

Energie für Deutschland 2009

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:
Energie für Mobilität



WORLD ENERGY COUNCIL

DEUTSCHES NATIONALES KOMITEE
DES WELTENERGIERATES (DNK)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort	5
Executive Summary	7
Schwerpunktkapitel: Energie für Mobilität	11
Herausforderungen für den Verkehr	13
Situation und Ausblick: Heute, morgen und übermorgen	20
Schlussfolgerungen	31
Energie in der Welt	33
World Energy Outlook 2008 der IEA	38
Die Klimakonferenz in Kopenhagen und die Erwartungen an ein globales Klimaschutzregime nach 2012	41
Energie in der Europäischen Union	45
Versorgungssicherheit im Fokus der zukünftigen europäischen Energiepolitik	52
Stromwettbewerb – Warten auf das „Level Playing Field“ in Europa?	54
Unbundling im Dritten EU-Binnenmarktpaket	55
Kernenergie: Kraftwerksneubaupläne und Laufzeiten in Europa	56
Klima- und Energiepaket der Europäischen Kommission (Grünes Paket)	58
Energie in Deutschland	59
Versorgungssicherheit in der deutschen Stromversorgung als wertvoller Standortfaktor	75
Novelle 2009 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	77
Neue Kohlekraftwerke dienen durch verbesserten Wirkungsgrad und verringerten CO ₂ -Ausstoß der Klimaschutz-Strategie der Bundesregierung	78
Abkürzungsverzeichnis	87
Gremien DNK	88
WEC und DNK	89

Vorwort



2008 war für die Wirtschaft weltweit ein Ausnahmejahr. Der oft vorschnell benutzte Begriff „historisch“ trifft auf das Ausmaß der globalen Finanzkrise, die rasch zu einer globalen Wirtschaftskrise wurde, wohl in verschiedener Hinsicht zu. Dies gilt für die Geschwindigkeit mit der die Krise anbrach ebenso wie für ihre Verbreitung, die nicht mehr auf einzelne Weltregionen begrenzt blieb.

Wenige Indikatoren bringen diese Veränderung wohl so verdichtet auf den Punkt wie der Rohölpreis. Während er im Juli 2008 im Handelsverlauf die Rekordmarke von 147 Dollar pro Barrel durchbrach, fiel er innerhalb von nur fünf Monaten bis Dezember 2008 auf ein Minimum von 33 Dollar. Preisschwankungen in diesem kurzen Zeitraum um den Faktor Viereinhalb stellten auch für den volatilen Rohölmarkt eine neue Qualität dar.

So willkommen die preisdämpfende Wirkung der sinkenden Rohstoffpreise in dieser Rezessionsphase ist, so gefährlich kann ihre mittel- und langfristige Wirkung sein. Denn sie mindert heute die Anreize, in Exploration und zukünftige Produktionskapazitäten von Öl und Gas zu investieren, obgleich nach Überwindung der gegenwärtigen Krise mit einem weiteren Anstieg der globalen Energienachfrage gerechnet werden muss. Daher hat die Internationale Energieagentur 2008 nachdrücklicher denn je vor Unterinvestitionen gewarnt, die mit Zeitverzögerung einen späteren Nachfrageübergang verschärfen können.

Die Energiewirtschaft ist jedoch nicht nur über die schwankenden Rohstoffpreise betroffen, sondern indirekt auch über Produktionsrückgänge in der Industrie und konservativere Risikobewertungen der Banken bei Kreditzusagen. Dies hat u.a. negativen Einfluss auf Investitionen in neue, noch nicht langfristig erprobte Technologien wie etwa große Offshore-Windprojekte, aber mögli-

cherweise auch CCS-Anlagen bei neuen Kohlekraftwerken, deren Realisierung dadurch erschwert wird. Insbesondere trifft dies Großanlagen, die nicht herkömmlich durch potente Großinvestoren finanziert werden.

Viele weitere Auswirkungen der Krise auf die Energiewirtschaft sind angesichts der langen Planungs- und Realisierungszeiträume von großen Investitionsprojekten aber gegenwärtig noch wenig sichtbar. Dies dürfte auch das Ausmaß der weltweiten Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen betreffen, das sich auf den klimapolitisch erwünschten Innovationsschub dann negativ auswirken könnte.

Ganz anders ist offenbar die Entwicklung in dem Forschungsfeld Elektromobilität. Eine Reihe neuer Kooperationen zwischen Energieversorgern, Automobilunternehmen und Batterieherstellern hat auch die institutionellen Voraussetzungen dafür geschaffen, dass dieses Zukunftsfeld mit neuem Tempo angegangen wird.

In welchen zeitlichen Schritten sich dies vollziehen könnte, ist aus heutiger Sicht noch nicht absehbar. Umso wichtiger ist es, sich mit den verkehrswirtschaftlichen Größenordnungen, absehbaren Trends und möglichen Technologien im Mobilitätssektor zu beschäftigen, um ein möglichst sicheres Fundament für weitere Prognosen zu setzen. Daher bietet unsere diesjährige Publikation vor allem einen Überblick über das Themenfeld Energie und Mobilität, und damit auch über alternative Antriebstechnologien und Antriebsenergien – von Autogas und Erdgas über nachwachsende Rohstoffe bis hin zu Wasserstoff und Elektroantrieben – die parallel zur Optimierung bestehender Technologien eine deutlich wachsende Rolle spielen werden.

Die Chancen der Elektromobilität, die sich auf viele Primärenergien abstützen kann, sind groß. Das betrifft nicht nur eine Steigerung der Energieeffizienz, der Energiediversifizierung und eine Reduktion der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor sondern auch Verlagerungen von Emissionen generell aus Ballungsräumen heraus. Vielmehr könnten mit noch weiter zu entwickelnden leistungsstarken Batterien dezentrale Stromspeichermöglichkeiten entstehen, die – gepaart mit intelligenten Netzen – die Stromnachfrage verstetigen könnten. Dies wäre auch für die politisch avisierte Integration erneuerbarer Energien in großem Umfang eine ganz wesentliche Voraussetzung. Eine Umstellung der gesamten PKW-Flotte auf Elektrofahrzeuge ist aus heutiger Sicht zwar noch sehr unwahrscheinlich und eher theoretisch, würde aber den Kraftwerksbedarf in Deutschland um eine Größenordnung von rund 20 % erhöhen. Der Weg bis dahin ist sicher

noch weit, sowohl was die Kosten und die technischen Anforderungen an die Batterien angeht als auch den notwendigen Infrastrukturausbau und die Entwicklung entsprechender Geschäftsmodelle. Wahrscheinlicher ist auf lange Sicht vielmehr eine Mischung verschiedener Antriebstechnologien für unterschiedliche Zwecke und Zielgruppen.

Wie wird der zukünftige Strommix aussehen? Wird, wie von der DENA prognostiziert, eine Stromlücke entstehen und werden sich dadurch die Preise weiter erhöhen? Kann und soll die Politik hier gegensteuern oder reichen die selbstregulierenden Kräfte des Marktes dazu aus?

Nach einer langen Dominanz klimapolitischer Themen, die auf europäischer Ebene mit der Verabschiedung des „Green Package“ und den Vorgaben zum Emissionshandel sowie national mit den Meseberg Paketen im letzten Jahr einen vorläufigen Abschluss gefunden haben, rücken nun verstärkt wieder Fragen der Wettbewerbsfähigkeit und der Versorgungssicherheit in den Blickpunkt. Letztere werden auf europäischer Ebene durch das Versorgungssicherheitspaket sowie die Schlussfolgerungen aus der russisch-ukrainischen Gaskrise bestimmt. Dabei müssen wir aufpassen, dass die EU nicht vorschnell gut gemeinte aber letztlich kontraproduktive politische Sicherheitsmechanismen überzustülpen versucht. Denn die Krise hat gezeigt, wie schnell und effektiv privatwirtschaftliche Formen der Krisenbewältigung grenzüberschreitend gewirkt haben. Versorgungssicherheit kann es nicht zum Nulltarif geben, denn sie erfordert Investitionen – in Infrastruktur, in Speicher, in diversifizierte Produzentenstrukturen, etc. (Die Details dieser Infrastrukturen hatten wir im Vorjahreshaft von „Energie für Deutschland“ genauer dargestellt.) Daher ist es richtig – dem Gedanken der Subsidiarität folgend –, dass europäische Mechanismen einer Krisenbewältigung sinnvollerweise erst greifen, wenn die Möglichkeiten privater und dann nationaler Maßnahmen erschöpft sind. Andernfalls drohen notwendige Investitionsanreize auf privater bzw. nationaler Ebene geschwächt zu werden.

Die nach der Wahl im Herbst neu formierte Bundesregierung muss nun endlich mit einem konsistenten energiepolitischen Programm eine verlässliche Planungsgrundlage geben, die Vertrauen begründet und dringend notwendige Investitionen in der Energiewirtschaft ermöglicht. Und sie wird bekennen müssen, ob Deutschland beim Thema Kernenergienutzung Geisterfahrer bleiben will und als nahezu einziges Land der Welt auf eine Laufzeitverlängerung verzichten wird.

Der energiepolitische Dreiklang aus Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Klimaverträglichkeit sollte durch die Formulierung eines solchen konsistenten energiepolitischen Konzeptes aus einem Guss und einer Bündelung der energiepolitischen Kompetenzen in einer Hand gesichert werden. Dann wäre ein zentraler Schritt zur Bewältigung der beschriebenen Herausforderungen getan.

Diesen Prozess kompetent und unabhängig zu begleiten und ihm immer wieder den internationalen Spiegel vorzuhalten, wird eine der Aufgaben des Weltenergie Rates bleiben.

Berlin, im April 2009



Jürgen Stotz

Präsident
Deutsches Nationales Komitee
des Weltenergie Rates e.V.

Executive Summary

- Der **Verkehrssektor** steht in den nächsten Jahren und Jahrzehnten hierzulande vor erheblichen Herausforderungen, die insbesondere die Infrastruktur sowie die Energieversorgung und -nutzung der Kraftfahr- und Flugzeuge betreffen. Die wichtigsten Ansatzpunkte sind hier die Energiepreise, die Debatte um die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors sowie das zukünftig erwartete Verkehrsaufkommen. Der Verkehr hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Dieser Trend wird sich nach allen Prognosen auch in Zukunft weiter fortsetzen. Daran haben auch alle Versuche der Verkehrsvermeidung nichts Wesentliches geändert. Im Güterbereich ist die Transportleistung in Tonnenkilometern seit 1991 um 69 % angestiegen und soll nach Prognosen bis 2030 um weitere 40 % zunehmen. Auch im Bereich des Personentransports sind die Steigerungen gemessen in Personenkilometern immer noch deutlich: Seit 1991 gab es eine Zunahme um 34 %, für die Zeit bis 2030 wird mit einem weiteren Anstieg um 20 % gerechnet. Von dem gesamten zusätzlichen Verkehrsaufkommen der Jahre 1991 bis 2030 wird der größte Teil auf den Straßenverkehr entfallen. Besonders deutlich wird dies beim Güterverkehr. Hier sind rund 70 % der zusätzlichen Tonnenkilometer zu bewältigen. Den weiteren Zuwachs teilen sich zu nahezu gleichen Teilen Schiene und Wasser.
- Die nationale und internationale **Klimapolitik** stellt zunehmend auch Anforderungen an den Transportsektor, beispielsweise durch die Einbindung des Luftverkehrs in den Kohlendioxid-Emissionshandel, die Einführung der Ökosteuer auf Treibstoff oder die Regulierung der Kohlendioxid-Emissionen von Personenkraftwagen. Denn mit knapp 29 % macht der Verkehrssektor in Deutschland einen wesentlichen Anteil des Endenergieverbrauchs aus. Der größte Teil des Energieverbrauchs entfällt dabei auf den Straßenverkehr. Erhebliche Fortschritte bei der Einsparung von Energie und Emissionen könnten durch intelligente Verkehrssteuerung, beispielsweise dem Abbau von Engpässen auf Straße und Schiene oder der Integration des europäischen Luftraums erreicht werden. Auch die zunehmende Vielfalt der Fahrzeuge hinsichtlich ihrer Energieversorgung wird eine Rolle spielen. Verbrennungsmotoren werden voraussichtlich weiterhin das Fundament für den Verkehr darstellen, wobei hier zunehmend Techniken auch aus dem Hybrid-Bereich übernommen werden. Eine der meistdiskutierten Optionen für die Energieversorgung des Straßenverkehrs der Zukunft stellt derzeit das Elektroauto dar, auch wenn sich die vorhandene Batterietechnik bisher als Engpass dargestellt hat. Die wesentlichen Vorteile eines Elektroantriebs liegen in der deutlich höheren Energieeffizienz, wodurch der Primärenergieverbrauch erheblich reduziert werden kann. Für Elektroautos dürfte der Hauptmarkt in Fahrzeugen für den Stadtverkehr oder für Berufspendler liegen. Eine entscheidende Minderung der Treibhausgasemissionen ist jedoch vor allem durch eine verbesserte Fahrzeugtechnik zu erreichen, die mit weniger Kraftstoff auskommt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass das Durchschnittsalter der zugelassenen Fahrzeuge inzwischen auf rund acht Jahre angestiegen ist. Damit gehen der Verbrauch und die Emissionen der Flotte deutlich langsamer zurück als es die technischen Entwicklungen theoretisch ermöglichen würden.
- Stark **volatile Energiepreise** mit neuen historischen Höchstständen, beispielsweise beim Rohöl mit rund 150 USD/Barrel beherrschten die Diskussion um die Märkte und deren zukünftige Tendenzen und Entwicklungen. Ursache für diese Preisentwicklung waren echte oder vermeintliche Engpässen in der Versorgung, aber auch spekulative Eingriffe in den Markt. Die gravierende Finanzkrise in den USA mit ihren weltweiten Folgewirkungen auf Finanzmärkte und Realwirtschaften trübte die konjunkturellen Aussichten stark ein. Wichtige Wirtschaftsindikatoren weisen in vielen Staaten nach unten; einige Industrieländer befinden sich bereits in einer Rezession und in den Schwellenländern verringert sich die konjunkturelle Dynamik der letzten Jahre. Bei Energierohstoffen zeichnete sich zwar bis zur Jahresmitte 2008 noch eine recht verhaltene Nachfrage nach Erdöl und Erdgas ab, die aber im zweiten Halbjahr deutlich nachließ. Nennenswerte Zuwächse sind nur noch bei der Kohle festzustellen. Preiskorrekturen nach unten auf den Rohstoffmärkten trugen im zweiten Halbjahr 2008 zwar zur Beruhigung bei. Allerdings ist es sicher nur eine Frage der Zeit, dass der Nachfrage-Einbruch aus den Industrieländern auch in den Entwicklungsländern im Hinblick auf die Rohstoffnachfrage seine Wirkung zeigen wird.
- Trotz der positiven Entwicklungen in den vergangenen Jahren sind nach Experteneinschätzungen nach wie vor rund **zwei Milliarden Menschen ohne Zugang zu einer sicheren und verlässlichen Energieversorgung**. Die Überwindung dieser Mangelsituation, die zugleich die Wohlstandsunterschiede in der Welt ausgleichen könnte, ist ein allgemein anerkanntes Ziel. Die Industrieländer sehen sich insbesondere der Herausforderung gegenüber, durch intelligenten Technologietransfer den Bedürfnissen und unterschiedlichen Verhältnissen in den Entwicklungsländern gerecht zu wer-

den. Auf diese Weise können multilaterale Beziehungen entwickelt und verbessert werden, die langfristig das globale Gleichgewicht stärken und aufrechterhalten.

- Eng verknüpft mit den Entwicklungen auf den Weltmärkten für die einzelnen Primärenergieträger sind die Entwicklungen bei der **weltweiten Stromerzeugung**. Von dieser veredelten Energieform dürften im Jahre 2008 geschätzt etwa 20.300 TWh erzeugt worden sein. Somit könnte sich gegenüber 2007 noch ein leichtes Plus ergeben haben. Hierzu dürften das erste Halbjahr 2008 und die wirtschaftliche Entwicklung in den BRIC-Staaten und den übrigen Entwicklungsländern beigetragen haben. Dominierend in der Weltstromerzeugung sind die fossilen Energieträger, deren Anteil insgesamt nach wie vor bei fast zwei Dritteln (Kohle ca. 41 %, Erdgas ca. 21 % und Öl ca. 5 %) liegt. Die erneuerbaren Energien liefern etwa 20 %. Die Internationale Atom Energie Agentur (IAEA) schließt aus den vorliegenden Projekten bis 2020 auf einen insgesamt aufwärts gerichteten Trend zur weltweiten Atomenergie-Nutzung, die regionale Differenzierung lässt aber unterschiedliche Tendenzen erkennen.
- Aufgrund des weitgehenden Konsenses über die Veränderung der klimatischen Bedingungen und unter den Aspekten einer Deckung des steigenden Energiebedarfes, die möglichst die Umwelt schont und planvoll die Ressourcen unseres Planeten nutzt, ist eine **Weiterentwicklung von effizienten Technologien**, vor allem beim Kraftwerksbau, erforderlich. Aber auch der Transportsektor mit seinen mannigfaltigen Facetten gerät zunehmend in den Fokus der Aufmerksamkeit. Die wachsenden Anforderungen aus Klimaschutzaspekten, der weiter steigende Weltenergiebedarf und die effizientere Nutzung der Energieressourcen erfordern es, alle technologischen Optionen neutral und vorurteilsfrei auf ihre Potenziale zur Lösung der Aufgabenstellungen zu prüfen.
- Der Klimawandel stellt die Energiewirtschaft und insbesondere die Stromversorgung in den nächsten Jahren vor große Herausforderungen. Das Stichwort **Carbon Capture and Storage (CCS)** kennzeichnet hier eine der wesentlichen Überlegungen zur Verringerung der in die Atmosphäre gelangenden klimawirksamen Gase, vor allem des CO₂. Allerdings führt die Nutzung dieser Abscheide-Technologie zur Verringerung des Kraftwerkswirkungsgrades um etwa 8 bis 12 Prozentpunkte und damit zu einem Ressourcen-Mehrverbrauch zur Erzeugung der gleichen Strommenge. Die

CCS-Technologie wird favorisiert, um den ambitionierten Zielen der Umwelt- und Klimapolitik gerecht werden zu können. Die Steigerung der Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung ist aber zunächst wohl der einfachste Schritt, einen substanziellen Beitrag für den Umweltschutz zu leisten.

- Auch im vergangenen Jahr standen die **europäische Energie- und Klimapolitik** im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses. Die Turbulenzen in den weltweiten Energiemärkten in der ersten Jahreshälfte, die Verschärfung der Klimadiskussion Mitte des Jahres und zuletzt Fragen der Rezessionsauswirkung auf die Energiemärkte und die Klimapolitik der EU bildeten den Kern der Diskussionen. Das unbestritten wichtigste Ereignis des Jahres war der EU-Gipfel vom 11./12. Dezember 2008. Mithilfe eines umfassenden Legislativ-Pakets „Klima und Energie“ ist es der Gemeinschaft der 27 EU-Staaten gelungen, eine umfassende Regelung zu entwickeln, um die bereits im Jahr 2007 festgelegte Laufrichtung „20/20/20 bis 2020“ umzusetzen. Das Hauptziel dieser Strategie ist die Senkung der Treibhausgasemissionen (-20 %), insbesondere durch die Steigerung der Energieeffizienz (+20 %) und durch Erhöhung des regenerativen Anteils am Primärenergieverbrauch (von 8 % im Jahr 2007 auf 20 % im Jahr 2020). Mit der Einigung ist es gelungen, in einem wirtschaftlich komplizierten Umfeld die Glaubwürdigkeit der Europäischen Energie- und Klimapolitik, sowie die Handlungsfähigkeit der Gemeinschaft unter Beweis zu stellen.
- Um den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur unter dem kritischen Wert von 2 °C zu halten, setzt sich die EU zum Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 20 % unter den Wert von 1990 zu senken und bis 2050 nur ungefähr die Hälfte der Treibhausgasemissionen von 1990 zu emittieren. Dazu hat die Europäische Kommission bereits im Jahr 2007 u. a. den **SET-Plan** (ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie) entworfen. Darin wird dem Technologiestandort Europa eine zentrale Bedeutung bei der Lösung der globalen umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts beigemessen. Der Technologieplan enthält Vorschläge und Maßnahmen zur Erreichung der formulierten 20-prozentigen Treibhausgaseminderung bis zum Jahr 2020.
- Spätestens seit den technisch oder auch politisch bedingten Lieferschwierigkeiten bei verschiedenen fossilen Energieträgern ist den Energiepolitikern Europas erneut deutlich geworden, wie groß die **Abhängigkeit Europas** auch im Bereich der Stromerzeugung ist. Die



Europäische Kommission hat daher mehrfach, zuletzt im Sommer 2008, die notwendigen Handlungsoptionen diskutiert. An erster Stelle steht die verstärkte Nutzung der regenerativen Energien – Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und Geothermie – zur Stromerzeugung, deren Anteil auf 20 % angehoben werden soll. In ihrem Energy Outlook empfiehlt die Kommission zudem den Bau von rund 50 GW Kernkraftwerksleistung oder etwa 30 Kernkraftwerken bis 2030. Die Stromerzeugung in der EU soll insgesamt, so wurde vereinbart, effizienter und CO₂-sparender werden. Der Einsatz der Kernenergie spart dabei in der EU rund eine Milliarde Tonnen CO₂ ein. Zudem müssen weitere konventionelle Kraftwerke durch CO₂-freie Anlagen ersetzt werden. Alle Kernenergiestaaten mit Ausnahme Deutschlands haben sich vor diesem Hintergrund für eine faktische Laufzeitverlängerung – und wo möglich auch für Leistungserhöhungen – ihrer Kernkraftwerke entschieden. Daher werden erhebliche Mittel in die Modernisierung der Anlagen und deren Sicherheit investiert. Auch Deutschland sollte diesen Weg beschreiten, wenn Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit im Fokus einer nachhaltigen Versorgungsstrategie stehen sollen.

- Die Europäische Kommission (EU) hat am 23. Januar 2008 ein umfangreiches **Maßnahmenpaket zum Klimaschutz und zur Förderung erneuerbarer Energiequellen vorgelegt**. Das sogenannte Grüne Paket ist nach dem dritten Energiebinnenmarktpaket das zweite große Maßnahmenbündel zur Umsetzung des integrierten EU-Klima- und Energiepakets vom Januar 2007. Das Maßnahmenpaket schreibt unter anderem eine verbindliche Reduktion der Gesamtreibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 14 % gegenüber 2005 vor. Dabei sollen 60 % dieses Treibhausgasreduktionsziels über den Emissionszertifikatehandel (Emissions Trading System – ETS) abgedeckt werden und 40 % in den nicht vom Handel erfassten Sektoren wie insbesondere dem Verkehrs-, Landwirtschafts- und Gebäudesektor sowie von kleineren Industrieanlagen und der Abfallwirtschaft erreicht werden. Dies führt zu einer Reduktionsverpflichtung der unter der ETS-Richtlinie erfassten Treibhausgase um 21 % gegenüber 2005 und in den anderen Sektoren um 10 %.
- Im Jahr 2007 wurden in Deutschland 477,8 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 5,8 t SKE pro Jahr. Dies entspricht dem Zweifachen des weltweiten

Durchschnitts, andererseits allerdings der Hälfte des Vergleichswertes der USA. 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 2008 mit einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen folgen 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, Südafrika, Polen, die USA, Kolumbien und Australien.

- **Mineralöl** bleibt – trotz eines absolut rückläufigen Verbrauchs – auch in der langfristigen Perspektive der wichtigste Energieträger in Deutschland. Die Entwicklung bei den Hauptprodukten wird gemäß der Prognose des Mineralölwirtschaftsverbandes differenziert eingeschätzt. Die Nachfrage nach Ottokraftstoffen wird sich bis 2025 im Vergleich zur 2008 realisierten Absatzmenge um etwa ein Drittel vermindern. Erdgas hat auf dem deutschen Energiemarkt weiterhin Wachstumsperspektiven. Geringe Zuwächse sind vor allem im Haushalts- und im Kleinverbrauchssektor zu erwarten. In der Industrie wird mit einer Festigung bzw. einem leichten Ausbau des Versorgungsanteils gerechnet. Wachstumspotenziale bestehen längerfristig vor allem in der Stromerzeugung.
- Vor allem aufgrund der geologischen Bedingungen kann die **deutsche Steinkohle** bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Im Frühjahr 2007 verständigten sich die Bundesregierung, die Länder NRW und Saarland sowie die IG Bergbau, Chemie, Energie und die RAG Aktiengesellschaft auf ein sozialverträgliches Auslaufen des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018. Das Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes am 28. Dezember 2007 sowie die parallel dazu wirksam gewordene „Rahmenvereinbarung über die sozialverträgliche Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland zwischen Bund, NRW, Saarland und RAG“ und ein damit verknüpftes Vertragswerk bilden die Grundlage für die Umsetzung dieser Verständigung. Regelungsgegenstände sind der geordnete Auslauf der subventionierten Steinkohleförderung bis 2018, der sozialverträgliche Anpassungsprozess sowie die Revisionsklausel, nach der die Bundesregie-

rung dem Bundestag bis zum 30. Juni 2012 einen Bericht zuleiten wird, auf dessen Grundlage die weitere Förderung des Steinkohlenbergbaus durch den Bundestag zu prüfen ist.

- Die deutsche Stromwirtschaft steht vor einer **umfassenden Modernisierung und Erneuerung ihres Kraftwerksparks**. Ab 2010 sind verstärkt fossil gefeuerte Kraftwerke mit dem Ende ihrer technischen Lebensdauer zu ersetzen. Auch die politisch beschlossene Beendigung der Nutzung der Kernenergie erfordert die Bereitstellung von Ersatzkapazitäten. Allein in der Dekade 2010 bis 2020 sind 30.000 bis 40.000 Megawatt Kraftwerksleistung zu errichten. Die Rahmenbedingungen müssen daher so gestaltet werden, dass die Optionen für einen breit angelegten Energie- und Technik-Mix nicht schrittweise reduziert, sondern erweitert werden.
- Die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen für die Energieversorgung und die Energiepolitik in Deutschland wurden im Rahmen von drei „Energiegipfeln“ am 3. April 2006, am 9. Oktober 2006 und am 3. Juli 2007 erörtert. Der Energiegipfel war als Startschuss für die Erarbeitung eines energiepolitischen Gesamtkonzeptes initiiert worden, das die Weichen in der Energie- und Klimapolitik bis zum Jahr 2020 stellen sollte. Auf einer Kabinettsklausur in Meiseberg am 23./24. August 2007 hatte die Bundesregierung unter gemeinsamer Federführung des BMWi sowie des BMU Eckpunkte für ein **„Integriertes Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP)** beschlossen. Konkret verabschiedet wurde das IEKP in zwei Schritten. Am 5. Dezember 2007 hatte das Bundeskabinett 14 Vorhaben beschlossen. Dazu gehört die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit dem Ziel, den Anteil von Strom aus KWK-Anlagen von derzeit 12 % auf etwa 25 % bis 2020 zu verdoppeln. Ferner verständigte sich das Bundeskabinett auf die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch auf 30 % im Jahr 2020 zu verdoppeln. Die anderen zwölf Vorhaben erstrecken sich vor allem auf verschärfte Standards für den Stickoxidausstoß von Kraftwerken, auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, auf den Erlass eines Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes, auf Regelungen zum vermehrten Einsatz von Biokraftstoffen und zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Weiterhin auf die Umstellung der Kfz-Steuer auf Schadstoff- und CO₂-Basis sowie auf den Erlass einer Chemikalienschutzverordnung zur Verringerung der Emissionen fluorierter Treibhausgase aus Kühlanlagen.

Schwerpunktkapitel: Energie für Mobilität



Energie für Mobilität*

1. Herausforderungen für den Verkehr

Mobilität ist eine der entscheidenden Stützen der deutschen Wirtschaft. Dabei dürfen nicht nur die Arbeitsplätze und die Wertschöpfung im Fahrzeugbau und der Logistik betrachtet werden. Unsere ganze moderne, arbeitsteilige Wirtschaft kann ohne leistungsfähige Transport- und Logistikdienstleistungen nicht funktionieren. Arbeitsteilung, Spezialisierung sowie industrielle Großproduktion könnten nicht stattfinden, Wohlstandszuwächse durch internationalen Handel wären nicht zu realisieren. Unser hoher Lebensstandard und unsere Arbeitsplätze sind daher nicht zuletzt abhängig von einem engmaschigen, funktionierenden Verkehrsnetz.

Mobilität ist aber nicht nur wichtig für Wirtschaft und Wohlstand, sondern ist auch ein grundlegendes Element unseres Lebensstils. Die Trennung von Wohnort und Arbeitsplatz, die Pflege sozialer und familiärer Bindungen über größere Strecken oder die Nutzung eines breiten Konsum- und Kulturangebots wären ohne gut ausgebauten Transportmöglichkeiten nicht ohne weiteres denkbar.

Verkehr ist damit stets Mittel zum Zweck, aber nicht Selbstzweck. Die Aufrechterhaltung des Verkehrsangebots in Zukunft ist notwendig, um die Wurzeln unseres Wohlstands nicht zu gefährden und unser Leben in einer modernen Industriegesellschaft weiter gestalten zu können. Dies bedeutet aber nicht, dass der Verkehr der Zukunft so bleiben könnte wie er heute ist. Das Gegenteil ist richtig: Der Verkehr muss sich anpassen, um auch in Zukunft noch so leistungsfähig sein zu können wie nötig.

Der Verkehrssektor steht in den nächsten Jahren und Jahrzehnten vor erheblichen Herausforderungen, die insbesondere die Infrastruktur sowie die Energieversorgung und -nutzung der Fahr- und Flugzeuge betreffen. Die wichtigsten Ansatzpunkte sind hier die Energiepreise, die Debatte um die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors sowie – öffentlich weit weniger diskutiert, aber für die Zukunft des Transportbereichs essenziell – das zukünftig erwartete Verkehrsaufkommen. Auf diese Herausforderungen müssen Antworten gefunden werden, die den Ansprüchen der Verkehrsnutzer an Sicherheit, Komfort, Bezahlbarkeit gleichermaßen wie an Umweltverträglichkeit so weit wie möglich gerecht werden.

*Das DNK dankt **Dr. Hubertus Bardt**, Institut der deutschen Wirtschaft Köln, auf dessen Arbeit dieser Beitrag weitgehend beruht. Redaktion durch die DNK-Arbeitsgruppe.

Verkehrszuwachs

Der Verkehr hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Dieser Trend wird sich nach allen Prognosen auch in Zukunft weiter fortsetzen. Daran haben auch alle Versuche der Verkehrsvermeidung nichts Wesentliches geändert. Im Güterbereich ist die Transportleistung in Tonnenkilometern seit 1991 um 69 % angestiegen und soll nach Prognosen bis 2030 um weitere 40 % zunehmen. Im Bereich des Personentransports sieht es gemessen in Personenkilometern etwas weniger dramatisch aus, dennoch sind auch hier die Steigerungen deutlich: Seit 1991 gab es eine Zunahme um 34 %, für die Zeit bis 2030 ist mit einem weiteren Anstieg um 20 % zu rechnen.

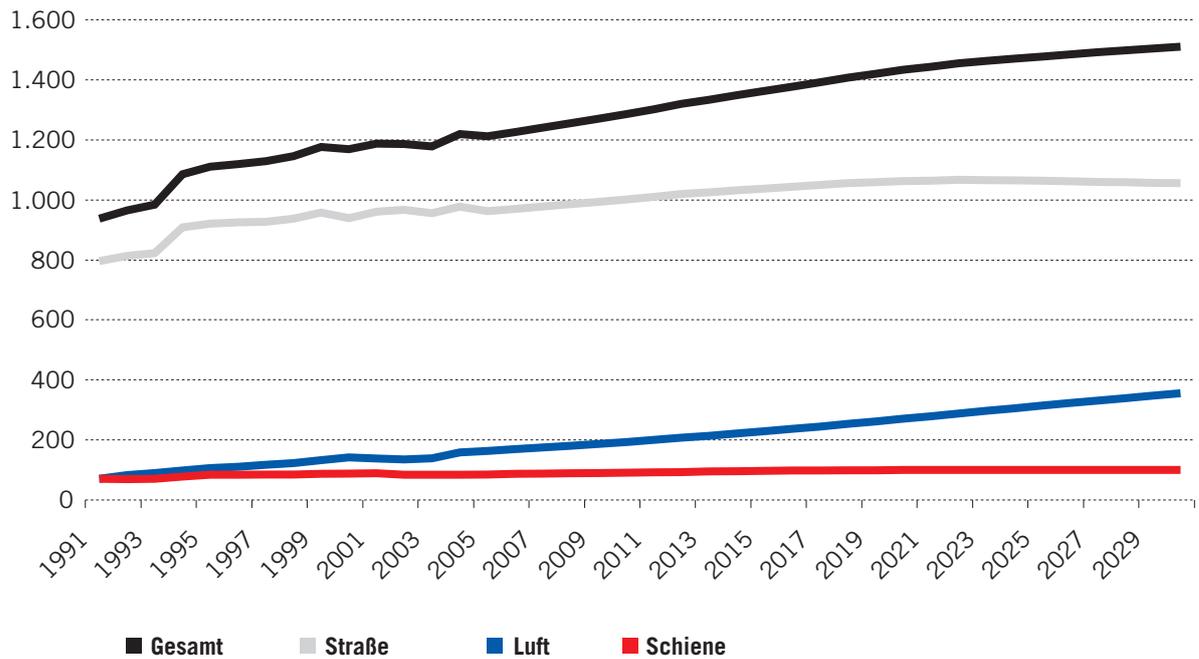
Gemessen wird die Verkehrsleistung in Tonnen- oder Personenkilometern. Wenn eine Tonne eines Gutes über 100 Kilometer transportiert wird, tauchen 100 Tonnenkilometer in der Statistik auf. Eine Urlaubsreise einer vierköpfigen Familie zu einem 500 Kilometer entfernten Ziel entspricht 4.000 Personenkilometern; der Arbeitsweg eines Berufspendlers, der an 220 Arbeitstagen seinen 25 Kilometer entfernten Arbeitsplatz anfährt, schlägt mit 11.000 Personenkilometern zu Buche.

Von dem gesamten zusätzlichen Verkehrsaufkommen der Jahre 1991 bis 2030 wird der größte Teil auf den Straßenverkehr entfallen. Besonders deutlich wird dies beim Güterverkehr. Hier sind rund 70 % der zusätzlichen Tonnenkilometer von der Straße zu bewältigen. Den weiteren Zuwachs teilen sich zu nahezu gleichen Teilen Schiene und Wasser.

Der Anstieg des Verkehrs in Deutschland ist nicht monokausal zu erklären, sondern auf das Zusammenspiel mehrerer Trends zurückzuführen:

- Die zunehmend internationale Arbeitsteilung führt zu einem steigenden Transportbedarf. Eine Spezialisierung der Produktion bedeutet, dass Vorprodukte öfter transportiert werden müssen, um schließlich zu Endprodukten weiterverarbeitet und zum Konsumenten transportiert zu werden.
- Deutschland liegt im Zentrum Europas und ist gleichzeitig ein wichtiger Industriestandort. Beides sorgt für zunehmenden Transitverkehr sowie vermehrte internationale Warentransporte. Dies schlägt sich insbesondere im ansteigenden Güterverkehr nieder.
- Steigender Wohlstand ermöglicht eine vermehrte Reiseaktivität und ist mit einer wachsenden Nachfrage nach international erstellten Gütern verbunden.

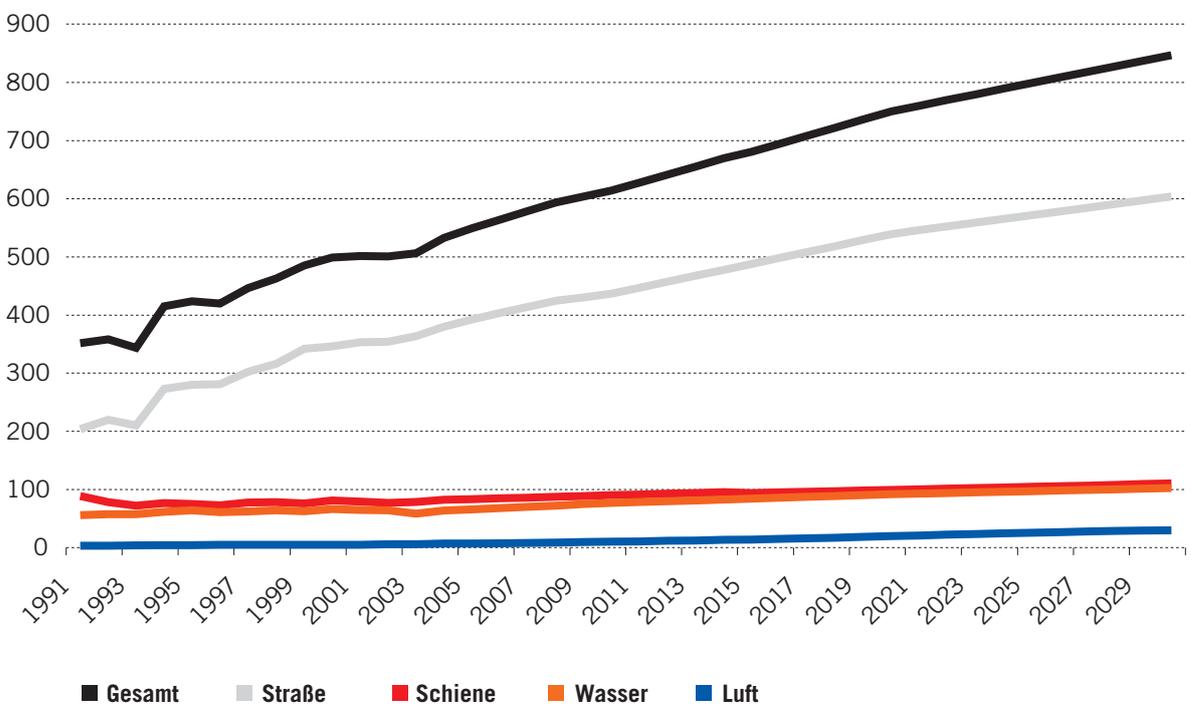
Abbildung 1: Anstieg des Passagiertransports in Deutschland 1991–2030 in Milliarden Personenkilometern



ab 2004 Szenarierechnung

Quelle: Tremod

Abbildung 2: Anstieg des Gütertransports in Deutschland 1991–2030 in Milliarden Tonnenkilometern



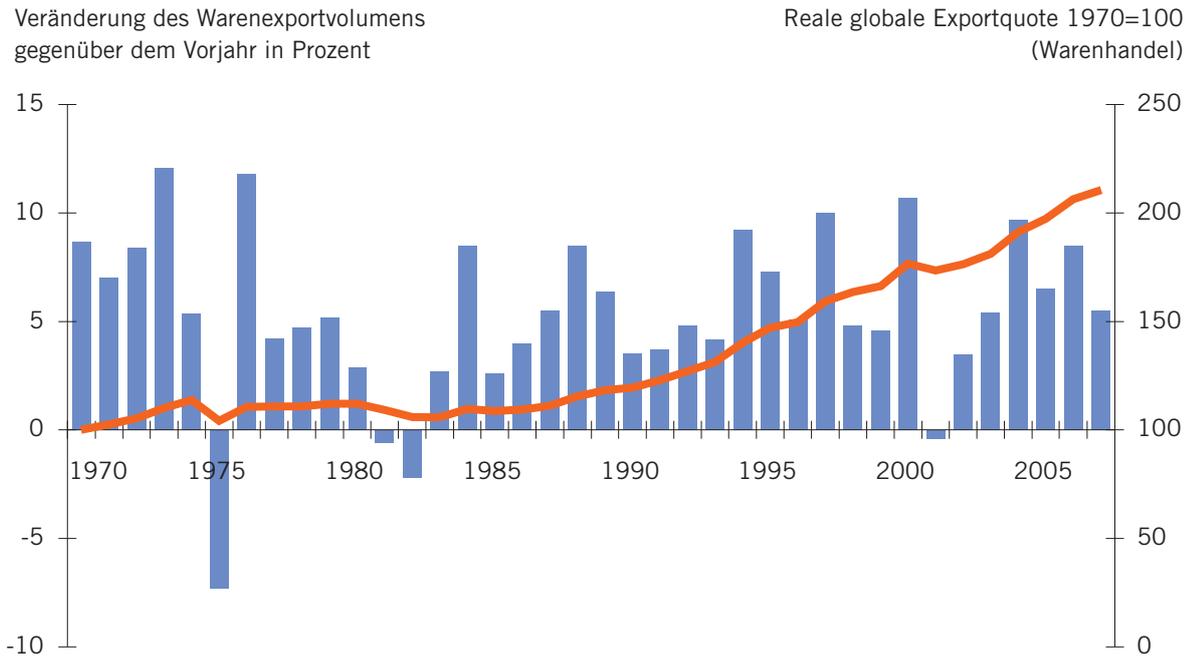
ab 2004 Szenarierechnung

Quelle: Tremod



Abbildung 3: Robuster Welthandel

Veränderung der Warenexporte (in %) und reale Exportquote (1970=100), 1970–2007



Ursprungsdaten: WTO

- Die gesellschaftliche Mobilität an sich nimmt zu. Dabei spielen größere Entfernungen zwischen Freunden oder Familienmitgliedern ebenso eine Rolle wie ein hohes Interesse an fremden Regionen, Städten oder Ereignissen. Generell steigt die Mobilität mit dem Bruttoinlandsprodukt. Diese Entwicklung unterliegt jedoch einer Sättigungstendenz, die auch durch die jeweiligen Zeitbudgets bestimmt wird.

