

# Energie für Deutschland 2013

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:

Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa



WORLD ENERGY COUNCIL  
Weltenergieat - Deutschland



# **Energie für Deutschland 2013**

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.

Mai 2013

## **Impressum**

Energie für Deutschland 2013  
Redaktionsschluss: Mai 2013

### **Herausgeber:**

Weltenergierat – Deutschland e.V.  
Gertraudenstraße 20  
D-10178 Berlin  
Tel: +49 (0)30/20616750  
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  
Klaus-Peter Kreß

### **Druck:**

DCM Druck Center Meckenheim GmbH  
www.druckcenter.de

### **Titelbilder:**

Windkraftanlagen: © World Energy Council  
Häuserwand: © Jürgen Fälchle – Fotolia.com  
Bauarbeiter: © 123rf  
Freiheitsstatue: © SSQ – Fotolia.com  
EU: © Europäische Kommission  
Bohrturm: © Nightman1965 – Fotolia.com  
Verkehr: © World Energy Council

Bild S. 141-143: © Weltenergierat – Deutschland/Kruppa

Bild S. 144: © Ghorfa/Zeitz

Bild S. 145 WEO: © BMWi

Bild S. 146 Schweizerische Botschaft: © Steinemann/PIXEL+DOT

Bild S. 146 WELS: © World Energy Council

Bilder S. 148: © Lahmeyer International; Simon Alt; Hannes Bieler; Chris Schmelter; Martin Pinkpank



# Vorwort



2013 ist ein Jahr der großen Ereignisse in- und außerhalb des Weltenergieerates. Allen voran der 22. Weltenergiekongress, im Oktober in Daegu, Südkorea, unter dem Motto „Securing Tomorrow's Energy Today“. Für den Weltenergieerat ist „Nachhaltigkeit“ kein Modebegriff des neuen Jahrhunderts. Seit seiner Gründung 1923 setzen wir uns für eine nachhaltige Erzeugung und Versorgung mit Energie zum Wohle aller Menschen ein.

Die Welt befindet sich weiterhin in einem großen Ungleichgewicht zwischen hochentwickelten Ländern, aufstrebenden Schwellenländern, die ihren Energiehunger sicher und günstig stillen müssen, und Entwicklungsländern, in denen insgesamt 1,3 Mrd. Menschen bis heute keinen Zugang zu Strom haben.

In Europa werden bereits die energie- und klimapolitischen Ziele für 2030 definiert. Sie schaffen Planungssicherheit für Unternehmen und Leitlinien für nationale Energiepolitiken. In einem europäischen Binnenmarkt für Strom und Gas sind gemeinsame Regeln und Ziele zentral, um Wettbewerb sowie Synergien zu schaffen. Mehr Europa im Stromnetzbereich würde zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien führen – so dargestellt in unserer Studie zu Wasserkraftspeichern in Europa vom Oktober 2012 (siehe Kapitel 4.7) – und zu mehr Versorgungssicherheit. Zugleich ist klar: Wenn etwas auf der einen Seite einer grenzüberschreitenden Leitung politisch entschieden wird, hat es unmittelbare Folgen für Länder, Systeme und Investoren auf der anderen Seite. Daher ist eine engere politische Koordination auf europäischer Ebene wichtig. Nur so kann eine nachhaltige, sichere, vor allem aber auch bezahlbare Energieversorgung gestaltet werden.

In Deutschland ist außer der ergebnislosen Diskussion um eine Strompreisbremse aufgrund bevorstehender Wahlen nicht mehr viel geschehen (siehe Kapitel 4.2). Obwohl es heute notwendiger denn je ist, den Blick auch auf die Kosten zu richten. Über 350 Mrd. Euro, rechnet der Bundesverband der Deutschen Industrie aus, werden noch bis 2030 ins Energiesystem investiert. 20 Mrd. Euro sind 2013 von den Verbrauchern für die EEG-Umlage zu zahlen. Der Endkundenstrompreis steigt stetig, obwohl die Börsenpreise sinken. Effiziente gasbefeuerte Kraftwerke stehen zum Teil still, weil sie sich immer weniger rentieren. Das Marktdesign stößt an seine Grenzen und muss zeitnah reformiert werden. Auch im Ausland ist man weiterhin skeptisch, dass Deutschland seine Zielvorgaben erreicht und dabei seine Wirtschaftskraft beibehält, so die Ergebnisse unserer internationalen Umfrage vom März 2013 (siehe Umfrage S. 150).

Die Frage nach der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und Europas stellt sich nach der „Shale Gas Revolution“ in den USA umso mehr. Sowohl Energieautarkie als auch Re-Industrialisierung sind dort in Sicht. Der dortige Gaspreis liegt um ein vielfaches niedriger als bei uns. Dies führt sowohl klimapolitisch als auch im internationalen Standortwettbewerb der Industrie zu enormen Vorteilen gegenüber dem Rest der Welt. Wir hätten sowohl in Europa als auch in Deutschland technische und wirtschaftliche Optionen, die Weichen für die Förderung von unkonventionellem Erdgas zu stellen. Allein die Potenziale in Deutschland sind signifikant: Bis zu 2,3 Bill. m<sup>3</sup> technisch gewinnbares Erdgas sind laut BGR vorhanden und stellen damit das Zehnfache unserer vorhandenen konventionellen Reserven und Ressourcen dar (siehe Kapitel 4.6).

Die Länder Europas sollten die Chancen und Risiken der eigenen Förderung von unkonventionellem Gas mit weiterentwickelten, umweltfreundlichen Methoden sachlich prüfen und nicht im Vorhinein ausschließen. Nur so kann Europa als Standort für die Entwicklung neuer Technologien erhalten bleiben und andererseits die Wettbewerbsfähigkeit für die Industrie gewährleistet werden. Hier müssen gemeinsam von Politik und Wirtschaft tragfähige Lösungen im Sinne der Nachhaltigkeit geschaffen werden, die breite Akzeptanz finden.

Jürgen Stotz

Präsident  
Weltenergieerat – Deutschland e.V.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa</b>	<b>7</b>
1.1 Einleitung	10
1.2 Verfügbarkeit von Erdgas weltweit	11
1.3 Die bisherige Entwicklung in den USA	14
1.4 Die Bedeutung der USA für den weltweiten Erdgashandel	19
1.5 Vorteile der Shale Gas-Förderung für die US-Wirtschaft	22
1.6 Die zukünftige Entwicklung	25
1.7 Fazit	30
<b>2. Energie in der Welt</b>	<b>33</b>
2.1 Zahlen & Fakten	35
2.2 World Energy Outlook 2012	40
2.3 COP-18 in Doha	46
2.4 Regenerative Energieversorgung weltweit	50
2.5 Wende in Japans Stromversorgung?	53
<b>3. Energie in der Europäischen Union</b>	<b>57</b>
3.1 Zahlen & Fakten	59
3.2 Aktuelle Schwerpunkte europäischer Energiepolitik	67
3.3 Power Choices Reloaded: Klimaschutzenszenarien für die EU	69
3.4 Börsenhandel an der EEX und der EPEX	74
3.5 Die EU-Energieeffizienzrichtlinie und ihre nationale Umsetzung	77
3.6 Europäische Energieversorgungssicherheit im Wandel	80
<b>4. Energie in Deutschland</b>	<b>89</b>
4.1 Zahlen & Fakten	91
4.2 Kapazitätsmodelle in Deutschland	106
4.3 Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	109

4.4	Monitoring der Energiewende	112
4.5	Gebäudeenergieeffizienz als ein Schlüsselement der Energiewende	113
4.6	Schiefergas-Potenzial in Deutschland	115
4.7	Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende	119
4.8	Netzentwicklungsplan 2012	121
4.9	Die Rolle der Finanzwirtschaft bei Energieinvestitionen	127
4.10	Indikatoren zur Messung der Energieeffizienz in Deutschland	130
4.11	Kraftwerksprojekte in Deutschland	133
<b>5.</b>	<b>WEC Intern</b>	<b>137</b>
	World Energy Council (WEC) und Weltenergieerat – Deutschland	139
5.1	Höhepunkte 2012 / 2013	140
5.2	Ausblick	152
5.3	Gremien des Weltenergieerat – Deutschland	153
<b>6.</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>155</b>
<b>7.</b>	<b>Energieeinheiten</b>	<b>157</b>



# Schwerpunktthema: Nicht-konventionelle Erdgas- vorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa\*

Prof. Felix Müsgens, BTU Cottbus  
Prof. Andreas Seeliger, DHBW Mosbach



\* Der Weltenergieatlas – Deutschland dankt den Autoren dieses Schwerpunktkapitels ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung.



## Executive Summary

Shale Gas hat in den USA mittlerweile eine große energie-wirtschaftliche Bedeutung. So stieg der Anteil an Shale Gas an der gesamten US-amerikanischen Gasförderung bis Ende 2011 auf 30 Prozent – mit weiter steigender Tendenz. Dadurch sind die amerikanischen Gasimporte gesunken und die Gaspreise gefallen. Durch die niedrigen Gaspreise wird Erdgas in den USA vermehrt auch zur Stromerzeugung eingesetzt. Damit beeinflusst der niedrige Gaspreis auch die Strompreise, die ebenfalls rückläufig sind. Durch die Preisrückgänge dieser beiden wichtigen Endenergieträger sind die Energiekosten des produzierenden Gewerbes in den USA deutlich zurückgegangen. Insbesondere bei energieintensiven Industriezweigen wie Papierherstellung und Grundstoffchemie, in denen die Energiekosten einen Anteil von über 10 % an den gesamten Produktionskosten darstellen, haben sich dadurch die Produktionsbedingungen in den USA verbessert.

Ein Vergleich zwischen Deutschland und den USA zeigt, dass die Strom- und Gaspreise für das produzierende Gewerbe in Deutschland aktuell deutlich über dem amerikanischen Niveau liegen. In dieser Hinsicht hat Deutschland (zusammen mit vielen anderen Ländern in Europa) derzeit also schlechtere Standortbedingungen als die USA. Für Investitionsentscheidungen ist jedoch nicht nur der Status-Quo entscheidend, sondern auch die Erwartung über die Zukunft. Die zentralen weiterführenden Fragen sind also, ob die heute vorhandenen Preisunterschiede in Zukunft Bestand haben werden und ob darauf basierend zukünftig Investitionsverschiebungen stattfinden werden.

Dies ist derzeit schwer zu prognostizieren, da eine Vielzahl teilweise gegenläufiger Aspekte abgewogen werden muss. Mit Hinblick auf den gaswirtschaftlichen Rahmen in beiden Ländern erscheint es jedoch plausibel, dass die Preisunterschiede von Dauer sein können. Grundsätzlich ist hierbei neben Gasförderungsaspekten und unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen vor allem der Gasferntransportbereich zu nennen.

Bezüglich der Förderung kann davon ausgegangen werden, dass sich die Förderung von Shale Gas in Deutschland und Europa weniger dynamisch entwickeln wird als in den USA, was neben den geringeren und vermutlich kostenintensiveren Vorkommen vor allem an der skeptischen politischen Haltung in wesentlichen Ländern (v. a. Deutschland) liegt.

Aktuell ist der hohe Preisunterschied zwischen Deutschland und den USA auch auf unterschiedliche Preisbildungsmechanismen zurückzuführen. Während in den

USA die Gaspreise ausschließlich über das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage am Markt gebildet werden, sind in Deutschland und weiten Teilen Europas nach wie vor auch langfristige Lieferverträge mit Ölpreisindizierung präsent. Zukünftig wird die Bedeutung der Ölpreisbindung jedoch auch in Europa rückläufig sein. Dadurch dürfte sich das Preisniveau in Europa strukturell etwas absenken (derzeit liegt in Deutschland das Preisniveau für Kontrakte ohne Ölpreisbindung niedriger als für ölpreisgebundene Verträge). Allerdings wird dieser Effekt nicht ausreichen, um die Preise auf das aktuelle US-Preisniveau zu drücken. Dies gilt selbst bei einer Zunahme der interkontinentalen Handelsströme.

Dauerhafte Preisunterschiede werden auch durch hohe Transportkosten zwischen den USA und Europa zementiert. Trotz starker Kapazitätserweiterungen im internationalen Gastransport per Tanker (LNG) und bereits realisierten Kostensenkungen bleiben die Transportkosten so hoch, dass selbst bei den momentan niedrigen US-Preisen (die aktuell nur rund ein Drittel des deutschen Preisniveaus ausmachen) US-Shale Gas zwar wettbewerbsfähig angeboten werden könnte, aber nicht zu größeren Preisrückgängen in Deutschland führen würde.

Die Analyse des energiewirtschaftlichen Rahmens führt uns zu dem Fazit, dass sich unter den gegebenen Voraussetzungen dauerhafte Wettbewerbsnachteile für die Europäische Industrie ergeben. Um in diesem Kontext auch in Deutschland und Europa Wertschöpfung und Arbeitsplätze zu sichern, sollten die Nachteile zumindest möglichst klein gehalten werden – oder auch durch Vorteile an anderer Stelle kompensiert werden. Beispielsweise könnte die skeptische Haltung gegenüber einer einheimischen Shale Gas-Förderung überprüft werden.

## 1.1 Einleitung

Die Förderung nicht-konventioneller Energievorkommen, insbesondere von Shale Gas, wird derzeit weltweit intensiv diskutiert. Der Rückgang konventioneller Gas- und Ölvorkommen wird überkompensiert vom technischen Fortschritt bei der Gewinnung nicht-konventioneller Vorkommen. Die Förderung nicht-konventioneller Erdgasvorkommen hat in den USA deshalb zu einem Zuwachs der aggregierten Erdgasförderung geführt.

Auch in Deutschland ist die Diskussion sehr ausgeprägt, wobei zwei miteinander verwobene Themen im Fokus stehen: Zunächst wird diskutiert, ob und unter welchen Voraussetzungen man die Shale Gas-Förderung auch in Deutschland erlauben sollte. Zwar einigten sich der Bundesumwelt- und der Bundeswirtschaftsminister Ende Februar 2013 auf gemeinsame Vorschläge (BMU/BMWi 2013), diese erlauben jedoch noch keine belastbaren Prognosen zum weiteren Umgang mit der Shale Gas-Förderung in Deutschland. Insgesamt stehen in Deutschland jedoch eher die Risiken bei der Förderung nicht-konventioneller Energieträger im Zentrum der Debatte, während in den USA die Chancen im Vordergrund zu stehen scheinen. Auch dieser zweite Aspekt des aktiven Vorantreibens der Technologie in den USA wird in Deutschland diskutiert. Unter anderem, da die USA bereits seit mehreren Jahren auf die Förderung von Shale Gas setzen und mittlerweile große Mengen gewinnen, sind die Gaspreise dort im Verhältnis zu Deutschland und anderen Industrienationen derzeit niedrig. In diesem Zusammenhang wird vielfach erörtert, welche Auswirkungen dies auf die Industrie in den USA („Re-Industrialisierung“) und in der Folge auch auf die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland hat.

Auffällig ist dabei, dass beide Themen nicht nur die Experten aus Energiewirtschaft und Geologie interessieren, sondern auch intensiv in den (Massen-)Medien diskutiert werden.<sup>1</sup> Dabei erfolgt die Diskussion jedoch nicht immer sachlich. Ziel der vorliegenden Analyse ist es, zur Versachlichung beizutragen. In der Einführung in Kapitel 1.2 wird zunächst die weltweite Verfügbarkeit von Erdgas vorgestellt. Dabei werden kurz Fragen beantwortet wie: Wie viel Erdgas gibt es? Wo liegt es? Wie lange reicht es? Kapitel 1.3 stellt die Entwicklung in den USA dar. Dabei wird sich bewusst auf die Vergangenheit beschränkt, um Prognoseunsicherheiten zu vermeiden. Kapitel 1.4 ordnet die Entwicklung in der amerikanischen Erdgaswirtschaft in den globalen Kontext ein. Kapitel 1.5 analysiert,

welche Vorteile die USA im internationalen Vergleich, und hier insbesondere bezogen auf Deutschland, durch die Shale Gas-Förderung haben. Dabei wird auch auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaftsstandorte, insbesondere im Hinblick auf die Ansiedelung von energieintensiver Industrie, eingegangen. In Kapitel 1.6 wird die Unsicherheit analysiert, die derzeit im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Erdgasmärkte in den USA, insbesondere aber in Europa, besteht und ein plausibles Szenario vorgestellt, in dem die Erdgaspreise in den USA auch langfristig unter dem europäischen Niveau liegen werden. Kapitel 1.7 beschließt die Arbeit mit einem Fazit.

<sup>1</sup> Allein die Suche nach dem Stichwort „Schiefergas“ liefert (am 11.3.2013) 39 relevante Artikel bei der Frankfurter Allgemeinen Zeitung, 75 relevante Artikel beim Handelsblatt und 62 relevante Artikel in der Welt.

## 1.2 Verfügbarkeit von Erdgas weltweit

### Globale Erdgasvorkommen im Überblick

Die weltweiten Erdgasreserven belaufen sich aktuell auf ca. 196 Bill. m<sup>3</sup>.<sup>2</sup> Diese Menge beinhaltet bereits einige nicht-konventionelle Vorkommen. Neben den seit längerer Zeit bereits nicht mehr separat ausgewiesenen Tight Gas-Mengen sind ca. 3 Bill. m<sup>3</sup> Shale Gas- und 2 Bill. m<sup>3</sup> Kohleflözgas-Reserven enthalten.<sup>3</sup> Bezogen auf die aktuelle weltweite Förderrate in Höhe von 3,3 Bill. m<sup>3</sup> ergibt sich eine statische Reichweite der Reserven von knapp unter 60 Jahren.<sup>4</sup> Perspektivisch können die Reserven

<sup>2</sup> Diese und die folgenden Werte wurden BGR (2012a) entnommen. Aufgrund unterschiedlicher Bewertungssystematiken weichen andere Quellen von diesem Wert ab, allerdings sind die Differenzen verglichen mit denen im Erdölbereich deutlich geringer. BP (2012) schätzt die Reserven auf 208 Bill. m<sup>3</sup>, OPEC (2012) sieht ebenfalls Reserven in Höhe von 196 Bill. m<sup>3</sup>.

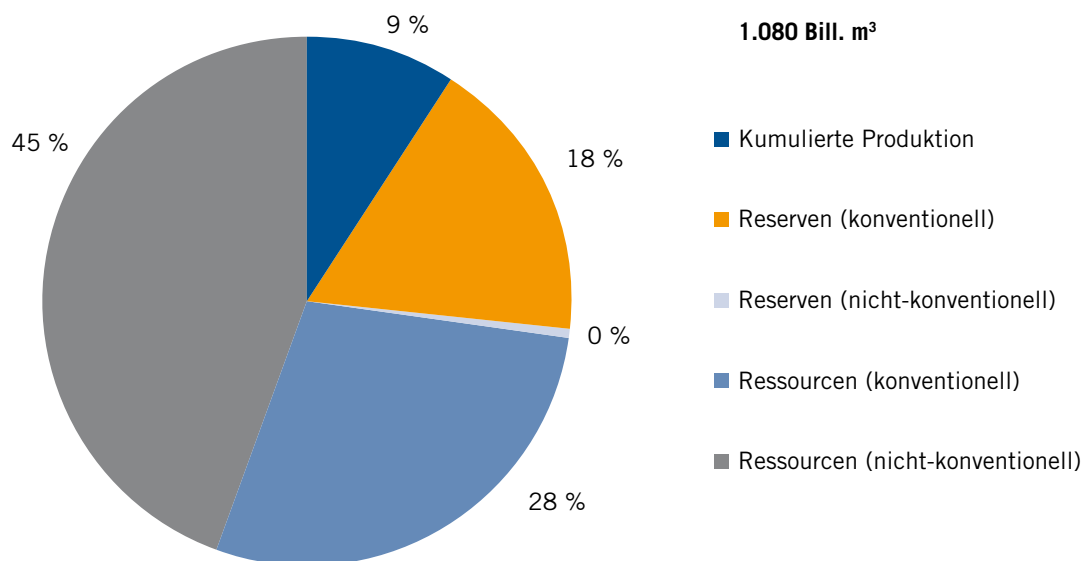
<sup>3</sup> Tight Gas und Shale Gas sind Erdgase, die in dichten Gesteinen lagern. Während die Förderung von Tight Gas aus Sandstein erfolgt, liegt Shale Gas (oder auch Schiefergas) in Tonstein gebunden vor. Speziell letztere benötigen erhebliche zusätzliche Anstrengungen, um das Erdgas gewinnen zu können. Kohleflözgase können aus Kohlelagerstätten gefördert werden, wobei zwischen unverritzten Lagerstätten sowie stillgelegten und aktiven Bergwerken unterschieden wird. Vgl. BGR (2009) und IEA (2012a) für detaillierte Charakterisierungen.

<sup>4</sup> Die statische Reichweite (auch Reserve/Produktions-Verhältnis) ist eine populäre, jedoch auch missverständliche Kennzahl zur Rohstoffverfügbarkeit. Beide Größen, also Reserven und Produktion, sind jedoch im Zeitablauf variabel, sodass die errechnete Reichweite in Jahren nur einen sehr groben Indikator darstellt.

aus dem konventionellen Ressourcenbestand erweitert werden. Dieser beläuft sich aktuell auf weitere 307 Bill. m<sup>3</sup>, sodass sich die statische Reichweite unter Berücksichtigung der Ressourcen auf über 150 Jahre erhöht. Darüber hinaus schätzt die BGR die nicht-konventionellen Ressourcen auf 478 Bill. m<sup>3</sup>. Auf die marktnahen nicht-konventionellen Vorkommen entfällt dabei der größere Anteil (157 Bill. m<sup>3</sup> Shale Gas, 50 Bill. m<sup>3</sup> Kohleflözgas sowie 63 Bill. m<sup>3</sup> Tight Gas), der Rest setzt sich zusammen aus technologisch und kommerziell aktuell nicht verwertbaren Aquiferengasen und Methanhydraten. Unter Berücksichtigung der bisherigen Förderung an Erdgas von ca. 99 Bill. m<sup>3</sup> ergibt sich somit ein Gesamtpotenzial von ca. 1080 Bill. m<sup>3</sup>, dessen Zusammensetzung in Abbildung 1.1 dargestellt ist.

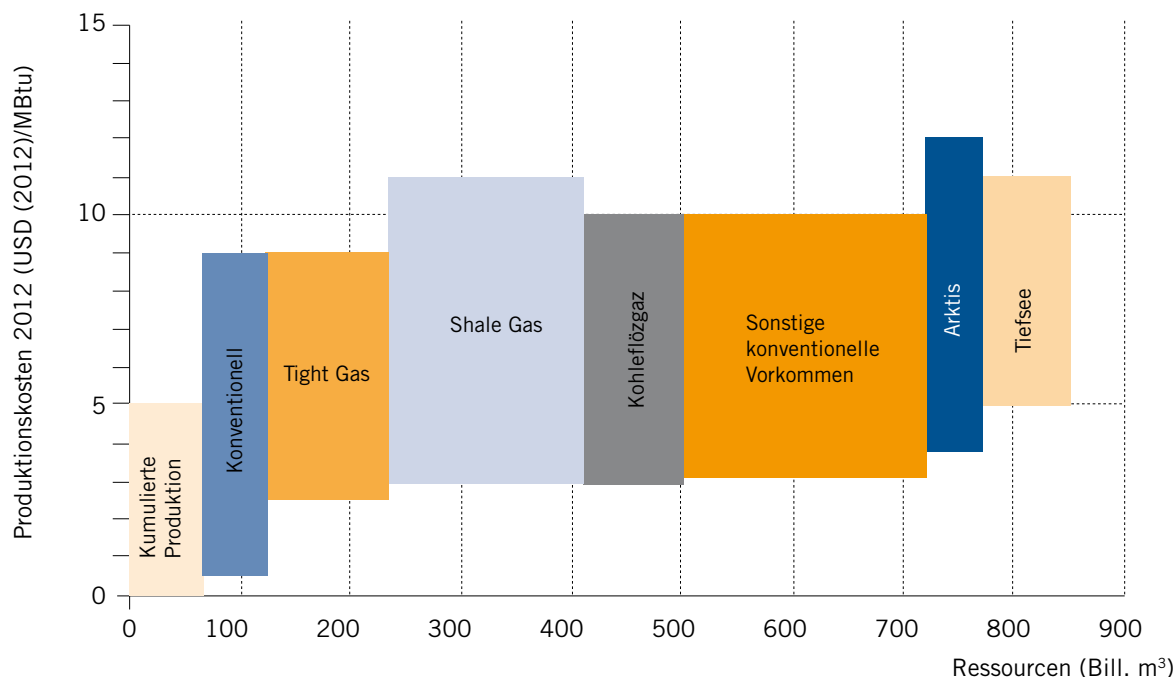
Interessant ist in diesem Zusammenhang ein Vergleich zum Erdöl. Hier sind nicht-konventionelle Vorkommen bereits seit längerem im Markt etabliert. Dies betrifft v.a. Ölsande in Kanada und Schwerstöle in Venezuela. Bei den verfügbaren konventionellen Reserven liegen Erdgas und Erdöl bezogen auf den Energiegehalt ungefähr gleichauf. Während beim Erdgas durch Shale Gas- und Kohleflözgasreserven lediglich ca. 3 % zu den Reserven hinzugerechnet werden können, beläuft sich der Anstieg der Ölreserven durch Hinzuzählen der nicht-konventio-

Abbildung 1.1: Übersicht über das weltweite Potenzial an Erdgas (Anteile in Prozent)



Quelle: Eigene Darstellung nach BGR (2012a)

Abbildung 1.2: Produktionskosten verschiedener Erdgasvorkommen\*



\* MBtu (Million British Thermal Units) ist eine gängige Energiemaßeinheit für Erdgas. Bei aktuellen Wechselkursen (ca. 1,30 USD/EUR) entspricht ein USD/MBtu ca. 2,60 €/MWh. MBtu wird häufig auch als MMBTU geschrieben. Beides entspricht einer Million, da letzteres „1000 mal 1000“ in lateinischen Zahlen (M=1000) bedeutet. Eine Umrechnung in m³ ist ohne weitere Kenntnis der einzelnen Brennwerte strenggenommen nicht möglich (Volumenmaß vs. Energiemaß). Näherungsweise entspricht 1 m³ jedoch ca. 10 kWh bzw. 0,03 MBtu.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis IEA (2010), IEA ETSAP (2010), IEA (2012a) und Deutsche Bank (2013).

nellen Ölreserven auf fast 30 %. Da jedoch die nicht-konventionellen Ressourcen beim Erdgas höher eingestuft werden als beim Erdöl, kann bei einem Vorantreiben der nicht-konventionellen Gasfördertechnologien mit erheblichen Zuwächsen der gewinnbaren Reserven gerechnet werden.<sup>5</sup>

### Physische vs. kommerzielle Verfügbarkeit

Aus den zuvor dargelegten Werten wird ersichtlich, dass beim Erdgas auf absehbare Zeit keine physische Knappheit zu erwarten ist. Diese Aussage gilt auch dann, wenn (erwartungsgemäß) technische, ökonomische und umweltpolitische Gründe eine Nutzung von Methanhydraten

(und ggf. auch Aquiferengas) in absehbarer Zeit ausschließen sollten.

Aus ökonomischer Sicht ist die physische Verfügbarkeit ohnehin nur einer von mehreren zentralen Parametern. Von noch höherer Bedeutung für den Abbau ist die kommerzielle Verfügbarkeit, also das Verhältnis der Reservenentwicklungs- und Produktionskosten in Relation zu den aktuellen und prognostizierten Preisen von Gas und möglicher Substitute.<sup>6</sup> Wie in Abbildung 1.2 ersichtlich, liegen die Förderkosten der nicht-konventionellen Erdgasvorkommen zwar größtenteils über den konventionellen Quellen, allerdings existiert ein recht hoher Überschneidungsbereich.

Dies bedeutet, dass zahlreiche Shale, Tight und Kohleflözgase (Coalbed Methane – CBM) bezüglich ihrer Förder-

<sup>5</sup> Allerdings beinhalten die Ressourcenangaben Aquiferengas, Methanhydrate und Ölschiefer. Werden diese mit hoher Unsicherheit behafteten Quellen herausgerechnet, liegen die Erdgasressourcen zwar immer noch darüber, jedoch weniger deutlich). Eine detaillierte Betrachtung findet sich in BGR (2012a).

<sup>6</sup> Vgl. dazu grundlegend Adelmann (1990).

kosten mit den meisten konventionellen Vorkommen durchaus konkurrieren können.

## Regionale Verteilung der Vorkommen und Fördermengen

Die nicht-konventionellen Ressourcen sind weltweit breit gestreut. Die größten Vorkommen werden in Nordamerika (USA, Kanada, Mexiko) sowie in Südamerika (bspw. Argentinien), Ostasien (v.a. China) und Australien vermutet. Die Schätzungen sind jedoch unsicher und variieren je nach Quelle und Veröffentlichungsjahr. Dies gilt zwar grundsätzlich auch für Daten aus den USA, allerdings weisen diese die höchste Qualität auf, da hier die kommerzielle Förderung von nicht-konventionellen Ressourcen am weitesten fortgeschritten ist. So sind es auch überwiegend Vorkommen in den USA, die aktuell zu den weltweiten nicht-konventionellen Gasreserven (3,3 von 4,6 Bill. m<sup>3</sup>) gezählt werden können.<sup>7</sup>

Bei Angaben zu Fördermengen muss berücksichtigt werden, dass sich für Tight Gas-Vorkommen (Sandstein und Karbonate) keine konsistenten Angaben für die weltweite Förderung mehr finden, da diese seit längerem in den konventionellen Fördermengen enthalten sind. Kleinere Mengen werden u.a. auch in Deutschland gefördert, die weltweit größten Fördervolumen stammen jedoch aus den USA (ca. 170 Mrd. m<sup>3</sup>/a). Shale Gas-Mengen werden aktuell ausschließlich in den USA im nennenswerten Umfang gefördert (ca. 190 Mrd. m<sup>3</sup>/a). Auch bei Kohleflözgasen stammt ein Großteil der ca. 65 Mrd. m<sup>3</sup>/a aus den USA (ca. 45 Mrd. m<sup>3</sup>/a) und Kanada (ca. 7 Mrd. m<sup>3</sup>/a).<sup>8</sup>

Ungeachtet der weltweit breit gestreuten Ressourcen muss sich eine Diskussion des Beitrags nicht-konventioneller Vorkommen und ganz besonders von Shale Gas mit Hinblick auf Reserven und Produktionszahlen deshalb intensiv mit den USA beschäftigen. In Kapitel 1.3 wird daher nicht nur näher auf den Status-Quo eingegangen, sondern auch die enorme Dynamik dieses Marktsegments in den USA diskutiert.

<sup>7</sup> In anderen Ländern scheidet die Klassifizierung als Reserve oft schon daran, dass diese definitorisch voraussetzt, dass die Vorkommen bekannt (oder mit hoher Wahrscheinlichkeit vorhanden) sein müssen.

<sup>8</sup> Vgl. BGR (2012a) und [www.eia.gov](http://www.eia.gov). Detailliertere aber ältere Angaben finden sich bei BGR (2009) sowie Gény (2010).

## 1.3 Die bisherige Entwicklung in den USA

### Die „Shale Gas-Revolution“ in den USA

Nicht-konventionelle Vorkommen sind in den USA bereits seit längerem Bestandteil des Erdgasangebots. Allerdings ist der Beitrag dieser Vorkommen in der Vergangenheit nur allmählich angestiegen. Vor allem die Förderung von Tight Gas (schon vor 1990) und in etwas geringerem Ausmaß von Kohleflözgas (ab 1990) konnten dabei den Rückgang der Förderung aus konventionellen Vorkommen ausgleichen. Durch die kontinuierliche Ausweitung gelang es den Tight Gas-Produzenten, einen Anteil von ca. 25 % an der US-Förderung zu erlangen. Aufgrund der langsamen (aber stetigen) Zuwächse und der seit längerem nicht mehr erfolgten gesonderten Ausweisung von Tight Gas in den offiziellen Statistiken blieben diese Erfolge jedoch nahezu unbemerkt von weiten Teilen der (Gas-)Welt.<sup>9</sup> Dass in den letzten Jahren nicht-konventionelle Erdgas so in den Vordergrund der öffent-

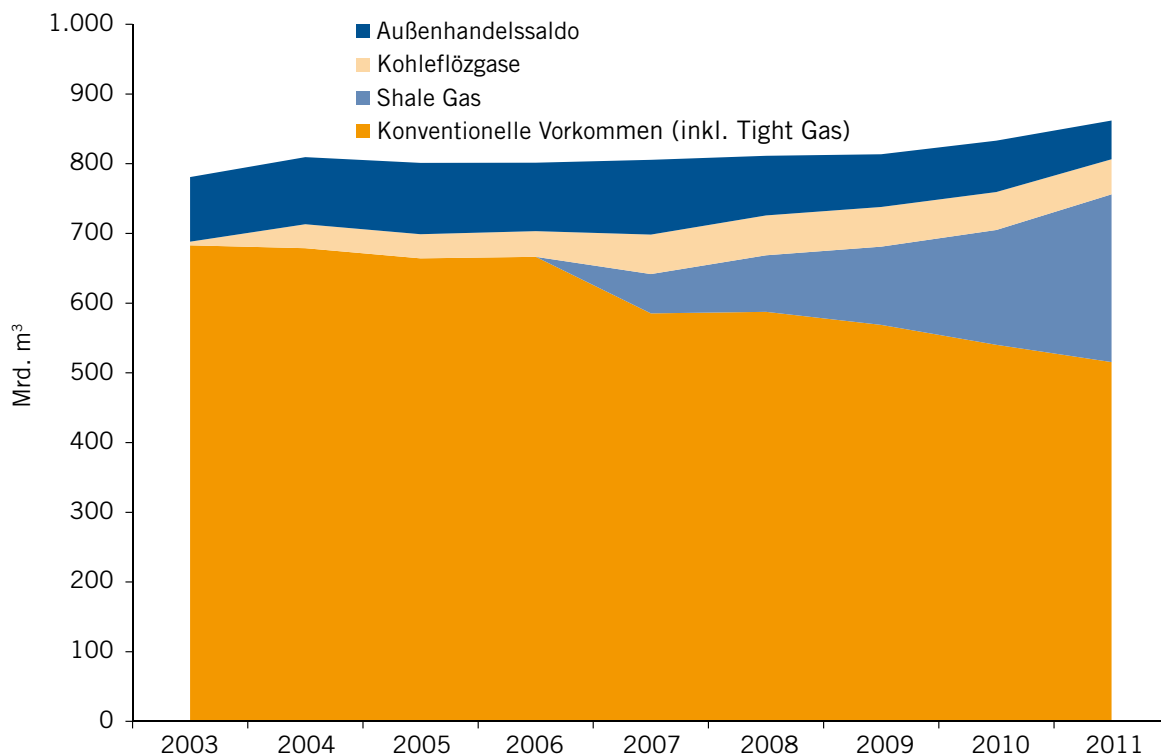
lichen Diskussion geraten sind, liegt an der sogenannten „Shale Gas-Revolution“. Im Vergleich zum Tight Gas erfolgte eine sprunghafte Zunahme der Shale Gas-Förderung in den letzten Jahren. Dabei war der Anstieg so stark, dass nicht nur rückläufige konventionelle Mengen ersetzt werden, sondern dass sogar die Gesamtproduktion – erstmals seit Jahrzehnten – wieder signifikant gesteigert werden konnte.

Abbildung 1.3 zeigt die Entwicklung der Erdgasproduktion (Bruttoförderung<sup>10</sup>) in den USA für den Zeitraum von 2000 bis 2011. Die Grafik zeigt einen Rückgang der „traditionellen Förderung“ (inkl. Tight Gas). Gleichzeitig nimmt jedoch die Produktion von Kohleflözgas und insbesondere von Shale Gas zu. Der Shale Gas-Anteil an der inländischen Erdgasförderung der USA steigt dadurch

9 Vgl. Gény (2010).

10 Die Bruttoförderung übersteigt die vermarktete Menge, da erstere auch den Eigenverbrauch bei der Förderung und einige andere nicht vermarktete Komponenten enthält. Siehe [http://www.eia.gov/dnav/ng/TblDefs/ng\\_prod\\_sum\\_tbldef2.asp](http://www.eia.gov/dnav/ng/TblDefs/ng_prod_sum_tbldef2.asp) für eine genaue Aufschlüsselung.

Abbildung 1.3: Entwicklung des Erdgasaufkommens in den USA



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA ([http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_sum\\_lsum\\_dcu\\_nus\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum_lsum_dcu_nus_a.htm))



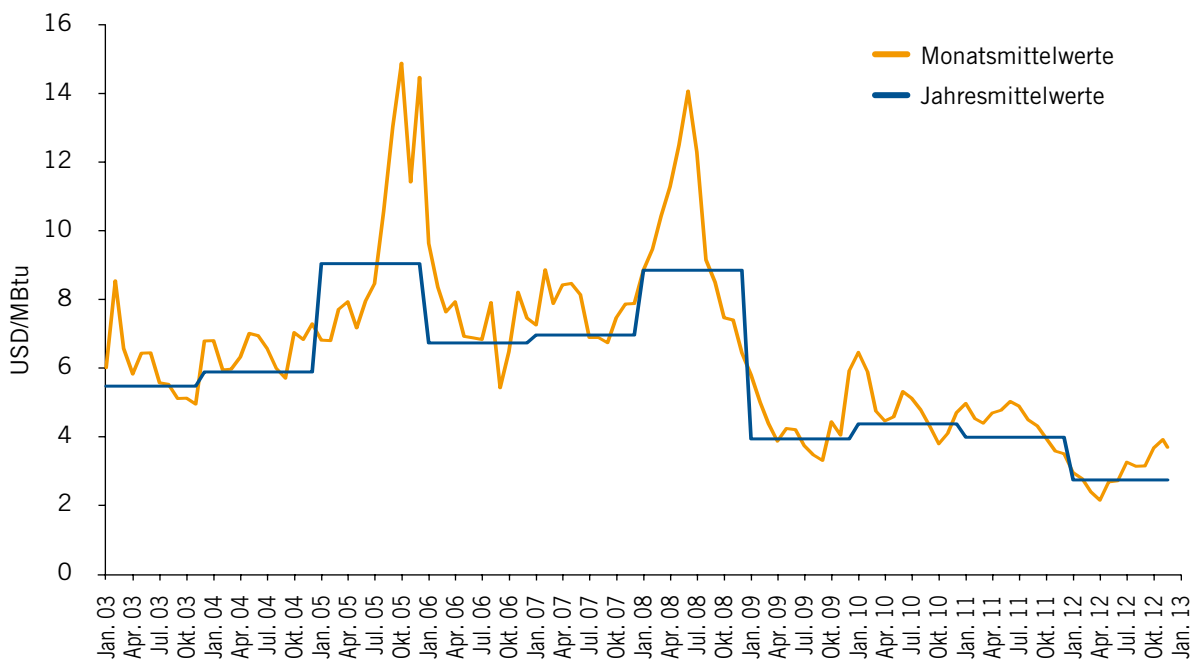
kontinuierlich an. Während der Shale Gas-Anteil bis zum Jahr 2006 nicht ausgewiesen wurde und im Jahr 2007 unter 10 % lag, stieg er bis zum Jahr 2011 auf etwa 30 %.

Der Anstieg der Shale Gas-Produktion kann damit nicht nur den Rückgang der inländischen konventionellen Produktion kompensieren, sondern auch die Nettoimporte (Importe abzüglich Exporte) verringern. Diese Entwicklung erfolgt unter den Rahmenbedingungen einer insgesamt steigenden Gasnachfrage in den USA. Die USA sind jedoch gegenwärtig noch ein Nettoimporteur von Erdgas. Die derzeit intensiv geführte Diskussion, inwieweit Shale Gas exportiert werden soll bzw. darf, stellt sich also insbesondere für die Zukunft. Dieser Aspekt wird ausführlicher in den Kapiteln 1.4 bis 1.6 diskutiert.

Die Zunahme der Shale Gas-Förderung in den USA hat mehrere Gründe. Ein wesentlicher liegt in der amerikanischen Gesetzgebung. In den USA liegen die Förderrechte beim Besitzer des jeweiligen Landes, in Deutschland dagegen verbleibt ein Großteil der Margen aus der Förderung beim Staat, der Landbesitzer erhält lediglich eine Entschädigung. Ein weiterer Grund wird von Paul Joskow

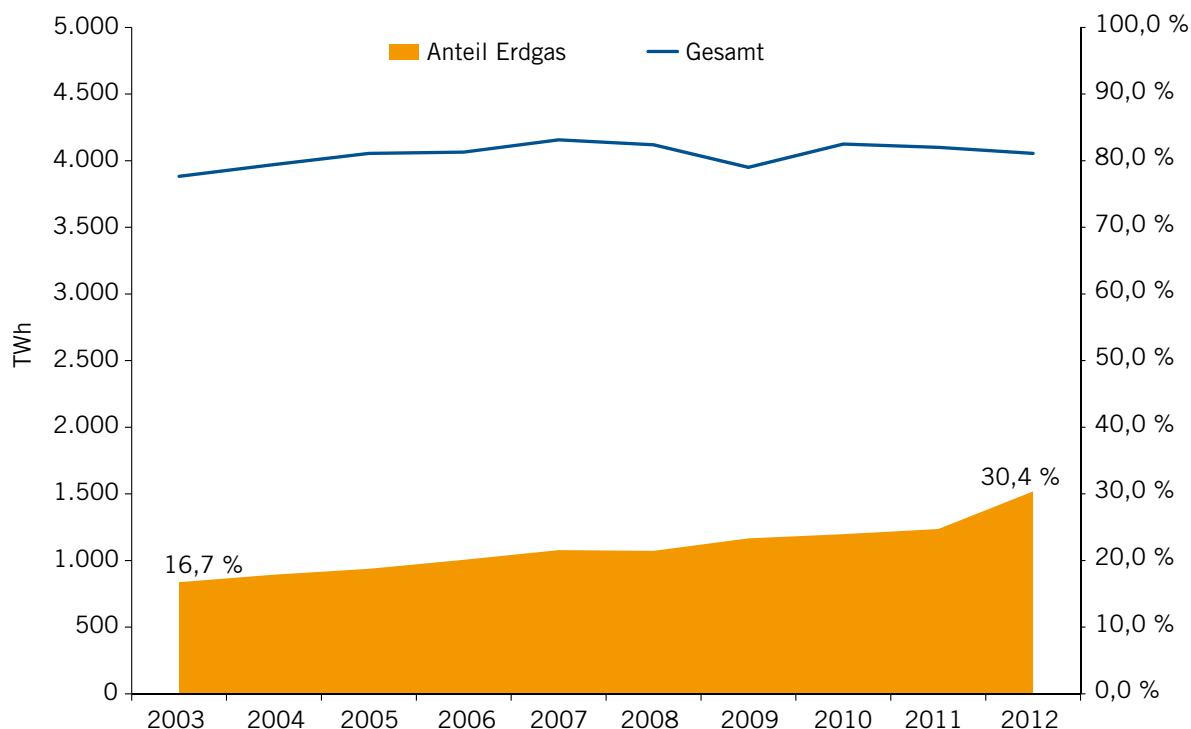
(2013), einem der renommiertesten amerikanischen Energieökonom, angeführt: die frühzeitige Deregulierung der amerikanischen Erdgasmärkte. Laut Joskow wäre eine so dynamische Entwicklung, wie sie die amerikanische Shale Gas Förderung genommen hat, in einem regulierten System nahezu unmöglich gewesen. Hinzu kommt, dass in den USA Steuererleichterungen für die Shale Gas-Produktion gewährt werden. Auch die Umweltregulierung erscheint im Vergleich zu Deutschland moderat. Weitere Gründe liegen in den sehr hohen Prognosen für den Importbedarf zu Beginn der 2000er Jahre. Es wurde damals ein hoher Bedarf an LNG-Importen erwartet, die wegen ihrer signifikanten Kosten nur bei relativ hohen Preisen wirtschaftlich gewesen wären. Bei diesen hohen Preiserwartungen, die teilweise auch in den Preisen auf dem Terminmarkt widergespiegelt wurden, wurden auch andere Alternativen intensiv geprüft und beispielsweise auch in die Exploration von Shale Gas investiert. In der Folge wurden zahlreiche Projekte zur Shale Gas-Förderung wirtschaftlich – die dann jedoch, wie im nächsten Unterkapitel dargelegt wird, die Preise unter Druck gebracht haben. Darüber hinaus spielen

**Abbildung 1.4: Entwicklung der Erdgaspreise in den USA (Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price)**



Eigene Darstellung, basierend auf EIA (<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>)

**Abbildung 1.5: Entwicklung Stromerzeugung in den USA**



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA ([http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_1\\_1](http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_1_1))

noch technische, marktstrukturelle und weitere ökonomische Aspekte eine wesentliche Rolle.<sup>11</sup>

### Einfluss von Shale Gas auf die Erdgaspreise

Die Gaspreise in den USA sind seit gut fünf Jahren insgesamt rückläufig. Die hohe Produktion von Shale Gas ist die wesentliche Ursache für diese Entwicklung. Darüber hinaus hat die Rezession in der amerikanischen Wirtschaft in den Jahren 2008 (BIP -0,4 %) und 2009 (BIP -3,5 %)<sup>12</sup> eine Rolle gespielt. Allerdings ist der inländische Gasverbrauch auch im Rezessionsjahre 2009 nur marginal zurückgegangen, um dann 2010 und 2011

wieder deutlich anzusteigen. Abbildung 1.4 zeigt die Entwicklung der Gaspreise in den USA am Henry Hub<sup>13</sup> von 2003 bis 2012. Die blaue Linie zeigt den Jahresdurchschnittspreis. Die rote Linie zeigt die monatliche Entwicklung, die im Vergleich zum Jahresdurchschnitt eine hohe Volatilität aufweist. Es ist deutlich erkennbar, dass die Gaspreise in den USA trotz eines direkt nach dem Rezessionsjahre wieder steigenden Verbrauchs auf relativ niedrigem Niveau verharren oder sogar weiter fallen. Selbst nominal (alle Preisangaben in diesem Kapitel sind nominal) ist der Durchschnittspreis im Jahr 2012 der niedrigste Erdgaspreis seit 2003. Inflationbereinigt wäre der Preisunterschied, insbesondere im Vergleich zu den weiter zurückliegenden Jahren, sogar noch deutlicher.

<sup>11</sup> Schiefergasvorkommen weisen im Vergleich zu konventionellen Quellen eine überproportional hohe Fördermenge in den ersten Jahren auf, mit einem starken Abfall der Förderraten in den folgenden Jahren. Eine Verstetigung der Förderraten ist nur mit enormen Folgeinvestitionen möglich, die von den Marktteilnehmern nur selten getätigt werden. Einen Überblick über die Rahmen- und Marktbedingungen für Shale Gas gibt Foss (2011).

<sup>12</sup> Veränderung des Bruttoinlandsproduktes auf Jahresbasis, Quelle: Weltbank (2013), <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>.

<sup>13</sup> Der Henry Hub in Louisiana ist der mit Abstand liquideste Handelsplatz für Erdgas weltweit. Hier verbinden sich zahlreiche Pipelines aus Fördergebieten onshore (bspw. Texas) und offshore (Golf von Mexiko). Im nahe gelegenen Lake Charles befindet sich darüber hinaus ein LNG-Importterminal. Neben den physischen Kapazitäten ist der Henry Hub auch Basis der meisten in den USA gehandelten kommerziellen Gasliefermengen und Termingeschäfte.

Die Gaspreise sind dabei nicht in allen amerikanischen Bundesstaaten identisch. Engpässe im Gasnetz führen zu regionalen Preisdifferenzen. Eine Auswertung, die die amerikanische Federal Energy Regulatory Commission (FERC 2012) mit nicht-öffentlich einsehbaren Daten der Warenterminbörse ICE vorgenommen hat, kommt jedoch zu dem Ergebnis, dass die Preise beispielsweise im Jahr 2011 fast im ganzen Land zwischen 3,77 USD/MBTU und 4,23 USD/MBTU lagen, mit dem Henry Hub in der Mitte. Ausreißer waren der AECO-Hub<sup>14</sup> mit einer Abweichung nach unten (3,66 USD/MBTU), sowie der Nordosten der USA mit einer deutlichen Abweichung nach oben (Algonquin Citygates sowie Transco Z6 NY mit jeweils 5,02 USD/MBTU). Auch die Preise im Nordosten liegen

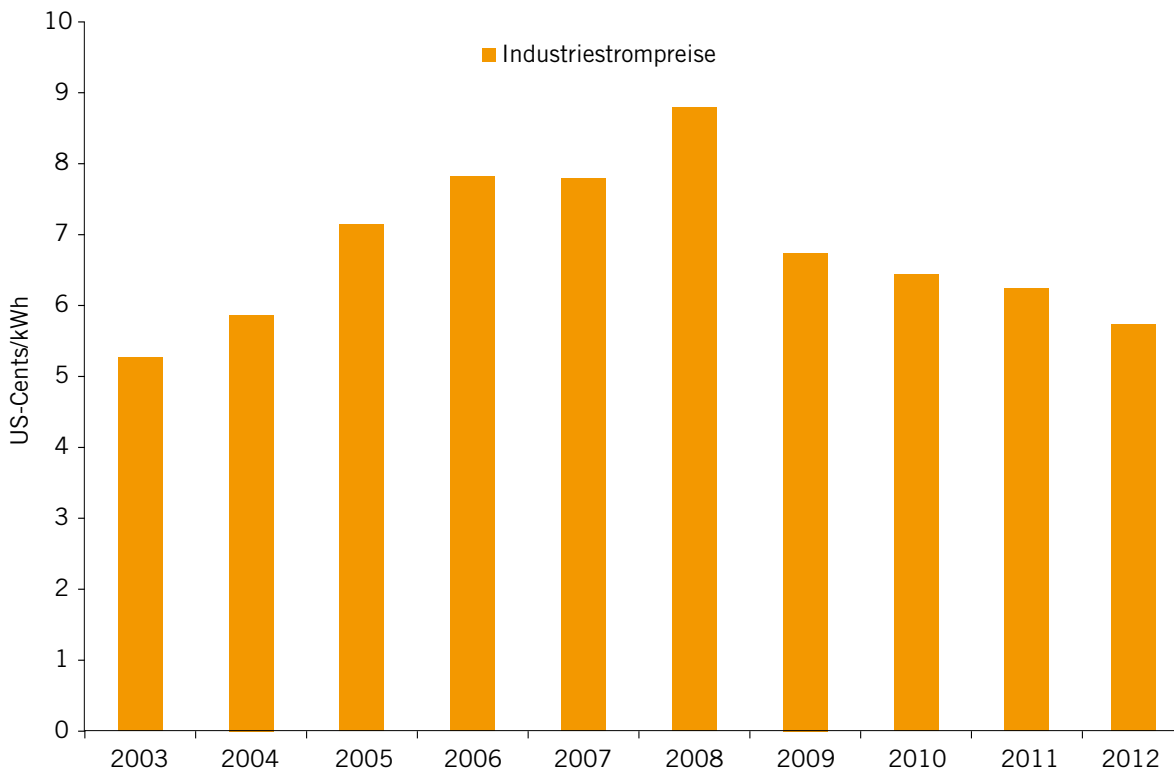
<sup>14</sup> Wobei der AECO (Alberta Energy Company) in Alberta besonders stark durch die kanadische Produktion und Exportmengen beeinflusst ist. Zwar orientieren sich auch diese am Henry Hub, allerdings liegen sie angesichts der generellen Gasflussrichtung und der Angebots-/Nachfragebilanz im Norden üblicherweise etwas unter dem US-Referenzwert.

damit noch unterhalb des Preisniveaus in den Jahren bis 2008, also vor Beginn der Shale Gas-Förderung in großem Stil.

### **Einfluss niedriger Gaspreise auf die amerikanische Elektrizitätserzeugung**

Die niedrigeren Gaspreise beeinflussen auch andere Bereiche der amerikanischen (Energie-) Wirtschaft. So haben die niedrigen Gaspreise zu Änderungen im Elektrizitätssektor geführt. Insbesondere hat die Stromerzeugung aus Erdgas in den letzten Jahren zugenommen. Abbildung 1.5 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung in den USA seit 2003. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas hat sich dabei gegenüber dem niedrigsten Wert (16,7 % im Jahr 2003) wegen der rückläufigen Gaspreise bis 2012 auf 30,4 % nahezu verdoppelt. Die Verstromung von Erdgas ersetzt dabei insbesondere Steinkohleneuerzeugung.

**Abbildung 1.6: Entwicklung der Endverbraucherpreise Strom für Industrie in Texas**



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA ([http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_1\\_1](http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_1_1))

Der Rückgang der Gaspreise wirkt sich aber nicht nur auf die Zusammensetzung der Stromerzeugung aus, sondern auch auf die Strompreise. Exemplarisch angeführt sei hier der durchschnittliche Endverbraucherpreis für Industrieabnehmer im Bundesstaat Texas<sup>15</sup> für den Zeitraum von 2003 bis 2012 (Abbildung 1.6). Auch in dieser Grafik ist deutlich erkennbar, dass die Strompreise sich analog zu den Gaspreisen entwickeln. Auch hier kommt für den Preisrückgang neben der steigenden Shale Gas-Förderung und den rückläufigen Gaspreisen die Wirtschaftskrise als mögliche Erklärung hinzu, allerdings war bereits in der vorangegangenen Grafik zur Stromerzeugung erkennbar, dass die Stromerzeugung (und damit auch die Stromnachfrage) in der Folge der Wirtschaftskrise nur marginal zurückgegangen war.<sup>16</sup>

Die Ausführungen in diesem Kapitel haben sich auf die Beschreibung der Situation in den USA konzentriert. Für eine tiefgehende Analyse der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie und des produzierenden Gewerbes ist jedoch neben der absoluten Höhe der Strom- und Gaspreise insbesondere die relative Situation, d. h. die Situation im Vergleich zu alternativen Produktionsstandorten, von Bedeutung. In den weiteren Kapiteln werden deshalb die Vorteile, die die USA durch die Shale Gas-Förderung haben, mit der Situation in Europa und insbesondere mit Deutschland verglichen. Zunächst ist aber zu prüfen, welche Auswirkungen die Entwicklung der Shale Gas-Förderung in den USA auf die weltweiten Energie- und Gasmärkte hat. Die Effekte können dabei direkt, d. h. innerhalb der Gaswirtschaft, liegen, beispielsweise durch geänderte LNG-Flüsse. Sie können aber auch indirekt erfolgen, beispielsweise über eine Änderung der Kohlehandelsflüsse. Diese Entwicklung wird im folgenden Kapitel 1.4 diskutiert.

<sup>15</sup> Es wird Texas analysiert, da Texas einerseits in unmittelbarer Nähe zum Henry Hub liegt und andererseits ein bedeutender Industriestandort in den USA ist. Die durchschnittlichen Industriestrompreise der USA insgesamt zeigen jedoch eine sehr ähnliche Entwicklung (vgl. auch Abb. 1.10).

<sup>16</sup> Der Rückgang beim Stromverbrauch im Industriesektor war zwar größer, für das Preisniveau in einem wettbewerblichen Strommarkt ist aber die Gesamtnachfrage relevant.

## 1.4 Die Bedeutung der USA für den weltweiten Erdgashandel

### Der weltweite Erdgasmarkt

Im Gegensatz zu den Primärenergieträgern Erdöl und Steinkohle existiert für Erdgas nach wie vor kein Weltmarkt. Stattdessen lässt sich der Erdgasmarkt in drei Weltteilmärkte untergliedern, die sich bezüglich ihrer Historie, ihrer Marktstrukturen sowie ihrem Preisbildungsmechanismus unterscheiden.<sup>17</sup>

Die Verbindung zwischen den Teilmärkten war in der Vergangenheit nur schwach, sodass nur geringe Transaktionen zwischen den Märkten stattfanden, was sich wiederum in teilweise starken Preisunterschieden bemerkbar machte.

Als eine der Hauptursachen für die mangelnde Liquidität zwischen den Märkten kann der Transportbereich angesehen werden. Im Gegensatz zu Erdöl und Kohle sind die

Transportkosten bei Erdgas spezifisch höher. Sie haben insbesondere auch einen höheren Anteil an den Gesamtkosten (Produktions- plus Transportkosten). Während die Transportkostenanteile beim Öl oft im einstelligen Prozentbereich liegen, können diese beim Erdgas bis zu 80 % betragen (bspw. bei Lieferungen von Russland nach Westeuropa).<sup>18</sup>

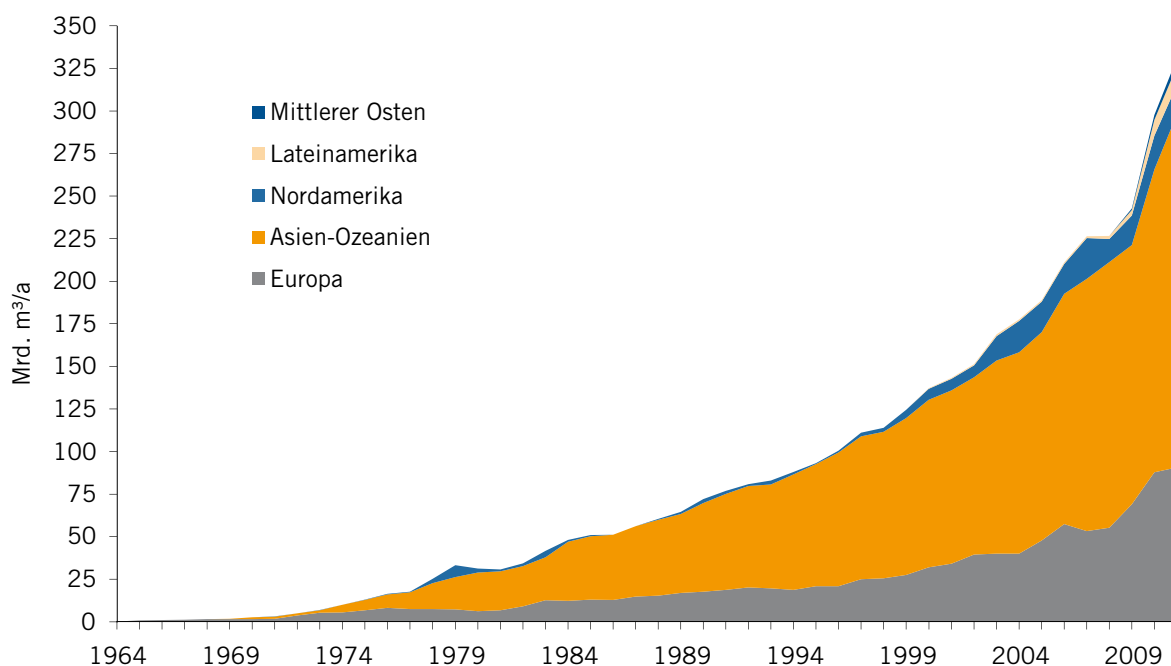
Da für den Handel zwischen den USA, Europa und (Ost-)Asien Pipelines wirtschaftlich (und praktisch auch technisch) ausgeschlossen sind, kommt für einen interkontinentalen Handel nur der Transport per LNG<sup>19</sup>-Tanker in Frage. Das LNG-Marktsegment nahm jedoch seit Beginn der kommerziellen Nutzung Ende der 1960er Jahre lange Zeit ein Exotendasein ein. So wurden noch 2001 lediglich rund 5 % des weltweiten verbrauchten Erdgases per LNG transportiert, da der gesamte Binnenhandel sowie große Teile des grenzüberschreitenden Handels per Pipelinetransport erfolgte.

17 Einen Überblick über die historische Entwicklung der Weltteilmärkte Europa (inkl. Nordafrika und Russland), Amerika und Asien-Ozeanien (inkl. Mittlerer Osten) mit speziellem Fokus auf LNG gibt bspw. Jensen (2004). Andere gängige Abgrenzungen sind Atlantischer Markt (europäischer Markt plus amerikanische Ostküste und US-Golfregion) sowie Pazifischer Markt (Asien-Ozeanien und amerikanische Westküste) mit dem Mittleren Osten als Bindeglied in der Mitte.

18 Einen Überblick über technische und ökonomische Grundlagen der Gaswirtschaft und speziell des Transports findet sich bspw. bei Seeliger (2006).

19 LNG bedeutet „Liquefied Natural Gas“, also verflüssigtes Erdgas. Durch Abkühlen des Erdgases auf  $-161\text{ °C}$  wird das Gas flüssig und reduziert sein Volumen auf 1/600.

Abbildung 1.7: LNG-Importe weltweit von 1964 bis 2011



Eigene Darstellung nach BP (diverse Jahrgänge).

Im letzten Jahrzehnt hat der LNG-Handel jedoch einen enormen Zuwachs erfahren. So haben sich die gehandelten Mengen von 143 Mrd. m<sup>3</sup>/a (2001) auf über 330 Mrd. m<sup>3</sup>/a (2011) mehr als verdoppelt. Nicht nur traditionelle LNG-Importeure wie Japan, Spanien oder Frankreich haben ihre Bezüge gesteigert, dieser vormals „exklusive Club“ hat sich seit der Jahrtausendwende deutlich erweitert. Aktuell beziehen 25 Länder weltweit LNG aus 18 Produzentenländern. Trotz der Erweiterung des LNG-Marktes auf neue Regionen in Südamerika und dem Mittleren Osten bleiben die wichtigsten Absatzregionen nach wie vor Asien und Europa (Abbildung 1.7).

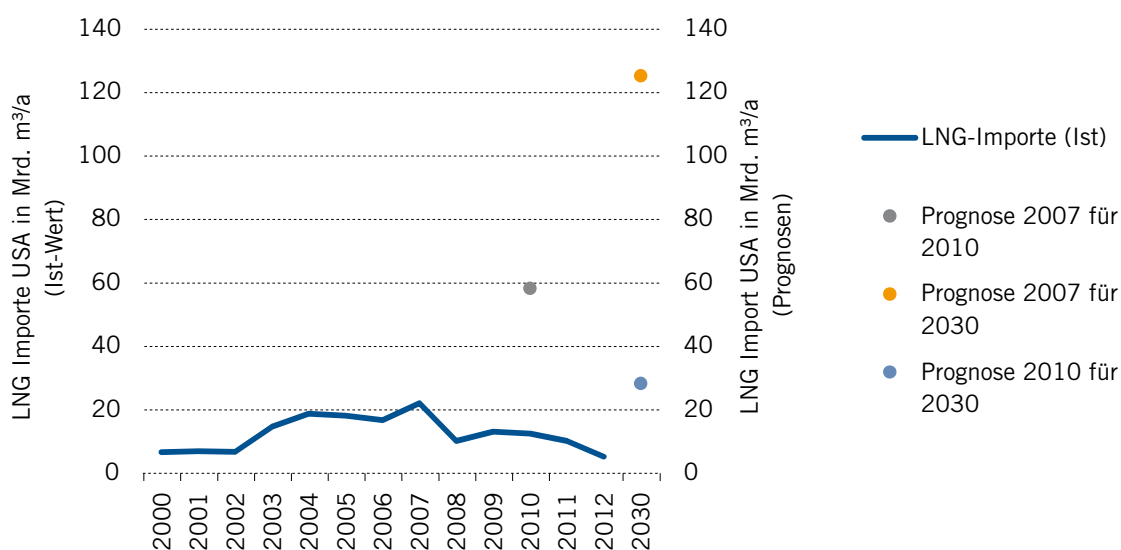
Trotz dieser deutlichen Zunahme des LNG-Handels im letzten Jahrzehnt konnte der interkontinentale Handel nur begrenzt zulegen. Große Teile des Zuwachses erfolgten also im Handel innerhalb der Teilmärkte. Eine Ausnahme bildet Katar. Das Land konnte durch eine beispiellose Expansion seiner Verflüssigungskapazitäten seinen Marktanteil an den LNG-Exporten auf rund ein Drittel ausbauen (von lediglich rund elf Prozent im Jahr 2001). Das Golfemirat stellt jedoch den einzigen nennenswerten Exporteur dar, der in allen Weltteilmärkten eine bedeutende Präsenz aufweisen kann. Aufgrund der hohen Produktions- und Exportkapazitäten ist Katar in der Lage, auf Nachfrageschwankungen in den einzelnen Nachfragerregionen zu reagieren und agiert damit als weltweiter „Swing Supplier“. Ähnliche Flexibilitäten weisen jedoch nur die wenigsten anderen Anbieter auf. So

sind lediglich Trinidad & Tobago sowie einige kleine Anbieter (Jemen, Peru) in Bezug auf die geografische Lage ihrer Absatzmärkte zumindest in Ansätzen so breit gestreut wie Katar. Die meisten anderen großen Exporteure sind lediglich in einem Markt tätig. So beliefern bspw. Australien, Indonesien und Malaysia aktuell ausschließlich Kunden in Asien. Andere Anbieter sind zwar in mehreren Teilmärkten präsent, allerdings konzentrieren sich die Exporte sehr stark auf eine Region, während an andere Teilmärkte nur Kleinstmengen verkauft werden. So lieferte Algerien 2011 16,8 Mrd. m<sup>3</sup>/a nach Europa und lediglich 0,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a nach Asien, während Oman 0,2 Mrd. m<sup>3</sup>/a nach Europa und 10,8 Mrd. m<sup>3</sup>/a nach Asien verschifft.

Die USA verfolgen bereits seit den 1970er Jahren Pläne zum Ausbau der LNG-Importe. Diese Pläne wurden allerdings immer wieder zurückgeworfen. So fand die erste Expansion in den 1970er Jahren ein jähes Ende im Jahr 1980, als die Anlegbarkeit<sup>20</sup> auch im LNG-Bereich einge-

<sup>20</sup> Unter Anlegbarkeit wird die Orientierung des Gaspreises an einer anderen Referenzgröße verstanden („der Gaspreis wird angelegt an...“). Am häufigsten bildet sich der Gaspreis bei dieser in den 1960er Jahren entwickelten Methode durch eine Ankopplung an die Preisentwicklung von Ölprodukten über zum Teil recht komplexe Formeln. Dieses Vorgehen stammt somit aus einer Zeit, in der es noch keinen Markt und damit keinen einheitlichen Marktpreis für das damals noch junge Produkt Erdgas gab. Ökonomische und historische Hintergründe zur Anlegbarkeit finden sich bspw. bei Austvik (2003), Lohmann (2006) oder IEA (2008).

**Abbildung 1.8: Prognostizierte LNG-Importe der USA und tatsächliche Entwicklung**



Quelle: Eigene Darstellung nach EIA (2007), EIA (2010) sowie www.eia.gov.



führt wurde und die Verwerfungen auf dem Ölmarkt im Zuge der 2. Ölpreiskrise auf den Gasmarkt ausstrahlten. In den Folgejahren brachen die Importe drastisch ein und drei (von insgesamt vier) Importterminals wurden stillgelegt, obwohl sie teilweise erst ein oder zwei Jahre in Betrieb waren („US LNG Bubble“).<sup>21</sup> Erst zu Beginn der 2000er Jahre erfuhr der LNG-Bereich wieder Auftrieb. Aufgrund rückläufiger Eigenproduktion und einer immer größer werdenden prognostizierten Importlücke wurden nicht nur die alten Terminals reaktiviert, sondern auch zahlreiche Neuprojekte geplant. In 2007 erreichten die LNG-Importe mit 22 Mrd. m<sup>3</sup>/a einen neuen Höhepunkt, auf den jedoch ein erneuter Einbruch folgte. In 2011 betrugen die Importe nur noch 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a (eine Menge, die auch ohne die reaktivierten Anlagen hätte aufgenommen werden können). Hiervon müssen noch (Re-) Exporte der USA in andere Länder (v. a. nach Asien) gegengerechnet werden, sodass LNG mit netto 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a nur rund 1 % der US-amerikanischen Nachfrage deckte. Schon in Relation zum LNG-Weltmarkt sind die US-Importe mit 0,6 % wenig bedeutend. In Bezug zum gesamten Welthandel (Pipeline und LNG) erscheinen diese Mengen vernachlässigbar (unter 0,2 %).<sup>22</sup>

## Entwicklung der Erdgasbilanz in den USA

Die USA sind bereits seit Jahrzehnten (Netto-)Importeur von Erdgas. Nach dem Platzen der „US LNG Bubble“ haben die USA die fehlende Differenz aus eigener Produktion und Verbrauch weitestgehend durch Pipelineimporte aus Kanada gedeckt. Seit Ende der 1990er Jahre nahmen wie beschrieben auch die LNG-Importe wieder zu. Die Entwicklung bis 2007 wurde nach allgemeiner Auffassung nur als Einstieg in eine massiv von LNG abhängige US-Gaswirtschaft angesehen. Entsprechend optimistisch (aus Sicht der LNG-Wirtschaft) fielen die Prognosen für die kommenden Jahrzehnte aus. Die EIA ging in ihrer 2007er Prognose, ausgehend von einem Ist in 2007 von 22 Mrd. m<sup>3</sup>/a, von Importen in Höhe von fast 60 Mrd. m<sup>3</sup>/a bereits in 2010 und 125 Mrd. m<sup>3</sup>/a in 2030 aus.<sup>23</sup>

Diese Prognosen erwiesen sich schon bald als viel zu hoch. Die Importe in 2010 betrugen nicht 60 Mrd. m<sup>3</sup>/a wie noch drei Jahre zuvor erwartet, sondern wie beschrieben nur 12 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Die 2010er Publikation der EIA sah konsequenterweise auch deutlich niedrigere LNG-Importe für 2030 vor (unter 30 statt 125 Mrd. m<sup>3</sup>/a).<sup>24</sup> Innerhalb

von nur drei Jahren reduzierte sich somit der (prognostizierte) LNG-Bedarf der USA um fast 100 Mrd. m<sup>3</sup>/a – also ungefähr um den Jahresverbrauch Deutschlands (Abbildung 1.8).

In den nach 2010 erschienenen Prognosen<sup>25</sup> wird sogar davon ausgegangen, dass die USA zukünftig überhaupt kein LNG mehr importieren. Vielmehr könnte nach aktuellen Schätzungen ab 2016 LNG exportiert werden (zusätzlich zu den seit 1969 von Alaska nach Japan verschifften kleineren Mengen). Die hierfür prognostizierten Mengen sind jedoch gemessen am Weltmarktvolumen gering (maximal 20 Mrd. m<sup>3</sup>/a ab 2020) und zudem mit Unsicherheit behaftet. Sollten diese Prognosen eintreffen, würde sich die (hypothetische) Liquidität auf dem weltweiten LNG-Markt in 2030 um fast 150 Mrd. m<sup>3</sup>/a erhöht haben gegenüber der Markteinschätzung noch vor wenigen Jahren. Welche Konsequenzen dies für die anderen LNG-Importeure und v. a. für Europa haben kann, wird in Kapitel 1.6 diskutiert.

<sup>21</sup> Vgl. Jensen (2004).

<sup>22</sup> Alle statistischen Angaben basierend auf BP (2012).

<sup>23</sup> Vgl. EIA (2007).

<sup>24</sup> Vgl. EIA (2010).

<sup>25</sup> Siehe EIA (2011), EIA (2012) sowie EIA (2013).

## 1.5 Vorteile der Shale Gas-Förderung für die US-Wirtschaft

Die „Shale Gas-Revolution“ hat nicht nur die amerikanische Gaswirtschaft neu belebt, sondern auch auf andere Bereiche der Energiebranche sowie der gesamten Volkswirtschaft positive Auswirkungen:

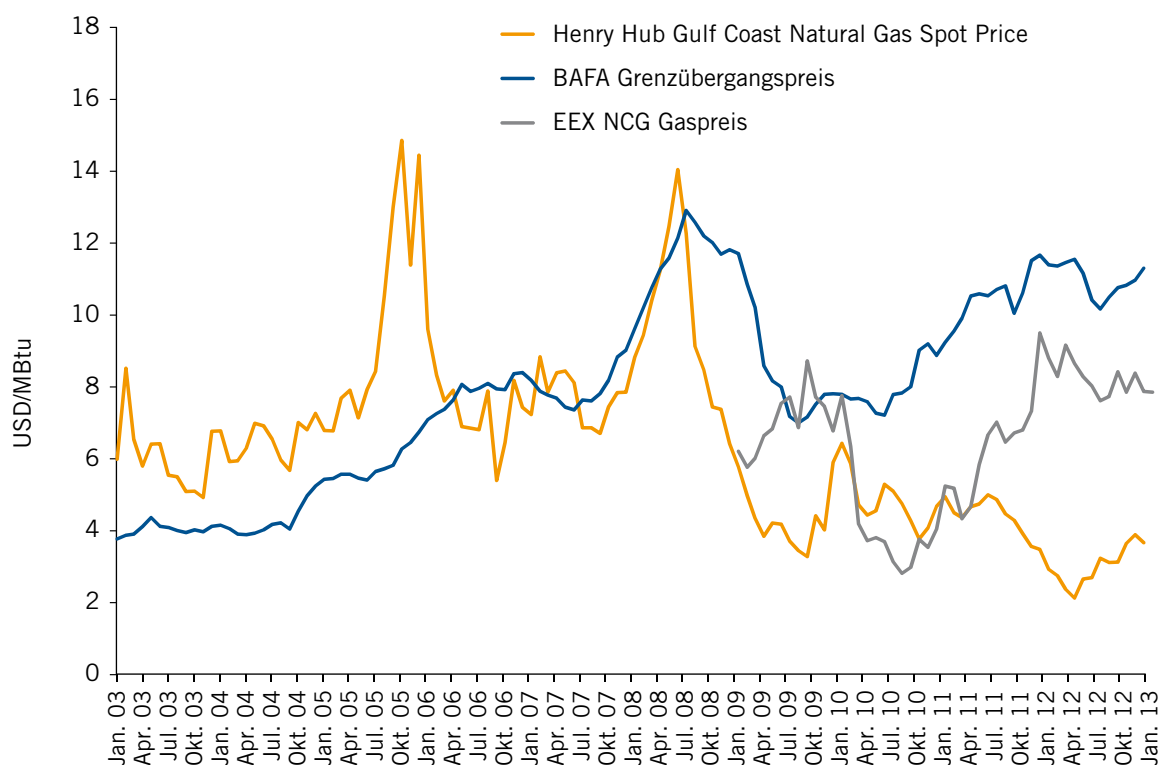
Die Importabhängigkeit hat deutlich abgenommen und Margen im Gasgeschäft ins Inland umgeleitet.

- Die Gaswirtschaft ist neu belebt worden, was sich in zahlreichen neuen spezialisierten Upstream-Unternehmen sowie einer Rückkehr der großen Öl- und Gasmajors in die USA geführt hat.
- Die Gaspreise sind sowohl am Großhandelsmarkt als auch für Endverbraucher gesunken.
- Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung hat sich verdoppelt, was bei gleichzeitigem Rückgang der Kohleverstromung zu positiven Effekten in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen geführt hat. In der Folge sind auch die Elektrizitätspreise gesunken, was die Verbraucher entlastet.

