\*Andere: darunter Biomasse, Pumpspeicher, Solar und Geothermie

Quelle: Aktuelle Daten 2007 aus European Commission Directorate-General for Energy and Transport [DG TREN], 2010.



abhängigkeit bei den fossilen Energieträgern sowie deren Kosten.

In Europa ist Uran der wichtigste CO<sub>2</sub>-freie Energieträger zur Stromerzeugung – der CO<sub>2</sub>-„Footprint“ der Kernenergie liegt im Bereich der Erneuerbaren oder darunter. Der Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung ist daher Teil der klimapolitischen Strategie der EU-Kommission, und außer in Deutschland und einigen Nichtkernenergiestaaten wird sie auch mehrheitlich unterstützt. Dieser Einschätzung folgend haben einige Staaten der EU (z. B. Großbritannien, Schweden, Finnland, Italien, Tschechien und auch Polen) den Weiterbetrieb der Anlagen und den Neubau zum Ziel ihrer Politik erklärt – unter der Prämisse, dass die Sicherheit gewährleistet ist.

In den außereuropäischen Staaten, z. B. in Asien, findet der Ausbau bereits seit Jahren statt und wird dort forciert. Dort wird nicht nur der wichtige klimapolitische Aspekt in den Vordergrund gestellt. Wirtschaftlichkeit und Schonung der fossilen Ressourcen sind dort, wie auch in den europäischen Staaten, Gegenstand der politischen und öffentlichen Diskussion. Die USA zeigen mit den Ausbauplänen der Obama-Administration die Dringlichkeit, Entscheidungen für eine Versorgung im Sinne der Nachhaltigkeit – *economy, ecology and social responsibility* – zu treffen.

Gerade in China wird deutlich, dass der rasant wachsende Strombedarf des Wirtschaftsraumes nicht nur mit dem Bau großer Wasserkraftwerke und zigtausender Wind- und Solaranlagen allein gedeckt werden kann. 21 Kernkraftwerke befinden sich dort aktuell im Bau und weitere sind geplant. In den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) wurden mehrere Kernkraftwerke bestellt. Dort geht es vorrangig auch um die Schonung der fossilen Ressourcen, die für die Verstromung allein zu wertvoll sind.

Die Stromerzeugung in der EU soll, so wurde vereinbart, effizienter und CO<sub>2</sub>-sparender werden. Der Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung spart in der EU rund eine Milliarde Tonnen CO<sub>2</sub> ein. Das sind immerhin rund 2 t CO<sub>2</sub> pro Kopf.

## Ausblick

Der Bau von über 50 Reaktoren in 13 Staaten – die meisten in Asien – ist Bestandteil der Vorsorge- und Versorgungsprogramme vieler Länder um den wachsenden Strombedarf zu decken. Zwei Anlagen, Flamanville in Frankreich und Olkiluoto in Finnland, werden in Europa gebaut.

In praktisch allen Kernenergieländern Europas, mit Ausnahme Deutschlands, werden Ersatzbauten und Neubauten vorbereitet und in Italien ist gar ein Wiedereinstieg geplant. Die Internationale Atomenergiebehörde erwartet in ihrer Prognose von 2009 bis 2020 etwa 73 GWe oder den Bau von rund 60 Kernkraftwerken und damit weit mehr als in der Vorgängerstudie<sup>14</sup>. In den USA wurde der drohenden Knappheit und den steigenden Preisen bei Öl, Gas und Kohle mit Laufzeitverlängerung begegnet und ein ambitioniertes Ausbauprogramm durch die Administration unter Präsident Bush und Obama angestoßen. Die Europäische Union sieht einen Neubaubedarf von mindestens 7,4 GWe bis 2020 und 50 GWe bis 2030, um die Erzeugungskosten und die anspruchsvollen Klimaschutzziele zu sichern.<sup>15</sup>

## Fazit Europa

Alle europäischen Kernenergiestaaten, mit Ausnahme Deutschlands, haben sich für eine faktische Laufzeitverlängerung und für Leistungserhöhungen sowie Nachrüstungen zur weiteren Verbesserung der Sicherheit ihrer Kernkraftwerke entschieden. Einige Länder der EU werden weitere Anlagen bauen oder erstmals nutzen. Auch Deutschland sollte diesen Weg beschreiten, wenn Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit im Fokus einer nachhaltigen Versorgungsstrategie stehen.

<sup>14</sup> WNA, <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>, Februar 2010.

<sup>15</sup> EU-27 Energy Baseline Scenario to 2030, [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030\\_update\\_2007/energy\\_transport\\_trends\\_2030\\_update\\_2007\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf).

# Verordnung zur Gasversorgungssicherheit – Vorschlag der EU-Kommission

## Wesentliche Inhalte des Verordnungsentwurfs

Am 16. Juli 2009 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag für eine Verordnung zur Gasversorgungssicherheit „Regulation concerning measures to safeguard security of supply“ vorgelegt. Die Verordnung auf Basis des Art. 95 EGV (Binnenmarkt) soll die bisherige Erdgasversorgungssicherheitsrichtlinie 2004/67/EG ersetzen.

Der Verordnungsvorschlag sieht u. a. verpflichtende Infrastruktur- und Versorgungsstandards zur Gewährleistung der Gasversorgung für alle Mitgliedsstaaten vor. Zum einen muss beim Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur die verbleibende Infrastruktur die Lieferungen der Erdgasmengen für die Dauer von 60 Tagen auch bei außergewöhnlich hoher Nachfrage (1-in-20-Wintern) gewährleisten können („N-1-Kriterium“). Zum anderen müssen die Mitgliedsstaaten dafür sorgen, dass in einem Versorgungsnotfall, d. h. beim Ausfall des größten Aufkommenspunktes oder der größten einzelnen Infrastruktur, die Versorgung von „schutzbedürftigen Kunden“ (Haushalte und – im Ermessen der Mitgliedsstaaten – Krankenhäuser, KMU etc.) durch Maßnahmen wie beispielsweise diversifizierte Lieferungen, Speicher, Infrastrukturausbau oder vertragliche Regelungen für 60 Tage gewährleistet ist.

Die Maßnahmen zur Erfüllung dieser Standards sowie eine Risikobewertung sollen die Mitgliedsstaaten in „präventiven Aktionsplänen“ festschreiben. Für (drohende) Versorgungsstörungen ist ein mehrstufiger Eskalationsmechanismus mit Meldepflichten vorgesehen. Auf Basis von drei Eskalationsstufen („Early Warning“, „Alert“ und „Emergency“) sollen die Mitgliedsstaaten nationale Notfallpläne aufstellen und darin Verantwortlichkeiten und Verfahren zur Bewältigung von Lieferunterbrechungen festlegen. Die Versorgungssicherheitsstandards sowie die präventiven Aktions- und Notfallpläne können auch auf regionaler Ebene erfüllt werden.

Auf europäischer Ebene soll die EU-Kommission schließlich tätig werden müssen, wenn zwei und mehr Mitgliedsstaaten den „Emergency-Status“ ausrufen oder mehr als 10 % der täglichen Gasimporte aus Drittstaaten in die Gemeinschaft ausfallen. In einem solchen europäischen Notfall kann die Kommission sogenannte Solidaritätsmechanismen in Kraft setzen und soll die mitgliedstaatlichen Maßnahmen koordinieren sowie die Gas Coordination Group konsultieren. Zudem sind umfangreiche Transparenzanforderungen und Berichtspflichten vorgesehen.

## Bewertung des Verordnungsvorschlags

Mit dem Vorschlag hat die Kommission wichtige Ansätze zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Europa durch Prävention und bessere Vorbereitung zur Bewältigung eventueller Krisen auf Unternehmens-, nationaler, regionaler und europäischer Ebene vorgelegt. Der Verordnungsentwurf folgt grundsätzlich dem deutschen Ansatz, Versorgungssicherheit über wettbewerbliche und kommerzielle Maßnahmen sowie privatwirtschaftliche Investitionen zu gewährleisten.

Im Verfahren bestand jedoch insbesondere bei folgenden Aspekten weiterer Diskussionsbedarf:

Der dreistufige Gemeinschaftsmechanismus (1. Erdgasunternehmen, 2. Mitgliedsstaaten, 3. im Notfall EU) hat sich bewährt und sollte weiter gestärkt, um eine regionale Komponente ergänzt und ausdrücklich in der Neufassung verankert werden. Die Hauptverantwortung liegt bei den Erdgasunternehmen, staatliche Eingriffe sollten nur als allerletztes Mittel erfolgen. Die Verteilung der Rollen und Verantwortlichkeiten zwischen Unternehmen, Mitgliedsstaaten und EU-Einrichtungen darf nicht durch übermäßige oder zu frühe politische Intervention verwischt oder geschwächt werden.

Insgesamt sollte die Rolle der Koordinierungsgruppe „Erdgas“ deutlich gestärkt werden, wie dies die Kommission im Vorfeld des Verordnungsvorschlags immer wieder betont hat.

Der Kreis der „geschützten Kunden“ sollte möglichst klein gehalten und abschließend festgelegt werden. Das Instrument der „geschützten Kunden“ greift nur, wenn die Gruppe nicht zu weit definiert ist. Eine zu weitgehende Definition führt dazu, dass der Schutzmechanismus ausgehebelt wird.

Alle Maßnahmen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit sollten der Maßgabe der wirtschaftlichen Kosteneffizienz unterliegen und marktverträglich sein. Jegliche Investitionen, die aus der Verordnung resultieren, sollten auf kommerzieller Basis gerechtfertigt sein. Die verpflichtende Einrichtung von bidirektionalen Lastflüssen („Reverse Flow“) für alle grenzüberschreitenden Interkonnektoren innerhalb von zwei Jahren ist vor diesem Hintergrund nicht zielführend.

In den seit April 2010 laufenden Trilogverhandlungen zeichnen sich Kompromisslinien ab, die gegenüber dem Kommissionsvorschlag deutliche Verbesserungen darstellen, wie zum Beispiel:

- die Stärkung des dreistufigen Gemeinschaftsmechanismus (1. Unternehmen, 2. Mitgliedsstaat, 3. im Notfall die EU),
- die Betonung des Vorrangs marktbasierter Maßnahmen und Begrenzung der Anwendung nicht-marktbasierter Maßnahmen auf den Notfall,
- die Klarstellung, dass aus der Verordnung resultierende Maßnahmen der Marktverträglichkeit und wirtschaftlichen Kosteneffizienz genügen müssen,
- die Klarstellung, dass die Entscheidung zu Investitionen in die Versorgungssicherheit (z. B. in bidirektionale Lastflüsse) vorrangig bei den Erdgasunternehmen liegt und keine allgemeine und undifferenzierte Investitionsverpflichtung besteht sowie
- die Stärkung der „Koordinierungsgruppe Erdgas“.

Sie erlangt in allen Mitgliedsstaaten unmittelbar Gültigkeit.

### Nationale Umsetzung

Trotz der Ordnungsstruktur und der damit einhergehenden unmittelbaren Gültigkeit der Vorschriften in allen Mitgliedsstaaten besteht bei einzelnen Maßnahmen erheblicher nationaler Umsetzungsbedarf, dies betrifft insbesondere die Regelung von Zuständigkeit und Verantwortlichkeiten der Akteure, die Erarbeitung nationaler Präventions- und Notfallpläne, die Umsetzung/Ermittlung des Infrastruktur- und Versorgungsstandards, und die Erarbeitung der Risikobewertung.

### Zeitplan des Gesetzgebungsverfahrens

Der VO-Vorschlag wurde am 16. Juli 2009 von der Europäischen Kommission vorgelegt und an das Europäische Parlament (EP) und den Rat der EU übermittelt. Gemäß des Mitentscheidungsverfahrens konnten beide Institutionen Änderungen an dem VO-Vorschlag vornehmen.

Der federführende Industrieausschuss des Europäischen Parlaments (ITRE) hat bereits am 18. März 2010 seinen Bericht angenommen, der die Grundlage für die Trilogverhandlungen mit den Mitgliedsstaaten bildet.

Die seit September 2009 laufenden Beratungen der Mitgliedsstaaten in der Ratsarbeitsgruppe „Energie“ sind ebenfalls weitestgehend abgeschlossen.

Seit dem 29. April 2010 verhandeln Vertreter des Europäischen Parlaments, der Mitgliedsstaaten und der Europäischen Kommission im Rahmen der Trilogverhandlungen über einen Kompromiss. Eine Einigung zwischen Europäischem Parlament und den Mitgliedsstaaten wird Ende Juni 2010 erwartet.

Das Plenum des Europäischen Parlaments könnte noch im Juli 2010 über den Kompromiss abstimmen. Der Ministerrat könnte eine politische Einigung ebenfalls im Juli 2010 erzielen. Nach der formalen Annahme im Rahmen des Energieministerrates im September/Oktober 2010 und der darauffolgenden Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union könnte die Verordnung im Oktober/November 2010 in Kraft treten.

## Versorgungssicherheit durch regionale Zusammenarbeit

Der Ruf der Europäischen Kommission nach mehr Sicherheit in der Gasversorgung für ganz Europa seit dem Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine im Januar 2009 ist naheliegend und begrüßenswert. Fraglich bleibt dennoch, wie der in einer geplanten Rechtsverordnung manifestierte Wunsch nach mehr Versorgungssicherheit auch in der Praxis umsetzbar wird.

Grundsätzlich ist die Versorgungssicherheit ureigenes Interesse und Aufgabe der Unternehmen der Branche, zumindest dann, wenn sie privatwirtschaftlich tätig sind. Die Staaten und die Europäische Union sind damit nicht der typische Garant für Versorgungssicherheit, sondern eher der Koordinator und Wegbereiter für das unternehmerische Tun.

In Regionen mit diversifizierter Bezugsstruktur war zudem die Aufrechterhaltung der Gasversorgung nicht gefährdet. Auch ohne zentralen europäischen Krisenmechanismus initiierten z. B. die deutschen Erdgasunternehmen Hilfeleistungen für die Verbraucher in Osteuropa. Marktwirtschaftliche Instrumente haben so dazu beigetragen, die Versorgungssicherheit besser zu gewährleisten.

Wesentliche Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sind die Diversifikation der Gasbeschaffung und des Transports, der partnerschaftliche Dialog mit Produzenten- und Transitländern sowie die Zusammenarbeit der Gasversorgungsunternehmen in den Regionen.