Derartige Prognosen basieren immer auf Annahmen, insbesondere auch hinsichtlich der Energie- und Transportkosten. Starke Preisänderungen, wie wir sie in den letzten Jahren beim Rohöl erlebt haben, beeinflussen Transportkosten und haben Auswirkungen auf die konjunkturelle Entwicklung. So wie der internationale Transport wesentlich von der Globalisierung und damit von Warenexporten getrieben ist, würde eine Verringerung der Exporttätigkeit das erwartete Verkehrsaufkommen reduzieren. Seit Anfang der siebziger Jahre hat es drei Phasen mit sinkenden Warenexporten gegeben. Zwei davon folgten den beiden Ölkrisen. So ging kurz nach der ersten Ölkrise der Warenexport um sieben Prozent zurück. Die globale Exportquote sank gleichzeitig deutlich und konnte erst 1988 ihr altes Niveau wieder erreichen. In diesem Zeitraum fiel auch der Rückgang nach der zweiten Ölkrise Anfang der achtziger Jahre. Der Ölpreisanstieg der letzten Jahre hat sich hingegen nicht in einem sinkenden Welthandel bemerkbar gemacht. Die insgesamt gesunkene Abhängigkeit vom Energieverbrauch sowie der verhältnismäßig geringe Transportkostenanteil spielen hier eine Rolle. Ein tendenziell weiterer Anstieg der Verkehrsleistung ist daher auch in Zeiten hoher Energiepreise zu

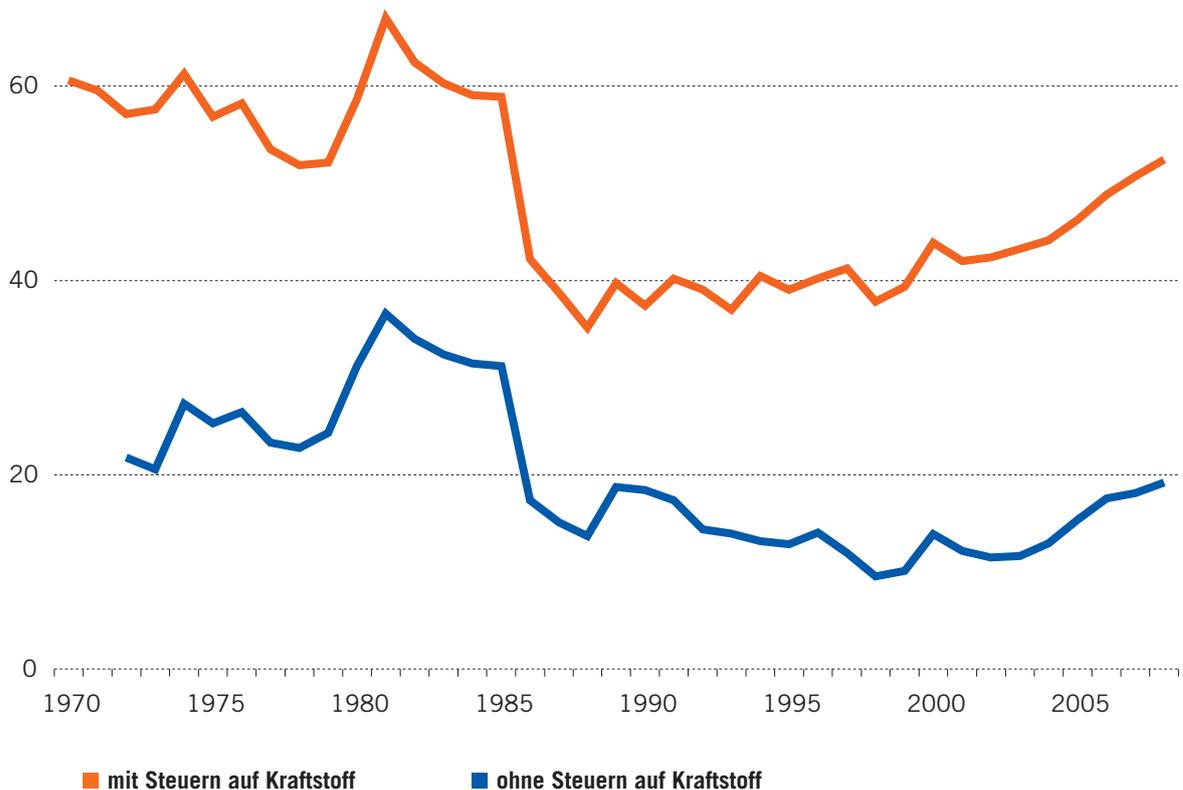
erwarten, zumal das inländische Verkehrsaufkommen durch die Ölkrisen nicht nennenswert beeinflusst worden war. Insbesondere beim Straßenverkehr muss die Frage beantwortet werden, wie dieses Wachstum bewältigt werden kann.

Energiepreisanstieg

Einen deutlichen Einfluss auf die Art der Mobilität in der Zukunft wird der Preis für Energie haben. Nach einem Tiefpunkt Ende 2001 mit einem Preis von knapp über 17 Dollar je Barrel (159 Liter) für die für Europa relevanteste Rohöl-Sorte Brent kam es danach zu einem erheblichen Preisanstieg mit einer Spitze von gut 145 Dollar im Sommer 2008. Für Verbraucher ging dies mit höheren Energiekosten einher, auch wenn die Preissteigerungen der Raffinerieprodukte deutlich schwächer ausfielen. So macht Öl nur noch einen kleineren Anteil an den Endverbraucherpreisen für Benzin und Diesel aus. Zudem hat die Abwertung des Dollar zu einer Abschwächung des Preisanstiegs in Euro gerechnet geführt. Im Zuge der Finanzmarktkrise ist der Ölpreis Mitte 2008 um fast zwei Drittel gefallen. Unabhängig davon stellt sich die Frage, inwieweit der vorausgegangene rasante Preisanstieg der vergangenen Jahre ein Vorzeichen für eine dauerhaft weitere Verteuerung des Öls ist.

Hintergrund dieser Preisrallye der letzten Jahre ist vor allem die wachsende Energienachfrage. Die höchsten Steigerungsraten kamen von den aufstrebenden Schwellenländern China und Indien. China hat seinen Ölverbrauch

Abbildung 4: Höhere Effizienz bremst Preisanstieg; So viele Minuten muss man arbeiten, um Benzin für 100 km zu kaufen



2007, 2008: Schätzung

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband, DIW, Statistisches Bundesamt, Institut der deutschen Wirtschaft Köln

seit 1991 fast verdreifacht und Indien mehr als verdoppelt. Allein in den letzten fünf Jahren ist der Ölverbrauch in China um über 50 % angestiegen. Mit einem zusätzlichen Verbrauch von 228 Millionen Tonnen umfasst der chinesische Anteil am weltweiten Zuwachs von 724,7 Millionen Tonnen fast ein Drittel. Aber auch der weltweit größte Ölkonsument, die Vereinigten Staaten von Amerika, hat mit einem Plus von 173,1 Millionen Tonnen einen erheblichen Beitrag zum Wachstum des Ölkonsums beigetragen. Deutschland zählt neben Japan und Frankreich zu den einzigen Ländern unter den zehn größten Verbrauchern, die ihren Ölbedarf reduzieren konnten. Dabei hat Deutschland mit einem Minus von 7,3 % gegenüber 1991 und 6,2 % gegenüber 2001 die größten relativen Einsparungen erreicht. Die weltweite Nachfrageentwicklung lässt aber auch in Zukunft eher steigende Ölpreise erwarten. Die Internationale Energieagentur geht von einem Ölpreis von real 100 Dollar je Barrel im Jahr 2015 aus.

Betrachtet man die tatsächlichen Kosten des Straßenverkehrs, kann man feststellen, dass eine Tankfüllung für eine Strecke von 100 Kilometern heute immer noch schneller erarbeitet werden kann als vor den ersten Ölpreisschocks. Ganz wesentlich haben dazu die immer effizienteren Fahrzeuge beigetragen. So konnte der Kraftstoffverbrauch deutscher Autos seit Ende der siebziger Jahre um rund 40 % verringert werden. In den letzten Jahren ist die notwendige Arbeitszeit, basierend auf dem durchschnittlichen Nettostundenlohn, von rund 40 auf gut 50 Minuten angestiegen. Hintergrund ist zuletzt der deutlich gestiegene Ölpreis. Zuvor war ein Rückgang und damit eine faktische Entlastung der Autofahrer durch die im Rahmen der Ökosteuerreform erfolgten Steuererhöhungen verhindert worden. Insgesamt zeigt sich, dass der staatliche Anteil an den Kosten deutlich zugenommen hat. Während man heute unter 20 Minuten arbeiten muss, um die Rohstoff- und Verarbeitungskosten des Benzins für eine Strecke von 100 km zu decken, arbeitet

man deutlich über eine halbe Stunde für den Staatsanteil am Treibstoff.

Emissionsreduktion

Klimapolitische Aktivitäten haben auf verschiedenen Ebenen erheblich an Dynamik gewonnen. Deutschland versucht sich als ein Vorreiter in der internationalen Klimapolitik zu positionieren. Basierend auf der bisherigen Entwicklung von Treibhausgasemissionen erscheint es wahrscheinlich, dass Deutschland im Gegensatz zu den meisten anderen Ländern seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll erfüllen kann. So konnten die Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2006 um 18,2 % oder gut 220 Megatonnen Kohlendioxidäquivalente reduziert werden. Bis zur Erfüllung des Kyoto-Ziels von 21 % ist somit noch eine Reduzierung um weitere 2,8 Prozentpunkte oder 35 Megatonnen notwendig. Bis 2020 will die Bundesregierung die Emissionen um insgesamt 30 beziehungsweise 40 % gegenüber 1990 verringern.

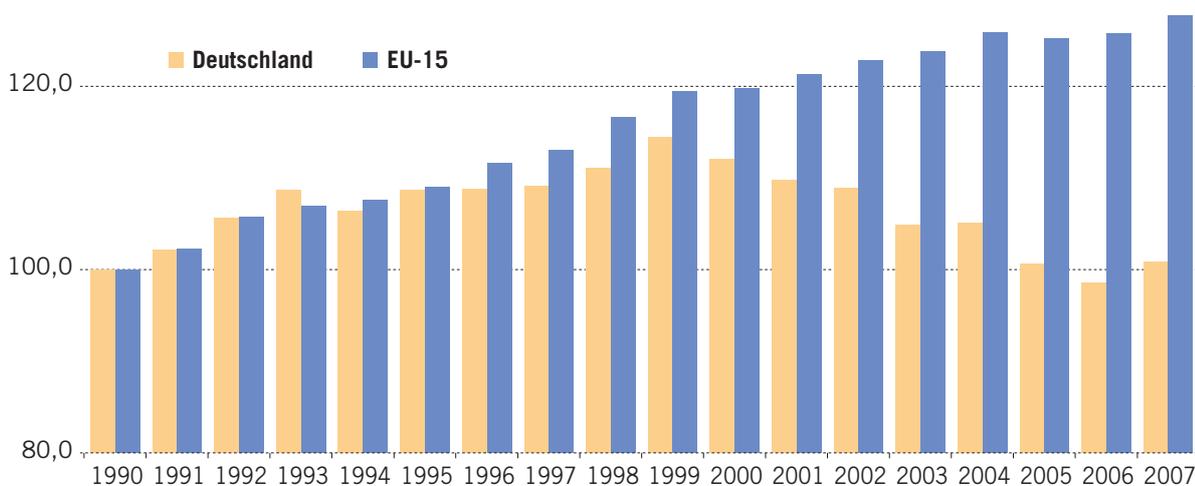
Die nationale und internationale Klimapolitik stellt zunehmend Anforderungen an alle Bereiche einer Volkswirtschaft. Auch der Transportsektor ist davon betroffen, beispielsweise durch die Einbindung des Luftverkehrs in den Kohlendioxid-Emissionshandel, die Einführung der Ökosteuer auf Treibstoff oder die Regulierung der Kohlendioxid-Emissionen von Personenkraftwagen. Mit einem Anteil von rund 16 % an den deutschen Treibhaus-

gasemissionen spielt der Verkehrsbereich eine wichtige, aber doch auch eine begrenzte Rolle bei den gesamten Klimagas-Emissionen.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Verkehrs in Deutschland lässt sich seit Anfang der neunziger Jahre in zwei Perioden einteilen. Zwischen 1990 und 1999 kam es zu einer deutlichen Zunahme. Hintergrund war hier vor allem das im Zuge der wirtschaftlichen Integration der mittel- und osteuropäischen Staaten deutlich gewachsene Verkehrsaufkommen insbesondere auf der Straße. Seit dem Höhepunkt 1999 sind die Emissionen aber wieder deutlich zurückgegangen – um 12 % in acht Jahren. Damit sind die verkehrsbedingten Emissionen in Deutschland heute wieder so hoch wie 1990. In Europa hingegen sieht die Situation kritischer aus: Die Länder der EU-15 konnten ihre verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen nicht stabil halten, vielmehr kam es zu einer Ausweitung der Emissionen um fast 28 %.

Geprägt wird dieses Bild vor allem durch die Treibhausgasemissionen aus dem Straßenverkehr. Hintergrund des Emissionsrückgangs in diesem Bereich in Deutschland ist aber keine Verringerung des Verkehrsaufkommens. Auch mit dem sogenannten Tanktourismus kann nur ein Teil des Reduktionserfolgs erklärt werden. Entscheidend ist hingegen die verbesserte Fahrzeugtechnik, die mit weniger Kraftstoff auskommt und sich langsam im Markt durchsetzt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass das Durchschnittsalter der zugelassenen Fahrzeuge inzwi-

Abbildung 5: Treibhausgasemissionen des Verkehrs in Deutschland und EU-15, (1990 = 100), 1990–2007

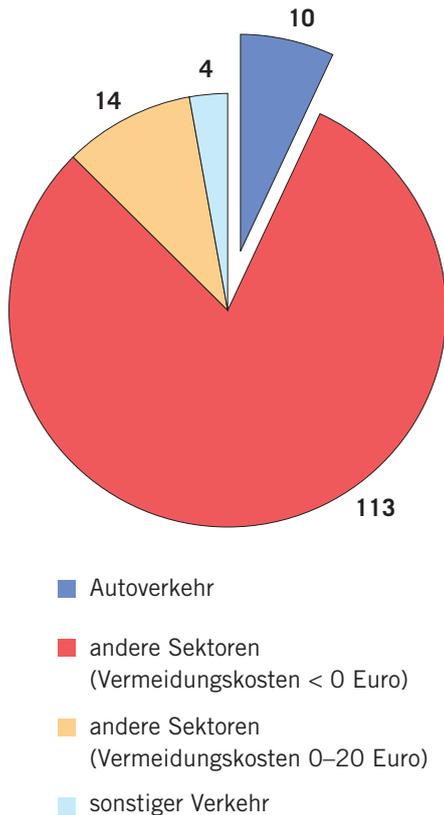


2007: Schätzung auf Basis von UNFCCC und Ziesing

Quelle: UNFCCC, Ziesing, IW Köln

Abbildung 6: Verkehr: Kleiner Anteil an wirtschaftlichen Einsparpotenzialen

Vermeidungspotenziale 2020 mit bis zu 20 Euro Vermeidungskosten je Tonne Kohlendioxid-äquivalente in Megatonnen



Quelle: McKinsey

schen auf rund acht Jahre angestiegen ist. Damit gehen der Verbrauch und die Emissionen der Flotte deutlich langsamer zurück als es die technische Entwicklung theoretisch ermöglichen würde. Bei einigen Fahrzeugtypen sind Umrüstungen oder Beimischungen möglich, wodurch dieses Problem gemindert werden kann.

Betrachtet man die Klimaschutzpotenziale, so sind die weiteren kostengünstigen Reduktionsmöglichkeiten mit bisherigen Technologien im Verkehr begrenzt. Gerade einmal auf 10 Megatonnen schätzt McKinsey die Potenziale im Autoverkehr, die mit Vermeidungskosten von maximal 20 Euro je Tonne Kohlendioxidäquivalent verbunden sind. Hinzu kommen 4 Megatonnen im Schienenverkehr und der Luftfahrt. Insgesamt beträgt dieses Potenzial branchenübergreifend 141 Megatonnen, so dass auf den Autoverkehr gerade einmal 7 % entfallen. Darüber

hinaus gibt es im Verkehrsbereich noch erheblich teurere Vermeidungspotenziale im Umfang von 23,2 Megatonnen, darunter 14,3 Megatonnen durch den Einsatz von Biokraftstoffen – aber mit Vermeidungskosten von über 130 Euro je Tonne. Für die Verbesserung der Klimabilanz sind aber nicht nur Hersteller von Antriebstechnologien und Anbieter von Kraftstoffen verantwortlich. Auch durch weitere fahrzeugseitige Maßnahmen wie Reifen mit geringerem Rollwiderstand sowie eine verbesserte Infrastruktur und intelligentes Verkehrsmanagement können der Kraftstoffverbrauch und damit die Klimagasemissionen reduziert werden. Auch die Vermeidung von Staus z. B. durch Bau oder Erweiterung von Verkehrswegen sorgt für geringeren Kraftstoffverbrauch und damit für verringerte Emissionen.

Neben den Treibhausgasen führen auch Minderungsziele für andere Emissionen zu veränderten Fahrzeuganforderungen. Dies gilt insbesondere für Feinstaub und Stickoxide. Rund 22 % der Feinstaubemissionen entstammen dem Verkehr, bei Stickoxiden sind es über 50 %. Schärfer werdende Regulierungen der Belastungshöchstgrenzen in innerstädtischen Bereichen sind ein zusätzlicher Impuls für weitere technische Entwicklungen.

Anforderungen der Nutzer

Unabhängig von den beschriebenen marktbestimmten oder politisch gesteuerten Trends und Anforderungen darf auch die Perspektive der Fahrzeugnutzer nicht vernachlässigt werden. Die Herausforderung der Hersteller liegt darin, die teilweise sehr unterschiedlichen Anforderungen an moderne Fahrzeuge mit entsprechenden Antriebskonzepten erfüllen zu können. Zu den wichtigsten Ansprüchen der Nutzer gehören aus heutiger Perspektive:

- **Mobilität:** Die Sicherstellung von Mobilität ist die eigentliche Aufgabe eines Fahrzeugs. Dies bedeutete bisher, dass ein Fahrzeug alle für den Halter relevanten Ziele erreichen können muss, auch wenn beispielsweise in Innenstädten besondere Umwelanforderungen gestellt werden. Gleichzeitig bedeutet das aber auch, dass die Reichweite eines Fahrzeugs groß genug sein muss, um gegebenenfalls auch weitere Strecken in akzeptabler Zeit zurücklegen zu können. Bisherige Fahrzeuge sind für den universalen Einsatz im Stadt- und Fernverkehr geeignet. Einige alternative Konzepte haben in bestimmten Segmenten Vorteile, denen, nach heutigen Randbedingungen, Nachteile bei anderen Anwendungen gegenüberstehen.



- Sicherheit: Die Sicherheit der Fahrzeuginsassen, aber auch anderer Beteiligter, bei einem Unfall ist für Fahrzeughalter ein wichtiges Kriterium. Verschiedene Sicherheitssysteme, teilweise durch staatliche Vorgaben forciert, führen zu einer Verteuerung des Fahrzeuges und, durch einen erhöhten Verbrauch, auch zu Mehrkosten und zusätzlichen Emissionen im laufenden Betrieb.
- Sparsamkeit: Angesichts hoher Benzinpreise ist der Verbrauch eines Fahrzeugs noch stärker ins Bewusstsein der Fahrzeugkäufer und -halter gekommen. Ein geringerer Verbrauch kann über die Nutzungsdauer die Mehrkosten eines Fahrzeugs möglicherweise überkompensieren.
- Bezahlbarkeit: Ein Fahrzeug, das für die angesprochenen Käuferschichten zu teuer ist, kann sich im Markt nicht behaupten, auch wenn alle anderen Anforderungen überdurchschnittlich erfüllt werden. Dies ist auch bei ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen. Hohe Kosten verlängern die Nutzungsdauer eines Fahrzeugs und verlangsamen damit die Erneuerungsgeschwindigkeit der Flotte – und damit verbunden auch die Emissionsreduktion.
- Komfort: Ein wachsendes Komfortbedürfnis gehört zu den Treibern der Fahrzeugentwicklung der letzten Jahre. Dazu zählt auch die zunehmende Nutzung von elektronischen Hilfsmitteln ebenso wie von Klimaanlage. Dies führt im Schnitt zu höherem Treibstoffverbrauch.
- Umweltverträglichkeit: Ein Auto muss aus Nutzerperspektive auch umweltverträglich sein. Dabei geht es nicht nur um die Einhaltung rechtlicher Normen. Für bestimmte Nutzerkreise sind darüber hinausgehende ökologische Kriterien entscheidend. Die meisten Fahrzeughalter möchten mit einem guten Gewissen fahren können und achten so auch auf Umweltaspekte. Steuerliche Fördermaßnahmen oder Ausnahmen von Verkehrsbeschränkungen tragen hierzu bei. Insbesondere der Ausstoß von Kohlendioxid ist dabei verstärkt in das Blickfeld der Verbraucher geraten. Dabei darf jedoch nicht übersehen werden, dass es auch zwischen verschiedenen Umweltzielen divergierende Interessen geben kann. Die Reduktion von Feinstaubemissionen beispielsweise ist nur mithilfe zusätzlicher Technik möglich, die jedoch verbrauchssteigernd wirkt und sich somit negativ auf die Kohlendioxid-Bilanz auswirkt.

2. Situation und Ausblick: Heute, morgen und übermorgen

Mobilität lässt sich ohne den Einsatz von Energie nicht sicherstellen. Entsprechend macht der Verkehrssektor in Deutschland mit knapp 29 % einen wesentlichen Anteil am Endenergieverbrauch aus. Die Industrie verbraucht mit 27 % ähnlich viel, ebenso die privaten Haushalte mit gut 28 %. Die verbleibenden 16 % werden von Gewerbe und Dienstleistungen verursacht.

Abbildung 7: Anteile am Endenergieverbrauch in %, 2006

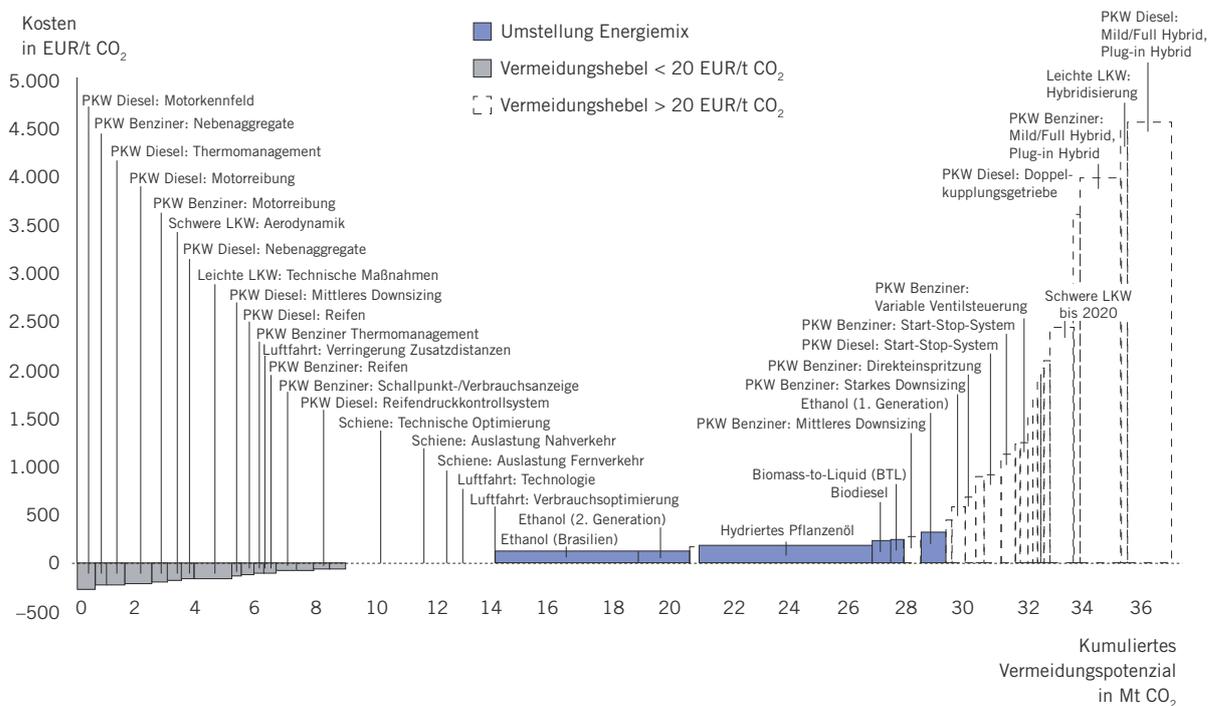
Industrie (inkl. Bergbau)	27,0 %
Verkehr	28,6 %
darunter: Straße	23,7 %
Schiene	0,8 %
Luft	4,0 %
Schifffahrt	0,1 %
Gewerbe, Dienstleistungen	16,0 %
Haushalte	28,4 %

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Innerhalb des Verkehrssektors entfällt der größte Teil des Energieverbrauchs auf den Straßenverkehr. Zudem finden sich hier die meisten technischen Optionen für den Einsatz alternativer Antriebs- und Kraftstoffkonzepte. Im folgenden soll daher der Fokus auf den Straßenverkehr gelegt werden, der bisher weitgehend von Verbrennungsmotoren für Kraftstoffe auf Erdölbasis dominiert wird.

Die Herausforderungen, die sich an den Verkehr der Zukunft stellen, lassen sich nur durch Anstrengungen in verschiedenen Bereichen bewältigen. Eine wichtige Rolle spielt dabei die Verkehrsinfrastruktur, die in Deutschland schon seit Jahren chronisch unterfinanziert ist. Gerade mit intelligenter Verkehrssteuerung, beispielsweise dem Abbau von Engpässen auf Straße und Schiene oder der Integration des europäischen Luftraums, können erhebliche Fortschritte bei der Einsparung von Energie und Emissionen erreicht werden. Auch eine bessere Koordination der Verkehrsträger miteinander, um die jeweiligen Vorteile optimal nutzen zu können, wäre mit weiteren Vorteilen zur Sicherung einer bezahlbaren und umweltverträglichen Mobilität für Menschen und Güter verbunden.

Abbildung 8: McKinsey: Teure Vermeidungspotenziale
Vermeidungskostenkurve Transportsektor 2020



Längerfristige Antworten müssen jedoch vor allem auch die Energieversorgung des Verkehrs und insbesondere der Straßenfahrzeuge berücksichtigen. Die in einer McKinsey-Studie identifizierten Verbesserungsmaßnahmen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen setzen im Wesentlichen an bestehenden Benzin- und Dieseltechnologien an und beinhalten weitere Maßnahmen am Fahrzeug. Hier lassen sich durch den damit verbundenen Minderverbrauch erhebliche Kosteneinsparungen erzielen. Die Umstellung auf andere Antriebskonzepte mit derzeit im Grundsatz vorhandenen Technologien ist laut der Studie deutlich teurer. So kommen Biokraftstoffe bei bestehender Rechtslage und Besteuerung auf Vermeidungskosten von durchschnittlich 175 Euro je Tonne, was sich in einem höheren Benzinpreis niederschlagen würde. Neuere Technologien wie Hybridvarianten bewegen sich bei Vermeidungskosten in Höhe von rund 4.000 Euro je Tonne. Weitergehende Antriebskonzepte, deren Marktdurchdringung in den nächsten Jahren nicht wahrscheinlich ist, wurden hier nicht berücksichtigt.

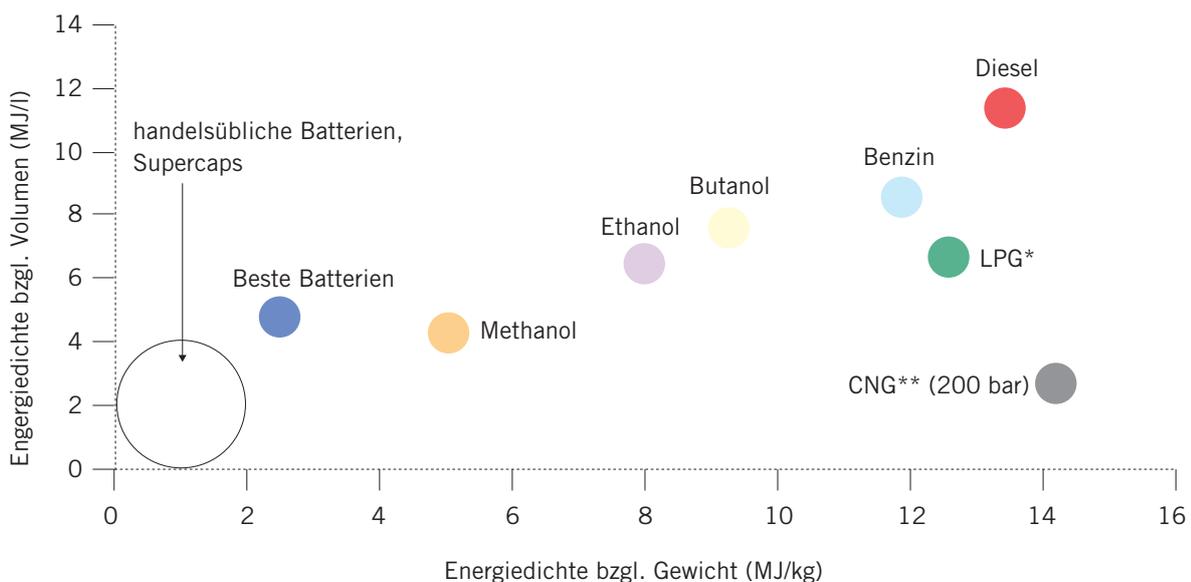
Für die Entscheidung über zukünftige Strategien der Energieversorgung von Fahrzeugen ist die Perspektive des Klimaschutzes aber nur eine der relevanten Komponenten. Zudem muss klar sein, dass technologische Entwicklungen nicht nur im nationalen Rahmen gesehen

werden können. Weltweit werden neue Technologien vorangetrieben. Insbesondere Lösungen für eine zunehmende Mobilität in Entwicklungs- und Schwellenländern gefunden werden. Dies alles geschieht vor dem Hintergrund einer hohen Unsicherheit über zukünftige Preise, technologische Fortschritte und politisch-rechtliche Rahmenbedingungen, weshalb für eine Vielzahl von Alternativen nach Marktchancen gesucht wird. Dazu gehören insbesondere die Verbesserung der Nutzung konventioneller erdölbasierter Kraftstoffe, fossile Gase wie Erd- und Autogas, gasförmige und flüssige Biokraftstoffe, elektrifizierte Antriebe – als Hybride oder reine Elektrofahrzeuge – sowie wasserstoffbasierte Technologien.

Das Fundament: Erdölbasierte Kraftstoffe

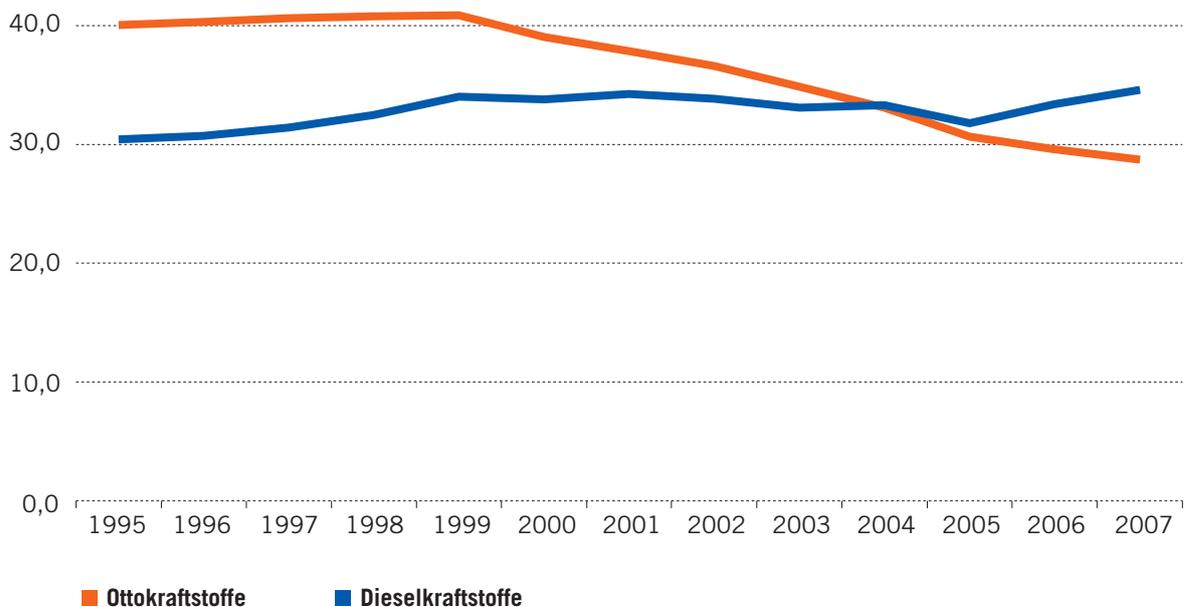
Auch wenn es in der Geschichte des Automobils immer wieder Versuche mit anderen Antriebskonzepten gab, war der Verbrennungsmotor doch bisher stets die dominante und wirtschaftlichste Technik. Dies ist insbesondere auf eine Reihe von technischen Vorzügen zurückzuführen. So kann der Kraftstoff bei Normaldruck und Normaltemperatur ohne zusätzlichen Aufwand gelagert und abgefüllt werden. Zudem erfolgt die Energiefreisetzung unter Zuhilfenahme von Luftsauerstoff, sodass nur die

Abbildung 9: Energiedichte von Kraftstoffen und Batterien



Quelle: Verschiedene, u. a. Daten der IEA bzgl. des Verhältnisses zwischen der volumetrischen Dichte und der Massendichte von Batterien, Annahmen der IEA bzgl. der Wirkungsgrade von Antrieben (25 % bis 30 % für Verbrennungsmotoren) und Elektromotoren (90 % bis 95 %).
*Liquefied petroleum gas (Flüssiggas); **Compressed natural gas (Druck-Erdgas)

Abbildung 10: Dieselstrategie: Rückgang beim Benzinabsatz, Zunahme des Dieselabsatzes
in Millionen Kubikmetern*



* 1 Kubikmeter entspricht 1.000 Liter

Quelle: Statistisches Bundesamt

zur Reaktion notwendigen komplementären Kohlenwasserstoffe mitgeführt werden müssen. Für die Versorgung gibt es heute eine gut ausgebaute Infrastruktur: Das Tankstellennetz ist eng gestrickt, ein schnelles Auftanken praktisch jederzeit und überall möglich.

Flüssige Kohlenwasserstoffe wie Benzin und Diesel zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte aus. Der Energiegehalt ist sowohl je Masseneinheit als auch je Volumeneinheit sehr groß. Damit verursacht der Transport des Energierohstoffs vergleichsweise wenig Aufwand und damit auch wenig Energieverbrauch. Für den Nutzer bedeuten diese Eigenschaften vor allem, dass eine hohe Reichweite des Fahrzeugs je Tankfüllung einfach und wirtschaftlich sichergestellt werden kann. Deutlich niedriger ist vor allem die volumenbasierte Energiedichte bei Gasen wie Erdgas und Wasserstoff, selbst dann, wenn die Gase mit hohem Energieaufwand verflüssigt oder verdichtet werden. Die Dichte von Autogas liegt noch am ehesten in der Größenordnung konventioneller Kraftstoffe. Besonders niedrig ist die Energiedichte heute noch bei Batterien.

In den letzten Jahren hat der Absatz von erdölbasierten Kraftstoffen deutlich nachgelassen – trotz der erheblichen Zunahme des Straßenverkehrs. Lag der gesamte

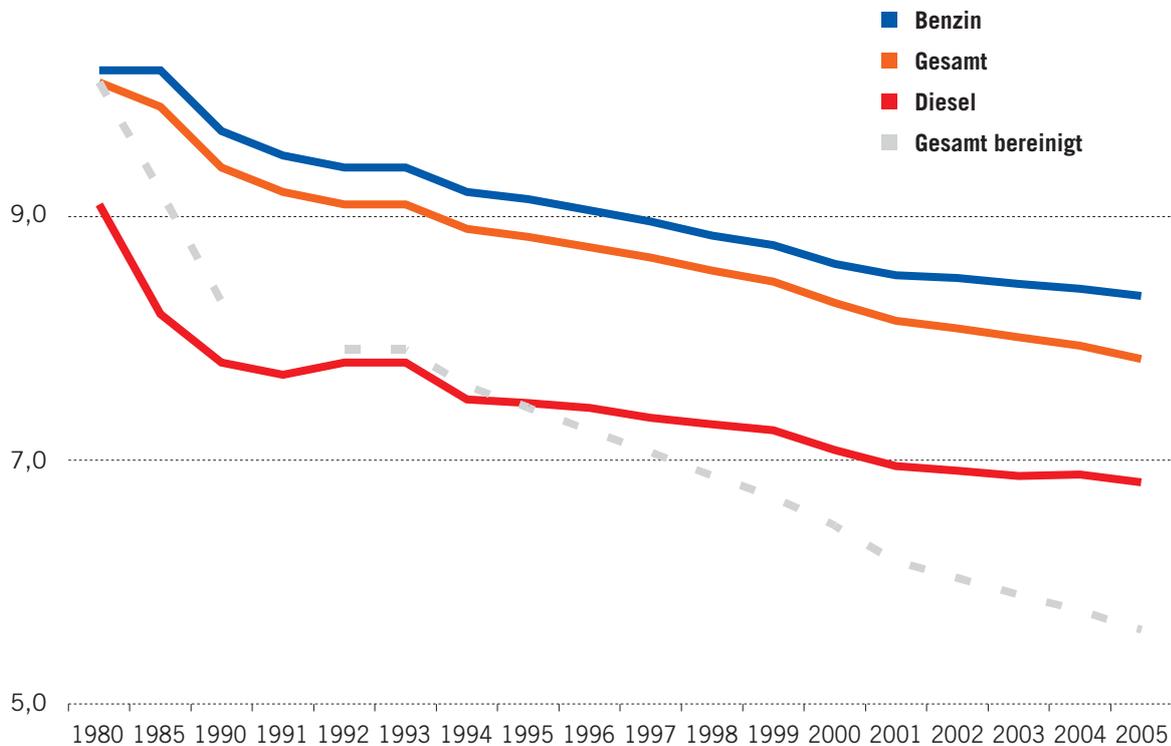
Treibstoffabsatz 1995 noch bei 70,5 Millionen Kubikmetern, so reduzierte er sich nach einem Zwischenhoch von 74,9 Millionen Kubikmetern 1999 auf nur noch 62,5 Millionen 2005. Seitdem kam es zu einem leichten Anstieg auf 63,4 Millionen Kubikmetern. Verglichen mit 1995 führte der Abwärtstrend zu einem Minus von 10,1 % des abgesetzten Kraftstoffs. Nur ein Teil hiervon kann auf verändertes Tankverhalten, insbesondere Tanken im benachbarten Ausland, zurückgeführt werden. Dies dürfte noch am ehesten für Lastkraftwagen mit großen Diesel-Tanks relevant sein.

Dabei haben sich Otto- und Diesekraftstoff sehr unterschiedlich entwickelt. So nahm der Absatz von Ottokraftstoff zwischen 1995 und 1999 noch leicht von 40,1 auf 40,9 Millionen Kubikmetern zu, sank danach aber kontinuierlich auf zuletzt nur noch 28,7 Millionen. Das entspricht einem Rückgang von 28,2 % seit 1995 und sogar von 29,7 % seit dem Höhepunkt 1999. Zudem stieg der Dieselabsatz in den Jahren 1995 bis 1999 deutlich um 11,8 % von 30,4 auf 34,0 Millionen Kubikmeter an, sank dann zwischenzeitlich etwas ab und erreichte 2007 34,6 Millionen Kubikmeter.

Zwei Entwicklungslinien lassen diese Veränderungen erklären. Zum einen gibt es einen Trend zu sparsameren



Abbildung 11: Durchschnittlicher Verbrauch von Personenkraftwagen
1980-2005, Liter* Kraftstoff je 100 km



Gesamt bereinigt: Durchschnittlicher Verbrauch aller Personenkraftwagen
bereinigt um die gestiegene Motorleistung
*1.000 Liter entsprechen 1 Kubikmeter

Quelle: DIW, Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Kraftfahrzeugen, zum anderen einen wachsenden Anteil von Diesel-Motoren. Dies betrifft insbesondere Fahrzeuge mit einer höheren Lauflistung. Da Diesel-Antriebe in der Regel sparsamer sind, führt eine Anteilsverschiebung von Otto auf Diesel zu einer Reduktion der gesamten Absatzmenge – zusätzlich zu den Effekten sparsamerer Motoren. In den Absatzzahlen wird dies offenkundig: Seit 2004 wird mehr Diesel verkauft als Otto-Kraftstoff. 1999 lag der Absatz von Normal- und Superbenzin noch 31,6 % über dem Dieselaabsatz, 2007 lag er 16,9 % darunter. Der Marktanteil des Ottokraftstoffes ist von 56,8 % auf 45,4 % gefallen.

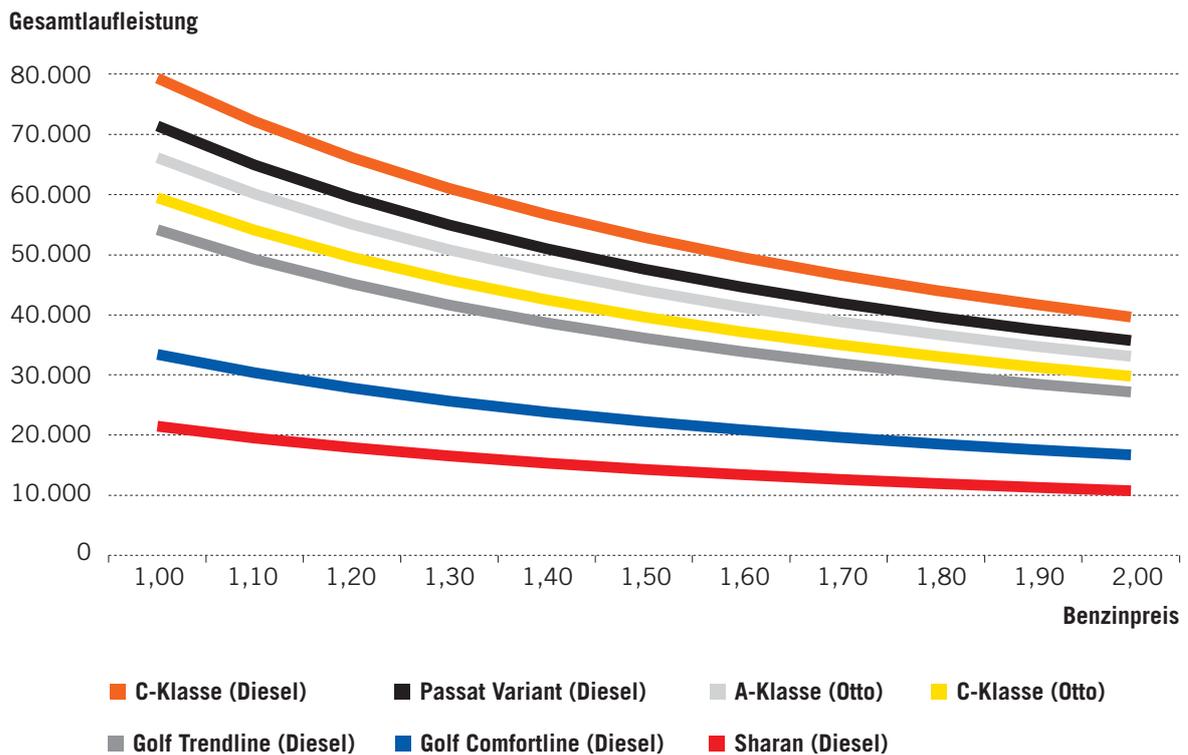
Zusätzlich zur Stärkung des Diesels, die durch innovative Technologien ermöglicht und von den Anbietern bewusst vorangetrieben wurde (Diesel-Strategie), kam es zu einer Reduktion des Verbrauchs auf breiter Front, sowohl bei Personenkraftwagen als auch bei Lastkraftwagen. Hinter dem insgesamt leicht rückläufigen Energieverbrauch des Straßenverkehrs stehen zwei Entwicklungen. Zum einen

ist die gesamte Verkehrsleistung seit Anfang der neunziger Jahre deutlich angestiegen. Diese Entwicklung hat auch zu einem Anstieg des Energieverbrauchs des Straßenverkehrs bis Ende der neunziger Jahre geführt. Seitdem dominiert der zweite Trend, nämlich die Verringerung des durchschnittlichen Energieverbrauchs der Fahrzeuge. So hat insgesamt der Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs trotz steigenden Verkehrsaufkommens zwischen 1999 und 2005 um gut 9 % abgenommen.

