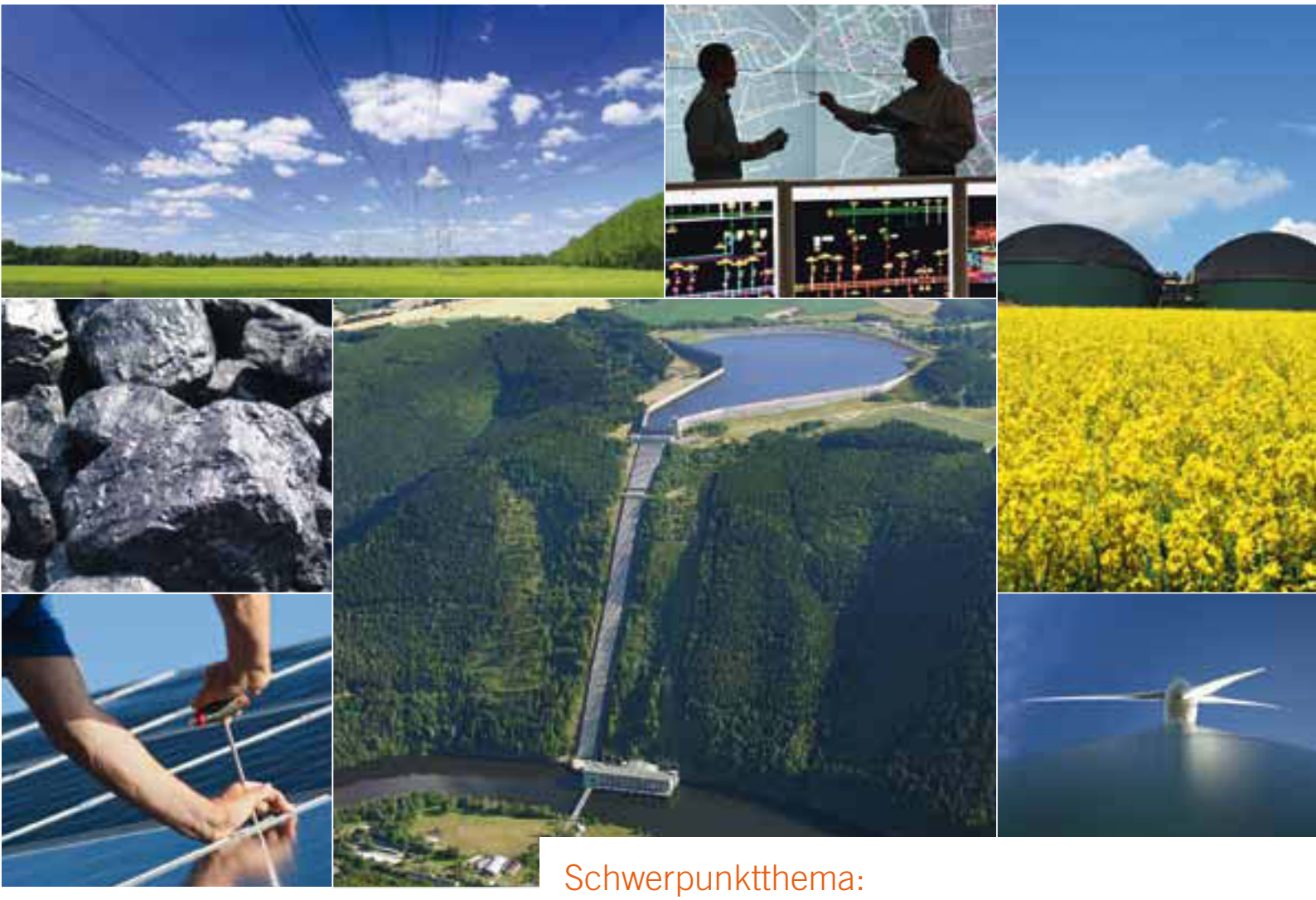
# Energie für Deutschland 2011

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:

Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem

WORLD ENERGY COUNCIL

Weltenergierat - Deutschland

# Energie für Deutschland 2011

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext

Herausgeber:
Weltenergierat – Deutschland e.V.

Mai 2011

## Impressum

Energie für Deutschland 2011
Redaktionsschluss: April 2011

**Herausgeber:**
Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20
D-10178 Berlin
Tel: 0049 30 2061 6750
info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de

**Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V. i. S. d. P.):**
Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

**Redaktion:**
Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Nicole Kaim
Alexander Zafiriou

**Druck:**
DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

**Titelbilder:**
Stromversorgung: © Andreas Franke – Fotolia
Netzleitstelle: © Jochen Tack, Emscher Lippe Energie GmbH
Biogasanlage: © Thomas Otto – Fotolia
Schwarze Kohle: © kw-on – Fotolia
Pumpspeicherkraftwerk Hohenwarte: © Vattenfall Europe Generation AG
Attach new solar moduls: © Marina Lohrbach – Fotolia
Windkraftwerk: © Christian-P. Worring – Fotolia

# Vorwort

Die dramatischen Ereignisse in Japan, vor allem das tragische Unglück im Kernkraftwerk Fukushima, haben tiefe Betroffenheit ausgelöst und nicht nur die Energiewelt erschüttert. In den ersten Tagen nach dem Reaktorunglück galt es innerhalb der weltweiten Energiegemeinschaft, den japanischen Kollegen zur Seite zu stehen. Zahlreiche Unternehmen, darunter auch viele deutsche, haben in diesen schwierigen Tagen etwa mit technischem Gerät und Sicherheitsausrüstungen schnell und unbürokratisch Unterstützung geleistet. Dennoch sind durch den Unfall schwerwiegende Auswirkungen insbesondere für die Region absehbar. Weltweit wurde eine intensive Sicherheitsdebatte ausgelöst, die in einzelnen Ländern sehr unterschiedlich akzentuiert ist. Eines ist dabei deutlich geworden: Nach diesem Ereignis kann die Energiewirtschaft nicht einfach zur Tagesordnung übergehen.

Naturgewalten in dem Ausmaß wie in Japan sind in Deutschland nicht zu befürchten. Gleichwohl haben die schlimmen Bilder aus Japan hierzulande ein politisches Erdbeben ausgelöst. Die Debatte um die Nutzung der Kernenergie stand schlagartig im Mittelpunkt. Begriffe wie Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit traten weitgehend in den Hintergrund. Sie gehören aber alle zu einem wohl ausgewogenen und tragfähigen Energiekonzept, besonders in einem Industrieland wie Deutschland. Mit dem dreimonatigen Moratorium für die Laufzeitverlängerung und der Entscheidung, die sieben ältesten Reaktoren zunächst sofort stillzulegen, zog die Bundesregierung bereits wenige Tage nach dem Unglück in Japan erste Konsequenzen. Angesichts der enormen Herausforderungen, vor denen Deutschland bei der Transformation seines Energiesystems steht, ist es nun besonders wichtig, die Zeit des aktuell noch andauernden Moratoriums und darüber hinaus dafür zu nutzen, um die Vorgänge in Japan sorgfältig zu analysieren, sie ins richtige Verhältnis zu der Lage in Deutschland zu setzen und dann auf Basis von Fakten die richtigen Konsequenzen daraus zu ziehen. Jede Entscheidung über ein noch schnelleres Transformationstempo muss nicht nur die politische Wahrnehmung heute, sondern auch die technischen und ökonomischen Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem und den Industriestandort Deutschland einbeziehen.

Oberstes Gebot beim Betrieb von Kernkraftwerken muss die Sicherheit der Anlagen sein. Daran bestand und besteht kein Zweifel. Aber: Sicherheit hört nicht an den Landesgrenzen auf, erst recht nicht im dicht besiedelten Europa. Hier tut Deutschland gut daran, sich in die Prüfung und Weiterentwicklung der Sicherheitsanforderungen und -einrichtungen auf europäischer Ebene aktiv einzubringen. Denn auch nach den Ereignissen in Japan ist europaweit davon auszugehen, dass Kernenergie noch über Jahrzehnte genutzt wird. Entsprechende Initiativen und die Entwicklung europaweiter sogenannter Stresstests für Kernkraftwerke sind bereits auf den Weg gebracht.

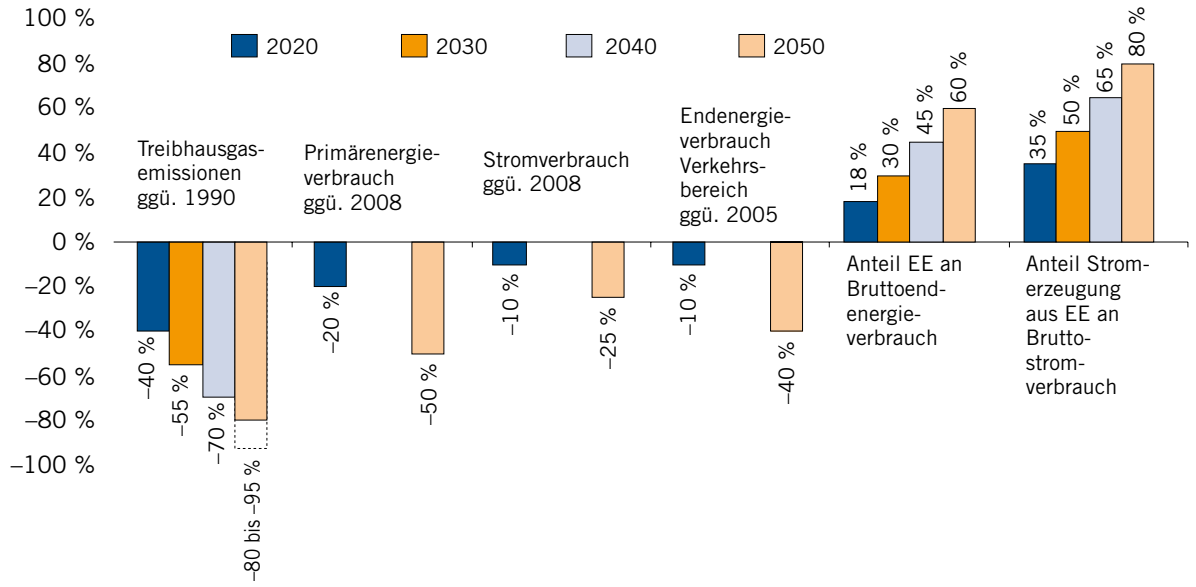
Die Sicherheitsaspekte stehen zu Recht im Vordergrund der Diskussion. Daneben hatte das Unglück in Japan auch Markteffekte zur Folge. So stieg die Nachfrage nach LNG (verflüssigtem Erdgas) deutlich an, um die weitreichenden Ausfälle innerhalb des japanischen Energieversorgungssystems zu kompensieren. Den gestiegenen Bedarf kann der Markt vor allem deshalb momentan sehr gut zur Verfügung stellen, weil die USA als LNG-Importeur kaum noch in Erscheinung treten. Ursache hierfür ist insbesondere die dortige massive Ausweitung der Förderung von unkonventionellem Gas (shale gas) in den vergangenen Jahren. Diese Zusammenhänge und die damit verbundenen Auswirkungen gehörten auch zu den zentralen Themen bei der Weltenergiekonferenz in Montreal im vergangenen September. Vor den rund 7.000 Teilnehmern aus über 130 Ländern äußerten große Gasversorger die Erwartung, dass Gas noch für weit mehr als ein Jahrhundert ausreichend zur Verfügung stehen wird, getrieben in erster Linie durch die Entwicklung beim shale gas. Weite Teile der Branche gehen von einer deutlich steigenden Nachfrage nach Erdgas nach Überwindung der Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise in den kommenden 10 bis 20 Jahren aus. Deutlich wurde in den Diskussionen aber auch, dass shale gas nicht über Nacht, sondern nach über 20-jähriger Forschungs- und Entwicklungsarbeit den Markt erreicht hat. Eine detaillierte Darstellung der Konferenzergebnisse findet sich im hinteren Teil dieser Publikation.

Bei all dem bisher Gesagten ist die Frage zu stellen, ob eine national ausgerichtete Energiepolitik überhaupt noch sinnvoll ist. Märkte wachsen international zusammen, Handelsströme sind zunehmend global ausgerichtet, und die Energienachfrage nimmt in den Schwellenländern rapide zu. Gerade das deutsche Energieversorgungssystem, im Zentrum Europas, wird maßgeblich den politischen Weichenstellungen auf europäischer Ebene Rechnung tragen müssen. Mit der Vorlage ihrer Energiestrategie 2020 hat die Europäische Kommission im November 2010 diesen Anspruch und ihre Prioritäten klar formuliert. Die Strategie liefert eine konsistente Grundlage und stellt ein verlässliches Maßnahmenpaket zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele bis zum Jahr 2020 dar. Einen besonderen Fokus legt sie auf die konsequente Anwendung des existierenden Instrumentariums, insbesondere mit Blick auf die Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes. Dies ist der richtige Ansatz, vor allem um Marktverwerfungen zu vermeiden; gegebenenfalls ist über zusätzliche Monitoringinstrumente nachzudenken.

Auf dem Weg zu einem nachhaltigen europäischen Energiebinnenmarkt kommt dem Infrastrukturausbau eine herausragende Bedeutung zu. Das von der Europäischen Kommission ebenfalls im vergangenen November vorgelegte Infrastrukturpaket ist daher als zentraler Baustein der Strategie einzuordnen und eine der wichtigsten politischen Vorgaben für die kommenden Jahre. Bis zum Jahr 2020 geht die Europäische Kommission von einem Investitionsvolumen von rund einer Billion € aus; jeweils etwa zur Hälfte im Bereich Erzeugungskapazitäten einerseits und Energienetzen sowie Speichersystemen andererseits. Angesichts des gigantischen Investitionsbedarfs gerade auf dem Gebiet der Energienetze sind die entscheidenden Faktoren für deren erfolgreichen Ausbau die Nutzung von Marktmechanismen und die Schaffung attraktiver Investitionsbedingungen, u. a. risikoadäquate Verzinsung sowie abgestimmte bzw. harmonisierte Regulierungsbedingungen. Projekte von europäischem Interesse müssen zudem an geeigneten Kriterien gemessen werden. Besondere Herausforderung wird die Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren sowie die Akzeptanz von Infrastrukturprojekten in der Bevölkerung sein. Der Weltenergierat – Deutschland unterstützt die Europäische Kommission ausdrücklich dabei, dies zu einem europäischen Anliegen zu machen.

Der Sondergipfel Anfang Februar 2011 hat den mit der europäischen Energiestrategie 2020 vorgezeichneten Weg grundsätzlich bekräftigt und die Messlatte gelegt. Als Zieljahr für die Vollendung des Binnenmarktes für Strom und Gas haben sich die Staats- und Regierungschefs der Mitgliedstaaten auf das Jahr 2014 geeinigt, eine ausreichende Anbindung aller Mitgliedstaaten soll im Jahr 2016 erreicht sein. Bei der Frage der zukünftigen

**Abbildung: Zielvorgaben gemäß Energiekonzept der Bunderegierung vom 28. September 2010**




Weitere Zielsetzung: Verdopplung der Sanierungsrate für den gesamten Gebäudebestand von derzeit jährlich weniger als 1 % auf 2 %

Quelle: Energiekonzept der Bundesregierung, 2010; eigene Darstellung

Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien insbesondere mit Blick auf ihre schrittweise Heranführung und Integration in den Markt taten sich die Delegationen – allen voran Deutschland – allerdings schwer, europäisch zu denken. Mit besonderer Spannung werden noch in diesem Jahr die Legislativvorschläge zum Infrastrukturpaket sowie die Konkretisierung einer langfristigen Perspektive bis 2050 erwartet.

Wesentlich für die Erarbeitung der europäischen road maps 2050 dürften die bereits vorliegenden nationalen Energiekonzepte sein, zu denen auch das deutsche Energiekonzept gehört. Darin hatte die Bundesregierung im vergangenen September als erste europäische Nation einen konkreten Rahmen für die Transformation hin zu einem hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem vorgelegt. Die im Energiekonzept formulierten sehr ehrgeizigen Zielvorgaben, etwa in Bezug auf den Energieverbrauch, den Einsatz erneuerbarer Energien und die Minderung der $CO_2$-Emissionen, sind international ohne Beispiel (siehe Abbildung S. 4).

Eine vorzeitige Stilllegung der Kernkraftwerke in Deutschland – wie derzeit diskutiert – wirft in diesem Zusammenhang einige brisante Fragen auf. Gibt das ohnehin äußerst ambitionierte Energiekonzept die Spielräume für einen solchen Schritt her? Sind die ehrgeizigen Ziele, insbesondere der $CO_2$-Zielpfad, noch zu halten? Wo kommen die erforderlichen Gelder zur Finanzierung der Transformation her? Wie kann die Energiebereitstellung gesichert werden, ohne zu stark auf Importe zurückgreifen zu müssen? Wie geht es mit der Einführung der CCS-Technologie für die Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen weiter? Wie schnell gelingen der dringend benötigte Netzausbau sowie die Entwicklung und Realisierung von Speichertechnologien? Der Ausgang dieser wichtigen Diskussion wird entscheidend dafür sein, wie uns die Transformation des Energiesystems gelingen wird. Dabei ist dringend Rationalität geboten. Als hochindustrialisiertes Land braucht Deutschland eine Energiepolitik, die langfristig tragfähig sein muss.

Fest steht, die Transformation ist bereits in vollem Gange und wird weiter voranschreiten. Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Stromverbrauch hat sich in den vergangenen zehn Jahren fast verdreifacht und lag im Jahr 2010 bei über 17 %. Der weit überwiegende Teil dieses Ausbaus, rund 70 %, ging zurück auf die stark schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie. Bis zum Ende des Jahres 2010 lag allein die installierte Leistung an Photovoltaik in Deutschland bei rund 17.000 MW. Hinzu kommen rund 27.000 MW installierter Windenergieleistung. Tendenz steigend. Mit dieser Ausbaudynamik sind Kostenbelastungen für die Verbraucher aus der EEG-Umlage verbunden, die mittlerweile ein Niveau erreicht haben (allein im Jahr 2010 über 12 Mrd. €), das zu erheblichen Diskussionen bis hin zu der grundsätzlichen Frage der Akzeptanz für erneuerbare Energien geführt hat. Die sozialen Auswirkungen der bereits für die kommenden 20 Jahre fixierten und laufend dramatisch weiter steigenden Kostenbelastungen für Haushalte sind nicht zu unterschätzen. Ebenso die Auswirkungen für Gewerbe und Industrie, die im internationalen Wettbewerb stehen. Hier müssen neue ausgewogene Lösungen gefunden werden.

Der vermehrte Anteil schwankender Stromerzeugung führt aber auch zu großen Herausforderungen bei ihrer Einbindung in das bestehende Versorgungssystem. Die Stromnetze wurden in der Vergangenheit nicht auf ein regional ungleich verteiltes Wind- und Sonnenenergieangebot ausgelegt. Die Übertragungsreserven scheinen in einzelnen Regionen in bestimmten Zeiten ausgeschöpft zu sein. Dies belegt auch der Monitoringbericht des Bundeswirtschaftsministeriums zur Versorgungszuverlässigkeit. Praktische Fragen des Umbaus, allen voran die perspektivische Integration der mittlerweile erwachsen gewordenen erneuerbaren Energien sind daher jetzt anzugehen und zu beantworten.

Die grundlegende Reform des EEG steht in diesem Jahr vor der Tür. Daher haben wir uns entschieden, diesen Fragestellungen in unserem Schwerpunktkapitel detailliert nachzugehen und damit einen konstruktiven Beitrag für die Diskussion zu liefern. Für die vor uns liegenden enormen Herausforderungen wünsche ich uns allen den notwendigen Mut aber auch angemessene Sorgfalt und Augenmaß und hoffe, dass die vorliegende Publikation dazu dienlich sein wird.

Berlin, im Mai 2011

Jürgen Stotz

Präsident
Weltenergierat – Deutschland e.V.

# Inhaltsverzeichnis


## Aus gegebenem Anlass: ein Wort zu Fukushima 9

## 1 Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem 15

Executive Summary 17

1.1 Einleitung 18

1.2 Die Erneuerbaren-Ziele der deutschen Energiepolitik bis 2050 19

1.3 Spezifische Erzeugungseigenschaften erneuerbarer Energien 21

1.4 Effekte der erneuerbaren Energien auf das Stromversorgungssystem 25

1.5 Systemtechnische Möglichkeiten der Integration erneuerbarer Energien 35

1.6 Weiterentwicklung des Marktdesigns 48

1.7 Zusammenfassung 52

1.8 Literatur/Anmerkungen 53

## 2 Energie in der Welt 55

2.1 Zahlen & Fakten 57

2.2 World Energy Outlook 2010 60

2.3 COP-16 in Cancún 66

2.4 Märkte für Photovoltaikanlagen 68

## 3 Energie in der Europäischen Union 71

3.1 Zahlen & Fakten 73

3.2 Szenarien, EU-27 (World Energy Outlook 2010) 79

3.3 Energiestrategie und Infrastrukturpaket der EU 82

3.4 Zwischen Anreiz und Zwang: Energieeffizienz als neuer Referenzrahmen für die europäische Energiepolitik 87

3.5 Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich 89

3.6 EU-Emissionshandel: dritte Handelsperiode bringt neue Belastungen für die Unternehmen 92

## 4 Energie in Deutschland 97

4.1 Zahlen & Fakten 99
4.2 Integration von Bio-Erdgas in das Energiesystem 112
4.3 Unkonventionelles Erdgas in Deutschland 114
4.4 Bedeutung der Energiewirtschaft für die deutsche Volkswirtschaft 116
4.5 EEX – das Zusammenwachsen der Energiemärkte 118
4.6 Die Sektoruntersuchung im Stromgroßhandel durch das Bundeskartellamt 122
4.7 Energieeffizienzindikatoren 123
4.8 dena Netzstudie II – Zusammenfassung 125
4.9 Kraftwerksprojekte in Deutschland 129

## 5 WEC intern 133

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland 135
Special: 21st World Energy Congress 136
5.1 Höhepunkte 2010 / 2011 141
5.2 Ausblick 2011 149
5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland 150

## Abkürzungsverzeichnis 152

## Energieeinheiten 154

# Aus gegebenem Anlass: ein Wort zu Fukushima

## Der Verlauf des Reaktorunfalls[1]

Am 11. März 2011 ereignete sich im nordöstlichen Teil Japans eines der weltweit stärksten jemals aufgezeichneten Erdbeben mit der Stärke 9 auf der Richterskala. Dem Erdbeben folgte ein außergewöhnlich starker Tsunami, der an manchen Orten eine Höhe von bis zu 30 Metern erreichte. Die Folgen dieser gewaltigen Naturkatastrophe waren bis Redaktionsschluss noch immer nicht vollständig absehbar. Nach den bis dahin vorliegenden Erkenntnissen verloren durch das Erdbeben und den Tsunami nahezu 30.000 Menschen das Leben, mehr als 130.000 Menschen wurden evakuiert. Das Epizentrum des Erdbebens lag rund 370 km nordöstlich der Hauptstadt Tokyo und rund 160 km nordöstlich des Kernkraftwerks Fukushima Daiichi. Etwa eine Stunde nach dem Beben traf der Tsunami mit einer Wellenhöhe von über 13 Metern auf das Kernkraftwerk.

Das Kernkraftwerk Fukushima Daiichi besteht aus sechs Siedewasserreaktoren mit einer elektrischen Nettogesamtleistung von 4.547 MW (1 × 440 MW, 4 × 760 MW, 1 × 1067 MW). Zur Zeit des Erdbebens waren die Blöcke 1 bis 3 am Netz. Die Blöcke 4 bis 6 befanden sich zu dieser Zeit in Revision. Wie nach einem so starken Beben vorgesehen, erfolgte in den Reaktoren 1 bis 3 eine automatische Schnellabschaltung, nachdem die Messfühler auf dem Kraftwerksgelände das Einsetzen des Bebens registrierten. Da so die Stromproduktion im Kraftwerk ausblieb, musste zur Aufrechterhaltung der Steuerungs-, Sicherheits- und Kühlsysteme eine externe Stromversorgung erfolgen. Der Bezug aus dem öffentlichen Netz war jedoch nicht mehr möglich, da der Anschluss an das Stromnetz zerstört war und dieses nach dem Erdbeben somit nicht mehr zur Verfügung stand. In einem solchen Fall wird auf die Notstromversorgung über die am Kernkraftwerk vorhandenen Dieselgeneratoren zurückgegriffen. Diese setzte auch wie geplant ein und verlief zunächst ohne Probleme, bis der Tsunami (Wellenhöhe über 13 Meter) rund eine Stunde nach dem Erdbeben auf das Kernkraftwerk traf und die Notstromversorgung über die Dieselaggregate unterbrach. Das Kraftwerk war gegen Wellen einer Höhe von 6,5 Metern ausgelegt.

Eine weitere Notstromversorgung stand in Form von Batterien zur Verfügung, die jedoch keinen dauerhaften Betrieb der Kühlsysteme gewährleisten konnte. Daher wurden unverzüglich mehrere mobile Notstromaggregate aus der Umgebung herbeigeschafft. Bis Redaktionsschluss war nicht genau bekannt, warum der Anschluss an die Anlage nicht kurzfristig hergestellt werden konnte.

Fest steht, dass durch die fehlende Stromversorgung keine Kühlung der Reaktoren gewährleistet war. Nachfolgend eine kurze Darstellung der hierfür wesentlichen technischen Zusammenhänge und Konsequenzen bei ausbleibender Kühlung:

*Durch die Schnellabschaltung wird die Spaltung der Urankerne im Reaktor unterbrochen. Die Kettenreaktion findet nicht mehr statt. Ein Teil der im Reaktor entstandenen Spaltprodukte des Urans zerfallen nach Beendigung der Kettenreaktion weiter und setzen dabei Wärme frei. Diese Wärme muss auch nach Abschaltung des Reaktors abgeführt werden. Unmittelbar nach der Abschaltung sinkt die Reaktorleistung auf 6 % des Betriebswerts. Nach einer Stunde liegt die Wärmeabgabe noch bei 1,5 %; nach einem Tag unter 0,7 %.*

*Während des Normalbetriebs wird die im Reaktorkern freigesetzte Energie an den Kühlkreislauf abgegeben. Wasser wird in den Reaktorkern gepumpt und verdampft teilweise, der entstandene Dampf wird vom Wasser getrennt und auf eine Turbine geleitet, kondensiert, abgekühlt und wieder in den Kern gepumpt. Nach einer Reaktorschnellabschaltung werden die Frischdampfleitungen zur Turbine aber abgeschlossen. Es steht jetzt ein anderes Kühlsystem zur Verfügung, welches aber Strom benötigt.*

*Fällt das Nachkühlsystem ebenfalls aus, wird der entstehende Dampf in die mit Wasser gefüllte Kondensationskammer, welche sich unterhalb des Reaktordruckbehälters befindet, abgeblasen und dort wieder kondensiert. Somit kann auch bei Ausfall der Pumpen für einige Zeit die Nachzerfallswärme abgeführt werden. Gelingt es jedoch weiterhin nicht, die Kühlsysteme wieder in Betrieb zu nehmen, kommt es zwangsläufig auch zur Verdampfung des Wasserreservoirs in der Kondensationskammer. In diesem Fall muss Dampf von der Kondensationskammer in den Sicherheitsbehälter (Containment), in dem sich der Reaktor befindet, angeblasen werden. Der Sicherheitsbehälter wiederum ist für einen Druck von bis zu 5 bar ausgelegt. Bei Überschreiten öffnet man seinerseits ein Ventil am Sicherheitsbehälter und bläst Dampf in das Reaktorgebäude ab.*

*Die Abfuhr der Wärme erfolgt durch die Verdampfung des Wassers. Da die Turbinen nach der Schnellabschaltung aber nicht mehr in Betrieb sind, stehen die-*

1 Der Beitrag stellt die Geschehnisse des Unglücks im Kernkraftwerk Fukushima Daiichi auf der Basis der bis Mitte April 2011 vorhandenen Informationen (insbesondere der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit mbH, der International Atomic Energy Agency und des japanischen WEC-Committee) dar.

*se nicht mehr zur Verfügung, um den Wasserdampf abzuführen. Die Folge ist, dass der Druck im Reaktorbehälter steigt. Durch Druckablass bei kontinuierlicher Kühlung kann dem entgegengewirkt werden.*

*Eine weitere Schwierigkeit besteht darin, dass sich nach Aufheizen des Reaktorkerns nicht nur Wasserdampf, sondern auch Wasserstoff und radioaktive Spaltprodukte bilden können. Sinkt (mangels Kühlung) der Wasserstand im Reaktor zu tief, wird zunächst der obere Teil der Brennstäbe trocken gelegt und nicht mehr gekühlt. Wenn das geschieht, heizt sich der Kernbrennstoff auf, bis die metallischen Hüllen der einzelnen Brennstäbe zerstört werden. Dadurch geraten radioaktive Spaltprodukte in den Kühlkreislauf und möglicherweise in den Sicherheitsbehälter. Bei noch höheren Temperaturen schmilzt schließlich der keramische Urandioxidbrennstoff, was seinerseits zu einer Zerstörung des Reaktordruckbehälters führen kann. In diesem Fall spricht man von einer Kernschmelze.*

*Bereits bei Temperaturen von mehr als 1.000 °C reagiert der Wasserdampf mit dem Außenmaterial der Brennstäbe (Zirkonium) zu Wasserstoff. Wird Wasserstoff in größeren Mengen gebildet, trägt dies erheblich zum Druckaufbau bei. Um den Sicherheitsbehälter vor einer Zerstörung durch Überdruck zu schützen, wird notfalls eine „gefilterte Druckentlastung“ vorgenommen. Dabei wird ein Ventil geöffnet und das im Sicherheitsbehälter enthaltene Gasgemisch (mit oder ohne Wasserstoff) wird gezielt über spezielle Rohrleitungen abgeleitet. Vor Austritt wird das abzuleitende Gasgemisch gefiltert, um einen Austritt radioaktiver Substanzen zu vermeiden. Der in die Atmosphäre austretende Wasserstoff reduziert sich auf ein unbedenkliches Niveau.*

24 Stunden nach dem Erdbeben begannen die Einsatzkräfte, den Druck durch Entlüften des Reaktorinneren zu senken, um ein Bersten der Sicherheitsbehälter zu verhindern. Auf Basis der vorliegenden Informationen ist davon auszugehen, dass es infolge des Ausfalls der Kühlung und der Überhitzung zur „Zirkon/Wasser-Reaktion“ in den Reaktordruckgefäßen der Anlagen 1 bis 3 gekommen ist. Allem Anschein nach konnte das Gasgemisch nicht oder zumindest nicht vollständig in die Atmosphäre abgeleitet werden, sondern ist zumindest teilweise in das Reaktorgebäude ausgetreten. Dort kam es nach zunehmender Wasserstoffkonzentration zur Bildung von Knallgas und Explosionen. Die Explosionen zerstörten die Fassade der Reaktorgebäude 1 und 3 oberhalb des Containments um den „Beckenflur“ und beschädigten jene von Block 2.

Unmittelbar nach den Explosionen stieg die Strahlenbelastung auf dem Gelände vorübergehend sehr stark. Mehrfach mussten das Kraftwerkspersonal, zugezogene Experten, Feuerwehr und Militär ihre Arbeit unterbrechen und das Gelände verlassen. Erst im Laufe der Woche nach dem Beben konnte die Notstromversorgung in allen betroffenen Blöcken wiederhergestellt werden. Die völlig zerstörte Infrastruktur verhinderte einen raschen Ersatz des ausgefallenen Notstromdiesels. Die Wasserversorgung sowie -aufbereitung waren ebenfalls zerstört, sodass zunächst mit Meerwasser gekühlt werden musste. Teilweise konnte die Einspeisung dann auf Frischwasser und leistungsstärkere Pumpen umgestellt werden. Ebenso wurde die Stromversorgung der Warten gesichert.

Die Blöcke 5 und 6 waren von diesem Vorgang nicht betroffen. Sie liegen räumlich getrennt von den Blöcken 1 bis 4 und waren zum Zeitpunkt des Erdbebens außer Betrieb. Die Reaktoren waren zwar wieder mit Brennelementen befüllt, jedoch konnte die Regulierung des Wasserfüllstandes über ein Aggregat, das die Flutwelle betriebsfähig überstanden hatte, zügig wiederhergestellt werden. In die Dächer der beiden Blöcke wurden Entlüftungslöcher eingebracht, um das Risiko einer Knallgasexplosion zu verringern. Noch am gleichen Tag wurde die Notstromversorgung von Block 5 und 6 wiederhergestellt. Dadurch konnten wieder Pumpen des Kühlsystems eingesetzt werden, die die Wassertemperatur in den Abklingbecken beider Blöcke schnell normalisierten. Kurz darauf erreichten beide Blöcke seit Beginn der Störfälle wieder den stabilen, abgeschalteten Betriebszustand „kalt, unterkritisch“.

Zwar befand sich auch der Block 4 zum Zeitpunkt des Erdbebens in Revision, doch die mangelnde Kühlung des Abklingbeckens verschärfte hier die Situation. Der Prozess ist hier ähnlich wie oben beschrieben im Reaktorbehälter. Bleibt die Kühlung aus und stehen die Brennelemente nicht mehr im Wasser, erhitzen sie sich bis zur Zerstörung. Zum einen reagiert das Zirkonium mit dem Wasser zu Wasserstoff oder entzündet sich durch eine chemische Reaktion mit dem in der Luft vorhandenen Sauerstoff. Eine Knallgasexplosion hat hier das Reaktorgebäude schwer beschädigt. Bei Zerstörung der Brennelementehülle werden radioaktive Gase frei, die nun nach der Explosion im Unterschied zu den Blöcken 1 bis 3 unmittelbar in die Umgebung freigesetzt wurden. Block 4 galt zeitweise als der kritischste von allen. In den ersten beiden Wochen konnte eine Kühlung nur durch Löschfahrzeuge und Wasserabwurf erreicht werden. Dann gelang auch hier die Notstromversorgung und die Einleitung von Meerwasser über leistungsstarke Pumpen.

Der Zustand der übrigen Blöcke variierte auch drei Wochen nach dem Erdbeben stark. In einigen Anlagen kann eine teilweise Kernschmelze nicht ausgeschlossen werden. Es wird vermutet, dass in einigen Abklingbecken die Brennstäbe zeitweise fast vollständig frei lagen. Zumindest im Block 2 scheint das Containment beschädigt zu sein und eine Leckage aufzuweisen. Auch konnten schon Lecks in der äußeren Hülle der Reaktorgebäude identifiziert werden, durch die kontaminiertes Wasser nach außen gelangt. Es ist davon auszugehen, dass es sich noch Monate hinzieht, bis die Kontrolle über die Reaktoren wiedererlangt wird.

Oberstes Ziel aller Maßnahmen war und ist es weiterhin, die Wärme aus den Reaktoren und den Abklingbecken abzuführen. Bisher ist nicht bekannt, ob es zu einer umfassenden Kernschmelze gekommen ist. Vermutlich kam es zu einer Teilschmelze, deren Umfang erst nach Jahren exakt zu bestimmen ist.

Bereits am Tag des Bebens hatte die Regierung einen nationalen nuklearen Notstand ausgerufen. In den zwei Wochen nach der Naturkatastrophe wurden weit mehr als hunderttausend Anwohner aus einem schrittweise bis auf 20 Kilometer erweiterten Umkreis evakuiert. Gleichzeitig wurde ein Luftsperrgebiet eingerichtet. Ebenfalls empfahl die Regierung den Bürgern, das Gebiet in einem Umkreis von 30 Kilometern zu verlassen. In Leitungswasser und landwirtschaftlichen Erzeugnissen der Umgebung bis in benachbarte Präfekturen sowie im Meerwasser entlang der Küste wurden stark erhöhte Konzentrationen von radioaktivem Jod und Caesium festgestellt; daher wurde vor dem Genuss von Leitungswasser und frisch geernteten Lebensmitteln gewarnt. Die Suche nach Tsunami-Opfern wurde durch die Strahlungsrisiken behindert. Während die Strahlenbelastung auf dem Festland in der zweiten Märzhälfte wieder nachließ, nahm die Kontamination des Meerwassers stetig zu.

Anfänglich hatte die japanische Sicherheitsbehörde NISA[2] die Vorfälle noch als Stufe 4 („accident with local consequences“) auf der siebenstufigen Internationalen Bewertungsskala für nukleare Ereignisse INES[3] eingestuft. Nach wenigen Tagen korrigierte sie dies für die Blöcke 1 bis 3 auf Stufe 5 („accident with wider consequences“). Bei Block 4 blieb sie in der Bewertung auf Stufe 3 („serious incident“). Rund einen Monat später erfolgte aufgrund der geschätzten Freisetzung radioaktiver Stoffe eine weitere Anhebung auf Stufe 7 („major accident“). Die neue Einstufung wurde für den Kernkraftwerksstandort Fukushima Daiichi vorgenommen und nicht mehr für die einzelnen Blöcke. Damit ist der Unfall in Japan ebenso wie seinerzeit der Unfall in Tschernobyl im Jahr 1986 auf der höchsten Stufe der INES-Skala eingeordnet. Die freigesetzten Mengen radioaktiver Stoffe betrugen nach Angaben von NISA zu diesem Zeitpunkt ca. 10 % der Mengen, die beim Unfall in Tschernobyl freigesetzt wurden.

Bei Redaktionsschluss war das Reaktorunglück in Fukushima noch nicht unter Kontrolle. Für eine abschließende Analyse mit endgültigen Rückschlüssen aus dem Unfallhergang auf die Sicherheitsreserven deutscher und europäischer Anlagen werden voraussichtlich noch Monate benötigt. In der vorliegenden Publikation können die Auswirkungen des Unglücks von Fukushima daher nicht tiefergehend behandelt werden.

2 Nuclear and Industrial Safety Agency
3 International Nuclear and Radiological Event Scale

# Die internationalen Reaktionen

Das Unglück im Kernkraftwerk Fukushima Daiichi, ausgelöst durch das schwere Erdbeben und den Tsunami am 11. März 2011, hat in unterschiedlichem Ausmaß die internationale Energiepolitik erreicht. Die ersten Reaktionen der Länder, in denen Kernkraftwerke betrieben werden, stellen die Kernenergie als Bestandteil des Energiemixes mehrheitlich nicht in Frage. Vornehmlich werden die Ereignisse in Japan auf Basis der zugänglichen Informationen analysiert sowie mögliche Rückschlüsse auf die Sicherheit der bestehenden Anlagen diskutiert. Zahlreiche Länder haben bereits Sicherheitsüberprüfungen der bestehenden Anlagen eingeleitet, allen voran die EU mit dem „Stresstest“ für Kernkraftwerke. Auch werden vielfach Neubauprogramme nochmals überprüft und hinterfragt, ob sie weiteren Sicherheitsanforderungen genügen. Wie die Reaktionen im Einzelnen aussehen, ist nachfolgend mit Stand Anfang April 2011 dargestellt.

## Europäische Union

Eine gemeinsame europäische Antwort auf die Frage zur weiteren Kernenergienutzung wird durch die sehr unterschiedlichen Positionen der Mitgliedstaaten erschwert. Zudem liegen der nationale Energiemix sowie weite Teile der nuklearen Sicherheit in der Zuständigkeit der Mitgliedstaaten. In EU-weit einheitlichen Stresstests sollen die 143 Kernkraftwerke auf Risiken wie Erdbeben, Flugzeugabstürze, Terror- oder Cyberangriffe, Flutwellen und Stromausfälle überprüft werden. Diese werden freiwillig erfolgen und von unabhängigen Experten durchgeführt. Details hierzu erarbeitet die Kommission mit Vertretern der Mitgliedstaaten, Atomsicherheitsbehörden und den Kernkraftwerksbetreibern. Jedoch ist noch nicht abschließend geklärt, wie mit Kernkraftwerken verfahren werden soll, die den Stresstest ggf. nicht bestehen. Darüber hinaus sollen Nachbarländer wie die Schweiz, Russland oder die Ukraine einbezogen sowie die Diskussion über verschärfte Sicherheitsstandards auch in die Internationale Atomenergiebehörde sowie die G8 und G20 getragen werden.

### Belgien

Die Katastrophe hat in Belgien zu einer regen Debatte über die Sicherheitsstandards der sieben bestehenden Reaktoren, über die Laufzeitverlängerung sowie über den Bau neuer Kraftwerke geführt. Der ursprünglich anvisierte Ausstieg aus der Kernenergie wurde von der amtierenden Regierung rückgängig gemacht und mit dem Betreiber eine Verlängerung der Betriebsdauer der drei ältesten Reaktoren um bis zu zehn Jahre bis 2025 vereinbart. Der Energieminister sprach sich dafür aus, zunächst die Pläne für eine Laufzeitverlängerung der ältesten drei Reaktorblöcke auf Eis zu legen, bis ein „Stresstest“ durchgeführt sei.

### Bulgarien

Die Regierung hat Sicherheitsinspektionen an den beiden vorhandenen Kraftwerksblöcken angekündigt. An der Nutzung der Kernenergie soll sich jedoch nichts ändern.

### Finnland

Die Regierung unterstützt nach wie vor die Kernenergie. Auch wenn Sicherheitsüberprüfungen der vier in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke geplant sind, haben die aktuellen Ereignisse keinen Effekt auf die Fertigstellung des Neubaus in Oikiluoto sowie auf weitere Neubauprojekte.

### Frankreich

Die Kernenergie stellt eine von allen Regierungen seit vierzig Jahren geteilte Entscheidung dar. Die amtierende Regierung stellt die Sicherheit der 58 französischen Kernkraftwerke grundsätzlich nicht in Frage und hält an ihrer Energiestrategie mit Kernenergie als wesentlichem Bestandteil fest.

### Großbritannien

Die Regierung hält die Gegebenheiten in Japan für nicht vergleichbar, möchte aber aus den Ereignissen dort für die eigenen Sicherheitsstandards in den 19 derzeit betriebenen Reaktoren lernen. Schon unter der Labour-Regierung wurde geplant, bis zu zehn neue Kernkraftwerke zu errichten. Die jetzige Regierung stellte eigene Überlegungen an, wie der Ausbau von erneuerbarer und Kernenergie beschleunigt werden könnte. Dies entspricht einem breiten gesellschaftlichen Konsens.

### Italien

Die italienische Regierung hatte zunächst ihre Neubau- bzw. Wiedereinstiegspläne um ein Jahr verschoben, um in dieser Zeit weiter an Sicherheitsstandards unter den gegenwärtigen neuen Erkenntnissen arbeiten zu können.

Mitte April wurden die Pläne vorerst gestoppt. Italien ist 1987 aus der Kernenergie ausgestiegen.

## Niederlande

Die gegenwärtige Minderheitsregierung in den Niederlanden hält an der Errichtung eines zweiten Reaktors am bereits bestehenden Standort Borssele fest, der Baubeginn ist für 2015 vorgesehen. Gleichwohl wird über Sicherheitsstandards für Kernkraftwerke diskutiert.

## Polen

Der Einstieg in die Kernenergie gilt als ein wichtiges Element der Energiestrategie der von Donald Tusk seit Ende 2007 geführten liberal-konservativen Regierung in Polen. Eine kritische Diskussion über den Einstieg Polens in die Kernenergie fand dagegen in der Vergangenheit kaum statt. Ein Ausstieg aus den Kernkraftplänen wird von einigen Experten und Naturschutzverbänden befürwortet. Auf den öffentlichen Druck hin hat Regierungschef Tusk erklärt, den Kernenergieeinstieg nicht gegen den Willen der Bevölkerung durchsetzen zu wollen. Er zieht ein Referendum in Betracht. Allerdings gehören die Energiesicherheit und die gemeinsame Energiepolitik zu den Schwerpunkten, die sich Polen für seine EU-Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2011 vorgenommen hat.

## Schweden

Die Regierung unterstützt nach wie vor die Kernenergie, der Premierminister bestätigt die Entscheidung von 2009, nach der die 10 bestehenden Kernreaktoren nach Laufzeitende ersetzt werden. Dabei sollen Sicherheitsmaßnahmen auf Basis der Erfahrungen aus Japan angepasst und weiterentwickelt werden.

## Slowakische Republik

Die offizielle Haltung der slowakischen Regierung zur Nutzung der Kernenergie bleibt unverändert positiv, wobei dies einer der wenigen Punkte ist, in dem die Koalition mit der Opposition übereinstimmt. Derzeit sind vier Reaktoren in Betrieb.

## Spanien

Die führenden Parteien Spaniens ließen anklingen, dass sie bereit seien, über die Sicherheit der sechs spanischen Kernkraftwerke zu diskutieren, nicht jedoch über deren Laufzeit und die grundsätzliche Zukunft dieser Art der Energiegewinnung. Erst im Februar dieses Jahres hatten die Partido Socialista Obrero Español und die Convergència i Unio (Katalonien) eine Laufzeitverlängerung beschlossen. Gleichzeitig gab die Regierung bekannt, alle spanischen Kernkraftwerke auf ihre Sicherheitsrisiken überprüfen zu lassen.

## Tschechische Republik

Die Tschechische Republik gehört traditionell zu den europäischen Ländern, die positiv gegenüber der Kernenergie eingestellt sind. Die Ereignisse in Fukushima lassen keine Änderung dieser Position erkennen. Die Kernenergie soll auch zukünftig ein Hauptpfeiler der tschechischen Energieversorgung sein. Ziel ist es, einer der europäischen Hauptexporteure von Kernenergie zu werden. Gleichzeitig wird oft betont, dass die Kernenergie zur Senkung von $CO_2$-Emissionen beiträgt. Derzeit sind 6 Kernreaktoren am Netz. Die Regierung Tschechiens plant zudem eine Erweiterung des Kernkraftwerks Temelín um zwei weitere Reaktorblöcke.

## Ungarn

Die Kernenergie wird durch die Regierung und die öffentliche Meinung weiterhin unterstützt, Neubauprojekte werden weiter verfolgt. Sicherheitstests an den in Betrieb befindlichen vier Anlagen sollen in Absprache mit der EU jedoch erfolgen.

## International

### China

In der Volksrepublik China sind bislang 13 Reaktoren mit einer Leistung von ca. 10,8 Gigawatt (GW) in Betrieb; 25 befinden sich im Bau und 50 in Planung. Nirgendwo auf der Welt werden gegenwärtig so viele Kernkraftwerke gebaut wie in China. Aktuell erklärte die Regierung, die Genehmigungsverfahren für alle Kernkraftwerke stoppen zu wollen. Die bereits in Betrieb befindlichen Anlagen werden zwar nicht abgeschaltet, alle laufenden sowie sich im Bau befindlichen Kernreaktoren werden jedoch auf ihre Sicherheit hin überprüft. Gleichwohl ist nicht mit einer Kehrtwende in der Nuklearpolitik der Volksrepublik China zu rechnen: Zu immens ist der Bedarf an zusätzlichen Energiekapazitäten, die weder aus fossilen noch aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden können.

### Indien

Premierminister Singh ordnete eine sofortige Überprüfung der Sicherheitssysteme aller indischen Kernkraftwerke an. Betroffen sind 20 Reaktoren mit einer Gesamtleistung von 4.780 MW. Dennoch will Indien unverändert die Kernenergie massiv ausbauen. Geplant ist eine Gesamtleistung von 63.000 MW bis 2032.

### Russland

In Russland sind derzeit 32 Reaktoren in Betrieb. Daraus ergibt sich ein Anteil der nuklearen Energie im Stromerzeugungsmix von Russland von nahezu 16 %. Bis 2030 sind 25 % geplant, weitere 26 Kernkraftwerke sollen in den nächsten zehn Jahren noch gebaut werden. Ministerpräsident Putin kündigte allerdings eine Sicherheitsüberprüfung der russischen Kernkraftwerke an.

### Schweiz

Die Regierung hat die Pläne zur Bewilligung neuer Kernkraftwerke vorerst ausgesetzt. Bei den bestehenden fünf Anlagen leitete die Behörde für Nuklearsicherheit eine vorzeitige Sicherheitsüberprüfung ein. Sie stammen aus den 1970er Jahren und sollen zum Teil ersetzt werden. Die Entscheidung wird bei einer Volksabstimmung voraussichtlich 2013 getroffen.

### Türkei

Der enorme Energiebedarf der rasant wachsenden türkischen Wirtschaft und die hohe Abhängigkeit von Energieimporten, vor allem von Öl und Gas aus Russland und dem Iran, machen den Einstieg in die Nutzung der Kernenergie aus Sicht der türkischen Regierung unverzichtbar. Eine Änderung dieses politischen Kurses infolge des Unglücks in Japan ist gegenwärtig nicht absehbar.

### Ukraine

Obwohl das Unglück in Tschernobyl auf dem Territorium der heutigen Ukraine stattfand, stand die weitere Nutzung der Kernenergie nie in Frage. Fast 50 % des erzeugten Stroms wird durch Kernkraftwerke erzeugt. Insgesamt sind 15 Reaktorblöcke, davon zehn nach dem Unfall, in Betrieb genommen worden. Weitere Kraftwerke befinden sich im Bau und in Planung. Der ukrainische Regulator analysiert gegenwärtig die Situation in Japan, insbesondere um bewerten zu können, ob zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen für Anlagen in der Ukraine erforderlich sind. Bis zum jetzigen Zeitpunkt ist seitens der Regierung keine Änderung in der Kernenergiepolitik absehbar.

### USA

Bis 2020 soll es zu einer Fertigstellung von vier bis acht neuen Reaktoren kommen. Derzeit sind 104 Anlagen in Betrieb. Präsident Obama und Energieminister Steven Chu unterstützen die weitere Nutzung und den Ausbau der Kernenergie weiterhin als Teil ihrer Strategie, um die Kohlenstoffdioxid-Emissionen zu verringern. Auch die Kreditgarantien über 18,5 Mrd. USD für den Ausbau der Kernkraft bleiben bestehen. Obama ordnete allerdings eine Studie der Nuclear Regulatory Commission zu den Lehren aus dem japanischen Unglück an. In Texas hat ein Betreiber den Bau von zwei neuen Reaktoren gestoppt. Die US-Energiewirtschaft erwartet schärfere Auflagen für Kernkraftwerksbetreiber.

# Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem*

von Dr. Jürgen Neubarth, e3 consult OG

1

* Der Weltenergierat – Deutschland dankt dem Autor dieses Schwerpunktkapitels, Dr. Jürgen Neubarth, ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung.

# Executive Summary

Für die Erreichung der ehrgeizigen Ausbauziele der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland werden Wind- und Sonnenenergie den größten Beitrag leisten müssen. Gleichzeitig führt gerade die regional ungleich verteilte sowie schwankende und nur eingeschränkt prognostizierbare Stromerzeugung aus diesen beiden Energiequellen zu den größten Herausforderungen für die Integration in das bestehende Stromversorgungssystem. Die Stromnetze wurden in der Vergangenheit nicht auf das regionale Ungleichgewicht des Wind- und Sonnenenergieangebots ausgelegt. Zudem musste der konventionelle Kraftwerkspark bisher nur die Schwankungen auf der Nachfrage- und nicht zusätzlich auch auf der Erzeugungsseite ausgleichen. Damit die Zielerreichung im Stromsektor daher nicht durch Systemkonflikte mit der bestehenden Erzeugungs- und Netzstruktur gefährdet wird, sind parallel zum weiteren Ausbau begleitende Maßnahmen zur Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem erforderlich. Neben einer Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur ist dabei insbesondere eine höhere Flexibilität des Gesamtsystems (Erzeugungs- und Verbraucherseite) notwendig:

- Die Netzkapazitäten im Übertragungs- und Verteilnetz müssen ausgebaut werden, um einen Ausgleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf regionaler und überregionaler Ebene sicherstellen zu können. Zusätzlich zur Optimierung und dem Ausbau bestehender Netzstrukturen werden hierfür sowohl im Übertragungs- (z. B. supergrid) als auch Verteilnetz (z. B. smart grid) neue Netzkonzepte zu entwickeln sein.

- Der konventionelle Kraftwerkspark muss an eine flexiblere Fahrweise durch die Optimierung des Betriebsverhaltens bestehender Kraftwerke bzw. den Neubau schnell regelbarer Erzeugungseinheiten angepasst werden. Grundsätzlich eignen sich dafür vor allem Gaskraftwerke, aber auch moderne Kohlekraftwerke zeigen ein geeignetes Betriebsverhalten.

- Zusätzliche Speicherkapazitäten werden zur kurz- und langfristigen Speicherung überschüssiger Strommengen aus erneuerbaren Energien benötigt. Großtechnisch stehen derzeit nur Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung, die jedoch bei den in Deutschland gegebenen topografischen Voraussetzungen nur ein beschränktes Ausbaupotenzial aufweisen und auch keinen saisonalen Ausgleich sicherstellen können. Ein saisonaler Ausgleich kann bspw. über die Nutzung der Speicherpotenziale in Skandinavien oder die Entwicklung neuer, auf Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan basierender Speicherkonzepte ermöglicht werden.

- Flexibilität und Speicherkapazität kann auch über verbraucherseitige Maßnahmen durch das Ab- oder Zuschalten von steuerbaren Lasten bereitgestellt werden. Die flexible Steuerung der Nachfrage durch ein intelligentes Lastmanagement (z. B. Demand Response) lastet die bestehende Erzeugungs- und Netzinfrastruktur besser aus und reduziert den Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten und Spitzenlastkraftwerken sowie an Netzausbaumaßnahmen.

- Konventionelle Kraftwerke werden sich zukünftig an der Gewährleistung der Systemsicherheit nur noch in dem Ausmaß beteiligen können, in dem sie auch für die Deckung der Nachfrage benötigt werden. Entsprechend müssen auch die erneuerbaren Energien selbst einen Beitrag zur Systemintegration leisten, indem ihre Erzeugung stärker an die Nachfrage angepasst wird und sie sich an der Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen beteiligen.

Um die Netzkapazitäten sowie Flexibilitätspotenziale auf der Erzeugungs- und Verbraucherseite sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene optimal nutzen zu können, ist parallel zu den genannten systemtechnischen Maßnahmen eine Weiterentwicklung des Marktdesigns sowie eine stärker marktbasierte Förderung der erneuerbaren Energien erforderlich. Außerdem bedarf es einer grundsätzlichen Veränderung der derzeitigen Genehmigungspraxis von energiewirtschaftlichen Infrastrukturprojekten zur Schaffung der notwendigen Speicher- und Netzkapazitäten, die für eine effiziente Integration der erneuerbaren Energien und damit für die Umsetzung der Ausbauziele erneuerbarer Energien in Deutschland wesentlich sind.

## 1.1 Einleitung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Deutschland in den vergangenen Jahren deutlich schneller erfolgt, als er in der Vergangenheit vielfach prognostiziert wurde. Bestes Beispiel hierfür ist die Photovoltaik: Die bis Ende 2010 installierten rd. 17.000 MW[1] liegen bereits über den Zahlen, die bis vor kurzem noch für 2020 erwartet wurden[2, 3]. Und die Ziele für den weiteren Ausbau sind nicht weniger ambitioniert: Bis zum Ende des Jahrzehnts sollen bereits 35 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, was annähernd einer Verdoppelung gegenüber 2010 entspricht. Gemäß dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung soll dieser Anteil bis 2050 auf 80 % ausgebaut werden.

Die mit Abstand größten Ausbaupotenziale zur Erreichung dieser Ziele weist die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie auf, die von allen erneuerbaren Energien gleichzeitig aber auch die größten Herausforderungen für das bestehende Stromversorgungssystem mit sich bringt. Dabei zeigt sich bereits heute, dass die derzeitigen technischen und organisatorischen Strukturen des Stromversorgungssystems nur bedingt geeignet sind, den rasant wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien effizient zu integrieren. Um langfristig nicht nur eine klimafreundliche, sondern auch eine sichere und kostengünstige Versorgung mit elektrischer Energie gewährleisten zu können, ist deshalb eine Anpassung des Systems entlang der gesamten Wertschöpfungskette erforderlich:

Die Struktur und Betriebsweise des konventionellen Kraftwerksparks muss an die schwankenden Einspeisemengen der erneuerbaren Energien angepasst werden. Zusätzliche Speicherkapazitäten werden für die Speicherung von Erzeugungsüberschüssen notwendig sein. Das Stromnetz muss sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene ausgebaut werden. Die Verbraucher müssen ihre Nachfrage stärker auf das jeweilige Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien ausrichten. Aber auch die erneuerbaren Energien selbst werden zukünftig Systemverantwortung übernehmen und ihre Erzeugung mit der Nachfrage und den zur Verfügung stehenden Netz- und Speicherkapazitäten koordinieren müssen. Parallel zu diesen systemtechnischen Maßnahmen erfordert die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem jedoch auch eine Weiterentwicklung der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen auf deutscher sowie auf europäischer Ebene.

Nach der Liberalisierung der Strommärkte befindet sich die Branche damit in einem weiteren wesentlichen Umbruch, der massive Investitionen in die Infrastruktur erfordert. Die nötige Investitionsbereitschaft wird jedoch nicht allein davon abhängen, wie stabil die energiepolitischen Randbedingungen sind, sondern auch davon, ob ein gesellschaftlicher Konsens über die notwendigen infrastrukturellen Maßnahmen erreicht werden kann. Fest steht, dass der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zukünftig nicht mehr getrennt von den Maßnahmen zur erfolgreichen Integration in das Stromversorgungssystem betrachtet und verfolgt werden kann. Vor diesem Hintergrund beleuchtet der folgende Artikel die Auswirkungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf das bestehende Versorgungssystem und stellt die Möglichkeiten der Integration durch eine systemtechnische Optimierung sowie eine Anpassung des Marktdesigns dar.

## 1.2 Die Erneuerbaren-Ziele der deutschen Energiepolitik bis 2050

Mit dem EU Energie- und Klimapaket[4] wurden die wesentlichen Randbedingungen für die zukünftige Entwicklung des europäischen und damit auch des deutschen Energiesystems in Bezug auf Klimaschutz, erneuerbare Energien (EE), Energieeffizienz und Versorgungssicherheit festgelegt. Gegenüber dem Jahr 2005 sollen auf europäischer Ebene die Emissionen klimaschädlicher Gase bis 2020 um 20 % – bzw. im Falle einer internationalen Vereinbarung um 30 % – reduziert werden. Darüber hinaus soll bis 2020 die Energieeffizienz in der EU im Vergleich zu einem „business as usual Szenario" um 20 % gesteigert und der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) auf 20 % ausgebaut werden. Für den Stromsektor bedeutet dies, dass im Jahr 2020 zwischen 31 und 34 % der EU-weiten Stromnachfrage aus erneuerbaren Energien erzeugt werden müssen, was gegenüber dem aktuellen Stand einer Steigerung von etwa 75 % entspricht[5].

### Europa gibt den Weg bis 2020 vor

Die von der EU für Deutschland individuell vorgegebenen $CO_2$- und Erneuerbaren-Ziele sehen bis 2020 eine Reduzierung der $CO_2$-Emissionen in den nicht durch den Emissionshandel erfassten Sektoren um 14 % sowie einen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien von 5,8 % im Jahr 2005 auf 18 % im Jahr 2020 vor [4, 6]. In ihrem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien geht die Bundesregierung allerdings davon aus, dass das verbindliche 18 % EE-Ziel nicht nur erreicht, sondern mit einem erwarteten EE-Anteil am BEEV von 19,6 % im Jahr 2020 sogar übertroffen werden kann, wenn zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt werden[7]. Dabei soll auch der Anteil erneuerbarer Energien im Stromerzeugungssektor mit 38,6 % über den bisher im Energiekonzept der Bundesregierung verankerten Ziel von 35 % liegen[8]. Allerdings setzt auch dieser Zielwert des Nationalen Aktionsplans eine deutlich höhere Steigerung der Energieeffizienz im Bereich der Stromanwendung voraus als im sog. Referenzszenario. Innerhalb des Referenzszenarios erreicht der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – bei einer in Summe gleichbleibenden absoluten Erzeugung von rd. 220 TWh/a bzw. installierten Leistung von 110.000 MW – „nur 35,4 % und liegt damit sehr nahe am Ziel des Energiekonzepts von 35 %.

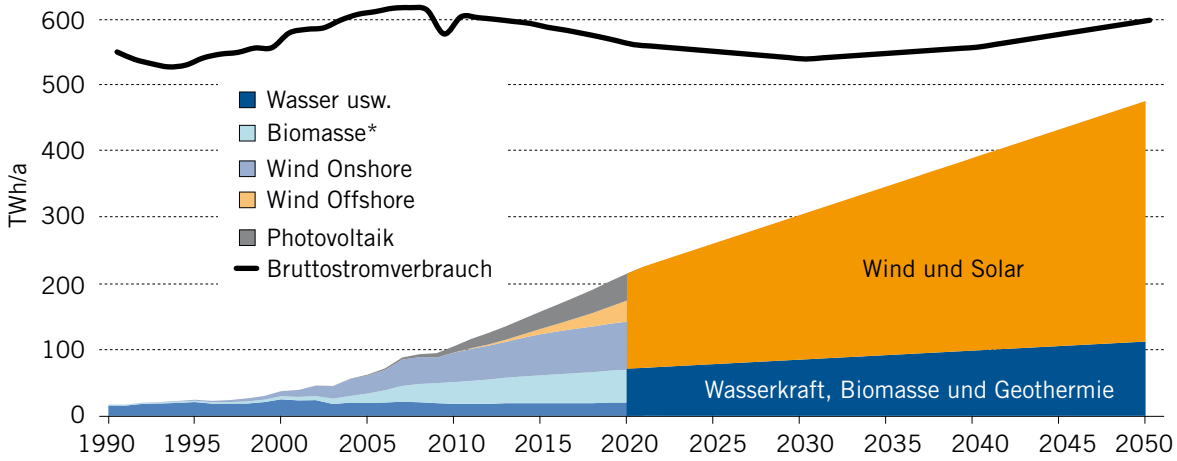
### Kontinuierliches Wachstum bis 2050

Diese Ausbauziele für erneuerbare Energien mögen aus heutiger Sicht als zum Teil sehr ambitioniert beurteilt werden. Zur Begrenzung des Klimawandels auf ein allgemein tolerierbares Maß, d. h. auf eine maximale Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau, wird allerdings ein noch deutlich stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich sein. Anderenfalls lässt sich die in den Industrieländern als bis 2050 notwendig angesehene Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80–95 % gegenüber 1990 (vgl. u. a. Erklärung des Europäischen Rats vom Oktober 2009[9]) wohl nur schwer erreichen. Zwar stehen neben den erneuerbaren Energien grundsätzlich auch die Kernenergie sowie die Abscheidung und Speicherung der $CO_2$-Emissionen aus konventionellen Kraftwerken und Industriebetrieben (engl. *Carbon Capture and Storage – CCS*) als $CO_2$-freie bzw. -arme Technologien zur Verfügung. Ihre mögliche Rolle innerhalb eines Klimaschutzszenarios wird jedoch sehr kritisch gesehen und kontrovers diskutiert. Entsprechend sieht auch die deutsche Bundesregierung die erneuerbaren Energien als wesentlichen Hebel zur langfristigen Reduzierung der Treibhausgasemissionen und strebt in ihrem Energiekonzept einen kontinuierlichen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 80 % bis ins Jahr 2050 an – also deutlich über dem Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten BEEV, das bei 60 % liegt[8].

Abbildung 1.1 zeigt hierzu die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2010 sowie die Ausbauziele entsprechend dem Nationalen Aktionsplan erneuerbare Energien bis 2020. Zusätzlich ist die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs zwischen 1990 und 2010 und die prognostizierte Entwicklung aus dem Nationalen Aktionsplan innerhalb des Szenarios mit zusätzlichen Energieeffizienzmaßnahmen bis 2020 dargestellt. Gegenüber dem Jahr 2000 hat sich der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Stromverbrauch bis 2010 auf rd. 17,4 % fast verdreifacht, wobei knapp 70 % des Wachstums auf die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik entfallen. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien bis 2020 soll dabei noch stärker von Wind- und Sonnenenergie bestimmt werden: 95 % der neu installierten EE-Leistung von 57.000 MW werden fluktuierende Energiequellen nutzen und damit 80 % (rd. 90 TWh/a) der zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liefern[7].

Während der Nationale Aktionsplan sehr konkrete Vorstellungen der Bundesregierung zur weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien wiedergibt, ist diese Entwicklung für die Zeit nach 2020 weniger klar skizziert. Ein möglicher Weg kann beispielsweise aus dem im aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung genannten Ziel von 80 % Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im

**Abbildung 1.1: Historische und mögliche zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und des Beitrags erneuerbarer Energien**




*inkl. Klär- und Deponiegas sowie biogene Anteile des Abfalls
Quelle: BMU[1], Bundesregierung[7], BMWi[8], DLR[10]

Jahr 2050 und den im sog. *Leitszenario* des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)[10] dargestellten Randbedingungen für den langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland abgeleitet werden (Abbildung 1.1). Auch nach 2020 dominieren Wind- und Sonnenenergie den Zubau erneuerbarer Energien, wobei sowohl das Leitszenario des BMU als auch das Energiekonzept der Bundesregierung den Import eines erheblichen Anteils an EE-Strom als Option für eine kosteneffiziente Umsetzung der Ziele sehen.

## Wie robust sind die Szenarien?

Eine wesentliche Randbedingung für den zur Zielerreichung erforderlichen Zubau erneuerbarer Energien stellt die Entwicklung des Stromverbrauchs dar. Das Leitszenario des BMU geht beispielsweise davon aus, dass nach einem durch Effizienzmaßnahmen bedingten Rückgang der Stromnachfrage ab 2030 durch eine verstärkte Stromnachfrage im Bereich der Mobilität und Wärmeerzeugung wieder ein Anstieg erfolgt und bis 2050 etwa das heutige Niveau von 600 TWh/a erreicht wird (Abbildung 1.1). Demgegenüber gehen die Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung[11] von einem z. T. deutlichen Rückgang der Stromnachfrage aus, was für die Erreichung des 80 %-Zieles entsprechend auch den Zubaubedarf für erneuerbare Energien bis ins Jahr 2050 um rd. 100 TWh geringer ausfallen lässt. Neben dieser (unsicheren) Entwicklung der Stromnachfrage wird der zusätzliche Bedarf an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland auch entscheidend davon bestimmt werden, ob und in welchem Umfang der Import von EE-Strom technisch möglich und gesellschaftspolitisch in den Exportländern akzeptiert sein wird (z. B. Desertec, Ausbau skandinavischer Speicher- zu Pumpspeicherkraftwerken).

Unsicherheiten bestehen für die Zeit nach 2020 allerdings auch auf technologischer sowie volkswirtschaftlicher Ebene. Zum einen basieren die Ausbauszenarien auf der Annahme einer ausreichenden Verfügbarkeit qualitativ ausgereifter Technologien, speziell im Bereich von Wind Offshore, Geothermie und Speichern. Zum anderen sind die volkswirtschaftlichen Effekte u. a. von den unterstellten Lernkurven der Stromerzeugungs- und Speichertechnologien und der Entwicklung der Preise fossiler Energieträger abhängig. Gerade für die Beantwortung der Frage, ob der Ausbau erneuerbarer Energien langfristig positive oder negative volkswirtschaftliche Effekte hat, sind diese Randbedingungen aber von entscheidender Bedeutung und damit häufig Inhalt kontroverser Diskussionen. Es ist daher auch nicht weiter überraschend, dass die in den vergangenen Jahren zur langfristigen Neuausrichtung des Stromerzeugungssektors veröffentlichten Studien zum Teil zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich des „optimalen" Erzeugungsmixes kommen. Unabhängig von der jeweiligen Interessenslage wird jedoch ein deutlich steigender Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erwartet, wobei sowohl auf globaler als auch europäischer und nationaler Ebene der überwiegende Beitrag zu diesem Ausbau durch eine verstärkte Nutzung der Wind- und Sonnenenergie erfolgen soll.

# 1.3 Spezifische Erzeugungseigenschaften erneuerbarer Energien

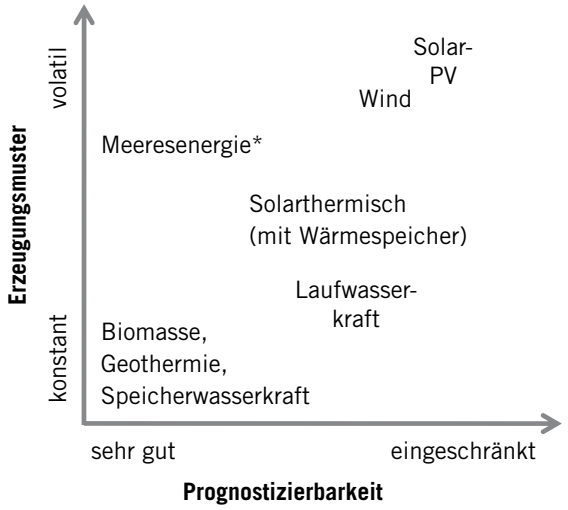
Für die Integration erneuerbarer Energien in unser Stromversorgungssystem sind neben den für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen technischen Eigenschaften der einzelnen Erzeugungsanlagen (z. B. Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung, Netzstützung im Fehlerfall) insbesondere die folgenden drei Punkte von Relevanz:

- Schwankungen der Stromerzeugung im Tages- und Jahresverlauf
- Prognostizierbarkeit der Stromerzeugung
- Regionale Verteilung der Anlagen

Während die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen für den Betrieb und Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze relevant ist, haben mögliche Schwankungen sowie die Prognosequalität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark. Abbildung 1.2 zeigt hierzu eine qualitative Bewertung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung anhand ihres Erzeugungsmusters sowie ihrer Prognostizierbarkeit.

Entsprechend der Abhängigkeit der Stromerzeugung vom erneuerbaren Primärenergieangebot sind dabei insbesondere die Wind- und PV-Stromerzeugung durch ausgeprägte Schwankungen im Tages- und Jahresverlauf sowie eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit gekennzeichnet.

**Abbildung 1.2: Erzeugungsmuster und Prognostizierbarkeit erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung**




*Gezeiten, Wellen und Meeresströmung
Quelle: nach Piwko et al.[12]

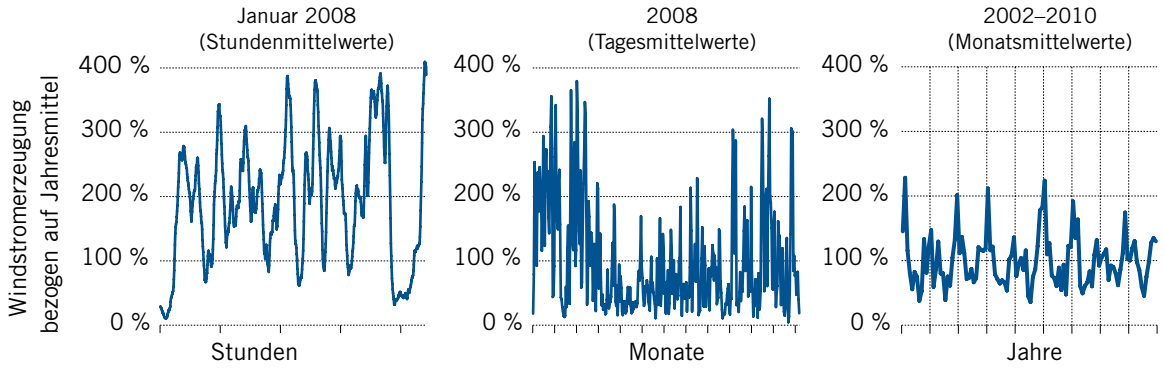
## Fluktuation im Tages- und Jahresverlauf

In Abbildung 1.3 sind die Schwankungen der Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland für unterschiedliche Zeitraster dargestellt. Im Stunden- und Tagesverlauf sind in Abhängigkeit von den herrschenden Wetter- und Windbedingungen Erzeugungsschwankungen zwischen nahezu 0 und 400 % bezogen auf die jahresmittlere Windstromerzeugung bzw. zwischen 0 und knapp 85 % der installierten Windkraftleistung möglich, wobei das Minimum der Windstromerzeugung tendenziell am frühen Vormittag und das Maximum am Nachmittag erreicht wird[13]. Im Monatsverlauf zeigt sich eine höhere Windstromerzeugung während der Wintermonate, wobei innerhalb einzelner Monate Abweichungen zum jeweiligen langjährigen Monatsmittel um bis zu +90/–50 % bzw. in einzelnen Jahren Abweichungen zum langjährigen Jahresmittel um +/–15 % möglich sind[14].

Neben der absoluten Schwankungsbreite innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls ist für die Gewährleistung einer ausreichenden Systemstabilität vor allem auch die Geschwindigkeit dieser Leistungsänderung (sog. Leistungsgradient oder Rampe) von Relevanz, insbesondere wenn zum Schutz der Windkraftanlagen vor Sturmschäden regional konzentrierte Anlagenkollektive innerhalb kurzer Zeit abgeschaltet werden müssen. Die dena Netzstudie II hat beispielsweise für eine im Jahr 2020 unterstellte Windkraftleistung von rd. 51.000 MW innerhalb von 15 Minuten einen möglichen maximalen Anstieg bzw. Abfall der Erzeugung von etwa 2.100 bzw. 3.100 MW ermittelt[3]. Dabei zeigt sich, dass mit zunehmender geografischer Größe des Betrachtungsraums die Leistungsgradienten durch Ausgleichseffekte geringer werden. Auch flachen die Gradienten über einen längeren Betrachtungszeitraum ab, d. h. die Windrampen innerhalb von 15 Minuten sind oft wesentlich steiler als Windrampen innerhalb von 60 Minuten[3]. Durch den nach 2020 zu erwartenden verstärkten Ausbau der Offshore-Windkraft und der damit steigenden räumlichen Konzentration der Windstromerzeugung können die Leistungsgradienten jedoch (wieder) ansteigen. Beispielsweise wird für das Jahr 2030 die maximale stündliche Leistungsänderung der Windeinspeisung auf bis zu 25 % der installierten Leistung abgeschätzt – also auf mehr als 15.000 MW pro Stunde[15].

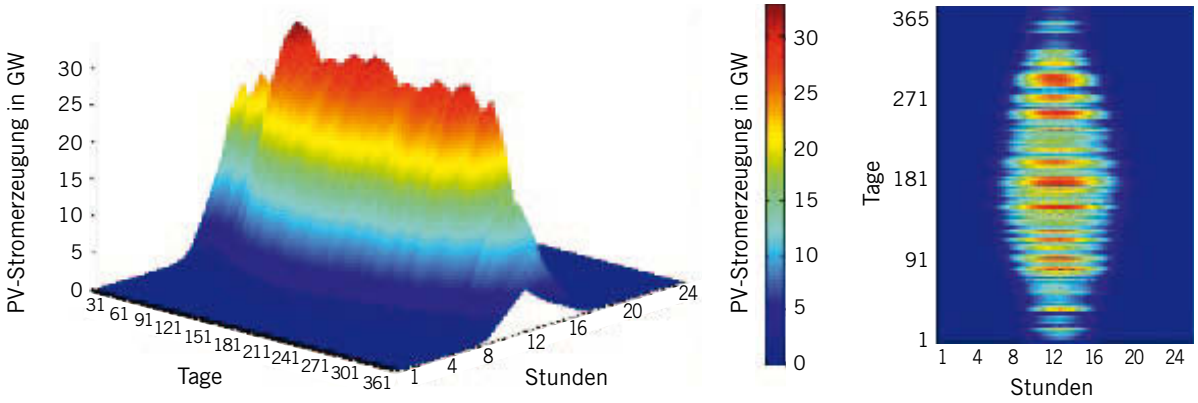
Für die photovoltaische Stromerzeugung sind diese Zusammenhänge durch eine stärker ausgeprägte tageszeitliche und saisonale Erzeugungscharakteristik gekennzeichnet. Abbildung 1.4 zeigt dies am Beispiel der mit den solaren Einstrahlungswerten von 2005 simulierten solaren Stromerzeugung für 2020, wobei ein deutschlandweit installiertes PV-Anlagenkollektiv von rd. 50 GW

**Abbildung 1.3: Schwankungen der Windstromerzeugung in Deutschland**




Quelle: BDEW, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

**Abbildung 1.4: Schwankungen der PV-Stromerzeugung in Deutschland**



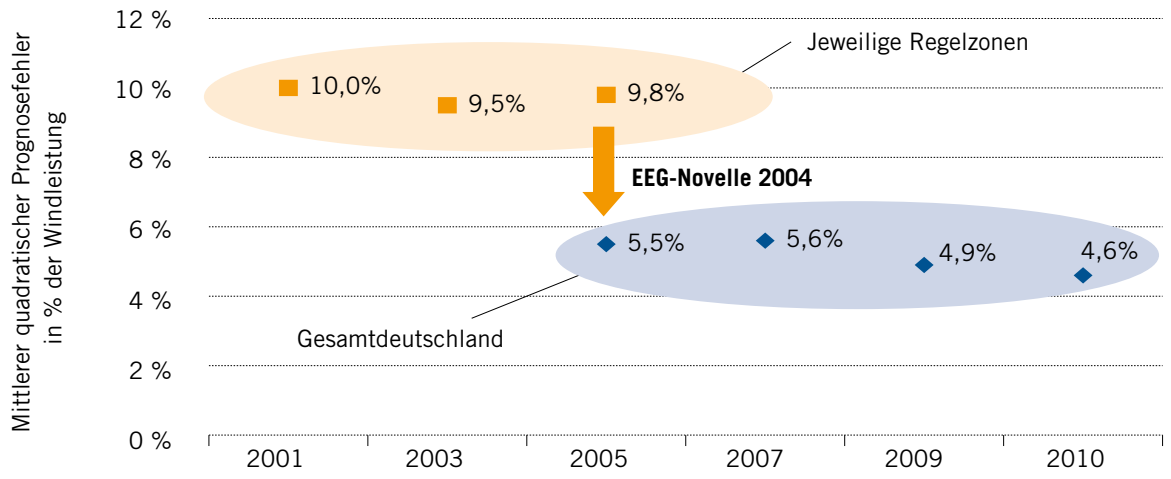

Quelle: Pöyry[16]

unterstellt wurde – was mehr als dem Doppelten der deutschen Kernkraftwerksleistung entspricht. Deutlich zu erkennen sind dabei die saisonale Sommer-Winter- sowie tageszeitliche Tag-Nacht-Charakteristik und zusätzlich die Effekte einer deutschlandweiten Bewölkung an einzelnen Tagen.