Im Gegensatz zum globalen Ansatz einer EU-weiten Versorgungssicherheitsstrategie bietet sich die regionale Zusammenarbeit aus vielfältigen Gründen an. Hier gibt es bereits gewachsene und belastbare Beziehungen durch langjährige Partnerschaften der Gasunternehmen, die die Möglichkeiten unbürokratischer Hilfeleistungen trotz intensiven Wettbewerbs wirtschaftlich vertretbar und mit hoher Effektivität eröffnen. Dies wurde in der Vergangenheit und auch in der Situation im Januar 2009 mehrfach erfolgreich bewiesen.

Anders als bei der Frage einheitlicher Mindestsicherheitsstandards bietet ein europaweiter einheitlicher Krisenreaktionsmechanismus aufgrund der regional sehr unterschiedlichen Bedingungen keinen zeitnah realisierbaren und volkswirtschaftlich darstellbaren Rahmen zur Verbesserung der Versorgung bei Lieferausfällen. Vielmehr ist es zielführend, Regionen entlang der Lieferwege nach und in Europa zu definieren und hier regionale, grenzüberschreitende Kooperationen zu bilden, deren zusätzliche Kosten für die Versorgungssicherheit von den

Regulierungsbehörden anzuerkennen sind. Im Rahmen dieses regionalen Ansatzes sollten sich die betroffenen Unternehmen über die Zusammenarbeit in Krisenszenarien verständigen. Für den Ausbau dieser regionalen Kooperationen kann auf bestehende Kontakte zwischen den europäischen Erdgasunternehmen zurückgegriffen werden.

Der Ansatz regionaler Kooperationen kann und sollte unterstützt werden durch die Schaffung politischer Rahmenbedingungen und Investitionsanreize. Die von der deutschen Gasindustrie initiierte „Gaswirtschaftliche Plattform“ kann ergänzend zur Vertiefung der Zusammenarbeit beitragen und sollte auch in anderen Regionen Europas etabliert werden.

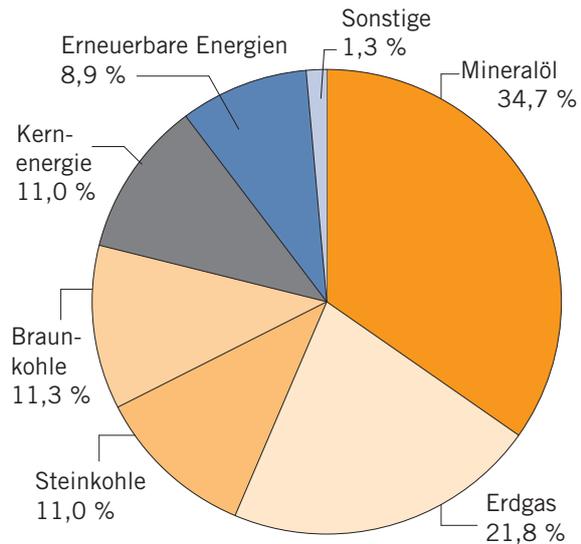
Die kontinuierliche Weiterentwicklung regionaler Kooperationen und die Festigung der grenzüberschreitenden privatwirtschaftlichen Zusammenarbeit sind aus Sicht der Gaswirtschaft die besten Mittel für eine sichere Gasversorgung in Europa.

# Energie in Deutschland

Im Jahr 2009 wurden in Deutschland 455,2 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach den USA, China, Russland, Japan, Indien und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,6 t SKE pro Jahr. Dies entspricht mehr als dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits allerdings der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2009 rund 189 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1999 bis 2009 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – mit jahresdurchschnittlichen Raten von rund 1,5 % verbessert.

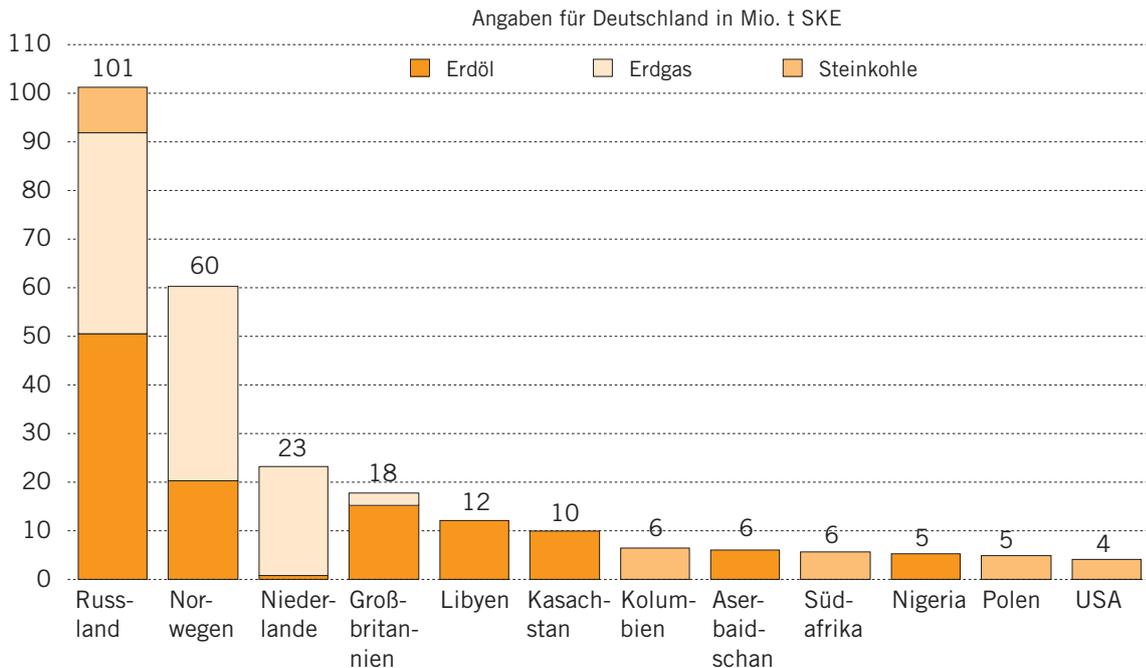
Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl und Erdgas marginal. Deshalb ist Deutschland bei diesen Energieträgern in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen.

**Abbildung 42: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern, 2009**  
Insgesamt: 455,2 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2/2010

**Abbildung 43: Energie-Rohstofflieferanten, 2009**



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

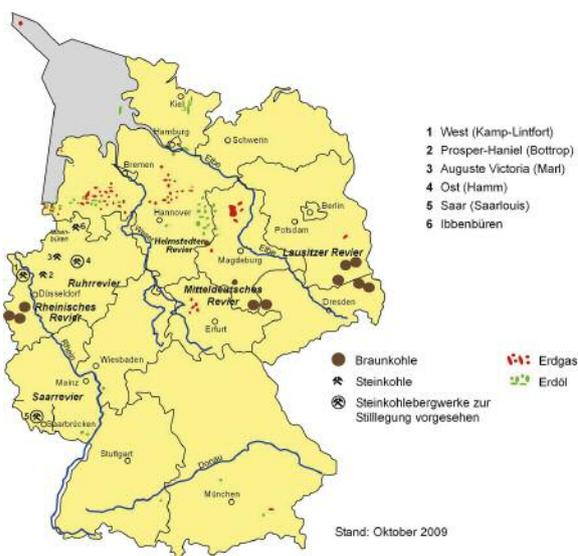
Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2009 zu 40 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2009 mit 66,4 Mio. t SKE bzw. 36 % zur gesamten inländischen Gewinnung (184,2 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 52,2 Mio. t SKE auf Braunkohle und 14,2 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 50,2 Mio. t SKE, Erdgas mit 15,7 Mio. t SKE, Mineralöl mit 4,1 Mio. t SKE, erneuerbare Energien mit 40,3 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 7,5 Mio. t SKE.

Importenergien decken 60 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2009 mit fast einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien und Libyen. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Libyen Öl, aus Norwegen und Großbritannien sowohl Rohöl als auch Erdgas. Wichtigste Steinkohlelieferanten Deutschlands sind Russland, Kolumbien und Südafrika.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2009 rund 55,9 Mrd. €. Den größten Teil der deut-

schen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 34,6 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 18,2 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 3,5 Mrd. € und auf Uran 0,4 Mrd. €. Bei Strom wurde 2009 ein Exportsaldo von 0,8 Mrd. € erzielt.

**Abbildung 44: Schwerpunkte der Energiegewinnung**



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

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

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland beliefen sich 2009 auf 699 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen betrug der CO<sub>2</sub>-Ausstoß insgesamt 765 Mio. t. Das waren 26 % weniger als 1990. Im Jahr 1990 beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO<sub>2</sub> auf 1037 Mio. t.

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) – Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>).

Die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase haben sich seit 1990 um 28,7 % verringert. Damit ist Deutschland auf gutem Weg, seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll und dem EU-Burden-Sharing (–21 % im Zeitraum 1990 bis 2008/12) zu erfüllen.

Die Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Zeitraum 1990 bis 2009 zeigt die nachstehende Grafik:

## Energiesteuern und andere Belastungen

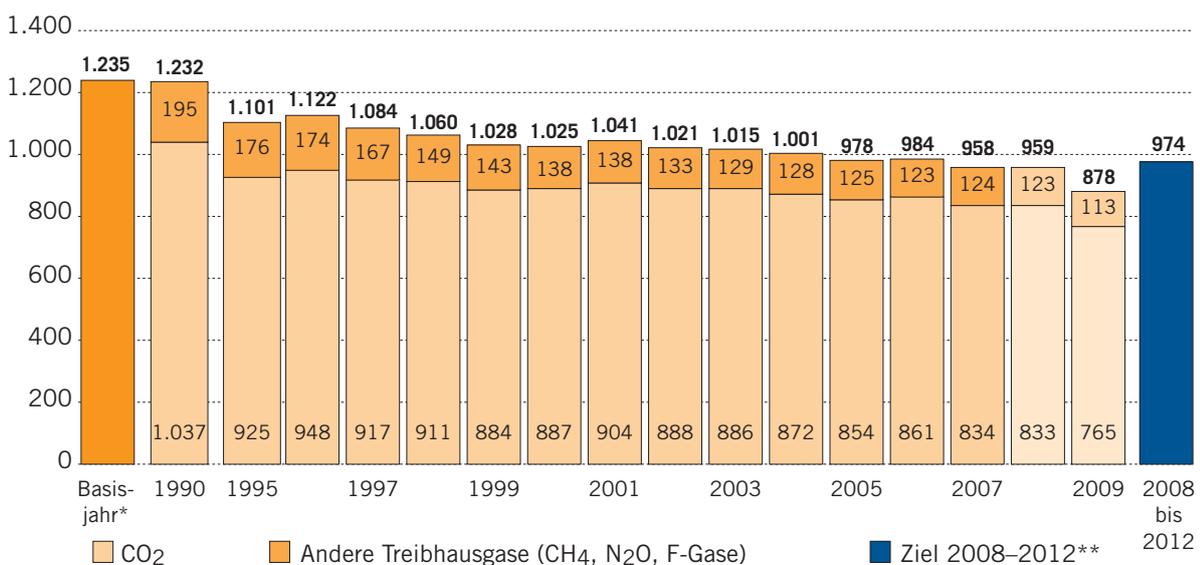
Der Bund erzielte 2009 aus der Erhebung von Verbrauchssteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 46,1 Mrd. €. Dies entspricht mehr als vier Fünftel des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchssteuer-Aufkommen entfielen 2009 mit 37,2 Mrd. € rund 81 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 2,6 bzw. 6,3 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei.

Zusätzlich ist die Bereitstellung von Energie mit folgenden Abgaben und Umlagen belastet:

Konzessionsabgaben in Höhe von 3,3 Mrd. € pro Jahr. Hierbei handelt es sich um Zahlungen der Strom- und Gasversorger an die Kommunen als Gegenleistung für das Recht, die öffentlichen Straßen und Plätze zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen zu benutzen.

Förderabgaben auf die inländische Gewinnung von Erdöl und Erdgas sowie der Beitrag an den Erdölbevorratungsverband, der für seine Mitglieder die gesetzlich vorgeschriebene Erdölbevorratung sicherstellt, beliefen sich 2009 auf insgesamt rund 1,2 Mrd. €.

**Abbildung 45: Emissionen der Treibhausgase in Deutschland, 1990–2009**  
in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



\* Basisjahr für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O ist 1990, für HFCs, PFCs und SF<sub>6</sub> ist es 1995. Die Bezugsgröße für die Minderungsverpflichtung des Kyoto-Ziels wurde auf 1.232.429,543 Tsd. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente festgelegt.