Die rückläufigen Gas- und Strompreise entlasten insbesondere die energieintensiven Industriekunden. Bei beiden Preiskomponenten konnten die USA ihre Wettbewerbsposition verbessern, insbesondere auch gegenüber Europa. So liegen derzeit sowohl die Großhandelspreise für Erdgas als auch die Endverbraucherpreise für Strom bei Industriekunden nicht nur im historischen Kontext niedrig, sondern insbesondere auch niedriger als in Europa.

Bezogen auf Deutschland wird dies in den beiden folgenden Abbildungen dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 1.9 die Großhandelspreise für Gas in Deutschland und den USA. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden alle Preise umgerechnet in USD/MBTU (mit dem Wechselkurs des jeweiligen Jahres). Besonders bemerkenswert ist, dass der US-amerikanische Gaspreis vor zehn Jahren fast identisch war mit dem deutschen Grenzübergangspreis. Während jedoch der amerikanische Referenzpreis heute deutlich unter dem damaligen Niveau liegt, bewegt sich der deutsche Preis fast auf dem dreifachen Niveau. Dementsprechend sind die Gaspreise in Deutschland derzeit mindestens doppelt so hoch wie in den USA. Nimmt man

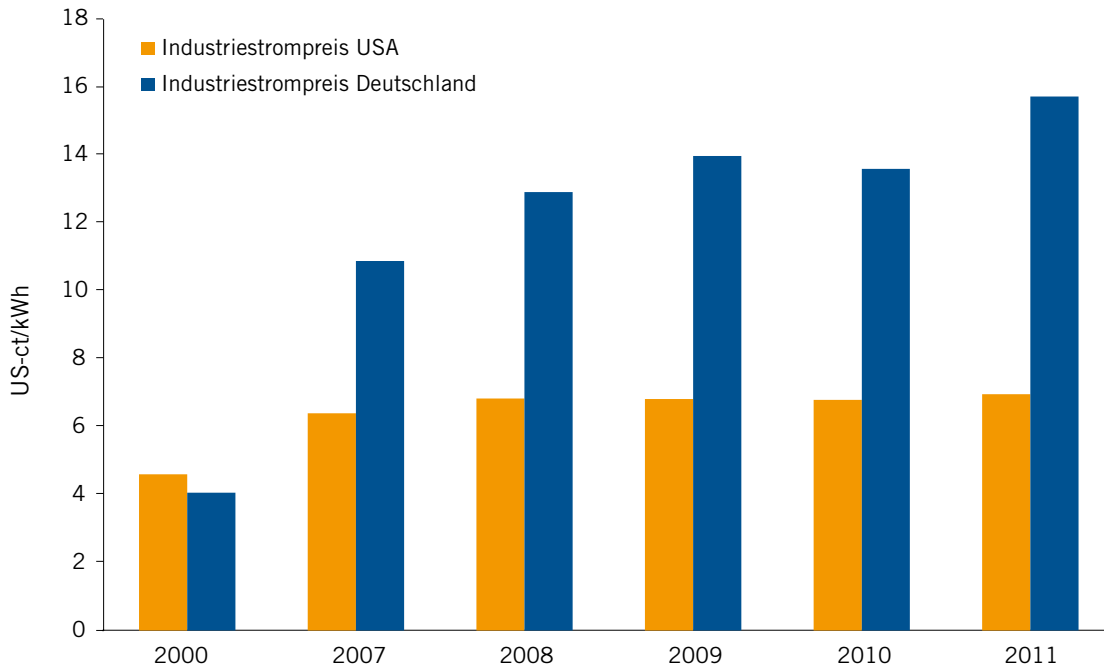
**Abbildung 1.9: Gaspreisvergleich USA und Deutschland**



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA (<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>) sowie EEX und BAFA



Abbildung 1.10: Industriestrompreisvergleich USA und Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf IEA (Electricity Information 2012 Edition Part IV)

als Vergleichspreis nicht den Großhandelsmarkt der EEX, sondern den BAFA<sup>26</sup>-Importpreis, der die langfristigen Verträge abbildet und sich nach wie vor eher am Prinzip der Anlegbarkeit orientiert, ist die Differenz noch größer.

Abbildung 1.10 zeigt die Endverbraucherpreise für Strom für die Industrie.<sup>27</sup> Auch hier sind die Preise in den USA niedriger als in Deutschland, wobei die Differenz sich tendenziell vergrößert. Allerdings ist das Jahr 2000 in Deutschland nicht repräsentativ, da direkt nach der Strommarktliberalisierung in Deutschland die Preise für kurze Zeit einbrachen – und auch unter die Vollkosten neuer Kraftwerke fielen.

Ob von dieser Entwicklung allerdings bereits in nennenswertem Umfang Investitionsentscheidungen beeinflusst wurden („Re-Industrialisierung“ der USA), ist weniger eindeutig.

Mit Hinblick auf den Gas- und Stromverbrauch der Industrie in den USA (vgl. Abbildung 1.11) ist festzuhalten, dass dieser eher stagniert.<sup>28</sup> Allerdings haben Investitionsentscheidungen in der energieintensiven Industrie längere Vorlaufzeiten.<sup>29</sup>

Es bleibt also abzuwarten, inwiefern (und ob) es nach Abklingen der Wirtschaftskrise zu einer Trendumkehr kommen wird. Hierbei wird von Bedeutung sein, ob es den USA gelingt, nicht nur die Produktionsbedingungen der eigenen Industrieunternehmen zu verbessern, sondern im internationalen Standortwettbewerb auch weitere Unternehmen bzw. Produktionsstätten aus anderen Ländern der Welt anzuziehen.

Ob tatsächlich Investitionsverschiebungen stattfinden, wird neben der Höhe der Preisunterschiede auch davon abhängen, welche Bedeutung die Energiekosten in ein-

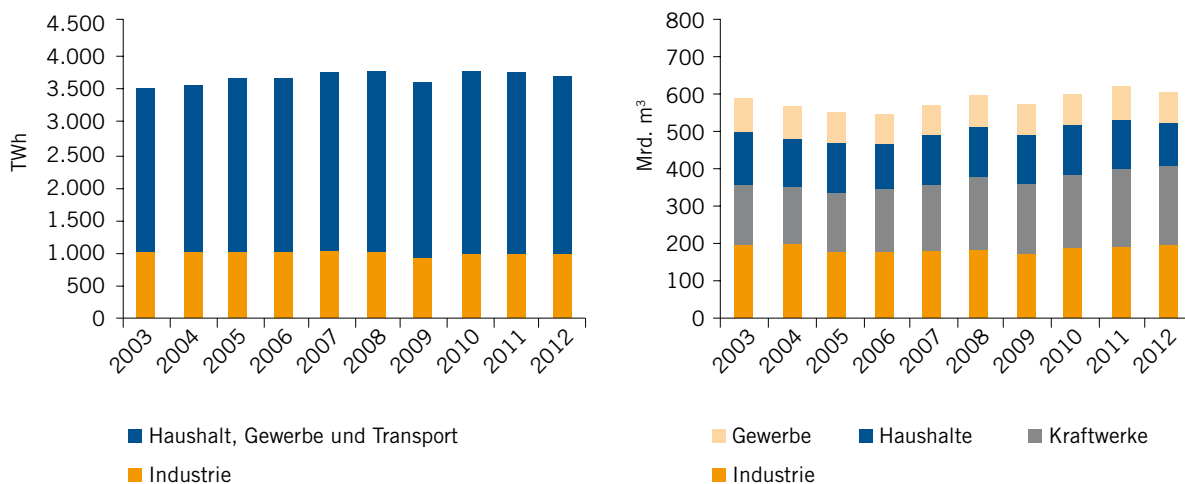
<sup>26</sup> Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

<sup>27</sup> Die Grundlage bilden von der IEA erhobene Daten. Die Industriepreise sind dabei berechnet als Durchschnittsbetrag, der von Industrie und produzierendem Gewerbe bezahlt wird. Steuern (mit Ausnahme der Mehrwertsteuer und lokaler Steuern in den USA) werden berücksichtigt.

<sup>28</sup> Der bereits gezeigte Anstieg des Gesamtgasverbrauchs in den USA resultiert aus dem starken Anstieg des Gasverbrauchs im Kraftwerkssektor.

<sup>29</sup> Darüber hinaus könnten konstante Energieverbräuche in Zeiten der Wirtschaftskrise bereits als Resultat der niedrigen Energiepreise interpretiert werden, zumal in anderen krisenbetroffenen Staaten der Energieverbrauch zum Teil stark rückläufig war.

**Abbildung 1.11: Aufteilung des Stromverbrauchs (links) und Gasverbrauchs (rechts) in den USA**



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA

([http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_5\\_1](http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_1) und [http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_sum\\_lsum\\_dcu\\_nus\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum_lsum_dcu_nus_a.htm))

zelenen Branchen haben. Eine Veröffentlichung des BMWi (2010, S. 41) schreibt, dass in Deutschland „[t]rotz der kontinuierlichen Verbesserung des spezifischen Energieeinsatzes in der Industrie [...] die Energiekosten deutlich gestiegen [sind].“ Die aggregierten Energiekosten der Industrie betragen im Jahr 2000 21,9 Mrd. € und im Jahr 2010 bereits 36,2 Mrd. €. <sup>30</sup> Diese Kostenbelastung verteilt sich jedoch ungleichmäßig auf die verschiedenen Industriebranchen. So lag der Energiekostenanteil am Umsatz im Durchschnitt des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland bei 2,3 %, in einzelnen Branchen jedoch weit darüber. Besonders hervorzuheben sind dabei die Papiererzeugung (13 %) und die Grundstoffchemie (11,5 %). <sup>31</sup>

Im Bereich der energieintensiven Industrie gibt es bereits Quellen, die von geplanten Investitionen in den USA berichten, die auch auf die im Vergleich günstigen Energiepreise zurückzuführen sind. Oft zitiert wird dabei eine Liste aus dem Umfeld von Dow Chemicals (einem der größten Gasverbraucher der USA), die jedoch nicht öffentlich verfügbar ist. Diese benennt mehr als 100 geplante Projekte mit einer Gesamtinvestitionssumme von über 90 Mrd. USD, die in den nächsten Jahren in den USA getätigt werden sollen. <sup>32</sup> Andere Quellen, beispielsweise Publikationen

von Unternehmensberatungen, weisen ebenfalls nach, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit des produzierenden Gewerbes am Wirtschaftsstandort USA im Vergleich zu wesentlichen Wettbewerbern erheblich verbessert hat.

Nach unserer Einschätzung sind niedrige Energiekosten ein wesentlicher Standortfaktor. In den USA kommen – im Gegensatz zu vielen anderen Standorten mit niedrigen Energiekosten – noch relativ gut ausgebildete Mitarbeiter, die Nähe zu großen Absatzmärkten und eine für westliche Unternehmen bekannte Kultur (und Sprache) hinzu. Darüber hinaus sind bürokratische Hürden und Umweltauflagen in den USA traditionell geringer als in den meisten europäischen Ländern. Zum heutigen Zeitpunkt haben die USA damit unter den entwickelten Volkswirtschaften mitunter die niedrigsten Produktionskosten. <sup>33</sup> Darüber hinaus weisen Standortentscheidungen immer auch eine psychologische Komponente auf. Ohne in diesem Bereich auf empirisch belastbare Untersuchungen zurückgreifen zu können, lassen die vielen in Bezug auf den Wirtschaftsstandort USA erscheinenden positiven Berichte (vgl. auch die zitierten Artikel in der Einleitung) auf eine für die USA diesbezüglich vorteilhafte Position schließen.

<sup>30</sup> BMWi (2012).

<sup>31</sup> Commerzbank (2011).

<sup>32</sup> Quelle: Financial Times, <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/4b3f6280-4609-11e2-ae8d-00144feabd0c.html#axzz2MsT5tg1l>.

<sup>33</sup> Die Boston Consulting Group kommt laut einer Pressemitteilung vom 21. September 2012 zum gleichen Ergebnis (<http://www.bcg.com/media/pressreleasedetails.aspx?id=tcm:12-116389>).

## 1.6 Die zukünftige Entwicklung

### Prognoseunsicherheit beim Shale Gas

Jede in die Zukunft gerichtete Betrachtung muss sich mit Unsicherheit auseinandersetzen. Obwohl deshalb in der Praxis in aller Regel nicht die in der Prognose angenommene Entwicklung eintreten wird, wird dadurch der Wert von Prognosen nicht gemindert. Denn auf der anderen Seite sind in die Zukunft gerichtete Aussagen, insbesondere in der Energiewirtschaft mit Investitions- und Abschreibungszyklen von mehreren Jahrzehnten, unumgänglich. Und die Alternative zu systematischen, modellgestützten Prognosen wäre oftmals allein das „Bauchgefühl“ der Entscheidungsträger.

Die Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Shale Gas-Nutzung sind allerdings besonders hoch, da entsprechende Vorkommen erst seit wenigen Jahren großflächig gefördert werden.

Die Unsicherheit beginnt bei den verfügbaren Mengen. Die Größenangaben zu den Reserven (und Ressourcen) schwanken stark. Selbst in den USA, wo die Förderung von Shale Gas am weitesten fortgeschritten ist, variieren die Angaben zu den Reserven nicht nur wegen der Gaspreisschwankungen von Jahr zu Jahr deutlich.<sup>34</sup> In Ländern mit weniger weit fortgeschrittenen Projekten ist die Unsicherheit noch größer. In Deutschland laufen aktuell Projekte, die das Ziel verfolgen, eine belastbare Datenbasis zu gewinnen (vgl. BGR 2012b sowie die Ausführungen zu nicht-konventionellen Energieträgern in Deutschland in dieser Publikation). Selbst die Schätzungen der vorhandenen Gasmengen (ohne weitere Aussage, welcher Anteil davon technisch oder kommerziell förderbar ist) werden derzeit nur grob taxiert. Die BGR (2012b) schätzt, dass diese in Deutschland mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen 6,7 Bill. m<sup>3</sup> und 22,7 Bill. m<sup>3</sup> liegen. Berücksichtigt man darüber hinaus Fragen der technischen Gewinnbarkeit, so steigt die Unsicherheit weiter. Die BGR verweist in ihrer Studie in diesem Zusammenhang darauf, dass in den USA zwischen 10 % und 35 % der Gasmenge technisch gewinnbar sind – und verwendet in Ermangelung besserer Daten für die Schätzung der in Deutschland technisch gewinnbaren Menge mit dem Argument einer konservativen Schätzung die untere Grenze der Zahl in den USA von 10 %.

<sup>34</sup> So haben sich nach Schätzungen der EIA die Shale Gas-Reserven zwischen 2008 und 2010 fast verdreifacht. Aktuellere offizielle Statistiken der EIA liegen zurzeit nicht vor, eine Aktualisierung ist allerdings zeitnah angekündigt. Siehe <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/index.cfm>. Schätzungen des Oil & Gas Journals gehen von einem starken Rückgang der Reserven (auf immer noch hohem Niveau) von über 40 % in 2012 aus. Siehe <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2012/01/u-s--shale-gas-reserve.html>.

Darüber hinaus bestehen weitere Unsicherheiten hinsichtlich wichtiger wirtschaftlicher Parameter und auch hinsichtlich der politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz. So ist nach wie vor unklar, in welchem Umfang eine Förderung von Shale Gas akzeptiert würde.<sup>35</sup> Auch hier ist die Situation in den USA transparenter, die politische und gesellschaftliche Akzeptanz scheint derzeit gegeben. Jedoch sind ggf. Maßnahmen erforderlich, um diese auch langfristig zu erhalten. Dies kann die Förderkosten erhöhen. Die IEA (2012a, S. 56) weist darauf hin, dass die Förderkosten bezogen auf die einzelne Förderstätte um ca. 7 % steigen, wenn akzeptanzsteigernde Maßnahmen, die im Rahmen von „goldenen Regeln“ formuliert sind, umgesetzt würden. Dies entspräche einem ungefähren Anstieg der durchschnittlichen Feldentwicklungskosten pro Förderstätte von insgesamt 580.000 USD (von ca. 8 Mio. USD auf gut 8,5 Mio. USD). Da diese Maßnahmen auch solche zur besseren Isolation der Shale Gas-Förderstätten enthalten, würde sich dadurch jedoch auch die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Shale Gas-Förderung weiter verbessern. Weitere Unsicherheit besteht auch in den USA hinsichtlich der Frage, wie hoch die durchschnittlichen Erträge einer Shale Gas-Förderstätte über die gesamte Lebensdauer sind – und in welchen zeitlichen Abständen Re-Fracking Maßnahmen erforderlich werden. Beide Parameter sind für die spezifischen Förderkosten wichtig. In anderen Regionen weltweit, insbesondere in Europa, ist die Unsicherheit über die Förderkosten noch größer. In den meisten Fällen liegen nur grobe Schätzungen vor. Die IEA (2012a, S. 54) schätzt, dass die Betriebskosten – ebenso wie die Kosten für die Bohrung – in Europa um 30 % bis 50 % über dem Niveau in den USA lägen. Teilweise sind diese Kostendifferenzen jedoch darauf zurückzuführen, dass die entsprechende Förderindustrie in Europa noch nicht im gleichen Maßstab entwickelt ist wie in den USA. Und auch generell sind durch weiteren technischen Fortschritt Potenziale zur Kostensenkung gegeben.

Last but not least stellt sich die Frage, welche mittel- und langfristigen Marktgleichgewichte in den einzelnen Gasmärkten sich im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage einstellen. Kontrovers diskutiert wird dabei beispielsweise die Frage, ob das derzeit niedrige Preisniveau in den USA auf Dauer anhalten kann. Zum einen erhöhen die niedrigen Preise den Verbrauch. Die steigende Nachfrage übt wiederum Druck auf die Preise aus. Dies gilt sowohl für verstärkten Erdgaseinsatz im Stromerzeugungssektor als auch für eine Re-Industrialisierung in großem Stil. Der bisherige Verbrauchszuwachs im Kraft-

<sup>35</sup> Vgl. dazu auch unsere Ausführungen im später folgenden Abschnitt „Auswirkungen auf Angebotssituation Europas“.

werkssektor hat jedoch offenkundig noch nicht zu einem Preisanstieg geführt. Auch auf der Angebotsseite kann es jedoch zu Anpassungen kommen. So wurde bereits in Kapitel 1.2 aufgezeigt, dass die gegenwärtigen Preise nicht für alle Quellen auf der Angebotsseite (voll-)kostendeckend sind. Deshalb ist davon auszugehen, dass zumindest teure Dry-gas Quellen (Quellen mit wenig nicht-Methanförderung) nicht neu erschlossen werden, solange sich dieses Preisniveau fortsetzt.<sup>36</sup> Andererseits ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass bei der Shale Gas-Förderung teilweise zusätzliche Erlöse durch flüssige Kohlenwasserstoffe anfallen, die wegen der hohen Ölpreise die Wirtschaftlichkeit der Shale Gas-Quellen deutlich verbessern. Im Extremfall ist die Methangasförderung nur ein Nebenprodukt. In diesem Fall muss die Gasförderung natürlich auch nur einen Teil der Investitionskosten decken. Insbesondere solange die Erdölpreise auf den derzeitigen Niveaus bleiben, kann die Wirtschaftlichkeit der Erdgasförderung dann auch bei niedrigen Gaspreisen gegeben sein.

Auch die Anpassungsmechanismen der weltweiten Energiemärkte spielen in diesem Zusammenhang eine Rolle. Es können jedoch auch indirekte Effekte auftreten. Beispielsweise wurde bereits darauf hingewiesen, dass der erhöhte Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas zu Lasten von Steinkohle geht, d. h. der Kohleverbrauch in der US-amerikanischen Stromerzeugung ist rückläufig. Dieser Nachfragerückgang setzt Kohlemengen frei, die nun anderweitig abgesetzt werden und übt so einen Preisdruck auf den Steinkohlepreis aus, der den Kohlemarkt auch in Europa beeinflusst.

Unter Berücksichtigung dieser Unsicherheiten können für die zukünftige Entwicklung nur Bandbreiten möglicher Szenarien aufgezeigt werden. Grundsätzlich möglich sind dabei einerseits Szenarien, in denen sich die Preisunterschiede beim Erdgas zwischen den USA und Europa wieder angleichen. Dies kann einerseits dadurch erfolgen, dass die derzeitigen Preise in den USA wieder steigen, beispielsweise weil das heutige Preisniveau nicht vollkostendeckend für die Erschließung neuer Förderstätten ist oder die Nachfrage schneller steigt als das Angebot. Dies kann andererseits auch dadurch erfolgen, dass in Europa die Preise fallen, beispielsweise weil verstärkt

auf die Förderung nicht-konventioneller Gasvorkommen gesetzt wird.

Es ist jedoch ebenso möglich, dass die Preisunterschiede von Dauer sind. Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn die optimistischen Prognosen in den USA in Erfüllung gehen und gleichzeitig in Europa die Gaspreise hoch bleiben. Die Auswirkungen eines solchen Szenarios werden im Folgenden dargestellt.

### Darstellung eines möglichen Szenarios

Es ist durchaus wahrscheinlich, dass die Gasproduktion in den USA in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiter wächst. Die IEA schätzt im World Energy Outlook 2012 (IEA 2012b S. 138), dass die Gasproduktion in den USA zwischen 2010 und 2035 jährlich um 1,1 % zunehmen wird. Absolut entspricht dies einer Jahresproduktion, die von 604 Mrd. m<sup>3</sup> (im Jahr 2010) über 747 Mrd. m<sup>3</sup> (2020) bis auf 784 Mrd. m<sup>3</sup> (2030) steigt.

Gleichzeitig erhöht sich zwar auch der Gasverbrauch in den USA (Prognose WEO 2012: 0,5 % p.a.), aber bei einer im Vergleich zum Produktionswachstum kleineren Wachstumsrate verringert sich der Importbedarf – und der oben beschriebene nachfrageseitige Druck auf die Preise ist in diesem Szenario relativ gering. Insgesamt werden die USA nach diesen Prognosen bereits vor 2020 zum Nettoexporteur von Erdgas (wobei auch die IEA in diesem Kontext auf die laufenden politischen Diskussionen zu diesem Thema in den USA hinweist). Sollten die USA davon abweichend Exporte in signifikantem Umfang verbieten oder zumindest beschränken, so würde dies die Gaspreise in den USA in Relation zu Europa weiter verbilligen.

Gleichzeitig ist nicht unwahrscheinlich, dass das Preisniveau für Erdgas in Europa auch langfristig hoch bleibt. Einerseits können die Anbieter in Europa aufgrund von strategischen Preissetzungsspielräumen Margen verlangen, andererseits kann wahrscheinlich aufgrund überdurchschnittlich strenger Umweltschutzaufgaben das Potenzial nicht-konventioneller Energieträger nicht oder nur in geringem Umfang genutzt werden. Ungeachtet dessen ist die Angebotsstruktur vollkommen unterschiedlich von der in den USA. Im Gegensatz zu den weitestgehend selbstversorgenden USA (inkl. Kanada) sind die europäischen Staaten überwiegend auf Importe angewiesen, die teilweise per Pipeline über 5.000 km oder per LNG über noch größere Distanzen transportiert werden.

<sup>36</sup> In diesem Zusammenhang sei auf das eingängige Zitat von Exxon Mobil Corporation Chairman and CEO Rex W. Tillerson vom 27. Juni 2012 verwiesen, der bei einer Einladung des Council on Foreign Relations (CFR 2012) sagte: „And what I can tell you is the cost to supply is not \$2.50. We are all losing our shirts today. You know, we're making no money. It's all in the red.“ Allerdings fiel dieses Zitat im Zusammenhang mit einer laufenden Diskussion zum Export von Shale Gas, an dem die US-amerikanischen Gasförderer in Zeiten relativ niedriger Preise naturgemäß ein Interesse haben.

## Auswirkungen auf Angebotssituation Europas

Shale Gas kann in Zukunft auch in Europa eine Rolle spielen. Dabei sind auch eigene Fördermengen denkbar, allerdings sind die Reservenschätzungen und die Förderbedingungen noch nicht hinreichend bekannt, um eine zuverlässige Prognose abzugeben. In einigen wichtigen potenziellen Förderländern, darunter insbesondere auch Deutschland, bestehen zudem umfangreiche Bedenken aus ökologischer Sicht. Frankreich hat die ablehnende Haltung bereits durch gesetzliche Verbote untermauert. Andere Länder hingegen zeigen sich einer Shale Gas-Förderung gegenüber aufgeschlossen. So heben einige Länder Beschränkungen bezüglich Shale Gas bereits wieder auf oder lockern diese (bspw. Großbritannien und Rumänien). Speziell osteuropäische Länder, vor allem Polen, sehen eher die Chancen als die Risiken der Shale Gas-Förderung, was sich auch mit der hochgradigen Importabhängigkeit von Russland erklären lässt.<sup>37</sup> Zumindest in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive dürfte eine Beeinflussung des Angebots dennoch eher von den USA ausgelöst sein. Grundsätzlich sind v.a. diese drei Optionen denkbar:

1. Direkte Exporte von Shale Gas aus den USA nach Europa
2. Re-Exporte durch US-Importeure<sup>38</sup>
3. Umleitung von LNG-Exporten aus Drittstaaten, die zuvor Mengen für den US-Markt eingeplant waren (siehe auch Abbildung 1.8).<sup>39</sup>

Mit Blick auf den LNG-Weltmarkt ist besonders die erste Option interessant, da es sich hierbei um tatsächliche Neumengen handelt, für die auch neue Verflüssigungskapazitäten geschaffen werden müssten. Importe der USA und Umleitung dieser Mengen in andere Regionen hingegen führen nicht zu einer Expansion der Verflüssigungsanlagen. Aus preislicher Sicht kann davon ausgegangen werden, dass amerikanische Unternehmen aus Opportunitätskostenüberlegungen keinen Unterschied zur Option 1 machen werden. Beide Angebotsoptionen werden am Henry Hub-Preis gemessen und entspre-

chend bewertet, auch wenn die tatsächlichen Beschaffungskosten zwischen 1 und 2 sowie innerhalb der einzelnen Optionen (je Herkunft bzw. Produktionsstätte) variieren.

Option 3 wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. Fast alle relevanten LNG-Versorger der USA, die aktuell mit Mengeneinbußen (tatsächliche, weil Verträge nicht abgerufen werden oder potenzielle, weil eingeplante Kapazitäten nun doch nicht für US-Lieferungen belegt werden) zu kämpfen haben, beliefern bereits den europäischen Markt (bspw. Ägypten, Algerien, Katar, Nigeria, Norwegen, Trinidad & Tobago) oder kommen aus Transportkostengesichtspunkten kaum für umfangreiche Lieferungen in Frage (Peru). Somit könnte es zwar zu einer gewissen Mengendynamik am Markt kommen, aber es bleibt fraglich, ob die bisherigen Lieferanten ihre zusätzlichen Mengen anders bepreisen als ihre bisherigen (deutlich größeren) und sich damit karnalisieren würden.

Grundsätzlich stellen sich mehrere Fragen bezüglich potenzieller Shale Gas-Lieferungen:

1. Welche Mengen können oder dürfen amerikanische Produzenten exportieren?
2. Wie viel davon wird tatsächlich in Europa und hier wiederum in Deutschland anlanden?
3. Zu welchen Preisen werden die Amerikaner in Europa und Deutschland anbieten?
4. Welche Effekte kann dies auf das Gesamtmarktpreisniveau haben?

Bezüglich der Exportmengen aus den USA besteht aktuell große Unsicherheit. Dies liegt nicht nur an der ohnehin großen Unsicherheit im Explorations- und Produktionsbereich, sondern auch an politischen und unternehmerischen Überlegungen. Als Teil der amerikanischen Energiestrategie spielt Autarkie zukünftig eine große Rolle. Exporte dürften somit nur in solchen Ausmaßen genehmigt werden, dass eine zukünftige Importabhängigkeit vermieden wird. In der Praxis hat auch nur ein Terminal (Sabine Pass<sup>40</sup>) bisher alle erforderlichen Genehmigungen erhalten.<sup>41</sup> Auch die EIA zeigt sich in ihren Prognosen skeptisch, dass nennenswerte Exporte stattfinden.

37 Aktuelle Übersichten über die Positionen verschiedener europäischer Länder geben Deutsche Bank (2013), WEC (2012) und GIS (2013).

38 US-Unternehmen kaufen Gas bei LNG-Anbietern auf, verwenden dieses jedoch nicht für den heimischen Markt, sondern verkaufen es weiter nach Asien oder Europa.

39 Der Unterschied zu 2. ist hier vor allem industrieökonomischer Natur: die in 3. agierenden Anbieter aus Drittstaaten beliefern oft bereits den europäischen Markt und haben weniger Anlass, durch zusätzliche Mengen den dortigen Preis zu reduzieren (s.u.).

40 Siehe [http://www.cheniere.com/lng\\_industry/sabine\\_pass\\_liquefaction.shtml](http://www.cheniere.com/lng_industry/sabine_pass_liquefaction.shtml).

41 Einen Überblick gibt BNP Paribas (2012).

Perspektivisch schätzt die US-Behörde 20 bis 25 Mrd. m<sup>3</sup>/a als maximale realistische Größe.<sup>42</sup>

Neben dem Gesamtumfang möglicher Exporte ist weiterhin offen, welcher Anteil nach Europa und welche Mengen nach Asien geliefert werden.<sup>43</sup> Ginge man von einer hypothetischen Größenordnung der US-Exporte von 20 bis 25 Mrd. m<sup>3</sup>/a pro Jahr aus und würde diese darüber hinaus im Sinne eines Extremszenarios vollständig dem europäischen Markt zurechnen, so würde es zu einer Zunahme der europäischen LNG-Bezüge von aktuell ca. 90 auf 110 bis 115 Mrd. m<sup>3</sup>/a kommen.<sup>44</sup> Für sich genommen wäre dies zwar eine deutliche Zunahme, in Relation zur gesamten Marktgröße von über 520 Mrd. m<sup>3</sup>/a (Europa inkl. Türkei aber ohne ehemalige Sowjetunion) beträgt der Zuwachs von bis zu 25 Mrd. jedoch weniger als fünf Prozent. Selbst unter diesen Annahmen stellt sich also die Frage, wie groß der Einfluss auf den europäischen Markt wäre.

Mit Blick auf die bisherigen LNG-Handelsströme würden die amerikanischen Zusatzlieferungen wahrscheinlich am ehesten nach Spanien oder Großbritannien geliefert werden. Beide Länder verfügen über hinreichend große LNG-Importkapazitäten und große Gasabsatzmärkte. Obwohl Deutschland derzeit über keine eigene LNG-Regasifizierungsanlagen verfügt, sind bei Nutzung der bestehenden Pipelineinfrastruktur dennoch LNG-Importe über Belgien (Zeebrugge) und die Niederlande (Rotterdam) möglich. Die Mengen wären jedoch begrenzt, da die Gesamtkapazität beider Anlagen selbst unter Berücksichtigung möglicher Ausbaumaßnahmen kaum 30 Mrd. m<sup>3</sup>/a übersteigt. Nach Abzug bereits reservierter Kapazitäten (v. a. in Zeebrugge) würden letztlich selbst im günstigsten Fall nur ca. 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a Deutschland erreichen können.

Neben der Menge ist vor allem eine Annahme über den Preis der potenziellen amerikanischen LNG-Lieferungen von entscheidender Bedeutung für eine Abschätzung der Konsequenzen für Europa. Diese Frage müsste im Öl- oder Kohlemarkt nicht gestellt werden, da hier ein einheitlicher Weltmarkt existiert. Im Gasbereich ist es jedoch

aktuell noch so, dass in den einzelnen Teilmärkten unterschiedliche Preisbildungsansätze existieren und sogar innerhalb des europäischen Marktes verschiedenen Ansätze parallel angewendet werden. Der amerikanische Markt ist voll wettbewerblich organisiert, das heißt, Preise bilden sich wie beim Öl durch Angebot und Nachfrage. In Asien hingegen dominieren langfristige Lieferverträge, deren Preise sich zumeist direkt an die Preisentwicklungen beim Rohöl orientieren. In Europa reicht die Bandbreite von voll wettbewerblichen Preisen in Großbritannien zu vollständig an Öl bzw. Ölprodukte gebundenen Anlegbarkeiten in Osteuropa. In Nordwesteuropa (v.a. Deutschland, Niederlande, Belgien) ist derzeit ein Hybrid aus beiden Ansätzen zu beobachten. Auch wenn perspektivisch davon ausgegangen werden kann, dass sich auch in dieser Region Wettbewerbspreise durchsetzen werden, bleibt noch offen, wie lange eine solche Transformation dauert. Angesichts der teilweise noch langen Laufzeiten bestehender Verträge und einer gewissen Beharrlichkeit außereuropäischer Anbieter in Hinblick auf ein Festhalten an bestehenden Preismechanismen dürfte sich der Prozess noch mehrere Jahre bis sogar Jahrzehnte hinziehen. Innerhalb dieser Transformationsperiode werden beide Systeme im Wettbewerb zueinander stehen und den gasbeschaffenden Unternehmen vielfältige Optionen bieten (die gleichermaßen Chancen wie Risiken beinhalten).

Preisprognosen sind in einem solchen Umfeld naturgemäß mit besonderen Unsicherheiten verbunden. Was bereits für innereuropäische Gaslieferungen gilt, verschärft sich angesichts der zuvor skizzierten Unsicherheiten beim Shale Gas und den möglichen US-LNG-Exporten noch. Die im Folgenden diskutierte volkswirtschaftliche Analyse kann somit nur Leitlinien aufzeigen. Als Untergrenze der Preissetzung können die Angebotskosten der US-Exporteure angesehen werden. Dabei liegen die Opportunitätskosten der Anbieter deutlich über dem Gaspreis in den USA (beispielsweise dem Preis am Henry Hub). Berücksichtigt werden müssen nämlich neben den Opportunitätskosten für Gas in den USA auch die Transportkosten nach Europa. Diese beinhalten neben den reinen Verschiffungskosten auch Kosten für die Verflüssigung und die Rückverdampfung. Diese Kosten können je nach Importland auf ca. 5 bis 6 USD/MBTU geschätzt werden.<sup>45</sup> Bei aktuellen Henry Hub-Preisen wären also US-Exporteure in der Lage, für ca. 8 bis 9 USD/MBTU anzubieten.<sup>46</sup> Damit wären diese Mengen zu aktuellen Preisen von 10 bis 11 USD/MBTU in Europa

42 Vgl. EIA (2012)

43 Die Verschiffungskosten nach Europa sind von Sabine Pass, bzw. allgemein von der amerikanischen Ost- und Golfküste, günstiger als nach Asien. Allerdings kann sich dieser Kostenvorteil bei einer zukünftigen Nutzung des Panamakanals etwas reduzieren. Auch sind die Preise im asiatischen (v.a. japanischen) Markt traditionell höher als in Europa, sodass sich je nach Preiskonstellation die höheren Kosten rechtfertigen.

44 Dieses Szenario liegt schon deshalb am oberen Rand, da für Sabine Pass bereits Commercial Agreements in Höhe von ca. 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a von asiatischen Importeuren (Kogas/Südkorea und Gail/Indien) abgeschlossen sind. Siehe BNP Paribas (2012).

45 Vgl. Jensen (2013).

46 Deutsche Bank (2011) und BNP Paribas (2013) kommen zu ähnlichen Werten, auch wenn die Aufteilung auf einzelne Kostenkomponenten etwas anders ausfällt.



wettbewerbsfähig, jedoch nicht in dem Ausmaß, das durch die hohe Preisdifferenz zwischen den Kontinenten suggeriert wird. Gleichzeitig wäre damit die Größenordnung für eine Preisschwelle definiert, unter der wenig bis gar kein LNG aus den USA in den Markt gelangen sollte. Eine weitergehende Frage ist hierbei noch, ob die Amerikaner tatsächlich zu Angebotskosten in Europa anbieten werden oder ob sie sich nicht weitestgehend (zumindest indirekt) am Prinzip der Anlegbarkeit orientieren werden.

Doch welche Auswirkungen auf das Preisniveau in Europa bzw. in den verschiedenen Ländern (zwischen denen ja nach wie vor Preisunterschiede bestehen) zu erwarten sind, hängt nicht ausschließlich von den Angebotskosten und dem Preissetzungsverhalten der US-Exporteure ab, sondern auch von der Zusammensetzung der jeweiligen Gesamtangebotsmenge. Dies soll am Beispiel der Angebotskurve<sup>47</sup> für Deutschland verdeutlicht werden.

Der Gasaufkommen der Bundesrepublik setzt sich zusammen aus Lieferungen verschiedener Nordseeanrainer, Russlands und einem ca. elf-prozentigen Anteil einheimischer Vorkommen. Würde zunächst ein voll wettbewerblicher Markt unterstellt, wären die niederländischen Vorkommen die günstigsten, gefolgt von der einheimischen Förderung und den Nordseemengen (v. a. Norwegen und Dänemark). Die mit den höchsten Kosten verbundenen Lieferungen stammen aus dem russischen Westsibirien. In einem Wettbewerbssystem bestimmt die letzte benötigte Gaseinheit den Preis für den Gesamtmarkt (der sogenannte Grenzanbieter). Würden in diese Kurve die amerikanischen LNG-Lieferungen einsortiert, würden sie vermutlich jenseits der Kurve liegen, da sie trotz niedriger Henry Hub-Preise immer noch teurer wären als das Gas aus Russland. Da der deutsche Markt jedoch nicht vollwettbewerblich organisiert ist, gehen die einzelnen Teilmengen nicht mit den tatsächlichen Kosten sondern mit Vertragspreisen oberhalb der variablen Kosten in die Angebotskurve ein. Ohne weitere Modifikationen wären hierbei die niederländischen Mengen die teuerste Quelle.<sup>48</sup> Würden die einzelnen Verträge noch um den Wert der Optionalität durch die in den Verträgen enthaltene Flexibilität korrigiert, so wären russische Lieferungen preissetzend. In einem solchen preislichen Rahmen kann es amerikanischen Exporteuren gelingen, unterhalb des Grenzanbieters anzubieten und so Mengen

anderer Anbieter zu verdrängen. Es ist jedoch unklar, welche Preiswirkungen sich dadurch in Deutschland ergeben würden. Da alle potenziellen Grenzanbieter über hohe Marktanteile verfügen, könnten amerikanische LNG-Mengen zwar Marktanteile erobern, allerdings bliebe eventuell der bisherige Grenzanbieter auch weiterhin der Preissetzer.<sup>49</sup>

Für Deutschland sind somit unter den beschriebenen Annahmen keine großen Preiseffekte zu erwarten. Für andere europäische Staaten kann dies anders aussehen, wobei in diesem Zusammenhang vor allem Spanien und Großbritannien zu nennen sind. In beiden Staaten sind LNG-Importe seit längerem ein fester Bestandteil in der Angebotskurve. Die Grenzanbieter variieren von Jahr zu Jahr und verfügen in der Regel nur über geringe Marktanteile. Speziell Spanien fällt durch ein weit diversifiziertes Bezugsportfolio auf, das teilweise auf exotische und (aus spanischer Sicht) vergleichsweise teure Anbieter wie Peru, Malaysia oder Australien zurückgreift.<sup>50</sup> Hier würden bereits kleinere Mengen aus den USA ausreichen, um günstigere Preise zu ermöglichen (zumindest hypothetisch, derzeit herrscht auch in Spanien weitestgehend das Anlegbarkeitsprinzip vor). Während Spanien nach wie vor einen recht isolierten Teilmarkt innerhalb Europas darstellt, ist Großbritannien recht eng mit den anderen Ländern in Nordwesteuropa, also auch Deutschland, verbunden. Je nach Fortschritt der Marktintegration können sich somit indirekt Effekte auf deutsche Preise ergeben, selbst wenn keine Lieferungen nach Deutschland erfolgen. Allerdings dürfte sich dieser Effekt im größeren nordwesteuropäischen Markt im Vergleich zum isolierten britischen Markt abdämpfen. Außerdem bestehen trotz fortschreitender Integration nach wie vor Kapazitätsrestriktionen und die zuvor beschriebenen Unterschiede in den Preisbildungsmechanismen führen zu weiteren Unsicherheiten.

Bei aller Unsicherheit bestätigt unsere volkswirtschaftliche Analyse in Grundzügen die im vorherigen Abschnitt beschriebene Aussage, dass sich die Preise unter gewissen Umständen zwar etwas annähern, ohne eine stärkere Eigenförderung beim Shale Gas die aktuellen amerikanischen Preisverhältnisse für Europa aber weitestgehend unerreichbar bleiben dürften.

47 Solche „Merit Oder-Analysen“ sind ein gängiges Instrument in der Energiewirtschaft. Einen allgemeinen Überblick gibt bspw. Ströbele et al. (2012). Eine Anwendung speziell auf Fragen der internationalen Erdgaswirtschaft findet sich bei Seeliger (2006).

48 Fachzeitschriften wie Heren European Gas Markets oder Argus berichten regelmäßig über (allerdings geschätzte) Preisnotierungen der verschiedenen Verträge.

49 So exportieren die Niederlande ca. 24 Mrd. m<sup>3</sup>/a und Russland über 30 Mrd. m<sup>3</sup>/a nach Deutschland. Selbst im unrealistischen Fall, dass alle potenziellen US-LNG-Exporte nach Deutschland geliefert würden, gelänge es nicht, (hypothetisch) einen dieser Anbieter ganz zu verdrängen. Selbiges gilt auch für Norwegen mit ca. 28 Mrd. m<sup>3</sup>/a.

50 In Spanien existiert eine aus politischen Gründen gesetzlich vorgeschriebene Bezugsdiversifizierung. Rein technisch und vor allem ökonomisch wäre es möglich, den kompletten spanischen Markt durch Pipelines und LNG aus Algerien zu beliefern.

## 1.7 Fazit

Der vorliegende Artikel zeigt auf, welchen Einfluss die Förderung nicht-konventioneller Gasvorkommen auf die Energiewirtschaft und das Investitionsklima in den USA und in Europa hat. Auf der gaswirtschaftlichen Seite kann die steigende Shale Gas-Förderung Rückgänge in der konventionellen Förderung in den USA mehr als kompensieren, sodass sich die Außenhandelsbilanz beim Erdgas trotz eines steigenden Gasverbrauchs verbessert. Das zusätzliche Gasangebot übt auch Druck auf die Gaspreise aus, die in der Folge in den letzten Jahren deutlich gesunken sind. Durch die niedrigeren Preise ist der Gasverbrauch, insbesondere durch hohe Wachstumsraten bei der Stromerzeugung aus Erdgas, gestiegen. Dadurch haben die niedrigeren Gaspreise auch zu rückläufigen Strompreisen geführt.

Neben diesen energiewirtschaftlichen Folgen der verstärkten Shale Gas-Förderung haben sich durch Rückgänge der Gas- und Strompreise auch die Investitionsbedingungen für die energieintensive Industrie in den USA stetig verbessert. Gleichzeitig war in Europa – und insbesondere in Deutschland – eine solche Entwicklung nicht zu beobachten. Damit ist der Wirtschaftsstandort USA im Vergleich zu Europa attraktiver geworden.

Obwohl sich diese Wettbewerbsvorteile (noch) nicht im Strom- und Gasverbrauch des US-amerikanischen Industriesektors niedergeschlagen haben, erscheint es wahrscheinlich, dass sie dies in Zukunft tun werden. Dies gilt insbesondere, da die Preise für Gas und Elektrizität in Deutschland wahrscheinlich auch dauerhaft über dem Niveau in Amerika liegen werden. Damit würden die beschriebenen Standortvorteile in den USA, insbesondere für die Ansiedelung von energieintensiver Industrie, zementiert. Neben einer psychologischen Komponente, die bei Investitionsentscheidungen immer mitspielt, würde eine lange Zeitspanne mit einer Preisdifferenz auch den Glauben an ein Andauern der Preisvorteile in den USA erhöhen. In einem solchen Fall ist damit zu rechnen, dass Investitionen, die sonst in Deutschland oder Europa getätigt worden wären, in den USA erfolgen.

Dieser Entwicklung ließe sich gegensteuern, indem die Investitionsbedingungen für die Industrie in Europa verbessert werden. Eine Ausweitung des Energieangebotes könnte ebenso in Europa zu sinkenden Energiekosten führen. Hierfür sollte zunächst ein positives Investitionsklima im Energiesektor geschaffen werden. Dazu würde auch eine Umweltpolitik zählen, die – unter Beachtung der europäischen klima- und energiepolitischen Ziele – Energieträger wie z. B. nicht-konventionelles Erdgas von den Rahmenbedingungen zumindest nicht schlechter

stellt als andere Energieträger. Dies kann jedoch auch in anderen Bereichen, beispielsweise durch maßvolle Tarifabschlüsse, Technologie- und (Energie-)Effizienzfördermaßnahmen oder Bürokratieabbau erfolgen.

### Quellenverzeichnis

Adelman, Morris (1990): Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum, in: Review of Economics & Statistics, Band 72, Februar 1990, S. 1-10.

Austvik, G., 2003, Norwegian Natural Gas – Liberalization of the European Gas Market, Oslo.

BCG (2012): Press release, Rising US Exports, <http://www.bcg.com/media/pressreleasedetails.aspx?id=tcm:12-116389>.

BGR (2009): Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Hannover.

BGR (2012a): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Rohstoffen – Energiestudie 2012, Hannover.

BGR (2012b): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR\\_Schiefergaspotenzial\\_in\\_Deutschland\\_2012.pdf](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf).

BMWi (2010): Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung, [www.bmw.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland](http://www.bmw.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland).

BMWi (2012): Energiedaten, Tabelle 27, vom 7.6.2012.

BNP Paribas (2012): US Gas Exports: From Dream to Reality, Gas Trends September 2012, London.

BP (2012): Statistical Review of World Energy, London.

CFR (2012): The New North American Energy Paradigm: Reshaping the Future, Transkript der Rede von Rex W. Tillerson vom 27. Juni 2012 unter: <http://www.cfr.org/united-states/new-north-american-energy-paradigm-reshaping-future/p28630>.

Commerzbank (2011): Deutschland: Branchen-Report Industrieprognose, [https://www.commerzbanking.de/P-Portal1/XML/IFILPortal/cms/files/branchen\\_energie.pdf](https://www.commerzbanking.de/P-Portal1/XML/IFILPortal/cms/files/branchen_energie.pdf).



- Deutsche Bank (2011): Commodities Special – US LNG Export Deal Brings Greater Certainty, 28 October 2011, London.
- Deutsche Bank (2013): Commodities Weekly, 25 January 2013, London.
- EIA (div. Jahrgänge): Annual Energy Outlook, Washington.
- EIA (div. Jahrgänge): International Energy Outlook, Washington.
- Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg., 2012): 2011 State of the Markets Report, <http://www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/som-rpt-2011.pdf>.
- Foss, Michelle (2012): The Outlook for US Gas Prices in 2020 – Henry Hub at \$3 or \$10?, Oxford.
- Gény, Florence (2010): Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?, Oxford.
- GIS (2013): Energy: Shale Gas makes further inroads into Europe's energy mix, Geopolitical Information Service 26 March 2013, Vaduz.
- IEA (2008), Development of competitive gas trading in Europe, Paris.
- IEA (2010): World Energy Outlook 2010, Paris.
- IEA (2012a): Golden Rules for a Golden Age of Gas – WEO 2012 Special Report, Paris.
- IEA (2012b): World Energy Outlook 2012, Paris.
- IEA ETSAP (2012): Unconventional Oil & Gas, [www.etsap.org](http://www.etsap.org).
- Jensen, James (2004): The Development of a Global LNG Market – Is it likely? If so when?, Oxford.
- Jensen, James (2013): U.S. LNG Exports – An International Perspective, Washington.
- Joskow, Paul (2013): Natural Gas: From Shortages to Abundance in the U.S., <http://economics.mit.edu/files/8618>, eine gekürzte Version wird im Mai im American Economic Review erscheinen.
- Lohmann, H., 2006, The German Path to Natural Gas Liberalisation, Oxford.
- OPEC (2012): Annual Statistical Bulletin 2012, Wien.
- Seeliger, Andreas (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasmarkts bis 2030, München.
- Ströbele, Wolfgang; Pfaffenberger, Wolfgang; Heuterkes, Michael (2012): Energiewirtschaft, 3. Auflage, München
- WEC (2012): Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's new, London.
- Weltbank (2013): <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>.



# Energie in der Welt

2



## 2.1 Zahlen & Fakten

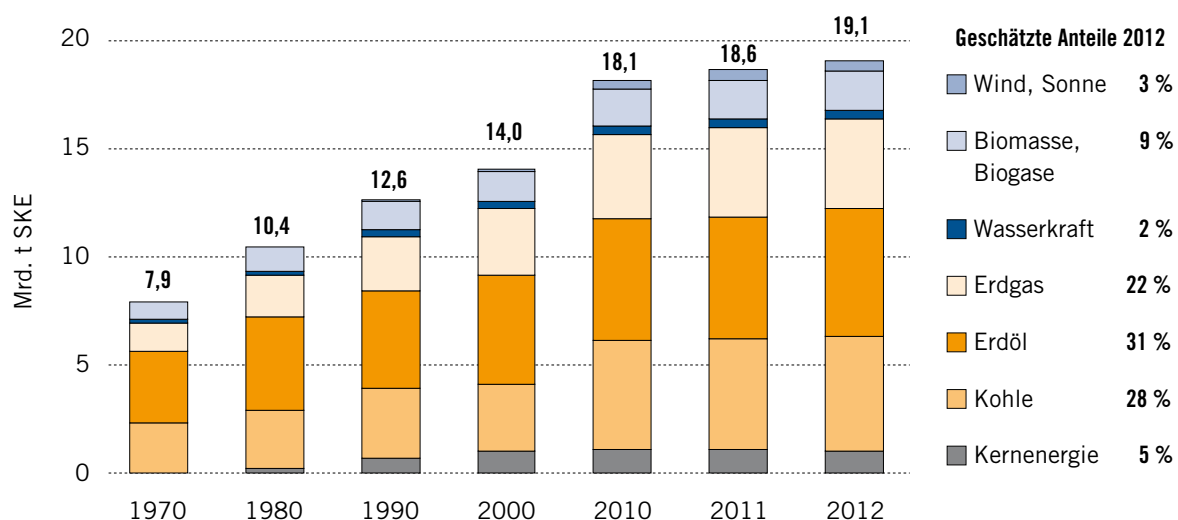
Das Jahr 2012 stand ganz im Zeichen eines Wandels der internationalen Energiemärkte, angetrieben durch das stark wachsende Angebot an unkonventionellem Gas in Nordamerika. Die Auswirkungen dieser Entwicklungen in den Verbrauchsregionen sind weltweit unterschiedlich. In Deutschland und Europa drängt verstärkt relativ preisgünstige Kohle aus den USA auf den Markt, die aus ihrem Heimatmarkt verdrängt wird, hier aber zusammen mit anhaltend niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen in der Stromerzeugung zu Preisvorteilen der Kohle gegenüber konventionellem Erdgas führt. Zugleich lockert sich die seit Jahrzehnten bestehende Gaspreisbindung an die Ölnotierungen. Aufgrund der hohen Energienachfrage in Asien, allen voran in China, Indien und im Nahen Osten, bleiben die Preise dort vergleichsweise hoch.

Mit vorläufig geschätzt etwa 2,2 % lag der Zuwachs des Weltenergieverbrauchs insgesamt leicht über Vorjahresniveau. Der weltweite Verbrauchsanstieg ist im Wesentlichen auf die weiterhin relativ starke Wirtschaftsdynamik in Asien zurückzuführen, während in den USA nur ein verhaltenes Wachstum und in Europa sogar rezessive Tendenzen zu verzeichnen waren. In der zweiten Jahreshälfte 2012 verlangsamte sich der Energieverbrauch aufgrund einer globalen konjunkturellen Abkühlungsphase auch dort. Der Energieverbrauch in den klassischen Industrieländern ist insgesamt stagnierend, obwohl gerade im ersten Halbjahr 2012 wegen der Kältewelle auf der Nordhalbkugel und einer guten wirtschaftlichen Dynamik der Energieverbrauch ansteigend war. In Europa

schrumpft der Energieverbrauch sogar auf Ganzjahressicht. Gründe dafür sind die realwirtschaftlichen Auswirkungen der immer noch unbewältigten Finanz- und Staatsschuldenkrise, die statistischen Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren und eine höhere Energieeffizienz. Ein wesentlicher Grund für die höhere Energieeffizienz liegt nicht zuletzt in dem gestiegenen Strompreinsniveau vor allem in Deutschland. Die US-amerikanische Wirtschaftserholung führt dagegen zu einem höheren Energieverbrauch durch gute Verfügbarkeit von preiswerter Energie (unkonventionelles Gas) bei rückläufigen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Situation im Nahen Osten eskalierte aufgrund des Atomstreits mit dem Iran, den Nachwirkungen des „Arabischen Frühlings“ und dem Bürgerkrieg in Syrien. In der Folge ließ die Furcht vor Ölverknappung die Rohölpreise zeitweise auf mehr als 120 US-Dollar je Barrel steigen. Für den Fall einer Verschärfung der Verknappungstendenzen beschlossen die G8-Industriestaaten, auf strategische Ölbestände zurückzugreifen. Gleichzeitig reagierte die OPEC preisdämpfend mit Anhebung ihrer Förderquoten. Der globale Wirtschaftsabschwung im zweiten Halbjahr 2012 führte aber zu einem Rückgang des Öl- und Gasverbrauchs und dem Verfall der Gaspreise in den USA. Insofern war das Upstream-Geschäft der großen international tätigen Öl- und Gasgesellschaften betroffen und in 2012 im Ergebnis rückläufig.

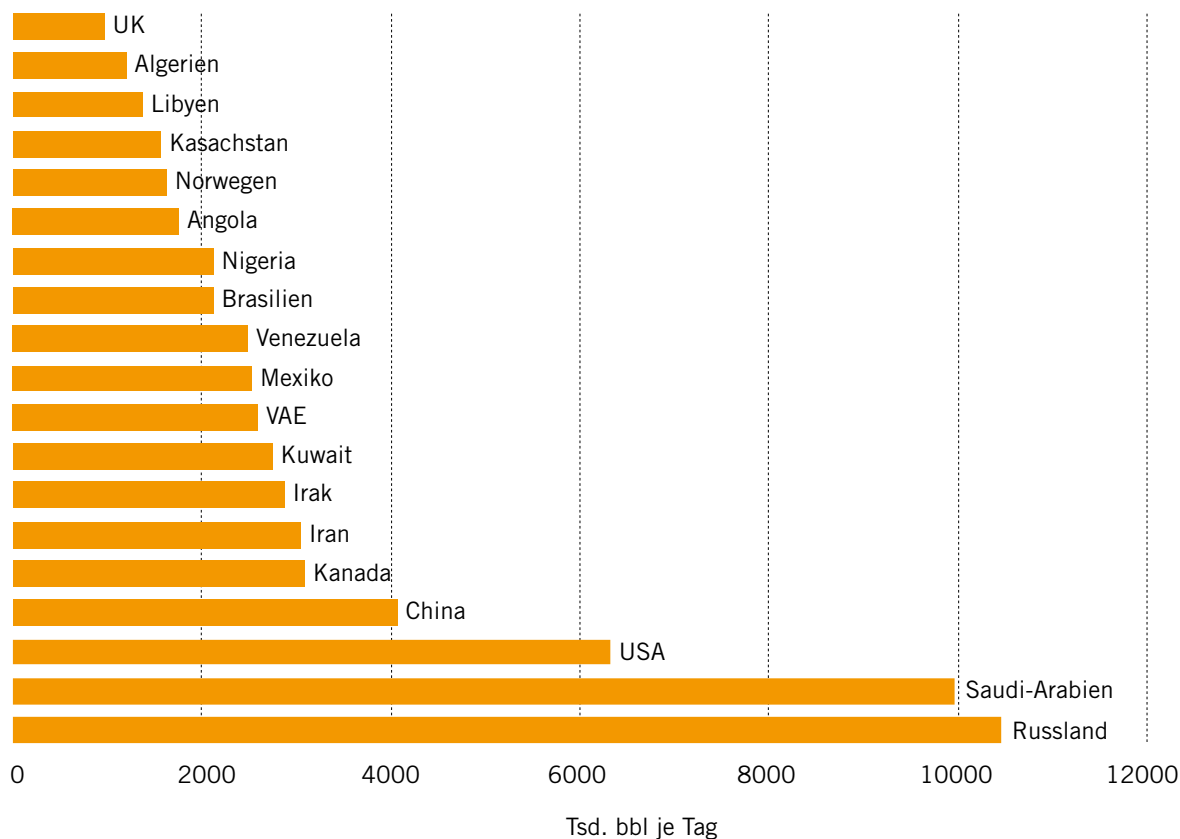
Insgesamt verringerte sich das Weltwirtschaftswachstum auf durchschnittlich 3,2 % gegenüber 3,9 % im Vorjahr. In Deutschland war 2012 ein schwächerer Anstieg des

**Abbildung 2.1: Welt-Primärenergieverbrauch 1970-2012, nach Energieträgern (in Mrd. t SKE)**



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2012, IEA World Energy Outlook 2012, EIA International Energy Outlook 2010, Eigene Schätzungen

Abbildung 2.2: Tagesförderung der wichtigsten Ölförderländer in 2012



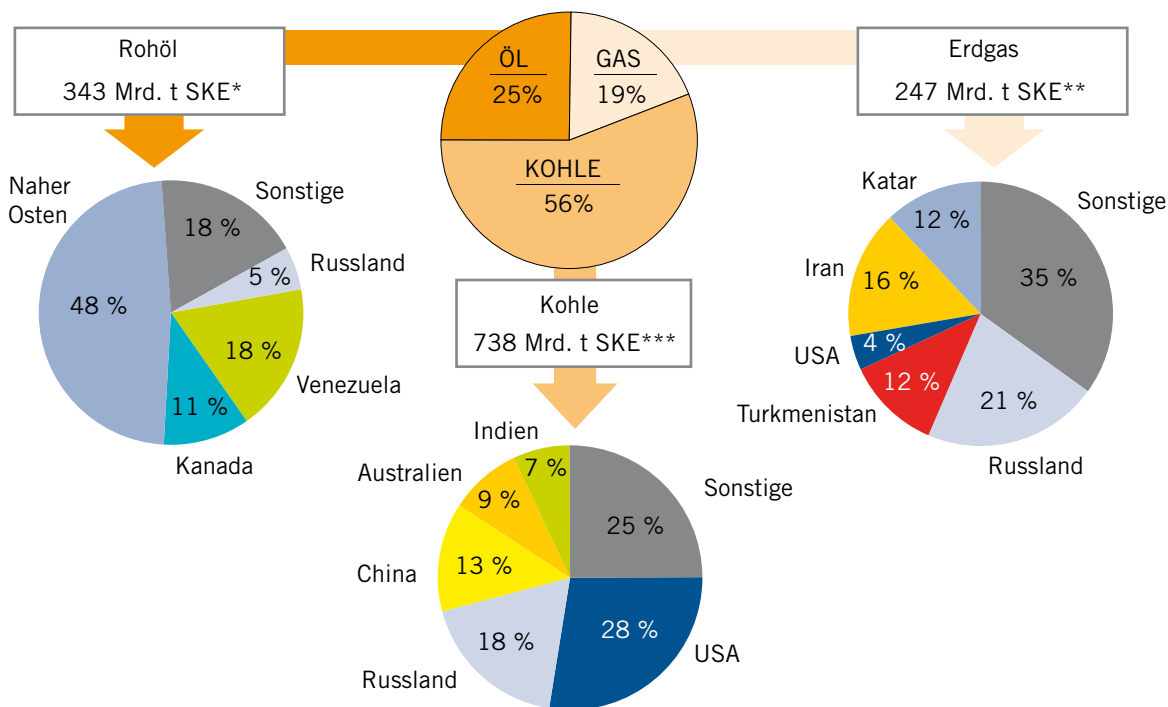
Quelle: IEA, Oil &amp; Gas Journal, 2012

Bruttoinlandsproduktes in Höhe von nur 0,7 % zu beobachten. Der Primärenergieverbrauch nahm zugleich um 0,8 % zu. Dabei verzeichneten die erneuerbaren Energien einen Zuwachs von fast 8 %. Deutliche Zunahmen im Vergleich zum Vorjahr gab es auch beim Verbrauch von Braunkohle (+5 %) und Steinkohle (+3 %), während beim Mineralöl- und Erdgasverbrauch nur geringe Veränderungen zu verzeichnen waren und die Kernenergie planmäßig stark zurückgefahren wurde (−8 %). Die Gründe hierfür liegen hauptsächlich in der Energiewende und ihren Folgeeffekten sowie im Witterungsgeschehen. Im internationalen Vergleich war demgegenüber vor allem ein unterschiedlich starkes Wirtschaftswachstum für einen Anstieg des Energieverbrauchs verantwortlich. In China stieg das Bruttoinlandsprodukt weltweit wieder am stärksten (China +7,8 %). Im Vergleich zum Vorjahr lag das Wirtschaftswachstum aber um 1,5 %-Punkte niedriger. Gleichzeitig erhöhte sich der chinesische Energieverbrauch voraussichtlich nur um 3,9 %, was auch in China auf eine Entkopplung hindeutet. Die Volkswirtschaften in

den südostasiatischen Ländern Indonesien, Malaysia, Singapur, Thailand, Vietnam und den Philippinen wuchsen mit rd. 6 % deutlich stärker als in den Vorjahren. In den Entwicklungs- und Schwellenländern stieg das BIP insgesamt um 5 %. In Indien schwächte sich das Wirtschaftswachstum auf rd. 4,5 % nach fast 8 % im Vorjahr ab. Dabei deutet sich an, dass Indiens Energiehunger nicht so ungebremst wachsen wird wie der Chinas. Die Gründe dafür liegen in dem indischen Bestreben, moderne Technologien und fortschrittliche Energiesysteme stärker einzusetzen. In anderen Industrieländern konnte das Wirtschaftswachstum mit rd. 2 % zulegen (Beispiele: USA +2,3 %, Japan +2 %, Kanada +2 %). Allein die Eurozone blieb mit einem Wachstum von −0,4 % hinter den Erwartungen zurück.

Ein moderater Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs auf rd. 19,1 Mrd. t SKE in 2012 ist trotz deutlicher Wachstumsabschwächungen und der Krise im Euroraum im Wesentlichen auf den intakten Wirtschaftsauf-

Abbildung 2.3: Weltreserven von Energierohstoffen



\*) entspr. 1.653 Mrd. bbl, \*\*) entspr. 208 Bill. m<sup>3</sup>, \*\*\*) entspr. 861 Mrd. t

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 6/2012

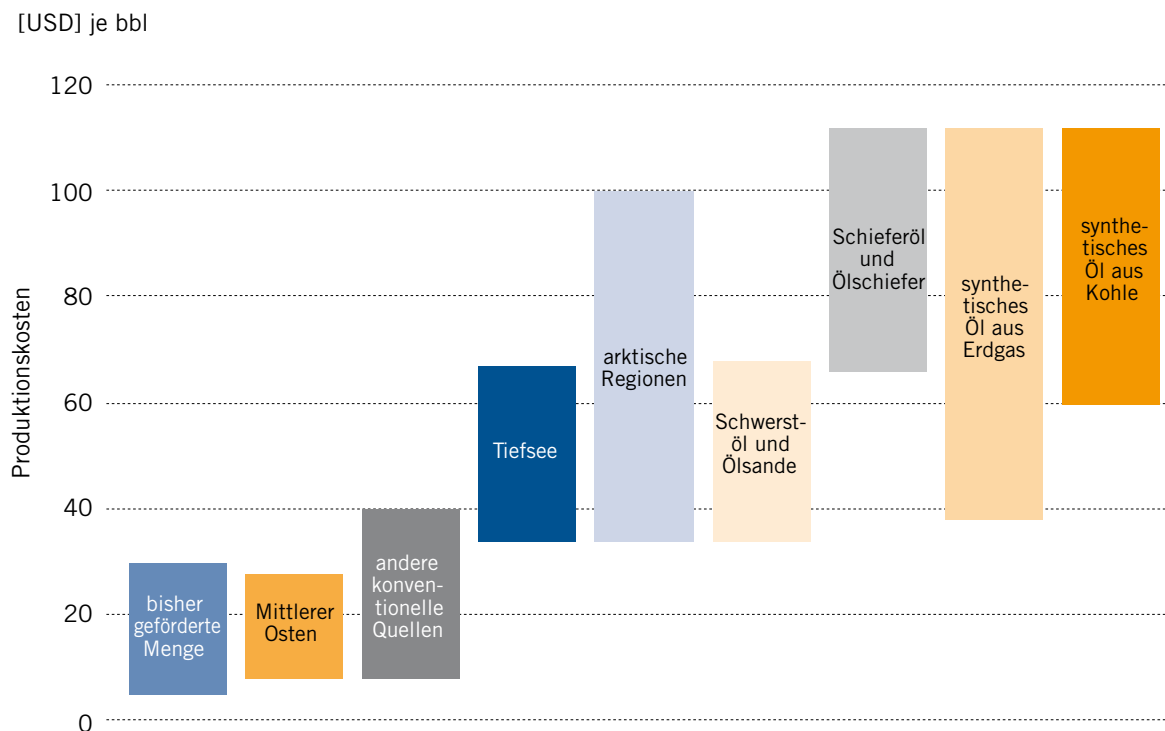
schwung in Asien und den auf hohem Niveau laufenden wirtschaftlichen Erholungsprozess in den USA zurückzuführen.

Bezogen auf den weltweiten Energieverbrauch und die Anteile einzelner Energieträger sind im globalen Maßstab unterschiedliche Zuwächse zu verzeichnen: Kohle (+3,3 %), Erdgas (+2,4 %), Erdöl (+0,7 %), erneuerbare Energien (+2,9 %) und Kernkraft (+1,9 %). Die weltweite Kohlenförderung ist im vergangenen Jahr stärker als andere Energieträgern um rd. 3,3 % auf 5,3 Mrd. t SKE gestiegen. Mit einem Produktions- und Verbrauchsanteil von etwas mehr als 50 % ist China weiterhin das wichtigste Kohleland. Mengenmäßig betrachtet ist das Erdöl mit einem weltweiten Verbrauch von 5,9 Mrd. t SKE der global bedeutendste Energieträger. Demgemäß bedeutsam ist und bleibt eine ausreichende Erdölversorgung. Entgegen einigen Befürchtungen haben die OPEC-Länder (Algerien, Iran, Kuwait, Libyen, Irak, Nigeria, Katar, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate und Vene-

zuela) nach 28 Mio. Barrel je Tag im Vorjahr ihre Fördermengen in 2012 auf rd. 31 Mio. Barrel je Tag angehoben. Mit Blick auf die gesunkenen Ölpreise in der zweiten Jahreshälfte 2012 hat sich die Lage an den Ölmärkten in der Folge merklich entspannt.

Das Erdgas legt bei der Verbrauchsentwicklung, angetrieben durch den Gas-Hype in den USA, mit 4,1 Mrd. t SKE deutlich zu. Insgesamt decken die fossilen Energieträger damit mehr als 80 % des weltweiten Energieverbrauchs. Aber die erneuerbaren Energieträger mit Wasser, Wind, Biomasse und Sonnenenergie holen auf. In 2012 lag ihr Anteil am weltweiten Energieverbrauch mit zusammen etwa 2,7 Mrd. t SKE bereits bei gut 14 %. Die Kernenergie erreicht zwar noch geringe Zuwachsraten, aufgrund des Fukushima-Effektes mehren sich aber die Anzeichen, dass die Atomindustrie weltweit an Bedeutung verliert. Nach ihrem jüngsten Statusreport sind in den vergangenen 18 Monaten insgesamt 21 Anlagen (das schließt sechs Fukushima-Reaktoren ein) stillgelegt wor-

Abbildung 2.4: Produktionskosten von Öl nach Lagerstätte und Entwicklungsstufe



Quellen: IEA, WEO 2011: BGR, Energiestudie 2012, Energierohstoffe 2009

den. Gleichzeitig verlaufen viele Neubauprojekte aus der Vergangenheit schleppend, sodass Zweifel aufkommen, ob diese in Zukunft fertig gestellt werden.

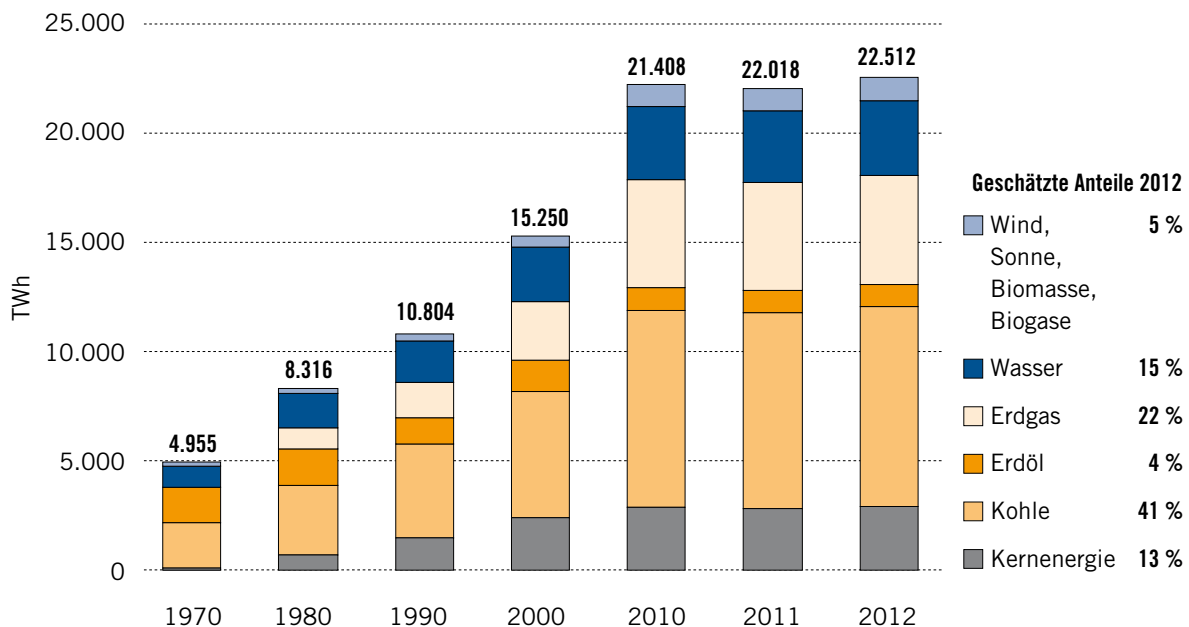
Die Fragen der Versorgungssicherheit in Bezug auf Energie und Rohstoffe beschäftigen Politik und Wirtschaft weltweit. Der Umgang mit dem Thema ist jedoch sehr unterschiedlich. Die Industriestaaten überlassen es bislang weitgehend der Privatwirtschaft, selbst Versorgungssicherheit herzustellen und entsprechend vorausschauend zu handeln. Dabei setzen sie allerdings zunehmend umwelt- und energiepolitische Rahmenbedingungen. Dagegen werden in den meisten Schwellenländern die großen Energieprojekte und Rohstoffvorhaben staatlich gesteuert. Das Beispiel China zeigt das aktive politische Bemühen um eine langfristige Sicherung von Energierohstoffvorkommen.

Die fossilen Energierohstoffe sind geographisch und mengenmäßig unterschiedlich verteilt. Die mit Abstand größte Reserve stellt die Kohle gefolgt von Öl und Gas. Die Vorkommen sind insgesamt unterschiedlich konzentriert. Während sich die konventionellen Rohölvorkom-

men auf den Nahen Osten konzentrieren, befinden sich die Kohlevorkommen im wesentlichen auf der Nordhalbkugel in den Ländern USA, Russland und eben in China. Die Erdgasvorkommen verteilen sich prozentual auf verschiedene Regionen und sind vielfach mit Erdölvorkommen verbunden. Durch die zunehmende Erschließung unkonventioneller Öl- und Gasvorkommen verlagern sich indessen die geografischen und auch geopolitischen Schwerpunkte. Mit der Verschiebung der Schwergewichte des Verbrauchs an Energierohstoffen von den OECD-Ländern hin zu den Nicht-OECD-Ländern verschieben sich zunehmend auch die Interessenlagen bei Explorations-, Förder- und Aufbereitungsvorhaben. Das schafft neue, sehr unterschiedliche Regionalmärkte, die sich zum Teil erheblich in den Produktionskosten und der Anwendung von Umwelt- und Sozialstandards unterscheiden. Ein Produktionskostenvergleich bei Erdöl verdeutlicht die Unterschiede nach Art des Vorkommens (vgl. Abb. 2.4).

Bezug nehmend auf die Verbrauchs- und Vorratsrelationen der einzelnen Energierohstoffe besteht immer noch ein beträchtliches Missverhältnis, auch wenn konventio-



**Abbildung 2.5: Welt-Nettostromerzeugung 1970–2012 nach Energieträgern in TWh**

Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2012, IEA World Energy Outlook 2012, Eigene Schätzungen

nelles zunehmend durch unkonventionelles Öl ergänzt wird. Ähnliches gilt für das Gas. Für die kommenden Jahre bleibt es wahrscheinlich, dass Erdgas in weiten Teilen der Welt wegen des günstigen Preises und seiner Umweltvorteile bei der Nutzung zunehmend Verwendung findet. Ein günstigerer Erdgaspreis beeinflusst viele andere Produktions- und Infrastrukturvorhaben im gesamten Energiebereich.

In 2012 wuchs Stromverbrauch und Stromerzeugung weltweit gleich schnell wie der Gesamtenergiebedarf. Eine sichere Stromversorgung bleibt dabei von überragender Bedeutung für Wohlstand, Wachstum und soziale Sicherung. Dies gilt am dringlichsten insbesondere in Weltregionen, die bislang noch nicht umfassend elektrifiziert sind. Die weiter steigende Weltbevölkerung mit Zuwachsraten von geschätzt 70–80 Millionen Menschen je Jahr führt zu einem ständig ansteigenden Bedarf an Strom. In 2012 hat sich nach ersten vorläufigen Schätzungen die Weltstromerzeugung um rd. 2,2 % erhöht.

Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle und Erdgas an der globalen Stromerzeugung legte 2012 leicht zu, die Kohle (Anteil 41 %) ist bei der Stromerzeugung weltweit nach wie vor der Energieträger Nr. 1 weit vor dem Erdgas (22 %). Der Einsatz der Erneuerbaren mit Wasserkraft,

Wind, Sonne und Bioenergien liegt mit zusammen rd. 20 % höher als in den Vorjahren. Dies ist vor allem an den Zuwachs der Biomasse- und Biogasverstromung und der „neuen“ erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik zurückzuführen. Die weltweite Stromerzeugung aus Kernenergie (Anteil 13 %) ist im Vorjahresvergleich weniger stark gestiegen als die der vorgenannten Energiequellen, die in vielen Ländern nicht zu vernachlässigende Stromerzeugung aus Öl ist 2012 etwas zurückgegangen.