Unter Effizienzgesichtspunkten steht zunächst einmal aber nicht der gesamte Energieverbrauch im Fokus, sondern die Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs – hier der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch eines Personenkraftwagens. Besonders deutlich war der Rückgang des Durchschnittsverbrauchs seit 1980 bei Dieselfahrzeugen, die heute 25,1 % weniger Kraftstoff benötigen. Bei Fahrzeugen mit Otto-Motor beläuft sich das Minus auf immerhin 18,1 %, sodass sich der Verbrauch der gesamten Flotte zwischen 1980 und 2005

Abbildung 12: Sparmodelle lohnen sich auch bei geringer Laufleistung

Notwendige Laufleistung während der gesamten Fahrzeugnutzung abhängig vom Treibstoffpreis in Euro, bis Mehrkosten für Sparmodell durch gesparten Treibstoff (nicht diskontiert) ausgeglichen sind (in Kilometer)



um 22,5 % reduziert hat. Die höheren Einsparungen beim Diesel gehen vor allem auf Entwicklungen in den achtziger Jahren zurück. Seit 1990 verlaufen die Verbrauchsminderungen bei beiden Motorengruppen parallel (-13,9 % beim Benziner und -12,6 % beim Diesel). Dass der Durchschnittsverbrauch aller Fahrzeuge im selben Zeitraum deutlich stärker – um 16,7 % – gefallen ist, liegt vor allem an einer Verschiebung hin zum Diesel. Durch den Anstieg des Anteils der Dieselfahrzeuge an der Gesamtflotte fließt der um 1,5 Liter auf 100 km niedrigere Durchschnittsverbrauch des Diesels stärker in den Gesamtverbrauch ein. Dass es nicht zu noch stärkeren Verbrauchssenkungen gekommen ist, hängt mit dem gestiegenen Durchschnittsalter der Fahrzeuge zusammen. Der Ersatz alter Autos durch kraftstoffsparende Neufahrzeuge hat sich verlangsamt – entsprechend wurde die Senkung des Durchschnittsverbrauchs gebremst. Auch im LKW-Bereich gab es erhebliche Effizienzsteigerungen. Hier ist der Verbrauch je Tonnenkilometer seit Anfang der neunziger Jahre um fast 30 % zurückgegangen.

Die isolierte Betrachtung des tatsächlichen Durchschnittsverbrauchs führt jedoch zu einer Unterbewertung der Effizienzsteigerungen. Während der Verbrauch gesunken ist, sind die Ansprüche an Sicherheit und Komfort der Fahrzeuge gestiegen. Zusätzliche Sicherheitselemente, Klimaanlage, ein größeres Platzangebot und damit verbunden eine höhere Motorleistung hätten isoliert betrachtet eine Erhöhung des Verbrauchs zur Folge haben müssen. Eine Annäherung an die tatsächliche Effizienzsteigerung erhält man, indem der beobachtete Durchschnittsverbrauch um die Leistungssteigerung der Motoren bereinigt wird, also konstante Motorleistungen unterstellt werden. Der entsprechend berechnete bereinigte Durchschnittsverbrauch aller Personenkraftwagen in Deutschland hat sich demnach seit 1980 um 44,5 % verringert, seit 1990 immer noch um 32,5 %. Dieser Trend wird sich allein dadurch weiter fortsetzen, dass immer mehr ältere Fahrzeuge durch Neuwagen ersetzt werden. Eine Verjüngung der Flotte führt zu niedrigeren Durchschnittsverbräuchen, weil sich erst so der techni-



sche Fortschritt der letzten Jahre tatsächlich bemerkbar machen kann.

Eine darüber hinausgehende Reduktion des Verbrauchs lässt sich kurzfristig vor allem durch entsprechendes Fahrverhalten der Autonutzer erreichen. Mittel- und langfristig sorgen vor allem Fahrzeugentwicklungen für weiter sinkenden Verbrauch. Dabei liegen auch in den klassischen Verbrennungsmotoren weitere Potenziale. Diese können beispielsweise in der Kombination von Diesel- und Otto-Technologien in neuen Verbrennungsmotoren bestehen. Neben der reinen Antriebstechnik sind jedoch noch weitere Komponenten zu berücksichtigen, beispielsweise die Nutzung leichterer Materialien im Fahrzeugbau.

Schon heute bieten verschiedene Hersteller Fahrzeuge mit Ausstattungsmerkmalen an, die zu besonders niedrigem Energieverbrauch führen. Dazu zählen beispielsweise eine Optimierung der Karosserie zur Reduktion des Luftwiderstandes, besondere Reifen oder eine Start-Stopp-Automatik, die den Motor abschaltet, sobald das Fahrzeug steht, und ihn bei Betätigung des Gaspedals wieder anschaltet. Während derartige Technologien bei einigen Herstellern für bestimmte Fahrzeuge zur Standardausrüstung gehören, bieten andere ihre Fahrzeuge auf Kundenwunsch mit oder ohne die besonders sparsamen Technologien an. Dies ermöglicht einen einfachen Preisvergleich auf Basis der Listenpreise und der Herstellerangaben zum Kraftstoffverbrauch.

Ein Vergleich der Fahrzeuge mit besonders treibstoffsparender Technologie mit den entsprechenden Standardfahrzeugen zeigt, dass sich die zusätzlichen Investitionen von einigen hundert Euro schnell rechnen. Bei den derzeitigen Treibstoffkosten von unter 1 Euro lohnt sich die zusätzliche Investition bereits bei 15.000 bis 55.000 Kilometern Laufleistung, also nach wenigen Jahren. Dies gilt sowohl für Diesel- als auch für Otto-Motoren und quer über die verschiedenen Fahrzeugklassen und Ausstattungsmerkmale. Damit wird ein vernünftiger Weg beschritten, um sowohl sparsame als auch aufgrund der geringen Zusatzkosten bezahlbare Fahrzeuge anbieten zu können, nachdem frühere anspruchsvollere Versuche an den aus Konsumentensicht zu hohen Zusatzkosten gescheitert sind.

Mit zukünftigen technischen Verbesserungen können so die Vorteile der Verbrennungsmotoren weiterhin genutzt werden, von der hohen Energiedichte und der großen Reichweite der Fahrzeuge bis hin zu dem ausgebauten Infrastrukturnetz, den kurzen Tankzeiten und der einfachen Lager- und Transporttechnik. Weiter verschärfte Kli-

maschutzanforderungen und hohe Öl- und Treibstoffpreise sind jedoch Anlass genug, die technische Entwicklung voranzutreiben, insbesondere wenn moderne Verbrennungsmotoren mit erdölbasierten Kraftstoffen auch in Zukunft noch eine entscheidende Rolle bei der Sicherung der individuellen Mobilität haben sollen.

Gasförmige fossile Kraftstoffe

Als alternative Treibstoffe mit der größten Ähnlichkeit zu Benzin und Diesel bieten sich vor allem gasförmige Kohlenwasserstoffverbindungen an. Erdgas, welches im Wesentlichen aus Methan besteht, sowie als Autogas vertriebenes Butan und Propan können in bewährten Verbrennungsmotoren genutzt werden, die gegebenenfalls leicht modifiziert werden müssen. Zudem weisen die Gase hohe massenbezogene Energiedichten auf. Im Fall von Erdgas ist die Energiedichte bezogen auf das Volumen bei Normaltemperaturen und Normaldruck jedoch deutlich geringer. Unter hohem Druck oder in verflüssigter Form steigen diese Werte allerdings an.

Der Vorteil dieser Gase als Brennstoff wird insbesondere in einer verbesserten Umweltverträglichkeit gesehen. Aufgrund des besseren Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnisses wird bei der Verbrennung eine geringere Menge an Kohlendioxid in die Atmosphäre abgegeben. Durch den erforderlichen Betriebsdruck und die dazu erforderliche Technik werden diese Vorteile jedoch ein Stück weit reduziert. Als weiterer wichtiger ökologischer Vorteil sind lokal niedrigere Schadstoffemissionen zu nennen. Der Ausstoß von Kohlenmonoxid, Ruß sowie anderer Partikelemissionen wird beim Einsatz von Erdgas nahezu vollständig vermieden. Zudem kann auch Gas aus regenerativen Quellen und landwirtschaftlichen Reststoffen wie Gülle gewonnen und auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Durch die Beimischung dieses Bio-Erdgas (Bio-Methan) lässt sich der CO₂-Ausstoß deutlich reduzieren. Beispielsweise kommt Erdgas mit einer Zumischung von 20 % Bio-Erdgas gegenüber Benzin auf eine Ersparnis von bis zu 38 %.

Reines Erdgas wird an Tankstellen als Compressed Natural Gas (CNG) vertrieben. Hierzu ist entsprechende Infrastruktur notwendig, da das Gas zu den Tankstellen geleitet und komprimiert werden muss. Dies ist für ein Netz, das eine grundlegende Versorgung sichert, jedoch unproblematisch, da die meisten wichtigen Verkehrspunkte von der bestehenden Erdgasversorgung abgedeckt werden. In den vergangenen Jahren hat es erhebliche Anstrengungen der Versorger gegeben, das Tankstellennetz für erdgasbetriebene Fahrzeuge zu verbessern.

Um die Reichweite der CNG-betriebenen Fahrzeuge zu verbessern, sind die Autos üblicherweise mit zwei Tanks ausgestattet – einem Drucktank für Erdgas und einem herkömmlichen Benzintank. Für die Besitzer von Kraftfahrzeugen war eine Nutzung von Erdgas in letzter Zeit vor allem aufgrund der unterschiedlichen steuerlichen Behandlung von CNG gegenüber Benzin interessant. Zusätzlich nutzen beispielsweise Stadtwerke zunehmend Erdgas für den Antrieb von Linienbussen. Hier kann mit einem großen Tank auf dem Bus die notwendige Menge für eine Tagestour problemlos untergebracht werden. Die zentrale Betankung reduziert die notwendigen Infrastrukturkosten und die Dichte des Tankstellennetzes spielt keine Rolle.

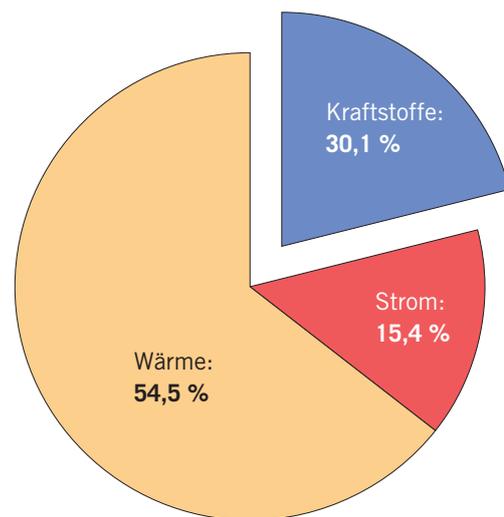
Neben CNG kann Erdgas auch zur Produktion von flüssigem Treibstoff genutzt werden. So wird mit Hilfe der Fischer-Tropsch-Synthese der synthetische Kraftstoff GTL (Gas to Liquids) erzeugt. Dieser kann handelsüblichen ölbasierten Kraftstoffen zugemischt werden, wie dies bei höherwertigem Diesel bereits geschieht. Zudem verbrennt GTL aufgrund der chemischen Reinheit (synthetische Erzeugung) sauberer und verursacht weniger Schadstoffemissionen.

Neben dem Erdgas spielt auch das sogenannte Autogas (LPG) eine Rolle für den Antrieb von Kraftfahrzeugen. Etwa 250.000 Autos werden heute durch Propan oder Butan betrieben, zudem wird der Stoff oftmals für den Antrieb von speziellen Nutzfahrzeugen wie Gabelstaplern eingesetzt. Dabei handelt es sich im PKW-Markt vor allem um Umrüstungen, also die Umstellung von Teilen des Fahrzeugbestandes. Damit kann dem Problem entgegengewirkt werden, dass sich Innovationen sonst nur in Neufahrzeugen wiederfinden und die Durchdringung der Flotte entsprechend lange dauert. Autogas kann ohne allzu großen Aufwand verteilt und getankt werden. Die aktuelle Beliebtheit der Autogas-Fahrzeuge ist jedoch weniger auf umwelt- und klimabezogene Vorzüge oder niedrigere Gesamtkosten, sondern vor allem auf die bis 2018 garantierten Steuervorzüge zurückzuführen. Es ist damit zu rechnen, dass Autogas auch weiterhin einen kleinen Marktanteil behalten wird. Da es sich hierbei ebenfalls um einen fossilen Energieträger handelt, kann es auch kaum eine vollständige Alternative zu erdölbasierten Kraftstoffen sein.

Biokraftstoffe

Neben der stofflichen Verwertung von Biomasse in der Nahrungsmittelproduktion, der Papierherstellung, der chemischen Industrie und weiteren Sektoren wird Bio-

Abbildung 13: Energetische Verwendung von Biomasse (2007)
Anteile für die Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen



Quelle: Bundesumweltministerium/
Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik

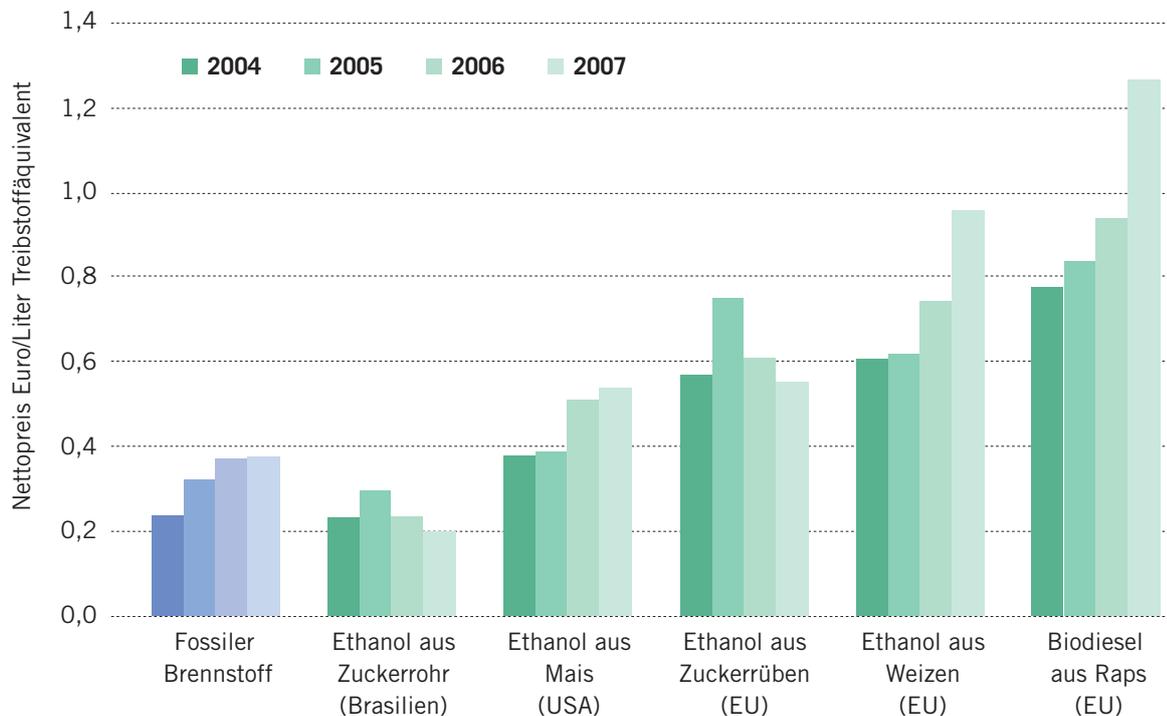
masse auch als Energieträger genutzt. Dabei werden 55 % der energetisch genutzten Biomasse für die Wärmeproduktion verwendet, 15 % für die Stromerzeugung und 30 % für den Verkehr.

Die Nutzung von Biomasse als Kraftstoff hat in den letzten Jahren deutlich an Bedeutung gewonnen. Ziel ist es, durch den Verzicht auf fossile Brennstoffe und den Einsatz nachwachsender Rohstoffe den Ausstoß von Kohlendioxid (über die gesamte Wertschöpfungskette gerechnet) zu verringern. Die besonderen Vorteile von Biokraftstoffen für den Verkehrssektor liegen insbesondere darin, dass sie weder eine völlig neue Motorentechnik noch eine zusätzliche Infrastruktur erfordern, da eine Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen möglich ist.

Vor diesem Hintergrund hatte sich die deutsche Automobilindustrie auf eine weitere Erhöhung der Beimischung von Biodiesel zum Diesel und von Ethanol zum Ottokraftstoff eingestellt. Zudem ist es zum Jahreswechsel 2006/2007 zu einer grundlegenden Änderung der staatlichen Förderung von Biokraftstoffen gekommen. Die bisherige Steuerfreiheit für die biogenen Treibstoffanteile, die die höheren Herstellungskosten verglichen mit konventionellen Kraftstoffen ausgleichen sollte, wurde zugunsten einer Beimischungspflicht aufgegeben. Eine Erhöhung der Beimischungsquoten für Ottokraftstoff wurde



Abbildung 14: Herstellungskosten von Biotreibstoffen
in Euro je Liter Treibstoffäquivalent (ohne Steuern)



Quelle: OECD

jedoch aufgrund möglicher technischer Schwierigkeiten bei älteren Importfahrzeugen im Jahr 2008 nicht vorgenommen. Hiervon nicht betroffen ist die Beimischung des chemisch identischen Biogases zu Erdgas; hier bestehen keine technischen Restriktionen.

Zudem ist der Nutzen der aktuell verfügbaren Biokraftstoffe vor allem aus drei Gründen zunehmend umstritten:

- **Ökologie:** Auch wenn Biokraftstoffe vor allem aus ökologischen Gründen, insbesondere als Beitrag zum Klimaschutz, eingesetzt werden, wird die Umweltverträglichkeit in Frage gestellt. Insbesondere die Klimabilanz kann durch den Verbrauch fossiler Energieträger in der Produktion, durch Anbaumethoden oder eine mögliche direkte oder indirekte Verdrängung tropischer Wälder deutlich negativ ausfallen. Bei Biogas, das aus Reststoffen oder ganzen Pflanzen produziert wird, treten diese Probleme hingegen nicht auf.
- **Nutzungskonkurrenz:** Die Nutzung von Pflanzen für die Energiegewinnung kann in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion stehen. Dies ist insbesondere

dann kritisch, wenn zu befürchten ist, dass in bestimmten Weltregionen die Nahrungsmittelversorgung gestört wird und hierdurch erhebliche Preissteigerungen ausgelöst werden, was zumindest in einzelnen Fällen bereits beobachtet wurde.

- **Kosten:** Biokraftstoffe sind in ihrer Produktion heute noch deutlich teurer als fossile Treibstoffe. Daran haben auch die gestiegenen Rohölpreise nichts geändert. Aufgrund der ebenfalls gestiegenen Rohstoffkosten hat sich der Preisabstand in den letzten Jahren sogar noch vergrößert. Eine Ausnahme bildet lediglich brasilianisches Ethanol auf Zuckerrohrbasis. Besonders hoch sind die Produktionskosten des in Deutschland beliebten Biodiesels auf Rapsbasis. Er ist vor Steuern etwa dreimal so teuer wie Treibstoff auf fossiler Basis.

Die Diskussion über die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion und die überschaubaren ökologischen Vorteile von Ethanol und Biodiesel gegenüber fossilen Kraftstoffen machen die Zukunft dieser Kraftstoffe ungewiss. Es dürfte inzwischen außer Frage stehen, dass sie nur ei-

ne Brückentechnologie auf dem Weg zu den sogenannten Biokraftstoffen der zweiten Generation darstellen können. Hierunter sind beispielsweise Designerkraftstoffe ähnlich dem aus Erdgas erzeugten GTL zu verstehen, die unter Verwendung der Fischer-Tropsch-Synthese aus Pflanzenmasse oder jedem anderen Kohlenwasserstoffträger gewonnen werden können. Während zu der Produktion des traditionellen Biodiesels nur Teile der Pflanzen (beispielsweise Öl aus Rapssamen) verwendet werden, können für Kraftstoffe der zweiten Generation die gesamte Pflanze bzw. bislang ungenutzte Pflanzenbestandteile verwendet werden. Damit verringert sich die problematische vorgenannte Nutzungskonkurrenz. Auch andere Technologien, beispielsweise zur Verwendung von Algen als Rohstoff, werden getestet. Unter Verwendung dieser Verfahren können Kraftstoffe erzeugt werden, die bis zu 90 % der Treibhausgasemissionen von fossilen Kraftstoffen vermeiden und damit eine deutlich bessere Umweltbilanz erreichen als die heutigen Biokraftstoffe. Auch der Ertrag an Kraftstoff je eingesetztem Hektar Fläche liegt bis zu dreimal so hoch wie bei den heutigen Biokraftstoffen. Diese Kombination lässt erwarten, dass den Biokraftstoffen der zweiten Generation eine bessere Zukunft bevorsteht als den heutigen Varianten flüssiger Biokraftstoffe. Dies wird jedoch erst in einem Zeitraum nach 2015 relevant werden, während traditionelle Biokraftstoffe und Biogas schon heute verfügbar sind.

Hybrid und seine Varianten

Ein besonders ökologisches Image erlangte in den letzten Jahren die Hybrid-Technologie, bei der ein konventioneller Verbrennungsmotor mit zusätzlichen elektrischen Aggregaten und einem Bremskraftrückgewinnungssystem nebst elektrischem Speicher kombiniert wird. Die verschiedenen Klassen von Hybridfahrzeugen unterscheiden sich vor allem durch ihren Hybridisierungsgrad, d. h. im Wesentlichen durch die Stärke der eingesetzten Elektromotoren und die Größe der Energiespeicher. Die schwächste Variante, der sogenannte Mikrohybrid, bezeichnet die Start-Stopp-Technologie mit und ohne Bremskraftrückgewinnungssystem, um die Autobatterie im Fahrbetrieb zu laden. Dieses System ist verhältnismäßig leicht zu bauen und preiswert. Die zweite Kategorie ist der Mildhybrid. Bei diesem Konzept wird der Verbrennungsmotor durch ein kleineres elektrisches Antriebssystem ergänzt. Der kleine Elektromotor unterstützt den eigentlichen Motor beim Anfahren oder bei Beschleunigungssituationen, kann aber das Fahrzeug nicht alleine bewegen. Die dritte Variante ist der Vollhybrid. Vollhybride sind dadurch charakterisiert, dass sie für eine begrenzte Strecke ausschließlich mithilfe des Elektromotors

angetrieben werden können. Der elektrische Antrieb wird damit nicht mehr nur unterstützend zum Verbrennungsmotor eingesetzt. Zu den Vollhybriden gehört auch der sogenannte Power-Hybrid, ein Antriebskonzept mit einem besonders leistungsstarken Elektromotor.

Bei der Hybridtechnologie handelt es sich um eine aufwändige und komplexe Technik, die sich vor allem in den Kosten niederschlägt. Eine Studie von McKinsey setzt Kohlendioxid-Vermeidungskosten von rund 4.000 Euro je Tonne Kohlendioxid an. Dabei sind die Einsparungen aufgrund des niedrigeren Kraftstoffverbrauchs bereits eingerechnet.

Die Hybridtechnologie kann jedoch nur in bestimmten Fahrsituationen ihre Vorteile gut ausspielen, in anderen Situationen kommen eher Nachteile zum Tragen. Je stärker der Elektroantrieb und die hierzu erforderliche Batterie ausgelegt wird, desto schwerer wird das Fahrzeug, was wiederum den Verbrauch steigert. Dieser Trade-off führt dazu, dass die Hybride besonders große Verbrauchseinsparungen im Stadtverkehr erreichen. Ob eines dieser Hybridkonzepte geeignet ist, Treibstoff zu sparen, hängt also vor allem vom jeweiligen Einsatz des Fahrzeuges ab. Wer viel im innerstädtischen Stop-and-go-Verkehr unterwegs ist, kann mit einem Vollhybrid viel Benzin sparen. Taxen oder in der City-Logistik eingesetzte Transporter sind hierfür die Paradebeispiele. Ein anderes Einsatzgebiet kann der Linienbus sein. Für den Autofahrer, der auch einige Zeit auf der Autobahn zubringt, sind Mild- und Mikrohybride besser geeignet. Bei höheren Anteilen von Überlandfahrten kann aber auch ein moderner Dieselmotor ähnlich gute oder bessere Verbrauchswerte erzielen wie ein Hybrid.

Hybridtechnologien bieten die Chance, einen gleitenden Übergang von flüssigen und verflüssigten Kraftstoffen hin zu weiterführenden Konzepten der Elektromobilität zu ermöglichen. Heute werden zunehmend Elemente der Hybridtechnik in Fahrzeuge mit traditionellen Verbrennungsmotoren integriert. Zu nennen ist hier beispielsweise die Bremskraftrückgewinnung. Mit der so zurückgewonnenen Energie können die elektrisch betriebenen Anlagen des Fahrzeugs versorgt werden, während die Antriebsenergie durch den Verbrennungsmotor erzeugt wird. Derartige Technik ist in modernen Fahrzeugen, die mit fossilen Kraftstoffen angetrieben werden, zunehmend im Einsatz. Zudem kann weitergehende Hybridtechnologie in größeren und hochwertigeren Fahrzeugen verwendet werden, bei denen das zusätzliche Gewicht und auch die höheren Kosten weniger stark ins Gewicht fallen. Elektrofahrzeuge, die zur Reichweitenverbesserung ei-

nen kraftstoffbetriebenen Generator mitführen, stellen das andere Ende der Hybridvarianten dar.

Eine weitere Variante stellen die sogenannten hydraulischen Hybride dar. Hier wird die Bremsenergie in Form von Druck zurückgewonnen und gespeichert. Ein Hydraulikmotor setzt diese Energie dann für den Start und das Anfahren um. Dieses robuste und preiswerte System eignet sich vor allem für Nutzfahrzeuge mit häufigen Stopps z. B. Müllfahrzeuge.

Wasserstoffantriebe

Wasserstoff gilt als umweltfreundlicher Kraftstoff, weil am Fahrzeug selbst bei der Energieumsetzung keine Emissionen (außer Wasser) entstehen. Entscheidend für die Klima- und Umweltbilanz ist jedoch die Betrachtung von der Quelle bis zur Straße. Da Wasserstoff in reiner Form in der Natur nicht vorkommt, muss er mit Hilfe von eingesetzter Energie gewonnen werden. Hierbei entstehen Emissionen, die entscheidend für die Bilanz der Wasserstofftechnik sind. Zudem muss der Sicherheit der Produktions- und Versorgungsanlagen erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden.

Der Energiespeicher Wasserstoff kann direkt in Verbrennungsmotoren eingesetzt oder mithilfe von Brennstoffzellen in Strom für den Antrieb von Elektrofahrzeugen umgewandelt werden. Hierfür sind aber nicht nur umfassende technologische Entwicklungen am Fahrzeug notwendig, sondern es ist auch der Aufbau einer aufwändigen zusätzlichen Infrastruktur erforderlich. Ähnlich wie Erdgas muss auch Wasserstoff zu den Tankstellen geführt werden, jedoch gibt es hierfür kein bestehendes und flächendeckendes Netz. Ein gemeinsamer Transport von Wasserstoff und Erdgas und deren Trennung an der Tankstelle würde noch umfangreiche technische Entwicklungen voraussetzen. Zudem ist der erforderliche Druck in Höhe von 700 bar, der erzeugt werden muss, um einen akzeptablen Energiegehalt in einen Tank bringen zu können, noch einmal deutlich höher als bei Erdgas. Dies ist mit zusätzlichen Kosten für Infrastruktur und Fahrzeuge sowie Lagerung und Transport des Stoffes verbunden. Zudem gehen nennenswerte Energieverluste mit der Verdichtung einher.

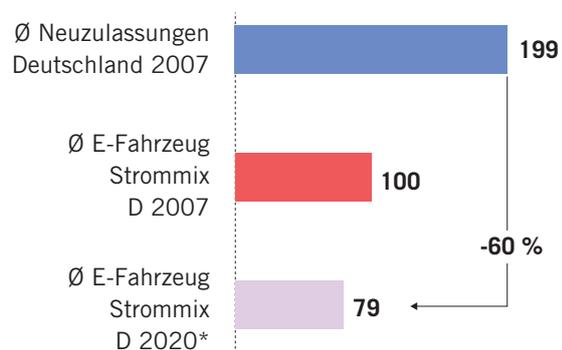
Aufwändig ist aber auch die für die Verwendung von Wasserstoff notwendige Fahrzeugtechnik selbst. So ist die Brennstoffzelle noch nicht so weit entwickelt, dass sie zu akzeptablen Preisen in Serien-PKW verbaut werden könnte. Für die Massenproduktion kann zudem die Verfügbarkeit und Bezahlbarkeit von Rohstoffen für Membranen einen Engpass darstellen. Insgesamt erscheint

der Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Treibstoff für den Straßenverkehr gegebenenfalls langfristig eine interessante Lösung zu sein, die jedoch kurz- und mittelfristig keine brauchbare Alternative zu konventionellen Kraftstoffen darstellen kann.

Elektroautos

Auf eine besonders lange Tradition können elektrische Antriebskonzepte zurückblicken. Elektroautos konkurrierten schon in der Frühzeit des Automobils mit den Verbrennungsmotoren, die dann zur dominanten Antriebstechnik wurden. Inzwischen stellt das Elektroauto eine der meistdiskutierten Optionen für die Energieversorgung des Straßenverkehrs der Zukunft dar, auch wenn sich die vorhandene Batterietechnik bisher als Engpass dargestellt hat. Die wesentlichen Vorteile eines Elektroantriebs liegen in der deutlich höheren Energieeffizienz, wodurch der Primärenergieverbrauch erheblich reduziert werden kann. Selbst im Fall einer konventionellen Stromerzeugung sind die Emissionen eines Elektroantriebs geringer als die eines in der Leistung vergleichbaren Fahrzeuges mit Verbrennungsmotor. Dieser positive Effekt wird umso größer, je höher der Anteil kohlenstoffarmer Energiequellen in der Stromerzeugung ist. Zudem ist es insbesondere im Hinblick auf die Belastung von verkehrsreichen Zonen wertvoll, dass die mit dem Elektroantrieb verbundenen Emissionen nicht direkt vom Fahrzeug ausgehen, sondern an den zur Elektrizitätserzeugung eingesetzten Kraftwerken

Abbildung 15:
Klimaschutz: Emissionsrate (g CO₂/km)



*Bei dem Strommix in Deutschland für das Jahr 2020 wird von einem Anteil von 31 % für erneuerbare Energien ausgegangen.

Quelle: RWE, DAT, Institute for Environment and Sustainability
EU Commission

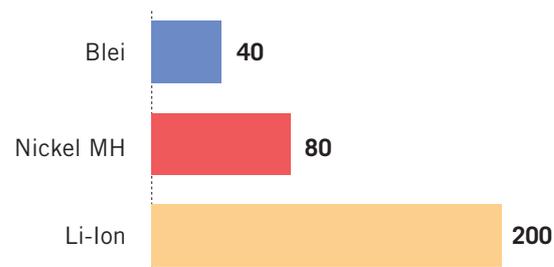
stattfinden. Elektrofahrzeuge können somit einen Beitrag zur Senkung von Emissionen in den Innenstädten leisten. Zugleich muss jedoch die Umweltbelastung bei Produktion und Recycling von Batterien minimiert werden.

Ein entscheidendes Problem der Elektrofahrzeuge ist die Energieversorgung. Batterien haben im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen eine sehr viel geringere Energiedichte. Dies bedeutet, dass entweder besonders große und schwere Batterien mitgeführt werden müssen oder, dass die Reichweite der Fahrzeuge klar begrenzt ist. Hinzu kommt, dass das Aufladen der Batterien, wenn kein Austausch stattfindet, mehrere Stunden dauern kann. Damit wird die Nutzungsmöglichkeit der Fahrzeuge eingeschränkt. Wenig aufwändig ist hingegen die Infrastruktur, wenn auch für ihren Aufbau erhebliche Investitionen notwendig sein werden. Auf der Basis eines heute bereits gut ausgebauten Stromnetzes müssen zusätzliche Verbindungen zu Autostellplätzen und ggf. zusätzliche Zähler installiert werden. Mit höherem Aufwand dürften jedoch Maßnahmen verbunden sein, die auch Fahrzeughaltern ohne Garage oder privatem Stellplatz ein flächendeckendes Aufladen ermöglichen könnten.

Aus Sicht der Elektrizitätsversorgung hätten intelligent gesteuerte Aufladestellen für Kraftfahrzeuge den Vorteil, dass sich die Stromnachfrage deutlich glätten ließe oder dass kurzfristig überschüssiger Strom aus Windkraftanlagen zur „Betankung“ von Batterien der Elektrofahrzeuge genutzt werden könnte. Gleichzeitig können die Fahrzeuge mithilfe einer intelligenten Netzsteuerung genutzt werden, um zur Abdeckung von Lastspitzen in der Stromversorgung elektrische Energie abzugeben. Im Rahmen eines Vehicle-to-Grid-Konzepts würden Elektromobile somit als Quelle von Regel- und Ausgleichsenergie zur Verfügung stehen. So könnte die konstante Auslastung von Kraftwerken erhöht und der Regelenergiebedarf verringert werden, was zu einer Kostenentlastung der gesamten Stromversorgung beitragen würde.

Der technisch kritische Engpass für das Elektroauto ist die Batterietechnik. Mangelnder Fortschritt an dieser Stelle hatte in der Vergangenheit unter anderem den Markteintritt von Elektroautos verhindert. Mit den aus Handy und Laptop bekannten Lithium-Ionen-Akkus sind jedoch neue Möglichkeiten auf dem Markt, mehr Energie zu speichern und damit die Reichweite der Fahrzeuge zu erhöhen. Hier sind jedoch weitere Fortschritte sowie erhebliche Kostensenkungen unumgänglich. Um das Elektroauto als Allround-Fahrzeug, welches flexibel und auch für lange Strecken genutzt werden kann, einzusetzen, sind ein zusätzlicher Treibstofftank und ein Stromgenerator erforderlich. Erhebliches Potenzial kann vor allem im

Abbildung 16: Höhere Reichweite mit neuen Batterien
Exemplarische Reichweite eines Fahrzeuges mit einer 200-kg-Batterie (in km)



Quelle: li-Tec

Bereich von Fahrzeugen für den Stadtverkehr liegen, insbesondere wenn Umweltregulierungen mit dem Ziel der Emissionsminderung in den Innenstädten in Kraft sind (Beispiel London). Entscheidend für den Erfolg von Elektrofahrzeugen am Markt wird sein, inwiefern Fahrzeugkonzepte und Kundenanforderungen miteinander in Einklang zu bringen sind. So könnten beispielsweise Zweitwagen, die als reines Stadtauto verwendet werden, vollständig elektrisch betrieben werden, während flexibel einsetzbare langstreckentaugliche Autos auf einen Verbrennungsmotor oder Generator angewiesen sein werden. Entscheidend wird auch sein, entsprechende Mobilitätskonzepte zu entwickeln sowie private und öffentliche Angebote bereitzustellen, die jene Mobilitätsbedürfnisse erfüllen, die über die Möglichkeiten eines Elektroautos mit seinen spezifischen Einschränkungen hinausgehen.



3. Schlussfolgerungen

Die Analyse der Herausforderungen der konventionellen Kraftstoffe sowie möglicher Weiterentwicklungen, Ergänzungen und Alternativen zeigt deutlich, dass der Weg der Diversifizierung des Energieangebots für den Straßenverkehr weiter beschritten werden wird. Schon heute fahren unsere Fahrzeuge nicht mehr nur mit Otto- oder Dieselmotoren. Gase wie Erd- und Autogas werden angeboten, Biokraftstoffe werden ebenso zugemischt wie erdgasbasiertes GTL, Elemente der Hybridtechnik finden ihren Weg in Standardfahrzeuge, die auch ansonsten weiter optimiert werden, um den Verbrauch zu senken.

Der zukünftige Energiebedarf richtet sich vor allem nach zwei Faktoren. Zum einen wird der Mobilitätsbedarf weiter zunehmen. Zum anderen kann eine verbesserte Fahrzeugtechnik unabhängig vom jeweiligen Antriebskonzept und Kraftstoff den spezifischen Energiebedarf je Kilometer begrenzen. Verbesserungen an den Fahrzeugen, der Infrastruktur und der Verkehrssteuerung sind ebenso notwendig zur Begrenzung des Energiebedarfs wie ein sparsames Fahrverhalten im laufenden Verkehr.

Die Antriebe der deutschen Fahrzeugflotte werden sich in den nächsten Jahren kaum ändern. Heute prägen Verbrennungsmotoren das Bild, sowohl im Bestand als auch bei den Neuzulassungen. Echte Alternativen haben den Durchbruch noch nicht geschafft. Und selbst wenn sich diese im Verkauf hohe Marktanteile erkämpfen, dauert es rund ein Jahrzehnt, bis sich dies spürbar in der gesamten Fahrzeugflotte niederschlägt. Immerhin trägt das durchschnittliche Alter eines Autos heute acht Jahre – mit zunehmender Tendenz. Preiserhöhungen traditioneller Treibstoffe und denkbare Krisenszenarien bezüglich der zukünftigen Ölversorgung schaffen eine Substitutionslücke, die durch verschiedene neue und weiterentwickelte Antriebs- und Kraftstoffkonzepte gefüllt werden muss.

Aus welchen Quellen sich die Energieversorgung der Kraftfahrzeuge der Zukunft speisen wird, kann erst der zunehmende Wettbewerb zwischen den Energieformen klären. Sicher ist, dass die Energieversorgung der nächsten Jahrzehnte durch eine zunehmende Vielfalt geprägt sein wird. Verbrennungsmotoren werden voraussichtlich weiterhin das Fundament für den Verkehr darstellen, wobei hier zunehmend Techniken auch aus dem Hybridbereich übernommen werden. Weiterentwickelte Biokraftstoffe können in größerem Maßstab als bisher einen Beitrag leisten, ebenso GTL und Erdgas inklusive Biogas. Diese sind auch kurzfristig verfügbar, müssen perspektivisch aber auch preislich unter der Maßgabe steuerlicher Gleichbehandlung bestehen können. Autogas dürfte weiterhin einen überschaubaren Abnehmerkreis haben. Für

die Zukunft der Elektrofahrzeuge ist der Fortschritt bei der Batterietechnik entscheidend. Ihr Hauptmarkt dürfte in Fahrzeugen für den Stadtverkehr oder für Berufspendler liegen. Für weite Strecken und flexible Mobilitätsbedürfnisse werden Verbrennungsmotoren oder kraftstoffbasierte Stromgeneratoren unverzichtbar bleiben. Hierin liegt auch die Zukunft der Hybridfahrzeuge, die die Stärke der Elektromobile mit denen von konventionellen Antriebssystemen kombinieren. Bisherige Hybridtechnologien haben ihre Stärken vor allem in besonderen Anforderungen mit umfangreichem Stop-and-go-Verkehr, beispielsweise in Taxen, bei Kurierdiensten oder in Linienbussen. Im Nutzfahrzeugsbereich, z. B. bei Müllfahrzeugen, ist der sogenannte hydraulische Hybrid eine interessante Alternative. Mit einer großflächigen Einführung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist mittelfristig hingegen kaum zu rechnen.

Für die Gestaltung politischer Rahmenbedingungen bedeutet dies:

- **Ziele:** Die Energiepolitik zur Sicherstellung der Mobilität muss dem klassischen Zieldreieck der Energiepolitik folgen: Energieversorgung muss wirtschaftlich sein, sie muss sicher sein und sie muss umweltverträglich sein. Hier muss eine Balance gefunden werden. Eine einseitige Konzentration auf Treibhausgasreduktion ist noch keine nachhaltige Lösung.
- **Wettbewerb:** Letztendlich kann nur der Verbraucher über die zukünftige Form der Mobilität entscheiden. Fahrzeug- und Kraftstoffpreise, Verfügbarkeiten und Umweltregulierungen haben wesentlichen Einfluss. Die Kaufentscheidung kann aber nur der Konsument treffen. Für ihn ist entscheidend, dass die Fahrzeuge nicht nur technologisch fortschrittlich sind, sondern auch bezahlbar bleiben. Die Anbieter müssen sich in diesem Wettbewerb behaupten, dessen Ergebnisse nicht durch politische Entscheidungen ersetzt werden können.
- **Technologieoffenheit:** Die rechtlichen Rahmenbedingungen sollten so gesetzt werden, dass keine der Alternativen von vorneherein ausgeschlossen wird. Nur so kann die Chance auf technologische Durchbrüche bewahrt werden. Für einen Energiemix, der den Anforderungen der Nutzer und der Umwelt gerecht wird, sind verschiedene Ansätze notwendig. Soweit von politischer Seite auf Markteinführungsprogramme zurückgegriffen wird, um eine schnellere Marktdurchdringung zu bewirken, müssten diese klar zeitlich begrenzt sein. Starthilfen für den Markteintritt neuer Konzepte können sinnvoll sein, eine Dauersubvention

für bestimmte Technologien darf es jedoch nicht geben.

- Förderung: Staatliche Unterstützung sollte sich auf Forschung konzentrieren. Forschung sollte gefördert werden, nicht die Anwendung von Produkten, die sich im Markt bewähren müssen. Dabei sollte auf die Wirkung der Ansätze abgezielt werden, nicht auf die Förderung bestimmter Alternativen. Durch eine starke Forschung wird zudem die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in Deutschland gestärkt.
- Infrastruktur: Aufgabe der Politik ist es, die notwendige Infrastruktur für einen Verkehrsfluss bereitzustellen, der mit möglichst geringem Energieverbrauch auskommt. Dazu gehört beispielsweise die Auflösung von Engpässen, eine intelligente Verkehrslenkung oder im Bereich des Flugverkehrs die Schaffung eines einheitlichen europäischen Luftraums. Damit leistet die öffentliche Hand ebenso einen Beitrag zum Klimaschutz wie die Anbieter von Antriebstechnologien, Kraftstoffen oder anderer Fahrzeugbestandteile wie beispielsweise Reifen oder Nebenaggregate.
- Geduld: Zukünftige Rahmenbedingungen dürfen nicht mit unrealistischen Zeiträumen operieren. Forschung benötigt Zeit. Dies gilt vor allem, weil es keine „silver bullet“ gibt, also keine alleinige Lösung für die Mobilität der Zukunft. Es ist vielmehr mit einer zeitlich gestaffelten Entwicklung der verschiedenen Alternativen zu rechnen. Breite Ansätze zur Forschung sind daher engen Regulierungen vorzuziehen. Aber auch nach der Markteinführung dauert es in der Regel länger, bis sich die neuen Technologien am Markt durchgesetzt haben und die bestehenden Fahrzeuge entsprechend ausgestattet wurden. Das zunehmende Durchschnittsalter der Fahrzeuge verlängert dabei den Durchdringungsprozess.

Energie in der Welt

Verminderte Nachfrage nach Energierohstoffen in bedeutenden Industrieländern und Wirtschaftsregionen gegenüber dem Vorjahr sowie in den Entwicklungsländern ein insgesamt geringeres Nachfragewachstum: Diese Tendenzen kennzeichnen in grober Skizzierung die Entwicklung der Weltenergiewirtschaft aufgrund der Finanzkrise und deren Auswirkungen auf die Realwirtschaft im Jahr 2008.