## Eingeschränkte Prognostizierbarkeit

Damit die Schwankungen der Wind- und PV-Stromerzeugung den stabilen Netzbetrieb nicht gefährden, ist eine möglichst genaue Prognose der zu erwartenden Erzeugungsmengen erforderlich. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber nutzen seit Jahren zur Windleistungsprognose ein vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und seit Mitte 2010 zur Solarstromprognose ein von meteocontrol und der Universität Oldenburg entwickeltes Prognosesystem. Die Güte der Prognosen wird im Wesentlichen durch die Qualität der Wind- und Solarstrahlungsprognose limitiert, die – wie jede Wettervorhersage – von gewissen Unsicherheiten gekennzeichnet ist. In den vergangenen Jahren konnte die Qualität der Windprognose kontinuierlich verbessert werden, wobei der größte Effekt durch die Einführung des Online-Ausgleichs der Windenergieschwankungen zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der EEG-Novelle 2004 erzielt werden konnte. Die Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Energien werden heute nicht mehr in jeder einzelnen Regelzone sondern bundesweit ausgeglichen, wodurch Ausgleichseffekte zwischen den Regelzonen genutzt werden. Die Windstromprognose konnte damit bereits soweit verbessert werden, dass der mittlere quadratische Fehler der Vortagesprognose (day ahead) in 2010 mit rd. 1.200 MW bei etwa 4,6 % bezogen auf die installierte Windleistung lag (Abbildung 1.5)[13]. Gegenüber der Vorta-

**Abbildung 1.5: Entwicklung des Fehlers der Vortagesprognose der Windstromeinspeisung seit 2001**




Quelle: ISET; TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

gesprognose können kürzere Vorlaufzeiten die Prognosegenauigkeit noch weiter erhöhen; beispielsweise liegt der mittlere Prognosefehler bei einer Stunde Vorlauf etwa zwischen 2 und 3 %[17]. Bei der Beurteilung der Qualität der Windprognose sollte jedoch berücksichtigt werden, dass der Windprognosefehler üblicherweise als relative Größe in Prozent von der installierten Windkraftleistung angegeben wird. Bezieht man den mittleren Windprognosefehler jedoch nicht auf die installierte sondern die im Mittel tatsächlich eingespeiste Windleistung, relativieren sich die vergleichsweise geringen Prognoseabweichungen. Bezogen auf die jahresmittlere Windstromerzeugung von knapp 4.100 MW im Jahr 2010 liegt der mittlere quadratische Prognosefehler von rd. 1.200 MW dann bei etwa 30 %.

Im Gegensatz zur Windstromprognose liegen für die Prognosequalität der PV-Erzeugung noch keine langjährigen Erfahrungswerte vor. Auch aus den seit Juli 2010 veröffentlichten Prognose- und Einspeisedaten lassen sich noch keine belastbaren Aussagen ableiten. Verschiedene Studien gehen jedoch davon aus, dass die Qualität der gesamtdeutschen PV-Einspeiseprognose mittelfristig zumindest das Niveau der Windstromprognose erreichen kann[18, 19].

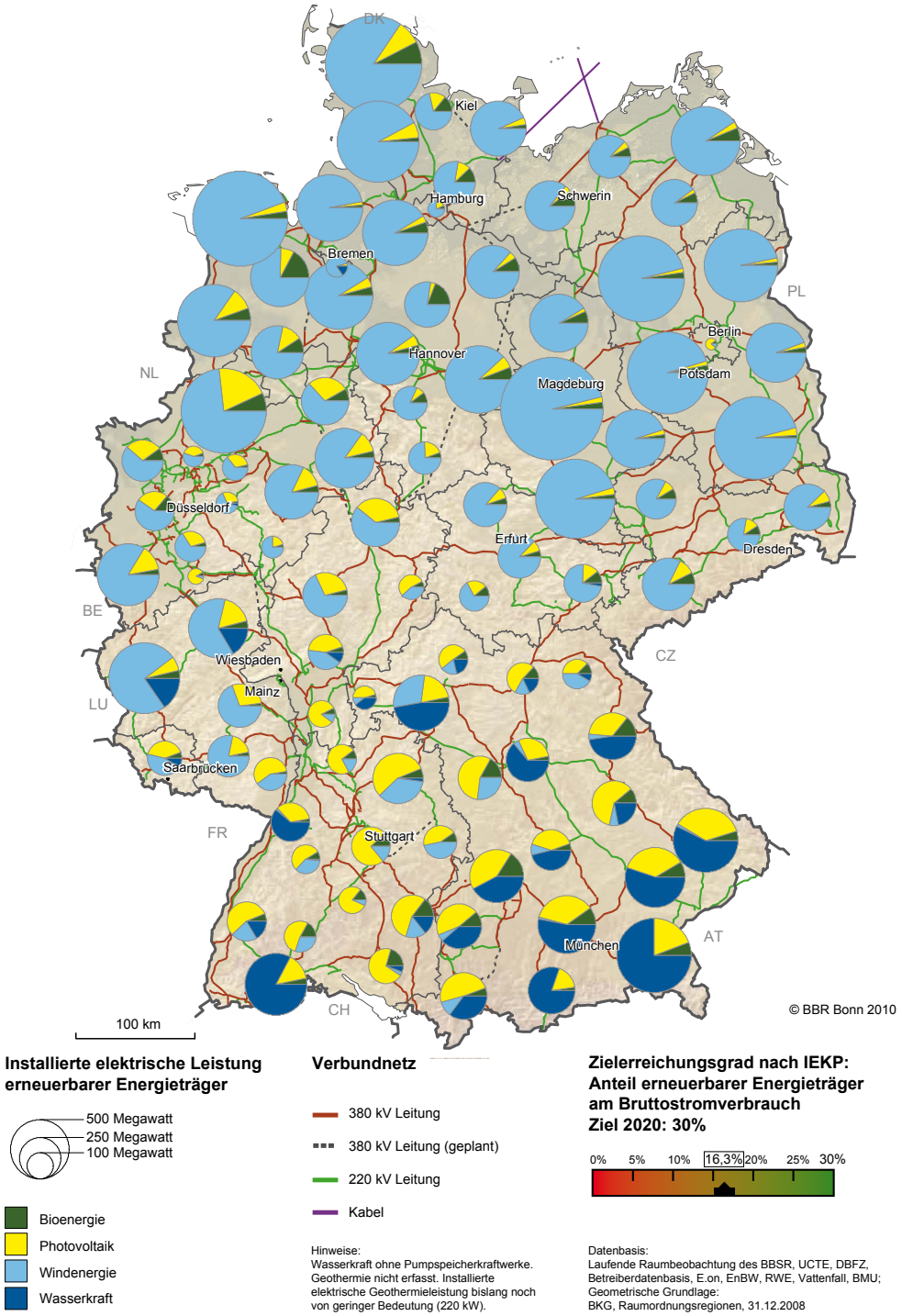
Das Gesamtsystem muss zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit allerdings nicht auf den bisher diskutierten mittleren Prognosefehler der Wind- und PV-Stromerzeugung sondern auf die maximal zu erwartenden Prognosefehler ausgelegt werden. Zwar treten diese in einem Jahr nur relativ selten auf, trotzdem müssen zu jeder Zeit genügend Flexibilitäten vorhanden sein, um bei Bedarf den Erzeugungsüberschuss bzw. das Erzeugungsdefizit ausgleichen zu können. Beispielsweise lagen im Jahr 2010 die maximalen Abweichungen zwischen Windstromprognose und tatsächlicher Einspeisung bei knapp 30 % der installierten Windleistung und damit um den Faktor 7 über dem mittleren Prognosefehler von 4,6 %[13].

## Regionale Schwerpunkte

Die regionale Verteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien spiegelt i. Allg. das Angebot der jeweiligen erneuerbaren Energiequelle bzw. des Energieträgers wider. Entsprechend konzentriert sich die Windstromerzeugung im Norden sowie in der Mitte von Deutschland, die solare Stromerzeugung hingegen im Süden des Bundesgebietes. Es zeigt sich jedoch, dass auch in wirtschaftlich starken Regionen, wie z. B. im Nordwesten Deutschlands, und dem damit häufig gegebenen, persönlichen Interesse an einer „eigenen“ Stromerzeugung trotz einer gegenüber dem Süden um jährlich 15 % geringeren solaren Einstrahlung eine vergleichsweise hohe PV-Dichte entstehen kann (Abbildung 1.6).

Die ungleichmäßige regionale Verteilung der Wind- und PV-Stromerzeugung wird in den kommenden Jahren insbesondere im Bereich der Windenergie durch den Offshore-Ausbau zunehmen und damit die Notwendigkeit eines Stromaustausches mit benachbarten Regionen sowie innerhalb des europäischen Strommarktes weiter erhöhen.

**Abbildung 1.6: Regionale Verteilung der installierten elektrischen Leistung erneuerbarer Energien**
(Stand 2009)




Quelle: BBR[20]

## 1.4 Effekte der erneuerbaren Energien auf das Stromversorgungssystem

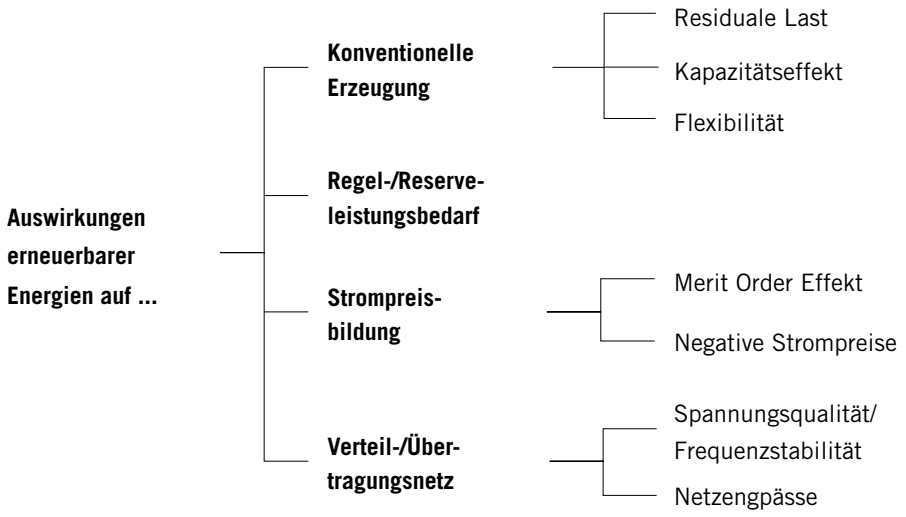
Seit Veröffentlichung der dena Netzstudie I im Jahr 2005[21] werden die möglichen Auswirkungen des steigenden Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf das Stromversorgungssystem sowohl auf wissenschaftlicher als auch politischer Ebene intensiv diskutiert, da neben den steigenden finanziellen Aufwendungen für die Förderungen erneuerbarer Energien[22] vor allem Systemkonflikte mit der bestehenden Erzeugungs- und Netzstruktur den weiteren EE-Ausbau verzögern können. Entsprechend wurde in den vergangenen Jahren auch eine Vielzahl von Studien zu diesem Thema veröffentlicht. Darin werden die Wechselwirkungen des steigenden Anteils fluktuierender und/oder regional konzentrierter erneuerbarer Energien auf das Stromversorgungssystem häufig in kurz- und langfristige sowie regionale und überregionale Effekte unterschieden.

Das zum Teil stark schwankende Angebot an Wind- und PV-Strom hat dabei einen unmittelbaren Einfluss auf die Preisbildung an den Strombörsen (sog. Merit Order Effekt). Damit besteht auch eine Auswirkung auf die kurzfristige Einsatzplanung konventioneller Kraftwerke, die diese Schwankungen bzw. die verbleibende Nachfrage (sog. residuale Last) durch eine flexiblere Fahrweise ausgleichen müssen. Zusätzliche Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark ergeben sich aus der Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung für den kurzfristig notwendigen Ausgleich der Abweichungen zwischen tatsächlicher und prognostizierter Erzeugung aus Wind- und PV-Kraftwerken. Während kurzfristig also vor allem der operative Einsatz der konventionellen Kraftwerke durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beeinflusst wird, erfolgt langfristig eine Verdrängung konventioneller Erzeugungskapazitäten (sog. Kapazitätseffekt) durch eine vorzeitige Stilllegung bestehender Anlagen bzw. Änderungen von Investitionsentscheidungen für Neubauprojekte aufgrund der sich ändernden residualen Laststruktur.

Neben dem Erzeugungsbereich ist vor allem aber auch das Netz vom Ausbau der erneuerbaren Energien betroffen, wenn ein regionaler oder überregionaler Erzeugungsüberschuss zu Engpässen führt und damit konventionelle und zum Teil auch EEG-Anlagen ihre Erzeugung zwangsweise reduzieren müssen. Eine Reihe zusätzlicher Effekte im Verteil- und Übertragungsnetz können durch die Erzeugungsschwankungen, z. B. in Bezug auf die Spannungsqualität und Netzstabilität, sowie durch spezifische technische Eigenschaften der Anlagen, z. B. Blindleistungsbereitstellung, entstehen.

Abbildung 1.7 fasst die genannten Effekte der Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Stromversorgungssystem noch einmal zusammen. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass sich diese Effekte mit dem weiteren EE-Ausbau noch verstärken werden. Insofern stellen die in den nachfolgenden Kapiteln aufgezeigten Möglichkeiten einer systemtechnischen Optimierung des Integrationsprozesses sowie der Weiterentwicklung des Markdesigns eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung der Ziele der Bundesregierung dar.

**Abbildung 1.7: Wechselwirkungen erneuerbarer Energien mit dem Stromversorgungssystem**



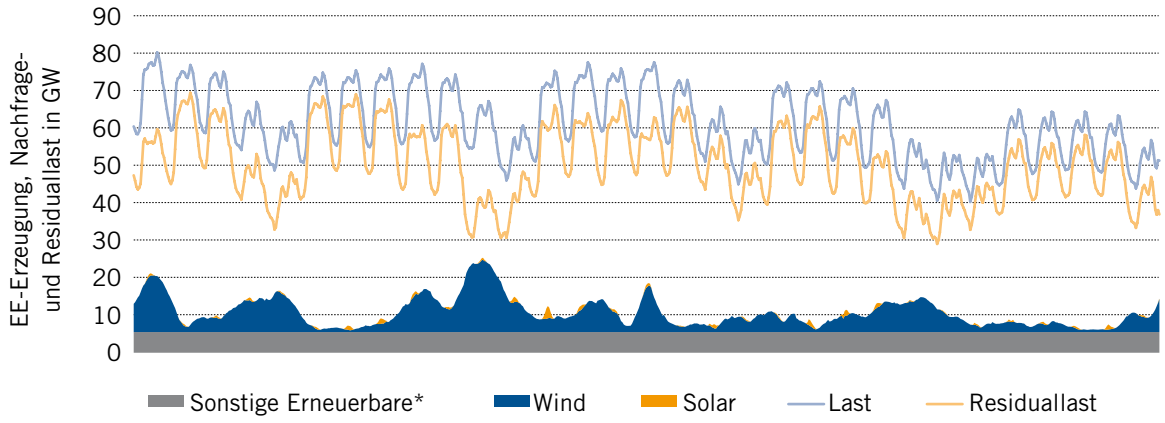
## Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark

Der konventionelle Kraftwerkspark ist durch die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowohl quantitativ als auch qualitativ betroffen. Einerseits reduziert sich die konventionell aufzubringende Strommenge und in Abhängigkeit von der Erzeugungscharakteristik der erneuerbaren Energiequelle auch die vorzuhaltende konventionelle Kraftwerksleistung. Andererseits kommt es zu einer qualitativen Verschiebung der vom konventionellen Kraftwerkspark abzudeckenden Nachfrage durch eine Verringerung des Grundlast- und Erhöhung des Mittel- und Spitzenlastanteils innerhalb der verbleibenden residualen Lastkurve. Abbildung 1.8 zeigt dies beispielhaft für Dezember 2010 anhand der Last und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der residualen Last als Differenz der beiden Kurven.

Gut zu erkennen ist, dass bereits heute in Stunden mit hoher Windstromerzeugung und gleichzeitig geringer Nachfrage eine Verdrängung von Erzeugung aus konventionellen Grundlastkraftwerken erfolgen kann, da die verbleibende konventionelle Restlast (sog. residuale Last) dann zum Teil unterhalb der verfügbaren Leistung der Kern- und Braunkohlekraftwerke liegt. Konventionelle Kraftwerksleistung wird durch die Windkraft allerdings nur in einem geringen Ausmaß substituiert, da zu Zeitpunkten mit hoher Nachfrage diese hohe Windstromerzeugung nicht garantiert werden kann. Dadurch ist der gesicherte Beitrag der Windkraft zur Deckung der Jahreshöchstlast (vgl. sog. Kapazitätseffekt) relativ gering. Dies gilt in Deutschland auch für die Stromerzeugung aus Photovoltaik, die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (typischerweise in den frühen Abendstunden im November) kaum zur Lastdeckung beitragen kann. Demgegenüber kann die Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie grundsätzlich ähnliche Versorgungsaufgaben übernehmen wie der bestehende Kraftwerkspark und damit neben einer Verdrängung von konventionell erzeugtem Strom auch in vollem Umfang konventionelle Erzeugungskapazitäten substituieren. Allerdings sind deren Ausbaupotenziale im Vergleich zur Wind- und Sonnenenergie deutlich geringer.

Grundlastkraftwerke sind bisher noch recht wenig von Erzeugungseinschränkungen betroffen. Künftig wird die Möglichkeit zum Grundlastbetrieb mit Jahresvolllaststunden von über 7.000 h/a jedoch deutlich abnehmen. Modelluntersuchungen gehen davon aus, dass bei einem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromaufbringung von etwa 50 % das konventionelle Grundlastband weniger als die Hälfte der heute erforderlichen 63 GW beträgt[25]. Dadurch entsteht nicht nur ein Systemkonflikt mit den bestehenden grundlastorientierten Erzeugungsstrukturen (Kernkraft- und Braunkohle- sowie moderne Steinkohlekraftwerke), sondern auch mit konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die vor allem während der Wintermonate häufig im Grundlastbetrieb laufen. In Abbildung 1.9 ist dies exemplarisch für den simulierten Verlauf der deutschen Stromnachfrage und Erzeugung

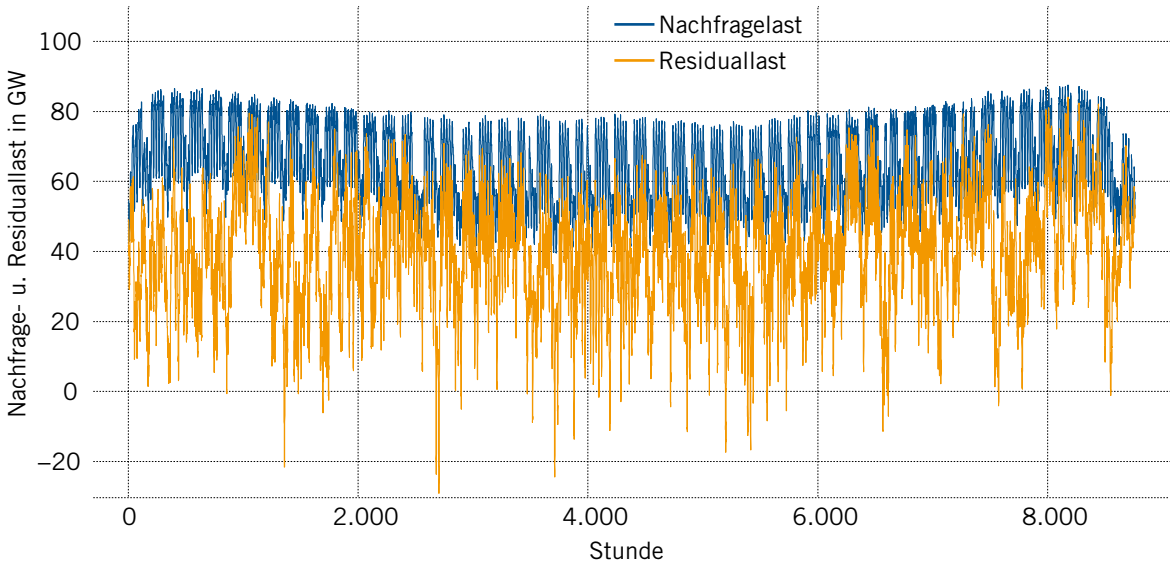
**Abbildung 1.8: Nachfragelast, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Residuallast in Deutschland für Dezember 2010**




* Erzeugungscharakteristik vereinfachend als konstant unterstellt

Quelle: ENTSO-E, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

**Abbildung 1.9: Ganglinie der elektrischen Nachfrage- und Residuallast im Betrachtungsjahr 2030 für einen Ausbaupfad erneuerbarer Energien auf 50 %**
(Basis: historisches bzw. skaliertes Winderzeugungsprofil 2008)




Quelle: IER[26]

aus erneuerbaren Energien für ein Szenario mit einem EE-Anteil am jährlichen Stromverbrauch von 50 % dargestellt[26], der gemäß den Zielen der Bundesregierung im Jahr 2030 erreicht werden soll.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt allerdings nicht nur zu einer Verdrängung konventioneller Grundlastkraftwerke. Durch die höhere Volatilität und steileren Gradienten der residualen Lastkurve steigen die technischen Anforderungen an den verbleibenden Kraftwerkspark. Zwar wird erwartet, dass die überwiegende Mehrzahl der auftretenden Residuallastgradienten im Jahr 2030 in einem Bereich von –2,3 bis +2,4 GW/15min liegt, allerdings treten insbesondere aufgrund der zum Teil extremen Gradienten der Windenergieeinspeisung auch extreme Gradienten für die Residuallastbereitstellung von bis zu –12 und +11 GW/15min auf[26]. Für die Speicher und den verbleibenden Kraftwerkspark führt dies zu häufigeren und schnelleren Lastwechseln, d. h. die konventionellen Kraftwerke müssen für steilere Rampen und häufigere An- und Abfahrvorgänge ausgelegt werden und auch im Teillastbetrieb hohe Wirkungsgrade erzielen. Wie diese steigenden Anforderungen an die Flexibilität des konventionellen deutschen Kraftwerksparks allerdings im Detail aussehen werden, ist derzeit Bestandteil energiewirtschaftlicher und wissenschaftlicher Diskussionen. Dabei werden zusätzlichen Flexibilitäten einerseits zum Ausgleich der prognostizierbaren Erzeugungsschwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt, die grundsätzlich auch durch den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt werden können. Andererseits werden im Rahmen der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzoptimierung flexible Erzeugungskapazitäten für den Ausgleich der Fehler der Einspeiseprognosen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt. Aufgrund der mit kürzer werdendem Prognosezeitraum kontinuierlich steigenden Prognosequalität erfolgt dieser Ausgleich nicht ausschließlich über sehr schnell regelbare Kraftwerke in Form von Regelleistung, vielmehr kann hierfür im Rahmen der untertägigen Kraftwerkseinsatzoptimierung auch der Intraday-Markt genutzt werden, wodurch der Bedarf an zusätzlicher Regelleistung bzw. zusätzlichen schnell regelbaren Kraftwerken reduziert werden kann.

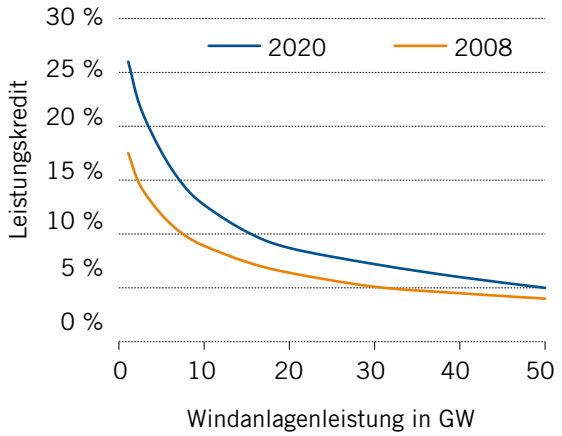
## Einfluss auf den Regelleistungsbedarf

Auch die Auswirkungen der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf stehen seit langem im Fokus der Diskussionen um die Effekte der Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Versorgungssystem. Die Notwendigkeit eines Ausgleichs von Prognosefehlern stellt grundsätzlich keine neue Aufgabe in unserem Stromversorgungssystem dar. Auch die Lastkurve zeigt ein volatiles, nur einge-

### *Kapazitätseffekt der Windenergie*

Grundsätzlich muss der Kraftwerkspark eines Versorgungsgebietes in der Lage sein, die auftretende Last jederzeit zuverlässig zu decken. Als gesicherte Leistung eines Kraftwerksparks versteht man dabei jene Erzeugungsleistung, die zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Berücksichtigung geplanter und nicht geplanter Ausfälle mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit – dem Niveau der Versorgungssicherheit – zur Verfügung steht. Aus Sicht der (langfristigen) Versorgungssicherheit ist dabei von Bedeutung, welche zusätzliche gesicherte Leistung beim EE-Ausbau bereitgestellt wird und damit, auf welche Leistung im bestehenden Kraftwerkspark tatsächlich verzichtet werden kann. In diesem Zusammenhang spricht man häufig auch vom Kapazitätseffekt oder Leistungskredit (engl. *capacity credit*). Der Leistungskredit einer dezentralen Erzeugungsanlage zur Nutzung erneuerbarer Energien entspricht der Leistung, auf die im konventionellen Kraftwerkspark verzichtet werden kann, ohne eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit hinnehmen zu müssen.

**Abbildung 1.10: Kapazitätseffekt der Windenergie in Deutschland**




Quelle: EWEA[23]

Wie sieht nun aber der Beitrag der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung eines Gesamtsystems im Konkreten aus? Während disponible Erzeugungstechnologien (z. B. Biomasse- und Geothermieanlagen, Speicherkraftwerke) entsprechend ihrer technischen Verfügbarkeit zur Deckung der Last beitragen können, werden nicht-disponible Erzeugungsanlagen (Wind- und Laufwasserkraft, Solarenergie) zusätzlich durch Restriktionen aus dem schwankenden Energieangebot aus Wind, Wasser und Sonne bestimmt. Dabei zeigen Laufwasserkraftwerke mit etwa 40–50 % ihrer installierten Leistung einen deutlich höheren Beitrag zur gesicherten Leistung als Windkraft- und PV-Anlagen. Für Deutschland hat etwa die European Wind Energy Association (EWEA) in der *TradeWind-Studie*[23, 24] auf Basis der Ergebnisse der dena Netzstudie I den Kapazitätseffekt der Windkraft für die Häufigkeitsverteilung der Windenergieeinspeisung 2008 sowie eine modellierte Windenergieeinspeisung 2020 dargestellt (Abbildung 1.10).

Der Leistungskredit nimmt dabei mit zunehmendem Anteil der Windstromerzeugung innerhalb eines Elektrizitätsversorgungssystems ab und liegt bei der Ende 2010 installierten Windkraftleistung von rd. 27 GW bei etwa 7 %, d. h. es können heute etwa 1.900 MW an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland durch die Windenergienutzung substituiert werden. Auch die Stromerzeugung aus Solarenergie zeigt in Mitteleuropa einen ähnlich geringen Beitrag zur Deckung der Nachfrage zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, der typischerweise im November und Dezember liegt.

schränkt prognostizierbares Verhalten und konventionelle Kraftwerke können innerhalb von Sekunden ungeplant vom Netz gehen. Für den systemimmanenten Ausgleich der Abweichungen von Verbrauch und Erzeugung wird von den Übertragungsnetzbetreibern sog. Regelleistung vorgehalten. Sind die Regelzonen insgesamt überdeckt (d. h. die Summe der Einspeisungen ist größer als die Summe der Ausspeisungen) wird durch den Bezug negativer Regelleistung die Einspeisung soweit reduziert, dass sich ein Gleichgewicht einstellt. Umgekehrt wird bei einer Unterdeckung der Regelzonen durch den Bezug positiver Regelleistung die Einspeisung bis zum Erreichen eines Gleichgewichtes erhöht. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit und Zeitverfügbarkeit werden Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden, wobei je nach Regelleistungsart unterschiedliche Kraftwerkstypen für die Erbringung in Frage kommen[27]. Zusätzlich haben die Übertragungsnetzbetreiber zur Bewirtschaftung ihrer EEG-Bilanzkreise eine sog. EEG-Reserve in den Jahren 2008 bis 2010 vorgehalten.

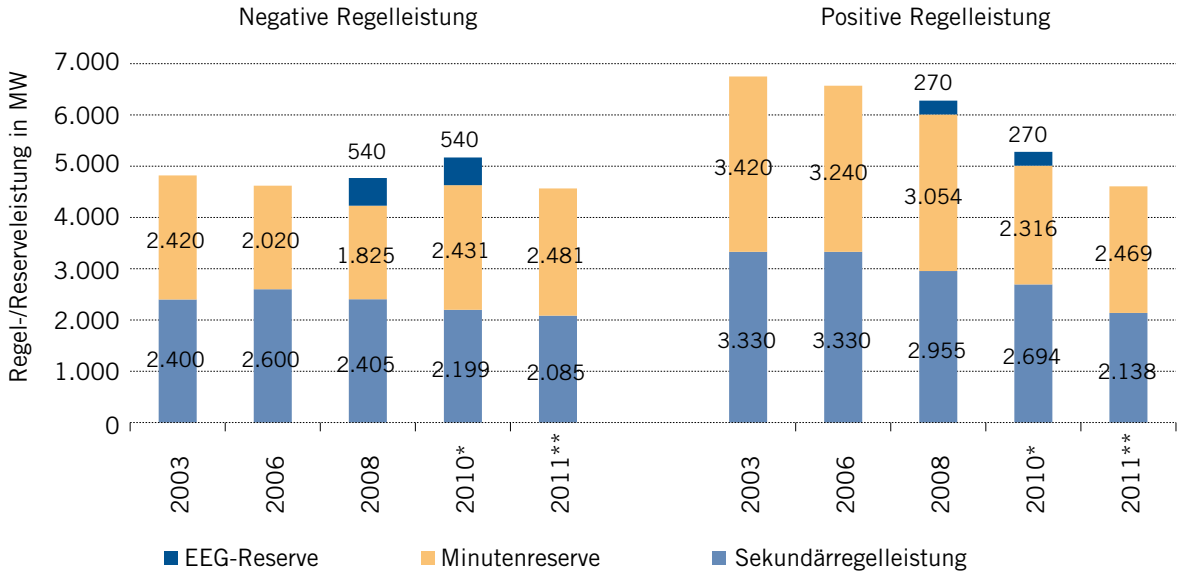
Durch den wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien werden die Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung deutlich zunehmen, wodurch sich für den (verbleibenden)

konventionellen Erzeugungspark höhere operative Anforderungen ergeben, um das aktuelle hohe Niveau an Versorgungszuverlässigkeit weiter aufrecht erhalten zu können. Innerhalb der dena Netzstudie I wurde dabei für Deutschland noch von einem windbedingten Anstieg des Regelleistungsbedarfs um rd. 50 % bis 2010 ausgegangen[21]. Tatsächlich ist der Bedarf jedoch in den vergangenen Jahren zurückgegangen (Abbildung 1.11).

Hintergründe für diesen Rückgang sind die organisatorische Weiterentwicklung bei den Übertragungsnetzbetreibern (u.a. deutschlandweiter Netzregelverbund) sowie der mittlerweile auch über den Intraday-Markt erfolgende Ausgleich der Wind- und PV-Prognosefehler. Außerdem konnte durch die Verbesserung der Windprognose der zusätzliche windbedingte Regelleistungsbedarf spürbar reduziert werden. Da die Optimierungspotenziale bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern mittlerweile weitgehend ausgeschöpft sein werden, wird die zukünftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs damit wieder stärker vom EE-Ausbau sowie einer möglichen weiteren Verbesserung der Wind- und PV-Einspeiseprognose bestimmt werden. Tendenziell ist dabei allerdings von einem Anstieg des Regelleistungsbedarfs auszugehen, da trotz der noch gegebenen Verbesserungspotenziale der (mittleren) Einspeiseprognosen das Versorgungssystem auch in Extremsituationen, wie etwa beim Durchzug eines Sturmtiefs, sicher verfügbare Regelleistungskapazitäten benötigt. Im Gegensatz zum Regelleistungsmarkt kann der Intraday-Markt diese garantierte Bereitstellung von Erzeugungsleistung heute nicht gewährleisten. Entsprechend wird im internationalen Kontext nicht nur ein deutlicher Anstieg der Anforderungen an die Flexibilität des Gesamtsystems insgesamt gesehen, sondern parallel zum Ausbau der Wind- und PV-Stromerzeugung auch ein ansteigender Bedarf an Regelleistung erwartet [24, 28]. Aktuelle Studien bewerten dabei die Kosten für diesen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung bei einem Windstromanteil von 10–20 % mit zwischen 2 und 4 € pro MWh-Windstrom[29].

Im Widerspruch dazu stehen auf den ersten Blick die Ergebnisse der dena Netzstudie II. Dort wird trotz des unterstellten deutlichen Ausbaus der Windstromerzeugung bis 2020 ein Rückgang des deutschlandweiten Regelleistungsbedarfs auf 4.200 MW für positive und 3.300 MW für negative Regelleistung ermittelt[3]. Die Gründe hierfür liegen zum einen in den zum Quantifizierungsansatz der Übertragungsnetzbetreiber abweichenden Randbedingungen (z.B. eine um den Faktor 4 höhere Defizitwahrscheinlichkeit, wodurch sich der Regelleistungsbedarf systembedingt verringert). Zum anderen wird unterstellt, dass eine um knapp 50 % bessere Prognosegüte der Windenergieeinspeisung bis 2020 erreicht werden kann und im Weiteren nur der Fehler der Windprognose mit einer Stunde Vorlauf (mittlerer Prognosefehler 1,4 %) durch Regelleistung abgedeckt wird.

**Abbildung 1.11: Entwicklung des deutschlandweiten Regelleistungsbedarfs**




* Januar 2010; ** März 2011

Quelle: regelleistung.net, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

Letzteres ist operativ allerdings nur umsetzbar, wenn im Intraday-Markt ausreichende und vor allem für die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber auch sicher zur Verfügung stehende Flexibilitäten vorhanden sind. Ob diese Flexibilitäten in Form von Kraftwerken, Speichern, steuerbaren Verbrauchern oder den erneuerbaren Energien selbst dem Strommarkt jedoch auch tatsächlich zur Verfügung gestellt werden, wird entscheidend von der Entwicklung der Strompreise und damit der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in diese Technologien bestimmt werden. Anderenfalls werden die Übertragungsnetzbetreiber auch weiterhin die notwendigen Flexibilitäten zu einem Großteil über den Regelenergiemarkt beschaffen müssen.

## Strompreisbildung und Merit Order Effekt

Die Preisbildung in wettbewerblich organisierten Strommärkten basiert auf dem Ansatz, dass Kraftwerke nur dann betreiben werden, wenn sie mindestens ihre variablen Kosten über den Strompreis decken können. Auf der anderen Seite werden sie ihre vorhandenen Kapazitäten grundsätzlich zu diesen (kurzfristigen) Grenzkosten im Markt anbieten, da sie damit ihre Deckungsbeiträge maximieren[30]. Die Angebotskurve im Markt ergibt sich somit aus den nach steigenden Grenzkosten angeordneten verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, der sog. Merit Order und bildet einerseits die verfügbare Kraftwerkskapazität und andererseits die im Wesentlichen von den Brennstoff- und $CO_2$-Zertifikatskosten abhängigen variablen Betriebskosten dieser Kapazitäten ab. Da die variablen Kosten der erneuerbaren Energien annähernd bei Null liegen (Wind, Wasser und Solar) bzw. aufgrund der Vorrangregelung auch Biomassekraftwerke, die zum Teil hohe variable Kosten aufweisen, immer vor konventionellen Erzeugungskapazitäten eingesetzt werden, sind die erneuerbaren Energien in der Merit-Order grundsätzlich an erster Stelle – was für den Großteil der erneuerbaren Energien auch ohne Vorrangregelung der Fall wäre (Abbildung 1.12).

Dem Angebot an Erzeugungskapazitäten wird nun die entsprechende Nachfragekurve gegenübergestellt. Aus dem Schnittpunkt der beiden Kurven leiten sich die gehandelten Strommengen sowie der Strompreis ab. Alle Anbieter erhalten dabei denselben Preis (sog. Markträumungspreis), der sich anhand der Grenzkosten des teuersten, zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigten Kraftwerks ergibt. Ein zusätzliches Angebot an EE-Strom erhöht die verfügbare Kraftwerkskapazität, wodurch sich bei gleichbleibender Nachfrage der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve in Richtung niedrigerer Strompreise verschiebt.

**Abbildung 1.12: Grundprinzip der Preisbildung im Strommarkt**

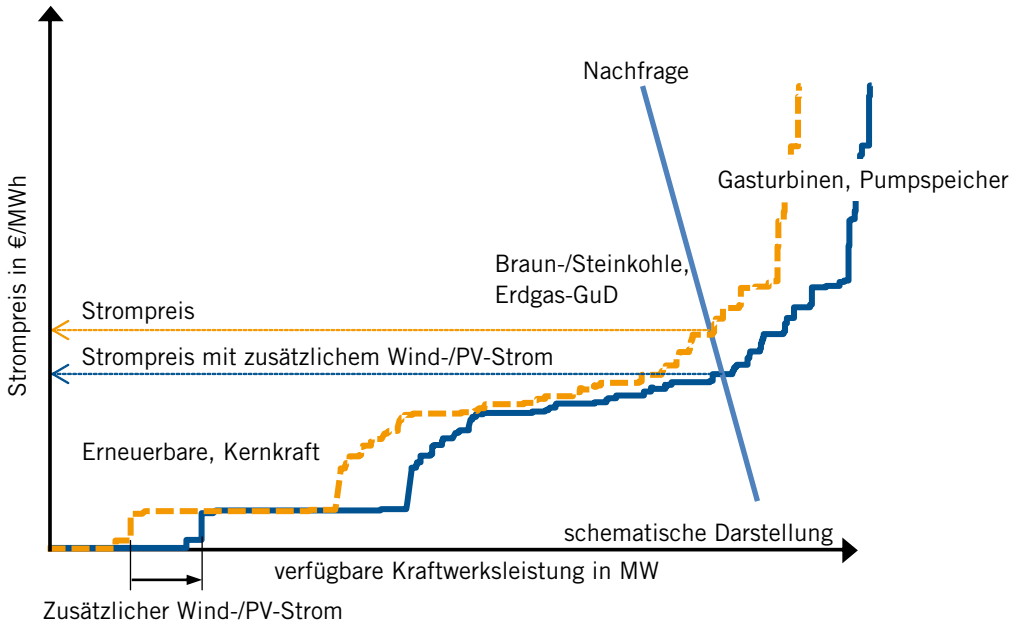
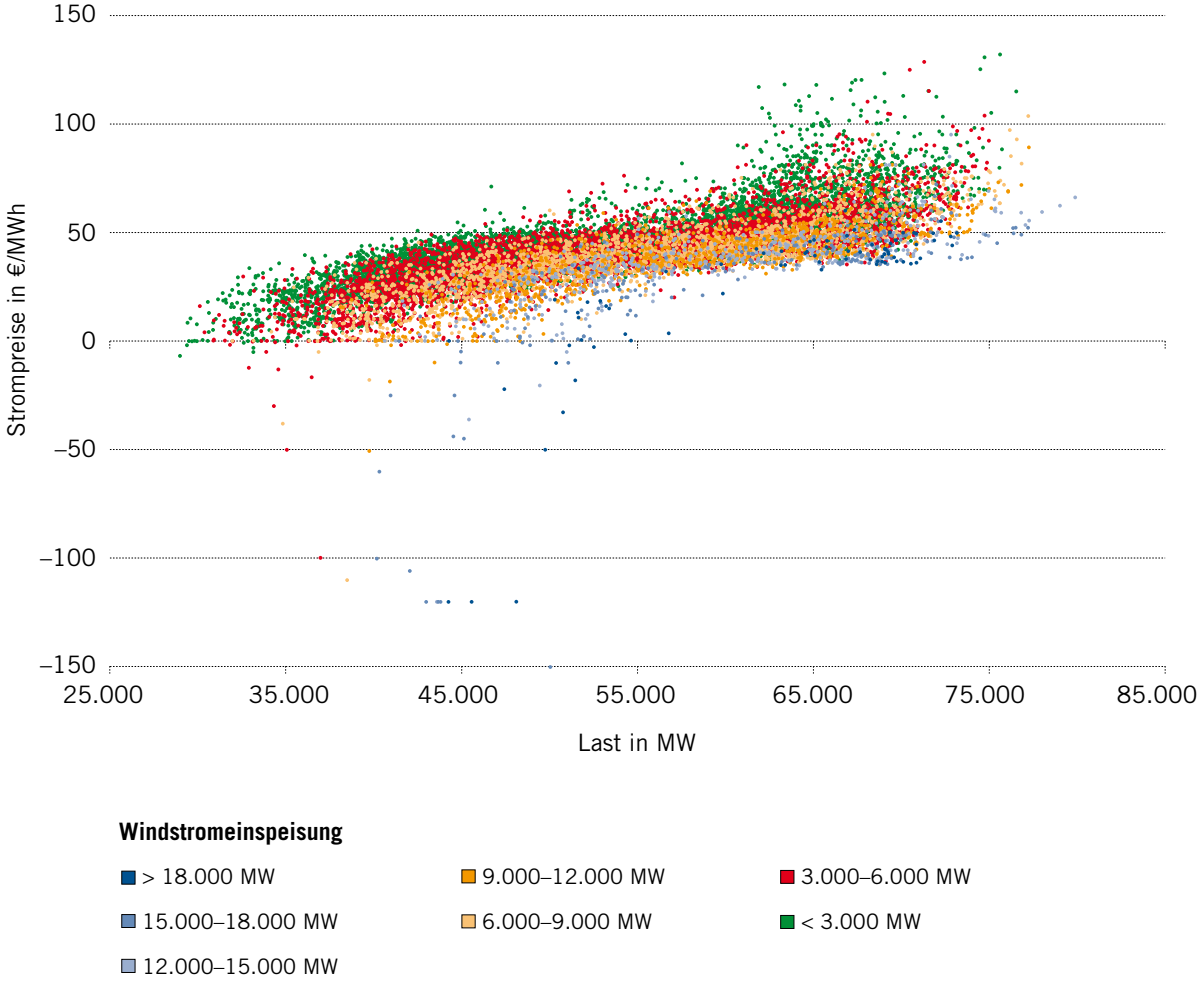


**Abbildung 1.13: Beeinflussung der EEX-Spotpreise durch Windstromerzeugung und Nachfrage in den Jahren 2009 und 2010**




Quelle: ENTSO-E, EEX, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

Da sich mit Ausnahme von Kraftwerksausfällen und -revisionen sowie von Schwankungen der Laufwasserkraft die verfügbare Kraftwerkskapazität in der Vergangenheit nur sehr langsam verändert hat, waren die im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf typischen Lastschwankungen die einzige volatile Größe innerhalb der Systematik der Strompreisbildung. Anders stellt sich die Situation heute dar: Die über 24 Stunden möglichen wind- und PV-bedingten Erzeugungsschwankungen erreichen bereits heute dieselbe Höhe wie die typischen Lastschwankungen im Tagesverlauf und haben damit wesentlichen Einfluss auf die Strompreisbildung. Abbildung 1.13 zeigt diesen Zusammenhang exemplarisch anhand der Korrelation von Stromnachfrage und EEX-Spotpreisen für 2009 und 2010, wobei die unterschiedlichen Einspeisemengen der Windstromerzeugung farblich voneinander abgehoben dargestellt sind.

Deutlich zu erkennen ist, dass unabhängig vom jeweiligen Lastbereich die Spotpreise mit zunehmender Windstromerzeugung tendenziell sinken und bei sehr hohem Windangebot und gleichzeitig niedriger Last sogar negativ werden können. Dieser den Spotpreis beeinflussende Effekt der Wind- und PV-Stromerzeugung wird als sog. Merit Order Effekt bezeichnet. Energiewirtschaftlich unstrittig ist dabei der unmittelbare Einfluss der erneuerbaren Energien auf die kurzfristige Strompreisbildung im Spotmarkt. Allerdings wird aus dem Merit Order Effekt insbesondere in der Diskussion um die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien häufig auch ein langfristig den Großhandels-Strompreis senkender Effekt abgeleitet und damit Kosteneinsparungen für den deutschen Endkunden von über 1 Mrd. €/a argumentiert[31, 32, 33]. In dieser Argumentation bleiben jedoch die Effekte einer möglichen Anpassung des

### *Negative Strompreise*[35]

Generell können sich Strompreise unterhalb der Grenzkosten des Erzeugungsparks bilden, wenn es für einzelne Kraftwerksbetreiber günstiger ist, den Strom aus seiner Anlage unter den variablen Kosten zu verkaufen und er dadurch z. B. verhindern kann, dass sein Kraftwerk kurzfristig heruntergefahren werden muss bzw. er die An- und Abfahrkosten sowie gegebenenfalls einzuhaltende Mindeststillstandzeiten vermeiden kann. Im Extremfall wird ein Kraftwerksbetreiber sogar bereit sein, für die Stromabnahme zu bezahlen, wodurch es zu negativen Preisen an der Strombörse kommen kann. Dies trifft heute vor allem auf Braunkohle- und Kernkraftwerke zu. Aber auch wärmegeführte KWK-Anlagen werden auf Grund von Wärmelieferverpflichtungen in Phasen niedriger Strompreise nicht komplett vom Netz genommen sondern auf ihre Mindestlast gedrosselt.

Negative Strompreise entstehen im Spotmarkt insbesondere dann, wenn bei niedriger Stromnachfrage gleichzeitig das verfügbare Angebot an Erzeugungsleistung groß ist. Dies ist vor allem an Wochenenden und/oder während der Nachtstunden (geringe Nachfrage) mit hoher Windeinspeisung der Fall, was sich daran zeigt, dass von den 83 Stunden mit negativen Strompreisen in den Jahren 2009 und 2010 nur 4 Stunden nicht an einem Sonn- oder Feiertag bzw. an einem der unmittelbar folgenden Werktage im Zeitfenster zwischen 0 und 6 Uhr lagen – also in Stunden mit sehr geringer Nachfrage.

Seit der Einführung negativer Preise im Spotmarkt der Leipziger Strombörse EEX zum 1. September 2008 werden die Auswirkungen auf den Strommarkt kontrovers diskutiert. Während einzelne Marktakteure in negativen Strompreisspitzen ein potenzielles Marktversagen sehen und entsprechende regulatorische Eingriffe fordern, werden negative Strompreise aus ökonomischer Sicht vielfach als Voraussetzung für eine kosteneffiziente Stromerzeugung gesehen. Negative Strompreise können einen Beitrag zur Schaffung von Anreizen für Investitionen in flexible Kraftwerke und Speicher leisten. Beide Technologien sind eine wichtige Voraussetzung für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien in das deutsche bzw. europäische Stromversorgungssystem bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der hohen Versorgungszuverlässigkeit.

Kraftwerksparks unberücksichtigt, d. h. der konventionelle Kraftwerkspark hätte sich ohne die derzeit in Deutschland installierten rd. 45.000 MW Wind- und PV-Kapazitäten anders entwickelt, als er es in einem von Wind- und PV-Zubau geprägten System tatsächlich tat. Die Quantifizierung der langfristigen wind- und PV-bedingten Effekte auf die Großhandelspreise erfordert daher ein entsprechendes Strommarktmodell, das diese beiden gegenläufigen Entwicklungen abbildet[34]. Die Ergebnisse solcher Modellierungen für 2010 zeigen, dass sich über ein Gesamtjahr die Großhandelspreise durch den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien sogar leicht erhöhen (0,5–1 €/MWh), weil konventionelle Kraftwerke vorzeitig stillgelegt bzw. Neubauentscheidungen verschoben wurden und damit in der Merit Order insgesamt weniger Erzeugungskapazität zur Verfügung steht[21, 30].

Die Reduzierung konventioneller Erzeugungskapazitäten mag kurzfristig durchaus gewollt und auch sinnvoll sein, mittel- und langfristig muss das Strompreisniveau jedoch einen ausreichenden Anreiz für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten liefern, um eine sichere Stromversorgung auch in jenen Stunden garantieren zu können, in denen das Angebot aus erneuerbaren Energien für eine Lastdeckung nicht ausreicht.

Warum aber sollen mittel- und langfristig keine Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten mehr gegeben sein? Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung führt zwar zu einem parallelen Rückgang konventionell erzeugten Stroms. Der Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung geht aber nur entsprechend den Kapazitätseffekten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurück. Dadurch werden die Kraftwerke geringer ausgelastet und die Deckung der Fixkosten muss in immer weniger Stunden erfolgen, was nur dann möglich sein wird, wenn in diesen Stunden die Marktpreise entsprechend hoch sind. Dieser Zusammenhang soll im Folgenden anhand eines vereinfachten Beispiels dargestellt werden. Die jährlichen Fixkosten (inkl. Finanzierung) einer Erdgas-GuD-Anlage seien 80.000 €/MW. Bei variablen Kosten von 60 €/MWh und unterstellten 4.000 Volllaststunden müsste für einen wirtschaftlichen Betrieb des Kraftwerks das durchschnittliche Strompreisniveau in den 4.000 Stunden bei mindestens 80 €/MWh liegen. Kann die GuD-Anlage aufgrund der Verdrängung durch erneuerbare Energien jedoch nur 2.000 Volllaststunden im Jahr erreichen, muss für eine Deckung der Fixkosten in diesen Stunden das mittlere Strompreisniveau bereits 100 €/MWh betragen.

In einem immer stärker von erneuerbaren Energien bestimmten Strommarkt müssen also auf Perioden mit niedrigen Marktpreisen Perioden mit (sehr) hohen Marktpreisen folgen, damit Investitionen in konventionelle Kraftwerke, aber auch in Speicher und schaltbare La-

sten, wirtschaftlich attraktiv bleiben. Ausgeprägte Preisspitzen entstehen allerdings nur dann, wenn eine entsprechende Knappheit an Erzeugungskapazitäten im Markt herrscht – was aus Sicht der Versorgungssicherheit kritisch zu bewerten ist. Außerdem haben bereits in der Vergangenheit Phasen mit sehr hohen Preisen an den Strombörsen immer wieder zu teils heftigen politischen Reaktionen geführt. Vor allem die vier großen deutschen Stromerzeuger waren in diesem Zusammenhang mit dem Vorwurf der Marktmanipulation durch ein bewusstes Zurückhalten von Erzeugungskapazitäten konfrontiert, das von den Kartellbehörden bis heute allerdings nicht bestätigt werden konnte[36]. Zu den ohnedies bestehenden Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der davon beeinflussten Strompreisbildung kommt aus Sicht der Betreiber konventioneller Kraftwerke zusätzlich die Unsicherheit, ob Politik und Wettbewerbsbehörden die für ein Funktionieren des Strommarktes notwendige Ausbildung von Preisspitzen zulassen oder z. B. durch Preisobergrenzen regulatorisch in den Markt eingreifen. In einer durch hohe Investitionskosten und lange Lebensdauer der Investitionsgüter gekennzeichneten Branche kann dieser Umstand in Verbindung mit den genannten weiteren Unklarheiten zu einer Zurückhaltung bei Investitionen führen.

**Abbildung 1.14: *Dena Netzstudie I*: Regionen mit Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz bis 2015**

bis 2011 bis 2015

Quelle: Deutsche Energie-Agentur[21]

## Folgen für die Netze

Die Netzbetreiber sind in Deutschland vom Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in besonderem Maße betroffen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat den Netzbetreibern die zentrale Rolle innerhalb der Fördersystematik des EEG zugewiesen. Gleichzeitig können durch den in vielen Netzbereichen sehr schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien Netzengpässe entstehen, die den stabilen und sicheren Netzbetrieb gefährden. Vor allem die räumlich und zeitlich mit der Nachfrage weitgehend unkorrelierende Wind- und PV-Stromerzeugung kann zu regionalen und überregionalen Erzeugungsüberschüssen führen. Immer häufiger reicht die Netzkapazität für den notwendigen Abtransport des konventionell oder erneuerbar erzeugten Stroms nicht aus, wodurch zuerst die konventionelle und – falls erforderlich – auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingeschränkt werden muss. Entsprechend wurden bereits im Rahmen der dena Netzstudie I die wesentlichen Regionen mit einem kurz- und mittelfristigen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz identifiziert (Abbildung 1.14)[21].

Insgesamt wurde bis 2010 ein Ausbaubedarf von rd. 450 km und bis 2015 von rd. 850 km ermittelt, die in Summe ein Investitionsvolumen von rd. 2 Mrd. € darstellen. Vor dem Hintergrund der Diskussionen über den tatsächlich gegebenen Bedarf an neuen Übertragungsnetzen sowie der „Kabel oder Freileitung Diskussion“ stießen die von den Netzbetreibern konkret geplanten Freileitungstrassen nur auf eine sehr geringe Akzeptanz in den betroffenen Regionen und haben daher meist noch keine Genehmigung erhalten. Entsprechend konnten von dem in der dena Netzstudie I identifizierten Netzausbaubedarf bisher weniger als 100 km auch tatsächlich umgesetzt werden. Daran konnte bisher auch das Infrastruktur-Planungsbeschleunigungsgesetz sowie Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nichts ändern, obwohl letzteres die dena I-Maßnahmen als prioritäre Vorhaben aufnahm und den Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben vorsieht.

Als unmittelbare Folge des verzögerten Netzausbaus kommt es immer häufiger zu Engpässen, vor allem in besonders windreichen Netzgebieten, wodurch die systemverantwortlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in den Einsatz von konventionellen Kraftwerken aber auch von EEG-Anlagen eingreifen müssen. Bei-

spielsweise mussten die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und Tennet im Jahr 2010 in ihren Engpassgebieten den geplanten konventionellen Kraftwerkseinsatz (engl. *dispatch*) um rd. 2 TWh durch sog. Redispatch bzw. grenzüberschreitend durch sog. Countertrading reduzieren[37]. Dies bedeutet gegenüber 2009 zwar einen leichten Rückgang, zukünftig muss allerdings wieder mit einem Anstieg der Redispatch-Mengen gerechnet werden, da 2010 u. a. aufgrund der niederschlagsbedingt geringen Wasserkraftimporte aus Skandinavien das Netzgebiet im Norden Deutschlands entlastet wurde. Die durch Redispatch reduzierte Erzeugung wird durch Kraftwerke außerhalb der Engpassgebiete ersetzt, wodurch Mehrkosten entstehen können, die von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen werden. Neben den konventionellen Kraftwerken sind trotz Vorrangregelung im EEG auch die erneuerbaren Energien selbst immer häufiger von engpassbedingten Erzeugungseinschränkungen betroffen – ein Anzeichen dafür, dass der Netz- und Speicherausbau bisher nicht mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Schritt halten konnte.

Neben den direkten Auswirkungen der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Aus- und die mögliche Überlastung der Netzinfrastruktur sind aus Sicht der Netzbetreiber auch die Effekte der erneuerbaren Energien auf den Netzbetrieb im normalen Betriebszustand (d. h. Spannungs- und Frequenzregelungen sowie Spannungsqualität) sowie auch im Fehlerfall zu berücksichtigen. Für die Aufrechterhaltung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs werden sog. Systemdienstleistungen benötigt, die für die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bisher praktisch ausschließlich aus konventionellen Kraftwerken sowie aus großen Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken erbracht werden. Auch im Fehlerfall sind es heute die Synchrongeneratoren der Großkraftwerke, welche zur Spannungsstützung und Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung beitragen. Zusätzlich würde der Netzwiederaufbau nach Großstörungen durch schwarzstartfähige Kraftwerke erfolgen, d. h. Kraftwerke, die für das Hochfahren keine Stromversorgung aus dem Netz benötigen. Auch wenn die Erneuerbaren technisch bereits in der Lage sind, diese Aufgaben in ähnlicher Art und Weise zu erbringen wie konventionelle Kraftwerke, sind aufgrund ihrer spezifischen Erzeugungseigenschaften weitergehende systemtechnische Anpassungen der Netze erforderlich, die beispielsweise innerhalb der dena Netzstudie II beschrieben werden[3]. Für die Erneuerbaren selbst fehlen jedoch oft die finanziellen Anreize sowie die regulatorischen und gesetzlichen Voraussetzungen, um sich an der Aufrechterhaltung der Netzstabilität aktiver zu beteiligen. Zumindest für Windenergieanlagen wurde durch die Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) des Bundesumweltministeriums nun ein Anreiz geschaffen, durch eine technische Nach- bzw. Aufrüstung einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten.

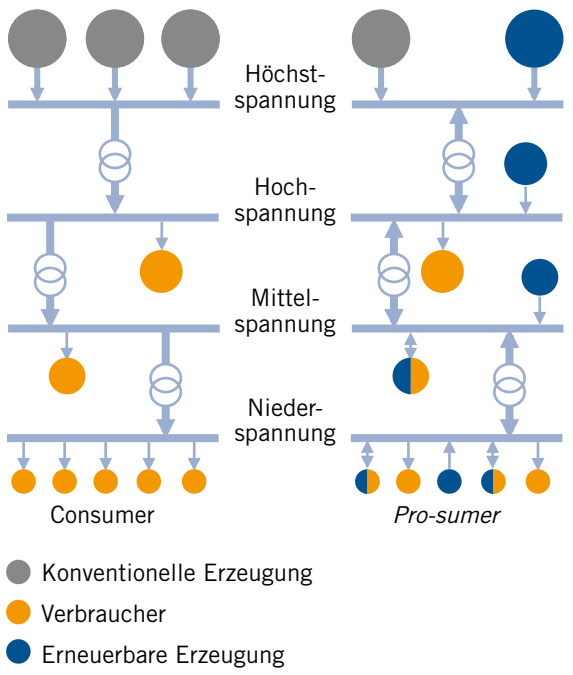
Während die Windstromeinspeisung den Netzbetrieb im Hoch- und Höchstspannungsnetz und zum Teil auch Mittelspannungsnetz beeinflusst, stellt der starke Zubau an PV-Kapazitäten die Mittel- und Niederspannungsnetze vor netztechnische Herausforderungen[38]. Insbesondere für die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes (maximale Schwankung von +/-10 % der Normspannung) sind in Netzgebieten mit einer im Vergleich zur geografischen Ausdehnung geringen Abnahme aber mit einer hohen PV-Durchdringung Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Bisher gibt es jedoch noch keine belastbaren Zahlen für den bundesweiten technischen und finanziellen Aufwand zur Integration der PV-Stromerzeugung im Mittel- und Niederspannungsnetz – auch die dena Netzstudie II hat die netztechnischen Auswirkungen des PV-Ausbaus nicht berücksichtigt.

## 1.5 Systemtechnische Möglichkeiten der Integration erneuerbarer Energien

Bereits heute zeigt sich, dass die bestehenden Erzeugungs- und Netzstrukturen nur bedingt geeignet sind, den steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien effizient in unser Stromversorgungssystem integrieren zu können. Während zentrale Erzeugungseinheiten entsprechend der Nachfrage eingesetzt werden und über einen unidirektionalen Lastfluss die Verbraucher entlang der unterschiedlichen Spannungsebenen versorgen, führt der EE-Ausbau zu einem steigenden dezentralen Anteil der Erzeugung in unterlagerten Spannungsebenen. Auf der anderen Seite kommt es durch die Nutzung der Offshore-Windenergiepotenziale zu einer Zentralisierung von Erzeugungskapazitäten im Norden Deutschlands. Als Folge stellt sich ein durch Schwankungen auf der Nachfrage- und Erzeugungsseite bestimmter, bidirektionaler Lastfluss ein, für den die Übertragungs- und insbesondere die Verteilnetze in der Vergangenheit nicht ausgelegt wurden (Abbildung 1.15).

Entsprechend erfordert der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine Erhöhung der Netzkapazitäten durch die Optimierung bestehender Netze sowie einen Netzausbau auf nationaler und internationaler Ebene. Neben dem Netzbereich muss der Erzeugungspark an die sich ändernde Versorgungsaufgabe und die oben dargestellten erzeugungsrelevanten Randbedingungen angepasst werden. Hierfür kann das Betriebsverhalten bestehender konventioneller Kraftwerke optimiert bzw. können diese durch flexiblere Erzeugungseinheiten ersetzt werden. Zusätzlich werden Speicherkapazitäten zur kurz- und langfristigen Speicherung überschüssiger Strommengen aus erneuerbaren Energien benötigt. Flexibilität und Speicherkapazität können neben der Erzeugungsseite aber auch über verbraucherseitige Maßnahmen, wie beispielsweise das Ab- oder Zuschalten von steuerbaren Lasten, bereitgestellt werden. Auch können die Erneuerbaren selbst einen Beitrag zur Systemintegration leisten, indem ihre Erzeugung stärker an die Nachfrage angepasst wird und sie sich an der Erbringung von Netzdienstleistungen beteiligen. In Abbildung 1.16 sind die Möglichkeiten einer systemtechnischen Optimierung zur Integration erneuerbarer Energien zusammenfassend dargestellt.

**Abbildung 1.15: Stromversorgungssystem im Wandel – vom unidirektionalen zum bidirektionalen Lastfluss**




Quelle: nach Rollet[39]

### Flexibler konventioneller Kraftwerkspark

Der Ausgleich von Lastschwankungen und Erzeugungsausfällen ist prinzipiell keine neue Aufgabe für den konventionellen Kraftwerkspark. Durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen jedoch

**Abbildung 1.16: Systemtechnische Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Energien**

**Systemtechnische Integration erneuerbarer Energien**

**Erzeugung**
- Flexible konventionelle Kraftwerke
- Systemverantwortung für Erneuerbare

**Netz**
- Netzoptimierung
- Ausbau bestehender Netze
- Neue Netzkonzepte (Supergrids)

**Speicher**
- Zentrale Speicher
- Dezentrale Speicher

**Verbraucher**
- Lastmanagement
- „Neue“ Verbraucher (z.B. Wärmepumpe, E-Mobilität)

insgesamt die strukturellen und betrieblichen Anforderungen an das Erzeugungssystem, von denen der konventionelle Kraftwerkspark in besonderem Maße betroffen ist. Wie im Abschnitt „Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark“ dargestellt, verschiebt sich der Bedarf an konventioneller Erzeugung vom Grundlastbereich deutlich in die Mittel- und Spitzenlast. Zusätzlich ändert sich innerhalb der jeweiligen Lastbereiche die Dynamik der Residuallast, d. h. auch im verbleibenden konventionellen Grundlastband wird ohne signifikanten Ausbau der Netz- und Speicherkapazitäten nur ein Betrieb mit häufigen An- und Abfahrvorgängen möglich sein. Szenarioanalysen für einen EE-Anteil an der Stromerzeugung von rd. 50 % kommen beispielsweise zum Ergebnis, dass die Kraftwerke zur Deckung des konventionellen Grundlastbands von etwa 28 GW (d. h. mindestens 7.000 Jahresvolllaststunden) bis zu 250 mal im Jahr für mindestens eine Stunde vollständig vom Netz gehen müssen[15]. Der konventionelle Erzeugungspark muss dabei in der Lage sein, die steigenden Lastgradienten nachzufahren und sollte gleichzeitig ein gutes Teillastverhalten sowie die Fähigkeit zu schnellen Warm- und Kaltstarts haben. Zusätzlich sind kurze Mindeststillstandzeiten und niedrige An- und Abfahrkosten eine technische und wirtschaftliche Voraussetzung dafür, dass die Anlagen auch für wenige Stunden vom Netz gehen können. Diese Anforderungen gelten grundsätzlich auch für KWK-Anlagen, die durch den Vorrang gegenüber Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung weniger stark von Erzeugungseinschränkungen betroffen sind. Es kann jedoch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein, die KWK-Anlagen in stromgeführter Betriebsweise zu fahren und die Wärmeversorgung über einen entsprechend dimensionierten Wärmespeicher zu optimieren.

Die Flexibilität des konventionellen Erzeugungsparks kann zum einen durch die Modernisierung bestehender Kraftwerke (sog. Retrofit) sowie eine flexiblere Betriebsweise der Kernkraftwerke erhöht werden. Bespielsweise konnten durch die Modernisierung der Leittechnik, Optimierung des Kühlkreislaufes sowie Modernisierung von Generator und Kondensator die Lastgradienten der RWE-Braunkohleblöcke Niederaußem und Neurath um 50 bzw. mehr als 100 % gesteigert werden[40]. Allerdings erreichen sie damit noch immer nur knapp ein Drittel der Lastgradienten neuer Braunkohleblöcke.

Kernkraftwerke wurden bisher in Deutschland überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung gefahren, da ein flexibler Lastfolgebetrieb unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht die optimale Betriebsweise darstellt. Technisch sind Kernkraftwerke jedoch auch für einen Lastfolgebetrieb geeignet, wie u. a. der Kraftwerkseinsatz in Frankreich zeigt. Die bestehenden Kernkraftwerke in Deutschland können in einem Bereich von etwa 50 bis 100 % der Nennleistung mit einer Leistungsänderung in der Minute von 3,8 bis 5,2 % der Nennleistung arbeiten und damit insgesamt innerhalb von 15 Minuten mit einer Leistung von bis zu 9,6 GW zum Lastfolgebetrieb beitragen[26]. Noch größere Leistungsgradienten (bis zu 10 % $P_{Nenn}$/min) und ein besseres Teillastverhalten (bis zu 30 % $P_{Nenn}$) könnten durch eine Optimierung oder Retrofit der Anlagen erreicht werden[41]. Die bestehenden Kernkraftwerke haben damit grundsätzlich das technische Potenzial, ähnlich flexibel wie neue Steinkohlekraftwerke betrieben zu werden, an die Betriebseigenschaften neuer Erdgas-GuD-Anlagen kommen beide Technologien jedoch nicht heran. Aufgrund der geringen Komplexität des Brennstoffes und des Verbrennungssystems zeigen GuD-Kraftwerke – und hier vor allem Anlagen in Mehrwellen-Bauweise (d. h. Gasturbine(n) und Dampfturbine treiben jeweils einen eigenen Generator an) – im Vergleich zu Kohlekraftwerken ein deutlich günstigeres Teillastverhalten (Minimallast und Wirkungsgrad) sowie wesentlich kürzere Anfahrzeiten[42]. Gasmotorenkraftwerke können sogar noch flexibler betrieben werden als GuD-Anlagen, erreichen allerdings nur einen mit Kohlekraftwerken vergleichbaren Wirkungsgrad. Tabelle 1.1 zeigt hierzu eine Zusammenfassung der wesentlichen technischen Eigenschaften fossiler Neubau- und nuklearer Bestands-Kraftwerke in Bezug auf ihr Einsatzverhalten.

Die vergleichsweise hohe Flexibilität der heute verfügbaren Kohlekraftwerkstechnologien muss zukünftig auch von Kraftwerken erfüllt werden können, die mit einer $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung (CCS) arbeiten. Inwieweit durch die flexible Betriebsweise der Kohlekraftwerke eine $CO_2$-Abscheidung technisch überhaupt noch sinnvoll umsetzbar ist, wird derzeit in umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben geprüft[45]. Technologisch besteht zumindest die Option, dass CCS-Kraftwerke nicht nur eine vergleichbare sondern sogar eine noch deutlich höhere Flexibilität aufweisen als die heutigen Kohletechnologien. In Kohlekraftwerken mit integrierter Vergasung (engl. *Integrated Gasification Combinded Cycle – IGCC*) kann das aus Kohle gewonnene und von $CO_2$ gereinigte Synthesegas entweder in einer GuD-Anlage verstromt oder stofflich zur Herstellung chemischer Produkte genutzt werden. Dadurch sollen die sog. IGCC-Polygeneration-Kraftwerke dieselbe flexible Betriebsweise wie Erdgas-GuD-Anlagen und gleichzeitig einen sehr hohen $CO_2$-Abscheidungsgrad erreichen[46].

**Tabelle 1.1: Typische Eigenschaften fossiler Neubau- und nuklearer Bestandskraftwerke**

| | | Druckwasserreaktoren Deutschland | Steinkohle-kraftwerk | GuD-Anlage | Gasmotor-kraftwerk |
|---|---|---|---|---|---|
| Nennleistung | $P_{Nenn}$ | bis 1.480 MW | 800 MW | 400 MW | 100 MW[1] |
| Laständerungen im Lastfolgebetrieb | mittlerer Lastgradient in %/min von $P_{Nenn}$ | 10%/min von 80–100%<br>5%/min von 50–80%<br>2%/min von 20–50% | 3–6%/min von 40–100% | 4–6%/min von 40–100% | 25%/min von 0–100% |
| Sekundärregelung | % von $P_{Nenn}$ | 60–100% | 40–100% | 50–100% | 0–100% |
| Minimallast | % von $P_{Nenn}$ | 40–55% | 20–40% | 40–50% | <5% (Mehrblock) |
| Wirkungsgrad 100 % $P_{Nenn}$ | % | 32–35% | 45–47% | 60–61% | 45% |
| Wirkungsgrad 50 % $P_{Nenn}$ | % | 33–34% | 42–44% | 54–57% | 45% |
| Block-Anfahrtzeit bei Stillstand von 8, 48 bzw. 120 Stunden | Heißstart <8 Stunden<br>Warmstart <48 Stunden<br>Kaltstart <120 Stunden | 60–120min[2]<br>2-3h<br>15–20h | 80–150min<br>3–5h<br>5–10h | 30–60min<br>1–1,5h<br>2–3h | 5min<br>15min<br>15min |

[1] 10 Motoren zu je 9,7 MW, [2] bei geplantem Abfahren und anschließendem Wieder-Anfahren aus dem Zustand heiß/unterkritisch, sonst Einschränkungen wegen Anpassung Reaktivitätsregelung aufgrund von Xenon-Konzentration

Quelle: u. a. Siemens[42], Areva[43], Wärtsilä[44]

## Beitrag erneuerbarer Energien zur Systemsicherheit

Neben dem Ausgleich von Erzeugungs- und Lastschwankungen ist der konventionelle Kraftwerkspark heute auch für die Erbringung der sog. Systemdienstleistungen verantwortlich und stützt das Netz im Fehlerfall, wie bei Kurzschlüssen oder dem gleichzeitigen Ausfall großer Erzeugungskapazitäten. Als Systemdienstleistung bezeichnet man jene Leistungen, die Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs benötigen. Hierzu zählen insbesondere die Frequenz- und Spannungshaltung sowie der Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen. Konventionelle Kraftwerke werden sich zukünftig an der Erbringung von Systemdienstleistungen nur noch in dem Ausmaß beteiligen können, in dem sie auch für die Deckung der Nachfrage benötigt werden. Entsprechend müssen bei einem steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Erneuerbaren selbst einen wachsenden Beitrag zur Systemsicherheit leisten und damit auch Systemdienstleistungen erbringen.

Die Entwicklung in den vergangenen 30 Jahren hat dazu geführt, dass heute auch Windkraftanlagen ihre Wirkleistungsabgabe aktiv beeinflussen und damit grundsätzlich zur Frequenzregelung (Primärregelung) beitragen können. Während eine Reduktion der Einspeisung technisch jederzeit möglich ist, erfordert eine Erhöhung der Erzeugung eine vorhergehende Androsselung der Anlagen. Da zur Leistungs-Frequenzregelung in Deutschland „nur“ 612 MW Primärregelleistung vorgehalten werden[47], sind mögliche Erzeugungsausfälle durch einen angedrosselten Betrieb jedoch ziemlich gering. Weitgehend ohne Erzeugungsverluste kann die Erbringung von Primärregelleistung aus (großen) Biomassekraftwerken oder schwellfähigen Laufwasserketten durch die Möglichkeit einer Speicherung der regenerativen Energieträger/-quellen realisiert werden. Zusätzlich zur frequenzabhängigen Regelung der Wirkleistungserzeugung kann es aus Gründen der Systemsicherheit zukünftig erforderlich werden, dass zur Vermeidung von zu hohen Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien innerhalb kurzer Zeiträume die Lastgradienten bzw. Rampen des Anlagenkollektivs limitiert werden. Dies erfordert insbesondere bei einer abnehmenden Erzeugung eine vorausschauende Betriebsweise mit entsprechenden Prognoseverfahren, um die Einspeisung bereits im Voraus reduzieren und damit den Gradienten begrenzen zu können. Eine solche Betriebsweise ist auch erforderlich, wenn sich Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung beteiligen bzw. ihre Erzeugung insgesamt stärker auf die Anforderungen des Stromversorgungssystems

abstimmen. Die technischen Voraussetzungen hierfür sind grundsätzlich bereits gegeben bzw. können durch eine Poolung dezentraler Erzeugungsanlagen zu sog. Virtuellen Kraftwerken erreicht werden. Ohne eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulierungsrelevanten Randbedingungen besteht für die Betreiber der Ökostromanlagen jedoch keine Möglichkeit bzw. kein wirtschaftlicher Anreiz, ihre Flexibilitätspotenziale dem Markt auch tatsächlich zur Verfügung zu stellen (vgl. hierzu Abschnitt „Weiterentwicklung des Marktdesigns“).

Neben der Frequenzregelung werden die Erneuerbaren auch verstärkt zur Spannungsregelung einen Beitrag leisten müssen, vor allem deshalb, weil die hierfür benötigte Blindleistung nicht über weite Entfernungen transportiert werden kann sondern geografisch verteilt bereitgestellt werden muss. Seit 1. Juli 2010 müssen entsprechend der Mittelspannungsrichtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) alle auf Mittelspannungsebene einspeisenden Anlagen u.a. auch Blindleistung bereitstellen können[48]. Für die Niederspannungsebene werden derzeit insbesondere vor dem Hintergrund der dynamischen Zubauraten von PV-Anlagen ähnliche Regelungen diskutiert, die mit der anstehenden Überarbeitung der Niederspannungsrichtlinie in die Praxis umgesetzt werden sollen. Diese Maßnahmen reichen jedoch nicht aus, um im Fehlerfall auch eine ausreichende Spannungsstützung für das Übertragungsnetz leisten zu können. Die aufgrund der Verdrängung konventioneller Einspeisung verminderte Einspeisung von Kurzschluss- und Blindleistung muss daher im Übertragungsnetz durch zusätzliche netztechnische Betriebsmittel ersetzt werden[3].

Ein netzstützendes Verhalten der Ökostromanlagen im Fehlerfall stellt eine grundsätzliche Voraussetzung zur Systemintegration hoher Anteile erneuerbarer Energien dar. Im Falle eines Kurzschlusses im Netz müssen die Erzeugungsanlagen mit der in Folge abgesenkten Spannung weiterarbeiten (engl. *Fault Ride-Through* oder *Low Voltage Ride-Through*), um den systembedingt notwendigen Kurzschlussstrom zu speisen. Die Anlagen müssen aber auch in der Lage sein, im sog. Inselbetrieb am Netz zu bleiben. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die noch vorhandenen konventionellen Anlagen Spannung und Frequenz im Netz nicht stabilisieren können und es zu einem vollständigen Zusammenbruch der Stromversorgung kommt. Voraussetzung für eine Inselbetriebsfähigkeit – aber auch für eine Beteiligung am Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen – ist jedoch, dass die Anlagen steuerungs- und kommunikationstechnisch erfasst werden und damit in ihrem Einspeiseverhalten aktiv durch den systemverantwortlichen Netzbetreiber beeinflusst werden können. Dies ist erst seit der EEG-Novelle

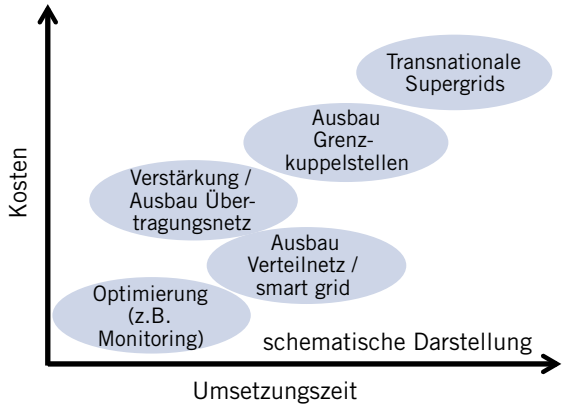
### *Virtuelle Kraftwerke*

Als Virtuelles Kraftwerk wird ein Netzwerk von (kleineren) dezentralen Stromerzeugungsanlagen verstanden, die über eine zentrale Steuerung miteinander verbunden sind und dadurch zentrale disponible Kraftwerksleistung ersetzen können. Das zentral steuerbare Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen verhält sich damit sowohl in seinen technischen (z. B. Regelbarkeit) als auch kommerziellen Eigenschaften (z. B. Vermarktbarkeit im Regelenergiemarkt) ähnlich wie zentrale Großkraftwerke. Damit kann, im Gegensatz zu einer unkoordinierten Erzeugung dezentraler Anlagen, zumindest ein Teil der Stromnachfrage gesichert erbracht und konventionelle Kraftwerksleistung eingespart werden. Virtuelle Kraftwerke müssen dabei nicht auf die Erzeugungsseite beschränkt bleiben, sondern können durch zu- und abschaltbare Verbraucher und dezentrale Speicher ergänzt werden.

Das Konzept des Virtuellen Kraftwerks zielt auf eine verbesserte Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Gesamtsystem und damit auf eine Erhöhung des energiewirtschaftlichen Wertes des Anlagenkollektives im Vergleich zur Summe der Einzelanlagen ab. Der Vorteil leitet sich insbesondere aus der übergeordneten Betriebsführung aller einbezogenen Systemkomponenten ab, sodass ein optimierter Einsatz der einzelnen Anlagen erreicht werden kann. Optimierungsziel kann dabei die Maximierung des volks- oder betriebswirtschaftlichen Nutzens dezentraler Erzeugungsanlagen, aber auch eine Minimierung der $CO_2$-Emissionen sein. Entsprechend lassen sich daher unterschiedliche Betriebs- und Marktmodelle für den Einsatz von Virtuellen Kraftwerken ableiten. Neben einer Vermarktung der dezentralen Erzeugungskapazitäten an der Strombörse können Virtuelle Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelenergie, durch den Stromvertrieb bzw. Bilanzkreisverantwortlichen für das Portfoliomanagement sowie durch den Verteilnetzbetreiber für das Netzmanagement genutzt werden.

Auch wenn die ersten Demonstrationsprojekte bereits vor über 10 Jahren gestartet wurden, konnte das Konzept des Virtuellen Kraftwerks, mit Ausnahme des Virtuellen Regelkraftwerks, bisher jedoch noch nicht die kommerzielle Marktreife erreichen.