## 2.2 World Energy Outlook 2012

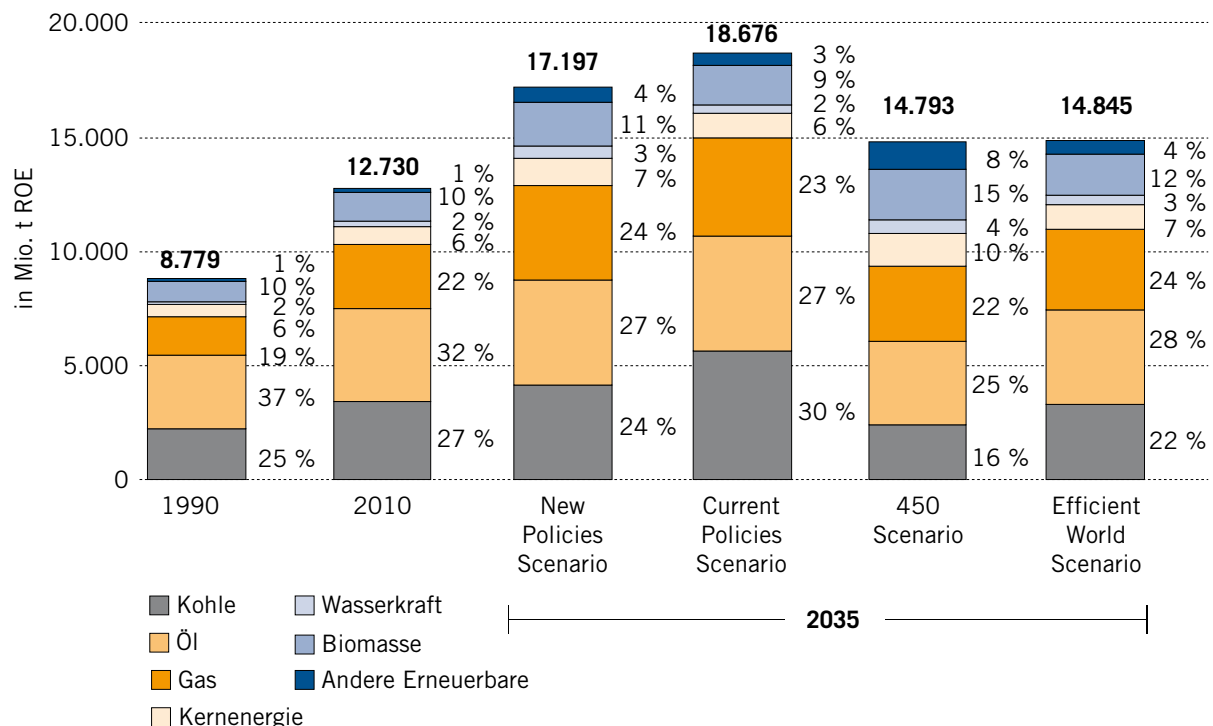
### Überblick WEO 2012

Die Internationale Energie-Agentur (IEA) hat im November 2012 erneut einen World Energy Outlook (WEO) veröffentlicht. Darin wird untersucht, welche Auswirkungen die veränderte „Weltkarte“ der Energiewirtschaft auf die globalen Energie- und Klimatrends in den kommenden Jahrzehnten (Zeithorizont: 2035) haben können. Als besonders wichtige neue Parameter werden identifiziert: die wiedererstarke Öl- und Gasförderung in den USA, der Rückzug einer Reihe von Ländern aus der Kernenergie, das rasche Wachstum der Nutzung von Wind- und Solar-technologien sowie die weltweite Expansion der unkonventionellen Gasförderung.

Bei den differenziert nach Weltregionen vorgenommenen Analysen handelt es sich nicht um eine Prognose. Vielmehr werden mögliche konsistente Zukunftsbilder dargestellt, für die – abhängig von den jeweils getroffenen Annahmen – Entwicklungstrends bezüglich Energie-Angebot und -Nachfrage sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewiesen werden. Vier Szenarien werden vorgestellt.

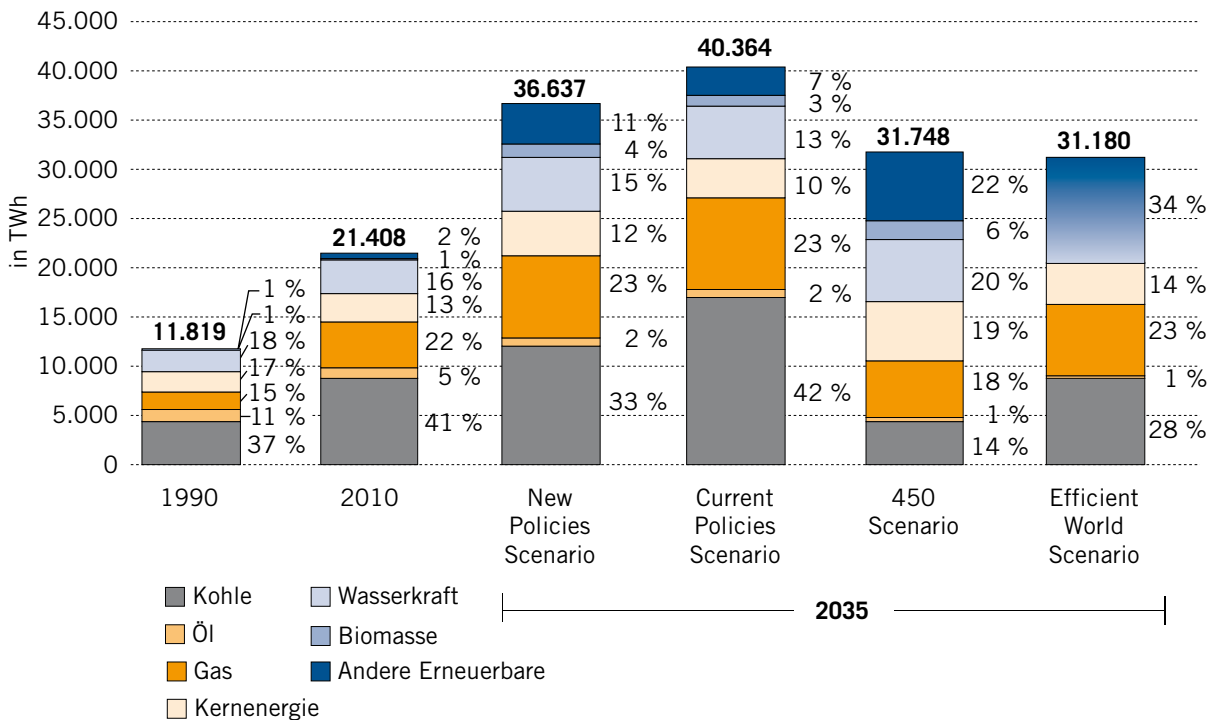
1. Das New Policies Scenario berücksichtigt die politischen Zusagen und die angekündigten Vorhaben zur Begrenzung der Emissionen von Treibhausgasen, zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und zur Reduzierung lokaler Umweltbelastungen.
2. Im Current Policies Scenario (Baseline Scenario) sind die bestehenden energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen zugrunde gelegt (vergleichbar mit dem früher als Reference Scenario bezeichneten Pfad). Nach Mitte 2012 implementierte neue Politiken bleiben unberücksichtigt.
3. Im 450 Szenario wird eine Begrenzung der Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf 450 ppm CO<sub>2</sub>-Äquivalente (parts per million) angenommen. Dieses Szenario geht von radikalen politischen Maßnahmen aus, mit denen eine Begrenzung des Anstiegs der globalen Temperatur auf 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau gewährleistet werden soll.
4. Im WEO 2012 werden erstmals Ergebnisse eines Efficient World Scenarios ausgewiesen, das die Auswir-

Abbildung 2.6: Primärenergieverbrauch weltweit



Quelle: IEA, World Energy Outlook 2012

Abbildung 2.7: Globale Stromerzeugung



kungen der Nutzung aller wirtschaftlich vertretbaren Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zeigt.

Der WEO 2012 klassifiziert, ebenso wie in den Ausgaben der beiden Vorjahre geschehen, das New Policies Scenario (NPS) als Referenzszenario. Diese Wahl präjudiziert (wie in der Szenariotechnik üblich) keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit des Eintretens oder die Wünschbarkeit dieses oder eines der anderen Szenarien. Vielmehr werden die Entwicklungstrends veranschaulicht, die sich unter den jeweils angenommenen politischen Rahmensetzungen nach Einschätzung der IEA abzeichnen. Das 450 Szenario ist als „Zielszenario“ zu verstehen, das ausweist, welche Entwicklung eintreten müsste, damit das 2-Grad-Ziel nach den Modellrechnungen eingehalten wird. Es ist ebenso wenig als Prognose zu verstehen, wie das neue Efficient World Szenario, das einen „Möglichkeitsraum“ aufzeigt, den die Energieeffizienz grundsätzlich liefert. Angesichts der durch die IEA vorgenommenen Einordnung des New Policies Szenario als Hauptszenario konzentrieren sich die nachfolgenden Aussagen zunächst darauf.

## Kernannahmen

Folgende Kernannahmen liegen den Szenario-Rechnungen zugrunde:

- Das weltweite BIP – Haupttreiber der Energienachfrage – steigt in allen Szenarien um durchschnittlich 3,5 % pro Jahr im Zeitraum 2010 bis 2035 (EU: 1,8 %/Jahr). Das Wachstum in den Entwicklungs- und Schwellenländern fällt bis 2035 deutlich stärker aus als in den OECD-Staaten (Beispiel China: 5,7 %/Jahr im Zeitraum 2010 bis 2035 gegenüber 2,1 %/Jahr im Durchschnitt der OECD).
- Die Bevölkerung – als weitere Schlüsselgröße für die Energienachfrage – nimmt von 6,8 Milliarden im Jahr 2010 auf 8,6 Milliarden im Jahr 2035 zu; dazu tragen die Entwicklungs- und Schwellenländer mit mehr als 90 % bei.
- Die Weltmarktpreise für Energie haben einen erheblichen Einfluss auf Energieangebot und -nachfrage. Die IEA legt dem New Policies Szenario im Jahr 2035 einen Ölpreis von 125 USD/Barrel (ausgedrückt im Geldwert des Jahres 2011) zugrunde (dies entspricht

in nominalen Größen 216 USD/Barrel). Im Current Policies Scenario wird ein stärkerer, im 450 Scenario ein schwächerer Preisanstieg unterstellt. Die Erdgaspreise folgen weitgehend dem Trend der Ölpreise – allerdings mit deutlichen Unterschieden zwischen den verschiedenen Weltregionen. So wird die stärkste Preiskorrelation zwischen Öl und Erdgas für Kontinental-Europa und für Asien gesehen. Die Divergenz zwischen den niedrigeren US-Erdgaspreisen und den deutlich höheren Notierungen in Europa und in Asien wird fortbestehen. Allerdings verringert sich der Preis-spread zwischen den wichtigsten Märkten nach Einschätzung der IEA. Die Preise für Kesselkohlen sinken im New Policies Scenario bis 2015 gegenüber dem Niveau des Jahres 2011 und verzeichnen danach – in realen Größen – eine leichte Erholung. Im 450 Scenario verringern sich die Preise für Kesselkohlen bis 2035 um 43 %. Sie hätten damit nominal die gleiche Höhe wie 2011.

- Die CO<sub>2</sub>-Preise (ausgedrückt im Geldwert des Jahres 2011) bewegen sich 2035 im New Policies Scenario in einer Bandbreite zwischen 30 (China) und 45 USD/t (EU sowie Australien und Korea). Im 450 Scenario wird zum gleichen Zeitpunkt von CO<sub>2</sub>-Preisen zwischen 95 USD/t (Schwellenländer) und 120 USD/t (Industriestaaten) ausgegangen. Es wird unterstellt, dass auch in den Märkten, auf denen kein explizites CO<sub>2</sub>-Regime existiert, die Investitionsentscheidungen im Kraftwerkssektor implizit einen „Schattenpreis“ in entsprechender Höhe berücksichtigen.
- Zwar wird die Entwicklung von „Breakthrough“-Technologien nicht erwartet. Allerdings geht die IEA von Kostenreduktionen bei bestehenden neuen Technologien (Lernkurve) aus. Sie kommen damit näher an die Wettbewerbsfähigkeit und kommerzielle Nutzung. Die größten Unsicherheiten werden bei CCS, PV, fortgeschrittenen Fahrzeugtechnologien und bei Kernenergie gesehen.

### Zentrale Ergebnisse des New Policies Scenario

Der weltweite Primärenergieverbrauch nimmt von 12,7 Mrd. Tonnen Öläquivalent im Jahr 2010 um 35 % auf 17,2 Mrd. Tonnen Öläquivalent im Jahr 2035 zu. Dies entspricht einem jahresdurchschnittlichen Wachstum von 1,2 %. Auf Nicht-OECD-Staaten entfallen 93 % des erwarteten Anstiegs des globalen Energieverbrauchs; demgegenüber nimmt der Energiebedarf der OECD-Staaten nur in geringem Umfang zu (3 %).

Alle Energieträger werden künftig verstärkt nachgefragt. Fossile Energieträger müssen rund 60 % des Nachfragezuwachses abdecken. Erdöl bleibt der wichtigste fossile Energieträger im globalen Primärenergiemix, obwohl sein Anteil von 33 % im Jahr 2010 auf 27 % im Jahr 2035 sinkt. Die Nachfrage nach Kohle steigt bis etwa Mitte des nächsten Jahrzehnts und stagniert danach. Der Verbrauch an Erdgas erhöht sich unter allen fossilen Energien am stärksten. Fast die Hälfte des bis 2035 erwarteten Anstiegs der globalen Gasförderung entfällt auf nicht-konventionelles Gas, wobei den größten Teil dazu die USA, Australien und China beitragen. Die USA werden bis 2020 zu einem Netto-Exporteur von Erdgas. Bis 2035 erreichen die USA eine nahezu ausgeglichene Import-/Exportbilanz bei Energie. Der Anteil der Kernkraft steigt weltweit von 6 % im Jahr 2010 auf 7 % im Jahr 2035. Der Einsatz erneuerbarer Energien, einschließlich Wasserkraft, verdoppelt sich. Der Anteil dieser Energien am Primärenergiemix steigt von 13 % im Jahr 2010 auf 18 % im Jahr 2035.

Die gesamte globale Erzeugung von Elektrizität nimmt bis 2035 um 71 % im Vergleich zu 2010 zu. Mehr als 80 % dieses Zuwachses entfallen auf Nicht-OECD-Staaten. Für China wird ein Zuwachs der Stromerzeugung um 134 % prognostiziert. Damit wäre China 2035 mit 27 % an der globalen Stromerzeugung beteiligt. Die in der Periode 2011 bis 2035 insgesamt als Ersatz für Altanlagen (1.980 GW) sowie zur Deckung der steigenden Nachfrage (3.910 GW) weltweit neu in Betrieb zu nehmende Kraftwerkskapazität beläuft sich auf 5.890 GW. Zur Veranschaulichung: Das entspricht in etwa dem 35-fachen der in Deutschland Ende 2011 insgesamt installierten Kraftwerksleistung.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ändert sich zulasten der fossilen Brennstoffe. Trotzdem dominieren die fossilen Energien mit einem Anteil von 57 % im Jahr 2035 (2010: 68 %). Weltweit bleibt Kohle der Hauptbrennstoff für die Stromerzeugung; allerdings geht ihr Anteil von heute 41 % auf 33 % zurück. Der Anteil von Erdgas zur Weltstromerzeugung vergrößert sich von 22 % im Jahr 2010 auf 23 % im Jahr 2035. Die Stromerzeugung aus Kernenergie erhöht sich im Projektionszeitraum bis 2035 um 58 % und damit deutlich weniger als im letztjährigen WEO angenommen. Das Gewicht der Kernenergie nimmt aber trotz des erwarteten Ausbaus der Kraftwerksleistung leicht ab. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdreifacht sich zwischen 2010 und 2035. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Weltstromerzeugung erhöht sich in diesem Zeitraum von 20 % auf 30 % und schließt damit fast zur Kohle auf. Das stärkste absolute Wachstum unter den erneuerbaren

Abbildung 2.8: Weltweit erwarteter Zubau von Kraftwerkskapazität

## Der erwartete weltweite Ersatz und Zubau von Kraftwerkskapazität von 5.890 GW entspricht ...



... **33 x dem heutigen deutschen Kraftwerkspark!**

Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2012; eigene Darstellung

Energien wird bei Wind erwartet – Verachtfachung der Stromerzeugung bis 2035 gegenüber 2010. Damit erreicht Wind 2035 an der weltweiten Stromerzeugung einen Anteil von 7,3 %. Photovoltaik trägt 2035 mit 2,3 % zur weltweiten Stromerzeugung bei – ein Wert, der in Deutschland bereits 2010 erreicht war.

Die globalen energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen sich von 30 Mrd. t im Jahr 2010 um 23 % auf 37 Mrd. t im Jahr 2035. Dieser Pfad wird mit der Annahme eines langfristigen Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur um 3,5 Grad Celsius verknüpft. Das prognostizierte Wachstum der globalen Emissionen ist allein den Nicht-OECD-Staaten zuzuschreiben; dort wird ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50 % erwartet. Demgegenüber gehen die Emissionen in den OECD-Staaten bis 2035 um 16 % im Vergleich zum Stand des Jahres 2010 zurück. Damit verringert sich der Anteil der OECD-Staaten an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 41 % im Jahr 2010 auf

28 % im Jahr 2035. China allein ist 2035 ebenfalls für 28 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich.

### Ergebnisse für die anderen Szenarien

Die für die drei anderen Szenarien ausgewiesenen Trends zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen weichen vom Ergebnis der Berechnungen für das Hauptszenario ab.

So fällt der Energieverbrauchszuwachs im Current Policies Szenario mit weltweit 1,5 % pro Jahr stärker aus, im 450 Szenario und im Efficient World Szenario bleibt der Anstieg im Jahresdurchschnitt auf 0,6 % begrenzt.

Der Zuwachs der globalen Energienachfrage würde somit im Efficient World Szenario im Vergleich zum New Policies Szenario halbiert – also statt 35 % nur 17 % Zuwachs im Zeitraum 2010 bis 2035. Die globale Ölnach-

**Abbildung 2.9: Energieträger – absolute Trends vs. relative Verschiebungen im New Policies Scenario (1)**

Energieträger	Primärenergieverbrauch	Stromerzeugung
Alle	Anstieg um 35 % bis 2035; 93 % des Wachstums in Entwicklungs- und Schwellenländern.	Anstieg um 71 % bis 2035; damit doppelt so stark wie Primärenergieverbrauch.
Fossile	Der Anteil der fossilen Brennstoffe sinkt von 81 % im Jahr 2010 auf 75 % im Jahr 2035. Absolut aber noch Zuwachs.	Anteil verringert sich von 67 % auf 57 % trotz Anstiegs um rund 45 % in absoluten Größen.
Erdöl	Anstieg des Verbrauchs von 87,4 mb/d in 2011 auf 99,7 mb/d in 2035. 90 % der Ölexporte aus dem Mittleren Osten fließen bis 2035 nach Asien.	Beitrag vermindert sich von 5 % auf unbedeutende 1,5 %.
Kohle	Verbrauchsanstieg in den nächsten 10 Jahren, danach Stabilisierung. 2035: Kohleverbrauch gut ein Fünftel höher als 2010. Anteil Chinas am globalen Kohleverbrauch 47 %.	Anstieg um 37 % in absoluten Größen; Anteil sinkt von 41 % auf 33 % im Jahr 2035. Trotzdem bleibt Kohle Hauptbrennstoff für die Stromerzeugung.

Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2012; eigene Darstellung

frage würde vor 2020 den Höchststand erreichen und 2035 um etwa 13 Mio. Barrel/Tag niedriger sein als im New Policies Scenario – eine Reduktion, die der aktuellen Produktion von Russland und Norwegen zusammen entspricht.

Bei Umsetzung aller wirtschaftlich vertretbaren Energieeffizienz-Maßnahmen würde weltweit eine jahresdurchschnittliche Verringerung der Energieintensität um 1,8 % im Zeitraum 2010 bis 2035 erreicht – gegenüber 1,0 %/Jahr im Zeitraum 1980 bis 2010.

Die zusätzlichen Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz im Endverbrauchssektor werden von der IEA für den Zeitraum 2012 bis 2035 auf 3,8 Bill. USD veranschlagt – entsprechend durchschnittlich 158 Mrd. USD pro Jahr.

Fossile Energieträger behalten in allen vier Szenarien bis 2035 eine dominante Position. Ihr jeweiliger Anteil am Primärenergiemix variiert jedoch deutlich. Die Anteile der erneuerbaren Energien und der Kernkraft sind im 450 Szenario am höchsten, im Current Policies Scenario am niedrigsten.




Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen im Current Policies Scenario stärker als im Hauptszenario. Im 450 Szenario erreichen die CO<sub>2</sub>-Emissionen vor 2020 mit 31,5 Mrd. t einen Höhepunkt und fallen dann bis 2035 auf 22,1 Mrd. t zurück.

Ohne eine Verschärfung der Klimapolitik über die im New Policies Scenario bereits unterstellten Maßnahmen hinaus würde nach Aussage der IEA bereits bis 2017 die bestehende Energie-Infrastruktur die gesamte Emissionsmenge produzieren, die gemäß 450 Szenario bis 2035 „erlaubt“ wäre. Eine rasche Implementierung der Energieeffizienz-Technologien, wie im Efficient World Scenario unterstellt, würde die „lock-in“-Periode auf das Jahr 2022 verschieben. Damit würde Zeit gewonnen für den notwendigen Abschluss eines weltweiten Übereinkommens zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen.

## Bewertung

Die 668 Seiten starke Studie vermittelt erneut ein umfassendes Bild über die Perspektiven der globalen Energieversorgung. Mit dem New Policies Scenario wird eine Entwicklung skizziert, die Realität werden kann, wenn die

**Abbildung 2.10: Energieträger – absolute Trends vs. relative Verschiebungen im New Policies Scenario (2)**

Energieträger	Primärenergieverbrauch	Stromerzeugung
 Erdgas	Einzigster fossiler Energieträger, dessen Anteil am Weltenergieverbrauch bis 2035 zunimmt. „Goldenes Zeitalter“ für Erdgas prognostiziert.	Anstieg um 78 % in absoluten Größen; Anteil vergrößert sich von 22 % auf 23 %.
 Kernkraft	Zunahme um 58 % und damit weniger als noch für ein Jahr prognostiziert. Zuwächse konzentrieren sich auf Länder wie China, Korea, Indien und Russland.	Anstieg der globalen Kapazität von 394 GW im Jahr 2010 auf 583 GW im Jahr 2035; Anteil an Stromerzeugung sinkt von 13 % auf 12 %.
 Erneuerbare	Der Verbrauch verdoppelt sich bis 2035; deren Anteil steigt von 13 % auf 18 %.	Verdreifachung der Stromerzeugung auf 11.341 TWh im Jahr 2035; damit decken die EE die Hälfte des gesamten Zuwachses der Stromerzeugung ab. Anteil erneuerbare Energien steigt von knapp 20 % auf 30 % im Jahr 2035.

Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2012; eigene Darstellung

von den Regierungen angekündigten Ziele und Vorhaben durch konkrete Maßnahmen unterlegt werden.

Die IEA erwartet, dass auch in anderen Weltregionen verstärkt in den Ausbau erneuerbarer Energien investiert wird. Allerdings wird sich die Transformation international bei weitem nicht mit der Geschwindigkeit vollziehen, wie dies in Deutschland diskutiert wird. Gemäß New Policies Scenario wird die weltweite Energieversorgung auch 2035 noch zu 75 % auf fossilen Energien basieren; zum Vergleich: 2010 waren es 81 %.

Mit der jetzt veröffentlichten Untersuchung wird deutlich: Die Einhaltung des 2-Grad-Ziels könnte nur mit einer massiven Verschärfung der Maßnahmen zum Klimaschutz realisiert werden. Dass dies geschieht, ist bisher jedoch nicht absehbar. Gerade dort, wo noch mit einem Wachstum der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu rechnen ist, rangiert der Klimaschutz in der Prioritätenskala deutlich hinter den Zielen Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätze und Begrenzung von Schadstoffemissionen zur Verbesserung der lokalen Umweltsituation.

## Ausblick

Der World Energy Outlook 2013 wird am 12. November 2013 veröffentlicht werden. Neben aktualisierten Einschätzungen zu Energienachfrage und -angebot, Handel, Investitionen und Kohlendioxid-Emissionen – differenziert nach Staaten, Brennstoffen und Sektoren – stehen darin folgende Themen zur vertieften Behandlung an:

- Klimawandel und Energiesektor
- Entwicklung des brasilianischen Energiemarktes und seine weltweiten Auswirkungen
- Energietrends in Südostasien
- Aussichten für Ölproduktion und Raffinerien
- Subventionen für fossile Brennstoffe



## 2.3 COP-18 in Doha

Insgesamt wurde auf der Klimaschutzkonferenz in Doha im Herbst 2012 zwar kein sichtbarer Fortschritt hin zu einem neuen internationalen Klimaregime sichtbar, aber es wurde auch ein komplettes Scheitern vermieden. Die Beschlüsse von Doha bestätigen im Wesentlichen die Beschlüsse von Durban aus dem Jahr 2011 und den verabschiedeten Zeitplan von Bali aus 2007. Das entspricht aber auch der Erwartungshaltung im Vorfeld der COP-18. Die Teilnehmer der Klimakonferenz hielten fest, dass die vorliegenden freiwilligen Reduktionsverpflichtungen einzelner Länder bis 2020 unter der Durban Plattform unzureichend sind, um die Erwärmung auf 2,0 °C oder 1,5 °C zu begrenzen.

### Die Ergebnisse im Überblick

**KYOTO-PROTOKOLL:** Die 27 Länder der EU und zehn weitere Staaten verlängern das Kyoto-Protokoll bis Ende 2020 durch verpflichtende feste Reduktionsziele (siehe Tabelle 2.1). Die EU möchte ihre Treibhausgase bis dahin um zwanzig Prozent reduzieren (Basisjahr 1990). Die übrigen zehn Länder sind abgesehen von Australien keine großen Emittentenländer: Im nun fortgeführten Kyoto-Protokoll werden vierzehn Prozent<sup>1</sup> der weltweiten Treibhausgasemissionen erfasst. Die Verlängerung des Kyoto-Protokolls hat den Vorteil, dass die bereits vereinbarten Methoden zur Messung und Berichterstattung von Emissionen sowie aufwendig installierte und bewährte Verhandlungsprozeduren erhalten bleiben und somit das

Fundament für zukünftige Verhandlungen spielen können – falls andere Länder nachziehen.

Die drei Staaten Japan, Neuseeland und Russland haben im Kyoto-Prozess jedoch keine festen Klimaziele mehr. Kanada ist ausgetreten. Die USA hatten den Vertrag von 1997 zwar unterschrieben, aber nie völkerrechtlich umgesetzt.

**EMISSIONSHANDEL (Emission Trading System ETS):** Das EU-ETS kann in ein noch zu etablierendes internationales Regime eingebettet werden mit einem international einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preis. Neben marktbasierenden Instrumenten werden zunehmend CO<sub>2</sub>-Steuern als Instrument in Erwägung gezogen.

**TREIBHAUSGASE:** Zu den sechs bislang berücksichtigten Treibhausgasklassen kommt Stickstofftrifluorid (NF<sub>3</sub>) hinzu. Es dient zur Produktion von Flachbildschirmen und Solarzellen und als Ersatzstoff für Fluorkohlenstoffverbindungen. Als Treibhausgas ist es 17.200mal klimaschädlicher als CO<sub>2</sub>.

**GELD:** Ab 2020 soll der Green Climate Fonds<sup>2</sup> mit jährlich 100 Mrd. USD eingerichtet werden, wobei Industrieländer (inkl. Deutschland) bereits 4,554 Mrd. USD für

<sup>1</sup> Quelle: CDC climat research: Daten für 2008 für alle Treibhausgasemissionen aus dem EDGAR Modell.

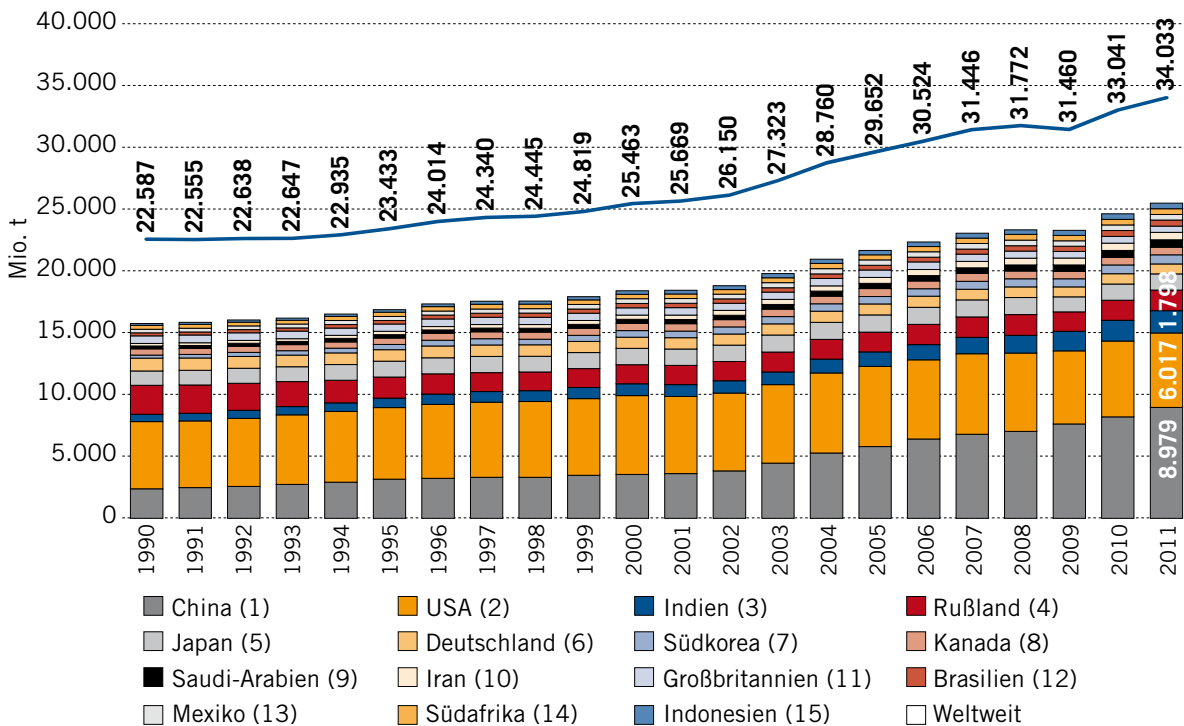
<sup>2</sup> Der Green Climate Fonds (GCF) wurde 2009 in den Copenhagen Accords das erste Mal genannt, in Cancún 2010 etabliert. In Durban 2011 wurde beschlossen, dass der GCF als operative Einheit des UNFCCC betrachtet werden und dass er bis zur COP-18 im Jahr 2012 mit einem Regelwerk versehen werden soll, damit er seine Arbeit aufnehmen kann. Als Sitz des GCF wurde Incheon in Südkorea gewählt.

**Tabelle 2.1: Die Kyotoverpflichtungen und die 2020-Ziele der EU-27 und zehn weiterer Länder**

Land	Emissionen im Basisjahr (in Mio. t CO <sub>2</sub> eq)	Reduktionsverpflichtung für 2008-2012	Reduktionsziel für 2013-2020
Australien	548	+8 %	-0,5 %
EU-27	5.772	-7,9 %	-20 %
Island	3	+10 %	-20 %
Kasachstan	360	./.	-5 %
Kroatien	31	-5 %	-20 %
Liechtenstein	0,2	-8 %	-16 %
Monaco	0,1	-6 %	-22 %
Norwegen	50	+1 %	-16 %
Schweiz	53	-8 %	-15,8 %
Ukraine	921	0 %	-24 %
Weißrussland	139	./.	-12 %
<b>Gesamt</b>	<b>7.878</b>	<b>-6 %</b>	<b>-18 %</b>

Quelle: CDC climat research



Abbildung 2.11: Die weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die 15 größten Emittenten sind für knapp drei Viertel der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, Stand 2011. Unter den ersten fünf befindet sich dabei kein EU-Mitgliedstaat.

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2012

die Verwaltung zur Verfügung gestellt haben. Das Mandat für die Regelung der langfristigen Finanzierung wird bis Ende 2013 verlängert. Damit wurde die Entscheidung über die finanziellen Beiträge der Industrieländer zum Green Climate Fonds abermals vertagt.

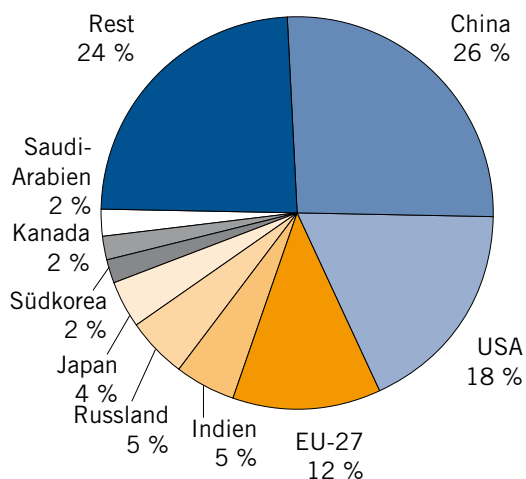
**GLOBALER KLIMAVERTRAG:** Es wurde ein Fahrplan zum Aushandeln eines umfassenden Klima-Abkommens bis 2015 vereinbart. In dem Jahr soll das Abkommen fertig werden, damit es 2020 in Kraft treten kann. Auch die USA machen bei den Verhandlungen mit. Die Unterzeichner der Klimarahmenkonvention von 1992, also alle Staaten inkl. USA, bekräftigen die im Bali Action Plan 2007 verabschiedeten Grundsätze, dass Industrieländer messbare und verifizierte nationale Vermeidungsoptionen einschließlich quantitativer Emissionsreduktionen vorlegen sollen. Entwicklungsländer sollen ebenfalls messbare und verifizierte nationale Vermeidungsoptionen entwickeln.

Die internationale Staatengemeinschaft beschloss bereits in Durban, dass ein Ergebnis mit rechtlicher Bindung bis 2015 vereinbart und bis 2020 in Kraft treten soll. Aller-

dings wurde weder in Durban noch in Doha ein Plan mit Meilensteinen festgelegt, um dieses Ziel zu erreichen. Damit verbleiben im Wesentlichen die nächsten beiden COPs, um den UN-Prozess zu einem erfolgreichen Ergebnis zu führen. Das wird jedoch nicht einfach werden:

- Die unterschiedlichen Ansichten Chinas und der USA werden wahrscheinlich in den nächsten Jahren bestehen bleiben bzw. sich kaum annähern.
- In der Dekade 2000–2010 stiegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit um 30 %, also deutlich schneller als in der Dekade davor mit 13 % (1990–2000).

In der EU besteht keine geschlossene Haltung über den künftigen Zielpfad.

**Abbildung 2.12: Länderanteile an CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2012

Zwischen 1990 und 2011 erhöhten sich die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um knapp 51 % von 22,6 Mrd. t auf

34,0 Mrd. t. Der Zuwachs kommt dabei vor allem aus den wirtschaftlich prosperierenden Ländern China und Indien. China steigerte seine Emissionsfracht in diesem Zeitraum um 6,6 Mrd. t (+276 %), Indien um 1,2 Mrd. t (+209 %). Aber auch die Emissionsfracht der USA wuchs um 0,6 Mrd. t (+11 %). Für die USA erwartet allerdings die IEA in Zukunft sogar sinkende Emissionsfrachten, da zunehmend Gas in den Bereichen der Stromerzeugung aber auch beim Lasttransport verwendet wird.

Bei den größten Emittenten im Jahr 2011 wiesen lediglich drei Länder eine Reduktion im Vergleich zu 1990 auf. Führend ist hierbei Russland mit 0,675 Mrd. t (-29 %), Deutschland mit 0,228 Mrd. t (-22 %) und das Vereinigte Königreich mit 0,111 Mrd. t (-18 %). Die drei genannten Länder vermieden insgesamt 1,013 Mrd. t in diesem Zeitraum – das ist weniger als die Steigerung alleine von Indien im gleichen Zeitabschnitt.

Die COP-19 wird vom 11. November bis zum 22. November 2013 in Warschau (Polen) stattfinden. Für die COP-20 soll ein südamerikanisches Land ausgewählt werden.

### 2.3.1 Weltweite Treibhausgas-Emissionshandelssysteme

Obwohl die Verhandlungen der Vertragsstaaten im Dezember 2011 in Durban in Hinblick auf ein weltweites Emissionshandelssystem ab 2020 enttäuschend verliefen, gibt es dennoch einige Länder oder Regionen außerhalb der EU, die Emissionshandelssysteme nutzen oder einzuführen planen. Durch die absolut festgelegten Emissionsobergrenzen erreichen Emissionshandelssysteme die Klimaschutzvorgaben zielgenau.

Das bereits 2005 verpflichtend eingeführte Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) erfasst mittlerweile die direkten Treibhausgasemissionen größerer Anlagen der Industrie und Energiewirtschaft in den 27 Mitgliedstaaten der EU. Bilateral angekoppelt sind derzeit die Nicht-EU-Staaten Norwegen, Island und Liechtenstein. Die Schweiz verfügt bereits über ein eigenes Emissionshandelssystem alternativ zu einer CO<sub>2</sub>-Steuer und könnte nach Auffassung des deutschen Umweltministeriums 2014 dem europäischen System beitreten. Das EU-ETS ist mit jährlich 2 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>eq) das weltweit größte Emissionshandelssystem, auch wenn es nur 3-4 % der globalen Emissionen betrifft.

In anderen Regionen der Welt sind bereits Emissionshandelssysteme in Betrieb oder in Vorbereitung, die jedoch methodisch und hinsichtlich ihrer Reichweite sehr unterschiedlich strukturiert und daher nur bedingt kompatibel sind.

In den USA erfasst das RGGI seit 2009 die Stromerzeugung in den neun US-Bundesstaaten Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island und Vermont. Es ist mit weniger als 200 Mio. t CO<sub>2</sub>eq aber deutlich kleiner als das EU-ETS. Obwohl im Juni 2009 das US-Repräsentantenhaus den American Clean Energy and Security Act verabschiedete, scheiterte das bundesweite Emissionshandelssystem im US-Senat. Unabhängig davon implementierte Kalifornien kürzlich ein eigenes Emissionshandelssystem mit 170 Mio. t CO<sub>2</sub>eq. Kalifornien plant mit den kanadischen Provinzen British Columbia, Manitoba, Ontario und Québec unter der Western Climate Initiative (WCI) ein Emissionshandelssystem zu errichten, das ca. 800 Mio. t CO<sub>2</sub>eq jährlich erfassen würde. Die Etablierung eines landesweiten, einheitlichen Systems ist auch

unter der zweiten Präsidentschaft Obamas eher unwahrscheinlich.

Neuseeland hat seit mehreren Jahren ebenfalls ein eigenes Emissionshandelssystem, das ca. 100 Mio. t CO<sub>2</sub>eq erfasst. Durch Hinzunahme weiterer Sektoren in 2013 wird das System umfänglicher. Für eine Überraschung sorgte die EU-Kommission, als sie im Sommer 2012 bilateral mit Australien eine Kopplung des EU-ETS mit dem australischen ETS aushandelte. Obwohl das australische Emissionshandelssystem mit ca. 360 Mio. t CO<sub>2</sub>eq noch nicht einmal gestartet ist, sollen australische Unternehmen ab Juli 2015 EU-Emissionsrechte zur Anerkennung ihrer Verpflichtungen kaufen können. Ab spätestens Mitte 2018 sollen auch EU-Unternehmen Emissionsrechte von Australien kaufen können.

Auch in Asien werden Emissionshandelssysteme etabliert. So finden sich Vorarbeiten zu einem japanischen Emissionshandelssystem. Die japanische Klimapolitik ist nach dem Tsunami im März 2011 und dem Regierungswechsel Ende 2012 allerdings schwer vorhersehbar geworden. Südkorea will das bestehende Zielvereinbarungssystem mit den Industriekonzernen zu einem nationalen Emissionshandelssystem ausbauen. In zwei Dreijahresperioden sollen die Treibhausgasemissionen von 2015 bis 2020 auf 812 Mio. t CO<sub>2</sub>eq begrenzt werden. In Kasachstan soll nach einer Pilotphase 2013 bis 2015 eine erste Handelsperiode bis 2020 folgen, die 155 Mio. t CO<sub>2</sub>eq erfasst.

Auch in China, dem weltgrößten CO<sub>2</sub>-Emittenten, zeigen sich Aktivitäten. Im Fünfjahresplan 2011–15 ist die Ausarbeitung eines Arbeitsplanes zur Kontrolle der Treibhausgasemissionen vorgesehen. Fünf Städte und zwei Provinzen (Peking, Tianjin, Shanghai, Chongqing und Shenzhen sowie Hubei und Guangdong) sollen Pilotprojekte für Emissionshandelssysteme aufsetzen. Neben zentralen Vorgaben zur Überwachung der Emissionen und Zielvorgaben sollen die Pilotprojekte im Wettbewerb eigenen Vorgaben zu spezifischen Zielen, zu den erfassten Branchen und Anlagen, Handelsplattformen etc. entwickeln. Auf Basis der Erfahrungen der Pilotprojekte, die weniger als eine Mrd. t CO<sub>2</sub>eq erfassen und voraussichtlich in 2014 implementiert werden, soll später über eine landesweite Einführung entschieden werden.

Die Ankopplung der verschiedenen Emissionshandelssysteme ist möglich, da immer die gleiche Einheit CO<sub>2</sub>-Äquivalente gehandelt wird. Sie ist volkswirtschaftlich wünschenswert, da die günstigsten Vermeidungsmaßnahmen angereizt werden. Eine Grundvoraussetzung für

die Verknüpfung der nationalen und regionalen Systeme ist, dass Emissionen verlässlich überwacht und verifiziert werden.

Allerdings können z. B. unterschiedliche Ambitionsniveaus, großzügige Nutzungsmöglichkeiten von Ersatzmaßnahmen (Offsetmaßnahmen) und Nutzungsumfang von Projektzertifikaten aus Drittstaaten (CDM, JI) zur Zurückhaltung bei den politischen Entscheidern führen, Emissionshandelssysteme miteinander zu koppeln. Die europäische Politik und Wirtschaft werden genau beobachten, inwieweit großzügige Zuteilungen von Emissionsrechten von nationalen Regierungen an konkurrierende Unternehmen die Wettbewerbsnachteile der europäischen Unternehmen verfestigen. Trotzdem ist eine Strategie der frühzeitigen Kopplung der Emissionshandelssysteme empfehlenswert, da gerade sie die sukzessive Konvergenz der ETS-Regelungen nachfolgend beschleunigt.

Die Etablierung regionaler Emissionshandelssysteme und deren Kopplung senken die Hürden für die Erreichung eines weltweiten Klimaabkommens für die Zeit nach 2020, die spätestens auf der 21. Klimastaatenkonferenz Ende 2015 beschlossen werden soll. Daher sind Emissionshandelssysteme insbesondere in den sich dynamisch entwickelnden und rasch industrialisierenden Schwellenländern, die bisher noch keine Emissionsobergrenzen einhalten müssen, sehr wichtig. Es gibt methodologisch betrachtet keine tragfähigen Alternativen als eine absolute Begrenzung der weltweiten Klimagase insbesondere der CO<sub>2</sub>-Emissionen für effektiven Klimaschutz. Allein die heute bekannten preisgünstig vorhandenen Kohle-, Öl- und Gasvorkommen reichen bei ihrer energetischen Nutzung aus, um den von der Weltgemeinschaft weiterhin angestrebten höchstzulässigen Temperaturanstieg von 2 °C mehrfach zu übertreffen. Ohne verbindliche globale Emissionsobergrenzen werden diese Brennstoffe unbeschränkt verwendet und die Emissionen freigesetzt.

## 2.4 Regenerative Energieversorgung weltweit

Die Energieversorgung der Welt beruhte in vorindustrieller Zeit überwiegend auf regenerativen Quellen: Wasserkraft und Wind wurden in Mühlen genutzt, Biomasse (Holz, Dung usw.) in Wärme umgewandelt. Fossile Energieträger, später auch die Kernenergie, überlagerten im Zuge der Industrialisierung die erneuerbaren dann bei weitem. Allerdings entfallen von den heute weltweit genutzten erneuerbaren Energien noch immer etwas mehr als die Hälfte – nämlich 8,5 % des Weltenergiebedarfs – auf „traditionelle“ erneuerbare Energieträger, also vor allem auf Biomasse wie gesammeltes Holz, landwirtschaftliche Abfall- und Nebenprodukte oder Dung.

Einen ähnlich großen Stellenwert wie die „traditionellen“ haben heute die „modernen“ regenerativen Energieträger, die 8,2 % des Weltenergiebedarfs decken. Noch vor einem Jahrzehnt waren es weniger als 3 %. Wenn der Stellenwert der erneuerbaren Energien für die Weltenergieversorgung also wächst, so ist dies auf die modernen regenerativen Energieträger wie Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie aber auch zeitgemäßer Biomassenutzung und Biokraftstoffe zurückzuführen.

Zwei Fünftel der „modernen“ erneuerbaren Energieträger wird laut Renewable Energy Policy Network in Wärme umgewandelt (unter anderem Biomasse, Solarthermie oder Geothermie). Zwei weitere Fünftel entfallen auf die Stromgewinnung in Wasserkraftwerken. Das verbleibende Fünftel der weltweiten Nutzung „moderner“ erneuerbarer Energieträger entfällt vor allem auf die Stromgewinnung mittels Wind, Sonne, Biomasse oder Erdwärme sowie zu einem geringeren Anteil auf Biokraftstoffe.

### Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien

Zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien stand Ende 2011 weltweit eine Leistung von 1.360 GW zur Verfügung. Dies entsprach einem Anteil an der gesamten Welt-Kraftwerksleistung von mehr als 25 %, womit etwas mehr als 20 % der Welt-Stromproduktion bestritten wurden.

Mehr als 70 % der regenerativen Stromerzeugungsleistung der Welt entfallen zurzeit auf die Wasserkraft (970 GW). Die umfangreichsten Wasserkraftkapazitäten befin-

**Tabelle 2.2: Regenerative Stromerzeugung weltweit, in GW**

Stromerzeugung mit	Jahr	Welt	EU-27	BRIC(S)	China	Vereinigte Staaten	Deutschland	Spanien	Italien
Wasserkraft	2011	970	120	383	212	79	4	20	18
	2035	1.685	169	732	420	113	n.v.	n.v.	n.v.
Windkraft	2011	238	94	80	62	47	29	22	7
	2035	1.098	288	441	326	161	n.v.	n.v.	n.v.
davon auf See	2011	4	4		0	0			
	2035	175	70		46	18			
Biomasse	2011	72	26	18	4	14	7	1	2
Solarer Strahlungsenergie	2011	72	52	4	3	5	29	6	13
davon PV	2011	70	51	4	3	4	25	5	13
	2035	603	146	209	113	68	n.v.	n.v.	n.v.
davon CSP	2011	2	1	0	0	1	0	1	0
	2035	72	12	19	14	11	n.v.	n.v.	n.v.
Geothermie	2011	11	1	0	0	3	0	0	1
	2035								
Andere	2011	0	0	0	0	0	0	0	0
	2035	15	9	0	0	1	n.v.	n.v.	n.v.

Quellen: Renewable Energy Policy Network, Renewables 2012 Global Status Report; IEA, World Energy Outlook 2012

den sich mit mehr als 380 GW in den BRICS-Staaten. Allein auf China entfallen mehr als 200 GW.

Die Windkraftanlagen hatten Ende 2011 einen Anteil von 17,5 % an der regenerativen Kraftwerksleistung der Welt (fast 240 GW). Sie befinden sich vor allem in der Europäischen Union (94 GW), gefolgt von China (62 GW) und den Vereinigten Staaten (47 GW).

Anlagen, mit denen solare Strahlungsenergie in elektrischen Strom umgewandelt wird, hatten Ende 2011 weltweit eine Leistung von fast 72 GW. Das entspricht etwa 5 % der regenerativen Welt-Stromerzeugungskapazität beziehungsweise einem Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von etwa drei Vierteln. Die wichtigste Technologie ist die Photovoltaik (70 GW). Sonnenwärmekraftwerke spielen kaum eine Rolle. Mehr als ein Drittel der weltweiten Photovoltaikleistung war Ende 2011 in Deutschland installiert (25 GW), fast ein Fünftel in Italien (13 GW).

Biomasse wird als Brennstoff unmittelbar in Wärme bzw. elektrischen Strom sowie in flüssige Brenn- und Kraftstoffe umgewandelt. Weiterhin hat die Produktion von Holzpellets als Zwischenerzeugnis der Wärme- und Stromerzeugung in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Die Anlagen, mit denen Biomasse in elektrischen Strom umgewandelt wird, hatten Ende 2011 eine Leistung von weltweit 72 GW. Sie konzentrieren sich, gemessen an der installierten Leistung in den Vereinigten Staaten, in Brasilien und in Deutschland.

Die Erdwärme ist ein regenerativer Energieträger von gewaltigem theoretischem Potenzial. Es könnte ausreichen, um den Energiebedarf der Welt 100.000-fach zu decken. Beim heutigen Stand der Technik kann davon allerdings nur ein geringer Teil an Standorten mit geologischen Anomalien sinnvoll genutzt werden. Anlagen, die Erdwärme in elektrischen Strom umwandeln, hatten Ende 2011 eine Kapazität von wenig mehr als 11 GW, die zu einem großen Teil in den Vereinigten Staaten installiert sind. Die Umwandlung von Wellen- oder Tidenenergie in elektrischen Strom hat weltweit kaum Bedeutung.

## Ausblick

Die Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Weltenergieversorgung wird weiter zunehmen. Die Internationale Energieagentur (IEA) geht davon aus, dass ihr Anteil an der Weltstromproduktion von heute 20 % auf etwas mehr als 30 % im Jahr 2035 ansteigen könnte (New Policies Scenario). Die regionalen Unterschiede dürften dabei allerdings erheblich sein. So könnten erneuerbare

Energien in der Europäischen Union 2035 mehr als 40 % des Strombedarfs decken, in China hingegen weniger als 30 %, in den Vereinigten Staaten nur etwas mehr als 20 %.

Die Wasserkraft wird nach diesen Projektionen die wichtigste regenerative Energiequelle bleiben. Die IEA geht davon aus, dass in den kommenden 20 Jahren 500 GW neue Wasserkraftwerke zugebaut werden, vor allem in Asien und in Lateinamerika.

Die IEA schätzt weiter, dass auch die weltweit installierte Leistung der Windkraft stark ansteigen wird. Der Ausbau könnte vor allem in der Europäischen Union stattfinden, aber zum Beispiel auch in den Vereinigten Staaten, China und Indien. Die installierte Windkraftleistung könnte bis 2035 auf 1.098 GW zunehmen, wovon dann 175 GW auf die Windkraft auf See entfallen.

Die installierte Photovoltaikleistung könnte bis 2035 ebenfalls auf mehr als 600 GW stark ansteigen.

## Chancen und Herausforderungen

Die Politik unterstützt den Ausbau der erneuerbaren Energien weltweit mit Förderungen aller Art. Hierdurch soll beispielsweise ein geringerer Ausstoß an sogenannten Treibhausgasen und Luftschadstoffen erreicht werden. Davon abgesehen spielen auch wirtschaftspolitische Gesichtspunkte für die Förderung der erneuerbaren Energien eine Rolle, wie das Ziel, sich von (importierten) fossilen Energieträgern unabhängig zu machen oder neue Arbeitsplätze durch Investitionen in erneuerbare Energien zu schaffen.

Tatsächlich geht die IEA davon aus, dass sich durch die erneuerbaren Energien über alle Sektoren bis 2035 mehr als 4 Gigatonnen Treibhausgasausstoß vermeiden lassen. Dazu leistet die Stromerzeugung mit 3,6 Gigatonnen den größten Beitrag, insbesondere mit der Windkraft. Im Bereich der erneuerbaren Energien sind weltweit bis heute auch etwa 5 Mio. Arbeitsplätze entstanden. Dies entspricht, zum Vergleich, ungefähr den Arbeitsplätzen in einem kleineren Industrieland wie zum Beispiel der Tschechischen Republik. Davon befinden sich 1,6 Mio. – also fast ein Drittel – in China.

Diesen Vorteilen stehen in der Regel hohe Investitionskosten und ein geringer Beitrag zur gesicherten Leistung der regenerativen Stromerzeugung gegenüber.

Mehr als 60% der Investitionen, die bis 2035 in die Stromerzeugung fließen könnten, dürften nach Einschätzung der IEA auf erneuerbaren Energien entfallen – insgesamt mehr als 6 Bill. US-Dollar (inflationsbereinigt). Davon könnten etwas mehr als ein Drittel auf die Windkraft, etwa ein Viertel auf die Wasserkraft und etwas mehr als ein Fünftel auf die Photovoltaik entfallen. Die Industrieländer und die Entwicklungs- und Schwellenländer bringen je ungefähr 3 Bill. USD auf.

Investitionen in diesem Umfang dürften allerdings nur getätigt werden, wenn die öffentliche Hand den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung weiterhin finanziell unterstützt. 2011 erhielten die Stromerzeuger mit regenerativer Energie (ohne große Wasserkraft) weltweit Subventionen und Unterstützungen in Höhe von 64 Mrd. USD. Davon floß der weitaus größte Teil in die Photovoltaik (25 Mrd. USD) und in die Windkraft (21 Mrd. USD). Die Europäische Union wendet das meiste Geld für die Förderung der erneuerbaren Energien auf, allein für die Unterstützung der regenerativen Stromerzeugung wurden 2011 fast 40 Mrd. USD gezahlt. In den Vereinigten Staaten waren es zur gleichen Zeit nur etwas mehr als 10 Mrd. USD.

Die IEA schätzt, dass die Unterstützung für die Photovoltaik bis zum Ende des kommenden Jahrzehnts inflationsbereinigt auf weltweit fast 80 Mrd. USD ansteigen wird. Gleichzeitig wird es Regionen geben, in denen die Photovoltaik ohne staatliche Unterstützung wettbewerbsfähig sein wird. Zahlungen für die Windkraft an Land werden nur noch bis 2020 weiter ansteigen und dann wieder sinken, und zwar auf inflationsbereinigt 14 Mrd. USD pro Jahr – weil Windkraft an Land wettbewerbsfähig wird.

Die kostenmäßige Wettbewerbsfähigkeit einzelner regenerativer Energieträger löst allerdings nicht das Problem, dass die Leistung der Windkraft und der Solarenergie von den wechselnden Wetterlagen abhängt. Wind- und Solar- kraft leisten nur einen geringen Beitrag, die Jahreshöchstlast sicher zu decken. Zusätzliche Stromspeicher, die Verknüpfung mit steuerbarer Wasserkraft und Bioenergie sowie die Stärkung des Lastmanagements, könnten dieses Defizit in Zukunft mindern. Trotzdem schätzt die IEA, dass weltweit bis 2035 noch 300 GW zusätzliche konventionelle Kraftwerksleistung geschaffen und unterhalten werden müssen, um den Strombedarf jederzeit sicher decken zu können.

## 2.5 Wende in Japans Stromversorgung?

Von Jochen Hauff, A.T. Kearney Berlin und Hiroshi Sasamata, A.T. Kearney Tokio

Wichtige Entscheidungen der deutschen Energiewende wurden im Jahr 2011 maßgeblich durch die Ereignisse in Japan beeinflusst. Dieser Beitrag bietet eine kurze Bestandsaufnahme der Konsequenzen des verheerenden Erdbebens vom 11. März 2011 für den japanischen Stromsektor und gibt einen knappen Überblick derzeit in Japan diskutierter energiepolitischer Szenarien.

### Japans Stromsektor vor und nach Fukushima

Zwei Jahre nach der Tsunami-Katstrophe mit ihren unzähligen menschlichen Tragödien sind die Auswirkungen auf den japanischen Stromsektor noch deutlich spürbar. Seit der Havarie bzw. der Sicherheitsabschaltung sämtli-

cher Atomreaktoren drohen während der verbrauchsstarken Sommermonate Kapazitätsengpässe. So betrug die prognostizierte verfügbare Reservekapazität für den Sommer 2012 nur 0,3 % der erwarteten Last.<sup>3</sup>

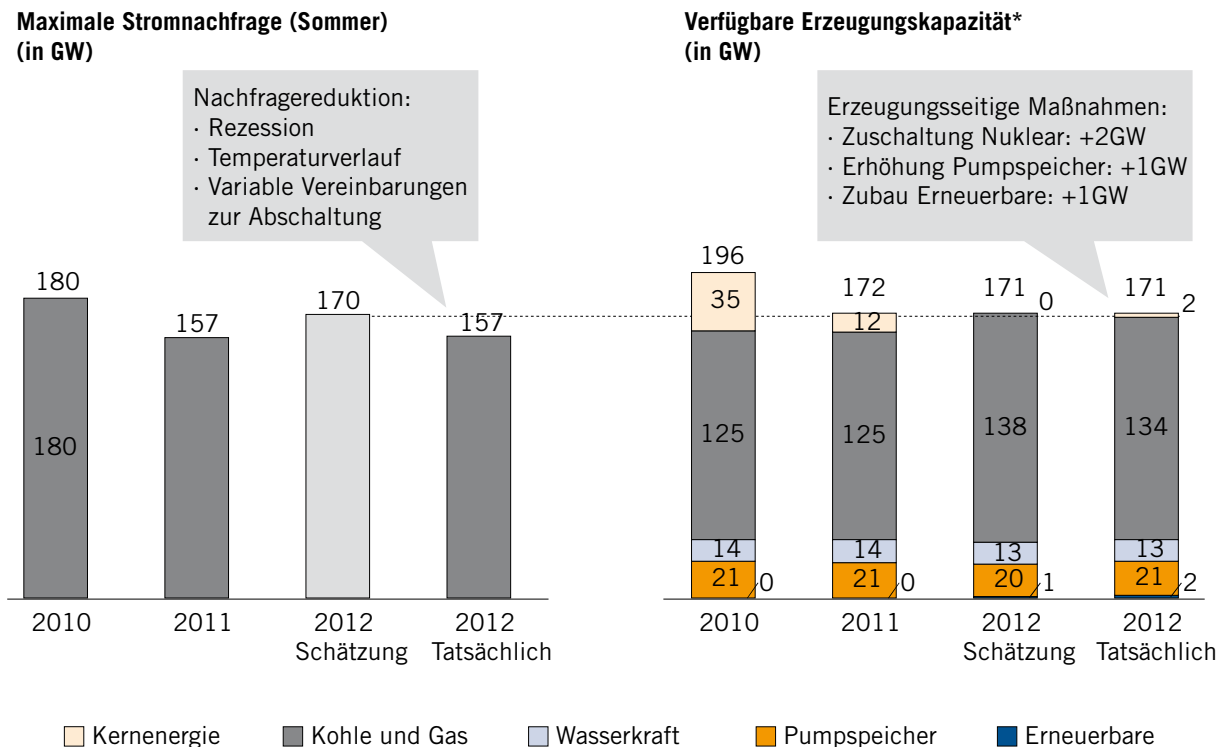
Neben den Produktionsausfällen der Exportwirtschaft in Folge der Katastrophe haben insbesondere Importe von verflüssigtem Erdgas (LNG) zu einem Rückgang des Leistungsbilanzsaldos um 44 % im Jahresvergleich 2010 zu 2011 und zu einem negativen Saldo zu Jahresbeginn 2012 geführt.<sup>4</sup> Importierte Volumina stiegen zwischen der 2. Jahreshälfte 2010 und dem entsprechenden Zeitraum 2011 um ca. 14 %. Gleichzeitig zogen die Preise für LNG so stark an, dass die Kosten der LNG-Importe 2011 um über 35 % höher waren als 2010.<sup>5</sup>

3 Regierungskommission zur Verifikation von Nachfrage und Angebot.

4 Statistics Bureau, Monthly Statistics, Tabelle F 09.

5 ebenda, Tabelle N 01; Vergleiche auch IEE Japan: Japan Energy Brief, No 18, March 2012.

Abbildung 2.13: Kapazitätssituation der japanischen Stromversorgung Sommer 2010-2012

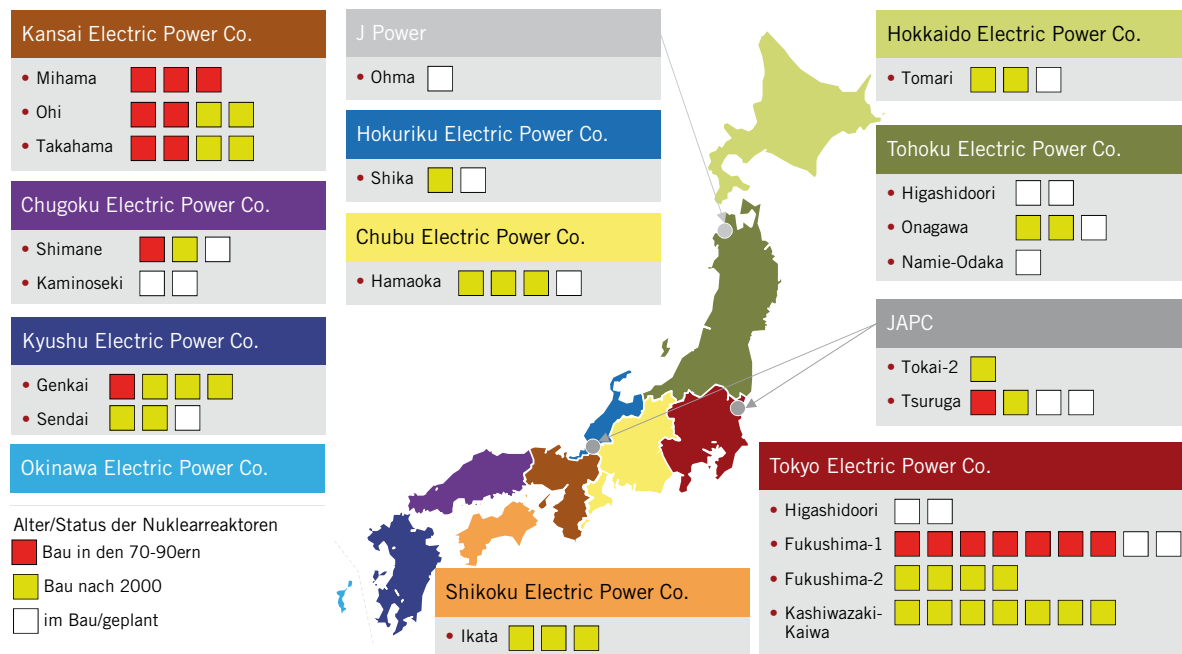


\* Prognose Frühjahr 2012 der Kommission sowie tatsächlicher Verlauf inkl. der zugeschalteten Ohi Reaktoren 3 und 4.

Quelle: Regierungskommission zur Verifikation von Nachfrage und Angebots. Zitiert in: Nagatomi, Institute for Energy and Economics in Japan (IEEJ) January 2013



Abbildung 2.14: Versorgungsgebiete der EVUs sowie Kernkraftportfolio je Betreiber



Quellen: GENI: [http://www.geni.org/globalenergy/library/national\\_energy\\_grid/japan/japanesenationalelectricitygrid.shtml](http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/japan/japanesenationalelectricitygrid.shtml); Japan EnergyBrief No.17, January 2012

Auch ölgefeuerte Kraftwerke wurden reaktiviert, was zu rund einer Verdopplung des Verbrauchs an Brennstoff im Vergleich der Jahre 2010 und 2011 führte.<sup>6</sup> Insgesamt stieg der Wert aller importierten Energieträger zwischen 2010 und 2012 um knapp 39 % und betrug im Jahr 2012 umgerechnet circa 200 Mrd. Euro, was mehr als 30 % aller japanischen Güterimporte ausmachte.<sup>7</sup>

Bei bislang stabilen Strompreisen hat dies die finanzielle Situation der japanischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) signifikant verschlechtert. Die Betreiber der abgeschalteten Atomkraftwerke müssen zudem auf die Erlöse aus dem Betrieb der Anlagen verzichten, sehen sich teilweise Entschädigungsforderungen gegenüber und müssen mit beträchtlichen Investitionen in neue Sicherheitsvorkehrungen bzw. den Rückbau von endgültig stillgelegten Anlagen rechnen. In 2013 ist aus diesen Gründen mit signifikanten Preissteigerungen für Endkunden zu rechnen.

Die in Abbildung 2.13 dargestellte sommerliche Kapazitätssituation der japanischen Stromversorgung zeigt, dass 2010 bei einer maximalen nachgefragten Leistung von 180 GW mit ca. 196 GW verfügbarer Kapazität eine mit über 8 % erhebliche Sicherheitsreserve bestand. Im Jahr 2011 standen durch die sicherheitsbedingten Abschaltungen zahlreicher Atomkraftwerke 24 GW weniger Kapazität zur Verfügung. Aufgrund des mit 23 GW in ähnlicher Größenordnung stattfindenden Rückgangs der maximal nachgefragten Leistung kam es auf nationaler Ebene zu keinen kapazitiven Engpässen. Regionale Engpasssituationen konnten durch Kooperation der EVUs ausgeglichen werden.<sup>8</sup> Die in Abbildung 2.14 dargestellte regionale Aufteilung des japanischen Stromsektors illustriert auch die von Region zu Region stark unterschiedliche Bedeutung der Kernkraft.

Dieser massive Nachfragerückgang war teilweise auf die darniederliegende Industrieproduktion zurückzuführen. Es wurden aber auch freiwillige und verpflichtende Einsparmaßnahmen umgesetzt. So werden z. B. Klimaanla-

6 JEPIC, Operating and Financial Data.

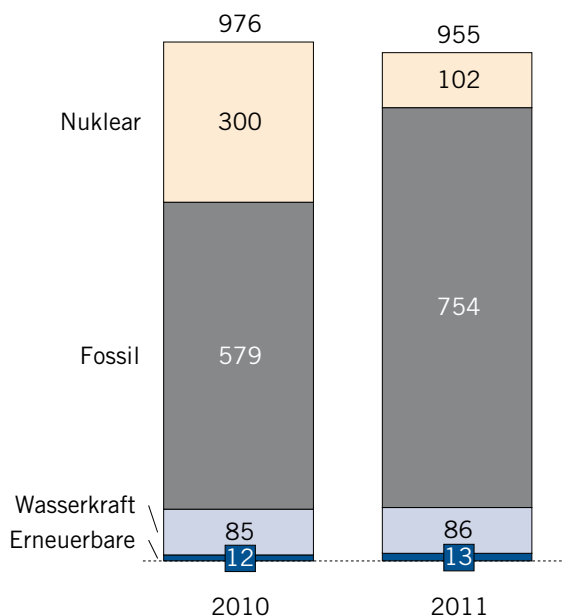
7 WEC Japan, Fukushima Report No. 7. March 25, 2013; vgl. auch Japan External Trade Organization (JETRO) Japan's Trade and Investment Statistics, [www.jetro.go.jp](http://www.jetro.go.jp).

8 Hayashi, M., Hughes, L. The policy responses to the Fukushima nuclear accident and their effect on Japanese energy security. Energy Policy (2012).





**Abbildung 2.15: Stromerzeugung nach Technologien (in TWh)**



Quelle: Agentur für Rohstoffe und Umwelt „The whitepaper on energy usage 2012“

gen in öffentlichen Gebäuden sowie Bürogebäuden im Laufe des Sommers stark gedrosselt. Insgesamt kam es zu einem Rückgang der Stromproduktion um ca. 2,2 % von 976 TWh in 2010 auf 955 TWh im Jahr 2011.<sup>9</sup> Abbildung 2.15 zeigt dabei, wie das Hochfahren der konventionellen Gas- und Kohlekraftwerke den Einbruch der Erzeugung aus Kernenergie kompensieren konnte. Im August 2011 wurde zudem das seit 2009 in Vorbereitung befindliche „Erneuerbare Energie Gesetz“ verabschiedet, welches unter anderem einen mit umgerechnet 0,39 €/kWh sehr hohen Einspeisetarif für Photovoltaik Anlagen > 10 kW bei 20 Jahren Laufzeit festsetzte. Für Anlagen < 10 kW betrug der Tarif sogar 0,41 €/kWh, jedoch nur für 10 Jahre Laufzeit. Mit dieser starken Subventionierung erreichte die Regierung einen Zubau von 1,3 GW Photovoltaik in 2011<sup>10</sup> und ca. 2 GW in 2012.<sup>11</sup>

9 GENI: [http://www.geni.org/globalenergy/library/national\\_energy\\_grid/japan/japanesenationalelectricitygrid.shtml](http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/japan/japanesenationalelectricitygrid.shtml); Japan EnergyBrief No. 17, January 2012.

10 Kaizuka, I. Net billing schemes and evolution to net export FIT – experience from Japan. IEA PVPS Workshop, Frankfurt, September 2012.

11 EPIA Market report 2012.

Im Frühjahr 2012 wurde für den Sommer ein Kapazitätsengpass vorausgesagt, worauf mit weiteren nachfrage- und angebotsseitigen Maßnahmen reagiert wurde. Unterstützt durch eine günstigere Temperaturentwicklung und die anhaltende Rezession gelang es so, Versorgungsengpässe auch 2012 zu vermeiden. Problematisch waren aber die (in Abbildung 2.13 nicht dargestellten) regionalen Differenzen. So war die Zuschaltung der Reaktoren Ohi 3 und 4 per Dekret notwendig, um die Kapazitätsengpässe in der Region Kansai zu überwinden, wo trotz Zulieferungen aus anderen Netzgebieten ansonsten eine unterbrechungsfreie Versorgung nicht gesichert gewesen wäre.

Vor dem Hintergrund der zunächst überstandenen Engpasslage im Sommer 2012 und offizieller Umfrageergebnisse, wonach 47 % der Bevölkerung den vollständigen Ausstieg aus der Atomenergie befürworteten,<sup>12</sup> fällt das Kabinett der Nedo Regierung im September 2012 die energiepolitische Grundsatzentscheidung, perspektivisch aus der Atomenergie auszusteigen. Diese vom Kabinett beschlossene „Innovative Strategie für Energie und Umwelt“ wurde durch den mittlerweile neuen Ministerpräsidenten Abe kritisiert. Dieser hat stattdessen die Wiederinbetriebnahme und sogar den Neubau von Atomreaktoren nicht ausgeschlossen.<sup>13</sup> Diese Forderungen treffen in der Regierungsverantwortung nun auf ein schwieriges Umfeld. Abbildung 2.16 stellt die wesentlichen Szenarien für die weitere Entwicklung dar.

Die genannten Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarien sind aufgrund der hohen politischen Dynamik in Japan mit starker Unsicherheit behaftet. Insbesondere die wichtige Rolle der lokalen und regionalen Administrationen ist schwer einzuschätzen. Diese haben im Regelfall ein Mitspracherecht beim Wiederaufstarten von abgeschalteten Atomkraftwerken nach Sicherheitsprüfungen. Auch der Neubau bzw. die Ersatzinvestition an einem etablierten Standort ist ohne die Zustimmung der Regionalregierungen unwahrscheinlich. Nationale Umfrageergebnisse und energiepolitische Entscheidungen der Regierung in Tokio sind also, ähnlich wie in Deutschland, letztlich nur einer von mehreren Faktoren einer Energiewende in Japan.

Nach unserer Einschätzung ist mit einer Abfolge der in Abbildung 2.16 dargestellten Szenarien 1 und 2 zu rech-

12 Inajima, T. and Okada, Y. Japan citizens favor zero nuclear in debate over energy options. Bloomberg, 22. August 2012. <http://www.bloomberg.com/news/2012-08-22/japan-finds-47-of-citizens-support-zero-nuclear-power-option.html>.

13 Abe: New plants to be build. Daily Yomiuri, 1.1. 2013.

**Abbildung 2.16: Szenarien der zukünftigen Entwicklung im japanischen Stromsektor**

		Einschätzung
1	<p><b>Kein oder nur vereinzelt Wiederanfahren der Kernkraftwerke. Voller Fokus auf Ausbau Kohle, Gas, Erneuerbare</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verweigerung von Betriebsgenehmigungen nach Sicherheitstest durch die neugegründete Atomaufsicht u.a. aufgrund mangelnder lokaler Zustimmung</li> <li>• Beschleunigter Aufbau konventioneller und erneuerbarer Kapazitäten und starke Anstrengungen zur Erhöhung der Energieeffizienz</li> </ul>	<b>Kurzfristig wahrscheinlich</b>
2	<p><b>Teilweises Wiederanfahren von neugeprüften Kernkraftwerken bei Laufzeitlimitierung und damit langfristigem Ausstieg aus der Kernkraft</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Setzt starkes Wachstum konventioneller und erneuerbarer Kapazitäten sowie nachfrageseitige Maßnahmen voraus</li> <li>• Lokaler Widerstand beim Wiederanfahren zu erwarten, insgesamt aber von der öffentlichen Meinung vergleichsweise breit getragen</li> </ul>	<b>Langfristig wahrscheinlich</b>
3	<p><b>Wiederbeleben eines Wachstumsprogramms für Kernenergie inkl. Ersatzinvestitionen an bestehenden Kernenergiestandorten und Neubauten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Begleitet von moderatem Kapazitätsaufbau in Erneuerbare und weiteren Effizienzmaßnahmen</li> <li>• Hohe Unsicherheit, was Umsetzbarkeit und Kosten angeht. Mit starker lokaler Opposition zu rechnen</li> </ul>	<b>Unwahrscheinlich</b>

Quelle: A.T. Kearney

nen. Die in Szenario 3 dargestellte baldige Rückkehr zu einer auf weiteren Ausbau der Atomkraft ausgerichteten Politik (wie sie vor Fukushima herrschte) ist unwahrscheinlich. Zum einen kommt die Durchführung der Sicherheitsüberprüfungen aufgrund der neuen Zuständigkeiten für die Atomaufsicht nur langsam voran.<sup>14</sup> Zum anderen ist davon auszugehen, dass zahlreiche Anlagen nur nach Umsetzung neuer Sicherungsmaßnahmen wieder anfahren dürfen. Folglich ist es in den nächsten 1-2 Jahren unwahrscheinlich, dass weitere Reaktoren anfahren. Lediglich in Einzelfällen wäre dies, ähnlich wie im Fall von Ohi 3 und 4 in 2012, als Notfallmaßnahme bei regionalen Kapazitätsengpässen denkbar. Mittelfristig erscheint ein Wiederanfahren dann immer weniger wahrscheinlich falls es gelingt, neue Lieferanten und verbesserte Lieferbedingungen für LNG zu finden und zugleich die Energieeffizienz zu erhöhen und die erneuerbaren Energien stark auszubauen. Diese Maßnahmen werden mit hoher Priorität verfolgt, sodass es in Japan mit einiger Wahrscheinlichkeit mittel- bis langfristig zu einer dann nachhaltigen Energiewende kommt.

