

# Energie für Deutschland 2015

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



## Schwerpunktthema:

Die Energiewende als Kapitalwende –  
Herausforderungen der Finanzierung aus Sicht  
der Marktteure



# **Energie für Deutschland 2015**

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.

Mai 2015

## **Impressum**

Energie für Deutschland 2015  
Redaktionsschluss: Mai 2015

### **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-Albers  
Dr. Frank Holtrup  
Snjezana Tomic

### **Druck:**

DCM Druck Center Meckenheim GmbH  
www.druckcenter.de

### **Titelbilder:**

Hochhäuser: © JFL Photography – Fotolia.com  
Gasballons: © chairman – Fotolia.com  
Windkraftanlagen: © World Energy Council  
Strommasten: © TebNad – Fotolia.com  
Arbeiter: © Bundesverband der Deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie e.V.  
Eurozeichen: © Lupo – Pixelio.de

Bilder S. 126–128: © Weltenergierat – Deutschland/Kruppa  
Bild S. 134: © Weltenergierat – Deutschland/Rafalzyk  
Bild S. 131: © BMWi  
Bild S. 130: © World Energy Council

# Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

„Volatility is the new normal“ – so deutete der Generalsekretär des World Energy Council, Dr. Christoph Frei, die diesjährige Ausgabe des „Issues Monitors“, eine weltweite Befragung zu den wichtigsten Aspekten des Energiesektors. Der Trend der „Volatilität“ ist in unterschiedlichen Bereichen der Energiewelt zu finden. Zum einen haben wir in den vergangenen Monaten bedeutende Ölpreisschwankungen wahrgenommen, mit vielfältigen Implikationen für die Branche. Zum anderen wurden wichtige kurzfristige geopolitische Entwicklungen durch Konflikte – wie in der Ukraine oder im Nahen Osten – oder durch veränderte Rollen einzelner Marktakteure heraufbeschworen. Volatilität in den politischen Rahmenbedingungen wird in der Energiebranche, die langfristige Investitionshorizonte braucht, besonders kritisch gesehen.

Im fünften Jahr in Folge wurde „Climate Framework“ in der weltweiten Umfrage als sehr „unsichere“ politische Rahmenbedingung bewertet. Unsicher, weil jedes Jahr auf's Neue ein internationaler Klimaschutzrahmen geschaffen werden könnte, von dem niemand weiß, wie er aussehen wird. In diesem Herbst werden die Klimaziele bei der 21. COP in Paris diskutiert. Es soll ein bedeutender Gipfel werden.

Unsicher ist „Climate Framework“, weil die Erreichung des 2°-Ziels inzwischen unmöglich erscheint, aber alle dies weiterhin als politischen Referenzpunkt versuchen aufrechtzuerhalten. Unsicher auch, weil in vielen Regionen der Welt verlässliche marktwirtschaftliche Anreize für Investitionen in kostspielige emissionsarme Technologien fehlen.

Wenn wir Klimaschutz ernst nehmen, müssen wir ganzheitlichen, langfristigen und effizienten Ansätzen Vorrang vor Symbolen geben. Es geht nicht allein um die Summe, die wir jährlich bereit sind für Klimaschutz auszugeben – auf nationaler sowie internationaler Ebene – sondern um den bestmöglichen Einsatz der Mittel.

Auf viele Fragen, die den Klimaschutz betreffen, haben wir noch keine Antworten gefunden. Technologien müssen noch weiterentwickelt werden. Es gibt noch zahlrei-

che Standorte, an denen erneuerbare Energien ihr Potenzial voll entfalten könnten. Solar leistet bereits heute – auch dank deutscher Förderung der Technologie – insbesondere in Entwicklungsländern einen wichtigen Beitrag für die Elektrifizierung. Zugleich muss ehrlich gesagt werden: Ohne eine stabile, fossile Stromversorgung können keine energieintensiven Betriebe auskommen. Diese bilden den Grundstein für industrielle Entwicklung und gesellschaftlichen Wohlstand. Wie passt diese Erkenntnis in die Klimadebatte?

Wir brauchen Innovationen auf vielen verschiedenen Ebenen der Wertschöpfung. Dort sollte der Schwerpunkt der Ausgaben für Klimaschutzmaßnahmen stehen. Wir brauchen darüber hinaus Innovationen in der Politik. Nationale Energiepolitik muss internationaler werden. Auf europäischer Ebene beispielsweise, lassen sich die größten volkswirtschaftlichen Synergien heben. Wenn der in Europa nicht immer gleichzeitige Verbrauch und die durch das Wetter variierende Einspeisung durch Erneuerbare optimal ausgenutzt würden, müssten weniger Kraftwerke für unsere Versorgungssicherheit vorgehalten werden. In einer von uns in Auftrag gegebenen Studie der Prognos AG wurde das Einsparpotenzial an Kraftwerken in Europa bis 2030 auf mehrere dutzend GW geschätzt. Bedingung hierfür ist ein Europa ohne Netzengpässe.

Bis tatsächlich die wesentlichen Synergien auf europäischer Ebene erschlossen sind, bedarf es noch umfangreicher Investitionen in die Netzinfrastruktur sowie in den Ausbau dezentraler, erneuerbarer Energien. Viele traditionelle Energieversorger, die früher Investitionen im Stromsektor im Wesentlichen über ihr Eigenkapital decken konnten, stehen heute mit dem Rücken zur Wand: Zahlreiche fossile Kraftwerke sind nicht mehr rentabel seit der staatlichen Förderung von Erneuerbaren. Es müssen somit neue Investoren gefunden werden, um die Energiewende und zugleich die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hiermit könnte sich ein neues Geschäftsmodell für die traditionellen Energieversorger ergeben – als Schnittstelle zwischen Projektierer und Kapitalgeber. Doch dieser Übergang geschieht nicht von selbst. Energieversorger müssen sich umstellen. Zugleich würden einige Investorengruppen gern Kapital für Energieinfrastruktur zur Verfügung stellen, scheuen jedoch das Risiko. Einen differenzierten Überblick zur derzeitigen Situation im deutschen Strommarkt bietet unser diesjähriges Schwerpunktkapitel „Die Energiewende als Kapitalwende“ der Roland Berger Strategy Consultants.

Ich wünsche Ihnen eine unterhaltsame Lektüre

Dr. Uwe Franke  
Präsident, Weltenergieerat – Deutschland

# Inhaltsverzeichnis

|                                                                                                             |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Die Energiewende als Kapitalwende – Herausforderungen der Finanzierung aus Sicht der Marktakteure</b> | <b>8</b>  |
| 1.1 Einleitung                                                                                              | 9         |
| 1.2 Aktuelle Situation der Energieversorgungsunternehmen in Deutschland                                     | 10        |
| 1.3 Herausforderungen für die Energieversorger in der Zukunft und resultierende Finanzierungsbedarfe        | 14        |
| 1.4 Finanzierung künftiger Investitionen in den deutschen Energiemarkt                                      | 19        |
| <b>2. Energie in der Welt</b>                                                                               | <b>35</b> |
| 2.1 Zahlen & Fakten                                                                                         | 36        |
| 2.2 World Energy Outlook 2014                                                                               | 42        |
| 2.3 COP-20 in Lima                                                                                          | 46        |
| 2.4 Tiefe Geothermie – Status Quo und Perspektive                                                           | 49        |
| 2.5 Neue Erdgasfunde vor Ostafrika                                                                          | 52        |
| 2.6 Ölmärkte im Umbruch: Hintergründe und Auswirkungen                                                      | 55        |
| 2.7 Emissionshandel in China                                                                                | 57        |
| <b>3. Energie in der Europäischen Union</b>                                                                 | <b>60</b> |
| 3.1 Zahlen & Fakten                                                                                         | 60        |
| 3.2 Investitionen in Europas Erdgasversorgung: Unklare Perspektiven verunsichern Akteure                    | 70        |
| 3.3 Das EU Klima- und Energiepaket 2030                                                                     | 74        |
| 3.4 Börsenhandel an der EEX und der EPEX                                                                    | 75        |
| 3.5 Europäische Marktintegration durch Netzausbau                                                           | 79        |
| 3.6 Die Versorgungssicherheit Europas in der Ukraine Krise                                                  | 81        |
| 3.7 Energieeffizienzpotenziale im europäischen Industriesektor                                              | 85        |

|                                                                                                  |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>4. Energie in Deutschland</b>                                                                 | <b>91</b>  |
| 4.1 Zahlen & Fakten                                                                              | 92         |
| 4.2 Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014                                               | 107        |
| 4.3 Monitoring zur Energiewende                                                                  | 109        |
| 4.4 Die Rolle von „Power-to-Gas“ bei der Energiewende – technologische und ökonomische Bewertung | 111        |
| 4.5 Vielfalt in den Eigentümerstrukturen erneuerbarer Energien                                   | 116        |
| 4.6 Netzausbau in Deutschland: Aktuelle Herausforderungen und neue Wege im Dialog                | 119        |
| 4.7 Kraftwerksprojekte in Deutschland                                                            | 120        |
| <b>5. WEC Intern</b>                                                                             | <b>123</b> |
| World Energy Council (WEC) und Weltenergierat – Deutschland                                      | 124        |
| 5.1 Höhepunkte 2014/2015                                                                         | 125        |
| 5.2 Ausblick                                                                                     | 138        |
| 5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland                                                     | 139        |
| <b>6. Abkürzungsverzeichnis</b>                                                                  | <b>141</b> |
| <b>7. Energieeinheiten</b>                                                                       | <b>143</b> |





# Schwerpunktthema:

## Die Energiewende als Kapitalwende – Herausforderungen der Finanzierung aus Sicht der Marktakteure\*



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

Autoren Roland Berger Strategy Consultants:  
Martin Hoyer, Dr. Clemens Neuenhahn,  
Dr. Torsten Henzelmann

## Zehn Kernaussagen

1. Mit der Energiewende findet ein tiefgreifender Strukturwandel statt – von einem zentralen zu einem dezentral geprägten Energiesystem.
2. Die Dezentralisierung des Energiesystems führt zu einer Umverteilung zukünftiger Verdienstmöglichkeiten – zwischen etablierten und neuen Marktteilnehmern.
3. Die Geschäftsmodelle der etablierten Marktteilnehmer geraten mit der zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems unter Druck: Sowohl privatwirtschaftliche als auch kommunale Versorger müssen um ihr operatives Ergebnis sowie ihre Finanzierungsfähigkeit kämpfen.
4. Gleichzeitig erfordert die Energiewende erhebliche Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur von mind. 280 Mrd. Euro bis 2030<sup>1</sup> (dabei wird eine nachhaltige Unterstützung seitens der Politik vorausgesetzt).
5. Vor dem Hintergrund der angespannten Ergebnissituation werden Energieversorger dieses Investitionsvolumen nicht mehr alleine als Eigenkapitalgeber schultern können.
6. Kapitalstarke alternative Kapitalgeber, wie z. B. institutionelle Anleger, sind derzeit noch zögerlich, werden aber eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Energiewende ist gleichzeitig eine (Eigen-)Kapitalwende.
7. Die Finanzierung der Energiewende verlangt von ganz unterschiedlichen Kapitalgebern, künftig Kooperationen einzugehen, in denen Kapital und Know-how gebündelt werden. Das ist ein Paradigmenwechsel, gerade für die etablierten Marktteilnehmer.
8. Dabei werden sich zwei Gruppen herausbilden: Die Finanzierung kleinerer Assets (Anlagen für Erzeugung und Verteilung von Energie) wird durch etablierte Kapitalgeber erfolgen, zum Beispiel Privathaushalten und Energieversorgern gemeinsam mit Fremdkapitalgebern, vor allem den Banken. Für kapitalintensive Investitionen werden sich etablierte und alternative Kapitalgeber in fallspezifischen Finanzierungsmodellen zusammenschließen.
9. Es stehen ausreichende Kapitalmittel für die Finanzierung der Energiewende zur Verfügung. Die Mobilisierung des Kapitals institutioneller Anleger erfordert jedoch Finanzierungsmodelle, die Risiken mildern, sowie die Bündelung kleinteiliger Assets zu größeren Investitionsvolumina.
10. Die klassische Rolle von Energieversorgern als Eigentümer und Betreiber von Erzeugungs-Assets (z. B. von Kraftwerken oder Windkraftanlagen) wird nachhaltig in Frage gestellt. Energieversorger müssen sich als Aggregatoren von Kapital und Assets positionieren.

<sup>1</sup> Basisjahr 2012

## 1.1 Einleitung

Die Energiewende ist weit mehr als „nur“ der Ausstieg aus der Kernkraft oder der Ausbau der regenerativen Energien. Es geht bei der Energiewende um einen tiefgreifenden Strukturwandel in der Energiewirtschaft, der sowohl die Technologie- als auch die Marktebene grundsätzlich verändert. Der rasante Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die damit einhergehende Dezentralisierung der Stromerzeugung, die schwindende Wettbewerbsfähigkeit konventioneller Kraftwerke und sinkende Stromhandelspreise: Diese Trends schreiben neue Spielregeln für die Akteure im Energiesektor und erschüttern jahrzehntelang etablierte Geschäftsmodelle.

Hinzu kommt, dass für die Umsetzung der Energiewende umfangreiche Finanzmittel erforderlich sind. Die Transformation des Energiesystems erfordert nach Schätzungen von Roland Berger bis 2030 Investitionen von mindestens 280 Mrd. Euro.

Der vorliegende Beitrag befasst sich mit der betriebswirtschaftlichen Finanzierung der Energiewende, wobei der Fokus auf Erneuerbare-Energien-Anlagen und Netzen liegt. Hierbei wird unter betriebswirtschaftlicher Finanzierung die Bereitstellung des für die Realisierung von Energieinfrastrukturprojekten notwendigen Investitionskapitals verstanden.

Zunächst wird detailliert auf die Situation der Energieversorgungsunternehmen in Deutschland eingegangen; die

Basis dafür bilden die Erkenntnisse aus einer kürzlich von Roland Berger erstellten Studie „Erfolgreich in der Energiewende“. Anschließend werden u.a. Folgen der Energiewende für die Gewinn- und Verlustrechnung der Versorger sowie die erforderlichen Investitionen in den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung und Geschäftsmodellinnovationen analysiert.

Mit nachlassender Ertragskraft können die Energieversorger ihre Rolle als klassische Investoren in der deutschen Energiewirtschaft nicht mehr im bisherigen Umfang ausfüllen. Sie werden künftig kaum noch in der Lage sein, großvolumige Investitionen als alleinige Eigenkapitalgeber zu stemmen. Gleichzeitig ist nicht auszuschließen, dass sich Banken bei der Vergabe von Fremdkapital aufgrund regulatorischer Vorschriften künftig zögerlicher verhalten. Andererseits ist die Liquidität auf den Kapitalmärkten derzeit hoch und institutionelle Investoren suchen angesichts des extrem niedrigen Zinsniveaus neue Anlagemöglichkeiten. Dies eröffnet neue Möglichkeiten für die Finanzierung von Energieprojekten, die in diesem Beitrag dargestellt werden. Es wird ein Überblick bereits aktiver bzw. potenzieller Kapitalgeber für Projekte im Energiesektor gegeben. Eine Auswertung von Diskussionen mit Marktakteuren aus dem In- und Ausland – darunter Vertreter von Banken, Versicherungen, spezialisierten Investoren und Projektierern – integriert die aktuelle Marktsicht auf Möglichkeiten und Grenzen der Finanzierung der Energiewende in Deutschland in den vorliegenden Beitrag.

## 1.2 Aktuelle Situation der Energieversorgungsunternehmen in Deutschland

In Deutschland verändert sich das Energiesystem derzeit mit großer Geschwindigkeit – und mit ihm auch die Verdienstmöglichkeiten der klassischen Marktteilnehmer. Sowohl privatwirtschaftliche als auch rein kommunale Energieversorger sind von der disruptiven Marktdynamik, d.h. einer die Spielregeln des Marktes verändernden Dynamik, in ihrem Kerngeschäft betroffen. Sie müssen einerseits zunehmend Einbußen bei den finanziellen Ergebnissen aus ihrer Geschäftstätigkeit hinnehmen. Andererseits sind Investitionen in Bestands- und Neuanlagen notwendig, um den Anforderungen der Energiewende gerecht zu werden.

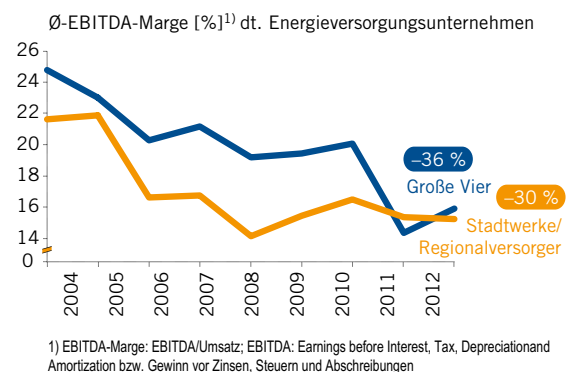
Roland Berger Strategy Consultants hat für die Studie „Erfolgreich in der Energiewende. Effizienz-Benchmarking als Impulsgeber für Regionalversorger und Stadtwerke“ die Jahresabschlüsse nahezu aller Unternehmen der deutschen Energiewirtschaft in den Jahren 2004 bis 2012 analysiert.<sup>2</sup> Die detaillierte Auswertung von etwa 500 Regionalversorgern und Stadtwerken ermöglicht eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Geschäftsmodelle sowie der Bedeutung der Unternehmensgröße und regionaler Einflüsse. Im Fokus der Analyse standen die Profitabilität, die Finanzstabilität sowie die Effizienzprofile der Energieversorger.

### Profitabilität

Die operative Profitabilität der Energieversorger gerät zunehmend unter Druck. Für Regionalversorger und Stadtwerke ist der Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen im Verhältnis zum Umsatz (EBITDA-Marge<sup>3</sup>) zwischen 2004 und 2012 um 30 Prozent zurückgegangen. Die „Großen Vier“ mussten im selben Zeitraum eine noch stärkere Degression hinnehmen. Ihre EBITDA-Marge ist um 36 Prozent geschrumpft und nähert sich somit dem Niveau der regionalen und städtischen Energieversorger an.

Betrachtet man die operative Marge (EBITDA/Umsatz) genauer, so zeigt sich, dass sich die Branchenumsätze zwischen 2004 und 2012 durchaus positiv entwickelt haben. Gründe hierfür sind neben einem leichten Mengenwachstum vor allem gestiegene Abgaben (Stromsteuer, Umlagen), die von den Endkunden bezahlt und von

**Abbildung 1.1: Durchschnittliche EBITDA-Marge deutscher Energieversorgungsunternehmen 2004 bis 2012**



Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

den Energieversorgern abgeführt werden müssen. Jedoch hat gleichzeitig die Profitabilität in allen Wertschöpfungsstufen abgenommen auf Grund: Niedrigerer Margen im Bereich konventionelle Erzeugung durch niedrigere Großhandelspreise, niedrigerer Margen durch die Anreizregulierung im Netzgeschäft, niedrigerer Margen im Energievertrieb mit Geschäfts- und Industriekunden. In Summe führen diese Effekte zu einer stetig sinkenden operativen Marge.

### Stabilität

Mit sinkender operativer Profitabilität wird auch die Rendite auf das eingesetzte Kapital (Return on Capital Employed oder Rendite auf das eingesetzte Kapital, kurz: ROCE) belastet. Diese Kennzahl ist ein wichtiger Indikator dafür, ob bzw. in welchem Umfang es den Energieversorgern nach Abzug ihrer Kapitalkosten noch gelingt, Kapital zu akkumulieren oder ob sie von ihrem Kapital zehren.

Die im Rahmen des Roland Berger Effizienz-Benchmarking betrachteten deutschen Energieversorger haben zwischen 2004 und 2012 eine Rendite auf das eingesetzte Kapital von durchschnittlich

- 8 Prozent für Energieversorger mit konventionellen Erzeugungskapazitäten (Geschäftsmodell A)
- 10 Prozent für Energieversorger ohne konventionelle Erzeugungskapazitäten (Geschäftsmodell B)

<sup>2</sup> Vgl. Roland Berger Strategy Consultants (2014): [http://rolandberger.de/media/pdf/Roland\\_Berger\\_Energiewirtschaft\\_2014\\_20140801.pdf](http://rolandberger.de/media/pdf/Roland_Berger_Energiewirtschaft_2014_20140801.pdf), abgerufen am 30. März 2015

<sup>3</sup> „Earnings before interest, tax, depreciation and amortization“: Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen auf Sachanlagen und Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände

erwirtschaftet. Diese Renditen zeigten im Zeitraum 2004 bis 2012 eine fallende Tendenz, lagen jedoch eher oberhalb der durchschnittlichen Kapitalkosten in der deutschen Energiewirtschaft. Sobald die Renditeansprüche der Kapitalgeber (Anteilseigner und Fremdkapitalgeber) nicht mehr aus dem laufenden Geschäft befriedigt werden können, verlieren die Energieversorger an Substanz und können zusätzliche Investitionen im Sinne einer proaktiven Rolle in der Energiewende schwerlich meistern.

Abbildung 1.2 stellt die Entwicklung des ROCE-Niveaus jeweils für die Energieversorger mit Geschäftsmodell A und B dar. Die Mehrzahl der Versorger bewegt sich im unteren linken Quadranten („Flop“). Das bedeutet, die Kapitalrendite vieler Energieversorger war zuletzt unterdurchschnittlich und nahm stetig ab.

Neben der Kapitalrentabilität werden von Eigen- und Fremdkapitalgebern gerne noch weitere Kennzahlen herangezogen, um die finanzielle Stabilität eines Energieversorgers zu bewerten. Betrachtet werden dabei vor allem:

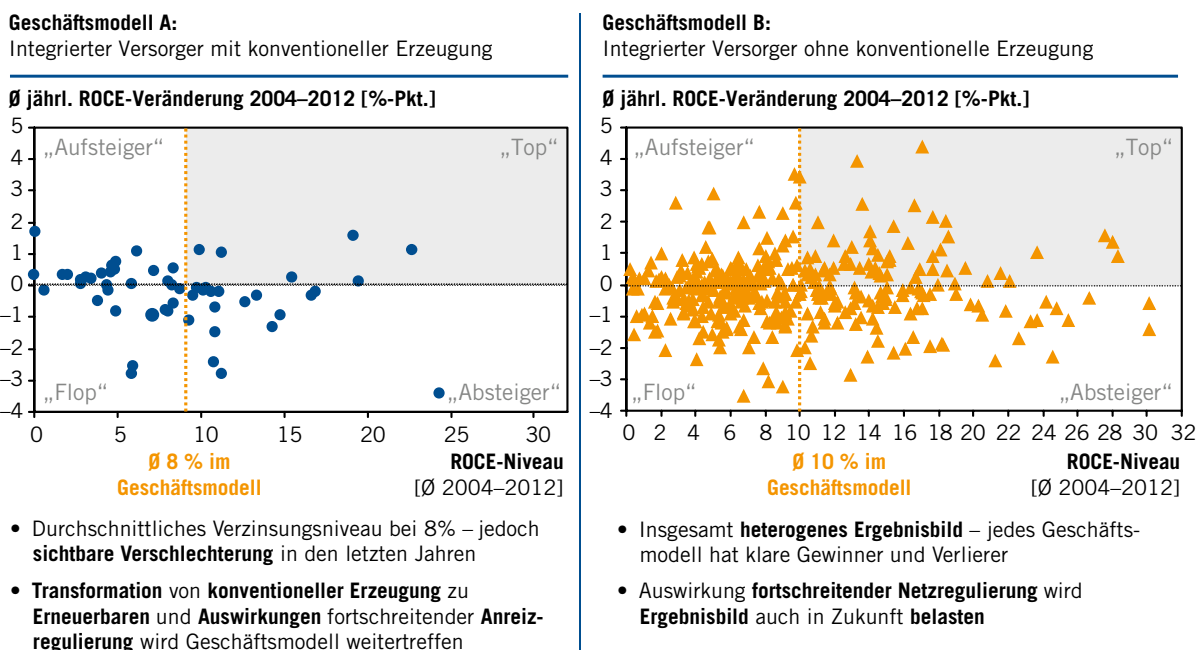
- **Eigenkapitalquote** – hier definiert als das Verhältnis von Eigenkapital zur Summe aus Eigenkapital und Fremdkapital. Je höher die Eigenkapitalquote, desto

größer ist die finanzielle Substanz des Energieversorgers, um auch in wirtschaftlich schlechteren Zeiten Investitions- und Dividendenanforderungen bedienen zu können.

- **Verschuldungsgrad** – hier ausgedrückt als Verhältnis von Netto-Finanzverbindlichkeiten zum EBITDA. Die Kennzahl zeigt die Fähigkeit eines Energieversorgers, aus dem operativen Geschäft heraus seine Verbindlichkeiten zurückzuzahlen.
- **Zinsdeckung** – hier ausgedrückt als das Verhältnis von operativem Cash Flow (Geldfluss aus laufenden Geschäftsaktivitäten) zu Zinsaufwand. Diese Kennzahl sagt aus, bis zu welchem Grad ein Unternehmen in der Lage ist, die Zinsen für seine Finanzverbindlichkeiten aus der operativen Geschäftstätigkeit heraus zu begleichen.

Um zu aussagekräftigen Ergebnissen in der Analyse zu gelangen, wurden für jede Stabilitätskennzahl Schwellenwerte festgelegt. Auch wenn keine verbindlichen Definitionen für die „richtigen“ Schwellenwerte existieren, können die genannten Zahlen als üblicher Maßstab angesehen werden, mit dem Fremdkapitalgeber Unternehmen in der deutschen Energiewirtschaft bewerten.

**Abbildung 1.2: Entwicklung der Kapitalrentabilität deutscher Energieversorgungsunternehmen 2004 bis 2012**



Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

- **Eigenkapitalquote** >40 Prozent; das heißt, der Anteil des Eigenkapitals am Gesamtkapital liegt idealerweise bei mehr als 40 Prozent.
- **Verschuldungsgrad** <3,5; das heißt, die Rückzahlung der Nettoverbindlichkeiten aus dem operativen Geschäft sollte in weniger als 3,5 Jahren möglich sein.
- **Zinsdeckung** >5,5; der operative Cash Flow sollte den Aufwand für Fremdkapitalzinsen um mehr als das Fünffache übersteigen.

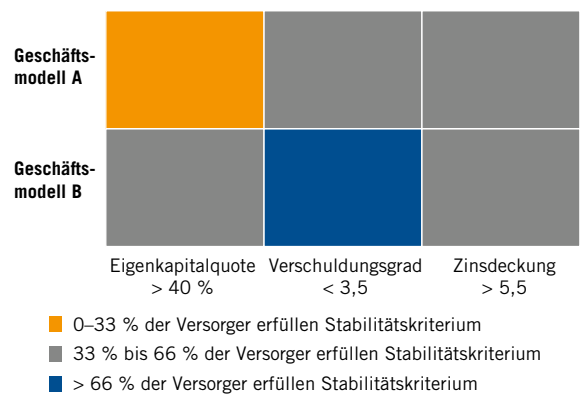
Zieht man diese Schwellenwerte für die Analyse der betrachteten Stadtwerke und Regionalversorger heran, zeigt sich (siehe Abbildung 1.3):

- **Geschäftsmodell A:** Die Eigenkapitalquote der Mehrheit dieser Energieversorger mit konventioneller Erzeugung liegt unter 40 Prozent und verletzt damit das Stabilitätskriterium. Weitere Belastungen (z. B. Abschreibungen für Erzeugungs-Assets) sowie die tendenziell abnehmende Profitabilität lassen keine Verbesserung der Eigenkapitalquote erwarten. Dies belastet die Investitionsfähigkeit dieser Energieversorger in neue Technologien bzw. innovative Geschäftsmodelle.
- **Geschäftsmodell B:** Energieversorgern ohne eigene konventionelle Erzeugung sind stabiler als Versorger des Geschäftsmodells A. Der verhältnismäßig niedrige Verschuldungsgrad lässt eine weitere Verschuldung zugunsten von Investitionen im Rahmen der Energiewende zu. Allerdings ist zu beachten, dass die absolute Höhe der zusätzlichen Verschuldung bei diesen Energieversorgern verhältnismäßig klein ist (typische Energieversorger des Geschäftsmodells B haben eine geringe Umsatzgröße) und daher Investitionen nur in eher kleine „Losgrößen“ erfolgen kann. Ferner haben sich auch in diesem Geschäftsmodell Eigenkapitalquote und Zinsdeckung eingetrübt.