**Abbildung 1.17: Netzausbaustrategien zur langfristigen Integration erneuerbarer Energien**




Quelle: nach Van Hulle[49]

2009 für Anlagen über 100 kW elektrischer Wirkleistung vorgeschrieben, d. h. ein Großteil der in Betrieb befindlichen Anlagen aber auch die im Niederspannungsnetz neu installierten PV-Anlagen erfüllen diese Voraussetzung nicht. Auch kann die entsprechende Gesetzesstelle im EEG (§ 6) so interpretiert werden, dass diese Verpflichtung nicht auf PV-Anlagen anwendbar ist, weil in diesem Zusammenhang der Anlagenbegriff auf das einzelne Solarmodul und nicht auf die gesamte PV-Anlage anzuwenden ist. In der anstehenden EEG-Novelle sollte daher der Anlagenbegriff hin zu einer steuerungs- und kommunikationstechnischen Erfassung der PV-Anlagen geändert sowie die Ausstattung mit einer ferngesteuerten Einrichtung zur Leistungsabregelung von Anlagen unter 100 kW vorgesehen werden.

## Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau

Ausreichende Netzkapazitäten sind eine wesentliche Voraussetzung, um einen überregionalen Ausgleich der häufig fluktuierenden und lokal konzentrierten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Die steigende Häufigkeit der zwangsweisen Abregelungen von Windkraftanlagen und konventionellen Kraftwerken sowie die Bildung negativer Strompreise an der EEX zeigen deutlich, dass sowohl die Kapazitäten des innerdeutschen Netzes als auch der Grenzkuppelstellen ins benachbarte Ausland ihre Belastbarkeit erreicht bzw. zum Teil überschritten haben. Damit das Netz nicht zum „Flaschenhals“ für das weitere Wachstum der erneuerbaren Energien wird, können ausgehend von der Optimierung des bestehenden Netzes über den Ausbau der auf Drehstrom basierenden Netzstrukturen bis hin zum Aufbau neuer Netzkonzepte auf Gleichstrombasis unterschiedliche Strategien verfolgt werden (Abbildung 1.17).

Die Optimierung bestehender Netze ist häufig nicht nur aus wirtschaftlicher Sicht die effizienteste Maßnahme zur Erhöhung der Netzkapazitäten, sondern kann i. Allg. ohne langwierige Genehmigungsverfahren und damit relativ kurzfristig umgesetzt werden. Im Übertragungsnetz stellen das Freileitungs-Temperaturmonitoring sowie die Umrüstung auf Hochtemperaturleiter technische Möglichkeiten zur Erhöhung der Netzkapazitäten dar[3, 24]. Beim Freileitungs-Temperaturmonitoring wird die zulässige Belastbarkeit einer Leitung entsprechend der jeweiligen Umgebungstemperatur und der Windverhältnisse und nicht anhand einer normierten Umgebungstemperatur von 35 °C und einer Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s senkrecht zur Leiterachse bei voller Sonnenstrahlung ermittelt. Da gerade in Starkwindphasen eine zusätzliche Kühlung der Leiterseile erfolgt, können die Übertragungskapazitäten je nach Witterung auf bis zu 115 % im Süden und 150 % im Norden Deutschlands erhöht werden. Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung der Netzinfrastruktur ist die Umrüstung bestehender Leitungen auf sog. Hochtemperaturleiter, wodurch eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten um bis zu 200 % erreicht werden kann. Allerdings ist der technische Aufwand für die Umrüstung relativ groß und es steigen durch die höhere Strombelastung die Netzverluste überproportional stark an[3].

Während das Übertragungsnetz vor allem durch den großräumigen Abtransport der Windstrommengen aus dem Norden und Osten in die Lastzentren im Süden und Westen gefordert wird, entstehen Engpässe im Verteilnetz meist dann, wenn einer regional konzentrierten dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine ausreichende Nachfrage innerhalb des Verteilnetzes gegenübersteht. Neben dem „klassischen“ Netzausbau, sollten in Zukunft insbesondere in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Einspeisung innovative Netzoptimierungsmaßnahmen die Aufnahmefähigkeit für „grünen“ Strom erhöhen. Beispielsweise können über den Ersatz herkömmlicher Transformatoren durch dynamische Spannungsregler innerhalb der Ortsnetzstationen die zulässigen Spannungsbänder auch ohne Netzausbaumaßnahmen eingehalten werden[38]. Zusätzlich zur Gewährleistung ausreichender Netzkapazitäten zur Aufnahme der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden die Verteilnetzbetreiber auch eine zentrale Rolle beim Aufbau eines smart grid übernehmen (müssen). Bei zunehmender Dezentralisierung der Erzeugung sowie angesichts der perspektivisch gegebenen

Notwendigkeit, neben den erneuerbaren Energien auch die E-Mobilität in das Stromversorgungssystem integrieren zu müssen, wird mit intelligenten Verteilnetzen versucht, die angeschlossenen Erzeuger, Speicher und Verbraucher in ein lokales Gleichgewicht zu bringen bzw. mit den übergeordneten zentralen Erzeugungsstrukturen einen z. B. nach wirtschaftlichen oder ökologischen Gesichtspunkten optimierten Systembetrieb zu erreichen.

Allerdings wird auch ein smart grid den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz nicht ersetzen können, da die Erreichung der langfristigen Erneuerbaren-Ziele der deutschen Bundesregierung ohne eine Nutzung der zentralen Offshore-Windpotenziale nur schwer umsetzbar sein wird. So sehen beispielsweise auch die Greenpeace-Studie 24/7: *Das Stromnetz des 21. Jahrhunderts*[51] und das Sondergutachten des Sachverständigenrats für Um-

### *Smart Grids*

Ein smart grid ist, nach einer Definition des Weltwirtschaftsforums, ein *„… digital, self-healing energy system that delivers electricity (…) from generation sources, incl. distributed renewable, to points of consumption. It is capable of optimizing power delivery and facilitating two-way communication across the grid, enabling end-user energy management, minimizing power disruptions. (…)“*[50]. Während es noch keine allgemein anerkannte Definition von „smart grids“ gibt, enthält diese Definition doch zahlreiche Aspekte des Begriffes, die immer wieder genannt werden. Ein smart grid ist eine Infrastrukturlösung zur Energieverteilung, die in vielerlei Hinsicht über die Eigenschaften bisheriger Verteilnetze hinausgeht. So beinhaltet es die technischen Einrichtungen, um in wesentlich größerem Umfang als bisher parallel zur Verteilung der Energieströme Informationen zu verarbeiten. Dies eröffnet den Netzen zahlreiche neue Möglichkeiten, wie etwa die schnelle Fehler- und Störungslokalisierung. Einige smart grids enthalten sogar Technologien, die eine automatische „Selbstheilung“ des Netzes ermöglichen, ohne das es zu Versorgungsunterbrechungen oder zu Beeinträchtigungen der Versorgungsqualität kommen muss. Hierzu können Netze mit einer modernen Sensorik ausgestattet werden; auch eine Unterstützung durch General Pocket Radio Service (GPRS) bei der Fehlerlokalisation ist möglich und wird zum Teil auch bereits eingesetzt.

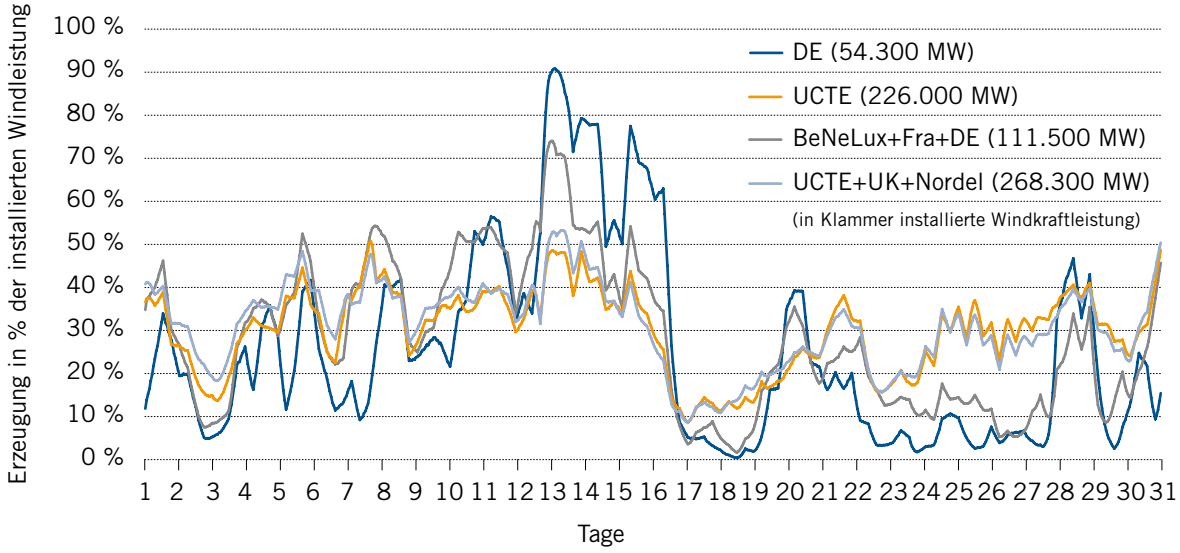
Weiterhin können smart grids als Basis-Infrastruktur für eine moderne Energielogistik eingesetzt werden. Dies wird vor allem aufgrund der zu erwartenden massiven Zunahme dezentraler Erzeugung und künftig auch der Elektromobilität erforderlich werden. So kann bspw. starke dezentrale Einspeisung in Schwachlastzeiten dazu führen, dass lokal Spannungstoleranzen überschritten werden; gleichzeitiges Laden von Elektrofahrzeugen kann auf der lokalen Ebene zur Netzüberlastung führen.

Smart grids ermöglichen auch eine wesentlich aktivere Teilnahme des Stromkunden am Strommarkt. Der Stromkunde kann von seinem Vertrieb beispielsweise Preissignale erhalten, nach denen er (ggf. ebenfalls automatisiert) seine Verbraucher steuern und somit Einsparungen realisieren kann. Gleichzeitig kann seine eigene Einspeisung oder sein Verbrauch besser den Netzerfordernissen angepasst werden. Das smart grid versetzt damit auch die Lieferanten in die Lage, ihren Kunden innovative Stromprodukte anzubieten, die einen hohen Informationsverarbeitungsbedarf mit sich bringen.

Seitens der Politik wurde in vielen europäischen Staaten mittlerweile erkannt, dass ein smart grid ein bedeutsames Instrument zur Erreichung von Zielen zur Integration erneuerbarer Energien oder auch zur Erreichung von Energieeinsparzielen sein kann. Das politische oder regulatorische Vorgehen zur Einführung von smart grids ist dabei jedoch sehr unterschiedlich. Einige Länder (Italien, Niederlande, Schweden) haben großflächig elektronische Zähler eingeführt oder sind dabei, dies zu tun (Frankreich). In Deutschland ist eine breite Einführung noch nicht erfolgt. Es ist vor allem noch nicht geklärt, wer für die Verbreitung verantwortlich sein soll – in Frage kommen Netzbetreiber, Lieferanten oder der neu geschaffene Messstellendienstleister. Weitgehend ungeklärt in allen europäischen Ländern ist zudem die Frage, inwiefern bestehende Regulierungsrahmen angepasst werden müssen, um Netzbetreibern ausreichende Anreize zu Investitionen in „smarte“, aber zum Teil wenig erprobte Technologien zu geben. Hierzu hat eine intensive regulierungstheoretische und -politische Diskussion eingesetzt.

Smart grids werden ihr volles Potenzial vermutlich erst in einigen Jahren entfalten können. Dann aber zeichnen sich auch Anwendungen ab, die noch deutlich über die erwähnten hinausgehen. So werden in Pilotprojekten schon Konzepte für lokale Energiemärkte erprobt, die – analog zu den bisherigen zentralen Märkten – für einen lokalen Ausgleich von Angebots- und Nachfragemenge oder auch für die lokale Bereitstellung von Regelenergie sorgen können.

**Abbildung 1.18: Ausgleichseffekte der Windstromerzeugung zwischen europäischen Ländern**
(Basis: Winderzeugungsprofil Dezember 2000 skaliert auf installierte Windleistung 2030)




Quelle: VTT[54]

weltfragen *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*[52] ein entsprechend ausgelegtes Übertragungssystem als eine zwingende Notwendigkeit zur Beherrschung von störungs- oder witterungsbedingten Ausfällen großer Erzeugungskapazitäten, weil dadurch ein effizienter Ausgleich zwischen Gebieten mit Stromüberschüssen und -defiziten erreicht werden kann. Zusätzliche Übertragungskapazitäten können aber auch zur Einbindung neuer Speicher erforderlich werden, die nicht notwendigerweise in unmittelbarer Nähe von Erzeugung und Verbrauch liegen. Um wie viele Kilometer das deutsche Übertragungsnetz allerdings tatsächlich ausgebaut werden muss, darüber wird zum Teil noch sehr kontrovers diskutiert. Entsprechend kritisch werden daher auch die Ergebnisse der dena Netzstudie II kommentiert, die in Abhängigkeit vom Einsatz des Temperatur-Monitorings bzw. von Hochtemperaturleitern einen Ausbaubedarf bis 2020 zwischen 1.700 und 3.600 km ermittelte[3]. Vor allem über die Frage, inwieweit der Neubau von Hochspannungstrassen durch zusätzliche Optimierungsmaßnahmen teilweise vermieden werden kann bzw. die geplanten Freileitungen durch Erdkabel ersetzt werden können, besteht kein Konsens. Während die Übertragungsnetzbetreiber Freileitungen aufgrund der um den Faktor 3 bis 10 geringeren Kosten[53] sowie der technischen und betrieblichen Vorteile favorisieren, fordern Umwelt- und Naturschutzverbände auch im Höchstspannungsnetz auf 380-kV-Ebene eine möglichst vollständige Verkabelung der Neubautrassen.

Auch wenn sich die öffentlichen Diskussionen zum Netzausbau aktuell stark auf die innerdeutschen Netze konzentrieren, endet die Notwendigkeit eines Ausbaus des Übertragungsnetzes nicht an der Grenze zu den Nachbarländern. Eine stärkere Einbeziehung des europaweiten Verbunds ist insbesondere für einen effizienten Ausgleich der (witterungsbedingt) regional stark schwankenden Erzeugung von Wind- und Solaranlagen zielführend, da dieser Ausgleich innerhalb Deutschlands gegenüber einer europaweiten Vernetzung deutlich geringer ist. Beispielsweise führte im Jahr 2010 der Ausgleich der Windstromerzeugung zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern zu einer Dämpfung der Schwankungen zwischen minimaler und maximaler Windstromeinspeisung von lediglich 0 bis 89 % auf 0,4 bis 81 %, bezogen auf die installierte Windkraftleistung. Anders sieht die Situation bei einem weiträumigeren Ausgleich aus. In Abbildung 1.18 ist dies am Beispiel eines Windausbauszenarios 2030 aus der EWEA-Studie *TradeWind* dargestellt, das mithilfe der Windverhältnisse von Dezember 2000 modelliert wurde.

Durch einen europaweiten Ausgleich der Schwankungen der Windenergie steigt einerseits die gesichert zur Verfügung stehende Leistung von etwa 7 auf 14 %[23], wodurch

der Bedarf an konventionellen Reservekraftwerken sinkt. Andererseits können die benötigten Speicherkapazitäten effizienter genutzt und damit deutlich reduziert werden, wodurch die Kosten für die Systemintegration erneuerbarer Energien sinken. Die EWIS-Studie der europäischen Übertragungsnetzbetreiber hat hierzu beispielsweise für eine europaweit installierte Windkraftleistung von rd. 180 GW in 2015 abgeschätzt, dass eine ausreichende Netzkapazität die Systemkosten der Windstromintegration von 2,7 auf 1,7 € je MWh-Windstrom reduziert[55]. Allerdings gibt die Studie keine Auskunft darüber, wie viele Kilometer an neuen Leitungen hierfür erforderlich sind, sondern benennt lediglich die Regionen mit einem entsprechenden Ausbaubedarf. Konkreter wird der Verband der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E in seinem aktuellen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan, in dem er von einem EU-weiten Bedarf an neuen Leitungen von insgesamt 42.000 km bis 2020 ausgeht[56]. Davon sind allein 20.000 km zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich, wobei teilweise eine Überschneidung des Netzausbaubedarfs zwischen den Anforderungen aus der Integration erneuerbarer Energien einerseits und der Entwicklung des europäischen Strombinnenmarkts sowie der Versorgungssicherheit andererseits auftritt. ENTSO-E geht dabei allerdings von einem Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf der EU von „nur“ 25,5 % aus und liegt damit klar unter dem 2020-Ziel der EU. Mittel- und langfristig wird der Bedarf an einem Ausbau des europäischen Verbundnetzes daher noch deutlich höher ausfallen, insbesondere dann, wenn bis 2050 der EE-Anteil im Stromsektor auf 80 % ausgebaut werden soll. Die von der European Climate Foundation koordinierte Studie *Roadmap 2050* hat den hierfür notwendigen Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen von heute 34 GW auf bis zu 166 GW im Jahr 2050 geschätzt, wobei durch verbraucherseitige Maßnahmen (Lastmanagement und Demand Response) sowie einen verstärkten Zubau von Speicherkapazitäten dieser Ausbaubedarf um mehr als die Hälfte reduziert werden könnte[57].

Aufgrund der sehr hohen und über weitere Strecken zu übertragenden Leistungen ist fraglich, ob mit dem bestehenden Drehstromnetz dieser europaweite Ausgleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien technisch überhaupt umgesetzt werden kann. Entsprechend werden heute bereits neue Netzkonzepte auf Gleichstrombasis entwickelt, die als sog. Overlaynetz parallel zum Ausbau der Drehstromnetze aufgebaut werden sollen. Die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ist dabei nicht nur eine Möglichkeit zur effizienten Übertragung großer Energiemengen über weite Entfernungen an Land, sondern auch für den Netzanschluss großer Offshore-Windparks geeignet. Konsequenterweise sollen daher die Offshore-Netze mit den entstehenden HGÜ-Verbindungen an Land zu einem Supergrid zusammengeführt werden, welches die Erzeugungsschwerpunkte mit den Verbrauchszentren und Speicherstandorten verbindet (Abbildung 1.19).

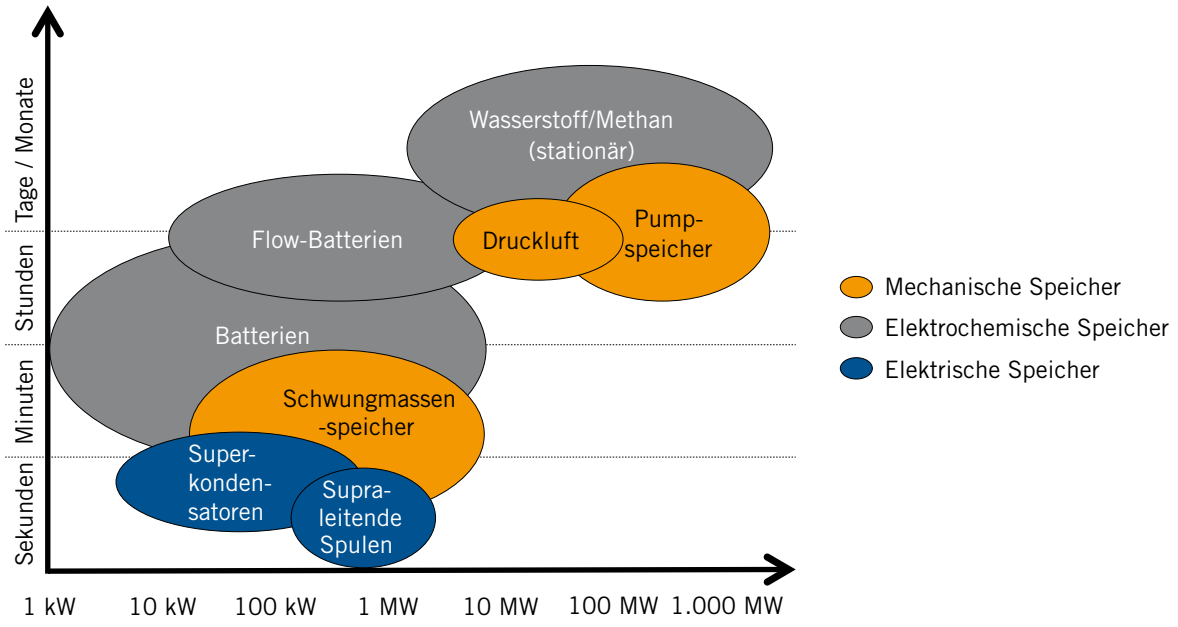
**Abbildung 1.19: Modell eines europäischen Supergrids**

Quelle: Friends of the Supergrid[58]

## Speichertechnologien

Auch wenn der Ausbau der Übertragungsnetze eine sehr effiziente Möglichkeit für den großräumigen Ausgleich von Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Energien darstellt, wird ein vollständiger Ausgleich über das Netz weder wirtschaftlich sinnvoll noch technisch möglich sein. So kann das Stromnetz beispielsweise keinen Tag-Nacht-Ausgleich der PV-Stromerzeugung realisieren und selbst bei einer gesamteuropäischen Betrachtung liegen die Schwankungen der Windstromerzeugung immer noch zwischen rd. 10 und 50 % der installierten Windanlagenleistung (vgl. Abbildung 1.18). Speicher können diese Schwankungen sowohl auf lokaler also auch auf regionaler und überregionaler Ebene flexibel ausgleichen und neben der zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch zusätzlich netzentlastend wirken. Energiewirtschaftlich wird dieses Prinzip seit Jahrzehnten von Pumpspeicherkraftwerken umgesetzt, deren Einsatz sich heute am Strompreis an der Börse und damit an Angebot und Nachfrage im Strommarkt orientiert. Neben Pumpspeichern wurden in den letzten 130 Jahren Speichertechnologien mit unterschiedlichen Leistungs- und Kapa-

**Abbildung 1.20: Einteilung und Einsatzbereiche elektrischer Energiespeicher**




Quelle: Hanning et al. [59]

zitätsbereichen entwickelt, wobei diese i. Allg. nach der Art der Speicherung in mechanische, elektrochemische und in elektrische Speicher unterschieden werden. Schwungmassen, Superkondensatoren und supraleitende Spulen werden vor allem zur Sicherstellung einer ausreichenden Versorgungs- und Spannungsqualität beim Verbraucher und weniger für energie- und netzwirtschaftliche Aufgaben eingesetzt (Abbildung 1.20).

Aus Sicht der Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem sind Speicher allerdings nicht nur für den Ausgleich der Erzeugungsschwankungen von Windkraft- und PV-Anlagen von Relevanz. Durch ihre schnelle Regelfähigkeit können Speicher auch Netz- und Systemdienstleitungen erbringen, wie sie heute neben konventionellen Kraftwerken insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt werden. Pumpspeicher decken derzeit mehr als 99 % des weltweiten Marktes für stationäre Stromspeicher ab. Alleine in Deutschland und den benachbarten Alpenländern Österreich und Schweiz sind knapp 12.000 MW an Pumpleistung in Betrieb sowie mehrere 1.000 MW in Bau bzw. konkreter Planung. Die wesentlichen Vorteile von Pumpspeicherkraftwerken sind neben der ausgereiften Technologie der hohe Wirkungsgrad (bis 80 %) sowie die im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien geringeren Kosten. Wesentliche Nachteile sind die hohe Standortabhängigkeit aufgrund der notwenigen Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken sowie Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung im Falle des geplanten Neubaus solcher Anlagen. Entsprechend werden heute auch alternative Pumpspeicherkonzepte verfolgt, deren Unterbecken untertage errichtet werden soll und damit Pumpspeicher auch im Flachland in der Nähe der Windstromerzeugung ermöglichen. Unterirdische Pumpspeicher haben zwar höhere Investitionskosten als Pumpspeicher im Berg- und Hügelland. In einer Bewertung möglicher Speicherstandorte sollten diese Mehrkosten unter dem Aspekt der wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems jedoch den ggf. vermiedenen Kosten für Netzausbau und Netzverluste gegenübergestellt werden.

Druckluftspeicher (engl. *Compressed Air Energy Storage – CAES*) werden mit in einem zu Pumpspeicherkraftwerken vergleichbaren Leistungsbereich und Betriebsverhalten eingesetzt. Sie haben gegenüber herkömmlichen Pumpspeicherkonzepten allerdings den Vorteil, dass die geeignetsten geologischen Bedingungen für den Bau der erforderlichen unterirdischen Kavernen vor allem in den Salzstöcken Norddeutschlands und damit in unmittelbarer Nähe zu den geografischen Schwerpunkten der Windstromerzeugung liegen[60]. Allerdings ist der Wirkungsgrad der beiden einzigen, bisher kommerziell betriebenen Anlagen in Huntorf (D) und McIntosh (USA) aufgrund der Wärmeverluste beim Komprimieren der Luft mit 42 bzw. 54 % vergleichsweise gering. Eine Wei-

terentwicklung stellt daher der sog. adiabate Druckluftspeicher dar, der die anfallende Kompressionswärme nicht an die Umgebung abgibt, sondern in einen Wärmespeicher führt. Im Entladevorgang wird die sich entspannende und dabei abkühlende Druckluft erhitzt, wodurch ein Wirkungsgrad von bis zu 70 % erzielt werden soll[59]. Das Konzept befindet sich allerdings noch in der Entwicklungsphase – eine erste Demonstrationsanlage soll mit einer Speicherkapazität von 360 MWh und einer elektrischen Leistung von 90 MW ab 2013 in Staßfurt (Sachsen-Anhalt) errichtet werden[61].

Sowohl Druckluftspeicher als auch Pumpspeicher werden – mit Ausnahme der großen Speicherseen in den Alpen und in Skandinavien – heute vor allem als Stunden- oder Tagesspeicher zum Ausgleich der Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen zwischen Tag und Nacht bzw. Werktagen und Sonn-/Feiertagen sowie zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt. Der Einsatz als Wochen- oder Monatsspeicher bzw. eine saisonale Umlagerung der Erzeugungsmengen ist nicht zuletzt wegen der geringen Speicherkapazitäten wirtschaftlich nicht darstellbar. Beispielsweise beträgt die Speichergröße aller deutschen Pumpspeicherkapazitäten in Summe rd. 40 GWh, was etwa 9 % von der höchsten Tageserzeugung der Windkraftanlagen im Jahr 2010 entspricht. Ein Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland wird also vor allem Flexibilitäten im Kurzzeitbereich liefern, hingegen nicht die notwendigen Speichervolumina für einen Wochen- oder Monatsausgleich bereitstellen können. Die verfügbaren Speicherkapazitäten in den Alpen und Skandinavien sind dagegen deutlich größer (ca. 150 TWh), allerdings ist hiervon der überwiegende Teil nur durch Speicher- und nicht durch Pumpspeicherkraftwerke erschlossen. Auch wird Deutschland seinen längerfristigen Speicherbedarf aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht vollständig ins europäische Ausland „verschieben“ können, sondern zumindest einen Teil des Wochen- und Saisonausgleichs durch eigene Speicherkonzepte abdecken müssen.

Eine technische Option hierfür stellt die chemische Speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energien als Wasserstoff bzw. als aus Wasserstoff synthetisch erzeugtes Methan dar. Der überschüssige EE-Strom wird dabei elektrochemisch in Wasserstoff umgewandelt und kann bis zu einem Volumsanteil von 15 % direkt bzw. nach einem weiteren chemischen Umwandlungsschritt als „erneuerbares“ Methan zu einem späteren Zeitpunkt konventionelles Erdgas ersetzen. Wesentliche Vorteile der beiden Energieträger sind die hohe Energiedichte sowie die universellen Anwendungsmöglichkeiten. Vor allem besteht für die Speicherung und Verteilung von Erdgas aber bereits eine flächendeckende Infrastruktur mit Speicherkapazitäten in Deutschland von rd. 200 TWh und Transportkapazitäten im zweistelligen GW-Bereich[62]. Theoretische Überlegungen gehen davon aus, dass der Wirkungsgrad der elektrochemischen Umwandlung von „grünem“ Strom zu Methan etwa 60 % erreichen kann, wodurch bei Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk der Gesamtwirkungsgrad bei maximal 35 % liegen würde[62]. Allerdings befindet sich das Konzept erst am Anfang der Forschungs- und Entwicklungsphase, sodass für eine mögliche großtechnische Anwendung wesentliche technische und ökonomische Fragen noch zu klären sind.

Für die Systemintegration erneuerbarer Energien können neben zentralen Großspeichern grundsätzlich auch dezentrale, an das Verteilnetz angeschlossene Kleinspeicher eingesetzt werden. Technisch eignen sich hierfür vor allem Batteriespeicher (z. B. Blei-Säure-, Nickel-Cadmium-, Nickel-Metallhydrid-, Lithium-Ionen- sowie Natrium-Schwefel-Akkumulator) und sog. Flow-Batterien. Letztere speichern im Gegensatz zu herkömmlichen Batterien die chemische Energie außerhalb der eigentlichen Zelle in Tanks, wodurch eine getrennte Dimensionierung der Wandlereinheit (Leistung) und Speichereinheit (Kapazität) möglich ist. Flow-Batterien eignen sich bei entsprechender Tankgröße im Gegensatz zu herkömmlichen Batterien daher auch für eine Speicherung über einen Zeitraum von 24 Stunden hinaus. Mögliche Anwendungsbereiche dezentraler Batteriespeicher sind insbesondere die Netzstützung in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung durch Vermeidung von Rückspeisungen in die überlagerten Netzebenen. Bei einer koordinierten Steuerung der dezentralen Speicher innerhalb eines virtuellen Kraftwerks bzw. als virtueller Großspeicher können diese neben lokalen Regelaufgaben aber auch Netz- und Systemdienstleistungen erbringen sowie zu einem flexiblen Ausgleich der Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien beitragen. Ein Vorteil von dezentralen Speichern gegenüber Großspeichern ist dabei die Verbrauchernähe. Nachteilig sind vor allem die noch deutlich höheren Kosten je kWh gespeicherter elektrischer Energie (Faktor 5 bis 10 über Pumpspeicherkraftwerke)[63]. Kostensenkungspotenzial werden insbesondere durch laufende Forschungs- und Entwicklungsvorhaben erwartet, die nicht zuletzt durch die erhoffte breite Etablierung der Elektromobilität getrieben werden.

Die Verfügbarkeit kostengünstiger und langlebiger Batterien gilt hierbei als Schlüssel für den Erfolg der Elektrofahrzeuge. Sollte die Elektromobilität tatsächlich im politisch erhofften Umfang den Markt durchdringen, dann

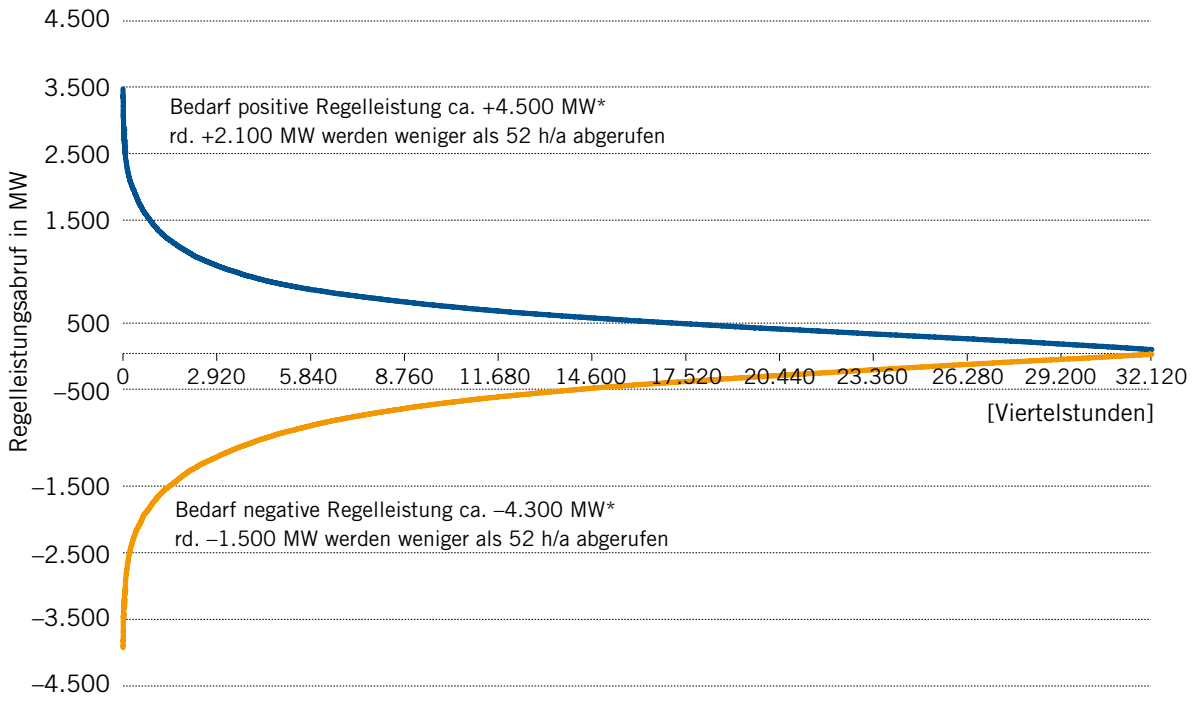
könnten die in den Fahrzeugen installierten Speicher, integriert in ein intelligentes Lastmanagement- und Abrechnungssystem, in erheblichem Umfang zur Netzregelung und Lieferung von Reserveleistung auf der Zeitskala von Millisekunden bis zu einem Tag beitragen[63]. Eine realistische Prognose der möglichen Speicherkapazitäten der Elektromobilität zur Nutzung im Stromsystem und damit auch zur Integration der erneuerbaren Energien ist allerdings schwierig, da diese von einer Vielzahl an Randbedingungen und Unsicherheiten bestimmt werden. Theoretisch entsprechen eine Million reiner Elektrofahrzeuge einer durchschnittlichen Speicherleistung von etwa 3–10 GW und einem Speichervolumen von etwa 20–30 GWh[64]. Um dieses Potenzial allerdings auch tatsächlich im Strommarkt als Speicher nutzen zu können, müssen die E-Fahrzeuge sowohl technisch (d. h. Wechsel- und nicht bloß Gleichrichter im Fahrzeug) als auch organisatorisch (d. h. gebündelte Steuerung) für eine Rückspeisung geeignet sein. Diese Voraussetzungen werden zumindest in der ersten Phase der Markteinführung nicht gegeben sein, sodass beispielsweise in einer Studie der Deutschen Energie-Agentur für 2020 das umsetzbare Speicherpotenzial von einer Million Elektrofahrzeuge auf 0,5–3 GW bzw. 2–4 GWh abgeschätzt wird[64]. Damit werden Elektrofahrzeuge kurz- und mittelfristig kaum einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können. Aufgrund des – zumindest theoretisch – sehr hohen Speicherpotenzials stehen Elektrofahrzeuge langfristig aber in direkter Konkurrenz zu Pump- und Druckluftspeichern. Damit steigt für Investoren in diese Großspeicher allerdings auch das Risiko, dass diese zwar mittelfristig für die Integration der erneuerbaren Energien benötigt werden, der Bedarf an flexibler Speicherkapazität langfristig aber durch Elektrofahrzeuge abgedeckt werden könnte. Dieses Risiko beschränkt sich allerdings nicht nur auf die Speicherpotenziale der Elektrofahrzeuge, sondern trifft grundsätzlich auch auf die Potenziale zur Lastverlagerung durch eine Flexibilisierung der Nachfrage zu.

## Lastmanagement – Demand Response

Bis auf einzelne, große, stromintensive Industriebetriebe haben Endverbraucher heute keine Möglichkeit, kurzfristige Preissignale an den Strom- und Regelenergiemärkten zur Anpassung ihrer Nachfrage zu nutzen, da ihr Strompreis nicht vom Zeitpunkt des Verbrauchs abhängig ist bzw. sie technisch nicht in der Lage sind, den Stromverbrauch zeitlich zu verschieben. Einzig die zum Teil gegebene Unterscheidung in Hoch- und Niedertarif (HT/NT) sowie die Steuerung einzelner Verbrauchergruppen über Rundsteuersignale (z. B. Warmwasserboiler, Nachtspeicherheizung) ermöglicht eine teilweise Verlagerung des Verbrauchs in lastschwache Zeiten. Durch eine nachfrageseitige Reaktion des Stromverbrauchs auf Preissignale lässt sich jedoch ein Teil des Verbrauchs bei knappem Angebot (z. B. Nachfragespitzen und/oder geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) reduzieren und umgekehrt bei einem Erzeugungsüberschuss erhöhen. Man spricht in diesem Zusammenhang daher auch von Last- oder Demand Side Management (DSM)[3]. Allerdings werden unter dem Begriff Demand Side Management häufig auch Energieeffizienzmaßnahmen zur dauerhaften Reduzierung des Stromverbrauchs verstanden. Da bei einer Lastverschiebung der Verbrauch jedoch zu einem späteren Zeitpunkt wieder nachgeholt werden muss und damit zu keiner Einsparung an elektrischer Energie führt, setzt sich zur Abgrenzung von Energieeffizienzmaßnahmen zunehmend auch im deutschen Sprachgebrauch der aus dem Englischen kommende Begriff Demand Response (DR) durch. Demand Response ist also die kurzzeitige Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt bzw. auf eine Anweisung durch den Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität oder Beseitigung von Netzengpässen[65, 66]. Demand Response unterscheidet sich damit auch zu dem seit Jahrzehnten etablierten betrieblichen Lastmanagement, das ausschließlich eine Reduktion der Leistungsspitze eines Produktionsstandortes zum Ziel hat.

Demand Response Programme wurden vor allem in den USA zur Verbesserung der Versorgungssicherheit als Folge der häufigen Black- und Brownouts in den späten 1990er und frühen 2000er Jahre eingeführt. Durch die flexible Steuerung der Nachfrage wird der Bedarf an zusätzlichen Spitzenlastkraftwerken und an Netzausbaumaßnahmen reduziert und es kann die bestehende Erzeugungs- und Netzinfrastruktur besser ausgelastet werden. Im Jahr 2010 beteiligten sich in den USA Verbraucher mit einem Lastreduktionspotenzial von in Summe rd. 53.000 MW an Demand Response Programmen, was etwa 7 % der Jahreshöchstlast entspricht[66]. Durch steuerbare Verbrauchslasten kann aber auch die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem unterstützt werden, wenn der Verbrauch gezielt in Zeiten mit hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verlagert wird. Besonders geeignet für die Teilnahme an Demand Response Programmen sind dabei gewerbliche und industrielle Verbraucher, bei denen über einen Energie- oder Produktspeicher eine Entkopplung zwischen Stromverbrauch und Energiedienstleistung erzielt werden kann. Dies lässt sich beispielsweise bei der elektrischen Erzeugung von Wärme, Kälte oder Druckluft durch entsprechend dimensionierte Speicher bzw. die thermische Trägheit des zu beheizenden oder kühlenden Mediums (z. B. Gebäude,

**Abbildung 1.21: Abrufhäufigkeit von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2010**



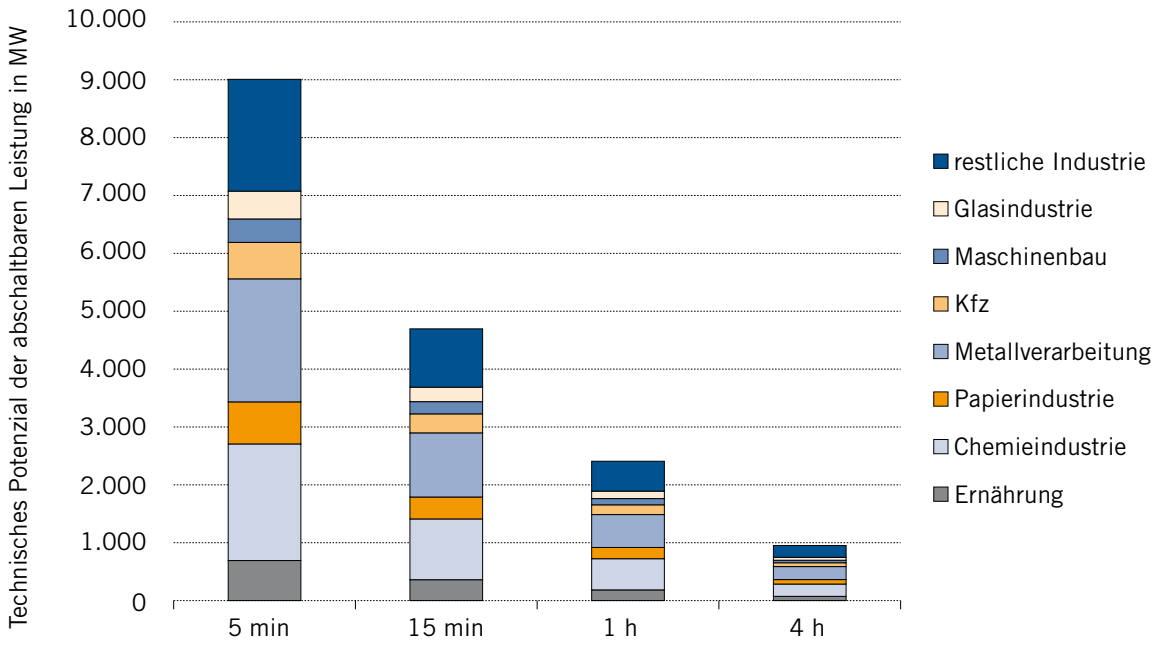

*Dezember 2010
Quelle: regelleistung.net, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

Kühllager, Metallschmelze) erzielen. Grundsätzlich können aber auch ganze Produktionsprozesse oder -linien kurzzeitig stillgelegt werden, wenn hierfür der finanzielle Anreiz entsprechend hoch ist.

Für Verbraucher kann neben den Stunden mit sehr hohen und sehr niedrigen bzw. negativen Preisen im Strommarkt vor allem auch der Regelenergiemarkt finanziell attraktiv sein, da einerseits neben dem Energiepreis auch ein Leistungspreis für die Vorhaltung der Regelleistung vergütet wird. Andererseits wird ein Teil der vorgehaltenen Regelleistung nur sehr selten auch tatsächlich benötigt, wodurch die Auswirkungen auf die eigentlichen Produktionsprozesse verhältnismäßig gering bleiben. Abbildung 1.21 zeigt dies exemplarisch anhand der Abrufhäufigkeiten von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) im deutschen Regelenergiemarkt. Von der insgesamt vorgehaltenen positiven SRL und MRL (4.500 MW) wurden im Jahr 2010 knapp 2.100 MW in weniger als 52 Stunden auch tatsächlich benötigt, d. h. Verbraucher müssten für weniger als eine Stunde in der Woche ihre Nachfrage reduzieren, um damit fast 50 % der Regelleistung vorhalten zu können. Umgekehrt wurde vom Gesamtbedarf an negativer SRL und MRL (4.300 MW) rd. ein Drittel in weniger als 52 Stunden auch tatsächlich in Anspruch genommen, d. h. Verbraucher müssten ihre Nachfrage für weniger als eine Stunde in der Woche erhöhen, um damit 1.550 MW der negativen Regelleistung vorhalten zu können.

Aus Sicht des Gesamtsystems hat die Beteiligung der Verbraucher an der Bereitstellung flexibler Leistungsreserven den Vorteil, dass hierzu bestehende technische Einrichtungen genutzt werden können und nicht zusätzliche konventionelle Kraftwerke oder Speicher, die nur für wenige Stunden im Jahr im Einsatz sind, errichtet werden müssen. Jedoch ist die Umsetzung von Demand Response Programmen relativ komplex, da mit den schaltbaren Einzellasten eine bidirektionale Kommunikation aufgebaut werden muss und eine Vielzahl an produktions- und anwendungstechnischen Randbedingungen für die Prognose des zu- und abschaltbaren Lastpotenzials zu berücksichtigen sind. Der effiziente Einsatz der Lastverschiebungspotenziale der einzelnen Verbraucher wird daher meist von einem Dienstleister (sog. Demand Response

**Abbildung 1.22: Technisches Potenzial der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit**




Quelle: FFE[65]

Aggregator oder Curtailment Service Provider) koordiniert. Eine solche gepoolte Vermarktung ist insbesondere auch deshalb erforderlich, weil die Leistung einzelner schaltbarer Lasten, mit Ausnahme sehr stromintensiver Anwendungen in der Industrie (z. B. Chlor-Alkali-Elektrolyse, Elektrostahlerzeugung), für eine direkte Vermarktung zu klein ist. Auch lassen sich einzelne Lasten nicht beliebig lange unterbrechen bzw. verschieben, wodurch die Potenziale mit zunehmender Abschaltzeit deutlich abnehmen (Abbildung 1.22). Durch ein zeitlich gestaffeltes, zentral koordiniertes Schalten der einzelnen Lasten kann die Verfügbarkeit verbrauchsseitiger Leistungsreserven aber auch für längere Zeiträume garantiert werden.

Die technischen Gesamtpotenziale für Demand Response werden für Deutschland in Abhängigkeit von der Jahreszeit zwischen 9.500 und 17.000 MW geschätzt[67], wobei durch elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen im Winter ein zusätzliches Potenzial von 17.000–25.000 MW zur Verfügung steht[3, 67]. Auch wenn in der öffentlichen Diskussion derzeit vor allem steuerbare Waschmaschinen und Geschirrspüler thematisiert werden, sollte nicht vergessen werden, dass im Bereich der elektrischen Raumwärme und Brauchwasserbereitung über vorhandene Rundsteueranlagen eine Lastverlagerung in privaten Haushalten auch ohne flächendeckende Einführung von smart grids kurzfristig umgesetzt werden kann. Auch können die Potenziale zur Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe aufgrund der höheren Leistungen und vielfach bereits bestehenden kommunikationstechnischen Vernetzung der einzelnen Verbraucher deutlich einfacher und kostengünstiger erschlossen werden als die zitierten Waschmaschinen und Geschirrspüler.

## 1.6 Weiterentwicklung des Marktdesigns

Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Möglichkeiten zum Ausgleich der zeitlichen und geografischen Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien stellen aus systemtechnischer Sicht die grundlegenden Voraussetzungen für eine erfolgreiche Integration in das Stromversorgungssystem dar. Um die Netzkapazitäten sowie Flexibilitätspotenziale auf der Erzeugungs- und Verbraucherseite vollständig nutzen zu können, ist jedoch eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich, da die bestehenden Marktregeln vor allem die spezifischen Erzeugungseigenschaften der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zu wenig berücksichtigen.

Die Marktintegration erneuerbarer Energien kann vor allem durch eine effiziente Bewirtschaftung der Netzengpässe an den Kuppelstellen nationaler Strommärkte sowie durch liquide Intraday-Märkte gefördert werden. Aber auch die Berücksichtigung einer marktbasierten Fördersystematik innerhalb des EEG sowie die Einbeziehung der erneuerbaren Energien in den Regelenergiemarkt stellen wesentliche Schritte innerhalb einer kurz- und mittelfristigen Weiterentwicklung des Marktdesigns dar. Langfristig werden diese Maßnahmen jedoch nicht notwendigerweise ausreichen, um einen sehr hohen Anteil an Strom aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien in das bestehende Stromversorgungssystem integrieren zu können. Entsprechend wird heute bereits auch über das grundsätzliche zukünftige Marktdesign diskutiert – auf die in diesem Zusammenhang diskutierten Kapazitätsmärkte wird am Ende des folgenden Abschnitts eingegangen.

### Grenzüberschreitender Intraday-Markt und Market Coupling

Die vorhandenen Flexibilitäts- und Ausgleichspotenziale – Kraftwerke, Speicher, Netz und Demand Response – können nur dann effizient genutzt werden, wenn diese dem Markt auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Aufgrund des stochastischen Charakters der Wind- und PV-Stromerzeugung ist es dabei wichtig, dass diese Potenziale mit sehr kurzen Vorlaufzeiten innerhalb eines Tages (intraday) sowie grenzüberschreitend genutzt werden können (z. B. Speicher in Skandinavien und Alpen). Da die Prognosequalität der Wind- und PV-Stromerzeugung mit kürzer werdendem Prognosehorizont kontinuierlich besser wird, müssen die Abweichungen zwischen day ahead-Prognose und tatsächlicher Erzeugung nicht ausschließlich über den Regelleistungsmarkt, sondern können auch über Intraday-Märkte ausgeglichen werden. Am Intraday-Markt der für Deutschland relevanten European Power Exchange (EPEX) können heute Einzelstunden des laufenden Tages mit einer Vorlaufzeit bis 75 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Durch kürzere Lieferperioden (z. B. 15 Minuten anstelle 1 Stunde) und eine Reduktion der Vorlaufzeiten (z. B. 30 statt 75 Minuten) könnte dem volatilen Charakter der erneuerbaren Energien – aber auch dem Lastverschiebepotenzial von Verbrauchern – jedoch besser entsprochen werden. Andererseits kann dadurch die Liquidität der Intraday-Märkte positiv beeinflusst werden, die heute vielfach als zu begrenzt für einen effizienten Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien gesehen wird. Liquiditätssteigernd können auch Änderungen der institutionellen Ausgestaltung der Intraday-Märkte wirken, wie beispielsweise periodische Auktionen statt eines kontinuierlichen Handels[68].

Wesentlich im Zusammenhang mit der Entwicklung liquider Intraday-Märkten ist dabei, dass diese nicht auf nationale Märkte beschränkt bleiben, sondern grenzüberschreitend im europäischen Strombinnenmarkt auf Grundlage harmonisierter Marktregeln ausgestaltet werden. Dadurch können einerseits die Ausgleichseffekte der Stromerzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien auf einen größeren geografischen Raum ausgedehnt und die jeweils günstigsten Flexibilitätspotenziale innerhalb des europäischen Strommarktes genutzt werden. Andererseits bilden Intraday-Märkte eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den europäischen Ländern effizient bewirtschaftet werden und ein möglichst hoher Stromaustausch über diese sog. Interkonnektoren möglich ist.

Die optimale Nutzung der Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Ländern ist insbesondere an den Grenzkuppelstellen mit Engpässen relevant. Werden Engpässe dabei unabhängig von den tatsächlichen Anforderungen des Marktes bewirtschaftet bzw. werden die zur Verfügung stehenden Engpasskapazitäten nicht kontinuierlich bis zum Zeitpunkt der Lieferungen optimiert, können für den großräumigen Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht alle grundsätzlich zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotenziale auch tatsächlich genutzt werden. Entsprechend werden heute grenzüberschreitende Netzengpässe zunehmend durch ein sog. Market Coupling bewirtschaftet. Beim Market Coupling erfolgt die Abwicklung eines Stromhandelsgeschäfts gleichzeitig mit der Vergabe der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten. Im Gegensatz zu dieser sog. impliziten Auktion werden bei expliziten Auktionen an Engpässen nur die Übertragungskapazitäten versteigert. Für einen länderübergreifenden Stromaustausch muss die Kapazität am Engpass

beim Market Coupling also nicht explizit ersteigert werden, wodurch grenzüberschreitende Handelsgeschäfte beschleunigt abgewickelt werden. Seit Herbst 2010 haben Frankreich, Belgien, die Niederlande und Deutschland/Österreich ihre day ahead-Märke bereits gekoppelt, zusätzlich ist Skandinavien über Deutschland in den gemeinsamen Markt integriert. Allerdings werden auch beim Market Coupling die verfügbaren Kuppelkapazitäten nicht in Echtzeit optimiert, was gerade die Integration der schwankenden und nur eingeschränkt prognostizierbaren Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen unterstützen würde[69]. Konsequenterweise wird daher häufig die Notwendigkeit einer weiteren Entwicklung des Engpassmanagements von impliziten Auktionen hin zu einem lastflussbasierten Engpassmanagement mit Intraday Market Coupling gesehen[68, 69]. Innerhalb der *Trade-Wind-Studie* der European Wind Energy Assoziation (EWEA) werden beispielsweise die europaweiten Effekte einer Intraday-Optimierung des grenzüberschreitenden Stromhandels gegenüber einer day ahead-Vergabe mit einer jährlichen Kosteneinsparung zwischen 1 und 2 Mrd. € angegeben[23].

## Übergang zu einer marktbasierten Förderung erneuerbarer Energien

Intraday-Handel und Engpassbewirtschaftung helfen, den europaweiten Ausgleich der Erzeugungsschwankungen und Einsatz flexibler Kraftwerke, Speicher bzw. Lastmanagement zu optimieren, führen jedoch nicht zwingend zu einer stärker bedarfsgerechten Erzeugung der erneuerbaren Energien und besseren Integration in den Strommarkt. Um diese Effekte zu erzielen, ist es notwendig, nicht nur das bestehende System an das fluktuierende Angebot der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzupassen, sondern auch Anreize zu schaffen, um EE-Strom bedarfsgerecht zu produzieren und damit „grünen Strom mit grünem Strom“ zu regeln. Im Gegensatz zu mengenbasierten Fördersystemen (z. B. Quote in Verbindung mit Grünstromzertifikaten und Ausschreibungsmodelle) bleiben in Fördersystemen mit fixen Einspeisetarifen die Flexibilitätspotenziale der erneuerbaren Energien allerdings meist ungenutzt. Bisher sieht auch das EEG keine Anreize für eine bedarfsgerechte Ökostromerzeugung vor – lediglich im Rahmen der Direktvermarktung kann eine gesteuerte Erzeugung zur Portfoliobewirtschaftung in geringem Umfang sinnvoll sein. Eine Weiterentwicklung des EEGs in Richtung eines stärker marktnahen Fördersystems ist deshalb sinnvoll. Entsprechend sieht auch das Energiekonzept der Bundesregierung vor, dass im Zuge der anstehenden EEG-Novelle die Markt- und Netzintegration erneuerbarer Energien durch geeignete Instrumente gestärkt werden soll. Konkret soll dabei u. a. die Einführung einer optionalen Marktprämie oder eines Stetigkeitsbonus für Virtuelle Kraftwerke (sog. Kombikraftwerksmodell) geprüft werden[8].

Das Kombikraftwerksmodell zeigt aufgrund der modellimmanenten Abweichungen von der tatsächlichen Angebots- und Nachfragesituation und des vergleichsweise hohen administrativen Aufwands Ineffizienzen und nur eine geringe Wirkung auf die Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem[68, 70]. Demgegenüber kann durch ein Marktprämien-/Bonusmodell eine direkte Kopplung der Erzeugung an die Spotmarktpreise erreicht werden. Damit besteht insbesondere für Betreiber von regelbaren EEG-Anlagen ein Anreiz, ihre Erzeugung in die Stunden mit den höchsten Strompreisen zu verschieben – also Stunden mit hoher Nachfrage und/oder geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergie. Gleichzeitig entsteht im Marktprämienmodell ein ökonomischer Anreiz EEG-Anlagen in einzelnen Handelsstunden mit stark negativen Strompreisen abzuschalten, weil für den EEG-Anlagenbetrieber eine Abregelung seiner Anlage dann die wirtschaftlich optimale Betriebsweise darstellt. Dies kann nicht nur aus Sicht der Anlagenbetreiber sinnvoll sein, sondern auch volkswirtschaftliche Vorteile bringen. Zwar kann es durch das Abregeln der EEG-Anlagen zu einem „Verschenken“ von Strom aus erneuerbaren Energien kommen. Dies kann jedoch günstiger sein, als konventionelle Kraftwerke für wenige Stunden ab- und wieder anzufahren. Für längere Zeiträume wird hingegen das Abregeln konventioneller Kraftwerke meist die kostenoptimierte Betriebsweise des Gesamtsystems darstellen, sodass ein marktgetriebenes Abweichen von der Vorrangregelung erneuerbarer Energien auf wenige Stunden im Jahr beschränkt bleibt und für die EEG-Anlagenbetrieber innerhalb des Marktprämienmodells zu keinem wirtschaftlichen Nachteil führt.

Die höhere Effizienz des Gesamtsystems kann allerdings nicht nur durch eine Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt sondern auch durch eine Integration in den Regelenergiemarkt erhöht werden. Vor allem die Bereitstellung negativer Regelleistung kann in Stunden mit geringer konventioneller Residuallast (insbesondere an Sonn- und Feiertagen sowie in den Nachtstunden) zu einer deutlichen Erhöhung des Angebots am Regelleistungsmarkt und folglich zu einer spürbaren Kostensenkung führen. Heute müssen konventionelle Kraftwerke, die in Stunden mit niedrigen oder negativen Strompreisen negative Regelleistung anbieten, ihre Verluste im Strommarkt durch entsprechend hohe Preise am Regelleistungsmarkt kompensieren. Da gerade die Stunden

### *Netzparität und Eigenverbrauch*

Von Netzparität (engl. *grid parity*) wird gesprochen, wenn die Kosten für den dezentral beim Verbraucher erzeugten Strom gleich oder unterhalb der Stromgestehungskosten im Kraftwerkspark der allgemeinen Stromversorgung sind. Gerade im Zusammenhang mit der Diskussion über die Kosten der PV-Stromerzeugung wird der Begriff Netzparität häufig aber auch so aufgefasst, dass Netzparität erreicht wird, wenn die Kosten für den erzeugten PV-Strom dem Endverbraucherstrompreis entsprechen. Diese Auslegung mag aus Sicht eines einzelnen Anlagenbetreibers zutreffend sein, weil für ihn bei einem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms der wirtschaftliche Betrieb der Anlage dann auch ohne Förderung möglich wäre. Vernachlässigt werden hier jedoch wesentliche volks- und energiewirtschaftliche Randbedingungen, die im Folgenden kurz dargestellt sind:

- Da die Netzinfrastruktur auf die höchste Last im Jahr ausgelegt werden muss – die in Deutschland regelmäßig an einem frühen November- oder Dezemberabend auftritt – führt die PV-Stromerzeugung auch langfristig zu keiner Einsparung an Netzbetriebsmitteln. Auch ein dezentraler Stromspeicher kann dieses „Problem“ nicht wesentlich beeinflussen, da die Sonneneinstrahlung zum Teil über mehrere Tage so gering sein kann, dass keine nennenswerte Reduktion der Lastspitzen erreicht wird. Eingespart werden lediglich Kosten für Netzverluste, die jedoch eine Größenordnung unterhalb der Netzinfrastrukturkosten liegen. Da für den eigenverbrauchten PV-Strom keine Netzentgelte zu entrichten sind, steigen bei insgesamt annähernd gleichbleibenden Kosten im Netz damit die Netzentgelte für den verbleibenden Strombezug aus dem öffentlichen Netz, d. h. für die anderen Verbraucher.
- Die PV-Stromerzeugung führt im konventionellen Kraftwerkspark nur zu einer geringen Verdrängung an Erzeugungsleistung. Damit müssen die Fixkosten des Kraftwerksparks mit einer geringeren Absatzmenge verdient werden – was zu steigenden Strompreisen führt.
- Auf Gemeinde- und Bundesebene gehen die Einnahmen aus Konzessionsabgabe und Stromsteuer zurück. Zusätzlich sinken die Einnahmen für den Staat aus der Mehrwertsteuer, da der pauschal mit 18 ct/kWh festgelegte Wert des eigenverbrauchten PV-Stroms unterhalb der Kosten für Netzstrom liegt.

Vor allem durch den sog. Eigenverbrauchsbonus im EEG (d. h. der Anlagenbetreiber erhält für jede erzeugte, aber nicht in das öffentliche Netz eingespeiste kWh zusätzlich zu den eingesparten Strombezugskosten einen Bonus) ist aus Sicht eines PV-Anlagenbetreibers der Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms wirtschaftlich attraktiv. Aus volkswirtschaftlicher Sicht stehen diesem individuellen Vorteil allerdings keine gleichwertigen Einsparungen gegenüber. Benachteiligt werden insbesondere jene Endverbraucher, die keine Möglichkeit zur Errichtung einer eigenen PV-Anlage haben und damit neben der EEG-Förderung zusätzlich durch die steigenden Netzkosten belastet werden. Problematisch ist insbesondere auch, dass Systemkosten der erneuerbaren Energien nicht mehr eindeutig über die EEG-Umlage quantifizierbar werden, sondern indirekt über steigende Netzentgelte bzw. sinkende Einnahmen bei Bund und Kommunen getragen werden.

mit niedrigen Strompreisen häufig mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien zusammenfallen (vgl. Merit Order Effekt), steht eben auch ein entsprechend hohes Potenzial an negativen Regelleistungskapazitäten im Anlagenpool der erneuerbaren Energien zur Verfügung. Berücksichtigt man zusätzlich, dass die Abrufwahrscheinlichkeit für einen großen Teil der vorgehaltenen Regelleistung sehr gering ist (vgl. Abbildung 1.21), kann beispielsweise bei einer mit Pumpspeicherkraftwerken oder konventionellen Kraftwerken kombinierten Vorhaltung von negativer Regelleistung die „verlorene“ Stromerzeugung für EEG-Anlagen minimiert werden. Entsprechend zeigen auch die Ergebnisse der dena Netzstudie II, dass eine optimierte Bereitstellung von negativer Regelleistung im Jahr 2020 überwiegend durch Windenergieanlagen geleistet werden kann, da die Vorhaltung im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken keine zusätzlichen Kosten verursacht[3]. Demgegenüber eignen sich vor allem Biogasanlagen für die Bereitstellung positiver Regelleistung, da dort über einen größeren Biogasspeicher und ein zusätzliches BHKW-Modul relativ einfach eine Entkoplung zwischen Biogaserzeugung und -verstromung erreicht werden kann.

Aufgrund der fixen Einspeisetarife im EEG besteht für EEG-Anlagenbetreiber heute jedoch kein wirtschaftlicher Anreiz, sich am Regelenergiemarkt zu beteiligen bzw. lässt sich das derzeitige EEG auch dahingehend interpretieren, dass die Vermarktung von Regelenergie aus EEG-Anlagen mit dem Gesetzestext nicht vereinbar ist[3, 71]. Bei der anstehenden Novelle des EEG sowie der Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Randbedingungen sollte daher als Element einer marktnahen Fördersystematik auch die Möglichkeit einer Bereitstel-

lung von Regelleistung aus EEG-Anlagen berücksichtigt werden. Wesentlich ist hierbei jedoch, dass es zu keiner Überförderung der EEG-Anlagen kommt. Da die Einspeisetarife den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ausreichend garantieren, müssten Zusatzerlöse aus dem Regelenergiemarkt beispielsweise durch eine Anpassung der Bonushöhe im Marktprämienmodell berücksichtigt werden. Aus Sicht einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung sollte jedoch auch eine verpflichtende Teilnahme von EEG-Anlagen am negativen Regelenergiemarkt diskutiert werden. Die Anlagen würden dann für entgangene Einspeisemengen entsprechend der EEG-Fördertarife entschädigt werden. Ein Leistungspreis müsste allerdings nicht zusätzlich an die EEG-Anlagenbetreiber bezahlt werden, da die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bereits durch den Einspeistarif hinreichend sichergestellt wird.

## Marktdesign nach 2020: Vom Energie- zum Kapazitätsmarkt?

Mit den beschriebenen graduellen Anpassungen des bestehenden Marktdesigns kann die Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Stromversorgungssystem kurz- und mittelfristig wesentlich unterstützt werden. Längerfristig werden die bestehenden Marktstrukturen jedoch möglicherweise nicht die erforderlichen Anreize liefern, um das bestehende Erzeugungssystem über diese Anpassungsmaßnahmen hinaus grundlegend weiterzuentwickeln, d. h. dass flexible Kraftwerke und Speicher gebaut sowie ein weitreichendes Lastmanagement eingeführt werden. Grundsätzlich werden Unternehmen nur dann in Flexibilitäten auf der Erzeugungs- und Verbraucherseite sowie in Speichertechnologien investieren, wenn über die Lebensdauer der Anlagen eine angemessene Rendite erzielt werden kann. An sich sollte der steigende Bedarf an Flexibilitäten und Speichern eine solche Rendite mit hoher Wahrscheinlichkeit garantieren und damit Anreize für Investitionen liefern. Der rasante Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien könnte jedoch auch das Gegenteil bewirken (vgl. Abschnitt „Strompreisbildung und Merit Order Effekt“). Damit würden mit dem heutigen Marktmodell der grenzkostenbasierten Strompreisbildung anhand der Merit Order-Kurve der verfügbaren Erzeugungskapazitäten keine ausreichenden Anreize für Investitionen in flexible Kraftwerke und Speicher geliefert werden. In diesem Zusammenhang spricht man häufig auch von einem „Missing Money Problem“, d. h. aufgrund der fehlenden Fixkostendeckung werden bei einer ausschließlich grenzkostenbasierten Preisbildung im Strommarkt die benötigten Kraftwerks- und Speicherkapazitäten nicht zugebaut. Als möglichen Ansatz, um dieses „Investitionsdilemma“ aufzulösen, werden sog. Kapazitätsmärkte vorgeschlagen, bei denen vereinfacht ausgedrückt neben dem grenzkostenbasierten Energiepreis (€/MWh) zusätzlich noch für eine vorab festgelegte Zeitspanne ein Leistungspreis (€/MW) für die Erzeugungs- oder Speicherkapazität bzw. zu- und abschaltbaren Lasten vergütet wird[72, 73].

Die Diskussionen über Kapazitätsmärkte werden in jüngster Zeit auch in Deutschland intensiver geführt, wobei das aktuelle Energiekonzept der Bundesregierung jedoch noch vergleichsweise vorsichtig von einer notwendigen Prüfung, „ob und wie in Zukunft die Bereitstellung von Kapazitäten behandelt wird“ spricht[8]. Erfahrungen in den USA, England oder Spanien haben gezeigt, dass schlecht ausgestaltete Kapazitätsmärkte zu Überkapaztitäten und Fehlallokationen der Kraftwerkstechnologien führen können. Auch können in Kapazitätsmärkten durch die reduzierte Volatilität der Spotpreise Investitionen in Speichertechnologien tendenziell weniger attraktiv als in flexible Erzeugungstechnologien werden. Aufgrund ihres komplexen Designs erfordert die Einführung von Kapazitätsmärkten daher eine sorgfältige Analyse der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Randbedingungen und vor allem eine europaweite Koordination. In diesem Sinne folgert auch die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept zu den Kapazitätsmärkten, dass „die wissenschaftliche Diskussion hier noch ganz am Anfang steht und deshalb in einem umfassenden Forschungsprojekt alle relevanten Fragen untersucht und Vorschläge für ein zukunftsfähiges Marktdesign entwickelt werden sollen“.

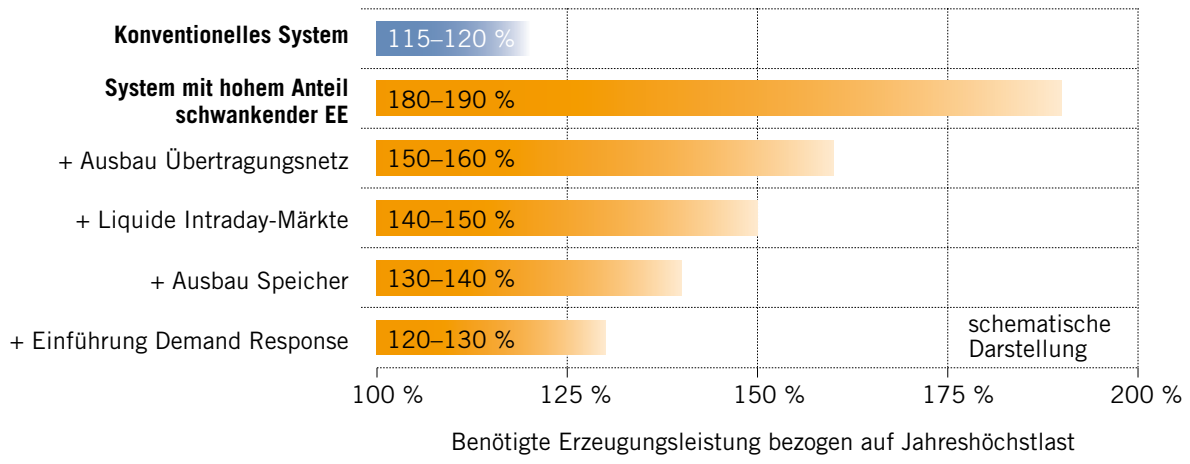
## 1.7 Zusammenfassung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird heute sowohl auf deutscher als auch europäischer Ebene als wesentlicher Hebel zur langfristigen Reduzierung der Treibhausgasemissionen betrachtet. Bis 2020 soll entsprechend den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung der Anteil erneuerbarer Energien am bundesdeutschen Stromverbrauch auf 35 % und bis 2050 auf 80 % ausgebaut werden. Aufgrund der gegenüber Wasserkraft, Biomasse und Geothermie deutlich höheren Ausbaupotenziale werden dabei die Wind- und Sonnenenergie den größten Beitrag zu diesen Zielen leisten. Allerdings führt gerade die Stromerzeugung aus diesen zwei Energiequellen zu den größten Herausforderungen für die Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende Stromversorgungssystem: Die Stromnetze wurden in der Vergangenheit nicht auf ein regional ungleich verteiltes Wind- und Sonnenenergieangebot ausgelegt; auch der konventionelle Kraftwerkspark musste bisher im Wesentlichen nur die Schwankungen auf der Nachfrage- und nicht zusätzlich auch auf der Erzeugungsseite ausgleichen.

Entsprechend erfordert der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem eine Erhöhung der Netzkapazitäten durch die Optimierung bestehender Netze sowie den Netzausbau auf nationaler und internationaler Ebene. Zusätzlich werden Speicherkapazitäten zur kurz- und langfristigen Speicherung überschüssiger Strommengen aus erneuerbaren Energien benötigt bzw. ist insgesamt eine stärkere „Flexibilisierung“ des Erzeugungssystems erforderlich, um die schwankende und nur eingeschränkt prognostizierbare Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie ausgleichen zu können. Diese steigenden Anforderungen an die Flexibilität des Gesamtsystems werden in absehbarer Zeit jedoch nicht mehr ausschließlich durch den konventionellen Kraftwerkspark erbracht werden können. Vielmehr müssen auch die Nachfrage – durch ein intelligentes Lastmanagement – sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besser auf die neuen Bedürfnisse eines weiterhin sicheren Gesamtsystems abgestimmt werden. Gerade die erneuerbaren Energien werden dabei auch einen Beitrag zur Gewährleistung der Systemsicherheit leisten, sich also u.a. an der Spannungs- und Frequenzregelung und Netzstützung im Fehlerfall sowie Vorhaltung von Regelleistung beteiligen müssen.

Parallel zu den genannten systemtechnischen Maßnahmen ist eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Nur so können die Netzkapazitäten sowie Flexibilitätspotenziale der Erzeugungs- und Verbraucherseite optimal genutzt werden. Das gilt sowohl für die nationale als auch für die europäische Ebene. Unterstützt wird die Integration erneuerbarer Energien vor allem durch eine effizientere Bewirtschaftung von Netzengpässen an den Kuppelstellen nationaler Strommärkte sowie die Schaffung liquider und grenzüberschreitender Intraday-Märkte – also Maßnahmen, die insgesamt für die Entwicklung eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkts erforderlich sind. Damit geht von der Notwendigkeit einer gesamteuropäisch koordinierten Integration der erneuerbaren Energien letztendlich auch ein wesentlicher Impuls für die Integration der nationalen Strommärkte aus. Auch die Berücksichtigung einer marktbasierten Förderkom-

**Abbildung 1.23: Zusammenspiel von Maßnahmen für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien**




Quelle: EPRI[74]

ponente innerhalb des EEG sowie die Einbeziehung der erneuerbaren Energien in den Regelenergiemarkt stellen einen notwendigen Schritt im Rahmen der Weiterentwicklung des Marktdesigns dar. Beide Aspekte könnten bereits im Zuge der gerade anstehenden EEG-Novelle umgesetzt werden.

Sowohl die einzelnen systemtechnischen Möglichkeiten als auch die Optionen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns dürfen nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Vielmehr müssen sie als Teil eines Gesamtportfolios notwendiger Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in unser Stromversorgungssystem gesehen werden. Eine Gesamtbewertung aller zur Verfügung stehenden Möglichkeiten steht noch aus, ist aber dringend erforderlich, um eine aus gesamtökonomischer Sicht effiziente Integration der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Das US-amerikanische Electric Power Research Institute (EPRI) hat diese Notwendigkeit mit „Need a Balanced Balancing Portfolio“ umschrieben und die komplementären Effekte der unterschiedlichen Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien stark vereinfachend quantifiziert (Abbildung 1.23)[74].

Aufgrund der geringen Kapazitätseffekte ist die Erzeugungsleistung, die in einem Stromversorgungssystem mit hohem Anteil schwankender erneuerbarer Energien für einen sicheren Systembetrieb benötigt wird, deutlich höher als in einem von konventioneller Erzeugung geprägten System. Über die Kombination der verschiedenen Möglichkeiten zur Integration der Erneuerbaren können die sog. Backup-Kapazitäten und damit auch die gesamte im System vorzuhaltende Erzeugungsleistung deutlich reduziert werden. Zusätzliche Optimierungspotenziale durch eine bedarfsorientierte Begrenzung der schwankenden Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie sind in Abbildung 1.23 nicht dargestellt, bei einer Gesamtbewertung jedoch zu berücksichtigen.

Eine Nutzung der Flexibilitäten bei den erneuerbaren Energien und beim Verbraucher muss erst etabliert werden. Hinzu kommt, dass bei einer Beibehaltung der derzeitigen Genehmigungspraxis von energiewirtschaftlichen Infrastrukturprojekten die notwendigen Speicher- und Netzkapazitäten nicht in dem für eine effiziente Integration der erneuerbaren Energien erforderlichen Ausmaß geschaffen werden können. Damit die ehrgeizigen Erneuerbaren-Ziele im Stromsektor nicht durch Systemkonflikte mit der bestehenden Erzeugungs- und Netzstruktur ausgebremst werden, muss daher der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit den parallel zwingend erforderlichen Maßnahmen zur Integration in das Stromversorgungssystem eng abgestimmt werden.

## 1.8 Literatur / Anmerkungen


1 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland,* Stand: März 2011.

2 Nitsch, J.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2008, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums,* Stand Oktober 2008.

3 Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025 (dena Netzstudie II),* Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin 2010.

4 EU Klima- und Energiepaket vom 17. Dezember 2008.

5 Beurskens, L.W.M.; Hekkenberg, M.: *Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States,* Studie im Auftrag der European Environment Agency, Energy Research Center of the Netherlands, Petten 2011.

6 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG Richtlinie 2009/28/EG.

7 Nationaler Aktionsplan der Bundesrepublik Deutschland für erneuerbare Energie vom 4. August 2010 gemäß der Richtlinie 2009/28/EG.

8 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* vom 28. September 2010.

9 Europäischer Rat: *Schlussfolgerungen des Vorsitzes vom 29./30. Oktober 2009.* Version 15265/1/09/REV1 vom 1. Dezember 2009.

10 Nitsch, J.; Wenzel, B.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2009,* Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Stand August 2009.

11 Schlesinger, M. et al.: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung,* Studie von Prognos AG, EWI – Energiewirtschaftlichen Institutes an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2010.

12 Piwko, R. et al.: *The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability and Operations, Report on Phase 2: System Performance Evaluation,* Studie im Auftrag von The New York Sate Energy Research and Development Authority, GE Energy Consulting, Albany 2005.

13 Internetveröffentlichungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu Windprognose und Online-Hochrechnung des tatsächlich eingespeisten Windstroms

14 Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET): *Räumliche Verteilung der installierten Leistung aller in Deutschland installierten WEA (Stand 01/10) und Wind-Index zur Beurteilung des langfristigen Windenergieangebots,* verfügbar unter http://reisi.iset.uni-kassel.de/wind/reisi_dw.html.

15 Klobase, M. et al.: *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement,* Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe 2009.

16 Pöyry Energy Consulting: *The Impact of Wind Generation on North-West European Electricity Markets,* Pöyry multi-client study, Oxford 2010.

17 Tambke, J. et al.: *Smoothing of Wind Power in Pan-European Electricity Grids – Results from the IEE-Project OffshoreGrid: Konferenzbeitrag im Rahmen der „European Wind Energy Conference“,* Warschau, 2010.

18 Bofinger, S. et al.: *Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom?*: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Kassel 2008.

19 Lorenz, E. et al.: *Solarleistungsvorhersage zur Netzintegration von Solarstrom:* Konferenzbeitrag im Rahmen des „24. Symposiums Photovoltaische Solarenergie“, Staffelstein, 2009.

20 Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung: *Genügend Raum für den Ausbau erneuerbarer Energien?*, BBSR-Berichte KOMPAKT 13/2010.