<sup>14</sup> Vergleiche auch: Murakami, T. Developments and issues in restarting nuclear power stations. IEEJ e-Newsletter No. 9, Dezember 2012 and No 12, March 2013.

# Energie in der Europäischen Union

3



## 3.1 Zahlen & Fakten

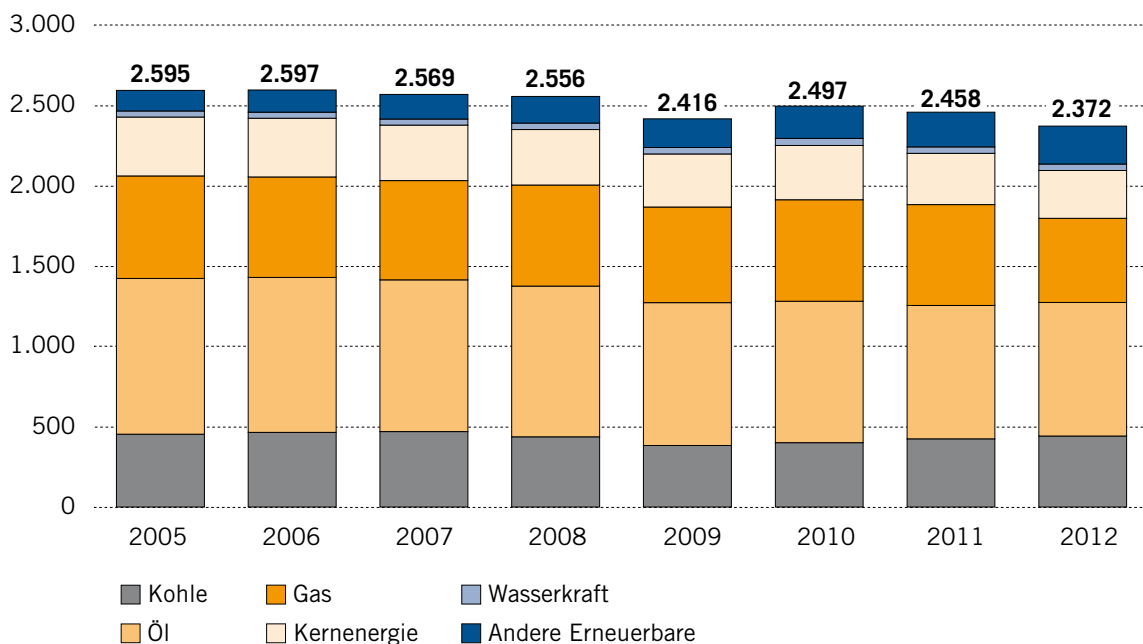
### Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in der EU-27 verlief bis zum Jahr 2008 relativ konstant und betrug alljährlich ca. 2,6 Mrd. t SKE. In 2009 sank aufgrund der Wirtschaftskrise der Verbrauch um etwa 5 % auf 2,42 Mrd. t SKE. Hauptsächlich betroffen war wegen der direkten Verknüpfung zur Wirtschaftsentwicklung der Verbrauch im Industriesektor, während die Bereiche Gewerbe und Haushalte nur geringfügig beeinflusst wurden. Schon in dem folgenden Jahr 2010 erholte sich der Primärenergieverbrauch wieder auf etwa 2,50 Mrd. t SKE, ohne damit aber den Verbrauch aus dem Jahr 2008 zu erlangen. In den Jahren 2011 und 2012 ging der Primärenergieverbrauch erneut jeweils leicht zurück, um in 2012 etwas weniger als 2,4 Mrd. t SKE zu erreichen. Ursachen hierfür waren zum einen die andauernden wirtschaftlichen Schwierigkeiten aufgrund der Eurokrise, wovon insbesondere die südlichen EU-Ländern betroffen waren. Zum anderen wirkte aber der trotz der Eurokrise kontinuierlich fortgesetzte Ausbau der Erneuerbaren reduzierend auf den gesamten Energieverbrauch. Die Substitution von konventionellen Energieträgern durch erneuerbare Energien insbesondere im Stromsektor bewirkte eine Reduktion des Gesamtverbrauchs, da der Eigenverbrauch der Kraftwerke entfällt. Außerdem zeigten auch die verstärkten

Bemühungen um die Effizienzsteigerung in der EU-27 erste Wirkung.

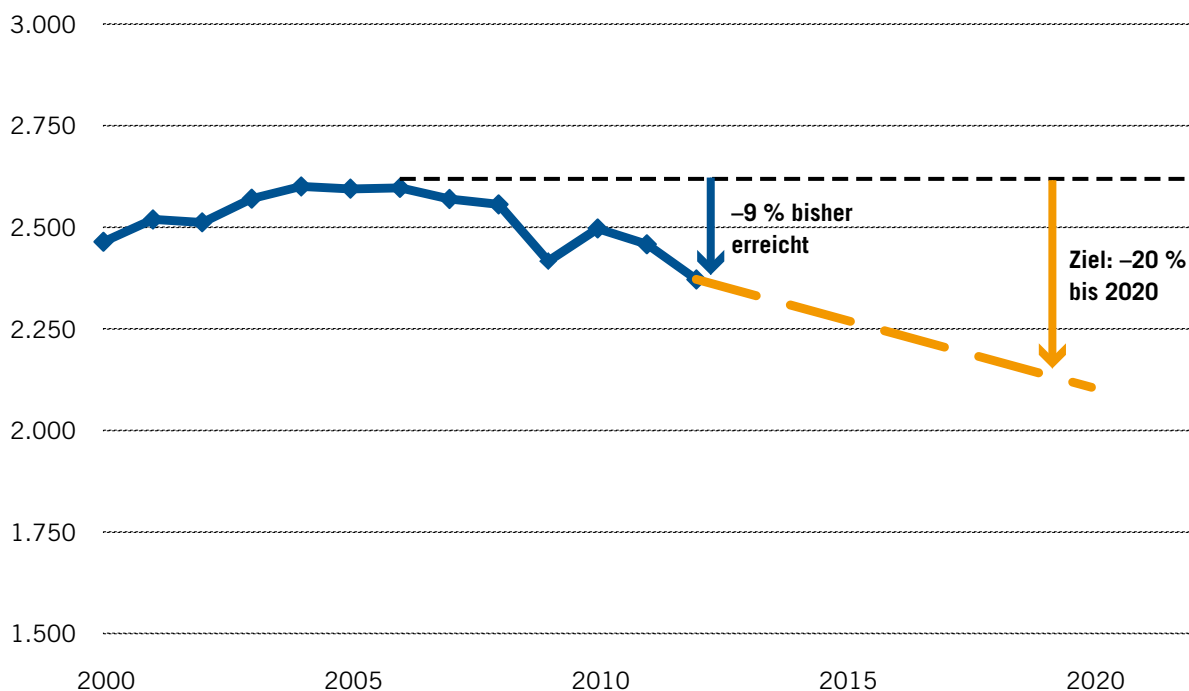
Die Zielvorgabe für den Primärenergieverbrauch ist unverändert, bis 2020 eine Reduktion um 20 % gegenüber den früheren Projektionen für das Jahr 2020 zu erreichen. Dies würde einen verbleibenden Verbrauch von ca. 2,1 Mrd. t SKE in 2020 bedeuten. Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den vergangenen drei Jahren folgt somit dem Zielpfad. Allerdings bedarf es noch weitergehender Anstrengung, um die Zielvorgabe für 2020 zu erfüllen. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass der Rückgang im Primärenergieverbrauch in der jüngsten Vergangenheit von der temporären schwachen Wirtschaftsentwicklung in einigen EU-Ländern beeinflusst war. Diese Verbrauchsreduktion kann evtl. in zukünftigen Jahren wieder kompensiert werden und damit zu erneut höheren Verbräuchen führen. Fortschritte in der Energieeffizienz konnten in allen Ländern innerhalb der EU-27 erzielt werden. Insbesondere in den Bereichen Gebäudeheizung und in den industriellen Prozessen sind aber noch längst nicht alle Optionen für eine Steigerung der Energieeffizienz ausgeschöpft. Hier gilt es, durch Förderprogramme entsprechende Modernisierungsmaßnahmen anzuschieben. Die neue Energieeffizienz-Direktive der EU wird diesen Prozess sicherlich weiter unterstützen.

Abbildung 3.1: Primärenergieverbrauch, EU-27, 2005–2012 in Mio. t SKE



Quellen: Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistiken, eigene Schätzung

Abbildung 3.2: Primärenergieverbrauch EU-27, Reduktionsziel für 2020, Mio. t SKE



Quellen: Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistiken, eigene Schätzung, EU Effizienzdirektive

Der Energiemix in der Primärenergieversorgung zeigte in 2012 deutliche Verschiebungen. Dies betraf nicht nur den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, deren Anteil ohne Wasserkraft von ca. 9 % in 2011 auf 10 % in 2012 erhöht werden konnte. Der Ausbau erfolgte überwiegend im Stromsektor und fokussierte sich bisher auf die etablierten Technologien Wind Onshore und Solar Photovoltaik. In Zukunft wird hier aber auch Wind Offshore verstärkt an Bedeutung gewinnen, da in zahlreichen Ländern wie z. B. Deutschland, Großbritannien und Frankreich Planungen und auch bereits Genehmigungen für Offshore Windparks vorliegen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien stieg in 2012 um ca. 20 Mio. t SKE auf insgesamt ca. 240 Mio. t SKE. Trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien dominieren die konventionellen Energien (Fossil und Kernenergie) aber weiterhin mit einem Anteil von ca. 88 % die Energieversorgung der EU-27, wobei die fossilen Energien allein immer noch mit einem Anteil von 76 % dazu beitragen.

Innerhalb der fossilen Energieträger gab es in 2012 eine Verschiebung um ca. 3 %-Punkte vom Gas hin zur Kohle. Diese Entwicklung u. a. im Stromsektor hatte ihre Ur-

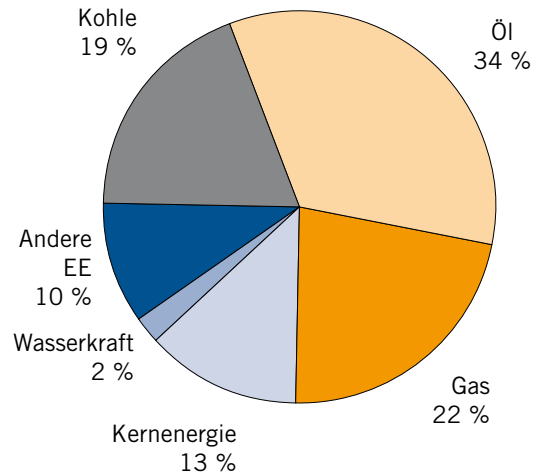
sache einerseits in den niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen und zum anderen in dem relativ hohen Gaspreis. Beide Faktoren zusammen machten die Stromerzeugung aus Kohle wirtschaftlicher als aus Gas. Der Beitrag der Kernenergie reduzierte sich in 2012 gegenüber 2011 um ca. 20 Mio. t SKE, wegen des insgesamt gesunkenen Verbrauchs blieb deren Anteil aber nahezu konstant. Die Reduktion basiert hauptsächlich auf den Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland innerhalb des Jahres 2011. Zudem wurden in Großbritannien einzelne Kernkraftwerke aus Altersgründen außer Betrieb genommen.

Der Verbrauch für die konventionellen Energieträger Kohle, Öl, Gas und Kernenergie entwickelte sich in den Einzelländern in 2012 gegenüber 2011 z.T. sehr differenziert. Während in nahezu allen Ländern der Verbrauch abnahm, stieg er in Spanien an. Der Anstieg in 2012 für Spanien ist aber eher eine „verspätete“ Erholung bzgl. des generellen Einbruchs in 2009, die in den anderen Ländern bereits in 2010 oder spätestens in 2011 stattfand. Die Veränderungen im Energieverbrauch spiegeln im Wesentlichen die wirtschaftliche Entwicklung der Länder wider: so waren z. B. Frankreich und Italien in 2012

im Besonderen von wirtschaftlichen Krisen betroffen. Generell kann bei den meisten Ländern der bereits zuvor schon auf EU-27-Ebene beschriebene Anstieg im Verbrauch von Kohle beobachtet werden.

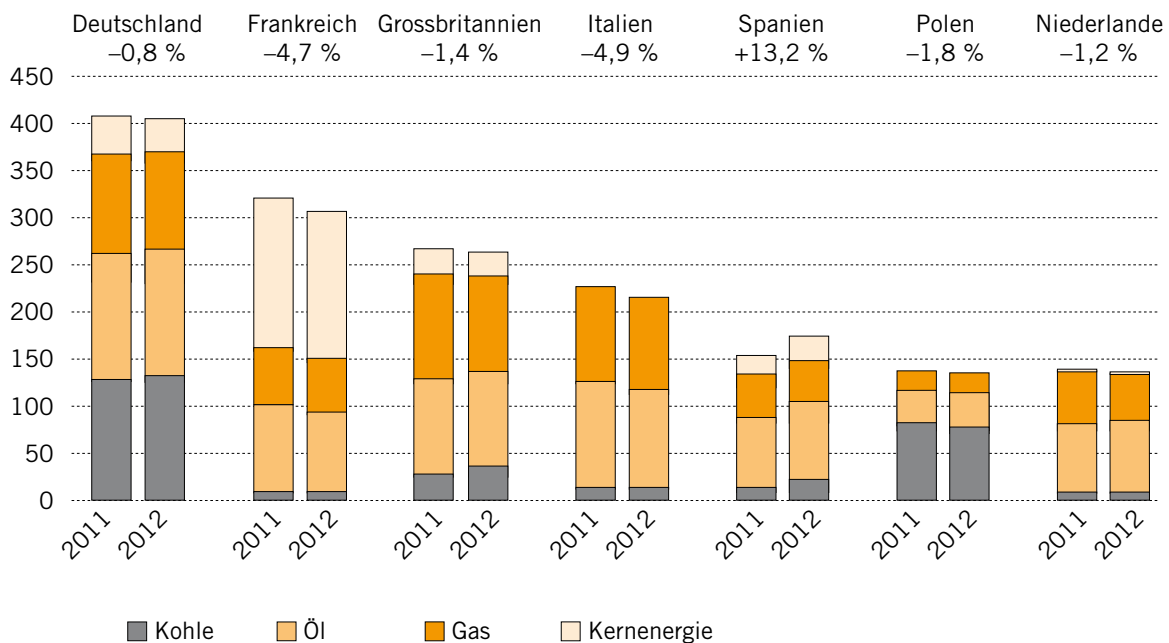
Die Abb. 3.5 gibt einen Überblick über die sehr unterschiedlichen Energiemixe im Primärenergieverbrauch für ausgewählte Einzelländer in der EU-27. Der Anteil der fossilen Energien variiert von minimal 37 % in Schweden bis zu maximal 89 % in Italien, wobei insbesondere die Anteile von Kohle und Gas stark variieren. Der Anteil von Öl, getrieben durch den Verbrauch im Transportsektor, ist dagegen in den meisten Ländern sehr ähnlich. Beim Einsatz von Kohle nimmt Polen eine Sonderstellung ein, da hier deren Anteil mit 54 % weit über dem EU-Durchschnitt liegt. Kernenergie dominiert bekanntermaßen stark in Frankreich. Auch in Schweden gehört die Kernenergie – neben Wasserkraft und Öl – zu den stärksten Säulen der Energieversorgung. Der Anteil der erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft liegt überwiegend bei 8–11 %. Ausnahmen sind hierbei einerseits Schweden mit 34 % und Österreich mit 56 % aufgrund des hohen Wasserkraftanteils und auf der anderen Seite Großbritannien mit bisher nur 3 %. Diese sehr stark variierenden nationalen Mixe im Energieeinsatz sind zum ei-

**Abbildung 3.4: Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-27, 2012, 2370 Mio. t SKE**



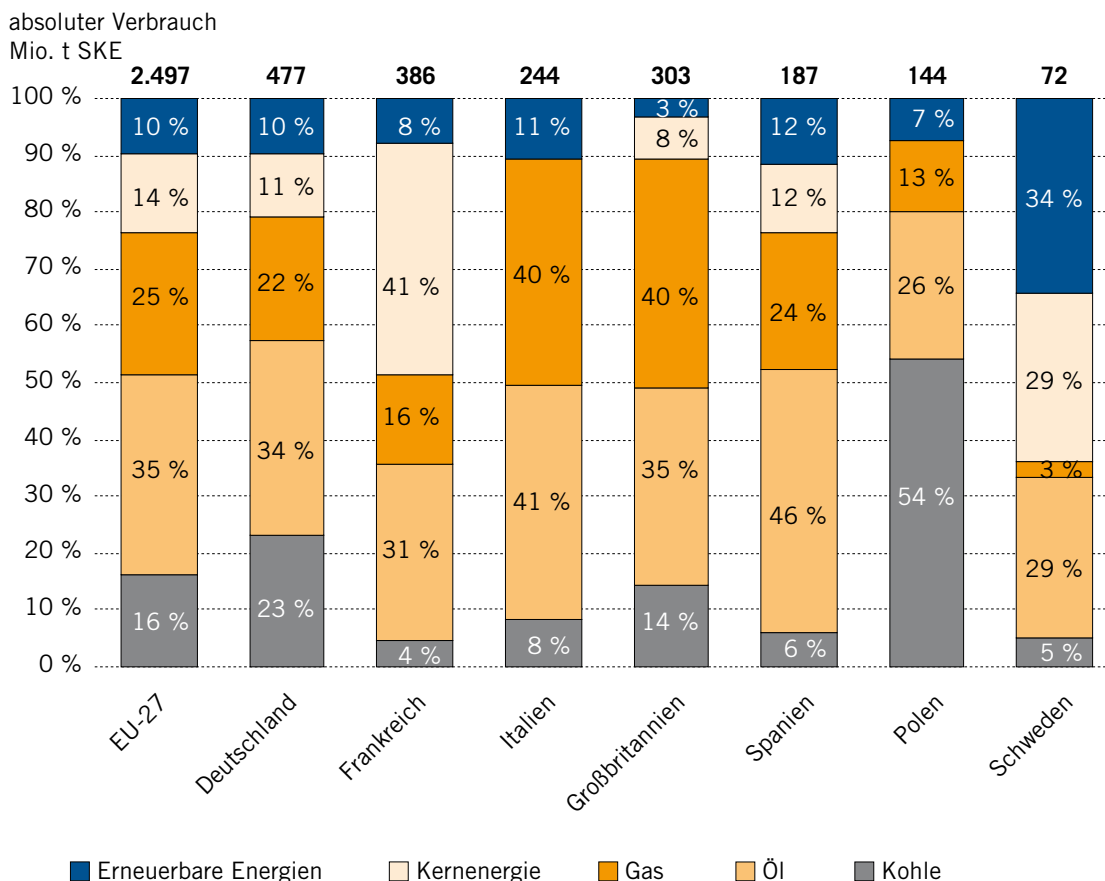
Quellen: Eurostat, IEA Statistiken, eigene Schätzung

**Abbildung 3.3: Konventioneller Primärenergieverbrauch (Kohle, Öl, Gas und Kernenergie), 2011 und 2012 in ausgewählten Ländern, in Mio. t SKE**



Quellen: Eurostat, eigene Schätzung

Abbildung 3.5: Primärenergiemix in EU-27 und ausgewählten Einzelländern, 2010



Quellen: Eurostat; IEA Statistiken

nen durch die jeweilige Ressourcensituation und zum anderen durch die energiepolitische Ausrichtung bedingt. Der Energiepolitik der einzelnen Länder liegt eine unterschiedliche Bewertung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen, Sicherheitsreglementierungen für Kernenergie oder der Förderung der erneuerbaren Energien zugrunde. Die unterschiedliche Ausgangsbasis der EU-Länder wird eine gemeinsame Energiepolitik innerhalb der EU-27 sicherlich auch in Zukunft vor Herausforderungen stellen, bietet aber auch Optionen für nationale Optimierungen des Energiemix auf dem Weg zu einer EU-weiten, sicheren, umweltschonenden und wirtschaftlichen Energieversorgung.

### Strom

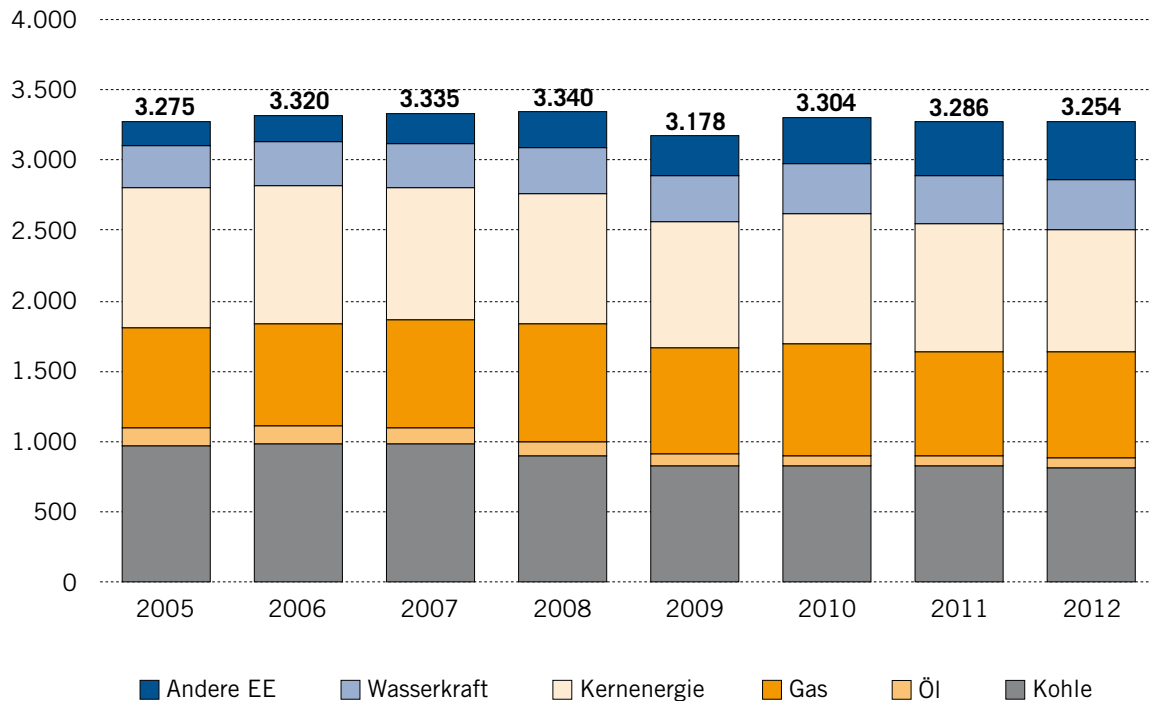
Die Brutto-Stromerzeugung in der EU-27 zeigt seit einigen Jahren einen im Vergleich zu anderen geografischen

Regionen relativ flachen Verlauf und die Entwicklung ist sehr ähnlich zu der des Primärenergieverbrauchs. In den Jahren 2006 bis 2008 war das Rekordniveau bei ca. 3.340 TWh, in 2009 fiel die Erzeugung aufgrund der Wirtschaftskrise auf weniger als 3.200 TWh. Der Stromverbrauch wurde durch die Wirtschaftskrise etwas weniger stark betroffen als der Primärenergieverbrauch. Aber schon im Jahr 2010 kehrte die Erzeugung nahezu auf das Verbrauchsniveau vor der Wirtschaftskrise zurück. Über die letzten drei Jahre sank die Stromerzeugung wenn auch mäßig aber kontinuierlich. Im Jahr 2012 lag die Brutto-Stromerzeugung bei ca. 3.270 TWh, dies entspricht einem Rückgang von 0,3 % gegenüber 2011. Der relativ konstante Stromverbrauch über die letzten Jahre im Kontrast zu dem sinkenden Primärenergieverbrauch spiegelt den Trend zu mehr stromverbrauchenden Industrien anstelle von Primärenergie konsumierender Schwerindustrie wider. Außerdem nehmen die Stromwendungen in den Haushalten und im Gewerbe weiterhin zu.





Abbildung 3.6: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-27, 2005-2012, in TWh

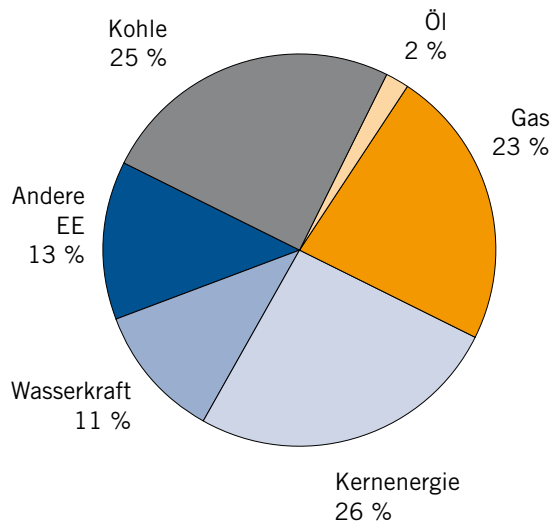


Quellen: Eurostat, IEA Statistiken, eigene Schätzung

In der Stromerzeugung verschiebt sich der Energiemix kontinuierlich in Richtung der erneuerbaren Energien. Während im Jahr 2005 der Anteil einschließlich Wasserkraft noch bei 14 % lag, ist er in 2012 auf mehr als 23 % gestiegen. Auch in 2012 nahm der Anteil trotz der in zahlreichen Ländern gekürzten Fördermaßnahmen um einen weiteren Prozentpunkt zu. Die Neuinstallation von Wind- und Photovoltaik-Erzeugungsanlagen hat durch die Wirtschaftskrise kaum Einbußen erlitten. Insbesondere Photovoltaik konnte aufgrund sinkender Systempreise und im Vorfeld von angekündigten Förderungskürzungen Rekordwerte bei Neuinstallationen in 2011 und 2012 erreichen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung variiert in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-27 sehr stark. Den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien weisen die Länder mit einer traditionell hohen Erzeugung aus Wasserkraft wie Österreich, Schweden und Lettland auf, in denen die Anteile bei 60-70 % liegen. Jenseits der Wasserkraft liegen bei der absoluten Stromerzeugung aus Windkraft, Photovoltaik und Biomasse die Länder Deutschland, Spanien, Italien und Großbritannien in Führung.

Trotz des weiterhin signifikanten Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung dominieren bisher noch die fossilen Energieträger. Sie halten zusammen in 2012 immer noch einen Anteil von 50 %. Innerhalb der fossilen Energieträger liegen Kohle und Gas mit einem Anteil von 25 % bzw. 23 % nunmehr nahezu gleich auf. In den vergangenen Jahren konnte eine zunehmende Verschiebung von Kohle zu Gas beobachtet werden, in 2012 wurde dieser Trend unterbrochen. Die vermehrte Stromerzeugung der erneuerbaren Energien ging bevorzugt zu Lasten der Gaskraftwerke. In vielen Ländern innerhalb der EU wurden für Gas-befeuerte Kraftwerke negative „Spark Spreads“ (Differenz zwischen Großhandelsstrompreis und variablen Erzeugungskosten) beobachtet. Der Anteil der Kernenergie sank von ca. 28 % in 2011 auf ca. 27 % in 2012. Der Rückgang resultiert hauptsächlich aus der Abschaltung von acht Kernkraftwerksblöcken in Deutschland in 2011 als Folge des Ausstiegsbeschlusses nach dem Unfall in Fukushima, aber auch einigen zusätzlichen Außerbetriebsetzungen von alten Anlagen in Großbritannien.

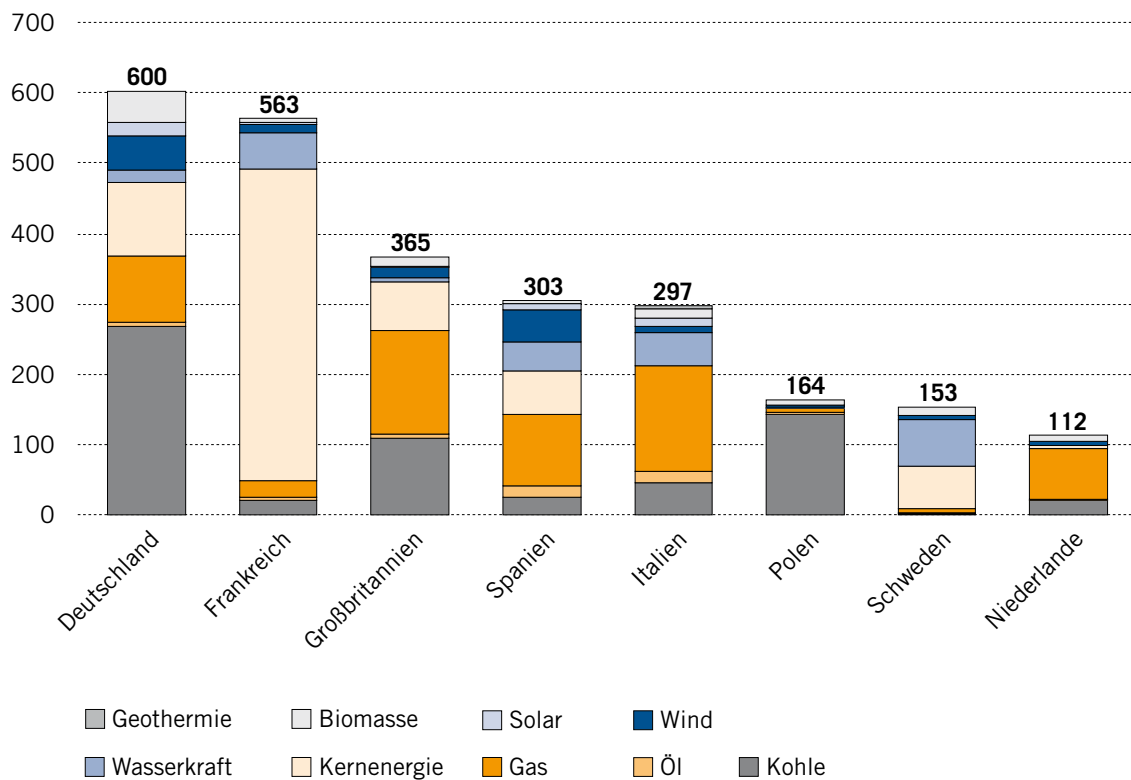
**Abbildung 3.7: Struktur der Stromerzeugung EU-27, 2012, 3.260 TWh**



Quellen: Eurostat, IEA Statistiken, eigene Schätzung

Innerhalb der erneuerbaren Energien dominiert mit Abstand die Wasserkraft weiterhin mit einem Anteil von 11 %. Bei den erneuerbaren Energien jenseits der Wasserkraft hält die Windkraft die Spitzenposition mit einem Anteil von mehr als 6 % an der Gesamterzeugung. Bisher handelt es sich hierbei noch weitestgehend um Onshore-Windanlagen. In den nächsten Jahren werden aber vermehrt Offshore-Windparks entstehen. Gefolgt wird die Windenergie von Biomasse, die einen Anteil von ca. 5 % hält. Die Stromerzeugung aus Sonnenenergie wies in den vergangenen Jahren das größte Wachstum auf, ihr Anteil in der Stromerzeugung ist aber dennoch bisher EU-weit auf weniger als 2 % beschränkt. Im Jahr 2012 wurden weltweit nahezu 30 GW neue Photovoltaik-Leistung installiert, hiervon allein 7,6 GW in Deutschland. Die EU-27 deckte in 2012 erneut den weitaus größten Anteil der weltweiten Neuinstallationen ab. Es wird aber erwartet, dass zukünftig wegen der gesenkten Förderbedingungen in zahlreichen EU-Ländern das Zubauvolumen nicht mehr diese Rekordwerte erreichen wird.

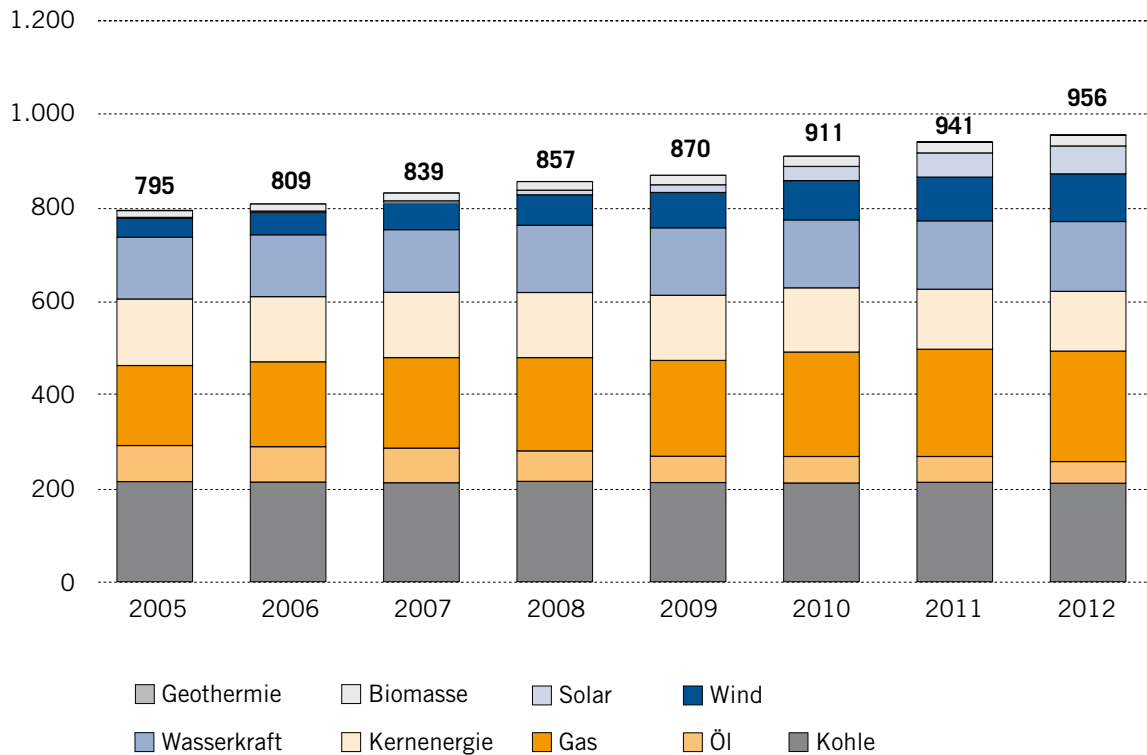
**Abbildung 3.8: Struktur der Stromerzeugung für ausgewählte Länder, 2011, in TWh**



Quellen: Eurostat, IEA Statistiken



Abbildung 3.9: Installierte Kraftwerksleistung EU-27, 2005–2012, in GW



Quellen: IEA Statistiken, eigene Schätzungen

Während die Stromerzeugung einen sehr flachen Verlauf über die Jahre 2005 bis 2012 aufweist, stieg die installierte Kraftwerksleistung in diesem Zeitraum kontinuierlich an. Die konventionellen Kraftwerke mit hohen Auslastungsfaktoren werden vermehrt durch erneuerbare Energien mit deutlich niedrigeren, von den natürlichen Ressourcen vorgegebenen Lastfaktoren ergänzt. Dieser Umstand ist besonders ausgeprägt für Photovoltaik-Anlagen, für die im Jahresmittel in der EU-27 typische Auslastungen bei ca. 1.000 Volllaststunden liegen. In 2012 betrug die installierte Brutto-Kraftwerksleistung mehr als 1.000 GW. Dies entspricht fast einem Fünftel der weltweiten Kraftwerksleistung. Hiervon haben die fossilen Energieträger einen Anteil von ca. 500 GW, Nuklear von 128 GW, Wasserkraft von ca. 150 GW und die anderen erneuerbaren Energien zusammen von fast 190 GW. Den stärksten Anstieg verzeichneten von 2010–2012 mit weitem Abstand Solar Photovoltaik mit einem jährlichen Wachstum von ca. 25 %, gefolgt von Wind Onshore mit einem Wachstum von jährlich ca. 7 %. In Zukunft wird ein starkes Wachstum für Wind Offshore erwartet, da diese Technologie für die kommerzielle Nutzung bereit steht. Abneh-

mende Leistungen sind für Öl-befeuerte Kraftwerke und Kernkraftwerke zu beobachten.

### Zusammenfassung – Ausblick

Der Primärenergieverbrauch zeigt in der jüngsten Vergangenheit einen rückläufigen Trend. Der Stromverbrauch blieb weitgehend stabil. Hierbei ist aber zu beachten, dass die Verbräuche immer noch von der Wirtschaftskrise und der Eurokrise geprägt sind. Dabei lässt sich nicht exakt feststellen, welcher Anteil davon den Einsparungen wegen einer verminderten Wirtschaftsleistung zuzurechnen ist und welcher Anteil echte Einsparungen durch Verschiebungen im Energiemix von den konventionellen zu den erneuerbaren Energien (Wegfall der Umwandlungsverluste) bzw. durch Effizienzverbesserungen darstellt.

Hiervon hängt ab, ob die Zielvorgaben für 2020 hinsichtlich der Reduktion des Energieverbrauchs – und damit verbunden der CO<sub>2</sub>-Emissionen – realisiert werden kön-

nen. Die Neuinstallationen der erneuerbaren Energien haben bisher nicht in der Wirtschafts- und nachfolgend in der Euro-Krise gelitten, im Gegenteil wurden speziell für Solar Photovoltaik 2011 und 2012 Rekordwerte für Neuanlagen erreicht. Diese Entwicklung stützt natürlich die Erreichung der Zielvorgaben, andererseits ist dieser Transformationsprozess aber im Wesentlichen auf den Stromsektor begrenzt. In den Sektoren Transport, Industrie und Gebäudeheizung sind dagegen bisher die Fortschritte noch recht begrenzt und bedürfen noch weiterer Unterstützung und Förderung.

Die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien und hier speziell der Photovoltaik hat sich in der jüngsten Vergangenheit deutlich verbessert, trotzdem bleiben diese Energien auch in absehbarer Zukunft auf Fördermaßnahmen angewiesen. Die Möglichkeiten für staatliche Fördermaßnahmen werden aber zunehmend eingeschränkt, da zahlreiche europäische Regierungen Probleme mit Budgetdefiziten haben. Die Refinanzierung von Einspeisevergütungen durch eine Umlage auf die Strompreise stößt auch an ihre Grenzen, da die Umlagen z.T. bereits einen signifikanten Anteil des Strompreises ausmachen. Zahlreiche Staaten (z. B. Deutschland, Spanien, Italien) haben deshalb in 2012 Limitierungen für den Zubau von Solar PV eingeführt. Bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien müssen verstärkt deren Kosten betrachtet werden.

Die zukünftige Entwicklung der Kernenergie wird innerhalb der EU-27 sehr unterschiedlich bewertet. Während in Deutschland und Belgien die Nutzung der Kernenergie in absehbarer Zeit ausläuft, gibt es andere Länder (z. B. Schweiz, Spanien), die den Neubau von Reaktoren verneinen, aber den Betrieb der bestehenden Anlagen für weitere ein bis zwei Jahrzehnte befürworten. In Ländern wie Großbritannien, Frankreich, Finnland und möglicherweise auch in Polen sind dagegen Neubauprojekte geplant. Die Kernenergie wird in der EU-27 also auch künftig Bestandteil des Energiemix in der Stromerzeugung bleiben.

Neben dem Ausbau der Stromerzeugungsanlagen ist absehbar, dass auch der Ausbau des Stromnetzes und von Stromspeichern an Bedeutung gewinnen wird. Hierfür sind erhebliche zusätzliche finanzielle Mittel notwendig. Ein gesamt-europäisches, abgestimmtes Energie- und Stromsystem würde gegenüber nationalen Einzellösungen hinsichtlich der Gesamtkosten Vorteile bieten. Hier besteht die Hauptherausforderung an die Politik, die Entwicklung von unkoordinierten nationalen Lösungsansätzen hin zu einer paneuropäischen Lösung voranzutreiben. Neben dem Ausbau und der Integration der erneu-

erbaren Energien betrifft dies aber auch die Erschließung unkonventioneller fossiler Energien, dem sich die EU aus Gründen der Energieversorgungssicherheit zukünftig nicht vollständig verschließen können.

## 3.2 Aktuelle Schwerpunkte europäischer Energiepolitik

### Anpassungen im Europäischen Emissionshandelssystem

Als kurzfristige Reaktion auf den Verfall der CO<sub>2</sub>-Preise im Europäischen Emissionshandel (ETS) hat die Kommission am 12. November 2012 einen Vorschlag für ein sogenanntes „Backloading“ unterbreitet, wonach 900 Mio. Zertifikate anstelle 2013/14/15 erst in den Jahren 2019/20 ausgegeben werden sollen. Zwar geht die Kommission davon aus, eigenständig die Versteigerung verschieben zu können, weil damit das Gesamtbudget der Emissionsrechte unberührt bleibt. Trotzdem schlug die Generaldirektion Klima eine Richtlinienänderung vor, wonach solche Eingriffe vom Europaparlament und dem Ministerrat gebilligt würden. Klimakommissarin Connie Hedegaard betrachtet den Vorschlag auch als einen Test, inwieweit das Europaparlament und der Ministerrat weitergehende strukturelle Maßnahmen akzeptieren würden. Erste Abstimmungen im Europaparlament zeigten eine nicht unerhebliche Skepsis der Parlamentarier gegenüber den von der Kommission geforderten Eingriffsrechten zur Einbehaltung der Zertifikate. Die Effekte auf den Zertifikatspreis wären allein durch die zeitliche Verschiebung nur gering. Allerdings gehen viele Marktteilnehmer davon aus, dass im Zuge von späteren strukturellen Maßnahmen die zurückbehaltenen Menge vollständig einbehalten wird, wodurch weniger Zertifikate zur Verfügung stünden und die Preise stiegen.

Zusätzlich hat die EU-Kommission einen Bericht über das Funktionieren des CO<sub>2</sub>-Marktes vorgelegt, in dem sie sechs Optionen für strukturelle Maßnahmen zur Stärkung des Emissionshandels vorschlägt:

- a) Die Verschärfung der EU Klimaziele von –20 auf –30 % bis 2020 gegenüber 1990,
- b) die dauerhafte Entnahme einer bestimmten Menge von Zertifikaten,
- c) die Anpassung des linearen Reduktionspfades,
- d) die Ausweitung des ETS auf andere Sektoren,
- e) den begrenzten Zugang zu internationalen Krediten und
- f) Preismanagementmechanismen.

Die Vorschläge sind Grundlage für eine breite öffentliche Debatte und wurden im Februar 2013 zur Konsultation gestellt. Relevant sind hierbei vor allem die Vorschläge a bis c. Eine Verschärfung des Klimaziels bis 2020 (a) hätte geringen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von Unternehmen, da derzeit zu entscheidende Anlagen kaum vor 2020 in Betrieb gehen würden. Da unklar ist, ob die EU erfolgreich ein globales Klimaabkommen erreicht, fehlt die Perspektive für die Jahre nach 2020.

Deutlich sinnvoller wäre die Festlegung langfristiger Reduktionsziele für den Emissionshandelssektor mindestens für das Jahr 2030.

Entscheidend für die Positionierung der Mitgliedstaaten ist Deutschland. Bisher konnten sich das BMWi und das BMU jedoch auf kein Vorgehen einigen. Allerdings ist zu erwarten, dass die derzeitige Kommission keine Legislativvorschläge zu strukturellen Maßnahmen im Emissionshandelssystem mehr unterbreiten wird. Dieser Schritt dürfte der nächsten EU-Kommission, die nach den Wahlen zum Europaparlament im Juli 2014 neu besetzt wird, obliegen.

### Vollendung des EU-Energiebinnenmarktes

Am 15.11.2012 hat die EU-KOM ihren (nicht-legislativen) Bericht zum Energiebinnenmarkt veröffentlicht und weitere Initiativen zu dessen Vollendung angekündigt. Nach Ansicht der Kommission ist der Binnenmarkt kein Selbstzweck. Das Ziel ist ein effizienter, vernetzter und flexibler europäischer Energiebinnenmarkt, der dem Kunden „dient“.

Die wichtigsten Ankündigungen im Bericht sind:

1. die Konsultation der Mitgliedstaaten zu Kapazitätsmechanismen bis zum 7. Februar 2013,
2. neue Maßnahmen im Bereich der Endverbraucher (Konzept des „schutzbedürftigen Kunden“, Smart Meter, Preisvergleichsinstrumente, u.a.),
3. die diskriminierungsfreie Ausschreibung von Konzessionen,
4. die Durchsetzung von Vertragsverletzungsverfahren zur Implementierung des dritten Binnenmarktpaketes (Inhalte zur Liberalisierung des Strom- und Erdgasmarktes),
5. die Revision der Leitlinien über Umweltschutzbeihilfen gemeinsam mit der Generaldirektion Wettbewerb,
6. die Förderung von Maßnahmen zur Flexibilisierung des Verbrauches,
7. die Überprüfung der Rolle von Verteilnetzbetreibern sowie das Phase-out regulierter Preise.

Zeitgleich hat die EU-Kommission eine Entscheidung zur Formalisierung der „Electricity Coordination Group“ be-

geschlossen. Diese Gruppe besteht aus High-level-Vertretern der Mitgliedstaaten, nationalen Regulatoren, ENTSO-E (Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber) und ACER (Energierегulierungsbehörden) und trifft sich seit 2011 zur Diskussion von Fragen des grenzüberschreitenden Stromhandels, der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit.

Hohe Relevanz für Deutschland haben die Konsultationen zu Kapazitätsmechanismen, die zu Leitlinien für deren Einführung in den Mitgliedstaaten führen könnten. Die bereits existierenden Kapazitätsmechanismen in Irland, Spanien, Italien und Skandinavien und die angekündigten Mechanismen in Großbritannien und Frankreich sowie die Zurückhaltung kleinerer Nachbarstaaten wie die Niederlande und Österreich zeigen, dass die Auswirkungen auf die verbundenen Märkte in den Nachbarstaaten nicht zu unterschätzen sind und bei der Implementierung bewertet werden müssen.

Die Revision der Leitlinien über Umweltschutzbeihilfen kann direkte Auswirkungen auf die EEG-Förderung haben. Dabei ist auch zu beachten, dass die Generaldirektion Wettbewerb bereits seit November 2012 ein Beihilfekontrollverfahren gegen Deutschland durchführt, das die besondere Ausgleichsregelung des EEG und die Entlastung großer Stromkunden von Netzentgelten umfasst.

Der Energiebinnenmarkt ist trotz der Marktkopplungen zwischen den Mitgliedstaaten weit davon entfernt, ein einheitlicher Markt zu sein. Derzeit haben lediglich neun von 29 Mitgliedstaaten (Österreich, Tschechien, Deutschland, Finnland, Luxemburg, die Niederlande, Slowenien, Schweden und Großbritannien) keine regulierten Endkundenpreise. Diese sind nicht nur bei Haushaltskunden hinderlich für den Wettbewerb von Endkundenvertrieben, sondern immer wieder ein Grund für eine verzerrte Wettbewerbssituation der stromintensiven Industrie in der EU.

Deutschland wird im Bericht immerhin ein relativ gut entwickelter Strommarkt attestiert, der aber Netzengpässe in Nord-Süd-Richtung aufweist, welche ungewollte Lastflüsse über die Nachbarstaaten auslösen. Die Kommission empfiehlt Deutschland außerdem, die Zusammenhänge zwischen der Strom- und Erdgasnachfrage besonders an kalten Wintertagen zu bewerten. Beides sind aber Punkte, die die Bundesregierung bereits selbst adressiert hat.

### 3.3 Power Choices Reloaded: Klimaschutzszenarien für die EU

Im März 2009 verpflichteten sich 61 Vorstände von Stromversorgungsunternehmen, ein CO<sub>2</sub>-neutrales Portfolio bis zum Jahr 2050 zu erreichen – ihre Firmen stehen für gut 70 % der gesamten EU-Stromerzeugung. Mit der von Eurelectric initiierten Studie Power Choices wurde erläutert, wie sich die Vision in die Realität umsetzen lässt und welche Konsequenzen das auch für andere Wirtschaftsbereiche hat.

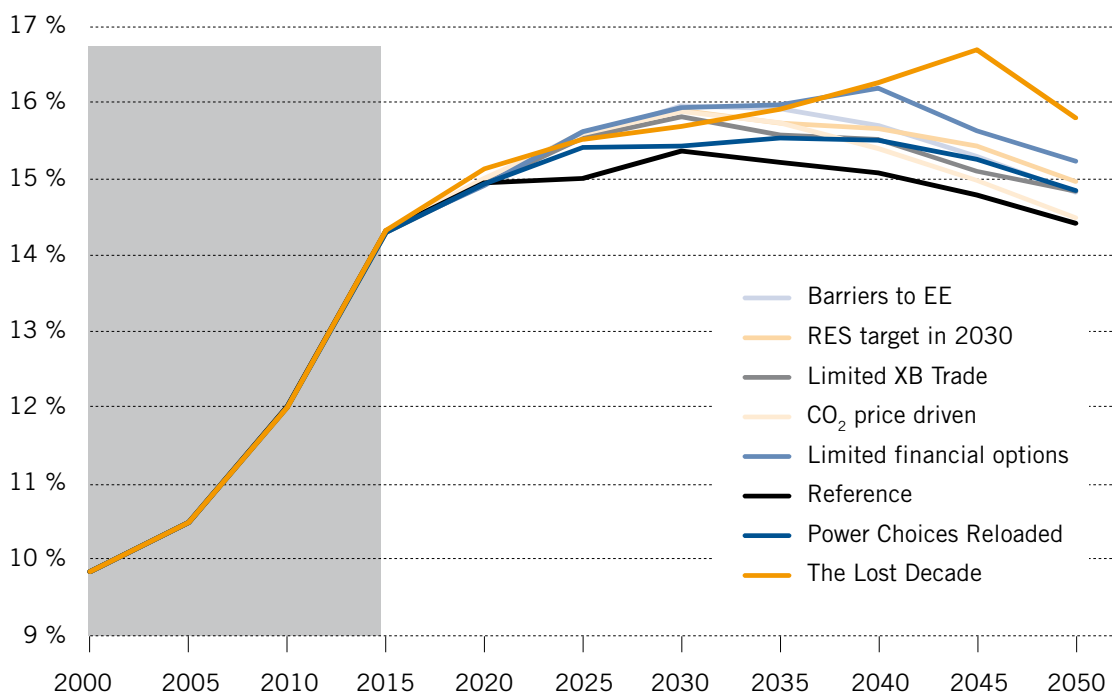
Seit 2009 haben sich Entwicklungen vollzogen, die zu einer Neuauflage der Studie geführt haben. Dazu gehören unter anderem die Wirtschaftskrise in Europa und der schleppende Fortgang bei den internationalen Klimaverhandlungen. In Power Choices Reloaded werden verschiedene Szenarien und Sensitivitäten betrachtet, denen unterschiedliche Politikansätze zugrunde liegen. Das darin ausgewiesene Szenario Power Choices Reloaded wird als optimaler Pfad identifiziert, da die Klimaziele kosteneffizient erreicht werden.

CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zum Jahr 2050 erfordert eine radikale Wende durch beständige Investitionen in den Stromsek-

tor: neue Kraftwerke, neue Energiespeicher, smarte Technologien und Netzausbau. Bessere Technologien und kostengünstige Lösungen werden durch verstärkte Forschung und Entwicklung ermöglicht. Aber Investitionen und Forschung im Strombereich hängen stark ab von den politischen Signalen der EU.

Die an sich kohärente Agenda des EU-Binnenmarktes wird konterkariert durch unterschiedliche und oft instabile nationale Politiken. Das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) als ein wirklich EU-weit harmonisiertes Instrument wird durch die nationale Umsetzung der Erneuerbaren- und der Energieeffizienzrichtlinie torpediert. Die zuletzt genannten Politiken sind nicht nur innerhalb der EU sehr schwach harmonisiert, sie beeinflussen auch die Preisbildung am CO<sub>2</sub>-Markt deutlich. Für Investoren stellt sich immer dringlicher die Frage, ob das aktuelle Politikumfeld stabil und kohärent genug ist, um Investitionen zu rechtfertigen. Ebenso wird eine Alternative dazu diskutiert: das EU-ETS als starken Treiber zu wählen, der ausreichen sollte, um Erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu fördern.

Abbildung 3.10: Die gesamten Kosten des Energiesystems als Anteil am BIP



Während im Szenario Power Choices Reloaded die Ausgaben für das Energiesystem nach 2020 im Wesentlichen konstant bleiben, zeigt das Lost Decade einen kontinuierlichen Anstieg der Gesamtkosten, die erst 2045 wieder sinken werden.

Quelle: EURELECTRIC

## Von Power Choices zu Power Choices Reloaded

Mit der Studie Power Choices (2009) konnte EURELECTRIC nachweisen, dass

- eine CO<sub>2</sub>-neutrale Stromversorgung Europas im Jahr 2050 erreicht werden kann mit vernünftigen Langfristkosten für das gesamte Energiesystem.
- der überwiegende Anteil der CO<sub>2</sub>-Vermeidung im Strombereich nach 2020 geschieht, weil heutige Investitionsentscheidungen erst im nächsten Jahrzehnt zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionen führen (Vorlaufzeit).
- alle Technologien benötigt werden, zusammen mit robusten Strom- und CO<sub>2</sub>-Märkten, sowie Förderung von Energieeffizienz.
- wir einen Paradigmenwechsel beim Verbraucher brauchen: Intelligente Stromsysteme werden fossile Brennstoffe langsam ersetzen.

Rahmenbedingungen, welche auf wettbewerbliche Lösungen im Strom-/CO<sub>2</sub>-Markt und auf Energieeffizienz setzen, sind Grundlage der Zielerreichung.

Seit dem Jahr 2009 haben sich jedoch viele Veränderungen ergeben:

- Langsamer Fortschritt der UNFCCC-Verhandlungen: zwar sind einige Länder (Australien, China, Südkorea) auf gutem Wege, ein Emissionshandelssystem einzuführen oder haben das sogar schon getan – aber viele andere Länder und Regionen zeigen nur geringen Ehrgeiz. Die Hoffnung auf einen globalen Rahmen wurde auf 2015 vertagt.
- Rezession: Die Finanzkrise mit anschließender Rezession führte zu einem Nachfrageeinbruch bei Strom und Gas, und damit zu niedrigen CO<sub>2</sub>-Notierungen. Seit Januar 2013 bewegen sich die Preise für EU-Emissionsrechte im Wesentlichen unterhalb der 5 €/t-Linie. Die Rezession führte auch zu Konsolidierungen der Bilanzen und empfindlichen Kapitalrestriktionen. Konsequenzen sind u. a. schwieriger Zugang zu Kapital und Einschnitte bei Investitionen in die Infrastruktur.
- Integration Binnenmarkt: Das Ziel der Vollendung des EU-Binnenmarktes für Energie bis 2014 wird durch nationale Politiken oft behindert. Dadurch werden Netzinvestitionen suboptimal alloziert, weswegen

ENTSO-E zunehmend pessimistischer wird, den Netzentwicklungsplan umsetzen zu können.

- Verzögerte Investitionen: Die Rezession hat dazu geführt, dass marktgetriebene Investitionen verschoben oder gar abgesagt wurden – subventionierte Investitionen wie z. B. in Erneuerbare finden weiterhin statt.
- Rasche Änderungen der nationalen Energiepolitik und der globalen Energiemärkte: Das Reaktorunglück von Fukushima 2011 beeinflusste die nationale Energiepolitik in Deutschland, Italien, Belgien und der Schweiz – die Reaktorstressstests betreffen sogar die gesamte EU. Unkonventionelles Gas verändert die Energieversorgung in den USA dramatisch, während sich Europa noch nicht entschieden hat, welche Rolle heimisches unkonventionelles Erdgas spielen wird. Die BRIC-Staaten sind die neuen Verbrauchs- und Erzeugungszentren und haben den globalen Markt für fossile Energieträger völlig verändert.
- Geringe lokale Akzeptanz: Die breite Öffentlichkeit ist generell sehr skeptisch gegenüber neuen Infrastrukturprojekten. Das betrifft nicht nur konventionelle Erzeugung und Netzausbau, sondern zunehmend auch den Neubau erneuerbarer Erzeugung.
- Kaum Fortschritt bei CCS-Demonstrationsprojekten: Fehlende Politiksignale, Finanzierungsschwierigkeiten und öffentliche Zweifel bezüglich der CO<sub>2</sub>-Speicherung erschweren den Start von CCS. Daher bestehen Zweifel am Erreichen der Wirtschaftlichkeit bis zum Jahr 2030.
- Entwicklung von Technologiekosten: Die Kostenentwicklung einiger Technologien v. a. PV hat sich aufgrund von Lernkurven und Förderung deutlich günstiger entwickelt.
- EU Roadmaps 2050: Die EU-Kommission hat inzwischen ihre 2050-Roadmaps veröffentlicht.

## Szenarien und Sensitivitäten

Power Choices Reloaded greift die veränderte Situation auf und verwendet dazu das PRIMES-Modell. Es wurde entwickelt von E3MLab der Technischen Universität Athen unter der Leitung von Professor Pantelis Capros. PRIMES wurde auch von der EU Kommission für die 2050-Roadmaps verwendet. VGB PowerTech als Partnerorganisation von EURELECTRIC stellte Erzeugungskosten und Informationen zu Lernkurven bereit.



### Referenzszenario

Das Referenzszenario basiert auf im Jahr 2011 bestehenden Gesetzen. Für die Zeit nach 2020 werden keine zusätzlichen Politiken oder Gesetze angenommen, d. h. das Szenario simuliert die Langfristauswirkungen des bestehenden Rahmens. Zudem wird angenommen, dass die Politiken effektiv implementiert werden. Strukturelle Änderungen und neue Verhaltensweisen sowohl der Produzenten als auch der Verbraucher, die nicht durch Politik induziert werden, können durch dezentrale Entscheidungen von Verbrauchern und Produzenten im PRIMES-Modell simuliert werden – eine Wechselwirkung zwischen den beiden Gruppen entsteht aus dem Markt. Zusätzlich zum Referenzszenario wird das Szenario Lost Decade entwickelt. Der darin festgelegte Pfad fährt die für das Referenzszenario gezeigte Entwicklung bis 2030 nach. Das macht zwischen 2030 und 2050 eine umso stärkere Anstrengung bei der Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen notwendig. Die Investitionen müssen in einem kurzen Zeitraum massiv und rasch durchgeführt werden, um die vorgegebenen Klimaziele bis 2050 zu erreichen. Daraus resultieren Engpässe bei Ausrüstungsfirmen, Preissteigerung durch überhitzte Nachfrage und stranded costs in

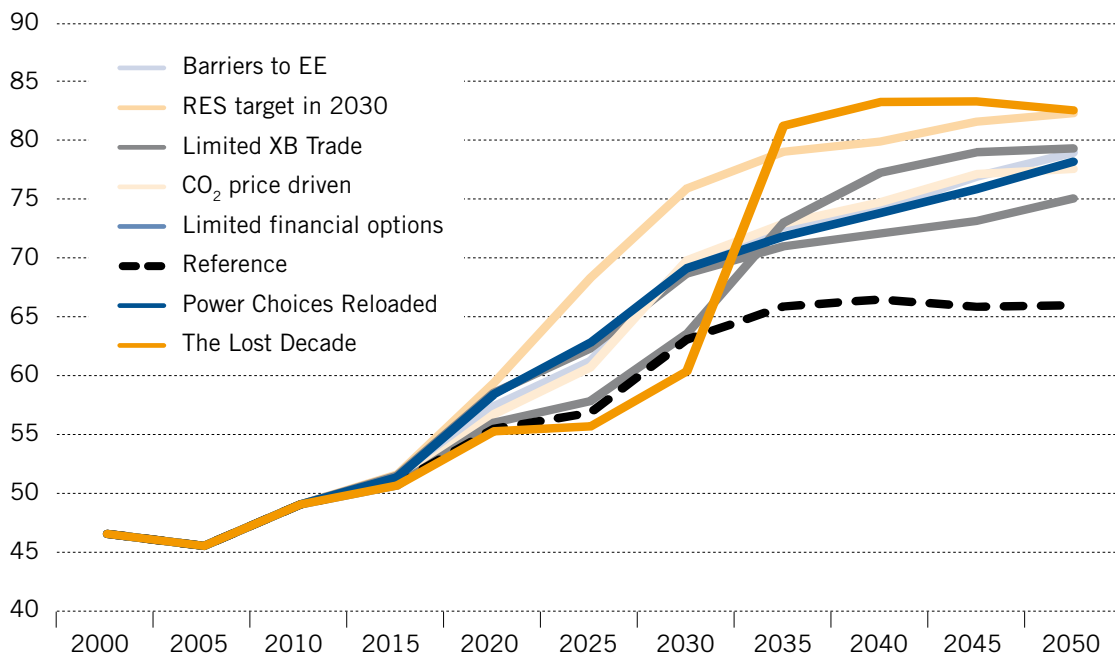
erheblichem Umfang, da eine übersteigerte Investitionstätigkeit in redundante Kapazitäten erfolgt. In diesem Szenario sind die Gesamtkosten der CO<sub>2</sub>-Minderung deshalb höher als im Szenario Power Choices Reloaded.

### Das Szenario Power Choices Reloaded

Das Szenario Power Choices Reloaded sucht das optimale Erzeugungssportfolio für den EU-Binnenmarkt. PRIMES identifiziert den Pfad mit den niedrigsten Gesamtkosten zur Erreichung der 2050-Ziele. Dabei kann der Endverbraucher zwischen verschiedenen Energiequellen auswählen (z.B. Strom für Heizung). Grundlage sind die Technologieannahmen, die gemeinsam von VGB und EURELECTRIC zugrunde gelegt wurden. Das Szenario wird beschrieben durch:

- Annahmen aus dem Szenario Use All Options der EU-Roadmap.
- Es erfüllt alle 2020-Ziele, lediglich das Energieeffizienzziel wird erst 2025 erreicht.

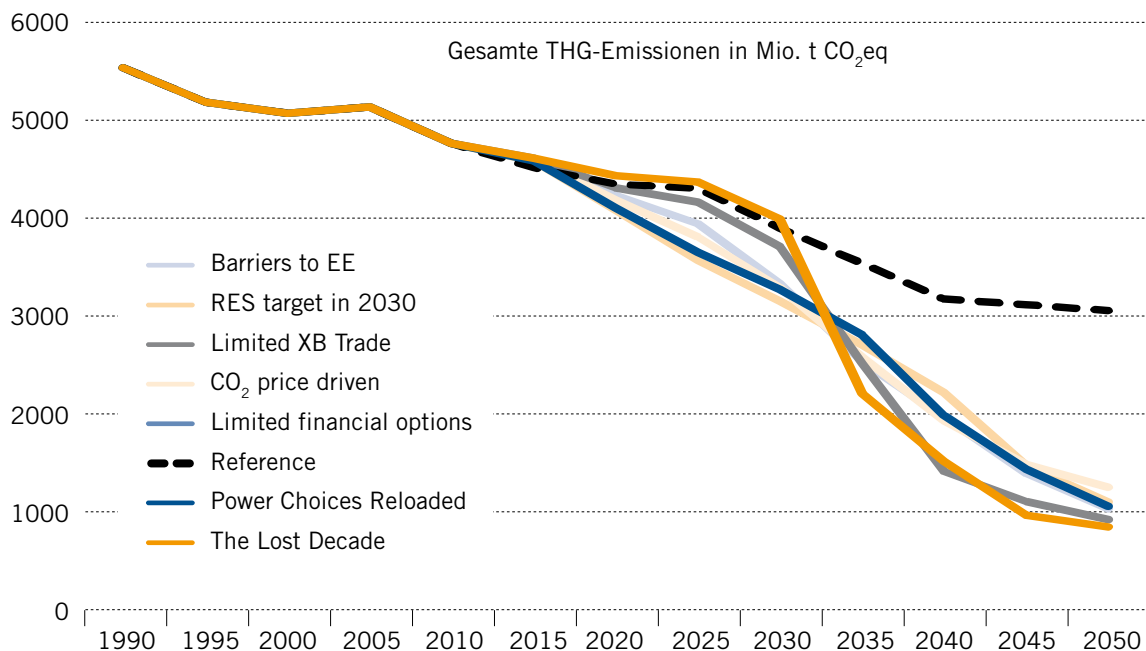
Abbildung 3.11: Der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung bei der Stromproduktion in %



„Power Choices Reloaded“ zeigt einen stetigen Verlauf, während „Lost Decade“ in einem kurzen Zeitraum einen sehr raschen Ausbau der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung vorhersagt.

Quelle: EURELECTRIC

Abbildung 3.12: Die gesamten Treibhausgasemissionen der EU in den verschiedenen Szenarien



Bei „Lost Decade“ erfolgt der Großteil der Vermeidung von Treibhausgasen erst spät, muss dann aber dafür umso massiver ausfallen.

Quelle: EURELECTRIC

- Die Emissionsrechte werden innerhalb der EU-ETS-Sektoren über eine Auktion verteilt. In den Nicht-ETS-Sektoren gibt der CO<sub>2</sub>-Preis einen Anreiz zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung, jedoch ohne direkte Zahlungen. PRIMES modelliert hier indirekte Kosten.

Das Szenario simuliert Maßnahmen zur Überwindung der Barrieren für Energieeffizienz. Eine entscheidende Annahme betrifft die Infrastruktur: Netze und Speicher werden wie vorgesehen gebaut und erfüllen damit die Bedürfnisse des gesamten Stromsystems. Ein verzögerter Ausbau der Infrastruktur führt zu deutlichen Abweichungen von den Modellergebnissen.

### Hauptergebnisse – Die Systemkosten

Der Stromsektor trägt bis 2050 am meisten zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung bei. Ausgehend von Emissionen von rund 300 g/kWh (2010), belaufen sich die Emissionen im Jahr 2050 auf 11 g/kWh im Power Choices Reloaded Szenario. Das wird durch beständige Investitionen erreicht. Das CO<sub>2</sub>-Ziel für 2050 für die gesamte Wirtschaft erfordert einen starken Wechsel beim Endenergieverbrauch hin zu Elektrizität, vor allem im Transportbereich, da damit so-

wohl Emissionsreduktionen möglich sind als auch Verbesserungen beim Wirkungsgrad.

Generell ist ein CO<sub>2</sub>-Preissignal ein wirkungsvolles Werkzeug, um in allen Bereichen die Investitionen in klimafreundliche Technologien voranzutreiben. Die kritische Unsicherheit ist die Zeit: wenig ambitionierte Klimaziele zu Beginn führen zu sehr hohen Nachfolgekosten nach 2030. Die Studie Power Choices Reloaded berechnet die Gesamtkosten für das Energiesystem, basierend auf den Kapitalkosten der Investitionen, dem Einkauf von Primärenergieträgern, den Investitionskosten für direkte Energieeffizienzmaßnahmen und die Nicht-CO<sub>2</sub>-Kosten. Auf der Grundlage wird gezeigt:

Die Gesamtkosten für das Energiesystem erreichen ein Plateau und sinken dann langfristig – außer im Szenario Lost Decade.

Bis 2020 sind die Gesamtkosten des Energiesystems im Power Choices Reloaded-Szenario nur 0,1 % höher als im Referenzszenario. Langfristig fallen die Energiekosten beim Szenario Power Choices Reloaded, nachdem ein Plateau erreicht worden ist.



Im Gegensatz dazu steigt der Kostentrend im Szenario Lost Decade kurzfristig flacher und langfristig steiler an.

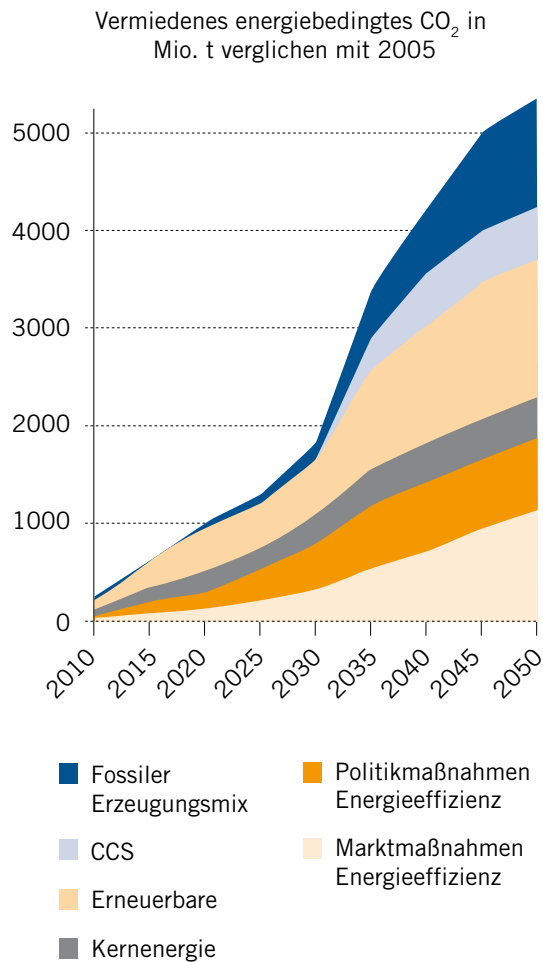
Power Choices Reloaded ist somit das Szenario, das die EU-Klimaziele erfüllt und die Kosten auf dem niedrigsten möglichen Niveau belässt.

### Hauptergebnisse – Stromerzeugung

Power Choices Reloaded bekräftigt die Rolle eines CO<sub>2</sub>-Preises im Stromsektor. Er kann Erneuerbare fördern, ebenso wie Energieeffizienz. Es sind jedoch zusätzliche Politiken nötig, um Marktbarrieren zu verringern und um die Entwicklung eines europäischen Netzes sowie Innovation zu fördern.

Im Power Choices Reloaded-Szenario spielt der CO<sub>2</sub>-Preis als Anreiz für alle Vermeidungsoptionen eine wesentliche Rolle: Der überwiegende Anteil stammt aus erneuerbaren Energien (zu rund 32 % verantwortlich für CO<sub>2</sub>-Vermeidungen im Jahr 2050), während politikgetriebene Energieeffizienz für 21 % verantwortlich zeichnet und marktgetriebene Energieeffizienz für 18 %.

**Abbildung 3.13: Die Beiträge zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung aus unterschiedlichen Technologieklassen**



### 3.4 Börsenhandel an der EEX und der EPEX

An der European Power Exchange Spot SE (EPEX<sup>1</sup>) und der European Energy Exchange AG (EEX) zeigten die Handelsumsätze 2012 eine weitere Steigerung, die Ausnahme bildet der Strommarkt.

Insgesamt wurden über 252 Mio. Emissionsrechte gehandelt (2011: über 106 Mio.) und über 75 Mio. MWh Gas umgesetzt (2011: über 62 Mio. MWh). Der Stromhandel an der Börse verringerte sein Volumen von 1.389 TWh (2011) auf 1.279 TWh (2012). Dennoch ist das mehr als das Doppelte des deutschen Stromverbrauchs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung von 526,6 TWh (vorläufige Zahlen für 2012<sup>2</sup>). Nach wie vor sind viele Handelshäuser durch die Finanzkrise belastet und schränken – auch aus regulatorischen Gründen – ihre Handelsaktivität in gewissem Umfang ein. Der Gashandel ist immer noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium und wird daher nicht so stark beeinflusst.

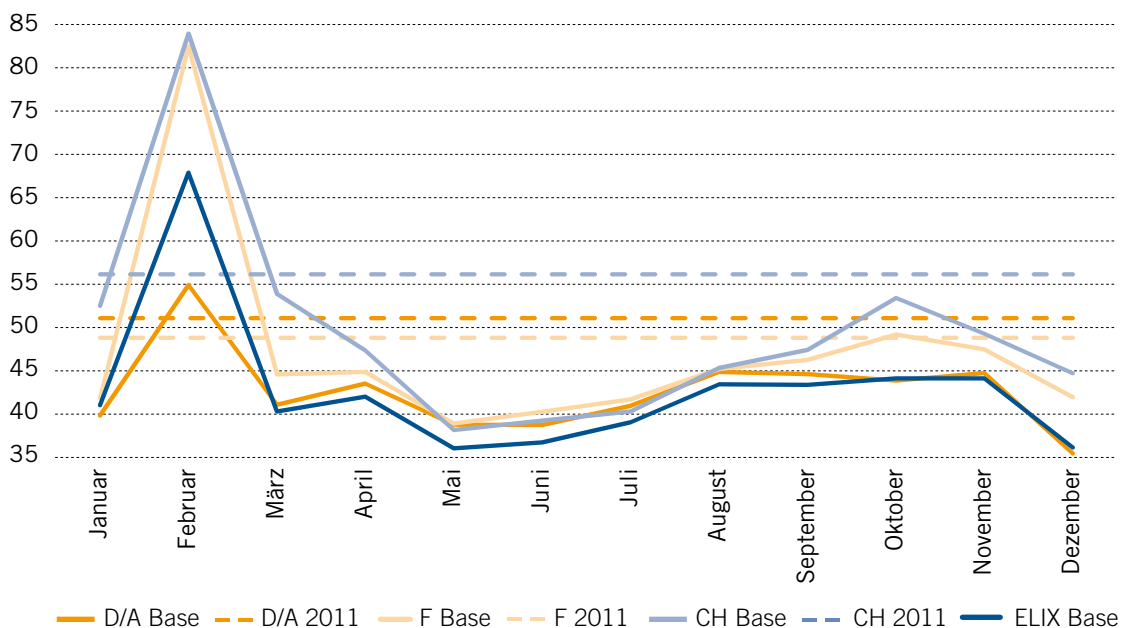
Die Strompreise am Spotmarkt sanken 2012 deutlich im Vergleich zum Vorjahr. Lag der Jahresmittelwert für Grundlast („base“) 2011 noch bei etwas mehr als 51 €/MWh, wurden 2012 rund 42,50 €/MWh erreicht. Gründe sind sowohl die angespannte wirtschaftliche Lage in vielen europäischen Ländern, die zu geringerer Stromnachfrage insgesamt führt, höhere Mengen von erneuerbarer Erzeugung als auch deutliche Preissenkungen bei Steinkohle und niedrige CO<sub>2</sub>-Preise. Die vermehrte Nutzung von unkonventionellem Erdgas in den USA erhöhte die Exportmöglichkeiten in Richtung Europa und setzte global die Kohlepreise unter Druck. Lediglich im Februar kam es durch eine mehrtägige Kältewelle zu deutlichen Preissteigerungen.