## Effizienz

Sowohl für rein privatwirtschaftliche als auch kommunale Versorger ist es wesentlich, dass sie zur öffentlichen Daseinsvorsorge direkt oder indirekt die notwendigen Leistungen bereitstellen. Für alle Energieversorger ist daher das Gebot der Effizienz zentral – das heißt, mit optimiertem „Input“ (Anlagevermögen, Personal, Material, Working Capital) einen größtmöglichen „Output“ zu erzielen. Der von Roland Berger entwickelte Benchmarking-Ansatz gestattet es, die Effizienz eines jeden regionalen

**Abbildung 1.3: Erfüllungsgrad finanzwirtschaftlicher Stabilitätskennzahlen deutscher Energieversorgungsunternehmen 2012, differenziert nach Geschäftsmodell**



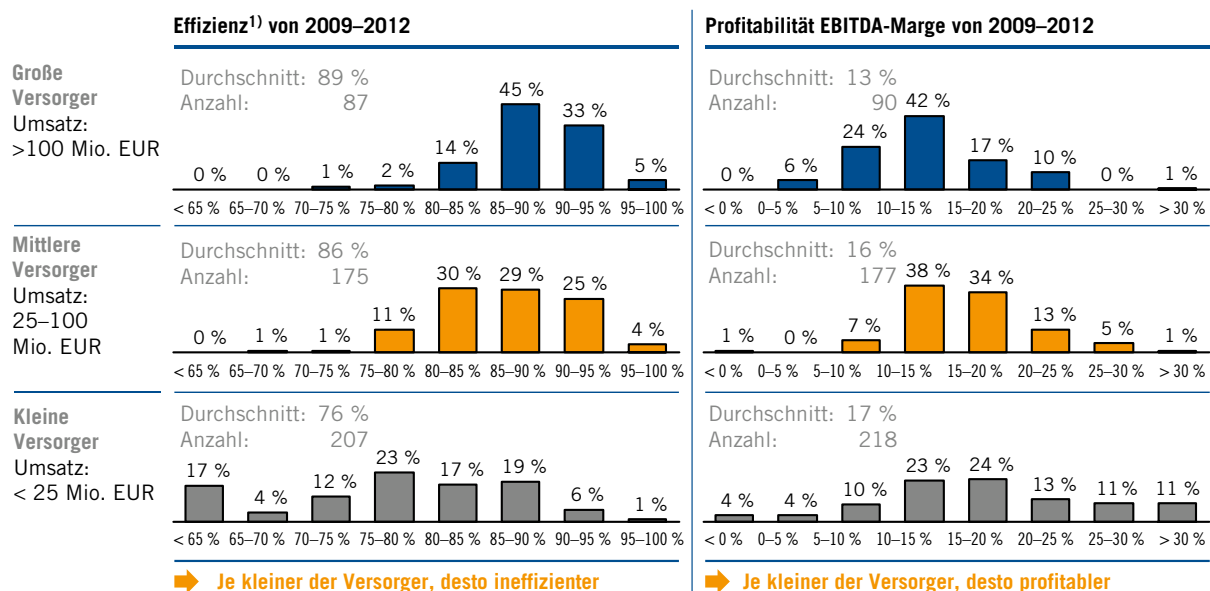
Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

Energieversorgers im Verhältnis zu vergleichbaren Energieversorgern zu messen. Das Benchmarking lehnt sich an ein volkswirtschaftliches Produktionsmodell an, das die Umwandlung von Input in Output beschreibt. Dahinter steht keine klassische mikroökonomische Analyse, sondern ein mathematisches Optimierungsverfahren, das für jedes Unternehmen einen Effizienzwert berechnet.

Bei Betrachtung der Analyseergebnisse fällt die Korrelation zwischen Höhe des Umsatzes und Effizienz auf: Je größer die Energieversorger gemessen am Umsatz sind, umso größer ist auch ihre Effizienz. Skaleneffekte spielen also eine bedeutende Rolle. Zwar gibt es auch bei den kleineren Versorgern vergleichsweise effiziente Unternehmen, allerdings nimmt hier die Streuung, d.h. die Unterschiede zwischen Unternehmen, deutlich zu.

Größere Versorger sind also grundsätzlich in der Lage, mit ihren vorhandenen Ressourcen „mehr Geschäft“ zu generieren. Die Frage, ob dies im aktuellen Marktumfeld auch effektiv im Sinne der Profitabilität ist, ist allerdings differenziert zu beantworten. Im Betrachtungszeitraum zeigt sich, dass mittlere und kleinere Versorger (Umsätze zwischen 25 und 100 Mio. EUR bzw. Umsätze kleiner als 25 Mio. EUR) mit ihrem Geschäftsmodellfokus auf Netze und Vertrieb im Durchschnitt profitabler waren als die größeren Versorger, die zusätzlich einen höheren Anteil an konventioneller Erzeugung und Großkundengeschäft hatten.

Abbildung 1.4: Verteilung der Effizienzwerte und Profitabilität nach Umsatzklassen



1) Auf Basis der Data Envelopment Analysis (DEA), die in Deutschland u.a. auch im Bereich der Netzregulierung eingesetzt wird

Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

Für große Versorger stellt sich daher die Frage, welche Geschäftsmodellanpassungen effektiv sind, um die Profitabilität zu steigern. Mittlere und kleinere Versorger müssen sich die Frage stellen, ob das bisherige Geschäftsmodell auch in Zukunft effektiv bleiben wird und wie die Effizienz weiter gesteigert werden kann.

## Zwischenfazit

In den vergangenen Jahren ist die wirtschaftliche Situation der Energieversorger deutlich schwieriger geworden – perspektivisch mit negativen Auswirkungen auf die teils dahinter stehenden Kommunen. So sind beispielsweise kommunale Aktivitäten wie der öffentliche Personennahverkehr oftmals auf Querfinanzierung aus den energiewirtschaftlichen Aktivitäten des Stadtwerks angewiesen.

Nur auf einer stabilen finanziellen Basis wird es möglich sein, den Strukturwandel in der Energiewirtschaft erfolgreich zu meistern und Chancen durch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle zu nutzen. Dazu brauchen Energieversorger Finanzierungspartner, mit denen gemeinsam Investitionen in die Energiewende getätigt werden können.

## 1.3 Herausforderungen für die Energieversorger in der Zukunft und resultierende Finanzierungsbedarfe

Die Struktur der Energieversorgung in Deutschland und anderen Industriestaaten war bis Ende des vergangenen Jahrhunderts von mittleren und großen fossilen Kraftwerken geprägt; diese Knoten des Stromnetzes waren vor allem in Städten und industriellen Ballungszentren entstanden und wurden von den Energieversorgungsunternehmen verknüpft. 1972 speisten in Westdeutschland erstmals Kernkraftwerke ins Stromnetz ein. So entwickelte sich ein Verbundnetz, das den Strom von fossilen und nuklearen Kraftwerken über Übertragungsnetze und Verteilnetze transportierte. In dieser Energielandschaft konnte der Stromfluss nur eine Richtung, und zwar vom Erzeuger zum Verbraucher.

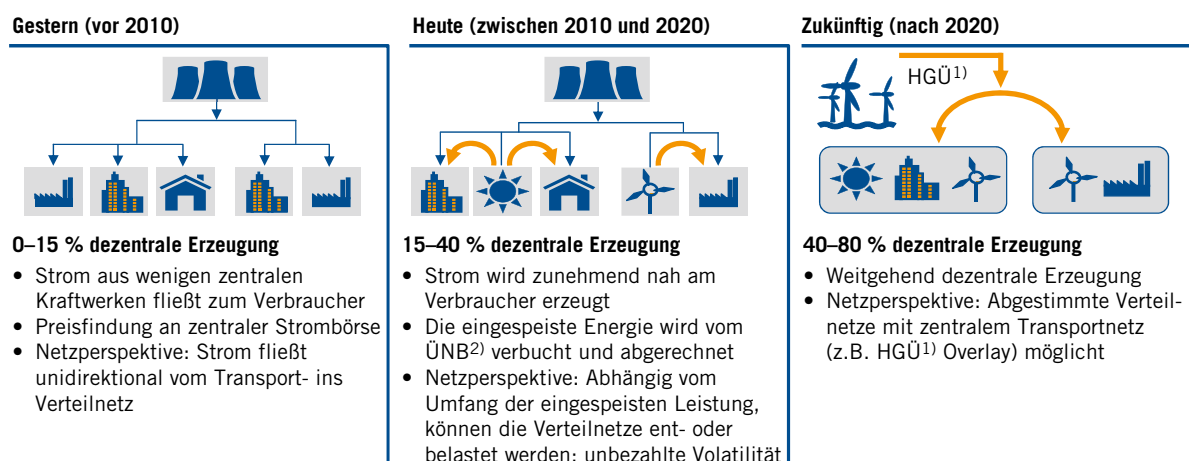
Anfang der 1990er-Jahre schritt der Ausbau der erneuerbaren Energien langsam voran und nahm mit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 immer mehr Fahrt auf. Der Ausbau erneuerbarer Energien führte zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Stromversorgung, da regenerative Energien z.B. aus Sonne, Wind onshore oder Biomasse in der Regel dezentral erzeugt und auf Verteilnetzebene eingespeist werden. Der technologische Fortschritt kam hinzu. Innovationen in den unterschiedlichen Segmenten der erneuerbaren Energien haben den Durchbruch in den Massenmarkt ermöglicht. Neue Informations- und Kommunikationstechnik hat die Voraussetzungen geschaffen, die dezentralen Erzeugungsanlagen in das Stromnetz zu

integrieren. So hat die Dezentralisierung der Energieerzeugung zu einem Rollenwechsel aufseiten der Endverbraucher geführt: Aus reinen Stromkonsumenten sind nun gleichzeitig potenzielle Stromproduzenten geworden. Immer mehr Haushalte und Unternehmen nutzen die Möglichkeit, durch die Installation eigener Systeme aus Sonne, Biomasse oder Wind „ihren“ Strom selbst zu erzeugen. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren fortsetzen.

### Verteilung der Verdienstmöglichkeiten zwischen den Akteuren

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit einhergehende Dezentralisierung der Stromerzeugung führen in der Energiewirtschaft sowohl auf der Technologie- als auch auf der Marktebene zu gravierenden Veränderungen. Zu den größten Herausforderungen zählen dabei die Verknüpfung der dezentralen Energieversorgungssysteme und deren Integration in das Stromnetz. In einer zentralistisch geprägten Energiewelt war die Anpassung der Stromerzeugung an die Schwankungen des Strombedarfs im Tagesverlauf relativ einfach zu regeln. Dagegen ist die Aufrechterhaltung der Netzstabilität durch den wachsenden Anteil der regenerativen Energieträger Sonne und Wind schwieriger zu bewerkstelligen. Die fluktuierende Einspeisung von Photovoltaik- und

**Abbildung 1.5: Schwerpunkt des Energiesystems verschiebt sich von der zentralen hin zur dezentralen Energieerzeugung**



1) Hochspannungsgleichstromübertragung 2) Übertragungsnetzbetreiber

Möglicherweise notwendige Reservekraftwerke und Speicherkapazitäten sind in dieser vereinfachten Darstellung nicht berücksichtigt.

Quelle: Roland Berger Strategy Consultants



Windenergieanlagen erhöhen die Anforderungen an Netzmanagement und Netzinfrastruktur.

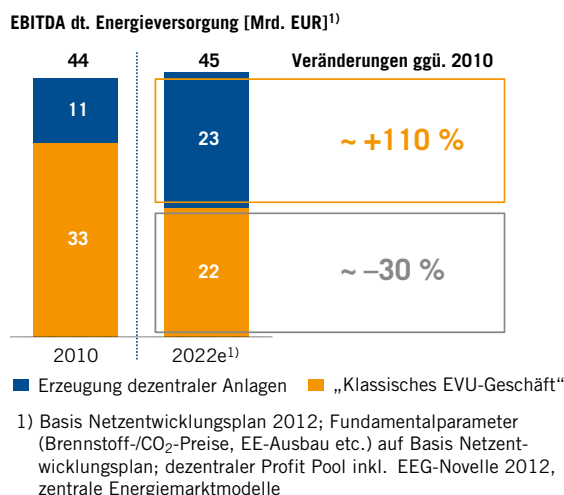
Die Transformation des Energiesystems bedeutet neue Anforderungen sowohl für die (überregionalen) Übertragungsnetze als auch für die Verteilungsnetze zu den Endkunden, weil ein Großteil der Leitungen noch nicht für den Transport großer Mengen erneuerbarer Energien ausgelegt ist. Dies erfordert eine Verstärkung der Netze sowie den Bau zusätzlicher Höchstspannungsleitungen. Aufgrund der Einspeisung aus dezentralen Versorgungssystemen müssen Verteilnetze in die Lage versetzt werden, einen bidirektionalen Lastfluss zu bewältigen. Einzelne Netze sind also – je nach Zustand und Aufgabenstellung – zu ertüchtigen und gegebenenfalls durch intelligente Komponenten nachzurüsten. Auf der Ebene der Übertragungsnetze müssen die Voraussetzungen geschaffen werden, um die teilweise erheblichen Distanzen zwischen den Erzeugungsorten regenerativer Energien und den Lastzentren zu überwinden.

Derzeit durchläuft das Stromsystem in Deutschland eine Hybridphase, in der dezentrale und zentrale Elemente die Energieversorgung sicherstellen. Diese Transformation stellt die Akteure der Energiewirtschaft vor enorme Aufgaben: Die alten Strukturen und Gesetzmäßigkeiten des Energiesektors sind nur bedingt geeignet für den Übergang in die regenerative und dezentrale Ära. Neue Strukturen müssen sich erst herausbilden und alte ersetzen.

Der Trend zur Dezentralisierung wird auch in der Gewinn- und Verlustrechnung der Branchenakteure Spuren hinterlassen: Insgesamt werden die Verdienstmöglichkeiten, d. h. der Ergebnispool (EBITDA-Pool) für Akteure in der Energiewirtschaft wohl konstant bleiben (siehe Abbildung 1.6). Allerdings wird sich die Gewichtung zwischen klassischen und neuen Akteuren stark verschieben. So wird davon ausgegangen, dass der Anteil des klassischen EVU-Geschäfts deutlich abnimmt.<sup>4</sup>

Bei den im Zeitraum 2010 bis 2022 zu erwartenden Veränderungen im EBITDA-Pool (Ergebnispool) lohnt sich der Blick auf die Details: Abbildung 1.7 stellt den im Jahr 2010 erwirtschafteten EBITDA dem für 2022 prognostizierten Wert gegenüber. Demnach halbiert sich das EBIT-

**Abbildung 1.6: Prognose zur Entwicklung des Ergebnispools (EBITDA) deutscher Energieversorgungsunternehmen 2010 bis 2022**



Quelle: Öffentlich zugängliche Unternehmensdaten;  
Roland Berger Strategy Consultants

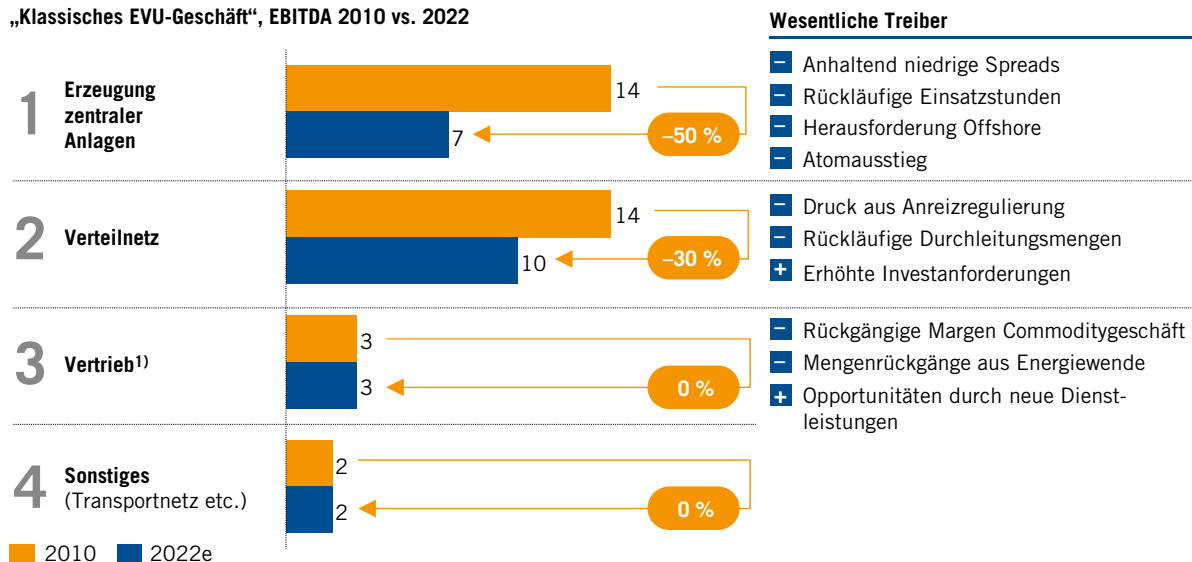
DA aus der Erzeugung in zentralen Anlagen. Die Gründe dafür liegen in anhaltend niedrigen Erzeugungs-Spreads und damit rückläufigen Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke, den Unwägbarkeiten des Offshore-Windenergiegeschäfts sowie dem Ausstieg aus der kommerziellen Nutzung der Kernenergie. Das aus dem Verteilnetz generierte EBITDA wird sich ebenfalls deutlich reduzieren. Die Modellrechnung geht von einem Rückgang um etwa 30 Prozent aus. Ursachen dafür sind der zunehmende Druck aus der Anreizregulierung, sinkende Durchleitungsmengen und erhöhte Investitionsanforderungen.

Wind onshore, Photovoltaik, kleinere Erzeugungsanlagen mit Kraft-/Wärmekopplung (Contracting): Die Energieerzeugung aus dezentralen Anlagen ist der große Gewinner des Strukturwandels in der Energiewirtschaft. Allerdings werden am Ergebnispool der dezentralen Erzeugung nicht nur die Energieversorger partizipieren. Auch andere Akteure sichern sich bereits große Stücke dieses stetig wachsenden Kuchens. Mit etwa 50 Prozent wird der größte Anteil an diesem Ergebnispool auf die privaten Haushalte entfallen; der Anteil der Industrie wird bei rund 15 Prozent liegen. Die Energieversorgungsunternehmen werden etwa zehn Prozent des mit der dezentralen Erzeugung erwirtschafteten EBITDA für sich vereinnahmen, wobei sie den Gewinn mitunter teilen müssen, zum Beispiel wenn Fonds an der Finanzierung beteiligt sind.

<sup>4</sup> Annahmen des Energiemarktmodells: Erzeugung – auf Basis dynamischer Merit-Order-Simulation (Kernannahmen entsprechend Netzentwicklungsplan (Nachfrage, Brennstoff-/CO<sub>2</sub>-Preise etc.) und EEG-Novelle 2012); Verteilnetz – Abschätzung des jährlichen Effizienzsteigerungsanspruchs der BNetzA, zugängliche Langfristplanungen Netz; Vertrieb und Commodity-nahe Services – Vertrieb in Summe etwa gleiches Margenniveau, Commodity geht zurück aber Mehrwertleistungen nehmen zu; Contracting – auf Basis Gesamtmarktprojektion

**Abbildung 1.7: Entwicklung des „klassischen“ EVU-Geschäfts – Ausblick bis 2022 in EUR Mrd.**

„Klassisches EVU-Geschäft“, EBITDA 2010 vs. 2022



1) Inkl. Commodity-nahe Dienstleistung; Wesentliche Treiber: Stabile Stromnachfrage, rückläufige Gasmengen und Margendruck im Strom & Gas; Commodity-nahe Dienstleistungen: Reservenetzanschlüsse, Energieeffizienzberatung, Betriebskostenabrechnung, Wasserwirtschaftliche Dienstleistungen, Betrieb und Instandhaltung von Beleuchtungsnetzen

Quelle: Öffentlich verfügbare Unternehmensdaten; Roland Berger Strategy Consultants

## Transformation der Geschäftsmodelle

Vor dem Hintergrund von Preisdruck durch Discount-Anbieter, der Zunahme verbrauchernaher Erzeugung bzw. einer wachsenden Anzahl sogenannter Prosumer (Kunden, welche gleichzeitig einspeisen) sind sich die meisten Energieversorger bewusst, dass die klassische Rolle als Energielieferant auf lange Sicht kein Erfolgsmodell mehr sein kann. So erklären in der Stadtwerkstudie 2014 des BDEW mehr als zwei Fünftel der Befragten, dass die Energiewende ihr Geschäftsmodell sehr stark verändern wird.

Der Strukturwandel in der Energiewirtschaft fordert und fördert neue Geschäftsmodelle – vom Energieversorger zum Energiedienstleister. Es gibt bereits einige solche Modelle, die diese Entwicklung illustrieren:

- **Virtuelle Kraftwerke** – Energieversorger bieten eine intelligente Vernetzung dezentraler Stromerzeugungsanlagen an, das heißt, sie bündeln die erzeugte Energie ihrer Kunden und übernehmen die Integration bzw. Vermarktung in den Energiemarkt.
- **Kombinierte Produkt-/Service-Pakete** – Energieversorger versuchen, zunehmend Mehrwert außerhalb der

reinen Commodity-Lieferung (Strom/Gas) zu schaffen, beispielsweise durch kombinierte Angebote mit Kauf oder Vermietung, beispielsweise von Photovoltaik-Anlagen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

- **Energiedienstleistungen** – Energieversorger bieten Industriekunden Lösungen zur Eigenerzeugung an (Contracting), um die spezifischen Energiekosten dieser Kunden zu senken.
- **Smart-Home-Technologien** – Energieversorger versuchen zunehmend, ihr Produktportfolio im Bereich Automatisierung (zum Beispiel Thermostate etc.) zu erweitern. Laut einer VKU-Umfrage hat jedes dritte Stadtwerk dieses Thema auf der Agenda.<sup>5</sup>

Die Entwicklung und die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle erfordern finanzielle und personelle Ressourcen. Die nötigen Mittel aufzubringen, ist für viele Energieversorger in ihrer aktuellen wirtschaftlichen Situation nicht einfach: Einerseits gilt es, die finanzielle Stabilität zu wahren, andererseits bedeuten die neuen Geschäftsmodelle

5 Vgl. Reck, Hans-Joachim (2015): Die Energiebranche muss smarter werden, in: HandelsblattJournal Energiewirtschaft [http://veranstaltungen.handelsblatt.com/journal/energiewirtschaft-download/; abgerufen am 31. März 2015]

derzeit noch niedrigere Margen als die bisherigen Geschäftsmodelle.

Hinzu kommt die Notwendigkeit, die Verteilnetze technisch aufzurüsten, was wiederum erhebliche Investitionen notwendig macht. Die Verteilnetze haben eine zentrale Bedeutung für das Gelingen der Energiewende: Etwa 97 Prozent der erneuerbaren Energien (installierte Erzeugungsleistung) sind daran angeschlossen. Dort findet der Austausch zwischen Stromabnehmern und -erzeugern statt. Um diese Rolle als „Energiedrehscheibe“ zu erfüllen, müssen die Verteilnetze bidirektional und interaktiv werden. Laut VKU besteht die entscheidende Herausforderung auf der Verteilnetzebene darin, die dezentrale Energieerzeugung zukünftig durch moderne Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) intelligent zu vernetzen.<sup>6</sup> Um das zu meistern, bedarf es erheblicher Investitionen in die Verteilnetze, von denen knapp zwei Drittel von kommunalen Netzbetreibern bewirtschaftet werden.

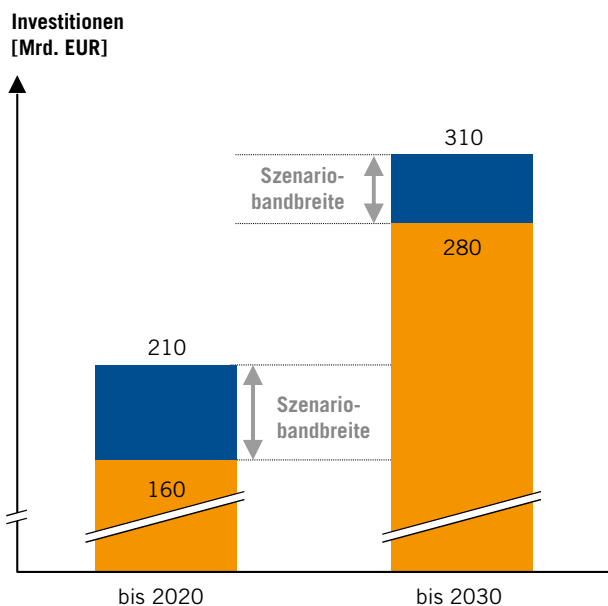
6 Ebenda.

## Finanzierungsbedarf der Energiewende

Zwei Bereiche der Energiewirtschaft wurden genannt, die in den nächsten Jahren Investitionen erfordern: die Innovation von Geschäftsmodellen und die Ertüchtigung der Verteilnetze. Hinzu kommen drei weitere: der Ausbau der Übertragungsnetze sowie die Finanzierung des Ausbaus der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Investitionen in die umweltverträgliche Energieerzeugung aus nicht-regenerativen Energieträgern.

Berechnungen von Roland Berger Strategy Consultants gehen bis zum Jahr 2030 von einem Investitionsbedarf in Höhe von 280 bis 310 Mrd. Euro aus (Basisjahr 2012). Davon werden rund 160 bis 210 Mrd. Euro allein bis 2020 anfallen. Diese Zahlen basieren auf dem Netzentwicklungsplan 2012, der Verteilnetzstudie 2012 der Deutschen Energie-Agentur (dena) und dem Roland Berger Marktmodell. Berücksichtigt werden Investitionen für den Ausbau der erneuerbaren Energien, der Netzinfrastruktur und Pumpspeicher sowie anderer Anlagen zur Systemintegration erneuerbarer Energien. Investitionen für energetische Gebäudesanierung blieben bei der Abschätzung außen vor.

**Abbildung 1.8: Kumulativer Investitionsbedarf in der Energiewirtschaft bis 2020 bzw. bis 2030, Basisjahr 2012**



### Grundlagen

- Abschätzung der **Investitionsszenarien** bis 2020/2030 auf Basis der Informationen aus:

- 1 Netzentwicklungsplan 2012
- 2 DENA Verteilnetzstudie 2012
- 3 RB-Marktmodell

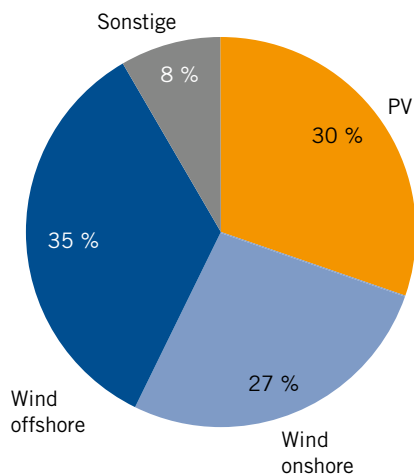
### Treiber

- Ausbau der **erneuerbaren Energien** als wesentlicher Block
- Gefolgt von **Infrastrukturausbau** (Verteil-/Übertragungsnetz)
- Zusätzliche Investitionen in **konventionelle Erzeugung** erforderlich

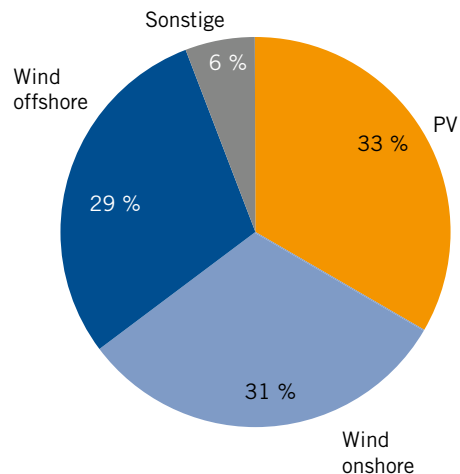
Quelle: Roland Berger Strategy Consultants; eigene Berechnungen auf Basis des Netzentwicklungsplans 2012

**Abbildung 1.9: Verteilung des Investitionsbedarfs für erneuerbare Energien bis 2020 und 2030**

**Verteilung Investitionsbedarf  
Erneuerbare Erzeugungsanlagen bis 2020**



**Verteilung Investitionsbedarf  
Erneuerbare Erzeugungsanlagen bis 2030**



Quelle: Netzentwicklungsplan 2012; dena-Verteilnetzstudie 2012, BMU-Leitstudie 2011; Roland Berger Strategy Consultants

Im Szenario von Roland Berger Strategy Consultants ist der Ausgangspunkt für die Abschätzung des Investitionsbedarfs der sogenannte Basisfall. In Sensitivitätsuntersuchungen wurden verschiedene Entwicklungsvarianten einzelner Energieträger durchgespielt. Daraus ergeben sich unterschiedliche Szenarien, die wiederum die Bandbreite des voraussichtlichen Investitionsbedarfs für erneuerbare Energien vorgeben (siehe Abbildung 1.8).