Stark volatile Energiepreise mit neuen historischen Höchstständen, beispielsweise beim Rohöl mit rund 150 USD/Barrel, die von echten oder vermeintlichen Engpässen in der Versorgung aber wohl auch durch spekulative Eingriffe in den Markt getrieben wurden, beherrschten die Diskussion um die Märkte und deren zukünftige Tendenzen und Entwicklungen. Die gravierende Finanzkrise in den USA mit ihren Folgewirkungen zunächst auf die Finanzmärkte der Welt und dann mehr und mehr auch auf die Realwirtschaften weltweit, trübte die konjunkturellen Aussichten stark ein. Die Zukunftserwartungen in der Industrie und bei den Verbrauchern verdüsterten sich gleichermaßen. Dies lässt eine erhebliche Dämpfung des Weltenergieverbrauches des Jahres 2008 erwarten. Wichtige Wirtschaftsindikatoren weisen in vielen Staaten nach unten; einige Industrieländer befinden sich bereits in einer Rezession und in den Schwellenländern verringert sich die konjunkturelle Dynamik der letzten Jahre.

Bei Energierohstoffen zeichnete sich zwar bis zur Jahresmitte 2008 noch eine recht verhaltene Nachfrage nach Erdöl und Erdgas ab, die aber im zweiten Halbjahr deut-

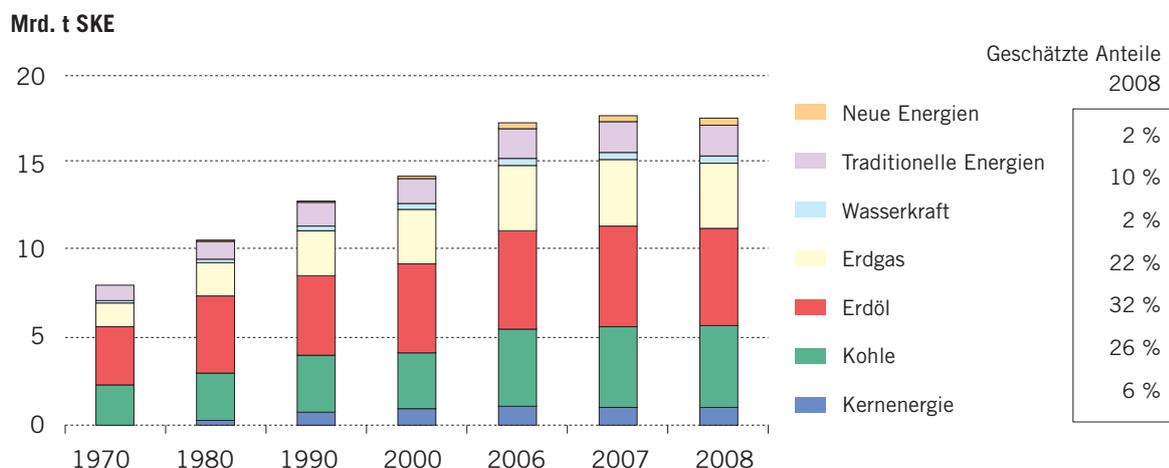
lich nachließ. Nennenswerte Zuwächse sind nur noch bei der Kohle festzustellen.

Preiskorrekturen nach unten auf den Rohstoffmärkten trugen im zweiten Halbjahr 2008 zwar zur Beruhigung bei. Allerdings ist es sicher nur eine Frage der Zeit, dass und in welchem Umfang der Nachfrage-Einbruch aus den Industrieländern auch in den Entwicklungsländern im Hinblick auf die Rohstoffnachfrage seine Wirkungen zeigen wird.

Der Weltenergieverbrauch des Jahres 2008 könnte nach einer ersten, vorsichtigen Einschätzung um etwa 1 % gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen sein und damit bei rund 17,3 Mrd. t SKE liegen. Die fossilen Energieträger haben mit voraussichtlich rund 13,9 Mrd. t SKE am Gesamtverbrauch einen Anteil von 80 %. Die Kernenergie hat mit mehr als 1,0 Mrd. t SKE etwa 6 % und die Wasserkraft mit 0,4 Mrd. t SKE etwa 2 % des Energiebedarfes gedeckt. Die traditionellen erneuerbaren Energieträger – also Brennholz, Dung, Pflanzenreste und andere, vor allem in den Entwicklungsländern zum Einsatz kommende Brennstoffe – könnten schätzungsweise knapp 1,7 Mrd. t SKE ausmachen. Die neuen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, etc.) lieferten weltweit etwa 0,4 Mrd. t SKE (Abbildung 17).

Gerade in den letzten Jahren war eine starke Dynamik beim Weltenergieverbrauch zu konstatieren. Die Weltbank hat innerhalb der Weltwirtschaft eine Verschiebung der Anteile von den Industrienationen zu den Entwick-

Abbildung 17: Weltenergieverbrauch 2008 nach Energieträgern



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2008 und eigene Schätzung

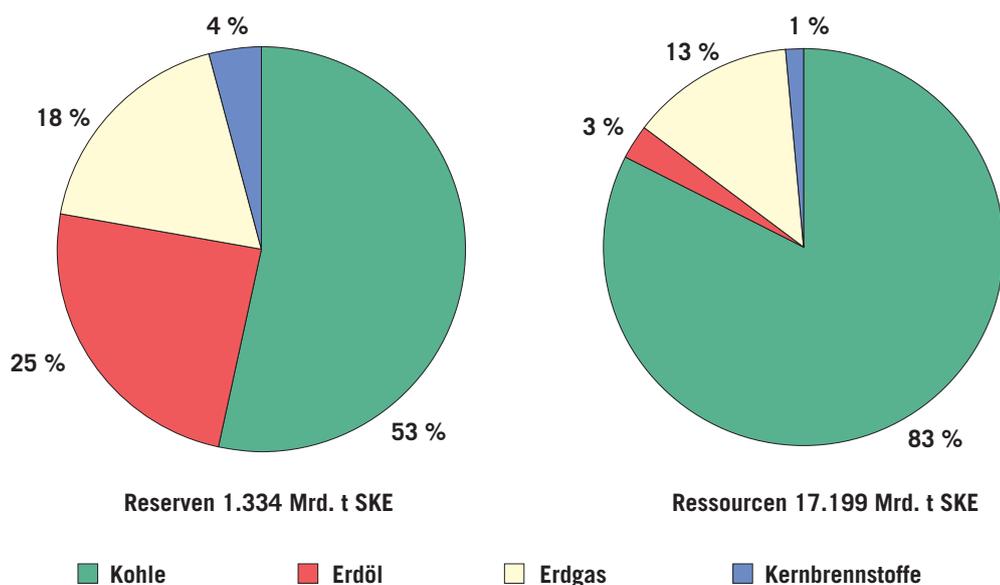
lungsländern von 2000 bis 2007 um 5 Prozentpunkte auf nunmehr 41 % festgestellt. Diese Entwicklung ist das Resultat anhaltenden zweistelligen Wirtschaftswachstums – vor allem in China und Indien sowie anderen asiatischen Staaten – und eines auch weiterhin hohen Zuwachses der Weltbevölkerung. Die Weltbevölkerung ist von 1950 mit 2,54 Mrd. Menschen auf 6,75 Mrd. Menschen im Jahr 2008 angewachsen. Bis 2050 rechnet man mit einem Anstieg um weitere 40 %. Brasilien und ebenso die Länder der ehemaligen UdSSR und Osteuropas – Letztere haben den Wechsel von einer Planwirtschaft zu marktwirtschaftlicher Ordnung mittlerweile weitgehend vollzogen – weisen starke Zuwachsraten bei ihrer wirtschaftlichen Entwicklung auf. In den GUS-Staaten ist aber in jüngster Zeit eine verstärkte staatliche Einflussnahme auf Energierohstoffe nicht zu übersehen. In den Industrieländern bedingen eine effiziente Energienutzung und nur geringes Bevölkerungswachstum lediglich einen marginalen Verbrauchsanstieg.

Trotz der positiven Entwicklungen in den vergangenen Jahren sind nach Experteneinschätzungen nach wie vor rund zwei Milliarden Menschen ohne Zugang zu einer sicheren und verlässlichen Energieversorgung. Die Überwindung dieser Mangelsituation, die zugleich die Wohlstandsunterschiede in der Welt ausgleichen könnte, ist ein allgemein anerkanntes Ziel. Eine sichere, sozial ausgewogene, wirtschaftliche und umweltverträgliche Ener-

gieversorgung ist unabdingbare Grundlage zu dessen Erreichung. Die Industrieländer sehen sich insbesondere der Herausforderung gegenüber, durch intelligenten Technologietransfer den Bedürfnissen und unterschiedlichen Verhältnissen in den Entwicklungsländern gerecht zu werden. Auf diese Weise können multilaterale Beziehungen entwickelt und verbessert werden, die langfristig das globale Gleichgewicht stärken und aufrechterhalten.

Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Erhaltung dieses Gleichgewichts haben die verfügbaren Energiereserven der Welt und der störungsfreie Zugang zu ihnen. Der Weltenergieat beziffert sie unter Einbeziehung der nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgasvorräte als ausreichend, um die Versorgung der Menschheit bis weit ins 21. Jahrhundert hinein sicherzustellen. Die Prognosen der IEA implizieren den Gedanken, dass es möglich ist, für alle Menschen eine Mindestversorgung an Energie sicherzustellen, die auch dem Gedanken des Klimaschutzes Rechnung trägt. Bei der Versorgung mit Energie kommt den fossilen Energieträgern und hier insbesondere der Kohle eine Schlüsselstellung zu. Die Hauptlast des bis 2030 erwarteten Anstiegs des Energieverbrauches werden sie zu tragen haben und unter Berücksichtigung von Klimaschutzzielen und -maßnahmen einen Deckungsbeitrag von bis zu 90 % leisten müssen.

Abbildung 18: Reserven und Ressourcen bei den Energieträgern 2007



Quelle: BGR, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007



Die bekannten Daten über die Reserven an fossilen Energien lassen eine Abschätzung der statischen Reichweiten zu: für Erdöl etwa 50 Jahre, beim Gas sind es etwa 60 Jahre und bei der Kohle etwa 160 Jahre, jeweils gemessen am Verbrauchsniveau des Jahres 2007. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat in ihrer letzten Studie über „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Rohstoffen 2007“ die Reserven der fossilen Energieträger mit 1.279 Mrd. t SKE oder 37.472 EJ (=10¹⁸J) beziffert. Für die Kernbrennstoffe Uran und Thorium gibt sie Gesamtreserven in Höhe von umgerechnet 55 Mrd. t SKE oder 1.633 EJ an.

Die Weltreserven an herkömmlichen Energieträgern (Öl, Gas, Kohle und Kernbrennstoffe) zeigt Abbildung 18.

Als Ressourcen, d.h. nachgewiesene, aber gegenwärtig technisch oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie noch nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffe, weist die BGR für alle vorgenannten Energieträger ein Volumen von 17.199 Mrd. t SKE oder 504.161 EJ aus. Die fossilen Energieträger machen hierbei nahezu 99 % aus, der Rest entfällt wiederum auf die Kernbrennstoffe. Kohle hat einen Ressourcenanteil von 83 % bei den fossilen Energien, Öl und Gas kommen auf 3 % bzw. gut 13 % Anteil. Gemessen am Energieverbrauch ermitteln sich hieraus Relationen von 1 zu 90 bei den Reserven und zu 1.150 bei den Ressourcen.

Daher stufen sowohl die Internationale Energie-Agentur als auch weitere namhafte Institutionen die Energieversorgung der nächsten Jahrzehnte als gesichert ein. Neben dieser globalen Betrachtungsweise sind aber die regionalen Teilmärkte sowohl im Hinblick auf ihre Verbrauchsstrukturen als auch ihre potenziellen Bezugsquellen für Energierohstoffe einer kritischen Betrachtung zu unterziehen. Neben der OPEC zeichnet sich beim Erdgas ebenfalls ein Zusammenschluss von Staaten ab. Zwar ist es noch nicht zur Bildung einer Gas-OPEC gekommen, aber drei der Länder mit den größten Reserven an Erdgas und auch beträchtlichen Rohölvorräten (Russland, Iran und Katar) sind offensichtlich kurz vor weitgehenden Abkommen über eine wirtschaftliche Zusammenarbeit. Sie verfügen über rund 55 % der gegenwärtig bekannten Erdgasreserven.

Auf Unternehmensebene weisen in der Weltkohlenindustrie geplante und erfolgte Unternehmensübernahmen tendenziell möglicherweise in Richtung einer Oligopolbildung. Ähnlich wie in den sechziger Jahren, als die „Seven Sisters“ genannten internationalen Ölunternehmen den Markt beherrschten, hat die Unternehmenskonzentration

auch im Kohlesektor graduell zugenommen. Der Öl- und Gaspreisanstieg dürfte wohl auch zu Nachfrageverlagerungen auf die Kohle geführt haben. Eventuell wird auch diese Entwicklung – trotz deutlicher Unterschiede der regionalen Märkte – auf der Angebotsseite für das künftige Preisniveau nicht folgenlos bleiben. Experten sprachen schon von einer Tendenz zur Bildung eines einheitlichen Kohlenmarktes. Bisher war man bei der Kohle noch von einer gewissen räumlichen Aufteilung mit „traditionellen“ Lieferanten-Verbraucher-Beziehungen in den zwei großen Regionen des atlantischen und des pazifischen Raumes ausgegangen.

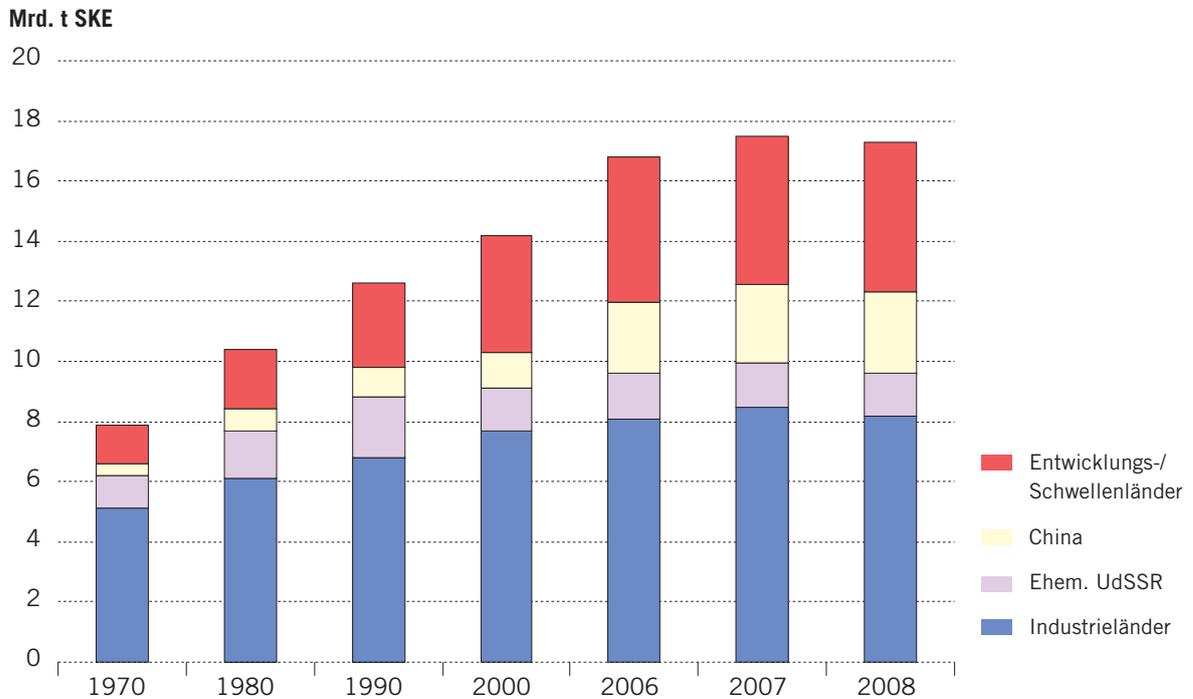
Die Preisentwicklung in den letzten Monaten des Jahres 2008 war jedoch auf allen Märkten und für alle Energierohstoffe turbulent und bot für eine verlässliche Einschätzung der weiteren Entwicklung bis Ende 2008 kaum Anhaltspunkte.

In regionaler Betrachtungsweise haben sich die Anteile einzelner Länder und Ländergruppen am Weltenergieverbrauch seit den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts kräftig verschoben. Hatten die Industrienationen 1970 noch einen Anteil von knapp zwei Dritteln am Primärenergieverbrauch der Welt, so lag er im Jahre 2008 bei etwa 47 %. China allein hat seinen Anteil in diesem Zeitraum von etwa 5 % auf mehr als 15 % verdreifacht. Die Entwicklungsländer (ohne China) haben ihn fast verdoppelt (Abbildung 19).

Bei der Kohle sind die größten Produzentenländer zugleich auch die größten Konsumenten, denn es wird lediglich etwa ein Sechstel der Weltproduktion an Kohle über den seewärtigen Handel (90 %) und über den Landweg (etwa 10 %) international abgewickelt. Beim Erdgas ist es mehr als ein Viertel der Gesamtproduktion, die entweder per Pipeline (19 %) oder als LNG (8 %) weltweit gehandelt wird. Beim Erdöl werden mehr als zwei Drittel der Produktion international gehandelt.

Eng verknüpft mit den Entwicklungen auf den Weltmärkten für die einzelnen Primärenergieträger sind die Entwicklungen bei der weltweiten Stromerzeugung. Von dieser veredelten Energieform dürften im Jahre 2008 geschätzt etwa 20.300 TWh erzeugt worden sein. Somit könnte sich gegenüber 2007 noch ein leichtes Plus ergeben haben. Hierzu dürften das erste Halbjahr 2008 und die wirtschaftliche Entwicklung in den BRIC-Staaten und den übrigen Entwicklungsländern beigetragen haben. Dominierend in der Weltstromerzeugung sind die fossilen Energieträger, deren Anteil insgesamt nach wie vor bei fast zwei Dritteln (Kohle ca. 41 %, Erdgas ca. 21 % und Öl ca. 5 %) liegt (Abbildung 20). Die erneuerbaren Ener-

Abbildung 19: Weltenergieverbrauch nach Regionen



gien liefern etwa 20 % – hier dominiert die Wasserkraft mit etwa 90 % Anteil das Bild. Zwar haben Windenergie (mit einem Plus von 25 %/Jahr und Solarenergie (etwa + 20 %/Jahr) in den vergangenen zehn Jahren jeweils respektable Zuwachsraten erzielt, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Ausgangsniveau bei beiden Erzeugungsformen. Die Kernenergie kam 2008 auf einen Anteil von ungefähr 13 %. Die Internationale Atom Energie Agentur (IAEA) schließt aus den vorliegenden Projekten bis 2020 auf einen insgesamt aufwärts gerichteten Trend zur weltweiten Atomenergie-Nutzung, die regionale Differenzierung lässt aber unterschiedliche Tendenzen erkennen.

Aufgrund des weitgehenden Konsenses über die Veränderung der klimatischen Bedingungen und unter den Aspekten einer Deckung des steigenden Energiebedarfes, die möglichst die Umwelt schont und planvoll die Ressourcen unseres Planeten nutzt, ist eine Weiterentwicklung von effizienten Technologien, vor allem beim Kraftwerksbau, erforderlich. Aber auch der Transportsektor mit seinen mannigfaltigen Facetten gerät zunehmend in den Fokus der Aufmerksamkeit. Die wachsenden Anforderungen aus Klimaschutzaspekten, der weiter steigende Weltenergiebedarf und die effizientere Nutzung der Ener-

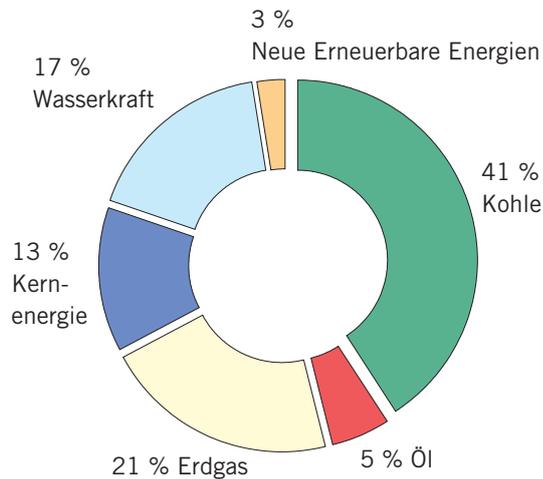
gieressourcen erfordern es, alle technologischen Optionen neutral und vorurteilsfrei mit ihren Potenzialen zur Lösung der Aufgabenstellungen zu prüfen und einzubinden.

Der Klimawandel stellt die Energiewirtschaft und insbesondere die Stromversorgung in den nächsten Jahren vor große Herausforderungen. Das Stichwort Carbon Capture and Storage (CCS) kennzeichnet hier eine der wesentlichen Überlegungen zur Verringerung der in die Atmosphäre gelangenden klimawirksamen Gase, vor allem des CO₂. Allerdings führt die Nutzung dieser Abscheidetechnologie zur Verringerung des Kraftwerkswirkungsgrades um etwa 8 bis 12 Prozentpunkte und damit zu einem Ressourcen-Mehrverbrauch zur Erzeugung der gleichen Strommenge (siehe Kasten S. 58). Die CCS-Technologie wird favorisiert, um den ambitionierten Zielen der Umwelt- und Klimapolitik gerecht werden zu können. Die Steigerung der Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung ist aber zunächst wohl der einfachste Schritt, einen substanziellen Beitrag für den Umweltschutz zu leisten.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in der Welt betragen nach IEA-Angaben für das Jahr 2006 etwa 28 Mrd. t, von denen knapp 13 Mrd. t auf die OECD-Länder und gut



Abbildung 20: Struktur der Weltstromerzeugung 2008 nach Energieträgern



Quelle: Vorläufige eigene Berechnung

14 Mrd. t auf die Nicht-OECD-Länder entfielen. Nach der Prognose des World Energy Outlook 2008 erwartet die IEA bei Weiterführung der derzeit bestehenden Maßnahmen und -politiken in ihrem Referenz-Szenario einen Anstieg bis auf rund 41 Mrd. t im Jahre 2030. Die weitaus ehrgeizigeren Klimaszenarien mit 450 ppm und 550 ppm CO₂-Gehalt nennen eine Zunahme auf 24,5 Mrd. t CO₂ bzw. 31,6 Mrd. t CO₂-Ausstoß für 2030. Die Verwirklichung dieser Zielsetzungen ist mit ungleich stärkeren politischen Eingriffen, als wir sie bislang kennen, verbunden und kann nur in einem weltweiten Konsens durchgesetzt werden. Alleine regionale Verringerungen des CO₂-Ausstoßes sind in globalem Maßstab ungeeignet, die Zielsetzungen zu erreichen. Es ist darüber hinaus unsicher, ob die erforderlichen technischen Lösungen in vollem Umfang und zeitgerecht entwickelt und verfügbar gemacht werden können. Ferner sind immense finanzielle Mittel zur Neuausrichtung der Energiewirtschaft und zur Umsetzung dieser Ziele erforderlich.

World Energy Outlook 2008 der IEA

Im World Energy Outlook 2008, den die International Energy Agency (IEA) am 12. November 2008 vorgelegt hat, werden die globalen Trends der Energieversorgung bis 2030 in drei Szenarien dargelegt.

- Das **Referenz-Szenario** verfolgt den Zweck, zu illustrieren, wie sich die künftige Entwicklung bei Energieangebot und -nachfrage sowie Treibhausgasemissionen darstellt, wenn die Politiken und Maßnahmen wirken, die bis Mitte 2008 in Kraft waren. Mögliche künftige Weichenstellungen bleiben unberücksichtigt. Das Referenz-Szenario ist somit nicht als Prognose anzusehen.
- In zwei Klimapolitik-Szenarien wird eine langfristige Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentration auf 550 bzw. 450 parts per million (ppm) CO₂-Äquivalent zugrunde gelegt. Das **550-ppm-Politik-Szenario** entspricht einem Anstieg der globalen Temperaturen um 3 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau. Im **450-ppm-Politik-Szenario** bleibt der Anstieg der globalen Temperaturen auf 2 Grad Celsius begrenzt.

Neben der Behandlung politischer Optionen zum Klimaschutz nach 2012 enthält die Studie detaillierte Untersuchungen zu den Perspektiven der Öl- und Erdgasförderung.

Grundannahmen für das Referenz-Szenario

Das Szenario basiert auf folgenden Annahmen:

- Die **Weltbevölkerung** wächst von 6,5 Milliarden im Jahr 2006 auf 8,2 Milliarden im Jahr 2030.
- Das weltweite **Bruttosozialprodukt** steigt mit jahresdurchschnittlichen Raten von 3,3 %.
- Der **Weltmarktpreis für Rohöl** beträgt in realen Größen (im Geldwert des Jahres 2007) innerhalb der Periode 2008 bis 2015 durchschnittlich 100 USD/Barrel und legt danach weitgehend linear auf 122 USD/Barrel im Jahr 2030 zu. In nominalen Größen erhöht sich der Preis bis 2030 auf 206 USD/Barrel.
- Die europäischen **Importpreise für Erdgas** verdoppeln sich in realen Größen im Zeitraum 2007 bis 2030. Die **Steinkohlenpreise** (Kesselkohle) nehmen in realen Größen um rund 50 % auf 110 USD/t im Jahr 2030 zu; in nominalen Größen entspricht dies 186 USD/t.

Ergebnisse für das Referenz-Szenario

Im Referenz-Szenario nimmt der **weltweite Energieverbrauch** von 11,7 Millionen Tonnen Öläquivalent (Mtoe) im Jahr 2006 um 45 % auf 17,0 Mtoe zu. Über die Hälfte dieses Anstiegs wird durch China und Indien verursacht.

Die Nicht-OECD-Staaten in Summe stehen für 87 % der Zunahme des weltweiten Energieverbrauchs bis 2030; entsprechend steigt deren Anteil am Weltenergieverbrauch von 51 % im Jahr 2006 auf 62 % im Jahr 2030.

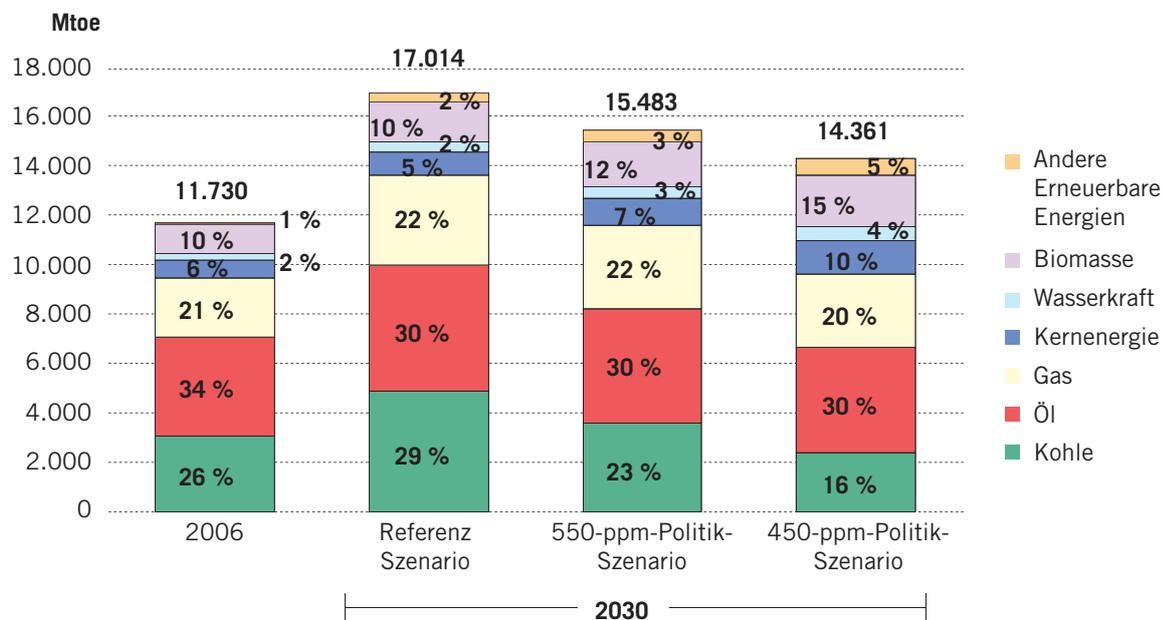
Fossile **Energieträger** tragen 2030 – ebenso wie 2006 – mit gut 80 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Öl bleibt wichtigster Energieträger, auch wenn dessen Anteil von 34 % auf 30 % sinkt. Die Kohle verzeichnet den stärksten absoluten Zuwachs. 85 % der Erhöhung des Kohleverbrauchs erklären sich durch die Zunahme der Kraftwerksnachfrage in China und Indien. Der Beitrag von Kohle zur Deckung des Weltenergieverbrauchs vergrößert sich von 26 % im Jahr 2006 auf 29 % im Jahr 2030. Der Anteil von Erdgas erhöht sich von 21 % auf 22 %. Kernenergie trägt 2030 zur Deckung des Primärenergieverbrauchs mit 5 % bei – gegenüber 6 % im Jahr 2006. Gemessen an der Stromerzeugung fällt der Anteil von Kernenergie von 15 % im Jahr 2006 auf 10 % im Jahr 2030 zurück. Biomasse und andere erneuerbare Energien steigern den Beitrag zur Deckung des Energieverbrauchs von 11 % auf 12 %. Das größte Wachstum wird für die „modernen“ erneuerbaren Energien, wie Wind, Sonne, Geothermie, Gezeiten und Wellen, gesehen – 7,2 % pro Jahr. Haupteinsatzbereich hierfür ist die Stromerzeugung. Der Anteil dieser erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steigt von 1 % im Jahr 2006 auf 4 % im Jahr 2030. Der Beitrag der Wasserkraft zum Primärenergieverbrauch bleibt mit 2 % unverändert. Gemessen an der Stromerzeugung vermindert sich der Anteil der Wasserkraft – trotz absoluter Zuwächse – von 16 % auf 14 %.

Die kumulierten **Investitionen** im Zeitraum 2007 bis 2030 werden (in 2007er USD) mit 26,3 Billionen USD veranschlagt. Davon entfallen mit 13,6 Billionen USD über die Hälfte auf den Stromsektor (davon je 50 % auf die Stromerzeugung und auf Netze). Der verbleibende Teil fließt größtenteils in die Öl- und Gasförderung – überwiegend in Nicht-OECD-Staaten.

Die **Weltölförderung** steigt von 84 mb/d im Jahr 2007 auf 106 mb/d im Jahr 2030. Auch wenn innerhalb des Projektionszeitraums kein Peak-Oil zu erwarten ist, wird davon ausgegangen, dass die konventionelle Ölförderung zum Ende der Projektionsperiode ein Plateau erreicht. Der größte Teil des Zuwachses an Ölförderung muss auch bereits im Zeitraum bis 2030 durch nicht-konventionelle Ressourcen und Technologien (einschließlich kanadischer Ölsände) erbracht werden.

Die **OPEC-Staaten** müssen den größten Teil des Nachfrageanstiegs durch Ausweitung ihrer Fördermengen

Abbildung 21: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs bis 2030



Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2008, Paris 2008, S. 439, 441 und 506

abdecken. Es wird erwartet, dass die konventionelle Ölförderung aus Nicht-OPEC-Staaten bereits ab Mitte des nächsten Jahrzehnts zu sinken beginnt.

Die globalen **CO₂-Emissionen** steigen im Referenz-Szenario von 28 Mrd. t im Jahr 2006 auf 41 Mrd. t im Jahr 2030 und damit um 45 %. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen nehmen von 44 Mrd. t im Jahr 2005 auf 60 Mrd. t CO₂-Äquivalent im Jahr 2030 zu, ein Anstieg um 35 %. Drei Viertel des ausgewiesenen Anstiegs der energiebedingten CO₂-Emissionen entfallen auf China, Indien und den Mittleren Osten und 97 % auf die Nicht-OECD-Staaten. Der Anteil der EU-27 an den globalen CO₂-Emissionen vermindert sich auf weniger als 10 %.

Ergebnisse für die Klimaschutz-Szenarien

Im **550-ppm-Politik-Szenario** steigt der weltweite Energieverbrauch im Zeitraum von 2006 bis 2030 um 32 %. Der Anteil der fossilen Energien vermindert sich deutlich. Hauptgründe für den – im Vergleich zum Referenz-Szenario – niedrigeren Verbrauch sind Effizienzgewinne. Die globalen CO₂-Emissionen erreichen 2025 den Höhepunkt und gehen danach auf 33 Mrd. t im Jahr 2030 zurück. CO₂- und Treibhausgas-Emissionen sind 2030 um 19 % niedriger als im Referenz-Szenario. Die Weltmarktpreise für Öl werden für 2030 mit rund

100 USD/Barrel (in 2007er USD) veranschlagt. Das sind 18 % weniger als im Referenz-Szenario.

CCS wird schneller entwickelt als im Referenzszenario. 2030 wird die installierte Kapazität von CCS-Anlagen auf weltweit mehr als 160 GW beziffert, davon über 70 % in OECD-Staaten. Demgegenüber bleibt CCS im Referenz-Szenario eine vernachlässigbare Größe.

Das **450-ppm-Politik-Szenario** unterstellt noch deutlich stärkere politische Maßnahmen – einschließlich der Entwicklung von Low-Carbon-Technologien. Die CO₂-Emissionen folgen bis 2020 in etwa demselben Pfad wie im 550-ppm-Politik-Szenario, fallen danach allerdings stärker ab. Der Höhepunkt der CO₂-Emissionen wird 2020 mit 32,5 Mrd. t erwartet. Danach wird ein Rückgang auf 25,7 Mrd. t bis zum Jahr 2030 unterstellt. Dieses Szenario erfordert in den OECD-Staaten eine Minderung der Emissionen um 40 % bis 2030 gegenüber 2006. Die anderen Volkswirtschaften müssen die Emissionen auf eine Höhe begrenzen, die den Stand des Jahres 2006 um nicht mehr als 20 % überschreitet.

Ein Cap-and-Trade-System kommt breiter zur Anwendung als im 550-ppm-Politik-Szenario. Nach 2020 werden alle großen Emittenten-Staaten in ein Treibhausgas-Emissions-Handelssystem einbezogen. Wasserkraft,

Biomasse und andere erneuerbare Energien wachsen schneller als in den anderen Szenarien, insbesondere in der Stromerzeugung, und tragen mit 40 % zur weltweiten Stromerzeugung im Jahr 2030 bei. Auch der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung steigt gegenüber dem Referenzszenario deutlich auf 10 % an. In der letzten Dekade des Projektionszeitraums werden – gegenüber dem 550-ppm-Politik-Szenario – zusätzlich 190 GW-CCS-Anlagen installiert.

Die Realisierung des 450-ppm-Politik-Szenarios wird als äußerst ambitioniert klassifiziert. So ist die Höhe der Emissionen der gesamten Welt in diesem Szenario im Jahr 2030 niedriger als die Emissionen, die allein für die Nicht-OECD-Staaten im Referenz-Szenario angesetzt werden. In anderen Worten: Die OECD-Staaten allein können die Herausforderung nicht schultern. Selbst wenn sie die Emissionen auf null zurückfahren, wäre dann noch keine Absenkung erreicht, die den Anforderungen des 450-ppm-Politik-Szenarios entspricht.

Ferner wird als unsicher eingestuft, ob die technischen Lösungen zur erforderlichen Umstellung in allen Sektoren der Volkswirtschaft rechtzeitig verfügbar sind. Eine Verstärkung der privaten und öffentlichen Investitionen in Forschung und Entwicklung wird als unverzichtbar angesehen, um das 450-ppm-Politik-Szenario Realität werden zu lassen.

Die Investitionen in die Umstellung der Systeme zur Bereitstellung und zur Nutzung von Energie sind deutlich

höher als im Referenz-Szenario. Diesen Extra-Kosten stehen aber hohe Einsparungen bei den Energiekosten gegenüber. Die Studie schließt mit dem Appell, jetzt zu handeln, um noch rechtzeitig die Weichen für die entsprechende Neuausrichtung der Energieversorgung zu stellen.

Bewertung

Die 570 Seiten starke Studie gibt erneut ein umfassendes Bild über die Perspektiven der globalen Energieversorgung. Sie ist als Vorlage für die anstehenden internationalen Klimaschutz-Verhandlungen zu sehen. Die ausgewiesenen Zahlen machen sehr deutlich, dass die Lösung des Klimaproblems nicht in der Begrenzung der Emissionen innerhalb der EU liegen kann. Vielmehr kann eine Klimaschutz-Politik nur dann wirksam sein, wenn alle Staaten – auch die Entwicklungs- und Schwellenländer – in ein Emissionsbegrenzungsregime eingebunden werden.

Ferner zeigt die Studie, dass auch künftig alle Energieträger zur Deckung des Verbrauchs benötigt werden. Die ehrgeizigen Klimaziele, die insbesondere in dem 450-ppm-Politik-Szenario Ausdruck finden, sind nur erreichbar, wenn alle Optionen genutzt werden. Dazu gehören die Kernenergie (siehe S. 56), vergrößerte Beiträge der erneuerbaren Energien, Steigerung der Energieeffizienz sowie die Entwicklung und Anwendung von CCS in breitem Umfang.

Die Klimakonferenz in Kopenhagen und die Erwartungen an ein globales Klimaschutzregime nach 2012

Die Geschichte des internationalen Klimaschutzes beginnt mit dem Erdgipfel in Rio de Janeiro 1992. Dort wurde die UN-Klimarahmenkonvention verabschiedet, die „United Nations Framework Convention on Climate Change“ (UNFCCC). Dem internationalen Umweltabkommen traten 189 Staaten mit dem Ziel bei, einen gefährlichen Klimawandel zu verhindern. Sie verpflichteten sich, in einer allerdings unverbindlichen Form, die Emission von Treibhausgasen bis zum Jahr 2000 auf dem Niveau von 1990 einzufrieren. Dieses Ziel wurde von den meisten Vertragsstaaten um Längen verfehlt. Gleichzeitig wurde das UN-Klimasekretariat ins Leben gerufen, das seinen Sitz in Bonn hat. Die Vertragsstaaten veröffentlichen jährliche Berichte über die Entwicklung ihrer Treibhausgasemissionen.

Die Vertragsstaaten treffen sich einmal jährlich zu Konferenzen, der „Conference of Parties“, kurz „COP“ genannt. Auf diesen UN-Weltklimagipfeln wird um konkrete Klimaschutzmaßnahmen gerungen. Der bekannteste Gipfel fand 1997 im japanischen Kyoto statt (COP 3). Dort wurde das Kyoto-Protokoll erarbeitet. In diesem Zusatzprotokoll zur Rahmenkonvention wurden erstmals verbindliche Zielwerte für die Emission von Treibhausgasen festgelegt. Demnach verpflichteten sich die Industriestaaten, ihren Ausstoß bis 2012 um 5,2 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Das Kyoto-Protokoll trat 2005 in Kraft, nachdem es von 55 Staaten, die für 55 % der Treibhausgasemissionen des Jahres 1990 verantwortlich waren, ratifiziert worden war. Vom gewichtigsten CO₂-Emittenten, den USA, wurde es nie unterzeichnet.

Das Abkommen läuft im Jahr 2012 aus. Derzeit laufen Verhandlungen für die Zeit danach, für die erneut ein internationales Klimaschutzabkommen angestrebt wird. Der Fahrplan für diese Verhandlungen wurde auf dem UN-Weltklimagipfel in Bali im Dezember 2007 („Bali Roadmap“) vereinbart. In Verhandlungen in Bangkok und Bonn (April bzw. Juni 2008) wurden vor allem technische Fragen und Minderungsmöglichkeiten für die Industriestaaten diskutiert (Bonn) und Einigkeit erzielt, dass Emissionshandel und weitere flexible Instrumente auch in der nächsten Verpflichtungsperiode nach 2012 verwendet werden sollen.

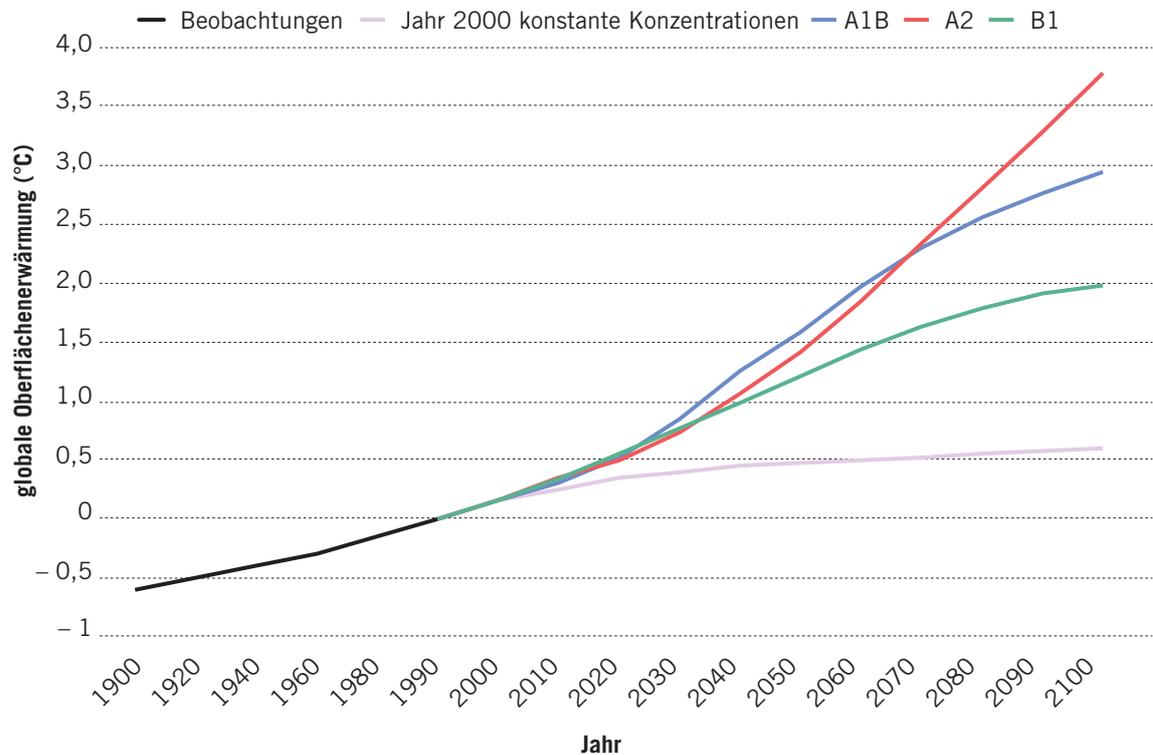
All dies dient der Vorbereitung der Vertragsstaatenkonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 (COP 15), auf der ein Nachfolgeabkommen für das Kyoto-Protokoll erzielt werden soll, das klare Reduktionsverpflichtungen für Treibhausgasemissionen enthalten soll. Die Erwartungen an die Konferenz von Kopenhagen sind hoch. So strebt die EU an, die globale Erwärmung auf 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begren-

zen. Der IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change – kurz UN-Weltklimarat) hat in seinem 4. Sachstandsbericht (2008) aufgezeigt, dass weltweite Minderungen des Ausstoßes von Treibhausgasen von nicht weniger als 50 % bis 2050 und von 25 % bis 40 % seitens der Industrieländer bis 2020 erforderlich sind – und dies soll nur der erste Schritt sein (siehe Abbildung 22). Weiterhin stellte der IPCC heraus, dass die weltweiten Emissionen in spätestens 10 bis 15 Jahren auf einen Minderungspfad gebracht werden müssen, um das 2 °C-Ziel noch einhalten zu können. Bereits jetzt ist damit klar, dass auch die Schwellenländer in großem Umfang Anstrengungen zur Senkung ihrer Treibhausgasemissionen erbringen müssen, denn der größte Teil der zusätzlichen Treibhausgasemissionen in den kommenden Jahrzehnten wird aus den Schwellenländern kommen. Hierzu stellt sich im Hinblick auf Kopenhagen die Frage, ob die Schwellenländer bereit sind, bindenden Emissionszielen zuzustimmen, die einer deutlichen Absenkung gegenüber ihrem „business as usual“-Pfad entsprechen, und ob es zu einem substanziellen Ausbau des globalen Emissionshandels nach 2012 kommen kann.