21 Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Off-*

*shore bis zum Jahr 2020 (dena Netzstudie I)*, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin 2005.
22 Die über das Erneuerbare-Energien-Gesetz auf die Endverbraucher weiter gegebenen Kosten steigen von 2010 auf 2011 von 8,2 auf 13,53 Mrd. € (ohne MWSt.); Quelle: BDEW, erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010).
23 EWEA, *Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power (TradeWind),* European Wind Energy Association, Brüssel. 2009.
24 EWEA, *Powering Europe: wind energy and the electricity grid,* European Wind Energy Association, Brüssel 2010.
25 Saint-Drenan, Y. et al.: *Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche,* Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel 2009.
26 Hundt, M. et al.: *Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien,* Studie im Auftrag der E.ON Energie AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart 2010.
27 Brueckl, O.; Neubarth, J. Wagner, U.: *Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers.* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 (Jg. 56) 2006.
28 Middlekauff, C.: *Renewable Integration Model and Results;* Veröffentlichung der Pacific Gas and Electric Company (verfügbar unter http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/A3638909-D020-431A-8727-02A763E-724EA/0/PGERIMWrittenDescription81610.pdf), August 2010.
29 Holttinen, H. et al.: *Design and operation of power systems with large amounts of wind power,* Final report IEA WIND Task 25, Phase one 2006–2008, VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo 2009.
30 Weber, C; Woll, O.: *Merit-Order-Effekt von Erneuerbaren Energien – Zu schön um wahr zu sein?,* EWL Working paper No. 01/07, Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg Essen, Essen 2007.
31 EWEA: *Wind Energy and Electricity Prices Exploring the 'merit order effect',* Studie im Auftrag der European Wind Energy Association, Pöyry Energy Consulting, Brüssel 2010.
32 Bode, S.; Groscurth, H.: *Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis",* Diskussionspapier 348 Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv, Hamburg 2006.
33 Traber, T. et al.: *Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien,* Wochenbericht des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW), Nr. 6 (Jg. 78) 2011.
34 Wissen, R.: Nicolosi, M. *Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 (Jg. 58) 2008.
35 Neubarth, J.: *Negative Strompreise – Wer zahlt die Zeche?,* In: ew – Energiewirtschaft, Heft 14 (Jg. 109) 2010.
36 Bundeskartellamt: *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel;* Bonn 2011.
37 50Hertz Transmission GmbH; TenneT TSO GmbH: *Internetveröffentlichung zu EnWG § 13 Abs. 1 und Abs. 2.*
38 Roland Berger Strategy Consultants: *Auswirkungen des Photovoltaik-Ausbaus auf die Verteilernetze;* Berlin 2010.
39 Rollet, J.-M.: *Integration of Renewables into the grid;* Vortrag im Rahmen der Konferenz „European Future Energy Forum", London 2010
40 RWE: *The Need for Smart Megawatts Power Generation in Europe – Facts & Trends;* Unternehmenspräsentation Dezember 2009.
41 Ludwig, H. et al: *Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW,* In: Internationale Zeitschrift für Kernenergie 8/9 (Jg. 55) 2010.
42 Balling, L. et al: *Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft,* In: energy2.0 Kompendium 2011.
43 AREVA: *Regenerative Energieträger und Kernkraftwerke – passt das zusammen?,* Unternehmenskommunikation der AREVA NP GmbH, Erlangen 2010.
44 Wäger, N.: *Grid stability by engine based power plants,* Wärtsilä Power Plants, Vortrag im Rahmen „European Anvillary Service & Grid Integration Forum", Berlin 2010.
45 COORETEC-Beirat: *Technologische Anforderungen zur Bereitstellung von Ausgleichsleistung für fluktuierende Stromerzeugungsanlagen durch Lastflexibilität von kohle- und erdgasbefeuerten Kraftwerken,* Strategiepapier vom 7. Juli 2010.
46 Pardemann, R.: BINE-*Themeninformation Kraftwerkstechnik: Kohlekraftwerke mit Vergasung – Stand der Technik und Entwicklungspotenziale,* TU Bergakademie Freiberg, Freiberg 2010.
47 Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: *Ausschreibung Primärregelleistung für den Zeitraum 1. März bis 31. März 2011,* verfügbar unter www.regelleistung.net.
48 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz),* Berlin 2008.
49 Van Hulle, F.: *Integrating wind power in European power systems;* Vortrag im Rahmen der Konferenz „Electricity in the Next Decade", Arnheim 2009
50 World Economic Forum (Hrsg.): *Accelerating Successful Smart Grid Pilots,* Genf 2010.
51 Greenpeace International; European Renewable Energy Council (Hrsg.): *[r]enewables 24/7 – infrastructure needed to save the climate,* Amsterdam 2009.
52 Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.): *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung,* Sondergutachten, Berlin 2011.
53 ENTSO-E; Eurocable: *Joint paper: Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines,* Brüssel 2010.
54 B. Lemström, et al.: *Effects of increasing wind power penetration on the power flows in European grids,* TradeWind Project WP5 (verfügbar unter www.trade-wind.eu), VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo 2008.
55 ENTSO-E: *European Wind Integration Study (EWIS)*, Brüssel 2010.
56 ENTSO-E: *Pilot Ten-Year Network Development Plan*, Brüssel 2010.
57 European Climate Foundation et al.: *Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe (technical analysis),* The Hague 2010.
58 Grafik verfügbar unter www.friendsofthesupergrid.eu
59 Hanning, F. et al.: *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie;* Abschlussbericht der BMWi-Auftragsstudie 08/28, Freiburg 2009.
60 Gerling, J. P.: *Unterirdische Speicherpotenziale (Gas, $H_2$, Druckluft)*, Vortrag im Rahmen des Forum „Netzintegration – Speicher-Fachgespräch"; Berlin 2010.
61 RWE Power: *ADELE erreicht wichtigen Meilenstein: Druckluftspeicher soll nach Staßfurt kommen,* Pressemeldung vom 22.11.2010.
62 Sterner, M.: *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems,* Dissertation Universität Kassel 2009.
63 VDE (Hrsg.): *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,* Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin 2008.
64 Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien,* Studie im Auftrag der Schluchseewerke AG, Berlin 2010
65 Von Roon, S.; Gobmaier, T.: *Konzepte zur Lastreaktion in der deutschen Industrie,* In: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Heft 3/4 2011.
66 Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg.): *Assessment of Demand Response and Advanced Metering,* Staff Report, Washington, DC 2011.
67 Klobasa, M.: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz,* Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart 2009.
68 Weber, C.: *Wettbewerb und Erneuerbare,* Vortrag im Rahmen der „Internationalen Energiewirtschaftstagung IWET 2011", Wien 2011.
69 Neuhoff, K.: *Europe's Challenge: A Smart Power Market at the Centre of a Smart Grid,* Executive Summary des Smart Power Market Projekts, Climate Policy Initiative / Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin 2011.
70 Consentec GmbH; r2b Energy Consulting GmbH: *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien,* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Aachen/Köln 2010.
71 Consentec GmbH; r2b Energy Consulting GmbH: *Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem,* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Aachen/Köln 2010.
72 Nailis, D. et al.: *Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt?,* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 (Jg. 61) 2011.
73 Eurelectric: *Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions,* Brüssel 2010.
74 Mansoor, A.: *Renewables Integration and Utilization: Striking the Right Balance,* Vortrag im Rahmen des „EPRI Summer Seminars", Palo Alto 2010.

# Energie in der Welt

2

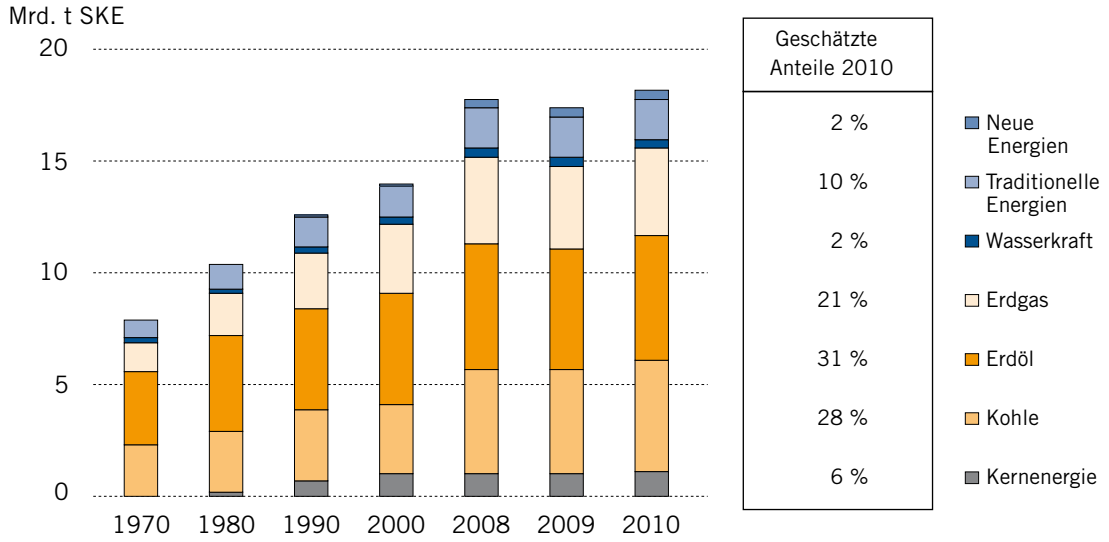
## 2.1 Zahlen & Fakten

Die weltweite wirtschaftliche Erholung in 2010 hat dazu beigetragen, dass sich auch die Energiemärkte nach dem schweren Einbruch aus dem Vorjahr entsprechend konjunkturell wiederbelebt haben. Des Weiteren war witterungsbedingt insbesondere auf der Nordhalbkugel ein Mehrverbrauch an Energie zu Heizzwecken zu verzeichnen. Nach vorläufigen Schätzungen ist der Weltenergieverbrauch insgesamt um rd. 4 % angestiegen. Der Verbrauchsanstieg bezieht sich auf alle Energieträger, wenngleich regionale und strukturelle Unterschiede im Einzelnen auszumachen sind. Die höchsten Verbrauchszuwächse sind in den asiatischen Ländern, vor allem in China und Indien festzustellen. In den OECD-Ländern stieg der Energieverbrauch entsprechend dem dort zu beobachtenden moderaten Wirtschaftswachstum nur langsam an. Für das laufende Jahr 2011 wird aufgrund des zu erwartenden stärkeren Anstiegs des Bruttoinlandsproduktes (BIP) in den meisten europäischen Ländern und auch in Nordamerika ein deutlich höherer Energieverbrauch erwartet. Vorboten einer stärkeren Nachfrageentwicklung und damit verbundener temporärer Angebotsverknappung sind die drastisch gestiegenen Preise für Energierohstoffe, insbesondere bei Erdöl und Steinkohle. Dabei wirken die bisher ausgebliebenen oder nur in geringem Umfang durchgeführten Produktionserhöhungen ebenso Preis treibend. Wegen der geringeren Nachfrage in 2009 wurde die Produktion von Energierohstoffen krisenbedingt heruntergefahren. Viele neue Gewinnungsprojekte wurden zeitlich verschoben, sodass notwendige Investitionen für eine kontinuierliche Versorgung im Fall des jetzt wieder ansteigenden Verbrauchs fehlen. Wegen der zunehmenden Nachfrage aus Nicht-OECD-Ländern sind Energierohstoffe weltweit in steigendem Maße begrenzt und gleichzeitig ungleich verteilt, sodass ihre Beschaffung vor dem Hintergrund der globalen Wirtschaftsaktivitäten immer schwieriger wird. Das gilt insbesondere für Länder, die in hohem Maße von Energieimporten abhängig sind.

Der Einfluss der Entwicklungs- und Schwellenländer auf den Weltenergieverbrauch steigt inzwischen überproportional an. Die Gründe sind der steigende Energiebedarf im wirtschaftlichen Aufholprozess und die sehr hohe Energieintensität, welche auf diverse Ineffizienzen und auf die weit verbreitete Subventionierung von Energie zurückzuführen sind. Derzeit wird in den Entwicklungsländern noch etwa drei Mal so viel Energie – bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) – verwendet wie in den OECD-Ländern. Die zunehmende Landflucht und Verstädterung sind das Ergebnis der rapiden ökonomischen Entwicklung und der voranschreitenden Industrialisierung vor allem in den asiatischen Ländern. Diese Entwicklung führt insgesamt zu einem enormen Anstieg der Rohstoffnachfrage.

Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs auf rd. 18,2 Mrd. t SKE in 2010 ist daher im Wesentlichen auf den ungebrochenen Wirtschaftsaufschwung in Asien und den wirtschaftlichen Erholungsprozess in einigen OECD-Ländern, darunter auch Deutschland (BIP-Anstieg +3,6 %,

**Abbildung 2.1: Weltenergieverbrauch**

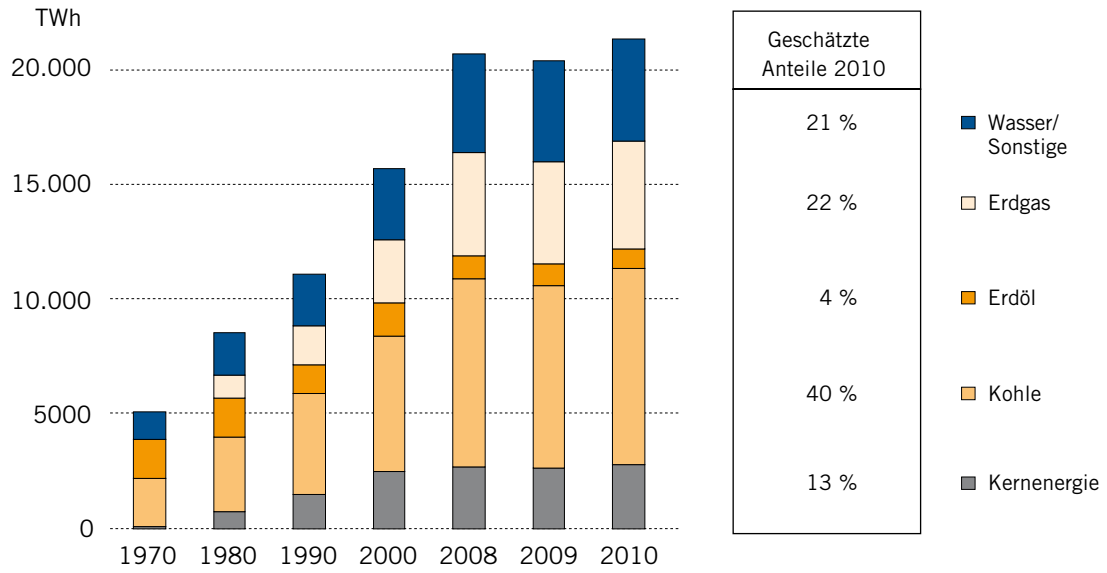



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2010 / IEA World Energy Outlook 2010 / EIA International Energy Outlook 2010 / Eigene Schätzungen

PEV-Zunahme +4,6 %), zurückzuführen. In den meisten Ländern war 2010 aber eher ein moderates und nur in Einzelfällen starkes Wirtschaftswachstum zu beobachten. In China und Indien stieg das Bruttoinlandsprodukt weltweit am stärksten (China +10,1 %, Indien +9,9 %). In anderen Ländern konnte das Wirtschaftswachstum moderat in einer Spanne von rd. 1-3 % zulegen (Beispiele: USA +2,7 %, Eurozone +1,7 %). Bezogen auf den weltweiten Energieverbrauch und die Anteile einzelner Energieträger ist die höchste Zunahme bei den konventionellen Energieträgern zu beobachten. Insbesondere Steinkohle (+7,1 %), Erdgas (+3,8 %) und Erdöl (+3,3 %) profitierten von der höheren Nachfrage. Beim Erdgas war die Nachfrage wegen der steigenden Produktion aus unkonventionellen Gasvorkommen (Schiefer- und Methangas in den USA und dem asiatisch-pazifischen Raum, sowie LNG) und des damit verbundenen Überhangs hoch. Die erneuerbaren Energien dürften wegen des gestiegenen Interesses in Asien an der Einführung alternativer Energieerzeugungstechnologien weiter zulegen; der Energieverbrauch aus diesen Energieträgern erhöhte sich 2010 um mehr als 2 %. Die Nutzung der Kernenergie zog ebenfalls deutlich um mehr als 4 % an.

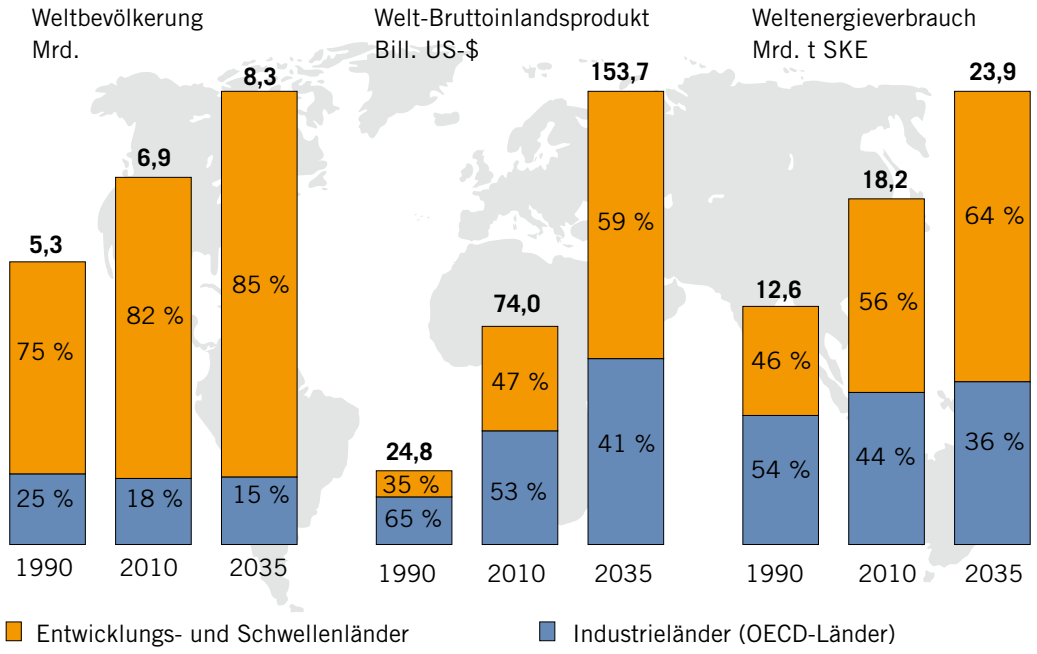
Die weltweite Forderung nach Senkung des $CO_2$-Ausstoßes und damit verbundener Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf 2 °C wird nicht nur zu einer Dekarbonisierung der Energieerzeugung führen, sondern durch verstärkte Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zum Energiesparen langfristig den Energieverbrauch dämpfen. Bei kurz- und mittelfristiger Betrachtung zeigt sich jedoch ein uneinheitliches Bild. Die OECD-Länder sind bisher die wesentlichen Treiber bei der Entwicklung erneuerbarer Energien. Gleichzeitig wird gerade von ihnen der Schwerpunkt auf höhere Energieeffizienz gelegt, sodass sich das Energieverbrauchsverhalten dort schneller als anderswo verändern wird. Dieser Prozess verläuft aber eher evolutionär als revolutionär, wodurch Veränderungen erst über Jahre wahrgenommen werden können. Darüber hinaus ist die Veränderung sehr stark vom jeweiligen politischen Willen und dem für den Umbau des Energiesystems erforderlichen Kapital und dessen Renditechancen abhängig. Um weltweit Fehlentwicklungen zu vermeiden, stand als Ergebnis der letzten Klimagipfel in Kopenhagen und Cancún gerade die Mobilisierung von Kapital im Rahmen einer Fondslösung im Mittelpunkt. Für die Entwicklungsländer, deren Energiewirtschaft teilweise noch im Aufbau befindlich ist, sollen bis zum Jahre 2020 etwa 100 Mrd. USD jährlich von den Industrieländern bereit gestellt werden. Diese Maßnahme ermöglicht zugleich ein gebremstes Wachstum bei der weiteren Nutzung fossiler Energieträger. Dennoch werden nach Einschätzung führender Energieinstitute und Experten die fossilen Energieträger auf Sicht der nächsten Jahrzehnte unverzichtbar sein. Das „New-Policies-Scenario“ (früher Referenzszenario) der IEA (World Energy Outlook 2010) zeigt, dass mit den schon eingeleiteten Maßnahmen eine Verringerung des Anstiegs des weltweiten Energieverbrauchs auf jährlich rd. 1 % (bisher 2 %) erreicht werden kann. Dabei bilden die fossilen Energieträger (Öl, Kohle und Erdgas) minde-

**Abbildung 2.2: Weltstromerzeugung**




Quellen: IEA/GVSt; Werte für 2010 nach ersten vorläufigen Schätzungen

**Abbildung 2.3: Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung und zum Bruttoinlandsprodukt**




Quellen: UN; IWF, DOE, IEA, DSW 2011

stens bis zum Jahr 2035 das tragende Gerüst einer stabilen und ausreichenden Energieversorgung. Wesentliche Unterschiede zum Mainstream werden für China und Indien vorausgesehen. Dort steigt der Energieverbrauch insgesamt weiter besonders kräftig an (in 2035 entfallen rd. 30 % des weltweiten Energieverbrauchs allein auf diese beiden Länder). Die Energiebeschaffung stützt sich dort im Wesentlichen auf regional verfügbare fossile Energieträger, wobei in China und Indien der Nutzung der reichen Steinkohlelagerstätten auch weiterhin eine steigende Bedeutung aus energiewirtschaftlicher Perspektive zukommt.

Entsprechend der wieder aufwärts gerichteten weltwirtschaftlichen Entwicklung hat sich die Weltstromerzeugung in 2010 deutlich, nach ersten vorläufigen Schätzungen um mehr als 4,5 %, erhöht. Der Anteil der fossilen Energieträger, insbesondere Kohle (+7,5 %), Kernenergie (+6,5 %) und Erdgas (+4,6 %), konnte besonders zulegen, während der Beitragsanstieg der Erneuerbaren mit rd. 1–2 % in der Größenordnung der Vorjahre liegt.

Nach dem „New-Policies-Scenario“ der IEA wird der weltweite Strombedarf bis 2035 jährlich im Durchschnitt um etwas mehr als 2 % zunehmen, das heißt von derzeit rd. 20.700 TWh auf mehr als 30.300 TWh. Der Anstieg der globalen Stromnachfrage wird dabei zu mehr als 80 % von den Entwicklungs- und Schwellenländern hervorgerufen, während die Zunahme in den OECD-Ländern aufgrund der angestrebten höheren Energieeffizienz eher marginal verläuft. Die Verwirklichung der Einsparpotenziale durch Energieeffizienzsteigerung wird jedoch auch von dem vom „Reboundeffekt“ forcierten Wachstum und dem damit verbundenen möglichen Mehrverbrauch abhängen.

Die Stromerzeugung verteilt sich zukünftig mit unterschiedlichen Zuwachsraten auf alle Energieträger. Der Anteil der Stromerzeugung aus Kohle wird weltweit bis 2035 um etwa 25 % abnehmen, während die Erneuerbaren um 50 % zulegen. Stromgewinnung aus Kernenergie und Erdgas wird nach bisherigen Prognosen (vor der Katastrophe in Japan) gleichbleibend vertreten sein. Die relative Abnahme der zukünftigen Kohlenutzung ist weniger durch das verstärkte Aufkommen Erneuerbarer verursacht, als durch die Verdrängungseffekte von Erdgas, das als Brennstoff für die Stromerzeugung trotz höherer Lieferrisiken wegen vergleichsweise niedriger Gaspreise, in der EU und künftig möglicherweise auch in anderen Weltregionen auch durch die geringeren klimapolitischen Restriktionen gegenüber der Kohle immer konkurrenzfähiger wird. Die zunehmende Ausbeutung der sogenannten unkonventionellen Gaslagerstätten könnte sie langfristig weltweit zumindest teilweise in „Konventionelle“ wandeln.

# 2.2 World Energy Outlook 2010

## Überblick WEO 2010

Wie jedes Jahr hat die Internationale Energie-Agentur (IEA) auch 2010 ihren World Energy Outlook veröffentlicht – dieser gilt als Standardwerk energiewirtschaftlicher Fragestellungen. Hierin wird keine Prognose im engeren Sinne über Energieverbrauch oder -angebot veröffentlicht, vielmehr ist der WEO eine Analyse möglicher zukünftiger Entwicklungspfade, die in verschiedenen Szenarien untersucht werden.

In seiner neuesten Auflage hat der WEO besonders zwei Neuerungen eingebracht: erstens wurde der zeitliche Horizont der Analyse um 5 Jahre auf 2035 ausgeweitet. Und zweitens werden zwar wie bisher 3 Szenarien untersucht, jedoch wurde als Referenzszenario der Analyse nun nicht mehr ein Business-as-usual Pfad einer Trendfortschreibung (das sogenannte Current-Policy-Scenario, CPS) gewählt. Vielmehr liegt der Fokus des WEO nun auf einem New-Policy-Scenario (NPS). Für dieses wird unterstellt, dass zusätzlich zu den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen die Länder ihre nach den Klimaverhandlungen in Kopenhagen annoncierten $CO_2$-Reduktionen auch tatsächlich so umsetzen wie angekündigt. Für ein drittes Szenario hingegen wurde nicht eine mögliche zukünftige Entwicklung untersucht, sondern in umgekehrter Richtung gefragt, welche Maßnahmen und Entwicklungspfade nötig wären, um die $CO_2$-Konzentration in der Atmosphäre nicht über 450 ppm[1] ansteigen zu lassen (sog. 450-Scenario).

1 1 ppm= parts per million

## Entwicklung Primärenergieverbrauch

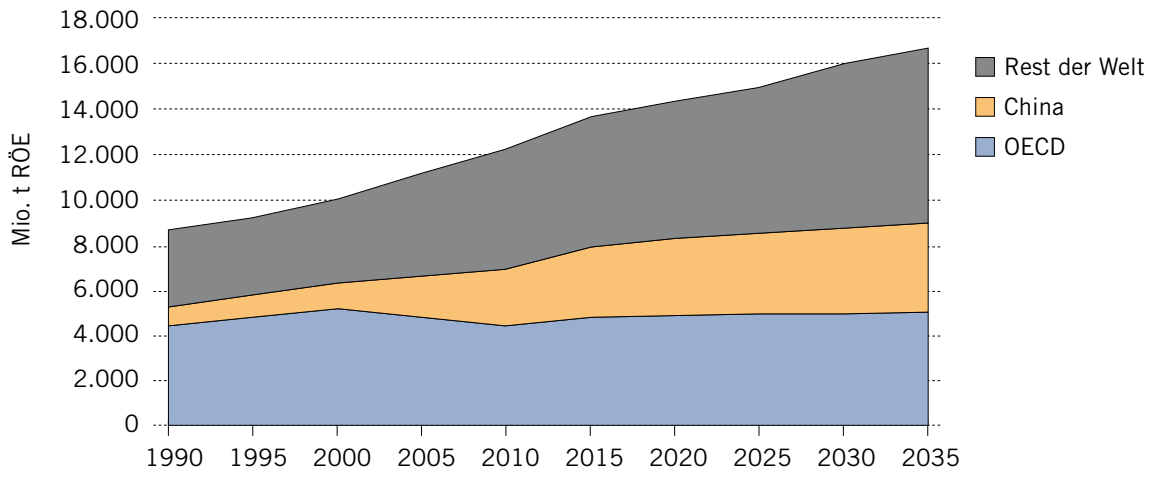
Wie auch in den Jahren zuvor geht der WEO von einem weiterhin stark steigenden Primärenergieverbrauch aus. Unter den Bedingungen des New-Policy-Scenarios wird im Zeitraum 2008-2035 mit einem Gesamtanstieg um +35 % gerechnet. Dieser Anstieg findet fast vollständig in den Ländern außerhalb der OECD statt, deren Verbrauch um 65 % zunimmt. Der Verbrauch innerhalb der Industrieländer hat mit einem Zuwachs von nur 3 % bis 2035 seinen Höhepunkt erreicht und befindet sich damit praktisch auf einem Plateau bis zum Ende des Prognosezeitraums.

Diese Aussagen gelten in ähnlicher Weise auch für das Trend-Szenario CPS, jedoch sind die Verbrauchszuwächse ausgeprägter. Bei einem Zuwachs des Welt-Primärenergieverbrauchs um +47 % steigt der Energiebedarf in den Ländern außerhalb der OECD um 79 %. Die OECD Länder zeigen auch unter diesen Annahmen einen nur noch sehr gering wachsenden Bedarf (+8 %).

## Entwicklung der Energieträger

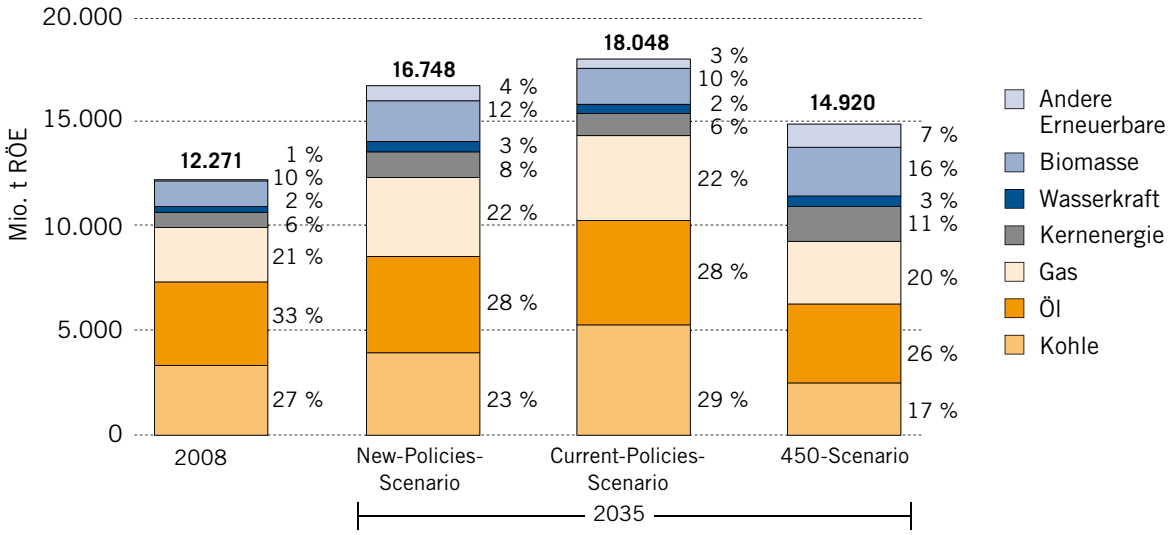
Die Entwicklung der Energieträger im Prognosezeitraum zeigt, dass sich zwar deutliche Akzentverschiebungen insbesondere zwischen Kohle und Erdgas je nach Szenario ergeben (im NPS hat Erdgas die größten Zuwächse, im CPS ist es hingegen Kohle), dass aber insgesamt auch 2035 die Energiewelt überwiegend mit fossilen Brennstoffen gestaltet sein wird: im NPS werden auch 2035 noch 75 % des Primärenergieangebots durch Öl, Gas und

**Abbildung 2.4: Welt-Primärenergieverbrauch im New-Policy-Scenario** (Mio. t RÖE)




Quelle: World Energy Outlook 2010

**Abbildung 2.5: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs bis 2035**




Quelle: World Energy Outlook 2010

Kohle vorgehalten, im CPS sogar 80 % (zum Vergleich heute: 81 %). Für beide Szenarien sieht der WEO keine physischen Verfügbarkeitsgrenzen im Prognosezeitraum voraus, die endlichen Energieträger Öl, Gas und Kohle können eine entsprechende Angebotsausweitung darstellen.

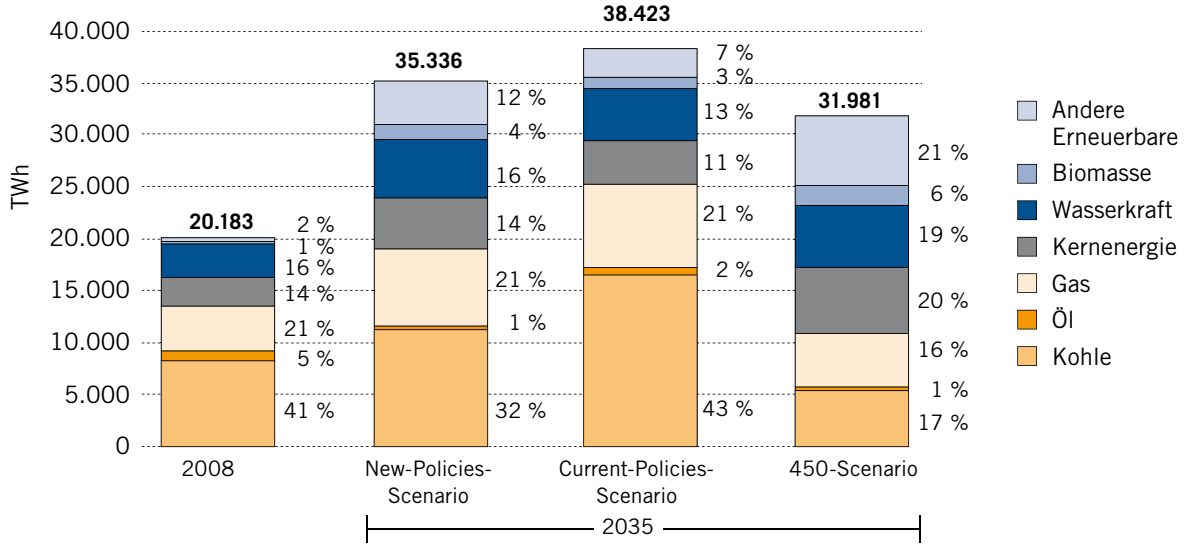
Alle Energieträger werden künftig verstärkt nachgefragt. Im New-Policies-Scenario müssen fossile Energieträger mehr als die Hälfte des Nachfragezuwachses abdecken. Erdöl bleibt der mengenmäßig wichtigste fossile Energieträger im globalen Primärenergiemix, obwohl sein Anteil von 33 % im Jahr 2008 auf 28 % im Jahr 2035 sinkt. Die Nachfrage nach Kohle steigt bis 2025 und geht zum Ende des Betrachtungszeitraums zurück. Der Verbrauch an Erdgas erhöht sich unter allen fossilen Energieträgern am stärksten; sein Beitrag zur Deckung des gesamten Primärenergieverbrauchs nimmt von 21 % im Jahr 2008 auf 22 % im Jahr 2035 zu. Der Anteil der Kernkraft steigt im gleichen Zeitraum von 6 % auf 8 %. Der Einsatz moderner erneuerbarer Energien, wie Wasserkraft, Wind, Solarenergie, Geothermie, moderne Biomasse und Gezeiten- bzw. Wellenkraft, verdreifacht sich. Der Anteil dieser Energien am Primärenergiemix verdoppelt sich von 7 % im Jahr 2008 auf 14 % im Jahr 2035.

## Nachfrage nach Elektrizität und Energiemix in der Stromerzeugung

Im New-Policies-Scenario steigt die globale Nachfrage nach Elektrizität bis 2035 um 75 % im Vergleich zu 2008. Mehr als 80 % dieses Zuwachses entfallen auf Nicht-OECD-Staaten. Die in der Periode 2009 bis 2035 insgesamt als Ersatz für Altanlagen sowie zur Deckung der steigenden Nachfrage weltweit neu in Betrieb zu nehmende Kraftwerkskapazität beläuft sich auf zirka 5.900 GW. Zur Veranschaulichung: Das entspricht dem 35-fachen der in Deutschland Ende 2010 insgesamt installierten Kraftwerksleistung.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ändert sich zulasten der fossilen Brennstoffe. Trotzdem dominieren diese im New-Policies-Scenario mit einem Anteil von 55 % im Jahr 2035 (2008: 68 %). Weltweit bleibt Kohle der Hauptbrennstoff für die Stromerzeugung; allerdings geht ihr Anteil von heute 41 % auf 32 % zurück. Erdgas wird einen guten Teil des Zuwachses in der Stromerzeugung weltweit decken; sein relativer Beitrag zur Weltstromerzeugung bleibt mit 21 % über die gesamte Betrachtungsperiode stabil. Der Anteil der Kernenergie nimmt trotz des erwarteten Ausbaus der Kraftwerksleistung um 360 GW nicht wesentlich zu. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Weltstromerzeugung erhöht sich in diesem Zeitraum von 19 % auf 32 % und schließt damit zur Kohle auf. Dieser Anstieg geht in erster Linie auf Wind- und Wasserkraft zurück. Die

**Abbildung 2.6: Entwicklung der globalen Stromerzeugung bis 2035**




Quelle: World Energy Outlook 2010

Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen nimmt stark zu. Trotzdem beträgt der Anteil der Photovoltaik im New-Policies-Scenario 2035 nur etwa 2 % – ein Wert, der in Deutschland bereits 2010 erreicht wurde.

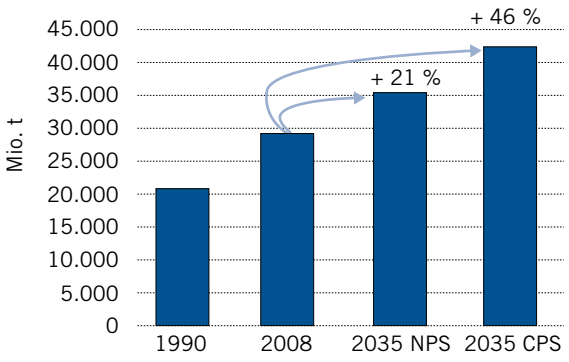
In Unkenntnis der Ereignisse in Japan hatte der WEO 2010 noch einen sehr deutlichen Zuwachs der Kernenergienutzung prognostiziert, um stattliche 79 % bis 2035 im NPS. China allein hat an diesem Anstieg einen Anteil von 40 %, insbesondere durch starken Zubau in den ersten eineinhalb Jahrzehnten des Prognosezeitraums. Im letzten Jahrzehnt des Prognosezeitraums werden auch sehr starke Kernkraftwerks-Zubauten in den OECD-Ländern gesehen, was Ausdruck einer Reaktion auf den für diese Länder unterstellten hohen $CO_2$-Preis ist.

Den stärksten Anstieg verzeichnen somit, wie auch schon zuvor prognostiziert, die erneuerbaren Energien der Stromerzeugung, Wind und Photovoltaik, die zusammen um 685 % im NPS zulegen (426 % im CPS), wenn auch von kleiner Basis. Die Biomassenutzung (inklusive Abfälle, aber ohne traditionelle, nicht-gehandelte Biomasse) steigt hingegen um perspektivisch eher moderate 60 %, da auch zukünftig Fragen der Nachhaltigkeit der Biomasse einen rasanteren Ausbau verhindern.

## Implikationen für $CO_2$-Emissionen

Die Szenarien unterscheiden sich relativ deutlich in den Auswirkungen, die ihre jeweiligen Ausprägungen auf die globalen $CO_2$-Emissionen haben. Während im 450ppm-Szenario eine Reduktion des globalen $CO_2$-Ausstoßes 2008-35 um –26 % als notwendig analysiert und somit a priori gesetzt wird, sieht das Referenz-Szenario NPS im Gegenteil einen Anstieg um +21 % gegenüber 2008 voraus (CPS sogar um +46 %). Alle zusätzlichen Emissionen kommen aus den Schwellen- und Entwicklungsländern, in den Industrieländern der OECD sinken (annahmengemäß)

**Abbildung 2.7: Globale $CO_2$-Emissionen**




Quelle: World Energy Outlook 2010

die Emissionen im selben Zeitraum um –20 %. Erste Konsequenz dieser auseinanderklaffenden Entwicklung ist, dass allein die $CO_2$-Emissionen Chinas in 2035 größer sein werden als die gesamten Emissionen aller OECD-Länder.

Für das Referenz-Szenario ergibt sich nach IEA Berechnungen ein Anstieg der globalen Temperatur von „mindestens 3,5 °C“ gegenüber dem vorindustriellen Niveau (es wird vermieden, sich hier auf einen genauen Wert festzulegen), also weit oberhalb der international gängigerweise als maximal akzeptabel erachteten 2 °C.

## Entwicklung Alternativen im globalen Verkehrssektor

Als besonderes interessant können auch die Untersuchungen des WEO in Bezug auf alternative Antriebsarten gelten. Hierbei stellt sich heraus, dass auch im klimapolitisch ambitionierteren NPS-Szenario im Jahre 2035 der weit überwiegende Teil der Neuwagenflotte mit Verbrennungsmotoren betrieben wird, und dass weltweit rein Batterie-elektrisch betriebene Fahrzeuge eine Nischenerscheinung bleiben werden (Abb. 2.8). Die Gründe hierfür sind vielfältig, sie haben aber insbesondere mit den relativen Kosten der einzuführenden Technologien zu tun und mit den immer noch existierenden enormen Effizienzpotentialen konventioneller Verbrennungstechnik, die relativ kostengünstig gehoben werden können und auch gehoben werden. So sinkt der durchschnittliche Neuwagen-Verbrauch weltweit von 9,7 auf 6,7l/100km; hinzu kommt, dass substantielle Mengen an flüssigen Biokraftstoffen in den Markt kommen und die $CO_2$-Bilanz des Verbrennungsmotors weiter verbessern werden.

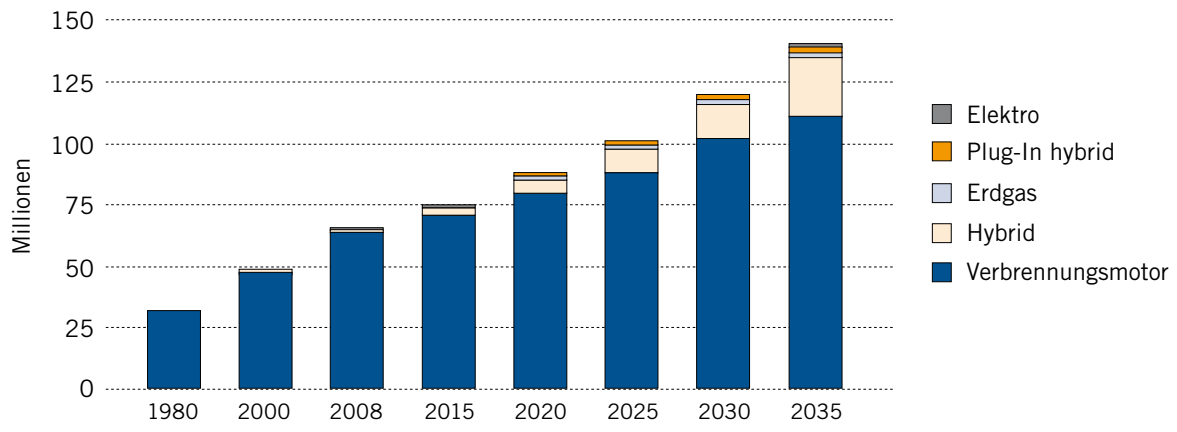
## China: Treiber der Entwicklung

China, dessen Energieverbrauch noch im Jahre 2000 nur halb so groß war wie der der USA, hat nach einem Jahrzehnt rasanten Wachstums diese schon 2009 überholt und ist nun offiziell weltgrößter Energieverbraucher – ein atemberaubendes Wachstum. Dieses Land wird eine alles überragende Rolle auf den Welt-Energiemärkten spielen, so sagen einhellig die 3 Szenarien des WEO. China wird über 36 % des gesamten zusätzlichen Energieangebots der Welt bis 2035 verbrauchen, einzelne energiepolitische Maßnahmen des Landes werden daher Auswirkungen für alle an den Weltmärkten beteiligten Staaten haben. Chinas Verbrauch wird um +75 % ansteigen (CPS: +98 %), in ähnlichen Regionen bewegen sich auch die $CO_2$-Emissionszuwächse, mit +3,5 Mrd. t (NPS) bis +6 Mrd. t $CO_2$ (CPS). Zum Vergleich entsprechen allein diese Zuwächse in etwa den gesamten absoluten Emissionen der EU-27 im Jahre 2008 (3,8 Mrd. t $CO_2$).

Gründe sind das rapide Wirtschaftswachstum, die Änderung des Lebensstils substantieller Teile der Bevölkerung, die zunehmende (energieintensive) Industrialisierung, sowie die hohen Exporte (welche faktisch energieintensiver sind als die Importe). Diese Grundfaktoren werden als relativ beständig bis 2035 angesehen. Im selben Zeitraum steigt die volkswirtschaftliche Energieeffizienz sehr deutlich an (und ist nicht mehr weit von OECD-Durchschnitten entfernt).

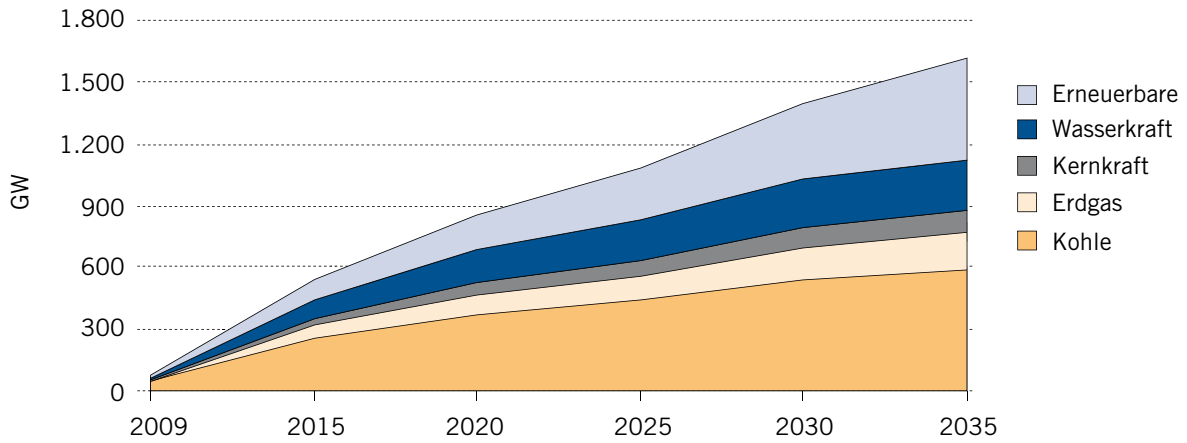
Der große Energiehunger Chinas manifestiert sich besonders in der prognostizierten Zunahme des Strombedarfs. So wird im New-Policies-Scenario nahezu von einer Verdreifachung der Stromerzeugung in China ausgegangen

**Abbildung 2.8: PKW-Neuwagenzulassungen im New-Policy-Scenario**




Quelle: World Energy Outlook 2010

**Abbildung 2.9: Kumulierte Kraftwerkskapazitätsausweitungen in China (GW) im New-Policy-Scenario**




Quelle: World Energy Outlook 2010

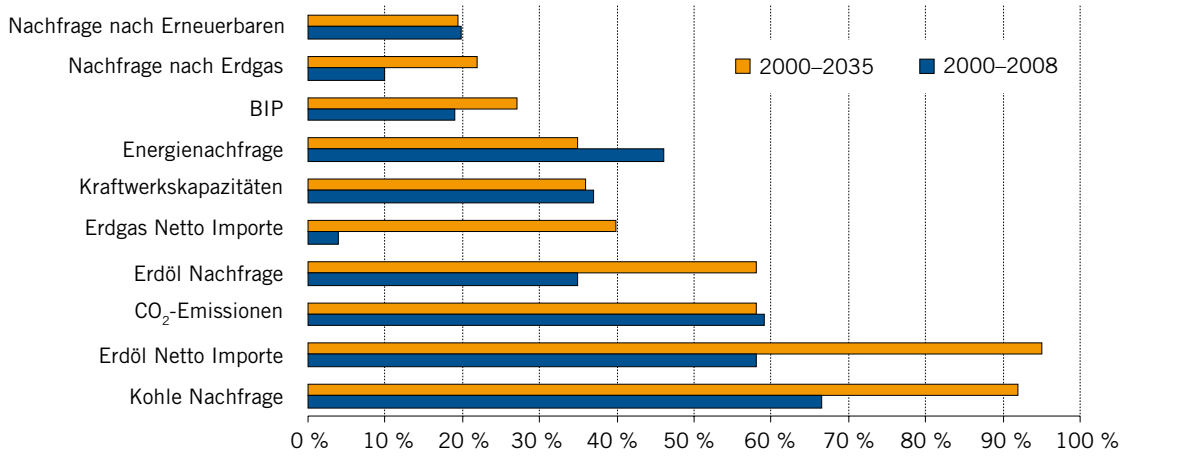
(+ 175 %). Dieser Zuwachs erfordert einen enormen Kraftwerkszubau, der je nach Szenario entweder vorrangig durch Kohle und Erneuerbare (NPS) oder vorrangig durch Kohle-Kraftwerke erfolgen wird (CPS). Allein in den kommenden 15 Jahren wird China so viel neue Kraftwerkskapazität in Betrieb nehmen wie gegenwärtig in den USA installiert ist.

## Bewertung und mögliche Schlussfolgerungen

Der WEO und seine Szenarien eignen sich hervorragend, um durch eine strukturierte Analyse größere Klarheit über die relevanten energiewirtschaftlichen Zukunftsfragen zu bekommen. Er ist keine (und will keine) Prognose sein im geläufigen Sinne, sondern er zeigt mögliche Entwicklungspfade auf, die sich unter verschiedenen Annahmen herauskristallisieren können. Drei kurze Anmerkungen scheinen angebracht:

- Die drei untersuchten Szenarien setzen als Annahme die in der Tabelle dargestellten $CO_2$-Preise in unterschiedlichen Regionen voraus. Hieraus ist z. B. erkenntlich, dass für das CPS-Szenario unterstellt wird, dass die EU im gesamten Betrachtungszeitraum weltweit die einzige Region ist, die ihren Volkswirtschaften einen $CO_2$-Preis aufbürdet. Dies kann als Denkmodell sicherlich dienen, ist aber aufgrund von Wettbewerbsverzerrungen eine auf die Dauer von 2 ½ Jahrzehnten

**Abbildung 2.10: Chinas Anteil an der globalen Zunahme zentraler Indikatoren**




Quelle: World Energy Outlook 2010

**Tabelle 2.2: $CO_2$-Preisannahmen** (in $, 2009, pro Tonne)

| Szenario | Region | 2009 | 2020 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|
| New Policies | Europäische Union | 22 | 28 | 46 | 50 |
| | Japan | n.a. | 20 | 40 | 50 |
| | Andere OECD-Staaten | n.a. | – | 40 | 50 |
| Current Policies | Europäische Union | 22 | 30 | 37 | 42 |
| 450 | OECD+ | n.a. | 45 | 105 | 120 |
| | Andere große Volkswirtschaften | n.a. | – | 63 | 90 |

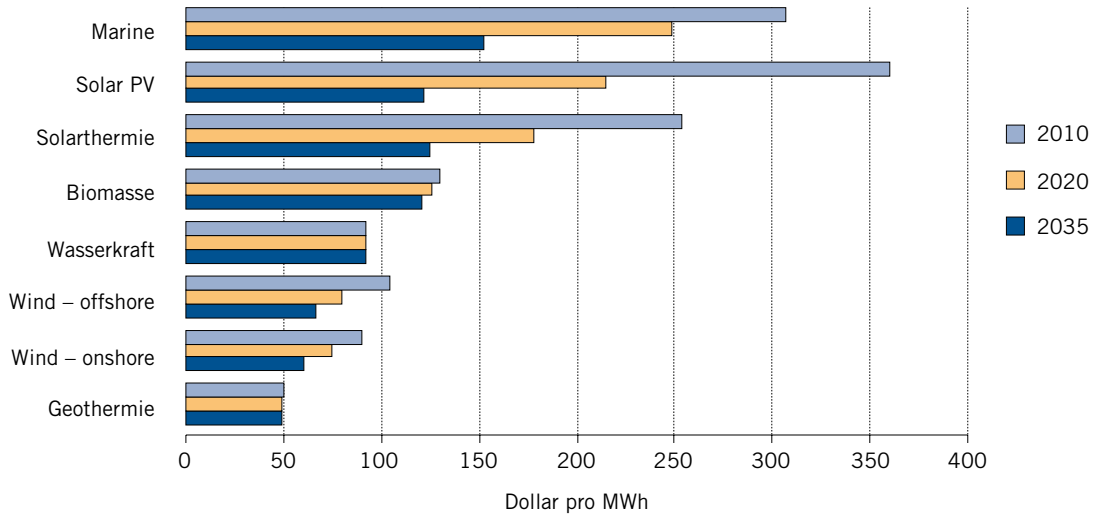
Quelle: World Energy Outlook 2010

kaum nachhaltige Politik und daher äußerst unrealistisch. Ebenso ist auch die Unterstellung des NPS-Szenarios, dass man in EU und später Japan weiterhin bis 2030 sogar ohne die USA (und natürlich ohne den Rest der Welt) am Emissionshandel festhalten wolle, kaum eine pragmatische Annahme.

- Die Ereignisse in Japan dürften die Zubauraten der Kernenergie möglicherweise absenken. Dies ist realistischerweise umso deutlicher in Staaten absehbar, in denen die steigenden Kosten eines Weiterbetriebs oder eines Zubaus nicht durch staatliche Flankierung abgefedert werden. Somit sind die im Referenzszenario beschriebenen Zubauraten im neuen Lichte besehen zu gegebener Zeit neu zu bewerten. Die weiteren Effekte auf den Kraftwerkspark dahingestellt, hat dies insbesondere Konsequenzen für die beiden international wettbewerbspolitisch äußerst relevanten Faktoren Strompreis und $CO_2$-Preis. Deren Entwicklung wird die im vorangegangenen Absatz dargestellten Verzerrungen tendenziell weiter erhöhen und die klimapolitischen Annahmen unrealistischer erscheinen lassen.

- Erneuerbaren Energien wird zwar im WEO ein rasantes Wachstum vorhergesagt, jedoch wird zugleich darauf hingewiesen, dass es großumfänglich staatlicher Subventionen bedarf, um dieses zu bewerkstelligen. Heute, aber laut WEO in den meisten Fällen auch 2035, sind erneuerbare Energien nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten gewinnbar (unter Nicht-Berücksichtigung unbekannter Technologiesprünge), siehe Abb. 2.11. Die für einen Ausbau nötigen Subventionen stehen allerdings im Widerspruch zu den in den OECD-Ländern unter Budgetdruck stehenden öffentlichen Haushalten und klammen Kassen. Es bleibt abzuwarten, wie sich Politik und Stromverbraucher in den jeweiligen Ländern künftig dieser Problematik höherer Kosten stellen werden.

**Abbildung 2.11: Kosten Erneuerbarer Energien im New-Policy-Scenario**




Quelle: World Energy Outlook 2010

# 2.3 COP-16 in Cancún

## Sicht des World Energy Council

An die COP-16[1] (16. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention) zusammen mit dem 6. Kioto-Nachfolge-Konvent in Cancún/Mexiko Ende November/Anfang Dezember 2010 waren geringere Erwartungen geknüpft als noch an die Vorgängerkonferenz in Kopenhagen ein Jahr davor[2]. Der World Energy Council (WEC) veröffentlichte am 29. November 2010 seine Botschaften für Cancún:

- Der WEC wies hierbei auf die Bedeutung eines internationalen Klimaabkommens hin: Ein internationaler Klimapolitik-Rahmen ist für Energieminister, Politikverantwortliche und Energie-CEOs die wichtigste kritische Unsicherheit. Ein globaler Rahmen, der einen klaren und langfristigen Pfad für Preissignale von Emissionsminderungen gibt, wird als effektivstes Instrument angesehen. Ohne diese langfristige Perspektive für Preise für den Treibhausgasausstoß, sind Investitionen in Energieinfrastrukturen einem erheblichen Risiko ausgesetzt. Hierbei ist besonders die globale Lösung eine Herausforderung. Eine pragmatische Lösung könnte daher ein regionaler Ansatz sein, der einen weltweit kohärenten Wert für Kohlenstoff Emissionen berücksichtigt und dabei sich entwickelnden Ländern ausreichend Wachstumsmöglichkeiten lässt.

Der globale Klimaschutz kann dabei nicht losgelöst von anderen Maßnahmen betrachtet werden. Ein integrierender Ansatz ist nötig, der auch folgende Aspekte berücksichtigt:

- Effektive Methoden: Ein international ausgerichteter Klimarahmen nützt auch nationalen Klimapolitiken – langfristige Investitionen und Technologieoffenheit sind unverzichtbar für eine nachhaltige Energiezukunft.
- Milleniumziele: Zugang zu Energie v. a. auch Elektrifizierung ländlicher Gegenden ist wesentlich.
- Energieeffizienz ist die wirksamste Antwort auf schwindende Energieressourcen und steigende Treibhausgasemissionen. Aufklärung der Energieverbraucher ist neben dem Kapitalbedarf eine Hauptaufgabe für Entwicklung und Anwendung von Einsparmaßnahmen.
- Ein umfassender Energiemix ist das schlüssigste Konzept im Hinblick auf regulatorische und marktinduzierte Risiken.

In der weiterführenden Studie *Pursuing sustainability: 2010 Assessment of country energy and climate policies* analysierte der WEC die Energie- und Klimapolitik in über dreißig Ländern und kommt dabei zu folgenden Empfehlungen:

- Ausbalancieren strategischer Ambitionen z. B. finanzielle Möglichkeiten der Energieverbraucher vs. Emissionsreduktionen, Anreizsysteme vs. Marktverzerrung.
- Politische Rahmenbedingungen müssen flexibel genug sein, um auf künftige Markteinflüße und technische Entwicklungen reagieren zu können
- Stärkung des regulatorischen Rahmens, um den Aufbau neuer Infrastruktur zu ermöglichen
- Prüfung von Anreizförderungen und Subventionen
- Die Beschleunigung der Entscheidungsprozesse kann die Akzeptanz zum Umbau des Energiesystems verbessern

## Ergebnisse von Cancún

Die Vereinbarungen von Cancún umfassen ein sogenanntes „ausbalanciertes Paket von Entscheidungen“, die in zwei Dokumenten als offizielles Ergebnis von Cancún veröffentlicht wurden: Das Papier der AWG-LCA[3] und der AWG-KP[4]. Die AWG-KP vertagte Entscheidungen auf die COP-17 in Durban, Südafrika (inkl. Reformen im Bereich der flexiblen Mechanismen).

Die AWG-LCA arbeitete auf Basis der Kopenhagener Ergebnisse weiter und erbittet Klimaschutzmaßnahmen aller großen Emittentenländer (etwa 80). Weiterhin formulierte sie neue Erfordernisse an die Überwachung, die Berichterstattung und die Prüfung von Treibhausgasemissionen. Damit wird die Unterscheidung zwischen Industrie- und Entwicklungsländern aufgeweicht. Ebenso wurde das Langfrist-Ziel, den globalen mittleren Temperaturanstieg auf weniger als 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen, in das AWG-LCA-Dokument aufgenommen und damit formal im UNFCCC[5]-Prozess zum ersten Mal anerkannt – wenn auch nur als „shared vision“ und nicht als explizites Ziel. Einige Staaten fordern eine Verschärfung des Langfristziels. In der Diskussion ist eine Begrenzung des globalen mittleren Temperaturanstiegs auf 1,5 °C. Das Langfristziel soll im Rahmen eines periodischen review-Prozesses regel-

1 COP = Conference of the Parties, deutsch: Vertragsstaatenkonferenz

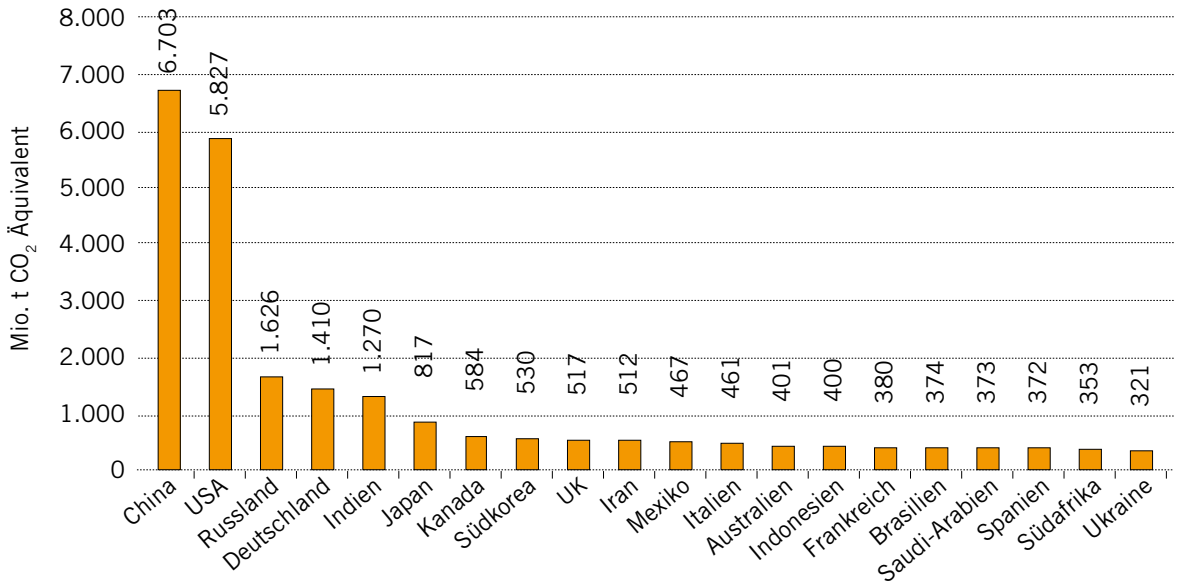
2 Siehe hierzu auch „Energie für Deutschland 2010“

3 AWG-LCA = Ad-hoc Working Group Long-Term Cooperative Action under the Convention. Die AWG-LCA soll eine neue, umfassende Klimavereinbarung entwickeln, die alle großen Staaten umfaßt, inklusive USA und China.

4 AWG-KP = Ad-hoc Working Group on Further Commitments for Annex 1 Parties under the Kyoto Protocol. Die AWG-KP soll Konsens herstellen bezüglich Verpflichtungen und Regeln für die zweite Verpflichtungsperiode unter dem Kyoto Protokoll.

5 UNFCCC = United Nation Framework Convention on Climate Change – Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

**Abbildung 2.12: Treibhausgasemissionen der 20 größten Emittentenländer im Jahr 2007**




Die fünf größten Emittenten sind für 57% der welweiten Emissionen verantwortlich – darunter befindet sich kein EU-Mitgliedsland. Die zehn (zwanzig) größten Emittenten sind für 67 % (80 %) der weltweiten Emissionen verantwortlich.
Quelle: Climate Analysis Indicators Tool, World Resources Institute, 2011

mässig überprüft werden. Die erste Überprüfung wird 2013 beginnen und soll 2015 abgeschlossen sein. Bestandteil dieser Überprüfung werden auch die Ergebnisse des nächsten Assessment-Report des IPCC[6] sein. Es wird ein „Green Climate Fund" errichtet, der von einem Gremium verwaltet werden soll, dem jeweils zwölf Vertreter der Industrie- und der Entwicklungsstaaten angehören. Das Vermögen des Fonds soll einem Treuhänder übertragen werden. Für eine Übergangszeit soll zunächst die Weltbank diese Aufgabe übernehmen. In den Fonds sollen ab 2020 jährlich 100 Milliarden Dollar fließen, sowohl aus öffentlichen Geldern als auch aus privaten und sonstigen Quellen. Offen blieb jedoch, welche Länder hierzu Zahlungen leisten und in welcher Höhe. Daneben gab es Beschlüsse zu einem „Technologiemechanismus", der zu einem stärkeren Austausch von Technologie in zwei Gremien auch für die Unterstützung der Entwicklungsländer beitragen soll und zu neuen marktbasierten Mechanismen, die auf der COP-17 detailliert werden sollen. Der dahinter stehende Gedanke des Technologietransfers wird jedoch in verschiedenen Ländern unterschiedlich interpretiert: Firmen sind gerne bereit, Technologie gegen Bezahlung zu liefern – belieferte Länder sehen es oft als notwendig an, dass die Technologie nicht nur kostenfrei geliefert wird, sondern zur Umsetzung auch noch zusätzliche Gelder aus den Lieferantenländern fließen müssen.

## Bewertung

In Cancún gelang es der mexikanischen Leitung, den UN-Prozess aufrecht zu erhalten und zu einer atmosphärischen Verbesserung zwischen den Verhandlungsdelegationen beizutragen. Die Ergebnisse enttäuschten jedoch inhaltlich hinsichtlich des notwendigen Kioto Folgeabkommens für 2012: Japan, Rußland und Kanada sind offen gegen nationale Kioto-artige Ziele. Die mangelnde Detaillierung lässt jedoch offen, was wirklich gemeint ist. Cancún hat damit für die Emissionshandelsmärkte nach 2012 kein wirklich sicheres Signal geliefert. Dementsprechend kann die EU kurzfristig schwerlich für eine Erhöhung der EU-Ziele auf 30 % bis 2020 plädieren: Es ist auf absehbare Zeit kein globales Abkommen erreichbar.

Die oben genannten Forderungen des WEC bleiben unverändert und weiterhin gültig – die unspezifischen Ergebnisse von Cancún lassen keine Beurteilung aus dieser Sicht zu. Die Hoffnung bleibt, dass die zurückgewonnenen Vertrauenselemente von Cancún in Durban (Dezember 2011) eine Basis für ein Post-Kioto-Abkommen liefern.

6 IPCC= Intergovernmental Panel on Climate Change

# 2.4 Märkte für Photovoltaikanlagen

## Angebotsseite

Fördersysteme für Photovoltaikanlagen (PV) in den europäischen Staaten mit Vergütungssätzen, die Solarhersteller im Jahr 2007 zu den renditestärksten Unternehmen Deutschlands machten,[7] haben seither zu einem Boom neuer Produktionskapazitäten geführt. Hervorzuheben ist hierbei vor allem das Wachstum im asiatischen Raum, allen voran China und Taiwan, wo bereits 2009 jede zweite Solarzelle produziert wurde. Tendenz steigend.

Obwohl die Prognosen schwanken, zeigt sich ein klarer Trend zur weiteren Kapazitätsausweitung der PV-Anlagenproduktion. Exemplarisch erwartet das Beratungsunternehmen iSuppli in seiner letzten Zubauprognose nach 7,2 GW (2009) ein Angebot von 15,8 GW für 2010 und 19,3 GW für 2011.[8] Der weitere Angebotszuwachs dürfte aufgrund der Unsicherheit über die künftige Nachfrage aber etwas gebremst sein. Branchenbeobachter erwarten, dass alle namhaften Hersteller ihre Kapazitäten in nächster Zeit vorerst nur um 10 % erweitern.

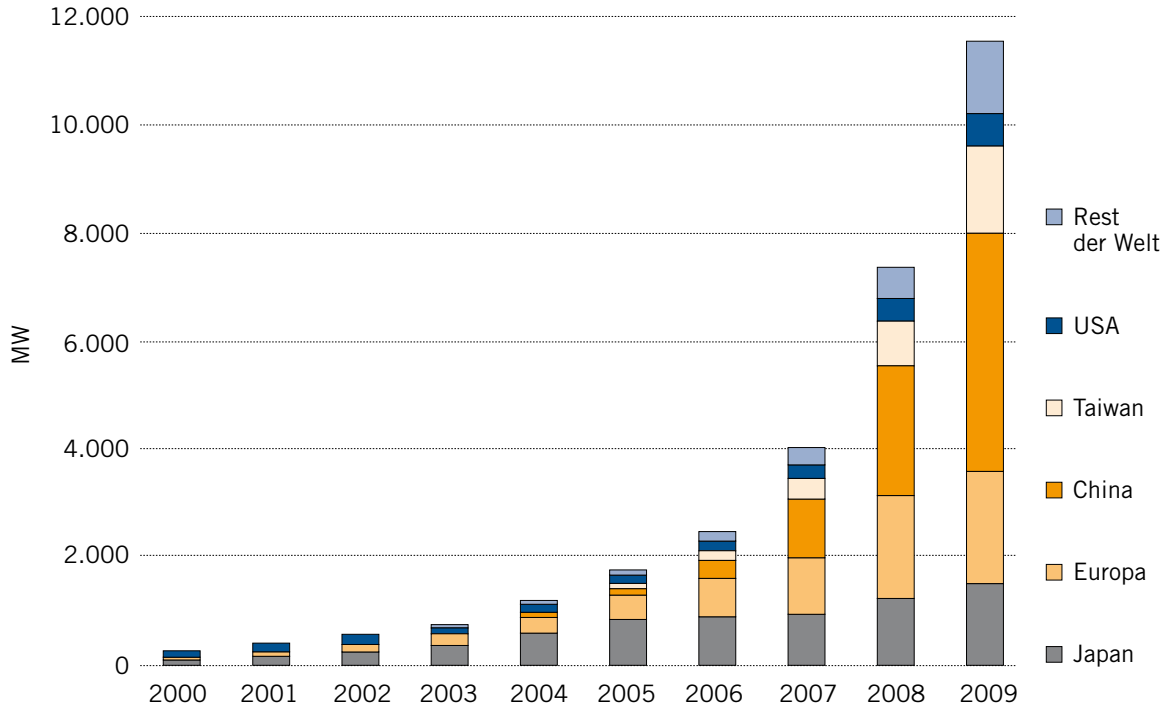
Der Ausblick der mittelfristigen Angebotentwicklung ist zwar mit starken Unsicherheiten behaftet. Langfristig wird der Photovoltaik aber eine aussichtsreiche Zukunft vorhergesagt. So will Japans Regierung in ihrem 2030+-Szenario im Jahr 2050 jährlich 25 bis 35 GW im Inland installieren und 300 GW exportieren, um damit ein Drittel des Weltmarktes abzudecken.

Obwohl Cadmium-Tellurid-Module weltweit als am kostengünstigsten angesehen werden, bleibt wohl der erwartete Siegeszug der Dünnschichttechnologien aus. Hauptgrund dafür ist der Rückgang der Siliziumpreise durch starke Angebotsausweitungen der Waferhersteller und hoher Konkurrenzdruck in der Zellen- und Modulproduktion, der zu einem steten Preisrückgang der siliziumbasierten Solarmodule seit Ende 2008 führte. Die EU-Kommission erwartet, dass der Anteil der Dünnschichttechnologie auf ein Drittel steigen wird, dort aber verharrt.

7 http://www.handelsblatt.com/solartechnik-schlaegt-software;1438092

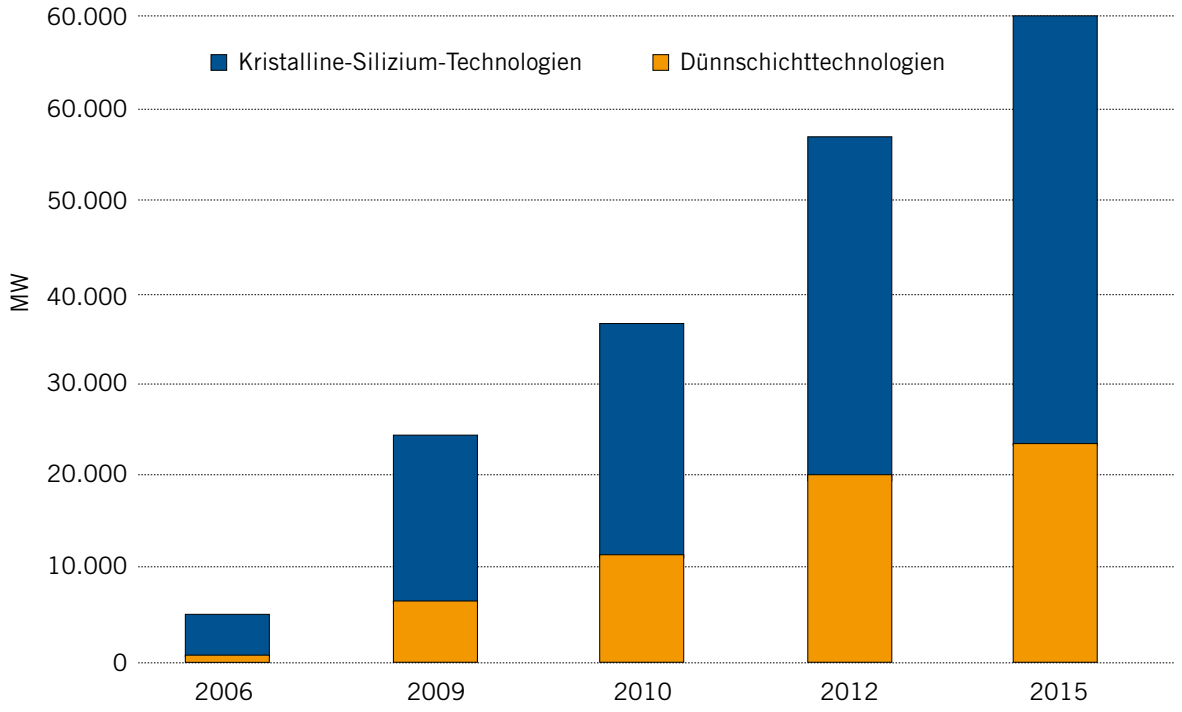
8 http://www.pv-tech.org/news/isuppli_forecasts_huge_growth_for_pv_installations_in_italy_1gw_per_quarter

**Abbildung 2.13: Jährliche PV-Anlagenproduktion**




Quelle: PV-Status Report 2010, Europäische Kommission

**Abbildung 2.14: Erwartete jährliche Produktionskapazität der PV-Technologie in MW**




Quelle: PV-Status Report 2010, Europäische Kommission

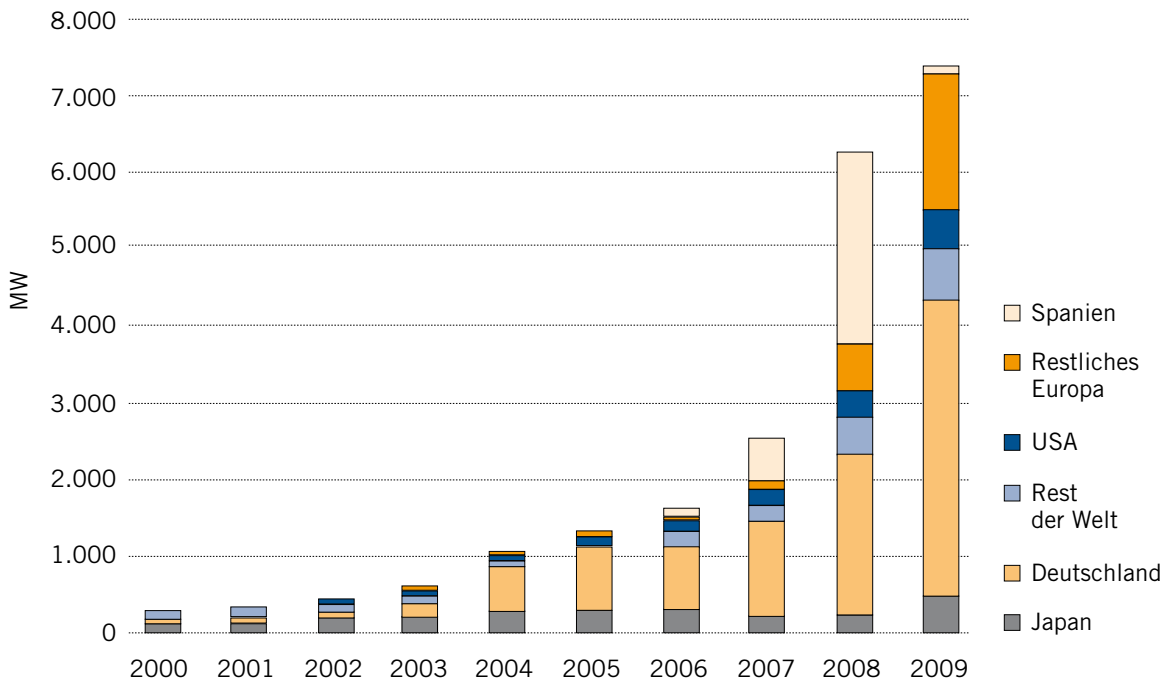
## Nachfrageseite

Die Nachfrage nach Solarmodulen wird vor allem von Europa getrieben. Im Zentrum steht Deutschland, das in den vergangenen Jahren ca. die Hälfte der weltweiten Solarmodulproduktion abnimmt. Im Jahr 2010 dürften 7 von 14 GW weltweit auf deutsche Installationen zurückzuführen sein.

Das investorenfreundliche Festvergütungssystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Deutschland wurde von vielen EU-Staaten übernommen. Die staatlich festgelegten, an Vollkosten orientierten Vergütungssätze können allerdings selten schnell genug an die weltweite Preisentwicklung angepasst werden, womit die nationale Installationstätigkeit schwer steuerbar ist. So hat Spanien nach einem Zubaurekord von 2,5 GW im Jahre 2008 die jährliche Kapazität auf ca. 500 MW gedeckelt. Tschechien hat nicht nur die Förderung begrenzt, sondern reduziert auch rückwirkend die Erträge aller 2009 und 2010 erbauten PV-Anlagen mit einer Sondersteuer von 26 %. Frankreich verhängte ein Genehmigungsmoratorium für neue PV-Anlagen und will einen Deckel von 500 MW einführen. In Italien gilt ein 3.000-MW-Deckel bis Ende 2013, der aber bereits vorzeitig 2011 erreicht werden könnte. In Deutschland setzt sich die Branche vehement gegen eine Zubaubegrenzung ein und musste dafür jedoch eine vorgezogene Absenkung der Einspeisevergütungen im Sommer 2011 hinnehmen.

Kurzfristig suchen die Solarmodulproduzenten Absatzmöglichkeiten und akzeptieren dafür auch deutliche Preisabschläge. Die Regierungen vieler Staaten wehren sich gegen anschwellende Modulzuflüsse durch Mengenbeschränkungen und heizen damit den Preisdruck weiter an. Viele Hersteller hoffen derzeit auf die wachsenden Märkte in China, Indien und den USA. Die Ausbauziele Chinas bzw. Indiens von kumulativ 20 GW installierter PV-Kapazität für 2020 bzw. für 2022 beeindrucken auf den ersten Blick. Diese Mengen entsprechen jedoch jeweils gerade einmal der erwarteten jährlichen Modulproduktion des Jahres 2011. Deshalb gehen Beobachter wie Photon Consulting von einer ersten weitreichenden Marktbereinigung schon im Jahr 2011 aus. Diese wird voraussichtlich Solarzellen- und Solarmodulproduzenten stärker treffen als Projektierer. Deshalb versuchen sich die reinen Zellen- oder Modulproduzenten zu Komplettanbietern zu wandeln. Produktionsstandorte werden weltweit aufgebaut. Sofern nur einheimische Produktion verbaut werden darf, wird zumindest der letzte Fertigungsschritt, die Modulproduktion, im Inland angesiedelt.

**Abbildung 2.15: Jährliche PV-Anlageninstallation in MW**




Quelle: PV-Status Report 2010, Europäische Kommission

## Preisentwicklung

Die Preise für Solarzellen und -module sind durch den Zutritt neuer Anbieter seit Ende 2008 kontinuierlich zurückgegangen. Eine Erholung der Preise dürfte erst nach dem Ausscheiden einiger Anbieter einsetzen. Interessanterweise sind wechselkursbereinigt die Preise in Europa und Japan höher als in den USA und China.[9] Die Unterschiede lassen sich gegebenenfalls dadurch erklären, dass in letzteren Märken eher preissensiblere Großprojekte durchgeführt werden. Allerdings sanken die Preisdifferenzen in den letzen Monaten und zeigen damit, dass sich ein weltweiter Commoditymarkt etabliert.