Bis 2020 werden circa 53 Prozent der Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen fließen, circa 22 Prozent in Netze und etwa 25 Prozent in konventionelle Erzeugungsanlagen (inkl. Investitionen in Pumpspeicher).

Nach Schätzungen von Roland Berger wird der Anteil der erneuerbaren Erzeugungsanlagen am Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 auf etwa 62 Prozent ansteigen. Gleichzeitig dürfte der Anteil der Investitionen in konventionelle Kraftwerke auf circa 17 Prozent zurückgehen. Der Anteil für Netze bleibt bei etwa 21 Prozent stabil.

Innerhalb der erneuerbaren Erzeugungsanlagen fließen die Investitionsmittel im Basisszenario zu jeweils etwa einem Drittel in Photovoltaik, Wind onshore und Wind offshore. Diese Verteilung ändert sich bis 2030 nur geringfügig (siehe Abbildung 1.9).

## 1.4 Finanzierung künftiger Investitionen in den deutschen Energiemarkt

Traditionell fallen Investitionen in zentrale Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur in Deutschland in den Aufgabenbereich von Energieversorgungsunternehmen bzw. Netzbetreibern. Historisch wurde das hierfür notwendige Kapital aus Eigenkapitalmitteln dieser Akteure sowie aus Fremdkapitalmitteln von Kreditinstituten aufgebracht. Heute werfen der steigende Investitionsbedarf sowie bedrohte Ergebnisse der Versorger drei Kernfragen auf:

1. Welche Kapitalgeber werden zukünftig Investitionen in die deutsche Energielandschaft finanzieren?
2. Welche Rolle werden Energieunternehmen bei der Finanzierung von Investitionen künftig einnehmen?
3. Drohen Investitionslücken, das heißt die Unterfinanzierung gewisser Technologien, und wie ließe sich das kompensieren?

Nach einer kurzen Bestandsaufnahme der aktuellen Investitionsaktivitäten in deutsche Energieinfrastruktur werden zunächst mögliche bzw. bereits aktive Kapitalgeber betrachtet. Ferner werden aktuelle Finanzierungsmodelle und anschließend die Marktsicht vorgestellt, das heißt die Investorenperspektive, die sich aus der Diskussion mit ausgewählten Marktakteuren ergeben hat. Es folgt eine abschließende Diskussion der Ergebnisse sowie die Ableitung möglicher Lösungsansätze.

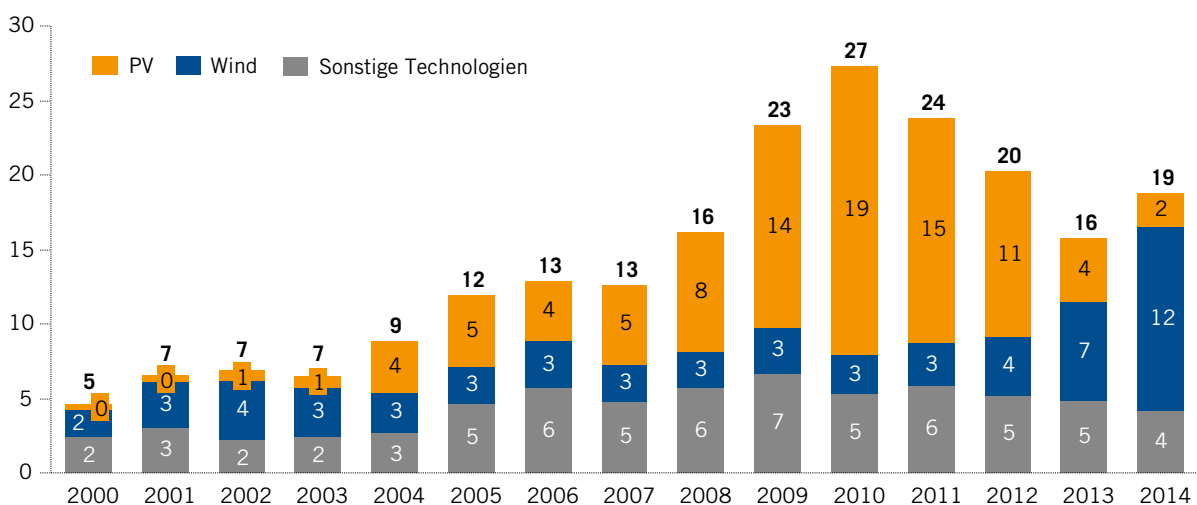
### Aktuelle Lage

Nach einem Spitzenwert von 27 Mrd. Euro im Jahr 2010 waren Investitionen in regenerative Erzeugungsanlagen in Deutschland bis 2013 stark rückläufig. Dies ist maßgeblich auf das sinkende Investitionsvolumen bei Photovoltaik-Anlagen zurückzuführen, da 2012 die EEG-Förderung von Freiflächen gekappt wurde und zudem die Kosten pro Anlage sanken. Gleichzeitig ist eine starke Zunahme der Investitionsaktivitäten in Windenergieanlagen zu beobachten: Bei dieser Erneuerbaren-Technologie hat sich die jährliche Investitionssumme seit 2012 auf 12 Mrd. Euro in 2014 verdreifacht. Dies wirkt sich auch positiv auf das Gesamtinvestitionsvolumen aus, das 2014 im Vergleich zum Vorjahr um 3 Mrd. Euro gestiegen ist.

Wie zuvor erläutert, sind jährliche Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2020 von ca. 11 Mrd. Euro jährlich notwendig, um den projizierten Investitionsbedarf zu decken. In Anbetracht der jüngsten Investitionsvolumina in diese Technologien zeichnet sich auf den ersten Blick keine Unterfinanzierung ab. Allerdings muss vor einer abschließenden Bewertung eine Reihe von Randbedingungen berücksichtigt werden.

Wie bereits dargestellt, können Energieversorger als natürliche Kapitalgeber nicht länger automatisch vorausgesetzt werden, auch weil sich die operative Attraktivität der Assets verringert.

**Abbildung 1.10: Jährliche Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland in Mrd. EUR**



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Anpassungen der Einspeisevergütung im Rahmen der EEG Novelle 2014, erwogene bzw. realisierte Ausschreibungsmodelle und eine erschwerte Standortsuche für Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen und Windenergieanlagen mindern die Attraktivität von Investitionen in diese Technologien; Offshore-Windanlagen müssen in immer weiteren Abständen zur Küste installiert werden. Laut der Roland-Berger-Studie „Offshore Wind Toward 2020“ betrug die Wassertiefe von Offshore-Anlagen im Jahr 2012 durchschnittlich 20 Meter bei einem Küstenabstand von rund 20 Kilometern. 2020 werden Tiefen von 60 Metern und ein durchschnittlicher Küstenabstand von 100 Kilometern erwartet. Es ist fraglich, ob die Technologie sich schnell genug entwickelt, um dennoch ein attraktives Risiko/Rendite-Verhältnis zu erzielen.<sup>7</sup>

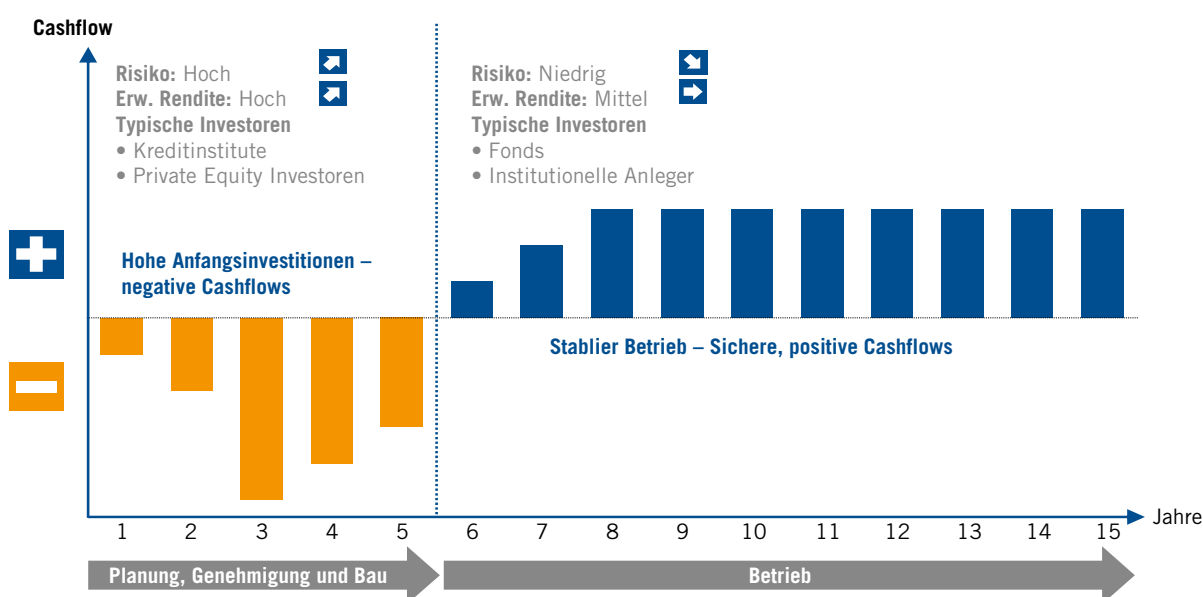
Ferner müssen die makroökonomischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Unter den Vorzeichen einer restriktiven Haushaltspolitik (Stichwort „Schuldenbremse“ und „schwarze Null“) sind die öffentlichen Infrastrukturinvestitionen in den 28 EU-Staaten seit 2010 um elf Prozent auf 400 Mrd. Euro im Jahr 2013 zurückgegangen.

Die Liquidität auf den Kapitalmärkten als Folge der expansiven Geldpolitik der Europäischen Zentralbank ist hingegen sehr hoch, das Zinsniveau auf einem Tiefstand. In diesem Kapitalmarktumfeld wird es für Investoren immer schwieriger, attraktive Anlagemöglichkeiten zu finden. So suchen insbesondere eher risikoaverse institutionelle Anleger wie Versicherungen oder Pensionsfonds Alternativen zu derzeit extrem niedrig verzinsten Staatsanleihen. Eigentlich bieten sich Infrastrukturprojekte als ideale Lösung an, denn sie offerieren langfristige Anlagemöglichkeiten in einem stabilen Umfeld mit zuverlässigen Renditen. Trotzdem halten sich private Kapitalgeber zurück. Bislang ist es nicht gelungen, eine Brücke zwischen Kapitalangebot und Kapitalbedarf zu schlagen.

Mit der EU-Investitionsoffensive zur Förderung von Wachstum und Beschäftigung im November 2014 will die Europäische Kommission das Kapital von Unternehmen und institutionellen Anlegern für Infrastrukturprojekte mobilisieren (Gesamtvolume 315 Mrd. Euro). Dazu gehört auch der Energiesektor. Um Europa für Investitionen attraktiver zu machen, verfolgt die Initiative unter anderem das politische Ziel regulatorische Hemmnisse zu beseitigen. Hier besteht offensichtlicher Handlungsbedarf, wie eine Umfrage des „Weltenergieter – Deutschland“ zum Investitionsklima in seinem weltweiten Experten-Netzwerk untermauert. Aufschlussreich ist dabei vor allem der Vergleich zwischen den weltweiten und europä-

<sup>7</sup> Vgl. Roland Berger Strategy Consultants (2013): [www.rolandberger.de/media/pdf/Roland\\_Berger\\_Offshore\\_Wind\\_Study\\_20130506.pdf](http://www.rolandberger.de/media/pdf/Roland_Berger_Offshore_Wind_Study_20130506.pdf); abgerufen am 31. März 2015

**Abbildung 1.11: Typischer Lebenszyklus von Investitionen in Erneuerbare-Energie-Projekte**



Quelle: United Europe/Roland Berger Strategy Consultants

**Abbildung 1.12: Übersicht der wichtigsten Kapitalgeber und eine schematische Darstellung ihres Profils**

|                                         |                                     | Kapitalgeber        |                                        |                                                 |                                          |                              |
|-----------------------------------------|-------------------------------------|---------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------|
|                                         |                                     | Kreditinstitute     | Privathaushalte/<br>landwirt. Betriebe | Institutionelle<br>Anleger <sup>1)</sup> /Fonds | Strategische<br>Investoren <sup>2)</sup> | Private Equity<br>Investoren |
| Kapitalart                              | Fremd<br>kapital                    | ✓                   | (✓)                                    | ✓                                               | X                                        | X                            |
|                                         | Mezzanine-<br>Kapital <sup>3)</sup> | X                   | ✓                                      | ✓                                               | X                                        | X                            |
|                                         | Eigen-<br>kapital                   | X                   | ✓                                      | ✓                                               | ✓                                        | ✓                            |
| Renditeerwartung/<br>Risikobereitschaft |                                     |                     |                                        |                                                 |                                          |                              |
| Investitions-<br>horizont               |                                     |                     |                                        |                                                 |                                          |                              |
| Investitions-<br>volumen                |                                     |                     |                                        |                                                 |                                          |                              |
|                                         |                                     | sehr hoch<br>(lang) | sehr gering<br>(kurz)                  | ✓ typisch                                       | (✓) selten                               | X kaum/nicht<br>beobachtbar  |

1) Versicherungen, Pensionsfonds bzw. -kassen

2) Energieversorger, Projektierer, Übertragungsnetzbetreiber

3) Mezzanine Kapital: Eigenkapitalähnliche Mittel, welche jedoch kein Stimmrecht bedingen

Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

ischen Ergebnissen: Das Investitionsklima in Europa wird deutlich schlechter eingeschätzt als im globalen Durchschnitt. Außerdem vermag fast die Hälfte der Befragten keine Verbesserung des Investitionsklimas im Vergleich zum Vorjahr zu erkennen.<sup>8</sup>

Neben dem Regulierungsrahmen ist das spezifische Risiko-/Renditeprofil von Erneuerbaren-Energie-Anlagen ein Investitionshemmnis. Hohe Risiken und Investitionen in der Planungs-, Genehmigungs- und Bauphase passen nicht zum Risikoprofil institutioneller Anleger bzw. von Infrastrukturfonds. Die entsprechend hohen Renditechancen sprechen eher Investoren wie Private-Equity-Fonds an. Die moderaten, aber stabilen Renditen in der risikoarmen Betriebsphase wiederum sind unattraktiv für Letztere. Dieses Problem will die Europäische Union mit einem „Europäischen Fonds für strategische Investitionen“ (EFSl) angehen, einer gezielten, risikoabdeckenden

Anschubfinanzierung für Infrastrukturinvestitionen. Damit könnte die Bereitschaft konservativer Investoren für Investitionen in frühen Projektphasen erhöht werden.<sup>9</sup>

### Wer stellt das Investitionskapital für die Energiewende bereit?

Derzeit befinden sich circa 46 Prozent der regenerativen Erzeugungsleistung in Deutschland im Besitz von Privatpersonen und landwirtschaftlichen Betrieben (hauptsächlich Photovoltaik-Anlagen). Lediglich 26 Prozent der Erzeugungsanlagen befinden sich im Besitz von Energieversorgungsunternehmen und Projektierern (siehe Kapitel 4.5 „Vielfalt in den Eigentümerstrukturen erneuerbarer Energien“).

Damit haben historisch Privatpersonen und landwirtschaftliche Betriebe einen erheblichen Anteil der notwendigen

<sup>8</sup> Vgl. Weltenergierat – Deutschland e. V. (2014): Investitionsklima für Energiesektor weltweit überraschend positiv; in Europa deutlich negativer. Pressemitteilung vom 23. November 2014 [<http://www.weltenergierat.de/241114-investitionsklima-fuer-energiesektor-weltweit-ueberraschend-positiv-in-europa-deutlich-negativer/>; abgerufen am 1. April 2015]

<sup>9</sup> Für eine detaillierte Diskussion des EFSl verweisen wir auf die kürzlich erschienene Publikation „Squaring the circle – Improving European infrastructure financing“, United Europe/Roland Berger Strategy Consultants (Hrsg.) (2015) [[http://rolandberger.de/media/pdf/Roland\\_Berger\\_Infrastructure\\_Finance\\_20150320.pdf](http://rolandberger.de/media/pdf/Roland_Berger_Infrastructure_Finance_20150320.pdf); abgerufen am 30. März 2015]

**Abbildung 1.13: Übersicht Fremd- und Eigenkapitalgeber-Kombinationen**

|              |                                        | Eigenkapital                           |                                  |                            |                              |
|--------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------|----------------------------|------------------------------|
|              |                                        | Privathaushalte/<br>landwirt. Betriebe | Institutionelle<br>Anleger/Fonds | Strategische<br>Investoren | Private Equity<br>Investoren |
| Fremdkapital | Kreditinstitute                        | ✓                                      | ✓                                | ✓                          | ✓                            |
|              | Privathaushalte/<br>landwirt. Betriebe |                                        | (✓)                              | (✓)                        | ✗                            |
|              | Institutionelle<br>Anleger/Fonds       | ✗                                      | ✗                                | ✗                          | ✗                            |

✓ Gemeinschaftsfinanzierung von Energieinfrastruktur-Assets gängig  
 (✓) Gemeinschaftsfinanzierung von Energieinfrastruktur-Assets eher ungewöhnlich  
 ✗ Gemeinschaftsfinanzierung von Energieinfrastruktur-Assets ungewöhnlich

Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

Eigenkapitalmittel bereitgestellt. Bis 2010 wurde der größte Teil (rund 80 Prozent) der Investitionen in die europäische Infrastruktur von Banken kreditfinanziert.<sup>10</sup> Damit bilden Banken das Rückgrat von Investitionen in Infrastruktur bzw. der Finanzierung von Erneuerbare-Energie-Anlagen in Deutschland. Renditedruck und Niedrigzinsumfeld ziehen nun verstärkt Kapitalgeber wie institutionelle Anleger (Versicherungen, Pensionskassen etc.) bzw. Fonds und Private-Equity-Investoren an. Bislang sind institutionelle Anleger jedoch eher zögerlich.

Zur Finanzierung von Investitionen in Energieinfrastruktur werden typischerweise Eigen- sowie Fremdkapital benötigt. Die Höhe des Fremdkapitalanteils (Leverage) hängt dabei von der Bonität der Eigenkapitalgeber sowie dem zu finanzierenden Projekt (genauer von Projektrisiken) ab. Für Eigenkapitalgeber ist im Allgemeinen ein hoher Fremdkapitalanteil erstrebenswert, da dieser die Eigenkapitalrendite der Investition erhöht. Abbildung 1.13 zeigt mögliche Fremdkapital/Eigenkapitalkombinationen. Eine projektbezogene anleihebasierte Fremdkapitalaufnahme (Projektbonds) kommt beispielsweise grundsätzlich für strategische Investoren in Frage. Eine zentrale Rolle spielen jedoch Kreditinstitute, welche im Prinzip allen hier aufgeführten Eigenkapitalgebern für

Investitionen in Energieinfrastruktur (mit spezifischen Konditionen) als Kreditgeber zur Verfügung stehen.

Im Folgenden werden zunächst Eigenkapitalgeber betrachtet. Daran anschließend werden Rahmenbedingungen und jüngste Entwicklungen für Banken als den zentralen Fremdkapitalgebern erörtert. Nach einer Vorstellung aktueller Finanzierungsmodelle wird eine aktuelle Marktsicht auf zukünftige Finanzierungsmodelle auf Basis von Diskussionen zwischen Roland Berger Strategy Consultants und ausgewählten Marktteilnehmern gegeben.

## Eigenkapitalgeber

### Privathaushalte

Die „Bürgerenergie“ spielt eine wichtige Rolle im Kontext der Energiewende. Aus finanzwirtschaftlicher Perspektive wird Bürgerenergie als Energie definiert, „die zumindest unter teilweiser finanzieller Eigenkapitalbeteiligung von Privatpersonen bereitgestellt wird“.<sup>11</sup> Es lassen sich drei Eigentümergruppen differenzieren:

<sup>10</sup> Vgl. Steinbeis Research Center for Financial Services/Deka Bank (2012): Rendite- und Risiko-Profil bei Eigen- und Fremdkapitalinvestitionen in Infrastruktur [www.steinbeis-research.de/images/pdf-documents/Studie\_Infrastruktur\_Rendite-Risiko-Profil\_von\_Eigen- und\_Fremdkapitalanlagen.pdf; abgerufen am 31. März 2015]

<sup>11</sup> Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2014): Großteil der Erneuerbaren Energien kommt aus Bürgerhand, in: Renew Kompakt vom 29. Januar 2014 [www.unendlich-viel-energie.de/media/file/284\_AEE\_RenewsKompakt\_Buergerenergie.pdf; abgerufen am 25.03.2015]



- **Einzeleigentümer:** Zu der Gruppe der Einzeleigentümer gehören Privatpersonen, zum Beispiel der Eigenheim-Besitzer mit den Solarmodulen auf dem Dach, Landwirte, die eine Biogasanlage betreiben, sowie Personenunternehmen oder Agrar-genossenschaften.
- **Bürgerenergiegesellschaften:** Charakteristisches Merkmal von Bürgerenergiegesellschaften ist der gemeinschaftliche Besitz von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die bekannteste Form einer Bürgerenergiegesellschaft ist die Energiegenossenschaft. Nach Angaben des Deutschen Genossenschafts- und Raiffeisenverbandes engagieren sich in Deutschland über 200.000 Menschen in genossenschaftlichen Energieprojekten. Seit 2006 wurden knapp 800 Energiegenossenschaften gegründet, deren Gesamtinvestitionen sich auf 1,35 Mrd. Euro belaufen.<sup>12</sup>
- **Bürgerbeteiligungen:** Während Bürgerenergiegesellschaften einen regionalen Fokus haben, spricht man bei überregionalen Investitionen oder Minderheitsbeteiligungen von Bürgern an Betreiber-gesellschaften von Erneuerbare-Energien-Anlagen von Bürgerbeteiligungen.

Je nach Eigentums- und Beteiligungsformen kristallisieren sich bestimmte Technologie-Schwerpunkte heraus. Bei den Einzeleigentümern dominieren Photovoltaik und Bioenergie. Windenergieanlagen an Land werden häufig mit Mitteln von Bürgerenergiegesellschaften und Bürgerbeteiligungen realisiert.

Die von der Agentur für Erneuerbare Energien in Auftrag gegebene Studie „Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland“ hat untersucht, wie hoch der Anteil der Bürgerenergie an den erneuerbaren Energien in Deutschland ist.<sup>13</sup> Demnach sind von 73 Gigawatt installierter Erneuerbarer-Energie-Leistung 46 Prozent der Bürgerenergie zuzurechnen. Auf sie entfällt ein Anteil von 43 Prozent der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen (alle Angaben 2012). Zur Einordnung: Das ist etwa ein Zehntel des gesamten deutschen Stromverbrauchs.

12 Vgl. Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. (2014): Energiegenossenschaften. Ergebnisse einer Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände [http://dgrv.de/webde.nsf/272e312c8017e736c1256e31005cedff/5f450be165a66e4dc1257c1d004f7b51/\$FILE/ATTBCQH6.pdf/Umfrage.pdf; abgerufen 31. März 2015]

13 Siehe Fußnote 12.

## Institutionelle Anleger (Versicherungen, Pensionskassen/-fonds), Fonds

Lebensversicherungen, Pensionskassen bzw. Pensionsfonds sind auf den Finanzmärkten als Verwalter und Anleger großer Kapitalvolumina aktiv. Gemeinsame Merkmale sind der langfristige Anlagehorizont und eine auf Risikominimierung bedachte Anlagestrategie. Für sie ist deshalb der Energiesektor grundsätzlich attraktiv, insbesondere in der aktuellen Tiefstzinsphase. „Versicherer sind [...] an sicheren, beständigen und lang laufenden Cash Flows interessiert“, stellt der Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V. (GDV) fest.<sup>14</sup>

Die deutschen Versicherer haben derzeit weniger als ein Prozent ihrer Kapitalanlagen in Infrastruktur und erneuerbaren Energien investiert, obwohl die Erst- und Rückversicherer mit einem Kapitalanlagenbestand von circa 1.393 Mrd. Euro zum Jahresende 2013 zu den größten institutionellen Investoren in Deutschland zählen.<sup>15</sup> Grundsätzlich sei die Versicherungswirtschaft nach Aussagen des GDV bereit, ein „Vielfaches des derzeitigen Niveaus“ in Projekte und Beteiligungen einer nachhaltigen Energieinfrastruktur zu investieren. Jedoch sieht der Verband rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen als Investitionshemmnis.

Eine zentrale Rolle spielt in diesem Kontext Solvency II. Die EU-Richtlinie 2009/138/EG Solvency II regelt das Versicherungsaufsichtsrecht in den Staaten der Europäischen Union. Im Fokus stehen die Anforderungen an die Kapitalausstattung, das Risikomanagement und ein einheitliches Berichtswesen von Versicherungsunternehmen. Risiken sollen stärker als bisher mit Eigenmitteln unterlegt werden. Die Versicherungsbranche bemängelt, dass für Beteiligungen an Energie- und Infrastrukturprojekten eine „unverhältnismäßig hohe Kapitalunterlegung“ vorgesehen sei. Der Grund: Investitionen in Infrastruktur und erneuerbare Energien fallen aus Sicht der Regulatoren in dieselbe Risikoklasse wie beispielsweise Hedgefonds, obwohl diese de facto weitaus höhere Risiken für Anleger aufweisen. Das führt dazu, dass Infrastruktur- und Erneuerbare-Energien-Investitionen mit 49 Prozent Eigenmitteln unterlegt werden müssen. Der GDV plädiert

14 Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (2014): Positionspapier zur Verbesserung der Bedingungen für Investitionen in Infrastruktur und Erneuerbare Energien, S. 2 [www.gdv.de/2014/08/versicherer-offen-fuer-dialog-ueber-infrastrukturfinanzierung/; abgerufen am 31. März 2015]

15 Vgl. Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (2015): Schwerpunkt Zahlen und Fakten [www.gdv.de/zahlen-fakten/branchendaten/kapitalanlagen/#struktur; abgerufen am 31. März 2015]

deshalb für die Einführung einer separaten Risikoklasse für Investitionen in Infrastruktur und erneuerbare Energien „mit einer deutlich niedrigeren Eigenkapitalunterlegung“. Angemessen seien 20 bis 25 Prozent, was der Kapitalunterlegung für Investments in Pfandbriefe oder Immobilien entspräche. Allerdings gibt es seitens der europäischen Versicherungsaufsichtsbehörde EIOPA bislang keine konkreten Signale, solche Wünsche zu erfüllen.<sup>16</sup>

Wenigstens auf nationaler Ebene zeichnet sich eine Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Infrastrukturinvestitionen ab: Ende Februar 2015 hat das Bundeskabinett den Regierungsentwurf zur Änderung der Anlageverordnung für Versicherungsunternehmen und die Pensionsfonds-Kapitalanlagenordnung verabschiedet. Diese Novellierung erweitert die Möglichkeiten von Versicherungen, sich finanziell im Bereich Infrastruktur und erneuerbare Energien zu engagieren. Zum Beispiel sind nun Anlagen in Infrastrukturdarlehen möglich; des Weiteren soll die Auflage von infrastrukturenspezifischen Fonds erleichtert werden, was insbesondere kleineren und mittleren Versicherungsunternehmen verstärkte Anreize für entsprechende Investitionen bieten soll.<sup>17</sup>

Allgemein sind Fonds ein wichtiges Investitionsvehikel institutioneller Anleger. Gemäß dem Jahrbuch 2014 des Deutschen Fondsverbandes BVI verwaltete die deutsche Fondsbranche zum Jahresende 2013 ein Vermögen von über 2,1 Bio. Euro.<sup>18</sup> Davon entfielen 1,1 Bio. Euro auf Spezialfonds. Deren wichtigste Anlegergruppen: Versicherungen und Altersvorsorgeeinrichtungen mit einem Anlagevermögen von 616 Mrd. Euro.