Die Konturen des Kyoto-Nachfolgeabkommens sind nach wie vor offen. Eine wesentliche Schwierigkeit wird darin bestehen, ein globales Klimaregime zu schaffen, das den Industrieländern, den Schwellenländern und den Entwicklungsländern eine jeweils akzeptable Last an den zu bewältigenden Reduktionsanstrengungen zuweist. Während die Industrieländer historisch wesentliche Verursacher des anthropogenen Treibhauseffektes gewesen sind, nun aber im globalen Maßstab zum Teil vergleichsweise hohe Vermeidungskosten haben, verweisen die Schwellenländer darauf, dass ihnen das Recht auf Entwicklung nicht genommen werden darf. Gleichzeitig drängen die ärmsten Länder der Welt auf Lösungen bei der Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen an eine durch den Klimawandel veränderte Umwelt. Neben dem Thema Emissionsreduktion werden daher auch die Anpassung an den Klimawandel (Adaptation), emissionsmindernde Technologien sowie die hierzu jeweils notwendigen Investitionen und ihre Finanzierung Gegenstand der Gespräche sein.

Die EU wird absehbar weiterhin eine Vorreiterrolle bei den Verhandlungen anstreben. So hat sie sich auf der Sitzung des Europäischen Rates am 8. und 9. März 2007 bereit erklärt, ihr Reduktionsziel für 2020 von derzeit 20 % auf 30 % gegenüber 1990 zu erhöhen, falls ein globales und umfassendes neues Klimaschutzabkommen zustande kommt, sich andere Industrieländer auf vergleichbare Reduktionsziele wie die EU verpflichten.

Abbildung 22: Prognostizierte globale Temperaturanstiege bis zum Jahr 2100 für unterschiedliche Szenarien



A2 = sehr heterogene Welt mit einem hohen Verschmutzungsgrad, langsames Wirtschaftswachstum, begrenzter technologischer Wandel.

A1B = sehr hohes Wirtschaftswachstum, die Weltbevölkerung erreicht in der Mitte des 21. Jahrhunderts ihr Maximum, sehr schnelle Einführung und Nutzung von neuen effizienten Technologien unter gleichmäßiger Nutzung aller Ressourcen

B1 = sehr konvergente Welt mit dem gleichen Verschmutzungsgrad wie bei A1 (sehr hohes Wirtschaftswachstum, die Weltbevölkerung erreicht in der Mitte des 21. Jahrhunderts ihr Maximum, sehr schnelle Einführung und Nutzung von neuen effizienten Technologien), mit einem schnellen wirtschaftlichen Strukturwandel bezogen auf die Dienstleistungs- und Informationstechnologie.

Quelle: 4. Bericht des IPCC

ten und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer zusagen, einen Beitrag zu leisten, der ihren „Verantwortlichkeiten und jeweiligen Fähigkeiten“ entspricht. Seitens der Schwellenländer wurde auf der Konferenz von Bali bereits ein erster Schritt getan, als diese sich verpflichteten, national angemessene und ihren Möglichkeiten entsprechende Maßnahmen zur Reduktion der Emission von Treibhausgasen zu ergreifen – dies allerdings nur unter der Bedingung, dass sie Unterstützung durch die Industrieländer erhalten. Darunter ist der generelle Zugang zu Klimaschutztechnologien für die Schwellenländer und ihre Finanzierung

durch die Industrieländer zu verstehen. Diese Themen werden auf dem Weg nach Kopenhagen eine zentrale Bedeutung erlangen. Die in der G77 zusammenschlossenen Entwicklungsländer und China schlagen deshalb vor, unter der Klimarahmenkonvention einen Fonds einzurichten, der den Zugang zu Klimaschutztechnologien für diese Länder finanziert. Er soll durch eine Abgabe auf den einen Teil des internationalen Handels mit Emissionszertifikaten gespeist werden.

Die Rolle der USA wird von zentraler Bedeutung sein. Es wird erwartet, dass die neue US-Regierung offener für die Teilnahme an einem Klimaregime sein wird. Prä-

sident Barack Obama dürfte an seinen Versprechungen festhalten, die Emissionen der USA substanziell zu senken und hierzu erhebliche Finanzmittel in die Entwicklung von klimaschützenden Technologien zu investieren. Angesichts der geringen Vorlaufzeit für die neue Regierung und angesichts der ökonomischen Probleme der USA ist jedoch nicht zwingend davon auszugehen, dass sich die USA bereits kurzfristig in eine Führungsrolle begeben werden.

Die Verhandlungsstruktur bei COP 15 ist verhältnismäßig komplex: Es wird in zwei Strängen verhandelt, wobei der eine unter dem Kyoto-Protokoll, der andere unter der Klimarahmenkonvention stattfindet. Dies ist nicht zu vermeiden, weil zum einen das Kyoto-Protokoll bislang nicht von den USA ratifiziert wurde, zum anderen die Entwicklungsländer darauf drängen, unter dem größeren Dach der Klimarahmenkonvention über ihre künftigen Klimaschutzbeiträge zu verhandeln. Dementsprechend werden die Verhandlungen vor allem von zwei Arbeitsgruppen getragen werden: Die Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol (AWG KP) verhandelt die Emissionsziele der im Kyoto-Protokoll erfassten Industrieländer, während die Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention

(AWG-LCA) sich mit den Minderungsbeiträgen der Nicht-Kyoto-Industriestaaten, insbesondere der USA, sowie der Klimaschutzbeiträge der Entwicklungsländer befassen wird.

Aus Sicht der deutschen und der europäischen Energiewirtschaft ist es vor allem wichtig, dass in Kopenhagen einerseits klare Vorgaben für die Zeit nach 2012 erzielt werden. Europäische Unternehmen haben im Rahmen von JI und CDM (Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen in Industrieländern – JI – bzw. in Entwicklungsländern – CDM) maßgeblich an der Entwicklung eines globalen Kohlenstoffmarktes mitgewirkt und benötigen für ihre Vorhaben eine Perspektive, damit der Markt, der Klimaschutz unter wirtschaftlich sinnvollen Bedingungen erleichtert, nicht versiegt. Dies ist umso bedeutender, als das europäische Klimaschutzziel von 30 % (für den Fall, dass ein Abkommen zustande kommt) in einem nicht hinreichend in einen globalen Kohlenstoffmarkt eingebundenen Europa selbst nur unter sehr hohen volkswirtschaftlichen Kosten zu erreichen wäre. Von großer Bedeutung ist weiterhin, dass die Mechanismen, mit denen die Post-Kyoto-Ziele realisiert werden sollen, selbst effizient sind und nicht mit einem Übermaß an administrativen oder technischen Anforderungen belastet werden.

Energie in der Europäischen Union

Auch im vergangenen Jahr standen die europäische Energie- und Klimapolitik im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses. Die Turbulenzen an den weltweiten Energiemärkten in der ersten Hälfte des Jahres, die Verschärfung der Klimadiskussion Mitte des Jahres und zuletzt Fragen der Rezessionsauswirkung auf die Energiemärkte und Klimapolitik der EU bildeten den Kern der Diskussionen. Das unbestritten wichtigste Ereignis des Jahres war der EU-Gipfel vom 11./12. Dezember 2008. Mithilfe eines umfassenden Legislativ-Pakets „Klima und Energie“ ist es der Gemeinschaft der 27 EU-Staaten gelungen, eine umfassende Regelung zu entwickeln, um die bereits im Jahr 2007 festgelegte Lafrichtung „20/20/20 bis 2020“ umzusetzen. Das Hauptziel dieser Strategie ist die Senkung der Treibhausgasemissionen (-20 %), insbesondere durch die Steigerung der Energieeffizienz (+20 %) und durch Erhöhung des regenerativen Anteils am Primärenergieverbrauch (von 8 % im Jahr 2007 auf 20 % im Jahr 2020).

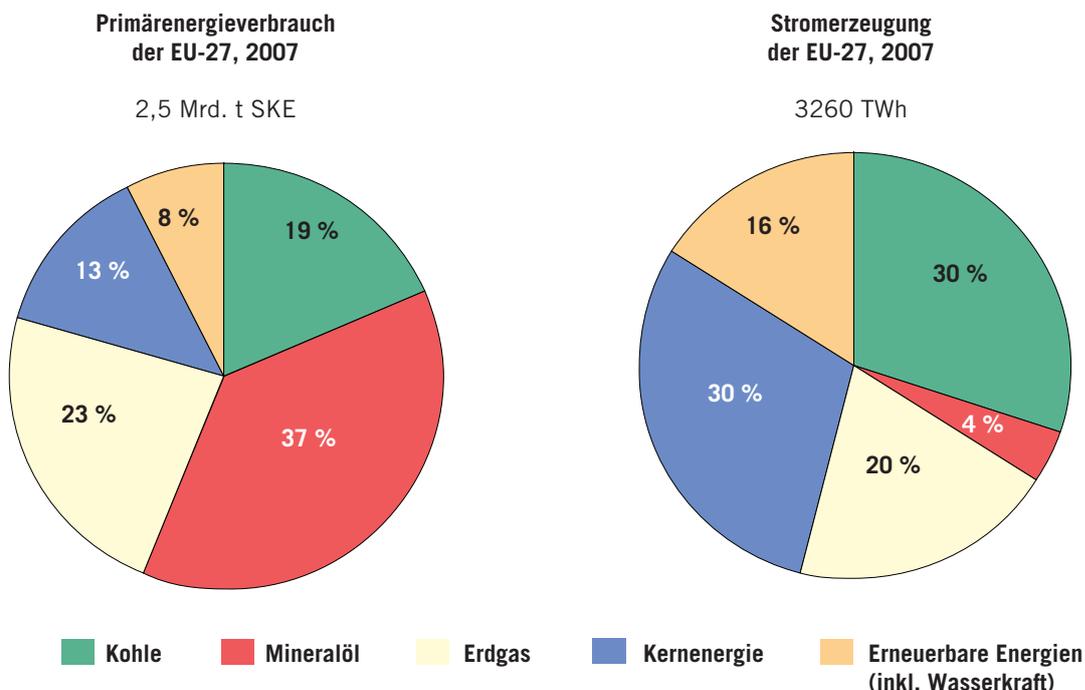
Mit der Einigung ist es gelungen, in einem wirtschaftlich komplizierten Umfeld die Glaubwürdigkeit der Europäischen Energie- und Klimapolitik, sowie die Handlungsfähigkeit der Gemeinschaft unter Beweis zu stellen.

Energieverbrauch

In der EU-27 liegt der gesamte Primärenergieverbrauch seit vier Jahren nahezu unverändert bei ca. 2,5 Mrd. t SKE. Rechnet man die beiden 2007 neu aufgenommenen Länder Bulgarien und Rumänien heraus, lässt sich für 2007 in Europa erstmals ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs um ca. 2 % feststellen, wobei in Deutschland der größte Rückgang zu verzeichnen war. Weiterhin dominieren die fossilen Brennstoffe den Energiemix. Öl hält mit 37 % den größten Anteil am Primärenergieverbrauch. Es folgen Erdgas mit 23 % und feste Brennstoffe mit 19 %. Kernenergie kommt auf einen Anteil von 13 % und erneuerbare Energieträger machen ca. 8 % am Energiemix aus.

Im Vergleich mit 2006 ist der gesunkene Ölverbrauch auffällig. Der rückläufige Ölverbrauch wurde in folgenden Ländern beobachtet: Deutschland (-9 %), Großbritannien (-5 %), Österreich (-4,8 %) und Italien (-3,9 %). Gründe dafür sind vermutlich zum einen in den steigenden Ölpreisen zu sehen, zum anderen wurde aufgrund des milden Winters im Durchschnitt deutlich weniger Heizöl verbraucht als im Jahr davor. Ob Europa wirklich

Abbildung 23: Energieverbrauch



Quellen: BP, RWE-Power Perspektiven, IEA Statistics, Eurostat, Eigenschätzung, 2007

weniger Öl im Sinne der Klimapolitik verbraucht, kann demnach erst durch weitere Beobachtung des Ölmarktes geklärt werden. Eine zweite Veränderung im Energiemix war beim Kohleverbrauch zu beobachten. Die gestiegenen Erdgaspreise haben den Kohleeinsatz im Stromsektor erhöht und demzufolge zur Verschiebung im Primärenergieverbrauch geführt. Trotz der bereits seit einigen Jahren bestehenden Bestrebungen, den Anteil regenerativer Energieträger wie Solarenergie, Wind oder Biomasse zu steigern, ist der regenerative Anteil am Primärenergieverbrauch mit ca. 8 % immer noch gering.

Ähnlich dem Primärenergieverbrauch beobachtet man beim Stromverbrauch nur kleine Veränderungen. Die gesamte Stromerzeugung der EU lag 2007 mit ca. 3.260 TWh zwar höher als im Jahr 2006 (3.160 TWh/EU-25), der Anstieg ist aber allein auf die Aufnahme Bulgariens und Rumäniens in die EU zurückzuführen. Damit setzt sich der Anstieg der letzten Jahre in der EU-Stromerzeugung erstmals nicht fort. An der weltweiten Stromerzeugung hat die EU etwa einen Anteil von einem Fünftel. Wie auch im Jahr 2006 besaßen ölbefeuerte Kraftwerke nur einen sehr geringen Anteil von ca. 4 %. Zusammen mit den Energieträgern Kohle (30 %) und Erdgas (20 %) hatten die fossilen Energieträger erneut einen Anteil von über 50 %. Kernenergie weist seit Jahren einen rückläufigen Trend aus und erreichte im Jahr 2007 einen Anteil von knapp 30 %. Dagegen konnte die Stromerzeugung

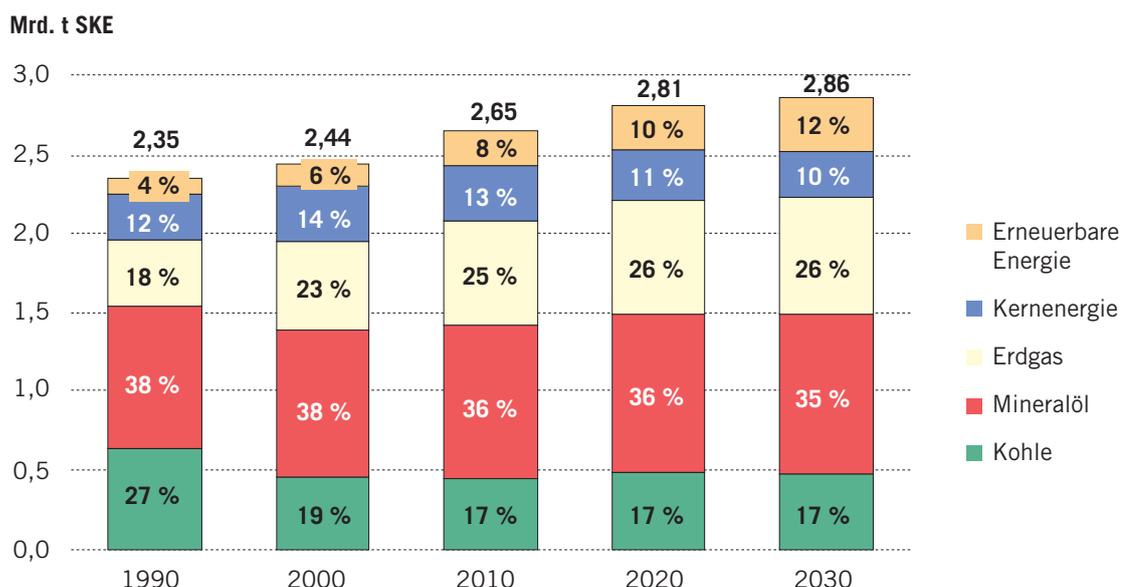
aus regenerativen Energiequellen weiter ausgebaut werden und lag im Jahr 2007 bei ca. 16 %. Dabei macht Wasserkraft mit ca. 10 % weiterhin den größten Anteil aus. Die Zunahme des regenerativen Energieanteils im Strommix ist jedoch hauptsächlich auf die zweistelligen Zuwachsraten der installierten Leistung von Solarenergie, Biomasse und Windenergie zurückzuführen. Hierin zeigt sich das Bestreben der EU-Mitgliedsstaaten, vor allem die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern. Mit den bereits erreichten hohen Anteilen regenerativer Energieträger an der Stromerzeugung scheint ein Anteil von 20 % im EU-Durchschnitt im Jahr 2020 durchaus erreichbar.

Erwartete Veränderungen im Energiemix

Ein erklärtes Ziel der EU-Energie- und Klimapolitik ist es, die Erzeugungsstruktur signifikant in Richtung Steigerung der Anteile regenerativer Energieträger zu verändern. Die unten stehende Grafik zeigt die Prognose der Europäischen Kommission für den zukünftigen Primärenergieverbrauch und seine Struktur bei Fortsetzung der heutigen Energiepolitik der EU-Mitgliedsstaaten.

Es wird deutlich, dass in diesem Szenario der Anteil an regenerativen Energieträgern bis 2020 erst einen Anteil von 10 % erreicht. Dies reicht bei weitem nicht aus, um

Abbildung 24: Primärenergieverbrauch der EU-27 – Trend bis 2030: Base-Case-Szenario



Quelle: EC – European Energy and Transport: Trends to 2030



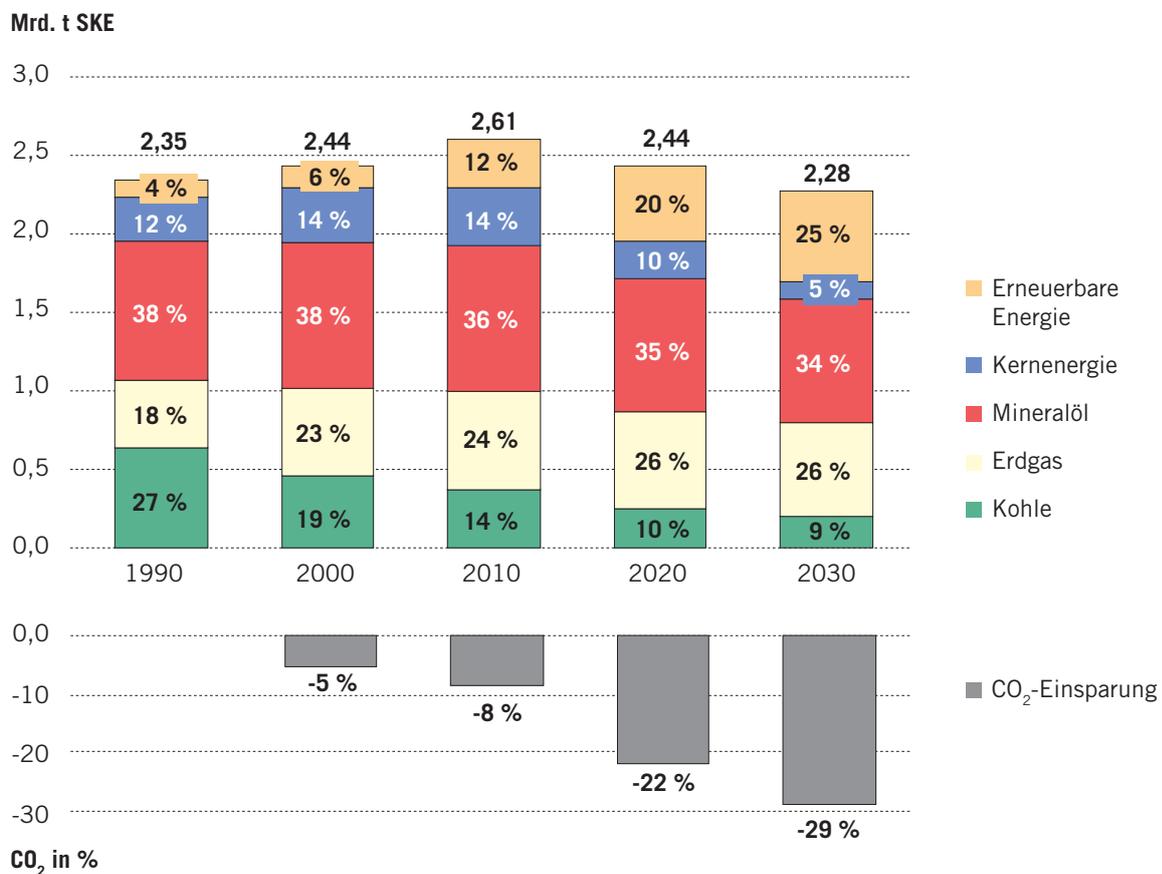
den Anteil fossiler Brennstoffe zu senken. Im Gegenteil, es wird durch den erwarteten leichten Anstieg des Energiebedarfs (ca. 15 % zwischen 2000 und 2030) sogar mit einer Zunahme des Erdgas- und Kohleverbrauchs und etwa gleichbleibend hohem Mineralöleinsatz gerechnet. Dies bringt für die EU zwei grundsätzliche Probleme mit sich. Erstens steigt damit die Importabhängigkeit der EU weiter an. Die Europäische Kommission schätzt, dass bei Beibehaltung des derzeitigen Kurses in der Energiepolitik die Importabhängigkeit der EU von heutigen 50 % bis auf 70 % im Jahr 2030 ansteigen könnte. Berücksichtigt man zusätzlich die Verknappung der weltweiten Energievorräte und den dadurch verursachten Preisanstieg der fossilen Energieträger, so könnten dadurch sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie gefährdet werden. Zweitens wird bei diesem Szenario noch keine nen-

nenswerte Minderung der Treibhausgasemissionen erreicht. Das erklärte Ziel der EU, den Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2020 um 20 % gegenüber 1990 zu senken, wird in dem Base-Case-Szenario verfehlt.

Die Europäische Kommission hat daher ein alternatives Szenario (Combined high renewables and efficiency case) entwickelt, mit welchem die Minderungsziele der „20/20/20 bis 2020“-Strategie erreicht werden könnten. Dabei wird v.a. von einer stark verschärften Klimapolitik der EU-Mitgliedsländer bezüglich Energieeffizienz und Ausbau der regenerativen Energien ausgegangen. Die Verabschiedung des Klimaschutzpaketes im Dezember 2008 ist die unmittelbare Konsequenz dieser Strategie.

Auffällig ist, dass zur Erreichung der Emissionsminderungsziele bis 2020 insbesondere Kohle und Öl durch er-

Abbildung 25: Primärenergieverbrauch & CO₂-Einsparungen der EU-27 – Trend bis 2030
Alternatives Szenario: Combined high renewables and efficiency case



Quelle: EC – European Energy and Transport: Scenarios on energy efficiency and renewables

erneuerbare Energien ersetzt werden sollen. Die Erdgasnutzung bleibt nahezu konstant. Obwohl die Nuklearenergie CO₂-frei ist, wird in diesem Szenario ihre Verwendung immer weiter zurückgefahren. Es ist ersichtlich, dass die ambitionierten Ziele für erneuerbare Energien dieses Szenarios nur mit großen Anstrengungen erreichbar sind. In 2007 lag der regenerative Anteil bei ca. 8 %. Demnach konnte dieser trotz massiver Ausbauprogramme für erneuerbare Energien mit zweistelligen Zuwachsraten bei Solarenergie, Windenergie und Biomasse in den letzten 7 Jahren um nur ca. 2 Prozentpunkte gesteigert werden. Für eine zusätzliche Steigerung des regenerativen Anteils um weitere 4 % Prozentpunkte bis 2010 werden daher noch große politische und finanzielle Anstrengungen notwendig sein. Ob die längerfristigen Ziele sowohl bei dem Anteil der regenerativen Energien als auch bei der Senkung von Treibhausgasemissionen erreicht werden können, wird im Wesentlichen von der Umsetzung des nachfolgend beschriebenen Klimaschutzpaketes der EU abhängen.

Energie- und Klimapolitik

Bei der Bekämpfung des Klimawandels ist Europa weltweit in einer Vorreiterrolle. Um den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur unter dem kritischen Wert von 2 °C zu halten, setzt die EU das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 20 % unter den Wert von 1990 zu senken und bis 2050 nur ungefähr die Hälfte der Treibhausgasemissionen von 1990 zu emittieren. Dazu hat die europäische Kommission bereits im Jahr 2007 u. a. den SET-Plan (ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie) entworfen. Darin wird dem Technologiestandort Europa eine zentrale Bedeutung bei der Lösung der globalen, umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts beigemessen. Der Technologieplan enthält Vorschläge und Maßnahmen zur Erreichung der formulierten 20-prozentigen Treibhausgasminderung bis zum Jahr 2020. Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Entwicklung von Biokraftstoffen der zweiten Generation als Alternative zu fossilen Brennstoffen
- Kommerzielle Nutzung von Technologien zur Abscheidung, Verbringung und Speicherung von CO₂
- Signifikante Erhöhung der Stromerzeugungskapazität aus großen Offshore-Anlagen

- Demonstration der Marktfähigkeit zentraler Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen und aus konzentrierter Solarenergie
- Aufbau und Weiterentwicklung eines europäischen Elektrizitätsnetzes zur Einbindung erneuerbarer und dezentraler Energiequellen
- Steigerung der Marktpenetration durch effizientere Anlagen und Systeme zur Energieumwandlung und -endnutzung
- Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit in der Kerntechnik einschließlich langfristiger Entsorgungslösungen

Insbesondere die CO₂-Abscheidung verspricht signifikante Potenziale zur Senkung der CO₂-Emissionen. Die EU schätzt, dass bis zum Jahr 2050 ca. 60 % der weltweiten CO₂-Kraftwerksemissionen durch CCS-Technologien vermieden werden könnten. Dazu plant sie ca. zwölf große Demonstrationsprojekte umzusetzen. Nachdem die Finanzierung über Erlöse aus der dritten Phase des ETS (Emissions Trading System) erleichtert wird, sollen noch im Jahr 2009 die entsprechenden, rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Insbesondere ist hierbei die geplante CCS-Richtlinie der EU zu nennen, die weitgehend die Zuständigkeiten klären und Sicherheitsvorgaben für die CO₂-Speicherung machen soll. Darüber wird in einem Sonderteil dieser Publikation berichtet.

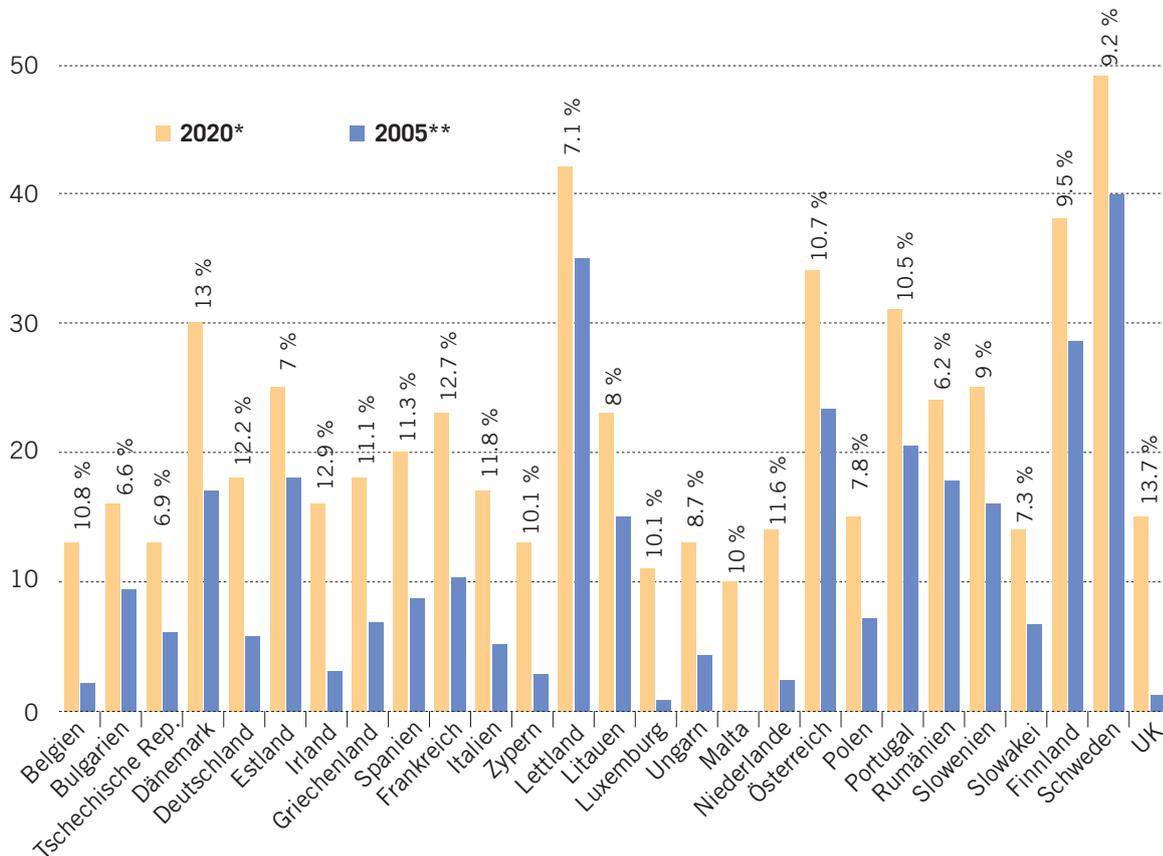
Das energiepolitische Highlight des Jahres 2008 war zweifelsohne die Verabschiedung des Klimaschutzpaketes. Das Europäische Parlament verabschiedete am 17. Dezember 2008 mit großer Mehrheit die Festlegungen des Rats. Es billigte in erster Lesung alle Bestandteile des Legislativpakets. Das Paket als Gesamtheit soll bis zum Jahr 2011 Rechtsgültigkeit erlangen. Indessen enthalten die jüngsten Gipfelbeschlüsse eine Überprüfungs-klausel für den Fall einer Nicht-Einigung auf ein tragfähiges Post-Kyoto-Regime bis Ende 2009.

Die wichtigsten Inhalte der einzelnen Richtlinien werden nachfolgend dargestellt:

- **Richtlinie über Erneuerbare Energien**
Im Zuge des Klimaschutzpaketes wurden die Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch angepasst (siehe Grafik).
- **Verordnung über CO₂-Emissionen von Neuwagen (PKW)**
Die EU legt mit dieser Verordnung für Neuwagenverkäufe aller Autohersteller in Europa ab 2012 einen durchschnittlichen CO₂-Emissionswert von 120 g/km



Abbildung 26: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch in %



*Ziel; **tatsächlicher Anteil

Quelle: Argus (Power Europe)

fest. Die Strafen für die Hersteller bei der Überschreitung dieses Mittelwertes sind wie folgt:

- 5 €/g für das erste zusätzliche Gramm
- 15 €/g für das zweite zusätzliche Gramm
- 25 €/g für das dritte zusätzliche Gramm
- 95 €/g für jedes weitere zusätzliche Gramm

• **Richtlinie über die dritte Phase des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS)**

In der dritten Phase des EU-ETS wird die Gesamtmenge an den durch das ETS abgedeckten Treibhausgasemissionen der EU limitiert. Die Emissionsveränderung in der EU in der Zeitperiode 1990 bis 2020 ist Abbildung 27 zu entnehmen.

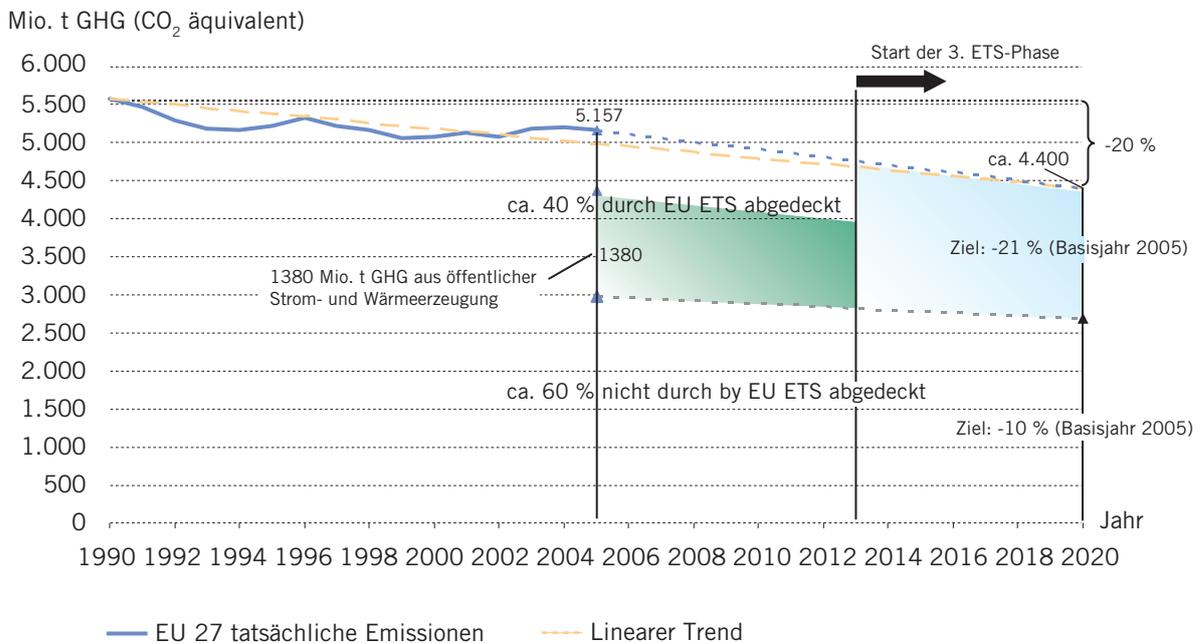
Diese Menge soll ab 2013 jährlich um ca. 1,74 % zurückgehen. Die Verteilung der Emissionszertifikate an die Länder erfolgt zu 88 % auf Basis der historischen

Emissionen, 10 % werden auf Basis der Wirtschaftskraft verteilt und 2 % werden unter Bulgarien, Tschechien, Estland, Lettland, Litauen, Ungarn, Polen, Rumänien und der Slowakei aufgeteilt.

Die am ETS teilnehmenden Länder müssen einen Großteil der Emissionszertifikate versteigern und den Gewinn auf der Länderebene zu mindestens 50 % für Maßnahmen gegen den Klimawandel verwenden. Aus den Versteigerungserlösen dürfen z. B. staatliche Zuschüsse für die klimafreundliche Erneuerung des Kraftwerksparks gegeben werden.

Im Stromerzeugungssektor werden ab 2013 alle CO₂-Zertifikate versteigert. Bestimmte osteuropäische Länder können bei einem stark fossil ausgerichteten Kraftwerkspark und unterdurchschnittlicher Wirtschaftskraft den Kraftwerksbetreibern zunächst bis zu 70 % der nötigen Emissionszertifikate kostenfrei zuteil-

Abbildung 27: Emissionsveränderung in der EU in der Zeitperiode 1990–2020



Basierend auf:

– Statistik. Eurostat;

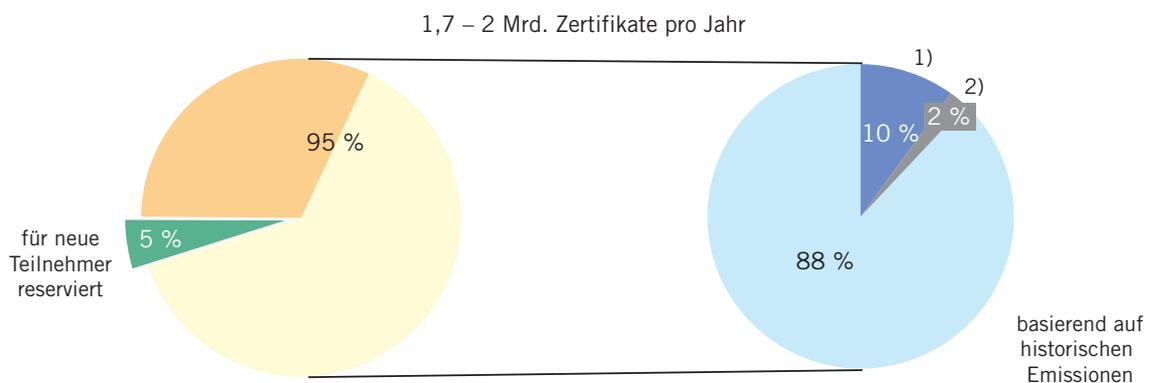
– EU Press release: „Questions and Answers on the revised EU Emissions Trading System“; Erreichbar unter:

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/796&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

– Council of the European Union: Energy and Climate Change – Elements of the final compromise

Quelle: Statistik: Eurostat

Abbildung 28: Zuteilung der Emissionszertifikate im EU-Emissionshandel (ETS)



1) Im Interesse von Solidarität und Wachstum in der Gemeinschaft auf 19 Mitgliedsstaaten aufgeteilt.

2) Zwischen folgenden Mitgliedsstaaten aufgeteilt, die in 2005 eine 20 % Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen erreicht haben: Bulgarien, Tschechische Republik, Estland, Lettland, Litauen, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowakei.

Quelle: EU Press release: Questions and Answers on the revised EU Emissions Trading System

len. Bis 2020 müssen jedoch auch diese Länder eine Versteigerungsquote von 100 % erreichen.

Im Industriesektor, der vom ETS erfasst wird, soll die Versteigerungsrate im Jahr 2013 mit ca. 20 % beginnen und bis 2020 auf 70 % steigen. Das Ziel ist eine 100-prozentige Versteigerung der CO₂-Zertifikate bis 2025. Eine Ausnahme wird hierbei für die Industriebereiche gemacht, bei denen eine erhöhte Abwanderungsgefahr durch die CO₂-Zusatzkosten besteht.

- **Kyoto Protocol's Joint Implementation (JI) & Clean Development Mechanism (CDM)**

Im neuen ETS der EU haben die Verursacher von Treibhausgasen die Möglichkeit, sich Klimaschutzmaßnahmen, die sie in Drittländern ergreifen, über ein Kredit-System anrechnen zu lassen. Die maximale Anrechnungsmenge in der gesamten EU ist limitiert auf insgesamt 50 % der in der EU zu erreichenden Emissionsminderungen in der Periode 2008-2020.

- **Richtlinie über die Abtrennung und geologische Speicherung von CO₂ (CCS)**

Über die CCS-Entwicklung wird in einem Sonderteil dieses Heftes berichtet. Die EU wird im Frühjahr 2009 zu CCS noch weitere Entscheidungen treffen. Klar ist jedoch bereits jetzt, dass die EU mit dem Erlös aus der Versteigerung von 300 Millionen Emissionszertifikaten aus der Handelsperiode 2013-2015 sowohl den Bau von zehn bis zwölf Demonstrationsanlagen mit CCS sowie innovative Technologien für erneuerbare Energien stützen wird.

- **Entscheidung über Lastverteilung (der Reduktionen in nicht vom ETS erfassten Sektoren)**

Die nicht vom ETS der EU erfassten Treibhausgasemissionen machen ca. 60 % der Gesamtemissionen der EU aus. Dies sind beispielsweise Treibhausgasemissionen aus den Sektoren Verkehr (Transport mit PKW, LKW oder Schiff), Gebäude, Dienstleistungen, Landwirtschaft oder Kleinindustrie. Ziel der EU ist es, diese Emissionen zwischen 2013 und 2020 um 10 % zu mindern. Eine entscheidende Maßnahme dafür ist z. B. die bereits erwähnte Verschärfung der CO₂-Grenzwerte für Neuwagen. Die Einhaltung der Verpflichtungen regeln die nationalen Gesetzgeber in eigener Verantwortung.

Mit dem verabschiedeten Klimapaket ist die langjährige Diskussion um die Formulierung der Energie- und Klimapolitik in Europa weitgehend abgeschlossen. Die Ziele wurden identifiziert und entsprechende Maßnahmen aufgestellt. Mit den aus dem ETS freigesetzten, erheblichen Finanzmitteln können die zukünftigen Projekte und Investitionen konkret aufgegriffen werden. Sie müssen nun im Zusammenspiel der Legislative, Forschung und Entwicklung sowie der Industrie konsequent umgesetzt werden.

Versorgungssicherheit im Fokus der zukünftigen europäischen Energiepolitik

Am 13. November 2008 hat die Europäische Kommission mit ihrer Mitteilung zur Neufassung der „Überprüfung der europäischen Energiestrategie“ einen Vorschlag für einen zweiten Energieaktionsplan (sogenannten Strategic Energy Review, SER 2) vorgestellt und ist damit ihrem Auftrag zur Überarbeitung des noch gültigen Aktionsplans durch den Ministerrat im ersten Halbjahr 2007 unter deutscher Präsidentschaft nachgekommen. Der neue europäische Aktionsplan soll sich erneut über drei Jahre – von 2010 bis 2012 – erstrecken und auf der nächsten Frühjahrskonferenz des Europäischen Rates im Frühjahr 2009 verabschiedet werden.

Nach ihren jüngsten Richtlinienvorschlägen zur Weiterentwicklung der europäischen Strom- und Gasbinnenmärkte (September 2007) sowie zur Entwicklung einer nachhaltigeren Energieversorgung im Rahmen des Klima- und Energiepaketes (Januar 2008) wendet sich die Kommission nun in diesem Paket stärker dem Bereich Versorgungssicherheit im Energiebereich zu.

Kernstück des SER 2 ist daher der „EU-Energie-sicherheits- und Solidaritätsaktionsplan“, welcher auf fünf Säulen aufbaut:

• Infrastrukturausbau und Diversifikation des Energieangebotes

Der inner- und außereuropäische Ausbau der Transit- und Transportinfrastrukturen soll forciert werden, um so die marktnähere Zuleitung von Importenergien und deren Verteilung zu ermöglichen. Zur schnelleren Umsetzung wird eine Überarbeitung der sich in der bisherigen Praxis als nicht ausreichend bewährten TEN-E Guidelines angestrebt. Mit deren Hilfe sollen relevante Infrastrukturprojekte eruiert und im weiteren Verlauf auch schneller umgesetzt werden.

Regionale Prioritäten beinhalten insbesondere den Ausbau des europäischen Netzverbundes für Gas und Strom zur verbesserten Anbindung des Baltikums, der Mittelmeerränderstaaten sowie der mittel- und südosteuropäischen Energiegemeinschaft und ferner die Entwicklung eines sogenannten „Südlichen Gaskorridors“ zur Heranleitung von Gas aus dem kaspischen Raum und dem Mittleren Osten. Zusätzlich sollen zur weiteren Diversifikation der Energieträger die Kapazitäten für LNG, Offshore-Wind- und Solarenergie standortbezogen erweitert werden.