9 http://www.pvxchange.com/de/index.php/preisindex_2.html; http://solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment

# Energie in der Europäischen Union

3

# 3.1 Zahlen & Fakten

## Primärenergieverbrauch

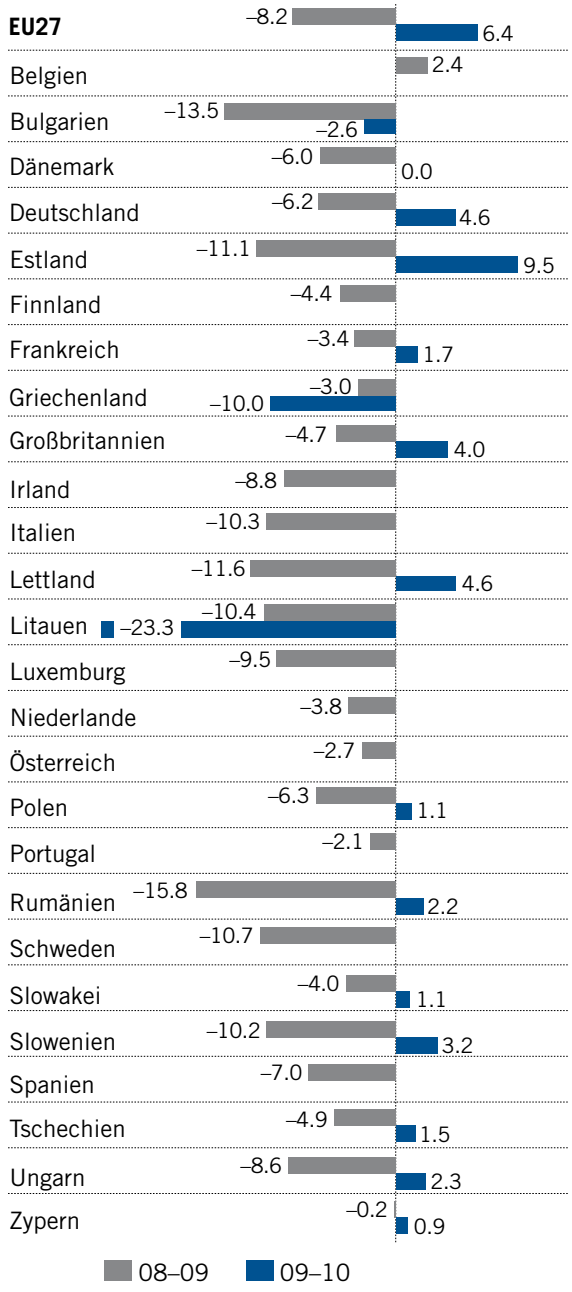
Der Primärenergieverbrauch in der EU-27 ist in der ersten Hälfte der letzten Dekade nur leicht angestiegen und hat sich bis zum Ausbruch der Krise auf etwa gleichem Niveau von 2,6 Mrd. t SKE bewegt. In den Jahren 2009 und 2010 haben sich bei der Veränderung des Energieverbrauchs maßgeblich zwei zum Teil gegenläufige Einflüsse ausgewirkt: einerseits Verbrauchsänderung verursacht durch die Wirtschaftskrise, andererseits der Anstieg des Verbrauchs entsprechend der langen Winter-Heizperiode in den beiden Jahren. Überlagert wurden diese Entwicklungen von der bereits seit einigen Jahren beobachteten Verbesserung der Energieintensität des BIP, insbesondere in den neuen EU-Mitgliedstaaten.

Im Endeffekt, unter wesentlichem Einfluss der Wirtschaftskrise, ist es im Jahr 2009 zu einem starken Rückgang des Verbrauchs um ca. 8 % gekommen. Innerhalb der EU waren die osteuropäischen Länder am stärksten betroffen. In Rumänien, Bulgarien und den Baltischen Staaten ist der Verbrauch je nach Land zwischen 10 % und 15 % zurückgegangen. In Westeuropa waren Spanien, Italien und Schweden mit einem zwischen 7 % und 11 % verminderten Primärenergieverbrauch auffällig. Mit der konjunkturellen Belebung im Jahr 2010 stieg die Energienachfrage in den meisten europäischen Ländern erneut an, erreichte aber im EU Durchschnitt nicht den Stand vor dem Ausbruch der Krise. Unter den neuen EU-Ländern waren Litauen und Bulgarien wiederholt von zum Teil erheblichen Rückgängen betroffen. Griechenland ist das Land, in dem die Auswirkungen der Finanzturbulenzen in den Jahren 2009 und 2010 einschneidend waren. Die Verbrauchsrückgänge betrafen dabei durchaus alle Verbrauchsektoren des Landes. In Deutschland war im Jahr 2009 eine Verringerung von 6 % zu verzeichnen, im letzten Jahr wurde ein Anstieg in Höhe von 4,6 % geschätzt. Auch in einer Reihe der anderen EU-Mitgliedstaaten stieg der Energieverbrauch an, kompensierte trotz des kalten Winters und wirtschaftlicher Erholung jedoch nicht den Rückgang des Vorjahres.

An dieser Stelle ist die Auswirkung der Energie-Effizienzverbesserung zu beobachten. Im Rückblick auf die letzte Dekade ist das Bruttoinlandsprodukt der EU-27 mit 1,3 %/a und der Primärenergieverbrauch mit ca. 0,2 %/a angestiegen. In der Konsequenz hat sich die Energieeffizienz mit 1,1 %/a verbessert. Es ist davon auszugehen, dass die noch bestehenden, erheblichen Effizienz-Verbesserungspotentiale in der Zukunft weiterhin mit hoher Priorität ausgeschöpft werden.

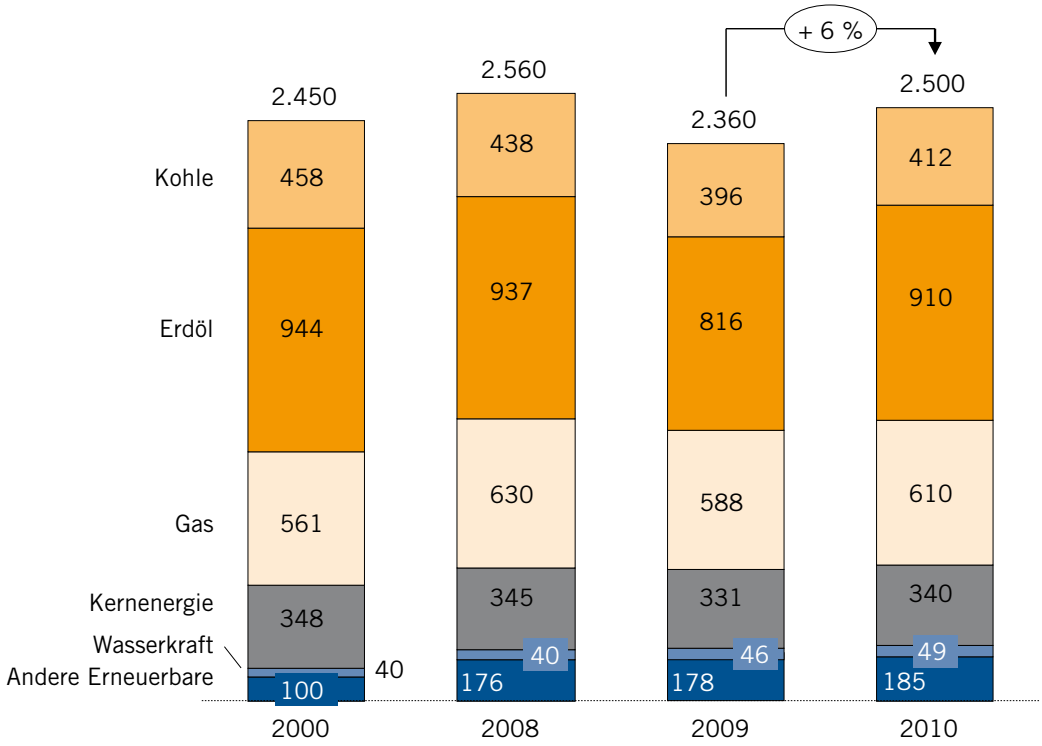
Abgesehen von der Auswirkung der Finanzkrise während der letzten 2 Jahre lassen sich in der Perspektive der letzten Dekade relativ wenige Veränderungen in der Verbrauchshöhe und in der Energieverbrauchsstruktur beobachten.

**Abbildung 3.1: Veränderung des Primärenergieverbrauchs,** EU-27, 2008–2010, in %



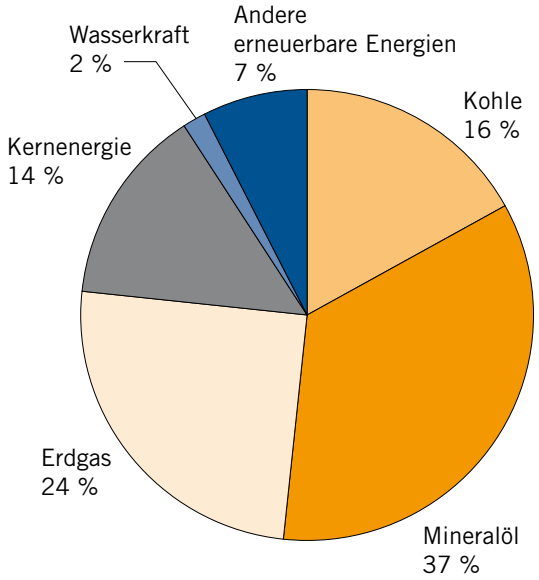

Quellen: Eurostat, AG EB, Eigenschätzung

**Abbildung 3.2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs,** EU-27, 2000–2010, in Mio. t SKE




Quellen: IEA Statistics, Eurostat, Eigenschätzung

**Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs,** EU-27, 2010




Quellen: IEA, Eurostat, Eigenschätzung

Die fossilen Energieträger dominieren nach wie vor im Energiemix, ihr Anteil reduziert sich nur leicht von 80 % auf 77 %. Innerhalb der fossilen Energieträger ist die Kohle vom Verbrauchsrückgang am meisten betroffen. Deren absoluter Verbrauch geht um ca. 10 % zurück und macht nun 16 % am Energiemix aus. Der Erdölverbrauch hat sich innerhalb der letzten 10 Jahre kaum verändert, dagegen wurde der Erdgasverbrauch um 8 % gesteigert. Der Erdölverbrauch hält mit 37 % weiterhin den größten Anteil am Primärenergieverbrauch, gefolgt von Erdgas mit 24 %. Die Kernenergie hält einen konstanten Anteil von ca. 14 %. Die erneuerbaren Energieträger konnten ihren Anteil am Energiemix auf ca. 9 % fast verdoppeln.

Hinsichtlich der angestrebten Verbrauchssenkung fossiler Energieträger und der Minderung der damit verbundenen $CO_2$-Emissionen erkennt man sowohl an der Höhe sowie an der Veränderung der Struktur des Primärenergieverbrauchs nur einen langsamen Fortschritt.

## Strom

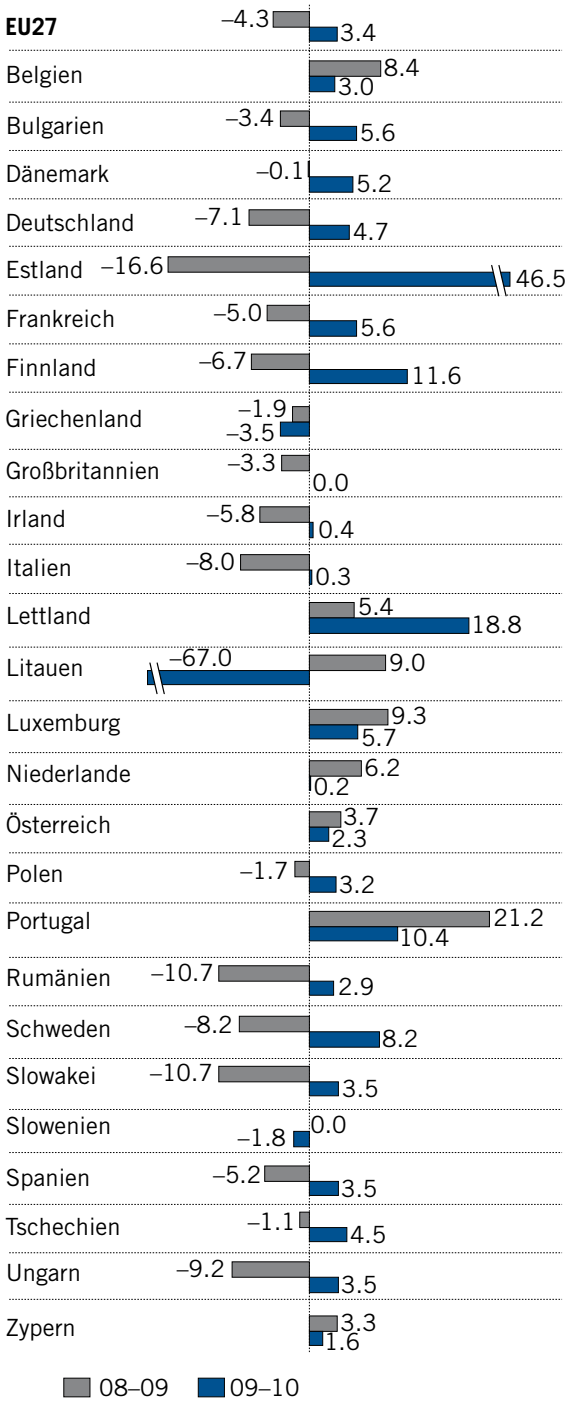
Bei der Stromerzeugung ist rückblickend auf die letzte Dekade nur eine leichte Veränderung der Erzeugungsmengen festzustellen. Nachdem bis Mitte der letzen Dekade die Nachfrage um durchschnittlich 1,7 %/a gestiegen war, hat sie sich bis zum Ausbruch der Krise auf einem konstanten Niveau von ca. 3.300 TWh gehalten. Im Krisenjahr 2009 sank die Stromerzeugung, die weitgehend dem Strombedarf entspricht um ca. 4,3 %. Dieser Rückgang war verglichen mit dem Primärenergieverbrauch halb so stark. Die Stromnutzung hat sich somit als deutlich „krisenresistenter“ erwiesen. Mit dem Anstieg der Stromerzeugung um 3,4 % im Jahr 2010 wurde der Rückgang im Vorjahr fast vollständig kompensiert. Mit 3.300 TWh erreicht die EU an der weltweiten Stromerzeugung einen Anteil von etwa 15 %.

Wendet man sich den einzelnen Staaten zu, lassen sich folgende Veränderungen festhalten. Die höchsten Rückgänge in der Stromerzeugung im Jahr 2009 waren in Estland, Rumänien, Slowakei und Ungarn zu verzeichnen. Berücksichtigt man auch entsprechende Rückgänge beim Primärenergieverbrauch, zeigt sich für diese Länder das Ausmaß der Krise am deutlichsten.

Das Krisenjahr hat nicht nur in Osteuropa seine Spuren hinterlassen. Auch in einigen westeuropäischen EU-Mitgliedstaaten waren im Jahr 2009 zum Teil sehr hohe Rückgänge zu verzeichnen. Analog zum Primärenergieverbrauch waren allen Ländern voran Italien und Schweden am meisten betroffen, wo 8 % weniger Strom erzeugt wurde und damit der höchste Einbruch in Westeuropa im Jahr 2009 zu verzeichnen war. Auch Deutschland war mit einer Minderung von 7 % stark betroffen. In Spanien und Frankreich gab es Rückgänge von jeweils 5 %.

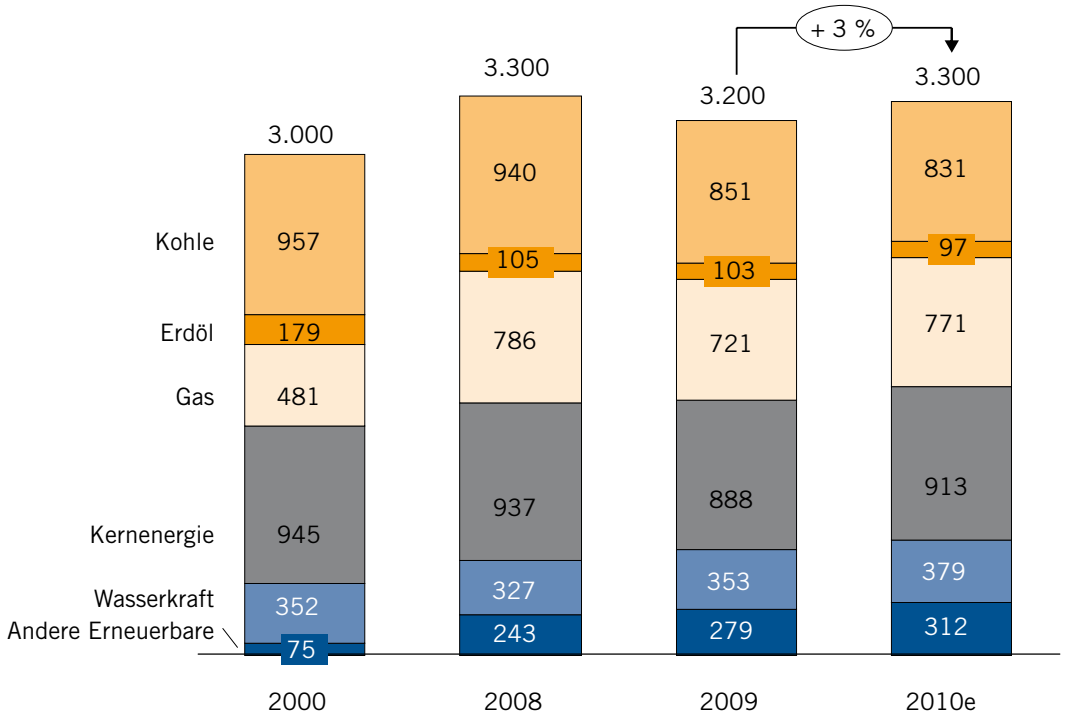
Die zum Teil außerordentlich hohen Rückgänge des Jahres 2009 konnten mit dem Anziehen der Konjunktur im Laufe des Jahres 2010 in einer Überzahl der EU-Mitgliedstaaten fast vollständig kompensiert werden. Eine auffallende Ausnahme ist der Erzeugungsrückgang in Litauen, der auf die Stilllegung des letzten Blocks des Kernkraftwerks in Ignalina zurückzuführen ist. Im direkten Zusammenhang mit dem Rückgang in Litauen steht der Anstieg der Erzeugung in Estland, wo die Mehrerzeugung des Jahres 2010 hauptsächlich nach Litauen exportiert wurde. Der einzige EU-Mitgliedstaat mit sehr hohen Zuwächsen in der Stromerzeugung in den beiden letzten Jahren war Portugal. Über sehr gute Winderträge und die Inbetriebnahme einer großen GuD-Anlage in Lares hat das Land die zuletzt hohen Stromimporte aus Spanien weitgehend abbauen können.

**Abbildung 3.4: Veränderung der Stromerzeugung,** EU-27, 2008–2010, in %



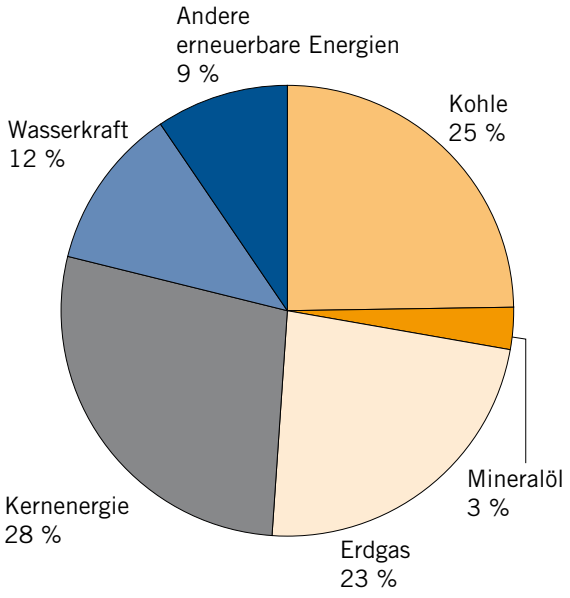

Quellen: Eurostat, AG EB, Eigenschätzung

**Abbildung 3.5: Entwicklung der Stromerzeugung,** EU-27, 2000–2010, in TWh, brutto




Quellen: IEA 2010, Eurostat, Eigenschätzung

**Abbildung 3.6: Stromerzeugung,** EU-27, 2010, 3.300 TWh

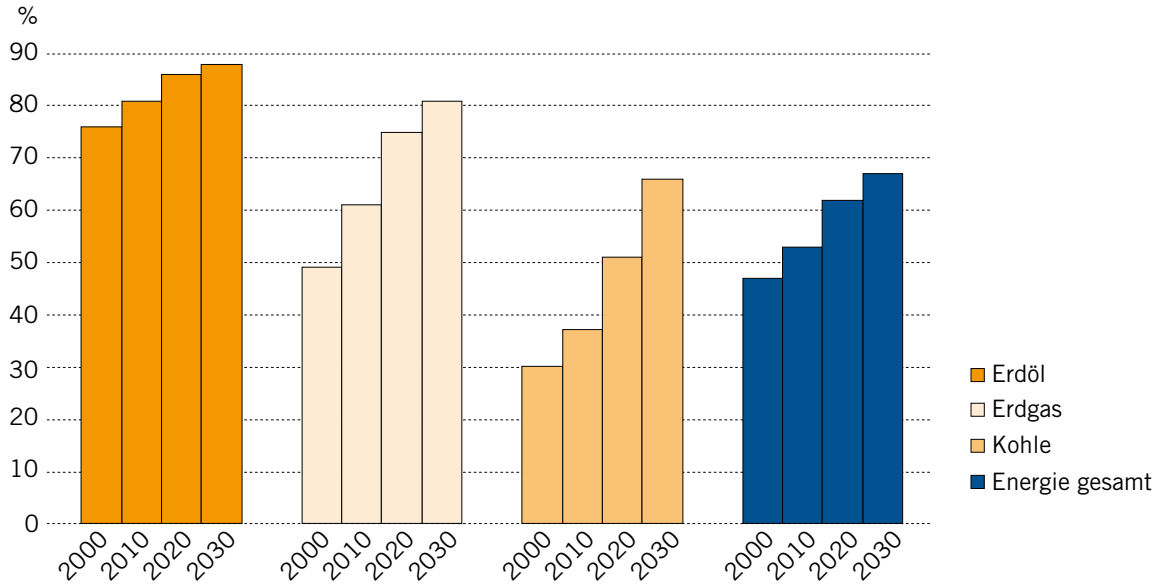



Quellen: IEA 2010, Eigenschätzung

Hinsichtlich der Stromerzeugungsstruktur lassen sich rückblickend auf die letzte Dekade relativ wenige Veränderungen beobachten. Die Veränderung erfolgt, ähnlich wie bei der Primärenergie, zu Lasten der fossilen Energieträger. Ihr Anteil am Erzeugungsmix hat sich seit dem Jahr 2000 von 54 % auf 51 % leicht vermindert. Dabei zeigen sich bei Kohle und Gas gegenläufige Trends. Der Einsatz von Kohle nimmt um 13 % ab und von Gas um 60 % zu. Die ohnehin unbedeutende Rolle von Erdöl nimmt kontinuierlich ab.

Gleichzeitig gewinnen die regenerativen Energieträger (ohne Wasserkraft) signifikant an Bedeutung. Deren Anteil steigt von 2 % auf 9 % an. Zuletzt betrug dieser Anstieg etwa 1 %Pkt/Jahr, was die EU-Ziele für das Jahr 2020 als erreichbar erscheinen lässt. In absoluten Mengen bedeutet dieses Wachstum eine Verdreifachung der Erzeugung gegenüber dem Jahr 2000 auf gegenwärtig 300 TWh, die aus Wind, Sonne, Geothermie oder Biomasse, erzeugt werden. Wasserkraft behält ihren Anteil unverändert bei. Der Anteil der Kernenergie nimmt von 32 % auf 28 % ab. Summiert erhöht sich der Anteil von $CO_2$-emissionsfreier Erzeugung von 46 % auf 49 %. Trotz des seit Jahren rückläufigen Trends bleibt die Kernenergie bis 2020 voraussichtlich der wichtigste Energieträger der europäischen

**Abbildung 3.7: EU Energieimportabhängigkeit**




Quellen: Europäische Kommission 2010

Stromerzeugung. Die zweitwichtigste Quelle bleibt trotz der kontinuierlichen Abnahme Kohle, aus der 25 % der Erzeugung stammen. Das Erdgas ist mit erreichten 23 % drittwichtigste Säule der Erzeugung in der EU und wird voraussichtlich in wenigen Jahren die Kohle überholen.

Wie auch in den Jahren zuvor machten im Jahr 2010 die ölbefeuerten Kraftwerke nur einen sehr geringen Anteil von ca. 3 % aus. Das Mineralöl wird praktisch nur noch durch Eigenerzeuger in kleineren Anlagen verbraucht. Dagegen konnte die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen weiter ausgebaut werden und lag 2010 bei ca. 21 %. Dabei entfällt mit ca. 12 % weiterhin der größte Anteil auf die Wasserkraft.

Bei der Erfüllung der für das Jahr 2020 formulierten Ziele für regenerative Energieträger (20 % Anteil am Endenergieverbrauch) wird dem Stromsektor eine Schlüsselrolle zufallen. Um dieses Ziel zu erreichen, wird sich der Anteil regenerativer Energieträger im Mix der Stromerzeugung von heutigen 21 % noch deutlich erhöhen müssen.

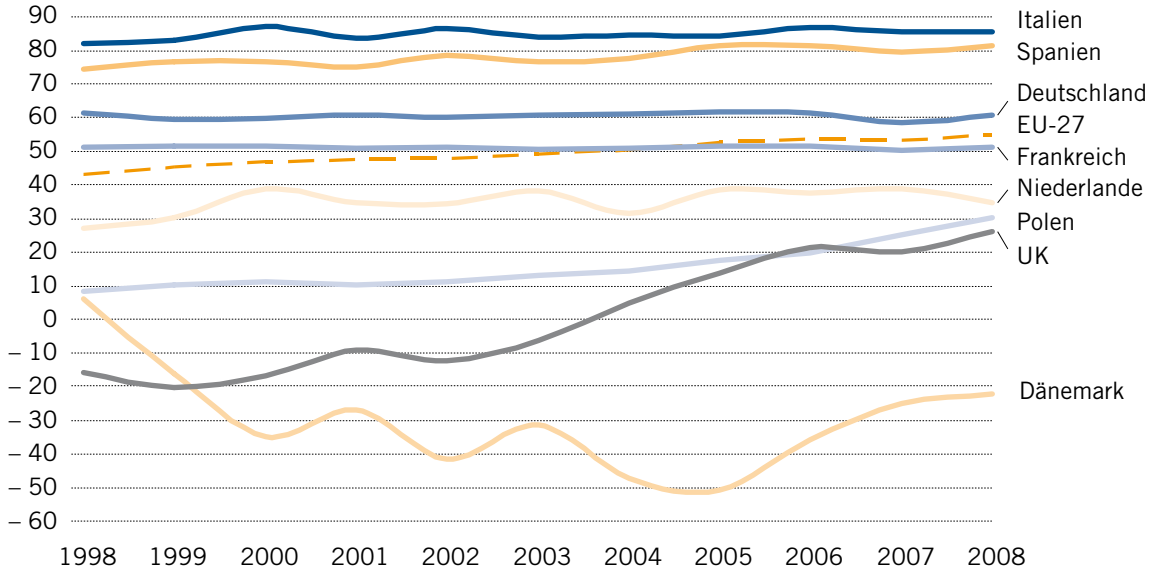
## Importabhängigkeit

Die Zunahme des regenerativen Energieanteils im Strommix folgt der Absicht der EU-Energie- und Klimapolitik zur Steigerung des Anteils regenerativer Energieträger im Endenergieverbrauch. Neben den Klimaschutzzielen ist die Senkung bzw. Begrenzung der Energie-Importabhängigkeit der EU ein wesentlicher Treiber, die Anteile heimischer, regenerativer Energieträger im Primär- und Sekundärsektor deutlich zu erhöhen. Eine Trendwende ist bisher allerdings nicht in Sicht. In den Jahren 1998–2008 sind die Netto-Energieimporte in die EU um 25 % auf rund 1 Mrd toe angestiegen. Die gesamte Energie-Importabhängigkeit erhöhte sich in diesem Zeitraum von 46 % auf über 50 %. Gemäß dem Baseline-Szenario der Europäischen Kommission wird ein weiterer Anstieg bis 2030 auf mehr als 60 % erwartet.

Insbesondere bei Erdöl, bei dem heute 85 % des Verbrauchs (fast 90 % in 2030) durch Importe gedeckt werden müssen, zeigt sich eine hohe Verwundbarkeit der europäischen Energieversorgung. Neben dem Erdöl ist auch Erdgas derjenige Energieträger, bei dem die Aspekte der Versorgungssicherheit im Vordergrund stehen müssen. Zwar liegt bei Erdgas die Importabhängigkeit mit 62 % (über 80 % in 2030) deutlich niedriger als bei Erdöl, aber auch hier zeigt sich mit ca. 1 % Pkt/a fast parallel zum Erdöl ein hoher Anstieg.

Bei noch relativ hohen Reserven eigener Stein- und Braunkohle könnte man davon ausgehen, dass in diesem Sektor Aspekte der Versorgungssicherheit die der Wirtschaftlichkeit überwiegen würden. Allerdings steigen auch bei Steinkohle parallel zu beiden anderen fossilen Energien die Importe mit gleicher Geschwindigkeit an,

**Abbildung 3.8: Energie-Importabhängigkeit,** in %, ausgewählte EU-Mitgliedstaaten




Quelle: Eurostat 2011

während die eigene Förderung schnell zurückgeht. Fast 65 % des Steinkohleverbrauchs wird inzwischen durch Importe gedeckt. Tendenz steigend.

Bei der Betrachtung einzelner EU-Mitgliedstaaten fällt auf, dass nur Dänemark mehr Energie produziert, als es verbraucht. Acht EU-Mitgliedstaaten sind mit Importabhängigkeitswerten von mehr als 80 % belastet, darunter Spanien, Italien, Portugal und Irland. Es sind die Länder, die ein vitales Interesse am Ausbau regenerativer Erzeugung haben und dies nicht allein aus dem Grund des Klimaschutzes. Deutschland liegt mit fast konstanten 60 % in der Größenordnung des europäischen Durchschnitts.

Die Mitgliedstaaten der EU sollten nun, zur Wahrung der Energieversorgungssicherheit, die nach dem Lissaboner Vertrag ein verbindliches Vertragsziel und somit eine energiepolitische Verpflichtung der Gemeinschaft darstellt, einen Energiemix mit hohen Anteilen heimischer und quasi-heimischer Energiequellen anstreben. Die Erhöhung der Anteile regenerativer Energieträger im Erzeugungs- und Verbrauchssektor ist erkennbar. Die Dynamik des Strukturwandels in der Energiewirtschaft nimmt ebenfalls zu. Die steigende Penetration der Versorgungsstruktur durch erneuerbare Energien führt aber noch nicht zur gewünschten Senkung der Importabhängigkeit. Die Höhe der bereits erfolgten Investitionen in erneuerbare Energien, verbunden mit ihrer noch relativ begrenzten Wirkung zeigen die Dimension der noch anstehenden Aufgaben bei weiterer Umstrukturierung der europäischen Energiewirtschaft.

## Zusammenfassung – Ausblick

Nach Jahren stagnierenden Verbrauchs haben im Jahr 2009, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, der Primärenergie- und Stromverbrauch in der EU spürbar abgenommen. Der Primärenergieverbrauch ist um 8 % und die Stromerzeugung um 4 % zurückgegangen. Die Baltischen Staaten und Länder Süd-/Südosteuropas hatten die höchsten Rückgänge zu verzeichnen. Während die meisten EU-Mitgliedstaaten in ein positives Wachstum des Energieverbrauchs im Laufe des Jahres 2010 zurückkehrten, zeigten insbesondere Litauen, Griechenland und Bulgarien weiterhin eine zum Teil hohe Abnahme des Energieverbrauchs.

Die Struktur des Energie- und Stromverbrauchs verändert sich kontinuierlich in Richtung sinkender Anteile fossiler und steigender Anteile regenerativer Energieträger. Diese Entwicklung folgt der Energie- und Klimapolitik zur Reduktion von $CO_2$-Emissionen und Importen fossiler Energieträger. Der Umbau der europäischen Energiewirtschaft erfolgt gemessen an den nur langsam sinkenden $CO_2$-Emissionen und an der kontinuierlichen Erhöhung der Energie-Importabhängigkeit nicht schnell genug.

# 3.2 Szenarien, EU-27 (World Energy Outlook 2010)

Die zukünftige Veränderung des Energieverbrauchs und seiner Struktur wird neben der wirtschaftlichen Entwicklung maßgeblich von energiepolitischen Maßnahmen und deren Einfluss auf Technologie, von Energiepreisen, aber auch vom Verhalten der Endverbraucher bestimmt. In Anbetracht der vielfältigen Unsicherheiten, denen sich die EU sowohl im globalen Kontext, wie auch hinsichtlich interner, energiepolitischer Treiber ausgesetzt sieht, kann der Blick in die Zukunft mit Hilfe von Szenarien gewagt werden.

Drei diesbezügliche Szenarien für die EU wurden Im Herbst 2010 von der Internationalen Energie-Agentur veröffentlicht. Neben dem auf der aktuellen Energiepolitik basierenden „Current-Policies"-Szenario (alt „business as usual"), wurde als Leitszenario das „New-Policies"-Szenario vorgestellt, welches die angekündigten Verpflichtungen und Maßnahmen der Regierungen zur Erreichung von Klimaschutzzielen, trotz ausbleibender globaler Einigung in Kopenhagen und Cancun berücksichtigt. Als drittes Szenario wurde das „450-Szenario" als Klimaschutzszenario verwendet. Eingehend mit den Ergebnissen der IEA-Szenarien für alle Regionen der Welt beschäftigt sich ein Sonderteil dieser Publikation (Kap. 2.1).

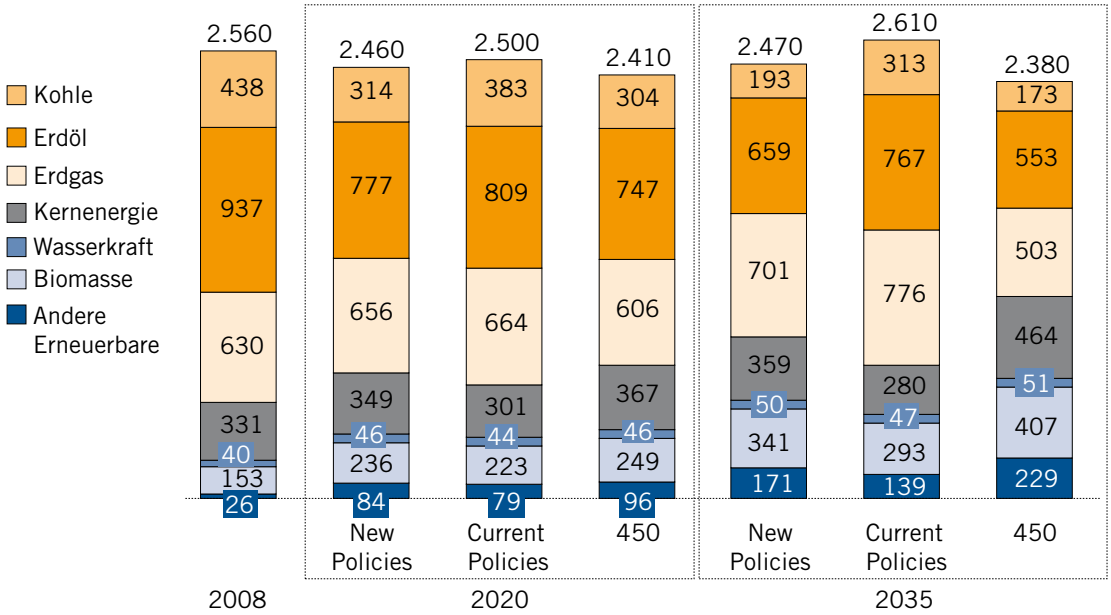
## Primärenergie

In der Perspektive des Jahres 2035 gibt es unabhängig vom Szenario eine Stagnation, bzw. nur eine leichte Verringerung des Energieverbrauchs. Bei der Strukturänderung zeichnet sich als Fortsetzung des bereits seit einigen Jahren bestehenden Trends eine weitere Verschiebung zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien ab. Deren Anteil steigt von 7 % auf 17 % (Current Policies) bis 27 % (450) an.

Kohle und Erdöl sind die zwei Energieträger, bei denen in allen Szenarien Rückgänge zu verzeichnen sind; am stärksten im 450-Szenario, in dem der Kohleverbrauch um 60 % und der Ölverbrauch um 40 % vermindert werden. Die Erdgasnutzung steigt außer im 450-Szenario an. Kernenergie gewinnt an Bedeutung im klimafreundlichen 450-Szenario, während ihr Beitrag zum Mix im Current-Policies Szenario um mehr als 20 % zurückgeht.

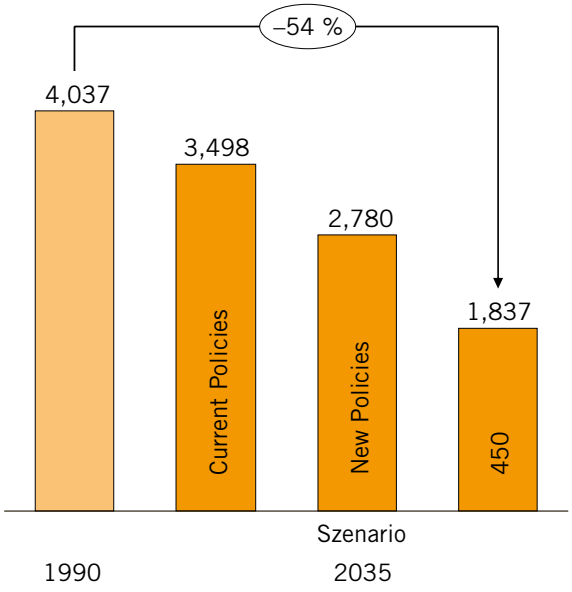
Einer der wesentlichen Treiber bei der zukünftigen Änderung der Energie-Verbrauchsstruktur bleibt die Minderung von $CO_2$-Emissionen. In allen IEA-Szenarien gehen die $CO_2$-Emissionen zurück. Im Bezug auf das Jahr 1990 beträgt die Verringerung in Current Policies 13 %, in New Policies 31 % und in 450-Szenario 54 %. Sie folgt in jeweiligen Szenarien hauptsächlich aus der Steigerung der Anteile erneuerbarer Energien und der Kernenergie.

**Abbildung 3.9: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs,** EU-27, Szenarien, Mio. t SKE




Quelle: IEA, WEO 2010

**Abbildung 3.10: $CO_2$-Emissionen der EU – gesamt** in Mrd. t

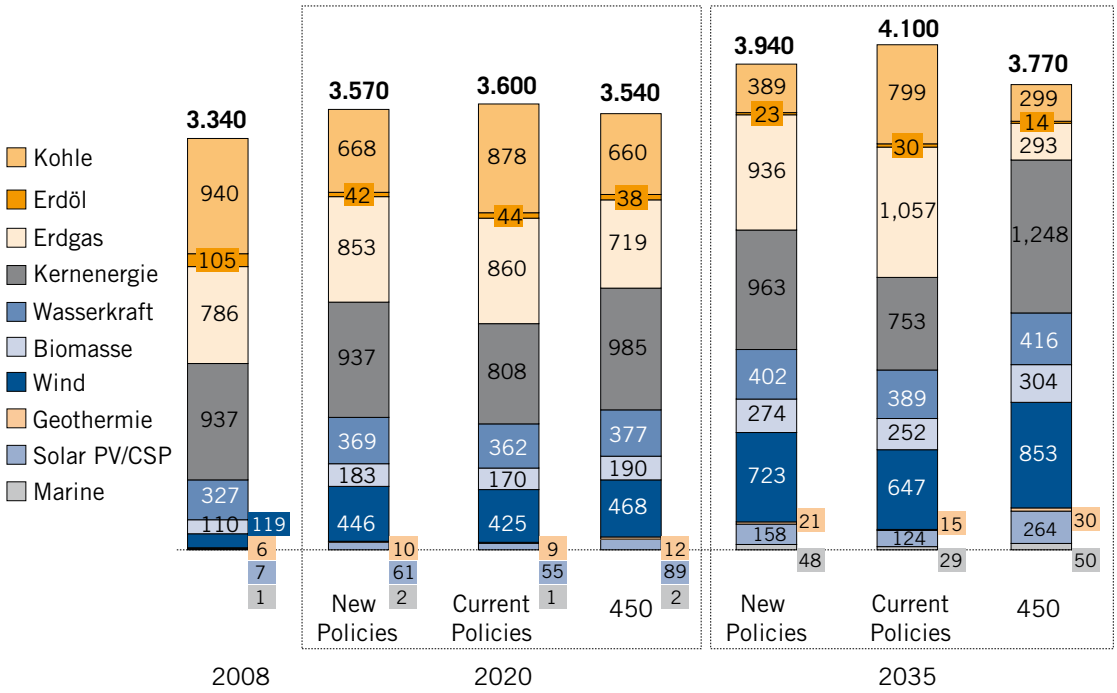



Quelle: IEA, WEO 2010

## Stromerzeugung

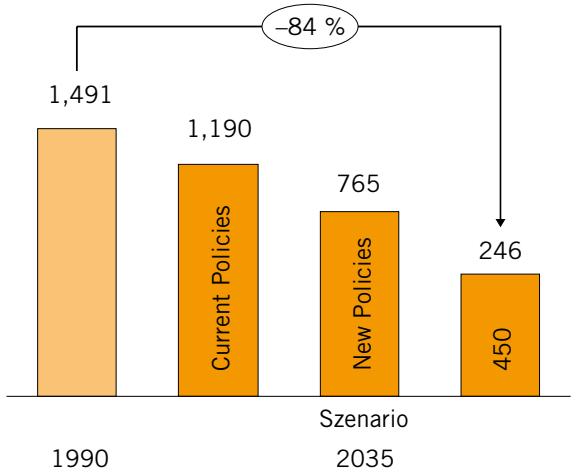
Für die Betrachtung der zukünftigen Stromerzeugung rechnet die IEA bis zum Jahr 2035 mit einer Zuwachsrate für die Stromerzeugung zwischen 0,5 %/a (450) und 0,8 %/a (Current Policies). Die Verschiebung zu erneuerbaren Energieträgern ist stärker ausgeprägt als bei der Primärenergie. Der Anteil erneuerbarer Energien (inkl. Wasserkraft) steigt von 17 % in 2008 auf 35 % (Current Policies) bis 51 % (450) in 2035 an. Die größte Rolle wird der Windenergie beigemessen. Wasserkraft verliert relativ an Bedeutung, bleibt trotzdem die zweitwichtigste Quelle unter den regenerativen Energien. Es folgen Biomasse und Solarenergie. Die Anteile der Kernenergie sind stark abhängig vom jeweiligen Szenario. Der heutige Anteil von 28 % geht im Current-Policy Fall auf 25 % zurück bzw. erhöht sich auf 33 % im 450 Szenario. Kombiniert mit ebenfalls $CO_2$-freien erneuerbaren Energien erhöht sich die $CO_2$-freie Stromerzeugung von bereits erreichten 45 % auf bis zu 84 % im 450-Szenario. An diesem Beispiel erkennt man insbesondere im Stromerzeugungssektor die enorme Bedeutung von Kernenergie und von erneuerbaren Energien für die zukünftige $CO_2$-freie Stromerzeugung.

**Abbildung 3.11: Entwicklung der Stromerzeugung,** EU-27, Szenarien, in TWh




Quelle: IEA, WEO 2010

**Abbildung 3.12: $CO_2$-Emissionen der EU in der Stromerzeugung,** in Mrd. t




Quellen: IEA, WEO 2010

Die Nutzung von Kohle in der Stromerzeugung vermindert sich zwar nur leicht im Current-Policies Szenario, im New-Policies und im 450-Szenario wird sie bis auf 1/3 des heutigen Wertes zurückgefahren. Der Einsatz von Erdgas steigt außer im 450-Szenario, in dem sein heutiger Anteil um 2/3 zurückgeht. In diesem stark klimaschutzorientierten Szenario beschränkt sich der Erdgaseinsatz strikt auf die Spitzenlastaufgaben. Darin wird wahrscheinlich neben einem großräumigen Netzausbau eine breitere Anwendung von Speichertechnologien unumgänglich.

Entsprechend dem hohen Anteil $CO_2$-freier Erzeugungstechnologien ergibt sich die Höhe von $CO_2$-Emissionen. Im 450-Szenario gehen sie signifikant von 1,4 Mrd. t $CO_2$ im Jahr 1990 um mehr als 80 %, auf 246 Mio. t im Jahr 2035 zurück. Auch im New Policies – Leitszenario gelingt es die $CO_2$-Emissionen stark zurückzufahren.

## Zusammenfassung

Gemäß den Aussagen aus den neuesten IEA-Szenarien wird sich sowohl die Höhe des Energieverbrauchs, wie der Stromerzeugung in der EU über die nächsten 25 Jahre nicht wesentlich verändern. Allerdings wird die Struktur, speziell bei der Stromerzeugung „klimafreundlicher“ werden. Dafür sind weiterhin steigende Anteile von erneuerbaren Energien, aber auch von Kernenergie, insbesondere in New Policies- und 450-Szenarien verantwortlich. Mit den angestrebten Strukturveränderungen könnten die gesamten $CO_2$-Emissionen im Energiesektor um mehr als 50 % vermindert werden. Eine besondere Rolle wird dabei dem Stromerzeugungssektor zufallen, in dem eine $CO_2$-Emissionsminderung bis 80 % (450-Szenario) unterstellt wird. Ein zusätzlicher Effekt in diesen Szenarien ist die Verringerung der Importabhängigkeit. Im 450-Szenario könnte der Anteil importierter Energieträger auf 40 bis 45 % gesenkt werden. Die erneuerbaren Energien als heimische Energieträger und Kernbrennstoffe als quasi-heimischer Energieträger tragen in diesem Szenario zu 85 % die Hauptlast der europäischen Stromerzeugung.

# 3.3 Energiestrategie und Infrastrukturpaket der EU

Erstmals haben sich die Staats- und Regierungschefs der EU am 4. Februar 2011 für einen EU-Sondergipfel allein das Thema Energie als Beratungsgegenstand vorgenommen. Zwar musste sich die Energiepolitik dann die Aufmerksamkeit der Gipfelteilnehmer mit den Ereignissen in Ägypten wie auch mit der Schuldenkrise einiger EU-Mitgliedstaaten teilen. Dennoch, der Gipfel hat in Sachen Energiepolitik ein deutliches Ausrufezeichen gesetzt. Zu den wesentlichen Grundlagen für das Treffen gehörten die kurz zuvor von der Europäischen Kommission vorgelegte Energiestrategie 2020 sowie das sogenannte Infrastrukturpaket. Die Gipfelbeschlüsse bekräftigten die darin von der Kommission vorgelegte Linie für eine zukünftige europäische Energiepolitik.

## Energie 2020 – Strategie der Europäischen Kommission

Am 10. November 2010 hat die Europäische Kommission das Dokument „Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie“ vorgelegt und damit die Grundzüge der zukünftigen Energiepolitik der EU bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus dargestellt. Auf dieser Grundlage werden in den kommenden Monaten viele legislative Vorhaben von erheblicher Relevanz für die Energieversorgung der EU, aber auch für die der jeweiligen Mitgliedstaaten entwickelt werden. Gleich zu Beginn beschreibt die Kommission den immensen Investitionsbedarf zum Umbau der Energieversorgung: Investitionen von 1 Billion € in den kommenden zehn Jahren seien notwendig, wenn die bereits verabschiedeten klimapolitischen Ziele der EU verwirklicht werden sollen. Allerdings sollte die Europäische Kommission nachvollziehbar darlegen, wie sie zu dieser Zahl gelangt, auf welche Wertschöpfungsstufen genau die entsprechenden Investitionen zukommen und aus welchen Erträgen diese finanziert werden sollen. Denn das im März 2011 vorgelegte Strategiepapier „Roadmap low carbon economy 2050“ von Klimaschutzkommissarin Hedegaard veranschlagt die Kosten für die Erreichung der Klimaziele auf jährlich 270 Mrd. € in den kommenden vierzig Jahren.

Wie zuvor auch die Bundesregierung verfolgt die Europäische Kommission eine Politik, die dazu führen soll, die $CO_2$-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Mit der oben genannten road map der Klimaschutzkommissarin liegt zwischenzeitlich ein konkreter $CO_2$-Vermeidungspfad für die gesamte EU bis 2050 vor, der für einzelne Sektoren Zielpfade mit Zwischenzielen ableitet. Die Zielmarke für 2050 von –80 % soll vollständig mit Maßnahmen innerhalb der EU kosteneffizient erreichbar sein. Der Anteil von „low-carbon“-Technologien (Erneuerbare, Kernenergie, CCS) wird von aktuell 45 % steigen auf ca. 60 % bis zum Jahr 2020, 75–80 % bis zum Jahr 2030 und fast 100 % bis zum Jahr 2050. Das ambitionierte klimapolitische Ziel und die damit verbundenen skizzierten Investitionen machen es unabdingbar, die ökonomisch effizientesten Pfade herauszuarbeiten, Behinderungen marktwirtschaftlich sinnvoller Aktivitäten zu vermeiden und Fehlanreize zu beseitigen. Die Herausforderungen, vor denen die Energiewirtschaft, die Volkswirtschaften und die Bürger in der EU stehen, werden nicht zwingend besser gelöst, weil sie „europäisiert“ werden. Vielmehr ist zu fragen, auf welcher Ebene am effektivsten gehandelt werden kann bzw. wie das Zusammenspiel von EU, Regionen, Mitgliedstaaten und Wirtschaft am besten funktioniert.

## Fünf Prioritäten in Brüssel

Die Europäische Kommission identifiziert in ihrer Strategie „Energie 2020“ fünf Prioritäten:

1. Europa energieeffizient machen.
2. Einen wahrhaft europaweit integrierten Energiebinnenmarkt schaffen.
3. Verbraucherautonomie stärken und das höchste Niveau an Sicherheit und Gefahrenabwehr erreichen.
4. Die Führungsrolle Europas im Bereich der Energietechnologien und Innovation ausbauen.
5. Die externe Dimension des EU-Energiemarkts stärken.

Erst im Zuge der weiteren Konkretisierungsschritte durch die Europäische Kommission allerdings wird sichtbar werden, welches Verständnis den programmatischen Aussagen der Energiestrategie 2020 zu Grunde liegt und welche konkreten Auswirkungen diese zur Folge haben. Die Europäische Kommission weist der dynamischen Entwicklung der Energieinfrastruktur eine Schlüsselrolle zu. Auf diesen zentralen Aspekt wird gleich im Rahmen der Analyse des Infrastrukturpakets näher eingegangen. In der Energiestrategie heißt es, dass Europas Wohlergehen und seine industrielle Zukunft von sicherer und bezahlbarer Energie abhängen. Außerdem stellt sie fest, dass sich diese Ziele nur durch einen entschlossenen Umbau der Energiewirtschaft und eine enge Kooperation mit deren Akteuren realisieren lassen werden.

## Energiemix der Zukunft

Es ist begrüßenswert, dass die Europäische Kommission dem Energieträger Erdgas auch in Zukunft eine wichtige Rolle einräumt. Erdgas hat durch seinen geringen Kohlenstoffanteil und seine hohen Wirkungsgrade in technischen Anwendungen eine günstige Kohlendioxidbilanz, die zudem durch die Anwendung der CCS-Technologie noch verbessert werden könnte. So sind moderne und flexible Erdgaskraftwerke bestens geeignet, die durch die verstärkte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien entstehenden Schwankungen bei hohen Wirkungsgraden auszugleichen. Mit dem Bekenntnis zur zukünftigen Rolle von Erdgas im Energiemix gibt die Europäische Kommission zugleich einen wichtigen Impuls für die Debatte in Deutschland und die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Auch wenn die Europäische Kommission die eigentlichen Aussagen zum Energiemix einem künftigen Papier vorbehalten will, lassen ihre in der Energiestrategie 2020 hierzu enthaltenen Aussagen bereits erste Rückschlüsse zu:

- Erneuerbare Energien werden dynamisch wachsen.
- Der wichtige Beitrag, den Kohle in Kombination mit der CCS-Technik mittelfristig in der Klimastrategie spielen kann, wird gewürdigt.
- Der Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplung sowie Nah- und Fernwärme wird unter Energieeffizienzaspekten unterstützt.
- Der Anspruch der EU, die Führungsrolle bei Fragen der sicheren Nutzung der Kernenergie zu behalten, wird hervorgehoben.
- Fragen des sicheren Umgangs mit Kernbrennstoffen werden angesprochen.

## Europäischer Energiebinnenmarkt, erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit

Die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Energie – wie ihn sich die Europäische Kommission auch gerade für erneuerbare Energie vorstellt – kann erhebliche ökonomische Vorteile für die EU als Ganzes und für die einzelnen Mitgliedstaaten mit sich bringen. Dies hat bereits die EWI-Studie *„European RES-E Policy Analysis"* aus 2010 gezeigt.[1] Dieser Punkt wird in der Energiestrategie jedoch nur am Rande erwähnt. Hier wäre eine sorgfältige Auseinandersetzung mit den erwartbaren Potenzialen, aber auch den Aspekten, die für oder gegen eine nationale Ausrichtung des Energiemixes sprechen, wünschenswert. Das Strategiepapier „Energie 2020" setzt klare Akzente zur Versorgungssicherheit innerhalb der EU. Damit nimmt die Europäische Kommission auch Bezug zur Verankerung des energiepolitischen Dreiecks (Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit) im Vertrag von Lissabon. Für die zukünftige Energiepolitik in der EU und den Mitgliedstaaten sowie für die Erreichung der gemeinsamen klimapolitischen Ziele ist dieser Zusammenhang von erheblicher Bedeutung.

Die Europäische Kommission ist damit unzufrieden, dass der Binnenmarkt noch fragmentiert ist. Während der Großhandelsmarkt – übrigens unter anderem auch wegen einer sehr aktiven Rolle aller relevanten Akteure in Deutschland – große Fortschritte macht, ist der Endkundenmarkt in vielen Mitgliedstaaten trotz der bereits im zweiten Binnenmarktpaket enthaltenen Vorgaben noch nicht ausreichend angekommen. Hier ist die Kommission aufgefordert, endlich ein europäisches level-playing-field zu schaffen und bestehende Marktabschottungen in Europa sowie staatliche Preisfestsetzungen aufzubrechen. Jedes weitere normative Voranschreiten würde die heute bereits bestehende Kluft weiter vergrößern. Stattdessen sollte die Kommission in den nächsten Jahren in eine intensive Konsolidierungsphase eintreten, um den europäischen Ordnungsrahmen endlich auch tatsächlich in allen Mitgliedstaaten zu verwirklichen.

## Energieaußenpolitik mit Profil und Augenmaß

Europa soll ein klares Profil in der Energieaußenpolitik haben. Dieses wichtige Anliegen formuliert die Kommission in der Energiestrategie. Dies gilt insbesondere hinsichtlich des Einsatzes für ein weltweit geltendes, verbindliches Klimaschutzabkommen. Nur mit einem solchen internationalen Übereinkommen ist es möglich, dem globalen Klimawandel zu begegnen. Ein solches Übereinkommen ist auch Grundvoraussetzung, um den Industriestandort Deutschland nicht zu gefährden. Auch für die Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit im europäischen Binnenmarkt ist ein deutliches Engagement in der Energieaußenpolitik von großer Wichtigkeit. Dort, wo es um Beschaffungs- oder Absatzmärkte der Zukunft geht, muss allerdings gewährleistet sein, dass sich die EU auf die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen konzentriert, auf die die Wirtschaft aufsetzen kann.

1 http://www.ewi.uni-koeln.de/RES-E.297.0.html. Vgl. dazu auch Energie für Deutschland, 2010, S. 87 ff.

## Energieinfrastruktur – Prioritäten der Europäischen Kommission bis 2020 und danach

Die Europäische Kommission rückt den Ausbau der Energieinfrastruktur in den Mittelpunkt ihrer Überlegungen, die Energieversorgung zukunftsfähig zu machen. Dem Ausbau der Energieinfrastruktur misst sie auf absehbare Zeit die höchste Bedeutung zu. Dies gilt mit Blick auf Versorgungssicherheit, Ausbau der erneuerbaren Energien und die Schaffung eines europäischen Binnenmarkts. Das Infrastrukturpaket kann einen großen positiven Schub bewirken. Dennoch ist erkennbar, dass die Fortschritte dort am größten sind, wo Planungen oder Projekte auf regionaler Basis bereits eine gewisse Reife erlangt haben und die Europäische Kommission entsprechend praktisch nutzbare Ansatzpunkte vorfindet. Andere mögliche Infrastrukturen sind erst umrisshaft erkennbar und so können sie vermutlich von der aktuellen Initiative der Kommission nur wenig profitieren. Für beide Konstellationen finden sich im Anhang der Mitteilung Beispiele. Schon jetzt also ist klar, dass dieses Infrastrukturpaket periodisch fortentwickelt werden muss.

## Europäischer Ansatz und langfristige Ausbauperspektive

Die Europäische Kommission geht davon aus, dass das nationale Regulierungsregime oftmals einem zukunftsgerichteten Netzausbau entgegensteht. In dieser Beziehung bewirke das 3. Binnenmarktpaket nur geringfügige Änderungen.

Mit Blick auf den langfristigen Netzausbau kündigt die Kommission eine Blaupause für den Zeithorizont bis 2050 an. Das geplante Zielnetz 2050 soll gleich aus europäischer Blickrichtung entwickelt werden. In diesem Zusammenhang ist u.a. auf die Notwendigkeit der Planung eines deutschen Overlay-Netzes („Stromautobahnen“) hinzuweisen, das in einen europäischen Verbund integriert wird.

Ansätze zur Identifizierung der bis 2020 und darüber hinaus bis 2050 benötigten Netzinfrastrukturen sind in der Mitteilung der Europäischen Kommission angelegt (Identifizierung von Projekten im europäischen Interesse; Vernetzung mit den Zehnjahresnetzentwicklungsplänen Strom und Gas, modularer Netzentwicklungsplan für längerfristig zu schaffende Stromautobahnen; besondere Rolle regionaler Plattformen), bedürfen aber weiterer Konkretisierung. Die Europäisierung entsprechender Planungen muss mit einem Mehr an mitgliedstaatlicher Konsultation korrespondieren. Dazu sind Konsultationsmechanismen, wie sie bereits vorbildlich vom europäischen Netzwerk von Übertragungsnetzbetreibern ENTSO-E praktiziert werden, erforderlich.

## Planungsverfahren und Akzeptanz

Der Ausbau der Energieinfrastruktur ist ein wichtiges gesamteuropäisches Anliegen. Vereinfachung und Beschleunigung von Verfahren und Maßnahmen zur Förderung von Akzeptanz werden in diesem Kontext folglich ebenfalls zu paneuropäischen Anliegen, insbesondere wenn der Ausbau der Infrastruktur gerade hieran oftmals krankt. Die Aufgabe ist allerdings sehr anspruchsvoll. In Deutschland werden Möglichkeiten der Verfahrensbeschleunigung bereits seit vielen Jahren intensiv und kontrovers diskutiert. Wiederholt wurden gesetzliche Regelungen überarbeitet. Dennoch sind trotz großer Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland beispielsweise die ehrgeizigen Netzausbauverfahren zur Integration der hauptsächlich im Norden angesiedelten Windenergieanlagen bislang weit hinter dem Soll-Zustand zurückgeblieben. Die Europäische Kommission sollte sich daher nicht mit einfachen Antworten zufrieden geben. Der Stand der Entwicklung in Deutschland und mögliche Konsequenzen für einen europäischen Ansatz sollen anhand von drei Schlaglichtern erhellt werden:

Auch in Deutschland wurde die Notwendigkeit einer besseren Koordinierung von Verfahren erkannt, die von verschiedenen Genehmigungsbehörden betreut werden. Zur Lösung dieses Problems hat man die Erarbeitung sogenannter Musterplanungsleitlinien vereinbart. Diese Leitlinien sollen zu einer Vereinheitlichung der Verwaltungspraxis in den unterschiedlichen Bundesländern führen. Vor diesem Hintergrund kann die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene koordinierende Kontaktbehörde hilfreich sein. Jedoch wird die Ausgestaltung einer solchen Behörde insbesondere vor dem Hintergrund des Subsidiaritätsprinzips intensiv diskutiert werden müssen. Daneben steht zu befürchten, dass eine weitere zu beteiligende Stelle in den Genehmigungsverfahren zu einem weiteren Auswuchs bürokratischen Aufwands führt. Daher ist bei den weiteren Überlegungen zur Ausgestaltung dieses Vorschlags zwingend darauf zu achten, dass das Ziel einer Verfahrensbeschleunigung auch tatsächlich erreicht wird.

Die Möglichkeiten der Fristsetzung zur Erteilung einer Genehmigung und zum Abschluss einzelner Verfahrensschritte werden auch in Deutschland diskutiert. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass diese Fristsetzungen in der Regel nur appellativen Charakter haben und keine Kon-

sequenzen für das Verfahren nach sich ziehen. Ob die Übergabe an eine weitere oder übergeordnete Behörde der zu Recht kritisierten mangelhaften Verwaltungspraxis tatsächlich abhelfen kann, ist vor dem Hintergrund der Komplexität der Genehmigungsverfahren und dem mit einem solchen Schritt zwangsläufig erforderlichen Know-how-Übergang nicht zwingend sichergestellt.

Die Steigerung von Akzeptanz und Transparenz von Genehmigungsverfahren stellt eine erhebliche Herausforderung dar, die insbesondere vor Ort gelöst werden muss. Die Notwendigkeit entsprechender europäischer Regelungen muss daher sorgsam abgewogen werden. Gleiches gilt für solche Maßnahmen, die zu erheblichen Kostensteigerungen führen können. Bei der Ausgestaltung von großzügigen Entschädigungsregelungen müssen auch die Folgewirkungen (z. B. Strompreissteigerungen) mitbedacht werden. Es besteht ansonsten die Gefahr, dass letztlich eine Verlagerung von Akzeptanzproblemen von der Ebene des Netzausbaus auf die Ebene der Strompreise durch die mit steigenden Netzausbaukosten einhergehende Belastung der Verbraucher bewirkt wird.

## Finanzierung überdenken

Die von der Europäischen Kommission genannte volkswirtschaftliche Größenordnung von 500 Mrd. € in den nächsten zehn Jahren für den Ausbau in den Bereichen Strom- und Gasnetze inklusive intelligente Netze und Speicher erscheint auf der Grundlage grober Schätzungen für Deutschland durchaus plausibel. Es ist vor diesem Hintergrund aber keineswegs zwingend, dass daher die EU die Finanzierung sicherstellen sollte. Die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Ko-Finanzierung würde in erster Linie zu einer Umverteilung führen: Die Konsequenz einer europäischen Ko-Finanzierung des Ausbaus von Verteilnetzen könnte ein massiver Finanztransfer in Richtung der weniger entwickelten EU-Staaten sein. Wenn Infrastrukturausbau in solchen EU-Mitgliedstaaten einerseits wirtschaftlich schwierig, andererseits aus übergeordneter europäischer Perspektive wünschenswert ist, dann ist der Kohäsionsfonds gefragt.

Zur Bereitstellung der erforderlichen Investitionsmittel muss an der Wurzel angesetzt werden und das jeweilige nationale Regulierungsregime den im Energieinfrastrukturpaket beschriebenen Erfordernissen angepasst werden. Auf der Basis des Energieinfrastrukturpaketes sollte die nationale Entgeltregulierung daraufhin überprüft werden, ob zum einen eine risikoadäquate Verzinsung von Investitionen (besondere Förderung im Rahmen der Regulierung / Ausnahmen) gewährleistet ist, zum anderen die regulatorischen Rahmenbedingungen die Anrechnung der Kosten für Netzinvestitionen ohne Zeitverzug für alle Strom- und Gasnetzbetreiber gewährleisten. Denn der Zeitverzug bei der Anrechnung der Kosten führt dazu, dass die entsprechend den rechtlichen Vorgaben festgelegten Renditen in der Praxis nicht erzielt werden können.

Die Beseitigung innerstaatlicher Engpässe sollte in den Fokus einbezogen werden. Annex und Impact Assessment enthalten hierzu bereits Ansätze. Für die aufwändige Anbindung von Offshore-Windparks sind ebenfalls ausreichende Investitionsanreize sowie eine Sicherstellung der Überwälzbarkeit der Kosten durch entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen dringend notwendig.

## $CO_2$-Netz – europäische Hilfestellung reicht noch nicht aus

Vor dem Hintergrund der Entwicklung in Deutschland reichen die Aussagen zum $CO_2$-Netz nicht aus, um diese Technologie in Europa zu entwickeln und zu erproben. Die EU sollte die Führung beim Aufbau eines Infrastruktursystems übernehmen. Zumindest sollte sie sich zu den näheren Rahmenbedingungen und Vorgaben aus europäischer Sicht für den Aufbau einer $CO_2$-Transport- und Speicherinfrastruktur äußern. In der CCS-Richtlinie fehlt es an entsprechenden Festlegungen. Infolge dessen sind die Ausführungen dazu im vorliegenden Kabinetts-Entwurf für ein CCS-Gesetz vom 14. April 2011 in Deutschland bezüglich des Aufbaus einer europäischen Infrastruktur ebenso vage gehalten. Nach dem aktuellen Entwurf sind solche Infrastrukturvorhaben lediglich „erlaubt“. Ein potenzieller Investor erhält hierdurch jedoch nicht die notwendigen rechtlich belastbaren Rahmenbedingungen. Der Ausgang von Genehmigungsverfahren bleibt damit weitgehend unkalkulierbar. Zugleich ist der Betreiber bereits für den Betrieb von Demonstrationsanlagen (Anlagen > 250 MWel) auf eine funktionierende Infrastruktur (Pipelines und Speicher) zwingend angewiesen.

## Speicher wichtiger Teil eines ganzheitlichen Ansatzes

Für die Europäische Kommission sind Stromspeicher ein wichtiger Bestandteil ihres Infrastrukturpakets. Zur Schaffung von Stromspeicherkapazitäten muss eine europäische Lösung gefunden werden, um zukünftig zu einer diversifizierten Speicherinfrastruktur in ganz Europa

zu gelangen. Nur so können sinnvolle Synergien im Zusammenspiel aller Technologien zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien geschaffen werden. Eine Konzentration des Großteils der Stromspeicherkapazitäten in wenigen Ländern (z. B. in Norwegen oder der Schweiz) würde – die Akzeptanz in den Ländern vorausgesetzt – den bereits bestehenden Netzausbaubedarf weiter erhöhen, eine Konzentration auf dem europäischen Regelenergiemarkt für Teilnehmer in diesen Ländern fördern und die Versorgungssicherheit durch eine einseitige Abhängigkeit gefährden.[2]

## Ausbau der Gasinfrastruktur und der Fernwärme mit Perspektive versehen

Der Ausbau der Gasinfrastruktur nimmt einen prominenten Platz im Infrastrukturpaket ein. Andererseits fehlt ein Bekenntnis, dass der Energieträger Gas auch nach 2050 eine tragende Rolle in der Energieversorgung Europas spielen soll. Genau dies wäre wichtig, damit die notwendigen Investitionen in Gasinfrastrukturen auch realisiert werden. Weiterhin räumt die Europäische Kommission dem Ausbau von Fernwärme- und -kältenetzen eine hohe Bedeutung ein. Damit unterstreicht sie das erhebliche Potenzial dieser Technologien.

## Ausblick – gemeinsame Leitvorstellungen bis 2050

Die EU-Kommission ist dabei, in drei road maps mit dem Zeithorizont 2050 Leitvorstellungen für einen geringen $CO_2$-Ausstoß von Wirtschaft, Energiesystemen und Verkehr zu entwickeln. Die hierbei entstehenden Dokumente müssen in eine Art Gesamtpaket einfließen, damit Übergänge, aber gegebenenfalls auch Brüche besser sichtbar werden. Eine Energiepolitik mit einem Zeithorizont von rund 40 Jahren erscheint mehr als ambitioniert. Dennoch kommen Politik und Wirtschaft nicht darum herum, Leitvorstellungen für 2050 zu entwickeln. Wesentliche Treiber solcher Leitvorstellungen sind der Schutz des Klimas und auch die Reaktion auf schwindende Energie- und Rohstoffressourcen. Anthropogene Einwirkungen auf das Klima der Erde lassen sich nicht innerhalb der sonst üblichen Planungszeiträume beeinflussen. Entwickelte Industriegesellschaften und Energiesysteme lassen sich nicht über Nacht auf eine fast ausschließlich erneuerbare $CO_2$-freie Basis stellen. Noch dazu, wenn klar ist, dass in vielen Teilen der Welt zunächst noch eine Ausweitung von Energieverbrauch und $CO_2$-Emissionen stattfinden wird. Eines ist dabei besonders zu beachten: Sowohl die Ziele für 2050, als auch die Art und Weise wie und in welchen Schritten wir diesen Weg einschlagen, werden über das Ausmaß an kurz- und mittelfristigen Wohlfahrtsverlusten entscheiden.

## Fazit – Zur Umsetzung der 2020-Ziele sind alle 27 Mitgliedstaaten gefragt

Die Energiestrategie 2020 stellt einen ganzheitlichen energiepolitischen Ansatz dar, lässt aber viele instrumentelle Vorstellungen erst in Umrissen erkennen. Das Beispiel der Energieinfrastruktur zeigt es: Stromautobahnen, Ferngaspipelines oder lokale intelligente Netze – alle haben gleich mehreren Aufgaben zu genügen: Sie müssen Versorgungssicherheit künftig ebenso ermöglichen wie sie den Umbau der Energiewirtschaft in Richtung erneuerbarer Energien meistern sollen. Und sie müssen eine ausreichend große Plattform bilden, auf der Wettbewerb stattfinden kann.

Die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele lässt sich nur im großen Zusammenhang erreichen. Daher ist es wichtig, dass die Europäische Kommission nicht ein Ziel nach dem anderen proklamiert, sondern auch wirklich nachschaut, wie viel von den vereinbarten Zielen umgesetzt ist und wer noch besonderen Nachholbedarf hat.

Der Klimaschutz mag als Beispiel dienen: hier kann die EU auf der internationalen Bühne nur mit einer guten Mannschaftsleistung punkten. Es reicht nicht aus, wie auch in keinem anderen Bereich, dass nur Deutschland und eine Handvoll anderer Mitgliedstaaten ihre Hausaufgaben machen.

2 Das SRU-Sondergutachten „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromerzeugung“ von Januar 2011 veranschlagt die für einen solchen Fall benötigten Leitungskapazitäten zwischen 42 und 69 GW; S. 125.

# 3.4 Zwischen Anreiz und Zwang: Energieeffizienz als neuer Referenzrahmen für die europäische Energiepolitik

Das politische Ziel in Europa ist nicht neu: Als Reaktion auf die Ölkrise hat die Europäische Gemeinschaft bereits 1975 Maßnahmen ergriffen, um Energie einzusparen. Seitdem existiert in Europa die Sommerzeit (1980/737/EWG). 2006 lieferte der „Aktionsplan für Energieeffizienz“ (KOM(2006)545) erstmals eine gemeinsame Betrachtungsgrundlage des Themas. Als 2007 der Klimawandel die politische Tagesordnung bestimmte, einigten sich die Mitgliedstaaten der Europäischen Union im Rahmen der energiepolitischen „20/20/20-Ziele“ unter anderem darauf, bis 2020 20 % Energie gegenüber dem prognostizierten Trend einsparen zu wollen. Als Konsequenz wurden in den weiteren Jahren mit der Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (2010/31/EU), der sog. Labelling-Richtlinie[3] (2010/30/EU), der Reifenverordnung[4] sowie der Ökodesign-Richtlinie (2009/125/EG) verbindliche politische Vorgaben verabschiedet, um in unterschiedlichen Branchen die Nutzung von Energie zu verbessern. Zusammen mit der geltenden Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) und der Richtlinie zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (2004/8/EG) sowie den Vorgaben zu Industrieemissionen (2010/75/EG) wurden bereits enge politische Maschen mit dem Ziel geknüpft, die Energieeffizienz in Europa zu erhöhen.

## Energieeffizienz im Primärrecht verankert

Der Vertrag von Lissabon hat 2009 die Bedingungen für die energiepolitische Gesetzgebung auf europäischer Ebene noch einmal verbessert. Mit Inkrafttreten hat die Europäische Kommission erstmals ausdrückliche Kompetenzen im Bereich der Energiepolitik erhalten. „Die Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen […]“ (Art. 194 AEUV) ist seitdem im Primärrecht verankertes Ziel – und eine neue Rechtsgrundlage für politische Initiativen der Europäischen Kommission. Mit dem Amtsantritt der aktuellen Kommission hat der für Energie zuständige deutsche Kommissar Günther Oettinger zudem der Entwicklung von energiepolitischen Initiativen neuen Schub verliehen. Den Ausgangspunkt bildet dabei die Europäische Energiestrategie als richtungsweisendes Dokument über die gemeinsamen energiepolitischen Ziele in der EU (KOM(2010) 639). Die Steigerung der Energieeffizienz ist der erste der fünf Schwerpunkte – nicht zuletzt auch deshalb, weil die Fortschritte bei der Verbesserung der Energieeffizienz nach aktuellen Berechnungen mit ca. 9 bis 10 % im europäischen Mittel gegenwärtig klar hinter dem (rechtlich nicht bindenden) Ziel von 20 % bis 2020 zurückgeblieben sind.

## Energieeffizienzplan als neues Referenzdokument

Im Dezember 2010 artikulierte das Europäische Parlament unter Federführung des dänischen EVP-Abgeordneten Bendt Bendtsen in seinem Initiativbericht (2010/2107(INI)) die Forderung an die Kommission, den Aktionsplan für Energieeffizienz zu überarbeiten. Am 8. März 2011 legte dann die Kommission ihren „Energieeffizienzplan 2011“ vor (KOM(2011) 109). Er richtet sich vor allem an vier unterschiedliche Sektoren, von denen die Kommission besondere Einspar- und Effizienzanstrengungen einfordert: Gebäude, Verkehr, Industrie und Verbraucher. Die Mitgliedstaaten sind aufgefordert, in der öffentlichen Beschaffung und Gebäudesanierung als Vorbild voranzuschreiten. Eine Verdoppelung der Sanierungsquote von 1,5 auf 3 % wird gefordert. Für die Energiewirtschaft werden Verbesserungen für die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Übertragung, Verteilung, industrieller, öffentlicher und privater Verbrauch) angemahnt. Die Rolle der Kommunen bei Energieeinsparungen wird deutlich betont. Auch hier sollen öffentliche Liegenschaften energetisch saniert werden. 2011 soll eine “Smart Cities/Smart Communities“ Initiative gestartet werden, um die Rahmenbedingungen für Effizienzlösungen auf lokaler Ebene zu verbessern. Energieeinsparcontracting wird als zu fördernde Methode herausgestellt – vor allem mit kommunalem Bezug. Nationale Stellen sollen Energiedienstleistungsunternehmen (ESCOs) gezielt den Zugang zu Kapital und innovativen Finanzierungskonzepten ermöglichen.

Die Kommission spricht sich überdies für Energieeinsparverpflichtungen von Energieversorgern mit konkreten nationalen Einsparzielen aus. Die Einführung neuer Pflichten und Anreize für Einsparungen in der Industrie wird erwogen, z. B. über das Emissionshandelssystem, Energiesteuern, Anreize für KMUs, Energieaudits zu machen oder Pflicht für große Unternehmen, Energiemanagementsysteme nach EN160001 einzuführen. Außerdem soll das Prinzip des Ökodesigns für Industriegüter ausgeweitet werden.

Ein weiterer Fokus liegt auf der Stärkung der Verbraucher. Präzise Informationen zum Energieverbrauch der Häuser sollen bereitgestellt werden. Die Sanierungsquote soll erhöht werden, indem zusätzlich zu den nationalen Töpfen die finanzielle Förderung auf EU-Ebene ausge-

3 Richtlinie über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen

4 Verordnung Nr. 1222/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 über die Kennzeichnung von Reifen in Bezug auf die Kraftstoffeffizienz

weitet werden soll. Die sog. Split incentives-Problematik soll minimiert, der Verbrauch von Haushaltsgeräten reglementiert werden. Neue Technologien zu Verbrauchsüberwachung und -steuerung sowie Energiedienstleistungen „hinter dem Smart Meter“ sollen gezielt gefördert werden. Die Kommission will zur Not erwägen, Informationspflichten der Energieversorger zu erzwingen, mit dem Ziel, Verbraucher zu Prosumern zu machen. Der Ausbau intelligenter Netze soll entsprechend beschleunigt und gefördert werden.

Neue Kraftwerke sollen bestimmten Effizienzvorgaben gerecht werden (nach sog. Best Available Technology-Prinzip). Das gilt auch für die Erneuerung eines Kraftwerksparks; KWK soll dabei weiter ausgebaut werden. Auf Erzeugungsebene wird Erdgas als flexible Komplementärenergie zu den Erneuerbaren Energien sowohl im Strom- als auch im Wärmemarkt wahrgenommen. Moderne KWK-Technologien sollen sowohl im Kraftwerksbereich als auch in der dezentralen Versorgung mit Strom und Wärme Effizienzsteigerungen und $CO_2$-Emissionsverminderungen erbringen. Außerdem sollen Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mit hohen Wirkungsgraden flexibel auf Fluktuationen durch die Einspeisung erneuerbarer Energien reagieren können. Auch die Weiterentwicklung von Mikro-Blockheizkraftwerken soll ebenso die Energieeffizienz steigern. Mit der Verwendung von Bioerdgas soll sich zudem die Energiebilanz beim Einsatz von Erdgas in moderner Brennwerttechnik oder in KWK-Anlagen noch weiter verbessern.

## Verbindliche Effizienzziele vs. verbindliche Effizienzmaßnahmen

Während sich das Europäische Parlament noch für verbindliche Energieeffizienzziele auf europäischer Ebene ausgesprochen hat, hat die Kommission aufgrund des breiten Widerstands aus den Mitgliedstaaten darauf verzichtet. Anstatt einheitliche Effizienzziele zu verordnen, sollen verbindliche Effizienzmaßnahmen vorgegeben werden. Dabei sollen die nationalen Energieeffizienzaktionspläne als Format zu einem verpflichtenden Fortschrittsbericht weiterentwickelt werden. Werden bis 2013 keine signifikanten Fortschritte erreicht, steht die Frage nach rechtsverbindlichen Zielvorgaben auf europäischer Ebene wieder auf der Tagesordnung.

Die legislative Umsetzung der Maßnahmen wird im Verlauf des Jahres erfolgen. Im Mittelpunkt wird dabei die Anpassung bzw. Verschmelzung der Energiedienstleistungsrichtlinie und KWK-Richtlinie stehen. Zudem ist eine Mitteilung zu intelligenten Netzen in der ersten Jahreshälfte angekündigt. Es ist vorgesehen, dass der Energieministerrat im Juni 2011 in seinen Schlussfolgerungen entsprechende Aufträge an die Kommission erteilen wird.