Mit einem Gesamtvermögen von rund 100 Mrd. Euro spielen geschlossene Fonds für Investitionen in Infrastruktur eine wichtige Rolle. Wichtigstes Merkmal geschlossener Fonds ist, dass das eingesammelte Kapital erst nach Ablauf einer festgelegten Zeitspanne abgerufen werden kann (zum Beispiel nach Stilllegung eines durch den Fonds finanzierten Erzeugungs-Assets). Damit eignen sich diese Fonds für die Projektfinanzierung größerer Erzeugungs-Assets wie Offshore-Windparks. Seit Inkraft-

treten des Kapitalanlagegesetzbuchs (KAGB) am 22. Juli 2013 unterliegen geschlossene Fonds jedoch einer spezifischen Investmentaufsicht und geraten damit unter Regulierungsdruck. Der damit verbundene erhebliche administrative Aufwand belastet gerade kleinere Fonds. Die Auslösung einer Konsolidierungswelle scheint nicht ausgeschlossen.

## Strategische Investoren: Energieversorger

Wie die Analyse gezeigt hat, können die Energieversorgungsunternehmen bei Investitionen nicht mehr aus dem Vollen schöpfen. Der Blick in die Geschäftsberichte der Konzerne EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall zeigt ein differenziertes Bild: RWE verkündete bei der Bilanzpressekonzferenz im März 2014 einen Rückgang der Investitionen um 14 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.<sup>19</sup> Dennoch sind nach wie vor erhebliche Mittel für den Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien vorgesehen. Der Geschäftsbericht von E.ON weist für 2014 einen Rückgang der Investitionen um 42 Prozent aus.<sup>20</sup> Der Konzern will jedoch perspektivisch das Engagement im Bereich erneuerbare Energie ausbauen. Im Zuge einer strategischen Neuaufstellung plant E.ON, sich „vollständig auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen zu konzentrieren [...] Die Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung inklusive Wasserkraft und der russischen Aktivitäten, globaler Energiehandel sowie das Öl- und Gasfördergeschäft sollen 2016 in eine eigenständige neue Gesellschaft mit neuem Namen überführt werden“, so die Ankündigung bei der Vorstellung des Geschäftsberichts.<sup>21</sup> Eine deutliche Steigerung – plus 61 Prozent – der Investitionstätigkeit verzeichnet der Geschäftsbericht 2014 der EnBW AG. Die Investitionen im Bereich erneuerbare Energien belaufen sich auf 611 Mio. Euro.<sup>22</sup> Die Wachstumsinvestitionen von Vattenfall sind in Summe zwischen 2013 und 2014 um ca. 10 % zurückgegangen. Allerdings tätigte Vattenfall in 2014 erhebliche

16 Vgl. Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (2014), S. 5ff.

17 Vgl. Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (2015): Neue Anlageverordnung erleichtert Investitionen in Infrastruktur [www.gdv.de/2015/02/neue-anlageverordnung-erleichtert-investitionen-in-infrastruktur/; abgerufen am 31. März 2015]

18 Vgl. Deutscher Fondsverband BVI (2014): BVI 2014. Daten. Fakten. Perspektiven. [www.bvi.de/uploads/tx\_bvibcenter/BVI\_2014\_2013\_Jahrbuch\_2014\_Magazin\_V30\_RZ\_Web.pdf; abgerufen am 31. März 2015]

19 Vgl. RWE AG (2015): Ertragsziele für 2014 erreicht. Pressemitteilung vom 10. März 2015 [www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4012733; abgerufen am 31. März 2015]

20 Vgl. E.ON SE (2015): Geschäftsbericht 2014, S. 2 [www.eon.com/de/ueber-uns/publikationen/geschaeftsbericht.html; abgerufen am 31. März 2015]

21 Vgl. E.ON SE (2015): E.ON-EBITDA und nachhaltiger Konzernüberschuss 2014 im Rahmen der Erwartungen [www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/3/11/eon-ebitda-und-nachhaltiger-konzernueberschuss-2014-im-rahmen-der-erwartungen.html; abgerufen am 31. März 2015]

22 Vgl. EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2015): EnBW-Umbau kommt in schwierigem Umfeld voran. Pressemitteilung vom 17. März 2015 [www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite\_92737.html; abgerufen am 31. März 2015]

Investitionen im Bereich Wind. So wurde in 2014 die Investitionsentscheidung für den Offshore Windpark „Sandbank“ getroffen. Hier hält Vattenfall 51 % der Anteile (Gesamtinvestitionsvolumen rund 1,1 Mrd. EUR)<sup>23</sup>.

Die kommunalen Energieversorgungsunternehmen als zentrale Akteure der Energiewende haben ihre Kraftwerksinvestitionen (konventionell und regenerativ) deutlich zurückgefahren: Sie lagen 2011 bei 8,63 Mrd. Euro; 2013 bezifferten sie sich auf 4,87 Mrd. Euro.<sup>24</sup>

### Private-Equity-Investoren

Eine weitere wichtige Kapitalgeber-Gruppe stellen Private-Equity-Investoren dar. Die im Bundesverband Deutscher Kapitalbeteiligungsgesellschaften (BVK) organisierten Private-Equity-Investoren verwalteten 2014 ein Kapital von 40 Mrd. Euro.<sup>25</sup>

Private-Equity-Investoren können eine wichtige Rolle im Rahmen der Finanzierung von Infrastruktur-Investitionen spielen. Mit einer hohen Risikoaffinität sowie geringen Haltezeiten erworbener Assets können Private-Equity-Investoren die risikoreiche Genehmigungs-/Bauphase zum Beispiel von Offshore Anlagen finanzieren und die fertiggestellten Assets nach Abschluss der Bauphase an Betreiberunternehmen bzw. an institutionelle Anleger verkaufen.

Allerdings nahmen laut der Statistik des Bundesverbandes Deutscher Kapitalbeteiligungsgesellschaften von 2014 Investitionen in die Branche Energie/Umwelt mit 62 Mio. Euro lediglich 0,9 Prozent des Investitionsvolumens ein; dabei wurden Beteiligungen an 42 Unternehmen erworben.<sup>26</sup> Ferner beobachtet man einen stark rückläufigen Trend: 2010 flossen noch 170 Mio. Euro in diese Branche. Dies lässt den Rückschluss zu, dass zukünftige Renditen von Investitionen in Energie-Infrastruktur (auch in der risikoreichen Genehmigungs-/Bauphase) nicht den Erwartungen dieser Investorengruppe entsprechen bzw. bei der Übertragung der Assets nach der

Bauphase an Betreiber nicht die erwarteten Gewinne erzielt werden können.

### Fremdkapitalgeber

Anlagevehikel für Fremdkapitalgeber sind Kredite (vergeben über Kreditinstitute) und Anleihen. Allerdings stehen bislang nur wenige, direkt an Erneuerbare-Energien-Projekte gekoppelte Anleihen (Projektbonds) zur Verfügung.<sup>27</sup> Deshalb wird der Fokus hier auf die Banken als die zentralen Fremdkapitalgeber gelegt.

Banken haben bislang einen wesentlichen Beitrag zur Finanzierung der Energiewende geleistet, und zwar über die gesamte Bandbreite der unterschiedlichen Erneuerbare-Energien-Technologien: Kreditinstitute stellen sowohl Privatkredite für die Photovoltaik-Anlage auf dem Dach des Einfamilienhauses zur Verfügung als auch Investitionskredite für Windparks mit dreistelligen Millionenbeträgen. Als Kapitalgeber für die Transformation des Energiesektors sind als Universalbanken unterschiedliche Akteure des Bankensektors aktiv: private Banken, Genossenschaftsbanken und Sparkassen.

In Folge der Wirtschafts- und Finanzkrise 2008/2009 wurden die Regulierungsvorschriften auf den Finanzmärkten verschärft. Das unter dem Namen Basel III bekannte Regelwerk des Baseler Ausschusses für Bankenaufsicht soll die Krisenresistenz der Kreditinstitute verbessern, indem die Eigenkapitalbasis gestärkt und die Liquidität sichergestellt wird. Es wurde durch die Europäische Kapitalanforderungsrichtlinie (Capital Requirements Directive – CRD IV) in europäisches und durch das im Juni 2013 verabschiedete CRD IV-Umsetzungsgesetz in nationales Recht umgesetzt.

Kernstück von Basel III sind neue internationale Liquiditätsstandards, die durch zwei Kennzahlen abgebildet werden: die Liquidity Coverage Ratio (LCR – Monatliche Liquiditätskennziffern) und die Net Stable Funding Ratio (NSFR). Diese „Stabile Finanzierungskennziffer“ drückt das Verhältnis zwischen den vorhandenen und den benötigten Finanzierungsmitteln bezogen auf den Zeitraum eines Jahres aus. Durch die NSFR soll gewährleistet sein, dass die illiquiden Aktiva einer Bank – dazu zählen Investitionskredite – mindestens für den Zeitraum eines Jahres durch stabile Finanzierungsquellen refinanziert werden.

23 Vgl. Vattenfall (2014): Year-end report 2014 [[http://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/interim\\_reports/2014/q4\\_report\\_2014.pdf](http://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/interim_reports/2014/q4_report_2014.pdf)]; abgerufen am 30.4.2015]

24 Vergleiche Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2015): Kraftwerksinvestitionen kommunaler Unternehmen [[www.vku.de/grafiken-statistiken/energiethemen.html](http://www.vku.de/grafiken-statistiken/energiethemen.html)]; abgerufen am 1. April 2015]

25 Vgl. Bundesverband Deutscher Kapitalbeteiligungsgesellschaften (2015): BVK-Statistik. Das Jahr 2014 in Zahlen, S. 2 [[www.bvkap.de/media/file/554.20150223\\_BVK-Statistik\\_Das\\_Jahr\\_in\\_Zahlen2014.pdf](http://www.bvkap.de/media/file/554.20150223_BVK-Statistik_Das_Jahr_in_Zahlen2014.pdf)]; abgerufen am 31. März 2015]

26 Vgl. ebenda, S. 13.

27 Vgl. Steinbeis Research Center for Financial Services/Deka Bank (2012): Rendite- und Risiko-Profil bei Eigen- und Fremdkapitalinvestitionen in Infrastruktur [[www.steinbeis-research.de/images/pdf-documents/Studie\\_Infrastruktur\\_Rendite-Risiko-Profil\\_von\\_Eigen-\\_und\\_Fremdkapitalanlagen.pdf](http://www.steinbeis-research.de/images/pdf-documents/Studie_Infrastruktur_Rendite-Risiko-Profil_von_Eigen-_und_Fremdkapitalanlagen.pdf)]; abgerufen am 31. März 2015]

### **Aktuelle Beispiele für Kooperationen bei Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte**

Gerade bei Großprojekten wie Offshore-Windenergieparks wird deutlich, dass einzelne Investorengruppen nicht in der Lage sind, den Kapitalbedarf im Alleingang zu decken. Deshalb setzen sich in der Praxis zunehmend Finanzierungsmodelle durch, die von mehreren Partnern getragen werden. Die folgenden Beispiele skizzieren einige dieser kooperativen Finanzierungsmodelle, die in jüngster Zeit in Deutschland realisiert wurden.

Ein Beispiel für das Engagement eines Private-Equity-Investors ist der **Offshore-Windpark Meerwind Süd I Ost** in der deutschen Nordsee. Für die Planung, Errichtung und Betrieb des 288 MW-Windparks mit 80 Turbinen ist die Projektgesellschaft WindMW GmbH verantwortlich. Partner dieses Joint Ventures sind Blackstone Energy Partners, der auf Energie spezialisierte Private-Equity-Fonds von Blackstone, und die Windland Energieerzeugungs GmbH. Die Investitionen für den 23 Kilometer nördlich von Helgoland gelegenen Windpark Meerwind Süd I Ost belaufen sich auf 1,2 Mrd. Euro. Das Eigenkapital wurde zu 80 Prozent von Blackstone, zu 20 Prozent von Windland aufgebracht. Zu den Fremdkapital-Gebern zählt ein Konsortium von sieben Banken, darunter die KfW und die dänische Export Credit Agency EKF.<sup>1</sup>

Der **Nordsee-Windpark Global Tech I** wurde von der Global Tech I Offshore Wind GmbH geplant und errichtet. Diese Projektgesellschaft wird auch als Betreiber fungieren. Das Investitionsvolumen für den circa 100 Kilometer von der Küste entfernten 400 MW Windpark mit 80 Turbinen liegt bei 1,6 Mrd. Euro. Die Stadtwerke München GmbH und die HEAG Südthessische Energie AG halten jeweils 24,9 Prozent der Windpark-Anteile. Ebenfalls 24,9 Prozent der Anteile befinden sich im Besitz des Schweizer Energieunternehmens Axpo International S.A.; 100-prozentiger Eigentümer dieser Gesellschaft sind die Nordostschweizer Kantone. Die weiteren Anteile werden von Projektentwicklungsgesellschaften und einem Privatinvestor gehalten. Das Fremdkapital für den Global Tech I-Windpark wurde durch Bankenkredite aufgebracht; neben der KfW und der EIB (European Investment Bank) beteiligen sich 16 kommerzielle Banken an der Finanzierung.<sup>2</sup>

Ein Beispiel für die Zusammenarbeit von Stadtwerken ist der **Trianel Offshore Windpark** rund 45 Kilometer vor Borkum. Bei diesem Projekt der Betreibergesellschaft Trianel Windpark Borkum GmbH & Co. KG haben 34 Stadtwerke aus Deutschland, Österreich, den Niederlanden und der Schweiz kooperiert, um den Windpark mit einer Kapazität von 200 MW und 40 Turbinen zu finanzieren. Die Investitionen belaufen sich bislang auf mehr als eine Mrd. Euro. Als Fremdkapitalgeber beteiligten sich die KfW, die EIB, die NRW.Bank (Förderbank des Landes Nordrhein-Westfalen) und acht kommerzielle Banken.<sup>3</sup>

Der **SüdWestStrom Windpark Suckow** zeigt die Möglichkeiten von Kooperationen zwischen Stadtwerken, Bürgergenossenschaften und privaten Investoren. SüdWestStrom ist ein Verbund für kleine und mittlere Stadtwerke mit derzeit 57 Gesellschaftern. Eine Beteiligung an einem Onshore-Windpark ist grundsätzlich schon ab einer Leistung von 600 kW möglich. Dieser niederschwellige Einstieg ermöglicht auch mittelständischen Energieversorgern den Erwerb von Anteilen. Der erste von SüdWestStrom realisierte Onshore-Windpark befindet sich bei Suckow in Mecklenburg-Vorpommern. Das Investitionsvolumen beträgt mehr als 50 Mio. Euro. Das Eigenkapital für diesen Windpark mit einer Gesamtleistung von 32,5 MW (13 Turbinen) stammt von 13 kommunalen Energieversorgern, einer Bürgergenossenschaft sowie sechs privaten Investoren. Fremdkapital-Geber sind die KfW und andere Banken.<sup>4</sup>

1 Vgl. WindMW GmbH (2014): Offshore Windpark Meerwind Süd I Ost fertiggestellt und betriebsbereit. Pressemitteilung vom 4. April 2014 [www.windmw.de/downloads/2014\_03\_04\_PM\_WindMW\_Fertigstellung\_Meerwind.pdf; abgerufen am 31. März 2015]

2 Vgl. Global Tech I Offshore Wind GmbH (2014): Nordsee-Windpark Global Tech I ist fertig errichtet. Pressemitteilung vom 28. August 2014 [www.globaltechone.de/presse/aktuelles/nordsee-windpark-global-tech-i-ist-fertig-errichtet-71/; abgerufen am 31. März 2015]

3 Vgl. Trianel GmbH (2014): Erster Stadtwerke-Offshore-Windpark steht. Pressemitteilung vom 3. Juni 2015 [www.trianel.com/de/pressearchiv/details/article/erster-stadtwerke-offshore-win.html; abgerufen am 31. März 2015]

4 Vgl. Südwestdeutsche Stromhandels GmbH (2015): SüdWestStrom realisiert Onshore-Projekt in Mecklenburg-Vorpommern [www.suedweststrom.de/projekte/onshore-windpark-suckow.html; abgerufen am 31. März 2015]

Dies hat Konsequenzen für die Fristentransformation – und damit Folgen für die Laufzeiten. Die Fristenkongruenz spielt eine größere Rolle, sodass langfristige Kredite auch langfristig refinanziert werden müssen. Langfristige Kredite, wie sie zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen erforderlich sind, werden durch den neuen Regulierungsrahmen tendenziell teurer und knapper.

Das Basel-III-Paket erhöht außerdem die Anforderungen an die Eigenkapitalausstattung der Banken, sowohl im Hinblick auf Quantität als auch auf Qualität. Bis 2019 ist eine schrittweise Erhöhung der Eigenkapitalquote von acht auf 10,5 Prozent vorgesehen. Vor diesem Hintergrund müssen Banken unter dem Basel-III-Regime mehr und qualitativ besseres Eigenkapital vorhalten – was die Konditionen für die Kreditvergabe auch im Bereich der Energieinfrastrukturinvestitionen verschärfen könnte. Hinzu kommt, dass eine neue Verschuldungsobergrenze – die sogenannte Leverage Ratio – eingeführt werden soll. Sie ist abhängig vom Eigenkapital der Bank und besagt, dass die nominelle Summe aller Aktiva einschließlich aller außerbilanziellen Positionen maximal das 33-Fache des Eigenkapitals betragen darf. Die Risikoklasse der einzelnen Kredite ist dabei unerheblich. Läuft eine Bank Gefahr, diese Marke zu überschreiten, bietet sich als Ausweg eine Kürzung der Aktiva an.

Dies könnte sich insbesondere auf die Vergabe von volumenstarken und risikoarmen (und damit margenschwachen) Krediten auswirken: „Investitionskredite in risikoarme Technologien können sich in Folge der Umsetzung der Leverage Ratio verteuern“, erläutert der Bundesverband deutscher Banken in seinem Positionspapier zur Finanzierung der Energiewende.<sup>28</sup>

## Aktuelle Marktsicht auf künftige Entwicklung

Die Übersicht aktueller Beispiele für Kooperationen bei Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte zeigt, dass bereits heute Kooperationsmodelle zur Finanzierung existieren. Nun stellt sich die Frage, welche der möglichen Finanzierungsmodelle (Technologie, Kapitalgeberkombination, Finanzierungsinstrumente) im Zeitraum bis 2020 für Investitionen in Energieinfrastruktur ausschlaggebend sein werden. Nachfolgend wird die aktuelle Marktsicht auf diese Frage dargestellt. Grundlage hierfür sind Diskussionen, die Roland Berger Strategy Consultants kürzlich mit maßgeblichen Marktakteuren von Versicherungen und Banken, spezialisierten Investoren und Projektierern geführt hat.

## Attraktivität von Investitionen in den deutschen Energiemarkt nach Technologie

Wie attraktiv eine Investition erscheint, ob die Chancen die Risiken übersteigen, hängt – erwartungsgemäß – von der Technologie ab. Anlagen zur konventionellen Energieerzeugung schneiden am schlechtesten ab. Dagegen gelten Investitionen in Windenergieanlagen an Land als eher attraktiv. Aufgrund erheblicher technischer Risiken werden Investitionen in Offshore-Windenergieanlagen als eher unattraktiv beurteilt.

Grundsätzlich bewerten die bereits aktiven nationalen Akteure die Attraktivität von Investitionen in den deutschen Energiemarkt eher positiv („Markt ist absolut attraktiv – nirgendwo ist eine solche Rendite zu erzielen in dem gegebenen Zinsumfeld“, Projektierer). Dagegen beurteilen ausländische Investoren den deutschen Energiemarkt als unattraktiv. Vor allem in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie onshore herrsche hoher Wettbewerbsdruck, die Renditen lägen unterhalb der Schwellenwerte bei geringen Losgrößen. Dies wird damit begründet, dass im Vergleich zu anderen internationalen Märkten der deutsche Markt sehr reif sei.

Die Einschätzung eines spezifischen Chancen- und Risikoprofils der einzelnen Technologien wird in folgender Übersicht zusammengefasst. Originalzitate sind in kursiver Schrift eingefügt.

<sup>28</sup> Bundesverband deutscher Banken (2012): Positionspapier des Bankenverbandes zur Finanzierung der Energiewende, S. 8 [[https://bankenverband.de/media/files/BdBB-PP\\_062012.pdf](https://bankenverband.de/media/files/BdBB-PP_062012.pdf); abgerufen am 31. März 2015]

**Tabelle 1.1: Ergebnisse von Diskussionen mit Marktakteuren**

| Technologie/Assets                 | Attraktivität                                                                       | Spezifische Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Spezifische Risiken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Photovoltaik</b>                |    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erwerb von Bestandsanlagen (zum Beispiel insolventer Bestandsparcs gefolgt von einer Optimierung der OPEX) – hierfür ist Marktnähe ein entscheidender Erfolgsfaktor</li> <li>• Derzeit ist ein hoher Fremdkapital-Leverage für diese Assets möglich</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erlösdruck bei gesenkter bzw. sinkender Einspeisevergütung</li> <li>• Ausschreibungsmodell für Freiflächenanlagen</li> </ul> <p>„Der PV-Markt wurde kaputt gemacht und weist erhebliche Risiken auf.“ (Bank)</p> <p>„Due to the upcoming tendering scheme for PV, we expect a strong competitive pressure.“ (Projektierer)</p>              |
| <b>Wind onshore</b>                |    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attraktive Renditen auch bei Neuprojekten</li> <li>• Erwerb von Bestandsanlagen (z. B. Repowering)</li> <li>• Derzeit hoher Fremdkapital-Leverage möglich</li> </ul> <p>„Onshore Bestandsparcs sind interessante Investitionsobjekte.“ (Projektierer)</p>      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erlösdruck bei gesenkter bzw. sinkender Einspeisevergütung</li> <li>• Weiterhin zunehmender Kostendruck bei Einführung von Ausschreibungsmodell ab 2017</li> </ul>                                                                                                                                                                          |
| <b>Wind offshore</b>               |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Relativ hohe Renditechance in „jungem Markt“ mit hohen Eintrittsbarrieren (zum Beispiel Höhe Investitionsvolumina)</li> </ul>                                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Technische Risiken für Anlagen mit großen Abstand zur Küste (Kostenexplosion in Bau- und Betriebsphase, Verzögerungen beim Bau)</li> </ul> <p>„Risiko/Rendite-Verhältnis für Offshore ist weiterhin unklar.“ (Versicherung)</p>                                                                                                             |
| <b>Biomasse</b>                    |  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Volumina sind uninteressant</li> <li>• Wirtschaftlichkeit aktuell vielfach nicht gegeben</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>Konventionelle Erzeugung</b>    |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Kapitalrendite bei Übernahme von Assets und folgender Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen (zum Beispiel Einführung eines Kapazitätsmarktes)</li> </ul>                                                                                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Langfristig Stilllegung bzw. Abschreibung von Assets, falls regulatorische Anpassungen (zum Beispiel Einführung eines Kapazitätsmarktes) unterbleiben</li> </ul>                                                                                                                                                                            |
| <b>Netze</b>                       |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gute Rendite bei stabilen, sicheren Cash Flows</li> </ul>                                                                                                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sehr hohe Eintrittshürden bei Investitionen in Verteilnetze, Risiken bei Investitionen in Übertragungsnetze</li> <li>• Investitionen in den Ausbau von Smart Grids unsicher (Unsicherheit in Bezug auf Art und Umfang des angestrebten Ausbaus)</li> </ul> <p>„Fragezeichen beim Netzausbau: Wie smart werden denn Smart Grids?“ (Bank)</p> |
| <b>Anteile an Energieversorger</b> |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Möglicherweise bevorstehende Marktkonsolidierung</li> <li>• Attraktive Renditen nach Anpassung des Geschäftsmodells</li> </ul>                                                                                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Widerstand bei Erwerb von Anteilen an kommunalen Stadtwerken vor allem durch internationale Investoren</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                           |

○ Unattraktiv    ● Attraktiv

Quelle: Roland Berger Strategy Consultants



## Die wichtigsten Kapitalgeber und Finanzierungsinstrumente für Projekte in der deutschen Energiewirtschaft

Welche Investorengruppen in den nächsten fünf Jahren die wichtigsten Partner bei der Finanzierung von Energieprojekten in Deutschland sein könnten, ist eine Frage, die in Branchenkreisen intensiv diskutiert wird. Als neue Akteure im deutschen Energiemarkt kommen beispielsweise internationale Investmentfonds oder ausländische Energieversorger infrage. Zu den bereits etablierten Akteuren gehören Banken, vereinzelte institutionelle Anleger wie Versicherungen und Pensionsfonds sowie Energieversorgungsunternehmen.

Bei den Diskussionen kristallisierte sich heraus, dass den Banken auch künftig eine dominierende Rolle zugeschrieben wird. Diese werden weiterhin als die zentralen Finanziere des deutschen Energiemarktes betrachtet. Als Gründe werden das Vertrauen der Banken in das deutsche Förderungssystem erneuerbarer Energien (keine rückwirkenden Anpassungen von Einspeisevergütungen) sowie eine weiterhin gute Bonität von Stadtwerken aufgrund der kommunalen Nähe angeführt („Günstige Konditionen für Erneuerbare-Energien-Projekte sind eine Eigenart deutscher Banken – die vertrauen dem System.“ – Projektierer). Es wird erwartet, dass Banken auch zukünftig die Finanzierung Erneuerbare-Energien-Projekte mit geringen und mittleren Investitionsvolumina (bis zu einer Größenordnung von 30-50 Mio. EUR) mit guten Konditionen und einer unkomplizierten, schnellen Kreditvergabe ermöglichen. Gerade für den Erwerb bestehenden Assets ist die kurzfristige Bereitstellung finanzieller Mittel ein zentraler Erfolgsfaktor. Eine restriktivere Kreditvergabe zeichnet sich bislang aus Expertensicht nicht ab. Begünstigt wird die Bereitschaft zur Kreditvergabe durch das niedrige Zinsumfeld und das günstige Zentralbankgeld.

Demnach stehen bei der Fremdkapitalfinanzierung Bankkredite im Fokus. Gerade für die kommunalen Energieversorger wird der Bankkredit auch in den nächsten Jahren die mit Abstand dominierende Form der Fremdkapital-Finanzierung bleiben. Nach Einschätzung aus Expertenkreisen ist nicht damit zu rechnen, dass bei dieser Klientel die Aufgeschlossenheit für komplexe Finanzierungsalternativen zunehmen wird („Wenige Kämmerer werden die Finanzierung kommunaler Stadtwerke über ausgefallene Instrumente bewilligen.“).

Die künftige Rolle von Versicherungen und Pensionsfonds als Investoren wird von den Marktexperten differenziert betrachtet. Grundsätzlich ist damit zu rechnen,

dass bereits im Energiesektor aktive institutionelle Anleger ihr Engagement ausweiten. Sie verfügen bereits über das Know-how, spezialisierte Teams und die entsprechenden Kooperationsnetzwerke. Hinzu kommt, dass das niedrige Zinsumfeld einen starken Anreiz setzt, nach Anlagemöglichkeiten im Bereich Energieinfrastruktur zu suchen. Des Weiteren passt das Risiko/Rendite-Profil von Energieerzeugungsanlagen und Netzen sehr gut zu den Anforderungen von Versicherungen und Pensionsfonds. Sie suchen Anlagemöglichkeiten mit geringem Risiko und moderaten Renditeerwartungen. Als Hemmnis für eine Ausweitung der Investitionen könnte sich der regulatorische Rahmen erweisen (zum Beispiel Ausgestaltung von Solvency II). Auf der anderen Seite können Initiativen wie die EU Investitionsinitiative die Investitionsbereitschaft dieser Investorengruppe erhöhen.

Die Wichtigkeit von Energieversorgern als Finanzierungspartner im Vergleich zu Banken, institutionellen Anlegern bzw. Fonds schätzen die Marktexperten als geringer ein. Allerdings gehen sie davon aus, dass Kooperationen und Zusammenschlüsse zwischen bzw. von Energieversorgungsunternehmen weiterhin gute Möglichkeiten für die Projektfinanzierung bieten. Jedoch erschweren die abnehmende Finanzkraft und die schwindende Bonität der großen Energieversorger großvolumige Investitionen, etwa in Offshore-Windenergieanlagen.

Bei der Eigenkapitalfinanzierung steht neben der gewöhnlichen Direktinvestition in Assets seitens strategischer Investoren (beispielsweise Erwerb insolventer Anlagen für eine Zweitverwertung) vor allem der Erwerb von **Fondsanteilen** als immer wichtigeres Finanzierungsinstrument im Vordergrund. Fonds werden als mögliche Vehikel für zunehmende Kooperationen zwischen Kapitalgebern für die Realisierung konkreter Projekte mit großen Investitionsvolumina gesehen. Investitionen mittels des Erwerbs von Fondsanteilen sind insbesondere für institutionelle Anleger zur Risikobegrenzung und zur Einbindung ausländischer Finanzinvestoren (ohne ausgeprägte Kenntnis der Marktspezifika) geeignet.