• Stärkere Fokussierung einer möglichen EU-Energieaußenpolitik

Angesichts der gestiegenen politischen Bedeutung von Energieressourcen für die bi- und multilateralen Beziehungen zwischen Produzenten-, Transit- und

Konsumentenländern strebt die Kommission an, Energie zukünftig stärker als eigenes Thema bei der Ausgestaltung internationaler Abkommen mit Regionen aus dem kaspischen und afrikanischen Raum sowie beispielsweise mit GUS, Norwegen, Ukraine oder Türkei einzubinden. Die Prinzipien der Energy Charter, welche auf einen Ausgleich der Interessen von Energieimport- und Energieexportländern abzielen, sollen hierbei stets die Grundlage bilden. Darüber hinaus hat sich die Kommission im Rahmen der Energieaußenbeziehungen zum Ziel gesetzt, „mit einer Stimme zu sprechen“ und angekündigt, bis 2009 einen Vorschlag zur Entwicklung effektiverer Koordinierungs- und Abstimmungsprozesse zwischen den Mitgliedstaaten zu unterbreiten.

• Öl- und Gasbevorratung/Krisenreaktionsmechanismen

Die Transparenz bei der Ölbevorratung strategischer Notfallreserven soll durch erweiterte Veröffentlichungspflichten erhöht werden, um negative Auswirkungen vermuteter spekulativer Preisentwicklungen zu begrenzen. Eine analoge verbindliche Gasbevorratung ist von der Kommission nicht vorgesehen. Der Ausbau und Betrieb sowie die Nutzung von Speichern soll auf kommerzieller Basis erfolgen.

Jedoch ist eine Überprüfung der aktuell gültigen Versorgungssicherheits-Richtlinie aus dem Jahr 2004 bis zum Jahr 2009 vorgesehen. Ziel ist es, über eine Harmonisierung der Sicherheitsstandards und die Definition von Krisenreaktionsmechanismen eine Erhöhung der Versorgungssicherheit zu erreichen, dies insbesondere in den Mitgliedsstaaten, welche in einem hohen Maße oder allein von Energielieferungen eines Produzenten abhängig sind.

• Energieeffizienz

Mit Blick auf das Bekenntnis zur Effizienzsteigerung des Energieeinsatzes um 20 % bis 2020 wird die Europäische Kommission 2009 einen umfassenden Energieeffizienz-Aktionsplan vorstellen. Dieser umfasst insbesondere die Überarbeitung der Richtlinien zur Gebäudeeffizienz sowie zur Energieeffizienzkennzeichnung, die intensivierte Implementierung der Öko-Design-Richtlinie, die schnellere Verbreitung von „best practices“ und Benchmarks durch ein sogenanntes „Covenant of Mayors“ sowie die Erarbeitung eines „green tax package“ mit dem Ziel, steuerbasierte Anreize zur Unterstützung von Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen.

• Verbesserte Nutzung eigener Energieressourcen

Nach ersten Praxiserfahrungen mit der sich derzeit in Abstimmung befindlichen Richtlinie für erneuerbare

Energien wird die Kommission zu deren weiteren Unterstützung eine Mitteilung zur Bewältigung etwaiger Hürden für den Einsatz regenerativer Energien veröffentlichten, um den angestrebten weiteren Ausbau erneuerbarer Energien von aktuell 9 % am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % im Jahr 2020 zu ermöglichen. Für deren kosteneffizienten Einsatz wird mit Unterstützung europäischer Förderinstitute ein Finanzierungsprogramm zum Einsatz nachhaltiger Energien entwickelt werden, welches beispielsweise die Markteinführung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxidemissionen (CCS-Technologie) oder im Bereich von Kraft-Wärme-Kopplung unterstützen soll.

Im SER 2 ausdrücklich angesprochen wird auch die im Klima- und Energiepaket angelegte „20-20-20-Initiative“, nach der die europäische Energielandschaft unter Einbeziehung aller Marktakteure zukünftig eine neue Prägung erhalten soll. So ist es vor dem Hintergrund erwarteter Klimaveränderungen sowie sinkender einheimischer fossiler Energieressourcen das Ziel, eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990, den Ausbau eigener erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % (aktuell: 9 %) sowie eine Effizienzerhöhung des Energieeinsatzes auf 20 % (Basis: 2005) zu erreichen. Der Fokus der sich anschließenden Zukunftsvision für den Zeitraum bis 2050 soll insbesondere auf dem Einsatz von Hocheffizienztechnologien und nicht-kohlenstoffhaltiger Energieträger liegen.

Bewertung:

Auch in der Zukunft ist es die zentrale Aufgabe der europäischen Energiewirtschaft, eine bedürfnisorientierte Versorgung mit Energie jederzeit zu gewährleisten. Daher ist es begrüßenswert, dass mit der Vorstellung des neuen Strategic Energy Review das sogenannte energiepolitische Zieldreieck, welches sowohl für die europäische als auch für die deutsche Politik den Maßstab bildet, wieder eine versorgungsnähere Balance bekommen soll. Denn Versorgungssicherheit an sich ist bereits ein hohes und mit großen Herausforderungen verbundenes Gut.

Mit der Einbeziehung weiterer Beteiligter an der Energiewertschöpfungs- und Nutzungskette setzt die Kom-

mission neue Akzente in der Aufteilung der Verantwortungsbereiche. So wird nicht nur die europäische Energiewirtschaft angesichts sinkender eigener Energieressourcen auf eine kohlenstoff- bzw. emissionsärmere Zusammensetzung des Energiemixes hinwirken. Auch die Energienutzer werden über Investitionen in Effizienztechnologien und erneuerbare Energien ihren Beitrag leisten müssen. Jedoch sollten hierbei auch Standortvorteile genutzt werden können, wie sie beispielsweise mit einem vergleichsweise verstärkten Einsatz von Wind- und Wasserenergie in Nordeuropa oder von Solarenergie zum Ausdruck kommen können. Diese Optionsfreiheit ist auch wichtig für den auch zukünftig im hohen Maße erforderlichen Import fossiler Energieträger. Die mit diesen Entwicklungen verbundene zunehmende Komplexität wird auch die Koordinationsanforderungen erhöhen, so dass hierbei eine schrittweise Vorgehensweise opportun erscheint.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass bei allem Bemühen um eine sinnvolle Standardisierung und Harmonisierung die verschiedenen Strukturen in den EU-Mitgliedsstaaten auch eine differenzierte Betrachtungsweise des Themas „Versorgungssicherheit“ weiter ermöglichen sollten. Grundlegender Bestandteil einer Versorgungssicherheitsstrategie sollte zunächst stets die weitere Diversifikation von Energiebezugsquellen und -transportrouten sein. Eine Flankierung der privatwirtschaftlichen Aktivitäten durch einen verstärkten Dialog der EU mit Produzenten- und Transitländern kann hierbei Unterstützung bieten. So könnte beispielsweise auch die partnerschaftliche Zusammenarbeit im wissenschaftlich-technischen Bereich unterstützt werden.

Angesichts der zunehmenden Marktkonzentration auf der Produzentenebene und des steigenden Wettbewerbes um Energieressourcen aber auch der anstehenden Investitionen, nimmt die Bedeutung eines langfristig verlässlichen und investitionsfreundlichen Ordnungsrahmens zu. Denn dieser sollte auch weiterhin den Abschluss langfristiger Importverträge für Energie – dies auch mit neuen Lieferregionen –, erforderliche Investitionen in Energieförderung und -transport sowie klima- und umweltfreundliche Energiespeicherungs- und Nutzungstechnologien ermöglichen.

Stromwettbewerb – Warten auf das „Level Playing Field“ in Europa?

Es bestehen auch nach zehn Jahren der Energiemarktliberalisierung in Europa noch erhebliche Unterschiede in den nationalen Energiepolitiken der verschiedenen EU-Staaten. Von Wettbewerb auf einem Level Playing Field kann daher in Europa – zumindest aus struktureller Sicht – auch heute nicht gesprochen werden. Zu dieser Schlussfolgerung kommt Frontier Economics in einer Studie, in der die politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in neun Ländern und von 14 Strom- und Gasunternehmen in Europa untersucht wurden.

Die Analyse von Frontier Economics zeigt, dass sich in den meisten Ländern sowohl vor- wie auch nachteilige energiepolitische Regelungen für die in diesem Land tätigen Unternehmen finden. Diese Regelungen haben in der Vergangenheit in Summe dazu geführt, dass sich deutsche Unternehmen z. B. gemessen an Börsenkursentwicklungen oder Akquisitionen in etwa vergleichbar entwickeln konnten wie andere große Spieler in Europa. Man könnte also von einem „Gleichgewicht ohne Level Playing Field“ sprechen.

Die deutsche Politik hat jüngst allerdings zahlreiche neue politische Weichenstellungen auf den Weg gebracht, die in der Summe bewirken würden, dass dieses Gleichgewicht gestört werden könnte. Einzelne dieser Maßnahmen, wie z. B. den Netzausbau zur Ermöglichung weiterer Windeinspeisung oder die Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen, bedingen z. B. einen hohen Bedarf an Investitionen, die ohne die entsprechende Politik nicht notwendig wären. Dies dürfte den freien Cash-Flow der heimischen Unternehmen beschneiden. Der Kernenergieausstieg benachteiligt die Unternehmen zusätzlich durch den erzwungenen Verzicht auf einen kostengünstigen Primärenergieträger und höhere Kosten alternativer Grundlasttechnologien wie z. B. bei Steinkohle. Hinzu kommen Maßnahmen wie der Einstieg in die Anreizregulierung und die Versteigerung von Emissionszertifikaten, die den Unternehmen ab 2013 Mittel entziehen könnten, sofern eine Voll-

versteigerung der Zertifikate greift. Insgesamt dürften Netzausbaumaßnahmen, Versteigerung der Emissionszertifikate und Kernenergieausstieg den freien Cash-Flow der deutschen Energieunternehmen in einer Größenordnung von insgesamt über 100 Milliarden Euro bis zum Jahr 2020 reduzieren.

Hinzu kommt, dass zahlreiche der Maßnahmen (v.a. die zunehmende Förderung erneuerbarer Energie, der damit verbundene zusätzliche Netzausbau und die Erfordernis zur Erdverkabelung neuer Höchstspannungsleitungen) für die Verbraucher zu einer Verteuerung der Energieversorgung führen würden. Dies kann eine Verschlechterung der allgemeinen Standortbedingungen in Deutschland bedingen. Von den zuvor genannten Maßnahmen dürfte lediglich die Einführung der Anreizregulierung zu einer Entlastung der Energienutzer in Deutschland führen.

Jede einzelne der genannten Politikmaßnahmen könnte für die Unternehmen und die Energieverbraucher möglicherweise verkraftbar sein. Zusammen betrachtet ergibt sich für die deutsche Energielandschaft ein wesentlich kritischeres Bild. Die Summe an Maßnahmen würde den zukünftigen Handlungsspielraum der Energieunternehmen einschränken – das Gleichgewicht im Vergleich zu den europäischen Nachbarunternehmen könnte gestört werden. Zudem ergeben sich die geschilderten Nachteile für die Energieverbraucher und damit den Standort Deutschland. Die Politik sollte also insbesondere auch das Zusammenwirken der verschiedenen Reformvorhaben im Auge behalten. Frontier Economics kommt deshalb zu dem Schluss, dass Energiepolitik nicht eine Aneinanderreihung von Einzelmaßnahmen sein sollte, sondern in ihrer Gesamtheit zu diskutieren ist. Wie in der Medizin sind auch Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen zu bedenken. Insofern liegt es nahe, die aufgeführten energiepolitischen Weichenstellungen noch einmal bezüglich ihrer Gesamtwirkung zu überprüfen.



Unbundling im Dritten EU-Binnenmarktpaket

Zählt ein integriertes Unternehmen neben den wettbewerblichen Bereichen Erzeugung und Vertrieb auch Netze zu seinem Eigentum, muss die staatliche Regulierung gewährleisten, dass das Unternehmen diesen „monopolistischen Bottleneck“ nicht missbraucht, um Wettbewerber im Vertriebs- oder Erzeugungsbereich zu behindern. Hierzu ist eine geeignete Form einer effektiven Trennung zwischen Netz und Wettbewerbsbereichen zu gewährleisten, die als „Unbundling“ bezeichnet wird. Unbundling ist in unterschiedlichen Ausprägungen vorstellbar, von der Trennung der Buchhaltung bis hin zur Entflechtung des Eigentums durch den Verkauf des Netzes an unabhängige Dritte (Ownership Unbundling), das die denkbar weitestgehende Entflechtungsform darstellt. In der EU gibt es bereits heute strenge Vorschriften für das Unbundling von Verteil- und Übertragungsnetzen bei integrierten Unternehmen, wobei eine buchhalterische, informatorische und (bei größeren Unternehmen) auch organisatorische und gesellschaftsrechtliche Trennung der betreffenden Unternehmensbereiche erfolgen muss.

Derzeit befindet sich das sogenannte Dritte Energie-Binnenmarktpaket der EU in Vorbereitung, das die Kommission am 17. September 2007 der Öffentlichkeit vorgestellt hat. Es schließt sich an zwei vorangegangene Gesetzgebungspakete an, mit denen die EU die Liberalisierung der europäischen Märkte für Elektrizität und Gas vorangetrieben hat. Die Kommission sah in ihrem Entwurf die Einführung des Ownership Unbundling als Regelfall für das Unbundling von Transportnetzen für Strom und Gas vor. Subsidiär hätte nach ihrer Auffassung das Netzmanagement (einschließlich Investitionsentscheidungen) sowie die Systemführung auch von einem unabhängigen Dritten (ISO Independent System Operator) durchgeführt werden können. Bei diesem

Modell wäre das rechtliche Eigentum zwar beim integrierten Unternehmen verblieben, doch wäre seine Verfügungsgewalt über das Eigentum vollständig an den ISO übergegangen. Die Kommission begründete diese Forderungen nach diesen deutlich über das bisher vorgeschriebene Unbundling hinausgehenden Eingriffen damit, dass die Beseitigung von Diskriminierungspotenzialen bei integrierten Unternehmen bislang nur unzureichend gelungen sei, einen überzeugenden empirischen Nachweis dieser These blieb sie jedoch schuldig. In den folgenden Verhandlungen wurde seitens Deutschlands, Frankreichs, Österreichs und einiger anderer Mitgliedsländer, die das Ownership Unbundling ablehnten, ein Alternativvorschlag („3. Weg“, ITO - Independent Transmission Operator) eingebracht, der eine weitergehende strukturelle Trennung von Netz und Wettbewerbsbereichen als bislang vorsieht.

Es ist damit zu rechnen, dass sich das OU (das in einigen Ländern auf Grundlage nationaler Entscheidungen praktiziert wird) und der ITO als Standardmodelle der Entflechtung für Übertragungsnetze in den Mitgliedstaaten etablieren werden. Der ISO dürfte absehbar eine eher randständige Rolle spielen. Die Debatte um eine Einführung der eigentumsrechtlichen Entflechtung, eines ISO oder ITO beschränkt sich im 3. EU-Binnenmarktpaket auf die Übertragungsnetze. Ansinnen der Kommission, weitergehende Entflechtungsmaßnahmen für Verteilnetze auf dem Wege des Komitologieverfahrens (d.h. durch ein Verwaltungsverfahren mit Ausschussbeteiligung) herbeizuführen, wurden durch das Parlament wie auch den Ministerrat abgelehnt. Allerdings dürften die Bestrebungen der Kommission, eine verschärfte Entflechtung auch für die Verteilnetzebene herbeizuführen, auch nach Verabschiedung des 3. Binnenmarktpaketes weiter bestehen bleiben.

Kernenergie: Kraftwerksneubaupläne und Laufzeiten in Europa

In den 32 europäischen Staaten (EU-27 sowie Island, Norwegen, Schweiz, Makedonien und Kroatien) wurden Ende 2008 in 16 Staaten 151 kommerzielle Kernkraftwerke betrieben. Etwa 30 % der europäischen Stromproduktion (1.018 TWh) stammen aus Kernkraftwerken. In den 16 Kernenergiestaaten sind es sogar 38 %. Die Kernenergie hat in Europa den größten Anteil an der Stromproduktion und ist mit großem Abstand der wichtigste CO₂-freie Stromerzeuger.

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

Die Versorgungssicherheit ist dank eines breiten Energiemixes und gut ausgebauter Netze seit dieser Zeit vergleichsweise hoch, wenn auch nicht in allen europäischen Staaten auf gleichem Niveau. Dies schuf insgesamt eine komfortable Versorgungssituation in Europa.

Der Ausstieg

Der Bau der Kernkraftwerke wurde von Kritikern der Technik schon frühzeitig mit den noch heute verwendeten Argumenten begleitet. Das sind: Atomstaat, militärische Nutzung (Proliferation), Unfallrisiko und fehlendes Endlager. Die teilweise Kernschmelze in Harrisburg (USA, 1979) und die Explosion des Reaktors Tschernobyl (Ukraine, 1986) gaben den Kritikern scheinbar Recht. Dies und die Erfahrung, dass Kraftwerkskapazitäten im Überfluss und Strom zu jeder Zeit verfügbar sei, führten in einigen Ländern zur Überzeugung, dass der Ausstieg aus der Kernenergie politisch opportun und volkswirtschaftlich vertretbar sei.

Nach Volksabstimmungen wurde in Österreich das fertig gestellte Kernkraftwerk Zwentendorf nicht in Betrieb genommen (1978) und in Italien nach dem Tschernobyl-Unfall vier Anlagen stillgelegt (1987–1990).

Schweden hat seine 1980 unter dem Eindruck von Harrisburg beschlossene Ausstiegspolitik durch ein Moratorium bis 2010 ersetzt. Im März 2009 hat die schwedi-

sche Regierung ihr Klima- und Energiepaket vorgestellt. Demnach soll eine Studie zu den Bedingungen für einen Weiterbetrieb bzw. einen Neubau von Kernkraftwerken verfaßt werden.

Deutschland hat sich 2001 für einen schrittweisen Ausstieg entschieden. Etwa 2022 soll nach derzeitiger Gesetzeslage die letzte Anlage vom Netz gehen. Eine Laufzeitverlängerung wird zwischenzeitlich von einem wachsenden Teil der Bevölkerung befürwortet.

Belgien hatte 2003 den Ausstieg ab 2015 für seine sieben Anlagen im Parlament beschlossen, allerdings unter der Prämisse, dass Ersatzkapazitäten in Einklang mit den volkswirtschaftlichen Zielen bereit gestellt werden könnten. Die Regierung hat den ursprünglichen Zeitplan zwischenzeitlich relativiert.

Spanien hat 2004 die Ausstiegspolitik bekräftigt, aber ohne diese zu konkretisieren.

Der Einstieg in eine Neubewertung der Kernenergie

Die beobachteten Preissteigerungen an den Öl- und Gasmärkten im Jahr 2008 ließen auch die Strompreise deutlich ansteigen. Dies signalisierte auch die Preisentwicklung an der Börse. Die weniger preissensiblen Kernkraftwerke trugen in dieser Situation zusammen mit den großen Wasserkraftwerken zu einer relativen Preisberuhigung bei.

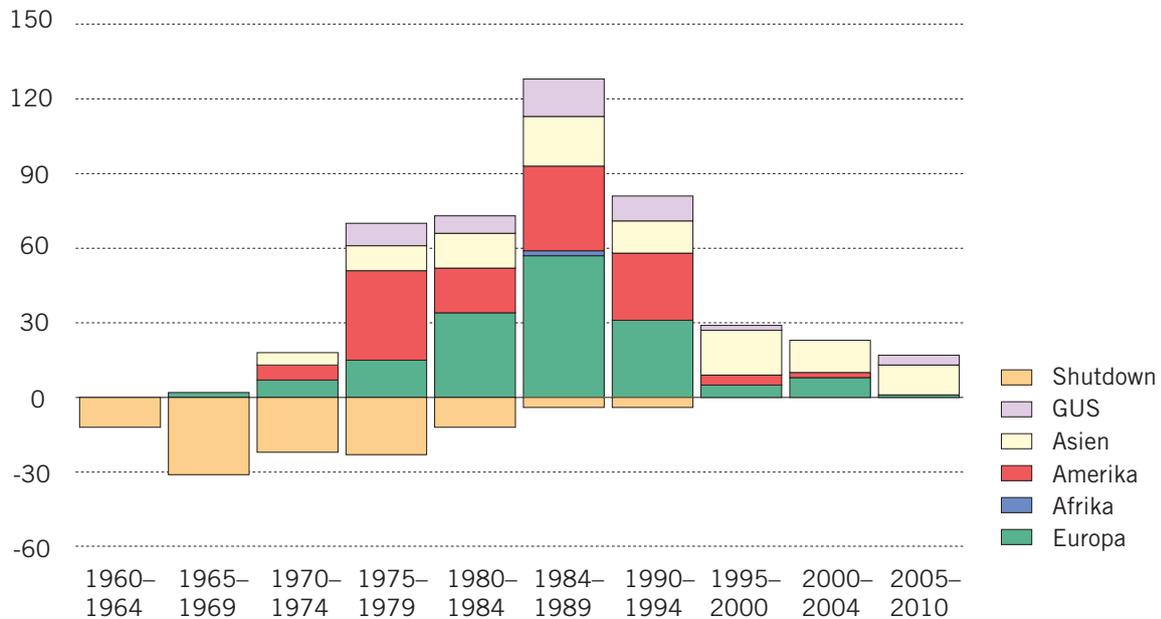
Spätestens seit den technischen oder auch politischen Lieferschwierigkeiten bei den fossilen Energieträgern wurde den Energiepolitikern Europas deutlich, wie groß die Abhängigkeit Europas auch bei der Stromerzeugung ist. Die Europäische Kommission hat daher mehrfach, zuletzt im Sommer 2008, auf die notwendigen Handlungsoptionen hingewiesen. An erster Stelle steht die verstärkte Nutzung der regenerativen Energien – Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und Geothermie – zur Stromerzeugung, deren Anteil auf 20 % angehoben werden soll. In ihrem Energy Outlook empfiehlt die Kommission zudem den Bau von rund 50 GW Kernkraftwerksleistung oder etwa 30 Kernkraftwerken bis 2030.

Die Stromerzeugung in der EU soll, so wurde vereinbart, effizienter und CO₂-sparender werden. Der Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung spart in der EU rund

	Nuklear	Kohle	Gas	Wasser	EE	Öl	Übrige	
Von 32 Staaten nutzen:	16	25	28	31	31	30	20	
Stromproduktion	1018	964	710	465	183	133	45	TWh
Anteil an der EU-Stromproduktion	29	27	20	13	5,1	3,7	1,3	%



Abbildung 30: Altersverteilung der Kernkraftwerke



Quelle: Areva NP GmbH

eine Milliarde Tonnen CO₂ ein. Deren politisch in einigen Ländern geforderter Ersatz durch eine ebenfalls CO₂-freie Erzeugung ist eine bisher ungelöste Herausforderung an die Kraftwerksindustrie. Zudem müssen, um CO₂- einzusparen, weitere konventionelle Kraftwerke durch CO₂-freie ersetzt werden.

Die drei oben genannten Ziele und Herausforderungen – Versorgungssicherheit, Preisstabilität und Klimaschutz – haben Finnland und Frankreich mit dem Bau neuer Anlagen in die Praxis umgesetzt. Die Neubauten der dritten Generation werden wirtschaftlicher, effizienter und sicherer sein und jeder einzelne wird mehr als 10 Mio. t CO₂ einsparen. Sie werden den betreffenden Ländern Wettbewerbsvorteile und Versorgungssicherheit bieten.

Weitere europäische Länder haben dies als Chance erkannt. Bulgarien will seine Anlagen in Belene mit modernster Technik fertig bauen. England will seine Abhängigkeit vom Erdgas reduzieren und eine Flotte neuer Kernkraftwerke bauen und verhandelt mit Investoren, Herstellern und Betreibern. Italien hat sich für eine

Änderung seiner Ausstiegspolitik entschieden und plant den Bau mehrerer Kernkraftwerke. Litauen und die Nachbarstaaten wollen eine Ersatzanlage für das vorhandene Kraftwerk errichten. Polen, Tschechien, Slowenien und die Slowakei planen den Neu- bzw. Ausbau der vorhandenen Kapazitäten. Die Schweiz hat nach einem Referendum den Weg zum Ersatz der vorhandenen Anlagen geöffnet.

Alle Kernenergiestaaten mit Ausnahme Deutschlands haben sich für eine faktische Laufzeitverlängerung – und wo möglich auch für Leistungserhöhungen – ihrer Kernkraftwerke entschieden. Daher werden erhebliche Mittel in die Modernisierung der Anlagen und deren Sicherheit investiert. Auch Deutschland sollte diesen Weg beschreiten, wenn Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit im Fokus einer nachhaltigen Versorgungsstrategie stehen.

Im Übrigen steht das jüngste Kernkraftwerk Europas in Rumänien: Cernavoda-2 ging im August 2007 ans Netz.

Klima- und Energiepaket der Europäischen Kommission (Grünes Paket)

Die Europäische Kommission (EU) hatte am 23. Januar 2008 ein umfangreiches Maßnahmenpaket zum Klimaschutz und zur Förderung erneuerbarer Energiequellen vorgelegt. Das sogenannte Grüne Paket war nach dem dritten Energiebinnenmarktpaket das zweite große Maßnahmenbündel zur Umsetzung des integrierten EU-Klima- und Energiepakets vom Januar 2007. Es dient der Umsetzung der von den EU-Staats- und Regierungschefs auf ihrem Frühjahrsgipfel im März 2007 getroffenen Beschlüsse. Bereits damals hatte man sich auf ambitionierte Zielstellungen, d. h. auf eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen von mindestens 20 % gegenüber dem Niveau von 1990 bis 2020 (30 % im Falle entsprechender internationaler Abkommen) und auf einen Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energiequellen (EE) am Energieverbrauch von 20 % bis 2020 (mindestens 10 % im Verkehr) geeinigt.

Das Maßnahmenpaket zum Klimaschutz und zur Förderung erneuerbarer Energiequellen schreibt nun unter anderem eine verbindliche Reduktion der Gesamtreibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 14 % gegenüber 2005 vor. Dabei sollen 60 % dieses Treibhausgasreduktionsziels über den Emissionszertifikatehandel (Emissions Trading System – ETS) abgedeckt werden und 40 % in den nicht vom Handel erfassten Sektoren wie insbesondere dem Verkehrs-, Landwirtschafts- und Gebäudesektor sowie von kleineren Industrieanlagen und der Abfallwirtschaft. Dies führt zu einer Reduktionsverpflichtung der unter der ETS-Richtlinie erfassten Treibhausgase um 21 % gegenüber 2005 und in den anderen Sektoren um 10 %. Die Kommission begründete diese unterschiedlichen Vorgaben mit den besseren bzw. kostengünstigeren Einsparmöglichkeiten im Elektrizitätssektor und den anderen emissionshandlungspflichtigen Sektoren gegenüber den meisten nicht dem Emissionshandel unterliegenden Sektoren. Für die Überarbeitung der ETS-Richtlinie wurden unter anderem die Einführung eines EU-weiten Caps anstelle der bisherigen nationalen Allokationspläne vorgeschlagen und eine stärkere Harmonisierung der Zuteilungsregeln angestrebt. Für die Zuteilung im Elektrizitätssektor und für CCS-Anlagen ist eine Vollauktionierung der Zertifikate ab 2013 mit der Ausnahme eines Anteiles zur freien Zuteilung für den Wärmeanteil aus hocheffizienten KWK-Anlagen analog zur Industrie vorgesehen.

Für andere Industrieanlagen soll eine schrittweise Anhebung des Anteils bis 2020 erfolgen. Bis spätestens 30. Juni 2010 soll die Kommission einen Kriterienkatalog für die Definition energieintensiver Industrien vorlegen und für diese ggf. auch Vorschläge für Anpassungsmaßnahmen unterbreiten. Um fossile Energieträger in Zukunft nachhaltiger nutzen zu können, soll für die Entwicklung von „Carbon Capture and Storage“ (CCS)-Technologien, d. h. für Technologien zur Abtrennung und an-

schließenden Lagerung von CO₂ im Untergrund, ein rechtlicher Rahmen geschaffen werden, der insbesondere die Fragen der Sicherheit des Transports, der Einlagerung und Langzeitverwahrung des CO₂ in geologischen Formationen und des Betriebs von Speichern regelt.

Nach diesen Vorschriften eingespeichertes CO₂ soll im Sinne des ETS als nicht emittiert gelten.

In der ETS-Richtlinie ist für die Zuteilung im Elektrizitätssektor grundsätzlich eine Vollauktionierung der Zertifikate ab 2013 vorgesehen – mit weitreichenden Ausnahmen vor allem für die mittel- und osteuropäischen Staaten. So wurde diesem die Möglichkeit eingeräumt, im Rahmen eines nationalen Planes zur Modernisierung der Stromerzeugung unter bestimmten Voraussetzungen freie Zuteilungen vorzunehmen, die allerdings einem Versteigerungsanteil von 30 % im Jahr 2013 unterliegen, der schrittweise auf 100 % bis 2020 erhöht werden soll.

Die Zuteilung für den Wärmeanteil aus hocheffizienten KWK-Anlagen erfolgt analog zu den anderen Industrieanlagen. Für diese soll eine Zuteilung auf Grundlage von Produktbenchmarks in Verbindung mit einer schrittweisen Anhebung des Versteigerungsanteils von 20 % in 2013 über 70 % bis 2020 auf 100 % bis 2027 erfolgen. Von der Versteigerung sind – bis zum Abschluss eines angemessenen internationalen Abkommens – Industrieanlagen aus noch zu bestimmenden Sektoren ausgenommen, die einem signifikanten Risiko der Verlagerung der CO₂-Emissionen („Carbon Leakage“) nach außerhalb der Europäischen Union ausgesetzt sind. Ihrer Zusage, die Entwicklung von CCS-Technologien unterstützen zu wollen, ist die Europäische Kommission mit dem vorgelegten Maßnahmenpaket und dem CCS-Richtlinienentwurf nachgekommen. Bei Letzterem kommt es jetzt darauf an, diesen ohne weitere Verschärfungen in einen nationalen Rechtsrahmen zu überführen. Für die Förderung von CCS-Demonstrationsanlagen und ggf. auch für innovative erneuerbare Energien werden von der EU 300 Mio. Emissionsberechtigungen aus der Neuanlagenreserve vorgesehen.

In den Verhandlungen wurde das EU-weite verbindliche Ausbauziel für den Ausbau der EE auf einen Anteil von 20 % am Gesamtendenergieverbrauch, aufgeteilt auf verbindliche nationale Zielvorgaben und verbunden mit einem Mindestanteil von 10 % für den Sektor Verkehr, bestätigt. Das für Deutschland gesetzte Ziel, den Anteil der EE auf 18 % auszubauen, ist sehr ambitioniert. Da die nationalen Zielvorgaben z. T. nicht dem heimischen Potenzial entsprechen, sind zur Zielerfüllung Flexibilitätsinstrumente vorgesehen, mit deren Hilfe der in einem Mitgliedsstaat erfolgte Ausbau einem anderen Mitgliedsstaat anrechenbar ist. Dies hemmt die Ursprungsidee der Richtlinie, die unterschiedlichen geografischen Potenziale zur Nutzung von erneuerbarer Energie in der EU effektiver als bislang zu nutzen.



Energie in Deutschland

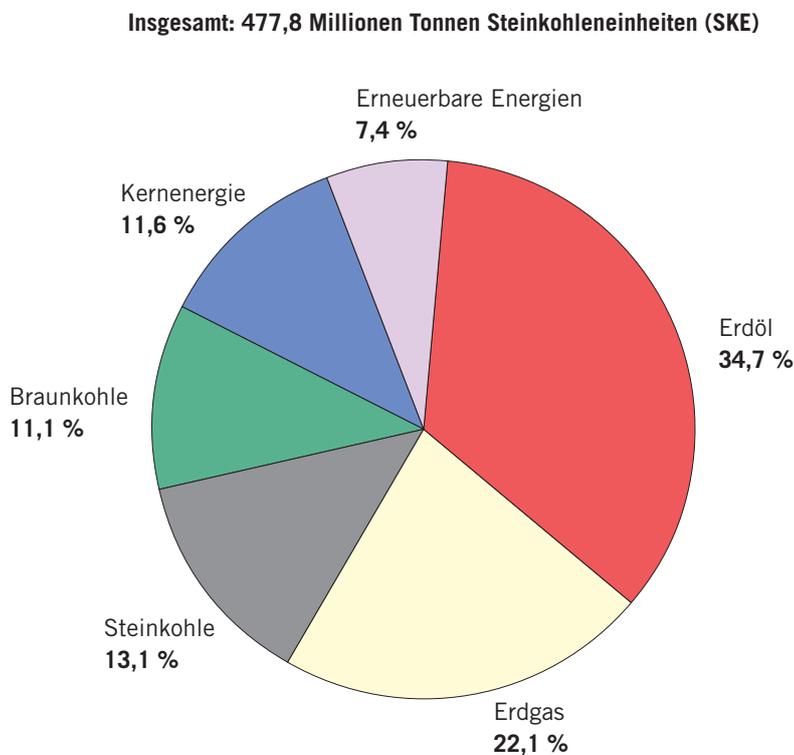
Im Jahr 2008 wurden in Deutschland 477,8 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach den USA, China, Russland, Japan, Indien und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,8 t SKE pro Jahr. Dies entspricht mehr als dem Zweifachen 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 2008 rund 192 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch.

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 2008 zu 39 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2008 mit 71,5 Mio. t SKE bzw. 38,4 % zur gesamten inländischen Gewinnung (186,1 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 53,8 Mio. t SKE auf Braunkohle und 17,7 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 55,4 Mio. t SKE, Erdgas mit 16,8 Mio. t SKE, Mineralöl mit 4,5 Mio. t SKE, Erneuerbare Energien mit 35,4 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 2,5 Mio. t SKE.

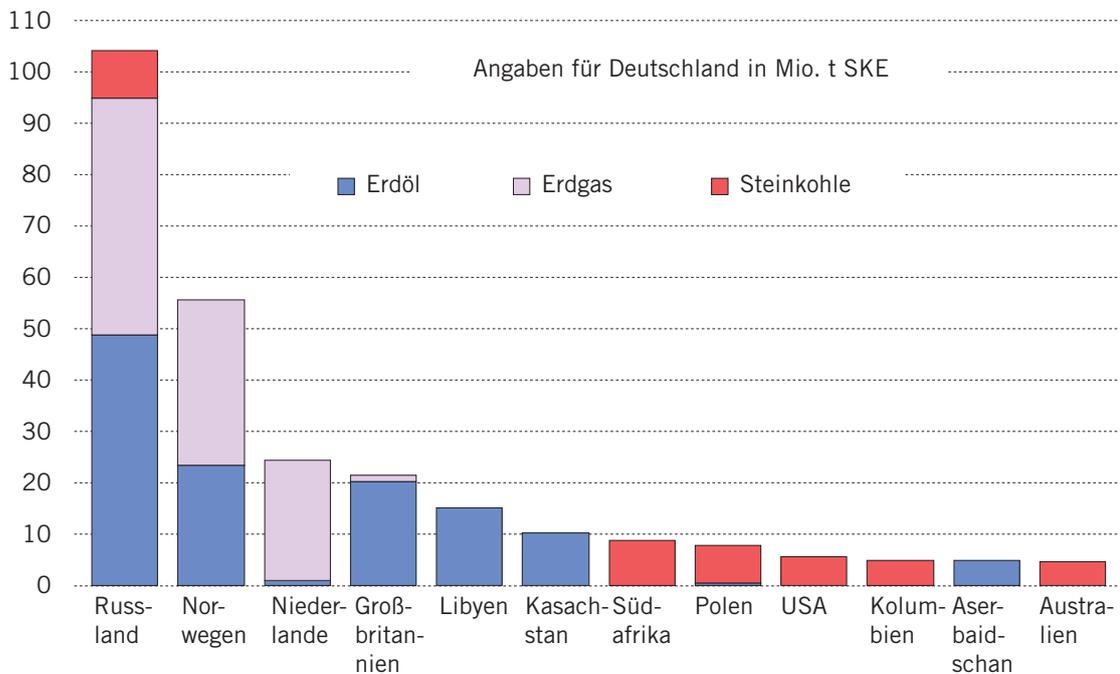
Importenergien decken 61 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2008 mit einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien

Abbildung 31: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2008



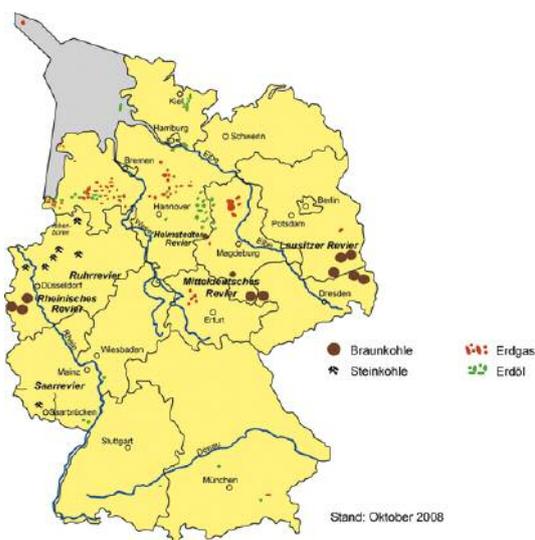
Quelle: AG Energiebilanzen e. V. (AGEB)

Abbildung 32: Energie-Rohstofflieferanten 2008



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

Abbildung 33: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

nien 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, Südafrika, Polen, USA, Kolumbien und Australien.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2008 rund 81 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 56 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 21 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 5 Mrd. € und auf Uran weniger als 1 Mrd. €. Der Strom- und Außenhandel minderte die Gesamtrechnung aufgrund des verzeichneten Ausfuhrüberschusses von knapp 2 Mrd. €.

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in Deutschland beliefen sich im Jahr 2008 auf 831,8 Mio. t. Dies entspricht einem Rückgang um 9,4 Mio. t entsprechend 1,1 % gegenüber dem für 2007 ausgewiesenen Vergleichswert von 841,2 Mio. t. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2008 sanken die CO₂-Emissionen um 203,8 Mio. t entsprechend 19,7 % (siehe Abbildung 34).

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid (CO₂) – Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆). Die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase sind in Deutschland – bezogen

auf das Emissionsniveau im Basisjahr von 1.218,8 Mio. t – um 22,5 % auf 945,0 Mio. t vermindert worden.

Die für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls festgelegte Emissions-Bezugsgröße beträgt gemäß dem *Report of the review of the initial report of Germany* des UN-Klimasekretariats 1.232,4 Mio. t. Bezogen auf diese höhere Zahl errechnet sich bis 2008 sogar eine Minderung der Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland von 23,3 %. Damit hat Deutschland bereits im ersten Jahr des Zielkorridors gemäß Kyoto-Protokoll seine Verpflichtungen erfüllt. Die Verpflichtung beläuft sich auf -21 % bis 2008/12 gegenüber dem Basisjahr 1990/1995.

Abbildung 34: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2008

Treibhausgas-Emissionen	Basis-	2000	2005	2006	2007	2008
	Jahr*					
			Mio. t CO ₂ -Äquivalente			
Kohlendioxid (CO ₂)***	1.035,6	883,7	851,7	867,0	841,2	831,8
Methan (CH ₄)	97,8	63,8	46,2	44,1	42,6	42,6
Lachgas (N ₂ O)	70,0	48,4	56,1	52,9	55,9	52,8
HFC's	6,5	6,5	10,0	10,5	11,1	11,6
PFC's	1,7	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	7,2	5,1	4,9	5,5	5,6	5,7
Gesamtemissionen****	1.218,8	1.008,2	969,6	980,7	956,8	945,0
Kohlendioxid-Emissionen			Mio. t			
Energiebedingte Emissionen	948,1	798,4	771,7	784,0	755,3	747,9
Mineralöle	310,8	306,9	276,0	274,9	239,9	252,7
Erdgas u. andere Gase	126,0	161,2	169,7	176,3	167,8	166,0
Steinkohlen	159,6	147,6	132,2	139,7	147,8	135,9
Braunkohlen	343,4	172,1	178,4	176,1	181,0	174,5
Sonstige	8,3	10,6	15,4	17,0	18,8	18,7
Industrieprozesse	84,2	82,8	77,8	80,8	83,7	81,8
Mineralische Produkte	22,5	22,2	19,4	19,8	21,1	21,1
Chemische Industrie	11,9	14,2	14,9	15,4	15,6	15,6
Herstellung von Metall	49,8	46,4	43,5	45,6	47,0	45,1
Gesamtsumme***	1.035,6	883,7	851,7	867,0	841,2	831,8

* Basisjahr für CO₂, CH₄ und N₂O ist 1990, für die HFC's und PFC's sowie SF₆ 1995.

** Zahlen noch nicht verfügbar.

*** Gesamtemission beinhaltet auch noch indirektes CO₂ aus der Lösemittelanwendung (2007 und 2008 jeweils 2,1 Mio. t CO_{2e}).

**** Die für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls festgelegte Emissions-Bezugsgröße beträgt 1.232,4 Mio. t (Quelle: Compliance Committee des UNFCCC, Report of the review of the initial report of Germany, Bonn 2007 (CC/ERT/IRR/2007/24 vom 13. Dezember 2007).

Quellen: Basisjahr bis 2007: Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2008, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2007, Dessau, 15.01.2009; 2007 und 2008: Bundesumweltministerium, Pressemitteilung Nr. 095/09 vom 29.03.2009.

Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2008 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 45,5 Mrd. €. Dies entspricht mehr als der Hälfte des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchsteuer-Aufkommen entfielen 2008 mit 37,2 Mrd. € rund 82 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 2,1 bzw. 6,3 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei.

Abbildung 35: Verbrauchssteuersätze für Energie seit 1.1.2004

Energieart	Einheit	Regelsatz
Ottokraftstoff		
10 mg/kg Schwefel	ct/l	65,45
Diesellokraftstoff		
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	2,05

Quelle: Bundesminister der Finanzen

Für das produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Steuersätze für leichtes Heizöl, Erdgas und Flüssiggas (Ökosteueranteil) sowie für Strom, die 60 % der Regelsätze entsprechen. Außerdem werden 95 % des Differenzbetrages zwischen der im Kalenderjahr gezahlten Ökosteuer und der Ersparnis beim Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen erstattet. Maßgeblich für diesen so genannten Spitzenausgleich ist die Ersparnis, die sich aus der Absenkung der Beitragssätze zwischen 1998 (20,3 %) und dem jeweiligen Antragsjahr ergibt.

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

- Konzessionsabgaben in Höhe von rund 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 sicher-

stellt, belaufen sich auf insgesamt rund 1,3 Mrd. €/Jahr.