\*\* 21 % Minderung gegenüber dem Basisjahr

Quelle: Umweltbundesamt, Presseinformation Nr. 13/2010

**Tabelle 5: Verbrauchssteuersätze für Energie seit 1. Januar 2004**

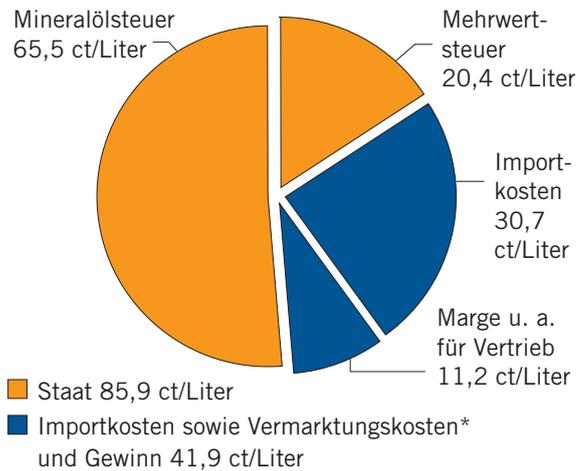
Energieart	Einheit	Regelsatz
Ottokraftstoff ≤ 10 mg/kg Schwefel	ct/l	65,45
Diesekraftstoff ≤ 10 mg/kg Schwefel	ct/l	47,04
Leichtes Heizöl	ct/l	6,13
Schweres Heizöl	€/t	25,00
Erdgas	ct/kWh	0,55
Strom	ct/kWh	2,0

Quelle: Bundesminister der Finanzen

Darüber hinaus ergeben sich für den Stromverbraucher Belastungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

Das EEG sichert den begünstigten Einspeisern von Strom u. a. auf Basis von Wind, Wasser, Sonne, Biomasse und Geothermie Vergütungen weit oberhalb der marktübli-

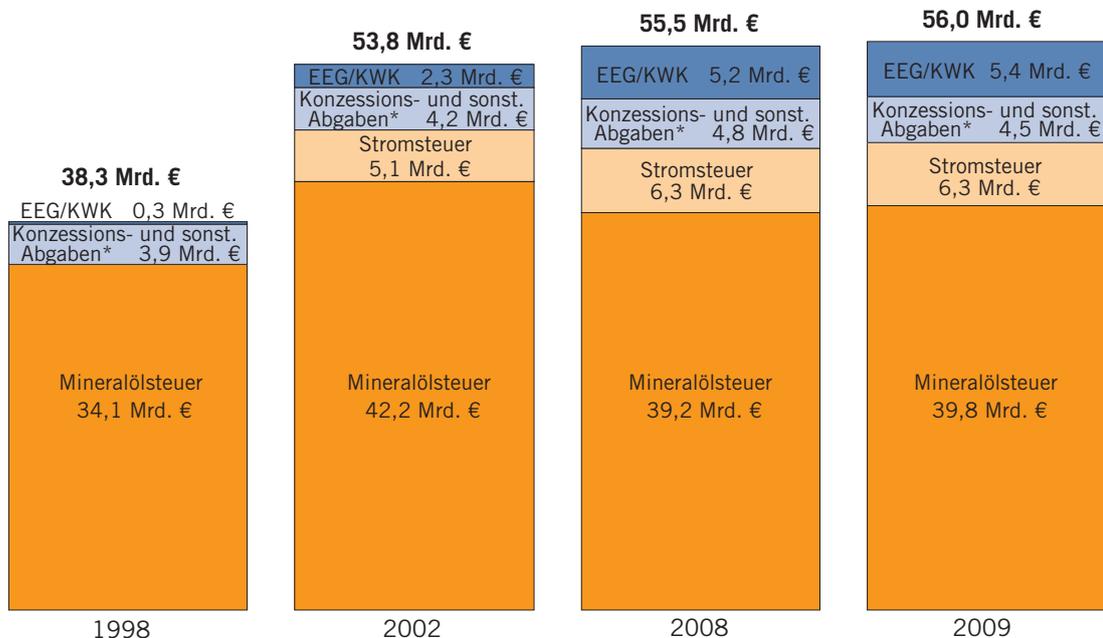
**Abbildung 47: Benzinpreis 2009: Staatsanteil von 67 %**  
Durchschnittspreis Superbenzin: 127,8 ct/Liter



\* Vermarktungskosten (Inlandstransport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Biokomponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2010

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

**Abbildung 46: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland**

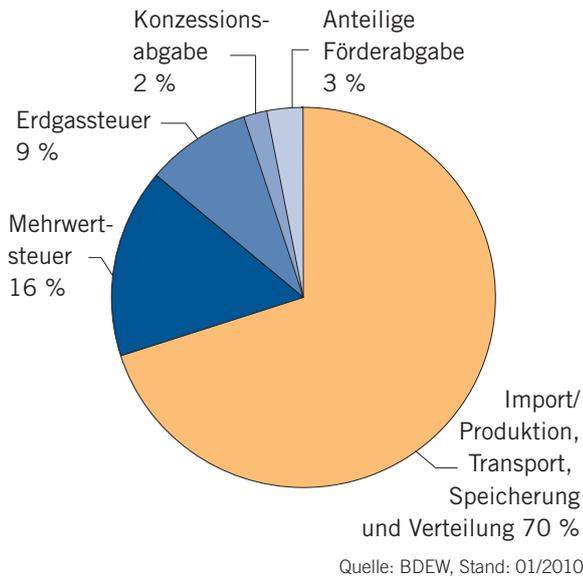


\* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2002: 0,4 Mrd. €, 2008: 1,2 Mrd. €, 2009: 0,8 Mrd. €, sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € pro Jahr in den Jahren 1998 und 2002, 0,35 Mrd. € im Geschäftsjahr 2007/08 und 0,37 Mrd. € im Geschäftsjahr 2008/09 (jeweils ohne MwSt.)

Quelle: Bundesminister der Finanzen sowie Schätzung des BDEW



**Abbildung 48: Zusammensetzung des Erdgaspreises für private Haushalte Anfang 2010**  
Steuer- und Abgabenbelastung: rd. 30 %



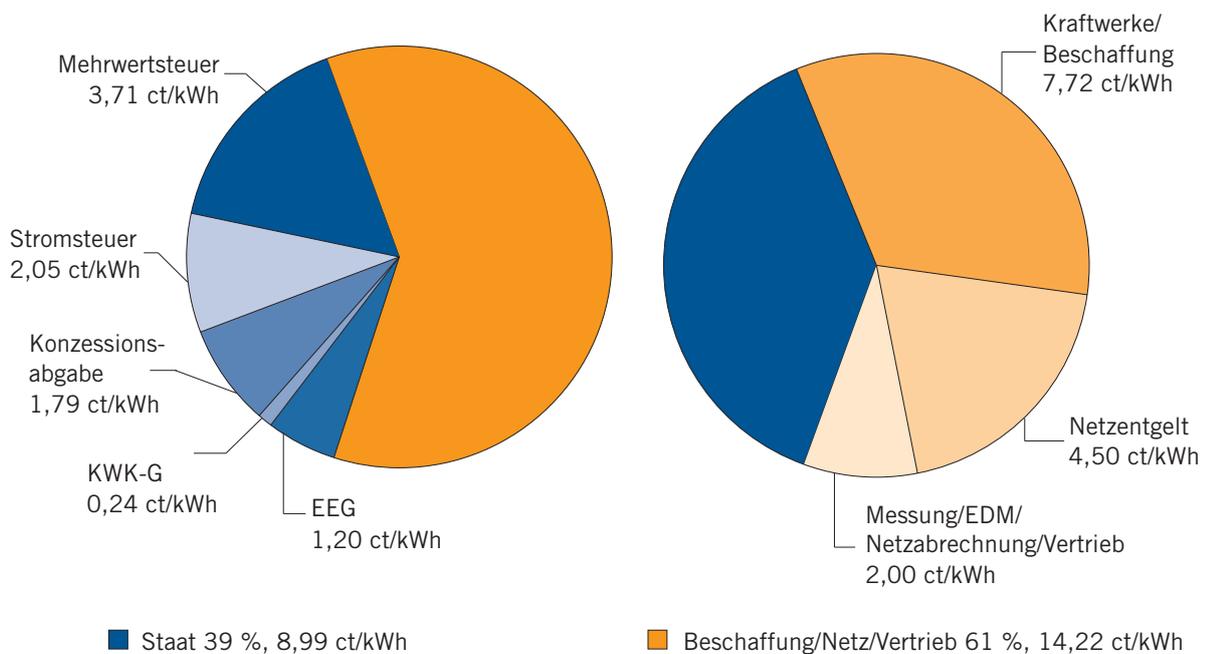
chen Preise. Die vom Stromverbraucher über diese gesetzliche Regelung finanzierten Subventionen zugunsten des Einsatzes erneuerbarer Energien sind 2009 auf 4,8 Mrd. € angestiegen.

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Gesetz) schreibt – von der Art der Anlage abhängige – gestaffelte Bonuszahlungen des Netzbetreibers für Strom vor, der aus KWKG-Anlagen eingespeist wird. Daraus ergibt sich 2009 ein Subventionsvolumen von 0,6 Mrd. €.

Damit belief sich die gesamte staatliche Belastung der Energie-Bereitstellung im Jahr 2009 auf 56,0 Mrd. €. Das sind 17,7 Mrd. € mehr als im Jahr 1998. Im privaten Bereich und bei einigen Wirtschaftszweigen, z. B. öffentliche Einrichtungen, kommt die Mehrwertsteuer als weitere Komponente zu den genannten Zahlen noch hinzu.

Die hohe Belastung des Energieverbrauchs durch Steuern, Abgaben etc. findet ihren Niederschlag in einem Staatsanteil am Endverbraucherpreis von 67 % bei Superbenzin, 59 % bei Dieselmotorkraftstoff, 39 % bei Strom,

**Abbildung 49: Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises 2009 (23,21 Cent/kWh)**



Quelle: BDEW – Stand: 2/2010

30 % bei Erdgas und 28 % bei leichtem Heizöl (Durchschnittswerte für Privatkunden – Stand 2009).

## Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2,5 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2009 auf 97,9 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 32,7 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2009 zu 26,8 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 35,4 % aus Russland, zu 18,6 % aus Afrika, zu 5,5 % aus dem Nahen Osten und zu 13,7 % aus anderen Regionen. Der OPEC-Anteil betrug 19,5 %.

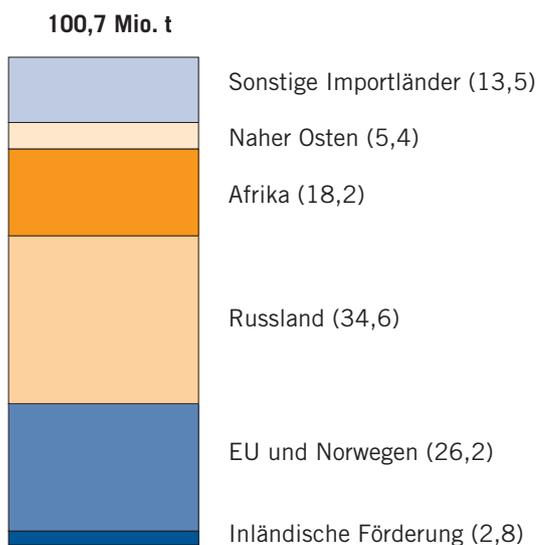
Die Rohölestillationskapazität lag 2009 bei 117,8 Mio. t/Jahr.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten erreichte 2009 rund 104,1 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff:

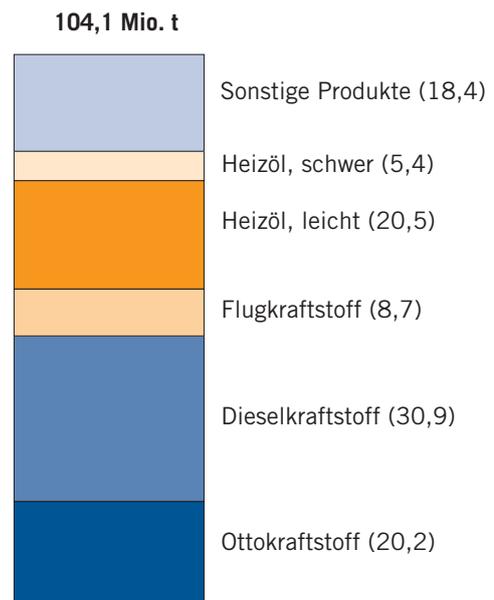
20,2 Mio. t; Dieseldieselkraftstoff: 30,9 Mio. t), das leichte Heizöl mit dem Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (20,5 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (15,2 Mio. t), Flugkraftstoff (8,7 Mio. t) und schweres Heizöl (5,4 Mio. t).

Mineralöl bleibt – trotz eines absolut rückläufigen Verbrauchs – auch in der langfristigen Perspektive der wichtigste Energieträger in Deutschland.

**Abbildung 50: Rohölaufkommen 2009 nach Herkunft**  
(in Mio. t)



**Inlandsabsatz 2009 Mineralölprodukte**  
(in Mio. t)



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

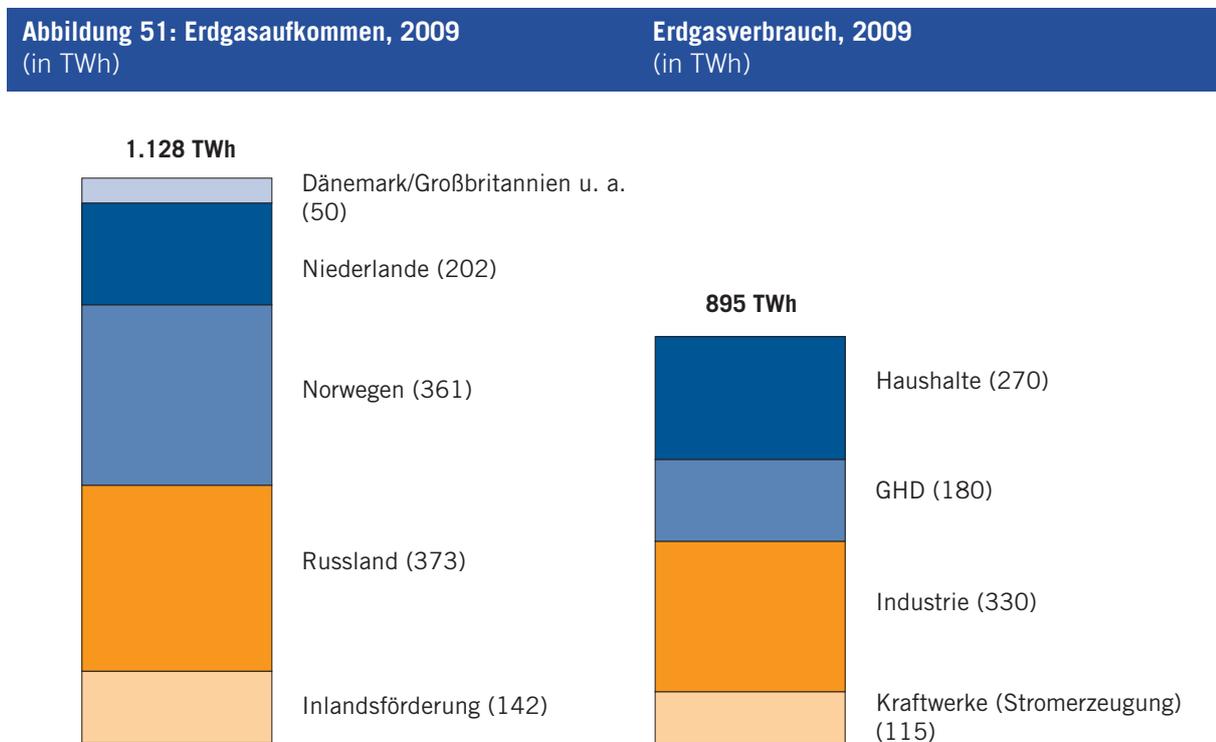
## Erdgas

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen stammte 2009 zu 13 % aus heimischer Förderung und zu 87 % aus Importen verschiedener Herkunft: 33 % aus Russland, 32 % aus der norwegischen Nordsee, 18 % aus den Niederlanden sowie 4 % aus Großbritannien und Dänemark. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum weit überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften.

Der Erdgasverbrauch betrug 2009 rund 895 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 50 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2009 hatten 49 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 37 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 13 % aus.