**Unternehmensbeteiligungen** an Energieversorgern werden aus Expertensicht eine eher nachrangige Rolle spielen. So gilt es derzeit als unwahrscheinlich, dass ausländische Akteure in größerem Umfang in Unternehmensanteile deutscher Energieversorger investieren werden.

Durchgängig wird zwischen etablierten und neuen Marktteilnehmern unterschieden: Was die Newcomer anbelangt, zeigen sich die Diskussionspartner überwiegend skeptisch („Für große Investoren, welche sich heute noch nicht im Markt bewegen, sehe ich eigentlich

keine herausragenden Chancen.“, Bank). Die Eintrittshürden, gerade für ausländische Fonds, werden als sehr hoch eingeschätzt. Marktnähe und spezifisches Know-how gelten als zentrale Erfolgsfaktoren für Investitionen in Photovoltaik- und Onshore-Windanlagen. Geringer werdende Margen im reifen deutschen Markt erfordern eine auf Erfahrung begründete Optimierung der operativen Performanz von Assets. Ferner ist ein gutes Netzwerk erforderlich, denn lukrative Deals werden typischerweise nicht ausgeschrieben. Hinzu kommt eine gewisse Reserviertheit kommunaler Unternehmen der Daseinsvorsorge gegenüber dem Engagement ausländischer Investoren, beispielsweise bei Investitionen in die Netzinfrastuktur.

Aus der Perspektive ausländischer Investoren lässt sich festhalten, dass die moderaten Renditeerwartungen im reifen deutschen Markt, vor allem für Photovoltaik und Onshore-Windenergieanlagen, hinter den Erwartungen zurückbleiben. Außerdem erfordern die Größenordnungen der Investitionen in Photovoltaik- und Onshore-Windenergie nicht zwingend die Beteiligung ausländischer Finanzinvestoren bzw. entsprechen nicht den für diese Investoren interessanten Volumen. Anders verhält es sich bei Offshore-Windparks, die kapitalkräftigen neuen Marktteilnehmern gute Einstiegschancen eröffnen.

## Diskussion und Lösungsansätze

Historisch (bis 2014) wurde ausreichendes Kapital für die Energiewende zur Verfügung gestellt. Dabei wurde der Großteil der Investitionen in regenerative Energieerzeugung von Privathaushalten, Kreditinstituten und Energieversorgungsunternehmen aufgebracht. Der Rückgang der Investitionsaktivitäten seit 2010 ist (wenn überhaupt) nur in geringerem Maße auf eine Kapitalverknappung zurückzuführen. Die notwendigen Mittel für die Instandhaltung der Netzinfrastuktur konnten bislang auf Basis regulierter Netzentgelte durch Energieversorger bzw. Netzbetreiber aufgebracht werden.

Kurzfristig veranlasst nun Basel III die Kreditinstitute dazu, großvolumige Kredite mit geringer Verzinsung zu überprüfen. Davon sind auch Kredite in Energieinfrastruktur betroffen, wenngleich das Zinsniveau sowie die Aufgeschlossenheit gerade deutscher Kreditinstitute gegenüber Kreditvergaben für Investitionen in das deutsche Energiesystem einer akuten Verknappung von Fremdkapital entgegenwirken.

Auf der Eigenkapitalseite scheint sich jedoch eine, die Energiewende begleitende, Kapitalwende anzubahnen.

Die Dezentralisierung des Energiesystems belastet zunehmend die Ergebnissituation der Energieversorger. In Kombination mit einer geringen Eigenkapitalausstattung der größeren Energieversorger mit signifikanten Erzeugungskapazitäten führt dies zu einer akuten Verringerung der Investitionsfähigkeit dieser Akteure. Von einer großvolumigen Bereitstellung von Investitionskapital für Energieversorger seitens der kommunalen Anteilseigner ist ferner nicht auszugehen.

Hingegen zeigen alternative Kapitalgeber wie institutionelle Anleger zunehmend Interesse an Investitionen in den deutschen Energieinfrastrukturmarkt. Beteiligungen an regenerativen Erzeugungs-Assets in der Betriebsphase bzw. an Netzen versprechen stabile Cash Flows mit moderaten Renditen in Zeiten von Niedrigstzinsen. Gleichwohl verhalten sich diese kapitalstarken Akteure noch zögerlich. Im Zuge von Solvency II steht die Forderung nach hohen Eigenkapital-Hinterlegungen für Investitionen in Energieinfrastruktur im Raum. Ferner hindern der eingeschränkte Zugang zu Netzen, die Kleinteiligkeit der Investitionsoportunitäten im Bereich Photovoltaik und Wind onshore sowie das erhebliche technische Risiko von Investitionen in Wind offshore derzeit eine Ausweitung der Aktivitäten.

Was die Neuerrichtung regenerativer Erzeugungsanlagen angeht, ist der deutsche Energiesektor ein eher reifer Markt mit moderaten Renditechancen. Dies mindert derzeit die Attraktivität dieses Marktes für Investoren mit hohen Renditeerwartungen (zum Beispiel Private Equity Fonds). Eine Ausnahme bildet hier die Technologie Wind offshore, für die es in Deutschland nur wenige Referenzpunkte für eine Risikoeinschätzung gibt und die damit höhere Renditechancen eröffnet.

Wie lassen sich nun – in die Zukunft blickend – die eingangs formulierten Kernfragen beantworten?

## Welche Kapitalgeber werden zukünftig Investitionen in die deutsche Energielandschaft finanzieren?

Allgemein wird sich die **Zweiteilung der Finanzierungslandschaft** für Energieinfrastruktur vertiefen:

- Biomasse-Anlagen, Photovoltaik-Anlagen und kleinere Onshore-Windparks werden auch zukünftig in lokalen Beteiligungen der „Kenner“ realisiert. Die notwendigen Fremdkapitalmittel werden durch Banken bereitgestellt. Kooperationen von Projektierern bzw.



kommunalen Energieversorgern stellen die notwendigen Eigenkapitalmittel zur Verfügung.

- Investitionen in Netzinfrastruktur (vor allem in Übertragungsnetze) und risikobehaftete Investitionen in Off-shore-Windenergieanlagen erfordern ein Zusammenspiel teilweise recht neuer Akteure im Markt: Während Fremdkapitalmittel von großen (internationalen) Banken zur Verfügung gestellt werden müssen, sind Energieversorger bzw. Projektierer und Übertragungsnetzbetreiber (die Errichter und Betreiber) voraussichtlich gezwungen, auf Eigenkapitalmittel von institutionellen Anlegern bzw. Fonds zurückzugreifen. Ferner ist aufgrund des erhöhten (für institutionelle Anleger zu hohen) Risikos in der Bauphase unter Umständen eine Anschubfinanzierung durch Private-Equity-Investoren notwendig, gefolgt von einer Asset-Übergabe an die Betreiber.

Gemeinsam ist beiden Gruppen die **Notwendigkeit für Kooperationsmodelle**. Diese lassen sich strukturiert aus einer Gegenüberstellung von Investoren- und Investitionsprofilen (inkl. des operativen Rollenverständnisses des Umsetzers) ableiten (siehe Abbildung 1.14).

Hemmend auf die Investitionsbereitschaft von Private-Equity-Investoren und institutionellen Anlegern wirkt sich das **spezifische Risikoprofil** von Energieinfrastrukturinvestitionen aus. Neben möglichen Erleichterungen durch die Einführung des „Europäischen Fond für strategische

Investitionen“ ist eine weitere Option die strikte Trennung von Assets nach Projektphasen. Institutionellen Anlegern muss die Möglichkeit gegeben werden, gezielt in Assets in der Betriebsphase zu investieren, während die Anschubfinanzierung (Genehmigungs- und Bauphase) durch Private-Equity-Investoren, risikoaffine (internationale) Fonds bzw. Projektierer mit entsprechenden Renditeerwartungen zu erfolgen hat.

Derartige Finanzierungsmodelle werden bereits in der Praxis gelebt. Abbildung 1.15 zeigt ein Finanzierungsmodell für die Kooperation zwischen einem institutionellen Anleger und einem Projektierer. Das Finanzierungsmodell weist eine klare Trennung zwischen Assets nach Projektphase auf. Während die Projektgesellschaft die Assets in der Genehmigungs- und Bauphase hält, werden die fertiggestellten Assets teilweise an eine vom Projektierer gegründete Gesellschaft (Independent Power Producer, IPP) übertragen. Der institutionelle Anleger überträgt eigenkapitalähnliche Mittel in diese Gesellschaft. Damit geht er ein moderates Risiko ein:

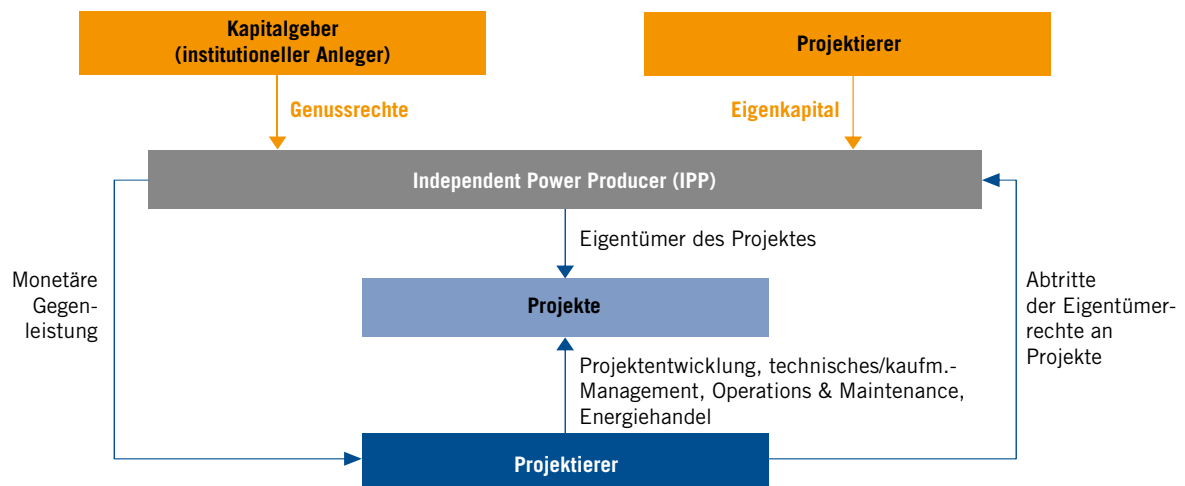
- Die angelegten Mittel sind vollständig durch bereits im Betrieb befindliche Assets gedeckt – für den institutionellen Anleger entfallen die hohen Risiken der Genehmigungs- und Bauphase.

**Abbildung 1.14: Schema zur Ableitung spezifischer Finanzierungsmodelle aus dem Vergleich zwischen Investoren- und Investitionsprofil**



Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

**Abbildung 1.15: Finanzierungsmodell für eine Kooperation zwischen einem institutionellen Investor und einem Projektierer**



Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

- Durch die Investition in ein Portfolio reduziert sich das Risiko des institutionellen Anlegers gegenüber einer Investition in ein einzelnes Asset.

Der Projektierer wiederum profitiert von der langfristigen Kapitalanlage. Ferner behält er die volle operative Kontrolle über die Assets im IPP, da eigenkapitalähnliche Mittel kein Stimmrecht seitens des Investors bedingen.

### Welche Rolle werden Energieunternehmen bei der Finanzierung von Investitionen künftig einnehmen?

Die angestammte Rolle der Energieversorger als Eigentümer und Betreiber von Erzeugungs-Assets wird kurzfristig von **zwei Seiten** fundamental in Frage gestellt:

- Einerseits fehlen vielen Energieversorgern aktuell die notwendigen finanziellen Ressourcen für die Eigenkapitalfinanzierung regenerativer Erzeugungs-Assets. Gleichzeitig drängen starke Investoren wie institutionelle Anleger in den Markt, getrieben von niedrigen Zinsen und auf der Suche nach attraktiven Anlagemöglichkeiten. In Anbetracht der immensen Finanzmittel, die diesen Investoren zur Verfügung stehen, drohen Energieversorger ihre Rolle als Finanziers und Eigentümer von Erzeugungs-Assets zu verlieren.

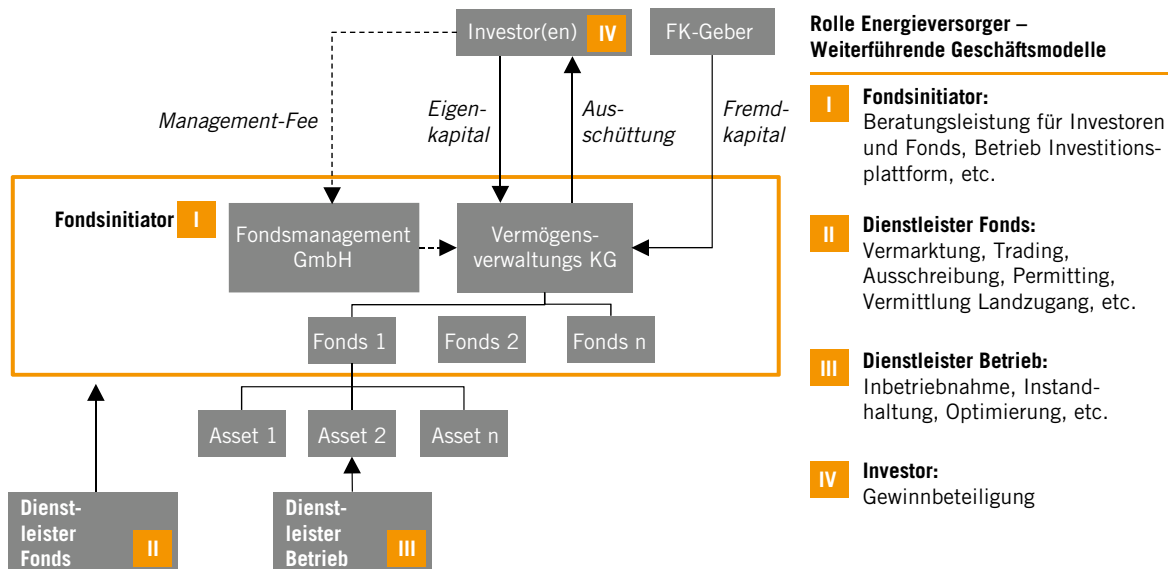
- Auf der anderen Seite wird die Rolle der Energieversorger als Betreiber von Erzeugungsanlagen durch hochspezialisierte Projektierer und möglicherweise auch durch Hersteller von Erzeugungsanlagen in Frage gestellt.

Energieversorger können sich diesem Trend entgegenstellen, indem sie die Rolle des Aggregators von Finanzierungsmitteln sowie von Assets einnehmen. Dazu könnten sie beispielsweise Eigenkapitalmittel von kommunalen Energieversorgern bündeln und Kooperationsmodelle ins Leben rufen bzw. weiter ausbauen. Hierfür ist jedoch eine Öffnung gegenüber strukturierten Finanzierungsmodellen (zum Beispiel der Bildung und Betreuung von Fonds) erforderlich. Abbildung 1.16 zeigt die zahlreichen Möglichkeiten, die sich Energieversorgern im Rahmen von Energieinfrastruktur-Fondsmodellen bieten. So können Energieversorger im Prinzip die Rollen des Fondsinitiators, des Fondsdienstleisters sowie des Finanzinvestors einnehmen.

### Drohen Investitionslücken, das heißt die Unterfinanzierung gewisser Technologien, und wie ließe sich das kompensieren?

In den vorangegangenen Abschnitten wurde argumentiert, dass verschiedene, teils sehr kapitalstarke Investoren einer Ausweitung von Investitionen in den deutschen Energiemarkt offen gegenüberstehen. Ferner wurden In-

Abbildung 1.16: Mögliche Rollen von Energieversorgern in einem Fondsmodell



Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

strumente zur Mobilisierung dieses Kapitals vorgestellt, darunter risikomindernde Kooperationsmodelle für institutionelle Investoren.

Es bleibt die Frage, ob die mobilisierten Kapitalmittel auch im richtigen Maß in die diversen Technologien fließen werden oder aber man Finanzierungslücken erwarten muss. Eine Einschätzung der Deckung von Investitionsbedarfen pro Technologie findet sich in Abbildung 1.17.

**Effektive regulatorische Anreize:** Investitionen in Photovoltaik-Anlagen, Wind onshore und, wo wirtschaftlich sinnvoll, auch in Biomasse werden weiterhin gedeckt werden können. Die hierfür notwendigen Kapitalmittel werden auch zukünftig von Banken, Privathaushalten und Projektierern zur Verfügung gestellt werden können. Ferner können aufgrund der hohen Liquidität dieses Marktes durch gezielte regulatorische Adaptionen adäquate Anreize für Investitionen in der richtigen Höhe gesetzt werden.

**Hohe Risiken und Markteintrittshürden:** Anders (deutlich angespannter) stellt sich die Situation für Investitionen in Offshore Wind und Netze dar.

**Verteilnetze:** Hier trifft ein erheblicher Investitionsbedarf auf geschwächte Verteilnetzbetreiber (Energieversorgungsunternehmen). Ferner ist die Zugänglichkeit von Verteilnetzen für alternative Eigenkapitalgeber aufgrund der Kleinteiligkeit der Netzlandschaft sowie vor dem Hintergrund des anhaltenden Rekommunalisierungstrends stark eingeschränkt.

**Übertragungsnetze:** Hier müssen die notwendigen Investitionen von wenigen Übertragungsnetzbetreibern getätigt werden. In Anbetracht der großen Investitionsvolumen, welche Übertragungsnetzausbauten erfordern (Größenordnung 1 Mrd. Euro pro Trasse) bei historischen Investitionsvolumen der Übertragungsnetzbetreiber von rund 1 Mrd. Euro (2013) ist es fragwürdig, ob Letztere die notwendigen Eigenkapitalmittel eigenständig aufbringen können. Auf der anderen Seite könnten die mit dem Übertragungsnetzausbau einhergehenden Großprojektrisiken (Verzögerungen in der Genehmigungs- und Bauphase, etc.) gerade institutionelle Kapitalgeber von Investitionen abhalten.

**Wind offshore:** 2012 waren 62 % der sich im Bau bzw. im Betrieb befindlichen Offshore Kapazitäten in Hand von Energieversorgern bei typischen Investitionsvolumen zwi-

**Abbildung 1.17: Zusammenfassende Einschätzung der Deckung des Investitionsbedarfs bis 2020, differenziert nach Technologie**

| Kapitalgeber/<br>Technologie | Kreditinstitute                 | Privathaushalte/<br>landwirt. Betriebe | Institutionelle<br>Anleger/Fonds            | Strategische<br>Investoren                 | Private Equity<br>Investoren                 | Investitions-<br>bedarf bis<br>2020 gedeckt? |
|------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Wind onshore                 | ✓                               | ✓<br>(Bürger-<br>beteiligungen)        | (✓)<br>(nur große<br>Parks)                 | (✓)<br>(Kooperationen<br>notwendig)        | (✓)<br>(kleinteilige Suche<br>nach Assets)   | ✓                                            |
| Wind offshore                | (✓)<br>(Risiko,<br>Regulierung) | X                                      | (✓)<br>(Volumen stimmen,<br>Risiko zu hoch) | X<br>(geringe Kapital-<br>verfügbarkeit)   | (✓)<br>(Risiko/Rendite<br>Verhältnis unklar) | ?                                            |
| PV                           | ✓                               | ✓                                      | X                                           | (✓)<br>(Zweit-<br>verwertung)              | X                                            | ✓                                            |
| Biomasse                     | ✓                               | ✓                                      | X                                           | X                                          | X                                            | (✓)                                          |
| Netze                        | (✓)<br>(Risiko,<br>Regulierung) | X                                      | (✓)<br>(Risiko,<br>Zugang schwierig)        | (✓)<br>(geringe Kapital-<br>verfügbarkeit) | X<br>(Zugang<br>schwierig)                   | ?                                            |

✓ = Investitionen wahrscheinlich

(✓) = Investitionen möglich

X = Investitionen unwahrscheinlich

Quelle: Roland Berger Strategy Consultants

schen einer und zwei Milliarden Euro pro Windpark.<sup>29</sup> Aufgrund der rückläufigen Investitionsfähigkeit von Energieversorgern ist vermutlich auch hier künftig ein verstärktes Engagement alternativer Investoren notwendig. Das hohe Risiko von Investitionen in Offshore Windanlagen widerspricht allerdings dem Risikoprofil institutioneller Anleger.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die notwendigen Eigenkapitalmittel für den Ausbau der Netzinfrastruktur sowie von Wind offshore vermutlich nur unter Mitwirkung alternativer (auch internationaler) Investoren, das heißt institutioneller Anleger bzw. Fonds und Private-Equity-Investoren, bereitgestellt werden können. Hohe Risiken bzw. Markteintrittshürden für alternative Investoren

lassen es jedoch fraglich erscheinen, ob der Investitionsbedarf in ausreichender Höhe und Geschwindigkeit gedeckt werden kann.

Um den Investitionsbedarf in Verteilnetze zu decken, müssen sich Energieversorger zunehmend gegenüber alternativen Eigenkapitalgebern öffnen. Ferner erfordert der Ausbau der Offshore Kapazitäten bzw. der Übertragungsnetze den Einsatz von Investitionsmodellen, welche die Risiken (gerade für institutionelle Investoren) auf ein akzeptables Maß reduzieren. Gerade für die etablierten Akteure geht dies mit einem Paradigmenwechsel bzgl. Kapitalherkunft und Kapitalbündelung bei Investitionen in diese Assets einher.

<sup>29</sup> Vgl. Stiftung OFFSHORE-Windenergie (2012): Finanzierung von Offshore-Windparks [http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Factsheet%20Finanzierung%20von%20Offshore-Windparks%2009\_2012.pdf;abgerufen am 31.3.2015]

# Energie in der Welt

2

## 2.1 Zahlen & Fakten

Die Weltwirtschaft legte 2014 nach ersten Schätzungen mit einem Wachstum von rd. +2,6 % schwächer zu als zuvor angenommen, so dass der globale Energiebedarf zwar weiter angestiegen ist, aber dies insgesamt nur relativ schwach im Vergleich zu den Vorjahren. Die Gründe für die nur moderate gesamtwirtschaftliche Entwicklung in der Welt waren im letzten Jahr sowohl geopolitisch wie auch marktbedingt veranlasst:

- Aus geopolitischer Sicht waren insbesondere Krisenregionen, wie die Ukraine und vor allem Russland von Verwerfungen und Wirtschaftboykotten betroffen. Im Nahen Osten führten politische Instabilitäten und Terrorismus zu einer abgeschwächten Wirtschaftsentwicklung. Beides hatte geringeren Energieverbrauch zur Folge.
- Die westlichen Industriestaaten sind immer noch mit den Folgen der Finanzkrise und den daraufhin ergriffenen Konsolidierungsmaßnahmen beschäftigt. Auch das inzwischen weltweit sehr niedrige Zinsniveau konnte den globalen Wirtschaftsaufschwung und damit den Energieverbrauch noch nicht richtig stimulieren.
- In den beiden weltweit größten Energieverbrauchsländern USA und China verlief die Entwicklung uneinheitlich und teilweise verhaltener. Die US-Wirtschaft zog 2014 erst im 2. Halbjahr deutlich stärker an, was als Beginn einer anhaltenden Aufschwungphase gewertet wird. Der US-Energieverbrauch nahm 2014 aber nur begrenzt zu. Gleichzeitig sank die Importquote aufgrund der gestiegenen Eigenproduktion insbesondere von unkonventionellem Erdgas und Erdöl deutlich. China hingegen richtet sich auf den industriellen Übergang hin zur Fertigung von Qualitätsprodukten ein. Dies drosselte merklich den Anstieg des Niveaus beim chinesischen Energieverbrauch, führt aber beispielsweise auch zu qualitativen Änderungen bei den Energieprodukten (steigender Flugverkehr und Kerosinverbrauch).
- Weitere, auch global zunehmend bedeutsamer werdende Aspekte wie staatliche Eingriffe aus Umweltschutzgründen und zunehmende Effizienzbemühungen gerade in den Industrieländern führen letztlich zu Minderverbrauch an Energie.

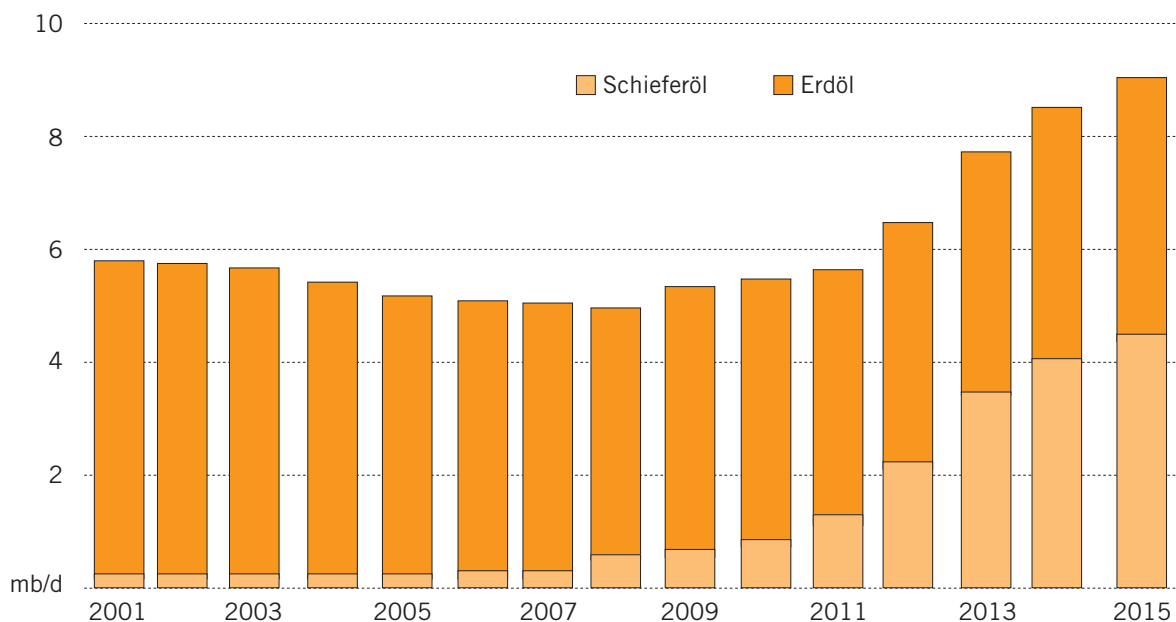
Gleichzeitig nimmt die Veränderung der Energieversorgungsstrukturen Fahrt auf. Ausgehend von den USA, die ihre Energie- und speziell Stromversorgung derzeit auf mehr Erdgas zu Lasten der Kohle umstellen und zum Eigenversorger und sogar Exporteur beim Erdgas werden, zeichnen sich auch in anderen Regionen der Welt Struk-

turwechsel ab. Gerade in China ist beabsichtigt, die Dominanz der Kohle in der Energieversorgung einzuschränken. 2014 wurde zum ersten Mal seit 1998 weniger Kohle als in den Jahren zuvor gefördert (-2,5 %). Alternativen dort sind, wenngleich in begrenzter Dimension, die Erneuerbaren Energien in allen ihren Varianten einschließlich Wasserkraft und auch die Kernenergie, ebenso erfolgt ein Ausbau der Gewinnung und Nutzung von Erdgas. Zugleich wird die Kohle verstärkt als Chemierohstoff eingesetzt. In Indien hingegen setzt man zunehmend auf Kohle in der Verstromung, deren Verwendung in den kommenden zehn Jahren drastisch ausgeweitet werden soll. Die Energienachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern bleibt uneinheitlich und stark abhängig von der wirtschaftlichen Dynamik der jeweiligen Region. Während die Umstellung des US-Strommarktes auf Basis von Schiefergas inzwischen relativ weit fortgeschritten ist, führen die in den USA freigesetzten Kohlemengen vor allem im atlantischen Markt zu tendenziell niedrigeren Preisen. Sie befeuern allerdings nicht mehr, was sich noch im Vorjahr abzeichnete, die Rückkehr zu einer stärkeren Stromerzeugung auf Kohlebasis in Europa. Diese ist aufgrund der anhaltenden wirtschaftlichen Probleme in der Eurozone und infolge der energie- und klimapolitischen Weichenstellungen vielmehr deutlich rückläufig.