## Zwang oder Anreize?

Auch wenn der Energieeffizienzplan eher eine umfängliche Sammlung von vielfältigen Vorschlägen, Zielen und unterschiedlichen Adressaten sein mag, ist Energieeffizienz zur moralischen Ermächtigungsgrundlage und zu einem neuen Schwerpunkt für die weitere europäische Energiepolitik geworden. Die Kommission verspricht sich davon, gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu erhöhen, die Importabhängigkeit zu senken, den $CO_2$-Ausstoß zu reduzieren, natürliche Ressourcen zu schonen, die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen sowie den Umbau der europäischen Volkswirtschaft zu einer „Low-Carbon-Economy“ voranzutreiben. Ob sich – wie von der Kommission gewünscht – eine umfängliche Verpflichtung aller Branchen und Akteure zu mehr Energieeffizienz aus strategischen Gründen wird durchsetzen können, bleibt offen. Denn sosehr die Mitgliedstaaten auf abstrakter Ebene das Ziel teilen, die Energieeffizienz zu steigern, so genau beobachten sie die Entwicklungen auf europäischer Ebene, um übermäßige politische Vorschriften und Belastungen zu verhindern. Gleichzeitig hat sich bereits eine Reihe von Interessensallianzen von Akteuren gegründet, die sich von der weiteren Gesetzgebung neue Markt-, Vertriebs- und Absatzchancen erhoffen. Die öffentliche Auseinandersetzung über die richtigen Mittel und Maßnahmen zwischen Zwängen und Anreizen wird weitergehen. Umstritten ist auch weiterhin, auf welcher Ausgangsgrundlage[5] und mit welcher einheitlichen Methode Effizienzsteigerungen verbindlich gemessen werden sollen – und ob ein Schema mit handelbaren „Weißen Zertifikaten“ möglichst effektive Effizienzsteigerung herbeiführen könnte. Schließlich gilt es, noch klarer zwischen Energieeinsparungen und Energieeffizienz zu trennen. Diese diffuse Ausgangslage aus der Energiedienstleistungsrichtlinie ist weiterhin problematisch.

Sicher ist: Die sparsamere und effizientere Nutzung von Primär- und Sekundärenergie birgt großes Potenzial – sowohl für energie- und klimapolitische Fortschritte als auch für weitere legislative Initiativen aus Brüssel.

5 Schlussfolgerungen des Europäischen Rates, 8./9. März 2007, 7224/1/07/REV/1

## 3.5 Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich

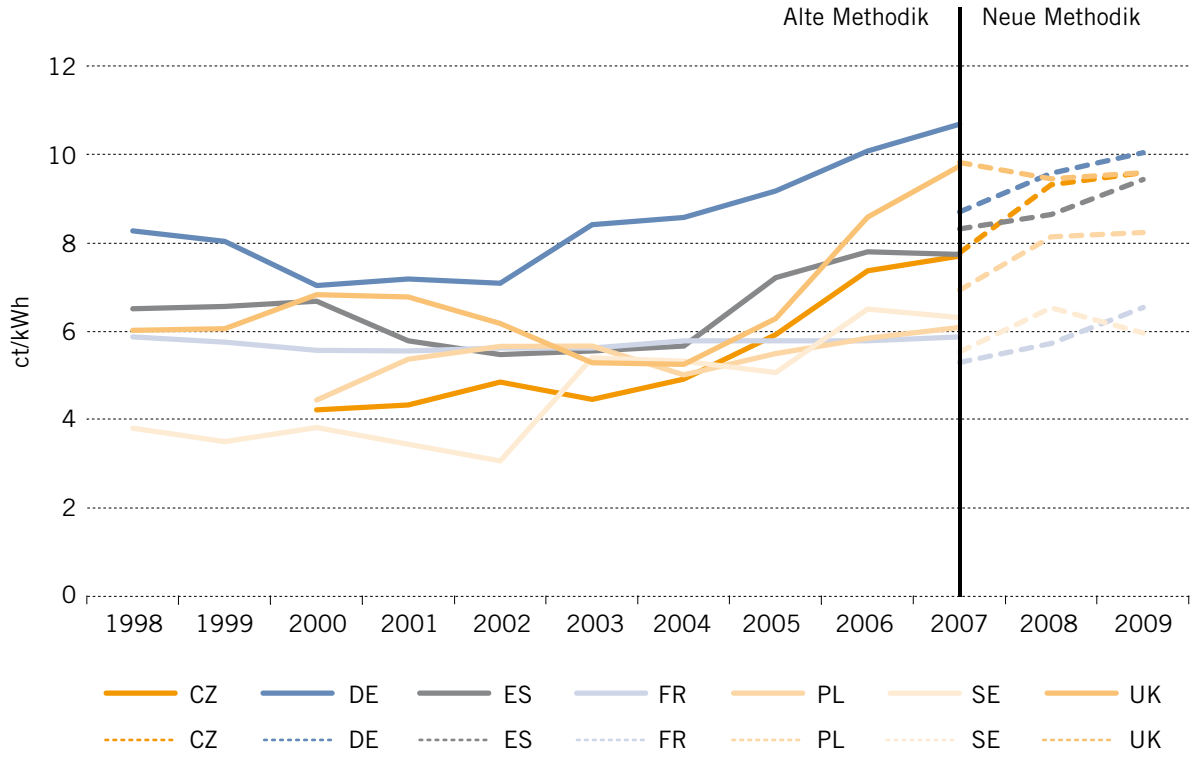
Energiekosten sind ein wesentlicher Faktor im internationalen Wettbewerb der Wirtschaftsstandorte und der Wohlfahrt der Verbraucher. In diesem Zusammenhang haben Frontier Economics und das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie eine Studie zu „Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich“ erstellt. Ziel der Studie war es, Transparenz hinsichtlich der Kosten der Energienutzung in Deutschland zu schaffen und möglichen politischen Handlungsbedarf zu diskutieren. Betrachtet wurden hierbei die Endkundenpreise von Strom, Erdgas und verschiedenen Mineralölprodukten im Zeitraum von 1998 bis 2009. Als Vergleichsländer dienten Großbritannien, Frankreich, Spanien, Schweden, Polen und die Tschechische Republik.

Die Analyse zeigt, dass die Endkundenpreise für die untersuchten Energieträger seit 1998 zum Teil deutlich gestiegen sind:

- Beim Strom ist der Preiszuwachs (in absoluten Größen) bei den Haushaltskunden am stärksten ausgeprägt. Der ansteigende Preistrend war hierbei nahezu ohne Unterbrechung seit 1998 zu beobachten. Selbst die Wirtschaftskrise zeigte, im Gegensatz zu anderen Energieträgern, keine offensichtlichen Auswirkungen auf die Haushaltsstrompreise, zumindest im Jahr 2009. Bei den Industriekunden sind die absoluten Anstiege hingegen weniger deutlich, prozentual allerdings spürbar.

- Auch beim Erdgas sind im Betrachtungszeitraum sehr hohe Preissteigerungen zu beobachten. Hier sind die Haushalte in Absolutwerten ebenfalls am stärksten betroffen, jedoch sind im Gegensatz zum Strom auch Phasen mit stagnierenden oder sogar rückläufigen Preisen erkennbar. Besonders stark fiel der Rückgang im Jahr 2009 in Folge der weltweiten Wirtschaftskrise aus. Dennoch haben sich die Haushaltskundenpreise im Vergleich zum Ausgangsniveau von 1998 bis 2009 in etwa verdoppelt. Ähnliche Aussagen gelten für die

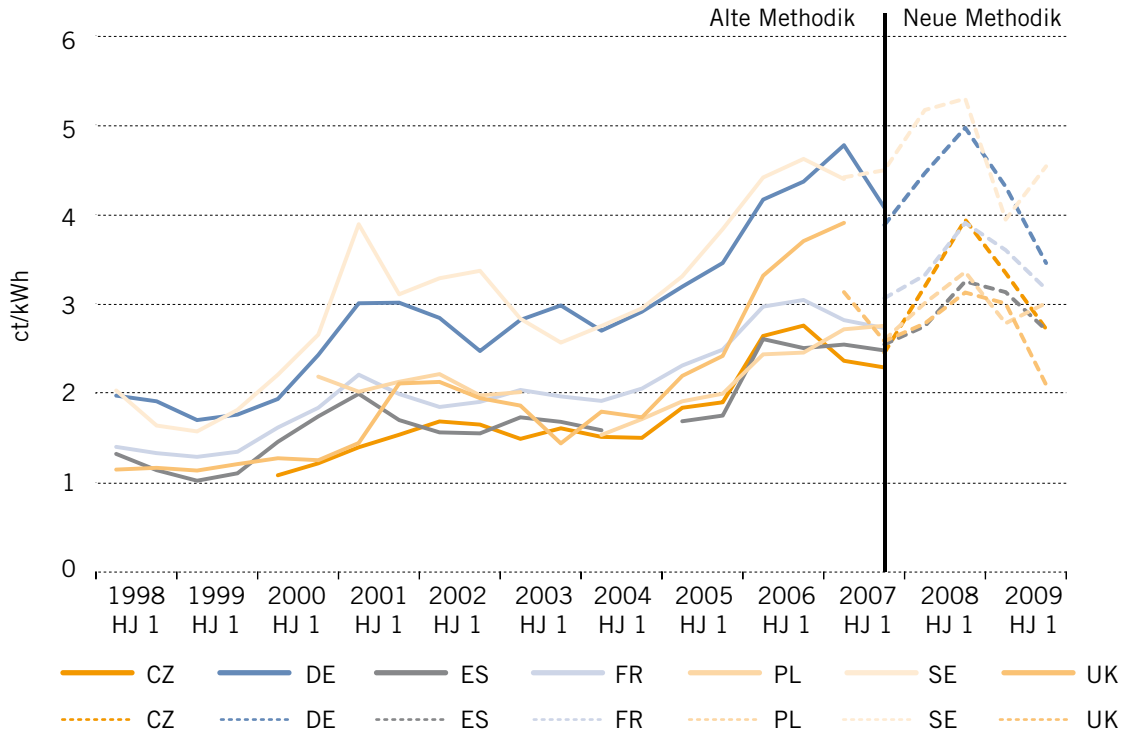
**Abbildung 3.13: Endkundenpreise (inkl. relevanter Steuern, aber exkl. MwSt.) im internationalen Vergleich für kleine Industriekunden**




Durchgezogene Linie: alte Methodik; gepunktete Linie: neue Methodik

Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

**Abbildung 3.14: Gaspreise im internationalen Vergleich für kleine Industriekunden**




Anmerkung: alle Preise ohne Mehrwertsteuer, aber mit sonstigen Steuern und Abgaben

Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

gasverbrauchende Industrie, wenn auch auf deutlich niedrigeren Preisniveaus. Relativ gesehen fallen die Anstiege daher umso stärker aus.

- Die Endkundenpreise für Mineralölprodukte haben ebenfalls deutlich zugelegt, wobei die Preise für Kraftstoffe in absoluten Größen stärker angestiegen sind als für Heizöle. Relativ gesehen hat sich die Kostenbelastung für die Verbraucher bei Heizöl allerdings stärker erhöht als bei Kraftstoffen. So haben sich die Preise für leichtes Heizöl trotz des Preiseinbruchs im Jahr 2009 im Untersuchungszeitraum ungefähr verdreifacht, die Preise für Kraftstoffe haben zwischen 1998 und 2009 um ca. 60 % (Superbenzin) bis 85 % (Diesel) zugelegt.

Die deutschen Energiepreise für Strom, Erdgas und Mineralölprodukte bewegten sich im internationalen Vergleich für die meisten Kundengruppen und Energieträger am oberen Rand. Allerdings bestehen in Abhängigkeit vom betrachteten Energieträger, dem Abnahmefall sowie dem Betrachtungszeitpunkt einige Abweichungen von dieser Regel. So lagen bei Strom und Gas die Energiepreise für Haushalte und kleinere Industrieverbrauchsfälle in Deutschland in der Regel am oberen Rand der Vergleichsgruppe, für große Industriekundenfälle in mehreren Jahren im Mittelfeld. Allerdings können v. a. für die energieintensive Industrie auch kleinere Nachteile bei den Strom- und Gasbeschaffungskosten am Großhandelsmarkt sowie kleinere Unterschiede in den Netzentgelten zum Ausland von erheblicher Bedeutung für die internationale Wettbewerbsfähigkeit sein. Dies erklärt sich aus dem enormen Mengenhebel.

Bei den Mineralölprodukten bestand im Preisvergleich eine große Diskrepanz zwischen Kraftstoffen und Heizöl. Deutschland weist für Super-Benzin die höchsten Preise in Europa auf, während leichtes Heizöl im internationalen Vergleich sehr günstig bepreist ist und die Preise beim schweren Heizöl ebenfalls am unteren Rand liegen.

Als wesentliche Gründe für die Preisentwicklungen und internationalen Preisunterschiede wurden in der Studie mehrere Faktoren identifiziert:

- Großhandelspreise sind ein wesentlicher Treiber für den Anstieg der Energiepreise. So sind die Preise für Primärenergieträger wie Erdöl, Steinkohle und Erdgas an internationalen Rohstoffmärkten bis zur Wirtschaftskrise Mitte 2008 stark gestiegen.

- Hinzu kommen Steuern und Abgaben, bei denen sich Deutschland für alle Energieträger (bis auf wenige Ausnahmen) in der Spitzengruppe bewegt.

- Netzentgelte sind vor allem für Strom in Deutschland vergleichsweise hoch, was allerdings teilweise durch die im internationalen Vergleich sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit bedingt ist.

- Im internationalen Vergleich eher moderates Wechselverhalten v.a. der Kleinkunden könnte ein Indikator sein, dass das Potenzial für Endkundenwettbewerb noch nicht voll ausgeschöpft ist. Bspw. sind in Deutschland im Vergleich zu Großbritannien bisher Lieferanten- und Tarifwechsel bei Strom und Gas noch recht gering ausgeprägt.

- Auch die Politik beeinflusst die Preisbildung. Beispielsweise unterliegen in manchen Ländern, wie vor allem Frankreich, die Endkundenpreise für Strom und Gas weiterhin einer Regulierung bzw. politischen Vorgaben.

Auf Basis der Analyse haben die Autoren der Studie allgemeine und energieträgerspezifische Handlungsempfehlungen abgeleitet. Dazu zählen beispielsweise die Überprüfung der Steuern und Abgaben auf die politischen Zielsetzungen, die Sicherstellung der Effizienz staatlich bedingter Abgaben und Sonderlasten (einschließlich der Förderung Erneuerbarer Energien), eine Ausweitung der internationalen Integration der Energiemärkte zur Realisierung einer effizienteren und somit kostengünstigeren Energieversorgung sowie mögliche weitere Maßnahmen zur Förderung des Kundenwechsels und Wettbewerbs im Kleinkundensegment (beispielsweise durch Bereitstellung von Informationen).

## 3.6 EU-Emissionshandel: dritte Handelsperiode bringt neue Belastungen für die Unternehmen

Europäische Anlagen der Energiewirtschaft und großer Teile der Industrie sind seit 2005 zur Teilnahme am EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) verpflichtet. Neben den heute 27 EU-Mitgliedstaaten haben sich Norwegen, Island, Liechtenstein und jüngst die Schweiz dem EU-System angeschlossen. Etwa die Hälfte der europäischen $CO_2$-Emissionen ist damit vom EU ETS erfasst. In der ersten Handelsperiode 2005–2007 wurden die so genannten Emissionsberechtigungen (Zertifikate) fast ausschließlich kostenlos an die Anlagenbetreiber verteilt, auf der Basis der historischen Emissionen ihrer jeweiligen Anlagen. Die Zuteilungsmengen wurden in den nationalen Allokationsplänen (NAPs) der Mitgliedstaaten festgelegt. Für die zweite Handelsperiode 2008–2012 wurde das Emissionsbudget europaweit stark abgesenkt, in Deutschland zum Beispiel um 10 %. Seitdem leistet der europäische Emissionshandel einen erheblichen Beitrag zur Senkung der $CO_2$-Emissionen.

Im Jahr 2008 wurde in der EU mit Blick auf die „Klimakonferenz des Jahrhunderts“ im Dezember 2009 in Kopenhagen in einem beispiellosen Verfahren ein „Energie- und Klimapaket“ verabschiedet. Dieses bestand aus drei Richtlinien – zur Änderung der Emissionshandelsregeln, zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie zur Abscheidung und Speicherung von $CO_2$ (CCS) – und einer Entscheidung, in der für die Mitgliedstaaten individuelle Minderungslasten in den Nicht-Emissionshandelssektoren festgelegt wurden (sog. „effort sharing“). Die neuen Vorgaben traten Mitte 2009 in Kraft. Seitdem wird an der Konkretisierung und Handhabbarmachung der zum Teil nur rudimentär in den Rechtsakten angelegten Vorschriften gearbeitet; in der Regel im Komitologieverfahren mit Kontrolle, d. h. unter Mitwirkung des Europaparlamentes.

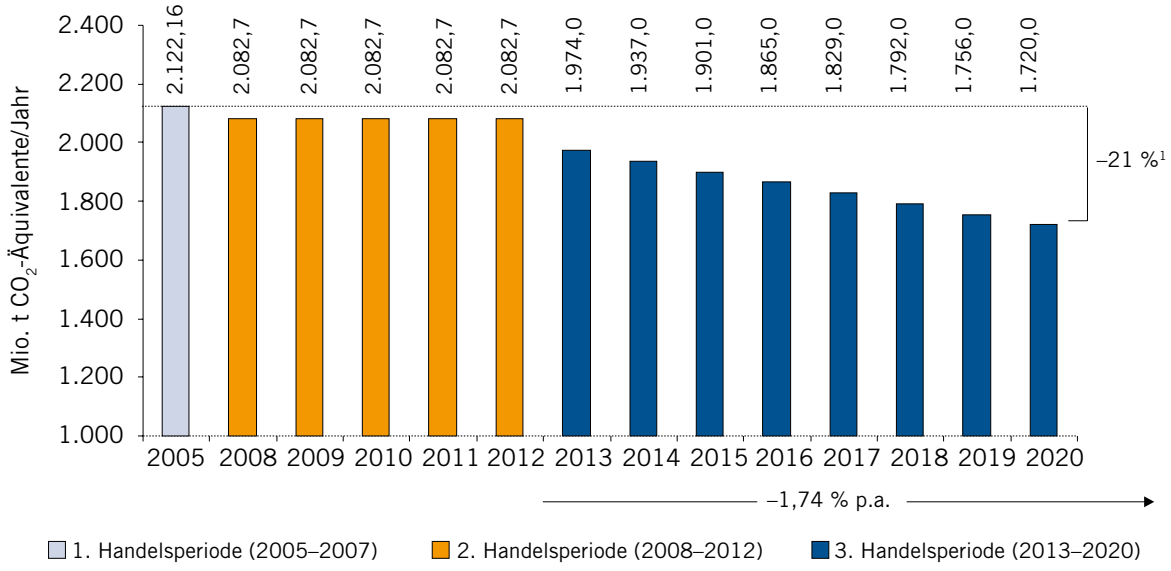
Nach vergleichsweise kurzen praktischen Erfahrungen mit dem weltweit ersten und umfangreichsten Handelssystem mit Emissionsberechtigungen läuft nun dessen Ausweitung und Vorbereitung auf die dritte Handelsperiode 2013–2020, in der zum Teil fundamental andere Regeln als in den ersten beiden Perioden gelten werden. An die Stelle der nationalen Allokationspläne der Mitgliedstaaten wird ein EU-Gesamtbudget als Emissionsobergrenze treten. Der Anwendungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie wurde für die Zeit ab 2013 deutlich ausgeweitet, u. a. durch die nun extrem weite Fassung der Definition des Begriffs Verbrennung (= jedwede Oxidation von Brennstoffen). Dies führt in seltenen Fällen bspw. auch dazu, dass Prozesse, bei denen Schwefel verbrannt wird, oberhalb der in der Richtlinie für Verbrennungsanlagen festgelegten Schwelle emissionshandelspflichtig werden – obwohl Schwefeldioxid anerkanntermaßen kein Treibhausgas ist. Von der Neufassung der Verbrennungsdefinition sind auch viele Industrieanlagen mit ihren bisher unberücksichtigt gebliebenen kleineren Feuerungseinheiten (u. a. Erhitzer, Industrieöfen, Kalzinierungsöfen, Brennöfen, Trockner, Motoren, Brennstoffzellen, Nachverbrennungen) betroffen.

Ab 2013 werden neben Kohlendioxid weitere Gase vom Emissionshandel erfasst. Auch neue Tätigkeiten und Anlagen kommen hinzu. Das zukünftige Emissionshandelsbudget der EU orientiert sich zum einen an der Zuteilungsmenge der zweiten Handelsperiode. Zum anderen werden die anlagenbezogenen Emissionsdaten der neu hinzukommenden Tätigkeiten und Gase berücksichtigt. Diese Daten wurden im Frühjahr 2010 EU-weit erfasst. Übersteigt die Summe der in allen Mitgliedstaaten beantragten Zuteilungen die für den Emissionshandelssektor festgesetzte Gesamtmenge, ermittelt die Kommission einen sogenannten sektorübergreifenden Korrekturfaktor (cross-sectoral correction factor), d. h. jede Zuteilung würde dann anteilig um den festgelegten Prozentsatz gekürzt.

Der Beitrag des Emissionshandels zum Klimaschutz wird aufgrund des anspruchsvollen Minderungszieles für die dritte Handelsperiode weiter steigen. Für den Emissionshandelssektor wurde für den Zeitraum 2005–2020 ein Minderungsziel von –21 % festgelegt. Dies spiegelt sich in dem jährlichen linearen Reduktionsfaktor von 1,74 % für das Emissionshandelsbudget wider. Dabei definiert dieser Faktor einen periodenübergreifenden langfristigen Minderungspfad. Eine weitere fundamentale Änderung im Vergleich zur ersten und zweiten Handelsperiode betrifft die Zuteilungsmethode. Künftig gilt als Grundprinzip für die Allokation der Zertifikate die Versteigerung.

Heute werden in Deutschland pro Jahr etwa 4 % der Zuteilungsmenge versteigert, die restliche Menge wird den Anlagen auf der Basis historischer Emissionsdaten kostenfrei zugeteilt. Ab 2013 wird der Auktionsanteil in Deutschland auf mehr als die Hälfte des Budgets ansteigen. Stromerzeuger bekommen dann keine freie Zuteilung mehr und müssen ihre Emissionsberechtigungen vollständig ersteigern. Für die Industriebranchen liegt der Auktionsanteil grundsätzlich zunächst bei 20 %und wird bis 2027 nach und nach auf 100 % steigen. Dies gilt nicht für den Fall, dass die Industriebranche aufgrund der Belastung durch den Emissionshandel dem Risiko der Produktionsverlagerung („carbon leakage“) ausgesetzt wäre. Die Europäische Kommission hat in einer Entscheidung vom Dezember 2009 eine Liste aller so gefährdeten Branchen aufgestellt (z. B. Zementherstellung, Stahlproduktion etc.). Die Kriterien zur Beurteilung

**Abbildung 3.15: Zielvorgaben im EU-Emissionshandel bis 2020 gem. Richtlinienvorschlag der EU-Kommission**




1 EU-weites CAP sinkt bis 2020 um 21 % gegenüber dem Niveau von 2005

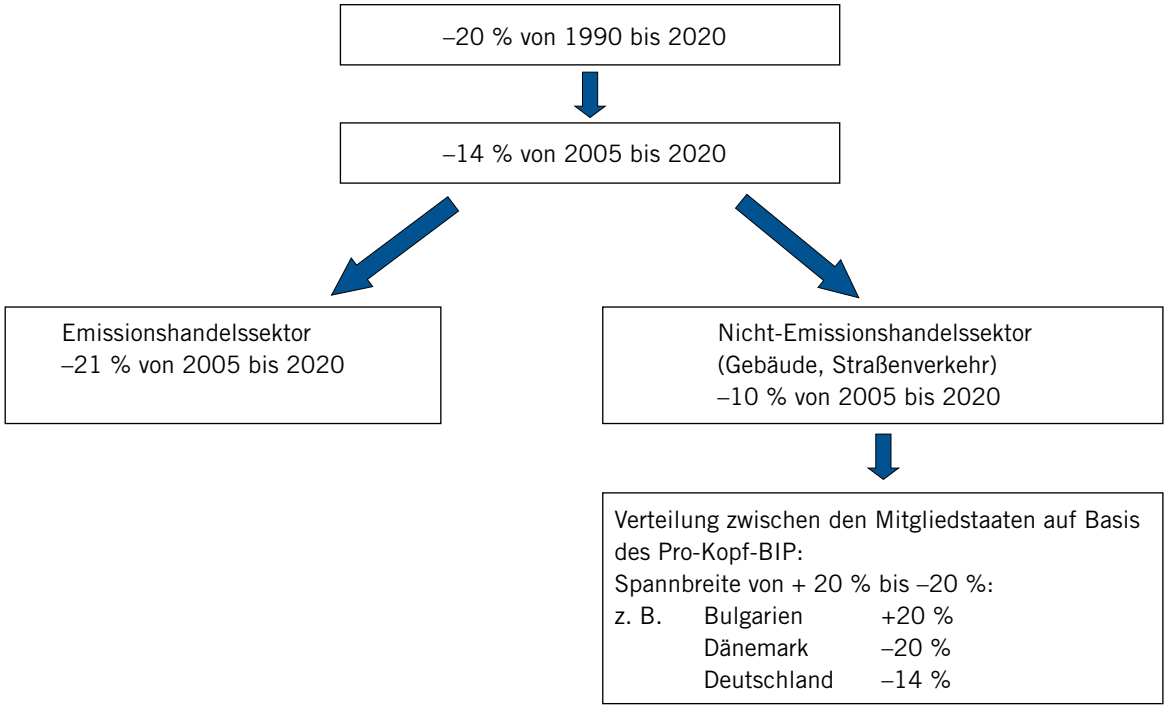
Quelle: Eigene Darstellung

des „Carbon Leakage-Risikos“ sind in der Richtlinie genannt. Stark in den internationalen Wettbewerb eingebundene Industriebranchen mit einer hohen Kostenbelastung durch den Emissionshandel erhalten ihre Zuteilung auch nach dem 1. Januar 2013 vollständig kostenfrei. Die Liste umfasst gegenwärtig 164 Sektoren und Subsektoren und gilt für fünf Jahre, also bis Ende 2014. Vor Ablauf dieses Jahres wird überprüft, ob das Risiko der emissionshandelsbedingten Produktionsverlagerung für die genannten Sektoren nach wie vor besteht. Gegebenenfalls wird die Liste geändert.

Die den Industrieanlagen kostenfrei zuzuteilenden Mengen werden anhand EU-weit einheitlicher, produktbezogener Benchmarks ermittelt, die sich in der Regel an den zehn Prozent besten Anlagen der Branchen orientieren. Diese EU-weit einheitlichen Produkt-Benchmarks und weitere harmonisierte Zuteilungsregeln sollen für alle Unternehmen gleiche Wettbewerbsbedingungen garantieren. Sie hätten gemäß der Richtlinie bis zum Ende des Jahres 2010 verabschiedet sein müssen. Nachdem sich im sogenannten „Klimawandelausschuss“ („Climate Change Committee“, Komitologie) die Mitgliedstaaten mit der Kommission jedoch erst im Dezember 2010 auf einen gemeinsamen Text einigen konnten, verzögert sich das Verfahren um etwa drei Monate. Dies ist die Spanne, die dem Europaparlament für die Prüfung des Dossiers zugestanden wird. Diese erhebliche Verzögerung hat gravierende Auswirkungen auf die Umsetzung der Richtlinie in den Mitgliedstaaten. Eigentlich müssten diese bis zum 30. September 2011 der Kommission ihre „Nationalen Umsetzungsmaßnahmen“ melden. Hinter diesem Begriff verbirgt sich ein extrem aufwändiger Prozess, bei dem in einem umfangreichen Antrags- und Datenerhebungsverfahren von den zuständigen Behörden anhand der EU-weiten Regeln die Zuteilungsmenge für jede ab 2013 emissionshandelspflichtige Anlage ermittelt werden muss. Erhoben werden müssen Produktbezeichnungen, Produktionsmengen, Brennstoffeinsätze, Verbräuche an messbarer Wärme, Im- und Exporte von messbarer Wärme, Emissionen (gesamt, brennstoffbedingt, Prozessemissionen) u. v. m. Die Erhebung dieser Daten gestaltet sich deshalb so schwierig, weil viele Definitionen (bspw. für Kapazitätserweiterungen) geändert wurden, und weil die Daten (mit bestmöglicher Datenqualität) für fiktive Anlagenteile („sub-installations“) für alle Referenzjahre benötigt werden. Jeder Betreiber muss seine Datenermittlung in einem ebenfalls der Behörde vorzulegenden Methodenbericht genau beschreiben. Zudem müssen alle Daten vor der Abgabe von neutralen Sachverständigen verifiziert worden sein.

Die im Beschluss der Kommission zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten versammelten Regeln umfassen eine Liste mit 52 Produkt-Benchmarks, d. h. produktspezifischen Emissionswerten, sowie weitere Benchmarks für Wärme, Brennstoff und

**Abbildung 3.16: Angestrebte Emissionsminderung der EU-27**




Quelle: Eigene Darstellung

Prozessemissionen für die Fälle, in denen die Emissionen nicht eindeutig einem Produkt zugeordnet werden können („fall-back approaches"). Alle Emissionen einer Anlage müssen so weit wie möglich auf die Produkt-Benchmarks und – falls dies nicht möglich ist – auf die „fall-back approaches" herunter gebrochen werden. Für die Zuteilung muss also jede Anlage in die bereits erwähnten fiktiven Anlagenteile „zerlegt" werden. Die Basisperiode erstreckt sich vom 1. Januar 2005 bis zum 31. Dezember 2008, oder, wenn der Betreiber dies bevorzugt, über die Jahre 2009 und 2010. Es wird geregelt, welche „baseline data" wie zu ermitteln und verifizieren sind. Spezifische technische Regeln existieren für bestimmte Sektoren (z. B. Raffinerien, Herstellung von Vinylchlorid-Monomer). Ein weiteres Kapitel enthält Regelungen für die Handhabung der Neuanlagenreserve (zur Ermittlung der Zuteilungen für neue Marktteilnehmer und Kapazitätserweiterungen). Ferner wird die Reduzierung der Zuteilung bei Stilllegungen und Teil-Stilllegungen geregelt; noch ausstehende Tranchen an Zertifikaten werden dann nicht mehr ausgegeben, sondern fließen der für die Versteigerung vorgesehenen Menge zu. Die Kommission schätzt, dass die Zuteilungen auf der Basis der Produkt-Benchmarks etwa 75 % aller zuteilungsfähigen Emissionen abdecken werden; die restlichen Emissionen, die keinem Produkt eindeutig zugeordnet werden können, werden nach den oben erwähnten „fall-back"-Ansätzen behandelt.

Die Zuteilung kostenloser Zertifikate dürfte künftig insgesamt wohl transparenter als in den ersten beiden Verpflichtungsperioden erfolgen, da die neuen Regeln EU-weit harmonisiert anzuwenden sind. Aber das Verfahren ist nun wesentlich komplexer und erfordert einen deutlich erhöhten bürokratischen Aufwand. Zumal – wie angedeutet – in großem Stil historische Produktions- und andere Daten erhoben und verifiziert werden müssen, die für die vergangenen Zuteilungsperioden nicht relevant waren. Und da selbst der nahezu achtzigseitige Kommissionsbeschluss zu den Zuteilungsregeln noch eine ganze Reihe von Fragen offen lässt, bleiben zahlreiche Abgrenzungs- und Auslegungsprobleme bestehen, die weiterer sogenannter „Guidance Papers" der Kommission bedürfen. Diese sind allerdings für die Mitgliedstaaten nicht rechtlich bindend. So ist davon auszugehen, dass trotz der Brüsseler Vorgaben in den Mitgliedstaaten nicht vollständig einheitliche Methoden für die Ermittlung der Zuteilungen angewendet werden können. Es ist noch nicht absehbar, wie groß genau der Spielraum für die national zuständigen Behörden sein wird. Klar ist,

dass die Zuteilungsregeln für die dritte Handelsperiode massive Auswirkungen auf die europäische und insbesondere die deutsche Industrie entfalten werden.

Da in der Emissionshandels-Änderungsrichtlinie bereits Vorkehrungen für den Fall des Zustandekommens eines neuen internationalen Klimaschutzabkommens für die Zeit nach 2012 getroffen wurden (Verschärfung des linearen Reduktionsfaktors etc.) schlagen internationale klimapolitische Entwicklungen auch mehr oder weniger direkt auf den EU-Emissionshandel durch. Der Ausgang der UN-Klimakonferenz in Cancún im Dezember 2010 hat die Diskussion unter den Mitgliedstaaten um die Verschärfung des unilateralen EU-Treibhausgasminderungszieles auf –30 % (1990–2020) wieder angeheizt. Großbritannien und Andere fordern offen diese Verschärfung, wohingegen Polen und Andere sie ablehnen. Die Bundesregierung hat hierzu noch keine Position; die ressortinterne Abstimmung dauert an. Cancún hat die europäische und deutsche Wirtschaft einem „Level Playing Field“ für ihre Unternehmen bestenfalls einen Trippelschritt näher gebracht. Deshalb sollte aus Sicht der Wirtschaft nach wie vor am unilateralen –20 %-Ziel der EU, sowie an dem vom Europäischen Rat konditionierten –30 %-Ziel festgehalten werden. Würde die Konditionierung nun aufgegeben, wären neue zusätzliche einseitige Belastungen insbesondere für die emissionshandelspflichtigen Anlagen die Folge.

Die Kommission hat bereits vorgeschlagen, dann die Minderungsverpflichtung für den Emissionshandelssektor von –21 auf –34 % (2005–2020) deutlich anzuheben. In einer jüngst erstellten Kurzexpertise mit dem Titel „Wirtschaftliche Kosten eines einseitigen 30 %-Klimaschutzziels der EU“ hat das Institut der deutschen Wirtschaft (IW Köln) mögliche zusätzliche einseitige Belastungen für die deutschen Unternehmen abgeschätzt. Ein schärferes EU-Ziel wird zu weiter reduzierten Mengen an Zertifikaten – und damit zu höheren Zertifikats- und Strompreisen führen. Schon für das –20 %-Ziel hat das IW für die Emissionshandels-Anlagen in Deutschland im Jahr 2020 bei einem Zertifikatspreis von 16 €/t überschlägig eine Kostenbelastung von 6,7 Mrd. € pro Jahr abgeschätzt. Bei dem –30 %-Ziel geht das Institut von einem Zertifikatspreis von 30 €/t aus und ermittelt auf dieser Basis für diese Anlagen eine Kostenbelastung von 11,1 Mrd. € im Jahr 2020. Die EU-Zielverschärfung könnte also in Deutschland nur für den Emissionshandelssektor allein für das Jahr 2020 zu zusätzlichen Mehrbelastungen von mehr als 4 Mrd. € pro Jahr führen. Die über die dritte Handelsperiode (2013–2020) kumulierte Belastung wäre um ein Beträchtliches höher. Dies träfe insbesondere die energieintensiven Branchen, die in einem harten internationalen Wettbewerb stehen. Zudem würden durch die Überbelastung der emissionshandelspflichtigen Anlagen teurere Minderungsmaßnahmen ergriffen, als nötig wäre. Gleichzeitig bestünde die Gefahr, dass preiswerte Maßnahmen im Nicht-Emissionshandelsbereich nicht realisiert werden. Für die deutsche Industrie ist die Situation deshalb besonders kritisch, weil sich die Kosten aus Emissionshandel, Energiesteuern und der Umlage zur Förderung der erneuerbaren Energien kumulieren. Dies belastet ganze Wertschöpfungsketten in Deutschland erheblich. Solange kein „Level Playing Field“ in Sicht ist, sollte die EU daher bei ihrem konditionierten 30 %-Ziel bleiben.

# Energie in Deutschland

4

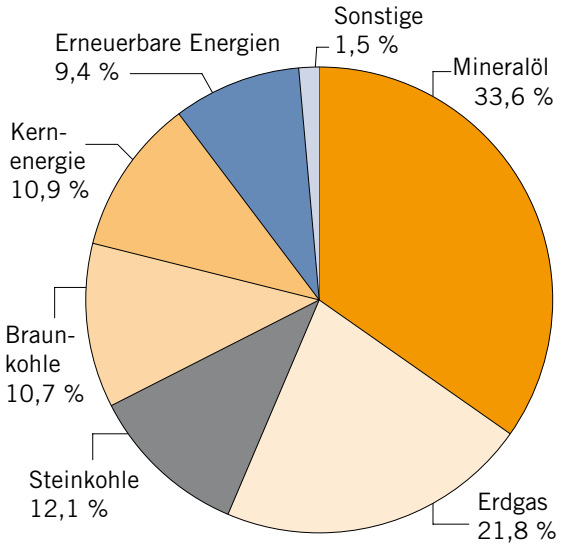
# 4.1 Zahlen & Fakten

## Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 479,6 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,9 t SKE pro Jahr. Dies entspricht mehr als dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, jedoch 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 2010 rund 192 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2010 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – mit jahresdurchschnittlichen Raten von rund 1,6 % – um Temperatur- und Lagerbestandseffekte bereinigt um 1,8 % – verbessert.

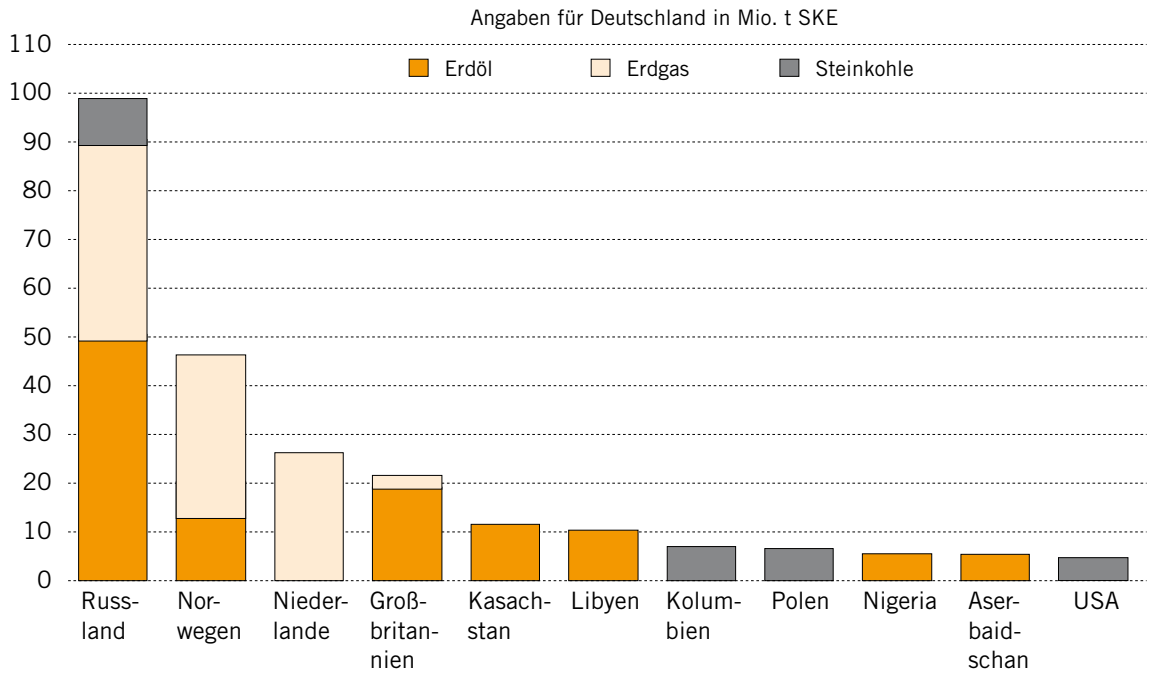
Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl und Erdgas marginal. Deshalb ist

**Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2010**
Insgesamt: 479,6 Mio. t SKE



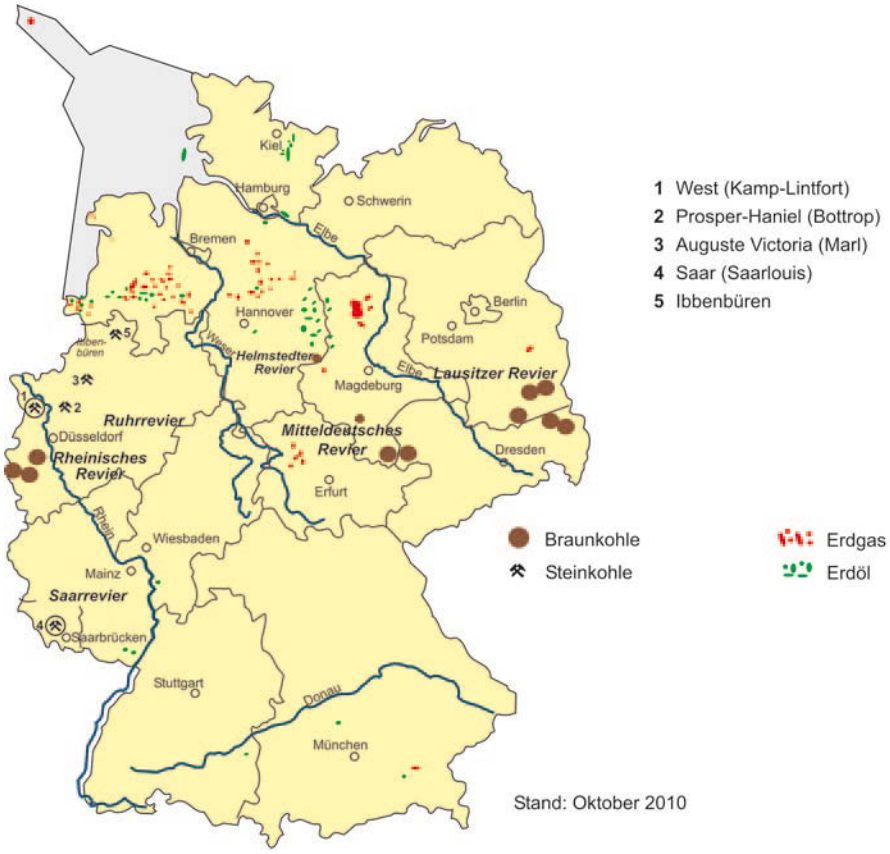

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 02/2011

**Abbildung 4.2: Energie-Rohstofflieferanten 2010**




Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)

**Abbildung 4.3: Schwerpunkte der Energiegewinnung**




Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Deutschland bei diesen Energieträgern in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2010 zu 40 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die auf Grund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2010 mit 65,5 Mio. t SKE bzw. 35 % zur gesamten inländischen Gewinnung (189,6 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 52,3 Mio. t SKE auf Braunkohle und 13,2 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 52,3 Mio. t SKE, Erdgas mit 13,7 Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,7 Mio. t SKE, erneuerbare Energien mit 45,0 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 9,3 Mio. t SKE.

Importenergien decken 60 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlebezüge aus Russland trugen 2010 mit fast einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien, Kasachstan und Libyen. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Kasachstan und Libyen Öl, aus Norwegen und Großbritannien sowohl Rohöl als auch Erdgas. Wichtigste Steinkohlelieferanten Deutschlands waren 2010 Russland, Kolumbien, Polen, USA, Australien und Südafrika.

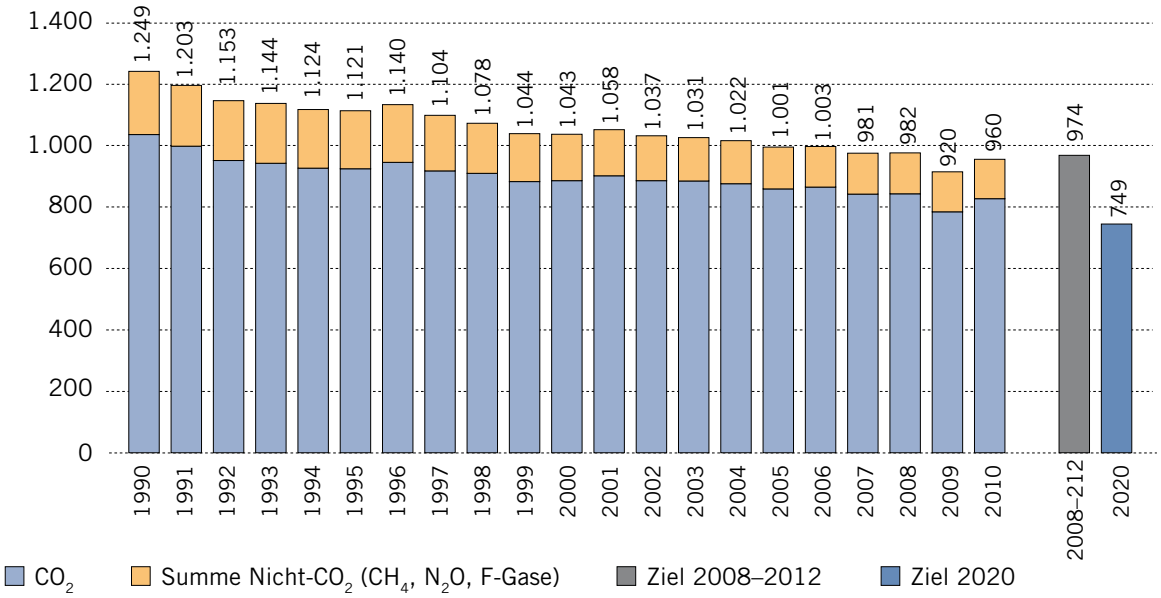
Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2010 rund 74,9 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 50,5 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 20,2 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 4,5 Mrd. € und auf Uran 0,8 Mrd. €. Bei Strom wurde 2010 ein Exportsaldo von 1,1 Mrd. € erzielt.

## $CO_2$-Emissionen

Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes sind die Treibhausgasemissionen im Jahr 2010 leicht gestiegen. Mit einer Gesamtemission von 960 Mio. t bleibt Deutschland unter dem Kyoto-Zielwert von 974 Mio. t. Gegenüber dem Vorjahr wurden insgesamt 40 Mio. t und damit 4,3 % mehr Treibhausgase emittiert.

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid ($CO_2$) – Methan ($CH_4$),

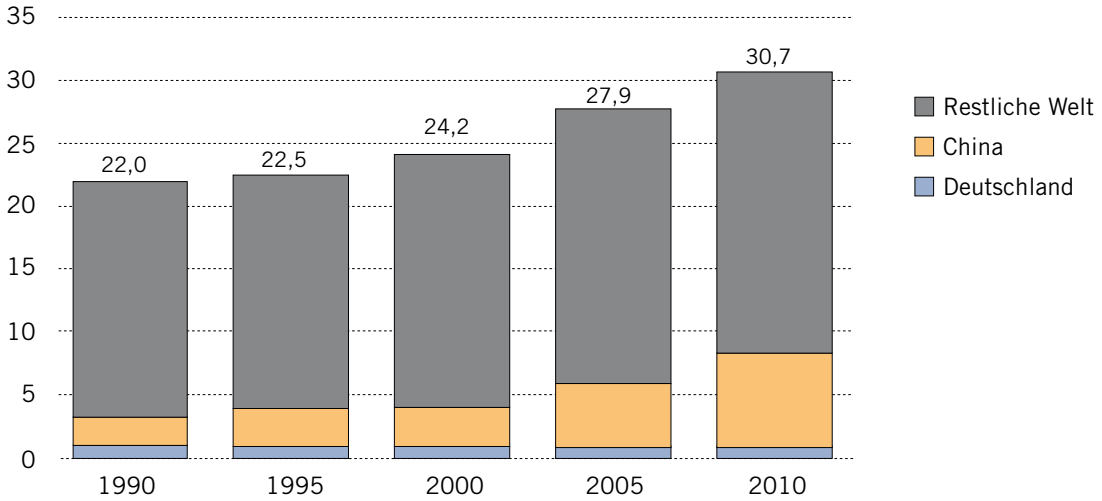
**Abbildung 4.4: Emissionen der sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase in Deutschland** (in Mio. t $CO_2$-äquivalent, ohne $CO_2$ aus LULUCF[1])




1 LULUCF= Land Use, Land-Use Change and Foresty

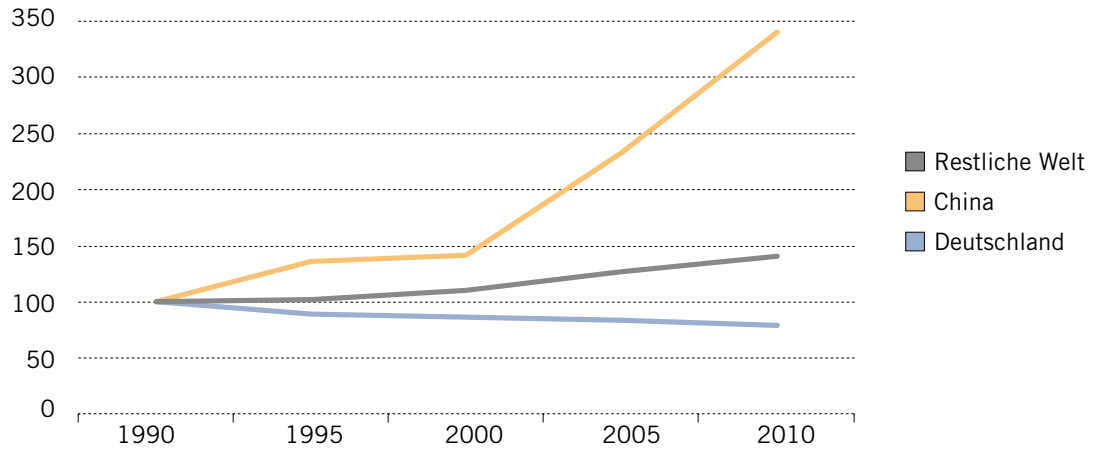
Quelle: Berechnungen Umweltbundesamt hshsghgsh

**Abbildung 4.5: Entwicklung der weltweiten $CO_2$-Emissionen** (in Mrd. t)




Quelle: H.-J. Ziesing ET 09/2010 (für 1990 bis 2009); eigene Schätzung (für 2010).

**Abbildung 4.6: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen** (Index 1990 = 100)




Quelle: H.-J. Ziesing ET 09/2010 (für 1990 bis 2009); eigene Schätzung (für 2010).

Distickstoffoxid ($N_2O$), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid ($SF_6$).

Die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase haben sich seit 1990 um 23,1 % verringert. Damit ist Deutschland auf gutem Weg, seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll und dem EU-Burden-Sharing (–21 % im Zeitraum 1990 bis 2008/12) zu erfüllen. Die Entwicklung der gesamten deutschen Treibhausgas-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2010 zeigt Abbildung 4.4.

## Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2010 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 46,0 Mrd. €. Dies entspricht fast zwei Drittel des Werts der gesamten Netto-Energieeinfuhren Deutschlands. Vom Energieverbrauchsteuer-Aufkommen entfielen 2010 mit 37,2 Mrd. € rund 81 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 2,6 bzw. 6,2 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Dieselkraftstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2010 ein Steueranteil am Produktpreis von 62 % (Superbenzin) bzw. 54 % (Dieselkraftstoff).

Des Weiteren gelten folgende Verbrauchsteuersätze:

- Für Flüssiggas 180,32 €/1.000 kg bis 31.12.2018 und 409,00 €/1.000 kg ab 01.01.2019.
- Für Erdgas 13,90 €/MWh bis 31.12.2018 und 31,80 €/MWh ab 01.01.2019.

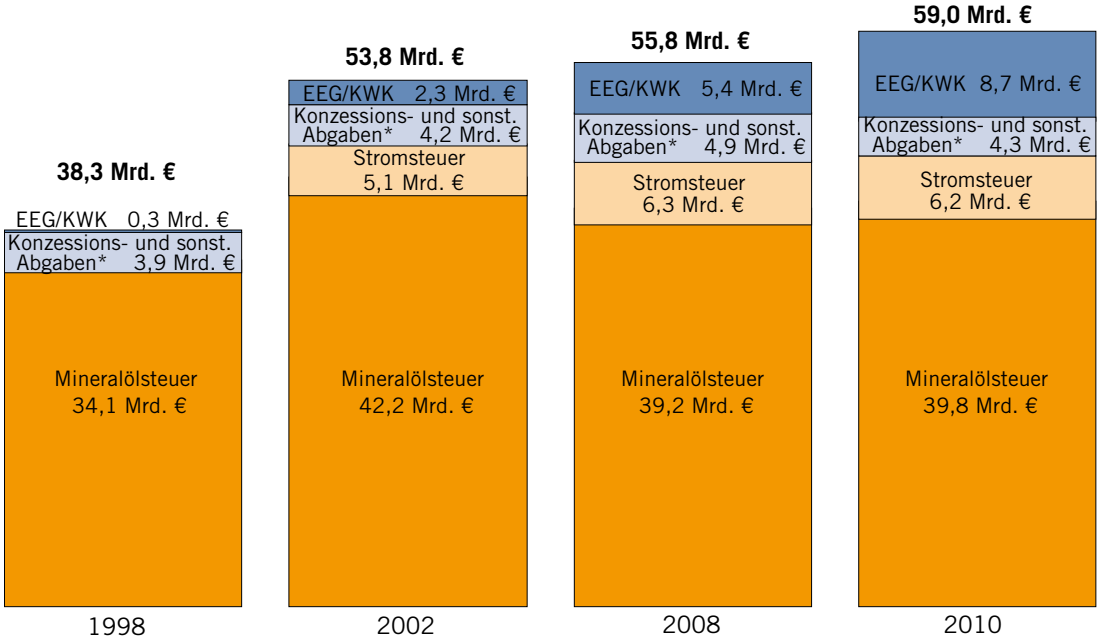
Für die Verwendung als Heizstoff sind gegenüber der Verwendung als Kraftstoff ermäßigte Steuersätze festgelegt. Sie betragen:

- Leichtes Heizöl: 6,135 ct/Liter; für Ware mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 mg/kg ab dem 01.01.2009: 7,635 ct/Liter.
- Schweres Heizöl: 25 €/1.000 kg.
- Flüssiggas: 60,60 €/1.000 kg.
- Erdgas und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe: 5,50 €/MWh.

Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2010 auf 28 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben am Haushaltskundenpreis 2010 bei 30 %, wenn man die Konzessionsabgabe und die anteilige Förderabgabe in die Rechnung einbezieht.

Kohle unterliegt einem Steuersatz von 0,33 €/GJ. Die Verwendung von Kohle als Einsatzenergie zur Stromer-

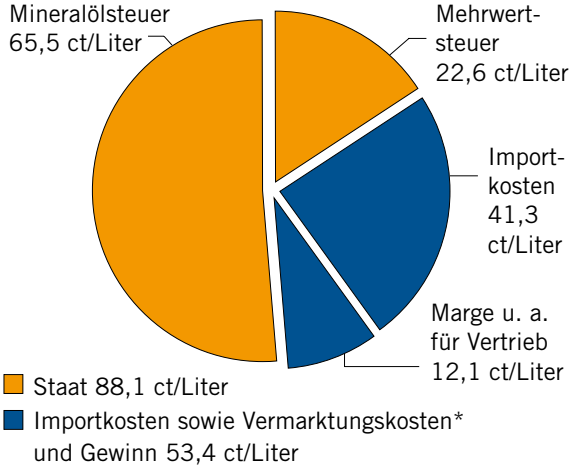
**Abbildung 4.7: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland**




* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2002: 0,4 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2009: 0,85 Mrd. € und 2010: 0,69 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € pro Jahr in den Jahren 1998 und 2002, 0,35 Mrd. € im Geschäftsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Geschäftsjahr 2008/09 und 0,36 Mrd. € im Geschäftsjahr 2009/10 (jeweils ohne MWSt)

Quelle: Bundesminister der Finanzen sowie Schätzung des BDEW

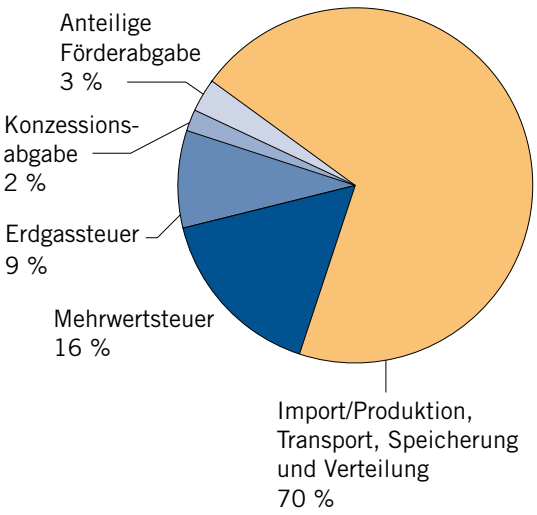
**Abbildung 4.8: Benzinpreis 2010: Staatsanteil von 62 %**
Durchschnittspreis Superbenzin: 141,5 ct/Liter




* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Biokomponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2011

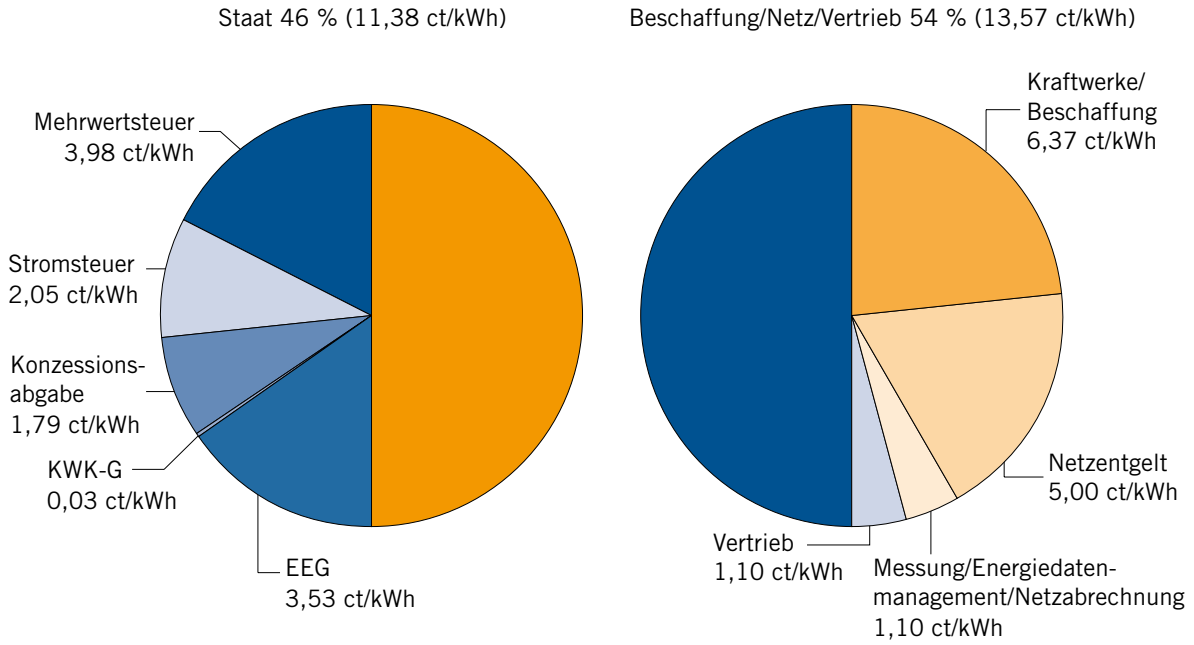
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

**Abbildung 4.9: Zusammensetzung des Erdgaspreises für private Haushalte Anfang 2010**
Steuer- und Abgabenbelastung: rd. 30 %




Quelle: BDEW; Stand: 2010

**Abbildung 4.10: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2011** (24,95 Cent/kWh)




Quelle: BDEW – Stand: 01/2011

zeugung ist – ebenso wie etwa der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung – von der Energiesteuer befreit. Auch Kohle, die von privaten Haushalten verheizt wird, wurde bis zum 31.12.2010 nicht besteuert.

Mit dem Kernbrennstoffsteuergesetz vom 8. Dezember 2010 unterliegt Kernbrennstoff, der zur gewerblichen Erzeugung von elektrischem Strom verwendet wird, seit dem 01.01.2011 (bis zum Jahr 2016) der Kernbrennstoffsteuer. Die Steuer für ein Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 und Uran 235 beträgt 145 €. Dies entspricht einer steuerlichen Belastung der auf Basis Kernenergie erzeugten Strommenge von 15,50 €/MWh.

Der Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Durchschnitt 2010 mit 23,69 ct/kWh beziffert wird, setzt sich nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, Stand 03/2011) wie folgt zusammen (jeweils in ct/kWh):

- Erzeugung/Transport/Vertrieb: 13,89 (2011: 13,57)
- Konzessionsabgabe: 1,79 (2011: 1,79)
- Erneuerbare-Energien-Gesetz: 2,05 (2011: 3,53)
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz: 0,13 (2011: 0,03)
- Stromsteuer: 2,05 (2011: 2,05)
- Mehrwertsteuer: 3,78 (2011: 3,98).

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2010 auf 41 %. 2011 vergrößert sich dieser Anteil aufgrund der auf 3,530 ct/kWh erhöhten EEG-Umlage auf etwa 46 %. Dabei ist ein Haushaltsstrompreis von 24,95 ct/kWh zugrunde gelegt.

Für das produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Sätze.

## Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie belief sich 2010 auf 93,3 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 35,8 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

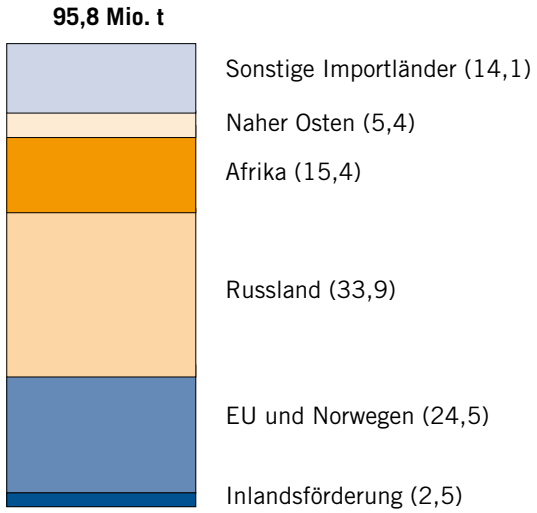
Die Rohöleinfuhren stammten 2010 zu 26 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen aus der Nordsee), zu 49 % aus Osteuropa/Asien, zu 17 % aus Afrika, zu 6 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 18 %.

Die Rohöldestillationskapazität lag 2010 bei 117,6 Mio. t/Jahr.

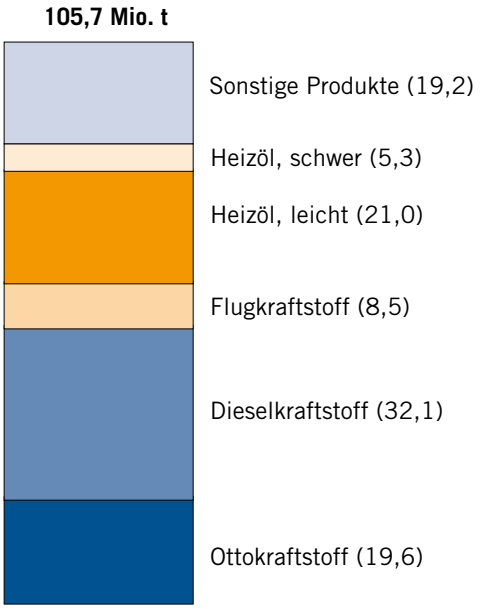
Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten erreichte 2010 rund 105,7 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 19,6 Mio. t; Dieselkraftstoff: 32,1 Mio. t), das leichte Heizöl mit dem Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (21,0 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (16,6 Mio. t), Flugkraftstoff (8,5 Mio. t) und schweres Heizöl (5,3 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ging 2010 im elften Jahr in Folge zurück. Ursachen waren strukturelle Faktoren, wie ein verringerter Bestand an Pkw mit Ottomotoren und die Erhöhung des Anteils von Fahrzeugen mit verbrauchsärmeren Motoren. Im Unterschied dazu haben die anziehende Konjunktur und die weitere Zunahme des Bestands an Pkw mit Dieselmotoren die Dieselnachfrage nunmehr im fünften Jahr zunehmen lassen. Bei leichtem Heizöl blieb der Absatz 2010 im Vergleich zum Vorjahr weitgehend konstant. Die Nachfrage nach Flugkraftstoffen ist 2010 – wie bereits in den beiden vorangegangenen Jahren – leicht gesunken. Hierzu trugen die Sperrung des Flugverkehrs im Mai 2010 als Folge des Ausbruchs des isländischen Vulkans Eyjafialla sowie der frühe Wintereinbruch Ende 2010 bei. Schweres Heizöl wurde in den vergangenen zehn Jahren zunehmend am Wärmemarkt durch andere Energieträger ersetzt. Etwa 70 % des Verbrauchs entfielen 2010 auf die nichtenergetische Verwendung. Der Bedarf an Rohbenzin war 2010 aufgrund konjunkturbedingt vergrößerter Nachfrage der Chemieindustrie deutlich angestiegen.

**Abbildung 4.11: Rohölaufkommen 2010 nach Herkunft** (in Mio. t)




**Inlandsabsatz 2010 Mineralölprodukte** (in Mio. t)




Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

## Erdgas

Erdgas trägt heute mit 22 % zur Deckung des gesamten Primärenergiebedarfs in Deutschland bei. Der Erdgasverbrauch betrug 2010 rund 942 TWh bzw. 104 Mio. t SKE. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch sowie sonstige Verbraucher entfielen 50 % des gesamten Erdgasverbrauchs. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2010 hatten 49 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 37 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken machte 13 % aus.

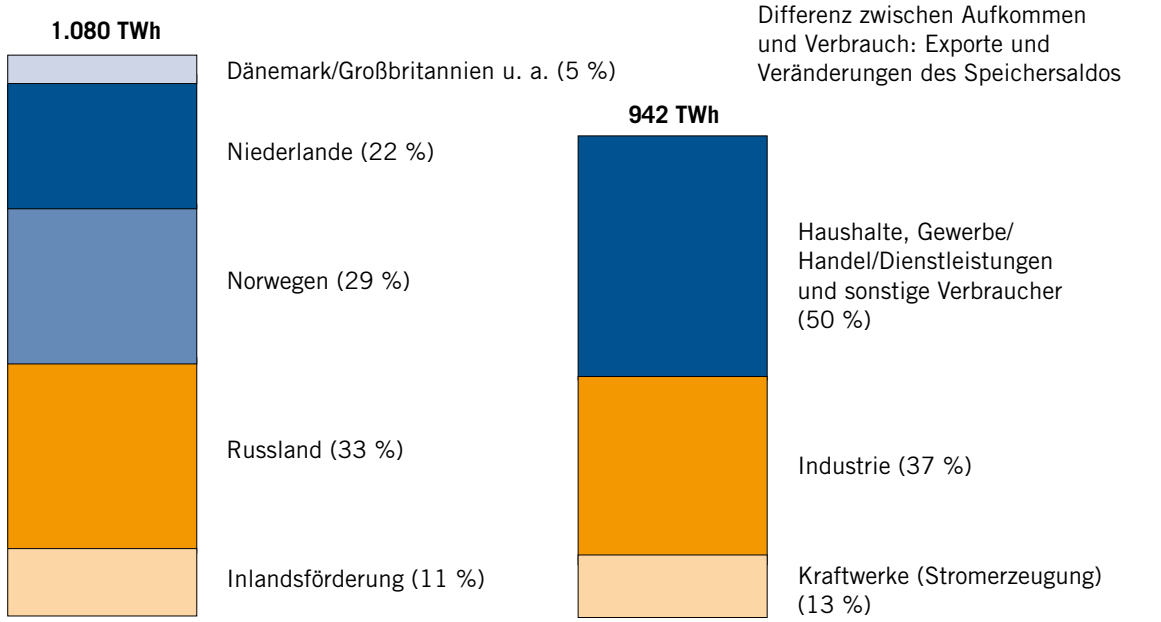
Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen stammte 2010 zu 11 % aus heimischer Förderung und zu 89 % aus Importen verschiedener Herkunft: 33 % aus Russland, 29 % aus der norwegischen Nordsee, 22 % aus den Niederlanden sowie 5 % aus Großbritannien und Dänemark. Insgesamt stammten damit rund zwei Drittel des gesamten Erdgasaufkommens aus westeuropäischen Quellen. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften.

Beschaffungsseitig wird sich die deutsche Erdgasversorgung künftig in weiter steigendem Maße auf Importe abstützen. Mit ihrer langfristig angelegten Beschaffungspolitik hat die deutsche Gaswirtschaft bereits jetzt für die nächsten Jahrzehnte Mengen aus heutigen Lieferländern in beachtlichem Umfang vertraglich gesichert und damit schon Vorsorge für eine auch künftig sichere Erdgasversorgung getroffen. Entsprechende Importverträge reichen teilweise bis zum Jahr 2035. Vor dem Hintergrund der wachsenden Bedeutung liquider Handelsmärkte in Europa und des zunehmenden Wettbewerbs auf dem Gasmarkt hat sich ein ebenso grundlegender wie dringender Anpassungsbedarf bei der Gestaltung der Beschaffungskonditionen im Rahmen langfristiger Lieferverträge mit den großen ausländischen Erdgasproduzenten ergeben.

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt fast 450.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört nicht zuletzt auch eine Vielzahl von Untertagespeichern mit einer maximal verfügbaren Kapazität von insgesamt gut 20 Mrd. $m^3$.

**Abbildung 4.12: Erdgasaufkommen 2010**
(in TWh)

**Erdgasverbrauch 2010**
(in TWh)




Quelle: BDEW

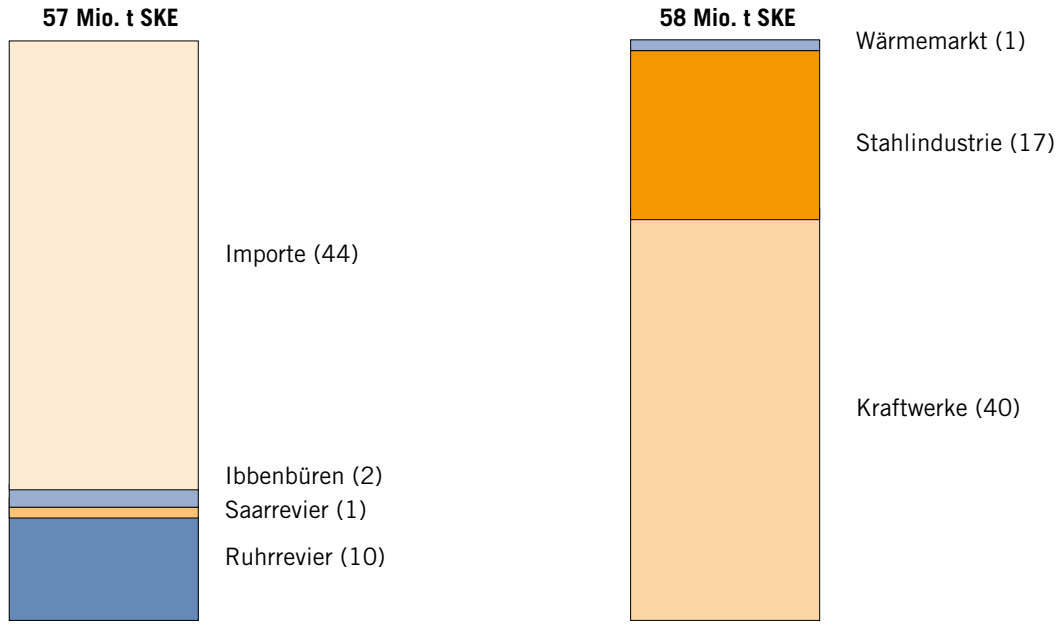
## Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2010 13,2 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 74,4 % auf das Ruhrrevier, 10,3 % auf das Saarrevier und 15,3 % auf das Ibbenbürener Revier. Im Jahr 2010 deckten die Steinkohlenimporte etwa 76 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu 90 % auf sechs Lieferländer, nämlich Russland, Kolumbien, Polen, USA, Australien und Südafrika.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2010 ein Volumen von 57,8 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 39,7 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 16,6 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,5 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt. Vor allem auf Grund der geologischen Bedingungen kann die deutsche Steinkohle bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Im Zuge des zum 28. Dezember 2007 in Kraft getretenen Steinkohlefinanzierungsgesetzes zur Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlebergbaus zum Ende des Jahres 2018 wurde der Anpassungsprozess 2010 planmäßig fortgesetzt. Demzufolge war auch die Beschäftigung im Jahr 2010 weiterhin rückläufig. So hat sich die Belegschaftszahl im Steinkohlenbergbau von 27.317 Mitarbeitern zum 31.12.2009 um 11,4 % auf 24.207 zum 31.12.2010 verringert. Die bergbauliche Produktivität in 2010 – ausgedrückt als verwertbare Förderung je Mann und Schicht unter Tage – belief sich 2010 auf 6.092 kg. Auf europäischer Ebene werden die Betriebsbeihilfen über eine Ratsverordnung der europäischen Union zugelassen. Ein Vorschlag der EU-Kommission vom Juli 2010 sah vor, Beihilfen für den Steinkohlenbergbau bis 2014 zu befristen. Deutschland und andere Bergbauländer haben mit großer Unterstützung der Öffentlichkeit und über Parteigrenzen hinweg eine tragfähige Korrektur des ersten Kommissionsvorschlags erreicht. Der zum 1. Januar 2011 in Kraft getretene Ratsbeschluss sieht nun Betriebsbeihilfen bis Ende 2018 vor, sodass der deutsche Rechtsrahmen auch auf europäischer Ebene abgesichert ist.

**Abbildung 4.13: Steinkohlenaufkommen 2010**
(in Mio. t SKE)

**Steinkohlenverbrauch 2010**
(in Mio. t SKE)




Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

## Braunkohle

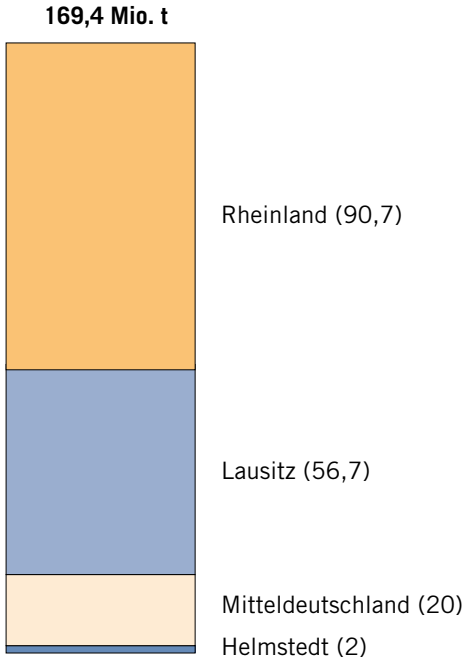
In Deutschland wurden 2010 rund 169,4 Mio. t Braunkohle – entsprechend 52,3 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99 %.

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. 2010 entfielen von der Gesamtförderung 53,6 % auf das Rheinland, 33,4 % auf die Lausitz, 11,8 % auf Mitteldeutschland sowie 1,2 % auf Helmstedt.

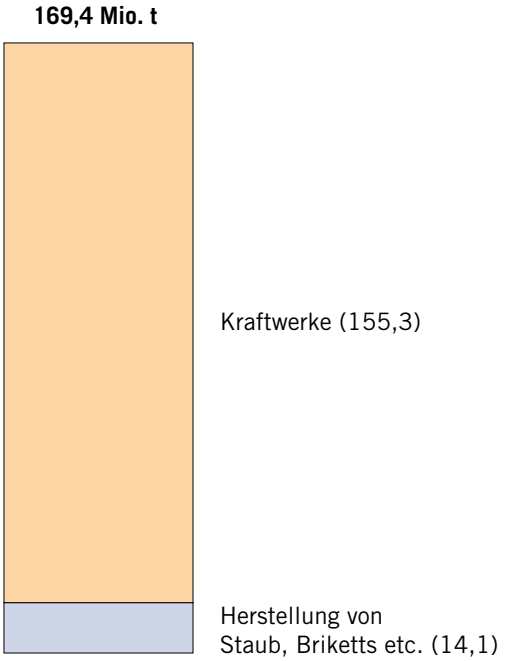
Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung im Grundlastbereich. 2010 wurden rund 155 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 147,0 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 23,7 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland. Die installierte Brutto-Kraftwerksleistung belief sich zum 31.12.2010 auf 22.178 MW.

Gut 14 Mio. t Braunkohle wurden 2010 in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung von Briketts, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtbraunkohle und Koks eingesetzt. Die Produkte werden im privaten Wärmemarkt und für industrielle Prozesse genutzt. Braunkohlenkoks dient der Abgas- und Abwasserreinigung.

**Abbildung 4.14: Braunkohlenförderung 2010**
(in Mio. t)




**Braunkohlenverwendung 2010**
(in Mio. t)




Quelle: DEBRIV

## Strom

2010 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 621,0 TWh. Davon entfielen 92 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 8 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 37,5 TWh ermittelt sich für 2010 eine Netto-Stromerzeugung von 583,5 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2010 folgendes Bild: Kernenergie 22,8 %, Braunkohle 23,1 %, Steinkohle 18,3 %, Erdgas 14,0 %, erneuerbare Energien 17,1 % sowie Heizöl und sonstige Energien 4,7 %. Die deutsche Stromversorgung stützt sich somit auf die fünf Säulen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, erneuerbare Energien und Erdgas.

Die Netto-Engepassleistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich zum 31.12.2010 auf 165.859 MW. Davon entfielen 53.944 MW auf erneuerbare Energien, 27.867 MW auf Steinkohle, 20.490 MW auf Kernenergie, 20.358 MW auf Braunkohle, 25.500 MW auf Erdgas und 17.700 MW auf andere Energien (einschließlich Pumpspeicherkraftwerke).

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren elektrischer Energie in Höhe von 42,0 TWh. Bei Stromausfuhren von 59,0 TWh wurde erneut ein Exportüberschuss erzielt. Deutschland ist die Drehscheibe im europäischen Stromhandel.

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 604,0 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit nur 4,5 % sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 530,0 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2010 mit 46 % auf die Industrie, mit 27 % auf private Haushalte mit 24 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft, sowie 3 % auf den Verkehr.