Beschaffungsseitig wird sich die deutsche Erdgasversorgung künftig in weiter steigendem Maße auf Importe ab-

stützen. Mit ihrer langfristig angelegten Beschaffungspolitik hat die deutsche Gaswirtschaft bereits jetzt für die nächsten Jahrzehnte Mengen aus heutigen Lieferländern in beachtlichem Umfang vertraglich gesichert und damit schon Vorsorge für eine auch künftig sichere Erdgasversorgung getroffen. Entsprechende Importverträge reichen teilweise bis zum Jahr 2035.



Quelle: BAFA (für Aufkommen) und BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (für Verbrauch)

## Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2009 14,2 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 79,3 % auf das Ruhrrevier, 7,0 % auf das Saarrevier und 13,7 % auf das Ibbenbürener Revier.

Im Jahr 2009 deckten die Steinkohlenimporte etwa 72 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu 90 % auf sechs Lieferländer, nämlich Russland, Kolumbien, Südafrika, Polen, USA und Australien.

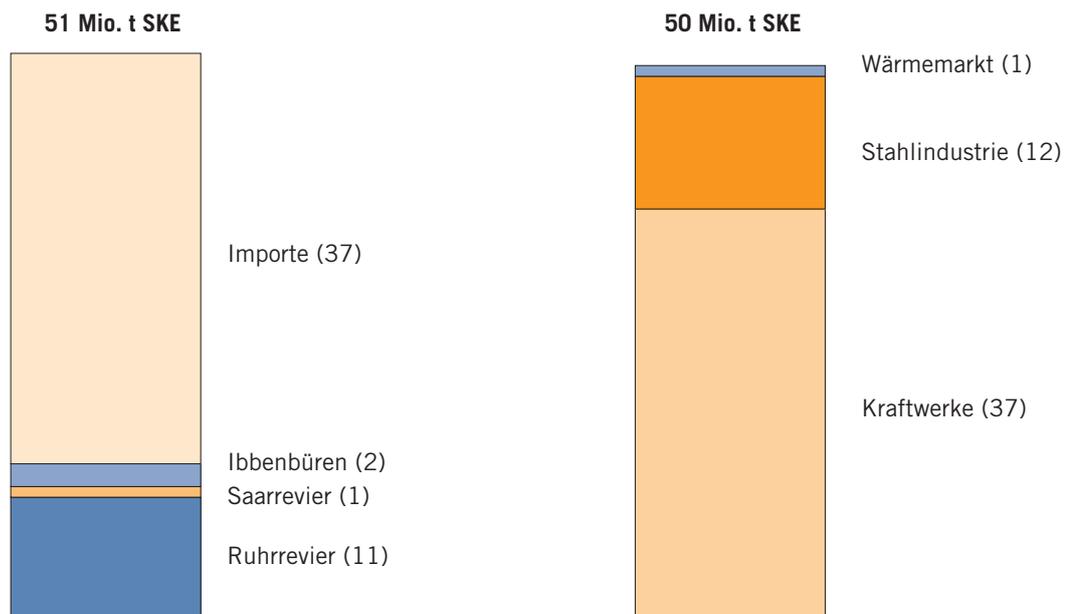
Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2009 ein Volumen von 50,3 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 37,1 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 12,1 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,1 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Vor allem aufgrund der geologischen Bedingungen kann die deutsche Steinkohle bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Der deutsche Steinkohlenbergbau wird durch eine energiepolitisch begründete finanzielle Unterstützung gesichert.

Im Zuge des zum 28. Dezember 2007 in Kraft getretenen Steinkohlefinanzierungsgesetzes zur Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlebergbaus zum Ende des Jahres 2018 – vorbehaltlich einer Revisionsklausel für das Jahr 2012 – wurde der Anpassungsprozess 2009 planmäßig fortgesetzt. Demzufolge war auch die Beschäftigung im Jahr 2009 weiterhin rückläufig. So hat sich die Belegschaftszahl im Steinkohlebergbau (ohne Kleinzechen) von 30.384 Mitarbeitern zum 31.12.2008 um rund 10 % auf 27.317 zum 31.12.2009 verringert. Unter Tage arbeiteten mit 13.933 Mitarbeitern knapp 1.700 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr. Die bergbauliche Produktivität im Jahr 2009 – ausgedrückt als verwertbare Förderung je Mann und Schicht unter Tage – reduzierte sich gegenüber dem Vorjahr um 11,3 % auf 5.597 kg.

**Abbildung 52: Steinkohleaufkommen, 2009**  
(in Mio. t SKE)

**Steinkohleverbrauch, 2009**  
(in Mio. t SKE)



Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

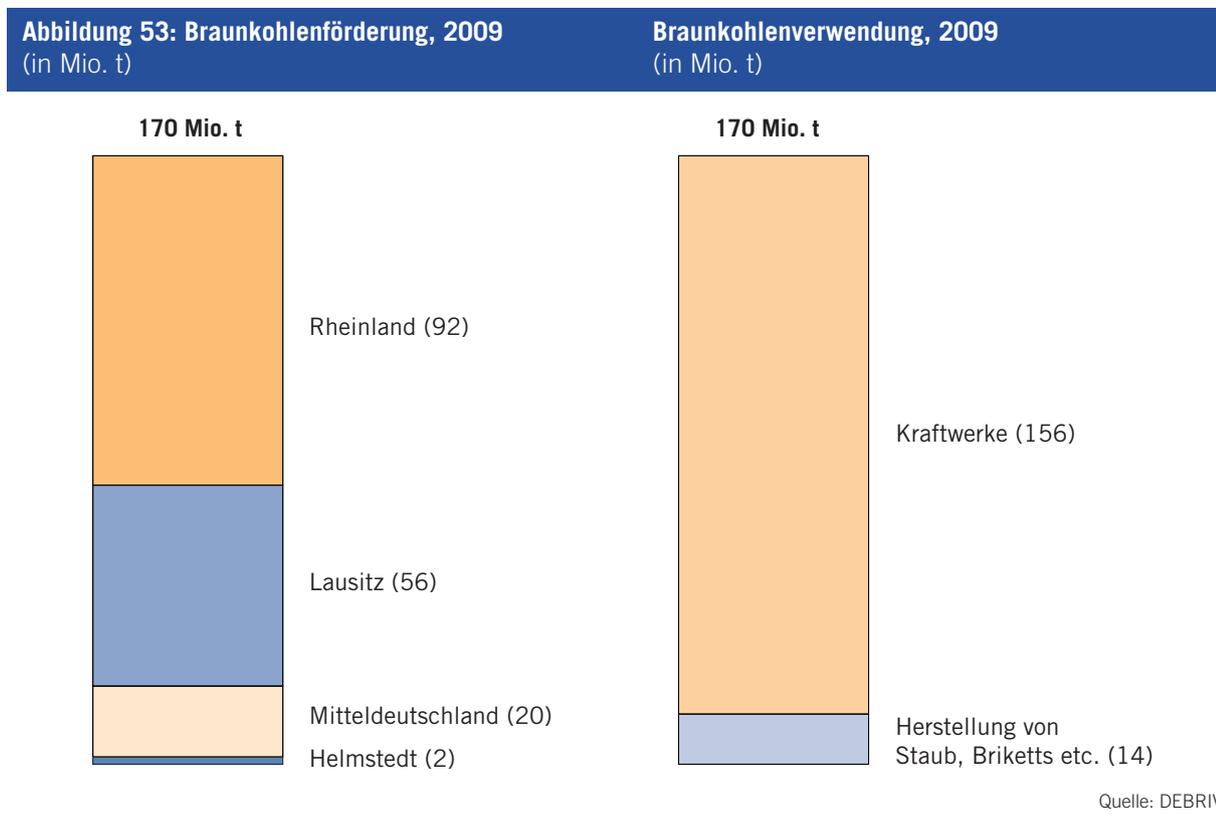
## Braunkohle

In Deutschland wurden 2009 rund 170 Mio. t Braunkohle – entsprechend 52,2 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,8 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentriert sich auf vier Regionen: das rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2009 entfielen von der Gesamtförderung 54,2 % auf das Rheinland, 32,8 % auf die Lausitz, 11,9 % auf Mitteldeutschland sowie 1,1 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die sogenannte Grundlast. 2009 wurden rund 156 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 146,5 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 24,5 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

Bei energiepolitischen Rahmenbedingungen, die Investitionssicherheit gewährleisten, ist zu erwarten, dass fortgesetzt in die Erneuerung des Braunkohlenkraftwerksparks in Deutschland investiert wird. Dies schließt den Bau von Kraftwerken mit weiter gesteigerten Wirkungsgraden sowie die Entwicklung von Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung ein.



## Strom

2009 betrug die gesamte Bruttostromerzeugung 596,8 TWh. Davon entfielen 82 % auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (einschließlich Deutsche Bahn), 7 % auf Industriekraftwerke und 11 % auf Anlagen anderer privater Erzeuger (z. B. Windkraftanlagen).

Die Struktur der Bruttostromerzeugung nach Einsatzenergie zeigte 2009 folgendes Bild: Kernenergie 22,6 %, Braunkohle 24,5 %, Steinkohle 18,3 %, Erdgas 12,9 %, erneuerbare Energien 15,6 % sowie Heizöl und sonstige Energien 6,1 %. Braunkohle und Kernenergie decken den größten Teil des Grundlastbedarfs an Elektrizität.

Die Netto-Engpassleistung aller Kraftwerke in Deutschland belief sich zum 31. Dezember 2009 auf 155.544 MW. Davon entfielen 29 % auf Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, 13 % auf Kernkraftwerke, 50 % auf fossil gefeuerte Kraftwerke und 8 % auf sonstige Anlagen, wie u.a. Pumpspeicherkraftwerke.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren elektrischer Energie in Höhe von 40,5 TWh. Bei Stromausfuhren von 54,8 TWh wurde erneut ein Exportüberschuss erzielt. Deutschland ist die Drehscheibe im europäischen Stromhandel.

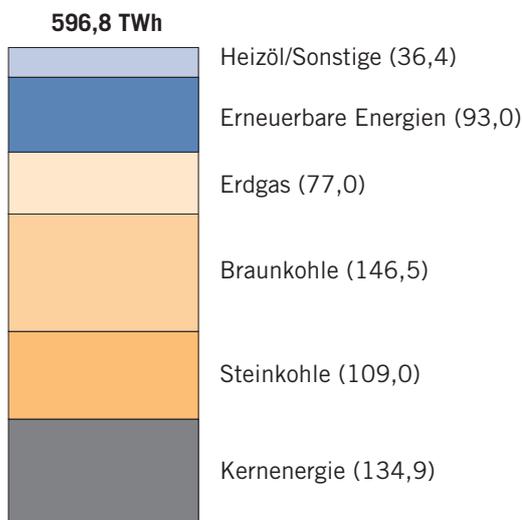
Der Bruttostromverbrauch erreichte 582,5 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit nur 5 % sehr niedrig.

Der Nettostromverbrauch von 511,8 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2009 mit 45 % auf die Industrie, mit 27 % auf private Haushalte, mit 25 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 3 % auf den Verkehr.

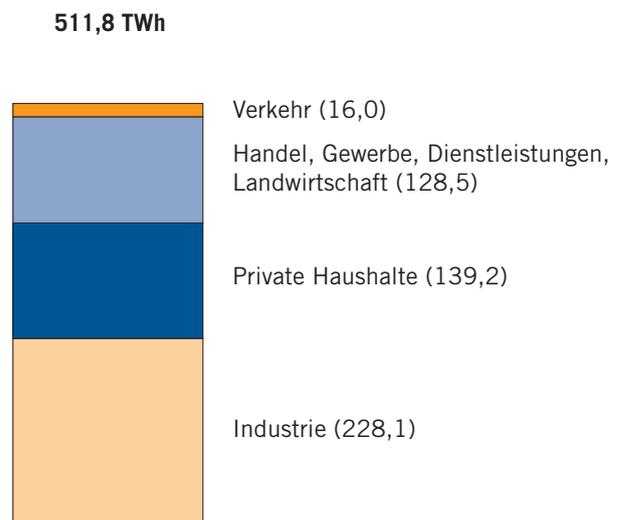
Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig weitgehend stabil bleiben wird. 2009 lag der Nettostromverbrauch bei 213 kWh pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

Die deutsche Stromwirtschaft steht vor einer umfassenden Modernisierung und Erneuerung ihres Kraftwerks-parks. Ab 2010 sind verstärkt fossil gefeuerte Kraftwerke mit dem Ende ihrer technischen Lebensdauer zu ersetzen. Angesichts des Ausbautempos bei erneuerbaren Energien ist zu erwarten, dass die von der Bundesregierung verfolgte Zielmarke von mindestens 30 % Anteil an der Deckung des Stromverbrauchs im Jahr 2020 sicher erreicht wird. Die Rahmenbedingungen müssen so gestaltet werden, dass die Optionen für einen breit angelegten Energie- und Technmix nicht schrittweise reduziert, sondern erweitert werden.

**Abbildung 54: Bruttostromerzeugung, 2009**  
(in TWh)



**Nettostromverbrauch, 2009**  
(in TWh)



Quelle: BDEW



## Erneuerbare Energien

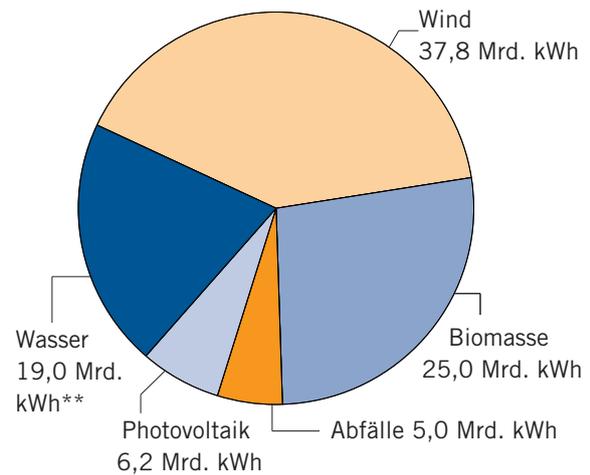
Erneuerbare Energien trugen 2009 mit 8,9 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2009 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 93,0 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 16,0 % der gesamten Stromversorgung in Deutschland. 2009 basierten 37,8 TWh auf Windkraft, 19,0 TWh auf als regenerativ eingestufte Wasserkraft, 25,0 TWh auf Biomasse, 5,0 TWh auf Müll sowie 6,2 TWh auf Fotovoltaik.