### Entwicklung der US Rohölproduktion

Gleichzeitig mit der zunehmenden US-Schiefergasgewinnung hat ebenfalls ein Boom bei der US Rohölproduktion eingesetzt. So kam es in den vergangenen Jahren zu einem sprunghaften Anstieg der Förderung von Erdöl aus unkonventionellen, sogenannten „tight oil“ Lagerstätten.

Mit fast 9 Mio. Barrel am Tag liegen die USA inzwischen bei fast 10 % der Weltförderung an Erdöl und damit annähernd so hoch wie Saudi-Arabien. Im 2. Halbjahr 2014 hat – nicht nur, aber allen voran – Saudi-Arabien mit Preissenkungen und anhaltend hohen Förderquoten auf die neue Situation reagiert. Diese Niedrigpreisphase hat zur Folge, dass Förderprojekte aus vergleichsweise teureren Ölproduktionen aus unkonventionellen Lagerstätten beispielsweise in den USA nicht mehr rentabel genug sind und Marktanteile verloren gehen. Jedenfalls hat sich der internationale Rohölpreis im Jahresverlauf 2014 ungefähr halbiert. Für 2015 geht die OPEC nunmehr von einer Nachfrage nach ihrem Öl von rd. 30 Millionen Barrel pro Tag bei weltweit insgesamt rd. 93 Millionen Barrel aus. Gleichzeitig wird vermutet, dass die derzeit niedrigen Ölpreise (Bandbreite 50-60 USD/bbl) die Nachfrage nach OPEC-Öl stimulieren. Für den geringfügigen globa-

**Abbildung 2.1: Entwicklung US Rohölproduktion**

Quelle: EIA

len Verbrauchsabschwung beim Erdöl in 2014 ist im Übrigen der Konjunkturunbruch in Russland und der Minderbedarf Chinas, die allein rd. 10 % des Weltrohöls verbrauchen, Ursache.

### Weltweit unterschiedliche Entwicklungen im Energieverbrauch

Mit vorläufig geschätzt etwa 1,4 % lag der Zuwachs des Weltenergieverbrauchs im vergangenen Jahr leicht unter dem Zuwachs im Vorjahr und ebenso unter der Wachstumsrate des Welt-Bruttoinlandsproduktes. Festzustellen ist neben den schon vorgenannten Bestimmungsgründen eine nachlassende Verbrauchsdynamik vor allem in den Schwellenländern. Dennoch stützt sich der verhaltenerne weltweite Verbrauchsanstieg weiterhin auf die Zuwächse der Schwellenländer, die aufgrund des im Vergleich zu den Industrieländern immer noch höheren Wirtschaftswachstums, der größeren Bevölkerungszahl, der fortlaufenden Urbanisierung und der dort teils wenig effizienten Produktionsverfahren einen höheren Energieeinsatz haben. Auch der zuletzt spürbare Wirtschaftsaufschwung in den USA trug wesentlich dazu bei, dass sich der Energieverbrauch 2014 insgesamt leicht erhöhte. Gegenläufig war die Entwicklung in Europa.

Die jeweiligen Witterungsbedingungen und der davon abhängige Energiebedarf für Wärme- wie auch Kühlprozesse führte in Nordamerika insgesamt zu höherem Energiebedarf, während in Europa, beeinflusst durch den milden Winter und den lauen Sommer 2014, weniger verbraucht wurde. Der Trend, dass der Energieverbrauch in den Industrieländern stagniert, ist im Durchschnitt weiter ungebrochen. Neben dem immer noch anhaltenden konjunkturellen Problemen vor allem in Europa sind hier die z.T. höheren Energiekosten, aber auch eine höhere Energieeffizienz Gründe dafür.

### BIP versus Energieverbrauch

Obwohl die US-Wirtschaft 2014 um mehr als 2 % gewachsen ist, legte der Energieverbrauch nach vorläufigen Zahlen nur um etwa 1,1 % zu. Das ist ein weiterer Beleg dafür, dass sich Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch in den Industrieländern zunehmend entkoppeln. Die Entkoppelung allein reicht aber nicht, die Energienachfrage weltweit zu verringern. Der Anteil der Schwellenländer am Weltenergieverbrauch hat sich seit den neunziger Jahren auf mehr als 40 % fast verdoppelt. Länder wie China und Indien werden noch über Jahre hinaus einen stetig steigenden Energieverbrauch haben, um ihre wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Für



1.000 Dollar ihres Bruttoinlandsprodukts brauchen die Länder außerhalb der OECD umgerechnet 4,4 Barrel (je 159 Liter) Öl, während die OECD-Länder mit 1,4 Barrel auskommen. Eine globale Entkopplung zwischen Energie und Wachstum ist deshalb noch nicht in Sicht. Verantwortlich für die Entwicklung sind unter anderem die Energieverbrauchssubventionen in einigen Ländern, die auch zu Marktverzerrungen führen. Vor allem in China, Indien, Thailand, Indonesien, Iran, Venezuela oder Saudi-Arabien hält der Staat den Energiepreis niedrig und treibt damit den Verbrauch hoch.

Insgesamt verringerte sich das Weltwirtschaftswachstum 2014 auf durchschnittlich 2,6 % gegenüber 3,0 % im Jahr davor. In Deutschland war nach sehr schwachem Wirtschaftswachstum in den beiden Vorjahren im Jahr 2014 ein stärkerer Anstieg des Bruttoinlandsproduktes in Höhe von 1,5 % zu verzeichnen.

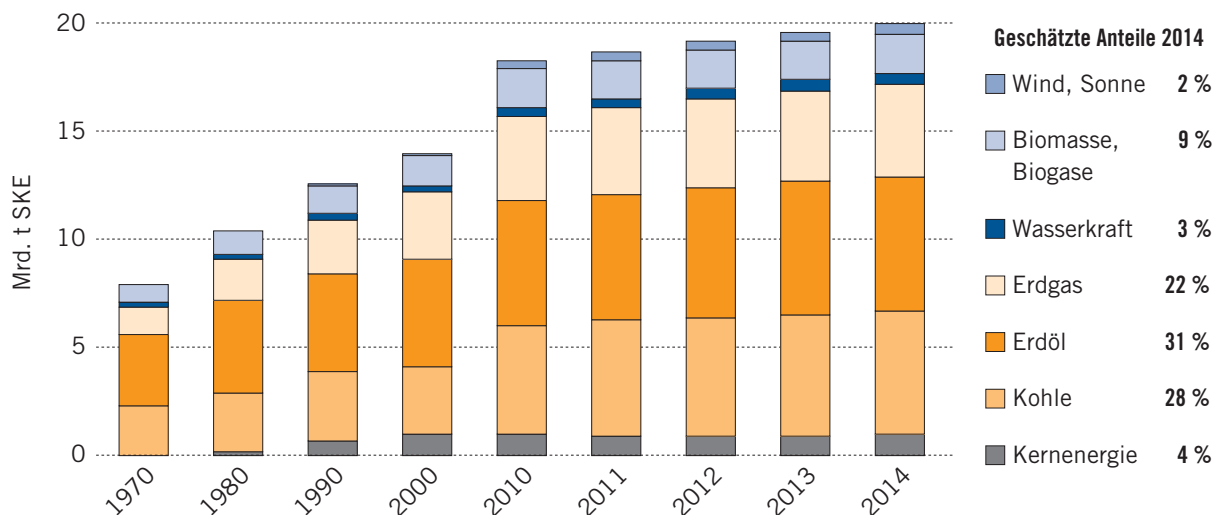
Im internationalen Vergleich war das Wirtschaftswachstum in Deutschland auch 2014 eher bescheiden. Die aufstrebenden Volkswirtschaften in Indien und in den südostasiatischen Ländern Malaysia, Vietnam und den Philippinen wuchsen mit jeweils rd. 6 % noch etwas stärker als in den Vorjahren. Enttäuschend hingegen waren die relativ schwachen Wachstumsraten in Indonesien, Singapur und Thailand, die lediglich im Bereich von 1-2 % lagen. In den Entwicklungs- und Schwellenländern ging das BIP-Wachstum insgesamt leicht auf 4,4 % zurück. In den klassischen Industrieländern konnte das Wirtschaftswachstum mit gut 2 % zulegen (*Beispiele: USA +2,4 %, Kanada +2,6 %*). Die Eurozone blieb mit einer Wachstumsrate von nur 0,9 % weiter hinter den Erwartungen zurück, wobei erneut einige Mitgliedstaaten sogar einen Rückgang verzeichnen mussten.

Der moderate Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs um etwa 1,4 % auf nach erster Schätzung rd. 20 Mrd. t SKE in 2014 ist daher neben den energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen in der Summe auf deutliche Wachstumsabschwächungen in China und Teilen Asiens, das schwache Wachstum im Euroraum und auf die in der zweiten Jahreshälfte wieder recht starke wirtschaftliche Entwicklung in Nordamerika zurückzuführen.

## Welt-Primärenergieverbrauch 2014

Bezogen auf den weltweiten Energieverbrauch und die Anteile einzelner Energieträger daran sind im globalen Maßstab unterschiedliche Zuwächse zu verzeichnen: Erneuerbare Energien (+8,9 %), Kernkraft (+2,5 %), Erdgas (+1,9 %), Kohle (+0,8 %), und Erdöl (+0,8 %). Erdöl bleibt mit einem weltweiten Verbrauch von rd. 6,2 Mrd. t SKE der bedeutendste Energieträger. Die Kohle liegt insgesamt an zweiter Stelle im globalen Energiemix. Mit einem Produktions- und Verbrauchsanteil von etwas mehr als 50 % ist dabei China weiterhin das weltweit wichtigste Kohleland. Der weltweite Kohleverbrauch ist im vergangenen Jahr auf rd. 5,7 Mrd. t SKE angestiegen. Grund für den relativ verhaltenen Zuwachs bei der Kohle ist neben Nachfragefaktoren auch die zunehmende Marktbereinigung im internationalen Steinkohlenbergbau. Die rückläufige Preisentwicklung bei der Steinkohle hat sich in 2014 aufgrund nicht nur des US-Kohleüberhangs auf den Weltmärkten und der geringeren chinesischen Nachfrage verschärft. Bei gleichzeitig gestiegenen Produktionskosten schmolzen die Margen der internationalen Bergbaukonzerne, sodass Unternehmen wie BHP Billiton und Rio Tinto inzwischen die Einstellung von Teilen ihrer Kohleproduktion anstreben, und statt dessen sogar Rinderzucht in Erwägung ziehen, weil dort höhere Renditen erzielt werden können. Stilllegungs- und Rationalisierungsmaßnahmen in den USA, insbesondere im Appalachen-Revier, haben zu weiteren Bergwerksschließungen geführt.

Erneuerbare Energien sind dagegen weltweit auf dem Vormarsch. Insbesondere neue Installationen von Wind- und Solarenergie in Asien, Afrika und Südamerika tragen zu dem Trend bei. Aber auch in den USA und in großen Teilen Europas sind die Erneuerbaren weiter auf Expansionskurs. Die Kernenergie erlebt derzeit vornehmlich in Asien eine Art Renaissance mit Wiederinbetriebnahmen (*Japan*) und neuen Kernreaktoren (*China, Korea*). Auch das Erdgas legte bei der globalen Verbrauchsentwicklung, angetrieben durch den Gas-Hype in den USA, weiter zu (Zuwachs von mehr als 3 %) und verzeichnete 2014 einen Gesamtverbrauch von 4,3 Mrd. t SKE. Insgesamt decken die fossilen Energieträger damit immer noch mehr als 80 % des weltweiten Energieverbrauchs, die erneuerbaren Energien erringen trotz höherer Zuwachsraten bei steigendem Gesamtbedarf nur in kleinen Schritten größere Anteile. Gleichzeitig verstetigt sich vor allem in den Industrieländern die Entwicklung hin zu mehr Energieeffizienz und damit relativen Energieeinsparungen in der gesamten Verbrauchskette.

**Abbildung 2.2: Welt-Primärenergieverbrauch 2014 nach Energieträgern 1,4 % Wachstum (20,0 Mrd. t SKE)**

Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2013 / IEA World Energy Outlook 2013 / EIA International Energy Outlook 2013 / World Nuclear Association / Eigene Schätzungen

## Versorgungssicherheit und regionale Trends

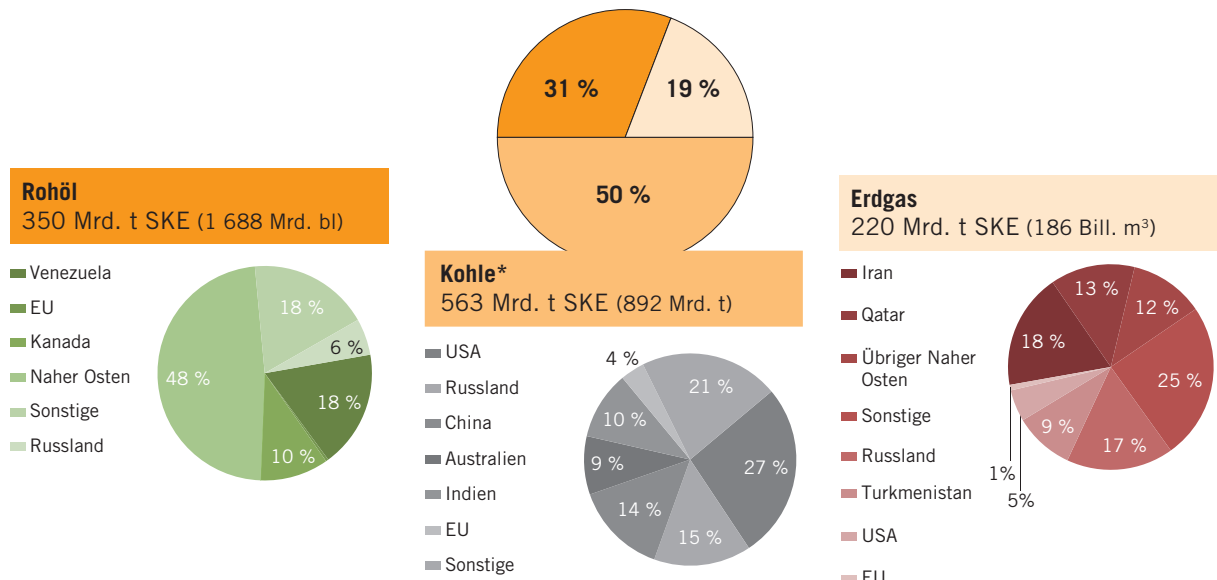
Fragen der Versorgungssicherheit insbesondere bei Energie und Rohstoffen beschäftigen Politik und Wirtschaft nach wie vor weltweit. Industrie- und Schwellenländer gehen jedoch zum Teil unterschiedlich damit um. Viele Industriestaaten überlassen die Versorgungssicherheit unter dem Primat der Wirtschaftlichkeit weitgehend liberal der Privatwirtschaft und schaffen im Wesentlichen umwelt- und energiepolitische Rahmenbedingungen für das Wirken der Marktkräfte. Dagegen treffen manche Schwellenländer wie China und Indien für ihre Industrien zentral gesteuerte und tief in die Marktprozesse eingreifende staatliche Entscheidungen und planen weit voraus. Insbesondere China verschafft sich durch die vorausschauende weltweit angelegte und langfristige Sicherung von Energierohstoffvorkommen strategische Vorteile. Hierzu kauft sich die Volksrepublik weltweit in Bergbauprojekte ein und verhandelt bilaterale Abkommen auf Staats- und Unternehmensebene. Die ökonomische Perspektive dieser Vorsorge-Strategie ist zunächst zweitrangig.

Unverändert gilt: Fossile Energierohstoffreserven sind geographisch sehr unterschiedlich auf der Welt verteilt. Konventionelle Rohölvorkommen konzentrieren sich auf den politisch instabilen Nahen Osten. Auch bei Einrechnung von so genanntem nicht-konventionellem Erdöl beträgt dessen Anteil an den weltweiten Erdölreserven immer noch fast 50 %. Erdgas und Kohle hingegen kom-

men in vielen Teilen der Erde vor, wenngleich sich auch hier auf wenige Länder große Anteile konzentrieren.

## Weltreserven von Energieverbrauch

Zudem verschieben sich die Gewichte durch Anwendung neuer (nicht-konventioneller) Explorations-, Förder- und Aufbereitungstechniken. In den USA hat „Fracking“ als besonderes Gewinnungsverfahren zu einer beispiellosen Gasschwemme geführt. Die bedeutendsten Einflussfaktoren für die Entwicklung von Weltenergieverbrauch und -stromerzeugung auf globaler Ebene sind die Dynamik des globalen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums sowie der Fortschritt der Elektrifizierung. Nach Statistiken des UN-Bevölkerungsfonds (UNFPA) ist die Weltbevölkerung inzwischen über die Marke von 7 Mrd. Menschen gestiegen. Bis zum Ende ihres Prognosezeitraums im Jahr 2035 geht die IEA in ihrem derzeitigen Referenz-Szenario von einer Weltbevölkerung von 8,6 Mrd. aus. Bis 2050, so rechnet die UN (United Nations) in ihren World Population Prospects vor, muss mit einer Zunahme auf 9,3 Mrd. Menschen gerechnet werden. Die Bevölkerung der Industrieländer hingegen bewegt sich bis 2035 annähernd auf dem Niveau von 1990 (1,3 Mrd.). Das Wachstum findet ausschließlich in Entwicklungs- und Schwellenländern statt.

**Abbildung 2.3: Weltreserven von Energierohstoffen**

\* davon: 73 % Steinkohle, 27 % Braunkohle

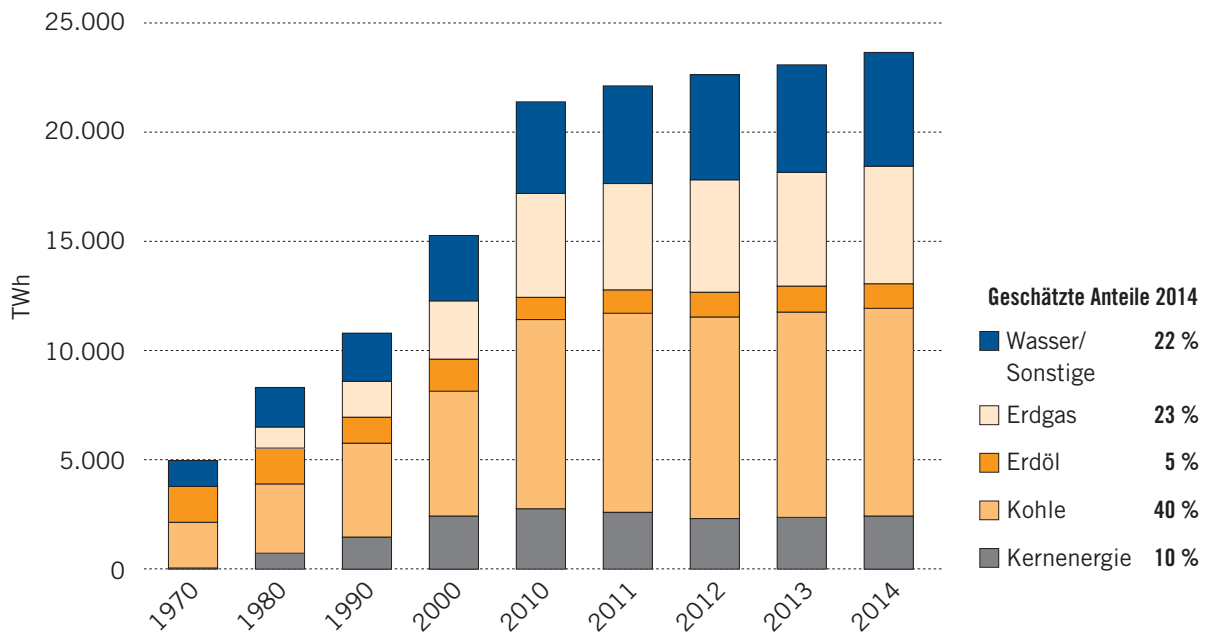
Quellen: BP Statistical Review of World Energy, 6/2014, GVSt 6/2014

## Weltweite Stromerzeugung 2014

Eine sichere Stromversorgung bleibt dabei von zentraler Bedeutung für Wohlstand und Wachstum. Dies gilt für die Industrieländer, jedoch am dringlichsten für die Weltregionen, die bislang noch nicht umfassend elektrifiziert sind. Die weiter steigende Weltbevölkerung mit Zuwachsraten von geschätzt 70-80 Millionen Menschen je Jahr sowie der technische Fortschritt führen zu einem ständig steigenden Bedarf an Strom. In 2014 hat sich nach ersten vorläufigen Schätzungen die Weltstromerzeugung um rd. 2,3 % und damit auch im Vorjahresvergleich weiter erhöht. Damit wuchsen Stromerzeugung und Stromverbrauch weltweit etwas stärker als der Gesamtenergiebedarf.

Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle und Erdgas an der globalen Stromerzeugung legte 2014 ungeachtet

mancher nationaler Bemühungen um eine Energiewende gerade im Stromsektor leicht zu. Die Kohle ist mit einem Anteil von 40 % bei der Stromerzeugung weltweit nach wie vor der dominierende Energieträger und deutlich vor dem Erdgas mit einem Anteil von 23 %. Die in vielen Ländern nicht zu vernachlässigende Stromerzeugung aus Erdöl ist dagegen 2014 im langjährigen Trend weiter zurückgegangen. Die weltweite Stromerzeugung aus Kernenergie mit einem Anteil von 10 % ist im Vergleich zum Vorjahr um 2,4 % gestiegen. Der Einsatz der Erneuerbaren mit Wasserkraft, Wind, Sonne und Bioenergien nahm 2014 auch im Weltmaßstab deutlich zu und lag mit einem Anteil von zusammen rd. 22 % höher als in den Vorjahren. Dies ist vor allem auf den kräftigen Zuwachs der Biomasse- und Biogasverstromung und der „neuen“ erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik zurückzuführen, während der traditionelle Beitrag der Wasserkraft stabil blieb.

**Abbildung 2.4: Welt-Nettostromerzeugung 2014 nach Energieträgern rd. 23.616 TWh**

Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2013 / IEA World Energy Outlook 2013 / EIA International Energy Outlook 2013 / World Nuclear Association / Eigene Schätzungen

## 2.2 World Energy Outlook 2014

Am 12. November 2014 hat die Internationale Energie-Agentur (IEA) den World Energy Outlook (WEO) mit Zeithorizont 2040 vorgelegt. Dem Bericht liegen drei Szenarien zugrunde, für die – abhängig von den jeweils getroffenen Annahmen – ein unterschiedlicher Ausblick zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energieträgern sowie nach Weltregionen gegeben wird. Hierbei handelt es sich nicht um Prognosen sondern um Szenarien, mit denen mögliche konsistente Zukunftsbilder dargestellt werden.

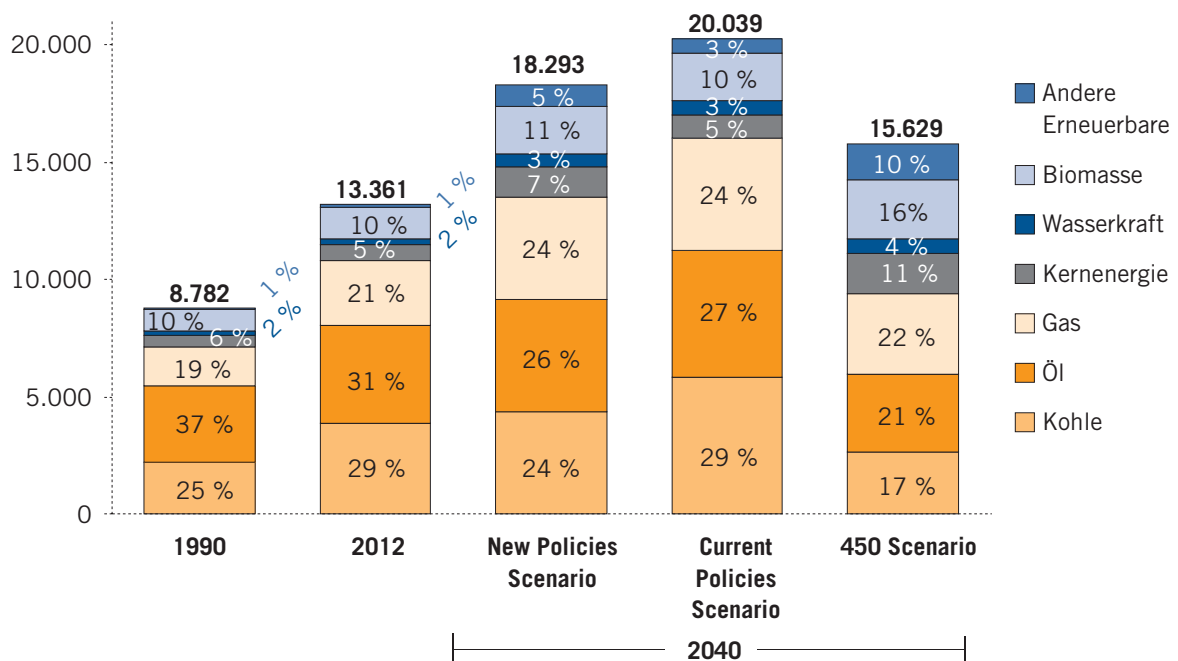
Das **New Policies Scenario** (NPS) berücksichtigt die politischen Zusagen und die angekündigten Vorhaben zur Begrenzung der Emissionen von Treibhausgasen, zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und zur Reduzierung lokaler Umweltbelastungen.

Im **Current Policies Scenario** (CPS) sind die bis Mitte 2014 bereits umgesetzten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen zugrunde gelegt (vergleichbar mit dem früher als Reference Scenario bezeichneten Pfad). Für die bis zu diesem Zeitpunkt getroffenen Maßnahmen wird unterstellt, dass sie für den gesamten Betrachtungszeitraum gelten und politisch nicht revidiert werden.

Im **450 Scenario** wird eine Begrenzung der Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf 450 parts per million of CO<sub>2</sub>-equivalent angenommen. Bei diesem Szenario handelt es sich – anders als beim NPS und beim CPS – um ein sogenanntes Zielszenario. Es werden nicht Annahmen getroffen und auf dieser Basis ein Entwicklungspfad veranschaulicht, sondern das Ziel (Begrenzung des Temperaturanstiegs um zwei Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau) wird gesetzt, und es werden Maßnahmen ermittelt, die für das Erreichen des Ziels ergriffen werden müssen.

Das New Policies Scenario (NPS) wird von der IEA als Hauptszenario klassifiziert. 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 getroffenen politischen Rahmenseetzungen nach Einschätzung der IEA abzeichnen. Angesichts der Klassifikation des NPS als Hauptszenario konzentrieren sich die nachfolgenden Aussagen darauf.

Abbildung 2.5: Primärenergieverbrauch weltweit in Mtoe



Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2014

## Kernannahmen im New Policies Scenario

Das weltweite **BIP** – Haupttreiber der Energienachfrage – steigt um durchschnittlich 3,4 % pro Jahr im Zeitraum 2012 bis 2040 (EU: 1,6 %/Jahr). Das Wachstum in den Entwicklungs- und Schwellenländern im Zeitraum 2012 bis 2040 fällt deutlich stärker aus als in den OECD-Staaten (Beispiel China 5,0 %/Jahr oder Indien 6,0 %/Jahr) gegenüber 1,9 %/Jahr im Durchschnitt der OECD (Durchschnitt Non-OECD: 4,6 %/Jahr).