Die Gashandelspreise zeigten 2012 nur geringe Volatilität und bewegten sich innerhalb eines relativ engen Bandes zwischen etwas weniger als 26 €/MWh und 28 €/MWh. Die wirtschaftliche Lage in vielen europäischen Ländern bremste auch 2012 die Nachfrage nach Gas.

Während der Terminhandel an der EEX nahezu das gleiche Handelsvolumen wie im Vorjahr hatte, konnten sich die Umsätze am Spotmarkt deutlich steigern: von 22,5 Mio. MWh auf 35,9 Mio. MWh, d. h. um 60 %.

1 EPEX Spot SE betreibt den Börsenhandel für die Spotmärkte in Frankreich, Deutschland, Österreich und der Schweiz. Der Sitz ist in Paris, eine Niederlassung befindet sich in Leipzig.  
 2 Quelle: bdew

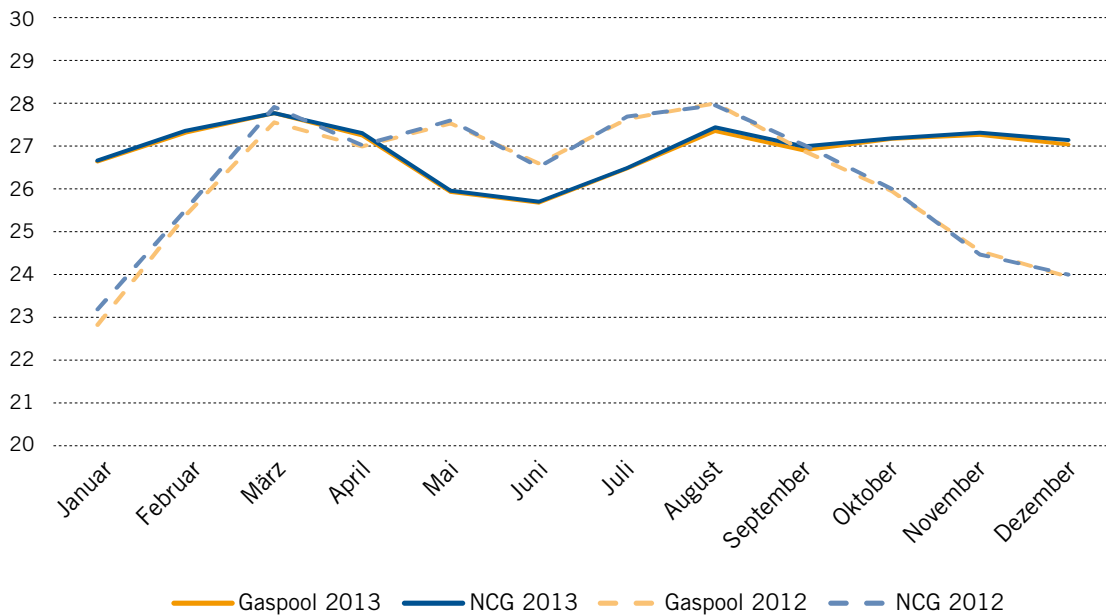
**Abbildung 3.14: Monatliche Mittelwerte Grundlaststrom in €/MWh am Spotmarkt für 2012 im Vergleich zu den Jahresmittelwerten 2011 für die EPEX-Lieferzonen**



Quelle: EPEX



**Abbildung 3.15: Monatsschlusskurse in €/MWh für Gaslieferungen auf Termin für das Jahr 2013 (Marktdaten aus 2012) im Vergleich zu den Preisen für Terminlieferung 2012 (Marktdaten aus 2011) für die Liefergebiete Gaspool<sup>1</sup> und NCG<sup>2</sup>**

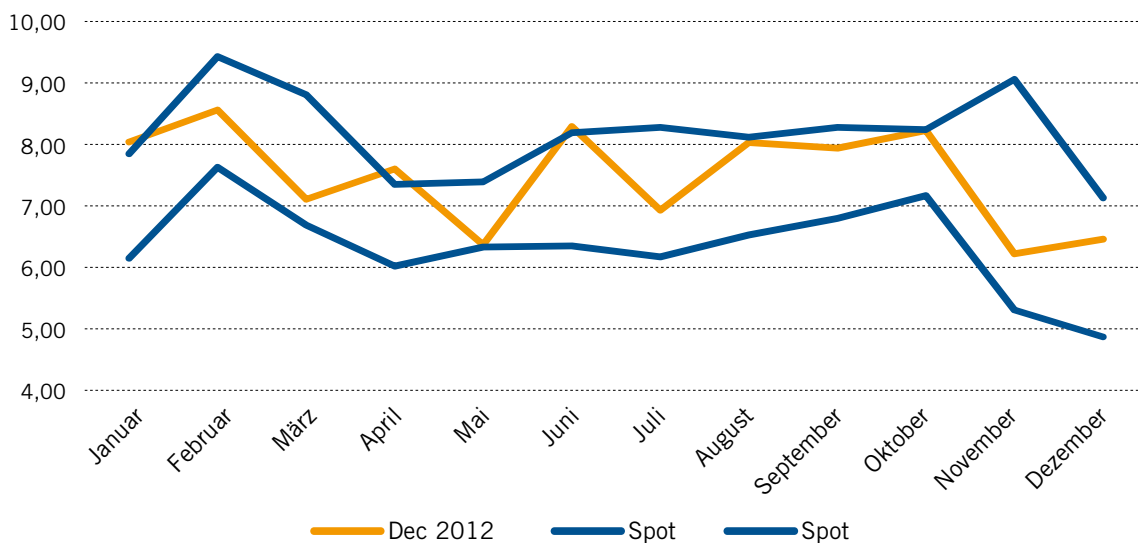


1 Das Marktgebiet Gaspool (H-Gas) umfaßt das ehemalige BEB-Gebiet sowie ONTRAS-VNG und WINGAS.

2 NCG (H-Gas) ist das Marktgebiet der NetConnect Germany GmbH und Co. KG.

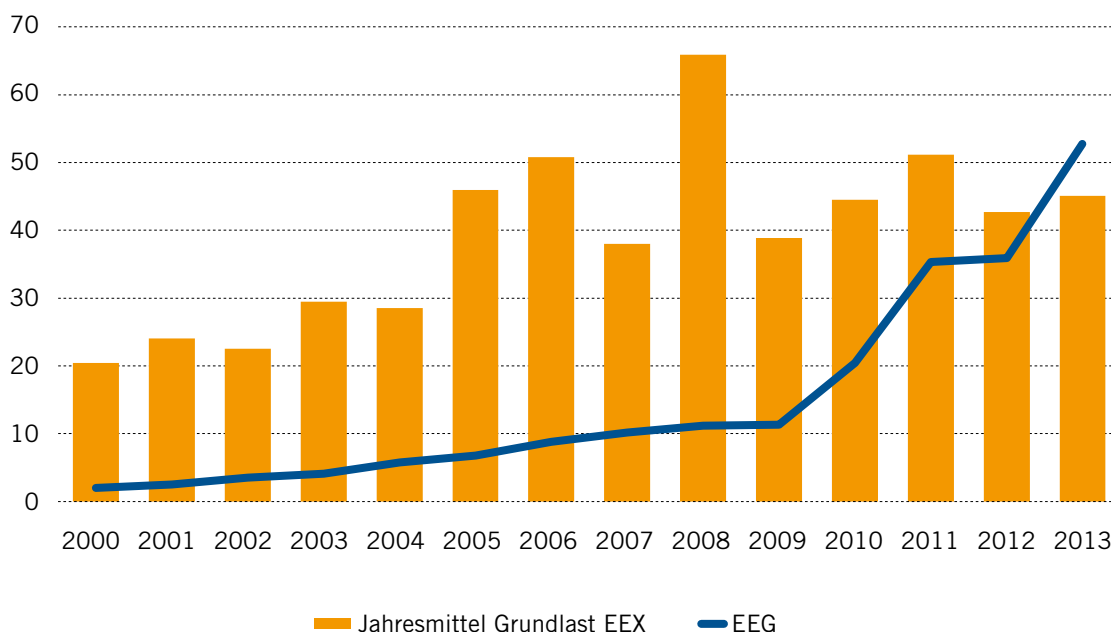
Quelle: EEX

**Abbildung 3.16: Monatsschlusskurse EU Emissionsrechte Lieferung Dezember 2012 sowie der niedrigste und höchste Wert der Spotnotierungen an der EEX im Monat**



Quelle: EEX

**Abbildung 3.17: Vergleich der Entwicklung der Großhandelspreise für Strom (Grundlast) und der EEG-Umlage (Jahresmittelwerte Spot für Strom). Für 2013 wurde der Schlusskurs Base 2013 am letzten Händlertag verwendet.**



Quelle: EEX

EEX und Powernext wollen im Gasmarkt enger zusammenarbeiten und auf einer gemeinsamen Plattform ihre Gasprodukte anbieten. Das Ziel ist es, ein gesamteuropäisches Angebot für den Gashandel zu schaffen.

Die Marktpreise für EU Emissionsrechte zeigten 2012 kaum Bewegung und verharrten auf einem sehr niedrigen Niveau. Das Vertagen der EU-Entscheidung zum sogenannten „back-loading“ ließ die Preise am Jahresende nochmals nachgeben – die Klimakonferenz in Doha konnte auch keine neuen Impulse setzen. Die EEX zeigte im Jahr 2012 eine deutliche Steigerung im Handelsvolumen. Vor allem die Durchführung der Primärmarktaktionen führte zu einer Erhöhung der Spot-Umsätze von 25,6 Mio. EUAs auf 108,7 Mio. EUAs. Auch der Terminmarkt zeigte deutlich mehr Aktivität: Wurden 2011 noch 80,8 Mio. EUAs<sup>3</sup> gehandelt, gab es 2012 mit 141,8 Mio. EUAs eine Steigerung um 76 %.

Der kontinuierliche Anstieg der EEG-Umlage hat inzwischen dazu geführt, dass der Aufschlag zur Förderung erneuerbarer Energien höher als der Marktpreis für Grundlast ist. Das ist nur ein weiteres Beispiel dafür, dass für viele Endkunden die Stromkosten immer weniger durch Marktpreise am Großhandelsmarkt beeinflusst werden – sondern zunehmend durch regulatorische Einflüsse.

<sup>3</sup> EUA = EU-Allowance, die kleinste Handelseinheit im EU-Emissionshandel

### 3.5 Die EU-Energieeffizienzrichtlinie und ihre nationale Umsetzung

Am 25. Oktober 2012 wurde die Richtlinie 2012/27/EG über Energieeffizienz (Energy Efficiency Directive, EED) verabschiedet. Sie trat am 4. Dezember 2012 in Kraft und löst die bisherige EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) sowie die EU-KWK-Richtlinie (2004/8/EG) ab. Binnen 18 Monaten muss die EED nun von den Mitgliedstaaten der EU in nationales Recht umgesetzt werden.

#### Hintergrund

Bereits im Frühjahr 2007 haben sich die Staats- und Regierungschefs der EU das Ziel gesetzt, den Primärenergieverbrauch in der EU bis 2020 im Vergleich zu den Prognosen für 2020 um 20 % zu senken. Für die Umsetzung hat die EU-Kommission einige Maßnahmen – etwa die Ökodesignrichtlinie, die Energiedienstleistungsrichtlinie und den Energieeffizienzplan – auf den Weg gebracht. Versäumt wurde hingegen die Erstellung eines stringenten Gesamtplans zur Erreichung des Ziels und zur Verteilung der Aufgaben zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten. In der Folge drohte das Effizienzziel

nach einer Analyse der EU-Kommission im Jahr 2011 um die Hälfte verfehlt zu werden.

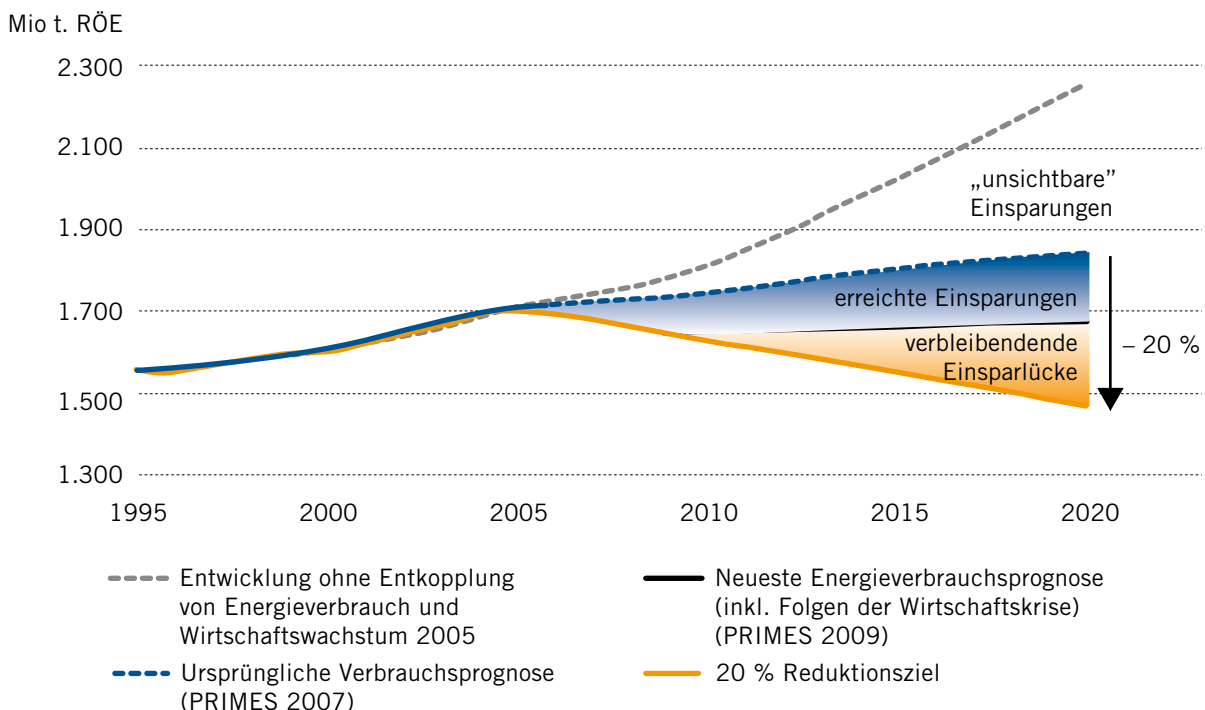
Als Antwort hierauf verabschiedete die EU die EED. Ersten Abschätzungen zufolge werden die darin vorgesehenen Maßnahmen bei vollständiger Umsetzung zu erheblichen Energieeinsparungen führen. Ob diese auch zur Erreichung des 20-Prozent-Ziels ausreichen, wird erst das regelmäßige Monitoring der EU-Kommission zeigen.

#### Wesentliche Maßnahmen

Die EED adressiert sowohl die Senkung des Energieverbrauchs wie auch die Steigerung der Energieeffizienz in allen energieverbrauchenden Sektoren als auch bei der Erzeugung von Strom und Wärme. Die wesentlichen Maßnahmen sind:

- Artikel 3 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Festlegung eines indikativen nationalen Energieeffizienzziels, das sich auf Primär- oder Endenergieverbrauch, Primär- oder Endenergieeinsparung oder Energieintensität beziehen kann. Ab April 2014 legen die Mit-

Abbildung 3.18: Energieeinsparung in der EU: Ziel und bisheriger Trend



Quelle: Impact Assessment zum Energy Efficiency Plan, SEC (2011)277 final

gliedstaaten im 3-Jahres-Rhythmus nationale Energieeffizienzaktionspläne vor. Die EU-Kommission nimmt bereits bis Juni 2014 eine erste Fortschrittsbewertung vor und macht bei Bedarf Vorschläge für weitere Energieeffizienzmaßnahmen.

- Artikel 4 bis 6 schreiben fest, dass die Mitgliedstaaten bis April 2014 eine langfristige Strategie zur Renovierung von öffentlichen wie privaten Gebäuden erarbeiten müssen. Darüber hinaus sind ab Anfang 2014 jährlich 3 % der Gesamtfläche der Gebäude, die sich im Besitz der Zentralregierungen befinden (für Deutschland der Bund), energetisch zu modernisieren. Des Weiteren müssen Energieeffizienz Aspekte im Rahmen der öffentlichen Beschaffung Berücksichtigung finden.
- Artikel 7 schreibt vor, dass im Zeitraum von 2014 bis 2020 jährlich 1,5 % des durchschnittlichen jährlichen Endenergieabsatzes der Jahre 2010 bis 2012 der Energieverteiler und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen eingespart werden müssen. Hierfür haben die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, entweder Energieeffizienzverpflichtungssysteme einzuführen oder andere „strategische Maßnahmen“ zu erlassen. Bei strategischen Maßnahmen ist deren gleiche Wirksamkeit von den Mitgliedstaaten nachzuweisen.
- Artikel 8 verpflichtet große Unternehmen ab Dezember 2015 im 4-Jahres-Rhythmus zur Durchführung von Energieaudits. Für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sollen die EU-Mitgliedstaaten Anreize zur Durchführung von Energieaudits schaffen.
- Artikel 9 bis 11 schaffen die Voraussetzungen für eine systematische und individuelle Erfassung und Analyse des Energieverbrauchs, etwa durch Einführung intelligenter Zähler und Bereitstellung genauer Abrechnungsinformationen.
- Artikel 14 verpflichtet die Mitgliedstaaten zu Potenzialanalysen für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effiziente Wärme- und Kälteversorgung sowie zur Erarbeitung von Strategien zum KWK-Ausbau sowie der effizienten Wärme- und Kälteversorgung.
- Artikel 15 verpflichtet Energieregulierungsbehörden, das Effizienzpotenzial der Gas- und Strominfrastruktur zu bewerten und konkrete Maßnahmen und Investitionen zur Energieeffizienzsteigerung abzuleiten.

## Umsetzung

Die EED ist ein wichtiger Schritt für ein zielgerichteteres und verbindlicheres Vorgehen zur Hebung der Effizienzpotenziale in der EU. Sie schafft es jedoch nicht, das undurchsichtige Spektrum an qualitativen (Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch, Energieintensität), quantitativen (relative oder absolute Verbrauchsreduktionsziele) und zeitlichen Zielen (modellierte Werte bis 2020 (PRIMES), fixe Basisjahre der Vergangenheit) sowie an europäischen und nationalen Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz einzudämmen. Entscheidend für den Erfolg der EED wird daher das regelmäßige kritische Monitoring der Richtlinienumsetzung in den Mitgliedstaaten werden.

Die EU-Kommission wird im Sommer 2013 Leitlinien zur Auslegung der EED vorlegen. Im Fokus steht dabei unter anderem die öffentliche Hand, die aufgrund ihrer in der Richtlinie wiederholt eingeforderten Vorbildfunktion insbesondere im Gebäudesektor, wo die größten Hebel zur Steigerung der Energieeffizienz liegen, tätig werden muss. Dieses Ziel sollte erreichbar sein, sind doch in Deutschland nur 2,5 % der öffentlichen Gebäude betroffen. Hier wird sich die Umsetzung auch in das Vorgehen zur Realisierung des Energiekonzepts einbetten lassen. Im Gebäudesektor ist bereits seit längerem auf nationaler Ebene ein Sanierungsfahrplan konzipiert. In anderen Bereichen flankiert und erweitert die EED bereits bestehende nationale Maßnahmen. Dies gilt beispielsweise für die Verbrauchserfassung über intelligente Zähler oder die Pflicht zu Energieaudits für große Unternehmen. Im Rahmen des Spitzenausgleichs müssen begünstigte Unternehmen zertifizierte Energiemanagementsysteme einführen. Die EED verpflichtet nun große Unternehmen zur systematischen Befassung mit ihrem Energieverbrauch – unabhängig von dessen Höhe.

Insbesondere beim Kernstück der Richtlinie, der Pflicht zur Endenergieverbrauchsreduktion nach Artikel 7, aber auch bei der Umsetzung der Vorschriften im Erzeugungsbereich, wird es auf eine marktwirtschaftlich ausgerichtete Umsetzung der Richtlinie ankommen. Das Zeitfenster bis Sommer 2014 ist für die notwendige Untersuchung und die Erarbeitung neuer Maßnahmen angesichts der bevorstehenden Bundestagswahl im Herbst 2013 und der anschließenden Regierungsbildung denkbar eng.

Eine vom Bundeswirtschaftsministerium und der Bundesstelle für Energieeffizienz beauftragte Studie der Prognos AG hat ermittelt, dass sich die mit Artikel 7 geforderten Einsparungen bis 2020 kumuliert auf 2005 PJ (ohne Verkehr) belaufen. Die Studie geht davon aus, dass



**Tabelle 4.3: Energieeinsparverpflichtung gemäß Art. 7 EED und Flexibilisierungsmöglichkeiten**

Angaben in PJ	EEV	EEV ohne Verkehr
Bemessungsgrundlage	8.933	6.462
Einsparziel 1,5 % mit Wirkungsdauer (kumuliert)	3.752	2.673
max. Reduktion um 25 % nach Art. 7 (3)	938	668
schrittweise Erhöhung des Einsparziels nach Art. 7 (2a)	782	557
ETS-Herausnahme nach Art. 7 (2b)	359	359
Vorfristige Maßnahmen 2009–2013 nach Art. 7 (2d)	1.097	1.097
<b>durch Maßnahmen 2014–2020 einzusparen (kumuliert)</b>	<b>2.814</b>	<b>2.005</b>
<b>durch Maßnahmen 2014–2020 einzusparen (jährlich)</b>	<b>100</b>	<b>72</b>

Quelle: Prognos AG

diese Einsparungen mit bereits initiierten strategischen Maßnahmen vollständig erreicht werden können. Eine Analyse von Ecofys geht dagegen von einer Einsparlücke von rund 380 PJ aus. Grund für die Abweichung sind vor allem unterschiedliche Anrechnungsmodalitäten, insbesondere bei sogenannten „preisimpulssetzenden Maßnahmen“ wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Anrechenbarkeit solcher Maßnahmen, deren Einspareffekt sich auf rund 1.200 PJ beläuft, ist laut Prognos AG von der Bundesregierung und letztlich von der EU-Kommission zu entscheiden.

Vor diesem Hintergrund muss die Diskussion über sinnvolle Wege zur Effizienzsteigerung fortgeführt werden. Bestehende Effizienzpotenziale sollten in allen energieverbrauchenden Sektoren möglichst durch einen marktgetriebenen Suchprozess gehoben werden. Fördermittel und ordnungsrechtliche Vorschriften sollte die Bundesregierung daher nur in berechtigten Einzelfällen nutzen, da sie der Suche nach der wirtschaftlichsten Lösung entgegenstehen. Die meist positiven Erfahrungen der Länder, die bereits vor Verabschiedung der EED Energieeffizienzverpflichtungssysteme eingeführt haben, lassen sich nicht 1:1 auf Deutschland übertragen. Daher müssen für Deutschland Aufwand und Nutzen verschiedener Ausgestaltungsoptionen eines Verpflichtungssystems ebenso wie alternative Handlungsoptionen detailliert geprüft werden. Hierzu sollte die Diskussion unter den betroffenen Stakeholdern fortgesetzt werden. Die Einrichtung einer nationalen Plattform zum Thema Energieeffizienz, die alle Marktteilnehmer an einem Tisch vereint, wäre eine Möglichkeit, hier zu konsensualen Ergebnissen zu kommen und dem Thema Energieeffizienz gleichzeitig den Stellenwert einzuräumen, den es im Zuge der nationalen wie europäischen Energiepolitik innehaben sollte.

## 3.6 Europäische Energieversorgungssicherheit im Wandel

### Herausforderungen der EU-Energieversorgungssicherheit

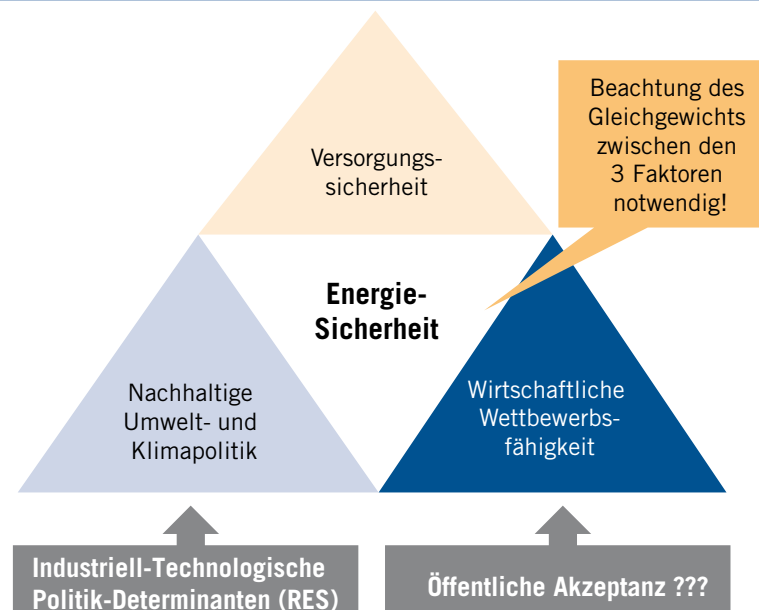
Die politischen Revolutionen in den arabischen Staaten im Frühjahr 2011 und die seitdem anhaltenden regionalen Instabilitäten haben die Frage der Energieversorgungssicherheit verstärkt auf die politische Weltagenda gerückt. Dies gilt nicht zuletzt auch für Europa, da der Mittlere Osten und Nordafrika sowohl für die Erdöl- als auch Erdgasversorgungssicherheit von großer strategischer Bedeutung sind. Dabei muss vor allem Algerien als drittgrößter Erdgasversorger der EU und Italien sowie Spanien als größte Erdöl- und Erdgasimporteure aus Nordafrika in der EU-27 eine besondere Aufmerksamkeit zuerkannt werden. Der Ausfall von Pipelinegas aus Algerien im Umfang von 47 Mrd. m<sup>3</sup> und von Libyen mit 10 Mrd. m<sup>3</sup> hatte zwar in den Frühlings- und Sommermonaten 2011 keine größeren Versorgungsprobleme verursacht, da Italien und Spanien dies vor allem durch alternative Importe von Flüssiggas (Liquefied Natural Gas/LNG) kompensieren konnten. Doch mit zusammen 12 % des EU-Gasverbrauchs und über 26 % der nicht-europäischen Importe der EU hätte ein längerfristiger Ausfall von libyschem und vor allem algerischem Gas durchaus größere Probleme der Energieversorgung in den Wintermonaten 2011/2012 mit einem höheren Energieverbrauch hervorrufen können. Immerhin werden über

30 % des italienischen und rund 20 % des spanischen Gasbedarfs allein von Algerien gedeckt.

Auch der Produktions- und Exportausfall der Erdölförderung Libyens als 12. größter Ölproduzent der Welt mit 1,6 Mio. Fass Rohöl pro Tag (mb/d) – rund 2 % der Weltproduktion mit den größten Ölreserven Afrikas und 7 % der deutschen Ölimporte – konnte von anderen Erdölproduzenten aufgefangen werden. Doch sollten arabische Instabilitäten (vor allem in der Golf-Region) zunehmen und länger anhalten, können auch größere Versorgungsunterbrechungen die Folge sein. Sollte auch Saudi Arabien als weltgrößter Erdölproduzent und Exporteur von größeren innenpolitischen Instabilitäten betroffen sein, so wäre auch eine Weltölkrise keineswegs ausgeschlossen.

Im April 2010 hatte die Explosion der Ölplattform „Deepwater Horizon“ im Golf von Mexiko nicht nur die größte Naturkatastrophe in der Geschichte Amerikas verursacht, sondern auch die Frage der weltweiten Ölversorgungssicherheit aufgeworfen, weil die Endlichkeit der heutigen konventionellen Erdölreserven bei lediglich ca. 54 Jahren liegt und damit weitaus brisanter ist als bei den beiden anderen fossilen Energieträgern von konventionellem Erdgas (ca. 64 Jahre, mit unkonventionellem Gas bis 250 Jahre) und Kohle (112 Jahre). Vor allem der weltweite Transportsektor, der bis heute fast ausschließlich auf Erdöl bzw. Benzin und Diesel angewiesen ist, gilt

Abbildung 3.19: Energietrias/Energietrilemma – Die drei Determinanten der Energiesicherheit



Quelle: Dr. Frank Umbach

als der eigentliche Motor (mit rund 50 %) für die weltweit weiter zunehmende Ölnachfrage. Zudem ist Erdöl auch der Ausgangsrohstoff für die Produktion aller Treib- und Schmierstoffe sowie in Form von Rohbenzin auch für Kunststoffe, Pharmazeutika, Farbstoffe und Textilien. Doch die weltweite Rohölproduktion kann in den nächsten Jahren und Jahrzehnten durch größere Ausbeutung von unkonventionellen Erdölen (aus Teersand, Ölsand und Ölschiefer, Schwerstole etc.) und durch technisch sowie finanziell immer aufwendigere Ölbohrungen in der Tiefsee oder künftig auch in den arktischen Gewässern gewährleistet werden. Diese aber ist mit neuen und z.T. immer größeren Produktions- und Umweltrisiken verbunden. Die Ära des „billigen Öls“ ist jedoch zu Ende.

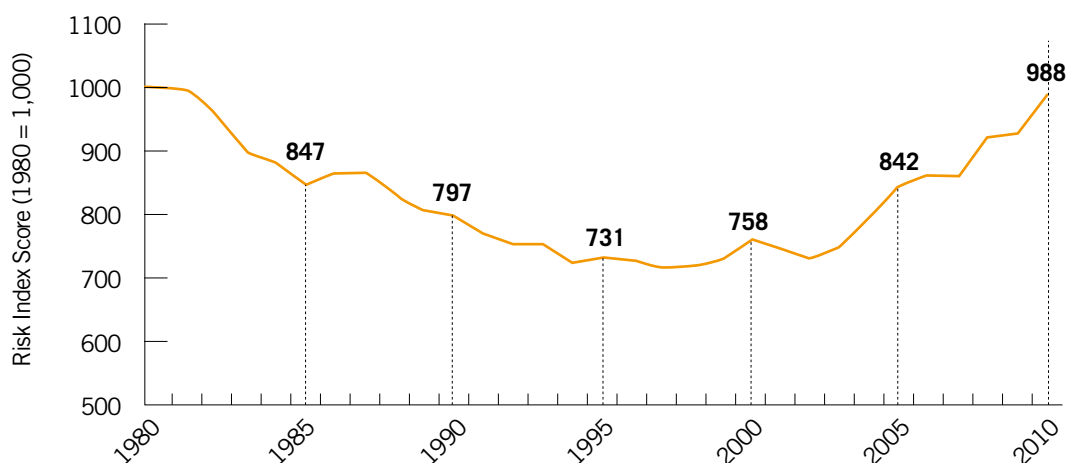
In Europa hatte die Frage der Versorgungssicherheit bereits in den russisch-ukrainischen und russisch-belarussischen Gas- und Ölfkonflikten seit 2006 an Brisanz gewonnen. Doch hatte der Faktor Versorgungssicherheit jenseits offizieller und konzeptioneller Energiepolitik auf der tagespolitischen Energieagenda Deutschlands und vieler anderer EU-Mitgliedstaaten zumeist nur einen deklaratorischen Wert im „Energietrias“ und in der konkreten Umsetzung keine vergleichbare Bedeutung wie der Umwelt- und Klimaschutz sowie die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit. In diesem Kontext können auch die energiepolitischen Konzeptionen der Bundesregierung vom September 2010 und Juli 2011 kritisch hinterfragt werden, da in beiden die globalen energiepolitischen Herausforderungen und internationalen Machtverschiebungen kaum angesprochen werden. Dabei ist Deutschland langfristig von Energie- und anderen Rohstoffimporten

aus politisch instabilen Weltregionen abhängig. Sogar die zunehmende Gasimportabhängigkeit wird in den beiden Energiekonzeptionen der Bundesregierung nicht weiter problematisiert.

Demgegenüber hatte das EU-Kommissariat für Transport und Verkehr bereits in seinem Grünbuch zur zukünftigen europäischen Energiesicherheit vom November 2000 gewarnt, dass in den nächsten zwanzig Jahren die Nordsee-Öl- und Gasressourcen zu Ende gehen werden und die EU von Öl- und Gasimporten aus zunehmend instabilen Lieferländern und -regionen abhängig wird.

Deutschlands integrierte Energiepolitik und Energiemärkte verlangen heute zunehmend europäische Lösungen unter Berücksichtigung eines immer globaleren Denkens und strategischer Visionen. Ein nationaler Strommarkt ist schon heute Vergangenheit. Größere Infrastrukturinvestitionen erfolgen bereits zumeist bei transnationalen Energieinfrastrukturen, wie derzeit beim Bau von zahlreichen neuen Gas- und Strominterkonnektoren dokumentiert, um so die physischen und infrastrukturellen Voraussetzungen für einen einheitlichen und liberalisierten Energiemarkt der EU-27 bis 2014 zu schaffen. Somit ist Deutschlands Energiewende nur dann realistisch und wirtschaftlich verkraftbar, wenn sich eine kohärente Energiepolitik des Landes auf eine enge Zusammenarbeit mit Brüssel und den EU-Partnern stützt und nicht gegen sie gerichtet ist.

Abbildung 3.20: OECD Durchschnitt im Index für Energieversorgungssicherheit, 1980–2010



Quelle: Institute for 21st Century Energy, 2012 International Index of Energy Security Risk

## Europäische Energiesicherheit in Zeiten der verschärften globalen Ressourcenkonkurrenz

Im Rahmen der 20-20-20-Energiestrategie der EU konnten erneuerbare Energien, basierend auf einem gleichmäßigen Zustand von Subventionen, ihren Anteil im europäischen Energiemix von 7 % in 2008 auf derzeit rund 13 % erhöhen. Demgegenüber ist das 20 %-Ziel für Energieeffizienz vorerst wenig realistisch. Die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der EU, als ein weiterer Vorsatz des energiepolitischen Zieldreiecks, ist derzeit aufgrund des wesentlich niedrigeren Gaspreises in den USA (ein Drittel bis ein Viertel) als Folge der Shale Gas Revolution zunehmend gefährdet, da diese Revolution erhebliche geökonomische und geopolitische Auswirkungen hat. So stärkt sie die Versorgungssicherheit der USA, die sich bis 2015/2017 zu einem Netto-Gasexporteur wandeln und längerfristig jenseits 2020 dank einer zunehmenden Shale-Oil-Revolution sogar eine Energieautarkie immer realistischer erscheint. Demgegenüber wird für die EU eine immer stärkere Abhängigkeit von Energieimporten erwartet. Derzeit muss die EU bereits rund 55 % ihres Energiebedarfs, 84 % ihrer Erdölnachfrage und 64 % ihres Gasverbrauchs durch Importe decken. In 2011 musste die EU für ihre fossilen Energieimporte bereits 410 Mrd. Euro bezahlen, die bis 2035 auf mindestens 490 Mrd. Euro ansteigen könnten. Die EU ist bereits heute der weltgrößte Energieimporteure. Die steigenden Energieimporte stellen sowohl ihre künftige Wettbewerbsfähigkeit als auch Energieversorgungssicherheit in Frage.

Nach Aussage der IEA sieht die Welt wegen der gewaltigen Zunahme der Nachfrage und neuer geopolitischer Risiken einer Zeit „beispielloser Ungewissheit“ bezüglich ihrer Energieversorgung entgegen. Ein wesentlicher Grund zur Sorge besteht darin, dass mehr als 70 % des weltweit verbliebenen konventionellen Erdöls und mehr als 40 % der auf der Welt noch vorhandenen konventionellen Erdgasvorkommen in Regionen rund um den Persischen Golf und das Kaspische Meer konzentriert sind.

Der wohl wichtigste Schlüsseldeterminant der Zukunft des globalen Energiesystems dürfte die künftige Energiepolitik Chinas sein. Chinas Energiebedarf wird bis 2035 um 60 % zunehmen. Sein Anteil an der weltweiten Energienachfrage beträgt derzeit 17 % und wird bei einem anhaltenden höheren Wirtschaftswachstum bis 2035 auf mindestens 22 % zunehmen und dabei allein für 33 % des gesamten globalen Anstiegs der Energienachfrage verantwortlich sein. In 2035 dürfte sein Energiebedarf um 77 % höher sein als in den USA, obwohl der Pro-

Kopf-Energieverbrauch auch dann noch um 52 % niedriger als in den USA sein wird.

Gleichzeitig wird befürchtet, dass künftig Energie- und Ressourcenkonflikte nicht ausgeschlossen werden können, wenn der gesicherte Zugang zu diesen Ressourcen, die für die Aufrechterhaltung der innenpolitischen Stabilität und das Überleben der politischen Regime von zentraler strategischer Bedeutung sind, nicht gegeben ist. Die sich aus den zunehmenden Energieabhängigkeiten ergebenden Sicherheitsauswirkungen auf stabile Seetransportwege bilden schon heute das Rational für größere maritime Rüstungsanstrengungen, wie dies derzeit bei der Entwicklung von Blue-Water-Marinefähigkeiten auf Seiten Chinas und Indiens beobachtbar ist.<sup>4</sup>

Inzwischen ist Chinas Abhängigkeit von Rohölimporten von 33 % in 2009 innerhalb von nur drei Jahren auf 55 % in 2012 gestiegen und wird auf mehr als 60 % bis 2015 bereits zunehmen. Darüber hinaus ist China – trotz seiner global drittgrößten Kohlevorräte und als weltgrößter Kohleproduzent – in 2009 erstmals auch zum Nettoimporteur bei Kohle aufgestiegen. Das „Reich der Mitte“ und Indien sind wesentlich für das in Deutschland und Europa gern ignorierte Faktum verantwortlich, dass Kohle bereits seit 10 Jahren der weltweit am stärksten wachsende Energieträger ist.

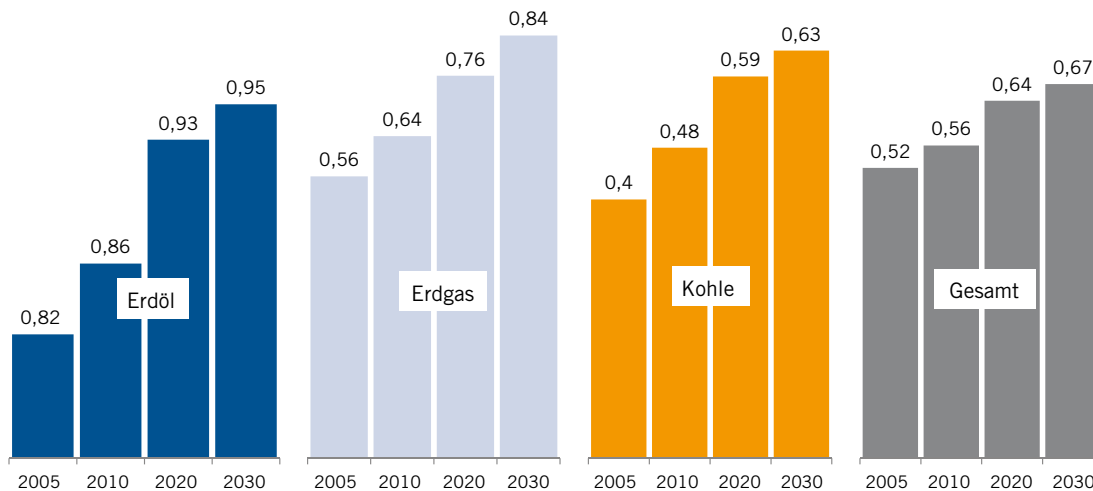
In den letzten Jahren haben neue empirisch-quantitative Analysen zur internationalen, europäischen und deutschen Energiesicherheit die Ergebnisse zahlreicher qualitativer Analysen bestätigt, die alle zu dem Schluss kommen, dass sich die Energieversorgungssicherheit verschlechtert hat und zunehmend gefährdet ist.

## Die gemeinsame Energiepolitik der EU: Fortschritte und Rückschläge

Auf dem Frühjahrsgipfel der Staats- und Regierungschefs der EU im März 2007 war eine gemeinsame „integrierte Klima- und Energiepolitik“ mit einem „Energieaktionsplan“ und die „20-20-20-Strategie“ verabschiedet worden. Aufgrund der zunehmenden Abhängigkeit von fossilen Energieimporten von außerhalb der EU-Grenzen und damit von Energieexporteuren, sieht die EU auch eine proaktive gemeinsame „Energieaußenpolitik“ (offiziell als „Außenbeziehungen“ deklariert) der EU-Staaten vor.

4 National Intelligence Council 2008.

Abbildung 3.21: Erhöhte Importabhängigkeit der EU 2005–2030



Quelle: Dr. Frank Umbach, based on Euroacoal, An Energy Strategy for Europe: Importance and Best Use of Indigenous Coal, Brussels 2009, p. 1 and official figures of the European Commission

Die Energiestrategie der EU dient der Gewährleistung einer stabilen Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen und einer nachhaltigen Umwelt- und Klimaschutzpolitik. Darüber hinaus soll sie die Reform der Liberalisierungsanstrengungen der Energiepolitik der Mitgliedstaaten forcieren, um so bis 2014 einen wirklich gemeinsamen Energiemarkt zu schaffen, sodass kein EU-Staat nach 2015 von den europäischen Gas- und Elektrizitätsnetzen abgeschottet sein bzw. dessen Energiesicherheit nicht durch den Mangel entsprechender Verbindungen gefährdet werden darf.

Dabei sind die Reformen des EU-Energiebinnenmarktes in vielfältiger Weise eng mit den Bemühungen um Energieimportdiversifizierungen (vor allem bei Gaseinfuhren) verbunden. So werden auch die Reformbemühungen der Energiepolitik der Nachbarländer wie jenen in Südosteuropa (als Mitglied der „European Energy Community“) aktiv unterstützt, um eine weitgehende Harmonisierung mit dem EU-internen Markt zu fördern.

Zwar sind die drei klassischen Ziele („sauber, bezahlbar und sicher“) des Energietrias („Energietriemlemma“) in der gemeinsamen EU-Energiepolitik und der Energiestrategien der einzelnen Mitgliedstaaten zumeist verankert. Doch werden diese Ziele in der Realität der deutschen Energiepolitik nicht gleichberechtigt verfolgt, sondern wurden bisher häufig dem Umwelt- und Klimaschutz höhere Bedeutung und ein determinierender Einfluss auf die beiden anderen Faktoren eingeräumt und dies zumeist vor

allem zu Lasten der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus droht eine fehlende gesellschaftliche Akzeptanz, nicht nur gesamtstaatliche Energiepolitikkonzeptionen und größere Infrastrukturprojekte verstärkt in Frage zu stellen, sondern auch die gemeinsame EU-Energiepolitik und die gemeinsam beschlossenen transnationalen Energieinfrastrukturprojekte wie Gaspipelines und Stromnetze.

Trotz der Bemühungen um eine gemeinsame Energieaußenpolitik konzentrierte sich die Energiepolitik der EU seit 2007 vorwiegend auf die Herausforderungen des Binnenmarktes. Die Kommission hat die Notwendigkeit einer engeren Zusammenarbeit mit den Energiepartnern als Bestandteil der proaktiven Energieaußenpolitik erkannt. Diese soll die enge Verbindung zwischen geopolitischer Stabilität und Energieversorgungssicherheit, die steigende Abhängigkeit der EU von Energieimporten und die wachsende gegenseitige Abhängigkeit zwischen Produzenten, Transitstaaten und Verbraucherstaaten noch stärker berücksichtigen.

Obwohl die gemeinsame Energiepolitik der EU durchaus weiter gediehen ist als viele andere Politikbereiche, haben die Mitgliedstaaten in den letzten Jahren häufig noch immer nationalstaatlichen Lösungen den Vorrang zu Lasten der Energiepolitik der EU-Nachbarstaaten und der gemeinsamen Energiepolitik eingeräumt, anstatt sich gegen die zahlreichen großen globalen Herausforderungen zu wappnen. Somit hängt die gemeinsame Energie(außen)

politik wesentlich von der politischen Solidarität und den langfristigen strategischen Interessen der größeren EU-Staaten wie Deutschland ab.

In 2012 hat der Europäische Rat beschlossen, dass die Kommission über alle neuen und bestehenden bilateralen Energieabkommen unterrichtet wird, die die Mitgliedstaaten mit Ländern außerhalb der EU unterhalten. Die Kommission schätzt, dass etwa 30 zwischenstaatliche Erdölabkommen und doppelt so viele Vereinbarungen über Erdgas existieren.

Mit der im September 2011 bekannt gegebenen neuen Strategie für die externe Energiepolitik („Die EU-Energiepolitik: Entwicklung der Beziehungen zu Partnern außerhalb der EU“) hat die Kommission einen wichtigen Schritt unternommen, die Berichtspflicht und das Transparenzgebot zu stärken und diese auf alle zwischenstaatlichen Vereinbarungen, die sich auf den Energiebinnenmarkt oder die Energieversorgungssicherheit auswirken, auszuweiten. Dies gilt für Erdgas, Erdöl, Strom und erneuerbare Energien. Bisher haben die bilateralen Energieabkommen der EU-Mitgliedstaaten ohne jegliche Konsultation der Kommission zu einer zunehmenden Fragmentierung des Binnenmarkts statt zum Ausbau der Energieversorgung und Wettbewerbsfähigkeit der EU geführt und so den Zielen der gemeinsamen EU-Energiepolitik widersprochen.

### Europäischer Gassektor – Fortschritte in der Energieversorgungssicherheit

Der europäische Gasmarkt befindet sich derzeit in einem grundlegenden strukturellen Wandel. Dieser Wandel ist einerseits das Resultat der Veränderung der globalen Gasmärkte durch den Ausbau des Marktanteils von Flüssigerdgas (LNG) bei einem schneller wachsenden globalen Gasbedarf und der Erschließung unkonventioneller Gasressourcen (insbesondere Schiefergas) vor allem in den USA, inzwischen aber auch in Australien, Kanada und anderen Staaten.

Vor dem Hintergrund einer weltweiten ökonomischen Rezession seit 2008 und einem darauf zurückzuführenden geringeren weltweiten Wachstum der regionalen Gasmärkte hat sich auch der europäische Gasmarkt in den letzten Jahren von einem Verkäufer- zu einem Käufermarkt gewandelt. Die plötzliche Gasschwemme mit einem LNG-Spotpreis, der zeitweise bis zu 40 % unter dem Pipelinegaspreis Russlands und Norwegens lag, war auch durch die europäische Wirtschaftskrise und durch einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien be-

dingt, in deren Folge der Gasbedarf ab 2009 kontinuierlich absank. Dabei hat sich der Gaspreis auch in Europa zunehmend vom Ölpreis abgekoppelt und die tradierten Langfristverträge zwischen einer begrenzten Anzahl von großen Anbietern und Abnehmern mit ihren „Take-or-Pay-Klauseln“ in Frage gestellt.

Zugleich hat auch der Anteil von LNG gegenüber Pipelinegas in Europa zugenommen und macht heute rund 20 % der Gasimporte und ca. 15 % des gesamten Gasverbrauchs aus (in der EU 2010: 15 %). Gleichzeitig waren 2011 in Europa nur noch etwa 56 % der langfristigen Verträge mit einer Laufzeit von bis zu 25 Jahren ölpreisindiziert (2009: 68 %; 2010: 59 %), während der Spot-Markt-Anteil von 27 % in 2009 auf 37 % in 2010 und 40 % in 2011 stetig zugenommen hat.

Zudem geht auch die IEA nicht länger von einer Zunahme des EU-Gasbedarfes aus. Stattdessen wird das Gasverbrauchs-niveau von 2010 erst 2020 wieder erreicht und übertroffen werden. Doch trotz der Abkoppelung des Gaspreises vom Ölpreis in Europa sind gasbefeuerte Kraftwerke gegenüber Kohle-befeuerten aufgrund der geringen CO<sub>2</sub>-Preise im EU-Emissionshandelssystem (ETS: von 30 € pro Tonne in 2008 auf 4,25 € im Frühjahr 2013 gefallen), der billigen US-Kohleexporte (+24 % nach Europa in 2012) als Folge der Schiefergasrevolution in den USA und des prinzipiellen Festhaltens Russlands an der Ölpreisbindung (trotz einiger Preisnachlässe von 10-15 %) derzeit nicht wettbewerbsfähig. Entgegen der klimapolitischen Zielsetzungen der EU hat der Gasbedarf nicht nur stagniert, sondern ist 2012 um weitere 7 % gefallen. Gleichzeitig ist der Kohleverbrauch in der EU-27 in 2011 um 4 % und in 2012 um weitere 7 % angestiegen. Die europäischen Gaspreise müssten derzeit rund 40 % fallen, um gegenüber Kohle wieder wettbewerbsfähig zu sein. Mittelfristig ist jedoch weniger Kohle als vor allem die subventionierte Solarförderung die größte Bedrohung für die Zukunft des Gaseinsatzes in der Stromerzeugung. Bis 2035 wird erwartet, dass in den meisten EU-Staaten die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien bereits 50 % übertreffen wird und Gaskraftwerke dann allenfalls als Backup zur Grundlastsicherung fungieren werden, sofern das technische und ökonomische Problem der Stromspeicherung bis dahin nicht gelöst ist. Langfristig wird der Gasbedarf Europas nach 2020 wohl nur dann stärker steigen, wenn der Transportsektor (Fahrzeuge und Schiffe) verstärkt von Öl auf Gas umsteigt.

Der strategische Wandel des europäischen Gasmarktes ist darüber hinaus auch Folge einer aktiven EU-Politik, die Gasversorgungssicherheit nach den beiden russisch-

### Cyber-Angriffe auf kritische Energieinfrastrukturen:

- **2012** – Im Vergleich zu 2011 nahmen die insgesamt identifizierten und gegen kritische Infrastrukturen (CI) der USA gerichteten „Ereignisse“ via Internet um 52 % zu.
- **2012** – Vorrangiges Ziel war dabei der Energiesektor, auf den 41 % sämtlicher Cyber-Angriffe entfielen.
- **Dezember 2012** – Erster bestätigter Angriff auf einen europäischen Netzbetreiber, die deutsche 50Hertz Transmission GmbH. Der Angriff dauerte fünf Tage.
- **2012** – Als „Shamoon“ bekannte Internetangriffe auf den weltweit größten Erdölproduzenten Saudi Aramco sowie RasGas und die staatliche Gesellschaft Qatar Petroleum.
- **2012** – Das als Spionageprogramm erkannte Virus „Flame“ greift den Iran und seine kerntechnischen Anlagen an.
- **2011** – Das Schadprogramm „Duqu“, Vorgänger von Stuxnet und Flame, wird identifiziert. Es soll vertrauliche Daten und Vermögenswerte ausspionieren.
- **2010** – Der Superwurm „Stuxnet“ wird entdeckt, der den atomaren Anreicherungsprozess des Iran angreifen soll.
- **2009** – Der angeblich aus China stammende „Night Dragon“ greift die Energiewirtschaft an.
- **2009** – Im US-amerikanischen Stromnetz werden Viren entdeckt, die ihren Ursprung in China und Russland haben sollen.

Quelle: Dr. Frank Umbach

ukrainischen Gaskrisen von 2006 und 2009 durch Energieeinsparmaßnahmen, eine Diversifizierung der Importe (wie durch den Ausbau von Flüssiggasimportterminals und durch das südliche Gaskorridorprojekt mit direkten Importen aus Zentralasien und der kaspischen Region), dem Bau von transnationalen Gasinterkonnektoren zwischen den Mitgliedstaaten mit einer Umkehrmöglichkeit des Gastransportes sowie den Liberalisierungsanstrengungen des „dritten Energiepaketes“ nachhaltig zu stärken.

### Sicherheit von kritischen Energieinfrastrukturen

Der Angriff einer islamistischen Terrorereinheit auf die Gasanlage im algerischen In Aménas und die folgende Geiselnahme vom Januar 2013 gilt Sicherheitsexperten als Wendepunkt für die nordafrikanische und globale Energiewirtschaft, handelte es sich doch dabei um den schlimmsten Angriff, der in der 150-jährigen Geschichte der Branche auf eine Öl- und Gasanlage verübt wurde. Der Angriff auf In Aménas hat andere Gesellschaften dazu gezwungen, ihre jeweiligen Sicherheitsmaßnahmen zu überprüfen. Es besteht die Sorge, dass die von Angriffen ausgehende Bedrohung potenzielle Investoren abschrecken könnte.

Im März 2013 bewirkten Kämpfe zwischen örtlichen Milizen in der Nähe des Gaskomplexes Mellitah, 60 km westlich der libyschen Hauptstadt Tripolis, Produktionsunterbrechungen. Seit 2001 haben Angriffe auf Einrichtungen zur Gasversorgung wie Pipelines in vielen ande-

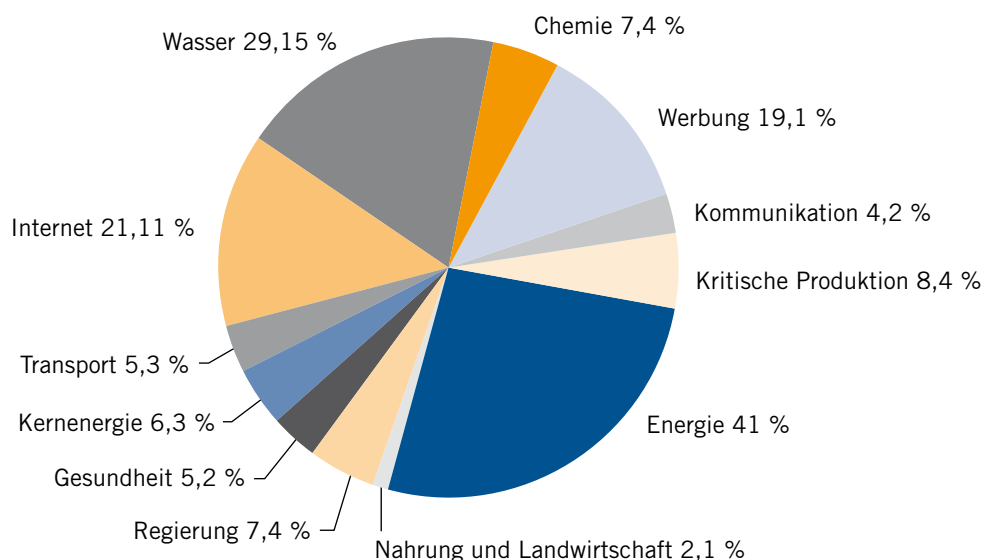
ren Regionen, darunter im Nahen Osten, Afrika, Eurasien, Südamerika und Südasiens, deutlich zugenommen. Das ist teilweise ein Ergebnis des weltweiten Ausbaus von Infrastrukturen wie Pipelines, Produktionsanlagen und Stromversorgungsnetzen. Die jüngsten Überfälle sind ein Anhaltspunkt dafür, dass kritische Energieinfrastrukturen zunehmend zu einem Angriffsziel terroristischer Gruppen werden. Zu diesen gehören Einrichtungen und Netze zur Energieerzeugung sowie zur Förderung von Öl und Gas, Lager und Raffinerien, Flüssiggasterminals, Kernkraftwerke, Staudämme sowie Transport- und Verteilnetze.

In 2006 hatten islamistische Selbstmordattentäter die Ölraffinerie von Abqaiq in Saudi-Arabien angegriffen. Bei einer Kapazität von sieben Mio. Barrel täglich im Jahr 2006 gilt diese als die größte ölverarbeitende Anlage der Welt. Der Angriff scheiterte an der letzten Verteidigungslinie innerhalb der Anlage. Doch als Schlussfolgerung aus dem Überfall stellte die saudische Regierung eine 35.000 Mann starke Einheit auf, um die Öl- und Gasanlagen des Königreiches zu schützen.

Doch während die Industrie bereits über ein gewisses Maß an Erfahrungen beim Umgang mit gewalttätigen Überfällen verfügt, stellt die zunehmende Zahl an Angriffen via Internet auf kritische Energieinfrastrukturen eine neue Sicherheitsgefahr dar. Diesbezüglich gibt es bisher keine vergleichbare Sachkenntnis und Erfahrungen.

So haben im Sommer 2012 die unter dem Namen „Shamoon“ bekannt gewordenen Cyber-Angriffe gegen den weltweit größten Ölerzeuger, Saudi Aramco, und auf RasGas, ein Joint Venture von ExxonMobil mit der staatlichen



**Abbildung 3.22: Cyberangriffe auf US-Wirtschaftssektoren in 2012 – Insgesamt 198 Cyberangriffe in 2012**

Quelle: US-Department of Homeland Security

Gesellschaft Qatar Petroleum, rund 30.000 der Computer von Aramco lahmgelegt. RasGas musste daraufhin die Webseite der Gesellschaft sowie einige interne Server schließen. 2009 wurden im US-Stromnetz Viren entdeckt, die aus China und Russland stammen sollen. Nach einem neuen Bericht des US-Heimatschutzministeriums vom Januar 2013<sup>5</sup> haben Cyberangriffe und das Eindringen in kritische Energieinfrastrukturbereiche in 2012 in einem alarmierenden Maße um 52 % gegenüber 2011 zugenommen. 41 % der Cyberangriffe waren im Energiesektor der USA zu verzeichnen.

Alle kritischen Infrastrukturen sind von zwei Bedingungen abhängig: einer stabilen Internetverbindung und sicheren Stromversorgung. Unter Sicherheitsexperten gelten vor allem sogenannte „kritische Infrastrukturen“ als besonders gefährdet, da sie für das Überleben des Staates und die Aufrechterhaltung seiner vitalen staatlichen Funktionen von herausragender Bedeutung sind. Kritische Infrastrukturen schließen Informations- und Telekommunikationssysteme ebenso ein wie die Sektoren Transport und Verkehr, Energieversorgung, Gesundheitswesen, Finanz- und andere sensible Dienstleistungen. Diese kritischen Infrastrukturen sind durch ein hohes

Maß an interner Komplexität und einer hochgradigen gegenseitigen Abhängigkeit sowie Verwundbarkeit gekennzeichnet. Je stärker eine Industriegesellschaft und seine kritischen Infrastrukturen durch das Internet vernetzt ist, umso stärker sind auch die potenziellen Risiken und Verwundbarkeiten ausgeprägt.

Großflächige Stromausfälle können zur Unterbrechung der Funktionsfähigkeit aller anderen kritischen Infrastrukturen führen, da diese alle von einer stabilen Stromversorgung abhängig sind. Hierzu gehören die kritische Lebensmittelversorgung der Bevölkerung, die Sicherheit des Gesundheitsbereichs und seine niedrigen Sicherheitsstandards, die Trinkwasserversorgung, die Abwasserentsorgung, der Mobilitäts- und Transportsektor sowie die Finanzdienstleistungen und die Aufrechterhaltung der Kommunikationssysteme. Innerhalb einer Woche wäre ein völliger Zusammenbruch des öffentlichen Lebens und der staatlichen Ordnung wahrscheinlich oder zumindest nicht auszuschließen. Das gesamte Land könnte durch einen großflächigen Stromausfall nachhaltig und dauerhaft destabilisiert werden.

### Zusammenfassung und Perspektiven

Zahlreiche neue empirisch-quantitative und qualitative Analysen der internationalen Energieversorgungssicher-

<sup>5</sup> U.S. Department of Homeland Security, Industrial Control Systems (ICS)-Cyber Emergency Response Team (CERT)-Monitor, October-December 2012, Washington D.C., January 2013.



heit haben in den letzten Jahren gezeigt, dass diese sich zunehmend verschlechtert hat und künftig mehr denn je gefährdet ist. Dies ist in dem stark ansteigenden globalen Energiebedarf, der prinzipiellen Endlichkeit der fossilen Energieträger (insbesondere bei konventionellem Erdöl), der Konzentration der verbleibenden konventionellen Öl- und Gasressourcen in der politisch instabilen Weltregion der Strategischen Ellipse, dem Ende des billigen Ölzeitalters, der weltweit zeitkritisch notwendigen gewaltigen Investitionen in neue Energieinfrastrukturen (einschl. der Öl- und Gasförderung) und weiter zunehmenden physischen und Cyber-Angriffen auf kritische Energieinfrastrukturen sowie der zunehmenden Importabhängigkeit vieler Staaten begründet. Aus letzterer wird nicht nur ein verschärfter ökonomischer Wettbewerb befürchtet, der bereits seit Ende der 90er Jahre zu einer weltweit größeren Renationalisierung von Energiesektoren geführt hat, sondern auch eine verschärfte Energieressourcenkonkurrenz bis hin zu größeren gewalttätigen Konflikten.

Auch bei den erneuerbaren Energien ergeben sich neue problematische Abhängigkeiten und Energieversorgungsrisiken, da diese beim Bau und der Aufrechterhaltung der Anlagen vom Import kritischer Rohstoffe abhängig sind. Derzeit liegt die größte Brisanz bei der rapide zunehmenden Abhängigkeit von „seltenen Erden“ (insbesondere der „schweren“), die für Batteriespeicher, für Magnete in Windkraftanlagen, Elektromobilität u. a. zunehmend Anwendung finden. China verfügt mit 95 % der weltweiten Produktion ein faktisches Produktions- und Exportmonopol, das Peking in den letzten Jahren zunehmend industriepolitisch, aber auch in diplomatischen Konflikten zu seinen Gunsten politisch instrumentalisiert hat.

Die sich ständig wandelnden globalen Energiemärkte von heute verlangen von der EU zur Aufrechterhaltung und Stärkung ihrer Energieversorgungssicherheit nicht nur Diversifizierungsstrategien bei Energiemix und Energieimporten, sondern auch eine angemessene Koordination und einheitliche Vorgehensweise auf dem eigenen Gebiet und zwischen den 27 Mitgliedstaaten. Dabei gilt für die gemeinsame EU-Energiepolitik und Energieversorgungssicherheit auch weiterhin: Die EU ist nur so stark, wie die Mitgliedstaaten sie hierzu befähigen.

Dies gilt auch mit Blick auf völlig neue Sicherheitsbedrohungen wie Angriffe auf kritische Energieinfrastrukturen. Unter westlichen Sicherheitsexperten besteht heute weitgehend Einigkeit dahingehend, dass zukünftig Cyberangriffe für die europäische Energieversorgung und für kritische Energieinfrastrukturen als die wahrscheinlich größte Bedrohung unter Sicherheitsgefährdungen ange-

sehen werden müssen. Als besonders verwundbar und sensitiv gelten dabei derzeit Energiekontrollzentren mit ihren SCADA-Systemen zur Steuerung und Kontrolle der Energieversorgung.

Damit steigen die internationalen Sicherheitsanforderungen nicht nur aufgrund der tradierten geopolitischen Risiken, sondern auch, weil die Gefährdungen der kritischen (Energie-)Infrastrukturen quantitativ und qualitativ zunehmen und von Regierungen sowie Unternehmen völlig neu bewertet werden müssen. Dies gilt nicht nur für fossile Energieträger und deren Produktions- und Transportsektoren, sondern mit immer größerer Brisanz auch für die Elektrizitätsinfrastruktur und die zunehmende „Elektrifizierung der Energieerzeugung“ durch den Ausbau erneuerbarer Energien und neuer Schlüsseltechnologien (wie Smart Grids, Metering Systems und Supergrids), die einerseits die Energiesicherheit der EU stärken können, zugleich aber auch neue Sicherheits Herausforderungen schaffen.

Die „Globalisierung der Energiesicherheit“ wird somit auch deshalb weiter an Brisanz zunehmen, als sich diese Anforderungen und das Verständnis von Energiesicherheit wandeln und hierfür auch neue konzeptionelle Ansätze im Sinne einer ressortübergreifenden „vernetzten Energiesicherheit“ (analog einer vernetzten Sicherheitspolitik) entwickelt werden müssen. Hierbei müssen künftig mehr denn je die gesamtwirtschaftlichen und sicherheitspolitischen Wirkungszusammenhänge und Wirkungsketten der kritischen (Energie-)Infrastrukturen begriffen und berücksichtigt werden. Gleichzeitig ergeben sich jedoch durch die amerikanische Schiefergasrevolution mit ihren globalen Auswirkungen auf die regionalen Gasmärkte, die EU-Liberalisierungs- und Infrastrukturpolitik sowie durch den weltweiten Ausbau der erneuerbaren Energien auch neue Möglichkeiten und positive Perspektiven für die Stabilisierung der zukünftigen EU-Energieversorgungssicherheit.



# Energie in Deutschland

4



## 4.1 Zahlen & Fakten

### Eckdaten des deutschen Energiemarktes

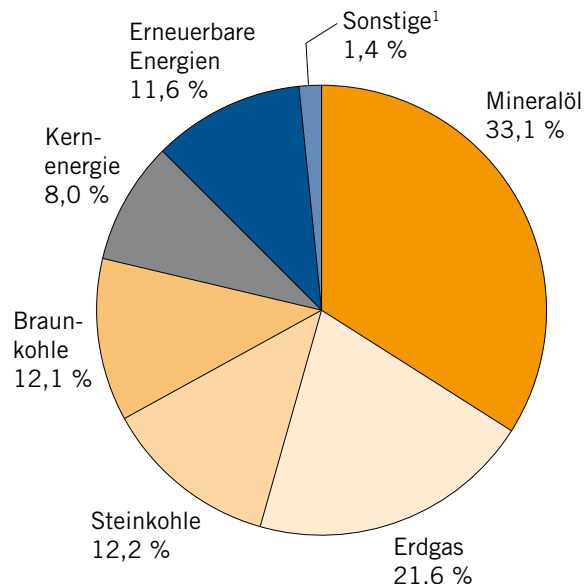
Im Jahr 2012 wurden in Deutschland 465,6 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,7 t SKE pro Jahr. Dies entspricht dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits 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 2012 rund 176 kg SKE pro 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2012 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – mit durchschnittlichen jährlichen Raten von rund 1,9 % verbessert.

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

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2012 zu 40 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2012 mit 68,3 Mio. t SKE bzw. 37 % zur gesamten inländischen Gewinnung (185,9 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 57,2 Mio. t SKE auf Braunkohle und 11,1 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 37,0 Mio. t SKE, Erdgas/Erdölgas mit 13,3 Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,8 Mio. t SKE, erneuerbare Energien mit 54,0 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 9,5 Mio. t SKE.

Importenergien decken 60 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2012 mit mehr als einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien, Libyen, USA, Nigeria und Kolumbien. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Norwegen sowohl Rohöl als auch Erdgas. Schwerpunkt der Lieferungen aus Großbritannien ist Erd-

**Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2012**  
Insgesamt: 465,6 Mio. t SKE



<sup>1</sup> Sonstige fest und gasförmige Brennstoffe sowie Außenhandelsaldo Strom.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2013

öl. Aus Libyen und Nigeria bezieht Deutschland Rohöl. Aus USA und Kolumbien werden Steinkohlen eingeführt.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2012 rund 98,2 Mrd. Euro. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 65,6 Mrd. Euro die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 29,0 Mrd. Euro. Auf Kohle entfielen 5,1 Mrd. Euro. Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,4 Mrd. Euro. Uran schlug in der außenwirtschaftlichen Energierechnung mit -0,1 Mrd. Euro zu Buche.

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

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland lagen 2012 bei 760 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen betrug der CO<sub>2</sub>-Ausstoß insgesamt 814 Mio. t. Das waren 21,9 % weniger als 1990. Im Jahr 1990 beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO<sub>2</sub> auf 1.041,9 Mio. t.

Abbildung 4.2: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

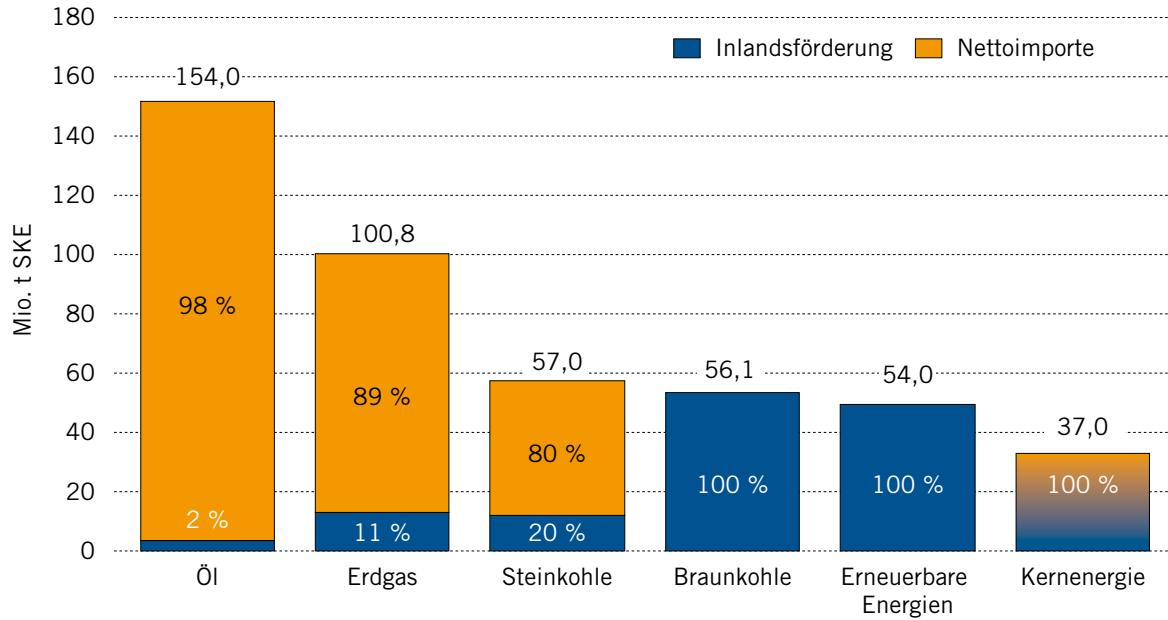
Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) – Methan ( $\text{CH}_4$ ), Distickstoffoxid ( $\text{N}_2\text{O}$ ), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ). Verpflichtungsperiode gemäß Kyoto-Protokoll ist der Zeitraum 2008 bis 2012. Das Ziel für Deutschland beträgt minus 21 % Minderung im Mittel der Jahre 2008 bis 2012 gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls (1990) für  $\text{CO}_2$  und 1995 für die anderen fünf Treibhausgase.

Nach Angaben des Umweltbundesamtes wurden 2012 rund 931 Mio. t Kohlendioxid-Äquivalente ( $\text{CO}_2\text{-eq}$ ) in Deutschland freigesetzt. Damit sind die Treibhausgas-Emissionen 2012 um 25,5 % niedriger als die zur Erfül-

lung des Kyoto-Protokolls festgelegte Emissions-Bezugsgröße (1.232,4 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-eq}$ ). Das Emissionsbudget der gesamten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2008 bis 2012) ist um 192 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-eq}$  unterschritten worden.

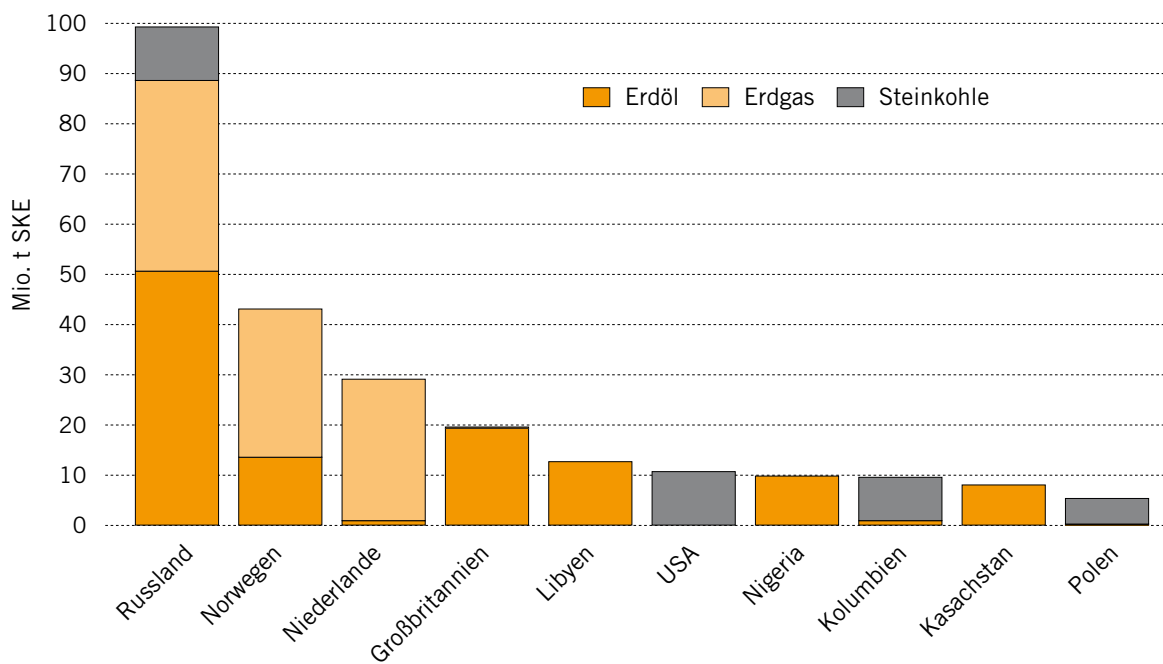
Die Entwicklung der gesamten Treibhausgas-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2012 zeigt Tabelle 4.1.

Abbildung 4.3: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2012



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2013 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 6,7 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 465,6 Mio. t SKE.