Entscheidend für den in den vergangenen Jahren verzeichneten Anstieg des Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Danach hat der Netzbetreiber dem Einspeiser von Strom aus EEG-Anlagen die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Mindestvergütung zu entrichten.

**Abbildung 56: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, 2009**

93,0 Mrd. kWh  $\hat{=}$  16 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs\*



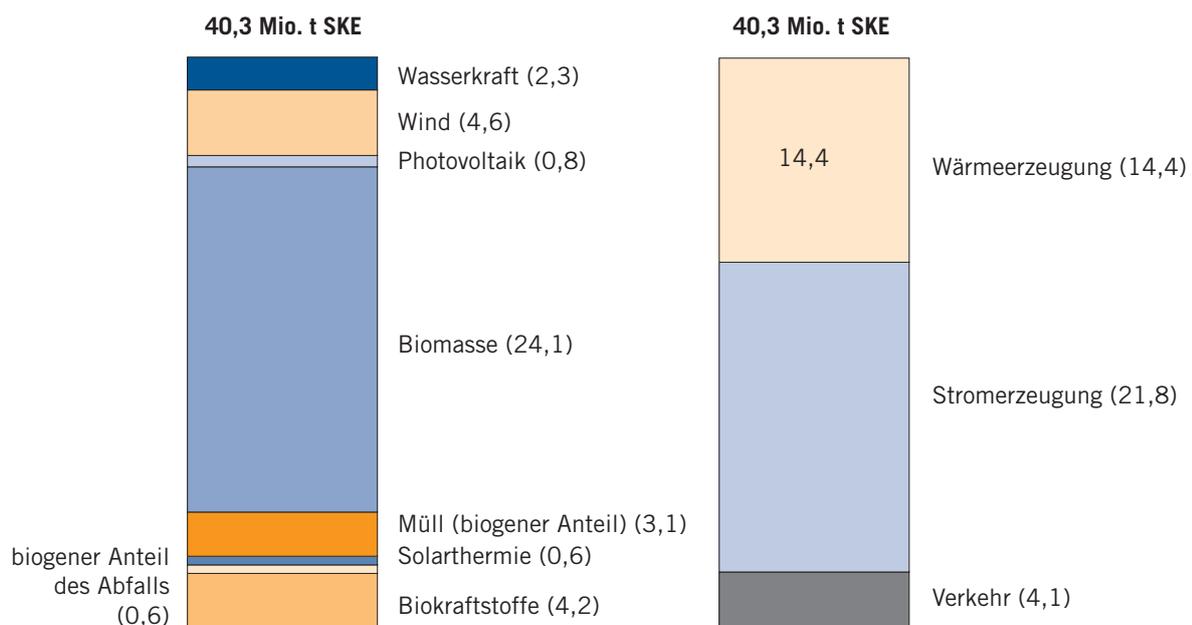
\* Schätzung

\*\* Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet

Quelle: BDEW, 02/2010

**Abbildung 55: Aufkommen erneuerbare Energien, 2009 (in Mio. t SKE)**

**Verwendung erneuerbare Energien, 2009 (in Mio. t SKE)**



Quelle: AG Energiebilanzen sowie Arbeitsgruppe Erneuerbare-Statistik (AGEE-Stat.)

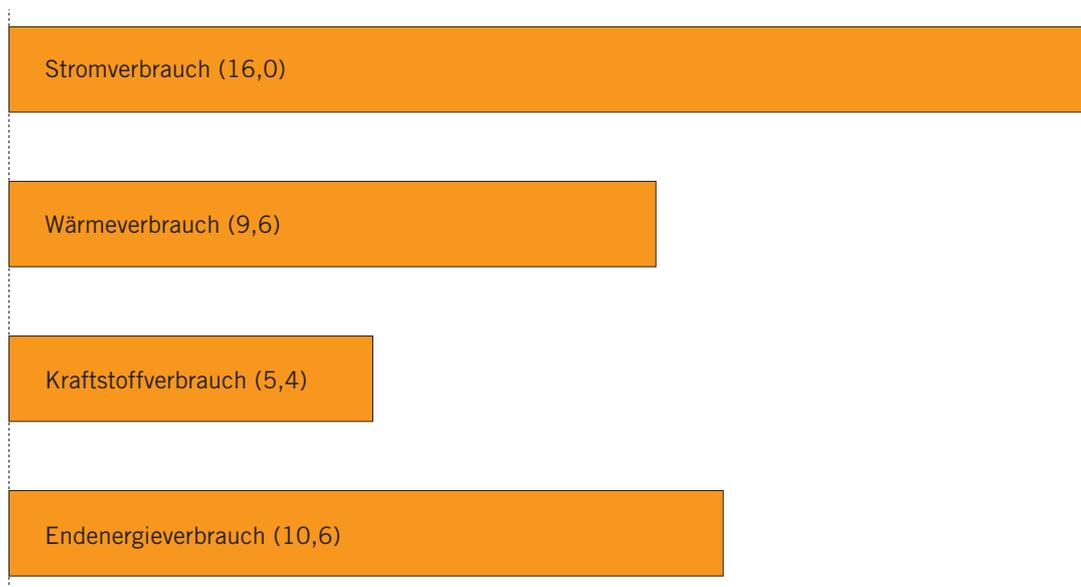
Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich im Jahr 2009 auf 9,992 Mrd. €. Bei 73,605 TWh EEG-Einspeisungen errechnet sich daraus für 2009 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 13,57 ct/kWh. Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert (seit 1. August 2004 wird allerdings die Einspeisung aus einer um mindestens 15 % erhöhten Leistung für diesen Teil der Anlagen > 5 MW ebenfalls gefördert). Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst. Andererseits wird die Stromerzeugung aus Grubengas durch das EEG gefördert, wobei Grubengas keine erneuerbare Energie ist.

2009 fielen drei Viertel des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms unter die Förderung des EEG.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs belief sich 2009 auf 125,3 TWh. Damit hatten erneuerbare Energien im Wärmesektor 2009 einen Marktanteil von 9,6 %. Die Verteilung nach einzelnen Energiearten stellte sich 2009 wie folgt dar: Bioenergie: 113,9 TWh, Solarthermie 5,7 TWh sowie Geothermie und Wärmepumpen 5,7 TWh.

Die Biokraftstoffproduktion verminderte sich im Jahr 2009 auf 33,8 TWh. Damit erreichte ihr Marktanteil am Kraftstoffverbrauch 5,4 %. Von der gesamten Biokraftstoffherzeugung entfielen 26,1 TWh auf Biodiesel, 1,0 TWh auf Pflanzenöl und 6,7 TWh auf Bioethanol.

**Abbildung 57: Marktanteile der erneuerbaren Energien 2009 (in %)**



Quelle: Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

# Die dauerhafte geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland – Wo stehen wir am Ende des Jahres 2009?

Die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid in tiefen geologischen Gesteinsschichten (Carbon Capture and Storage, kurz CCS) ist eine wichtige Option, den durch Verbrennung fossiler Energieträger bedingten Ausstoß von CO<sub>2</sub> aus beispielsweise Kraftwerken oder anderen großtechnischen Industrieanlagen in die Atmosphäre zu vermindern. Zur gesetzlichen Regulierung der dauerhaften geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung sieht die am 25. Juni 2009 in Kraft getretene EU-Richtlinie RL 2009/31/EG vom 23. April 2009 im Artikel 4 für die Mitgliedsländer staatliche Aufgaben bei der Auswahl potenzieller Speicherstätten vor. Dementsprechend hatte die Bundesregierung im April 2009 einen Gesetzentwurf zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid verabschiedet und in das parlamentarische Verfahren eingebracht. Die parlamentarischen Beratungen mussten allerdings vor der Sommerpause ausgesetzt werden. Laut Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung soll die EU-Richtlinie zeitnah umgesetzt werden.

Kernvoraussetzung für die Implementierung der CCS-Technologie ist der langfristige Schutz von Mensch und Umwelt. Erste Erfahrungen liegen vor. So wird in Norwegen, Algerien, Kanada und den USA bereits Kohlendioxid im geologischen Untergrund gespeichert. Es gibt zudem natürliche CO<sub>2</sub>-Lagerstätten, die beispielsweise auch in Deutschland für unterschiedliche Zwecke ausgebeutet wurden und werden. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass Kohlendioxid dauerhaft und sicher zurückgehalten werden kann, wenn entsprechend geeignete Gesteinsschichten im geologischen Untergrund genutzt werden. Allerdings muss der heutige Wissensstand auch durch die Realisierung von Demonstrationsanlagen noch weiter vertieft werden.

## Speicheroptionen und -potenziale in Deutschland

Ohne einen Nachweis von ausreichend vielen – im Einzelfall auch hinreichend großen – und dauerhaft sicheren CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten wird eine Implementierung der gesamten CCS-Kette (Abscheidung – Transport – Injektion/Speicherung) nicht möglich sein. Aus dem Grund beschäftigt sich die BGR bereits seit dem Jahr 2000 intensiv mit dieser Frage. Bereits frühzeitig wurden für Deutschland Salzkavernen (geringes Speichervolumen, unwirtschaftlich) und aufgelassene Kohlebergwerke (zerüttetes Deckgebirge, nicht dicht), aber auch aufgelassene Salzbergwerke (exzellente Barriereigenschaften, beste Voraussetzungen zur Einlagerung toxischer und radioaktiver Abfälle) als potenzielle CO<sub>2</sub>-Speicher ausgeschlossen. Eine Kombination von CO<sub>2</sub>-Einlagerung in tie-

fen Kohleflözen bei gleichzeitiger Gewinnung des Flözgas-Methan kommt wegen der Kohlequalitäten und damit verknüpfter niedriger Injektionsraten ebenfalls nicht in Betracht. Schließlich sind die deutschen Erdölfelder oftmals wegen geringer Größe, Tiefe und/oder Kompartimentalisierung sowie der ungünstigen Erdölzusammensetzung weder als reiner Speicher noch für EOR-Maßnahmen geeignet. Somit verbleiben für den Standort Deutschland allein die beiden Speicheroptionen Erdgasfelder und tiefe, Sole führende Gesteinsschichten (sogenannte saline Aquifere).

Erdgasfelder haben ein aus den Fördermengen und verbleibenden Reserven errechnetes Speichervolumen von 2,75 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub>. Sie haben ihre Langzeitsicherheit per Existenz über Millionen Jahre bereits nachgewiesen. Einzig nennenswerter Unsicherheitsfaktor sind die für die Förderung abgeteuften Bohrungen durch das überlagernde Barrieregestein. Die salinaren Aquifere dagegen sind in der Regel viel weniger durch Tiefbohrungen erkundet und demzufolge a priori in geringerem Umfang durch anthropogen verursachte Schwachstellen (Bohrungen) beeinträchtigt. Durch die geringere Bohr- und Datendichte in salinaren Aquiferen ist über Verbreitung und Qualität der potenziellen Speichergesteine weniger bekannt. Dies spiegelt sich auch in der Unsicherheit der aktuellen Abschätzung der Speicherkapazität von 12 bis 28 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> (Stand: 2009) wider.

Für eine fundiertere Einschätzung der CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten in salinaren Aquiferen ist ein umfassendes und tief greifendes Verständnis der Verbreitung und Qualitäten von Speicher- und Barrieregesteinen zwingend erforderlich – und zwar in einer bundesweit einheitlichen Systematik. Die Bewertung des CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzials in diesen Formationen hängt dabei von den geologischen Bedingungen, aber auch von den Methoden zur Potenzialabschätzung ab. Für den Festlandsbereich von Deutschland beschreiten zurzeit die BGR und die staatlichen geologischen Dienste der Länder diesen Weg im Projekt *Speicher-Kataster von Deutschland*.

Die Speichermöglichkeiten im Bereich der Deutschen Nordsee wurden im EU-geförderten Projekt *Geocapacity* erstmals erfasst und in einer konservativen Abschätzung mit 2,9 Mrd. t CO<sub>2</sub> angegeben. Das im Jahr 2009 von BGR, LBEG und BSH begonnene Projekt *Geopotenzial Deutsche Nordsee* wird in einem der Projektmodule diese Abschätzung weiter konkretisieren und dabei auch die Barrieregesteine und deren Eigenschaften beurteilen.

Alle vorher gemachten Angaben zur Kapazität von potenziellen Kohlendioxidspeichern – insbesondere diejenigen

über die salinaren Aquifere – weisen noch erhebliche Ungenauigkeiten auf. Zu unterscheiden ist zwischen „theoretischer“, „realistischer“ und „nutzbarer“ Speicherkapazität. Von der theoretischen Kapazität wird nur ein Teil realistisch – und davon nur ein Teil tatsächlich nutzbar sein. Für eine entsprechende Einteilung in diese Kategorien spielen geologische, ökonomische, technische, ökologische und insbesondere auch gesellschaftliche Fragen (Stichwort: Akzeptanz) eine Rolle.

### Langzeitsicherheit: Risiken, Prävention und Monitoring

Der Bau eines CO<sub>2</sub>-Speichers kann vielfältige Risiken mit sich bringen – neben finanziellen Risiken (Kosten, Zertifikatspreise), gesetzlichen und regulatorischen Risiken, gesellschaftlichen Risiken (öffentliche Akzeptanz, Politikwechsel) sind geologisch-geotechnische sowie operative Risiken präventiv zu vermeiden. Geologische Risiken umfassen insbesondere die Themen Leckagen von CO<sub>2</sub> durch das Barrieregestein oder Störungen, Umstieg von Sole – möglicherweise bis in die Trinkwasserhorizonte – und induzierte Seismizität. Die operativen Risiken während der Einlagerung können mit den übertägigen Anlagen (Defekte, Bedienungsfehler), den Injektions- und Altbohrungen (Undichtigkeiten) und der Injektionsstrategie (Überdruck) in Zusammenhang stehen.

Zur Beobachtung der Vorgänge im Untergrund und für die rechtzeitige Detektion kritischer Entwicklungen gilt es, adäquate Monitoringmethoden und -instrumente weiter zu entwickeln und einzusetzen. Dabei ist Deutschland in der vorteilhaften Situation, dass hier bereits seit mehr als 50 Jahren die untertägige Erdgasspeicherung praktiziert wird. Die Erfahrungen der damit befassten Industrie und Genehmigungsbehörden sind ein sehr wertvolles Gut für die Planung, operative Umsetzung und den Verschluss eines CO<sub>2</sub>-Speichers. Zudem bieten die für die Erdgasspeicherung bereits entwickelten untergesetzlichen Regelungen wesentliche Bausteine für die zukünftigen geotechnischen Regelwerke der dauerhaften geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung.