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

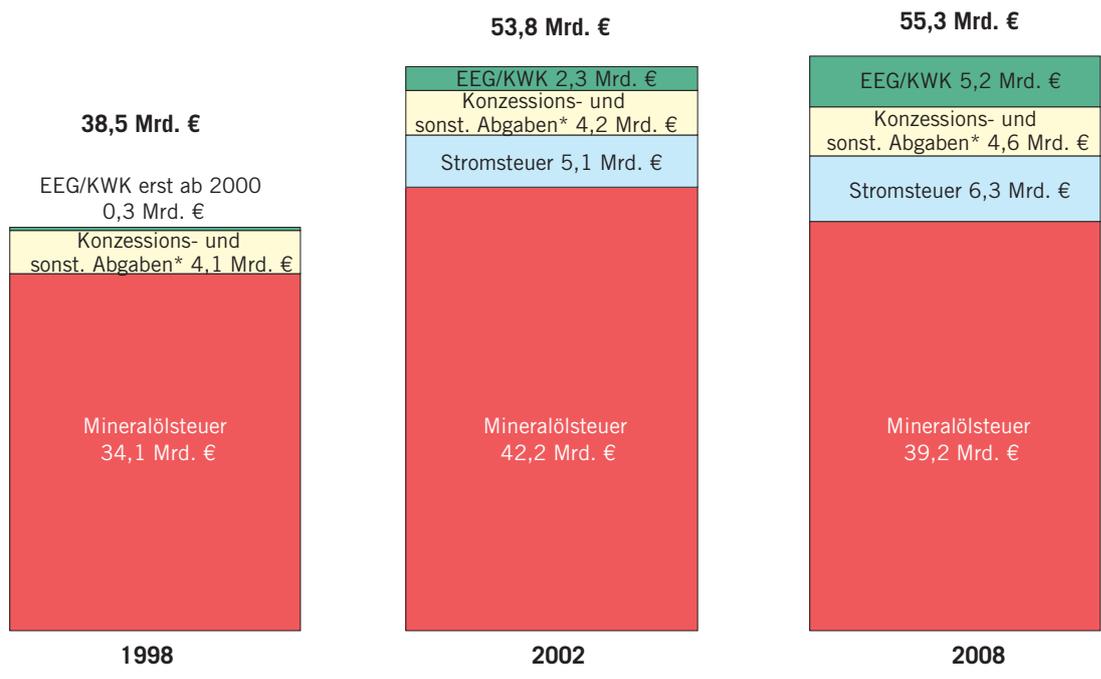
Das EEG sichert den begünstigten Einspeisern von Strom u. a. auf Basis von Wind, Wasser, Sonne, Biomasse und Geothermie Vergütungen weit oberhalb der marktüblichen Preise. Die vom Stromverbraucher über diese gesetzliche Regelung finanzierten Subventionen zu Gunsten des Einsatzes erneuerbarer Energien sind 2008 auf 4,7 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 2007 ein Subventionsvolumen von 0,55 Mrd. €.

Damit belief sich die gesamte staatliche Belastung der Energie-Bereitstellung im Jahr 2008 auf 55,3 Mrd. €. Das sind 16,8 Mrd. € mehr als im Jahr 1998. Im privaten Bereich und bei einigen Wirtschaftszweigen, z. B. öffentlichen 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 rund 60 % bei Kraftstoffen, 40 % bei Elektrizität und 29 % bei Erdgas (Durchschnittswerte für Privatkunden – Stand 2008).

Abbildung 36: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland

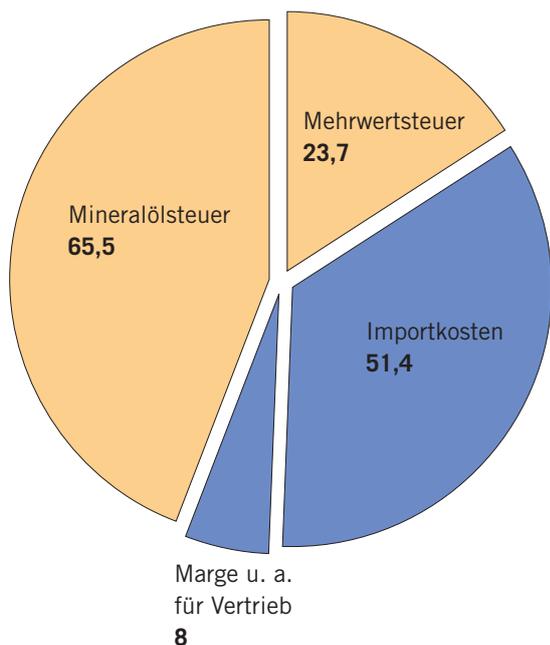


* davon: Konzessionsabgaben: 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl 0,4 Mrd. €/Jahr (2002) bzw. 0,9 Mrd. € (2007) und Erdölbevorratungsabgabe 0,5 Mrd. € pro Jahr in den Jahren 1998 und 2002 und 0,4 Mrd. € im Jahr 2007 (ohne MwSt).

Quelle: Bundesminister der Finanzen sowie Schätzung des BDEW

Abbildung 37: Benzinpreis Mai 2008: Staatsanteil von 60 %

Durchschnittspreis Superbenzin: 148,6 ct/Liter

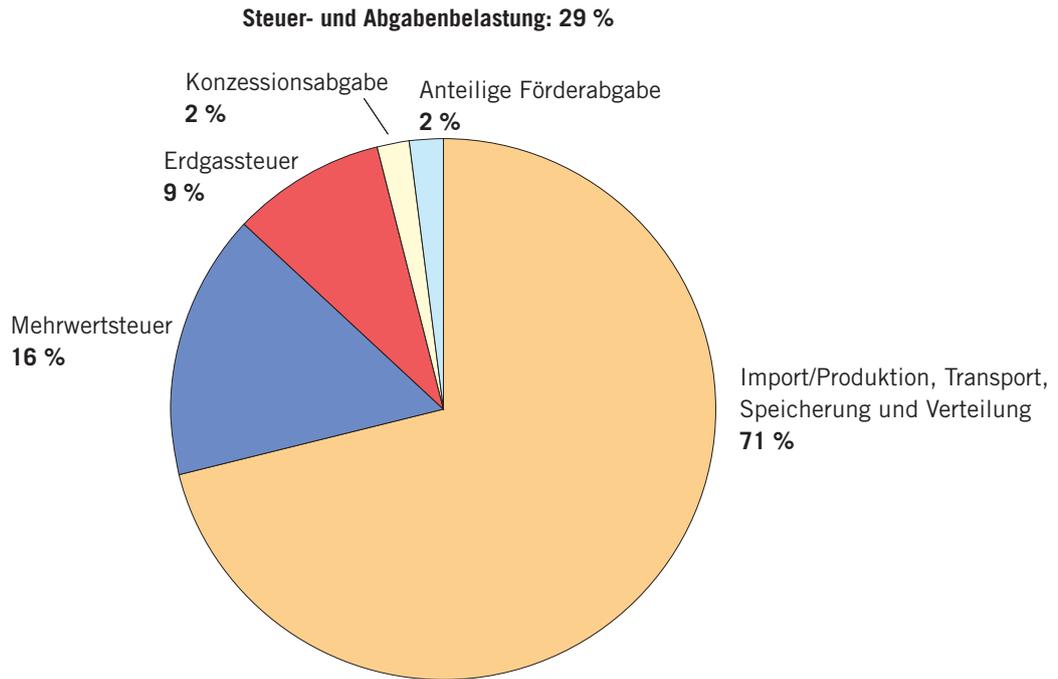


Importkosten sowie Vermarktungskosten* und Gewinn 59,4 ct/Liter

*Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Biokomponenten); Stand: Juni 2008

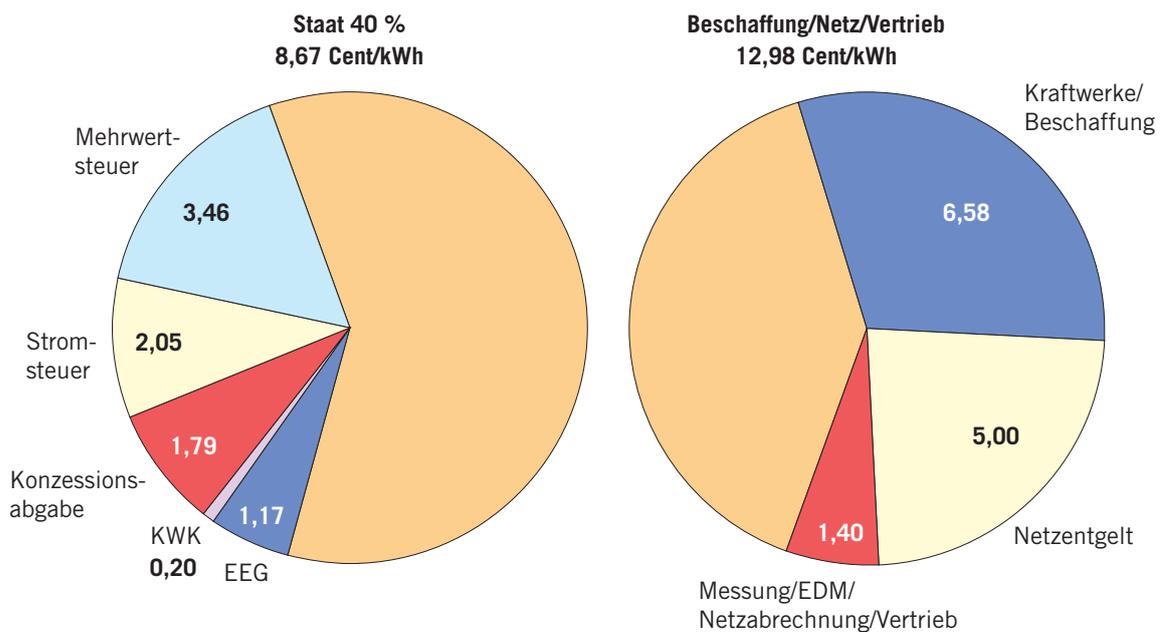
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 38: Zusammensetzung des Erdgaspreises für private Haushalte Anfang 2008



Quelle: BDEW; Stand: 20.6.2008

Abbildung 39: Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises 2008 (21,65 Cent/kWh)



Quelle: BDEW



Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 3 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2008 auf 105,2 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 34,7 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2008 zu 30 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 32 % aus Russland, zu 20 % aus Afrika, zu 6 % aus dem Nahen Osten und zu 12 % aus anderen Regionen. Der OPEC-Anteil betrug 22 %.

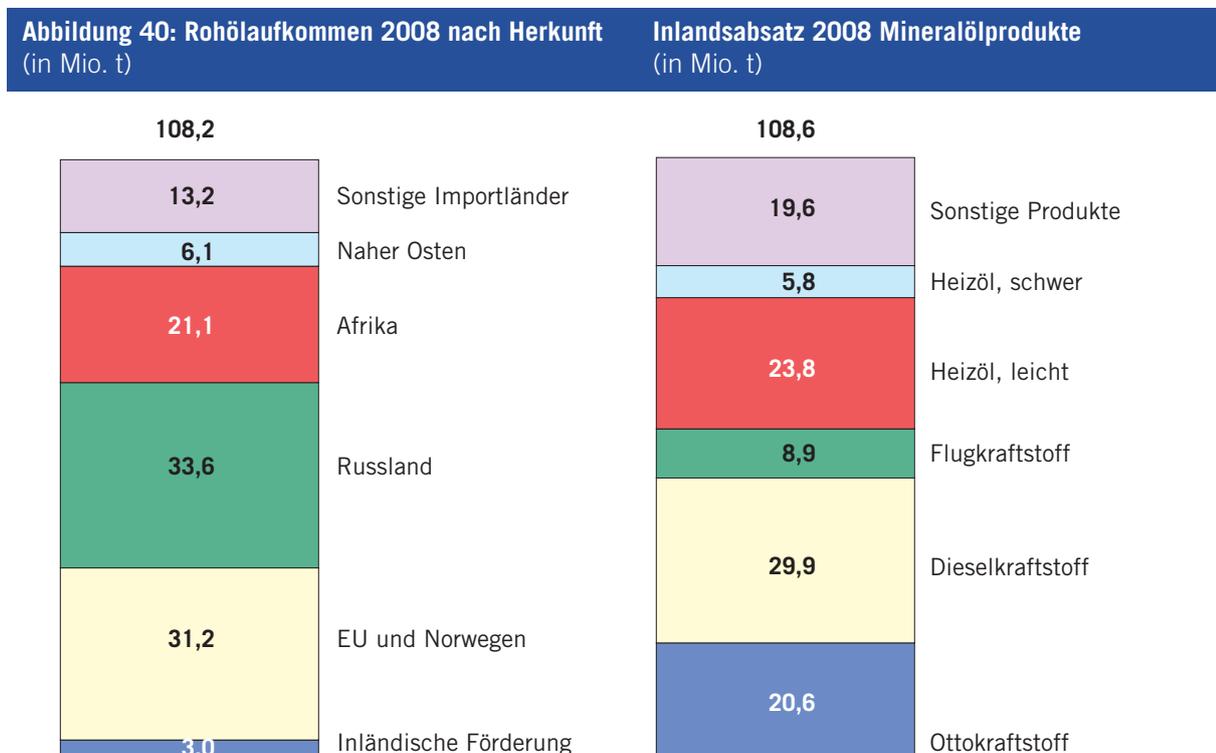
Die Rohöledestillationskapazität lag 2008 bei 117,7 Mio. t/Jahr. Die Kapazität an Konversionsanlagen, die der Umwandlung schwerer Produkte und Halbfabrikate in höherwertige leichtere Erzeugnisse wie Benzin, Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl dienen, hat 2008 rund 46,9 Mio. t/Jahr betragen.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten erreichte 2008 rund 108,6 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff:

20,6 Mio. t; Dieselkraftstoff: 29,9 Mio. t), das leichte Heizöl mit dem Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (23,8 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (15,7 Mio. t), Flugkraftstoff (8,9 Mio. t) und schweres Heizöl (6,1 Mio. t).

Mineralöl bleibt – trotz eines absolut rückläufigen Verbrauchs – auch in der langfristigen Perspektive der wichtigste Energieträger in Deutschland. Die Entwicklung bei den Hauptprodukten wird gemäß der Prognose des Mineralölwirtschaftsverbandes differenziert eingeschätzt. Die Nachfrage nach Ottokraftstoffen wird sich bis 2025 im Vergleich zur 2008 realisierten Absatzmenge um etwa ein Drittel vermindern. Entscheidende Bestimmungsfaktoren dafür sind der Rückgang des Bestands an benzinbetriebenen PKW, abnehmende Jahresfahrleistungen und eine kontinuierliche Verringerung des spezifischen Verbrauchs bei Neufahrzeugen.

Der Verbrauch an Dieselkraftstoff steigt aufgrund eines weiter zunehmenden Bestandes an PKW mit Dieselantrieb bis 2010 zunächst noch an, sinkt aber in den Folgejahren und dürfte 2025 um etwa 10 % unter dem im Jahr 2008 erreichten Niveau liegen. Für leichtes Heizöl wird



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

2025 ein Bedarf erwartet, der in etwa dem – durch Sonderfaktoren bedingt (milde Witterung und Abbau Lagerbestände) – niedrigen Absatz des Jahres 2007 (17,2 Mio t.) entspricht. Bei schwerem Heizöl wird mit einem Absatzrückgang um ein Viertel gerechnet. Demgegenüber wird bei Flugkraftstoff auch künftig noch von einer Zunahme der Nachfrage ausgegangen, die bis 2025 im Vergleich zum Jahr 2008 etwa 40 % entspricht.

Erdgas

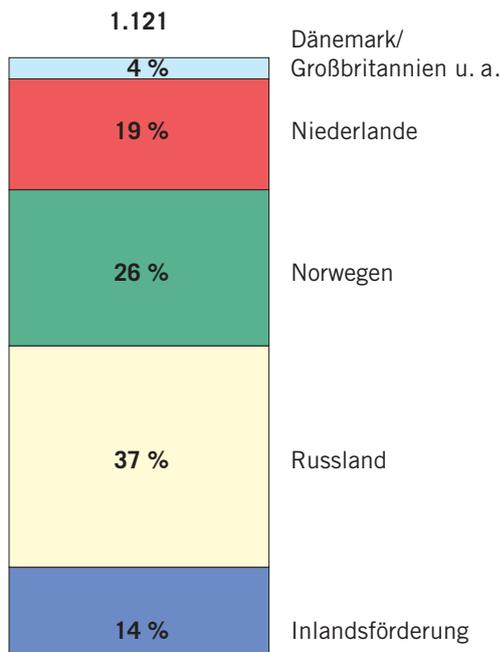
Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen stammte 2008 zu 14 % aus heimischer Förderung und zu 86 % aus Importen verschiedener Herkunft: 37 % aus Russland, 26 % aus der norwegischen Nordsee, 19 % aus den Niederlanden sowie 4 % aus Großbritannien 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 2008 rund 951 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 46 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2008 hatten 48,5 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 44 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 13 % aus.

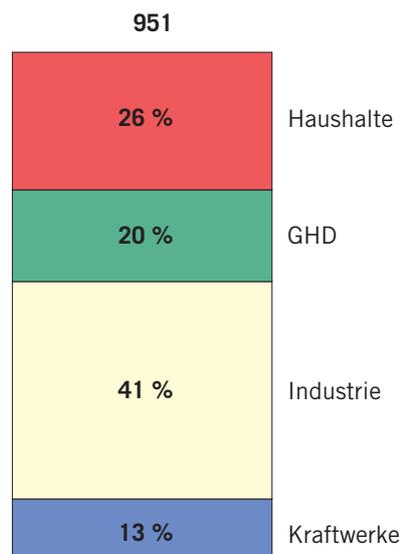
Erdgas hat auf dem deutschen Energiemarkt weiterhin Wachstumsperspektiven. Geringe Zuwächse sind vor allem im Haushalts- und im Kleinverbrauchssektor zu erwarten. In der Industrie wird mit einer Festigung bzw. einem leichten Ausbau des Versorgungsanteils gerechnet. Wachstumspotenziale bestehen längerfristig vor allem in der Stromerzeugung.

Beschaffungsseitig wird sich die deutsche Erdgasversorgung künftig in weiter steigendem Maße auf Importe abstützen. Mit ihrer langfristig angelegten Beschaffungspolitik hat die deutsche Gaswirtschaft sich 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.

Abbildung 41: Erdgasaufkommen 2008
(in TWh)



Erdgasverbrauch 2008
(in TWh)



Quelle: Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)

Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2008 17,7 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 74 % auf das Ruhrrevier, 17 % auf das Saarrevier und 9 % auf das Ibbenbürener Revier.

Im Jahr 2008 deckten die Steinkohlenimporte etwa 73 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu fast 90 % auf sechs Lieferländer, nämlich Russland, Polen, USA, Südafrika, Polen, USA, Kolumbien und Australien.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2008 ein Volumen von 62,5 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 43,6 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17,4 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,5 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

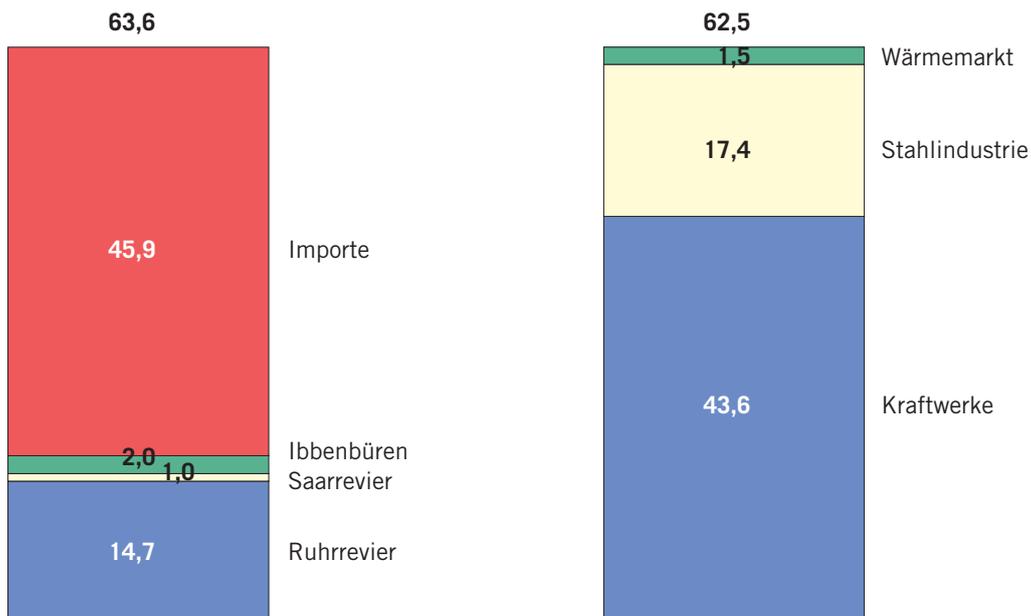
Vor allem aufgrund der geologischen Bedingungen kann die deutsche Steinkohle bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Der deutsche Steinkohlenbergbau wird durch eine energiepolitisch begründete finanzielle Unterstützung gesichert.

Im Frühjahr 2007 verständigten sich die Bundesregierung, die Länder NRW und Saarland sowie die IG Bergbau, Chemie, Energie und die RAG Aktiengesellschaft auf ein sozialverträgliches Auslaufen des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018. Die Eckpunkte dieser Verständigung beinhalteten den sozialverträglichen Abbau der Belegschaft sowie eine sogenannte Revisionsklausel, nach der eine Überprüfung des Auslaufbeschlusses im Jahr 2012 durch den Bundestag unter Beachtung von Aspekten der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und weiterer energiepolitischer Ziele erfolgen wird.

Das Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes am 28. Dezember 2007 sowie die parallel dazu wirksam gewordene „Rahmenvereinbarung über die sozialverträgliche Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland zwischen Bund, NRW, Saarland und RAG“ und ein damit verknüpftes Vertragswerk bilden die Grundlage für die Umsetzung dieser Verständigung. Regelungsgegenstände sind der geordnete Auslauf der subventionierten Steinkohleförderung bis 2018, der sozialverträgliche Anpassungsprozess sowie die Revisionsklausel, nach der die Bundesregierung dem Bundestag

Abbildung 42: Steinkohlenaufkommen 2008
(in Mio. t SKE)

Steinkohlenverbrauch 2008
(in Mio. t SKE)



Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

bis zum 30. Juni 2012 einen Bericht zuleiten wird, auf dessen Grundlage die weitere Förderung des Steinkohlenbergbaus durch den Bundestag zu prüfen ist.

In dem Gesetz sind ferner insbesondere die Finanzplafonds des Bundes zur Finanzierung des Absatzes heimischer Steinkohle in Kraftwerken und an die Stahlindustrie bis zum Jahr 2018 sowie von Aufwendungen infolge dauerhafter Stilllegungen festgelegt. Dabei gilt weiterhin die Orientierung am Preis für Drittlandskohle für den jeweiligen Absatzbereich.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2008 rund 175 Mio. t Braunkohle – entsprechend 53,8 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden knapp 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

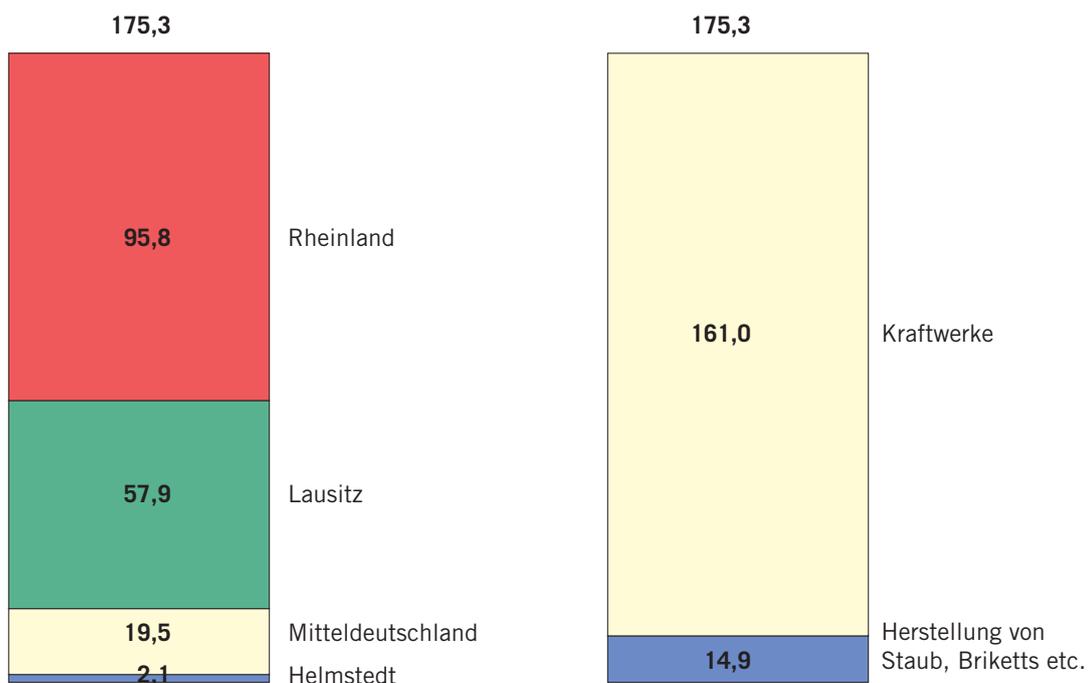
Die deutsche Braunkohlenförderung konzentriert sich auf vier Regionen: das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2008 entfielen von der Gesamtförderung 54,7 % auf das Rheinland, 33,0 % auf die Lausitz, 11,1 % auf Mitteldeutschland sowie 1,2 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die so genannte Grundlast. 2008 wurden rund 161 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 150 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 23,5 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

Bei energiepolitischen Rahmenbedingungen, die Investitionssicherheit gewährleisten, wäre 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 CO₂-Abscheidung und -Speicherung ein.

Abbildung 43: Braunkohlenförderung 2008
(in Mio. t)

Braunkohlenverwendung 2008
(in Mio. t)



Quelle: DEBRIV



Strom

2008 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 639,1 TWh. Davon entfielen 82 % auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (einschließlich Deutsche Bahn), 8 % auf Industrie-Kraftwerke und 10 % auf Anlagen anderer privater Erzeuger (z. B. Windkraftanlagen).

Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2008 folgendes Bild: Kernenergie 23,3 %, Braunkohle 23,5 %, Steinkohle 20,1 %, Erdgas 13,0 %, erneuerbare Energien 15,1 % sowie Heizöl und sonstige Energien 5,0 %. Braunkohle und Kernenergie decken den größten Teil des Grundlastbedarfs an Elektrizität.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren elektrischer Energie in Höhe von 40,2 TWh. Bei Stromausfuhren von 62,4 TWh belief sich das im Inland verfügbare Aufkommen (Netto-Erzeugung von 601,0 TWh zuzüglich Importe abzüglich Exporte) auf

578,5 TWh. Deutschland ist die Drehscheibe im europäischen Stromhandel.

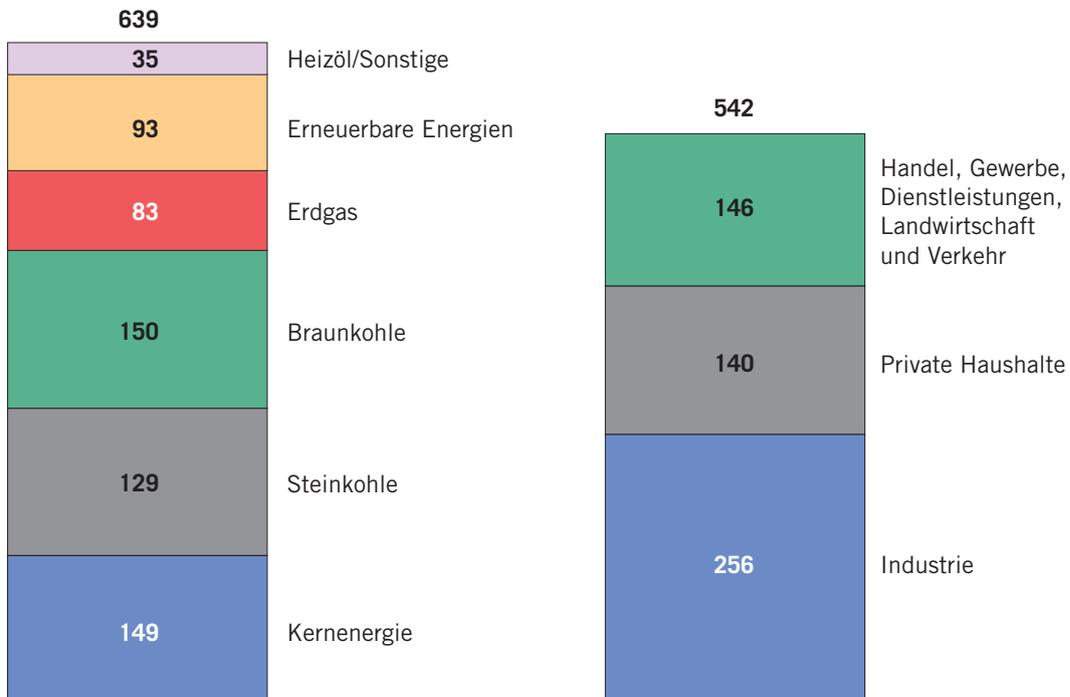
Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 616,5 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit nur 4 % sehr niedrig. Die Differenz zwischen Brutto- und Netto-Stromverbrauch erklärt sich ferner durch den Energieverbrauch der Kraftwerke und den Pumpstromverbrauch.

Der Netto-Stromverbrauch von 542,2 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2008 mit 47 % auf die Industrie, mit 26 % auf private Haushalte und mit 27 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen, Verkehr und Landwirtschaft.

Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig weitgehend stabil bleiben wird. 2008 lag der Netto-Stromverbrauch bei 218 kWh pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

Abbildung 44: Brutto-Stromerzeugung 2008
(in TWh)

Netto-Stromverbrauch 2008
(in TWh)



Quelle: BDEW

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 erset-zen. Auch die politisch beschlossene Beendigung der Nutzung der Kernenergie erfordert die Bereitstellung von Ersatzkapazitäten. Die Rahmenbedingungen müssen da-her so gestaltet werden, dass die Optionen für einen breit angelegten Energie- und Technikmix nicht schrittweise reduziert, sondern erweitert werden.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2008 mit 7,4 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2008 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 93,0 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 15,1 % der gesamten Stromversorgung in Deutschland. Wichtigste erneuerbare Energien in diesem Sektor sind Wind und Wasser. 2008 basierten 40,2 Mrd. kWh auf Windkraft, 20,8 Mrd. kWh auf als regenerativ eingestufte Wasserkraft, 23,0 Mrd. kWh auf Biomasse, 5,0 Mrd. kWh auf Müll sowie 4,0 Mrd. kWh auf Fotovoltaik.

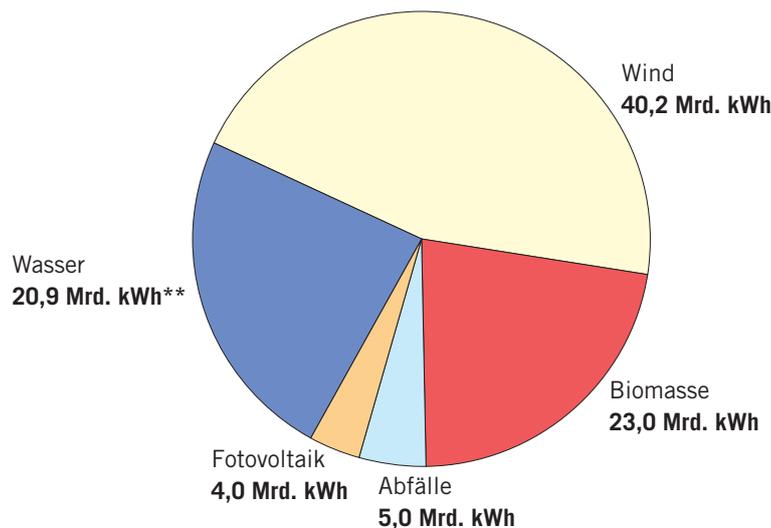
Entscheidend für den 2008 erneut verzeichneten Anstieg des Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Danach hat der Netzbetreiber dem Einspeiser von Strom aus EEG-Anlagen die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Mindestvergütung zu entrichten.

Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich im Jahr 2008 auf 8,65 Mrd. €. Bei 71,45 TWh EEG-Einspeisungen errechnet sich daraus für 2008 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 12,11 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.

2008 fielen drei Viertel des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms unter die Förderung des EEG.

Abbildung 46: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2008

93,0 Mrd. kWh $\hat{=}$ 15,1 % des Bruttoinlandstromverbrauchs*



*Schätzung

**Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet

Quelle: BDEW

Perspektiven

Die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen für die Energieversorgung und die Energiepolitik in Deutschland wurden im Rahmen von drei „Energiegipfeln“ am 3. April 2006, am 9. Oktober 2006 und am 3. Juli 2007 erörtert. Auf Einladung der Bundeskanzlerin trafen sich Spitzenvertreter der Energiewirtschaft, der industriellen und privaten Verbraucher, der erneuerbaren Energien, der Gewerkschaften, der Energieforschung und des Umweltschutzes. Der Energiegipfel war als Startschuss für die Erarbeitung eines energiepolitischen Gesamtkonzeptes initiiert worden, das die Weichen in der Energie- und Klimapolitik bis zum Jahr 2020 stellen sollte.

Auf einer Kabinettsklausur in Meseberg am 23./24. August 2007 hatte die Bundesregierung unter gemeinsamer Federführung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sowie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Eckpunkte für ein „Integriertes Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP) beschlossen. Beim IEKP handelt es sich um ein 29 Maßnahmen umfassendes Paket, vor allem zugunsten von mehr Energieeffizienz und mehr erneuerbaren Energien.

Konkret verabschiedet wurde das IEKP in zwei Schritten. Am 5. Dezember 2007 hatte das Bundeskabinett 14 Vorhaben beschlossen. Dazu gehört die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit dem Ziel, den Anteil von Strom aus KWK-Anlagen von derzeit 12 % auf etwa 25 % bis 2020 zu verdoppeln. Ferner verständigte sich das Bundeskabinett auf die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch auf 30 % im Jahr 2020 zu verdoppeln. Die anderen zwölf Vorhaben erstrecken sich vor allem auf verschärfte Standards für den Stickoxidausstoß von Kraftwerken, auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, auf den Erlass eines Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes, auf Regelungen zum vermehrten Einsatz von Biokraftstoffen und zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, auf die Umstellung der Kfz-Steuer auf Schadstoff- und CO₂-Basis sowie auf den Erlass einer Chemikalienschutzverordnung zur Verringerung der Emissionen fluorierter Treibhausgase aus Kühlanlagen.

Vier wichtige Gesetze (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz, Gesetz zur Liberalisierung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb) hatte der Deutsche Bundestag bereits am 6. Juni 2008 beschlossen.

Am 18. Juni 2008 hatte die Bundesregierung den zweiten Teil des umfassenden Gesetzespaketes zur Umsetzung des IEKP beschlossen. Schwerpunkt der sieben Gesetzesvorhaben ist die Steigerung der Energieeffizienz.

Mit der Novelle des Energiespargesetzes, der Energieeinsparverordnung und der Heizkostenverordnung werden die energetischen Anforderungen an Gebäude und Heizungsanlagen verschärft.

Mit der Verordnung zu Strom- und Gaszählern werden die konkreten Bedingungen zur Einführung intelligenter Zähler geregelt (smart metering).

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze soll der erforderliche Neubau von Höchstspannungsleitungen zur Integration des Windenergieausbaus sowie weiterer Leitungen ermöglicht werden, um den internationalen Stromhandel zu intensivieren und die absehbare Nordverschiebung der konventionellen Stromerzeugung netztechnisch zu bewältigen.

Ferner haben sich der Bund und die Länder auf die Reform der Kfz-Steuer verständigt. Damit wurde der Weg frei gemacht, die Höhe der Steuer nicht nur vom Hubraum, sondern auch vom Ausstoß an Schadstoffen und an CO₂ abhängig zu machen.

Versorgungssicherheit in der deutschen Stromversorgung als wertvoller Standortfaktor

Deutschland verfügt derzeit über ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit für Strom. Allerdings verändern sich die regulatorischen und kommerziellen Rahmenbedingungen in der Stromwirtschaft schnell, so dass der zukünftige Fortbestand des hohen Niveaus unklar ist. Für die Zukunft sind daher durchaus Szenarien denkbar, in denen Letztverbraucher weitaus häufiger als gegenwärtig Versorgungsunterbrechungen hinnehmen müssen. Aber wie lässt sich der Wert der Versorgungssicherheit beziffern?

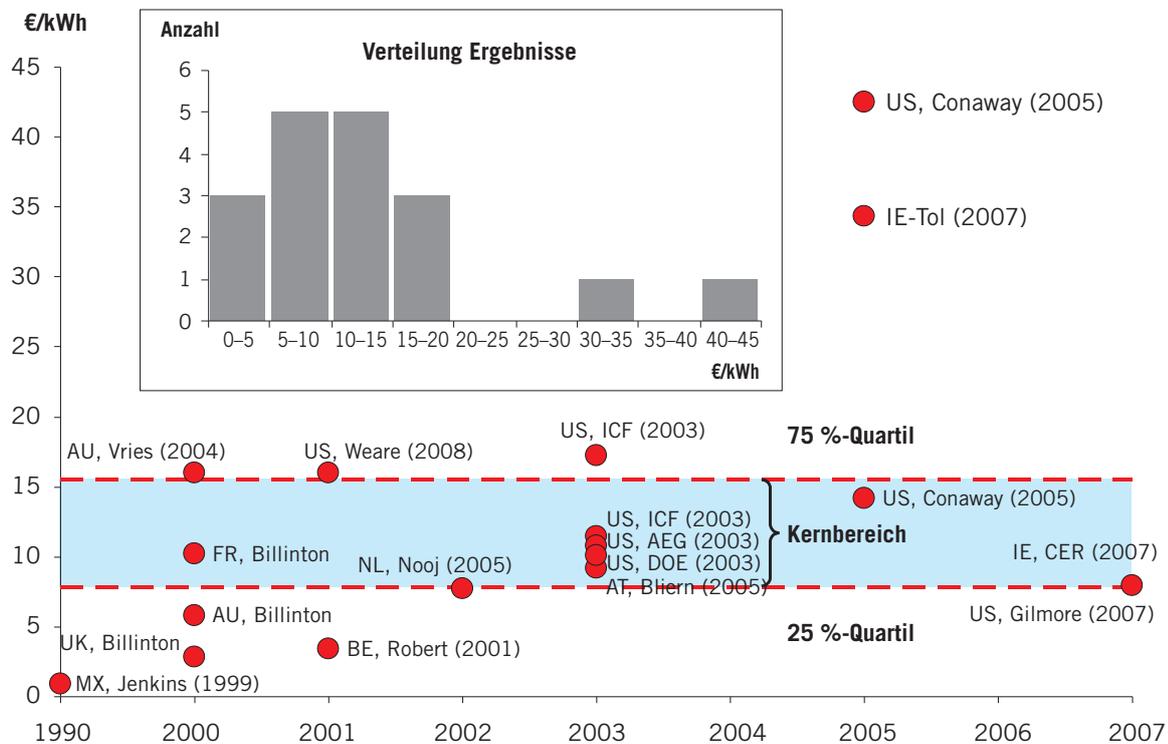
Die Stromversorgung wird in Deutschland heute im Mittel rund 20 Minuten pro Jahr und Kunde unterbrochen. Damit liegt die durchschnittliche Störungsdauer in Deutschland nur bei einem Viertel des Wertes in Großbritannien. In Spanien fällt die Versorgung im Schnitt 14-mal länger aus. Auch im Vergleich zu den USA mit ca. 100 Minuten Ausfallzeiten pro Jahr ist die Versorgungsqualität in Deutschland deutlich besser. Wie eine aktuelle Analyse von Frontier Economics zeigt, würden sich bei einer Verminderung des aktuell hohen Niveaus an Versorgungszuverlässigkeit erhebliche volkswirtschaftliche Kosten ergeben. Diese Umstände müssen auch bei einer Bewertung des Standortes Deutschland (und damit z. B. auch seiner Energiepreise) berücksichtigt werden.

Auslöser für Versorgungsausfälle sind zwar häufig einzelne Störfälle, also der außerplanmäßige Ausfall von Infrastruktur für die Stromversorgung z. B. durch Naturer-

eignisse. Allerdings sollten Versorgungssysteme so ausgelegt sein, dass sie robust derartige Störungen ausgleichen können. Insofern spiegeln auch Unterbrechungen aufgrund von Störfällen letztlich mangelnde Kapazitäten – in diesem Fall von Systemreserven – wider. Es besteht also ein Zusammenhang zwischen vorgehaltener Kapazität und Versorgungssicherheit. Versorgungsunterbrechungen werden z. B. begünstigt durch

- **Netzengpässe:** Im Fall einer Überlastung der Netze kann es zu gezielten Abschaltungen kommen. Praktische Erfahrungen aus Deutschland oder der Schweiz/Italien zeigen, dass sich diese Abschaltungen kaskadenförmig ausweiten und damit zu großflächigen Blackouts führen können.
- **Erzeugungsgpässe:** Wenn die momentane Stromnachfrage die verfügbare Kraftwerkskapazität übersteigt, müsste ein Teil der Stromverbraucher abgeschaltet werden („regionaler Blackout“), um das Stromsystem nicht insgesamt zu gefährden.
- **fehlende Kraftwerksverfügbarkeit:** Auch wenn für den Normalfall ausreichend Kraftwerkskapazität vorhanden ist, könnte ihre Verfügbarkeit in Ausnahmesituationen ungewöhnlich stark eingeschränkt sein. So ist die Verfügbarkeit von Windkraftkapazitäten von der Windsituation abhängig. Trockenperioden können die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken reduzieren. Ein weiteres Beispiel sind niedrige Flusswasserstände und hohe Wassertemperaturen, die Engpässe bei der

Abbildung 47: Ergebnisse internationaler Studien, adjustiert entsprechend der Stromintensität in Deutschland



Quelle: Frontier

Abbildung 48: Kosten von Ausfallszenarien für Deutschland

<ul style="list-style-type: none"> • Sinkende Qualität Blackout USA 2003 1 Stunde Blackout 1 Tag Blackout • Absinken der Versorgungsqualität auf das Niveau Spaniens • Nichtverfügbarkeit 215 min/a • Volkswirtschaftliche Kosten: 1,5–3,2 Mrd. € pro Jahr 	<ul style="list-style-type: none"> • Blackout in ähnlicher Größenordnung wie 2003 in den USA trifft Deutschland • Ausfallmenge (proportional zum Jahresgesamtverbrauch): 130 GWh • Volkswirtschaftliche Kosten: 1,1–2,2 Mrd. € 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 Stunde Stromausfall in ganz Deutschland an einem Werktag-nachmittag im Winter • Ausfallmenge: 80 GWh • Volkswirtschaftliche Kosten: 0,6–1,3 Mrd. € 	<ul style="list-style-type: none"> • 24 Stunden Stromausfall in ganz Deutschland an einem Werktag im Winter • Ausfallmenge: 1.800 GWh • Volkswirtschaftliche Kosten: 14–30 Mrd. €
--	---	--	--

Quelle: Frontier

Anmerkung: Berechnungen basierend auf der Auswertung von 25 internationalen Studien zu Stromausfallkosten unter der Berücksichtigung der Stromintensität der jeweiligen Länder.

Versorgung von Kraftwerken mit Kühlwasser bedingen und damit eine Verminderung der Erzeugung dieser Kraftwerke erzwingen können.