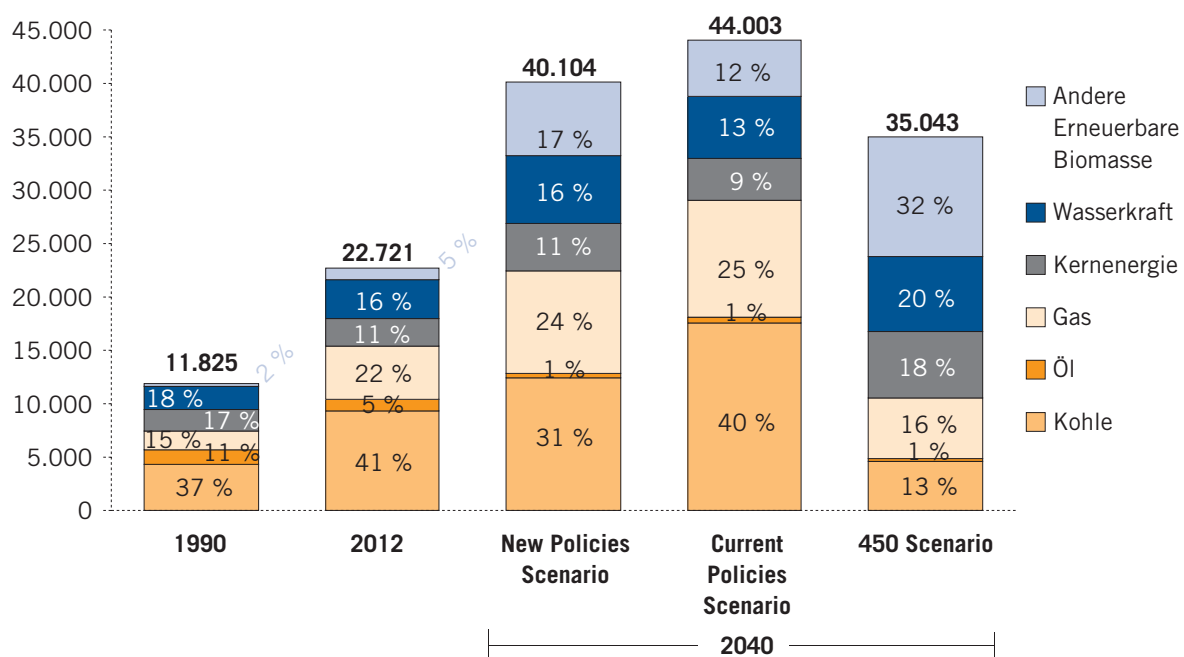
Die **Bevölkerung** – als weitere Schlüsselgröße für die Energienachfrage – nimmt von 7,0 Milliarden auf 9,0 Milliarden im Jahr 2040 zu; dazu tragen die Entwicklungs- und Schwellenländer mit 93 % bei.

Die **Weltmarktpreise für Energie** haben einen erheblichen Einfluss auf Energieangebot und -nachfrage. Für jedes Szenario wird ein unterschiedlicher Energiepreispaß angenommen; dabei handelt es sich nicht um Preisprognosen. Die IEA legt dem NPS im Jahr 2040 einen Ölpreis von 244 USD/Barrel bzw. – ausgedrückt im Geldwert des Jahres 2013 – von 132 USD/Barrel zugrunde. Im CPS wird ein stärkerer, im 450 Szenario ein schwächerer Preisanstieg unterstellt. Die Erdgaspreise nehmen in realen

Größen in den USA stark und in Europa leicht zu. Die Divergenz zwischen den niedrigeren US-Erdgaspreisen und den deutlich höheren Notierungen in Europa und in Asien wird fortbestehen, auch wenn sich der Preisunterschied zwischen den wichtigsten Märkten verringert. Für 2040 werden die Erdgaspreise in der EU nach Einschätzung der IEA um 55 % höher als in den USA angenommen (in Japan 86 % höher als in den USA). Die Preise für Kesselkohlen legen – in realen Größen – leicht zu, bleiben aber bei Umrechnung auf einen einheitlichen Heizwert auch künftig deutlich niedriger als die Gaspreise.

Starke Relevanz für die Ergebnisse der Szenario-Berechnungen haben auch die **CO<sub>2</sub>-Preise**. Im NPS wird unterstellt, dass auch bis 2040 außerhalb der EU nur wenige Länder CO<sub>2</sub> bepreisen (Chile, Südafrika, Korea und China) und dies zudem in unterschiedlicher Höhe. Für die EU und für Korea wird ein Anstieg auf real 50 USD/t (nominal: 92 USD/t), für Südafrika und Chile auf real 24 USD/t und für China auf real 35 USD/t angenommen. Für die USA, Kanada und Japan ist ein „shadow“ carbon price für Neu-Investitionen in der Stromerzeugung (nicht für die Industrie) in den Modellrechnungen berücksichtigt, der sich aus Regulierungsaufgaben ergibt und von heute 13 USD/t auf 40 USD/t im Jahr 2040 ansteigt.

Abbildung 2.6: Globale Stromerzeugung in TWh



Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2014

## Zentrale Ergebnisse auf der Nachfrageseite im New Policies Scenario

Der weltweite **Primärenergieverbrauch** nimmt von 13,4 Mrd. Tonnen Öläquivalent im Jahr 2012 um 37 % auf 18,3 Mrd. Tonnen Öläquivalent im Jahr 2040 zu. Dies entspricht einem jahresdurchschnittlichen Wachstum von 1,1 %. Auf Nicht-OECD-Staaten entfallen über 90 % des erwarteten Anstiegs des globalen Energieverbrauchs; der Energiebedarf der OECD-Staaten nimmt nur in geringem Umfang zu (3 %).

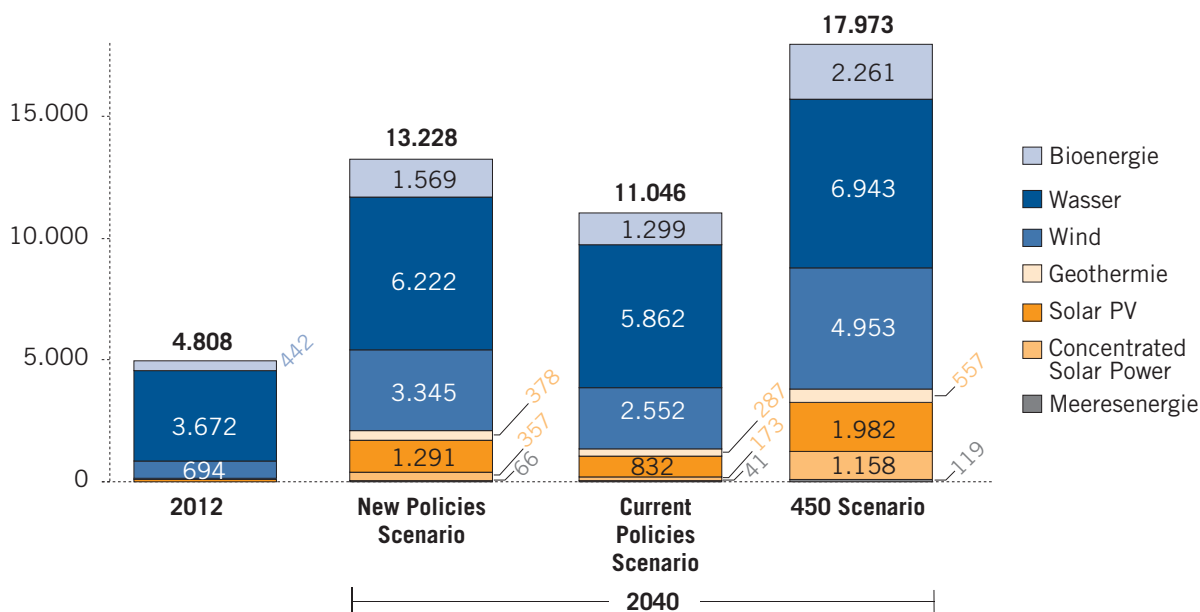
Der **Schwerpunkt der Energienachfrage** verschiebt sich maßgeblich in Richtung der aufstrebenden Wirtschaftsregionen, insbesondere nach China, Indien und in die Länder des Nahen Ostens. Im NPS dominiert zunächst China das Bild in Asien, bevor Indien ab 2025/30 die Rolle des Hauptwachstumsmotors übernimmt. Ähnlich entwickelt sich auch Südostasien zu einem wachsenden Nachfragezentrum.

## Wichtigste Aussagen zur Angebotsseite im New Policies Scenario

Alle Energieträger werden künftig verstärkt nachgefragt. Fossile Energieträger müssen 55 % des Nachfragezu-

wachses abdecken. Erdöl bleibt der wichtigste fossile Energieträger im globalen Primärenergiemix, obwohl sein Anteil von 31 % im Jahr 2012 auf 26 % im Jahr 2040 sinkt. Die Nachfrage nach Kohle steigt bis etwa Mitte des nächsten Jahrzehnts; danach flacht die Nachfragekurve ab. 2040 wird weltweit 25 % mehr Kohle verbraucht als 2012. Der globale Kohleverbrauch erhöht sich mit jahresdurchschnittlichen Raten von 0,5 %, während in den vergangenen 30 Jahren durchschnittlich 2,5 % Wachstum pro Jahr für Kohle verzeichnet worden waren. Für den verbleibenden Anstieg des Kohleverbrauchs sind fast allein China und andere asiatische Staaten verantwortlich. In der OECD wird dagegen mit einem Rückgang des Kohleverbrauchs um ein Drittel gerechnet. Der Verbrauch an Erdgas erhöht sich unter allen fossilen Energien am stärksten. Fast 60 % des bis 2040 erwarteten Anstiegs der globalen Gasförderung entfallen auf nicht-konventionelles Gas. Für OECD Europa wird allerdings erst um 2030 wieder ein Erdgasverbrauch in Höhe des 2010 erreichten Niveaus erwartet, für die EU ab 2035, bevor die Nachfrage nach Erdgas wieder einem Wachstumspfad folgt. Der Einsatz erneuerbarer Energien, einschließlich Wasserkraft, erhöht sich um 92 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergiemix steigt von 13 % im Jahr 2012 auf 19 % im Jahr 2040 (unter Einbeziehung traditioneller Biomasse in Entwicklungsländern sowie großer Wasserkraftwerks-Projekte).

**Abbildung 2.7: Globale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in TWh**



Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2014

Die gesamte globale Erzeugung von Elektrizität nimmt bis 2040 um 78 % im Vergleich zu 2012 zu. 84 % dieses Zuwachses entfallen auf Nicht-OECD-Staaten. Für China wird ein Anstieg der Stromerzeugung um 119 % prognostiziert. Damit wäre China 2040 mit 27 % an der globalen Stromerzeugung beteiligt.

Die weltweite Kapazität an Stromerzeugungsanlagen steigt von 5.683 GW im Jahr 2012 um 89 % auf 10.716 GW an. Der Brutto-Zubau wird auf 7.207 GW veranschlagt, wobei rund ein Drittel davon dem Ersatz von 2.442 GW stillzulegender Kapazität dient. 52 % des Brutto-Zubaus entfallen mit rund 3.734 GW auf erneuerbare Energien (davon 1.429 GW Wind sowie 853 GW Wasser und 1.020 GW PV). Der Zubau auf Basis Gas und Kohle wird mit 1.363 GW bzw. 1.621 GW beziffert. Bei der Kernenergie wird mit einem Brutto-Zubau von 379 GW gerechnet.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ändert sich zulasten der fossilen Brennstoffe. Trotzdem dominieren die fossilen Energien mit einem Anteil von 57 % im Jahr 2040 (2012: 68 %). Der Beitrag von Kohle geht von heute 41 % auf 31 % zurück. Der Anteil von Erdgas zur Weltstromerzeugung erhöht sich von 22 % auf 24 %. Die Stromerzeugung aus Kernenergie nimmt im Projektionszeitraum bis 2040 um 89 % zu, wobei China, Korea, Indien und Russland führend sind. Das Gewicht der Kernenergie bleibt mit rund 11 % – gemessen an der Stromerzeugungsmenge – praktisch unverändert.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdreifacht sich zwischen 2012 und 2040. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Weltstromerzeugung erhöht sich in diesem Zeitraum von 21 % auf 33 %. Sie verdrängen damit die Kohle auf den zweiten Rang. Das stärkste absolute Wachstum unter den erneuerbaren Energien wird bei Wind und Wasser erwartet – mehr als Versechsfachung der Stromerzeugung auf Basis Wind bis 2040 gegenüber 2012. Damit erreicht Wind 2040 an der weltweiten Stromerzeugung einen Anteil von 8,3 %. Photovoltaik trägt 2040 mit 3,2 % zur weltweiten Stromerzeugung bei. Der Anteil von Wasser wird auf 15,5 % beziffert.

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

Die globalen energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen sich von 31,6 Milliarden Tonnen im Jahr 2012 um 20 % auf 38,0 Milliarden Tonnen im Jahr 2040. Dieser Pfad wird mit der Annahme eines langfristigen Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur um 3,6 Grad Celsius verknüpft.

Das prognostizierte Wachstum der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen ist allein den Nicht-OECD-Staaten zuzuschreiben; dort wird ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 46 % erwartet. Demgegenüber gehen die Emissionen in den OECD-Staaten bis 2040 um 21 % im Vergleich zum Stand des Jahres 2012 zurück. Damit verringert sich der Anteil der OECD-Staaten an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 38 % im Jahr 2012 auf 25 % im Jahr 2040. China allein ist 2040 für 26 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich.

In der EU verringern sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2040 um rund 1,1 Milliarden Tonnen entsprechend 32 % gegenüber dem Niveau im Jahr 2012. Im Vergleich zum Jahr 1990 macht der Rückgang 33 % bis 2030 und 42 % bis 2040 aus. Damit wäre die EU 2040 noch mit 6 % an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen beteiligt – gegenüber 11 % im Jahr 2012.

## Weitere Erkenntnisse aus dem WEO 2014

Eine Entwicklung entsprechend dem 450 ppm-Pfad ist nur schwer realisierbar. Die IEA unterstellt in diesem Zielszenario für das Jahr 2040 einen CO<sub>2</sub>-Preis für die Stromerzeugung und die Industrie für die OECD-Staaten von 140 USD/t und für die Nicht-OECD-Staaten von 125 USD/t (jeweils ausgedrückt im Geldwert des Jahres 2013). In nominalen Größen wären das 260 USD/t beziehungsweise 230 USD/t.

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. Das am 12. November 2014 seitens China verkündete Ziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen ab 2030 nicht weiter zu erhöhen, entspricht dem Ergebnis des NPS der IEA, dürfte also – anders als das aktuelle EU-Ziel für 2030 – ohne einschneidende weitergehende Maßnahmen erreichbar sein.

Die IEA erwartet, dass auch in anderen Weltregionen als Europa verstärkt in den Ausbau erneuerbarer Energien investiert wird. Die Transformation wird sich international jedoch bei weitem nicht mit der Geschwindigkeit vollziehen, wie dies in Deutschland diskutiert wird. Der WEO unterstellt für diesen Ausbau, dass erneuerbare Energien durchschnittlich mit 200 Mrd. USD pro Jahr (in realen Größen) subventioniert werden, insgesamt also mit rund 5,4 Billionen USD bis 2040.

Der Steigerung der Energieeffizienz und dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird die größte Relevanz beim Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung beigemessen.



## 2.3 COP-20 in Lima

Die UN-Klimaschutzkonferenz COP-20 tagte vom 1. – 13. Dezember 2014 in Lima (Peru) und hatte das Ziel, die Vorarbeiten für ein neues Weltklimaabkommen ab 2020 zu konkretisieren. Es waren rund 12.000 Teilnehmer aus 195 Ländern akkreditiert. Ein verbindliches und globales Klimaschutzabkommen soll bei der COP-21 Ende 2015 in Paris beschlossen werden – hierzu sind jedoch im Laufe des Jahres noch weitere zentrale Arbeiten zu erledigen.

### Die Ergebnisse im Überblick

Das Ergebnis von Lima liegt als ein 39-seitiges Eckpunktetpapier für ein neues Klimaschutzabkommen im Jahre 2015 vor. Es ist ein Arbeitsdokument, das zu vielen Formulierungen noch bis zu zehn Optionen enthält. Das 2° C-Erwärmungsziel ist darin zwar unstrittig, aber es gibt keine einvernehmlichen Reduktionsvorgaben von Treibhausgasemissionen (THG). Ebenso gibt es keine Einigung über die Qualität der Passagen zum Klimaschutz, d. h. ob sie nun „Zusagen“ oder „Beiträge“ oder lediglich „Anpassungsmaßnahmen“ darstellen.

Ein wesentliches Element sind die Intended Nationally Determined Contributions (INDCs), also nationale Beiträge zur THG-Reduktion zunächst ohne verpflichtenden Charakter. Das beschlossene EU-Klimaschutzpaket 2030 sowie die Vereinbarungen der USA bzw. Chinas könnten somit die Basis darstellen, zeigen aber auch die Heterogenität der Ansätze. Die INDCs sollen bis zum 1. Mai 2015 vom Klimasekretariat gesammelt werden. Allerdings dürfen Länder auch erst zum 1. Oktober Beiträge übermitteln, wenn sie mehr Zeit benötigen sollten.

Als relevant wird der gemeinsame, UN-geführte Überwachungsmechanismus der THG gewertet, gegen den sich China zuvor gewehrt hatte. Zudem wird die Rolle marktbasierter Instrumenten wie dem Emission Trading System (ETS) erwähnt, womit einer ETS-Reform in der EU eine hohe Bedeutung zukommt. Neben der *Vermeidung* von THG rückt die *Anpassung* an den Klimawandel zunehmend in den Fokus. In National Adaptation Plans (NAPs) sollen Anpassungsstrategien der einzelnen Länder aufgezeigt werden.

Fortschritte wurden in der Etablierung des Green Climate Fund (GCF) erzielt. Der Fonds verfolgt das Ziel, Geld für Klimaschutzprojekte (sowohl im Bereich Minderung von Treibhausgasen als auch Anpassung an den Klimawandel) in Entwicklungsländern bereitzustellen. Ab 2020 soll er jährlich 100 Mrd. USD ausschütten, zwei Drittel davon soll Geld aus der Privatwirtschaft sein. In Lima startete der GCF mit den bereits kurz vorher zugesagten 10 Mrd. USD operativ. Der Beitrag Deutschlands liegt bei 750 Mio. €, aber auch einige Entwicklungsländer haben Zusagen gemacht.

Die Schadensersatzdiskussion, das sogenannte „loss and damage“, wurde in ein Arbeitsprogramm überführt. Entwicklungsländer werfen den reichen Industrienationen in dieser Diskussion vor, sich aus der Verantwortung für die Kosten der von ihnen verursachten Schäden stellen zu wollen.

Die Konferenz in Lima protokollierte erwartungsgemäß die ganze Bandbreite einer möglichen Klimaschutzvereinbarung für die nächste Tagung Ende 2015 in Paris. Die Unterscheidung zwischen Industrie- und Schwellenländern steht nach wie vor im Raum. Bei den zentralen Fragen – der genauen Gestaltung der Klimaschutz-Be-

**Tabelle 2.1: Übersicht über die eingereichten INDCs (Stand: 1. Juni 2015)**

| Land          | Datum       | Vermeidungsziel | Zieljahr | Referenzjahr |
|---------------|-------------|-----------------|----------|--------------|
| Schweiz       | 27. Feb. 15 | 50%             | 2030     | 1990         |
| EU-28         | 6. Mrz. 15  | ≥ 40%           | 2030     | 1990         |
| Norwegen      | 27. Mrz. 15 | ≥ 40%           | 2030     | 1990         |
| Mexiko        | 30. Mrz. 15 | 22 – 36%        | 2030     | BAU(2013)    |
| USA           | 31. Mrz. 15 | 26 – 28%        | 2025     | 2005         |
| Gabun         | 1. Apr. 15  | ≥ 50%           | 2025     | 2000         |
| Russland      | 1. Apr. 15  | 25 – 30%        | 2030     | 1990         |
| Liechtenstein | 23. Apr. 15 | 40%             | 2030     | 1990         |
| Andorra       | 30. Apr. 15 | 37%             | 2030     | BAU(2013)    |
| Kanada        | 15. Mai 15  | 30%             | 2030     | 2005         |

Japan hat zu dem Zeitpunkt noch keinen INDC eingereicht, aber ein 26 %-Vermeidungsziel bis 2030 genannt (Referenzjahr 2013).

mühungen und der Finanzhilfen für Entwicklungsländer – gab es kaum Fortschritte. Die „Durban Plattform“ soll bis Mai 2015 einen Verhandlungstext und bis November einen Synthesetext vorlegen. Im Gegensatz zum Top-down Ansatz des Kyoto-Protokolls mit einer vorgegebenen Gesamtreduktionsrate dürfte das nächste Klimaschutzabkommen ein bottom-up Prozess mit dem „Einsammeln“ unverbindlicher, heterogener nationaler Reduktionsziele sein. Die im Oktober 2014 vereinbarten

EU-Ziele (-40 % in 2030) oder die deutschen Ziele für 2020 stützen diesen bottom-up Prozess.

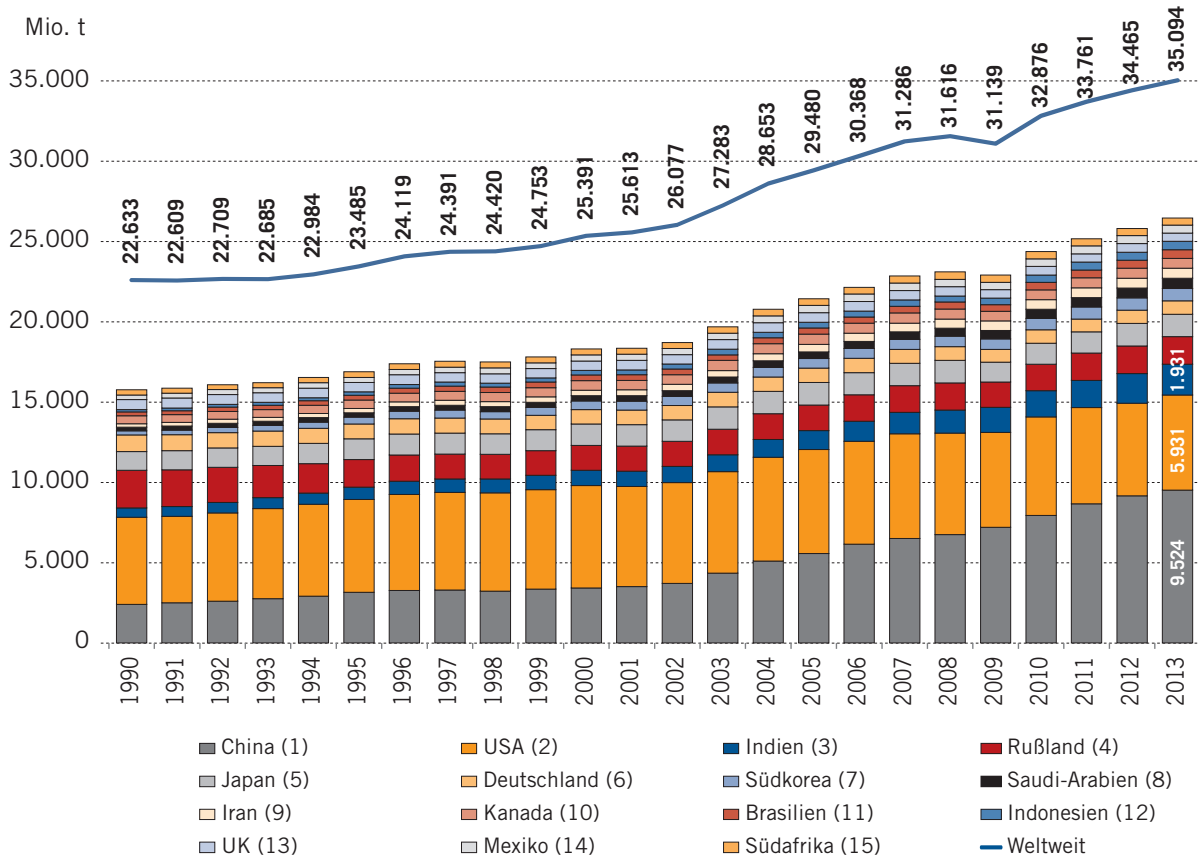
### Entwicklung des CO<sub>2</sub> Ausstoßes weltweit

Zwischen 1990 und 2013 erhöhten sich die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 55 % von 22,6 Mrd. Tonnen auf 35,1 Mrd. Tonnen. Der Zuwachs kommt dabei vor allem aus den wirtschaftlich prosperierenden Ländern China und Indien. China steigerte seine Emissionsfracht in diesem Zeitraum um 7,1 Mrd. Tonnen (+298 %), Indien um 1,4 Mrd. Tonnen (+232 %). Aber auch die Emissionsfracht der USA wuchs um 0,5 Mrd. Tonnen (+9 %).

Bei den fünfzehn größten Emittenten im Jahr 2013 wiesen lediglich drei Länder eine Reduktion im Vergleich zu

1 Ebenfalls ein Ergebnis der UNO-Klimakonferenz in Südafrika ist die Durban Platform for Enhanced Action. Sie wurde 2011 als Fahrplan für ein neues Klimaschutzabkommen festgelegt. Die angeschlossene Arbeitsgruppe verhandelt die Bedingungen und treibt den Prozess voran. Bis 2015 soll eine neue umfassende Vereinbarung zum Klimaschutz geschlossen werden. Damit will die Staatengemeinschaft das Ziel erreichen, die Erderwärmung auf zwei Grad oder möglicherweise sogar auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen.

Abbildung 2.8: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit seit 1990



Die 15 größten Emittenten sind für knapp drei Viertel der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, Stand 2013. Die 15 größten Emittenten sind dabei die gleichen 15 Länder wie bereits im Vorjahr. Unter den ersten fünf befindet sich dabei kein EU-Mitgliedsstaat.

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2014

1990 auf. Führend ist hierbei Russland mit 0,635 Mrd. t (-27 %), Deutschland mit 0,188 Mrd. t (-18 %) und das Vereinigte Königreich mit 0,109 Mrd. t (-18 %). Das Vereinigte Königreich konnte dabei sogar die Vermeidung im Vergleich zum Vorjahr 2012 deutlich steigern und ist nun auf Platz 13 (Vorjahr Platz 11).

### Vorbereitung auf die COP-21

Die Klimaschutzkonferenz COP-21 findet in Paris – Le Bourget vom 30. November bis zum 11. Dezember 2015 statt. Dabei soll das dort zu beschließende Abkommen alle Staaten umfassen. Dem Kyoto-Protokoll folgten zuletzt weniger als 40 Staaten. Weitere Vorbereitungsstermine stehen für 2015 auch schon fest:

- 3. – 14. Juni: Zwischenkonferenz bei der UNFCCC in Bonn
- 29. Juni: Ban Ki-moons High Level Treffen zum Klimaschutz in New York
- 19. – 23. Oktober: Vierte Sitzung der Ad-hoc Working Group Durban Platform
- 1. November: Veröffentlichung des Berichts zu den INDCs durch die UNFCCC

## 2.4 Tiefe Geothermie – Status Quo und Perspektive

### Tiefe Geothermie

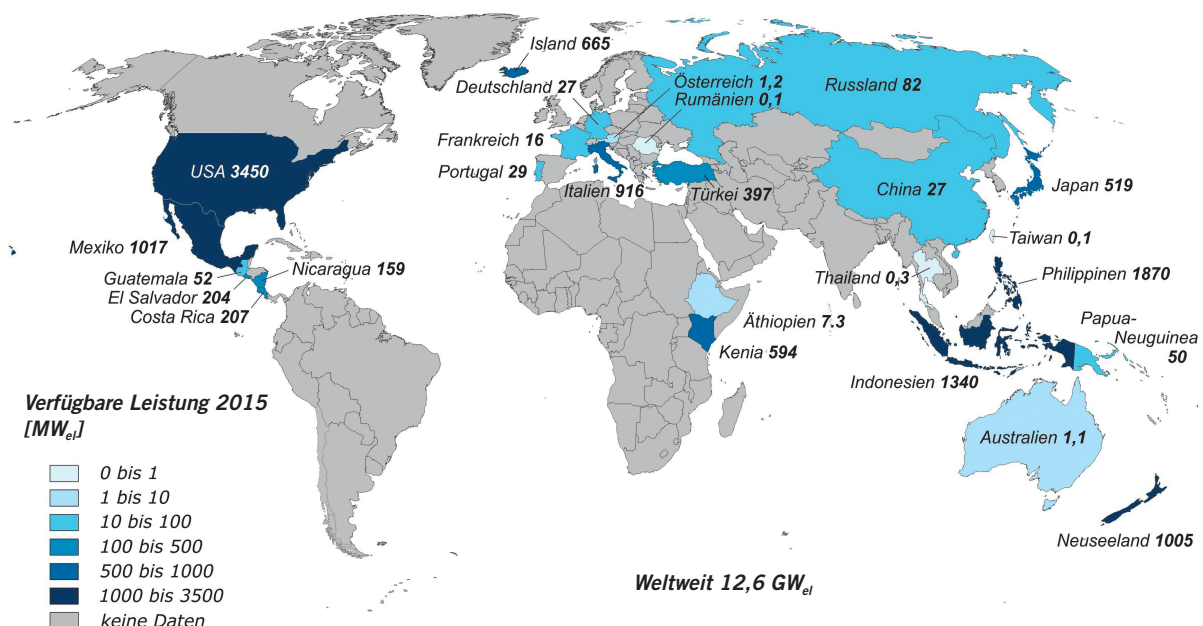
Geothermische Energie bleibt – in menschlichen Zeiträumen gemessen – beständig verfügbar und wird daher als grundlastfähig und bedarfsbestimmt bewertet. Sie zählt zu den erneuerbaren Energieträgern. Dabei nutzt sie die Erdwärme, als solches die Ursprungswärme der Erde und Wärme aus dem radioaktiven Zerfall von im Erdinneren natürlich vorhandener Nuklide. Die Sonneneinstrahlung bewirkt standortabhängig lediglich eine Temperaturerhöhung in den obersten Zehnern Metern. Bei einem durchschnittlichen geothermischen Gradienten von 3 Grad Celsius pro 100 Meter sind in Tiefen von 2000 m bis 3000 m Temperaturen zwischen 60 °C bis 90 °C anzutreffen. Höhere Temperaturgradienten befinden sich in vulkanisch bzw. tektonisch aktiven Zonen. Der globale Transport in Richtung Erdoberfläche entspricht einem Wärmestrom von insgesamt ca. 1.400 EJ/Jahr, das entspricht etwa dem 2,6-fachen des weltweiten jährlichen Primärenergieverbrauchs.