### FuE-Bedarf

Die im Kontext der dauerhaften geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung durchgeführten Forschungs- und Entwicklungsarbeiten werden in Deutschland von einer großen Zahl von Universitäten und Forschungseinrichtungen durchgeführt. Gefördert werden diese Maßnahmen – oft in enger Kooperation mit internationalen Forschungsgruppen –

insbesondere vom Programm Geotechnologien des BMBF, aber auch durch das Coorettec-Programm des BMWi. Im Labor- und Modellmaßstab werden grundlegende Fragestellungen mit einem breiten wissenschaftlich-technologischen Forschungsansatz bearbeitet. Integrale Sicherheitskonzepte, die Entwicklung und Optimierung von Überwachungs- und Injektionstechnologien sowie ein besseres Verständnis der Speichermechanismen und Wechselwirkungen zwischen injiziertem Gas, Poreninhalt und Gestein stehen im Fokus der Anstrengungen von Wissenschaft und Wirtschaft. Sie sind eng mit Pilotvorhaben im Feldmaßstab abgestimmt. Hier sind insbesondere die Pilotanlage in Ketzin (CO<sub>2</sub>SINK) und das Verbundprojekt *Clean* zu nennen, bei dem im Jahr 2008 erste Forschungsarbeiten begonnen wurden, um zu Testzwecken CO<sub>2</sub> in ein erschöpftes Erdgasfeld zu injizieren. Der „Science Report“ No. 14, herausgegeben vom Koordinierungsbüro Geotechnologien ([www.geotechnologien.de](http://www.geotechnologien.de)), gibt einen aktuellen Überblick über die laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.

### Konkurrierende Nutzungsansprüche

Der unterirdische Speicherraum in Deutschland ist begrenzt. Er wird bereits seit vielen Jahrzehnten beispielsweise durch den klassischen Bergbau auf Kohle, Salz, Erdöl und Erdgas und damit verbundene Eingriffe inklusive der Reinjektion von Produktionswässern (aus Erdöl- und Erdgasförderung) und Laugen (aus der Veredelung des Rohsalzes) beansprucht. Seit einigen Jahrzehnten spielt auch die Speicherung von Erdöl und Erdgas im Untergrund eine wichtige Rolle in Deutschland. Unterirdische Hohlräume werden zur Deponierung gefasster toxischer oder radioaktiver Abfälle genutzt. Die Gewinnung geothermischer Energie aus dem tiefen Untergrund wird infolge der hohen Preise konventioneller Energierohstoffe wirtschaftlich interessanter. Zukünftig wird man voraussichtlich auch die Speicherung erneuerbarer Energien – in Form von Wasser, Druckluft oder Wasserstoff – in diese Reihe der Nutzungskonkurrenzen einordnen müssen.

Bereits im Entwurf zum nationalen Kohlendioxidspeicherungsgesetz wurde im Jahr 2009 explizit angesprochen, dass bei der Analyse und Bewertung der Potenziale für die dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> konkurrierende Nutzungen zu berücksichtigen sind. Angesichts der Tatsache, dass unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicher vergleichsweise große Speicherräume benötigen und darüber hinaus im Umfeld eine Aureole erhöhten Drucks im Formationswasser aufgebaut wird, spielt dieser Aspekt eine bedeutende Rolle. Von allen Beteiligten werden große Anstrengungen zu erwarten sein, um mögliche Synergien zu identifizieren.



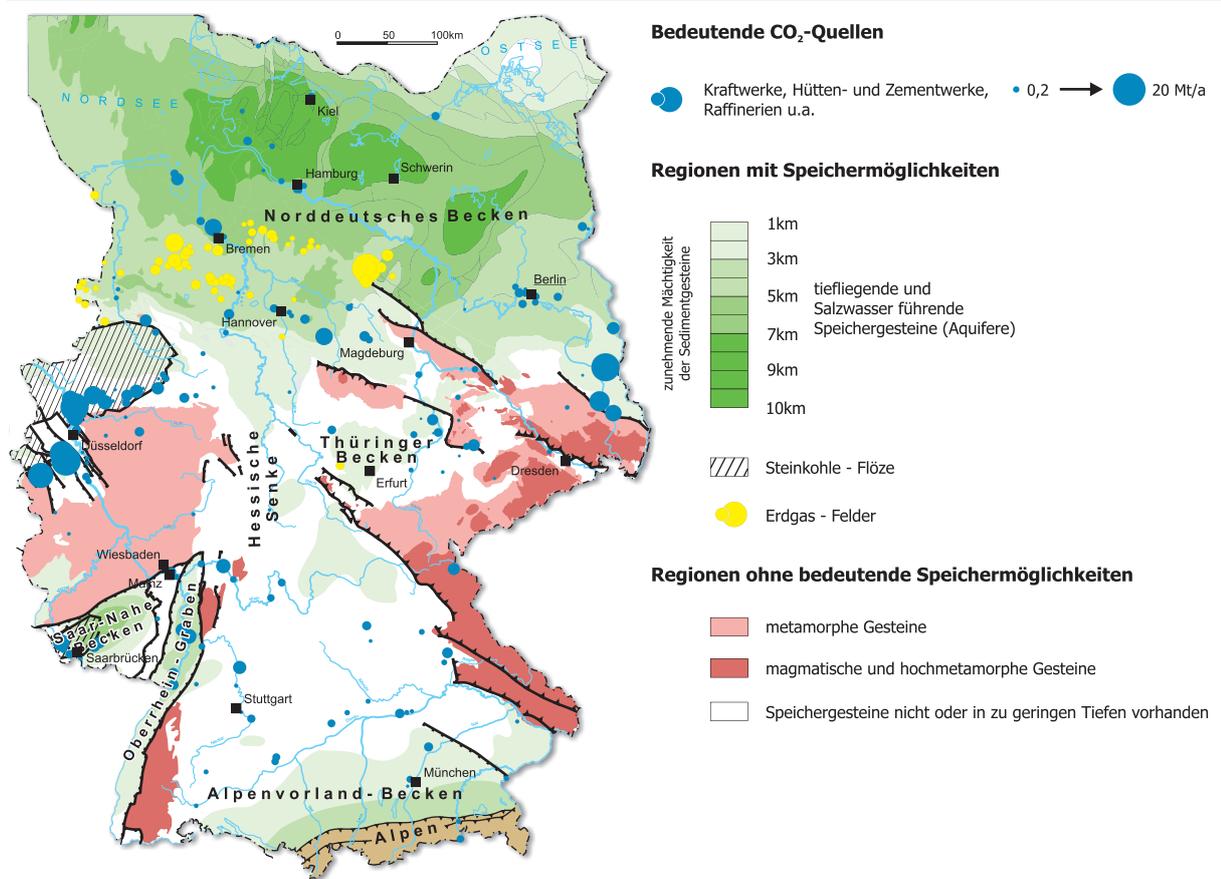
ren und einzusetzen. Es ist jedoch auch nicht auszuschließen, dass fallweise Prioritäten bei der Nutzung gesetzt werden müssen.

## Öffentliche Akzeptanz

Subjektive Wahrnehmungen und Meinungen sind entscheidende Größen bei der Einschätzung neuer Technologien. Hierbei spielen oftmals lokale Befindlichkeiten eine sehr wichtige Rolle. Dass sich die Risikowahrnehmung der Menschen vor Ort nicht mit der Experteneinschätzung deckt, konnte man in Deutschland in nahezu allen Regionen feststellen, in denen ein Unternehmen oder aber eine Forschungseinrichtung eine Arbeit beginnen wollte, die mit der Eignungsuntersuchung einer Region oder Lokation zu tun hatte. Die in Deutschland bereits zugespitzte Lage kann vermutlich nur noch durch eine synchronisierte Akzeptanzstrategie von Politik, Wirt-

schaft und Forschung entschärft werden. Neben den Konfliktthemen Wissensstand, Risikoprofil Technik, Verteilung von Kosten und Nutzen, Vertrauen in Betreiber und Regulatoren sowie Technikalalternativen und Werte/Visionen muss die Beteiligung der lokalen Bevölkerung dabei ein Kernanliegen sein.

**Abbildung 58: CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale in Deutschland**



Quelle: BGR

## Elektromobilität

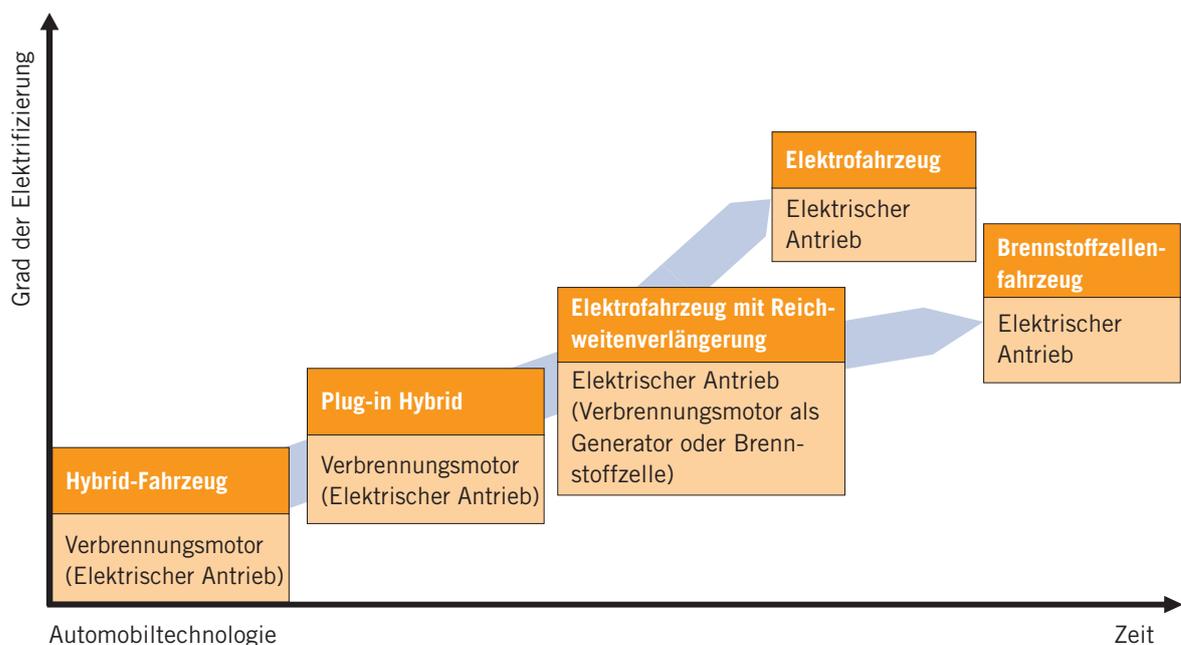
Im letzten Jahrzehnt konnte man in der Automobilentwicklung bereits einen steigenden Trend zur Anwendung der Elektrizität im Fahrzeug und zunehmend auch im Antriebsstrang erkennen. Versuche zur breiten Einführung von Elektrofahrzeugen gab es bereits mehrfach, jedoch konnte sich daraus nie ein Volumenmarkt entwickeln. Die derzeitigen Bemühungen zur Realisierung einer CO<sub>2</sub>-armen bzw. -neutralen Energieerzeugung und Nutzung in allen Bereichen der Gesellschaft müssen auch den Verkehr einschließen; das verschafft dem elektrischen Antrieb im Kraftfahrzeug neue Perspektiven. Die ab 2020 in der EU geplanten CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Neufahrzeugflotten werden ohne Plug-in-Hybride und/oder E-Fahrzeuge kaum zu realisieren sein.

Die Vorteile des E-Antriebes liegen auf der Hand: leise, lokal emissionsfrei, hohe Wirkungsgrade des E-Motors, neue Freiheitsgrade bei der Entwicklung von Triebstrangkzepten. Allerdings stehen dem auch einige gravierende Nachteile gegenüber, die durch intensive Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen kompensiert werden müssen: um Zehnerpotenzen geringere Energiedichte elektrochemischer Stromspeicher gegenüber flüssigem Kraftstoff, Neukonzeption des gesamten Fahrzeuges inkl.

seiner Nebenaggregate, längere Ladezeiten etc. Dies alles spricht mehr für eine evolutionäre Entwicklung dieser Triebstrangkzepten mit einem längeren Übergangszeitraum als für eine abrupte Ablösung im PKW-Sektor. Beim straßengebundenen Schwerlastverkehr wird der Dieselmotor dagegen noch lange eine dominierende Rolle spielen.

Um diesen Übergangsprozess zu gestalten und auf dem Weg zu steigender Energieeffizienz auch im Verkehrssektor weiter voranzukommen, sind zunächst weitere Anstrengungen in der Entwicklung der Verbrennungsmotortechnik notwendig. In den nächsten Jahren erwarten wir hier noch eine Steigerung in der Größenordnung von 20 % unter Beibehaltung des Effizienzvorteils beim Dieselmotor, der geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 20 % im Vergleich zu einem Benzinmotor mit gleichem Hubraum aufweist. In Kombination mit modernen Auslegungskzepten wie Downsizing, Turboaufladung, Hybridisierung sind damit 30 bis 41 % Reduzierungen im Kraftstoffverbrauch beim PKW bei beiden Motorenkonzepten unter Einhaltung der strengen Euro-6-Abgasvorschriften möglich. Daneben gilt es, den Weg in Richtung E-Mobilität konsequent weiterzugehen. Dazu ist die Automobilindus-

Abbildung 59: Elektrifizierung der Antriebstechnik – Entwicklungspfad



Quelle: Robert Bosch GmbH, 2009

trie bereit und der politische Wille in der EU und in Deutschland vorhanden.

Um nun die E-Mobilität zu einem volkswirtschaftlich relevanten Phänomen werden zu lassen, sind folgende Voraussetzungen notwendig:

**Technik:** Forschung und Entwicklung auf den Gebieten Speichertechnologie, Brennstoffzelle, Leistungshalbleiter, Ladetechnik, Gesamtfahrzeugentwicklung, Standardisierung, Recyclingkonzepte;

**Infrastruktur:** Strom aus erneuerbaren Energien, Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum, Abrechnungssysteme, Finanzierungskonzepte für Batterien, Verkehrskonzepte, in die E-Fahrzeuge integriert sind (Langstreckenkonzepte, Lösungen für ländliche Räume);

**Ordnungspolitik:** Rahmenbedingungen, die einen wirtschaftlichen Betrieb von E-Fahrzeugen ermöglichen.

Nur wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, werden die Verbraucher diese Produkte als Lösung ihrer individuellen Transportbedürfnisse akzeptieren und damit werden die Voraussetzungen für einen Volumenmarkt geschaffen, der zu entsprechenden Preisanpassungen über die Lernkurve führt.