Der volkswirtschaftliche Wert von Versorgungssicherheit, z. B. durch ausreichende Kapazitätsreserven, lässt sich quantitativ abschätzen aus den Kosten, die Letztverbraucher entstehen würden, wenn es zu zusätzlichen Versorgungsausfällen käme. Im Fall einer Versorgungsunterbrechung kann nicht mehr die gesamte Stromnachfrage gedeckt werden. Dies hat vielschichtige volkswirtschaftliche Auswirkungen. Wesentlich sind insbesondere die Kosten für die Verbraucher, die sich anhand der folgenden Beispiele illustrieren lassen:

- **Haushalten** entstehen direkte – und vergleichsweise einfach zu bewertende – Kosten, etwa durch das Verderben von Lebensmitteln oder Beschädigungen an Elektrogeräten. Zudem erleiden Haushalte einen entgangenen Verlust an Komfort, z. B. weil bestimmte Freizeitaktivitäten wie Fernsehen unterbunden werden oder die Raumheizung ausfällt. Diese indirekten Kosten sind wesentlich schwerer zu messen als die direkten Kosten, nehmen aber von ihrer Bedeutung her einen wesentlich höheren Stellenwert ein.
- In **Gewerbe und Industrie** entstehen ebenfalls direkte Kosten, z. B. durch die Beschädigung von Anlagen oder Produkten oder Kosten für das Wiederanfahren von Produktionen. Zudem gehen Versorgungsausfälle häufig mit Produktionsausfällen einher. Wenn die Produktion später nicht aufgeholt werden kann, entsteht somit ein Verlust an Wertschöpfung, der in der Regel deutlich höher ausfällt als die direkten Kosten.

Daneben entstehen auch den Erzeugern durch Versorgungsunterbrechungen Kosten, da diese während der

Unterbrechung ihren Strom nicht mehr verkaufen können. Ihnen entgehen somit Deckungsbeiträge, die z. B. nicht mehr für die Bedienung von Kapitalkosten oder von fixen Betriebskosten eingesetzt werden können. Die Kosten für die Erzeuger sind in ihrer Größenordnung allerdings typischer Weise deutlich geringer als für die Verbraucher.

Die gesamten Auswirkungen einer Unterbrechung sind somit multidimensional und u. a. abhängig von Zeitpunkt, Dauer und Ausmaß der Unterbrechung. Entsprechend unterschiedlich fallen die Schätzungen der Kosten für verschiedene Szenarien aus. In einer Auswertung von über 25 internationalen Studien zu den Kosten von Versorgungsausfällen zeigt Frontier Economics, dass die gesamtwirtschaftlichen und privaten Kosten von Versorgungsunterbrechungen jedoch regelmäßig den Marktpreis für Energie um ein Mehrfaches übersteigen, etwa um den Faktor 10 bis 100. Grundlage für diese Schätzungen sind z. B. die Analyse der direkten Kosten von Versorgungsunterbrechungen oder Zahlungsbereitschaftsanalysen, bei denen die betroffenen Verbraucher direkt Aussagen zum Wert der nicht gelieferten Energie treffen.

Abbildung 47 zeigt die Ergebnisse internationaler Studien der vergangenen zehn Jahre zum Wert von Versorgungssicherheit, jeweils übertragen auf die Situation in Deutschland. Auf dieser Basis lassen sich für Deutschland die volkswirtschaftlichen Kosten jeder nicht gelieferten kWh auf 8 bis 16 € schätzen. Rechnet man diese Werte auf denkbare Unterbrechungsszenarien hoch, kommt man zu Schätzungen für die Kosten zusätzlicher Versorgungsunterbrechungen in Deutschland in einer Größenordnung von einer bis zu mehreren Milliarden € pro Jahr (Abbildung 48).

Novelle 2009 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zum Jahresbeginn 2009 ist das „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009) in Kraft getreten. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde am 6. Juni 2008 vom Deutschen Bundestag beschlossen. Das EEG dient der Umsetzung der Richtlinien 2001/77/EEG des Europäischen Parlaments des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

Mit dem neuen EEG wird das geltende Gesetz in seiner Fassung von 2004 abgelöst. Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2020 den Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien von derzeit ca. 15 % auf mindestens 30 % zu erhöhen und bis 2050 ca. 80 % der nachgefragten Strommenge in Deutschland über erneuerbare Energien abzudecken.

Die wichtigsten Neuregelungen betreffen die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen sowie Vergütungs- und Degressionssätze.

Direktvermarktung

Die Direktvermarktung stellt ein besonders geeignetes Instrument dar, um die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren voranzutreiben.

In der EEG-Novelle ist nun eine monatliche Ausstiegsmöglichkeit aus der EEG-Förderung in eine Direktvermarktung des erzeugten Stroms durch die Anlagenbetreiber vorgesehen. Diese erhalten dadurch einen Anreiz, ihr „Produkt“ marktfähig zu machen, d. h. beispielsweise die Einspeisung der aktuellen Nachfrage anzupassen.

Vergütungssätze

Für das Inbetriebnahmejahr 2009 wurden die Vergütungssätze zum Teil kräftig heraufgesetzt. Ferner ist die Degression für Investitionen in den Folgejahren – mit Ausnahme der Fotovoltaik – deutlich entschärft worden.

So wurden die Vergütungssätze bei Wasserkraft für Neuanlagen bis 5 MW, für modernisierte/revitalisierte Anlagen bis 5 MW und für die Erneuerung von Anlagen ab 5 MW im Vergleich zum EEG 2004 mit Wirksamkeit zum 1. Januar 2009 angehoben. Auch für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas, aus kleinen Biomasse-

Anlagen sowie aus Geothermie und aus Windkraft wurden die Vergütungssätze aufgestockt.

Demgegenüber erfolgten für Strom aus solarer Strahlungsenergie leichte Absenkungen der Vergütungssätze.

Bei Windkraft gelten jetzt folgende Regelungen:

- Die Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land wird ab dem 1. Januar 2009 auf 9,2 Cent/kWh erhöht. Dieser Wert wird für neu in Betrieb genommene Anlagen jedes Jahr um ein % gesenkt (bisher zwei %).
- Für Windenergieanlagen an Land, die bestimmte Eigenschaften zur Netzregelung erbringen, erhöht sich die Anfangsvergütung um einen sogenannten Systemdienstleistungs-Bonus von 0,5 Cent/kWh.
- Für Windenergieanlagen an Land, die alte Anlagen ersetzen (Repowering), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent/kWh. Die ersetzten Anlagen müssen aus dem gleichen oder einem benachbarten Landkreis kommen und mindestens zehn Jahre alt sein. Eine neue Anlage muss mindestens die doppelte Leistung der ersetzten Anlage erreichen. Ferner darf sie die fünffache Leistung nicht überschreiten.
- Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen auf See (Offshore) beträgt 15 Cent/kWh bis Ende 2015.
- Für im Rahmen des Einspeisemanagements nicht abgenommene Energiemengen muss der Netzbetreiber eine finanzielle Kompensation zahlen. Windenergieanlagen sind nachrangig abzuregeln.
- Netzbetreiber sind ausdrücklich nicht nur zum Netzausbau, sondern auch zur Optimierung und Verstärkung vorhandener Netze verpflichtet.

Im EEG 2009 ist zudem eine Ermächtigung für eine gesetzesändernde Verordnung zur Weiterentwicklung des EEG-Belastungsausgleichs enthalten. Mit einer entsprechenden Verordnung soll nach Wunsch aller Beteiligten die physikalische Wälzung des EEG-Stroms vom Übertragungsnetzbetreiber zu den Vertrieben abgeschafft werden. Damit wird für die Vertriebsunternehmen im Strommarkt ein hohes, unbeeinflussbares Risiko eliminiert, das insbesondere für kleinere Vertriebsunternehmen in den vergangenen Jahren existenzbedrohend wurde.

Neue Kohlekraftwerke dienen durch verbesserten Wirkungsgrad und verringerten CO₂-Ausstoß der Klimaschutz-Strategie der Bundesregierung

Verringerung der CO₂-Emissionen durch neue, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke

In der Bundesrepublik Deutschland wurden im Jahre 2007 nach noch vorläufigen Daten rund 637 TWh Strom erzeugt. Dies geschieht durch einen Mix von Energieträgern und Kraftwerken, der folgende Strukturen aufweist:

2007 Energieträger	Anteil der Strom- erzeugung in %	Kapazitäts- struktur in GW netto
Kernenergie	22,1	20,5
Braunkohle	24,5	20,4
Steinkohle	22,8	27,7
Erdgas	11,7	22,4
Mineralöl	1,3	6,3
Wasserkraft	4,3	10,9
Windkraft	6,2	22,3
Sonstige Energieträger	7,1	12,8

Quelle: BDEW, 2007

Bezogen auf die gesamte Energiewirtschaft hat das BMWi für das Jahr 2006 Emissionen in Höhe von 366 Mio. t CO₂ ermittelt, was einem Anteil von 45,8 % an den energiebedingten Emissionen oder 43,4 % an den Gesamtemissionen der Bundesrepublik Deutschland, also einschließlich des nichtenergetischen Verbrauches, entspricht. Für den Sektor der allgemeinen Strom- und Fernwärme-Versorgung errechnete der BDEW unter Einbeziehung der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern eine Verminderung des Durchschnittswertes im Jahre 2006 um über 20 % gegenüber 1990.

Die Wirkungsgrade von fossil gefeuerten Kraftwerken insgesamt sind von 1990 bis 2005 von 36,8 % auf 41,3 % im Durchschnitt gestiegen. Heute sind mit der besten verfügbaren Technik elektrische Wirkungsgrade in Bezug auf die Bruttostromerzeugung von bis zu 46 %

bei Kohlekraftwerken möglich. Daher gehören auch neue Steinkohlekraftwerke zur Klimaschutzstrategie der Bundesregierung, weil in diesen neuen, hocheffizienten Kraftwerken der CO₂-Ausstoß bezogen auf den Stromverbrauch (inkl. Leitungsverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) um bis zu 30 % vermindert wird.

Das Umweltbundesamt (UBA) gibt in seiner Veröffentlichung „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidemissionen des deutschen Strommixes“ von April 2007 für den Strommix des Jahres 1990 eine Emission von 727 g CO₂ je verbrauchter kWh an. Bis 2005 ist dieser Wert, der die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung auf den Stromverbrauch bezieht, auf 616 g CO₂ gesunken.

Bezieht man diese CO₂-Emissionen auf die Bruttostromerzeugung errechnet sich für das Jahr 2005 ein Emissionsfaktor von 544 g CO₂/kWh. Den Berechnungen des UBA liegt für das Jahr 2005 bei Einsatz von Steinkohle ein Emissionsfaktor von 94 t CO₂/TJ Brennstoffeinsatz zu Grunde.

Berechnung des CO₂-Ausstoßes

Altes Kraftwerk:

36 % Wirkungsgrad = 940 g/kWh

Durchschnittliches Kraftwerk:

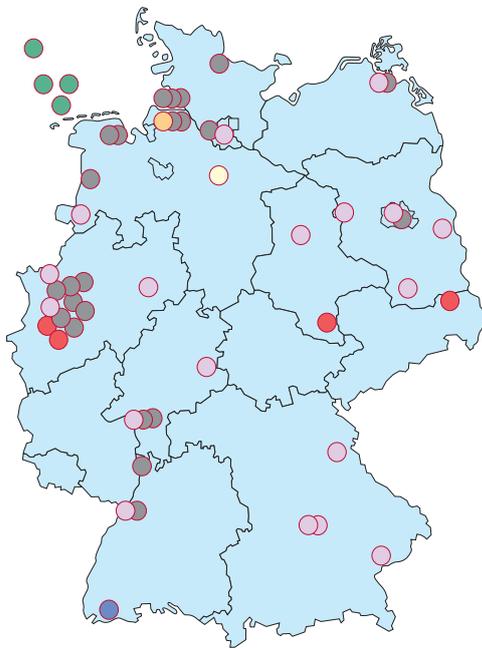
41 % Wirkungsgrad = 825 g/kWh

Neues Kraftwerk (ab 2010):

46 % Wirkungsgrad = 735 g/kWh

Derzeit befinden sich bereits Verfahren zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrades auf über 50 % in fortgeschrittenem Entwicklungsstadium. Neben der Verminderung der CO₂-Emissionen durch diese hocheffizienten Kraftwerke ist aber auch festzustellen, dass die jährlichen Emissionen von SO₂ und Staub aus Kraftwerken bereits durch die verschiedensten Vorschriften und Gesetze seit den achtziger Jahren um mehr als 90 % und die von NO_x um die Hälfte verringert worden sind.

Abbildung 49: Im Bau, im Genehmigungsverfahren und in Planung befindliche Kraftwerke (>100 MW)



- Erdgas
18 Anlagen (>100 MW) mit 11.215 MW
- Steinkohle
23 Anlagen (>100 MW) mit 21.964 MW
- Erdgas/Steinkohle (Kombi-Kraftwerk)
1 Anlage (>100 MW) mit 1.000 MW
- Braunkohle
4 Anlagen (>100 MW) mit 3.885 MW
- Gichtgas
1 Anlage (>100 MW) mit 220 MW
- Pumpspeicher
1 Anlage (>100 MW) mit 1.000 MW
- Wind Offshore
4 Parks (>100 MW) mit 2.020 MW

© Basiskarte: Kober-Kümmerly+Frey,
Düsseldorf

Quellen: Pressemeldungen, Unternehmensangaben (Stand: 9. Januar 2009)

Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung						Inbetriebnahmetermine bekannt		
Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW _{el}		Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	Bemerkung	Projekt-kosten	Status
		brutto	netto					
Vattenfall Europe	GuD-HKW Hamburg-Tiefstack	125	125	Eg	Anfang 2009	GuD-Anlage/ 125 MW _{el} 180 MW _{th} / Probebetrieb	82 Mio. €	im Bau
swb AG (Bremen)	Standort Hafen	33	29	Mü	Anfang 2009	Brennstoff: Mittelkalorik/ Integration in das bestehende Steinkohlekraftwerk Hafen/Probetrieb steht bevor	112 Mio. €	im Bau
Infraserv Knapsack/Sotec	Hürth	30	30	Mü	Anfang 2009	Chemiepark Knapsack/im Bau/Probetrieb ab November 2008	105 Mio. €	im Bau
E.ON/EWE/Vattenfall Europe	Offshore-Windpark „alpha ventus“	60	60	Wi	Ende 2009	Offshore-Testfeld/12 x 5 MW/Arbeiten an der Kabeltrasse seit Juli 2007, Offshore-Umspannwerk im Sept. 08 fertig gestellt/Anteile: EWE: 47,5 % E.ON: 26,25 % VE: 26,25 %	250 Mio. €	im Bau
RWE Power	Lingen	875	875	Eg	2009	GuD/ zusätzlich Bau eines Erdgasröhrenspeichers/Wirkungsgrad >59 %/ Baubeginn im Mai 2007 erfolgt	500 Mio. €	im Bau
E.ON/N-ERGIE/Mainova/HEAG	Irsching 5	845	820	Eg	2009	GuD (CCGT)/E.ON: 51,2 %, N-ERGIE: 25,2 %, Mainova: 15,6 % HEAG: 8,0 %/ Baubeginn im Nov. 2007 erfolgt/Wirkungsgrad >58 %	400 Mio. €	im Bau
RWE Power	Kraftwerk Niederaußem Block H (Modernisierung)	+ 65	+ 65	Br	2009	Modernisierung des Blocks H/Einbau neuer Turbinenschaukeln, Kühlturmumbau und Erneuerung der Leit- und Messtechnik/Steigerung des Wirkungsgrads um 2 Prozentpunkte	65 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
Gichtgaskraftwerk Dillinger GmbH (Evonik New Energies, VSE, Rogesa)	Dillingen/ Dillinger Hütte	90	90	Gg	2009	zus. 230 MW thermisch/Entsorgungsanlage/ Beteiligung von Evonik New Energies: 49,9 %, VSE AG: 25,2 %, Rogesa: 24,9 %/ Baubeginn im Juni 2007 erfolgt	112 Mio. €	im Bau
Würzburger Versorgungs- und Verkehrs-GmbH (WVV)	GuD-HKW Würzburg	50	50	Eg	2009	Probetrieb ab Januar 2009/im Bau	30 Mio. €	im Bau
Infraserv Höchst	Industriepark Höchst	70	70	Mü	2009	Ersatzbrennstoff/im Bau	300 Mio. €	im Bau
Vattenfall Europe	Rüdersdorf	30	30	Mü	Anfang 2009	Industriekraftwerk/Ersatzbrennstoff/im Bau/Probetrieb Ende 2008	111 Mio. €	im Bau
MWV Energie	Mannheim/Friesenheimer Insel/Kessel 6	23	23	Mü	Herbst 2009	Ersatz für zwei bestehende Kessel/im Bau	100 Mio. €	im Bau
Vattenfall Europe	Rostock	20	20	Mü	2009	Baubeginn Sommer 2007/ 86 MW thermisch/Probetrieb ab Anfang 2009	83 Mio. €	im Bau
E.ON Energy from Waste	Heringen (Hessen)			Mü	Mitte 2009	Ersatzbrennstoff (EBS), 2x58 MW Feuerungs-wärmeleistung/Dampfkopplung für Kali & Salz AG		im Bau
E.ON Wasserkraft	Waldeck I (Edersee) (Austausch)	70	70	Ps	Anfang 2009	Ersatz von 2x35 MW durch eine 70-MW-Francis-Pumpturbine/Neubau des Schachtwerks	50 Mio. €	im Bau
E.ON Wasserkraft	Waldeck II (Edersee) (Retrofit)	+ 20	+ 20	Ps	2009	Einbau neuer Laufräder	50 Mio. €	im Bau
Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co.KG/swb AG/Enercon GmbH	Bremen-Hemelingen	10	10	Lw	Ende 2009	2x5 MW-S-Rohrturbinen/51 % private Anteilseigner 24,5 % Enercon, 24,5 % swb/Baubeginn im Mai 2008 erfolgt	40 Mio. €	im Bau
Rheinkraftwerk Albrück-Dogern AG (RADAG)	Albrück-Dogern (Erweiterung)	24	24	Lw	Ende 2009	Erweiterung der bestehenden Staustufen/Grundsteinlegung im Juli 2007 erfolgt/deutsch-schweizerisches Gemeinschaftsunternehmen (RWE hält 77 % Anteil)	70 Mio. €	im Bau
wpd AG	Offshore-Park „Baltic 1“ Ostsee	52,5	52,5	Wi	2009	21 Turbinen à 2,5 MW von Nordex/Standort 13 km nördlich der Halbinsel Darß		Genehmigung erteilt
Solar Projekt GmbH	Turnow-Preilack/ Truppenübungsplatz Lieberose	50	50	So	2009	Anschluss von 12 MW schon für Ende 2008 geplant/Dünnschichtmodule	160 Mio. €	im Bau
Evonik Steag/EVN AG	Duisburg-Walsum 10	790	725	St	2010	EVN-Anteil 49 %/ Baubeginn Okt. 2006 Errichtung durch Hitachi Power Europe/ Nettowirkungsgrad >46 %/Abnahme: EVN: 410 MW, EnBW: 250 MW, Evonik: 65 MW	820 Mio. €	im Bau
Nuon	Frankfurt a.M./ Industriepark Griesheim	450	450	Eg	2010	GuD/CCGT/ Wirkungsgrad >58 %/Kaufoption für Grundstück erworben/Genemigungsverfahren begonnen/Ausschreibungsverfahren begonnen	250 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014

Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung						Inbetriebnahmetermin bekannt		
Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW _{el}		Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	Bemerkung	Projekt-kosten	Status
		brutto	netto					
Aluminium Oxid Stade (AOS)	Stade-Bützfleeth	30	30	Eg	2010	KWK-Anlage	85 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
Salzgitter AG	Watenstedt	220	220	Gg	2010	2 x 110 MW/ Hochofen-, Stahl- und Koksgas/ Komplett-Modernisierung des bestehenden Kraftwerks	200 Mio. €	im Bau
Stora Enso Maxau	Karlsruhe (Ersatz)	41	41	Bi/Mü/St	2010	Industriekraftwerk/165 MW Feuerungswärmeleistung	120 Mio. €	Genehmigung erteilt
E.ON Energy from Waste	Schwedt			Mü	Mitte 2010	Ersatzbrennstoff (EBS)/136 MW Feuerungswärmeleistung/Dampfauskopplung für LEIPA	150 Mio. €	im Bau
Energiedienst AG (EnBW)	Ausbau Rheinfelden	+ 74	+ 74	Lw	Ende 2010	neues Stauwehr im April 2007 in Betrieb genommen (58 Mio. Euro)/ Bau des Maschinenhauses begonnen	380 Mio. €	im Bau
BARD Engineering GmbH	Offshore-Windpark „BARD Offshore 1“/90 km nordöstlich von Borkum	400	400	Wi	2010	Baubeginn für Frühjahr 2009 geplant/erste Stromlieferungen ab Mitte 2009 möglich		Genehmigung erteilt
RWE Power	BoA Neurath	2.100	2.100	Br	2010/11	Baubeginn Jan 2006/Inbetriebnahme von Block 1 für Ende 2010 geplant, Inbetriebnahme von Block 2 für 2011	2.200 Mio. €	im Bau
E.ON Kraftwerke	Datteln 4	1.055	1.055	St	2011	davon 413 MW Bahnstrom/ Baubeginn im Nov. 2007 erfolgt/ max. Wärmeauskopplung 380 MW/ Wirkungsgrad 46 %/Ersatz für Blöcke in Datteln, Herne und Gelsenkirchen	1.200 Mio. €	im Bau
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 8	912	850	St	2011	KWK mit 220 MW thermisch / el. Wirkungsgrad rd. 46 %, inkl. Wärmeauskopplung 58 % Nutzungsgrad/Grundsteinlegung am 19.09.2008 erfolgt	1.000 Mio. €	im Bau
E.ON/Gazprom	Lubmin	1.200	1.200	Eg	2011	GuD/Anschluss an Ostseepipeline vorgesehen/Übernahme des Projekts von Concord Power/gemeinsame Absichtserklärung von E.ON und Gazprom unterzeichnet, Joint Venture geplant/Investitionsentscheidung 2009 geplant		in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
E.ON Kraftwerke	Irsching 4	530	530	Eg	2011	Forschungsprojekt mit Siemens/ Baubeginn im Okt. 2006 erfolgt/ 340-MW-Gasturbine im November 2007 fertig gestellt/nach Ende des 18-monatigen Testbetriebs durch Siemens Ausbau zur GuD-Anlage mit einem Wirkungsgrad >60 % ab Mitte 2009	500 Mio. €	im Bau
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S	465	465	Eg	2011	Umbau des Dampfkraftwerks RDK zu einer GuD-Anlage (RDK 6S)/Wirkungsgrad rd. 58 %/Genehmigung erteilt	220 Mio. €	im Genehmigungsverfahren/Vorbescheid erteilt
GDKW Bocholt Power GmbH (Advanced Power AG [CH], Siemens Project Ventures)	Bocholt	420	420	Eg	2011	GuD-Anlage/Genehmigung am 4. Dezember 2008 erteilt/Baubeginn für 1. Hj. 2009 vorgesehen	350 Mio. €	Genehmigung erteilt
Vattenfall Europe	Boxberg	675	675	Br	2011	Genehmigung im Dez. 2006 erteilt/ Grundsteinlegung im April 2007 erfolgt	800 Mio. €	im Bau
Trianel EET/ Prokon Nord	Borkum West II / Offshore-Windpark	400	400	Wi	2011	ca. 45 km nördlich von Borkum/Beteiligung von rd. 40 Stadtwerken / 80 Anlagen à 5 MW	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
BSIENERGY (Braunschweiger Versorgungs-AG & Co.KG)	Braunschweig	76	76	Eg	2011	GuD-Anlage (KWK)/Gesamtwirkungsgrad 89,5 %/zus. 67 MW thermisch/bauvorbereitende Maßnahmen seit Dezember 2008/Grundsteinlegung im März 2009/Probetrieb ab Dezember 2010 geplant	81 Mio. €	im Bau

Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung						Inbetriebnahmetermine bekannt		
Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW _{el}		Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	Bemerkung	Projekt-kosten	Status
		brutto	netto					
Vattenfall Europe / Heidelberg Cement AG	Schelklingen	22	22	Mü	Ende 2012	Ersatzbrennstoff (EBS)/Genehmigungsantrag am 23. September 2008 gestellt/Baubeginn Mitte 2009 geplant/in einem Bürgerentscheid wurde gegen das Projekt gestimmt/Gemeinderat hat das Projekt ebenfalls abgelehnt	100 Mio. €	im Genehmigungsverfahren vor 2014
RWE Power	Hamm	1.600	1.600	St	2011/12	Doppelblock-Anlage, Inbetriebnahme der Blöcke Mitte 2011 bzw. Anfang 2012/Wirkungsgrad rd. 46 %/ Grundsteinlegung im August 2008 erfolgt/Abschaltung 3x600 MW 2010 bis 2014/Beteiligung von 23 Stadtwerken mit insgesamt 350 MW über Arge GEKKO/„capture ready“	2.000 Mio. €	im Bau
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1.640	1.640	St	2012	450 MW thermisch für Fernwärmeauskopplung/Wirkungsgrad Strom 46,5%/Gesamtwirkungsgrad >57 %/Baubeginn am 22. November 07 erfolgt	2.000 Mio. €	im Bau
Dong Energy	Lubmin	1.600	1.600	St	2012	Clean-Coal-Technologie 2x800 MW, mglw. weiterer Block mit 800 MW/ Genehmigung beantragt/öffentliche Anhörung im November 2008/Landesregierung MV hat um Stellungnahme der EU-Kommission ersucht/Nachforderungen für den Genehmigungsantrag werden im Januar 2009 bekannt gegeben	2.300 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
Electrabel / BKW FMB Energie	Wilhelmshaven	800	800	St	2012	Wirkungsgrad >46 %/BKW hat im Januar 2008 33%-Anteil erworben (240 MW)/Grundsteinlegung am 19. September 2008 erfolgt	1.000 Mio. €	im Bau
Electrabel	Brunsbüttel	800	800	St	2012	erster Vertrag mit VE für Brunsbüttel unterzeichnet, Netzanschlussverhandlungen mit E.ON laufen/Wirkungsgrad >46 %/Genehmigungsantrag beim Gewerbeaufsichtsamt Itzehoe eingereicht	1.000 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
Electrabel	Stade	800	800	St	2012	Genehmigungsantrag beim Gewerbeaufsichtsamt Lünen eingereicht/Erörterung abgeschlossen/Wirkungsgrad >46 %/das niedersächsische OVG hat einem Eilantrag einer Bürgerinitiative stattgegeben und den notwendigen Bebauungsplan vorerst für ungültig erklärt; mit großer Wahrscheinlichkeit wird auch die nun folgende Normenkontrollklage Erfolg haben	1.000 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
Südweststrom	Brunsbüttel	1.800	1.800	St	2012	Doppelblock-Anlage 2x900 MW/Optionsvertrag für Standort wurde abgeschlossen/ Aufstellung des vorhabenbezogenen Bebauungsplanes durch Ratsversammlung beschlossen/Netzanschlussbegehren an E.ON gestellt/Beteiligungen Dritter vorhanden/Genehmigungsantrag wird derzeit vorbereitet/derzeit wird über eine Beteiligung der Rätia Energie (CH) verhandelt/geplanter Baubeginn 2009	3.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
Trianel Power	Lünen	750	750	St	2012	30 kommunale Beteiligungen (5 MW bis 150 MW) aus D, A, CH/Trianel Power Projektgesellschaft Kohlekraftwerk (TPK)/Wirkungsgrad >45 %/ Vertragsabschluss zum Bau mit Siemens und Austrian Energy&Environment im Sept. 2007/Grundsteinlegung am 3. September 2008	1.400 Mio. €	im Bau
Evonik Steag	Lünen	750	690	St	2012	Bauentscheidung abhängig von Netzanbindung und Genehmigung/ Beteiligung durch Stadtwerke bis 49 % geplant	800 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
OMV Power International	Burghausen (Industriegebiet Haiming)	800	800	Eg	2012	GuD-Anlage/zusätzlich 100 MW Wärmeauskopplung/Gesamtwirkungsgrad rd. 60 %/Kraftwerk in unmittelbarer Nähe zu Raffinerie-Standort der OMV/Baubeginn für Mitte 2009 geplant	600 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
Gazprom (RUS)/ Soteg (LUX)	Eisenhüttenstadt	800	800	Eg	2012	2x400 MW, Gazprom via Gazprom Marketing & Trading (London). Soteg ist ein Joint Venture aus luxemburgischen Staat, Arcelor, Saar Ferngas und E.ON/beide Partner halten 50 %	400 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014

Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung						Inbetriebnahmetermine bekannt		
Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW _{el}		Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	Bemerkung	Projekt-kosten	Status
		brutto	netto					
Stw. Duisburg	Duisburg-Wanheim (Erweiterung)	+ 120	+ 120	Eg	2012	Erweiterung des bestehenden Kraftwerks um eine weitere GuD-Anlage (KWK)/derzeit 280 MW, dann 400 MW/Aufsichtsratsbeschluss im Oktober 2008		in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
EWE / Enova	Offshore-Windpark „Riffgat“/15 km nordwestl. von Borkum	260	260	Wi	2012	maximal 44 Anlagen à 6 MW/Baubeginn für 2011 geplant	480 Mio. €	im Genehmigungsverfahren/Vorbescheid erteilt
Iberdrola	Mecklar-Marbach/Ludwigsau (Nordhessen)	1.100	1.100	Eg	2013	GuD-Anlage/2x550 MW/Wirkungsgrad rd. 60 %/erste Teilgenehmigungen erhalten/Baubeginn für 2010 geplant	415 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
Iberdrola	Lauchhammer (Brandenburg)	1.100	1.100	Eg	2013	GuD-Anlage/2x550 MW/Wirkungsgrad rd. 60 %	300 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden (KMW)	Mainz / Ingelheimer Aue	823	823	St	2013	Genehmigungsantrag eingereicht/Genehmigungsverfahren vermutlich erst 2009 abgeschlossen/Widerstand aus Politik und Öffentlichkeit: weitere Entwicklung derzeit unklar/zusätzlich 200 MW Fernwärme und 30 MW Prozessdampf /el. Wirkungsgrad >46 %	1.200 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
MIBRAG	Profen	660	660	Br	2013	Projekt wird momentan geprüft/MIBRAG sucht Investor für das Projekt/ Ersatz für Deuben und Mumsdorf	2.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
E.ON Kraftwerke / Stw. Hannover	Staudinger 6 (Großkrotzenburg)	1.100	1.100	St	2013	E.ON: 75 %/ Stw. Hannover: 25 %/ Wirkungsgrad 46 %/Ersatz für Blöcke 1-3/ bis zu 300 MW-Wärmeauskopplung/ Verschiebung des Inbetriebnahmetermine nach 2013 aufgrund eines zusätzlichen Raumordnungsverfahrens die Unterlagen des Raumordnungsverfahrens liegen derzeit (bis 2. Feb. 2009) öffentlich aus; dabei Darstellung von Alternativ-Konzepten eingefordert	1.200 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
GKM	Mannheim/ Block 9	911	911	St	2013	zusätzlich 500 MWth/Gesamtwirkungsgrad rd. 70 %/Genehmigungsverfahren für Mitte 2008 geplant/Baubeginn für Ende 2009 geplant/ Ersatz für Block 3 und 4	2.000 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
BKW FMB Energie AG (CH)/ Advanced Power AG (CH)	Dörpen (Emsland)	900	900	St	2013	Kaufoptionsvertrag für Grundstück abgeschlossen/ Baubeginn für 2009 geplant/BKW sucht Partner und will eigene Beteiligung auf unter 50 % reduzieren, da das Kanton Bern als Mehrheitseigner der BKW gegen das Projekt interveniert	1.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
GETEC Energie AG	Brunsbüttel / Bayer Industriepark	800	800	St	2013	Direktwasserkühlung/Wirkungsgrad rd. 46 %/Baubeginn 2009 geplant/Wärmeauskopplung vorgesehen	1.000 Mio. €	im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
Stw. Ulm (SWU)	Blautal	45	45	Ps	2013	Baubeginn frühestens Mitte 2010		im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
E.ON Kraftwerke	Wilhelmshaven	500	500	St	2014	700 Grad/350-bar-Technologie/Wirkungsgrad >50 %/Baubeginn für 2010 geplant	1.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
Stw. Düsseldorf	Düsseldorf-Lausward	400	370	St	2014	KWK-Anlage/ Fernwärmeleistung 300 MW th/elektrischer Wirkungsgrad 45 %, Gesamtwirkungsgrad 74 %/Ersatz für Altanlagen (3 Blöcke Lausward)/politische Gremien der Stadt Düsseldorf haben sich gegen ein Kohlekraftwerk entschieden/der Stadtrat hat zwar keine Handhabe gegen das Projekt, doch will man nicht gegen den Willen der Politik bauen/Aufsichtsratsentscheidung auf 2009 verschoben/bei positiver Entscheidung durch Aufsichtsrat hat der Stadtrat eine Veränderungssperre für das Baurecht angedroht/Bau eines Gaskraftwerkes gefordert	650 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme vor 2014
RWE Power	Hürth/Goldenbergwerk	450	450	Br	2014	integrierte Kohlevergasung (IGCC), CO ₂ -Abtrennung, Transport und Speicherung/Investitionsvolumen 2 Mrd. Euro inkl. Pipeline und Speicher	2.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme 2014

Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung						Inbetriebnahmetermin bekannt		
Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW _e		Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	Bemerkung	Projekt-kosten	Status
		brutto	netto					
Dow Chemicals/ EnBW	Stade (2 Anlagen)	1.000	1.000	Eg/St	2014	Industriekraftwerk/Kombination von Kohle-kraftwerk und GuD-Anlage/Dow hat Eigenbe-darf von 600 MW, Wärme- und Dampfaus-kopplung vorgesehen/Auswirkungen des statt-gegebenen Eilantrags im Zusammenhang mit dem geplanten Electrabel-Kraftwerk in Stade auf dieses Projekt derzeit unklar	1.000 Mio. €	im Genehmi-gungsverfahren, Inbetriebnahme vor 2014
E.ON Kraftwerke	Stade	1.100	1.100	St	2014	Genehmigungsantrag soll im Januar 2009 ge-stellt werden/Wirkungsgrad 46 %/KWK wird geprüft/Auswirkungen des stattgegebenen Eil-antrags im Zusammenhang mit dem geplanten Electrabel-Kraftwerk in Stade auf dieses Pro-jekt derzeit unklar		in Planung, In-betriebnahme vor 2014
Trianel Power	Krefeld/ Chemiepark Krefeld- Uerdingen	ca. 750	ca. 750	St	2014/15	Beteiligung von 26 Stadtwerken/ zusätzlich Belieferung des Chemieparks mit Strom und Prozessdampf/ Antrag zum Geneh-migungsverfahren im 1.Q 07/ Ablehnung durch Stadtrat im März 2007/wei-tere Verhandlungen laufen	1.000 Mio. €	im Genehmi-gungsverfahren, Inbetriebnahme nach 2014
Vattenfall Europe	Jänschwalde	-	-	Br		Demonstrationsanlage CCS/Umrüstung eines bestehenden 500 MW-Blocks für CO ₂ -Ab-scheidung	1.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
RWE Innogy	Innogy Nordsee I (40 km nördlich von Juist)	960	960	Wi	2015	150-180 Anlagen à 5-6 MW/Genehmigung En-de 2009 erwartet/Baubeginn für 2010 ge-plant/Inbetriebnahme der ersten Anlagen 2011/Gesamt-Fertigstellung 2015	2.800 Mio. €	im Genehmi-gungsverfahren, Inbetriebnahme nach 2014
Vattenfall Europe	GuD-Lichterfelde	150	150	Eg	2016			in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
E.ON Kraftwerke / Stw. Kiel	Kiel (Ostufer)	800	800	St	2018	zus. 450 MW thermisch/Ersatz für bestehende Anlage/Projekt wurde zunächst um drei Jahre verschoben (ursprünglich geplante Inbetrieb-nahme: 2015)/Koalitionsvereinbarung von SPD und B90/Die Grünen lehnt Kraftwerksneubau ab/ Stw. Kiel lassen deshalb die Erforderlich-keit erwies vom Stadtrat geforderten Raumord-nungsverfahren vom Innenministerium des Landes SH prüfen/Inbetriebnahme frühestens 2017 möglich	1.200 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
Summe		38.472	38.226					

Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung					kein Inbetriebnahmetermi bekannt			
Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW _{el}		Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	Bemerkung	Projekt-kosten	Status
		brutto	netto					
Schluchseewerke AG	Hotzenwald	1.000	1.000	Ps		Kavernenkraftwerke/4 1/2 Jahre Bauzeit veranschlagt	700 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
Vattenfall Europe	Berlin (mglw. Lichtenberg – genauer Standort noch offen)	800	800	St		KWK: zusätzlich 650 MW thermisch/Senatsbeschluss Juni 2008: Überarbeitung der Planung gefordert und Bedarfsanalyse beauftragt	1.000 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
Alpiq Holding AG (CH)	Premnitz	400	400	Eg		Gas-Kombikraftwerk/Grundstücksoption im Dezember 2008 erworben		in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
Electrabel	Schwandorf	800	800	Eg		GuD-Anlage/2x400 MW/ Wirkungsgrad >57 %		in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
Electrabel	Sachsen-Anhalt (Calbe oder Staßfurt)	800	800	Eg		GuD-Anlage/2x400 MW/ Wirkungsgrad >57 %		in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
RWE Power	Sachsen-Anhalt (mglw. Arneburg bei Stendal)			St		Inbetriebnahme zwischen 2014 und 2018/ Möglichkeit zur unterirdischen Einlagerung von CO ₂ gegeben		Standortsuche
Stadtwerke Lippstadt/ Deutsche Essent	Lippstadt	260	260	Eg		GuD	200 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
Buderus Edelstahl	Wetzlar	40	40	Mü		Brennstoff Trockenstabilat/ Stadtverordnetenversammlung hat dem Grundstücksverkauf im Nov. 2006 zugestimmt	110 Mio. €	in Planung, Inbetriebnahme nach 2014
EnBW	Ausbau Iffezheim	+ 38	+ 38	Lw		Einbau einer 5. Turbine		im Genehmigungsverfahren/Vorbescheid erteilt
Summe		4.138	4.138					
Gesamt		42.610	42.364					

Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:

Bi = Biomasse	Dg = Deponiegas	Gg = Gicht-/Koksgas	Ke = Kernenergie	Ps = Pumpspeicher
Wi = Wind	Br = Braunkohle	Dr = Druckluftspeicher	Gt = Geothermie	Lw = Laufwasser
So = Solar	We = Wellenkraftwerk	Bg = Biogas	Eg = Erdgas	Gr = Grubengas
Mü = Müll	St = Steinkohle			

Quelle: Pressemeldungen der Unternehmen; Unternehmensangaben

Anmerkung: In der Liste werden jene Projekte aufgeführt, die von Unternehmen als im Bau, im Genehmigungsverfahren oder in Planung genannt werden. Die Nennung eines Projekts in dieser Liste ist nicht mit einer Wertung über die Wahrscheinlichkeit der Realisierung verbunden.

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	–

(1Barrel = 159 Liter)

Kilo = k = 10^3 = Tausend

Mega = M = 10^6 = Million

Giga = G = 10^9 = Milliarde

Tera = T = 10^{12} = Billion

Peta = P = 10^{15} = Billiarde

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



Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	IEA	Internationale Energieagentur
BIP	Bruttoinlandsprodukt	IMO	Internationale Seeschiffahrtsorganisation
BP	British Petroleum	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	ISO	Independent System Operator
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft	ITO	Independent Transmission Operator
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	JI	Joint Implementation
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit	JV	Joint Venture
BRIC	Staatengruppe bestehend aus Brasilien, Russland, Indien und China	kWh	Kilowattstunde
CDM	Clean Development Mechanism	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO ₂)	LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
CO ₂	Kohlendioxid	m ² /a	Quadratmeter Nutzfläche
COP	Conference of Parties	MW	Megawatt
ct	Eurocent	OE	Öläquivalent
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein	OPEC	Organisation Erdöl exportierender Länder
dena	Deutsche Energie-Agentur	PEV	Primärenergieverbrauch
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	PPA	Power Purchase Agreements
DNK	Deutsches Nationales Komitee des Weltenergiesrates	PPP	Kaufkraftstandards (Purchasing Power Parities)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	RÖE	Rohöleinheiten
EEV	Endenergieverbrauch	SET-Plan	Strategieplan für Energietechnologie der EU (European Strategic Energy Technology Plan)
EEX	European Energy Exchange (Energiebörse)	SER	Strategic Energy Review (Energieaktionsplan)
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)	SKE	Steinkohleneinheiten
EU	Europäische Union	TWh	Terawattstunde
GW	Gigawatt	UCTE	Union for the Coordination and Transmission of Electricity
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	UN	United Nations
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten	VAE	Vereinigte Arabische Emirate
IAEO	Internationale Atomenergie-Organisation	VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
		WEC	World Energy Council
		WTO	World Trade Organization

Mitglieder des DNK-Präsidiums

Jürgen Stotz, Präsident
Prof. Dr. Gerhardt Wolff, Schatzmeister
Dr. Leonhard Birnbaum
Dr. Uwe Franke
Ulrich Gräber
Tuomo J. Hatakka
Dr. Klaus-Ewald Holst
Jens Peters
Dr. Michael Süß
Dr. Johannes Teysen
Hans-Peter Villis

Mitglieder des Präsidialausschusses

Dr. Rainer Abbenseth, Vorsitzender
Jürgen Cuno
Gert von der Groeben
Dr. Peter Heinacher
Jürgen Hogrefe
Dr. Hermann Holfeld
Bernhard Kaltefleiter
Rainer Knauber
Mathias Schuch

Arbeitsgruppe „Energie für Deutschland“

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Vorsitzender
Dr. Richard Aumeier
Dr. Hubertus Bardt
Dr. Jens Biet
Prof. Dr. Bernhard Cramer
Martin Czakainski
Stephanie Gerteiser
Hanns Richard Hareiner
Enno Harks
Dr. Jörg Jasper
Klaus-Robert Kabelitz
Karl Krüger
Achim Lange
Christian Meyer zu Schwabedissen
Dr. Ireneusz Pyc
Jörg Schupan
Dr. Stefan Ulreich
Marcus Wiemann

DNK-Geschäftsführer

Dr. Carsten Rolle, V.i.S.P.



World Energy Council

Der Weltenergieerät (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute 96 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der Weltenergieerät 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 Energieträger übergreifende 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 Weltenergieerät Studien sowie technische und regionale Programme durch, die alle drei Jahre auf den Weltenergiekongressen präsentiert werden:

FT-WEC Energy Leaders Summit:
13./14. Oktober 2009 in London

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

WEC: www.worldenergy.org

DNK

Das DNK (Deutsches Nationales Komitee) ist das nationale Mitglied des Weltenergieerates für Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als nichtstaatlicher, gemeinnütziger Verein ist das DNK unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Das DNK arbeitet an den Positionen und Studien des Weltenergieerates intensiv mit. Daneben organisiert es auch eigene Veranstaltungen 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.

DNK-Energietag 2009
29. Oktober 2009 in Berlin

Präsentation des World Energy Outlook der IEA
November 2009 in Berlin

DNK: www.weltenergieerat.de

Impressionen

zum DNK-Energietag und zur Vorstellung des World Energy Outlook 2008





WORLD ENERGY COUNCIL
DEUTSCHES NATIONALES KOMITEE
DES WELTENERGIERATES (DNK)

Herausgeber:

Deutsches Nationales Komitee des Weltenergiesrates e.V. (DNK)
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin
Tel: +49 (0) 30/20 61 67 50 · Fax: +49 (0) 30/20 28 25 95
E-Mail: info@weltenergiesrat.de

www.worldenergy.org · www.weltenergiesrat.de

Schutzgebühr: 18,- €