Abbildung 4.4: Energie-Rohstofflieferanten für Deutschland 2012



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

Tabelle 4.1

	Basis-Jahr*	2000	2005	2010	2011	2012
<b>Treibhausgas-Emissionen</b>						
		<b>Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente</b>				
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )***	1.041,9	891,4	864,7	826,1	798,1	814,0
Methan (CH <sub>4</sub> )	109,9	75,1	59,5	50,4	48,8	48,0
Lachgas (N <sub>2</sub> O)	86,8	61,7	61,2	54,9	57,1	56,4
HFC's	7,0	7,6	8,6	9,0	9,2	9,4
PFC's	1,8	0,8	0,7	0,3	0,2	0,2
Schwefelhexafluorid (SF <sub>6</sub> )	6,8	4,3	3,5	3,2	3,3	3,0
<b>Gesamtemissionen****</b>	<b>1.254,2</b>	<b>1.040,9</b>	<b>998,2</b>	<b>943,8</b>	<b>916,8</b>	<b>931,0</b>
<b>Kohlendioxid-Emissionen</b>						
		<b>Mio. t</b>				
<b>Energiebedingte Emissionen</b>	<b>977,7</b>	<b>827,8</b>	<b>803,2</b>	<b>770,6</b>	<b>743,4</b>	<b>760,1</b>
Mineralöle	310,4	306,8	277,0	248,1	239,4	238,5
Erdgas u. andere Gase	116,1	158,6	169,0	173,7	152,2	155,3
Steinkohlen u. Gichtgas	200,7	178,5	164,7	158,6	155,4	160,6
Braunkohlen	342,2	172,1	177,9	168,5	173,9	182,8
Sonstige	8,2	11,9	14,6	21,7	21,1	21,4
<b>Industrieprozesse</b>	<b>60,0</b>	<b>59,5</b>	<b>57,7</b>	<b>52,5</b>	<b>53,1</b>	<b>52,4</b>
Mineralische Produkte	22,7	22,2	19,5	18,3	19,5	19,4
Chemische Industrie	13,1	16,2	16,4	16,3	16,7	16,6
Herstellung von Metall	24,2	21,2	21,8	17,9	16,9	16,3
Lösemittel/Produktverwendung	2,6	1,8	1,6	1,6	1,5	1,5
<b>Gesamtsumme***</b>	<b>1.041,9</b>	<b>891,4</b>	<b>864,7</b>	<b>826,1</b>	<b>798,1</b>	<b>814,0</b>
<b>Kohlendioxid-Emissionen</b>						
		<b>Mio. t</b>				
<b>Emissionshandelssektor*****</b>	<b>**</b>	<b>471,8</b>	<b>475,0</b>	<b>454,8</b>	<b>450,4</b>	<b>452,4</b>
darunter:						
Energiewirtschaft	**	369,3	376,9	357,2	351,3	356,2
Industrie	**	102,6	98,1	97,6	99,1	96,2
<b>Nicht-Emissionshandelssektor</b>	<b>**</b>	<b>419,6</b>	<b>389,7</b>	<b>371,3</b>	<b>347,7</b>	<b>361,6</b>
darunter:						
Verkehr		162,4	181,0	160,4	155,6	154,1
Private Haushalte		129,5	117,9	111,1	81,9	86,6
Sonstiges*****	**	120,7	118,2	112,3	110,2	120,9
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1.041,9</b>	<b>891,4</b>	<b>864,7</b>	<b>826,1</b>	<b>798,1</b>	<b>814,0</b>

\* Basisjahr für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O ist 1990, für die HFC's und PFC's sowie SF<sub>6</sub> 1995.

\*\* Zahlen noch nicht verfügbar.

\*\*\* Gesamtemission ohne CO<sub>2</sub> aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft; die Differenz zur Summe der Einzelposten erklärt sich aus diffusen Emissionen, die in dieser Tabelle nicht im Einzelnen aufgelistet sind.

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

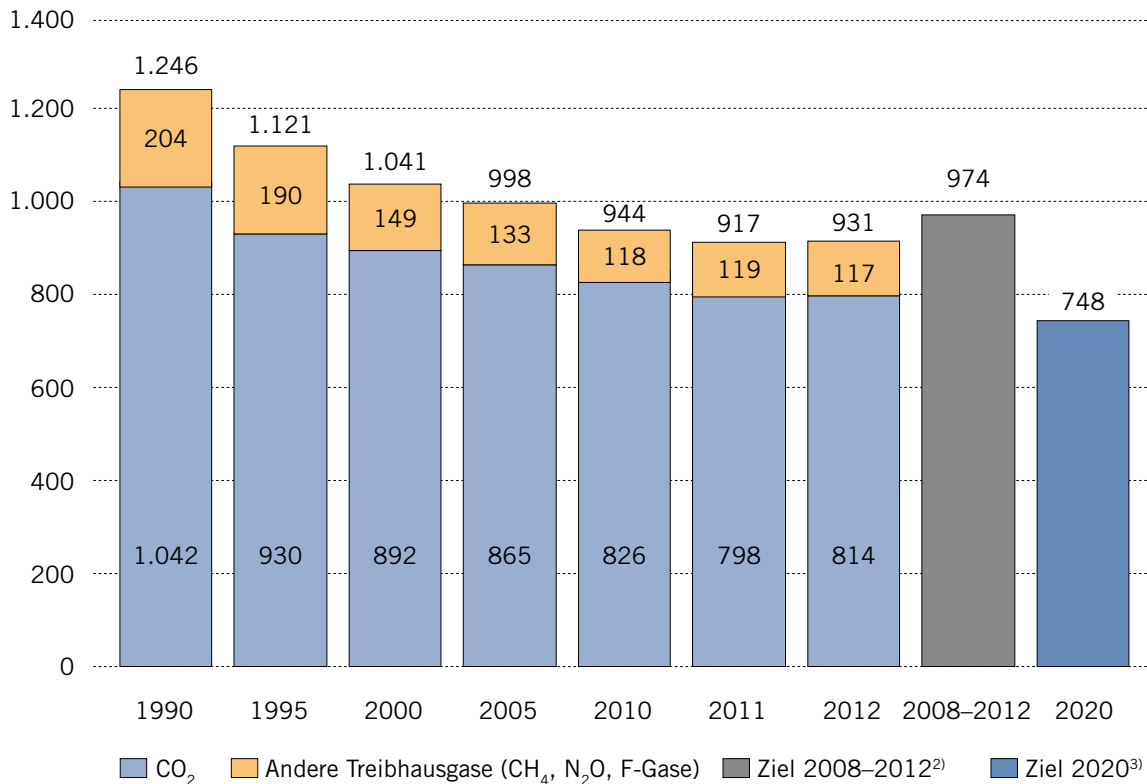
\*\*\*\*\* Ab 2008 einschließlich Anlagen in der chemischen Industrie und Weiterverarbeitung von Stahl.

\*\*\*\*\* Auch Industrieanlagen und Energieumwandlung außerhalb des Emissionshandels (z. B. Anlagen FWL unter 20 MW).

Quellen: Basisjahr bis 2011: Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2011, EU-Submission, Dessau, 15. Januar 2013; 2012: Umweltbundesamt, Presseinformation Nr. 09/2013, Dessau, 25. Februar 2013; zu den Emissionen der Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, siehe: Umweltbundesamt – DEHSt, Emissionshandel: Auswertung der Ersten Handelsperiode 2005 – 2007, Berlin, 19. Januar 2009 sowie DEHSt, Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2008, Berlin, 15. Mai 2009; sowie DEHSt, Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2011, Berlin, Mai 2012.



**Abbildung 4.5: Emissionen der Treibhausgase in Deutschland 1990 bis 2012,**  
in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, ohne CO<sub>2</sub> aus LULUCF



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

2) 21 % Minderung gegenüber dem Basisjahr, für das eine Gesamtemission von 1.232,4 Mio. t ermittelt wurde.

3) Minderung um 40% gegenüber dem Stand 1990.

4) LULUCF= Land Use, Land-Use Change and Forestry.

Quelle: Umweltbundesamt, Dessau, 15.01.2013 (für 1990 bis 2011); Umweltbundesamt, Dessau, 25.02.2013 (für 2012)

## Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2012 aus der Erhebung von Verbrauchssteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 48,8 Mrd. Euro. Dies entspricht der Hälfte des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchssteuer-Aufkommen entfielen 2012 mit 35,2 Mrd. Euro rund 75 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 2,7 bzw. 7,0 Mrd. Euro zum Gesamtaufkommen bei. Zum 01.01.2011 wurden die Kernbrennstoffsteuer und die Luftverkehrssteuer neu eingeführt, aus deren Erhebung der Bund 1,6 bzw. 0,9 Mrd. Euro Steuereinnahmen erzielte.

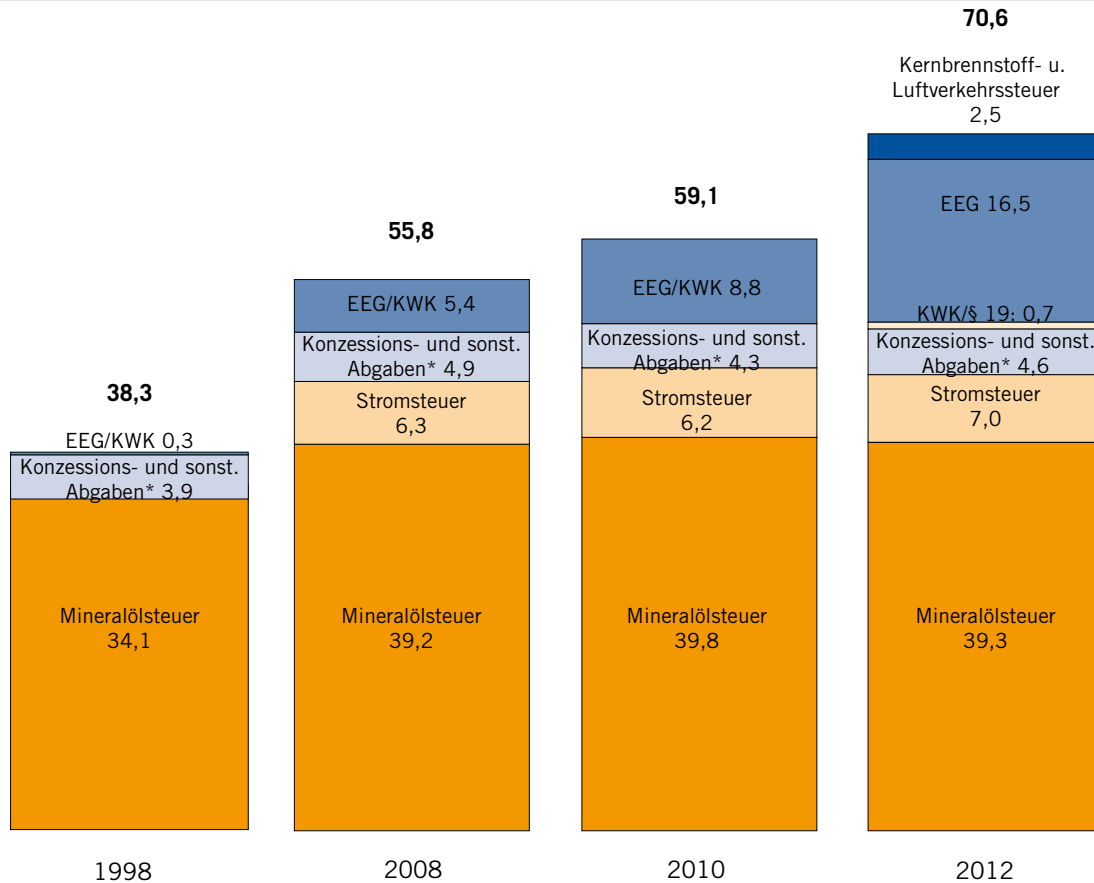
Die Verbrauchssteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Die-

selkraftstoff 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 2012 ein Steueranteil am Produktpreis von 56 % (Superbenzin) bzw. 48 % (Dieselkraftstoff).

Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauchs- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2012 auf 23 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben am Haushaltskundenpreis 2012 bei rund einem Viertel, wenn man die Konzessionsabgabe und die anteilige Förderabgabe in die Rechnung einbezieht.

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

**Abbildung 4.6: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland,**  
in Mrd. Euro



\*Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2010: 0,675 Mrd. €, 2011: 0,949 Mrd. € und 2012 rund 1 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09 sowie 0,36 Mrd. € im Haushaltsjahr 2009/10 und 0,339 Mrd. € im Haushaltsjahr 2010/11 und 0,317 Mrd. € im Haushaltsjahr 2011/12 (jeweils ohne MWSt).

Quelle: Bundesministerium der Finanzen sowie Schätzung des BDEW

zeugung ist – ebenso wie etwa der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung – von der Energiesteuer befreit.

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 Euro. Dies entspricht einer steuerlichen Belastung der auf Basis Kernenergie erzeugten Strommenge von 15,50 Euro/MWh.

Der Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Durchschnitt 2012 mit 26,06 ct/kWh beziffert wird, setzte sich 2012 nach Anga-

ben der Bundesnetzagentur wie folgt zusammen (jeweils in ct/kWh):

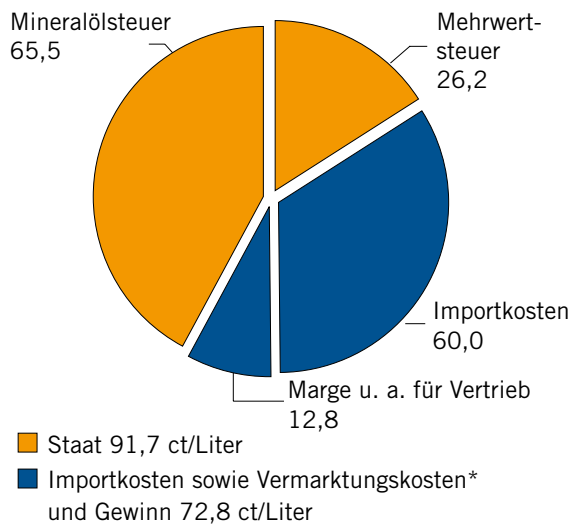
- Erzeugung/Transport/Vertrieb: 14,42
- Konzessionsabgabe: 1,68
- Erneuerbare-Energien-Gesetz: 3,592
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz: 0,002
- § 19 StromNEV-Umlage: 0,151
- Stromsteuer: 2,05
- Mehrwertsteuer: 4,16

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2012 auf 45 %. Zum 01.01.2013 ist die EEG-Umlage auf 5,277 ct/kWh angehoben worden.

Außerdem ist zum 1. Januar 2013 eine Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f EnWG in Höhe von 0,25 ct/kWh für nicht privilegierte Strommengen von Letztverbrauchern eingeführt worden. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der auf 0,126 ct/kWh erhöhten KWK-G-Umlage auf die Netzentgelte und der auf 0,329 ct/kWh veranschlagten § 19-Umlage, machen die staatlich verursachten Belastungen 2013 einschließlich Konzessionsabgabe (1,79 ct/kWh), Stromsteuer (2,05 ct/kWh) und Mehrwertsteuer (4,55 ct/kWh) mit insgesamt 14,37 ct/kWh nach Angaben des BDEW rund 50 % des Haushaltskunden-Strompreises von 28,50 ct/kWh aus.

Für das Produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Sätze.

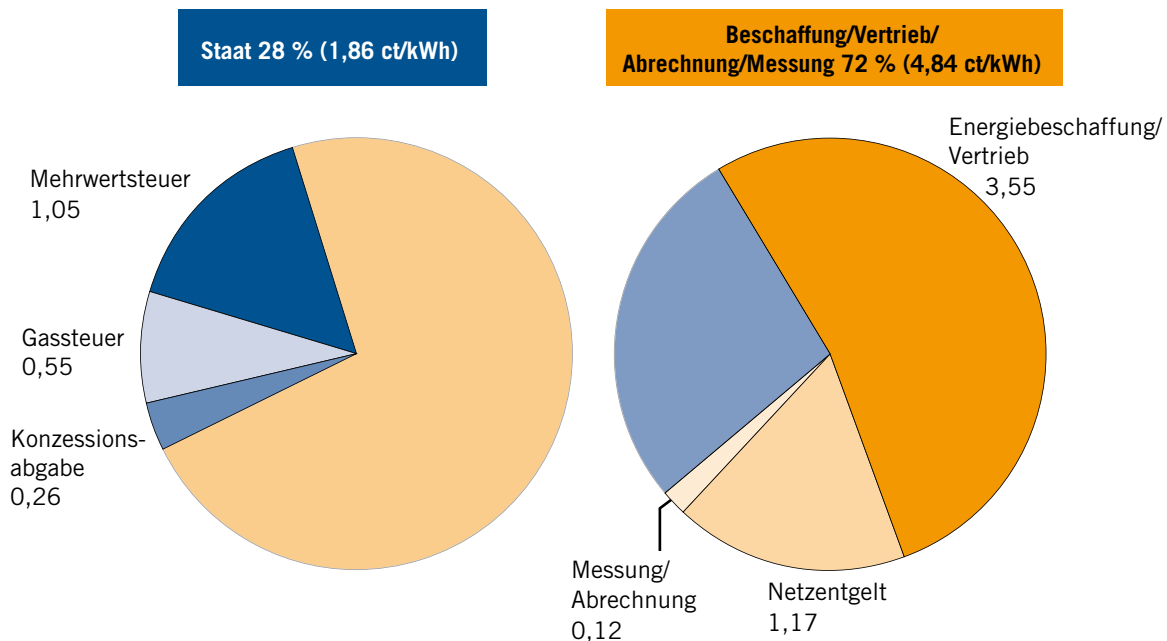
**Abbildung 4.8: Benzinpreis 2012, in ct/Liter**  
**Staatsanteil von 56 %**  
 Durchschnittspreis Superbenzin: 164,5 ct/Liter



\* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Bio-komponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2013

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

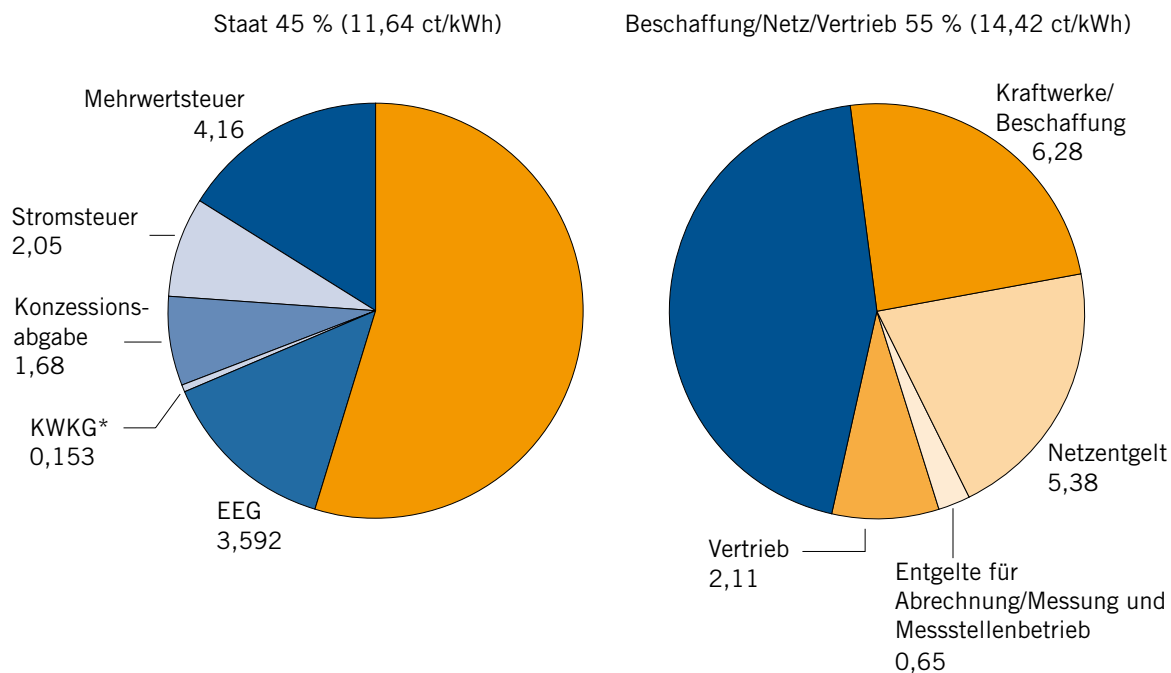
**Abbildung 4.7: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden in 2012, in ct/kWh.**  
 Insgesamt: 6,7 ct/kWh



Quelle: Monitoringbericht 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2012, S. 138

**Abbildung 4.9: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2012, in ct/kWh.**

Insgesamt: 6,06 ct/kWh



\*einschl. § 19-Umlage

Quelle: Monitoringbericht 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2012, S. 138

## Mineralöl

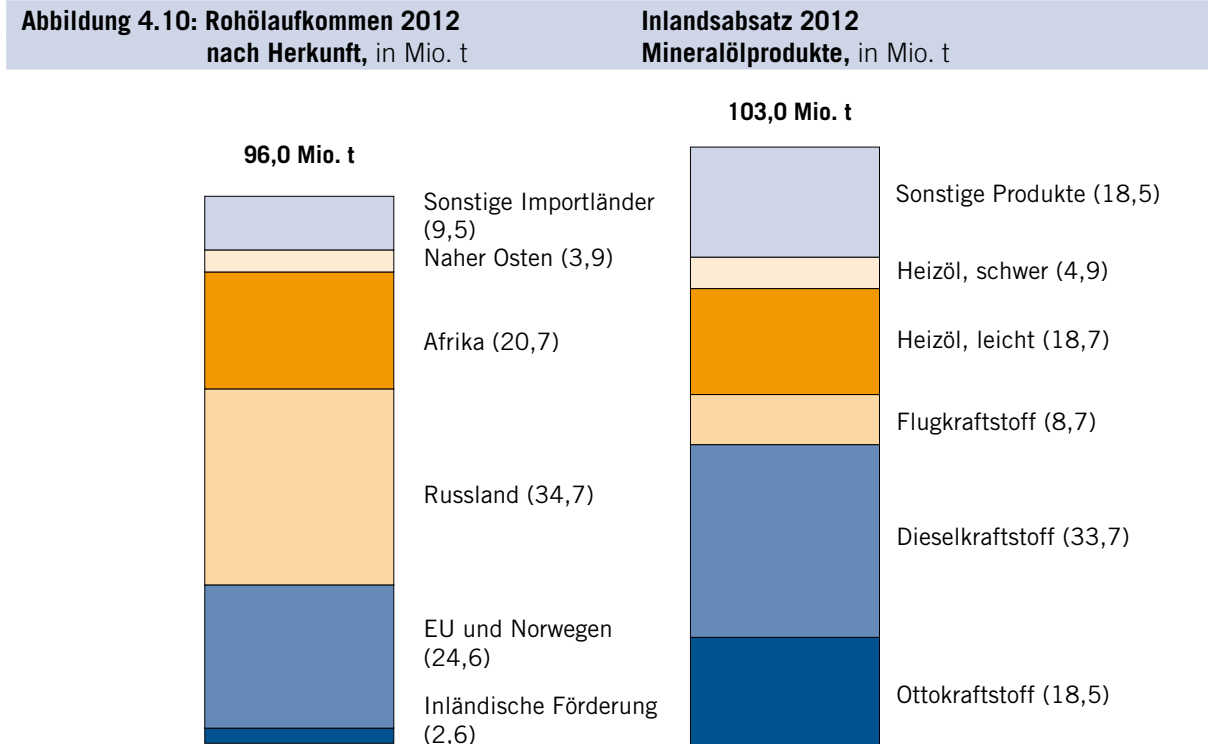
Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des gesamten Mineralölvorkommens aus inländischer Förderung bereit gestellt werden können. Sie beliefen sich 2012 auf 93,4 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 32,3 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2012 zu 26 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 46 % aus Osteuropa/Asien, zu 22 % aus Afrika, zu 4 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 24 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. 2012 hat die Mineralölindustrie rd. 92,3 Mio. t Importrohöl, 2,6 Mio. t inländisches Rohöl und 10,7 Mio. t Halbfertigprodukte in ihren Verarbeitungsanlagen eingesetzt. Der Gesamteinsatz belief sich damit auf 106,6 Mio. t. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 103,4 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2012 erreichte die Raffinerieauslastung 91,8 %.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,6 Mio. t) betrug 2012 rund 103,0 Mio. t. Hauptprodukte sind vor allem im Straßenverkehr genutzte Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,5 Mio. t; Diesellokstoff: 33,7 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (18,7 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (15,8 Mio. t), Flugkraftstoff (8,7 Mio. t) und schweres Heizöl (4,9 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ging 2012 im dreizehnten Jahr in Folge zurück. Ursachen waren strukturelle Faktoren, wie verringerter Bestand an PKW mit Ottomotoren, die Erhöhung des Anteils von Fahrzeugen mit verbrauchsärmeren Motoren sowie eine abnehmende Fahrleistung pro PKW. Auch wurden bioorganische Komponenten vermehrt beigemischt. Im Unterschied dazu hat die weitere Zunahme des Bestands an PKW mit Dieselmotoren die Dieselnachfrage nunmehr im sechsten Jahr in Folge zunehmen lassen. Leichtes Heizöl hatte vor allem wegen der kühlen Witterung 2012 einen leichten Absatzzuwachs verzeichnet.



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2012 wie folgt dar:

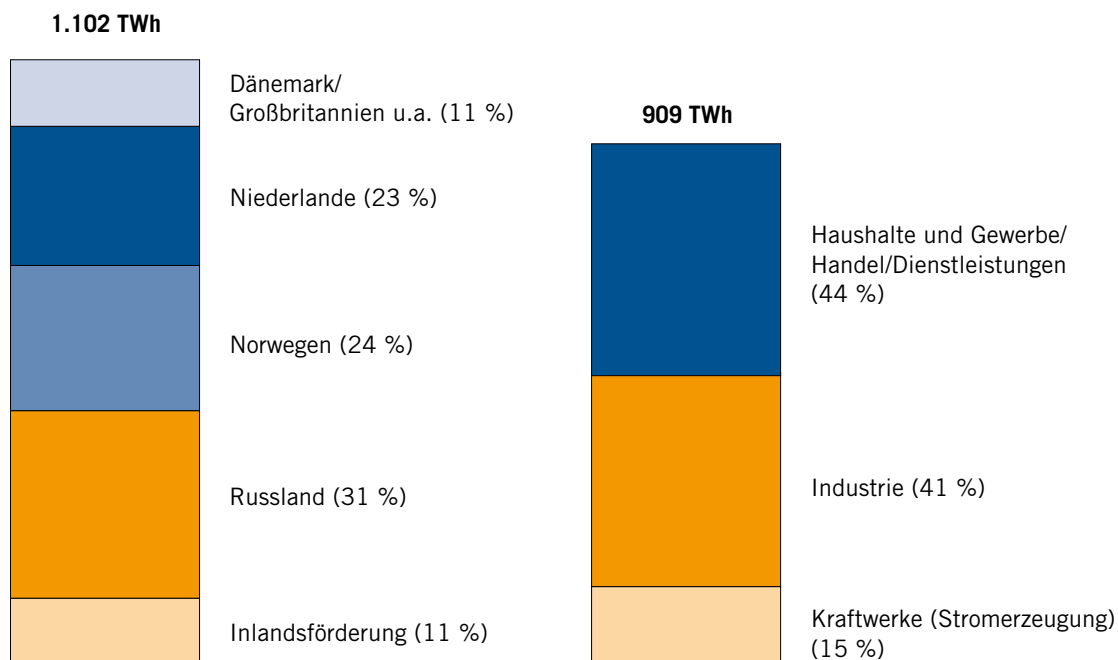
- Verkehr: 56 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 18 %
- Industrie: 25 %
- Kraftwerke der Stromversorger: 1 %

## Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2012 rund 909 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 44 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2012 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 41 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 15 % aus. An Kunden im europäischen Ausland wurden 196 TWh geliefert.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.102 TWh stammte 2012 zu 11 % aus heimischer Förderung und zu 89 % aus Importen verschiedener Herkunft: 31 % aus Russland, 24 % aus der norwegischen Nordsee, 23 % aus den Niederlanden sowie 11 % aus Dänemark, Großbritannien und weiteren Lieferländern. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum weit überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften. Hier besteht vor dem Hintergrund der tiefgreifenden Veränderungen der Marktbedingungen (weiter zunehmende Bedeutung liquider Handelsmärkte, Auseinanderlaufen der Preise an den europäischen Handelspunkten und der ölgebundenen Importpreise) die Herausforderung, Preise und Preisbildungsmechanismen in langfristigen Importverträgen an geänderte Markt- und Wettbewerbsbedingungen anzupassen.

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 450.000 km zur Verfügung, das in die europä-

**Abbildung 4.11: Erdgasaufkommen 2012, in TWh**      **Erdgasverbrauch 2012, in TWh**

Differenz zwischen Aufkommen und Verbrauch: Exporte, Speichersaldo

Quelle: BDEW

ischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört nicht zuletzt auch eine Vielzahl von Untertagespeichern mit einer maximal verfügbaren Kapazität (Arbeitsgas) von insgesamt etwa 21 Mrd. m<sup>3</sup>.

## Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2012 11,1 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 78,1 % auf das Ruhrrevier, 3,7 % auf das Saarrevier und 18,2 % auf das Ibbenbürener Revier.

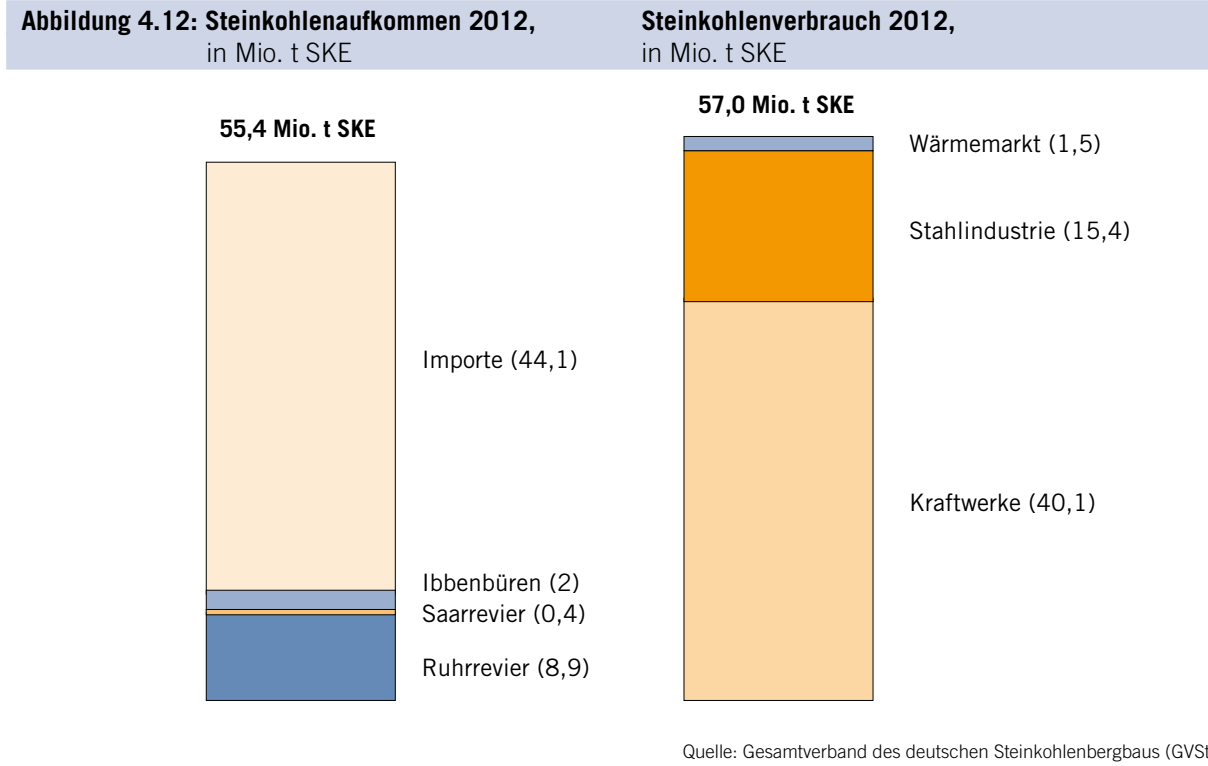
Nach Stilllegung der Bergwerke Saar zum 30.07.2012 und West zum 31.12.2012 befinden sich in Deutschland seit Jahresbeginn 2013 noch drei Schachtanlagen in Betrieb. Das sind das Bergwerk Ibbenbüren sowie die beiden im Ruhrrevier gelegenen Bergwerke Prosper-Haniel und Auguste Victoria.

Im Jahr 2012 deckten die Steinkohlenimporte etwa 80 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu 89 % auf fünf Lieferländer, nämlich Russland, USA, Kolumbien, Polen und Australien.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2012 ein Volumen von 57,0 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 40,1 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 15,4 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,5 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Im Zuge des zum 28.12.2007 in Kraft getretenen Steinkohlefinanzierungsgesetzes zur Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 wurde der Anpassungsprozess auch 2012 planmäßig fortgesetzt. Demzufolge war auch die Beschäftigung im Jahr 2012 weiterhin rückläufig. So hat sich die Belegschaftszahl im Steinkohlenbergbau von 20.925 Mitarbeitern zum 31.12.2011 um 15,8 % auf 17.613 zum 31.12.2012 verringert. Unter Tage arbeiten mit 8.386 Mitarbeitern 2.030 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr. Die bergbauliche Produktivität – ausgedrückt als verwertbare Förderung je Mann und Schicht unter Tage – belief sich auf 6.878 kg.

Im Rahmen des schrittweisen Auslaufprozesses ist als nächstes die Stilllegung von Auguste Victoria im Jahr 2015 vorgesehen. Danach werden die letzten beiden Bergwerke zum Ende des Jahres 2018 stillgelegt. Mit der am 07.12.2011 erfolgten Genehmigung des Stilllegungs-



plans für den deutschen Steinkohlenbergbau durch die EU-Kommission ist dieser Auslaufprozess auf europäischer Ebene endgültig abgesichert worden.

### Braunkohle

In Deutschland wurden 2012 rund 185,4 Mio. t Braunkohle – entsprechend 57,2 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentriert sich auf vier Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2012 entfielen von der Gesamtförderung 54,8 % auf das Rheinland, 33,7 % auf die Lausitz, 10,4 % auf Mitteldeutschland sowie 1,1 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die sogenannte Grundlast. 2012 wurden 166,3 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung gelie-

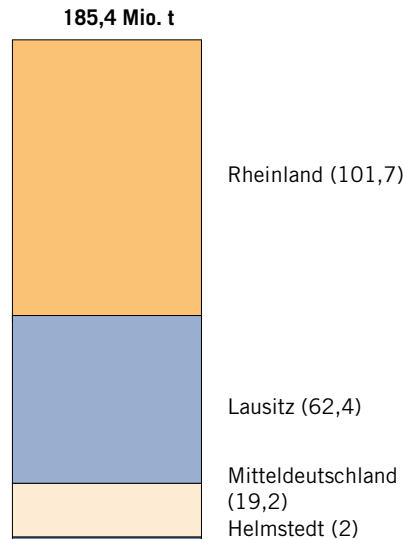
fert. Das entsprach 90 % der gesamten Inlandsgewinnung. 15,1 Mio. t Braunkohle wurden 2012 in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung von Brikkett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtbraunkohle und Koks eingesetzt. 3,0 Mio. t wurden zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken genutzt. Der Absatz an sonstige Abnehmer machte 1,0 Mio. t aus.

Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle betrug 2012 insgesamt 159,0 TWh. Dazu trugen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung mit 154,8 TWh und industrielle Kraftwerke mit 4,2 TWh bei. Die installierte Bruttoleistung der Braunkohlenkraftwerke belief sich zum 31.12.2012 auf 21.507 MW.

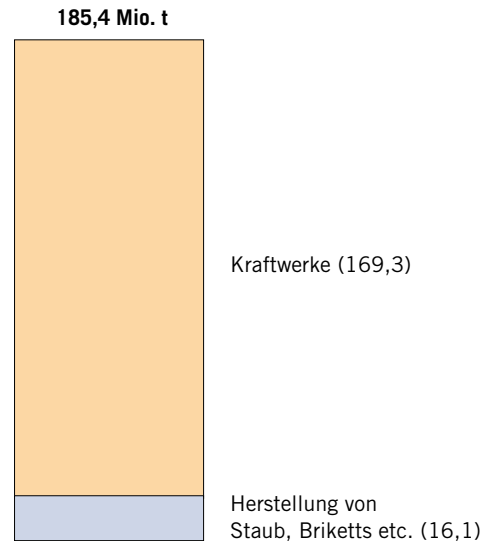
Die in Deutschland hergestellten Braunkohlenprodukte fließen zu vier Fünftel in die inländische Verwendung. Die Verbraucher nutzen die Veredelungsprodukte für ihre Strom-/Wärmeerzeugung oder für industrielle Prozesse.

In der Braunkohlenindustrie in Deutschland waren zum 31.12.2012 – einschließlich der 5.802 Mitarbeiter in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlengewinnung – insgesamt 22.424 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 11.241 auf das Rheinland, 8.169 auf die Lausitz, 2.519

**Abbildung 4.13: Braunkohlenförderung 2012,**  
in Mio. t

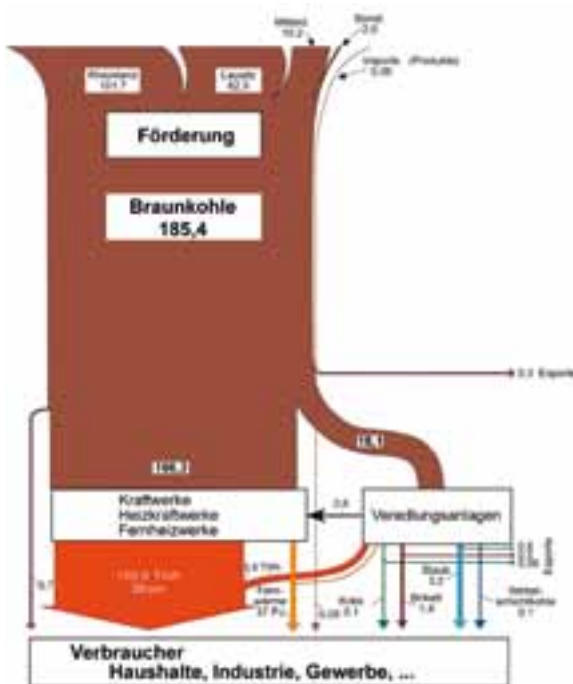


**Braunkohlenverwendung 2012,**  
in Mio. t



Quelle: DEBRIV

**Abbildung 4.14: Braunkohlenflussbild 2012,**  
in Mio. t



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 02/2013

auf Mitteldeutschland und 495 auf Helmstedt. In der Gesamtzahl sind 1.536 Auszubildende enthalten.

### Strom

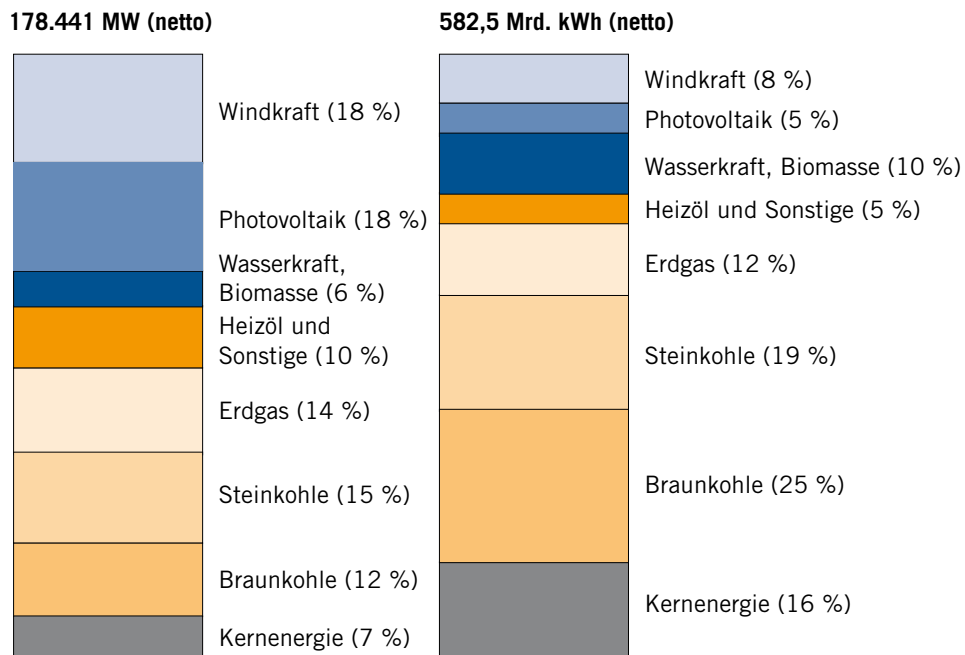
2012 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 617,6 TWh. Davon entfielen 92 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 8 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 35,1 TWh ermittelt sich für 2012 eine Netto-Stromerzeugung von 582,5 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2012 folgendes Bild: Braunkohle 25,1 %, erneuerbare Energien 23,0 %, Steinkohle 18,6 %, Kernenergie 16,2 %, Erdgas 11,6 %, sowie Heizöl und sonstige Energien 5,5 %.

Vor dem Hintergrund der nuklearen Katastrophe in Japan hatten die Bundesregierung und die Ministerpräsidenten der Bundesländer mit Kernkraftwerken am 14.03.2011 beschlossen, die sieben ältesten Kernkraftwerke mit bis einschließlich 1980 erfolgter Inbetriebnahme sowie das Kernkraftwerk Krümmel mit unmittelbarer Wirkung für drei Monate vom Netz zu nehmen und herunterzufahren. Von der Abschaltung im Sinne der Regelung dieses Mo-



**Abbildung 4.15: Anteile der verschiedenen Energieträger in Prozent**  
**Kraftwerkskapazität 2012**      **Netto-Stromerzeugung 2012**



Quelle: BDEW 02/2013

ratoriums waren acht Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von insgesamt 8.422 MW erfasst. Mit dem Dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31.07.2011 wurde geregelt, dass die Berechtigung zum Leistungsbetrieb spätestens mit Ablauf des 06.08.2011 für die Kernkraftwerke Biblis A, Neckarwestheim 1, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Philippsburg 1 und Krümmel erlischt. Ferner regelt das Gesetz, dass schrittweise bis 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland verzichtet wird.

Die Netto-Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich zum 31.12.2012 auf 178.441 MW. Davon entfielen 75.359 MW auf erneuerbare Energien, 21.507 MW auf Braunkohle, 12.068 MW auf Kernenergie, 26.667 MW auf Steinkohle, 25.640 MW auf Erdgas und 17.200 MW auf andere Energien (einschließlich Pumpspeicher).

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2012 rd. 44,1 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2012 auf 67,3 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromausfuhren um 20,2 %. Die Stromzufuhren sanken um 11,3 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief

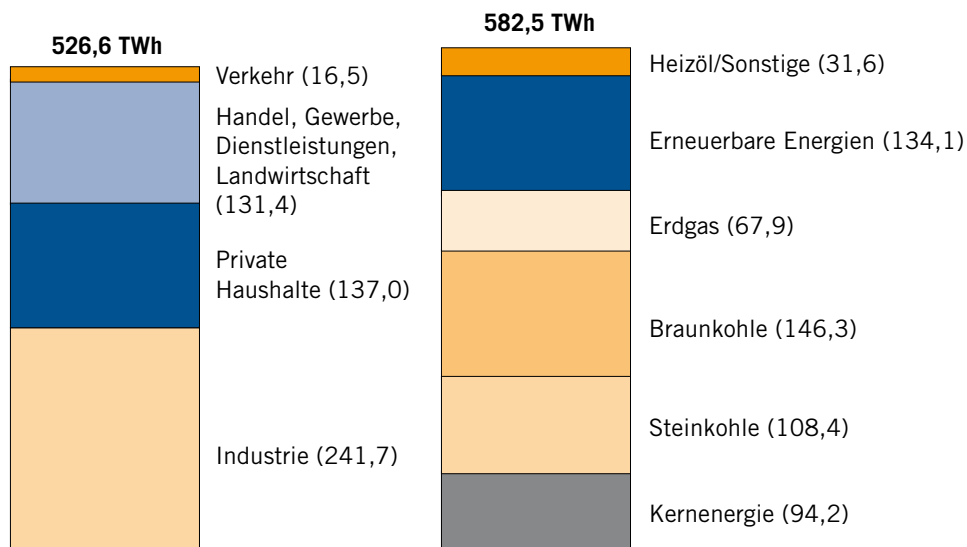
sich 2012 auf 23,2 TWh gegenüber 6,3 TWh im Jahr 2011. Entscheidende Ursache für den Anstieg der Stromexporte ist der starke Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 594,5 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit gut 4 % – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 526,6 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2012 mit 46 % auf die Industrie, mit 26 % auf private Haushalte mit 25 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 3 % auf den Verkehr.

Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig weitgehend stabil bleiben wird. 2012 lag der Netto-Stromverbrauch bei 199 kWh pro 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

**Abbildung 4.16: Netto-Stromerzeugung 2012, in TWh** **Netto-Stromverbrauch 2012, in TWh**



Quelle: BDEW

**Tabelle 4.2: Netto-Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen nach Energieträgern, in MW**

Energieträger	2012*	
	gesamte Elektrizitätswirtschaft**	davon: Allgemeine Versorgung
Braunkohle	21.507	20.839
Kernenergie	12.068	12.068
Steinkohle	26.667	24.061
Erdgas	25.640	21.200
Mineralöl	5.300	5.100
Erneuerbare, davon:	75.359	75.309
Windkraft onshore	31.028	31.028
Windkraft offshore	280	280
Wasserkraft	5.650	5.600
Biomasse	6.000	6.000
Photovoltaik	32.389	32.389
Geothermie	12	12
Übrige, darunter:	11.900	8.900
Pumpspeicher	5.710	5.710
<b>Gesamt</b>	<b>178.441</b>	<b>167.477</b>

\* vorläufige Zahlen (Stand: 31.12.2012).

\*\* einschließlich Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe.

Quellen: BDEW, VGB, Bundesnetzagentur, AGEE Stat



## Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2012 mit 11,6 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2012 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 136,2 TWh Strom (brutto) aus erneuerbaren Energien erzeugt. Die Netto-Erzeugung belief sich 2012 auf 134,1 TWh. Davon basierten 46,0 TWh auf Windkraft, 21,0 TWh auf regenerativ eingestufte Wasserkraft, 35,1 TWh auf Biomasse, 3,9 TWh auf Müll und andere erneuerbaren Energien sowie 28,0 TWh auf Photovoltaik. Gemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch betrug die Netto-Stromerzeugung aus Erneuerbaren 22,6 %.

Die Nettoleistung aller installierter Anlagen belief sich zum 31.12.2012 auf 75.359 MW. Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit 42 % an der in Deutschland insgesamt installierten Kraftwerkskapazität beteiligt. Auf Wind entfielen 31.308 MW und auf Photovoltaik 32.389 MW; Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) machte 5.650 MW, Biomasse 6.000 MW und Geothermie 12 MW aus.

Entscheidend für den 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. Ferner muss Strom aus Erneuerbaren ungeachtet des Bedarfs mit Vorrang abgenommen werden.

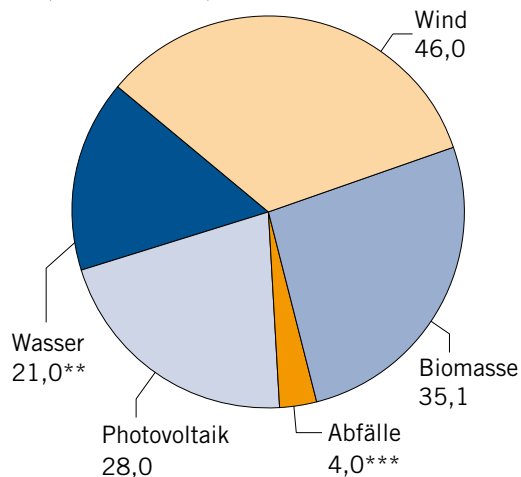
Die gesamten geförderten Einspeisemengen auf Basis erneuerbarer Energien (EEG-Menge, Marktprämien-Menge und Grünstrom-Menge) beliefen sich 2012 auf etwa 114.544 GWh.

Die an Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen und Prämienzahlungen betragen 2012 in Summe 19.282 Mrd. Euro. Die Erlöse aus der Vermarktung lagen 2012 (abzüglich zurechenbarer Kosten) bei insgesamt 2.763 Mrd. Euro. Per Saldo ergeben sich für 2012 Netto-Förderzahlungen von 16.519 Mrd. Euro. Daraus errechnet sich ein durchschnittlicher Netto-Fördersatz von rund 14,4 ct/kWh. Die EEG-Umlage belief sich 2012 auf 3,592 ct/kWh.

Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß

**Abbildung 4.17: Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2012, in Mrd. kWh**

134,1 Mrd. kWh  $\hat{=}$  22,6 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs\*



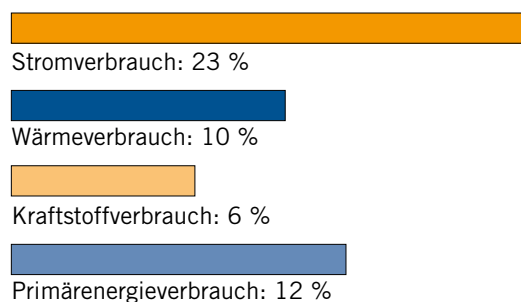
\* 594,5 TWh  
 \*\* Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet  
 \*\*\* Einschließlich andere erneuerbare Energien

Quelle: BDEW, Februar 2013

EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert. Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs belief sich 2012 auf 144,3 TWh. Damit hatten erneuerbare Energien im Wärmesektor 2012 einen Marktanteil von etwa 10,4 %. Die Verteilung nach einzelnen Energiearten stellte sich 2012 wie folgt dar. Biomasse: 131,2 TWh, Solarthermie: 6,1 TWh sowie Geothermie: 7,0 TWh.

**Abbildung 4.18: Marktanteile der erneuerbaren Energien 2012, in %**



Quelle: BDEW

## 4.2 Kapazitätsmodelle in Deutschland

„Marktdesign“ ist derzeit in der energiepolitischen Diskussion Deutschlands ein viel verwendeter Begriff – wenngleich nicht immer ganz eindeutig ist, was damit gemeint ist. Nach der wissenschaftlichen Definition umfasst Marktdesign die Gesamtheit von Marktregeln, die von einem Marktdesigner mit der Absicht entworfen werden, ein bestimmtes, den Zielen dieses Designers entsprechendes Marktverhalten anzureizen.

Marktdesign ist damit mehr als die derzeitige Diskussion um Kapazitätsmärkte. Es umfasst alle Regeln des Marktes und aller Bereiche, die den Markt mittelbar oder unmittelbar beeinflussen. So kann die Diskussion um Marktdesign bspw. nicht losgelöst von der Frage um eine sachgerechte Ausgestaltung des Fördersystems für erneuerbare Energien oder die Schaffung eines paneuropäischen Marktrahmens gedacht werden. Bedeutsam ist weiterhin die Rolle des Subjekts des Marktdesigns, also des „Marktdesigners“. Unterstellt man, dass dieser ein rationaler staatlicher Rahmensetzer ist, so kann man für Deutschland annehmen, dass es die Funktion eines Marktdesigns ist, die Ziele der Energiewende (Dekarbonisierung der Energieversorgung unter der Bedingung des Kernenergieausstiegs) mit minimalen volkswirtschaftlichen Kosten zu erreichen. Hieran können alternative Marktdesigns gemessen werden. Nachfolgend wird jedoch der Fokus auf die aktuelle Debatte um Kapazitätsanreize gelegt.

### Marktregeln auf dem Prüfstand

Aktuell stehen die Marktregeln auf den deutschen und europäischen Strommärkten auf dem Prüfstand, weil befürchtet wird, dass diese die Versorgungssicherheit nicht in ausreichendem Maße bereitstellen können. Dies hat mehrere Ursachen.

- Zum einen nährt der mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbundene Rückgang der Großhandelspreise sowie der Auslastung des Kraftwerksparks die Befürchtung, dass Kapazitäten in großem Ausmaß stillgelegt werden, während es gleichzeitig zu keinem ausreichenden Zubau kommen wird. In diesem Kontext wird auch oftmals die Kritik formuliert, dass die heutigen Großhandelsmärkte bereits prinzipbedingt nicht in der Lage seien, dauerhaft ausreichend Kapazität bereitzustellen. Der Grund ist, dass auf ihnen lediglich Energie, nicht hingegen explizit Kapazität zu deren Herstellung gehandelt wird („Missing-money-Argument“).

- Weiterhin dämpft die anhaltende europäische Wirtschaftskrise die Nachfrage und damit die Preise für Strom auf der Großhandelsebene.
- Verbesserungen in der europäischen Marktintegration (Einführen des sog. Market Coupling in Zentral- und Westeuropa) führen zu einer besseren grenzüberschreitenden Nutzung kostengünstiger Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig werden Überkapazitäten offengelegt, die in Zeiten schwächer ausgeprägter Marktintegration errichtet wurden.
- Schließlich wird derzeit aufgrund unzureichender Refinanzierung von Erzeugungsanlagen bezweifelt, dass erneuerbare Energien als „Leitsystem“ der künftigen Stromversorgung überhaupt mit einem Strommarkt bisheriger Prägung vereinbar sein können. Als Begründung werden der stochastische Charakter von Windenergie und Photovoltaik sowie die Tatsache angeführt, dass Erzeugungsarten ohne nennenswerte kurzfristige variable Kosten nicht in ein Marktsystem passen, das eben auf diesen Kosten basiert. Vielmehr werde es zu einer schrittweisen vollständigen Verdrängung konventioneller Erzeugung aufgrund der Vorteile der variablen Kosten der Erneuerbaren kommen, so dass keine ausreichenden Backup-Kapazitäten mehr zur Verfügung stünden, während sich die Erneuerbaren selbst aufgrund der Gleichzeitigkeit ihrer Einspeisung selbst „die Preise kaputt machen“ würden.

### Kapazitätsmodelle

Vor diesem Hintergrund sind in jüngster Zeit mehrere Ansätze zur Weiterentwicklung des deutschen Marktdesigns entstanden.

So existieren mittlerweile mehrere Vorschläge zur Einführung eines Vergütungssystems für gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland („Kapazitätsmarkt“). Diese Ansätze unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Komplexität erheblich. So gibt es umfassende Kapazitätsmarkt-Ansätze, die sowohl Bestands- als auch Neuanlagen umfassen oder partielle Ansätze, die sich hauptsächlich auf Altanlagen („Strategische Reserve“) oder auf Neuanlagen richten. Zudem gibt es Ansätze, die eine regionale Differenzierung vorsehen.

Ein Beispiel für einen umfassenden Kapazitätsmarktansatz ist das Modell des Energiewirtschaftlichen Institutes an der Universität zu Köln (EWI). Es sieht eine zentrale Kapazitätsauktion vor, in die alle Kapazitäten hineinbieten, wobei Bestandsanlagen ein Gebot mit Null Euro ab-

geben müssen. Kapazitätspreise größer Null, die in diesem Modell alle Anlagen erhalten, werden also durch die Markteintrittsschwelle von Neuanlagen definiert. Die Nachfrageseite ergibt sich durch den staatlicherseits definierten Kapazitätsbedarf. Zusätzlich soll Kapazitätssicherung über eine sog. reliability option erreicht werden, bei der die Anbieter gesicherter Leistung eine Optionsprämie erhalten, während sich Nachfrager mittels der Option gegen Preisspitzen absichern können. Die Abwicklung der komplexen Prozesse im Rahmen dieses Modells soll über eine neu zu schaffende Institution („Kordinator des Versorgungssicherheitsmarktes“) erfolgen.

Das Öko-Institut schlägt einen dreigeteilten Markt vor („fokussierter Kapazitätsmarkt“). Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, sollen einerseits bestandsbedrohte Altanlagen ein Kapazitätsentgelt erhalten, das ebenfalls in einer Auktion ermittelt wird. Daneben sollen perspektivisch Neuanlagen, die bestimmte „Präqualifikationsvoraussetzungen“ erfüllen, ebenfalls über ein Kapazitätsentgelt angereizt werden. Weiterhin wird eine geographische Zonierung des Kapazitätsentgeltsystems, die Einführung mehrerer, unterschiedlich befristeter Kapazitätsprodukte sowie ebenfalls die Einführung von reliability options vorgeschlagen.

Beiden Modelle ist eine hohe Komplexität zu eigen; ihre voraussichtlichen Effekte wurden bislang noch nicht umfassend analysiert. Das EWI-Modell ist zudem noch nicht vollständig entwickelt. So besteht bspw. hinsichtlich der Gebotsregeln wie auch hinsichtlich des Verlaufs der Nachfragekurve noch Klärungsbedarf. Angesichts der Tatsache, dass die Kosten des Systems sehr stark von diesen Parametern abhängen, wird deutlich, dass das Design eines derartigen Systems ein hochgradig anspruchsvolles Unterfangen mit einer hohen Irrtumswahrscheinlichkeit ist; die Folgekosten einer Fehlparametrierung wären hoch, wenn es bspw. zu Anreizen für Fehlinvestitionen käme. Gleiches gilt auch für das Modell des Öko-Instituts, das noch komplexer ist als das Modell des EWI. Die Dreiteilung des Kraftwerksparks in zwei bietberechtigte und ein nicht bietberechtigtes Segment ist aus einer ökonomischen Logik nicht abzuleiten. Auch die Einführung mehrerer (letztlich über den Großhandelsmarkt interagierender) Auktionen schafft ein hohes Maß an Komplexität. Schließlich ist zu befürchten, dass das nicht über Kapazitätsentgelte geförderte Segment von beiden Seiten (durch erhaltene und weiterhin im Markt agierende Bestandsanlagen sowie durch Neuanlagen) unter Druck gerät und die Förderung immer weiter ausgebaut werden muss, sodass schließlich eine Erzeugungsstruktur resultiert, die im Vergleich zum ökonomischen Optimum zu kapitalintensiv ist. Hinzu kommt,

dass über die „Präqualifikation“ eine politische Steuerung der Erzeugungsstruktur erzeugt wird, die die effiziente Erzeugungsstruktur ersetzt, die sich durch Marktkräfte herausgebildet hätte. Während das EWI-Modell und das Modell des Öko-Institutes auf eine zentrale Instanz zur Beschaffung einer als angemessen erachteten Kapazitätsmenge setzen („central buyer-Ansatz“), gehen dezentrale Modelle davon aus, dass die Nachfrage des Stromkunden der geeignete Anknüpfungspunkt ist. Beispiele hierfür sind die von der Thüga und dem VKU vorgestellten (sehr ähnlichen) Modelle. Hierbei muss der jeweilige Vertrieb nach Maßgabe der Nachfrage seiner Kunden nach gesicherter Belieferung Kapazitätszertifikate nachfragen. Die Zertifikate werden von Anbietern jeglicher gesicherter Leistung auf einem hierzu geschaffenen Markt angeboten (es handelt sich also auch um einen umfassenden Kapazitätsmarkt). Der sich bildende Kapazitätspreis ist ein Indikator für Kapazitätsknappheit und signalisiert ggf. Investitionsbedarf. Gleichzeitig optimieren sich Vertriebe nun zusätzlich angesichts eines Leistungszertifikatepreises. So entsteht ein Anreiz, dem Kunden Flexibilisierungsangebote zu unterbreiten, um den Leistungsbezug zu reduzieren. Mit der dann entstehenden Nachfrageflexibilität wird eine wesentliche Voraussetzung für eine jederzeitige Markträumung geschaffen. Dezentrale Modelle weisen vor allem den Vorteil auf, dass das Risiko einer staatlich veranlassten Fehldimensionierung des Kapazitätsbedarfs vermieden werden kann.

## Ausblick für Kapazitätsmärkte

Während bei den selektiven Ansätzen eine reine Neuanlagen-Fokussierung aufgrund der damit verbundenen Verdrängungseffekte beim Bestand mittlerweile mehrheitlich als unzureichend angesehen wird, ist die Strategische Reserve, die sich vor allem auf ältere Bestandsanlagen richtet, weiterhin in Diskussion. Die Anlagen der Strategischen Reserve nehmen nicht am Marktgeschehen teil, sondern werden nur im Falle der Nichträumung des Marktes oder einer örtlichen Netzgefährdung durch den Halter der Strategischen Reserve (z. B. den Übertragungsnetzbetreiber) zu einem Knappheitspreis in den Markt geboten bzw. als Redispatchreserve eingesetzt. Die Anlagen erhalten dafür ein Kapazitätsentgelt, das in einer Auktion ermittelt wird. Die Strategische Reserve ist eine reine Übergangslösung und kann zur Absicherung des deutschen oder auch eines regionalen Kapazitätsbedarfs verwendet werden, bis die schwierige Frage geklärt ist, wie ein dauerhafter Kapazitätsmechanismus auszugestalten wäre. Zuvor jedoch ist die Frage zu klären, ob er überhaupt erforderlich ist.

In der aktuellen Debatte fällt nämlich auf, dass es an methodisch angemessenen Nachweisen für die Behauptung fehlt, dass der Großhandelsmarkt in seiner heutigen Form systematische Defizite hinsichtlich seiner Fähigkeit aufweist, ausreichende Kapazität bereitzustellen. Erst, wenn dieser Nachweis erbracht ist, kann über Änderungen im Marktdesign entschieden werden. Aber auch dann stellt sich die Frage, wie weitreichend diese sein müssen. So ist Versorgungssicherheit kein öffentliches Gut, bei dem ein Markt systematisch versagen muss. Wenn es gelingt, aus Versorgungssicherheit ein handelsfähiges, privates Gut zu machen, ist nicht abzusehen, weshalb Märkte bisheriger Prägung nicht in der Lage sein sollten, es ausreichend bereitzustellen.

Aus den oben genannten, oftmals zugunsten eines Kapazitätsmarktes angeführten Argumenten (Ausbau der erneuerbaren Energien, Effekte der Wirtschaftskrise, Auswirkungen von Marktdesignänderungen im europäischen Binnenmarkt) kann jedenfalls nicht auf ein Versagen des Marktes geschlossen werden. Vielmehr werden durch den Marktmechanismus gegenwärtig Überkapazitäten offengelegt, die in den kommenden Jahren abgebaut werden dürften. Die Einbeziehung auch der fluktuierenden Erneuerbaren in den Markt ist grundsätzlich möglich und wird auf dem Spot- und dem Intraday-Markt bereits heute praktiziert. Auch gegen die Teilnahme am Termin- oder Systemdienstleistungsmarkt sprechen keine systematischen Argumente. Letztlich haben Marktteilnehmer bei volatilen Erneuerbaren im Terminmarkt lediglich die Aufgabe, die volatilen Erzeugungen im Markt abzusichern. Die Bereitstellung derartiger Leistungen zählt jedoch zu den Standardfunktionen des Strommarktes. Eine Vereinbarkeit des Stromgroßhandelsmarktes heutiger Prägung einerseits und der erneuerbaren Energien andererseits ist damit gegeben. Die Problematik der fehlenden Refinanzierbarkeit im Energy-only-Markt ist daher weiter zu prüfen. Sollte sich erweisen, dass ausweichende Refinanzierung nicht gegeben ist, muss dies in einem zukünftigen Energiemarktdesign behoben werden.

Die Bundesregierung hat eine „Winterreserve“ als Redispatchreserve für Süddeutschland eingerichtet. Mit der entsprechenden Novelle des EnWG, die am 1. Januar 2013 in Kraft getreten ist, wurden hierzu die Grundlagen geschaffen. Hiermit wird die in den vergangenen Wintern geübte Praxis der Kontrahierung von Reservekapazitäten systematisiert. Die „Winterreserve“ weist bereits Ähnlichkeit mit einer Strategischen Reserve auf, basiert aber auf dem Kostenerstattungsprinzip. Die Überführung dieses Ansatzes in eine „echte“ Strategische Reserve mit Auktionsverfahren (bei Bedarf auch eine Ausweitung auf Ge-

samtdeutschland) wäre für eine Übergangsperiode bis ca. 2020 gut durchführbar.

## 4.3 Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

### EEG-Novelle 2012

Wie in den Jahren zuvor wurde das EEG ebenfalls in 2012 novelliert. Hauptänderungen waren die Anpassung der Photovoltaikförderung, sowie die umfassende Befreiung von Stromspeichern von der EEG-Umlage. Stromspeicher, derzeit sind das ca. 7 GW Pumpspeicher, standen ohnehin schon unter gesunkenen Marktpreisdifferenzen im deutschen Strommarkt von nur noch durchschnittlich 1 ct/kWh und der Belastung durch steigende Netzentgelte unter wirtschaftlichem Druck.

Mit der Änderung der Photovoltaikförderung reagierte der Gesetzgeber auf den hohen Zubau von mehr als jeweils 7 GW der Jahre 2010 und 2011, der sich auch 2012 getrieben durch einen starken Margenwettbewerb in der PV-Anlagenfertigung fortsetzte. Die Fördersätze wurden stark herabgesetzt, auf Anlagen bis 10 MW begrenzt und einer monatlichen Degression unterworfen, um Zubauspitzen künftig zu vermeiden. Durch diese Maßnahmen ist mit einem Rückgang der zu installierenden PV-Leistung, gerade im Bereich großer Solarparks, zu rechnen. Obwohl die Fördersätze für kleinere Anlagen auch stark sanken, können ihre Betreiber auf den Eigenverbrauch ausweichen und ihre Anlagen vornehmlich durch die Ersparnis der mittlerweile auf ca. 27 ct/kWh gestiegenen Endkundenstrompreise refinanzieren. Der Fördersatz für die Einspeisung aus kleinen PV-Anlagen liegt dagegen nur noch bei 17 ct/kWh im Januar 2013. Sowohl durch den geringeren erwarteten PV-Ausbau als auch die vornehmliche Finanzierung durch den Eigenverbrauch wird die PV zukünftig kaum noch für den weiteren Anstieg der EEG-Umlage verantwortlich sein. Ohnehin sieht das novellierte EEG eine Begrenzung der geförderten PV-Leistung auf 52 GW vor. Ende 2012 lag der Wert knapp über 32 GW.

Für ihre Zustimmung zur Absenkung und Begrenzung der Photovoltaikförderung verlangten die Bundesländer eine Förderung für Solarstromspeicher. Mit ihnen kann der Anteil des Eigenstromverbrauchs erhöht und die Preisdifferenz des Endkundenpreises zum EEG-Vergütungssatz in größerem Umfang genutzt werden. Diese Förderung im Umfang von 50 Mio. Euro jährlich wird voraussichtlich im Frühjahr 2013 in das Marktanreizprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufgenommen und soll 25.000 Speicher fördern.

Mit der Managementprämienverordnung wurden im Herbst außerdem die Managementprämien für die Vermarktung von Wind- und PV-Anlagen nach der Marktprämie deutlich reduziert. Nur wenn die Anlagen vom Markter gesteuert werden können, fällt die Kürzung ge-

ringer aus. Hintergrund waren vermutete Mitnahmeeffekte und Mehrbelastungen weil deutlich mehr onshore-Windanlagen als erwartet aus dem Festeinspeisesystem in die Direktvermarktung nach der EEG-Marktprämie wechselten.

### Verfahrensvorschlag zum EEG

Das EEG ist eines der am stärksten diskutierten Themen in der deutschen Energiepolitik. Der Hauptgrund dafür liegt im Anstieg der EEG-Umlage 2013 um 1,685 ct/kWh auf nunmehr 5,277 ct/kWh. Kritik erfuhr u. a. die besondere Ausgleichregelung, also die teilweise Befreiung der Industrie von der vollen EEG-Umlage. Durch die Deckelung der Belastung der Industrie liegt die EEG-Umlage ca. 1 ct/kWh höher als wenn der gesamte Strombezug aus dem öffentlichen Netz voll EEG-pflichtig wäre. Diese Differenz müssen nicht privilegierte Kunden, also vor allem die Haushalte und der industrielle Mittelstand, tragen. Die Ausweitung der besonderen Ausgleichsregelung auf den Strombezug ab 1 GWh/a noch aus der EEG-Novelle 2011, trägt nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber lediglich mit 0,14 ct/kWh zum Anstieg der EEG-Umlage bei. Der weitaus größte Zuwachs der Mehrbelastung der nicht privilegierten Kunden kommt aber durch den Anstieg des EEG-Umlagevolumens um 6,3 auf 20,4 Mrd. Euro zustande. Ein Treiber hierfür ist auch ein niedriger als erwarteter Stromgroßhandelspreis.

Kurz vor der Verkündung der EEG-Umlage 2013 trat Umweltminister Altmaier am 12. Oktober 2012 vor die Presse und unterbreitete einen Verfahrensvorschlag zu einer grundlegenden Reform des EEG. Hintergrund waren auch die Diskussionen der Bundesregierung mit den Landesregierungen in der Plattform Erneuerbare Energien. Diese Plattform wurde eingerichtet, da die Bundesländer in ihren Energiekonzepten einen Ausbau der erneuerbaren Energien kumuliert von heute 25 auf 50 % im Jahr 2020 vorsehen.

Der Verfahrensvorschlag des Umweltministeriums deutet insofern nur Änderungen im EEG an, oblässt aber die Diskussion um Änderungen einer öffentlichen Konsultation (u. a. durch mehrere Konferenzen von November 2012 bis Mai 2013) sowie einem Beratergremium aus 20 Persönlichkeiten aus Bundesländern, dem Parlament, der Wirtschaft und von Gesellschaftsgruppen. Sofern ein Konsens erzielt wird, sollen entsprechende Gesetzesentwürfe erarbeitet werden. Da aufgrund der Bundestagswahl Entwürfe, die später als Februar 2013 das Bundeskabinett passieren, der Diskontinuität des Bundestages



unterliegen, ist nicht mehr mit einer grundlegenden Novelle des EEG im Jahr 2013 zu rechnen.

Der Verfahrensvorschlag benennt einige Probleme wie Fehlallokationen und Überförderungen, sowie die vorrangige Ausrichtung nur auf den quantitativen Zubau. Änderungsvorschläge sind u. a.:

- Das EEG-Ausbauziel für 2050 soll bei 80 % verbleiben, bis 2020 aber von mindestens 35 % auf 40 % angehoben werden.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien soll verstetigt werden, um Überhitzungen zu vermeiden. Auch bei anderen erneuerbaren Energieträgern als PV könnten Ausbaukorridore zu einer schnelleren Wettbewerbsfähigkeit der Technologien führen.
- Die Förderung soll technologieoffen sein, d. h. laut Verfahrensvorschlag darf keine einzelne erneuerbare Energieart durch die Wahl des Modells ausgeschlossen oder unzumutbar benachteiligt werden.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energie soll mit einer Strategischen Reserve für Süddeutschland, die ab 2018 benötigt wird, abgestimmt werden. Auch könnte eine höhere Versorgungssicherheit durch eine geförderte oder geforderte Kombination unterschiedlicher Energiearten erreicht werden.
- Der notwendige Netzausbau soll dabei durch den Bundesbedarfsplan in 2013 festgelegt werden.

Die Diskussion um die zukünftige Ausgestaltung des EEG hat damit begonnen. Während einige Beteiligte eine grundlegende Reform des EEG fordern, wollen andere nur graduelle Änderungen vornehmen. Allen Vorschlägen ist aber gemein, dass sie die Förderung für bereits bestehende EEG-Anlagen nicht antasten, womit die bestehenden EEG-Regelungen für Bestandsanlagen (und damit die EEG-Umlage) bis mindestens 2032 fortgeführt würden.

Professoren der TU Cottbus und des RWI sowie die FDP haben Quotenmodelle als marktwirtschaftliche Alternativen zum weiteren kostengünstigen Ausbau der Erneuerbaren vorgeschlagen. Sachsen ist mit einem ähnlichen Vorstoß im Bundestag aber bereits gescheitert. Das BMU, einige Unternehmen, Branchenverbände und NGOs stehen den Quotenmodellen jedoch kritisch gegenüber, da sie teurere Technologien nicht fördern würden. Sie befürchten zugleich Mitnahmeeffekte preisgünstiger Standorte und Technologien, sofern teurere Standorte oder

Technologien zur Quotenerreichung notwendig würden. Schließlich wird eine geringere Bürgerbeteiligung befürchtet, wenn Erneuerbarenprojekte nicht mehr von Preis- und Vermarktungsrisiken freigestellt sind.

Weiter in der Diskussion sind Ausschreibungsmodelle, wie das des Arrhenius-Instituts, in denen eine staatliche Behörde lokale Ausschreibungswettbewerbe noch festzulegender EE-Technologien vornimmt. Dadurch sollen Netzengpässe vermieden werden und der Ausschreibungswettbewerb die Kosten begrenzen.

Der Branchenverband BDEW spricht sich für eine Weiterentwicklung der Direktvermarktung der Marktprämie aus. Sie sollte obligatorisch werden und könnte, statt ex ante wieder am EEG-Vergütungssatz angepasst zu werden, als fixe Marktprämie gezahlt werden. Ziel sei die bessere Marktintegration der erneuerbaren Energien durch Fahrplanlieferungen, die erst die Teilnahme von EE-Anlagen sowohl am Terminmarkt als auch den Regelenergiemärkten ermöglichen. Zudem könnte durch wenige Boni der Wettbewerb zwischen Anlagen einer EE-Technologie intensiviert werden. Ähnliche Änderungen unterstützt der Wirtschaftsrat der CDU. Die TU Berlin verweist darauf, dass mit einer Vermarktungspflicht für EEG-Anlagen und der damit einhergehenden Bilanzkreisverantwortung ausreichende Backupkapazitäten mit bereits bestehenden Instrumenten gewährleistet werden könnten. Die Diskussionen sind bei weitem noch nicht beendet. Sie werden vom BMU in der Plattform Erneuerbare Energien gebündelt. Realistischerweise ist erst Ende 2014 mit einer größeren Novelle des EEG zu rechnen.

## Strompreisbremse 2013

Angesichts der Gefahr einer steigenden EEG-Umlage für das Jahr 2014 haben der Bundesumweltminister und der Bundeswirtschaftsminister am 13. Februar 2012 zusätzlich kurzfristige Maßnahmen zur „Strompreissicherung“ vorgeschlagen, die bei Zustimmung des Bundesrates noch in dieser Legislaturperiode umgesetzt werden könnten. Obwohl der weitere Aufbau der Liquiditätsreserve wegfällt und das PV-Wachstum begrenzt und in Richtung Eigenverbrauch gelenkt wird, besteht bis Ende 2014 aufgrund des stark gesunkenen Strommarktpreises die Gefahr eines weiteren Anstiegs der EEG-Umlage. Deshalb soll die EEG-Umlage 2014 auf dem Niveau von 2013 eingefroren werden und darf danach nur noch um 2,5 % jährlich ansteigen, was pro Jahr lediglich 500 Mio. Euro für Neuanlagen entspräche.



Um das sicherzustellen, sollen als dauerhafte Maßnahmen einerseits die privilegierten Industrieunternehmen nach der besonderen Ausgleichsregelung des EEG nicht mehr nur 0,05 ct/kWh sondern 0,5 bis 0,7 ct/kWh EEG-Umlage zahlen. Andererseits sollen Betreiber von Anlagen zum Eigenverbrauch, die bisher u.a. von der EEG-Umlage befreit sind, ähnliche Solidarbeiträge entrichten. Die Ausweitung der Umlagebasis des EEG soll Einsparungen von 700 Mio. Euro erbringen.