Mit der „Nationalen Strategiekonferenz Elektromobilität“ im November 2008 hat die Bundesregierung ein deutliches Zeichen gesetzt und die damals formulierten Ziele wurden in den neuen Koalitionsvertrag übernommen. Am 3. Mai 2010 wurde die "Nationale Plattform Elektromobilität" ins Leben gerufen, die dieses Ziel nochmals bestätigt hat:

- 1 Millionen E-Fahrzeuge zugelassen in Deutschland bis 2020,
- Deutschland soll zum Leitmarkt für Elektromobilität werden.

In einer gemeinsamen Erklärung von Bundesregierung und Industrie wurden weitere Ziele festgelegt:

- Aufbau zukunftsorientierter Ausbildungs- und Arbeitsplätze im Bereich Elektromobilität,
- Einrichtung bedarfsgerechter, intelligenter und wirtschaftlicher Infrastruktur,
- Aufbau Werkstoff- und Materialkompetenz, einschließlich Recycling,

- Enge Kooperation mit europäischen Partnern zu Normen und Standards und deren Umsetzung auf internationaler Ebene.

Als Maßnahmen wurden dazu vereinbart:

- Aktive Mitarbeit der Industrie zur Realisierung des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität,
- Erstellung eines Konzeptes zur Infrastruktur durch die Energiewirtschaft,
- Erarbeitung einer Ressourcenstrategie Elektromobilität,
- Schwerpunktsetzung bei der Förderung von F&E auf Elektromobilität,
- Bildung von sieben Arbeitsgruppen zur Ausarbeitung konkreter Vorgehensweisen.

Um den Weg zur Erreichung der gesteckten Ziele konsequent weiterzugehen, müssen nun die Voraussetzungen für die notwendigen industriellen Produktionskapazitäten geschaffen werden. Dies gilt besonders für jene Produkte, für die es in Deutschland noch keine ausreichenden Produktionskapazitäten gibt: elektrische Speicher. Automotive-taugliche elektrische Speichersysteme erfordern eine Fertigung von elektrochemischen Zellen in einer Zuverlässigkeit und Gleichmäßigkeit bei hohen Stückzahlen, die im Consumermarkt so nicht erforderlich sind. Allein für das Ziel der 1 Mio. E-Fahrzeuge bis 2020 werden ca. 100 Mio. Zellen benötigt. Um diese Ansprüche erfüllen zu können, ist ein erheblicher Vorlauf in der Investitionsplanung erforderlich in einer Phase, in der noch kein Volumenmarkt entwickelt ist.

Hier ist die Politik in besonderem Maße gefordert, die Unternehmen in ihrer Investitionsplanung zu unterstützen und so eine Voraussetzung für den Markteintritt von Elektrofahrzeugen zu schaffen.

## Verletzbarkeit und Versorgungssicherheit – Indikatoren zur Sicherheit unserer Energieversorgung

Kann Energiepolitik die Risiken bei der Energieversorgung mindern? Wenn ja, was sind die entscheidenden Hebel? Eine aktuelle Studie des Forschungsinstituts EEFA gibt Antworten auf diese Fragen und verdeutlicht die steigenden Gefahren für eine sichere Energieversorgung in Europa.

Basis für die aktuelle Analyse war die im Jahr 2008 erschienene Studie „Europe’s Vulnerability to Energy Crisis“ des World Energy Council (WEC). Die Europa-Sektion des WEC hatte darin die Verletzbarkeit der Europäischen Union (EU) und einzelner Mitgliedsstaaten durch Störungen der Energieversorgung untersucht und Grundlagen für eine indikatorbasierte Methodik zur Messung von Verletzbarkeiten entwickelt.

Konkreter Anlass für die aktuelle EEFA-Studie waren einerseits kurzfristige Versorgungsstörungen bei einzelnen Energieträgern, andererseits die in den letzten Jahren beobachteten – teilweise drastischen – Preissteigerungen für Energie, die eine Volkswirtschaft als Ganzes, aber auch einzelne Verbrauchergruppen zum Teil erheblich belastet haben. Zu diesem Zweck wurde ein Referenzszenario definiert, das die zukünftigen Veränderungen in der Wirtschaft und bei der Verletzbarkeit der Endenergieversorgung in Deutschland unter „Status-quo“-Bedingungen für die Jahre 2020 und 2030 fortschreibt:

- ab 2013 schrittweiser Übergang auf die Vollversteigerung der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte,
- Ausstieg aus der Kernenergie,
- Auslaufen des heimischen Steinkohlenbergbaus (bis 2018),
- Ausbau erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2020 auf 30 % sowie
- Verringerung der Treibhausgasemissionen (THG) in Deutschland bis 2020 um 30 % gegenüber 1990 (40 % bis 2030).

Die Studie untersucht die Auswirkungen vier alternativer Politikszenerarien auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland:

**Szenario I:** Verlängerung der Kernenergielaufzeiten auf 40 bzw. 60 Jahre.

**Szenario II:** Aufrechterhaltung einer Sockel-Steinkohleförderung ab 2012 (8 bzw. 12 Mio. t) und Investitionskostenzuschuss aus Versteige-

rungserlösen für hocheffiziente neue Kraftwerke zwischen 2013 und 2016.

**Szenario III:** Ausbau der erneuerbaren Energien an Stromerzeugung gem. BMU-Leitstudie, d. h., bis 2030 werden 50 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt.

**Szenario IV:** Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50 % bis 2030 gegenüber 1990.

Die Auswahl der Szenarien zielt darauf ab, die isolierten Auswirkungen dieser energie- und umweltpolitischen Weichenstellungen auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland sowie die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Folgen sichtbar zu machen.

Die sichere und preiswürdige Versorgung mit Energie stellt insbesondere in Zeiten wachsender Globalisierung eine unverzichtbare Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit bzw. die langfristigen Entwicklungs- und Wachstumschancen der Volkswirtschaft dar. Um die Verletzbarkeit der Energieversorgung gegenüber potenziellen Energiekrisen in der politischen und öffentlichen Diskussion sichtbar und zugänglicher zu machen, wird in der Studie „Verletzbarkeit und Versorgungssicherheit – Indikatoren zur Sicherheit unserer Energieversorgung“ ein **breit angelegtes methodisches Messkonzept** entwickelt, das die vielschichtigen Aspekte der Verletzbarkeit von der Primärenergieebene über die Ausstattung mit Energieinfrastruktur (Speicher, Netze, Kraftwerkspark) bis hin zur Effizienz und Kosten der Energienutzung beim Endverbraucher umfasst.

Die einzelnen Kennziffern des formalen Konzeptes wurden mithilfe einer umfassenden empirischen Datenbasis für ausgewählte OECD-Regionen (Deutschland, Großbritannien, Schweden, Polen, Italien, Frankreich und die USA) quantitativ ausgewertet und schließlich zu einem einzigen Indikator zur Messung der Verletzbarkeit der Energieversorgung verdichtet. Die verwendete Datenbasis umfasst teilweise historische Beobachtungen für den Zeitraum von 1978 bis 2008.

Die empirische Auswertung des Systems von Verletzbarkeitsindikatoren im Ex-post-Zeitraum hat folgende Ergebnisse hervorgebracht:

- In Deutschland hat das **Risiko der Primärenergieversorgung** bereits seit Ende der 1970er Jahre spürbar zugenommen; allein in der Zeit zwischen 1990 und 2008 hat sich das Verletzbarkeitsrisiko mehr als verdoppelt. Im internationalen Ländervergleich weisen



gegenwärtig nur Italien und Polen ungünstigere Versorgungsrisiken auf der Primärenergieebene auf. Deutlich günstiger sind hingegen die Versorgungssituationen in Großbritannien, Frankreich, Schweden und den USA einzustufen. Wesentliche Ursachen für die Verschlechterung der Versorgungssicherheit in Deutschland liegen in der steigenden Abhängigkeit von Energieimporten bzw. in der damit verbundenen Verschiebung der Importnachfrage auf Förderregionen mit hohen bzw. wachsenden geopolitischen Risikoeinstufungen.

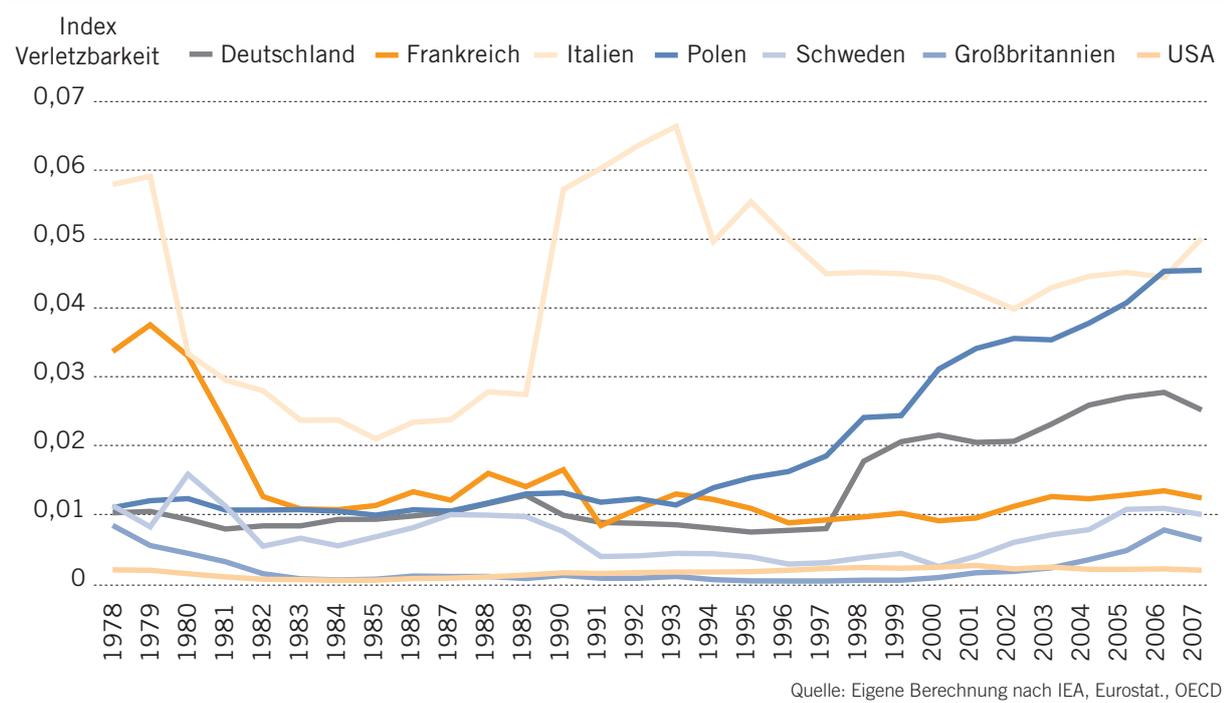
- Das hohe Maß an Energieeffizienz und die in Deutschland vorhandene gut ausgestattete Energieinfrastruktur dämpft das **Verletzbarkeitsrisiko auf der Endenergieebene** spürbar. Dennoch ist das Versorgungsrisiko auch auf der Endenergieebene in der Zeit zwischen 1990 und 2007 um rund 18 % angestiegen. Um einen potenziellen weiteren Anstieg zu vermeiden, ist es von exponierter Bedeutung, Investitionen in die stetige Instandhaltung und den Ausbau der Energiesysteme zu tätigen.

Prognosen zur Versorgungssicherheit zeigen darüber hinaus, dass in Zukunft mit einem deutlichen Anstieg der

Verletzbarkeit Deutschlands zu rechnen ist. Die wichtigsten Ergebnisse der **Prognose- bzw. Simulationsrechnungen** werden im Folgenden stichpunktartig dargestellt.

- In **Zukunft** ist mit einem deutlichen **Anstieg der Verletzbarkeit** zu rechnen. Bei Fortschreibung der Energiepolitik der vergangenen Jahre ist bis 2030 mit erheblich weiter steigenden Versorgungsrisiken zu rechnen. Das Referenzszenario weist – bezogen auf 1990 – bis zum Jahr 2030 einen Anstieg des Verletzbarkeitsrisikos um 47 % aus. Wesentliche Treiber sind das Versiegen bzw. der Verzicht auf die Nutzung heimischer und europäischer Energiequellen und die damit verbundene wachsende Abhängigkeit von Energieeinfuhren aus risikobehafteten Förderregionen sowie der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung.
- Der ungebremste Anstieg des Energieversorgungsrisikos in Deutschland ist allerdings nicht zwingend. Vielmehr bestätigten die ebenfalls in der Studie aufgestellten alternativen Szenarien, dass die Sicherheit der Energieversorgung im Wege geeigneter energie- und klimapolitischer Weichenstellungen auf der nationalen Ebene erhöht werden kann. Den mit weitem Abstand größten Hebel zur Steigerung der Versorgungssicherheit

**Abbildung 60: Risiko der Primärenergieversorgung im internationalen Vergleich 1978 bis 2007**



Quelle: Eigene Berechnung nach IEA, Eurostat., OECD



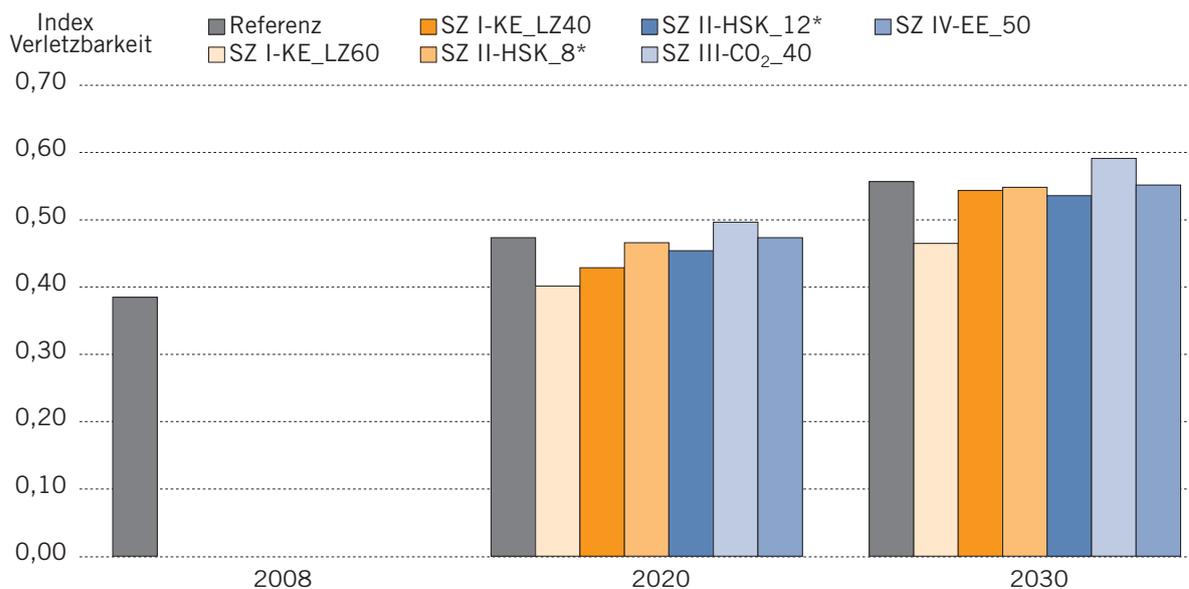
heit bietet die **Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken** auf 60 Jahre. Gegenüber dem Referenzszenario kann der Anstieg der Verletzbarkeit von 47 % auf 21 % mehr als halbiert werden.