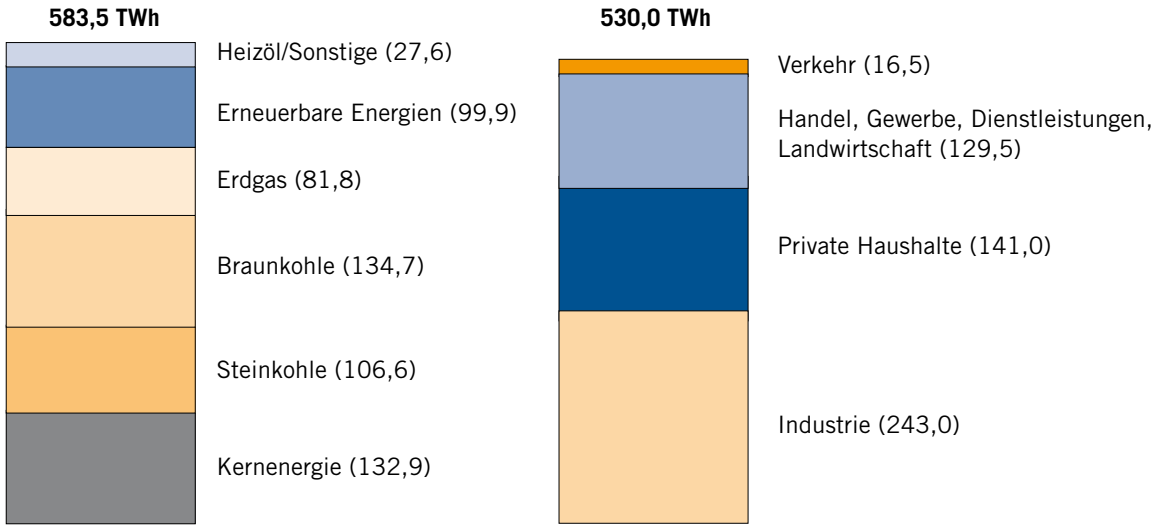
Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig weitgehend stabil bleiben wird. 2010 lag der Netto-Stromverbrauch bei 212 kWh pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

## Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2010 mit 9,4 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2010 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 102,3 TWh Strom (brutto) aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 16,9 % der gesamten Stromversorgung in Deutschland. 2010 basierten 36,5 TWh auf Windkraft, 19,7 TWh auf regenerativ einge-

**Abbildung 4.15: Netto-Stromerzeugung 2010** (in TWh) | **Netto-Stromverbrauch 2010** (in TWh)




Quelle: BDEW

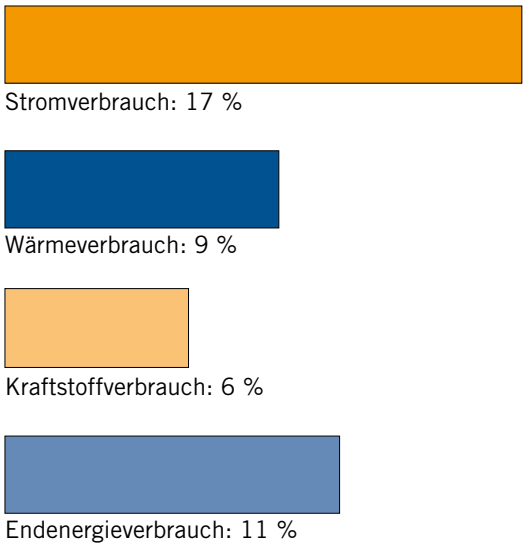
stufte Wasserkraft (ohne Pumpspeicher), 28,5 TWh auf Biomasse, 5,6 TWh auf Müll und anderen erneuerbaren Energien sowie 12,0 TWh auf Photovoltaik.

Die Nettoleistung aller installierten Anlagen belief sich zum 31.12.2010 auf zirka 53.944 MW. Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit einem Drittel an der in Deutschland insgesamt installierten Kraftwerkskapazität beteiligt. Auf Wind entfielen 27.214 MW und auf Photovoltaik 16.500 MW; Wasserkraft (ohne Pumpspeicherkraftwerke) machte etwa 5.330 MW, Biomasse 4.890 MW und Geothermie 10 MW aus.

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

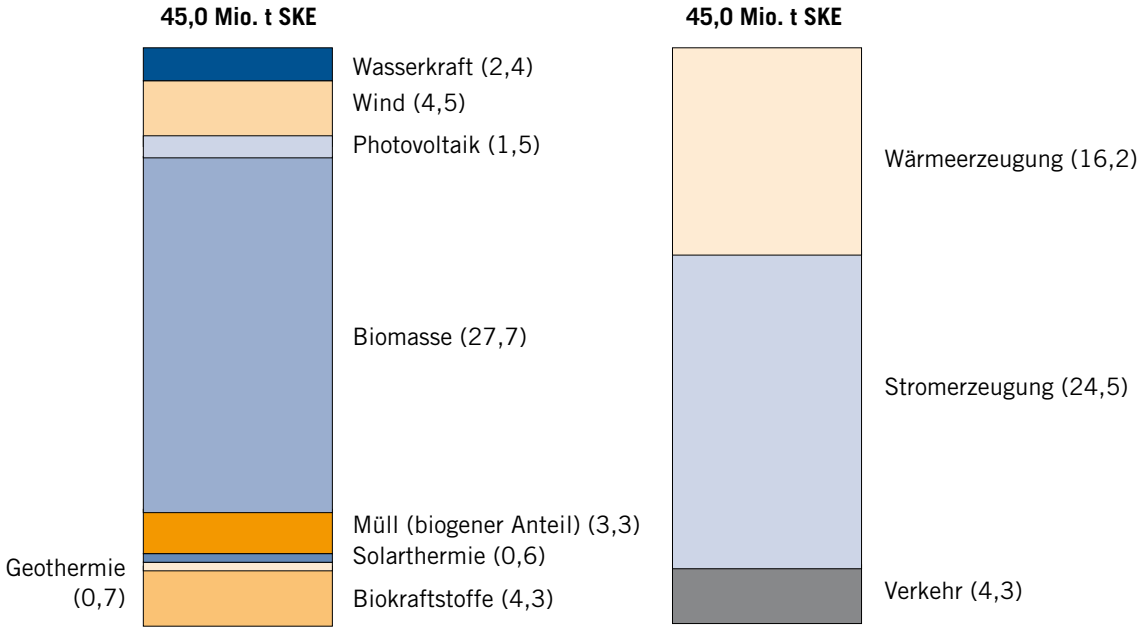
Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich im Jahr 2010 auf 12,365 Mrd. €. Bei 79,106 TWh EEG-Einspeisungen errechnet sich daraus für 2010 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 15,631 ct/kWh. Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbei-

**Abbildung 4.17: Marktanteile der erneuerbaren Energien 2010** (in %)



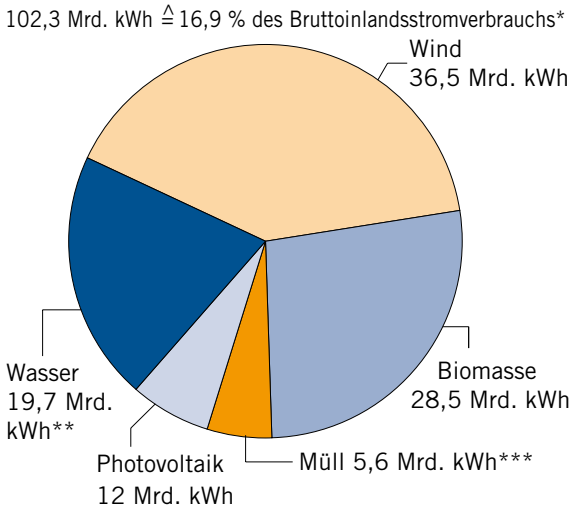

Quelle: BDEW

**Abbildung 4.16: Aufkommen 2010** (in Mio. t SKE) **Verwendung 2010** (in Mio. t SKE)




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

**Abbildung 4.18: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2010**




* 604,0 TWh
** Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet
*** Einschließlich andere erneuerbare Energien

Quelle: BDEW, Februar 2011

trag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert (seit 01.08.2004 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.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs belief sich 2010 auf 132,3 TWh. Damit hatten erneuerbare Energien im Wärmesektor 2010 einen Marktanteil von rund 9 %. Die Verteilung nach einzelnen Ernergiearten stellte sich 2010 wie folgt dar: Bioenergie 121,5 TWh, Solarthermie 5,3 TWh sowie Geothermie 5,5 TWh.

Die Biokraftstoffproduktion erhöhte sich im Jahr 2010 auf 35,0 TWh. Damit erreichte ihr Marktanteil am Kraftstoffverbrauch 5,7 %. Von der gesamten Biokraftstofferzeugung entfielen 77 % auf Biodiesel, 2 % auf Pflanzenöl und 21 % auf Bioethanol.

**Tabelle 4.1: Struktur der nach dem EEG vergüteten Strommengen seit 2000**

| | 2000 | 2002 | 2004 | 2006 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Letztverbrauch gesamt [GWh]** | **344.663,4** | **465.346,4** | **487.626,9** | **495.203,0** | **493.505,8** | **466.054,7** | **485.000** |
| Privilegierter Letztverbrauch[2] [GWh] | – | – | 36.865,3 | 70.160,9 | 77.990,5 | 65.022,7 | 75.000 |
| **EEG vergütete Strommenge gesamt[3] [GWh]** | **10.391,0** | **24.969,9** | **38.511,2** | **51.545,2** | **71.147,9** | **75.053,4** | **80.527** |
| Wasserkraft, Gase[4] [GWh] | 4.114,0 | 6.579,3 | 4.616,1 | 4.923,9 | 4.981,5 | 4.877,2 | 5.000 |
| Gase[4] [GWh] | 2.588,6 | 2.789,2 | 2.208,2 | 2.019,5 | 2.000 | | |
| Biomasse [GWh] | 586,0 | 2.442,0 | 5.241,0 | 10.901,6 | 18.947,0 | 22.979,9 | 25.000 |
| Geothermie [GWh] | – | – | 0,2 | 0,4 | 17,6 | 18,8 | 27 |
| Windkraft [GWh] | 5.662,0 | 15.786,2 | 25.508,8 | 30.709,9 | 40.573,7 | 38.579,7 | 36.500 |
| Solare Strahlungsenergie [GWh] | 29,0 | 162,4 | 556,5 | 2.220,3 | 4.419,8 | 6.578,3 | 12.000 |
| **Durchschnittsvergütung [ct/kWh]** | **8,50** | **8,91** | **9,29** | **10,88** | **12,25** | **13,95** | **15,3** |
| **Gesamtvergütung[5] [Mrd. EUR]** | **0,88** | **2,23** | **3,61** | **5,81** | **9,02** | **10,78** | **12,70** |
| **EEG-Differenzkosten[6] [Mrd. EUR]** | **0,9** | **1,7** | **2,4** | **3,3** | **4,7** | **5,3** | **8,8** |

1) Rumpfjahr: 01.04.–31.12.2000
2) durch die besondere Ausgleichsregelung (§ 11 bzw. 16 EEG) privilegierter Letztverbraucher (seit Juli 2003)
3) Nachkorrekturen des VDN (2002 bis 2009) sind hier nicht enthalten, da die zusätzlichen Einspeisungen für die Vorjahre nach Wirtschaftsprüferbescheinigungen nicht Energieträgern zugeordnet werden können
4) Deponie-, Klär- und Grubengas erstmals 2004 gesondert aufgeführt
5) Gesamtvergütungen an EEG-Anlagenbetreiber (vor Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte)
6) EEG-Differenzkosten, unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte

Quellen: EEG Jahresabrechnungen, Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.eeg-kwk.net; Angaben für 2010: Abschätzung auf Basis der Daten AGEE-Stat; Quelle: Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Stand: März 2011, Angaben vorläufig bis zur Veröffentlichung der EEG-Jahresabrechnung der ÜNB; veröffentlicht als Tab. 9 in: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erneuerbare Energien 201, Stand: 14. März 2011

# 4.2 Integration von Bio-Erdgas in das Energiesystem

Bio-Erdgas ist ein erneuerbarer Energieträger und wird durch Aufbereitung von Biogas erzeugt. Durch Einspeisung von Bio-Erdgas in das Erdgasnetz wird eine ortsunabhängige und zeitlich flexible Gas-Nutzung ermöglicht. Die Integration von Bio-Erdgas in das Energiesystem bedarf vergleichsweise geringer Modifikationen der technischen Infrastruktur und eine Mischung mit Erdgas ist in beliebigem Verhältnis möglich. Daher kann Bio-Erdgas mit hocheffizienten Erdgas-Technologien, z. B. zur getrennten oder gekoppelten Wärme- und Stromproduktion, sowie als Kraftstoff genutzt werden. Wenn Bio-Erdgas zur Bereitstellung elektrischer Regelenergie genutzt wird, kann zudem die Integration der steigenden Wind- und Solarstrom-Einspeisung in das Energiesystem unterstützt werden. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung den Ausbau der Bio-Erdgas-Erzeugung und -Einspeisung auf 6 Mrd. $m^3$ p. a. bis zum Jahr 2020 und auf 10 Mrd. $m^3$ p. a. bis 2030, entsprechend ca. 6 %, bzw. 10 % des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland, gefordert und die hohe Bedeutung von Bio-Erdgas auch in ihrem aktuellen Energiekonzept[1] bekräftigt.

## Biogas-Aufbereitung zu Bio-Erdgas

Biogas wird aus einem weiten Spektrum organischer Reststoffe (Gülle, häusliche Bioabfälle, etc.) und nachwachsender Rohstoffe (z. B. Mais- oder Grassilage) gewonnen. Die Umwandlung dieser Einsatzstoffe erfolgt in Gärbehältern, sog. Fermentern, durch mikrobielle Stoffwechselprozesse. In Deutschland wird Biogas derzeit überwiegend direkt am Anlagenstandort verstromt. Eine vielseitigere und oftmals auch effizientere Nutzung von Biogas kann jedoch nach Aufbereitung zu Bio-Erdgas erfolgen. Zur Aufbereitung des Biogases zu Bio-Erdgas sind im Allgemeinen die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff sowie eine Gastrocknung erforderlich. Hierzu werden zahlreiche Technologien angeboten, die eine standortangepasste, energie- und kosteneffiziente Aufbereitung ermöglichen.

## Einspeisung und Transport von Bio-Erdgas

Bio-Erdgas wird vor der Einspeisung in die Gasnetze bei Bedarf durch Zumischung von Flüssiggas oder Luft auf die vorliegende Gasbeschaffenheit abgestimmt. Damit können sowohl eine korrekte Abrechnung der vom Verbraucher bezogenen Gasmenge, als auch maximale Kompatibilität zu allen Anwendungsgeräten bei den Verbrauchern sichergestellt werden. Bio-Erdgas kann in Erdgas-Verteilnetze oder -Transportnetze eingespeist werden.

Der Durchsatz vieler Erdgasverteilnetze ist groß genug, um zu jeder Jahres- und Tageszeit die produzierten Gasmengen auch leistungsstarker Bio-Erdgasanlagen aufnehmen zu können. Wo dies nicht der Fall sein sollte, müsste perspektivisch eine Anlage zur Rückverdichtung des Bio-Erdgases in eine Gasleitung höherer Druckstufe installiert und zu Zeiten geringen Gasverbrauchs betrieben werden. Das deutsche Erdgastransportnetz ist dagegen bereits heute so ausgebaut, dass die Aufnahme auch großer Bio-Erdgasmengen an nahezu allen Standorten möglich ist.

Bis Ende 2010 hat die Einspeisung von Bio-Erdgas in das Erdgasnetz in Deutschland auf rund 300 Mio. $m^3$ p. a., zugenommen. Dies entspricht ca. 5 % des für das Jahr 2020 von der Bundesregierung avisierten Ziels. Der Hauptgrund hierfür ist die schwache Entwicklung der Bio-Erdgasnachfrage[2].

## Vorhandene Speicher können genutzt werden

Zur Speicherung von Bio-Erdgas kommen prinzipiell alle vorhandenen Erdgas-Speicher in Frage. Weiterhin stellt das Erdgasleitungsnetz durch sein großes Leitungsvolumen einen signifikanten Puffer für Bio-Erdgas dar und erhöht damit die flexible Verfügbarkeit dieses Energieträgers.

## Nutzung in vielen Anwendungsfeldern

Da Bio-Erdgas chemisch praktisch identisch mit herkömmlichem Erdgas ist, kann es mit bestehenden Anwendungstechnologien zur Wärmebereitstellung und Stromproduktion genutzt werden. Als besonders effizient gilt dabei die gekoppelte Erzeugung, z. B. in Blockheizkraftwerken. Daher wird die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung von der Energiewirtschaft bis hin zum kleinsten, dezentralen Leistungsbereich – der Mikro-KWK – vorangetrieben[3].

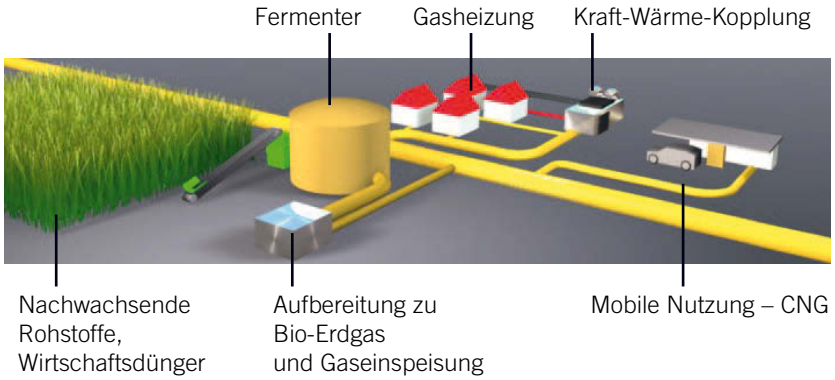
Der Einsatz von Erdgas und Bio-Erdgas in Kraftfahrzeugen kann zur Reduzierung der Treibhausgas- aber auch der Feinstaub- und Stickoxid-Emissionen beitragen. Bio-Erdgas ist in jedem Erdgas-betriebenen Kraftfahrzeug in

1 Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

2 Übersicht: Biomethan im KWK- und Wärmemarkt, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Juni 2010

3 Michael Koschowitz und Stephan Ramesohl, Mikro-KWK auf dem Weg vom Labor zur Markteinführung, GWF Gas Erdgas, November 2010

**Abbildung 4.19: Produktion, Transport und Nutzung von Bio-Erdgas**




Quelle: E.ON Ruhrgas AG

jedem Mischungsverhältnis einsetzbar. Bereits Erdgas ermöglicht eine Verringerung der Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zu einem vergleichbaren Benzinmotor je nach Fahrzeug um ca. 24 %. Mit reinem Bio-Erdgas können die Treibhausgas-Emissionen um bis zu 97 % reduziert werden[4]. Da an immer mehr Erdgaszapfsäulen anteilig Bio-Erdgas getankt werden kann, lassen sich die vergleichsweise niedrigen Treibhausgasemissionen Erdgas-betriebener Fahrzeuge durch Bio-Erdgas-Zumischung noch weiter reduzieren.

Möglich ist auch die Nutzung von Bio-Erdgas zur Bereitstellung elektrischer Regelenergie. Schwankungen der Einspeisung elektrischer Arbeit durch Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen können z. B. durch schnell anlaufende Gasturbinenkraftwerke oder Blockheizkraftwerke, jeweils auf Bio-Erdgas-Basis, kompensiert werden. Da, wie oben beschrieben, die Speicherfunktion des Gasnetzes, sowie viele bestehende Gasspeicher für Bio-Erdgas genutzt werden können, ist die Integration von Bio-Erdgas in einen solchen Kraftwerksverbund vorteilhaft gegenüber der Direktverstromung von Biogas am Standort der Biogasanlage.

## Ausblick: Neue Bio-Erdgas-Technologien und politischer Unterstützungsbedarf

Die Technologie zur Erzeugung von Bio-Erdgas wird ständig weiterentwickelt und neue Einsatzstoffe werden evaluiert. Aktuell werden u. a. Rührer und Eintragssysteme optimiert und erste Fermenter zur ausschließlichen Vergärung von Zuckerrüben, bzw. von Grassilage eingesetzt. Neue Aufbereitungstechnologien wie z. B. die Membranaufbereitung[5], zielen auf eine Steigerung der Energie- und Kosten-Effizienz.

Bisher können holzartige Rohstoffe nicht zur Bio-Erdgas-Produktion eingesetzt werden. Abgewandelte Konzepte der Kohle- und Abfallbehandlung ermöglichen jedoch die Nutzung von Reststoffen, wie Waldrestholz oder Landschaftspflegematerial mittels thermo-chemischer Vergasung. Bei Temperaturen von 800 °C oder höher werden die molekularen Bindungen der Einsatzstoffe gespalten und mittels metallischer Katalysatoren werden Methan oder z. B. ein Flüssigkraftstoff erzeugt. Die Erzeugung von Methan, sog. BioSNG (Substitute/Synthetic Natural Gas), kann dabei mit vergleichsweise geringem technischen Aufwand und mit hohen energetischen Nutzungsgraden erfolgen. Investitionen in diese Technologie bedürfen jedoch langfristiger und zuverlässiger Biomasse-Kosten und Produkt-Marktpreise.

Stabile Absatzmärkte für Bio-Erdgas bzw. für BioSNG sind ein wichtiger Faktor für den weiteren Ausbau der Bio-Erdgas-Einspeisung. Diese können durch entsprechende politische Rahmenbedingungen geschaffen, bzw. erweitert werden. Ein Marktanreiz böte sich durch Öffnung des Wärmemarktes durch die bereits im Energiekonzept der Bundesregierung angekündigte Änderung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes[1]. Aber auch gesetzliche Anreize zur Bereitstellung elektrischer Regelleistung mittels der Verstromung von Bio-Erdgas könnten zu einer Ausweitung der Bio-Erdgaseinspeisung und sinnvollen Ergänzung erneuerbarer Energien führen[6].

4 CONCAWE, Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, 2007

5 Trennung der Gaskomponenten mittels semipermeabler Membranen ermöglicht prinzipiell die Abscheidung mehrerer Gaskomponenten in einem einzigen Verfahrensschritt

6 Position des Biogasrates e. V. zur Reform des EEG, 29. September 2010

# 4.3 Unkonventionelles Erdgas in Deutschland

## Unkonventionelle Vorkommen von Erdgas

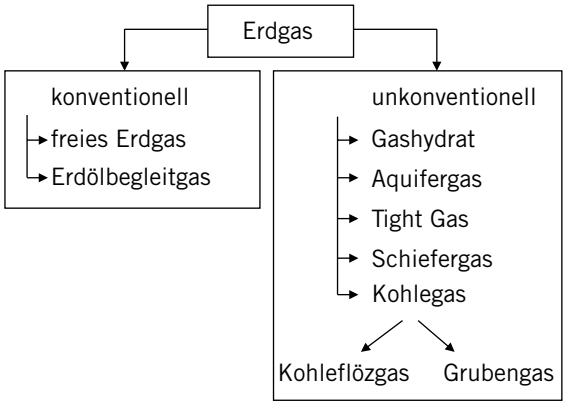
Deutschland verfügt über erhebliche Vorkommen an unkonventionellem Erdgas, die bislang aber kaum genutzt werden. Dabei unterscheiden sich konventionelles und unkonventionelles Erdgas qualitativ nicht voneinander. Beide bestehen zum überwiegenden Anteil aus Methan. Nicht konventionell sind hingegen die Lagerstätten des unkonventionellen Erdgases: Während konventionelle Vorkommen Erdgas in gut durchlässigen Gesteinen enthalten, ist das unkonventionelle Erdgas im Untergrund gebunden. Es ist entweder gelöst in Wasser, gebunden an Feststoffen oder befindet sich in gering durchlässigen Gesteinen. Konventionelles Erdgas kann erbohrt werden und strömt dann ohne weiteren technischen Aufwand zum Bohrloch. Erdgas in nicht-konventionellen Vorkommen muss in der Regel erst durch technische Maßnahmen mobilisiert werden.

Als unkonventionelle Vorkommen werden Aquifergas (Erdgas gelöst in Grundwasser), Schiefergas, Kohlegas, Erdgas in Gashydrat und in dichten Gesteinen (Tight Gas) unterschieden (Abbildung 4.20). Außer natürlichem Gashydrat sind in Deutschland all diese Typen an nicht konventionellen Vorkommen bekannt. Eine energetische Nutzung von Aquifergas ist auf Grund des hohen technischen Aufwandes bei der Förderung auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich. Tight Gas wird in Deutschland bereits seit den 1990er Jahren erfolgreich produziert. Es wird daher heute bei Vorrats- und Produktionsstatistiken nicht mehr als unkonventionelle Ressource ausgewiesen. Bei Kohlegas werden zudem Gasvorkommen in aktiven oder stillgelegten Bergwerken als Grubengas und Erdgas in unverritzten Kohleflözen als Kohleflözgas unterschieden (Abbildung 4.20). Für Deutschland stehen derzeit insbesondere Kohleflözgas und Schiefergas im Mittelpunkt des Interesses.

## Erschließung von Kohleflözgas und Schiefergas

Mit Kohleflözgas und Schiefergas wird Erdgas bezeichnet, das nach seiner Bildung nicht aus dem so genannten Muttergestein migriert ist. Dieses Gas ist am Ort seiner Entstehung in der Kohle oder dem Tonstein („Schiefer“) verblieben. Anders als bei konventionellen Lagerstätten besteht bei Schiefergas und Kohleflözgas nur ein geringes Auffindungsrisiko, denn auch in Deutschland sind Vorkommen dieser Gesteinsformationen in ihrer Ausdehnung meist sehr groß. Da die Gasgehalte und die Eigenschaften der Gesteine aber sehr variabel sein können, besteht die Herausforderung in der technischen Erschließung der wirtschaftlich günstigsten Lagerstättenbereiche. Dabei kommen ausschließlich bekannte und auch in anderen Lagerstättentypen bewährte Technologien zum Einsatz, die auf die jeweilige Situation im Tonstein oder der Kohle angepasst und optimiert werden müssen. So sind heute die Horizontalbohrtechnik und das hydraulische Fracen wesentliche Elemente der Schiefergas- und Kohleflözgasproduktion. Bei der Horizontalbohrtechnik werden die Bohrungen bei Erreichen des Zielhorizontes so abgelenkt, dass sie innerhalb der gasführenden Schicht verlaufen. Damit wird der Kontaktbereich zwischen Bohrung und Reservoir vergrößert. Beim Fracen werden mit Wasser unter hohem Druck Wegsamkeiten in den gering durchlässigen Tonsteinen oder Kohlen geschaffen, die einen Gasstrom in die Förderbohrung ermöglichen.

**Abbildung 4.20: Natürliche Erdgasvorkommen**




Quelle: BGR

## Kohle- und Schiefergasproduktion weltweit

Die Suche nach und die Förderung von Schiefergas und Kohleflözgas wird seit vielen Jahren in verschiedenen Regionen der Welt praktiziert. In China, Australien, Kanada und insbesondere in den USA werden bereits große Mengen an Kohleflözgas produziert. Seit 10 Jahren ist auch in Deutschland eine deutliche Steigerung der Nutzung von Grubengas zu verzeichnen, das hauptsächlich im Ruhrgebiet lokal für den Betrieb von Blockheizkraftwerken genutzt wird.

Die Produktion von Schiefergas entwickelte sich in den USA seit Ende der 1990er Jahre mit rasanter Geschwindigkeit. Nachdem in den USA die Förderung von konventionellem Erdgas deutlich zurückgegangen war, setzte zunächst ein Boom auf Kohleflözgas, vor einigen Jahren dann auch auf Schiefergas ein. Für 2009 weist die US

Energy Information Administration (EIA) für die USA eine Schiefergasproduktion von 88 Mrd. $m^3$ und von Kohleflözgas in Höhe von 54 Mrd. $m^3$ aus. Beides zusammen entspricht etwa dem Zehnfachen der heimischen Erdgasproduktion in Deutschland.

Die USA konnten durch Nutzung von unkonventionellem Erdgas eine drohende Importabhängigkeit verhindern. Heute wird bereits mehr als die Hälfte des Erdgases in den USA aus nicht konventionellen Quellen gefördert. Nach diesem Vorbild wird derzeit in vielen Ländern versucht, heimische Vorkommen an Schiefergas und Kohleflözgas zu nutzen. So ist in allen europäischen Ländern mit Erfahrungen in der Erdgasproduktion die Erkundung des unkonventionellen Erdgases angelaufen. Eine wirtschaftliche Förderung von Schiefergas wurde aus Europa bislang allerdings nicht vermeldet (Stand 03.2011).

## Derzeitiger Stand unkonventionelles Erdgas Deutschland

Auch in Deutschland ist die intensive Erkundung von Schiefergas- und Kohleflözgasvorkommen angelaufen. Insbesondere in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen aber auch in Sachsen-Anhalt, Thüringen, im Saarland und in Baden-Württemberg wurde für große Gebiete die Bergbauberechtigung erteilt. Die explorierenden Firmen sind derzeit insbesondere damit beschäftigt, gasführende Gesteinsschichten geowissenschaftlich zu charakterisieren und technische Möglichkeiten der wirtschaftlichen Erschließung zu erkunden. Dazu wurden bislang neben Probebohrungen auch erste Frac-Versuche durchgeführt, mit denen ein mögliches Produktionsverhalten der Gesteine getestet wird.

Belastbare Angaben über gewinnbare Mengen an unkonventionellem Erdgas sind derzeit weder global noch für Deutschland verfügbar. Das liegt zum einen daran, dass die Methoden der Ressourcenabschätzung für konventionelles Erdgas bei Schiefergas und Kohleflözgas nicht ohne Weiteres anwendbar sind. Zudem ist die Erkundung in vielen Teilen der Welt, wie auch in Deutschland, noch nicht so weit voran geschritten, dass auch nur annähernd verlässliche Daten zu verfügbaren Gasmengen hergeleitet werden können. Die Bundesregierung hat die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) daher beauftragt, das Potenzial an Erdgas und Erdöl in Tonsteinen für Deutschland abzuschätzen. Weitere Initiativen zur Quantifizierung laufen derzeit international auch auf europäischer Ebene an. Als sicher gilt, dass die Mengen an unkonventionellem Erdgas so groß sind, dass sich die Erdgaskarte der Welt durch eine breite Nutzung dieser Ressource verändern wird. Neben den großen Förderländern für konventionelles Erdgas wie Russland, Iran und Katar werden neue Produzenten von unkonventionellem Erdgas an Relevanz für die Versorgung gewinnen. Auch für Deutschland könnte die heimische Förderung von unkonventionellem Erdgas zur Versorgungssicherheit beitragen.

## Produktion in Deutschland — Pro und Contra

Initiiert durch Meldungen aus den USA über die technische Intensität der Förderung von unkonventionellem Erdgas und über mögliche Auswirkungen auf das Grundwasser wird die derzeit laufende Erkundungsphase in Europa von einer kontroversen öffentlichen Diskussion über die Machbarkeit und Notwendigkeit der heimischen Schiefergas- und Kohleflözgasproduktion begleitet. Befürchtungen der Bevölkerung und von Interessenverbänden konzentrieren sich dabei insbesondere auf die Einflüsse des Bohrens und Fracens auf den Untergrund und das Grundwasser sowie auf die Dichte der Produktionsinfrastruktur. Da die Förderung des unkonventionellen Erdgases in Deutschland nur mit einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz vorstellbar ist, kommt der sachlichen Information über eingesetzte Technologien, deren Auswirkungen und über Vorteile der Nutzung eigener Rohstoffe eine große Bedeutung zu. Daneben gilt zu beachten, dass Deutschland im Vergleich zu den USA über höhere Umwelt- und Sicherheitsstandards verfügt und auch die Übertragbarkeit der Erschließungs- und Produktionstechnik sowie der Wirtschaftlichkeit nicht ohne Weiteres gegeben ist.

Als wesentliches Argument für eine heimische Produktion wird vorrangig die Steigerung der Versorgungssicherheit genannt. In Deutschland nimmt die Erdgasproduktion wegen Erschöpfung der bekannten Vorkommen seit Jahren ab. Derzeit werden bereits rund 86 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases importiert. Eine jetzt anlaufende Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten könnte die eigene Produktion langfristig sichern. Ein großer wirtschaftlicher Vorteil der heimischen Produktion ist zudem die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur und die Nähe zu den Verbrauchern.

# 4.4 Bedeutung der Energiewirtschaft für die deutsche Volkswirtschaft

Eine aktuelle Studie des Münchener ifo-Instituts unterstreicht die herausragende Bedeutung der Energiewirtschaft für die deutsche Volkswirtschaft. Erfasst sind dabei unter dem Begriff Energiewirtschaft die leitungsgebundene Energieversorgung (Strom/Gas und Fernwärme), Kohlenbergbau, Gewinnung von Erdöl und Erdgas sowie Kokereien und Mineralölverarbeitung:

- Die Energiewirtschaft ist einer der führenden Wirtschaftszweige in Deutschland. Mit einer Wertschöpfung von 191.000 € pro Mitarbeiter hält sie bei der Arbeitsproduktivität eine absolute Spitzenstellung. Die Energiewirtschaft investierte 14,5 Mrd. € im Jahr 2008. Sie gehört damit neben der Automobilindustrie zu den größten Investoren in Deutschland. Auch hinsichtlich anderer ökonomischer Kennzahlen wie Produktionswert, Bruttowertschöpfung und Mitarbeiterzahl rangiert die Energiewirtschaft auf den vordersten Plätzen.

- Eine jederzeit sichere Versorgung mit Energie, insbesondere mit Strom, ist eine entscheidende Grundlage für wirtschaftliches Wachstum und Beschäftigung. Deutschland hat die weltweit geringsten Stromausfallzeiten.

- Demgegenüber wirken sich die vor allem durch staatlich verursachte Lasten im internationalen Vergleich hohen deutschen Strompreise negativ auf die industrielle Entwicklung in Deutschland aus.

- Die Energiewirtschaft treibt in enger Kooperation mit der Industrie Innovationen im Bereich der Energieerzeugung, -umwandlung, -bereitstellung und -anwendung voran.

Ergebnis der Studie: Die Energiewirtschaft gehört zu den bedeutendsten Industriebranchen in Deutschland. Belegt wird dies durch zentrale volkswirtschaftliche Kennzahlen, die das ifo-Institut für Energiewirtschaft, Automobilindustrie und Chemische Industrie ermittelt hat:

- Beim Produktionswert wird die Energiewirtschaft mit 206 Mrd. € nur von der Automobilindustrie übertroffen.

- Das Gleiche gilt für die Bruttowertschöpfung – ein Indikator, der sich aus der Differenz zwischen Produktionswert und Vorleistungen ergibt. Diese Kennzahl beläuft sich auf 59 Mrd. €. Nur die Automobilindustrie kommt mit 66 Mrd. € auf einen höheren Wert. Die Bruttowertschöpfung der Chemieindustrie macht 53 Mrd. € aus.

- Die Energiewirtschaft ist einer der großen Investoren im Produzierenden Gewerbe. 2008 belief sich das Investitionsvolumen auf 14,5 Mrd. €. Darunter entfallen 12,1 Mrd. € auf die leitungsgebundene Energieversorgung, also Strom, Gas und Fernwärme. Zum Vergleich: Die Investitionen der Automobilindustrie betrugen 14,8 und bei Chemie 8,0 Mrd. € (ebenfalls jeweils bezogen auf das Jahr 2008). Damit steht die Energie-

**Tabelle 4.2: Ranking der ausgewählten Branchen in Deutschland 2008**

| **Absolute Werte** | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ranking | Beschäftigte | | Produktionswert | | Bruttowertschöpfung | | Investitionen | |
| | Branche | 1.000 | Branche | Mrd. € | Branche | Mrd. € | Branche | Mrd. € |
| 1. | Auto-industrie | 829 | Auto-industrie | 302 | Auto-industrie | 66 | Auto-industrie | 14,8 |
| 2. | Chemie | 463 | Energie | 206 | Energie | 59 | Energie | 14,5 |
| 3. | Energie | 311 | Chemie | 160 | Chemie | 53 | Chemie | 8,0 |
| **Kennzahlen** | | | | | | | | |
| Ranking | Arbeitsproduktivität | | Modernitätsgrad | | Wertschöpfungsquote | | Investitionsquote | |
| | Branche | 1.000 € Wertsch./ Erwerbst. | Branche | Anlagen Netto zu Brutto % | Branche | Wertsch./ Prod. % | Branche | Invest./ Prod. % |
| 1. | Energie | 191 | Energie | 55,2 | Chemie | 33,2 | Energie | 7,0 |
| 2. | Chemie | 115 | Auto-industrie | 52,2 | Energie | 28,9 | Chemie | 5,0 |
| 3. | Auto-industrie | 80 | Chemie | 48,8 | Auto-industrie | 21,9 | Auto-industrie | 4,9 |

Quelle: ifo-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, Bedeutung der Energiewirtschaft für die Volkswirtschaft, München 2011

wirtschaft für 16,5 % der gesamten Investitionsausgaben des produzierenden Gewerbes (ohne Bau).

- Gemessen an der Zahl der Erwerbstätigen liegt die Energiewirtschaft mit 311.000 Beschäftigten hinter der Automobilindustrie und der Chemie.

- Ein besonderes Kennzeichen der Energiewirtschaft ist der hohe Kapitaleinsatz. Produktion und Wertschöpfung in der Energiewirtschaft werden mit weniger Beschäftigten, aber mit mehr Kapital erwirtschaftet als in der Autoindustrie und in der Chemie. Daraus resultiert für die Energiewirtschaft eine weit überdurchschnittlich hohe Arbeitsproduktivität.

Nach Berechnungen des ifo-Instituts lösen Investitionen der Energieversorger in Höhe von einer Milliarde € wirtschaftliche Gesamteffekte in Höhe von 2,86 Mrd. € aus. Grund für diesen Multiplikatoreffekt: In einer Volkswirtschaft verursachen Investitionen auch Produktionen in vor- und nachgelagerten Sektoren. Ergänzt werden diese direkten und indirekten Leistungen durch einkommensinduzierte Effekte, die aus der Erhöhung der Konsumnachfrage der Beschäftigten in den betroffenen Sektoren resultieren.

Innerhalb der Energiewirtschaft hat die Elektrizitätswirtschaft das größte Gewicht. Sie trägt zu 50 bis 80 % zu den für die gesamte Energiewirtschaft ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Kenngrößen bei. Eine sichere und kostengünstige Stromversorgung ist eine unverzichtbare Basis für jede moderne Industriegesellschaft. Die Versorgungssicherheit beeinflusst die Wettbewerbsfähigkeit von Volkswirtschaften ganz wesentlich. Die Untersuchung bestätigt, dass Deutschland bei der Versorgungssicherheit im internationalen Vergleich eine Spitzenposition einnimmt. So war im Durchschnitt des Jahres 2008 jeder deutsche Stromkunde von einem nur 18-minütigen Stromausfall betroffen.

Ein Grund dafür sind die in Deutschland besonders engmaschig ausgelegten Stromnetze, die deutlich weniger anfällig für Störungen sind als die weitermaschigen Stromnetze europäischer Nachbarländer. Damit diese hohe Qualität an Versorgungssicherheit weiter gewährleistet ist, sind – auch vor dem Hintergrund des enormen Zubaus erneuerbarer Energien – Investitionen in den Erhalt und Ausbau der Übergangs- und Versorgungsnetze erforderlich (vgl. Kapitel 1). Schätzungen des BDEW zufolge sind bis 2020 in Deutschland über 40 Mrd. € erforderlich.

Für Deutschland hat eine sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung größere Bedeutung als für andere Staaten, da der Anteil der Industrie an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung mit 26 % den Durchschnitt aller EU-Länder um sechs Prozentpunkte übertrifft. Zum Vergleich: In Frankreich liegt dieser Anteil bei 14 %, in Spanien bei 17 % und in Großbritannien bei 18 %. Trotz des Strukturwandels in den vergangenen Jahrzehnten bleibt die Industrie für die deutsche Volkswirtschaft von herausragender Bedeutung.

Dagegen wird angesichts der starken industriellen Basis der deutschen Wirtschaft durch Kostensteigerungen beim Energie- und Stromeinsatz die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen spürbar beeinträchtigt. Schon gegenwärtig zeigen internationale Vergleiche, dass die Strompreise für die Industrie und die privaten Haushalte in Deutschland deutlich über dem Durchschnitt der europäischen Industrieländer liegen. Die energiepolitisch bedingten Belastungen der Strompreise, insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, haben in den vergangenen Jahren zu einem starken Preisauftrieb und damit zu entsprechend höheren Kosten geführt. Dies könnte laut ifo-Institut die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland belasten.

Neben der Stromversorgung wird in der Studie die Bedeutung der Gasversorgung thematisiert. „Die deutsche Gaswirtschaft nimmt in Europa wegen der Größe des Marktes und der zentralen Lage eine führende Stellung ein“, so das ifo-Institut. Zwar ist die Gaswirtschaft – gemessen an der Zahl der Beschäftigten, am Produktionswert, an der Bruttowertschöpfung und an den Investitionen – wesentlich kleiner als Chemie- und Automobilindustrie. Sie übertrifft diese Branchen und den Durchschnitt aller Wirtschaftsbereiche aber deutlich bei der Arbeitsproduktivität.

# 4.5 EEX – das Zusammenwachsen der Energiemärkte

## Handelsumsätze

An der European Power Exchange Spot SE (EPEX[7]) und der European Energy Exchange AG (EEX) nahmen 2010 die Handelsumsätze weiter zu. Vor allem im Gas- und im Emissionsrechtehandel kam es zu deutlichen Steigerungen im Vergleich zum Vorjahr: Es wurden über 150 Mio. Emissionsrechte gehandelt (2009: knapp 32 Mio.) und es wurden über 46 Mio. MWh Gas umgesetzt (2009: 16,1 Mio. MWh). Ebenso zeigte der Stromhandel eine höhere Aktivität und steigerte das Handelsvolumen von 1.231 TWh (2009) auf 1.487 TWh (2010). Das ist fast das Dreifache des Deutschen Gesamtverbrauchs (538 TWh, 2010 vorläufige Zahlen[8])

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) nannte in ihrer Broschüre „Markt und Wettbewerb – Energiekennzahlen 2010“ auch Zahlen für den bilateralen (OTC[9]-)Handel im Vorjahr: Über Maklerplattformen wurden im Strommarkt 4.707 TWh im Jahr 2009 gehandelt. Typischerweise ist das Frontjahr das umsatzstärkste Handelsprodukt: Über die Hälfte des Handelsvolumens konnte es im Jahr 2009 auf sich vereinen.

## Strom

Die Folgen der Finanzkrise zeigten nur noch einen geringen Effekt auf die Handelsumsätze – und auch auf die Handelspreise für Strom: Die Strompreise am Spotmarkt konnten die Werte des letzten Jahres übertreffen, wobei hier jedoch vor allem der sehr kalte Jahresbeginn und das sehr kalte Jahresende eine wichtige Rolle spielten. Im Vergleich der drei Preiszonen Deutschland/Österreich, Frankreich und Schweiz wies Deutschland/Österreich in der Regel die niedrigsten Marktpreise auf.

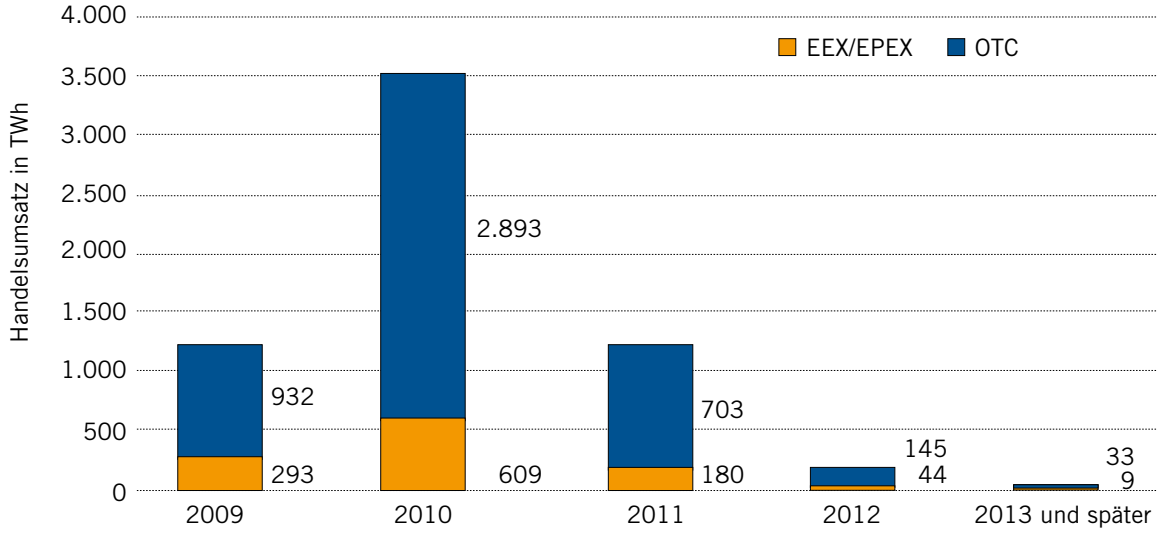
Die Spotbörse EPEX unterstreicht ihren europäischen Anspruch seit Oktober 2010 mit dem europäischen Stromindex ELIX (European Electricity Index). Der wird auf der Basis der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve für die EPEX-Marktgebiete berechnet und entspricht damit dem engpassfreien Marktpreis, d. h. bei keinerlei Engpässen in der Übertragung zwischen den Ländern. EPEX Spot und EEX veröffentlichen den ELIX täglich im Internet im Anschluß an die nationalen Börsenergebnisse. Die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Frankreich und Schweiz stehen dabei für über ein

7 EPEX Spot SE betreibt die Stromspotmärkte für Frankreich, Deutschland, Österreich und die Schweiz. Der Sitz ist in Paris, eine Niederlassung befindet sich in Leipzig.

8 BDEW: „Entwicklung der Energieversorgung 2010“ (23. Februar 2011)

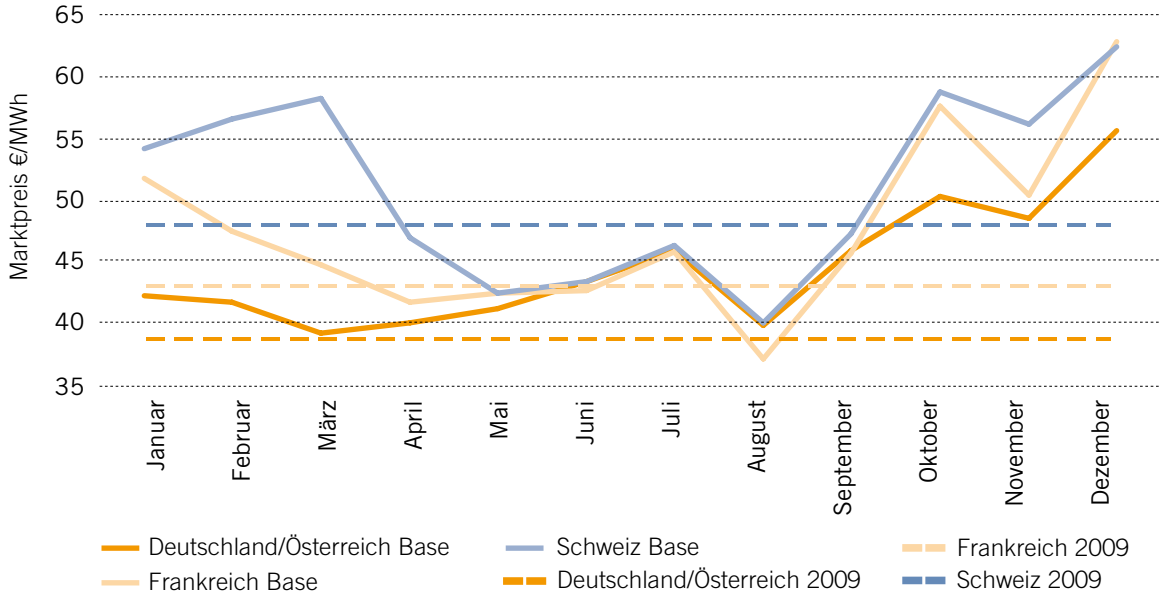
9 OTC = over the counter – bilaterale Geschäfte, die außerbörslich stattfinden, ggf. über die Börse „gecleart“ d. h. abgewickelt werden können.

**Abbildung 4.21: Börsen- und OTC-Handelsumsätze im Jahr 2009 geordnet nach dem Lieferjahr**




Quelle: BNetzA, Markt und Wettbewerb – Energiekennzahlen 2010. Die EEX unterliegt der Aufsicht durch das sächsische Wirtschaftsministerium und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht BaFin. Die EPEX Spot SE unterliegt der Aufsicht der französischen Energieaufsichtsbehörde Commission de régulation de l'énergie (CRE)

**Abbildung 4.22: Monatliche Mittelwerte Grundlaststrom am Spotmarkt für 2010 im Vergleich zu den Jahresmittelwerten 2009 für die EEX-Lieferzonen**




Quelle: EEX, eigene Berechnung

Drittel des europäischen Stromverbrauchs. Abweichungen der nationalen Marktpreise vom ELIX sind auf Engpässe im Netz zurückzuführen.

Das Streben der EPEX hin zu einem integrierten regionalen Markt wird dabei durch die zunehmende Verwendung von impliziten Auktionen bei Netzengpässen („market coupling") unterstützt. Am 9. November 2010 etablierten die Großhandelsmärkte Belgien, Niederlande, Luxemburg, Frankreich und Deutschland/Österreich erfolgreich die Marktkopplung. Damit entsteht neben Nordpool eine zweite länderübergreifende intra-day Handelsregion. Das Florenz-Forum[10] schlug im Dezember 2010 vor, die beiden Marktgebiete zu einer einheitlichen intra-day Handelsplattform zu vereinigen.

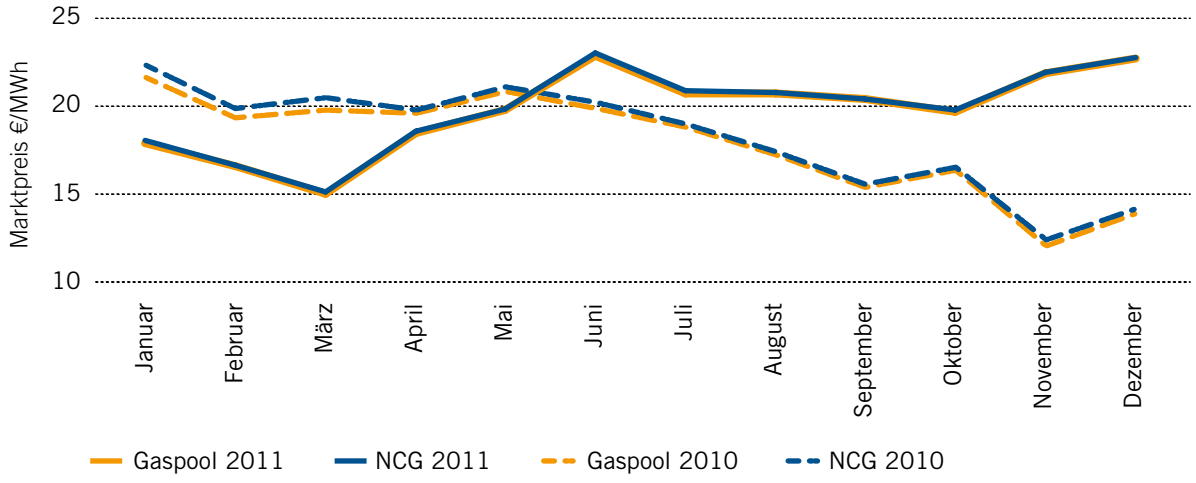
10 Die europäischen Energiefora wie etwa das Florenz-Forum für Strom oder das Madrid-Forum für Gas wurden von der Europäischen Kommission ins Leben gerufen, um zur Harmonisierung der Energiemärkte beizutragen und alle Interessierten und Marktteilnehmer an einen Tisch zu bringen.

**Tabelle 4.3: Marktanteile für den deutschen Erzeugungs- und Endkundenmarkt**

| Firma | Kapazität (GW, 2010) | Anteil | Verkauf an Endkunden (TWh, 2008) | Anteil |
|---|---|---|---|---|
| RWE | 34,0 | 23 % | 86 | 16 % |
| E.ON | 17,6 | 12 % | 78 | 14 % |
| Vattenfall | 16,3 | 11 % | 24 | 4 % |
| EnBW | 11,2 | 8 % | 82 | 15 % |
| Statkraft | 2,2 | 1 % | Nicht anwendbar | Nicht anwendbar |
| GDF Suez | 2,1 | 1 % | Nicht anwendbar | Nicht anwendbar |
| SWM | 1,8 | 1 % | 8 | 1 % |
| Andere | 63,8 | 43 % | Nicht anwendbar | Nicht anwendbar |
| Gesamt | 149,0 | 100 % | 549 | 100 % |

Die Produktionsanteile (Datensatz 2 Jahre jünger als die Verkaufszahlen) zeigen deutlich die schwindende Konzentration: Lediglich etwas mehr als 50 % der Erzeugungskapazitäten sind in den Händen der größten vier Marktteilnehmer.
Quelle: CERA, 2010

**Abbildung 4.23: Monatsschlußkurse für Gaslieferungen auf Termin im Jahr 2011 (Marktdaten aus 2010) im Vergleich zu den Preisen für Terminlieferung 2010** (Marktdaten aus 2009) für die Liefergebiete Gaspool[1] und NCG[2]




1 Das Marktgebiet Gaspool (H-Gas) umfaßt das ehemalige BEB-Gebiet sowie ONTRAS-VNG und WINGAS.
2 NCG (H-Gas) ist das Marktgebiet der NetConnect Germany GmbH und Co. KG.

Quelle: EEX, eigene Berechnung

Das Zusammenwachsen der Märkte intensiviert auch den Wettbewerb auf den Strommärkten erheblich. Während sich die Kartellbehörden der skandinavischen Länder bereits seit Jahren auf einen gemeinsamen Marktplatz Nordpool eingestellt haben und daher regionale Konzentrationsmaße verwenden, besteht das deutsche Kartellamt nach wie vor auf einer rein nationalen Sichtweise.

Seit über einem Jahr besteht die Transparenzplattform der EEX (www.transparency.eex.com) für Erzeugungs- und Verbrauchsdaten. Derzeit melden 22 Unternehmen ihre Daten und erfüllen damit gesetzliche Veröffentlichungspflichten als auch freiwillige Selbstverpflichtungen der Marktteilnehmer. Bereits auf der Startseite sind die Daten zur geplanten und tatsächlichen Produktion für Strom aus konventionellen Kraftwerken als auch aus Windkraft- und Solaranlagen stundenscharf dargestellt. Ebenso sind Meldungen zur Verfügbarkeit und zu Kraftwerksausfällen abrufbar. Anfang Januar stieg auch der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG in die EEX-Transparenzinitiative ein – der europäische Ausbau der Plattform beginnt damit.

## Erdgas

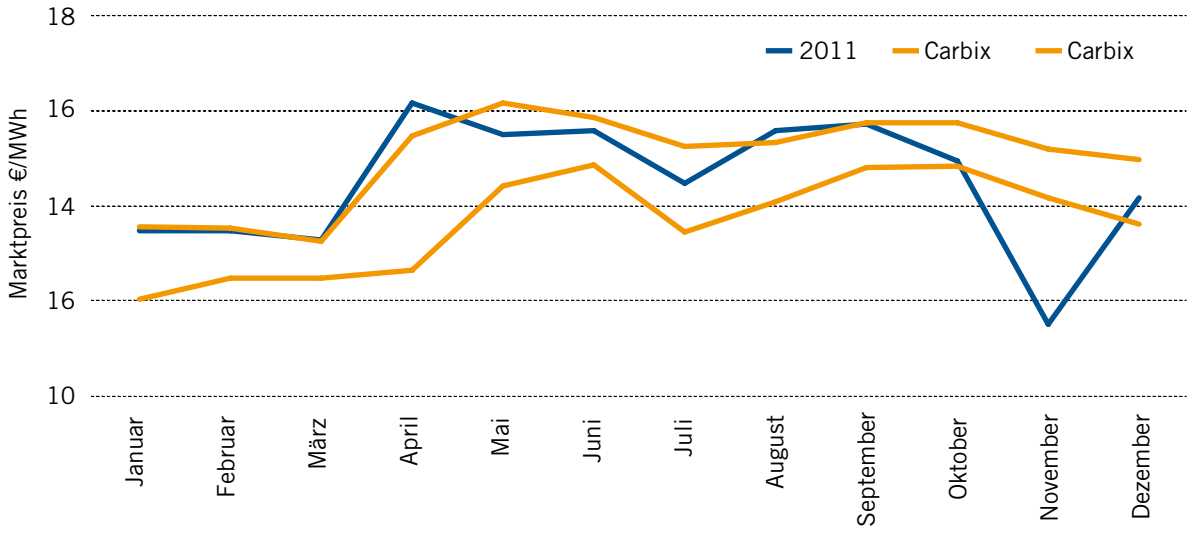
Die Handelspreise für Erdgas konnten sich 2010 von den niedrigen Ständen Ende 2009 etwas erholen und stiegen im Jahresverlauf in etwa auf das Niveau von Anfang 2009. Nicht nur die niedrigen Temperaturen Ende 2010 trieben die Preise, sondern auch die Zuversicht in höheren Gasverbrauch durch eine Aufhellung der wirtschaftlichen Situation.

Die Börsenpreise für Erdgas spielen eine zunehmend wichtigere Rolle für die Beschaffung. Weltweit kamen die Gaspreise angesichts der anhaltenden Gasschwemme unter Druck, verursacht durch die großen Mengen an unkonventionellem Erdgas in den USA[11]. Dies reduzierte die US-Importe von Flüssigerdgas (LNG) deutlich bei weltweit zunehmenden LNG-Kapazitäten. Damit standen große LNG-Mengen anderen Märkten zur Verfügung und drückten dort die Marktpreise.

Die Handelsumsätze an der EEX stiegen deutlich an: Im Spotmarkt wurden mit über 15 TWh mehr als viermal so viel gehandelt wie 2009, im Terminmarkt mit über 30 TWh etwa zweieinhalbmal so viel wie 2009. Am Spotmarkt war die Einführung von „Within-Day Erdgas“ ein wichtiger Grund für das rege Handeln. Damit können die restlichen Stunden des jeweils aktuellen Erdgaslieferstages bei drei Stunden Vorlaufzeit gehandelt werden.

11 Siehe auch „Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas“ (WEC September 2010, London)

**Abbildung 4.24: Monatsschlußkurse EU Emissionsrechte Lieferung Dezember 2011 sowie der niedrigste und höchste Wert des Spotindex Carbix an der EEX im Monat**




Quelle: EEX, eigene Berechnung

## $CO_2$

Die Marktpreise für EU Emissionsrechte stiegen im Verlauf des 2. Quartals rasch an – fielen gegen Jahresende jedoch sogar unter die Marktpreise zum Jahresbeginn und konnten sich witterungsbedingt wieder steigern.

## Regulatorisches Umfeld

Auch die Börsen werden sich zunehmend einem neuen regulatorischen Umfeld stellen müssen. Eine Börse wie die EPEX mit Sitz in Paris und Geschäftsabwicklung für die Schweiz, Deutschland und Österreich kann nicht mehr ausschließlich national reguliert werden, sondern ist in einem europäischen Rahmen zu erfassen[12]. Andernfalls werden nationale Eigenheiten ein Zusammenwachsen zu einem regionalen Markt weiterhin behindern.

12 Siehe auch „Roadmap towards a Competitive European Energy Market“ (WEC Oct. 2010, London)

## 4.6 Die Sektoruntersuchung im Stromgroßhandel durch das Bundeskartellamt

Mitte Januar 2011 stellte das Bundeskartellamt (BkartA) den Abschlussbericht der im März 2009 begonnenen Sektoruntersuchung Stromgroßhandel vor. Untersucht wurden die Wettbewerbssituation und die Preisbildung auf dem deutschen Strommarkt. Eine systematische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten, um damit Großhandelspreise nach oben zu treiben, wurde vom Bundeskartellamt nicht festgestellt. Allerdings kritisierte das Bundeskartellamt eine bestehende Möglichkeit zur Preisbeeinflussung und schlug vor, die Strombörse und die Kraftwerkseinsatzsteuerung einer Aufsicht durch das Bundeskartellamt zu unterstellen. Hierfür notwendig wäre ein verbesserter Zugang zu den Kraftwerkserzeugungsdaten – dem BkartA schwebt hier die Einführung einer Markttransparenzstelle vor.

deutlich geringer als die BKartA-Zahl. Auch CERA vernachlässigte dabei in einem ersten Schritt regionale Märkte und verwendete nur deutsche Zahlen. EEG-Strom mit über 40 GW Erzeugungskapazität (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2009) ist inzwischen der größte Marktteilnehmer.

Dass der Stromgroßhandel in Deutschland in hohem Maße erfolgreich ist, zeigt der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA): Im Jahr 2009 wurden 5.843 TWh gehandelt, in etwa der 10-fache Stromverbrauch Deutschlands. Der deutsche Strommarkt ist in den europäischen Markt eingebunden. Die Preise im Stromgroßhandel sind in Deutschland meist niedriger als in den Nachbarländern. Deutschland hat 2009 im Saldo 12

**Tabelle 4.4**

| Marktteilnehmer | Erzeugungskapazität in GW (2010) | Anteil an der gesamten Erzeugungskapazität |
|---|---|---|
| RWE | 34,0 | 23 % |
| E.ON | 17,6 | 12 % |
| Vattenfall | 16,3 | 11 % |
| EnBW | 11,2 | 8 % |
| Statkraft | 2,2 | 1 % |
| GDF Suez | 2,1 | 1 % |
| Stadtwerke München | 1,8 | 1 % |
| Andere (inkl. EEG-Anlagen) | 63,8 | 43 % |
| **Gesamt** | **149** | **100 %** |

Quelle: CERA, ergänzt durch Unternehmensangaben

Zur Bewertung der Ergebnisse des BKartA muß man sich die zugrundeliegenden Annahmen ansehen. Das BKartA geht in zweierlei Hinsicht von einem deutlich reduzierten Marktgebiet aus: Erstens wird der Stromaustausch mit dem Ausland völlig ignoriert und die Existenz eines europäischen Marktes verneint – der Einfluß von Stromhändlern und -produzenten wie EdF (Frankreich), GdF Suez (Belgien/Frankreich) oder Statkraft (Norwegen) auf die Strombörse in Leipzig wird als nicht gegeben angenommen. Zweitens werden die EEG-Mengen als nicht markt- und preisbeeinflussend gewertet, da das EEG laut BKartA planwirtschaftlich organisiert sei und somit keinen Nachfrage- und Preissignalen folge.

Das steht in klarem Widerspruch zu den Ergebnissen von CERA (Cambridge Energy Research Associates, European Power Country Profile Germany, December 2010), die zum Ergebnis kamen, dass die vier größten Unternehmen auf 53 % Anteil am Gesamtmarkt kommen, also

TWh ins Ausland exportiert. Das wäre nicht geschehen, wenn dort die Preise niedriger gewesen wären als hierzulande. Durch den grenzüberschreitenden Stromhandel und die europäische Konkurrenz werden teure und veraltete Anlagen aus dem Markt gedrängt, was sowohl dem Kunden als auch der Umwelt zugute kommt.

Eine vom BKartA geforderte Markttransparenzstelle kann das Vertrauen in den Großhandelsmarkt nachhaltig unterstützen. Voraussetzung dafür sind einheitliche, standardisierte und verbindliche Transparenz-Regeln für alle europäischen Handelsplätze und eine entsprechende EU-Aufsicht. Das gewährleistet rechtliche Gleichheit in allen EU-Mitgliedstaaten und fördert somit die Liquiditätsentwicklung. Eine europäische Aufsicht ist zudem die einzig sinnvolle Möglichkeit, den hohen Anteil des grenzüberschreitenden Handels zu überwachen.

# 4.7 Energieeffizienzindikatoren

## Energieverbrauch je Einheit realen Bruttoinlandsprodukts

Der gesamte Energieverbrauch in Deutschland (Primärenergieverbrauch) ist von 509 Mio. t SKE im Jahr 1990 um 6 % auf 480 Mio. t SKE im Jahr 2010 gesunken. Im gleichen Zeitraum ist das Bruttoinlandsprodukt real um 31 % gestiegen. Die Energieeffizienz – ausgedrückt als Verhältnis zwischen Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsprodukt – hat sich entsprechend um insgesamt 28 % verbessert. Dies entspricht einer jahresdurchschnittlichen Steigerung der Energieeffizienz um 1,6 % im Gesamtzeitraum 1990 bis 2010. Wichtig: In den beiden Dekaden seit 1990 wurden unterschiedliche jährliche Steigerungsraten realisiert.

- 1990 bis 2000: 2,2 %/Jahr
- 2000 bis 2010: 1,1 %/Jahr

Das Tempo der Effizienzsteigerung hat sich somit vermindert. Der Wiedervereinigungseffekt war entscheidend dafür, dass besonders starke Verbesserungen der statistischen Kennziffer Energieeffizienz im ersten Jahrzehnt nach der Wiedervereinigung erreicht werden konnten. Der Kraftwerkspark in den neuen Bundesländern wurde praktisch komplett erneuert beziehungsweise modernisiert. Ineffiziente energieintensive Industrieproduktionen wurden stillgelegt. Es erfolgte eine weitgehende Sanierung des Gebäudebestands bei gleichzeitiger Umstellung der Heizungssysteme von Braunkohlenbriketts auf Erdgas und Heizöl. Dies ist ein Einmaleffekt, der nicht wiederholbar ist.

Auch bei der Energieeffizienz gilt: Die Low Hanging Fruits werden zuerst geerntet. Mit der Realisierung von Energieeffizienzpotenzialen wird es immer schwieriger und in der Regel kostenintensiver, das in der Vergangenheit verwirklichte Tempo beizubehalten. Außerdem ist zu berücksichtigen: Der Indikator, mit dem die Energieeffizienz gemessen wird, hat Tücken und Unschärfen.

- So führt in der Stromerzeugung eine Substitution von Kernenergie durch erneuerbare Energien zu einer Verbesserung der statistischen Kennzahl Energieeffizienz. Grund: Der Kernenergie wird – bezogen auf die erzeugte elektrische Energie – der dreifache Einsatz an Primärenergie zugerechnet (Wirkungsgrad: 33 %). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen geht dagegen – ebenfalls abweichend von den Gegebenheiten bei Erdgas und Kohle – in die Primärenergiebilanz in Höhe ihrer tatsächlichen Erzeugung ein (Wirkungsgrad: 100 %). Die Transformation unserer Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien wirkt sich somit in der Statistik als Verbesserung der Primärenergieeffizienz aus.

- Ein weiteres Beispiel: Das Verhältnis zwischen Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsprodukt kann sich auch als Folge einer Veränderung der Produktpalette innerhalb einzelner Wirtschaftssektoren oder durch Strukturwandel zwischen verschiedenen Industriezweigen verbessern. Durch Verlagerung energieintensiver Grundstoffindustrie aus Deutschland wird zudem die Wertschöpfung pro Einheit Energie in Deutschland mutmaßlich steigen. Dass global betrachtet in der Wertschöpfungskette mehr Energie verbraucht wird und die Effizienz im Ergebnis sinkt, wird so ausgeblendet.

Der statistische Indikator Energieeffizienz ist somit nur begrenzt aussagefähig.

Das Energiekonzept der Bundesregierung formuliert das Ziel, den Primärenergieverbrauch um 20 % bis 2020 und um 50 % bis 2050 gegenüber 2008 zu senken, pro Jahr eine Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 %, bezogen auf den Endenergieverbrauch. Die Veränderung im Energiemix zur Stromerzeugung wirkt sich auf diese Kennziffer (die auf den Endenergieverbrauch bezogen ist) nicht aus. Wenn jetzt die Effizienz beim Endenergieverbrauch um 2,1 % pro Jahr gesteigert werden soll, bedeutet dies: Über die kommenden 40 Jahre müsste durchgängig pro Jahr eine doppelt so hohe Energieeffizienzsteigerung realisiert werden, wie in den vergangenen zehn Jahren.

- In der Industrie wird allein aus Kostengründen mit Energie ohnehin äußerst sparsam umgegangen. Tatsächliche Effizienzfortschritte in industriellen Prozessen lassen sich nicht beliebig beschleunigen.

- Im Gebäudebereich stecken sowohl in der Bausubstanz als auch bei den Heizungsanlagen große Potenziale zur Verbesserung der Energieeffizienz. Allerdings sind diese Potenziale letztlich nur mit hohen Investitionen zu heben. Die Bereitschaft und die Fähigkeit von Hauseigentümern und Mietern, die damit verbundenen Kosten zu tragen, dürfte begrenzt sein.

- Im Verkehr bestehen ebenfalls erhebliche Potenziale zur Senkung des Energieverbrauchs. Dies gilt für den Güterverkehr ebenso wie für den Personenverkehr. Hebel sind verbrauchsärmere Verbrennungsmotoren, der Einsatz von Erdgas/Biogas sowie als weiterer möglicher Weg der Einstieg in die Elektromobilität. Mit der Bereitstellung des Stroms aus erneuerbaren Energien

kann die Elektromobilität einen erheblichen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten.

Eine Umsetzung des ambitionierten Energieeffizienzziels der Bundesregierung erscheint allenfalls bei starker politischer Flankierung realisierbar, die sich prioritär auf den Gebäudesektor und den Verkehr richten müsste.

## Stromverbrauch je Einheit realen Bruttoinlandsprodukts

Der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland hat von 551 TWh im Jahr 1990 um 10 % auf 604 TWh im Jahr 2010 zugenommen. Auch in den letzten zehn Jahren war der Stromverbrauch zunächst (bis 2007) noch leicht gestiegen und ist lediglich in den Jahren 2008 und 2009 – als Folge der Wirtschaftskrise – gesunken. 2010 hat sich allerdings ein Wiederanstieg im Stromverbrauch um 4,3 % im Vergleich zum Vorjahr eingestellt. Damit liegt der Stromverbrauch 2010 um 4,2 % über dem Niveau des Jahres 2000.

Die Effizienz im Umgang mit Strom – ausgedrückt als Stromverbrauch pro Einheit BIP – hat sich seit 1990 bis 2010 um durchschnittlich 0,9 %/Jahr verbessert. Auch hier gelten für die beiden Dekaden seit 1990 unterschiedliche Werte:

- 1990 bis 2000: 1,3 %/Jahr
- 2000 bis 2010: 0,5 %/Jahr

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht einen Rückgang im Stromverbrauch um 10 % bis 2020 und um 25 % bis 2050 (gegenüber 2008) vor. Allerdings ist Strom eine Modernisierungsenergie, die $CO_2$-frei in der Anwendung ist. Mit zunehmendem Einsatz erneuerbarer Energien kann Strom äußerst $CO_2$-arm bereit gestellt werden. Soweit fossile Energien zur Stromerzeugung auch langfristig genutzt werden, steht als technische Lösung grundsätzlich die Abscheidung und Speicherung sowie auch die Nutzung von $CO_2$ zur Verfügung. Anders als in der Stromerzeugung und in der Industrie ist eine $CO_2$-Abscheidung und -speicherung für dezentral oder mobil genutzte fossile Energiequellen wirtschaftlich nicht darstellbar.

Strom hat auch eine wichtige Funktion in der Steuerungs- und Regelungstechnik. Vielfach ist ein Mehreinsatz von Strom Voraussetzung zur Hebung zusätzlicher Effizienzpotenziale.

## Mögliche Maßnahmen/Technolgien zur Steigerung der Energieeffizienz

Der Anteil der privaten Haushalte am Endenergieverbrauch beträgt knapp 30 %, wovon wiederum 85 % auf die Raumwärme und Warmwasserbereitung entfallen. Die Sanierung der Bestandsgebäude birgt vor diesem Hintergrund ein großes Einsparpotenzial. Dabei müssen Heizungssanierung und energetische Sanierung der Gebäudehülle zusammen gesehen werden. Es wird darauf ankommen, die beiden Ansätze intelligent zu verknüpfen, wobei die unterschiedlichen Sanierungszyklen und der hinsichtlich der Höhe und Amortisationsdauer sehr unterschiedliche Kapitalbedarf berücksichtigt werden müssen. Maßnahmen zu Klimaschutz und Energieeinsparung müssen so gestaltet werden, dass sie kosteneffizient umsetzbar sind, d.h. für Verbraucher bezahlbar werden.

Hinzu kommt: Ohne eine deutliche Anpassung der Fördervolumina und effiziente Ausgestaltung der Fördermechanismen wird sich die Sanierungsrate in Deutschland nicht – wie im Energiekonzept der Bundesregierung anvisiert – auf 2 % pro Jahr anheben lassen, um die entsprechenden Einsparungen im Wärmebedarf (20 % bis 2020 und 80 % bis 2050) zu erreichen. Maßgabe muss ebenso eine Vereinfachung des bestehenden Ordnungsrahmens durch eine klare Orientierung an Energieträgerneutralität und Technologieoffenheit sein. Verbraucher sollen in einem fairen Kosten- und Leistungswettbewerb selbst entscheiden können, was für sie die beste Option ist. Von Bedeutung sind zudem der Ausbau und die Stärkung leicht zugänglicher, verbrauchsnaher und neutraler Informations- und Beratungsangebote.

Für die Umgestaltung der Wärmeversorgung gibt es im Markt bereits eine Vielzahl effizienter Technologien, weitere stehen vor der Markteinführung oder sind in der Entwicklung. Zu nennen sind etwa Gas-Brennwertkessel, die sich zudem mit Solarthermie kombinieren lassen, Gaswärmepumpen oder Mikro-KWK-Anlagen und ebenso Elektrowärmepumpen. Für die Steigerung der Energieeffizienz wird nicht zuletzt auch eine intelligente Vernetzung und Steuerung der verschiedenen Energieanwendungen in den einzelnen Haushalten (Wärme, Licht, Betrieb von Haushaltsgeräten) von zukunftsweisender Bedeutung sein. Entsprechende Lösungsangebote sind bereits am Markt (Smart Home).

# 4.8 dena Netzstudie II – Zusammenfassung

Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien (insbesondere der Windenergie) am deutschen Strommix und die damit verbundene geografische Verlagerung der Hauptstromerzeuger in den Norden Deutschlands sowie durch die zunehmend fluktuierende Stromeinspeisung steht Deutschland vor gewaltigen Herausforderungen in Bezug auf die Anpassung der Netzinfrastruktur.

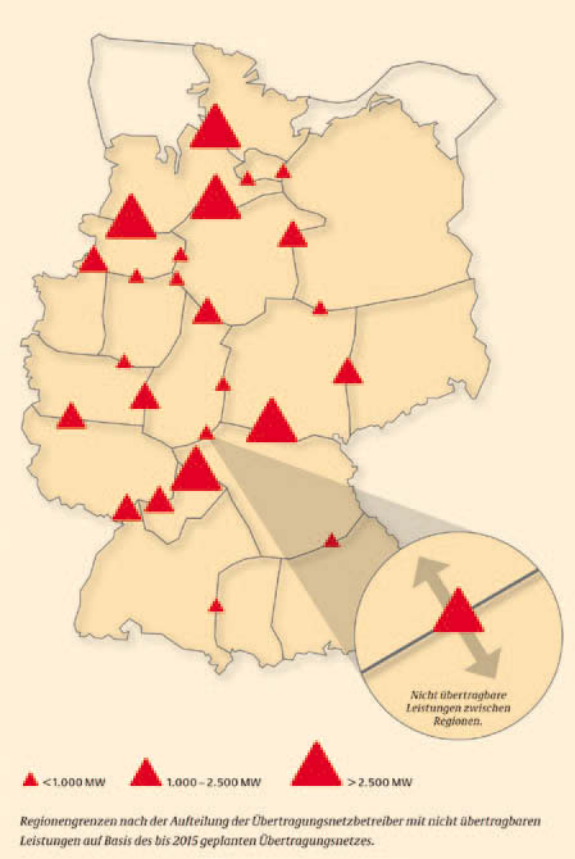
Die vorliegende Zusammenfassung gibt einen Überblick über die in der dena Netzstudie II generierten Ergebnisse und Empfehlungen zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung, welche auch im Schwerpunktthema (vgl. Kapitel 1) der diesjährigen Veröffentlichung diskutiert wird.

Im Rahmen der dena Netzstudie II wurden geeignete Systemlösungen und technische Optionen zur Weiterentwicklung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems untersucht, um den für 2020–2025 prognostizierten Anteil erneuerbarer Energien von 39 % an der Stromversorgung vollständig in das deutsche Übertragungsnetz zu integrieren. Die Versorgungssicherheit und Auswirkungen des liberalisierten europäischen Energiemarktes wurden in der Studie ebenso berücksichtigt wie die Eignung nachfrageseitiger Maßnahmen zur Lastverlagerung und die Optimierung des Gesamtsystems durch neue Speichertechnologien. Die in der dena Netzstudie I erarbeiteten trassenkonkreten Netzverstärkungsmaßnahmen sowie der Ausbaubedarf von 850 km neuer Leitungstrassen bis 2015 sind bereits im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG2009) als erstrangig umzusetzende Vorhaben eingeflossen. Sie wurden deshalb in der dena Netzstudie II als realisiert vorausgesetzt. Bis zum heutigen Tag (Stand 03/2011) konnten allerdings weniger als 100 km dieser neuen Trassen errichtet werden.

## Netzausbau

Grundlage der Studie ist die für das Jahr 2020 simulierte Windenergieeinspeisung. Hierzu wurden zunächst auf Basis historischer Wetterdaten Windzeitreihen generiert, um diese anschließend mittels repräsentativer Leistungskurven heutiger Windenergieanlagen in Leistungsflüsse zu überführen und somit die nicht übertragbaren Leistungen im deutschen Übertragungsnetz zu ermitteln (siehe Abbildung 4.25). Die Netzausbaukosten im Referenzszenario (ohne den Einsatz zusätzlicher Speicher) belaufen sich demnach auf 946 Mio. €/a bei einer neu (d. h. zusätzlich zu den 850km Netzzubaubedarf der dena Netzstudie I) zu errichtenden Trassenlänge von 3.600 km.

