

# 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 Rohstoffhaushalte 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 sichergestellt. 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 gegen-gesteuert 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 fluktuieren-der 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 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 (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 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 äußerten 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 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 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.