- Aber auch die **Fortführung der heimischen Steinkohlegewinnung** nach 2018 sowie der **forcierte Ausbau erneuerbarer Energiequellen** leisten wichtige Beiträge zur Reduktion des Energieversorgungsrisikos. Allerdings ist keine der hier untersuchten Handlungsoptionen isoliert betrachtet in der Lage, den Trend umzukehren, dass die Risiken für eine sichere Energieversorgung in Zukunft weiter wachsen werden. Unter diesem Aspekt ist es unabdingbar, dass eine möglichst **breite Palette von Maßnahmen** genutzt wird, um einen hohen Gesamtbeitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit erreichen zu können.
- Die Studie zeigt weiter, dass sich mit dem Einsatz der skizzierten Instrumente nicht nur die Energieversorgungssicherheit am Wirtschaftsstandort Deutschland steigern lässt, sondern diese auch in Einklang mit weiteren Zielen wie **Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit** gebracht werden können. So reduziert die Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten auf 60 Jahre nicht nur die Emissionen von Kohlendioxid, sondern schafft bis

zum Jahr 2030 im Vergleich mit dem Referenzfall mehr als 60.000 zusätzliche Arbeitsplätze. Ausstiegsszenarien nicht nur im Hinblick auf die Kernenergie erhöhen dagegen die Versorgungs- und Verletzbarkeitsrisiken.

Aus der vorliegenden Studie ergibt sich die klare Schlussfolgerung, dass ein verstärkter Fokus auf die Sicherheit der Energieversorgung dringend geboten ist. Eine zukunftsfähige Energiepolitik muss die wachsenden Herausforderungen beim Thema Versorgungssicherheit ins Auge fassen und dieses Ziel mit den anderen Zielen der Energietrias in Einklang bringen. Die in der Studie untersuchten Maßnahmen zeigen mögliche Handlungsoptionen und die entsprechenden Wirkzusammenhänge auf und geben wichtige Impulse für eine verantwortungsvolle Energiepolitik. Ein ausgewogener Energiemix, der die spezifischen Vorteile aller zur Verfügung stehenden Energieträger und Technikoptionen nutzt und integriert, ist der Schlüssel, um den nunmehr messbaren Versorgungsrisiken und der Verletzbarkeit gegenüber Energiekrisen wirksam zu begegnen.

**Abbildung 61: Auswirkung der Szenarien auf die Verletzbarkeit 2020 und 2030**



\*HSK = heimische Steinkohle

Quelle: Eigene Berechnung nach IEA, Eurostat., OECD



## Energieeinheiten

Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

\* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10 <sup>3</sup>	= Tausend
Mega	= M	= 10 <sup>6</sup>	= Million
Giga	= G	= 10 <sup>9</sup>	= Milliarde
Tera	= T	= 10 <sup>12</sup>	= Billion
Peta	= P	= 10 <sup>15</sup>	= Billiarde

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>		
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Europäische Energieregulierungsbehörde)	EEV	Endenergieverbrauch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	EEX	European Energy Exchange
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	EGV	EG-Vertrag (Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft)
BIP	Bruttoinlandsprodukt	EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Vereinigung der europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber)
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung	EOR	Enhanced Oil Recovery (verbesserte Erdölgewinnung)
BP	British Petroleum	EP	Europäisches Parlament
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie	ERGEG	European Regulator's Group for Electricity and Gas (Vereinigung europäischer Regulatoren)
Btu	British Thermal Units	ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO <sub>2</sub> )	EUA	European Union Allowances (EU-Emissionsrechte)
CDM	Clean Development Mechanism	EU-15	Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (vor der 1. Erweiterung 2004)
CGY	Certificado de Garantía Yasuní (Garantiezertifikate für das Yasuní-Projekt)	EU-27	Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (Stand 2007)
CH <sub>4</sub>	Methan	F&E	Forschung und Entwicklung
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid	FKW	Perfluorierter Kohlenwasserstoff
CO <sub>2</sub> -eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent	GDP	Gross Domestic Product (Bruttoinlandsprodukt)
COP	Conference of Parties der UN Climate Convention	GHD	Greenhouse Gas (Treibhausgas)
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermische Anlage)	GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
CPRS	Carbon Pollution Reduction Scheme	GVSt	Gesamtverband Steinkohle e.V.
ct	Eurocent	GW	Gigawatt
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein	IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
dena	Deutsche Energie-Agentur	PCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, „Weltklimarat“)
DII	DESERTEC Industrial Initiative	GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
EDM	Energiedatenmanagement	GW	Gigawatt
EDV	Elektronische Datenverarbeitung	H-FKW	Teilhalogenierter Fluorkohlenwasserstoff
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis – Institute		
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz		
EEPR	European Energy Programme for Recovery		



HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	ppm	Parts per Million
IEA	Internationale Energieagentur	PPP	Purchasing Power Parity (Kaufkraftparität)
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Anlagen mit integrierter Kohlevergasung)	REDD	Reducing Emissions from Deforestation and Degration (Reduktion von Emissionen aus Entwaldung und Schädigung von Wäldern)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	RÖE	Rohöleinheiten
ISO	Independent System Operator (unabhängiger Verteilungsnetzbetreiber)	RPS	Renewable Portfolio Standards (Quotensystem für Erneuerbare Energien im Erzeugungsmix in den USA)
ITO	Independent Transmission Operator (unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber)	SEER	Strategic European Energy Review (Energieaktionsplan)
ITRE	Committee on Industry, Research and Energy des Europäischen Parlamentes (Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie)	SET-Plan	Strategieplan für Energietechnologie
		SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
		SKE	Steinkohleeinheiten
JI	Joint Implementation	TEC	Transatlantic Economic Council (Transatlantischer Wirtschaftsrat)
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen	THG	Treibhausgas
kWh	Kilowattstunde	TWh	Terawattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	UCTE	Union for the Coordination and Transmission of Electricity
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	UN	United Nations (Vereinten Nationen)
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie	UNEP	United Nations Environmental Program (Umweltprogramm der Vereinten Nationen)
		UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)	USA	United States of America
m <sup>2</sup> /a	Quadratmeter Nutzfläche	USD	US-Dollar
MW	Megawatt	VAE	Vereinigte Arabische Emirate
N <sub>2</sub> O	Distickstoffoxid	VO	Verordnung der Europäischen Union
		VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
NGO	Non-Governmental Organisation (Nichtregierungs-Organisation)	WEC	World Energy Council
NRA	National Regulatory Authority (Nationale Regulierungsbehörden der EU Mitgliedsstaaten)	WTO	World Trade Organization
OE	Öläquivalent		
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development		
OME	Other Major Economies (Große Nicht-OECD Volkswirtschaften, z. B.: Brasilien, China, Mittlerer Osten, Russland, Südafrika)		
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)		
PEV	Primärenergieverbrauch		
PV	Photovoltaik		

## Gremien des Weltenergierat – Deutschland

### Präsidium

Jürgen Stotz, Präsident  
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum, Stellvertreter des Präsidenten  
Klaus-Dieter Barbknecht, Schatzmeister  
Ulrich Gräber  
Tuomo J. Hatakka  
Michael Heiland  
Prof. Dr. Klaus-Ewald Holst  
Dr. Michael Süß  
Dr. Johannes Teyssen, Vice President WEC Europe  
Hans-Peter Villis

### Präsidialausschuss

Dr. Rainer J. Abbenseth, Vorsitzender  
Dr. Hans-Peter Böhm  
Andreas Breitsprecher  
Dr. Peter Heinacher  
Bernhard Kaltefleiter  
Guido Knott  
Mathias Schuch  
Dr. Bernd-Michael Zinow

### Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer  
Christine Heinrich, Referentin

### Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Leiter der Redaktionsgruppe  
Dr. Rainer J. Abbenseth  
Dr. Richard Aumayer  
Prof. Dr. Bernhard Cramer  
Martin Czakainski  
Paul-Georg Garmer  
Daniel Genz  
Katja Hanisch  
Hanns Richard Hareiner  
Enno Harks  
Dr. Jörg Jasper  
Karl Krüger  
Dr. René Lüddecke  
Brian Marrs  
Werner Nowak  
Christian Meyer zu Schwabedissen  
Dr. Ireneusz Pyc  
Dr. Stefan Ulreich  
Dr. Kai van de Loo  
Dr. Martin Wedig  
Anja Wieben

### Young Energy Professionals (YEP)

Katharina Bloemer  
Tanja Braun  
Marc Eisenreich  
Kerstin Engel  
Stephanie Flinth  
Moritz Frahm  
Margit Hagemeyer  
Christine Heinrich  
Matthias Herrmann  
Jörn Higgen  
Mareike Huster  
Liisa Mäenpää  
Markus Mindt  
Tobias Noack  
Alexander Ribbentrop  
Laura Schütte  
Armin Schwab



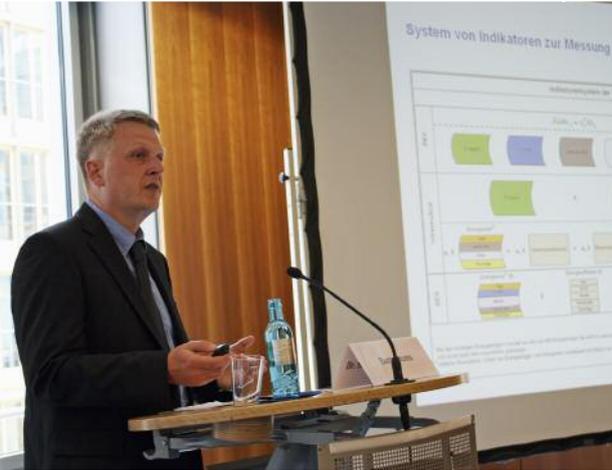
## Mitglieder Weltenergieerat – Deutschland

Anwaltssozietät Freshfields Bruckhaus Deringer  
AREVA NP GmbH  
Autobahn Tank & Rast Holding GmbH  
Babcock Borsig Service GmbH  
Bayerngas GmbH  
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.  
BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.  
Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)  
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.  
Deutsches Atomforum e.V.  
Deutsches Talsperrenkomitee e.V.  
EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH  
E&M – Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH  
E.ON AG  
Ernst & Young AG  
Evonik STEAG GmbH  
EWE AG  
Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e.V.  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
Gas-Union GmbH  
Gesamtverband Steinkohle e.V.  
GETAC GmbH  
Heitkamp Ingenieur-und Kraftwerksbau GmbH  
Hitachi Power Europe GmbH  
KPMG AG  
Lahmeyer International GmbH  
M.A.M.M.U.T Electric GmbH  
Marquard & Bahls AG  
N-Ergie AG  
Oliver Wyman AG  
PricewaterhouseCoopers AG  
RheinEnergie AG  
Robert Bosch GmbH  
RWE AG  
Siemens AG/Bereich Energy  
Stadtwerke Leipzig GmbH  
TÜV Rheinland Holding AG  
Vattenfall Europe AG  
VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.  
VDI – Verein Deutscher Ingenieure e.V.  
VGB PowerTech e.V.  
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.  
VNG – Verbundnetz Gas AG  
Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG  
WIBERA Wirtschaftsberatung AG  
Wintershall Holding AG

# Impressionen

Veranstaltungen des Weltenergieerat – Deutschland





## World Energy Council (WEC)

Der Weltenergieerat (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute 93 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der Weltenergieerat ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik und der Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet er ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des Weltenergieerates umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger – Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energien – sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen, insbesondere der rund zwei Milliarden Menschen, die heute noch ohne Zugang zu ausreichender und bezahlbarer Energie sind.

Mit diesem Ziel führt der Weltenergieerat Studien sowie technische und regionale Programme durch, die alle drei Jahre auf den Weltenergiekongressen präsentiert werden:

21. Weltenergiekongress:  
12.-16. September 2010 in Montreal

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

## Weltenergieerat – Deutschland

Der Weltenergieerat – Deutschland ist das nationale Mitglied für die Bundesrepublik Deutschland im World Energy Council (WEC). Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als nichtstaatlicher, gemeinnütziger Verein ist der Weltenergieerat – Deutschland unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Ziel des Weltenergieerat – Deutschland ist die Umsetzung und Verbreitung der WEC-Arbeitsergebnisse in Deutschland, insbesondere um den globalen und längerfristigen Aspekten und Erfordernissen der Energie- und Umweltpolitik auch in der nationalen Diskussion Beachtung zu verschaffen.

Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Positionen und Studien des Weltenergieerates intensiv mit. Daneben organisiert er auch eigene Veranstaltungen, z. B. den Energietag, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

Energietag 2010  
16. November 2010 in Berlin

Präsentation des World Energy Outlook der IEA  
11. November 2010 in Berlin

[www.weltenergieerat.de](http://www.weltenergieerat.de)





WORLD ENERGY COUNCIL  
Weltenergierat - Deutschland

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e. V.  
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin  
Tel: +49 (0) 30/20 61 67 50 · Fax: +49 (0) 30/20 28 24 25  
E-Mail: [info@weltenergierat.de](mailto:info@weltenergierat.de)

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org) · [www.weltenergierat.de](http://www.weltenergierat.de)

Schutzgebühr: 18,- €