Zugleich werden Kürzungen der Vergütungssätze von 4 % für nach dem 1. August 2013 errichtete neue EEG-Anlagen vorgeschlagen. Zudem sollen EEG-Anlagenbetreiber in den ersten 5 Monaten ab Inbetriebnahme nur den Marktwert ihres Stromes erhalten. Lediglich PV-Anlagen sind von diesen Regelungen ausgenommen. Betreiber neuer onshore-Windanlagen müssen dagegen zusätzliche Absenkungen der Vergütungssätze und Streichungen von Boni hinnehmen, die sich auf bis zu -20 % summieren können. Altmaier verweist hierbei auf eine Überförderung, die sich auch in sehr hohen Pachterträgen für die Windstandorte bemerkbar macht. Betreiber von Neuanlagen mit mehr als 150 kW sollen zudem zur Direktvermarktung verpflichtet werden, gleichzeitig soll die zuletzt abgesenkte Managementprämie bei einer Vermarktung nach dem Marktprämienmodell abgeschafft werden. Zusätzlich sollen EEG-Bestandsanlagen befristet auf das Jahr 2014 auf 1,5 % der Förderzahlungen verzichten. Insgesamt sollen diese Maßnahmen Einsparungen von 1,16 Mrd. Euro erzielen.

Sowohl die höhere Belastung der Industrie im Vergleich zu internationalen Wettbewerbern als auch die schlechteren Investitionsbedingungen für EEG-Anlagen können die kurzfristige Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen bis zur Bundestagswahl am 22. September 2013 politisch verhindern.

## 4.4 Monitoring der Energiewende

Im „Jahr zwei“ der Energiewende in Deutschland nimmt das Monitoring der energiewirtschaftlichen Veränderungen zunehmend Gestalt an. Die Ankündigung dazu war frühzeitig erfolgt: Bereits im September 2010 hatte die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept ein „wissenschaftlich fundiertes Monitoring“ vorgesehen, um zu ermitteln, ob sich die ehrgeizigen Energie-Umbaupläne in den geplanten Korridoren bewegen. Am 19. Oktober 2011 hatte sie dann den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ beschlossen, in dessen Rahmen jedes Jahr ein Monitoringbericht und alle drei Jahre ein Fortschrittsbericht vorgesehen sind. Außerdem wird der Prozess von einer vierköpfigen Kommission aus Energieexperten begleitet.

Der erste Monitoringbericht im Rahmen dieses Monitoring-Prozesses liegt seit dem 19. Dezember 2012 vor. Er wurde gemeinsam vom Bundeswirtschaftsministerium und dem Bundesumweltministerium erarbeitet und vom Bundeskabinett verabschiedet. Auch die zugehörige Stellungnahme der vierköpfigen Expertenkommission liegt seit Dezember 2012 vor.

Dieser erste Monitoringbericht betrifft die Energielandschaft des Jahres 2011 und stellt im Wesentlichen eine umfangreiche Bestandsaufnahme des vorhandenen Zustands dar („Eröffnungsbilanz“). Hierauf aufbauend sollen in den nun jährlich folgenden Berichten die Entwicklungen des Energiebereichs ablesbar sein. Der rund 120-seitige Bericht setzt ein mit einer Bewertung der drei Aspekte des energiepolitischen Zieldreiecks: Er sieht noch immer eine hohe Versorgungssicherheit in Deutschland (bei allerdings gesunkenen Reserven im Strombereich), erkennt im Bereich der Wirtschaftlichkeit deutlich steigende Preise und zeichnet ein differenziertes Bild bei der Umweltverträglichkeit. Als Grundlage für die weiteren Bewertungen werden anschließend 49 Indikatoren aufgeführt. Es folgt eine umfassende Darstellung unterschiedlicher energierelevanter Aspekte, die neben den Themen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Kraftwerke, Netze und Treibhausgasemissionen etwa auch Preise und Kosten, Gebäude und Verkehr sowie gesamtwirtschaftliche Effekte umfasst.

Die rund 150-seitige Stellungnahme der Expertenkommission nimmt eine umfassende Bewertung des ersten Monitoringberichts vor. Hervorzuheben ist dabei etwa der Vorschlag, angesichts der Vielzahl politischer Zielvorgaben eine Hierarchisierung von Zielen vorzunehmen. Als Oberziele sehen die Experten die Reduktion der Treibhausgasemissionen und den Kernenergieausstieg. Davon zu unterscheiden seien Unterziele und Maßnahmen. Diese Unterscheidung kann bei der Beantwortung

der Frage helfen, wo eventuell Korrekturen möglich sind und wo nicht. Einen wichtigen Hinweis geben die Experten auch zu den Indikatoren, die der Monitoringbericht für seine Bewertungen heranzieht. Sie sehen die aktuelle Indikatorenliste als zu komplex an und fordern für die Zukunft eine kompakte Liste leicht nachvollziehbarer Leitindikatoren. Schließlich wird auf den künftig größeren Datenerhebungsbedarf hingewiesen und eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes angeregt.

Neben – und zeitlich sogar vor – dem regierungsamtlichen Monitoring ist auch eine Reihe weiterer Institutionen im Jahr 2012 mit Monitoring-Instrumenten an die Öffentlichkeit getreten, die ebenfalls jährlich aktualisiert werden sollen. Beispielhaft hervorgehoben seien hier: Der „Energiewende-Navigator“ des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), der anhand eines Ampel-Konzepts das erwähnte energiepolitische Zieldreieck überprüft sowie zusätzlich die Dimensionen Akzeptanz und Innovation; der „Deutsche Energie-Kompass“ der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE), der sich aufgrund von repräsentativen Befragungen vertieft mit dem Thema Akzeptanz befasst; und schließlich der „Energiewende-Index (DEX)“ von Ernst&Young und der Dena, der die Stimmung unterschiedlicher energierelevanter Akteursgruppen (etwa EVU, Netzbetreiber, Investoren, Verbraucher, Politik etc.) in Bezug auf die Energiewende untersucht und schließlich der „Energiewende-Index Deutschland 2020“ von McKinsey, der alle drei Monate einen Überblick über den Status der Energiewende gibt.

Allen gemeinsam ist die Erkenntnis, dass das Monitoring der Energiewende ein lernender Prozess ist, der über die nächsten Jahre verfeinert werden muss. Außerdem kann das Monitoring kein Selbstzweck sein: Es sollte die Gesellschaft mit anerkannten, aussagekräftigen Informationen für eine differenzierte Debatte zur Energiewende versorgen; und es sollte die Politik in die Lage versetzen, bei möglicherweise problematischen Entwicklungen an den richtigen Stellen nachzujustieren.

## 4.5 Gebäudeenergieeffizienz als ein Schlüsselement der Energiewende

Nach wie vor werden pro Jahr nur ca. 1 % der Gebäude in Deutschland energetisch saniert. Obwohl die Bundesregierung im Rahmen ihres Energiekonzepts ambitionierte Ziele für den deutschen Gebäudebestand ausgegeben hat, ist es bisher nicht gelungen, eine Sanierungswelle auszulösen. Im Gegenteil: Die Lage hat sich verschärft. Ohne eine Sanierung des Gebäudebestands sind die Klima- und Energieziele jedoch kaum erreichbar.

40 % der in Deutschland (wie auch in Europa) verbrauchten Primärenergie entfallen derzeit auf den Betrieb von Gebäuden. Nur wenn der Gebäudebereich seinen Beitrag leistet, kann das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung erreicht werden, den gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland bereits bis zum Jahr 2020 – bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung – um 40 % zu verringern.

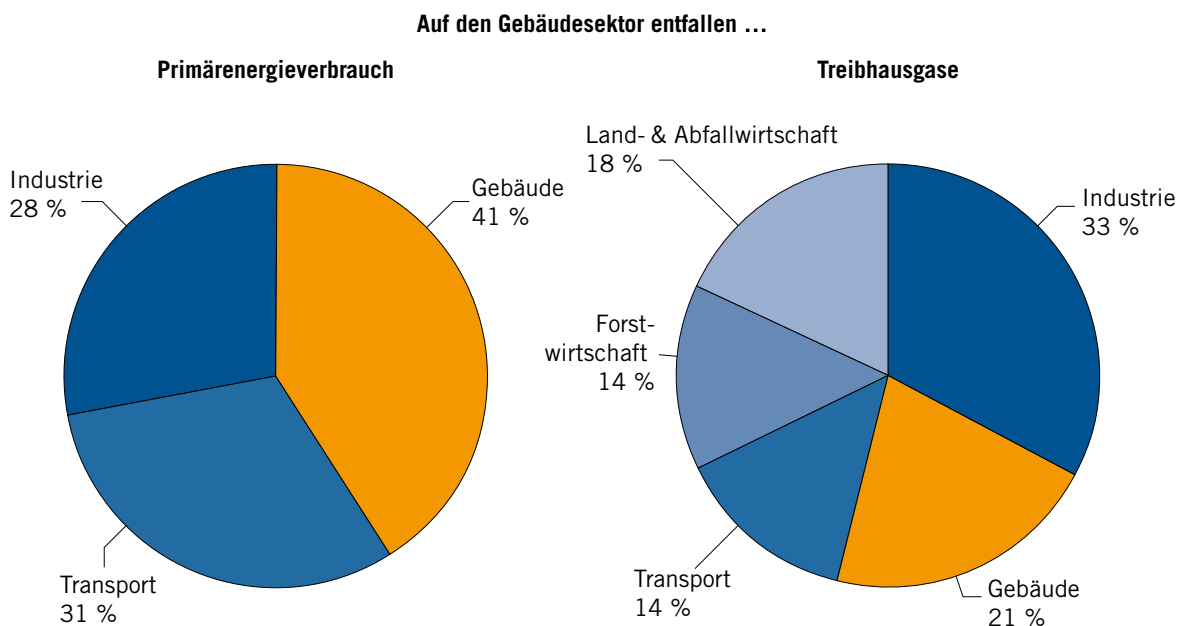
Durch Modernisierungen der Gebäudetechnik sowie der Gebäudehülle lässt sich in erheblichem Umfang Energie einsparen. Die positiven Folgen sind niedrigere Nebenkosten und ein geringerer Ausstoß von Treibhausgasen. Doch selbst bei einer jährlichen energetischen Sanierungsrate von 1 %, werden dabei durchschnittlich nur rund ein Drittel der Einsparpotenziale genutzt.

### Komplexität und Widersprüche abbauen

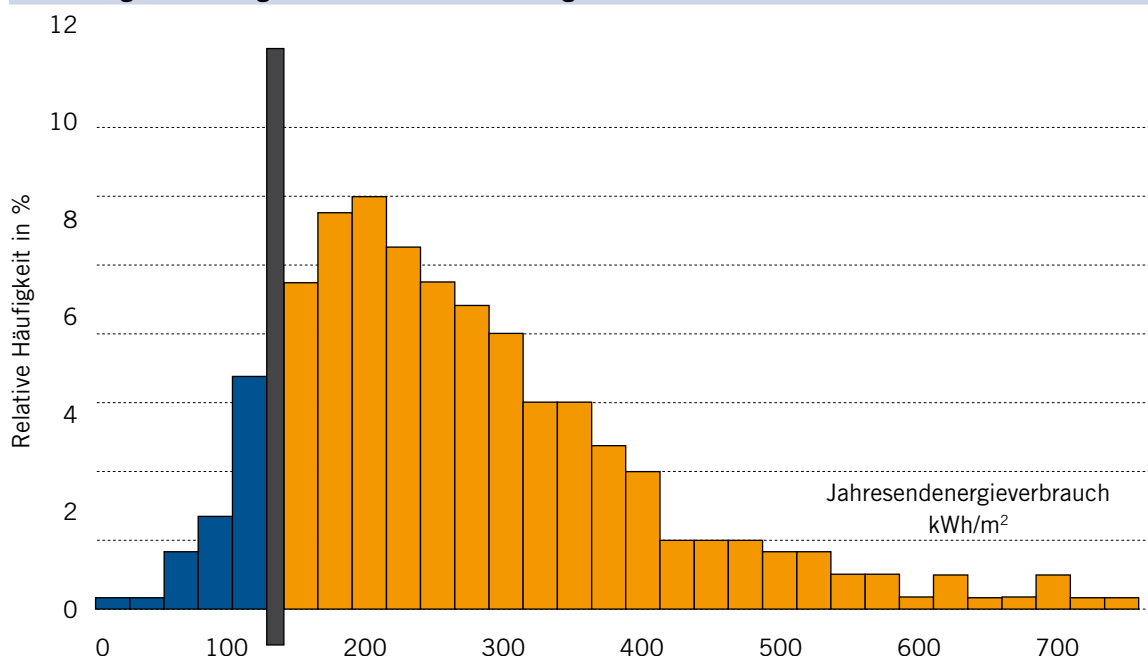
Um Anreize für Investitionen auf diesem Feld zu schaffen, werden von politischer Seite klare, attraktive und langfristig beständige Rahmenbedingungen benötigt, auf die sich potenzielle Investoren verlassen können. Dies ist gerade im Hinblick auf die demographische Situation unter den deutschen Gebäudeeigentümern sowie die hohen Investitionssummen eine zentrale Voraussetzung. Die Komplexität und Widersprüche bei Gesetzen, Verordnungen und finanziellen Förderprogrammen sind eine wesentliche Herausforderung bei der Umsetzung der Ziele. Der Abbau von bestehenden Hemmnissen im Miet- und Baurecht erleichtert Modernisierungen im Wohnungsbestand.

Investitionsentscheidungen werden stets auf Basis der ganzheitlichen Bewertung der Lebenszykluskosten nach dem Prinzip des nachhaltigen Bauens getroffen, der die Gebäudehülle ebenso wie die Gebäudetechnik vollumfänglich umfasst. Notwendig ist ein langfristig angelegter Sanierungsfahrplan, der einerseits Sicherheit spendet und gleichzeitig freiwillig zur energetischen Sanierung ermutigt. Hierfür ist die Etablierung eines unabhängigen und kompetenten Informations- und Beratungssystems sinnvoll.

Abbildung 4.19: Energieverbrauch und Treibhausgasausstoß



Quelle: BDI, Statistisches Bundesamt

**Abbildung 4.20: Energieverbräuche bei Bestandsgebäuden**

Quelle: Forschungszentrum Jülich

### Neue Informations- und Beratungsinstrumente etablieren

Das CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm der KfW ist ein Beispiel für ein wirksames Instrument, um die Bereitschaft von Investoren zu Energieeffizienzsanierungen zu erhöhen. Um allerdings das allgemein anerkannte Ziel einer jährlichen Sanierungsquote von mindestens 2 % im Gebäudebestand pro Jahr zu erreichen und damit gegenüber dem heutigen Stand zu verdoppeln, bedarf es weiterer Maßnahmen. Der Ausbau steuerlicher Anreizmaßnahmen kann maßgeblich dazu beitragen. So würden Investitionen hiesigen meist mittelständischen Unternehmen und Handwerksbetrieben zu Gute kommen. In Zeiten einer sich abschwächenden Konjunktur kann dies einen Beitrag zur Stabilität und Beschäftigungssicherung leisten. Von steuerlichen Anreizen würden vor allem Eigentümer von Ein- und Zweifamilienhäusern profitieren, während Steuerausfälle durch die ausgelösten Investitionen an anderer Stelle kompensiert würden.

Ferner etablieren sich neuartige Konzepte und Angebote: Energiespar-Contracting kann bspw. in diesem Zusammenhang ein wichtiges Instrument sein. Öffentlich-Private Partnerschaften (ÖPP)-Modelle sind eine geeignete Möglichkeit zur Ausgestaltung lebenszyklusorientierter

Investitionen. So wird eine realistische Bewertung innovativer Vergabe-, Finanzierungs- und Betriebsmodelle ermöglicht. Der öffentliche Gebäudebestand nimmt daneben eine wichtige Vorbildrolle ein.

Insgesamt sollten alle politischen Maßnahmen, die Auswirkungen auf den Energiebedarf von Gebäuden haben, allein am Primärenergiebedarf ausgerichtet und technologieoffen sein. So setzen sich im wirtschaftlichen Wettbewerb diejenigen Technologien durch, mit denen die Klimaschutzziele am effektivsten und kostengünstigsten erreicht werden.

## 4.6 Schiefergas-Potenzial in Deutschland

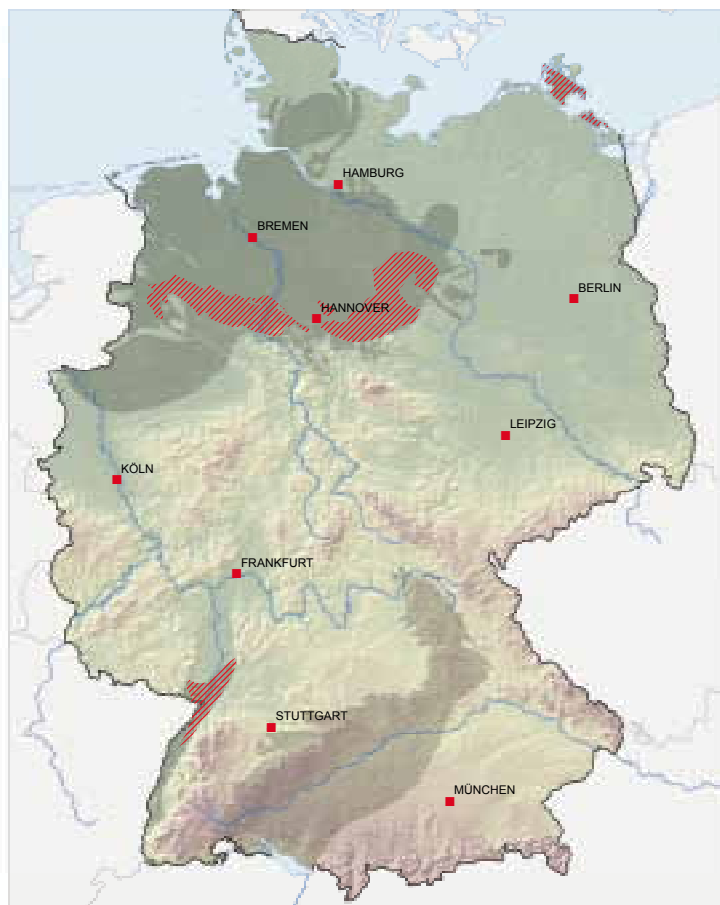
Schiefergas wird inzwischen weltweit als bedeutende Erdgasressource angesehen. Auslöser hierfür war die Erschließung zahlreicher Schiefergas-Vorkommen in Nordamerika. Mittelfristig werden die USA ihren Erdgasbedarf voraussichtlich aus eigenen Quellen decken können. Deutschland hingegen muss mehr als 85 % seines Erdgasbedarfs importieren. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ein Projekt zur Abschätzung dieser Ressourcen initiiert. Dieses Vorhaben namens „Erdöl und Erdgas aus Tonsteinen – Potenziale für Deutschland“ – kurz NIKO (für Nicht-Konventionell) – ist auf eine Projektlaufzeit von vier Jahren (2011 – 2015) ausgelegt. Ziel ist zunächst die Erfassung des heimischen Schiefergaspotenzials. In einem zweiten Schritt sollen dann auch die Ressourcen von Schieferöl ermittelt werden. Untersucht werden alle

relevanten Tongesteininformationen, in denen Öl und Gas gebildet und gespeichert wurde. Auch werden Aspekte der Umweltverträglichkeit sowie technologische Entwicklungen und Fragen der Nachhaltigkeit in der Studie aufgegriffen, sind hier aber nicht Gegenstand der Betrachtung. Mitte 2012 hat die BGR eine erste vorläufige Abschätzung zum Schiefergaspotenzial vorgelegt, über dessen Ergebnisse im Folgenden kurz berichtet wird.

### Vorkommen von Schiefergas in Deutschland

Schiefergas gehört zur Gruppe der sogenannten nicht-konventionellen Erdgasvorkommen. Die Erdgasbildung und -zusammensetzung entspricht grundsätzlich denen von konventionellen Erdgasvorkommen, da die gleichen

**Abbildung 4.21: Verbreitung von bituminösen Tongesteinen, die grundsätzlich die Voraussetzung für die Bildung von Schiefergas aufweisen können (graue Fläche)**



Die Flächen zeichnen im Wesentlichen die bekannten Kohlenwasserstoff-Provinzen in den großen Sedimentbecken nach. Die schraffierten Flächen zeigen die regionale Verbreitung von potenziellen Schiefergas-Formationen nach Anwendung der Auswahlkriterien.

Quelle: BGR

**Tabelle 4.4: Gas-in-Place und bei einem Gewinnungsfaktor von 10 % technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland in Billionen (1.012) m<sup>3</sup>.**

Formation	Gas-in-Place			technisch gewinnbar		
	Minimum	Median	Maximum	Minimum	Mittel	Maximum
Unterkreide – Wealden	1,1	2,4	4,4	0,1	0,2	0,4
Unterjura – Posidonienschiefer	0,9	2,0	3,8	0,1	0,2	0,4
Unterkarbon	2,5	8,3	17,7	0,3	0,8	1,8
<b>Gesamt*</b>	<b>6,8</b>	<b>13,0</b>	<b>22,6</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3</b>	<b>2,3</b>

\*Die Gesamt mengen entstammen der Simulation und entsprechen daher nicht exakt der Aufsummierung der Werte der einzelnen Formationen.

Voraussetzungen erfüllt sein müssen. Im Gegensatz zu konventionellen Erdgaslagerstätten, bei denen das Erdgas in räumlich begrenzten Strukturen angereichert ist, sind die nicht-konventionellen Vorkommen und Lagerstätten flächig im Untergrund verbreitet. Diese haben nur sehr geringe natürliche Wegsamkeiten und sehr kleine Porenräume, in denen das Erdgas gespeichert ist (siehe hierzu auch WEC Bericht: Energie für Deutschland 2012). Solche auch „kontinuierlich“ genannten Kohlenwasserstoff-Vorkommen erfordern aufwändigere Gewinnungsmethoden, um eine wirtschaftliche Erschließung von Tongesteinen im Untergrund zu ermöglichen. Dabei kommen technische Verfahren wie das hydraulische Fracking und die Horizontalbohrtechnik zum Einsatz, um künstliche Wegsamkeiten zu schaffen und so den Kontaktbereich zwischen Bohrung und Vorkommen zu vergrößern. Ohne den Einsatz dieser Techniken wäre die Förderung von Schiefergas nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich.

In Deutschland gibt es eine Reihe von organisch-reichen Tongesteinsformationen, in denen Schiefergas vorkommen könnte. Für eine Selektion der zu untersuchenden Formationen wurden daher zunächst eine Reihe von Auswahlkriterien definiert. Das wichtigste Kriterium für die Auswahl ist die Menge an Kohlenwasserstoffen, die gebildet werden konnte. Diese ist abhängig von der Menge und vom Typ des organischen Materials sowie von der thermischen Reife. Damit Erdgas überhaupt gebildet werden kann, müssen die Gesteine im Laufe von geologischen Zeiträumen in große Tiefen versenkt worden sein, sodass dort das organische Material durch Hitze und Druck in Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden konnte. Für die BGR-Studie stellen die Mächtigkeit und Tiefenlage der Formation weitere wichtige Auswahlkriterien dar.

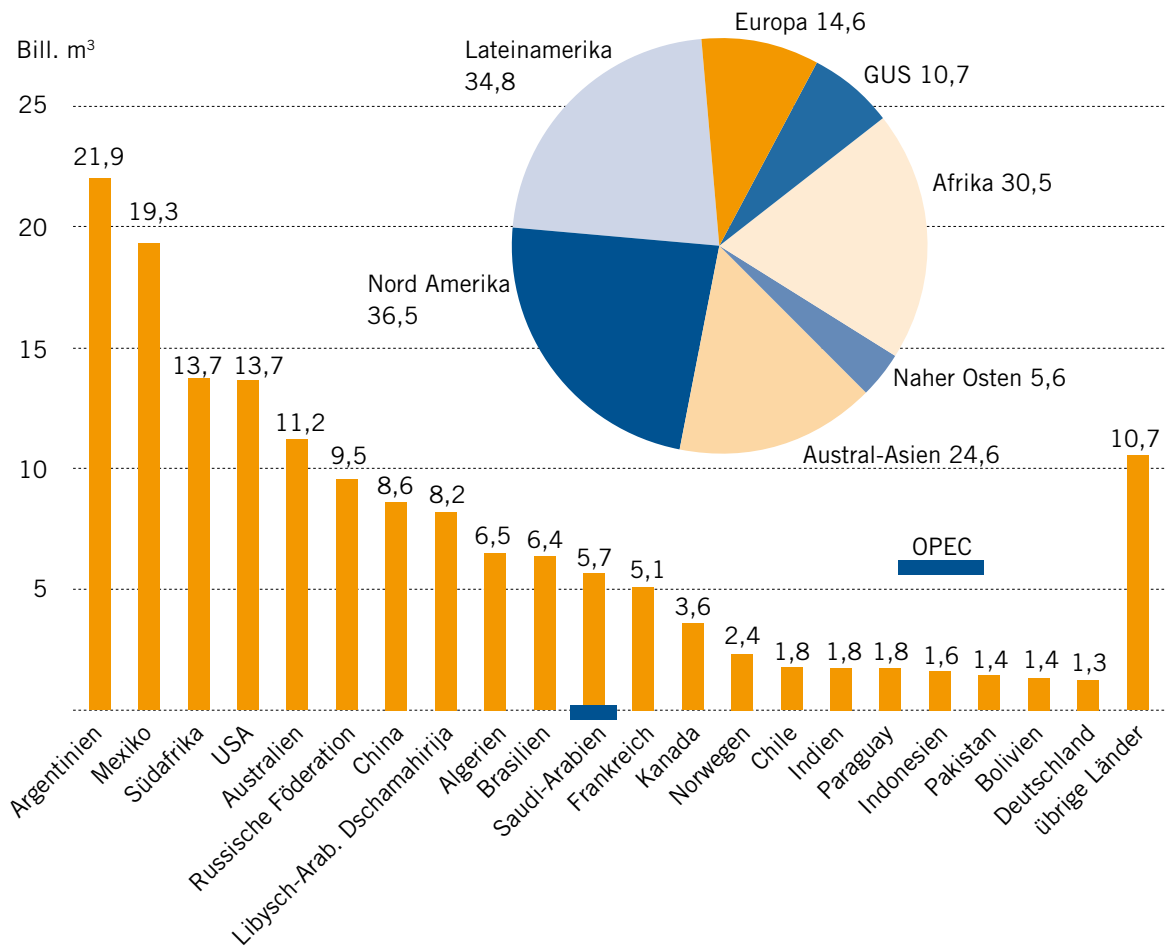
Für die vorläufige Abschätzung des Schiefergas-Potenzials in Deutschland wurden die Tongesteine des Unterkarbons, des jurassischen Posidonienschiefers sowie des Wealden (Unterkreide) bewertet. Die regionale Verbreitung der möglichen prospektiven Gebiete (Abb. 4.21) wurde nach Anwendung der oben beschriebenen Rahmenparameter ermittelt. Potenziale für Schiefergas finden sich demnach am Südrand und im östlichen Teil des Nordwestdeutschen Beckens, in Nordostdeutschland sowie im mittleren Bereich des Oberrheingraben.

### Potenzialabschätzung

Erdgas kommt in Tongesteinen in zwei Formen vor: Es kann an organischem Material und Tonmineraloberflächen adsorbiert oder als freies Gas im Porenraum und Klüften vorhanden sein. Beide Gasphasen wurden für die Potenzialabschätzung jeweils separat berechnet und anschließend gemeinsam als Gesamtmenge (Gas-in-Place, GIP) dargestellt.

Für jede Formation wurde zunächst das Volumen berechnet, welches sich aus der Verbreitung der Formation und deren Mächtigkeit ergibt. Die Menge an adsorbiertem Gas ergibt sich aus der Multiplikation des Gesteinsvolumens mit der Gesteinsdichte und einem Faktor, der die Gaskonzentration pro Kubikmeter Gestein angibt. Für die Berechnung des Anteils des freien Erdgases ist der mit Gas verfüllte Anteil des Hohlraumvolumens (Porosität) von entscheidender Bedeutung. Aus der Multiplikation der gasgefüllten Porosität mit dem Gesteinsvolumen und dem Gasexpansionsfaktor, errechnet sich die Menge an freiem Erdgas. Der Gasexpansionsfaktor ist notwendig für die Umrechnung der Erdgasmengen von Lagerstättenbedingungen in Mengen unter Raumtemperatur und Atmosphärendruck. Die Gesamtmenge an Erdgas setzt

Abbildung 4.22: Gesamtressourcen an Schiefergas sowie Verteilung nach Regionen



Quelle: BGR Datenbank, Stand 2010, die Zahlen für Polen stammen aus EIA 2011, Zahl Deutschland aus BGR 2012b

sich entsprechend aus der Summe der beiden Gasphasen zusammen.

Unsicherheiten bei der Berechnung der Gasmengen, beispielsweise aufgrund eingeschränkter Datenverfügbarkeit, wurden mittels des statistischen Verfahrens der Monte-Carlo-Simulation quantifiziert. Hierbei wird die Wahrscheinlichkeit in quantitativer Analyse über eine Vielzahl von Zufallsexperimenten berechnet. Das Ergebnis dieser Berechnungen gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Gasmenge in einem bestimmten Intervall vorhanden ist.

Die insgesamt vorhandenen Schiefergasmengen in den untersuchten Formationen liegen zwischen 6,7 Bill. m<sup>3</sup> (p05) und 22,7 Bill. m<sup>3</sup> (p95) (Tab. 4.4). Der Median

beträgt ca. 13 Bill. m<sup>3</sup> GIP (p50). Die Ergebnisse der probabilistischen Abschätzung (angegeben in Perzentile p05, p50, und p95) geben die Wahrscheinlichkeit an, dass ein bestimmter Wert nicht unter- bzw. überschritten wird (Minimum p05 – mit 95 % Wahrscheinlichkeit nicht unterschrittener Wert; Mittel p50 – durchschnittlicher (Median-) Wert; Maximum p95 – zu 95 % Wahrscheinlichkeit nicht überschrittener Wert). Die Tongesteine des Unterkarbon weisen dabei das größte Potenzial auf. Mit einem Mittelwert von etwa 8 Bill. m<sup>3</sup> GIP liegt die berechnete Menge weit über den Mengen des Posidonienschiefers (Unterjura) und des Wealden (Unterkreide) mit jeweils ca. 2 Bill. m<sup>3</sup> GIP. Allerdings stehen für das Unterkarbon gegenwärtig nur wenig belastbare Daten zur Verfügung. Schon für grundlegende Faktoren wie die flächige Verteilung der Fazies und Variationen der Mächtigkeit

ten liegen nur wenige Informationen vor und schränken die Genauigkeit der Aussage stark ein. Eine bessere Ausgangslage zeigt sich für den Posidonienschiefer. Hier wird das Potenzial für Schiefergas in Norddeutschland aufgrund der geochemischen Parameter und der vergleichsweise homogenen Ausbildung der Sedimente als relativ hoch eingeschätzt. Potenziale im Posidonienschiefer befinden sich am Südrand des Nordwestdeutschen Beckens sowie im mittleren Bereich der Oberrheingraben. Die Tongesteine des Wealden besitzen ebenfalls ein relativ hohes Schiefergaspotenzial und finden sich im Süden des Nordwestdeutschen Beckens.

Neben der GIP-Menge ist der mögliche technisch gewinnbare Anteil, d. h. die Ressourcen von eigentlichem Interesse. Derzeit gibt es in Deutschland keine Schiefergasförderung und daher auch keine Erfahrungswerte zum Ressourcenanteil an den GIP-Mengen. Produktionsdaten aus den USA zeigen, dass der Gewinnungsfaktor im Allgemeinen zwischen 10 bis 35 % der GIP-Mengen schwankt in manchen Fällen auch darüber hinaus. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in dieser Studie von einem technischen Gewinnungsfaktor von 10 % der GIP-Mengen ausgegangen. Entsprechend würde sich die technisch gewinnbare Erdgasmenge auf 0,7 bis 2,3 Bill. m<sup>3</sup> belaufen (Tab. 4.4). Diese Menge an Schiefergasressourcen liegt damit erheblich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen mit 0,15 Bill. m<sup>3</sup> und Erdgasreserven mit 0,146 Bill. m<sup>3</sup>.

Inzwischen gibt es für eine Reihe von Ländern Angaben zu den dortigen Schiefergasvorkommen. Trotz unterschiedlicher Berechnungsgrundlagen und noch erheblicher Unsicherheiten ergibt sich ein grober Überblick der weltweiten Vorräte an Schiefergas. (Abb. 4.22). Angesichts des voranschreitenden Kenntniserwartung sind Korrekturen im Ranking aufgrund von Neubewertungen auch in anderen Ländern zu erwarten. Vorbehaltlich der noch lückenhaften Datenlage weist die BGR derzeit ca. 157 Bill. m<sup>3</sup> weltweiter Schiefergasressourcen aus.<sup>1</sup>

## Ausblick

Eine wesentliche Säule der Energiewende stellt die Nutzung von Erdgas als Energieträger dar. Die Produktion konventionellen Erdgases in Deutschland ist jedoch rückläufig, wodurch die Abhängigkeit von Importen zunimmt. Der jährliche Erdgasverbrauch in Deutschland beträgt

rund 90 Mrd. m<sup>3</sup>, wovon zurzeit etwa 12 % durch heimische Förderung abgedeckt werden. Die ermittelten Mengen an Schiefergas in Deutschland liegen zwischen 6,8 Bill. m<sup>3</sup> und 22,6 Bill. m<sup>3</sup>. Bei einem Gewinnungsfaktor von 10 % ergeben sich 0,7 bis 2,3 Bill. m<sup>3</sup> an technisch gewinnbarem Erdgas. Damit liegt die Schiefergasmenge deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen (0,15 Bill. m<sup>3</sup>) und Erdgasreserven (0,146 Bill. m<sup>3</sup>). Die Erschließung und Förderung von Schiefergas unter Einsatz der dafür notwendigen Technologie muss nach den gesetzlichen Auflagen, kontrolliert und umweltverträglich erfolgen. Sind diese Kriterien erfüllt, kann nach Auswertung umfangreicher standortbezogener Voruntersuchungen auch Fracking eingesetzt werden. Dies ist aus geowissenschaftlicher Sicht grundsätzlich umweltverträglich möglich. Ob es aber zu einer Schiefergasförderung kommt und wenn ja, in welchem Umfang eine solche stattfinden wird, ist zurzeit nicht absehbar. Eine breite gesellschaftliche Akzeptanz ist Voraussetzung für die Nutzung dieser Ressource. Hierzu müssen die Besorgnisse der Gesellschaft von den Geowissenschaften aufgegriffen werden. Die Geowissenschaften können mit Hilfe von naturwissenschaftlich fundierten Informationen und Transparenz zur Meinungsfindung beigetragen.

<sup>1</sup> Die Studie der BGR zu Schiefergas-Potenzialen in Deutschland ist im Internet abrufbar unter: [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR\\_Schiefergaspotenzial\\_in\\_Deutschland\\_2012.pdf](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf)



## 4.7 Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende

Zunehmende Mengen an fluktuierenden erneuerbaren Energien im Rahmen der deutschen Energiewende beeinflussen die jederzeit zuverlässige Stromversorgung. Speichertechnologien stellen eine von mehreren Lösungsoptionen zur Integration Erneuerbarer dar. Darunter gelten insbesondere Wasserkraft-Speicher und Pumpspeicherkraftwerke als effizient und kostengünstig. Der Weltenergieat – Deutschland hat 2012 die Prognos AG beauftragt, ergebnisoffen zu untersuchen, inwieweit Speicherwasserkraftwerke in den Alpenländern und Skandinavien einen Beitrag dazu leisten können, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und Reservestrom bereitzustellen.

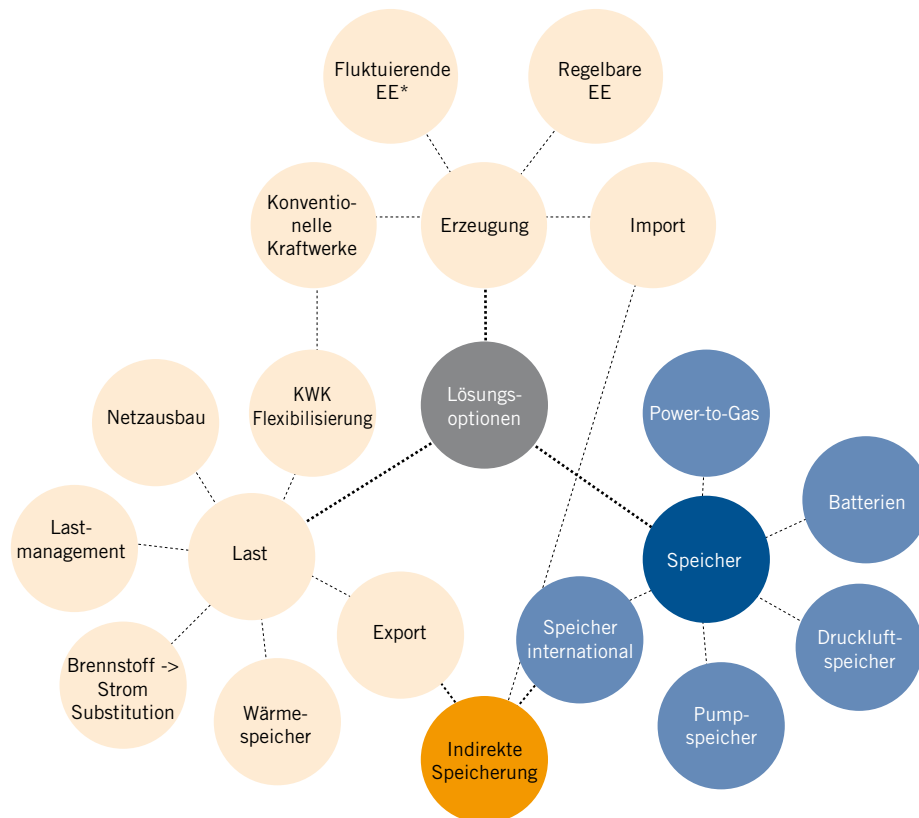
Der Studie zufolge können im Jahr 2050 38 TWh im deutschen Stromsystem nicht zeitgleich verbraucht werden. Andererseits würden in der Mehrzahl der Jahresstunden regenerative Energien trotz einer deutlichen Zunahme der installierten Leistung nicht den Strombedarf decken. Speicher können dieses Problem verringern. In

Zusammenarbeit mit Institutionen und Unternehmen aus Deutschland, Norwegen, Österreich, Schweden und der Schweiz wurden die Speicherpotenziale in diesen Ländern untersucht. Die Studie bewertete auch die ökonomische Sinnhaftigkeit einer stärkeren Verbindung zwischen diesen meist wasserkraftbasierten Stromsystemen mit Deutschland.

Die Untersuchung führte zu folgenden Ergebnissen:

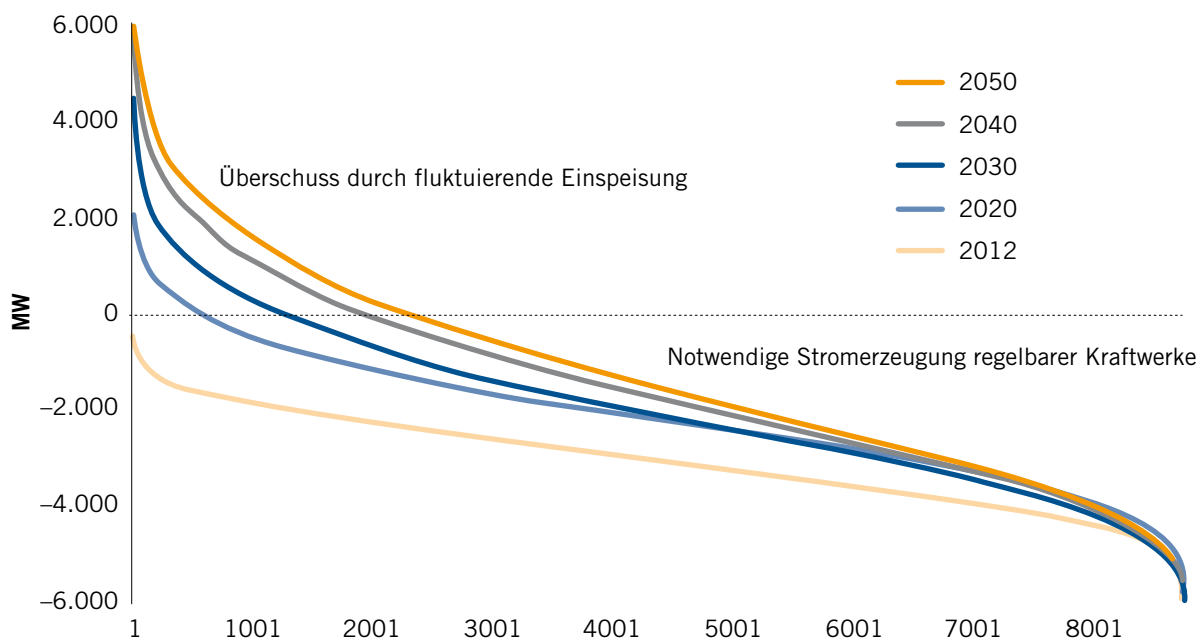
- Deutsche Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke weisen eine Leistung von 6,8 GW und ein Arbeitsvolumen von ca. 0,05 TWh auf. Ihr Ausbaupotenzial ist noch nicht vollständig beziffert. Die Leistung kann in der Regel über etwa 6 bis 8 Stunden genutzt werden. Deshalb können diese Wasserkraftwerke nur einen begrenzten Beitrag zur Speicherung von Überschussstrom und Einspeisung in wind- und sonnencheinlosen Zeiten leisten.

**Abbildung 4.23: Lösungsmöglichkeiten für die Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem**



Quelle: Prognos AG

**Abbildung 4.24: Jahresdauerlinien der Überschüsse durch die fluktuierende Stromeinspeisung in Deutschland von 2012 bis 2050, in MW**



Quelle: Prognos AG

- Skandinavien (hier: Norwegen und Schweden) verfügt heute mit 116 TWh über ein Arbeitsvolumen in Speicherwasserkraftwerken, das ca. 2.300 Mal größer ist als das deutsche. Das Speichervolumen der Alpen (hier: Österreich und die Schweiz) ist mit ca. 12 TWh bei weitem nicht so groß wie das skandinavische.
  - Kurz- und mittelfristig können die Speicherkapazitäten des Alpenraums einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien, besonders der süddeutschen Photovoltaik leisten. Langfristig werden die Speicher von diesen Ländern selbst benötigt.
  - Dagegen kann die indirekte Speicherung von überschüssigem Strom in skandinavischen Speicherwasserkraftwerken zur Versorgungssicherheit sowie zur Integration erneuerbarer Energien und damit zur Energiewende beitragen.
  - Bei der indirekten Speicherung würde Strom aus deutschen Überschüssen in Skandinavien direkt verbraucht, während die dortigen Wasserkraftspeicher geschont würden. In Skandinavien kann dann zu einem späteren Zeitpunkt Strom in den Speicherkraftwerken erzeugt werden, um ihn zu exportieren. Voraussetzung für die indirekte Speicherung ist die Errichtung von Interkonnektoren zwischen den Ländern und die Verstärkung des landseitigen Übertragungsnetzes. Die indirekte Speicherung stellt mit einem Wirkungsgrad von rd. 90 % die energetisch effizienteste Art der Speicherung dar.
  - Die Studie schätzt das wirtschaftliche Neubaupotenzial von heute bis zum Jahr 2050 auf 7 bis 12 GW für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien – inkl. der bereits konkret geplanten Projekte. Damit könnten 10 bis 20 TWh bzw. 26 bis 52 % des deutschen Überschussstroms genutzt werden.
- Um dieses Potenzial zu heben, bedarf es eines planungssicheren europäischen Marktdesigns, das auch die Leistungsbereitstellung aus dem Ausland über Interkonnektoren berücksichtigt. Sollten sich Preisunterschiede zwischen den Strommärkten infolge des Leitungsausbaus schrittweise reduzieren, würde das wirtschaftliche Neubaupotenzial gedämpft. Zudem stehen Interkonnektoren nach Deutschland im Wettbewerb mit anderen eventuell neu zu bauenden Verbindungen, z. B. zwischen Großbritannien und Norwegen. Diese Einschränkungen sprechen für ein stufenweises Vorgehen beim Ausbau.

## 4.8 Netzentwicklungsplan 2012

### Netzentwicklungsplan (NEP) – Rechtsgrundlage

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW haben die im Energiewirtschaftsgesetz geregelte gemeinsame Aufgabe, einen Plan für den Ausbau der Übertragungsnetze für die nächsten zehn Jahre zu erarbeiten. Dieser ist jährlich zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) als der zuständigen Regulierungsbehörde zu übergeben. Vor der Erarbeitung des NEP wird der sogenannte Szenariorahmen erstellt, der in drei Szenarien die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen bei Energieverbrauch und -erzeugung sowie deren regionale Verteilung darstellt und die Grundlage des NEP bildet.

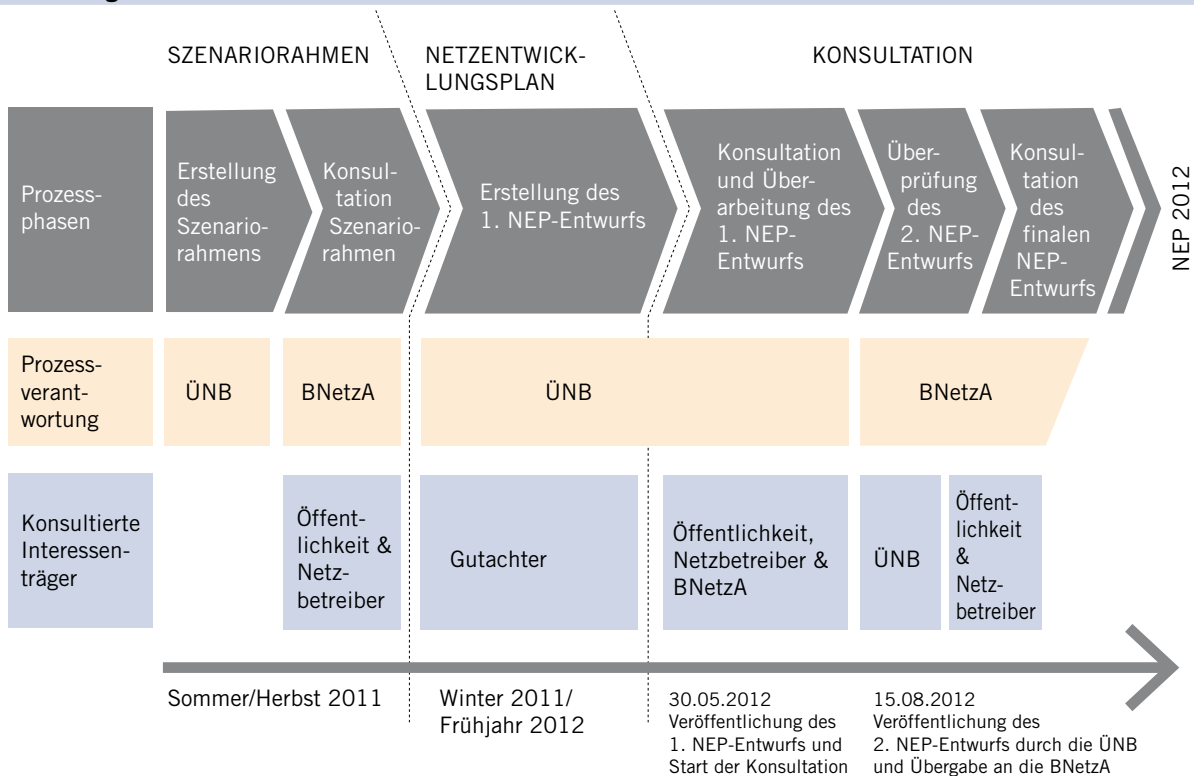
### Netzentwicklungsplan – Inhalt

Der Netzentwicklungsplan zeigt für vier von der BNetzA genehmigte Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien alle Maßnahmen auf, die zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes erforderlich

sind. Damit kann ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch in zehn Jahren gewährleistet werden. Der Netzentwicklungsplan beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von Übertragungsleitungen, sondern dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten und enthält konkrete Empfehlungen für den Aus- und Neubau der Onshore-Übertragungsnetze in Deutschland. Zur Bestimmung der notwendigen Maßnahmen folgen die ÜNB dem sogenannten NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau).

Das Leitszenario B 2022 und der daraus resultierende erhebliche Netzausbaubedarf ist das Ergebnis des NEP 2012 und bildet einen verlässlichen Entwicklungspfad für den Netzausbau bis zum Jahr 2022. Dies wird durch das Ausblicksszenario B 2032 (Fortschreibung des Szenarios B2022 bis zum Jahr 2032) und Untersuchungen zur Spannungsstabilität bestätigt. Schwerpunkte sind hierbei leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen. Als Berechnungsgrundlage dienen neben dem bestehenden Netz die sich derzeit im Bau befindlichen, in ihren öffentlich-rechtlichen Planungen weit fortgeschrittenen oder

Abbildung 4.25: Verfahren bis zur Konsultation\*



\*Dieser Prozess wiederholt sich jährlich.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

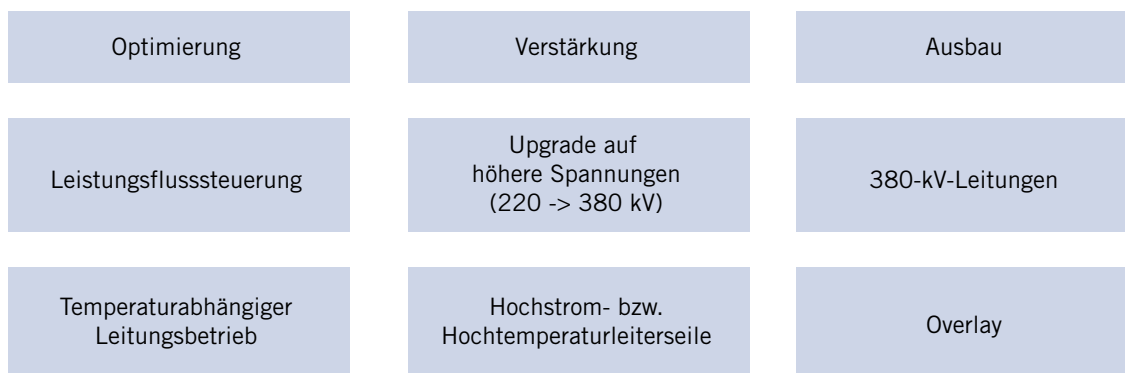
**Tabelle 4.5: Übersicht über den Szenariorahmen im NEP 2012**

	Installierte Nettoleistungen [GW]				
	2010 Referenz	2022 Szenario A	2022 Szenario B	2032 Szenario B	2022 Szenario C
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	21,2	18,5	13,8	18,5
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
<b>Summe konv. Kraftwerke</b>	<b>101,8</b>	<b>91,1</b>	<b>89,1</b>	<b>87,3</b>	<b>89,1</b>
Laufwasser	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
Andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
<b>Summe Erneuerbare Energien</b>	<b>56,3</b>	<b>115,6</b>	<b>129,8</b>	<b>174,7</b>	<b>149,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>158,1</b>	<b>206,7</b>	<b>218,9</b>	<b>262,0</b>	<b>238,1</b>

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom, BNetzA

**Abbildung 4.26: NOVA-Prinzip**

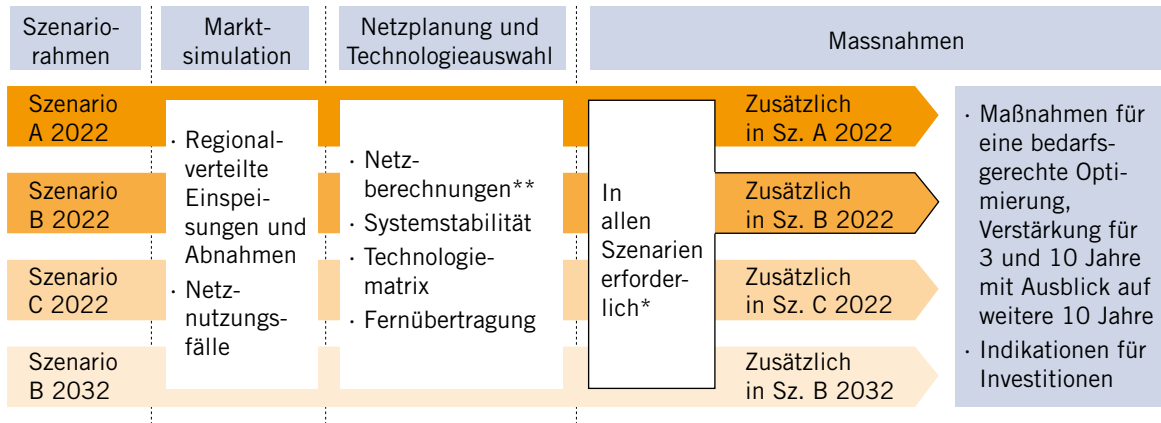
380/220-kV-Übertragungs-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 4.27: Überblick über die Analysen des NEP 2012



\* Hauptaugenmerk auf Szenario B 2022.

\*\* Betrachtung von Sensitivitäten beim Verbrauchsverhalten.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 4.28: Übersicht über die Netzausbaumaßnahmen im Leitszenario B 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

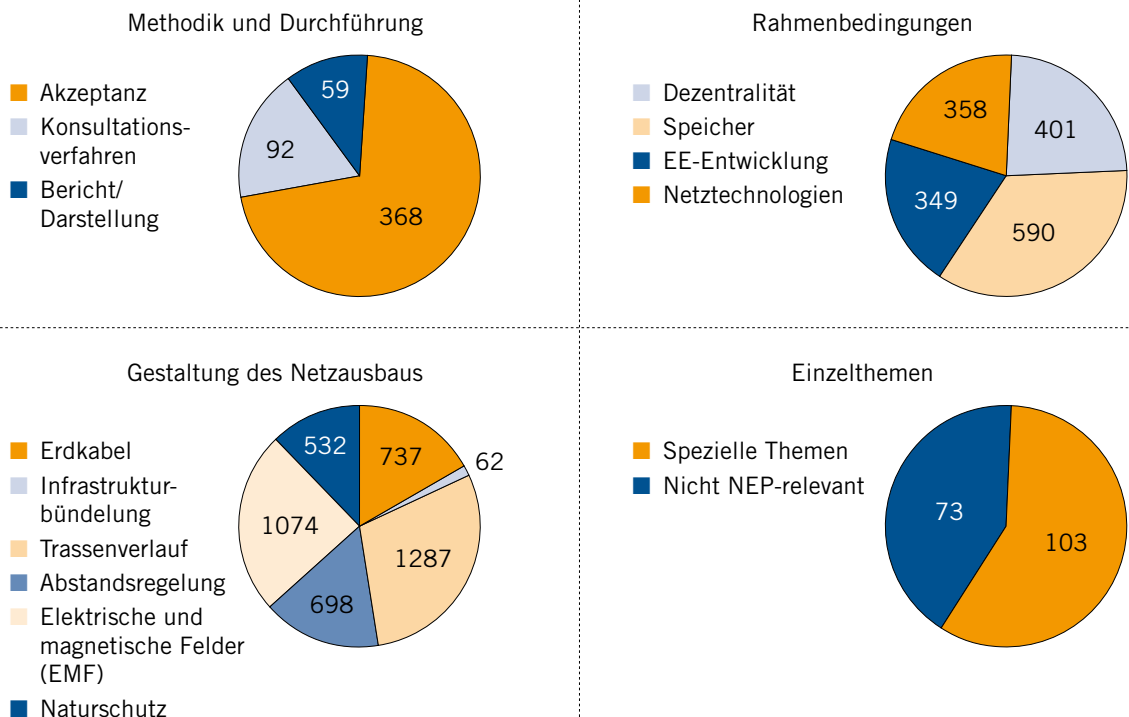
gesetzlich geforderten Maßnahmen. Sie bilden das sogenannte Startnetz.

B 2022 sieht Netzverstärkungen und -optimierungen auf vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 Kilometern vor. Der Trassenneubau umfasst 1.700 km. Die für den Ausbau der Übertragungsnetze erforderlichen Investitionen in den nächsten 10 Jahren liegen bei ca. 20 Mrd. Euro. Darin ist der Optimierungs-, Ausbau- sowie Investitionsbedarf des Startnetzes bereits enthalten. Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes sind auch Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) vorgesehen. Sie ermöglichen auf den langen Strecken von Norden nach Süden mit insgesamt 2.100 km Länge eine verlustarme Übertragung und stabilisieren das Drehstromnetz. Der Einsatz von HGÜ-Verbindungen ist technisch möglich. Die Entscheidung darüber ist aber nicht Inhalt des NEP.

### Netzentwicklungsplan – Konsultation

Der Startschuss für die Konsultation fiel am 30. Mai 2012 mit der Veröffentlichung des ersten NEP-Entwurfs nach dessen Übergabe an die Bundesnetzagentur. Anschließend hatte die Öffentlichkeit bis zum 10. Juli 2012 Gelegenheit, zum Netzentwicklungsplan Stellung zu beziehen. Zahlreiche Bürger, Organisationen, Politik, Unternehmen und Wissenschaft nutzten die Gelegenheit, so dass trotz des vorgegebenen kurzen Zeitraums 2.100 Konsultationsbeiträge eingingen. Bemerkenswert ist dabei, dass 87 % der Stellungnahmen von Privatpersonen eingereicht wurden. Alle Stellungnahmen wurden durch die ÜNB geprüft, um auf ihrer Basis den NEP zu überarbeiten. Im August 2012 wurde er in einer zweiten Fassung der Bundesnetzagentur übergeben und zeitgleich veröffentlicht. Eine wesentliche Modifikation ist, dass bestimmte Maßnahmen vom Startnetz ins Ergebnisnetz verschoben wurden, um das Start- vom Ergebnisnetz schärfer abzugrenzen. Auf das Gesamtvolumen des Netzoptimierungs- und Ausbaubedarfs hatte dies allerdings keinen Einfluss.

**Abbildung 4.29: Überblick über die Konsultationsbeiträge und die Häufigkeit der Nennungen eines Themas**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Zudem enthält der überarbeitete Entwurf nun zusätzliche ausführliche Erläuterungen zu den in den Stellungnahmen angesprochenen Themen wie Szenariorahmen, Infrastrukturbündelungen, NOVA-Prinzip, zu Technologien, Übertragungsbedarf und Spannungsstabilität. Es wäre wünschenswert, dass – wie auch in anderen Ländern – der jährliche Turnus für die Erstellung des Netzentwicklungsplanes auf zwei Jahre verlängert wird. Denn für das Gelingen der Energiewende sind Akzeptanz und Dialog wichtige Bausteine. Beide würden durch einen zweijährigen Turnus bei der Erstellung des NEP gefördert, denn so hätten alle Beteiligten mehr Zeit für die Konsultation und eine konstruktive Umsetzung der Beiträge in die Prozesse. Im Wechsel mit der Erstellung des Europäischen Netzentwicklungsplanes TYNDP könnte so unter verstärkter Einbindung aller Beteiligten/Betroffener die Aufgabenstellung sogar noch besser erfüllt werden. Denn ansonsten parallel laufende Konsultationen von Szenarien und Ergebnissen unterschiedlicher NEP- Jahrgänge erscheinen eher schwer vermittelbar und „verwirrend.“

Die auch im zweiten Entwurf des NEP 2012 im Leitszenario ermittelte Gleichstromtechnologie macht die Erweiterung des Drehstromnetzes nicht obsolet. Beide haben komplementäre Funktionen.

Gleichstromverbindungen können das vermaschte Drehstromnetz nicht ersetzen, aber ideal ergänzen. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes soweit wie möglich in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von DC- und AC-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung der Übertragungsnetze für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Ferntransportbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme: Die im NEP ermittelten Investitionssummen spiegeln die große Zahl der notwendigen Entwicklungsmaßnahmen wider. Im Rahmen der Gesamtkosten der Energiewende stellen sie aber einen vergleichbar geringen Anteil dar, der allerdings als absolut notwendig für ihre erfolgreiche Umsetzung anzusehen ist.

Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Wenn er weiterhin hinter der Ausbaugeschwindigkeit der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien zurück bleibt, sind die Erreichung der politischen Ziele und die Versorgungssicherheit gefährdet. Ein Verzicht auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes würde darüber hinaus an anderer Stelle Kosten verursachen, beispielsweise durch das

Auseinanderfallen des gemeinsamen Marktgebietes in Deutschland und die Herausbildung von Zonen mit unterschiedlichen Großhandelspreisen für Strom (sog. Market-Splitting), zunehmende regionale Abschaltungen von Erzeugern regenerativer Energien bzw. von Verbrauchern (Einspeisemanagement) und immer höhere Kosten für Redispatch. Nicht zu vernachlässigen ist unter anderem auch, dass die NEP-Projekte der Übertragungsnetzbetreiber teilweise erhebliche Wechselwirkung mit dem Verteilnetz haben, in dem ebenfalls ein großer Ausbaubedarf besteht. Diese Wechselwirkungen sollten bei künftigen NEPs stärker beleuchtet werden. Zusätzlich zum landseitigen Übertragungsnetz ist der Netzausbau auch für die Offshore-Anbindungen (siehe hierzu der in Erarbeitung befindliche Offshore-NEP 2013) und für die zuvor genannte Verteilnetzebene (siehe hierzu die im Dezember 2012 veröffentlichte dena-Verteilnetzstudie, die einen Investitionsbedarf bis 2030 in einer Bandbreite von rd. 28 bis rd. 43 Mrd. Euro vorausgerechnet hat) nötig.

Die BNetzA hat den von ihr bestätigten ersten Netzentwicklungsplan, den NEP 2012, sowie den begleitenden Umweltbericht im November 2012 an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie übergeben. Auf Basis des bestätigten NEP 2012 wurde der Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes erarbeitet, das im Dezember 2012 vom Bundeskabinett verabschiedet worden ist. Der Bundesbedarfsplan stellt den bundesweiten Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes für die jeweils folgenden zehn Jahre verbindlich fest.

Bundesweit wurden 51 Maßnahmen vordringlich eingestuft. Die ÜNB hatten auf Basis des gesamten Szenariorahmens A 2022, B 2022, C 2022 mit dem Ausblick auf B 2032 ein umfangreicheres Maßnahmenpaket B 2022 als passfähiges Konzept und Ergebnis des NEP 2012 für eine stabile Stromversorgung aus den Anforderungen im Leitszenario B 2022 analysiert und vorgelegt.

In Ihrer Einschätzung ging die BNetzA allerdings über den planerischen Ansatz der ÜNB hinaus und führte weitergehende Kriterien zur Beurteilung der Notwendigkeit der Maßnahmen ein. Die Bestätigung umfasst nun die aus Sicht der BNetzA vorerst auch unter sich ändernden energiewirtschaftlichen Bedingungen vordringlichen und damit unbedingt notwendigen Maßnahmen beschränkt auf das Leitszenario B 2022.

Der NEP wird jährlich aktualisiert und die Planung kann nachjustiert werden. Ein aktualisierter NEP wurde am 3.3.2013 durch die ÜNB vorgelegt. Die Netzausbaumaßnahmen, die im Rahmen des NEP 2012 ermittelt wur-



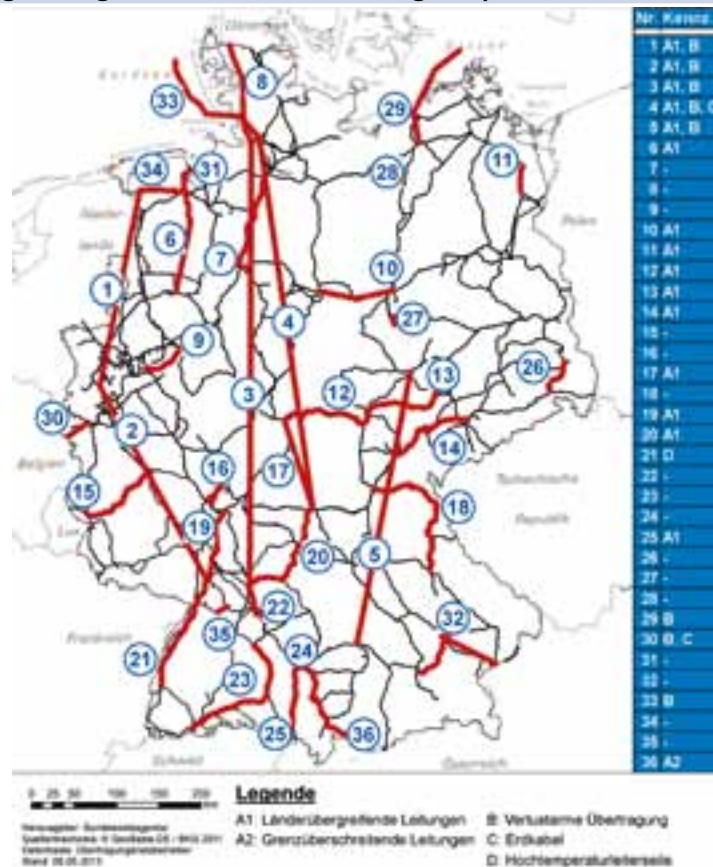
den, konnten auch im NEP 2013 als vordringlich identifiziert werden. Aufgrund der im Szenariorahmen des NEP 2013 konsultierten höheren Erzeugung aus erneuerbaren Energien wurden weitere Netzausbaumaßnahmen ermittelt.

Zeitlich parallel zur Energiewende in Deutschland vollzieht sich auch im europäischen Ausland ein Prozess zur schrittweisen Ablösung konventioneller Erzeugungskapazitäten durch erneuerbare Energien. Eingebettet in die Regelungen der EU-Binnenmarkttrichtlinie erstellt ENT-SO-E alle zwei Jahre ihren Ten Year Network Development Plan (TYNDP). Der aktuell vorliegende TYNDP 2012 weist für die europäischen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen in der Übertragungsnetzebene

einen Investitionsbedarf von rund 100 Mrd. Euro aus. Gleichzeitig zur Erstellung des NEP 2012 fand die Erarbeitung des Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP 2012) auf europäischer Ebene statt. Mit der Bestätigung des deutschen NEP 2012 wird implizit bescheinigt, dass dieser im Einklang mit dem TYNDP 2012 steht.

Die BNetzA übermittelt den genehmigten NEP mindestens alle drei Jahre an die Bundesregierung. Er ist die Basis für den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Die Bundesregierung ist ihrerseits dazu verpflichtet, mindestens alle drei Jahre einen solchen Entwurf dem Bundesgesetzgeber zur Abstimmung vorzulegen.

**Abbildung 4.30: Energieleitungen nach dem Bundesbedarfsplan (BBPIG) 2013**



Quelle: BNetzA





## 4.9 Die Rolle der Finanzwirtschaft bei Energieinvestitionen






















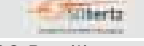










Der Investitionsbedarf in erneuerbare Energien, Stromnetze und Energieeffizienzmaßnahmen wird in den nächsten Jahren durch den vollständigen Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie bis 2022 nochmals deutlich wachsen. Zugleich sinkt die Ertragskraft der Energieversorgungsunternehmen, die traditionell als Investoren in Erscheinung getreten sind. Dies hat zu einer Debatte um neue Finanzierungslösungen zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele geführt.

Durch die von der Bundesregierung initiierte Energiewende ist es zu einer Vermögensentwertung bei einigen Marktteilnehmern dieser Industrie gekommen, die in dieser Tragweite weder von den Eigentümern noch den Managern der Unternehmen vorherzusehen war. Durch die politischen Entscheidungen leiden die Energieversorgungsunternehmen unter einer Kombination von nachlassender Ertragskraft bei gleichzeitig steigenden Investitionserfordernissen. Diese Ertragserosion im Energieerzeugungsgeschäft ist letztendlich das Resultat aus einem veränderten Produktionsmix, den der Gesetzgeber verursacht hat.

Die nachlassende Ertragskraft der deutschen Energieversorger spiegelt sich in den reduzierten Börsenbewertungen sowie den nach unten korrigierten Analystenprognosen einzelner Unternehmen wider. Die zunehmende Verschuldung vieler EVU in Verbindung mit dem Aufbrechen etablierter Wertschöpfungsketten verursacht eine aufmerksame Befassung der Ratingagenturen mit dieser Industrie. Ganz offensichtlich ist, dass die klassischen Marktteilnehmer allein nicht in der Lage sind, die erforderlichen Milliardenbeträge zur Finanzierung der Energiewende aus eigenen Mitteln aufzubringen. Weitere Eigenkapitalerhöhungen stehen bei negativen Aktienkursverläufen nicht im Fokus und zusätzliche Fremdkapitalaufnahmen stoßen auch bei den etablierten Energieversorgern irgendwann an natürliche Grenzen.

Um zusätzliche Mittel freizusetzen, haben die Energieversorger in Deutschland deshalb begonnen, nicht mehr zum Kerngeschäft gehörende Aktivitäten komplett oder zumindest anteilsweise zu veräußern. Allein die ehemaligen Verbundunternehmen haben in diesem Kontext angekündigt, Vermögensgegenstände im Wert von mehr als 20 Mrd. Euro abzugeben und sind bei der Umsetzung dieser Ziele unterschiedlich weit vorangeschritten. Damit

Abbildung 4.31: Transaktionen in der deutschen Energiewirtschaft (exemplarisch)

Zielobjekt	Käufer	Verkäufer	Enterprise Value (ca.)	Datum
	Kommunaler Energie-Zweckverband Thüringen		EUR 0,9 Mrd.	Jan 2013
			EUR 1,0 Mrd.	Dez 2012
			EUR 650 Mio.	Jul 2012
			EUR 3,2 Mrd.	Mai 2012
	Pensionskassen/ Versicherungsgesellschaften		EUR 1,1 Mrd.	Jul 2011
			EUR 150 Mio.	Jun 2011
	Rhein-Ruhr Konsortium von kommunalen Energieversorgern		EUR 3,2 Mrd.	Dez 2010
			EUR 500 Mio.	Dez 2010
			EUR 800 Mio.	Mrz 2010
GESO Beteiligungs und Beratungs AG			EUR 850 Mio.	Feb 2010
			EUR 1,1 Mrd.	Nov 2009
	 Integra Konsortialpartner		EUR 2,9 Mrd.	Okt 2009

➔ Nicht strategische Investoren, sondern institutionelle und kommunale Geldgeber dominieren die Käuferseite!

Quelle: mergermarket

**Abbildung 4.32: Einbindung institutioneller Geldgeber – wesentliche Merkmale**

1. Bonitätsstarker und kapitalstarker Finanzierungspartner mit großer Akzeptanz
2. Keine strategischen Eigenambitionen des institutionellen Geldgebers, aber langfristiger Anlagehorizont
3. Passiver Co-Investor neben einem erfahrenen operativen Partner
4. Interesse an sicheren Investments mit stabilen Cash Flows bei angemessener Rendite
5. Hoher Kapitalanlagebedarf und Interesse an Folgeinvestitionen – Sicherung optimaler Kapitalausstattung

➔ **Implementierung einer langfristigen Partnerschaft zwischen Energieversorger und institutionellen Geldgebern**

Quelle: G. F. Sommer, Commerzbank

einher gingen Maßnahmen zur Neuausrichtung der Geschäftsmodelle sowie der Effizienzsteigerung.

Ein derartiger Beteiligungsabbau war innerhalb der Versorgungsbranche nicht möglich und hat dazu geführt, dass auf der Erwerberseite öffentliche Hände oder Kapitalsammelstellen verstärkt in Erscheinung getreten sind (siehe Abb. 4.31).

Aber selbst die öffentlichen Hände und die ihr zuzurechnenden Unternehmen mit ihrer bekanntermaßen sonst unerreichten Fähigkeit zur Beschaffung von günstigem

Fremdkapital sind aus unterschiedlichen Gründen nicht in der Lage, die Energiewende alleine zu schultern. Teils aus Gründen der Risikogewichtung, der Regionalität oder der schieren Größe sind diese Marktteilnehmer nur für einige ausgesuchte Teile der Energiewende als Marktteilnehmer zu sehen. Ein Schwerpunkt der Investitionen der öffentlich-rechtlichen EVU lag sicherlich in der Übernahme bestehender Aktivitäten der Energieverteilung und -versorgung, die als vergleichsweise risikoarm und kommunalnah eingestuft werden.

**Abbildung 4.33: Versicherer als mögliche Investoren**

Versicherer auf der Suche nach neuen Investments	Größte deutsche Versicherungsgesellschaften		
Aktuelles Niedrigzinsumfeld	<b>Rang</b>	<b>Beitragseinnahmen</b>	
Stabilität und Attraktivität der Zahlungsflüsse	<b>2011 Unternehmen</b>	(2011 in Mio EUR)	Änd. in %
Keine Korrelation mit Kapitalmarktentwicklung	1 Allianz Group	103.560	-2,7
Inflationsschutz	2 Münchener-Rück-Gruppe	49.572	+8,9
Mangel an Alternativanlagen	3 Talanx AG	23.682	+3,6
	4 Generali Deutschland Holding AG	16.168	-0,7
	5 V+R Konzern	11.332	+2,0
	6 Axa Konzern AG	10.634	+2,1
	7 Debeka Versicherungen	8.849	+3,2
	8 Versicherungskammer Bayern	6.644	-7,1
	9 Zurich Gruppe Deutschland	6.323	-9,4
	10 Signal Iduna Gruppe	5.467	-3,1

➔ **Großes Interesse an langfristiger Kapitalüberlassung in regulierte Energieinfrastruktur**

Quelle: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 4.7.2012



#### Abbildung 4.34: Vorteile der Einbindung institutioneller Geldgeber für EVU – wesentliche Merkmale

1. Kosten-/zeiteffizienter Prozess unter größter Vertraulichkeit
  2. Langfristige Beziehung mit bonitätsstarken Partnern
  3. Reduzierung finanzieller Belastung bei Folgeinvestitionen
  4. Vermeidung strategischer Einflussnahme direkter Konkurrenten
  5. Kompatibilität der Interessen im Gesellschafterkreis
- ➔ **Schaffung einer „Win-win-Situation“ für Energieversorger als auch institutionelle Geldgeber**

Quelle: G. F. Sommer, Commerzbank

Mit dem Erwerb bereits bestehender Infrastruktur durch Länder oder Kommunen erfolgt aber kein aktiver eigener Beitrag zur Energiewende, sondern lediglich eine Ausweitung der Einflussosphäre der öffentlichen Hand in die deutsche Energiewirtschaft. Bemerkenswert ist an dieser Stelle die Tatsache, dass sich die ausländischen EVU im Zeitablauf immer weiter aus dem deutschen Markt zurückgezogen haben und keinerlei Anstrengungen unternehmen, eine Position in diesem Markt aufzunehmen.