**Abbildung 4.25: Nicht übertragbare Leistungen zwischen Regionen in Deutschland**

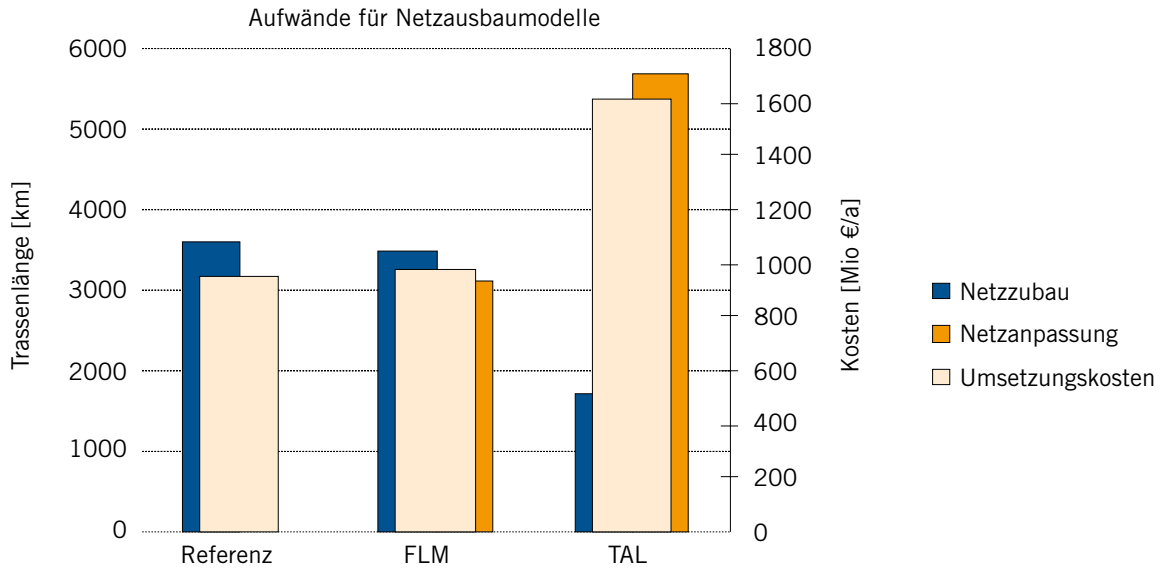



Quelle: dena Netzstudie II, 2010

Neben diesem Referenzszenario wurden Möglichkeiten zur Verringerung des ermittelten Netzausbaus untersucht. So ermöglicht beispielsweise Freileitungsmonitoring[1] (FLM) und die Verwendung von Hochtemperaturseilen (TAL) eine größere Strombelastbarkeit der Netze und könnte somit den Netzzubaubedarf verringern. Allerdings müssten dann Anpassungen bestehender Netze an die verwendete neue Technologie vorgenommen werden, wodurch die Kosten in beiden Varianten steigen (siehe Abbildung 4.26). Unter Nutzung des Freileitungsmonitorings ergibt sich ein nur geringfügig verringerter Netzzubaubedarf von 100 km (bei einer notwendigen

1 Unter Freileitungsmonitoring versteht man die kontinuierliche Temperaturüberwachung von Freileitungen, wobei die Leitertemperatur mit der Strombelastung steigt. Da die Normung eine Auslegung für Umgebungsbedingungen von 35 °C und 0,6 m/s Wind fordert, liegen für Zeitpunkte größerer Windgeschwindigkeiten Reserven bzgl. der Wärmeabfuhr vor, sodass die Temperaturüberwachung mittels Freileitungsmonitoring eine bis zu 50 % höhere Strombelastbarkeit ermöglicht. In gleichem Maß kann die Strombelastbarkeit durch die Verwendung von Hochtemperaturseilen (TAL) gesteigert werden.

**Abbildung 4.26: Minimierung des Netzausbaubedarfs**




Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der dena Netzstudie II, 2010

Anpassung von 3.100 km bestehender Netze). Die Kosten steigen gegenüber dem Referenzszenario von 946 Mio. €/a auf 985 Mio. €/a. Die Verwendung von Hochtemperaturseilen reduziert den Netzzubaubedarf auf 1.700 km bei gleichzeitiger Umrüstung von 5.700 km bereits vorhandener Trassen. Die Kosten liegen allerdings mit 1.617 Mio. €/a deutlich über denen des Referenzszenarios.

Neben den beiden genannten Varianten zur Minimierung des Netzausbaubedarfs wurde auch der Einsatz von Speichern untersucht. Die nördlich des schwerpunktmäßigen Verlaufs der Netzengpässe angenommenen Speicher konnten in dieser Untersuchung hingegen nach bestehenden Marktregeln beim derzeitigen Stand der Technik noch nicht wirtschaftlich betrieben werden.

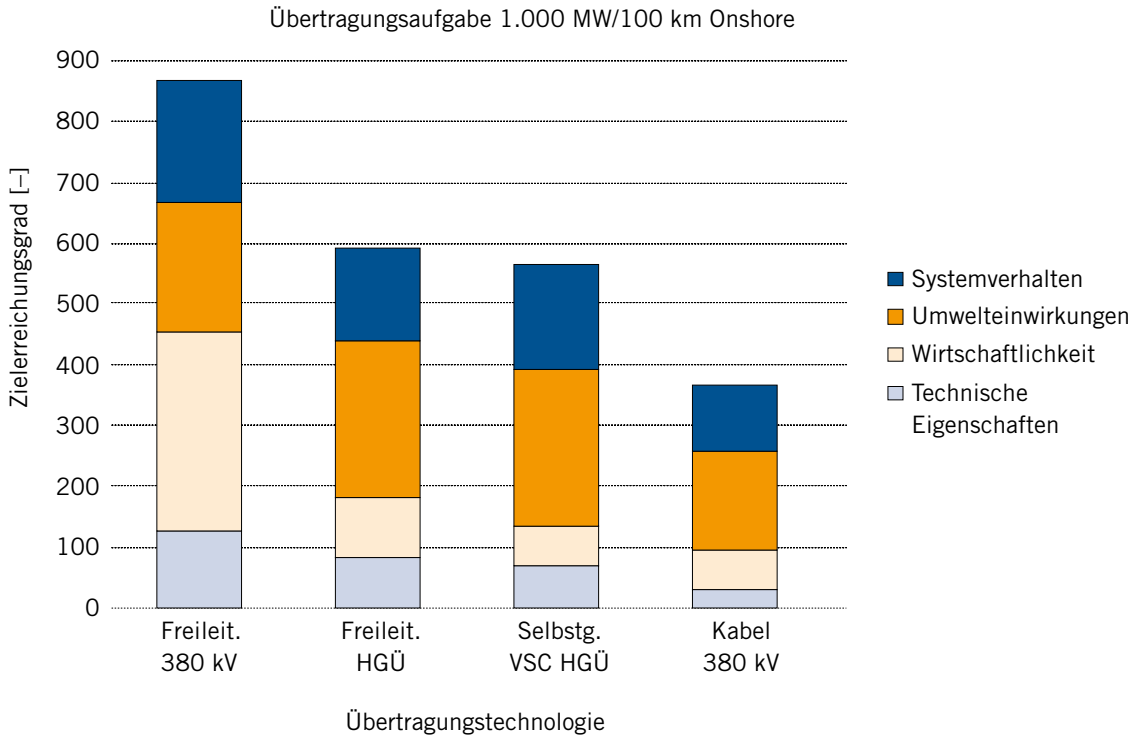
Für die im Referenzszenario neu zu errichtenden Trassen wurden darüber hinaus verschiedene Stromübertragungstechnologien bewertet. Neben der Wirtschaftlichkeit und den technischen Eigenschaften der Technologien wurden die Systemkompatibilität und Umwelteinwirkungen in der Bewertung berücksichtigt und anschließend für unterschiedliche Übertragungsaufgaben an Land und auf See gewichtet. Der zunehmend wichtigen Akzeptanz des Trassenausbaus wurde in der Studie durch das Kriterium Umwelteinwirkung Rechnung getragen (siehe Abbildung 4.27). So zeichnen sich beispielsweise erdverlegte Kabel gegenüber Freileitungen durch eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung aus, da sie im Gegensatz zu Freileitungen unterirdisch verlaufen und deshalb nicht sichtbar sind. Die wirtschaftlichen Vorteile von Freileitungen gegenüber erdverlegten Kabeln sind jedoch gemäß der vorliegenden Bewertung trotzdem noch so groß, dass sich die Verwendung von Freileitungen (in Projektbeispielen der dena Netzstudie II) als eher geeignet erwies. Für den Anschluss von Offshore-Windparks hingegen wurde eine der Problemstellung entsprechend andere Gewichtung der Kriterien vorgenommen (abweichend von Abbildung 4.27), sodass für die Offshore-Übertragungsaufgaben selbstgeführte VSC-HGÜ-Technik[2] als geeignete technische Lösung identifiziert wurde.

## Flexibilisierung des Stromversorgungssystems

Im Rahmen der Netzstudie wurden neben dem Ausbau der Netze auch Flexibilisierungsoptionen des Stromversorgungssystems zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien untersucht und bewertet. Dabei spielt die Bereitstellung von Regelenergie durch erneuerbare Energien eine zunehmend wichtige Rolle.

2 Selbstgeführte VSC-HGÜ Technik ermöglicht eine einfache Blind- und Wirkleistungsregelung im Netz sowie den eigenständigen Aufbau der Netzspannung (Schwarzstartfähigkeit) und ist deshalb insbesondere für die Anbindung von Offshore-Windparks geeignet (VSC-HGÜ: Voltage Source Converter – Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung).

**Abbildung 4.27: Übertragungstechnologien**




Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der dena Netzstudie II, 2010

Durch Demand Side Management[3] konnte im Kraftwerksmodell der dena Netzstudie II der Bedarf an positiver Regelenergie[4] zu etwa 60 % gedeckt werden, wodurch die erforderliche Leistung von Spitzenlastkraftwerken um 800 MW reduziert wird (vgl. Kapitel 1).

Als Option zur Systemflexibilisierung wurde ferner die Bereitstellung von Regelenergie durch Windstrom und durch Biomasse untersucht. Positive Regelleistung könnte zwar durch Drosselung von Windenergieanlagen zur Verfügung gestellt werden, wenn diese bei Lastspitzen kurzfristig mehr Leistung einspeisen. Dies ist jedoch nur in seltenen Fällen wirtschaftlich sinnvoll. Negative Regelleistung hingegen könnte in großem Umfang zur Verfügung gestellt werden, wenn Windenergieanlagen lastabhängig im leistungsreduzierten Modus betrieben werden.

Potenzial bietet auch eine um 45 % verbesserte Prognosegüte der Windstromeinspeisung. Es ergibt sich dadurch ein Höchstbedarf an vorgehaltener positiver Sekundär- und Minutenreserve von 4.200 MW sowie negativer Sekundär- und Minutenreserve von 3.300 MW. Diese Erfordernisse liegen im Bereich des bereits heute vorhandenen Bedarfs und damit deutlich unter den Prognosen der dena Netzstudie I.

Eine weitere Maßnahme zur Flexibilisierung stellt der marktgetriebene Einsatz großtechnischer Speicher (wie z. B. Pumpspeicherwerke in Süddeutschland) dar.

## Ausblick

Die verstärkte europäische Zusammenarbeit gewinnt beim notwendigen Netzausbau und der Modernisierung der Netzinfrastruktur zukünftig an Bedeutung. In diesem Zusammenhang ist der Ausbau verbundwirtschaftlicher Zusammenarbeit in Europa sowie die Schaffung einheitli-

3 Demand Side Management bezeichnet die Steuerung der Stromnachfrage durch Lastabwurf und Lastverschiebung bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten.

4 Als Regelenergie bezeichnet man diejenige Energiemenge, die zum Ausgleich von Leistungsdifferenzen zwischen Erzeugern und Verbrauchern benötigt wird. Negative Regelenergie wird bereitgestellt, wenn im Netz ein Leistungsüberschuss vorhanden ist. Positive Regelenergie hingegen wird benötigt, wenn zusätzliche Leistung bereitgestellt werden muss. Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterscheiden sich dabei hauptsächlich in Ihrer Bereitstellungs- und Änderungsgeschwindigkeit.

cher Rahmenbedingungen für den europäischen Strombinnenmarkt zu nennen.

Vor dem Hintergrund eines von der Bundesregierung geplanten Anteils von 50 %[5] erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2030, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur unausweichlich. Dieser Bedarf wird auch im Hinblick auf die verstärkte Nutzung von Energiespeicherkapazitäten in Süddeutschland, den Alpenländern und in den skandinavischen Ländern untermauert. Realisierungszeiträume für Infrastrukturmaßnahmen liegen heutzutage bei bis zu 10 Jahren und machen deutlich, dass eine Diskrepanz zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energietechnologien und der notwendigen Netzinfrastruktur besteht. Um das von der Bundesregierung ausgegebene Ziel eines regenerativen Zeitalters zu erreichen, werden in der dena Netzstudie II deshalb folgende Maßnahmen empfohlen:

- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Netzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens und einer Verbesserung der personellen Ausstattung auf Seiten der beteiligten Stellen wie beispielsweise der Netzbetreiber und Genehmigungsbehörden.

- Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz für den notwendigen Netzausbau unter Einbeziehung aller Stakeholder, zu denen politische Entscheidungsträger und Netzbetreiber ebenso zählen wie Stromerzeuger, Genehmigungsbehörden und nicht zuletzt die Öffentlichkeit.

- Im Rahmen zukünftiger Netzplanung sind Optimierungen im Hinblick auf die netztechnische Anbindung, Optimierungsmaßnahmen in der Betriebsführung sowie der Einsatz von alternativen Übertragungstechnologien zu prüfen.

- Um geeignete Rahmenbedingungen für einen zunehmenden Energiespeichereinsatz zu ermitteln und ihre technische Konzeption zu optimieren, sind weitergehende Untersuchungen vorzunehmen.

- Demonstrationsprojekte für den Einsatz ausgewählter Technologien wie beispielsweise Freileitungen mit AC/DC Hybridbetrieb sind zu ergreifen.

- Pilotanwendungen mit Hochtemperaturleiterseilen sind zu etablieren, da diese ein hohes Entwicklungspotenzial aufweisen.

- Die Weiterentwicklung technischer Konzepte für Multiterminallösungen sowie die Standardisierung der Gleichstromtechnologie auf europäischer Ebene wird empfohlen.

5 Energiekonzept der Bundesregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, September 2010

# 4.9 Kraftwerksprojekte in Deutschland

## (Stand: 01. April 2011)

**Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:**

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

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 eines Projekts verbunden. Für eine Einordnung des Projektfortschritts kann die Status-Spalte als Indikator herangezogen werden, projektspezifische Ereignisse sind teilweise in der Bemerkung-Spalte angegeben. Aufgrund der Vielzahl von Offshore-Windparks, die derzeit in Planung oder im Genehmigungsverfahren sind, sind in dieser Liste nur jene enthalten, die im Planungs- und Genehmigungsprozess schon weit fortgeschritten sind. Weiterführende Informationen dazu erhalten Sie beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (www.bsh.de).

Quelle: BDEW, ergänzt durch Unternehmensangaben

**Tabelle 4.5: Kraftwerke im Bau/Genehmigungsverfahren/in Planung**

| Unternehmen | Kraftwerk | Leistung MWel netto | Energie-träger | Voraussichtliche Inbetriebnahme | | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| RWE Power | BoA 2&3 Neurath | 2.100 | Br | | 2011 | im Bau |
| Evonik Steag/EVN AG | Duisburg-Walsum 10 | 725 | St | | 2011 | im Bau |
| E.ON Kraftwerke | Irsching 4 | 530 | Eg | Sommer | 2011 | im Bau |
| RWE Power | Lingen (Modernisierung) | + 122 | Eg | | 2011 | im Bau |
| EV Halle | HKW Halle-Trotha (Modernisierung) | 41 | Eg | Ende | 2011 | im Bau |
| infraserv Höchst | Industriepark Höchst | 70 | Mü | | 2011 | im Bau |
| EnBW Energy Solutions GmbH | Industriepark Eisenhüttenstadt | 32 | Mü | Frühjahr | 2011 | im Bau |
| EnBW | Offshore-Park „Baltic 1“/ Ostsee | 48 | Wi | April | 2011 | Genehmigung erteilt |
| BARD Engineering GmbH | Offshore-Windpark „Veja Mate“ | 400 | Wi | | 2011/12 | Genehmigung erteilt |
| Vattenfall Europe | Boxberg/Block R | 675 | Br | | 2012 | im Bau |
| Vattenfall Europe | Hamburg-Moorburg | 1.640 | St | | 2012 | im Bau |
| RWE Power | Hamm | 1.530 | St | | 2012 | im Bau |
| E.ON Kraftwerke | Datteln 4 | 1.055 | St | | 2012 | im Bau/ Baustopp verfügt |
| GDF SUEZ Energie Deutschland AG / BKW FMB Energie | Wilhelmshaven | 800 | St | | 2012 | im Bau |
| GDKW Bocholt Power GmbH (Advanced Power AG (CH), Siemens Project Ventures) | Bocholt/ Industriepark Mussum | 415 | Eg | | 2014 | Genehmigung erteilt |
| VVS Saarbrücken | GuD Süd / Saarbrücken | 39 | Eg | | 2012 | im Bau |
| EnBW/EDF | Ausbau Iffezheim | + 38 | Lw | | 2012 | im Bau |
| SüdWestStrom | Offshore-Windpark „Bard Offshore 1“ | 400 | Wi | | 2012 | im Bau |
| EWE / Enova | Offshore-Windpark „Riffgat“ | 100 | Wi | Ende | 2012 | Genehmigung erteilt |
| Trianel | Borkum West II | 400 | Wi | | 2012/13 | Genehmigung erteilt |
| RWE Innogy | Offshore-Windpark „Nordsee Ost“ | 295 | Wi | | 2012/13 | Genehmigung erteilt |

**Tabelle 4.5: Kraftwerke im Bau/Genehmigungsverfahren/in Planung**

| Unternehmen | Kraftwerk | Leistung MWel netto | Energie-träger | Voraussichtliche Inbetriebnahme | | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| E.ON Kraftwerke | Staudinger 6 (Großkrotzenburg) | 1.100 | St | | 2016 | im Genehmigungs-verfahren, 1. Teilgenehmigung erfolgt, Inbetriebnahme bis 2014 |
| EnBW | Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 8 | 912 | St | | 2013 | im Bau |
| GKM | Mannheim/ Block 9 | 911 | St | | 2013 | im Bau |
| Trianel Power | Lünen | 750 | St | | 2013 | im Bau |
| RheinEnergie AG | Köln-Niehl | 1.200 | Eg | | 2013 | im Genehmigungs-verfahren, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| Statkraft | GuD-Knappsack II | 450 | Eg | | 2013 | im Genehmigungs-verfahren, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| swb AG (Bremen) | Gemeinschaftskraftwerk Bremen | 420 | Eg | | 2013 | Genehmigung erteilt |
| Alpiq Holding AG (CH) | Premnitz | 400 | Eg | | 2013 | im Genehmigungs-verfahren/Vorbe-scheid erteilt |
| Heag Südhessische Energie AG (HSE)/Stw. München/EGL AG/Es-portes Offshore Beteili-gungs GmbH/Norder-land Projekt GmbH/ Windreich AG | Offshore-Park „Global TechI1“ | 400 | Wi | | 2013 | Genehmigung erteilt |
| EnBW | Offshore-Park „Baltic 2“/Ostsee | 288 | Wi | | 2013 | Genehmigung erteilt |
| Vattenfall/ Stw. München (SWM) | Offshore-Windpark „DanTysk“ | 288 | Wi | | 2013/14 | Genehmigung erteilt |
| Enovos | Eisenhüttenstadt | 900 | Eg | | 2013/14 | in Planung, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| GETEC Energie AG | Gemeinschaftskraftwerk Büttel / Bayer Industriepark | 800 | St | | 2014 | im Genehmigungs-verfahren, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| Dow Chemicals | Stade (2 Anlagen) | 1.000 | Eg/St | | 2014 | im Genehmigungs-verfahren, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| Iberdrola | Mecklar-Marbach/Ludwigsau (Nord-hessen) | 1.100 | Eg | | 2014 | im Genehmigungs-verfahren, Teilgeneh-migung erhalten, In-betriebnahme bis 2014 |
| OMV Power International | Burghausen (Industriegebiet Haiming) | 850 | Eg | Anfang | 2014 | im Genehmigungs-verfahren, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| Repower AG | GuD/Chemiepark Leverkusen/Köln | 430 | Eg | | 2014 | im Genehmigungs-verfahren, Inbetrieb-nahme bis 2014 |
| Vattenfall Europe | GuD Berlin-Lichterfelde | 230 | Eg | | 2014 | im Genehmigungs-verfahren, Teilgeneh-migung erfolgt, Inbe-triebnahme bis 2014 |

**Tabelle 4.5: Kraftwerke im Bau/Genehmigungsverfahren/in Planung**

| Unternehmen | Kraftwerk | Leistung MWel netto | Energie-träger | Voraussichtliche Inbetriebnahme | | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Dong Energy | Offshore-Windpark „Riffgrund 1“ | 320 | Wi | | 2014 | Genehmigung erteilt |
| E.ON Climate & Renewables | Offshore-Windpark „Amrumbank West“ | 350 | Wi | | 2014 | Genehmigung erteilt |
| Trianel Power | Krefeld/ Chemiepark Krefeld-Uerdingen | 750 | St/Eg (noch unklar) | | 2014/15 | im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme nach 2014 |
| Vattenfall Europe | Jänschwalde | 250 | Br | | 2015 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| Advanced Power (CH)/ Siemens Project Ventures GmbH | Wustermark | 1.200 | Eg | | 2015 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| RWE Innogy | Innogy Nordsee I | 996 | Wi | | 2015 | im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme nach 2014 |
| Vattenfall Europe | Berlin-Karlshorst | 300 | Eg | | 2016 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| E.ON Wasserkraft | Waldeck II (Erweiterung) | 300 | Ps | | 2016 | im Genehmigungsverfahren, Inbetriebnahme nach 2014 |
| RWE Power AG | Staßfurt/ Projekt „Adele“ | 90 | Dr | | 2016 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| Donaukraftwerk Jochenstein AG | Jochenstein / Energiespeicher Riedl | 300 | Ps | | 2018 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| Vattenfall Europe | Berlin-Karlshorst | 40 | Bi | | 2019 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| Schluchseewerke AG | Atdorf | 1.400 | Ps | | 2019 | in Planung; Inbetriebnahme nach 2014 |
| EnBW | Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S | 465 | Eg | | offen | Genehmigung erteilt |
| Südweststrom | Brunsbüttel | 1.820 | St | | offen | im Genehmigungsverfahren |
| UPM (Papierhersteller) | Dörpen | 150 | Eg | | offen | im Genehmigungsverfahren |
| RWE Power | BoA 4&5 Niederaußem | 2.100 | Br | | offen | in Planung |
| MIBRAG | Profen | 660 | Br | | offen | in Planung |
| E.ON Kraftwerke | Stade | 1.100 | St | | offen | in Planung |
| GDF SUEZ Energie Deutschland AG | Sachsen-Anhalt (Calbe oder Staßfurt) | 800 | Eg | | offen | in Planung |
| n.v. Nuon | Meppen | 450 | Eg | | offen | in Planung |
| GuD Zeitz GmbH | Zeitz/ Industriepark Alttröglitz | 130 | Eg | | offen | in Planung |
| Stw. Düsseldorf | Düsseldorf | | Eg | | offen | in Planung |
| Stw. Ulm (SWU) | GuD Ulm/ Flughafen Leipheim | | Eg | | offen | in Planung |
| Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW) | Mainz | | Eg | | offen | in Planung |
| Statkraft | Emden | | Eg | | offen | in Planung |
| Stw. Ulm (SWU) | Blautal | 45 | Ps | | offen | in Planung |
| EnBW AG | Forbach (Erweiterung) | + 200 | Ps | | offen | wird geprüft |
| RWE Power | Sachsen-Anhalt (mglw. Arneburg bei Stendal) | | St | | offen | Standortsuche |
| **Summe** | | **38.100** | | | | |

# WEC intern

5

WORLD ENERGY COUNCIL
CONSEIL MONDIAL DE L'ÉNERGIE
*For sustainable energy.*

## World Energy Council (WEC)

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute 91 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC 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 WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger – Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energien – sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle drei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org

WORLD ENERGY COUNCIL
Weltenergierat - Deutschland

## Weltenergierat – Deutschland

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

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

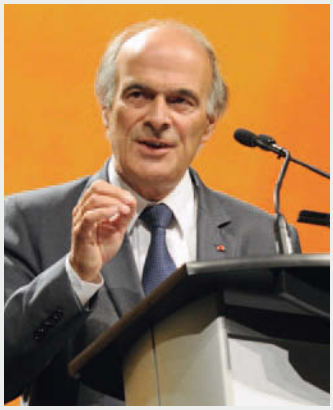
Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergierat – Deutschland an den Positionen und Studien des WEC intensiv mit. Daneben organisiert er auch eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland" jährlich einen Überblick über die wichtigsten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

www.weltenergierat.de

# Special: 21st World Energy Congress

12.-16. September 2010, Montreal, Kanada

„Responding Now to Global Challenges: Energy in transition for a living planet“ lautete das Motto der weltweit größten internationalen Energiekonferenz mit rund 7.000 Teilnehmern aus über 130 Ländern. Während beim letzten Weltenergiekongress in Rom 2007 ein breiteres Verständnis internationaler Verflechtungen im Energiesektor im Mittelpunkt stand, wurde beim 21. Weltenergiekongress vom 12.-16. September 2010 in Montreal insbesondere der wachsende globale Energiebedarf und die damit verbundenen enormen Herausforderungen thematisiert. In Vorträgen und Podiumsdiskussionen waren hochrangige Vertreter aller Energieträger, Politiker, Anlagenhersteller, Beratungsunternehmen und internationale Energieagenturen breit vertreten.



***Pierre Gadonnaix, Chairman, World Energy Council***

*“Sustainable growth is no longer an option it is an necessity.”*

Die zentralen Ergebnisse der Konferenz waren:

- Anstieg der globalen Energienachfrage um 30 bis 40 % bis 2030 erwartet.
- Reichweite fossiler Energien deutlich größer als bisher geschätzt – insbesondere wegen Entwicklung im Bereich Schiefergas (shale gas).
- Fossile Energien noch auf Jahrzehnte wesentliche Rolle im globalen Energiemix beigemessen.
- Knappheit an Kapital für Investitionen in Energieinfrastruktur als größerer Engpass eingestuft als Energieträgerreserven (Öl, Erdgas, Kohle).
- Zugang zu bezahlbarer Energie und Energie als Wachstumsmotor stärker im Fokus als Klimaschutz.
- Kernenergie und Erneuerbare weltweit als gute Ergänzung eingestuft, um klimaverträgliche und sichere Energieversorgung zu erreichen.

Im Rahmen der Konferenz wurde deutlich, dass Energie in allen Ländern ein zentrales Thema darstellt. Übereinstimmend wurde eine breite und bezahlbare Verfügbarkeit von Energie als unabdingbare Voraussetzung für Wachstum und Wohlstand gesehen. Allerdings setzen die Länder unterschiedliche Akzente.

In Industrienationen steht die Transformation der Energiesysteme im Vordergrund. Dies umfasst für einige Länder die Erneuerung der teilweise veralteten Infrastruktur sowie die Verbesserung der Treibhausgasbilanz und die Reduzierung der Importabhängigkeit. Vereinzelt spielen Umweltthemen eine starke Rolle. In allen Industrienationen steht Energieeffizienz im Vordergrund. Auf eine nachhaltige Bereitstellung der Energie wird ebenso Wert gelegt wie auf eine bezahlbare Energie, um im Wettbewerb bestehen zu können. Als größte Herausforderung wird die Finanzierung der Transformation genannt. In diesem Zusammenhang stellen stabile politische Rahmenbedingungen für Industrieländer eine wesentliche Bedingung für Investitionen dar.

***Dan Yergin, Chairman, IHS CERA***

*“… there remains one law that we all must adhere to where energy is concerned, that is the law of long lead times.”*

In Wachstumsregionen steht der großformatige Aufbau eines Energiesystems, welches in großen und sicheren Mengen Energie bereitstellt, im Fokus des Interesses. Starkes Wachstum in Industrie und steigender Wohlstand führt zu hohen Wachstumsraten bei der Energienachfrage. Die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gilt als entscheidend. Jedoch spielt auch Energieeffizienz in Wachstumsregionen eine wichtige Rolle. Eine weitere Quelle für den steigenden Energieverbrauch stellt der Transport dar: während gegenwärtig rund eine Milliarde Autos weltweit in Benutzung sind, wird erwartet, dass sich diese Zahl bis 2035 verdoppelt. Dies ist insbesondere auf den Wandel innerhalb der Wachstumsregionen zurückzuführen.

***Fatih Birol, Chief Economist, IEA***

*“China’s energy policy will determine the future of oil prices.”*

Für Armutsregionen sind Bekämpfung der Energiearmut und der Zugang zu moderner Energie zentral. Bis zu 2 Milliarden Menschen haben heute keinen Zugang zu

moderner Energie – in Armutsregionen wird der Energiebedarf zumeist mit Brennholz gedeckt. Ohne eine erfolgreiche Energieversorgung werden solche Länder jedoch keine Chance zur wirtschaftlichen Entwicklung haben. Eine wesentliche Schwierigkeit besteht in der Instabilität des rechtlichen und politischen Rahmens, sodass eine Grundlage für ein geordnetes Vorgehen zur Lösung des Energieproblems fehlt. Technologische Lösungen müssen zudem das vorhandene Ausbildungsniveau der Fachkräfte berücksichtigen.

***Donald Kaberuka, President, African Development Bank***
*"The whole African continent has less energy capacity than the country of Spain."*

Die Rolle der einzelnen Energieträger für die zukünftige Versorgung stand im Mittelpunkt zahlreicher Vorträge und Gespräche in Montreal. Generell will jedes Land seine heimischen Reserven zuerst verwenden, um die Abhängigkeit durch Energieimporte und das Risiko der Verwundbarkeit seiner Volkswirtschaft zu reduzieren. Rohstoffarme Länder setzen dabei vor allem auf nukleare Stromerzeugung.

Es wird erwartet, dass der Ölkonsum bis 2030 global noch steigt. Zwar ist in Industrieregionen ein „peak demand" absehbar, in Entwicklungs- und Schwellenländern ist hingegen von wachsender Nachfrage auszugehen. Zugleich scheint die steigende Nachfrage durch die gegenwärtigen Kapazitätsreserven von geschätzt 4 mb/d sowie durch gesteigerte Ölausbeute mit Hilfe von EOR (enhanced oil recovery, Verpressung von $CO_2$) gedeckt werden zu können.

***Khalid A. Al-Falih, CEO, Saudi Aramco***
*"From my perspective, there are significant opportunities to make petroleum more environmentally friendly, including cleaner burning fuel formulations, CCS, and a host of other advanced technologies that are still in their infancy, and I believe it is incumbent on our industry to do its utmost to realize those enhancements."*

Auf dem Gasmarkt hat die Förderung von unkonventionellem Gas insbesondere in Nordamerika für deutliche Veränderungen gesorgt. Die Preise am Erdgasmarkt sanken global durch diese Entwicklung. Global wird konventionelles Gas bei 187 Tcm Ressource gesehen, während Schiefergas bei 456 Tcm liegt. Der extensive Nutzung von unkonventionellem Gas ging eine 15–20jährige Phase von Forschung und Entwicklung voraus.

***Peter Voser, CEO, Shell***
*"We believe there is enough recoverable natural gas to last for more than a century."*

Kohle wird als Energieträger in einigen Ländern im Hinblick auf steigenden Energiehunger und heimische Reserven weiter ausgebaut, in anderen Staaten hingegen ist in kommenden Jahren die Stilllegung der vorhandenen Kohleminen vorgesehen. Weltweit stieg die Nachfrage nach Kohle 1999 – 2009 um 46 %, während die Ölnachfrage im gleichen Zeitraum nur um 10 % stieg. Insbesondere bei der Verstromung gewann Kohle an Bedeutung. Es wird global eine weitere Steigerung der Nachfrage in den nächsten Jahren erwartet. Technologien, bei denen Kohle beispielsweise verflüssigt wird, werden weiterentwickelt.

***V. Kumar Singh, Chairman, Northern Coalfieds Ltd.***
*"Coal is the only solution for the energy to elevate the standard of living."*

Kernenergie wird ergänzend zu den erneuerbaren Energien als $CO_2$-freie Stromquelle gesehen. In Industrie- und Schwellenländern leistet die Kernenergie einen wesentlichen Beitrag zur verlässlichen und preiswerten Versorgung. Gegenwärtig befinden sich weltweit etwa 60 Reaktoren im Bau. In der Entsorgungsfrage wollen Staaten vereinzelt eine Endlagerung im eigenen Land vornehmen, wie beispielsweise die USA, Finnland und Schweden. Russland und Kasachstan erwägen, ein internationales Endlager anzubieten.

***Anne Lauvergeon, CEO, AREVA***
*"Nuclear offers a base energy that renewables can build on."*

Der Anteil erneuerbarer Energien am globalen Verbrauch wird in den nächsten Jahrzehnten weiter ansteigen. Aktuell liegt ihr Anteil bei etwa 18 %. Die wesentliche Her-

ausforderung für das Ausbauziel stellt die fluktuierende Einspeisung einiger erneuerbarer Technologien dar. Eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am globalen Energieverbrauch könnte durch die gezielte Nutzung ertragreicher Standorte gewährleistet werden.

***Hélène Pelosse, interim Director General, IRENA***
*"Solar will see the most growth in the period to 2050."*

In Diskussionen um die Zukunft einzelner Energieträger auf internationaler Ebene ist das Thema Klimaschutz ein zentraler Aspekt. Die Bedeutung $CO_2$-freier Erzeugung wurde zwar betont. Es wurde jedoch deutlich, dass die Gewichtung des Themas regional unterschiedlich ausfällt. So ist Klimaschutz für industrialisierte Länder von größerer Priorität – wobei vereinzelnd Staaten Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit als gleichwertige Ziele hervorheben. Die $CO_2$-Abscheidung und -Lagerung ist international eine wichtige Option auf dem Weg zur Erreichung der Klimaziele.

***Yvo de Boer, Global Advisor, KPMG, former (COP-15) UNFCCC Executive Secretary***
*"Finance is the big question."*

Der Begriff des „smart grid" wurde während der 21. Weltenergiekonferenz in Montreal vielfach verwendet. Allerdings wurde deutlich, dass die Motivation für ein smart grid unterschiedlich sein kann. Während die USA ihre vorhandenen Netze besser ausnutzen möchten, sieht China darin vor allem die Möglichkeit den Strom großflächig zu verteilen. In Europa ist die Idee hinter den intelligenten Netzen, Stromverbrauchern Signale für den Betrieb elektronischer Geräte zu geben. Netzinfrastruktur spielt bei der Integration erneuerbarer Energien eine zentrale Rolle, insbesondere im Hinblick auf die Übertragung von Strom vom Ort der Erzeugung zum Verbraucher. In Staaten ohne ausreichende Netzinfrastruktur in ländlichen Gegenden dominieren erneuerbare Energien bei Insellösungen.

Rückblickend auf die 21. Weltenergiekonferenz zieht der World Energy Council die Schlussfolgerung, dass das übergeordnete Ziel ein nachhaltiges Wachstum sein muss. Notwendige Technologien scheinen greifbar zu sein, es bedarf jedoch weiterer Investitionen hin zu einem nachhaltigen Wachstum. Eine Herausforderung ist die politische Steuerung und Regelung auf nationaler und internationaler Ebene. In Studien und weiteren Diskussionsveranstaltung werden der World Energy Council und seine Mitgliedskomitees die Themen weiter aufgreifen.

Die nächste weltweit größte Energiekonferenz wird vom 13.-17. Oktober 2013 stattfinden. Hierzu lädt das koreanische Mitgliedskomitee nach Daegu ein. Dort kann der konstruktive Austausch auf internationaler Ebene fortgeführt werden. Weitere Informationen entnehmen Sie www.daegu2013.kr.

# Eröffnung des 21st World Energy Congress

Christian Paradis, kanadischer Minister für Natürliche Ressourcen

Jean Charest, Premierminister von Quebec

Jerzy Buzek, Präsident des Europäischen Parlaments

Ban Ki-Moon, Generalsekretär der Vereinten Nationen

Weltenergierat mit Lindwe Chola Dlamini aus Swasiland, deren Teilnahme am Future Energy Leaders Programme gesponsert wurde

# Deutscher Abend des Weltenergierates in der Youville Pumping Station

Weltenergierat mit (v.r.) Generalkonsul Klaus Geyer; Dr. Leonhard Birnbaum, RWE AG; Pierre Gardonneix, WEC; Botschafter Dr. Georg Witschel

Dr. Georg Witschel, deutscher Botschafter in Kanada

Jürgen Stotz, Präsident des Weltenergierat – Deutschland

# Diskussionen und Vorträge

Meeting Energy Demand: A Global Challenge Requires Global Solutions (v.l.) Dr. Benjamin Contreras Astiazarán, Undersecretary, Ministry of Energy, Mexico; Wolfgang Dehen, CEO Sector Energy, Siemens; Jean-Jacques Gilband, Secretary-General and Member of the Executive Commitee, Total; Jamal Saglur, Director, Africa Sustainable Development Department, the World Bank; Dr. Johannes Teyssen, CEO, E.ON; James Sturley, CEO, Ernst&Young

Dr. Michael Süß, CEO, Fossil Power Generation, Siemens AG

Wolfgang Dehen, CEO, Sector Energy, Siemens AG

Dr. Johannes Teyssen, CEO, E.ON AG

Dr. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Vorstands, RWE AG

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierat – Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG

Deutsche Delegation des Future Energy Leaders Programme mit dem Präsidenten des Weltenergierat – Deutschland Jürgen Stotz (5.v.r.)

# 5.1 Höhepunkte 2010 / 2011

Seit Erscheinen der letzen Ausgabe von „Energie für Deutschland“ können der World Energy Council und der Weltenergierat – Deutschland auf zahlreiche Aktivitäten zurückblicken, über die nachfolgend in chronologischer Reihenfolge berichtet wird. Dazu zählen hochrangig besetzte nationale und internationale Veranstaltungen sowie zwischenzeitlich publizierte Studien.

## Veranstaltungen 2010 / 2011

### Energy Leaders Summit 2010

*11. Juni 2010, Peking, China*

(v.l.n.r.) Norberto Franco de Medeiros, WEC Chair for Programmes; J K Mehta, WEC Regional Manager SE Asia; Pierre Gadonneix, WEC Chairman; Prof Abubakar Sambo, WEC Vice-Chair Africa; David Kim, WEC Vice-Chair Asia; Yoshiaki Imaizumi, former WEC Director Regional Programmes; Anil Razdan, former Secretary, Ministry of Power of India; Li Longxing, former Secretary of WEC China; Dr Christoph Frei, WEC Secretary General

Mit dem Energy Leaders Summit fand im Juni 2010 in Peking/China zum ersten Mal die neue Dialogplattform des World Energy Council statt. Es diskutierten hochrangige Vertreter der asiatischen und internationalen Energiewirtschaft über Energiesicherheit in Asien, die Rolle erneuerbarer Energien sowie Energieeffizienz. Zu den weiteren wichtigen Themen gehörten auch Finanzierungsmechanismen zur Bekämpfung von Energiearmut.

Wesentliche Diskussionsergebnisse waren:

- Energiesicherheit gilt als Top Thema in China. Als vielversprechender Ansatz, um dieses Thema zu adressieren, wird die Kombination einer starken Steuerung/Ordnungspolitik mit einer hohen Wettbewerbsintensität eingestuft. Letzteres ist besonders interessant vor dem Hintergrund der WEC-Studie *Policy Assessment 2010*, die zu dem Ergebnis kam, dass die Marktreform bzw. die Liberalisierung in China in zahlreichen Fällen die Erwartungen nicht erfüllen konnte.

- Zahlreiche Länder Asiens konzentrieren sich in ihrer Energiepolitik auf ihren Technologiemix, wobei die Kosten als wesentlicher Treiber gelten. Gleichzeitig ist erkennbar, dass die Bereiche *green growth* sowie *scientific growth* zunehmend neue Treiber adressieren.

- Fortschritte bei der Erreichung der sogenannten UN-Millenium Ziele können nur erreicht werden, wenn die Energiearmut der 1,5 Mrd. Menschen, die keinen Zugang zu Energie haben, beseitigt wird. Besondere Bedeutung wird in diesem Kontext tragfähigen Finanzierungsmechanismen beigemessen. Zudem müssen Technologiekonzepte lokalen Besonderheiten Rechnung tragen (z.B. lokale Eigentümer und Betriebsverantwortung).

- Die Ölkatastrophe im Golf von Mexiko führte u. a. zu einer intensiven Debatte über künftige Sicherheitsanforderungen. Als möglicher Ansatz zur Stärkung der Sicherheit wurden insbesondere peer-review Mechanismen diskutiert.

Mit Blick auf das Gastgeberland China haben die Diskussionen deutlich gemacht, dass die dortigen differenzierten und pragmatischen Ansätze die Grundlage darstellen, um dringend nötige Maßnahmen und Projekte auch tatsächlich zu realisieren. Diese Zusammenhänge werden gelegentlich von der restlichen Welt unterschätzt. Dabei steht gerade China vor besonders großen Herausforderungen wie z.B. Wassermangel, dramatische Urbanisierungsraten, hohes Wirtschaftswachstum und lokale Umweltverschmutzung. Der Energy Leaders Summit hat hierzu wichtige Einsichten geliefert und einen fortzuführenden Dialog eingeleitet.

## 21st World Energy Congress & Executive Assembly 2010

*12.-16. September 2010, Montreal, Kanada*

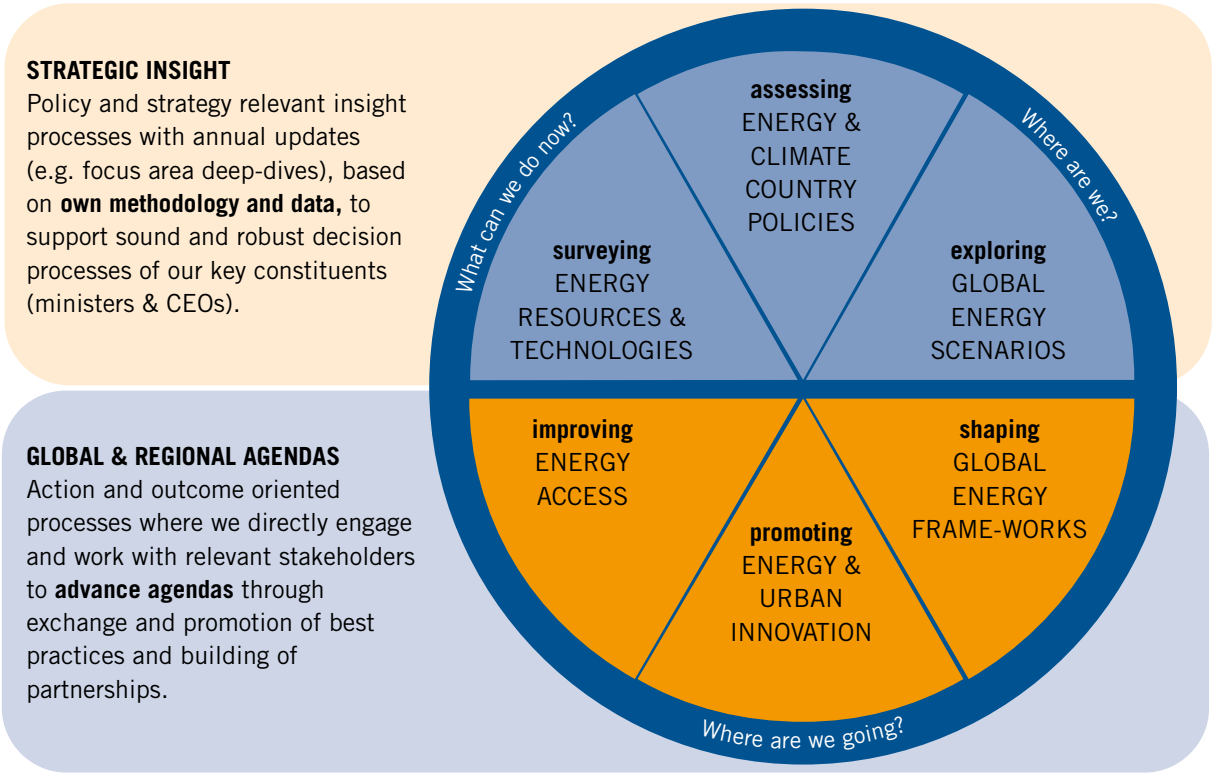
Am Rande des Weltenergiekongresses in Montreal (siehe Special: 21st World Energy Congress) tagte am 12. September 2010 die Mitgliederversammlung (Executive Assembly), das höchste Beschlussgremium des World Energy Council.

Neben zahlreichen internen Berichten aus den Arbeitsgremien wurde das neue Arbeitsprogramm beschlossen. Dieses konzentriert sich langfristig auf sechs Tätigkeitsbereiche, die im sogenannten *Activity Wheel* zusammengefasst sind (siehe Abbildung 5.1).

Die Bereiche *Global Energy Scenarios, Energy & Climate Country Policies* und *Energy Resources & Technologies* sind visionärer, strategischer Natur. In diesen Arbeitsfeldern stehen die Entwicklung einer eigenen Methodik sowie das Sammeln und Auswerten von Daten im Mittelpunkt. Die anderen drei Tätigkeitsbereiche *Global Energy Frameworks, Energy & Urban Innovation* sowie *Energy Access* konzentrieren sich auf ergebnisorientierte Prozesse. Dabei wird die Zusammenarbeit mit anderen internationalen Organisationen und Interessenvertretern angestrebt sowie Best Practice-Projekte ausgetauscht und gefördert. Der Aufbau von langfristigen Partnerschaften steht bei diesen Tätigkeitsbereichen im Vordergrund.

Für jedes der sechs im *Activity Wheel* genannten Gebiete haben sich neue Arbeitsgruppen konstituiert. Diese Arbeitsgruppen werden durch sogenannte *Knowledge Networks* unterstützt, die sich mit Querschnittsthemen, wie zum Beispiel Energieeffizienz, beschäftigen und von kurz- bis mittelfristiger Natur sind.

**Abbildung 5.1: World Energy Council Activity Wheel**



## Energietag 2010

*16. November 2010, Berlin*

Am 16. November 2010 fand der alljährliche Energietag in den Räumlichkeiten der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften statt. Über 150 Teilnehmer aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik verfolgten die Vorträge und Diskussionen zu den beiden Schwerpunktthemen „Forschung und Entwicklung – Schlüssel zum Regenerativen Zeitalter“ und „Klimawandel als globales Problem – wo bleiben die globalen Lösungen“.

In seiner Keynote speech stellte Dr. Leonhard Birnbaum, Vorstand der RWE AG und Vizepräsident des Weltenergierat – Deutschland, die zukünftigen Perspektiven der deutschen und europäischen Energieversorgung dar. Eine $CO_2$-arme Energieversorgung sei machbar, wenn drei Hebel konsequent umgesetzt werden: Hohe Effizienz, $CO_2$-armer Strommix und mehr Stromeinsatz. Entscheidend für eine erfolgreiche und wirtschaftlich tragfähige Umsetzung sei vor allem eine angemessene Transformationsgeschwindigkeit.

Oliver Onidi, stv. Chef im Kabinett von EU-Kommissar Günther Oettinger, stellte die aktuellen europäischen Initiativen vor, allen voran die EU-Energiestrategie sowie das EU-Infrastrukturpaket. Im weiteren Verlauf der Veranstaltung wurden insbesondere die enormen Anforderungen an die Energieinfrastruktur diskutiert, die aufgrund des Ausbaus und der notwendigen Integration erneuerbarer Energien sowie der zukünftigen Entwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes, eine besonders akute Herausforderung darstellen. Aufgrund der länderübergreifenden Verzahnung greifen nationale Lösungsansätze immer häufiger zu kurz. Große Übereinstimmung unter den Energieexperten bestand darin, dass Innovation und technischer Fortschritt, gerade im Bereich Speicher und Netze, ein wichtiger Schlüssel für die anstehende Transformation des Energiesystems sind und zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Dr. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Vorstands, RWE AG

Prof. Karl Rose, Senior Fellow Scenarios, WEC

Jürgen Stotz, Präsident, Weltenergierat – Deutschland

(v.l.n.r.) Rainer Brüderle, Bundesminister für Wirtschaft und Technologie; Nobuo Tanaka, Executive Director, International Energy Agency; Dr. Fatih Birol, Chief Economist, International Energy Agency

## Vorstellung des World Energy Outlook 2010

*11. November 2010, Berlin*

Am 11. November 2010 richtete der Weltenergierat – Deutschland erneut die Vorstellung der Ergebnisse des aktuellen World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) gemeinsam mit dem Bundesverband der Deutschen Industrie und dem Bundeswirtschaftsministerium in Berlin aus.

Der World Energy Outlook zählt zu den meist zitierten energiewirtschaftlichen Publikationen weltweit. Zu den Schwerpunkten des Berichtes von 2010 zählen insbesondere die zukünftige Rolle von erneuerbaren Energien sowie die Trends der kaspischen Region und deren Bedeutung für die weltweite Energieversorgung. Neben Bundeswirtschaftsminister Rainer Brüderle richteten auch IEA-Chef Nobuo Tanaka und BDI-Hauptgeschäftsführer Dr. Werner Schnappauf ihre Grußworte an die rund 200 Vertreter aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Presse.

Dr. Werner Schnappauf, Hauptgeschäftsführer, BDI

IEA-Chefökonom Dr. Fatih Birol zeigte anhand der aktuellen Zahlen, dass dem weltweit wachsenden Energiehunger nur mit einem breiten Energiemix begegnet werden kann. Global dominieren weiterhin die fossilen Energieträger, wenngleich ihr Anteil zugunsten der erneuerbaren Energien und der Kernenergie zurückgehe. Wichtigster Primärenergieträger bleibe das Erdöl, gefolgt von Kohle. Er betonte, dass die Bedeutung Chinas kaum überschätzt werden könne. Wirksamer Klimaschutz sei nur in enger Zusammenarbeit mit den Wachstumsregionen der Welt möglich. Dabei wird das Ziel, den mittleren globalen Temperaturanstieg auf unter 2°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen, nach Berechnungen der IEA immer schwieriger zu halten sein. Verzögerungen bei der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen steigerten die Kosten für die Zielerreichung deutlich.

Im Anschluss an die Präsentation folgte eine Podiumsdiskussion zu den Ergebnissen des World Energy Outlook zwischen Vertretern von Unternehmen, NGOs und der Politik. Im Mittelpunkt der Diskussion standen die Auswirkungen der Förderung von Schiefergas für den globalen Energiemarkt und die Frage, ob diese Entwicklung auf europäischer Ebene bzw. in Deutschland fortschreiten wird.

Das Programm der Veranstaltung sowie die Präsentation von Dr. Fatih Birol ist auf unserer Website verfügbar. Eine detaillierte Zusammenfassung der Ergebnisse enthält Kapitel 2.2.

(v.l.n.r.) Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierat – Deutschland; Günther Oettinger, EU-Kommissar für Energie; Jürgen Stotz, Präsident, Weltenergierat – Deutschland

## Treffen des Weltenergierat – Deutschland mit EU-Kommissar Günther Oettinger

*21. Februar 2011, Berlin*

Erstmals trafen Mitglieder des Präsidiums am 21. Februar 2011 den EU-Kommissar für Energie Günther Oettinger zu einem Gedankenaustausch in Berlin. Der Zeitpunkt für das Treffen hätte kaum besser gewählt werden können. Hatte der Sondergipfel der Staats- und Regierungschefs zum Thema Energie am 4. Februar 2011 doch gerade einen wichtigen Impuls für die europäische Energiedebatte gesetzt.

Auf der Grundlage der neuen Energiestrategie der EU diskutierten die Teilnehmer, unter dem Vorsitz von Präsident Jürgen Stotz, mit besonderem Fokus auf die effektive Funktion und Weiterentwicklung des Energiebinnenmarkts. Zu den weiteren Schwerpunktthemen gehörten der dringend nötige Energieinfrastrukturausbau sowie die Integration erneuerbarer Energien. Kommissar Oettinger betonte die große Bedeutung der Versorgungssicherheit für Europa. Er hob zudem die Notwendigkeit langfristiger Investitionssicherheit für Energieunternehmen hervor und formulierte den Anspruch, die Finanzströme der Energiebranche durch einen geeigneten politischen Rahmen zu stimulieren.

Alle Gesprächsteilnehmer zogen ein positives Fazit. Kommissar Oettinger betonte, dass er gern die Expertise und das Netzwerk des WEC nutzen möchte und regte eine Verstetigung des Dialogs zwischen ihm und dem Weltenergierat – Deutschland an. Ein erneutes Treffen im kommenden Jahr ist vorgesehen.

Arbeitsessen des Weltenergierat – Deutschland mit EU-Kommissar Günther Oettinger

## Joint Seminar European Commission / World Energy Council

*22. März 2011, Brüssel, Belgien*

Bereits zum sechsten Mal trafen sich am 22. März 2011 in Brüssel Vertreter der Europäischen Kommission und der European Region des World Energy Council (WEC) zu einem gemeinsamen Seminar. Über 50 Teilnehmer aus 26 Länderkomitees diskutierten, unter dem Vorsitz von Dr. Johannes Teyssen (WEC-Vice Chair Europe), mit einer 10-köpfigen Delegation der Europäischen Kommission, angeführt vom EU-Kommissar für Energie Günther Oettinger. Unter dem Titel *„European Energy Infrastructure: sharing responsibility between policy and business“* stand das Thema Infrastrukturausbau im Mittelpunkt der Aussprache.

Kommissar Oettinger betonte, dass unter der EU 20-20-20 Politik die gegenwärtig bestehende Infrastruktur nicht ausreichend ist, um die angestrebten ambitionierten Ausbauziele, v.a. im Bereich erneuerbarer Energien, zu erreichen. Bis 2020 und darüber hinaus ist eine Weiterentwicklung im Versorgungssystem insbesondere im Netzbereich, beim Regulierungsrahmen sowie in technologischer Hinsicht notwendig. Einen besonderen Fokus legt die Europäische Kommission auf die Beseitigung der Investitionsbarrieren. Mit besonderer Spannung wird daher die Vorlage der legislativen Umsetzungsvorschläge erwartet, die der Kommissar für Herbst 2011 angekündigte hatte. In der Langfristperspektive bis 2050 sieht die Europäische Kommission die Integration erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem als eine der größten Herausforderungen. In der weiteren Diskussion wurde eine breite Palette wichtiger energiepolitischer Fragestellungen erörtert. So etwa in den Bereichen Finanzierung des Netzausbaus/Netztarife, Fördersysteme für erneuerbare Energien, smart grids, nationaler Energiemix, bis hin zu Fragen der Akzeptanz für den notwendigen Infrastrukturausbau.

Die Vertreter der Europäischen Kommission wie auch die WEC-Delegierten werteten den Gedankenaustausch als sehr positiv. Die Kommission signalisierte großes Interesse, für die Entwicklung des europäischen Energieprogramms und auch für die derzeit in Arbeit befindliche Langfristperspektive (road maps 2050), die breite und umfangreiche Expertise des WEC zu nutzen. Als weitere Kooperationsfelder könnten sich insbesondere multinationale Projekte etablieren, wie z. B. North Sea Offshore Grid oder DESERTEC.

## Publikationen 2010 / 2011

### EEFA-Studie „Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken“

*April 2010*

Privathaushalten und Unternehmen in Deutschland drohen deutlich steigende Risiken bei der Energieversorgung. Zu diesem Ergebnis kommt die Studie „Sicherheit unserer Energieversorgung“, die das EEFA-Institut (Energy Environment Forecast Analysis) im Auftrag des Weltenergierat – Deutschland erstellt hat. Der darin entwickelte neue methodische Ansatz belegt: Versorgungssicherheit ist messbar. Gemäß den Berechnungen hat sich das Versorgungsrisiko auf Primärenergieebene von 1995 bis 2008 mehr als verdoppelt. Im internationalen Vergleich nimmt Deutschland damit eine hintere Position ein. Erstmals wurden neben der Abhängigkeit von Energieimporten auch die Störungsanfälligkeit der Energieinfrastruktur und die Risiken für den Endverbraucher untersucht. Die Studie untersucht mit einem breit angelegten methodischen Messkonzept die Auswirkungen verschiedener alternativer energiepolitischer Weichenstellungen auf die Versorgungssicherheit. Bei Fortführung der Energiepolitik der vergangenen Jahre, droht demnach bis 2030 eine weitere Erhöhung des Versorgungsrisikos um nahezu 50 Prozent. Diese Entwicklung kann jedoch durch unterschiedliche Maßnahmen grundsätzlich vermieden werden:

- Die Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken auf 60 Jahre bietet den mit Abstand größten Hebel zur Steigerung der Versorgungssicherheit. Gegenüber dem Referenzszenario kann der Anstieg der Verletzbarkeit mehr als halbiert werden.

- Investitionen in die stetige Instandhaltung und den Ausbau der Energieinfrastruktur sind von herausragender Bedeutung, um einen weiteren Anstieg des Versorgungsrisikos zu vermeiden.

- Die intelligente Nutzung heimischer Kohle sowie der forcierte Ausbau erneuerbarer Energiequellen leisten ebenso wichtige Beiträge zur Reduktion des Energieversorgungsrisikos.

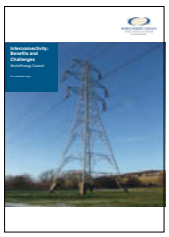
Eine zukunftsfähige Energiepolitik muss die wachsenden Herausforderungen einer sicheren Energieversorgung stärker adressieren und mit den bisher dominierenden energiepolitischen Zielen – Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz – in Einklang bringen. Die Studie belegt das

nachdrücklich. Ein ausgewogener Energiemix, der die spezifischen Vorteile aller zur Verfügung stehenden Energieträger und Technikoptionen sinnvoll kombiniert, ist ein wichtiger Schlüssel, um weniger anfällig gegenüber Energiekrisen zu sein.

Die Ergebnisse der Studie wurden erstmalig im Rahmen eines Workshops im Juni 2010 in Berlin vorgestellt. Weitere Ergebnispräsentationen erfolgten

- beim Pressegespräch zur Vorstellung der Publikation Energie für Deutschland 2010 im August in Berlin,
- bei der European Session im Rahmen des 21th World Energy Congress im September 2010 in Montreal/ Kanada sowie
- beim kroatischen Energietag im November 2010 in Zagreb.

Eine weitere Verbreitung der Studienergebnisse ist vorgesehen. Die Studie steht zum Download bereit unter: www.weltenergierat.de.

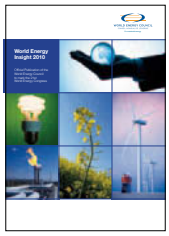


**Interconnectivity: Benefits and Challenges**
*September 2010*

In dieser Studie wird die Rolle der Vernetzung für die Entwicklung von Energiesystemen untersucht. Die Analyse berücksichtigt sozioökonomische, finanzielle, regulatorische sowie Umweltaspekte, die für die erfolgreiche Realisierung von Projekten von Bedeutung sind.

**Survey of Energy Resources**
*November 2010*

Die 22. Ausgabe des Survey of Energy Resources dokumentiert den Zustand und die Entwicklung der weltweit wichtigsten Energiequellen. Als aktuelle Publikation einer langen Serie umfasst der Bericht die Situation fossiler, traditioneller sowie neuer Energieträger.

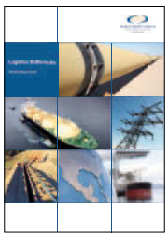


**World Energy Insight**
*September 2010*

Die erste Ausgabe des World Energy Insight wurde in Kooperation mit dem First Magazine erstellt und erschien begleitend zum 21th World Energy Congress in Montreal. Die jährlich erscheinende Publikation, von verschiedenen Unternehmensvertretern erstellt, gibt ein umfassendes Bild der aktuellen Themen aus der Energiebranche weltweit.

**Roadmap towards a Competitive European Energy Market**
*Oktober 2010*

Die Studie erläutert die Ziele und Herausforderungen eines gemeinsamen europäischen Marktes für Energie. Dabei begreift sie Liberalisierung und fairen Wettbewerb im europaweiten Energiesektor als wichtige Voraussetzung für die Realisierung dieses Marktes.

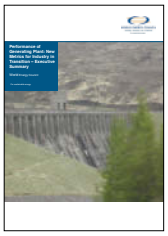


**Logistics Bottlenecks**
*September 2010*

Die Verletzbarkeit von Energiesystemen steht in dieser Studie im Mittelpunkt. Sie umfasst die Gefährdung von Energiezugang, Energiesicherheit und Nachhaltigkeit. Für alle Energieträger wurde in dieser Publikation die Verwundbarkeit in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch, Exporte und Importe in sieben Schlüsselregionen der Welt für 2008, 2020 und 2050 untersucht.

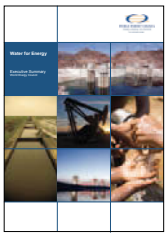
**Energy Efficiency: A Recipe for Success**
*September 2010*

Gemeinsam erstellt mit ADEME und Enerdata, untersucht der Bericht Energieeffizienz Politik und Trends von rund 90 Ländern weltweit. Er analysiert zudem die Bedeutung von Energieeffizienz-Maßnahmen und stellt die Erfolge ihrer Implementierung dar.



**Performance of Generating Plant**
*September 2010*

Der Bericht der Arbeitsgruppe Performance of Generating Plant zeigt die Herausforderungen bei der Ermittlung sowie die Verbesserungsmöglichkeiten der Key Performance Indicators von Kraftwerken auf.



**Water for Energy**
*September 2010*

Die Studie "Water for Energy" beschreibt wichtige Verknüpfungen zwischen Wasser und Energie sowie ihre Bedeutung für den Klimawandel. Es werden Bereiche identifiziert, in denen Investitionen und neue Regularien nötig sind, um eine nachhaltige globale Entwicklung zu sichern.

**Shale Gas**
*September 2010*

Abgeleitet vom 22. Survey of Energy Resources stellt dieser Bericht einen fakten-basierten und vorausschauenden Beitrag zur Diskussion über Schiefergas als strategische Energiequelle dar.

**Energy and Urban Innovation**
*September 2010*

Der Bericht untersucht die energiebezogenen Herausforderungen, die die Städte der Zukunft, insbesondere Metropolen oder „Mega-Cities", betreffen. Es werden technische und politische Maßnahmen im Hinblick auf die Energiesicherheit und Nachhaltigkeit analysiert. Insbesondere der Energiesektor kann zur Anwendung effizienter Lösungen beitragen.

**Pursuing sustainability: 2010 Assessment of country energy and climate policies**
*September 2010*

Die zweite Ausgabe des jährlich erscheinenden Energy and Climate Policy Assessment stellt einen Beitrag des World Energy Council zur Gestaltung von energiepolitischen Vorgaben dar. Nachhaltigkeit steht bei politischer Steuerung im Mittelpunkt und umfasst drei Dimensionen: Energiesicherheit, soziale Gerechtigkeit sowie Umweltschutz.

**Biofuels: Policies, Standards and Technologies**
*September 2010*

Der Bericht der Arbeitsgruppe Biofuels greift die Debatte zwischen Befürwortern und Gegnern von Biokraftstoffen auf und untersucht den Energieträger vor dem Hintergrund einer weltweit rapide ansteigenden Energienachfrage.

Die Studien stehen zum Download zur Verfügung unter www.worldenergy.org

# 5.2 Ausblick 2011

## Geplante Veranstaltungen

### Shale Gas – Auswirkungen auf die Energiemärkte

*voraussichtlich Juni 2011, Berlin*

Die Förderung von unkonventionellem Gas in den USA führte nicht nur zu Veränderungen auf dem amerikanischen Gasmarkt – weltweit waren die Konsequenzen im Gashandel zu spüren. Die Marktzusammenhänge, die Auswirkungen auf Investitionen und Versorgungssicherheit sowie das Potential von Shale Gas-Förderung in Europa soll mit Vertretern der Branche diskutiert werden.

### North Sea Offshore Grid

*voraussichtlich August 2011, Kopenhagen/Dänemark*

Der Netzausbau in der Nordsee ist ein Projekt von definiertem europäischem Interesse, welches sich als Beispiel für zukünftige Netzausbauprojekte darstellt. Nun bedarf es weiterer konkreter Maßnahmen auf politischer, finanzieller und technischer Ebene. Hierzu läd der Weltenergierat – Deutschland gemeinsam mit dem dänischen Komitee Experten der Mitgliedsunternehmen sowie Politiker zu einer High-Level-Konferenz nach Kopenhagen ein.

### World Energy Leader's Summit

*14. – 16. September 2011, Rio de Janeiro/Brasilien*

### Energietag 2011

*11. Oktober 2011, Berlin*

Der Energietag bietet alljährlich ein Forum, zusammen mit hochrangigen Experten die aktuellen Fragestellungen der Energiewirtschaft aus unterschiedlichen Perspektiven zu diskutieren. Diese öffentliche Veranstaltung richtet sich sowohl an Entscheidungsträger der Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik als auch an Multiplikatoren und die interessierte Öffentlichkeit. Das Thema der Veranstaltung wird auf der Website www.weltenergierat.de bekanntgegeben.

### World Energy Outlook 2011

*voraussichtlich November 2011, Berlin*

Wie in den Jahren zuvor werden die Ergebnisse des neuen World Energy Outlook in Kooperation mit dem Bundeswirtschaftsministerium und der Internationalen Energieagentur präsentiert. Im Mittelpunkt stehen diesmal unter anderem die instabilen Energiepreise und ihre wirtschaftlichen Konsequenzen, neue Unsicherheiten in Bezug auf nukleare Energie sowie die Diskrepanz zwischen Zielen und Maßnahmen im Klimaschutz.

### WEC Executive Assembly, November 2011,

*20. – 24. November 2011, Oran/Algerien*

## Geplante Publikationen

Auf Grundlage der strategischen Neuausrichtung des World Energy Council im vergangenen Jahr (siehe „Executive Assembly 2010"), konstituierten sich zahlreiche internationale Arbeitsgruppen. Anfang 2011 nahmen die Studiengruppen ihre Arbeit an zukünftigen Publikationen auf. Einige Studien wurden bereits für die zweite Jahreshälfte 2011 angekündigt:

### Mobility Report

Die Studie zum Thema Energie und Mobilität wird existierende und potenzielle Brennstoffe und Technologien im Verkehrsbereich sowohl qualitativ als auch quantitativ identifizieren und bewerten. Darüber hinaus werden die im Rahmen der Arbeitsgruppe entwickelten Szenarien die potenzielle Entwicklung von Kraftstoffen, Technologien, Verkehrssystemen und der Umweltpolitik beschrieben.

### Energy and Climate Policy Assessment

Die Studie beschäftigt sich nun zum dritten Mal mit globalen energie- und umweltpolitischen Fragen. Der Report wird insbesondere Themen wie Energieeffizienz, Energie und Mobilität sowie Finanzierungsmechanismen beleuchten, internationale Best Practice Beispiele beschreiben sowie auf die Übertragbarkeit von Strategien und Maßnahmen eingehen.

# 5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

## Präsidium

Jürgen Stotz (Präsident)
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum, RWE AG
(Stellvertreter des Präsidenten)
Klaus-Dieter Barbknecht, VNG – Verbundnetz Gas AG
(Schatzmeister)
Dr. Uwe Franke, BP Europa SE
Ulrich Gräber, AREVA NP GmbH
Tuomo J. Hatakka, Vattenfall Europe AG
Michael Heiland, DTK
Dr. Rainer Seele, Wintershall Holding GmbH
Dr. Michael Süß, Siemens AG
Dr. Johannes Teyssen, E.ON AG
(WEC Vice Chair Europe)
Hans-Peter Villis, EnBW AG

## Präsidialausschuss

Dr. Bernd-Michael Zinow, EnBW AG (Vorsitzender)
Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG
Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
Andreas Breitsprecher, Vattenfall Europe AG
Dr. Peter Heinacher, RWE AG
Bernhard Kaltefleiter, VNG – Verbundnetz Gas AG
Dr. Guido Knott, E.ON AG
Dr. Andreas Priefler, Wintershall Holding GmbH
Mathias Schuch, AREVA NP GmbH

## Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
Nicole Kaim
Alexander Zafiriou

## Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
Dr. Rainer J. Abbenseth
Dr. Werner Bledau, Vattenfall Europe AG
Tanja Braun, Hitachi Power Europe GmbH
Prof. Dr. Bernhard Cramer, BGR
Martin Czakainski, ETV GmbH
Paul-Georg Garmer, BDEW e.V.
Daniel Genz, Vattenfall Europe AG
Enno Harks, BP Europa SE
Dr. Joachim Hein, BDI e.V.
Dr. Jörg Jasper, EnBW AG
Karl Krüger, VNG – Verbundnetz Gas AG
Dr. René Lüddecke, EWE AG
Christian Meyer zu Schwabedissen, AREVA NP GmbH
Werner Nowak, E.ON Ruhrgas AG
Dr. Jens Perner, Frontier Economics Ltd.
Dr. Ireneusz Pyc, Siemens AG
Alexander Ribbentrop, REpower Systems AG
Dr. Stefan Ulreich, E.ON AG
Dr. Martin Wedig, GVSt e.V.

## Young Energy Professionals (YEP)

Katharina Bloemer, Vattenfall Europe AG
Tanja Braun, Hitachi Power Europe GmbH
Liisa Clemens, Hitachi Power Europe GmbH
Marc Eisenreich, TU Darmstadt
Kerstin Engel, GETEC Energie AG
Stephanie Flinth, VNG – Verbundnetz Gas AG
Moritz Frahm, E.ON Climate & Renewables GmbH
Stefanie Gunst, VNG – Verbundnetz Gas AG
Margit Hagmeyer, Voith Hydro Holding GmbH & Co KG
Matthias Hermann
Christine Heinrich, Marquard & Bahls AG
Jörn Higgen, E.ON Energy Trading SE
Mareike Huster, Vattenfall Europe AG
Marcel Ketterer, EnBW Trading GmbH
Markus Mindt, AREVA NP GmbH
Matthias Müller, Siemens AG

Tobias Noack
Annina Ogrizek, Stobbe Nymoen & Partner consult GbR
Martin Pinkpank, Lahmeyer International GmbH
Sebastian Rehfeldt, Hitachi Power Europe GmbH
Alexander Ribbentrop, REpower Systems AG
Ingmar Schaaf, RWE Supply & Trading GmbH
Chris Schmelter, Vattenfall Europe Distribution GmbH
Laura Schütte, Vattenfall Europe AG
Armin Schwab, Voith Hydro GmbH & Co KG
Martin Stiegler, Siemens Energy Inc. (USA)

## Mitglieder Weltenergierat – Deutschland

Anwaltssozietät Freshfields Bruckhaus Deringer
AREVA NP GmbH
Autobahn Tank & Rast Holding GmbH
Babcock Borsig Service GmbH
Bayerngas GmbH
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BP Europa SE
DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.
Deutsches ITER Industrie Forum e.V. (DIIF)
Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
Deutsches Atomforum e.V.
Deutsches TalsperrenKomitee e.V.
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH
E&M – Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
E.ON AG
Ernst & Young AG
Evonik STEAG GmbH
EWE AG
Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e.V.
Forschungszentrum Jülich GmbH
Gas-Union GmbH
GVSt Gesamtverband Steinkohle e.V.
3GETAC GmbH
Heitkamp Ingenieur-und Kraftwerksbau GmbH
Hitachi Power Europe GmbH
KPMG AG
Lahmeyer International GmbH
M.A.M.M.U.T Electric GmbH
Marquard & Bahls AG
N-Ergie AG
Nordex AG
Oliver Wyman AG
PricewaterhouseCoopers AG
RheinEnergie AG
Robert Bosch GmbH
RWE AG
Siemens AG/Sektor Energy
SPX Corporation
Stadtwerke Leipzig GmbH
TenneT TSO GmbH
TÜV Rheinland Holding AG
Vattenfall Europe AG
VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDI – Verein Deutscher Ingenieure e.V.
Vestas Wind Systems AG
VGB PowerTech e.V.
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VNG – Verbundnetz Gas AG
Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
WIBERA Wirtschaftsberatung AG
Wintershall Holding AG
50Hertz-Transmission GmbH

# Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung | Erläuterung |
|---|---|
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Europäische Energieregulierungsbehörde) |
| BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. |
| BGR | Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe |
| BIP | Bruttoinlandsprodukt |
| BkartA | Bundeskartelamt |
| BMBF | Bundesministerium für Bildung und Forschung |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie |
| BMZ | Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung |
| BnetzA | Bundesnetzagentur |
| CCS | Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von $CO_2$) |
| CDM | Clean Development Mechanism |
| CEO | Chief Executive Officer |
| CERA | Cambridge Energy Research Associates |
| CGY | Certificado de Garantía Yasuní (Garantiezertifikate für das Yasuní-Projekt) |
| $CH_4$ | Methan |
| $CO_2$ | Kohlenstoffdioxid |
| $CO_2$-eq | Kohlenstoffdioxid-Äquivalent |
| COP | Conference of the Parties der UN Climate Convention |
| CSP | Concentrated Solar Power (Solarthermische Anlage) |
| CPRS | Carbon Pollution Reduction Scheme |
| CPS | Current-Policy-Scenario |
| ct | Eurocent |
| DEBRIV | Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein |
| dena | Deutsche Energie-Agentur |
| DERA | Deutsche Rohstoffagentur |
| DII | DESERTEC Industrial Initiative |
| EDM | Energiedatenmanagement |
| EDV | Elektronische Datenverarbeitung |
| EEFA | Energy Environment Forecast Analysis – Institute |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EEPR | European Energy Programme for Recovery |
| EEV | Endenergieverbrauch |
| EEX | European Energy Exchange |
| EGV | EG-Vertrag (Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft) |
| EIA | Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE) |
| ELIX | European Electricity Index |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity (Vereinigung der europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber) |
| ENTSO-G | European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber) |
| EOR | Enhanced Oil Recovery (verbesserte Erdölgewinnung) |
| EP | Europäisches Parlament |
| EPEX | European Power Exchange Spot SE |
| ERGEG | European Regulator's Group for Electricity and Gas (Vereinigung europäischer Regulatoren) |
| ETS | European Emission Trading System |
| EUA | European Union Allowances (EU-Emissionsrechte) |
| EU-15 | Mitgliedstaaten der Europäischen Union (vor der 1. Erweiterung 2004) |
| EU-27 | Mitgliedstaaten der Europäischen Union (Stand 2007) |
| F&E | Forschung und Entwicklung |
| FKW | Perflourierter Kohlenwasserstoff |
| GDP | Gross Domestic Product (Bruttoinlandsprodukt) |
| GHD | Greenhouse Gas (Treibhausgas) |
| GuD | Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk |
| GVSt | Gesamtverband Steinkohle e.V. |
| GW | Gigawatt |
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle |
| GUS | Gemeinschaft Unabhängiger Staaten |
| GW | Gigawatt |
| H-FKW | Teilhalogenierter Flourkohlenwasserstoff |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| IEA | Internationale Energieagentur |

| Abkürzung | Erläuterung |
|---|---|
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle (Anlagen mit integrierter Kohlevergasung) |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| ISO | Independent System Operator (unabhängiger Verteilnetzbetreiber) |
| ITO | Independent Transmission Operator (unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber) |
| ITRE | Committee on Industry, Research and Energy des Europäischen Parlamentes (Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie) |
| JI | Joint Implementation |
| KMU | Kleinere und mittlere Unternehmen |
| kWh | Kilowattstunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWK-G | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| LBEG | Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie |
| LNG | Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas) |
| LULUCF | Land Use, Land-Use Change and Foresty |
| $m^2/a$ | Quadratmeter Nutzfläche |
| Mio | Millionen |
| Mrd | Milliarden |
| MW | Megawatt |
| NAP | Nationaler Allokationsplan beim EU-Emissionsrechtehandel |
| $N_2O$ | Distickstoffoxid |
| NGO | Non-Governmental Organisation |
| NPS | New-Policy-Scenario |
| NRA | National Regulatory Authority (Nationale Regulierungsbehörden der EU Mitgliedstaaten) |
| OE | Öläquivalent |
| OECD | Organisation for Economic Co-operation and Development |
| OME | Other Major Economies (Große Nicht-OECD Volkswirtschaften, z. B.: Brasilien, China, Mittlerer Osten, Russland, Südafrika) |
| OPEC | Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder) |

| Abkürzung | Erläuterung |
|---|---|
| OTC | over the counter (bilaterale Geschäfte, die außerbörslich stattfinden, ggf. über die Börse abgewickelt werden können.) |
| PEV | Primärenergieverbrauch |
| PV | Photovoltaik |
| ppm | parts per million |
| PPP | Purchasing Power Parity (Kaufkraftparität) |
| REDD | Reducing Emissions from Deforestation and Degration (Reduktion von Emissionen aus Entwaldung und Schädigung von Wäldern) |
| RÖE | Rohöleinheiten |
| RPS | Renewable Portfolio Standards (Quotensystem für Eneuerbare Energien im Erzeugungsmix in den USA) |
| SEER | Strategic European Energy Review (Energieaktionsplan) |
| SET-Plan | Strategieplan für Energietechnologie |
| $SF_6$ | Schwefelhexafluorid |
| SKE | Steinkohleneinheiten |
| TEC | Transatlantic Economic Council (Transatlantischer Wirtschaftsrat) |
| THG | Treibhausgas |
| TWh | Terrawattstunde |
| UCTE | Union for the Coordination and Transmission of Electricity |
| UN | United Nations (Vereinte Nationen) |
| UNEP | United Nations Environmental Program (Umweltprogramm der Vereinten Nationen) |
| UNFCCC | United Nations Framework Convention on Climate Change |
| USA | United States of America |
| USD | US-Dollar |
| VAE | Vereinigte Arabische Emirate |
| VO | Verordnung der Europäischen Union |
| VDEW | Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. |
| WEC | World Energy Council |
| WEO | World Energy Outlook |
| WTO | World Trade Organization |

# Energieeinheiten

| Zieleinheit / Ausgangseinheit | Mio. t SKE | Mio. t RÖE | Mrd. kcal | TWh* |
|---|---|---|---|---|
| 1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE) | – | 0,7 | 7.000 | 8,14 |
| 1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE) | 1,429 | – | 10.000 | 11,63 |
| 1 Mrd. Kilokalorien (kcal) | 0,000143 | 0,0001 | – | 0,001163 |
| 1 Terawattstunde (TWh) | 0,123 | 0,0861 | 859,8 | – |

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

(1 Barrel = 159 Liter)

| | | | |
|---|---|---|---|
| Kilo | = k | = $10^3$ | = Tausend |
| Mega | = M | = $10^6$ | = Million |
| Giga | = G | = $10^9$ | = Milliarde |
| Tera | = T | = $10^{12}$ | = Billion |
| Peta | = P | = $10^{15}$ | = Billiarde |

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin
Tel: +49 (0)30/20616750
E-Mail: info@weltenergierat.de

www.worldenergy.org · www.weltenergierat.de

Schutzgebühr: 18,– €