Insgesamt wird damit deutlich, dass weder die privatwirtschaftlich noch die öffentlich-rechtlich organisierten EVU das insgesamt benötigte Kapital für die Energiewende aufbringen. Durch das aktuell niedrige Zinsniveau wird aber ein Teil der Energiewirtschaft für institutionelle Geldanleger interessant, die bisher vor allem als Käufer von Anleihen aufgetreten sind. Wesentliche Merkmale dieser Kapitalgeber sind in Abbildung 4.32 kurz skizziert.

Deutsche Versicherungen und Pensionskassen sind nicht zuletzt aus versicherungsregulatorischen Gründen als langfristig orientierte Kapitalanleger bekannt und verwalten Kapitalanlagen von über 1.000 Mrd. Euro. Ein großer Teil dieser Anlagen erfolgte in der Vergangenheit über Staatsanleihen, deren Risiko-Ertragsprofil sich zuletzt jedoch deutlich verschlechtert hat. Für die zur Vorsicht angehaltenen konservativen institutionellen Geldanleger ist der regulierte Teil der Energiewirtschaft eine willkommene Alternative zur Anlage in festverzinsliche Wertpapiere. Eine Übersicht der jährlichen Prämieinnahmen der großen Versicherer ergibt sich aus Abbildung 4.33.

Institutionelle deutsche Geldanleger lassen sich bei ihren Anlageüberlegungen von den Faktoren Ertrag, Planbarkeit und Sicherheit leiten, wobei langfristige Engagements aufgrund der Volumina eine große Rolle spielen. Der Anlagewunsch dieser Kapitalsammelstellen deckt sich passenderweise mit den Investitionserfordernissen der deutschen leitungsgebundenen Energiewirtschaft, die ebenfalls langfristig denken muss. Neben der Übereinstimmung beim Zeithorizont ist auch die sonstige Komplementarität der Partner von großer Bedeutung. Während die Geldgeber sowohl langfristiges Eigenkapital stellen und auch Folgeinvestitionen in den kommenden Jahren schultern können, müssen die Vertreter der Energiewirtschaft die Sachkunde im Betrieb dieser Unternehmen sicherstellen. Gleichzeitig ist aus Sicht der EVU und der Investoren zu gewährleisten, dass keine konkurrierenden Interessenlagen aufeinanderprallen und die Reibungsfreiheit im Gesellschafterkreis und im Betriebsablauf nicht gefährdet wird. Die wesentlichen Vorteile der Einbindung institutioneller Geldgeber aus Sicht eines Energieversorgers sind in Abbildung 4.34 zusammengefasst.

In Deutschland hat die Beteiligung von Pensionskassen und Versicherungen am Hochspannungsnetz der Dortmunder Amprion breite Aufmerksamkeit gefunden und gezeigt, dass die öffentliche Akzeptanz für diese Art von Infrastrukturfinanzierung vorhanden ist. Sie ermöglicht in professioneller Weise den Einsatz von Bürgergeld auch bei großen Investitionsvorhaben und wird zu Recht weitere Nachahmer finden.

## 4.10 Indikatoren zur Messung der Energieeffizienz in Deutschland

Das Energiekonzept der Bundesregierung umfasst unterschiedliche Maßnahmen, mit denen der Umbau der Energieversorgung vorangetrieben werden soll. Neben dem Klimaschutz soll dabei aber auch der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit Rechnung getragen werden. Die Erhöhung der Energieeffizienz ist eine viel beschworene Strategie um potenziellen Knappheitsproblemen bei fossilen Energierohstoffen zu begegnen und zugleich den komplexen Anforderungen der Energiewende Rechnung zu tragen.

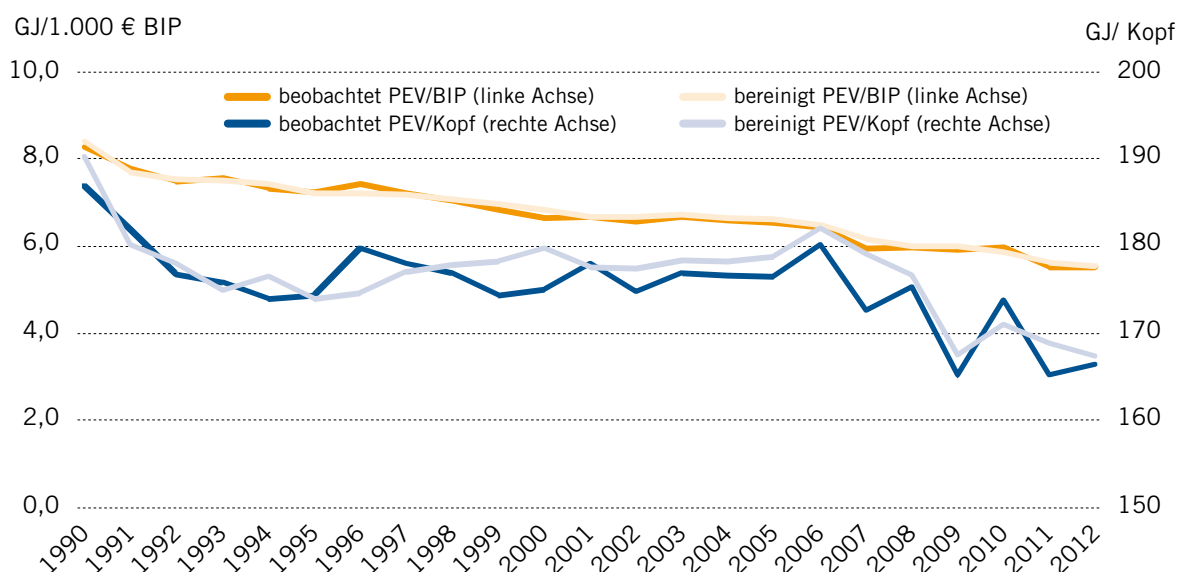
Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und einfach. Nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität ist wirtschaftlich sinnvoll. Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also der Verbrauch an Primär- oder Endenergie in Relation zu ökonomischen Leitgrößen wie z. B. dem Bruttoinlandsprodukt oder zur Bevölkerung gesetzt. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

In der Zeit zwischen 1990 und 2012 ist die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz im Jahresdurchschnitt um 1,86 % gestiegen. Um 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt zu erwirtschaften, müssen deshalb heute nur noch 5,5 GJ an Primärenergie eingesetzt werden; 1990 waren es noch 8,3 GJ (vgl. Abb. 4.35). Der Primärenergieverbrauch pro Kopf verringerte sich im gleichen Zeitraum um 11 %. Dies entspricht einer jahresdurchschnittlichen Erhöhung der Energieeffizienz um 0,53 %.

Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz spiegelt auch statistische Effekte wider. Für die primärenergetische Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik sowie der Kernenergie, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, gibt es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie z. B. den Heizwert. Bei der Erstellung der Energiebilanzen für Deutschland wird in diesen Fällen deshalb das sog. Wirkungsgradprinzip angewendet. Bei dieser Methode wird der Kernenergie ein als repräsentativ erachteter Wirkungsgrad von 33 % zugrunde gelegt. Die Stromerzeugung aus den o.g. erneuerbaren Quellen geht hingegen in Höhe ihrer tatsächlichen Erzeugung in die Primärenergiebilanz ein (Wirkungsgrad 100 %).

**Abbildung 4.35: Primärenergieverbrauch pro Einheit realen Bruttoinlandsprodukt und pro Einwohner**  
beobachte und temperatur- u. lagerbestandsberienigte Werte, 1990 bis 2012



Quelle: AG-Energiebilanzen und DESTATIS

**Tabelle 4.6: Ausgewählte Kennziffern zur Messung der Energieeffizienz im Endenergieverbrauch 1990 bis 2010, absolute Effizienzkennziffern u. jahresdurchschnittliche Veränderung in %**

Sektor	Einheit	1990	2011 <sup>3</sup>	durch. Ver. p.a. %
<b>Industrie</b>				
Energie	GJ/1.000 € BPW <sup>1)</sup>	4,0	2,5	- 2,27
Wärme	GJ/1.000 € BPW <sup>1)</sup>	3,0	1,7	- 2,59
Strom	kWh/1.000 € BPW <sup>1)</sup>	277,0	205,5	- 1,41
<b>GHD</b>				
Energie	GJ/1.000 € BWS <sup>1)</sup>	1,4	0,8	- 2,50
Wärme	GJ/1.000 € BWS <sup>1)</sup>	1,1	0,5	- 3,53
Strom	kWh/1.000 € BWS <sup>1)</sup>	93,2	89,2	- 0,21
<b>Private Haushalte</b>				
Energie	MJ/m <sup>2</sup> Wohnfläche	859,0	624,0	- 1,51
Wärme	MJ/m <sup>2</sup> Wohnfläche	706,8	481,0	- 1,82
Strom	kWh/m <sup>2</sup> Wohnfläche	42,3	39,7	- 0,29
<b>Verkehr</b>				
Energie	MJ/100 PKM <sup>2)</sup>	66,1	34,8	- 3,01
Kraftstoffe	MJ/100 PKM <sup>2)</sup>	64,7	33,9	- 3,03
Strom	kWh/100 PKM <sup>2)</sup>	1,4	0,8	- 2,45
<b>Endenergie</b>				
Energie	GJ/Kopf	118,8	106,8	- 0,50
Wärme	GJ/Kopf	98,2	83,8	- 0,76
Strom	kWh/Kopf	5.706,1	6.405,5	0,55

1) Realer Bruttoproduktionswert (BPW) und reale Bruttowertschöpfung (BWS).

2) Gesamte Verkehrsleistung umgerechnet auf Personenkilometer (PKM), (1 Tonnenkilometer entspricht 10 Personenkilometer).

3) Vorläufige Werte.

Quellen: Eigene Berechnung EEFA nach Angaben der AG-Energiebilanzen und DESTATIS

Vor diesem Hintergrund führt der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung langfristig zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz. Da der Erzeugung einer Megawattstunde Strom aus Kernenergie der dreifache Primärenergieeinsatz zugerechnet wird, ist dieser statistische Effekt besonders ausgeprägt, wenn dem Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie eine gleichhohe Zunahme der Stromerzeugung aus Wind- oder Solarenergie gegenüber steht (rein rechnerisch ergäbe sich in diesem Falle eine Einsparung an Primärenergie von 2 TWh je TWh verdrängter Stromerzeugung aus Kernenergie).

Die hoch-aggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt darüber hinaus den Blick

auf viele Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. So ist aus Analysen des Energieverbrauchs bekannt, dass Abweichungen des spezifischen Energieverbrauchs von seinem mittelfristigen Trend durch kurzfristige Schwankungen der Temperatur (Witterungseffekte) sowie der konjunkturellen Entwicklung (Auslastung) hervorgerufen werden können.

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Energiebilanz bei Privaten Haushalten und in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bei den lagerfähigen Energieträgern nur Absatzzahlen und nicht der tatsächliche Verbrauch erfasst. Daher sind diese Elemente um preisinduzierte Veränderungen der Lagerbestände verzerrt, was bei kurzfristigen Analysen der Energieeffizienz

enz zu Fehlinterpretationen führen kann. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen veröffentlicht vor diesem Hintergrund zusätzlich zum beobachteten Primär- und Endenergieverbrauch temperatur- und lagerbestandsbereinigte Werte, die vom Grundsatz her besser geeignet sind, um die Veränderung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz bzw. -produktivität widerzuspiegeln.

In der Marktwirtschaft beeinflussen weitere Faktoren die Entwicklung der Energieeffizienz. Langfristig geht insbesondere vom sektoralen Strukturwandel ein Einfluss auf den Energieverbrauch aus. Typischerweise werden zwei Arten des Strukturwandels unterschieden: Der intersektorale Strukturwandel, also die Verlagerung der wirtschaftlichen Aktivitäten zwischen Branchen und der intrasektorale, brancheninterne Strukturwandel. Der tatsächliche Strukturwandel kann energiesparend (abnehmende Bedeutung energieintensiver Branchen bzw. Produkte) oder energieverbrauchserhöhend wirken (zunehmende Bedeutung energieintensiver Prozesse).

Aufgrund der skizzierten Vermischung unterschiedlicher Einflussfaktoren ist eine sektoral differenzierte Analyse, besser noch eine weitere Disaggregation nach einzelnen Verbrauchsbereichen bzw. Anwendungszwecken zur empirischen Bewertung der Energieeffizienz unerlässlich. Zur Ableitung aussagefähiger Effizienzindikatoren innerhalb dieser Teilbereiche können dann Bezugsgrößen herangezogen werden, die die speziellen Einsatzbedingungen von Energie in den jeweiligen Sektoren widerspiegeln: Auf der Ebene der Industrie oder des Gewerbes wird eine wertmäßige Leistungsgröße, wie etwa der Bruttowertschöpfung oder die Bruttowertschöpfung, als Bezugsgröße zur Ableitung der Energieeffizienz gewählt. Bei den Privaten Haushalten erscheint es zweckmäßig, als Effizienzindikator den spezifischen Energieverbrauch je Quadratmeter Wohnfläche heranzuziehen, da der größte Teil des Verbrauchs der Raumheizung dient. Im Verkehrssektor wird der Energieverbrauch typischerweise auf die Verkehrsleistung (in Tonnen- oder Personenkilometern) bezogen. Im motorisierten Individualverkehr (MIV), der nach wie vor den Energieverbrauch zu Verkehrszwecken dominiert, stellt der spezifische Kraftstoffverbrauch (in l/100 km) der Fahrzeugflotte bzw. der Neuzulassungen eine eher technisch determinierte, wenn gleich allgemein anerkannte Effizienzkennziffer dar.

Bei der Endenergieeffizienz waren im Zeitraum von 1990 bis 2011 in nahezu allen Sektoren spürbare Verbesserungen festzustellen. Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch je Einwohner ist im langjährigen Durchschnitt eine Senkung des spezifischen Energieeinsatzes um 0,5 % pro Jahr zu beobachten. Dies ist einer-

seits auf technische Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz in allen Sektoren des Endenergieverbrauchs, wie z. B. der Austausch veralteter Produktionstechnik durch hochmoderne effiziente Anlagen in Industrie und Gewerbe, Fortschritte bei der energetischen Sanierung von Gebäuden oder der Einsatz effizienterer Antriebstechnologien im Verkehr, zurückzuführen. Andererseits haben dazu auch Substitutionen von Energie durch sekundäre Abfallrohstoffe (Stahlschrott, Altglas, Altpapier usw.) beigetragen, die über das Recycling zurückgeführt werden und insbesondere in energieintensiven Produktionsprozessen Energie sparen.

Für die Erfolgskontrolle der Energiewende durch die Politik – etwa im Rahmen begleitender Monitorings – können Indikatoren der Energieeffizienz nur dienen, wenn eindeutig formulierte Effizienzziele vorliegen. Allerdings verbietet die Komplexität des Begriffs „Energieeffizienz“ die alleinige Nutzung sehr einfacher hochaggrierter Kennziffern zur Ableitung energie- bzw. umweltpolitischer Zielgrößen. Vielmehr ist ein System von empirisch erfassbaren Effizienz-Indikatoren zu formulieren, das Informationen über den aktuellen Zustand der Energieeffizienz, auf dessen Verbesserung die Energiepolitik ausgerichtet ist, bereitstellt.

## 4.11 Kraftwerksprojekte in Deutschland

Laut der Kraftwerksliste 2013 des BDEW sind insgesamt 78 Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 38.000 MW in Planung, im Genehmigungsverfahren, genehmigt, im Bau oder im Probebetrieb. 52 Projekte davon sind Erdgaskraftwerke oder Offshore- Windanlagen. Allerdings sind nur 26 der insgesamt 78 geplanten Kraftwerke konkret in der Umsetzung. Drei Kraftwerke befinden sich bereits im Probebetrieb, 23 Anlagen sind im Bau. Für 23 weitere Projekte wurden die erforderlichen Genehmigungen erteilt. 16 Kraftwerke sind im Genehmigungsverfahren und 13 weitere Projekte sind in Planung.

Allein in diesem und im nächsten Jahr sollen 27 große Anlagen oder Offshore-Windparks in Betrieb gehen. Bis zum Jahr 2015 sollen nach jetzigem Planungsstand rund 16.000 Megawatt neue Kraftwerksleistung installiert sein.

Demgegenüber sind schon heute knapp 16.000 MW Kraftwerksleistung bekannt, die bis 2022 stillgelegt werden, darunter 3.600 MW in konventionellen Kraftwerken bis 2015 und 12.100 MW infolge des Kernenergieausstiegs bis 2022. Die Kraftwerksplanungen lassen ab 2016 jedoch deutlich nach. Selbst bei bereits genehmigten Kraftwerksprojekten stehen die finalen Investitionsentscheidungen noch aus. Bei 22 Projekten gibt es keine Angaben zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Hintergrund sind unsichere Investitionsbedingungen: unklare politische Rahmenbedingungen für ein zukünftiges Marktdesign, fehlende Wirtschaftlichkeit für Gas- und teilweise auch Steinkohlekraftwerke sowie Akzeptanzprobleme beim Bau.

**Tabelle 4.7: Kraftwerksprojekt >20 MW<sub>el</sub> Im Probebetrieb, im Bau, genehmigte, im Genehmigungsverfahren oder in Planung/Stand: 15. April 2013**

	Anzahl Projekte nach voraussichtlichem Inbetriebnahmejahr													k.A.	GESAMT
	2013	2013/ 14	2014	2015	2015/ 16	2016	2017	2017/ 19	2018	2019	2019/ 20	2020			
Braunkohle												1	1	2	
Steinkohle	5	1	1	1										3	11
Erdgas	6		2	2		6		1	1			1		9	28
Laufwasser	1						1								2
Pumpspeicher									2	4	1			3	10
Offshore-Wind	4	1	6	5	1		1							6	24
Druckluft														1	1
<b>GESAMT</b>	<b>16</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>78</b>	

**Tabelle 4.8: Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke (> 20 MW<sub>el</sub>)**

(Stand: 15. April 2013)

**Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:**

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

**Quellen:** Pressemeldungen der Unternehmen, Unternehmensangaben, Bundesnetzagentur

**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. Die Spalte „voraussichtliche Inbetriebnahme“ kennzeichnet i. d. R. den Beginn des kommerziellen Betriebs.

Aufgrund der Vielzahl von Offshore-Windparks, die derzeit in der Planung oder im Genehmigungsverfahren sind, sind in dieser Liste nur jene enthalten, die bereits im Bau oder genehmigt sind und zu deren Realisierung schon konkrete Schritte vorgenommen wurden. Weiterführende Informationen dazu erhalten Sie beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ([www.bsh.de](http://www.bsh.de)). Onshore-Windparks sowie Photovoltaik-Anlagen >20 MW<sub>el</sub> sind sowohl wegen der Anzahl der Projekte als auch der teilweise relativ kurzen Planungs- und Bauphase nicht aufgeführt.

**Im Probebetrieb/im Bau/Genehmigung erteilt/im Genehmigungsverfahren/in Planung**

Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahmejahr	Projektkosten in Mio. Euro	Status
Stadtwerke Bonn	HKW Nord	+ 74	Eg	2013	80 Mio. €	im Probebetrieb
VW Kraftwerk GmbH	GuD Baunatal	70	Eg	2013	65 Mio. €	im Probebetrieb
Trianel Power	Lünen	750	St	2013	1.400 Mio. €	im Probebetrieb
swb AG/Mainova/DB Energie und 15 weitere Stadtwerke	Gemeinschaftskraftwerk Bremen (Bremen-Mittelsbüren)	445	Eg	2013	445 Mio. €	im Bau
Statkraft	GuD Hürth-Knapsack II	430	Eg	2013	300 Mio. €	im Bau
Dow Chemicals	Stade	163	Eg	2013	300 Mio. €	im Bau
Industriekraftwerk Greifswald GmbH (E.ON/Wingas)	Lubmin/Anlandestation Ostseepipeline	37	Eg	2013		im Bau
EnBW	Karlsruhe/Rheinhafen RDK 8	874	St	2013	1.000 Mio. €	im Bau
GDF SUEZ Energie Deutschland AG/BKW FMB Energie	Wilhelmshaven	800	St	2013	1.000 Mio. €	im Bau
Steag GmbH/EVN AG	Duisburg-Walsum 10	725	St	Sept. 2013	1.000 Mio. €	im Bau
swb AG/EWE	Bremen-Hafen (Retrofit Block 6)	+ 22	St	2013	47 Mio. €	in Planung
EnBW/EDF	Ausbau Iffezheim	+ 38	Lw	2013	90 Mio. €	im Bau
Heag Südthessische Energie AG (HSE)/Stw. München/Axpo International/Espertes Offshore u. a.	Offshore-Park „Global Tech11“	400	Wi	2013	1.300 Mio. €	im Bau
WindMW GmbH	Offshore-Windpark „Meerwind Süd/Ost“	288	Wi	2013	1.200 Mio. €	im Bau
Trianel	Offshore-Windpark Borkum West 2	200	Wi	Sept. 2013	900 Mio. €	im Bau
EWE Energie AG/Enova	Offshore-Windpark „Riffgat“	108	Wi	2013	450 Mio. €	im Bau
RWE Power + 23 Stadtwerke	Hamm Blöcke Westfalen D/E	1.600	St	2013/14	2.400 Mio. €	im Bau



<b>Im Probetrieb/im Bau/Genhemigung erteilt/im Genehmigungsverfahren/in Planung</b>						
<b>Unternehmen</b>	<b>Kraftwerk</b>	<b>MW netto</b>	<b>Energie-träger</b>	<b>voraussichtliche Inbetrieb-nahmejahr</b>	<b>Projektkosten in Mio. Euro</b>	<b>Status</b>
BARD/WV Energie Frankfurt	Offshore-Windpark „BARD Offshore 1“	400	Wi	2013/14	2.900 Mio. €	im Bau
UPM	Schongau	70	Eg	2014	85 Mio. €	Genehmigung erteilt
SWE Energie GmbH	Erfurt-Ost (Erweiterung)	+ 31	Eg	2014	40 Mio. €	im Bau
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1.640	St	2014	2.000 Mio. €	im Bau
Windreich AG	Offshore-Windpark „MEG 1“	400	Wi	2014	1.800 Mio. €	Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Offshore-Windpark „Nordsee Ost“	295	Wi	2014	1.000 Mio. €	im Bau
EnBW	Offshore-Windpark „Baltic 2“/Ostsee	288	Wi	2014	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Vattenfall/ Stw. München (SWM)	Offshore-Windpark „DanTysk“	288	Wi	2014	1.000 Mio. €	im Bau
Dong Energy	Offshore-Windpark „Riffgrund 1“	277	Wi	2014	1.200 Mio. €	Genehmigung erteilt
Energiekontor AG	Offshore-Windpark „Nordergründe“	111	Wi	2014		Genehmigung erteilt
Energiewerke Nord GmbH (EWN)	Lubmin	1.350	Eg	2015	800 Mio. €	in Planung
Repower AG	GuD/Chemiepark Leverkusen	550	Eg	2015	340 Mio. €	im Genehmigungsverfahren
Großkraftwerke Mannheim AG (GKM)	Mannheim/ Block 9	911	St	2015	1.200 Mio. €	im Bau
Dong Energy	Offshore-Windpark „Gode Wind 1“	332	Wi	2015		Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Innogy Nordsee I	324	Wi	2015	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables	Offshore-Windpark „Amrumbank West“	288	Wi	2015	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
wpd AG	Offshore-Windpark „Butendiek“	288	Wi	2015	1.300 Mio. €	Genehmigung erteilt
Windreich AG	Offshore-Windpark „Deutsche Bucht“	218	Wi	2015	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Vattenfall AB	Offshore-Windpark „Sandbank 24“	576	Wi	2015/16		Genehmigung erteilt
Stw. Düsseldorf	Düsseldorf-Lausward	595	Eg	2016	500 Mio. €	im Bau
Rhein Energie AG	Köln-Niehl/ Block 3	450	Eg	2016	350 Mio. €	Genehmigung erteilt
Vattenfall Europe	Innovationskraftwerk Wedel	300	Eg	2016	500 Mio. €	im Genehmigungsverfahren
Vattenfall Europe	GuD Lichterfelde A	300	Eg	2016	350 Mio. €	Genehmigung erteilt
Stadtwerke Kiel	Kiel	200	Eg	2016	220 Mio. €	in Planung
Stadtwerke Flensburg	HKW Flensburg/ Kessel 12	75	Eg	2016	130 Mio. €	im Bau
EnBW, EDF, Stw. Baden-Baden, Stw. Karlsruhe, EW Mittelbaden	Ausbau Gamsheim	+ 28	Lw	2017	90 Mio. €	im Bau
Iberdrola	Offshore-Windpark „Wikinger“/Ostsee	400	Wi	2017	1.600 Mio. €	Genehmigung erteilt
OMV Power International	Burghausen/ Industriegebiet Haiming	850	Eg	2017/19	600 Mio. €	Genehmigung erteilt
Stw. Ulm (SWU)	GuD Ulm/ Flughafen Leipheim	1.200	Eg	2018	900 Mio. €	in Planung
Schluchseewerke AG	Atdorf	1.400	Ps	2018	1.600 Mio. €	im Genehmigungsverfahren
Trianel Power	Simmerath/ Rursee	640	Ps	2019	700 Mio. €	im Genehmigungsverfahren

<b>Im Probebetrieb/im Bau/Genhemigung erteilt/im Genehmigungsverfahren/in Planung</b>						
<b>Unternehmen</b>	<b>Kraftwerk</b>	<b>MW netto</b>	<b>Energie-träger</b>	<b>voraussichtliche Inbetrieb-nahmejahr</b>	<b>Projektkosten in Mio. Euro</b>	<b>Status</b>
Stw. Mainz	Heimbach	rd. 500	Ps	2019	800 Mio. €	in Planung
Trianel Power	Höxter/ Nethe	390	Ps	2019	500 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
Donaukraftwerk Jochenstein AG	Jochenstein/ Energiespeicher Riedl	300	Ps	2018	350 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
Trianel Power	Landkreis Gotha/ Talsperre Schmalwasser	1.000	Ps	ab 2019	1.000 Mio. €	in Planung
Stadtwerke Trier	Schweich	300	Ps	2019/20	400 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
Vattenfall Europe	GuD Klingenberg	300	Eg	2020	350 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
MIBRAG	Profen	660	Br	2020	1.500 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
RWE Power	Werne	max. 1.300	Eg	k.A.		in Planung
Trianel Power	Krefeld/ Chemiepark Krefeld-Uerdingen	1.200	Eg	k.A.	600 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
Dong Energy	Mecklar-Marbach/ Ludwigsau (Nordhessen)	1.100	Eg	k.A.	415 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
PQ Energy/Blackstone	Augsburg/ Industriegebiet Lechhausen	max. 500	Eg	k.A.	400 Mio. €	in Planung
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S	465	Eg	k.A.	220 Mio. €	Genehmigung erteilt
GDKW Bocholt Power GmbH (Advanced Power, Siemens)	Bocholt/ Industriepark Mussum	415	Eg	k.A.	350 Mio. €	Genehmigung erteilt
EDF Deutschland	Premnitz	400	Eg	k.A.	400 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
UPM	Dörpen	150	Eg	k.A.		im Genehmigungsverfah- ren
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW)	Mainz	k.A.	Eg	k.A.		in Planung
RWE Power	BoAplus Niederaußem	1.100	Br	k.A.	1.500 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
E.ON Kraftwerke	Datteln 4	1.055	St	k.A.	1.200 Mio. €	im Bau/ Baustopp verfügt
GETEC Energie AG	Gemeinschaftskraftwerk Büttel/ Bayer Industriepark	800	St	k.A.	1.000 Mio. €	im Genehmigungsverfah- ren
Dow Chemicals	Stade	840	St/Bi/H	k.A.		im Genehmigungsverfah- ren
E.ON Climate & Renewables	Offshore-Windpark „Arkonabecken Südost“/ Ostsee	max. 480	Wi	k.A.		Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables	Offshore-Windpark „Delta Nordsee“	max. 480	Wi	k.A.		Genehmigung erteilt
BARD Engineering GmbH	Offshore-Windpark „Veja Mate“	400	Wi	k.A.	1.500 Mio. €	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark „Riffgrund 2“	350	Wi	k.A.	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
PNE Wind AG	Offshore-Windpark „Gode Wind 2“	252	Wi	k.A.		Genehmigung erteilt
Norderland/Northern-Energy- Gruppe/STRABAG	Offshore-Windpark „Albatros 1“	55	Wi	k.A.		Genehmigung erteilt
Energieallianz Bayern (Zusam- menschluss von über 30 KMU)	Jochberg/ Walchensee	700	Ps	k.A.	600 Mio. €	in Planung
EnBW AG	Forbach (Erweiterung)	max. 200	Ps	k.A.		in Planung
Stw. Ulm (SWU)	Blautal	60	Ps	k.A.		in Planung
RWE Power AG	Staßfurt/ Projekt „Adele“	90	Dr	k.A.		in Planung
<b>GESAMT</b>		<b>37.941</b>			<b>51.267 Mio. €</b>	

**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 rund 90 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen aus Energiewirtschaft, Energiepolitik und Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC 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](http://www.worldenergy.org)



**WORLD ENERGY COUNCIL**  
Weltenergieerat - Deutschland

## Weltenergieerat – Deutschland

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

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

Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Positionen und Studien des 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.weltenergieerat.de](http://www.weltenergieerat.de)

## 5.1 Höhepunkte 2012 / 2013

### Veranstaltungen 2012 / 2013

#### Energie- und Mobilitätstechnologien

25. Juni 2012, Berlin

Im Juni 2012 waren rund 100 Vertreter aus Wirtschaft und Politik der Einladung des Weltenergieerats – Deutschland und seiner Partner zur Konferenz „Energie- und Mobilitätstechnologien von Morgen“ gefolgt.

Dr. Markus Wrake, Senior Analyst der Internationalen Energieagentur (IEA), stellte die Publikation „Energy and Technology Perspectives“ (ETP) vor. Der Bericht bewertet die aktuellen Fortschritte im Hinblick auf den Klimaschutz in den 2°C, 4°C und 6°C Szenarien und benennt die Herausforderungen. Laut IEA kann die Klimaerwärmung nur auf 2°C begrenzt werden, wenn zusätzliche 36 Bill. USD bis 2050 weltweit investiert werden. Insbesondere im Kühlungs- und Wärmebereich gäbe es Potenzial zur Energieeinsparung. CCS könnte einen wesentlichen Hebel für die Reduzierung von CO<sub>2</sub> weltweit darstellen.

Auch im Vortrag von Dr. Christian Urbanke, Vorsitzender des BDI Energieforschungsausschusses und Vice President Corporate Technology bei Siemens, wird CCS als ein Prioritäres Forschungsprojekt für Deutschland gewertet. In der Einschätzung „Technologien der Zukunft“ des Industriedachverbandes wurden insgesamt 10 Technologieentwicklungen als prioritär eingestuft, meist im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Integration erneuerbarer Energien ebenso wie mit Effizienzsteigerungen in der Industrie und in Kraftwerken.

Im zweiten Teil der Veranstaltung wurden die Aussichten für den Transportsektor präsentiert. Prof. Karl Rose, Director Policies & Scenarios des World Energy Council,



Prof. Karl Rose, Director Policies & Scenarios des World Energy Council

stellte die neusten „Global Transport Scenarios 2050“ vor. Die Besonderheit dieses Szenarienprojektes ist die Einbindung von Experten über lokale Workshops weltweit. Die Szenarien machen deutlich, dass sich die Anzahl der Kraftfahrzeuge bis 2050 mehr als verdoppeln wird und der Handlungsdruck für Regulierer aufgrund des CO<sub>2</sub>-Anstiegs zunehmen wird. Karl Rose stellte damit ein erstes Kapitel aus der Szenarienarbeit des World Energy Council vor, die im Herbst 2013 veröffentlicht werden.

Es folgte ein Impulsvortrag aus der Wirtschaft von Dr. Matthias Klauda, Technischer Direktor, Automotive Systems Integration der Robert Bosch GmbH. Er stellte die Herausforderungen sowie die vielversprechenden technischen Entwicklungen aus dem Transportsektor vor. So gebe es für Kraftfahrzeuge interessante Fortschritte im Hinblick auf elektrische Antriebe. Mittelfristig bleiben aber Verbrennungsmotoren die dominante Antriebstechnologie – jedoch mit signifikantem Potenzial zur Effizienzsteigerung.

Im Anschluss diskutierten Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE, Alexander Koerner, IEA, Dr. Knut Kübler, BMWi und Friedrich Schulte, RWE AG, gemeinsam mit Prof. Karl Rose die Ergebnisse der Szenarien.



Dr. Markus Wrake, Senior Analyst der IEA

## Energietag 2012: „Energiepolitische Weichenstellungen für Morgen – Chancen, Risiken und Nebenwirkungen“

11. September 2012, Berlin

Unter der Überschrift „Energiepolitische Weichenstellungen für Morgen – Chancen, Risiken und Nebenwirkungen“ diskutierten führende deutsche und internationale Experten aus Politik, Wirtschaft und Fachorganisationen beim Energietag 2012 des Weltenergieerat – Deutschland aktuelle energiewirtschaftliche und energiepolitische Themen.

Der Vormittag widmete sich ganz dem Thema Markt und Regulierung. Vertreten wurden die teils unterschiedlichen Ansätze unter anderem von Dr. Leonhard Birnbaum, Vizepräsident des Weltenergieerat – Deutschland und Vice Chair Europe beim World Energy Council, und Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur.

Dr. Birnbaum sieht Deutschland im Rahmen der Energiewende vor einer Grundsatzentscheidung zwischen Marktwirtschaft und mehr Europa einerseits und einer deterministischen, staatlich gelenkten Wirtschaft andererseits. Aus seiner Sicht dürfe die Souveränität von Markt und Verbraucher nicht der Energiewende geopfert werden. Deutschland brauche marktwirtschaftliche Effizienz statt Abgaben und Umlagen, so Birnbaum.

Mit Blick auf ein mögliches neues Marktdesign warnte auch der Präsident der Bundesnetzagentur, Jochen Homann, vor einer Regulierungsspirale. Mit dem EEG seien zwar fundamentale Zusammenhänge auf dem Strommarkt durcheinandergebracht worden. Dennoch

sei unstrittig, dass ein natürliches Monopol Regulierung brauche, wobei die Effizienz der Regulierung im Vordergrund stehen müsse.

Der Nachmittag stand ganz im Zeichen der aktuellen Entwicklung bei den unkonventionellen Energieträgern. Joachim Pünnel, Vice President Business Unit Deutschland der Wintershall Holding GmbH, beschrieb in seiner Keynote das weltweite Potenzial von unkonventionellen Energieträgern als signifikant und die USA als Vorreiter in der Förderung. Außerhalb von Nordamerika sei die Entwicklung im Shale Gas Bereich zwar vielversprechend, jedoch kaum fortgeschritten.

Akzeptanz und Vertrauen der Gesellschaft in die Industrie sind der Schlüssel für die Förderung von unkonventionellen Energieträgern. Laut Deborah Gordon vom Carnegie Endowment for International Peace, müssten hierfür wichtige Fragen beantwortet werden im Hinblick auf Umwelteinflüsse, Ausstoß von Emissionen und Wasserverbrauch. Faktenbasierte Informationen aus Industrie und Wissenschaft müssten die Grundlage bilden für politische Regulierungsentscheidungen.

Im Rahmen der Podiumsdiskussion wurde deutlich, dass die nationalen Debatten über die Förderung von unkonventionellen Energieträgern unterschiedlich geführt werden. Laut Marek Karabuta akzeptierten 75 Prozent der Polen die Förderung von Schiefergas im eigenen Land. Eine unabhängige und günstige Energieversorgung stehe dabei im Mittelpunkt polnischer Energiepolitik. Oliver Krischer, MdB, Bündnis90/Die Grünen, machte deutlich, dass Fracking in Deutschland vor allem mit Umweltrisiken in Verbindung gebracht wird.



Deborah Gordon, Senior Associater, Carnegie Endowment for International Peace



(v. l. n. r.) Dr. Leonhard Birnbaum, Vice Chair Europe, World Energy Council; Jochen Homan, Präsident, BNetzA



Jürgen Stotz, Präsident des Weltenergierrat – Deutschland



(v.l.n.r.) Christian Spanik; Ulrich Kelber, MdB, SPD; Dr. Holger Krawinkel, Leiter des Fachbereichs Bauen, Energie, Umwelt, Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (VZBV); Dr. Joachim Pfeiffer, MdB, CDU; Dr. Klaus von Sengbusch, Leiter Energiewirtschaft, 50Hertz Transmission GmbH



Joachim Pünnel, Vice President Business Unit Deutschland der Wintershall Holding GmbH



Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierrat – Deutschland



(v.l.n.r.) Dr. Steffen Bukold, Energy Comment; Dr. Heinrich Herm Stapelberg, Public & Government Affairs Manager, ExxonMobil; Dr. Andreas Hübner, Researcher, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ; Deborah Gordon, Senior Associate, Carnegie's Energy and Climate Program; Marek Karabula, President of the Board, Polish Oil and Gas Company; Oliver Krischer, MdB, Bündnis 90/Die Grünen



Matthew Hulbert, Lead Analyst, European Energy Review



## Präsentation der Studie zur internationalen Wasserkraftspeicherung

9. Oktober 2012, Berlin

Die Studie des Weltenergieerat – Deutschland „Bedeutung internationaler Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende“, die in Zusammenarbeit mit Experten aus der Schweiz, Österreich, Norwegen und Schweden von der Prognos AG erarbeitet wurde, hat großes Interesse im In- und Ausland geweckt. In der Studie wurden unter anderem die Potenziale von Wasserkraftspeichern im Alpenraum und Skandinavien sowie die Wirtschaftlichkeit von Interkonnektoren zwischen Deutschland und den Stromversorgungssystemen der betrachteten Länder untersucht (vgl. Kapitel 4.7). Der Studie zufolge stellen Pump- und Wasserkraftspeicher im Alpenraum und in Skandinavien eine Möglichkeit zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland dar. Insbesondere Norwegen stellte sich als interessanter Partner heraus: Zwischen 7 bis 12 GW beträgt das Neubaupotenzial für Interkonnektoren, die zwischen 26 und 52 % des deutschen Überschussstroms, nutzbar machen könnten.



Jens Hobohm, Marktfeldleiter Energiewirtschaft, Prognos AG



Ingard Moen, Vice President, International Business Development, Statnett

Im Anschluss an die Präsentationen diskutierten Dr. Alexander Gratzler, Geschäftsführer beim Weltenergieerat Österreich, Dr. Stephan Kolb, Head of Public Affairs, Statkraft AS und Boris Schucht, Vorsitzender der Geschäftsführung, 50Hertz Transmission, gemeinsam mit Jens Hobohm, Marktfeldleiter Energiewirtschaft, Prognos AG die Ergebnisse und die zukünftige Kooperation zwischen Deutschland und seinen Partnern in Skandinavien und den Alpenländern. Es wurde betont, dass eine Energiewende auf europäischer Ebene und in multilateraler Zusammenarbeit viele Synergien schaffen kann.

Die Ergebnisse der Studie wurden anschließend in weiteren Veranstaltungen wie beim Deutsch-Norwegischen Energieforum präsentiert. Auch in Brüssel wurde die Studie verschiedenen Multiplikatoren aus Wirtschaft und Politik vorgestellt, darunter auch in der Europäischen Kommission und im Europäischen Rat.

Die Ergebnisse wurden in Berlin im Haus der Deutschen Wirtschaft präsentiert und diskutiert. Ingard Moen, Vice President für International Business Development bei Statnett, kommentierte die Ergebnisse aus norwegischer Sicht. Dabei machte er deutlich, dass die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen bei der Planung einer Verbindung zwischen zwei Stromsystemen – wie zwischen Deutschland und Norwegen – sehr komplex sind. Vor allem bei Änderungen politischer Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf den Energiemarkt sei ein Dialog mit ausländischen Marktteilnehmern wichtig für Investitionsentscheidungen.

### Ghorfa – 3<sup>rd</sup> German – Arab Energy Forum

11. – 12. Oktober 2012, Berlin

Auch im Jahr 2012 unterstützte der Weltenergieerat – Deutschland das „Deutsch-Arabisches-Energieforum“ in Berlin. Unter anderem moderierte Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergieerat – Deutschland, die Diskussionsrunde zu den aktuellen Entwicklungen bei Öl und Gas.

Unter der Schirmherrschaft von Bundeswirtschaftsminister Dr. Philipp Rösler und auf Einladung des „Arab-German Chamber of Commerce and Industry e.V.“ (Ghorfa), trafen sich zum dritten Mal Vorstände und Experten der Energiebranche und diskutierten die aktuellen Entwicklungen bei der Windenergie, den konventionellen Energien, der Trinkwasserversorgung sowie deren Sicherheit, der Öl- und Gasversorgung, der Solarenergie und schließlich des Energietransports.

Wie bereits in den vergangenen Jahren bot das „Deutsch-Arabisches-Energieforum“ den rund 300 geladenen Teilnehmern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft eine ideale Plattform für Gespräche zu einer möglichen künftigen Zusammenarbeit und der Vereinbarung von konkreten gemeinsamen Projekten der deutschen und arabischen Energiewirtschaft.



Publikum beim German-Arab Energy Forum

### Executive Assembly

4. – 8. November 2012, Monaco

Im Rahmen der diesjährigen Executive Assembly des World Energy Council in Monaco wurde die Nachfolge des bisherigen Präsidenten Pierre Gadonneix geregelt. Beim World Energy Congress 2013 in Daegu wird die in Monaco gewählte Kanadierin Marie-Jose Nadeau ihr Amt als neue Präsidentin des World Energy Council übernehmen und damit die erste Frau in dieser Position in der 89-jährigen Geschichte des WEC sein. Seit 2007 ist Frau Nadeau Vorsitzende des „Communications and Outreach Committee“ und darüber hinaus Mitglied im „Finance Committee“; zudem hatte sie großen Anteil am Gelingen der letzten WEC-Konferenz 2010 in Montreal, Kanada.

Die Mitgliederversammlung wählte außerdem mit dem Südkoreaner, Younghoon David Kim, auch einen „Co-Chair-Elect“, der sein Amt als „Co-Chair“ ebenfalls in Daegu übernehmen wird. Younghoon David Kim war seit 2005 „Vice Chair for Asia Pacific and South Asia“.

Beide werden ihre jeweilige Funktion bis 2016 ausüben. Danach wird Younghoon David Kim für weitere drei Jahre Präsident des WEC werden.

Erstmals in der Geschichte des WEC wurden damit ein Präsident und ein Vize-Präsident gewählt. Ziel dieses Vorgehens war es, eine größere organisatorische Kontinuität zu erreichen, den WEC weltweit noch besser repräsentieren zu können und mehr Kontinuität in der Führung der Organisation zu haben.

Ebenfalls in Monaco wurde Dr. Leonhard Birnbaum einstimmig zum neuen Vice Chair Europe des WEC gewählt. Er übernimmt damit die Funktion, die vor ihm Dr. Johannes Teyssen, CEO der E.ON SE, für die zwei maximal möglichen Amtszeiten wahrgenommen hatte. Leonhard Birnbaum verstärkt als neu gewählter Vice Chair sein Engagement, das er im Weltenergieerat – Deutschland als Stellvertreter des Präsidenten bereits seit einigen Jahren ausübt. Nach der Wahl sprach sich Leonhard Birnbaum dafür aus, die Zukunft der Energieversorgung europäisch zu denken und entsprechend zu gestalten. In seiner neuen Funktion habe er die Möglichkeit, das zu tun und die wichtigen Energiethemen mit Repräsentanten der Nachbarstaaten im europäischen Kontext zu diskutieren.

## Präsentation des World Energy Outlook 2012

13. November 2012, Berlin

Am 13. November 2012 präsentierte die Internationale Energieagentur (IEA) im Bundeswirtschaftsministerium den aktuellen World Energy Outlook (WEO). Diese Veranstaltung wurde in Kooperation mit dem Weltenergieerat – Deutschland durchgeführt.

Einige der wesentlichen Ergebnisse der IEA, die von deren Chefökonom Dr. Fatih Birol präsentiert wurden, waren:

Der globale Primärenergieverbrauch steigt im Hauptszenario des WEO bis 2035 um 35 % gegenüber 2010. Die gesamte Elektrizitätsnachfrage nimmt im gleichen Zeitraum um über 70 % zu. Vom globalen Zuwachs entfallen beim Primärenergieverbrauch 93 % und bei der Stromnachfrage 84 % auf Entwicklungs- und Schwellenländer. Die fossilen Energieträger behalten mit einem Beitrag von 75 % (2035) eine dominierende Rolle bei der Deckung des globalen Energieverbrauchs (81 % im Jahr 2010).



Präsentation von Dr. Fatih Birol, IEA

Alle konventionellen Energieträger leisten bis 2035 absolut steigende Beiträge zur Versorgung – am stärksten Erdgas. Der globale Verbrauch an Erdgas erhöht sich bis 2035 um 50 %. Die weltweite Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdreifacht sich bis 2035. Die erneuerbaren Energien erreichen mit einem Anteil von 30 % an der globalen Stromerzeugung 2035 fast den gleichen Beitrag wie Kohle mit 33 %. Das Erdgas legt in der Stromerzeugung um einen Prozentpunkt zu und kommt 2035 auf einen Anteil von 23 %. Die Kernenergie verliert, gemessen an der globalen Stromerzeugung, einen Prozentpunkt und erreicht 2035 einen Anteil von 12 %. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen nehmen im Hauptszenario um 23 % bis 2035 gegenüber 2010 zu. Der Anteil der EU-27 an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen sinkt von 12 % auf 7 % (weitere Ergebnisse in Kapitel 2.2).

## Expertenrunde „European Gas Market: A Winter Outlook – and beyond“

22. November 2012, Berlin

Gemeinsam mit der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) in Berlin veranstaltete der Weltenergieerat – Deutschland die Expertenrunde „European Gas Market: A Winter Outlook – and beyond“. Unter der Leitung von Dr. Kirsten Westphal (SWP) und Dr. Carsten Rolle (Weltenergieerat – Deutschland) diskutierten rund 35 Experten aus Deutschland und dem europäischen Ausland über die aktuelle Gasmarktsituation und die absehbare Entwicklung.

Fast einhellig war man der Meinung, dass die Zukunftsaussichten für Erdgas in Deutschland längst nicht mehr so vielversprechend seien, wie dies noch vor einigen Jahren erwartet wurde. Obwohl die Bedeutung von Gas weltweit steige, gerate der Energieträger Gas in Deutschland immer mehr ins Hintertreffen. Auch vor dem Hintergrund der Entwicklungen bei den unkonventionellen Energien in den USA und Kanada und den sinkenden Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, erlebe die Kohle in Deutschland eine Renaissance in der Stromerzeugung. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen würden sich Gaskraftwerke kaum noch rechnen. Durch die staatlich geförderten erneuerbaren Energien hätten sich die Rahmenbedingungen für den Kraftwerksbetrieb grundlegend geändert.

Zukunftsperspektiven böten sich für Gas in Zukunft neben dem Wärmemarkt vor allem im Verkehrssektor, der bereits an fossile Energieträger gewöhnt sei. So könnte sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Schiffen, LKWs und Lokomotiven deutlich verringern.



Internationale Expertenrunde zu European Gas Markets

## World Energy Leaders' Summit

5. – 6. Februar 2013, Neu-Delhi

Mehr als 80 hochkarätige Vertreter der Energiewirtschaft sowie Minister aus 30 Ländern trafen sich Anfang Februar zum World Energy Leaders' Summit (WELS) in der indischen Hauptstadt Neu-Delhi. Diese high-level-meetings finden zwei Mal im Jahr in wirtschaftlich schnell wachsenden Ländern statt.



World Energy Leaders' Summit in Neu-Delhi

Ziel dieser Veranstaltungen ist der Dialog zwischen führenden Vertretern der Energiewirtschaft und der Politik und insbesondere die kritischen und entscheidenden Energiethemen zu diskutieren und anzugehen. Schwerpunkt der Diskussionen in Neu-Delhi war die Frage, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien weltweit beschleunigt werden kann. Noch immer sei der Anteil der erneuerbaren Energien gering, steige aber stetig, wenn auch langsam. Wichtig seien die weitere technologische Entwicklung, die richtige, zielorientierte finanzielle Förderung und der Bau entsprechender Anlagen möglichst nahe am Verbrauch.

## Deutsch-Schweizerische Veranstaltung „Gemeinsamer Weg in eine sichere Energieversorgung. Welche Infrastruktur verlangt die Energiewende?“

20. Februar 2013, Berlin

Im Februar 2013 veranstaltete der Weltenergieerät – Deutschland in Kooperation mit der Schweizerischen Botschaft und dem Bundesverband der Deutschen Industrie eine hochkarätige Diskussionsveranstaltung in Berlin zum Thema „Deutschland – Schweiz: Gemeinsamer Weg in eine sichere Energieversorgung. Welche Infrastruktur verlangt die Energiewende?“. Rund 80 Teilnehmer folgten der Einladung in der Residenz des Schweizer Botschafters. Ministerialdirektor Detlev Dauke, BMWi, und Dr. Walter Steinmann, Direktor des Schweizerischen Bundesamtes für Energie und Initiator der schweizerischen Energiestrategie 2050, hielten die Impulsreferate für die anschließende Diskussion. Beide betonten die gute Zusammenarbeit beider Länder. Die Schweiz sei traditionell ein wichtiges Transitland für Strom im Herzen Europas.



Vortrag von Dr. Walter Steinmann, Direktor des Schweizerischen Bundesamtes für Energie (BFE) in der Schweizerischen Botschaft

Ferner diskutierten sie mit Pierre-Alain Graf, CEO von Swissgrid, und Dr. Hans-Josef Zimmer, Chief Technical Officer bei EnBW, über die Zukunft der gemeinsamen Kooperation im Strombereich. Als Herausforderungen wurden bürokratische Hürden beim Netzausbau in der Schweiz sowie Unsicherheiten im Hinblick auf ein zukünftiges Marktdesign genannt. Trotz dieser Schwierigkeiten wurde das gemeinsame Interesse aller Beteiligten an einer Fortführung bzw. Intensivierung der länderübergreifenden Kooperation im Strombereich bekundet (Zitat aus der Podiumsdiskussion: „Strom ist Freundschaft“). Gerade im Hinblick auf den Ausbau volatiler erneuerbarer Energien sei eine verstärkte regionale Vernetzung sinnvoll. Zukünftig werde damit auch die Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz steigen.



## Präsidium trifft EU-Kommissar Günther Oettinger

29. April 2013, Berlin

Fester Termin im Kalender des Präsidiums des Weltenergierrat – Deutschland ist inzwischen das Frühjahrstreffen mit EU-Kommissar Oettinger. In diesem Jahr trafen sich die Teilnehmer am 29. April in Berlin zu einem gemeinsamen Mittagessen.

Im Mittelpunkt des Vortrags von Kommissar Oettinger und der anschließenden Diskussion mit den Mitgliedern des Präsidiums standen in diesem Jahr die weitere Entwicklung hin zu einem einheitlichen europäischen Energie-Binnenmarkt und die Entwicklungen in Europa aufgrund der Shale Gas- und Shale Oil-Förderung in Nord-

amerika. In Amerika, so Günther Oettinger, müssten alle Verbraucher, aber insbesondere auch die energieintensive Industrie, für Gas inzwischen nur rund ein Viertel des europäischen Preises bezahlen. Europa laufe daher Gefahr, in den kommenden Jahren bei der Standortplanung neuer Anlagen der Grundstoff- und insgesamt der energieintensiven Industrie ins Hintertreffen zu geraten. Würde Europa nicht entsprechend handeln, könnten in den kommenden Jahren nach seiner Einschätzung bis zu drei Millionen Arbeitsplätze auf dem Kontinent verloren gehen. Ein Grund mehr für ihn, sich für ein sorgsames, aber auch zielorientiertes und europaweit abgestimmtes Vorgehen beim Thema Fracking einzusetzen.

Das nächste Treffen mit Kommissar Oettinger ist für Frühjahr 2014 in Brüssel geplant.



Kommissar Günther Oettinger im Gespräch mit Vertretern des Weltenergierrat – Deutschland

## Young Energy Professionals – Aktivitäten 2012/2013



YEP-Treffen mit Dr. Ing. Andreas Wiese, Executive Director Energy Division, Lahmeyer International, Bad Vilbel, Februar 2012

Seit dem Jugendprogramm des Weltenergiekongresses in Rom 2007, kommen die Young Energy Professionals (YEP) in Deutschland zwei Mal jährlich zu ihren Netzwerktreffen zusammen, um sich auszutauschen und Projekte zu planen. Ziel der YEP ist es, faktenbasiert Wissen zu Energiethemen insbesondere der jungen Generation zu vermitteln.

Zuletzt trafen sich die YEP im September bei Siemens in Erlangen, wo sie neben Exkursionen auch die Gelegenheit zum Gespräch mit hochrangigen Unternehmensvertretern hatten. In der Vergangenheit beteiligte sich die Gruppe an der Vorbereitung des Energietages und an Beiträgen für die „Energie für Deutschland“. Im Dezember 2012 gaben die YEP Chris Schmelter, Vattenfall Stromnetz Hamburg, und Matthias Müller, Siemens, Studierenden des Bauingenieurwesens an der Beuth Hochschule in Berlin einen Einblick zum Thema Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze und damit verbundene Kosten und Investitionen. Weitere Treffen der



YEP Treffen bei RePower in Rendsburg, August 2011

YEP sind für 2013 bei Marquard & Bahls in Hamburg sowie bei 50Hertz in Berlin geplant.

Für das Future Energy Leaders' Programme (FELP) des Weltenergiekongresses in Daegu/Südkorea im Oktober 2013 wurden drei Young Professionals aus Deutschland vom Weltenergieerat ausgewählt. Hannes Bieler von Hitachi Power Europe, Samuel Alt von Siemens und Chris Schmelter von Vattenfall Stromnetz Hamburg werden als



Hannes Bieler, R & D Projects, Hitachi Power Europe



Samuel Alt, Energy Communication, Siemens



Chris Schmelter, Controlling Distribution, Stromnetz Hamburg GmbH



Martin Pinkpank, Business Development Thermal Power Plants, Lahmeyer International

deutsche Delegation am Future Energy Leaders' Kongress teilnehmen. Insgesamt werden 100 junge Berufstätige der Energiebranche aus 90 Ländern am FELP anwesend sein. Das Programm wurde in Zusammenarbeit mit „Alumni“ des FELP gestaltet und bietet eine hervorragende Möglichkeit zur internationalen Vernetzung innerhalb der jungen Generation. Als Alumni aus Deutschland hatte sich Martin Pinkpank von Lahmeyer International in der Organisation des diesjährigen FELP engagiert.

## Publikationen 2012/2013



**World Energy Issues Monitor 2013**  
Februar 2013

Der Issues Monitor präsentiert die Ergebnisse der jährlichen Umfrage innerhalb des globalen Expertennetzwerkes des WEC. Die Frage lautet „Was hält Entscheider der Energiebranche nachts wach?“ Untersucht wird die wachsende Unsicherheit im Energiesektor, die zu einer immer dringender werdenden Positionierung des Energieversorgungsthemas auf die globale politische Agenda führt. Dabei werden Betrachtungen der „Global Energy Leaders Community“ regional, national und international zusammengefasst und bewertet. Genauer analysiert werden in dieser Ausgabe zum ersten Mal die Staaten Kolumbien, Deutschland, Indien, Indonesien, Südafrika und die Schweiz.



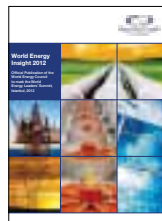
**World Energy Trilemma 2012: Time to get real – the case for sustainable energy policy**  
Dezember 2012

Der Bericht „World Energy Trilemma 2012“ entstand in Zusammenarbeit mit dem global agierenden Consultingunternehmen Oliver Wyman und soll Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik international über nachhaltige Energiesysteme informieren. Die Publikation ist die erste einer zweiteiligen Reihe von Berichten, basierend auf Interviews mit mehr als 40 CEOs und leitenden Angestellten der Energiebranche. Der Bericht enthält auch den 2012 Energy Sustainability Index, der eine globale Rangliste der 93 WEC-Mitgliedsländer unter dem Aspekt des Energie-Trilemma (Energiesicherheit, Umwelt und soziale Gerechtigkeit) abbildet.



**World Energy Perspective: Smart grids – best practice fundamentals for a modern energy system**  
Oktober 2012

Diese Ausgabe der „World Energy Perspective“ ist den Smart Grids gewidmet und untersucht die besten Praxis-Grundlagen für ein modernes Energiesystem. Smart Grids sind ein wesentliches Element der Transformation in eine kohlenstoffarme Wirtschaft, die die Energiesicherheit im Blick hat. Dieser Bericht gibt Aufschluss über den aktuellen Status bei Smart Grids und stellt die Finanzierungsmechanismen für ihre Entwicklung aus best-practice Beispielen verschiedener Länder (Indien, Japan, China, Südkorea, Brasilien, Europa und Nordamerika) zusammen.



**World Energy Insight 2012**  
April 2012

„World Energy Insight 2012“ ist das offizielle Magazin des WEC, welches in Artikeln, Fallstudien und Interviews mit hochrangigen Experten und Entscheidungsträgern die unterschiedlichen aktuellen Fragen der globalen Energiewirtschaft behandelt.

## 2. Umfrage zur deutschen Energiewende: German Energy Policy – a blueprint for the world?

März 2013

Zweite weltweite Umfrage des Weltenergieerat – Deutschland unter Energieexperten bestätigt: Die deutsche Energiewende ist auch weiterhin keine Blaupause für die Welt, aber wichtiger Ideengeber. Wie bereits 2011 wurden internationale Experten aus dem Energiebereich aus dem globalen World Energy Council Netzwerks zum Gelingen der Energiewende, zu ihren Auswirkungen und ihrer Vorbildfunktion befragt. 23 Länderkomitees – vor allem aus Europa – hatten sich an der aktuellen Umfrage beteiligt.

Die Welt, dies ergibt sich aus der Analyse der Antworten, schaut auch mehr als zwei Jahre nach der Veröffentlichung des Energiekonzeptes sehr genau auf die deutsche Energiepolitik. Nur mit einer weiterhin sicheren und vor allem wirtschaftlichen Energieversorgung kann Deutschland dabei als Vorbild für die Welt dienen. Insbesondere die Ängste der europäischen Nachbarn gilt es dabei sehr ernst zu nehmen. So glauben 80 % aller weltweit Befragten, dass die deutsche Energiewende zu einer Strompreissteigerung im eigenen Land führt. Die befragten europäischen Länder gehen sogar zu 90 % von einer Preissteigerung im eigenen Land aus und befürchten zu fast 60 % negative Auswirkungen auf die eigene Versorgungssicherheit.

Keiner der Befragten glaubt, dass Deutschland alle Ziele im Zeitplan erreichen wird. Der Anteil derjenigen, die eine teilweise, aber verspätete Zielerreichung für möglich halten, ist deutlich von 37 % (2011) auf knapp über 70 % (2013) gestiegen. Unentschieden sind die ausländischen Energiefachleute bei der Frage, ob Deutschland seine CO<sub>2</sub>-Ziele erreichen wird. Allerdings ist der Anteil der Skeptiker seit 2011 von 39 % auf 50 % gestiegen, während der Anteil der Optimisten von 61 % auf 50 % gesunken ist.

Die Übernahme einzelner Bestandteile des Energiekonzeptes können sich immerhin rund 56 % der an der Umfrage beteiligten Länder vorstellen, am ehesten die CO<sub>2</sub>-Ziele und den Schwenk zu mehr regenerativen Energien. Gegenüber 2011 ist allerdings der Anteil derjenigen um rund 20 % auf insgesamt 44 % gestiegen, die sich nicht vorstellen können, auch nur eines der deutschen Ziele zu übernehmen. Dies verwundert nicht, da 76 % der Befragten erklären, in Ihrem Land seien weder die technischen noch die wirtschaftlichen Voraussetzungen hierfür gegeben. In Europa sehen damit mehr als zwei Drittel der Befragten die notwendigen Voraussetzungen für eine

Energiewende à la Deutschland im eigenen Land als nicht gegeben an.

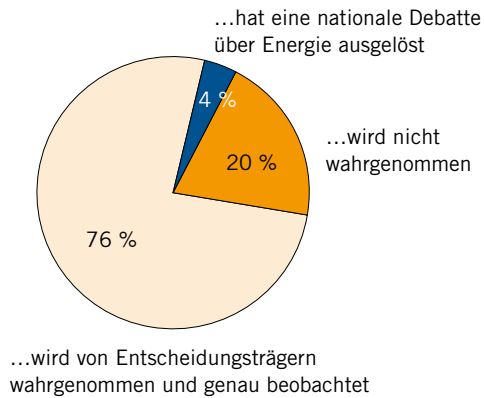
Beim Erhalt der deutschen Wirtschaftskraft sind die ausländischen Energieexperten durchaus skeptisch. Eine deutliche Mehrheit von 60 % befürchtet eine kurz- und mittelfristige Schwächung der deutschen Wirtschaftskraft aufgrund der aktuellen Energiepolitik. In der langfristigen Perspektive sind dies immer noch 52 %. Lediglich ein gutes Drittel geht langfristig von einer Stärkung der deutschen Wirtschaft durch die Energiewende aus. In diesem Zusammenhang halten auch rund zwei Drittel der Befragten die Entlastung der deutschen energieintensiven und exportorientierten Industrie für richtig und würden dieses Vorgehen auch im eigenen Land bei steigenden Strompreisen befürworten.

Aufgrund der Ergebnisse dieser Umfrage bleibt nach Einschätzung von Jürgen Stotz, Präsident des Weltenergieerat – Deutschland, für die Bundesregierung noch viel zu tun. Sollte die Energiewende ein Exportschlager werden und damit zu wichtigen Veränderungen weltweit führen, müsste Deutschland nicht nur erfolgreich sein, sondern auch noch sehr viel Überzeugungsarbeit in den anderen Ländern leisten, mögliche Auswirkungen auf unsere Nachbarn genau im Blick behalten und sich stärker europäisch abstimmen. Unter globalen Umweltgesichtspunkten hätte Deutschland nichts wirklich gewonnen, wenn es mit seinen sehr ambitionierten Zielen und deren Umsetzung keine Nachahmer findet. Denn immerhin sind es 76 % der Befragten gewesen, die in der deutschen Energiepolitik keine Blaupause für ihr eigenes Land sehen.

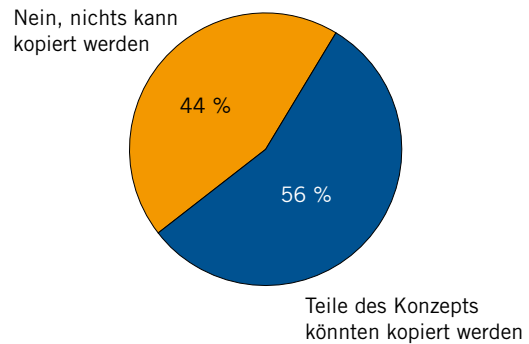


### Abbildung 5.1: Deutsche Energiepolitik – eine Blaupause für die Welt?

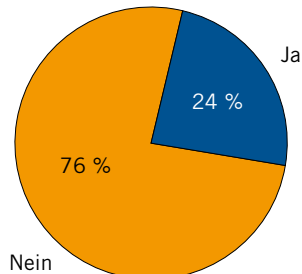
Wie wird die deutsche Energiewende in Ihrem Land wahrgenommen?



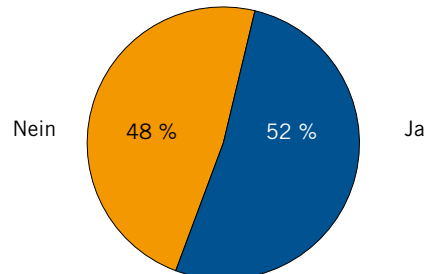
Erwarten Sie, dass Ihr Land Teile der deutschen Energiepolitik kopiert?



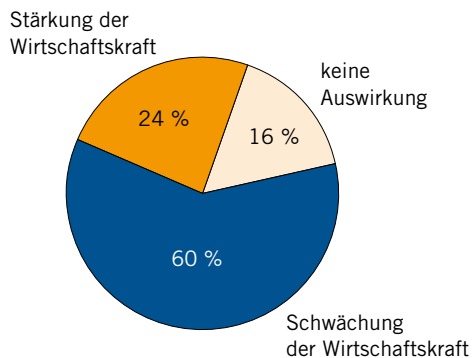
Sind in Ihrem Land die technischen und ökonomischen Bedingungen gegeben, den deutschen Weg der Energiepolitik zu gehen?



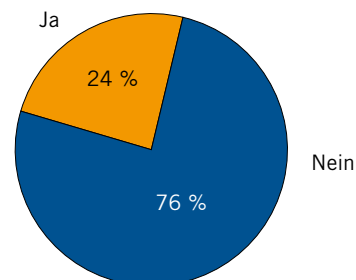
Sehen Sie die europäische Sicherheitslage der Energieversorgung durch die deutsche Energiepolitik gefährdet?



Welche Auswirkungen erwarten Sie auf die deutsche Wirtschaftskraft aufgrund der aktuellen Energiepolitik? Kurz-/mittelfristig (bis 2020)



Kann die aktuelle deutsche Energiepolitik eine Blaupause für die Welt sein?



## 5.2 Ausblick

### Geplante Veranstaltungen

**Expertenrunde zu “European gas market – changing landscapes and golden ages”**

*29. August 2013, Berlin*

**Expertenrunde zu “The global oil market and changing landscapes – implications for Germany and the EU”**

*24. September 2013, Berlin*

**World Energy Congress**

*13. – 17. Oktober 2013, Daegu/Südkorea*

**Präsentation des World Energy Outlook**

*27. November 2013, Berlin*

**Energietag 2013**

*17. Dezember 2013, Berlin*

### Geplante Publikationen

**World Energy Perspectives: Unconventional Oil**

*Juni 2013*

**World Energy Perspectives: Energy Efficiency Policies & Technologies**

*September 2013*

**World Energy Trilemma & Energy Sustainability Index**

*September 2013*

**World Energy Scenarios**

*Oktober 2013*

**World Energy Resources**

*Oktober 2013*

**World Energy Perspectives: Global Electricity Initiative**

*Oktober 2013*

**World Energy Perspectives: Cost of Technologies**

*Oktober 2013*

**World Energy Issues Monitor**

*Januar 2014*

## 5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

### Präsidium

Jürgen Stotz (Präsident)  
 Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum, RWE AG  
 (Stellvertreter des Präsidenten)  
 Dr. Klaus-Dieter Barbknecht,  
 VNG – Verbundnetz Gas AG (Schatzmeister)  
 Tuomo J. Hatakka, Vattenfall GmbH  
 Michael Heiland, DTK  
 Dr. Frank Mastiaux, EnBW AG  
 Stefan vom Scheidt, Areva NP GmbH  
 Michael Schmidt, BP Europe SE  
 Boris Schucht, 50Hertz Transmission GmbH  
 Dr. Rainer Seele, Wintershall Holding GmbH  
 Dr. Michael Süß, Siemens AG  
 Dr. Johannes Teysen, E.ON SE

### Präsidialausschuss

Dr. Bernd-Michael Zinow, EnBW AG (Vorsitzender)  
 Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG  
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE  
 Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH  
 Dr. Peter Heinacher, RWE AG  
 Alexander Jung, Vattenfall GmbH  
 Bernhard Kaltefleiter, VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Dr. Guido Knott, E.ON SE  
 Mathias Schuch, AREVA NP GmbH  
 Thilo Wieland, Wintershall Holding GmbH

### Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)  
 Nicole Kaim  
 Klaus-Peter Kreß

---

### Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)  
 Dr. Rainer J. Abbenseth  
 Dr. Roland Bauer, 50Hertz Transmission GmbH  
 Christian Bautle, BDEW  
 Dr. Werner Bledau, Weltenergierat-Deutschland e.V.  
 Hans Georg Buttermann, EEFA  
 Martin Czakainski, ETV GmbH  
 Christoph Gaedicke, BGR  
 Daniel Genz, Vattenfall GmbH  
 Enno Harks, BP Europa SE  
 Jochen Hauff, A.T. Kearny  
 Juliane Hübner, Robert Bosch GmbH

Dr. Jörg Jasper, EnBW AG  
 Dr. Peter Klüsener, Siemens AG  
 Dr. René Lüddecke, EWE AG  
 Phillipp Nießen, BDI  
 Daniel Schwake, BDI  
 Georg Friedrich Sommer, Commerzbank  
 Dr. Stefan Ulreich, E.ON SE  
 Dr. Frank Umbach, GIS  
 Dr. Eberhard von Rottenburg, BDI  
 Dr. Martin Wedig, GVSt  
 Christian Meyer zu Schwabedissen, AREVA NP GmbH

---

### Young Energy Professionals (YEP)

Hannes Bieler, Hitachi Power Europe GmbH  
 Katharina Bloemer, Vattenfall GmbH  
 Lisa Clemens, Hitachi Power Europe GmbH  
 Ulrike Döring, EW Medien und Kongresse GmbH  
 Marc Eisenreich, TU Darmstadt  
 Dr. Kerstin Engel, GEWI AG  
 Stefanie Gunst, VNG – Verbundnetz Gas AG

Christine Heinrich, Marquard & Bahls AG  
 Jörn Higgen, E.ON (Global Commodities SE)  
 Marcel Ketterer, EnBW Trading GmbH  
 Matthias Müller, Siemens AG  
 Tobias Noack  
 Annina Ogrizek, 50Hertz Transmission GmbH  
 Martin Pinkpank, Lahmeyer International GmbH

Sebastian Rehfeldt, Hitachi Power Europe GmbH  
 Alexander Ribbentrop, REpower Systems AG  
 Ingmar Schaaf, RWE Supply & Trading GmbH

Chris Schmelter, Stromnetz Hamburg GmbH  
 Armin Schwab, Voith Hydro GmbH & Co KG

---

## Mitglieder Weltenergieerat – Deutschland

Anwaltssozietät Freshfields Bruckhaus Deringer	Marquard & Bahls AG
AREVA NP GmbH	N-Ergie AG
Autobahn Tank & Rast Holding GmbH	Oliver Wyman AG
Babcock Borsig Service GmbH	PricewaterhouseCoopers AG
Bayer Material Science AG	RheinEnergie AG
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Robert Bosch GmbH
BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	RWE AG
BNL Clean Energy GmbH	Siemens AG/Sektor Energy
BP Europa SE	Team Consult G.P.E. GmbH
CESI/IPH GmbH	TenneT TSO GmbH
DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.	TÜV Rheinland Holding AG
Deutsches ITER Industrie Forum e.V. (DIIF)	Vattenfall GmbH
Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)	VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.	VDI – Verein Deutscher Ingenieure e.V.
Deutsches Atomforum e.V.	VGB PowerTech e.V.
Deutsches TalsperrenKomitee e.V.	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	VNG – Verbundnetz Gas AG
Enefit Outotec Technology OÜ	Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH	WIBERA Wirtschaftsberatung AG
E.ON SE	Wintershall Holding AG
Ernst & Young AG	50Hertz Transmission GmbH
EWE AG	
EW Medien und Kongresse GmbH	
Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e.V.	
Forschungszentrum Jülich GmbH	
Gas-Union GmbH	
Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt)	
Geopolitischer Informationsdienst (GIS)	
Heitkamp Ingenieur-und Kraftwerksbau GmbH	
Hitachi Power Europe GmbH	
Horváth & Partner GmbH	
KPMG AG	
Lahmeyer International GmbH	
M.A.M.M.U.T Electric GmbH	

# Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
bbf	Barrel	ELIX	European Electricity Index
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Vereinigung der europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	EP	Europäisches Parlament
Bill.	Milliarden	EPEX	European Power Exchange Spot SE
BIP	Bruttoinlandsprodukt	ETS	European Emission Trading System
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung	EUA	European Union Allowances (EU-Emissionsrechte)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	EU-27	Mitgliedstaaten der Europäischen Union (Stand 2007)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	F&E	Forschung und Entwicklung
BnetzA	Bundesnetzagentur	FKW	Perfluorierter Kohlenwasserstoff
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz	GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO <sub>2</sub> )	GIP	Gas-in-Place
CDM	Clean Development Mechanism	GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
CEO	Chief Executive Officer	GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
CH <sub>4</sub>	Methan	GVSt	Gesamtverband Steinkohle e.V.
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid	GW	Gigawatt
CO <sub>2</sub> -eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent	H-FKW	Teilhafoenierter Fluorkohlenwasserstoff
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention	HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermische Anlage)	IEA	Internationale Energieagentur
CPS	Current Policy Scenario	JI	Joint Implementation
ct		kcal	Kilokalorien
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein	KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
dena	Deutsche Energie-Agentur	KMU	Kleinere und mittlere Unternehmen
DERA	Deutsche Rohstoffagentur	kWh	Kilowattstunde
DUH	Deutsche Umwelthilfe	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EDV	Elektronische Datenverarbeitung	KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis – Institute	LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
EED	Energy Efficiency Directive	LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Foresty
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	m <sup>2</sup> /a	Quadratmeter Nutzfläche
EEV	Endenergieverbrauch	Mb/d	Millionen Barrel pro Tag
EEX	European Energy Exchange	Mio.	Millionen
EDD	Energy Efficiency Directive	Mrd.	Milliarden
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)	MW	Megawatt
		NAP	Nationaler Allokationsplan beim EU-Emissionsrechtehandel
		NEP	Netzentwicklungsplan
		N <sub>2</sub> O	Dioxydstickstoff

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>
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)
OTC	over the counter (bilaterale Geschäfte, die außerbörslich stattfinden, ggf. über die Börse abgewickelt werden können.)
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule
PV	Photovoltaik
ppm	parts per million
PPP	Purchasing Power Parity (Kaufkraftparität)
RÖE	Rohöleinheiten
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleneinheiten
TEC	Transatlantic Economic Council (Transatlantischer Wirtschaftsrat)
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
TWh	Terrawattstunde
UCTE	Union for the Coordination and Transmission of Electricity
UN	United Nations (Vereinte 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	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
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 <sup>3</sup>	= Tausend
Mega	= M	= 10 <sup>6</sup>	= Million
Giga	= G	= 10 <sup>9</sup>	= Milliarde
Tera	= T	= 10 <sup>12</sup>	= Billion
Peta	= P	= 10 <sup>15</sup>	= Billiarde













WORLD ENERGY COUNCIL  
Weltenergieerat - Deutschland

Herausgeber:

Weltenergieerat – Deutschland e.V.  
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin  
Tel: +49 (0)30/20616750  
E-Mail: [info@weltenergieerat.de](mailto:info@weltenergieerat.de)

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

Schutzgebühr: 18,- €