Bei der Nutzung der Tiefen Geothermie unterscheidet man zwischen zwei verschiedenen Reservoirtypen. Hydrothermale Lagerstätten bestehen aus natürlichen, tiefen

thermalwasserführenden Schichten; in petrothermalen Lagerstätten ist kein geeignetes Wärmetransportmittel im festen Gestein vorhanden. In der praktischen Konsequenz sind sie daher nur nutzbar, wenn hydraulische Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden. Etwas allgemeiner spricht man hierbei auch von Enhanced Geothermal Systems (EGS). Im französischen Soultz-sous-Forêts wird dieses Verfahren als Pilotprojekt seit 1987 entwickelt. Seit 2008 ist dort das weltweit erste Pilotkraftwerk im EGS-Verfahren in Betrieb. Kommerzielle EGS-Projekte gibt es jedoch weltweit noch nicht.

Die Energienutzung erfolgt sowohl durch reine Heizwerke als auch kombinierte Heizkraftwerke. Letztere erzielen durch die Kopplung von Stromgewinnung und Wärmebereitstellung eine optimierte Energieausbeute. Ihre günstige Emissionsbilanz und ihre flexible Einsetzbarkeit im Vergleich zu fossilen Energieträgern, machen die hydrothermale Geothermie zu einer Option im Energiemix, vor allem in Regionen, die über keine, oder wenige fossile Energierohstoffe, aber über günstige geothermische Gradienten verfügen. Beispiele für Länder, in denen bedeutende geothermische Anomalien zu finden sind und diese erfolgreich genutzt werden, sind Island und Kenia.

**Abbildung 2.9: Geothermische Kraftwerke weltweit**



Weltweit beträgt die gesamte Kapazität von geothermischen Kraftwerken in 26 Ländern 12635 MW<sub>el</sub>.

Quelle: BGR, auf Daten von Bertani, R., Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia

Geothermische Kraftwerke decken hier rund 29 % des isländischen bzw. 21 % des kenianischen Strombedarfs. Neben den geologischen Bedingungen bestimmen auch Energieinfrastruktur, Stand des technischen Wissens, Investitionsbereitschaft sowie politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen die jeweilige Entwicklung. Entsprechend differenziert ist das globale Bild zur Lage der Nutzung der Geothermie.

## Überblick Welt – Europa – Deutschland

Global gibt es in 82 Ländern Projekte zur Tiefen Geothermie, von diesen produzieren 25 Länder geothermischen Strom, hierunter auch acht europäische Staaten (siehe Abbildung 2.9). Im Bereich der Stromproduktion ist die installierte geothermische Kapazität in 2013 weltweit um 3,1 % gewachsen. Anfang 2015 beträgt die installierte Kapazität annähernd 12,6 GW<sub>el</sub> mit einer Stromproduktion von 73.5 GWh. Dies entspricht etwa 0,3 % des gesamten weltweit verbrauchten Stroms in 2013.<sup>2</sup> Die summarische Kraftwerksleistung ist mit 3,4 GW<sub>el</sub> installierter Leistung in den USA am größten, wobei etwa 80 % der gesamten amerikanischen geothermischen Nutzung in Kalifornien installiert sind. Dahinter folgen die Philippinen (1,9 GW<sub>el</sub>), Indonesien (1,3 GW<sub>el</sub>) und Mexiko (1 GW<sub>el</sub>). Der größte prozentuale Zubau zwischen 2010 bis 2015 erfolgte mit 336 % (306 MW<sub>el</sub>) in der Türkei, 280 % (20 MW<sub>el</sub>) in Deutschland und 194 % (392 MW<sub>el</sub>) in Kenia. Zwischen 2010 und 2015 hat sich in Kenia die installierte Kapazität annähernd verdreifacht, auf derzeit 0,6 GW<sub>el</sub>. Perspektivisch ist ein Ausbau auf 1,5 GW<sub>el</sub> bis 2020 geplant. Die Entwicklung der Geothermie in Afrika ist bislang auf wenige Länder im Bereich des ostafrikanischen Grabensystems begrenzt. Kenia besitzt seit 1981 das erste afrikanische Geothermiekraftwerk. Das voraussichtlich größte afrikanische Geothermiekraftwerk wird in Äthiopien, in der Corbetti Kaldera entstehen. Dort ist mit Unterstützung der US-Amerikanischen Regierung als auch isländisch-amerikanischer Unternehmen der Bau eines Kraftwerkes mit 1 GW<sub>el</sub> installierter Leistung in zwei Stufen bis 2021 geplant.

Die europäischen Länder führt Italien mit einer installierten Leistung von 0,9 GW<sub>el</sub> an. Global liegt Italien damit auf dem sechsten Platz, gefolgt von Island mit 0,6 GW<sub>el</sub>. Insgesamt sind in Europa 2,1 GW<sub>el</sub> installiert. Eine Reihe neuer Projekte befindet sich in der Entwicklung, wodurch

ein Zuwachs auf etwa insgesamt 2,7 GW<sub>el</sub> installierter Leistung in Europa bis 2017 erzielt werden soll.<sup>3</sup>

In Deutschland ist im Jahr 2013 der Anteil der Tiefen Geothermie an der Stromerzeugung mit 0,013 % weiterhin sehr gering. Bei einer installierten elektrischen Leistung von 24 MW<sub>el</sub> wurden 80 GWh<sub>el</sub> Strom erzeugt, im Jahr 2012 lag dieser Wert bei 25 GWh<sub>el</sub>. Im Jahr 2013 produzierte die Tiefe Geothermie 870 GWh<sub>th</sub> in Form von Wärme, dies entspricht etwa 0,06 % des gesamten deutschen Endwärmeverbrauchs in 2013.

## Förderprogramme

Weltweit betrachtet bestehen bei der praktischen Umsetzung und Wirtschaftlichkeit der Tiefen Geothermie bislang noch große Herausforderungen. Da sowohl der technische Aufwand, als auch das Fündigkeitsrisiko mitunter relativ hoch sind, ergeben sich große Variationen in den Investitionskosten. Förderprogramme sollen die Entwicklung und den Ausbau der Tiefen Geothermie unterstützen. Auf der Klimakonferenz der Vereinten Nationen in Lima im Dezember 2014 wurde die erste Klimainitiative zur Förderung von Geothermie in Lateinamerika initiiert: Die Geothermal Development Facility (GDF) hat angekündigt mit über 700 Millionen Euro an Kreditlinien und 60 Millionen Euro in Form von Risikoabsicherungsinstrumenten den Bau von Geothermie-Kraftwerken mit einer Gesamtkapazität von mindestens 350 MW<sub>el</sub> zu finanzieren.

In Europa unterstützt der Finanzierungsmechanismus „NER 300“ innovative kohlenstoffarme Demonstrationsprojekte. Im Jahr 2014 wurden Geothermie-Projekte in Kroatien (3,1 MW<sub>el</sub>) und Frankreich (6,7 MW<sub>el</sub>) mit Summen von 14,7 Millionen Euro bzw. 16,8 Millionen Euro gefördert.

Eine andere Fördermöglichkeit bieten Stromeinspeisevergütungen als finanziellen Anreiz für Investitionen in erneuerbare Energietechnologien. In Deutschland regelt dies seit dem Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Das Konzept von Einspeisevergütungen für geothermisch erzeugten Strom gibt es inzwischen in mehreren Ländern, beispielsweise in Kenia und in Indonesien.

<sup>2</sup> Enerdata, Global Energy Statistical Yearbook 2014

<sup>3</sup> European Geothermal Energy Council, EGEN Market Report 2013/2014.

## Risiken

Die Nutzung Tiefer Geothermie ist mit Risiken verbunden: Durch die Injektion bzw. Extraktion von Fluiden oder Gasen kommt es zu Porendruckänderungen die Erdbeben zur Folge haben können. Beispiele für diese induzierte Seismizität finden sich weltweit. Vereinzelt sind seismische Ereignisse mit Magnitude 3 und größer registriert worden, so beispielsweise in Basel/Schweiz im Dezember 2006 bis Februar 2007.<sup>4</sup> Die Einbringung bzw. die Entnahme von Fluiden können des weiteren Bodenverformungen verursachen.<sup>5</sup> Geförderte heiße, natürliche Fluide können auch die Umwelt beeinflussende, gasförmige Beiprodukte, gelöste Schwermetalle und/oder radioaktive Substanzen enthalten. Die aufgelisteten Auswirkungen führten in einigen Ländern zu verringerter Akzeptanz in Teilen der Bevölkerung für die Tiefe Geothermie. Verstärkt wird deshalb auf aktive Kommunikation und Bürgerbeteiligung gesetzt, Regelwerke und Sicherheitsstandards werden verbessert, um eine umweltverträgliche Nutzung der Erdwärme zu gewährleisten.

## Perspektiven und Fazit

Die Nutzung der Erdwärme steigt weltweit an. Allein in Europa befinden sich derzeit 74 Projekte in der Planung. Die Internationale Energieagentur (IEA) geht von einem weiteren Ausbau der Tiefen Geothermie auf 1.400 TWh<sub>el</sub> pro Jahr für elektrische Energie und 1.600 TWh<sub>th</sub> pro Jahr für thermische Energie bis zum Jahr 2050 aus. Dies entspricht einem Anteil an der globalen Stromproduktion von 3,5 % bzw. 3,9 % an der weltweiten Wärmeproduktion.

Derzeit befindet sich die Tiefe Geothermie vielfach noch in einem Forschungsstadium. Im Vergleich sind die erzielten Leistungen geothermischer Kraftwerke mit etwa 0,5 MW bis 50 MW gering gegenüber etwa 300 MW bis 1.200 MW konventioneller Kraftwerke. Global besitzt sie nur einen geringen Anteil an der Strom- und Wärmeversorgung. Maßgebend für ihren Ausbau wird nicht zuletzt auch die Entwicklung der Gesamtkosten im Vergleich zu denen anderer Energieträger sein.

<sup>4</sup> Ladner, F., U. Schanz, and M. O.Häring, Deep-Heat-Mining-Projekt Basel – Erste Erkenntnisse bei der Entwicklung eines Enhanced Geothermal System (EGS), Bull. Angew. Geol., Vol. 13/1, 41-54, 2008.

<sup>5</sup> Massonnet, D., T. Holzer, and H. Vadon, Land subsidence caused by the East Mesa geothermal field, California, observed using SAR interferometry, Geophys. Res. Lett., 24, 901-904, 1997.

## 2.5 Neue Erdgasfunde vor Ostafrika

Neue Erdgasfunde vor den Küsten der beiden ostafrikanischen Länder Tansania und Mosambik zeigen ein ganz erhebliches Potenzial von über 6,6 Billionen (Bill.) m<sup>3</sup> Erdgas auf. Zum Vergleich: Europas wichtigster Erdgasproduzent und drittgrößter Erdgasexporteur der Welt Norwegen hat ein verbleibendes Potenzial (Reserven und Ressourcen) von rund 4,1 Billionen Kubikmeter<sup>6</sup>. Noch vor wenigen Jahren wurden derartig große Vorkommen in Ostafrika nicht für möglich gehalten. Jetzt sind beide Staaten auf dem Weg, global bedeutende Exportländer für Erdgas zu werden.

Die Erdgas-Vorkommen wurden überwiegend im Rovuma-Becken, im Grenzgebiet vor der Küste von Mosambik und Tansania im Tiefwasser (bis 500 m Wassertiefe) und Tiefstwasser (500-1.500 m Wassertiefe) entdeckt.<sup>6</sup> Mit diesen Erdgasfunden streben Mosambik und Tansania auf globalem Maßstab einen vorderen Platz unter den Exportnationen für verflüssigtes Erdgas (LNG) an.

### Exploration und Förderung in Mosambik

Die Erdöl- und Erdgasexploration in Mosambik begann schon im Jahr 1904. Große Funde wurden jedoch erst im Jahr 1961 im Pande-Erdgasfeld rund 600 km nördlich der Hauptstadt Maputo an Land entdeckt. Die Buzi- und Temane-Erdgasentdeckungen in der Nachbarschaft folgten 1962 und 1967. Zusammen haben diese Felder Erdgasressourcen von 156 Milliarden (Mrd.) Kubikmetern und gingen 2004 in Produktion.

Die erste Lizenzrunde für Offshore-Areas vor der Küste von Mosambik fand im Jahr 2000 statt. Damals wurden vor allem Lizenzblöcke im Sambesi-Delta des Mosambikbeckens vergeben. Das südafrikanische Unternehmen Sasol machte 2003 mit der Bohrung Njika im Block 16/19 die erste Entdeckung einer kleineren Erdgaslagerstätte nahe der Küste, aus der aber bislang nicht gefördert wird.

Ein erster großer Fund wurde mit der mit der Entdeckung des Erdgasfeldes Windjammer in 1463 m Wassertiefe im Rovuma-Becken im Jahr 2010 gemacht. In Area 1 durchteufte eine Bohrung in circa 3500 m Tiefe unterhalb des Meeresbodens ein fast 170 m mächtiges Erdgasreservoir in Sandsteinen, die vor etwa 60 Millionen Jahren abgelagert wurden. Weitere bedeutende Neufun-

de in Area 1 im mosambikanischen Teil des Rovuma-Beckens folgten kurz darauf mit Lagosta, Tubarao, Camarao und Golfinho/Atum in der Nachbarschaft. Die förderbaren Erdgasressourcen in der gesamten Area 1 liegen nach Einschätzung des US-amerikanischen Unternehmens Anadarko bei mindestens 900 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Bohrung Ironclad traf außer Erdgas auch 38 m mächtige erdölgesättigte Sandsteine an. Im Jahr 2011 entdeckte das italienische Unternehmen ENI das Erdgasfeld Mamba South in der benachbarten Area 4 des Rovuma-Beckens. Erneut gab es mit Mamba North/Northeast und Coral weitere bedeutende Neufunde in der Umgebung und die Mambafelder entwickeln sich nach Unternehmensangaben mit geschätzten Gasvorkommen von über zwei Billionen m<sup>3</sup> zum bedeutendsten Block in diesem Gebiet. Auch wenn das Erdgas trocken ist und die größten Felder nur 50 km von der Küste entfernt liegen und damit verhältnismäßig geringe Infrastrukturmaßnahmen notwendig sind, wird eine Produktion aus diesen Neufunden voraussichtlich nicht vor dem Ende des Jahrzehnts einsetzen. Weitere Firmen sind in das Rovuma-Becken eingestiegen. So kaufte 2013 das chinesische Staatsunternehmen China National Petroleum Corporation (CNPC) 20 % des Anteils von ENI an Block 4. Neben den Hauptakteuren Anadarko und ENI sind in bestehenden und neu vergebenen Konzessionen eine Vielzahl internationaler Erdölunternehmen und kleiner Energiegesellschaften sowie afrikanische und asiatische Staatsunternehmen beteiligt. Dazu gehören unter anderem Statoil, Total, ENH, Galp, Kogas, Mitsui, Bharat, Tullow und Petronas.

Alleine die in den letzten Jahren neu entdeckten technisch förderbaren Erdgasressourcen von Mosambik summieren sich nach Firmenangaben auf fast drei Billionen m<sup>3</sup>. Dazu sind weitere Erdgasfunde in einer ähnlichen Größenordnung wahrscheinlich, sodass die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die Ressourcen auf insgesamt 5,2 Bill. m<sup>3</sup> schätzt.

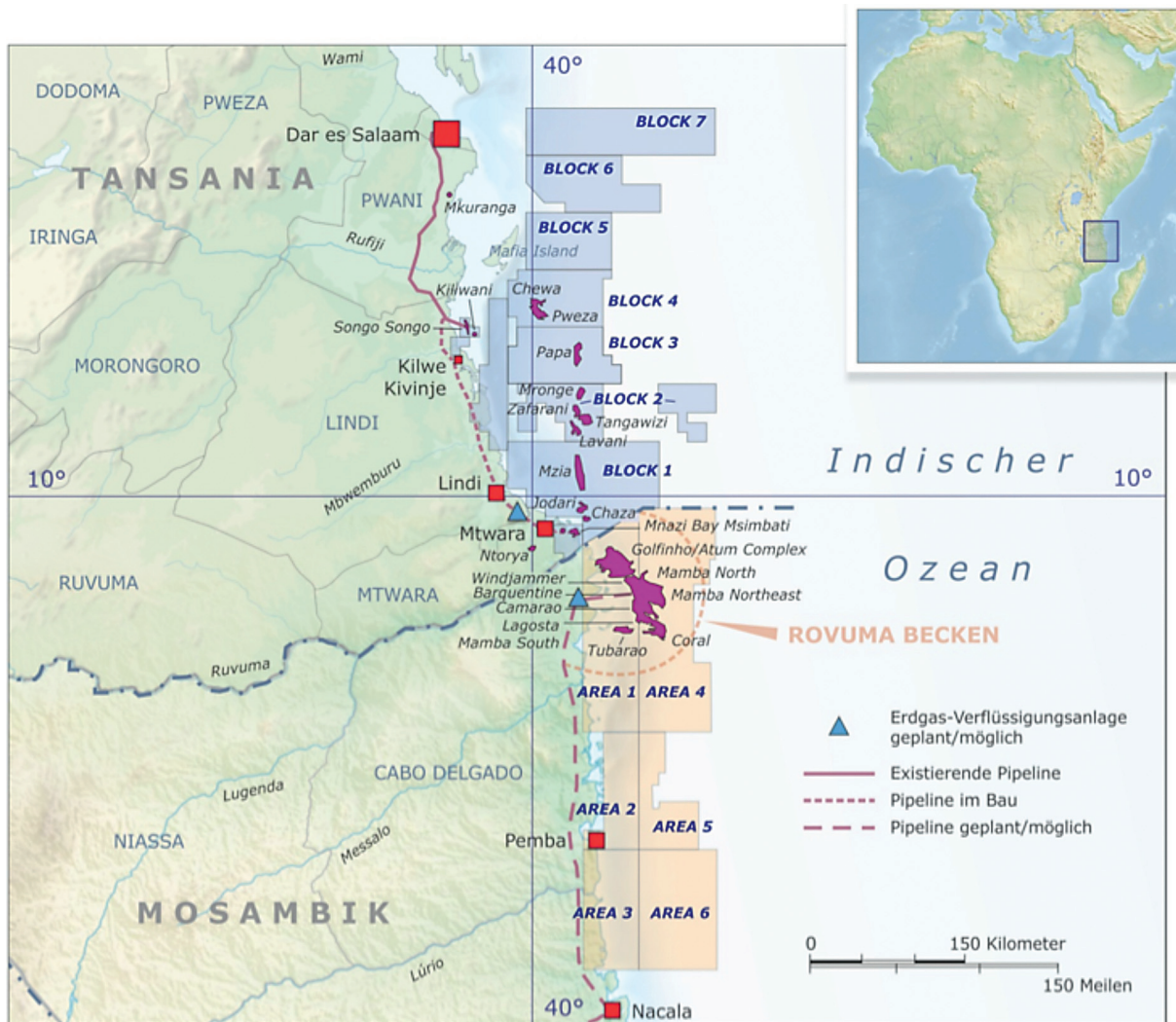
### Exploration und Förderung in Tansania

In Tansania begann die Exploration auf Erdöl und Erdgas bereits 1952, jedoch wurde erst 1974 mit der Entdeckung des 'Songo Songo'-Erdgasfeldes ein wirtschaftlich bedeutsamer Fund erzielt. Mangelnde Aufbereitungs- und Transportinfrastruktur und die vergleichsweise abgelegene Lage des Vorkommens führten dazu, dass die Produktion von Erdgas erst 30 Jahre nach Entdeckung der 'Songo Songo'-Lagerstätte begann. Das 1982 ent-

6 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2014). Energiestudie 2014 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, 110 p.



**Abbildung 2.10: Offshore-Lizenzböcke im Indischen Ozean vor Tansania und Mosambik mit den größten Erdgasfunden, Pipelines und geplanten Erdgas-Verflüssigungsanlagen (LNG).**



Quelle: BGR

deckte Erdgasfeld Mnazi Bay wurde 2006 in Betrieb genommen.

Derzeit werden etwa 1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas jährlich aus 2 Feldern gefördert ('Songo Songo', Mnazi Bay). Das 'Songo Songo'-Erdgasfeld liegt im Flachwasserbereich der gleichnamigen Insel, rund 200 km südlich der Großstadt Daressalam, etwa 15 km vor der Küste Tansanias. Die Lagerstätte besteht aus bis zu 155 m mächtigen, marinen Sandsteinen der Unterkreide mit einer durchschnittlichen Porosität von über 20 %. Das Erdgas aus 'Songo Songo' wird über eine 25 km lange Offshore-Pipeline und

eine 207 km lange Onshore-Pipeline nach Daressalam transportiert, wo es hauptsächlich zur Stromerzeugung genutzt wird. Das Erdgasfeld Mnazi Bay liegt 27 km süd-östlich der Stadt Mtwara in der Mnazi-Bucht ganz im Süden von Tansania und fördert aus küstennah abgelagerten Sandsteinen der Erdneuzeit (seit etwa 60 Millionen Jahren) mit Porositäten um 20 %. Im Jahr 2007 kam das in der Nähe liegende Feld Msimbati dazu. Das Erdgas wird über eine 27 km lange Pipeline von Mnazi Bay/Msimbati nach Mtwara befördert, wo es in einem Kraftwerk zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Künftig soll es aber auch zur Energieerzeugung bei der Zement- und



Düngemittelproduktion sowie zur Herstellung petrochemischer Produkte genutzt werden.

An Land und im Flachwasserbereich wurden weitere Erdgas-Funde erzielt, die wirtschaftlich bedeutend aber mangels Infrastruktur noch nicht in Förderung gegangen sind. Dazu gehört das 2007 entdeckte Feld Mkuranga, 50 km südlich von Daressalam sowie das ein Jahr später im Süden von Songo Songo entdeckte Feld Kiliwani. 2012 wies die etwa 40 km südwestlich des Mnazi Bay-Erdgasfeldes abgeteufte Bohrung Ntorya-1 Erdgas und Kondensat in Unterkreide-Sedimenten nach.

Die erschlossenen Erdgasreserven Tansanias belaufen sich auf lediglich 37 Mrd. m<sup>3</sup>, was zum Vergleich etwa 30 % der Erdgasreserven Deutschlands entspricht. Die Erdgasressourcen sind allerdings recht umfangreich und werden von der BGR auf insgesamt 1,4 Billionen Kubikmeter geschätzt, wobei sich der Großteil im Tief- und Tiefstwasser befindet.

### **Erdgasinfrastruktur, Pipelines und verflüssigtes Erdgas**

Fehlende Infrastruktur bleibt eines der größten Probleme in der Entwicklung des Erdgassektors und der Nutzung der Energierohstoffe Tansanias und Mosambiks.

Der lokale Erdgasverbrauch in Mosambik ist gegenwärtig gering und auf die Großstädte Beira und Maputo beschränkt. Im Jahr 2012 betrug er laut BGR gerade einmal 0,2 Mrd. m<sup>3</sup>, wird aber voraussichtlich in den nächsten Jahren steigen. Gegenwärtig produziert Mosambik jährlich etwa 3,6 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas aus den lange bekannten Onshore-Feldern Pande und Temane, die beide vom südafrikanischen Konzern Sasol betrieben werden. Der überwiegende Teil des Erdgases wird seit 2004 über eine 865 km lange Pipeline nach Südafrika exportiert.

Mangelnde Aufbereitungs- und Transportkapazitäten in Tansania sind der Grund, warum die steigende Nachfrage an Erdgas in Daressalam, der mit Abstand größten Stadt des Landes, nicht bedient werden kann. Deshalb plant die tansanische Regierung, eine neue Erdgas-Aufbereitungsanlage nahe Songo Songo zu errichten und die Kapazität der Aufbereitungsanlage in Mnazi Bay ebenfalls deutlich zu erhöhen. Zurzeit laufen die Bauarbeiten an einer etwa 532 km langen Pipeline vom Erdgasfeld Mnazi Bay ganz im Süden Tansanias über die Städte Mtwara und Somanga Fungu (Anschluss an das Erdgasfeld Song Songo) bis Daressalam. Mit der Fertigstellung des Projektes wird 2015 gerechnet. Derzeit werden die in

Tansania produzierten Erdgasmengen lokal verbraucht. 2012 war Erdgas mit 47 % Anteil an der Elektrizitätserzeugung neben Wasserkraft einer der Hauptenergieträger – Tendenz steigend.

Die enormen Erdgasfunde im Tief- und Tiefstwasser vor Tansania und Mosambik könnten diese Region zu einem weltweit bedeutenden Exporteur von LNG (Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas) werden lassen. Das Erdgas ist ohne große Beimengungen ausgesprochen trocken und erfordert daher wenig Aufbereitung. Die Entfernung der Vorkommen von weniger als 50 km zur Küste ist ein weiterer Vorteil, obschon große Investitionen erforderlich sind. Aufgrund der fehlenden Pipeline-Verbindungen vom Erdgasproduzenten zu den Verbrauchern und den großen möglichen Fördermengen, wird vor allem über einen Transport des Erdgases in verflüssigter Form als LNG nachgedacht.

Die Nachfrage nach verflüssigtem Erdgas wird insbesondere bei den sich rasant entwickelnden asiatischen Staaten in den nächsten Dekaden steigen. Die geografische Lage von Mosambik und Tansania macht diese Länder zu guten Standorten für Lieferungen sowohl nach Westen als auch nach Ostasien. Beide Länder konkurrieren um die erste LNG-Anlage in Ostafrika. Eine Vielzahl, – auch europäischer – Erdölkonzerne engagieren sich. In Tansania arbeiten der norwegische Konzern Statoil mit der britischen Gesellschaft BG und Ophir zusammen, um eine Verflüssigungsanlage zu errichten, während das gleiche Vorhaben für Mosambik von den Gesellschaften Anadarko und der italienischen ENI übernommen werden könnte. Erste Lieferungen sind aber voraussichtlich nicht vor dem Ende der Dekade zu erwarten und die Kosten belaufen sich auf mehrere Zehner-Milliarden Euro, ein Vielfaches des Bruttoinlandsproduktes Mosambiks und Tansanias.

## 2.6 Ölmärkte im Umbruch: Hintergründe und Auswirkungen

### Die jüngste Entwicklung des Ölpreisverfalls

Der Ölpreiseinbruch der letzten Monate hat die Welt der Energiemärkte erneut deutlich durcheinandergeworfen. Vier Jahre lang hatte sich der Ölpreis bei 100-120 \$/bbl als äußerst stabil erwiesen, und die Welt hatte sich an dieses Preisniveau gewöhnt. Alle Versorgungskrisen des Nahen und Mittleren Ostens hatten dem Ölpreis nichts anhaben können, von der sog. Arabellion in Nordafrika bis zu Unruhen und Produktionsausfällen in Syrien, Jemen, Sudan, Irak und den ebenso wirkenden Iran-Sanktionen. Und auch der massive Anstieg der US-Shale-Oil (Schieferöl) Produktion in diesem Jahrzehnt wurde vom Markt ohne sichtbare Konsequenzen absorbiert. Zur Jahresmitte 2014 hat dann ein kontinuierlicher Verfall des Ölpreises eingesetzt, dessen Durchschnitt im Januar 2015 (48 \$/bbl) fast 60 % unterhalb seines Juni 2014 Wertes (111 \$) lag.

Zwei Gründe sind hierfür hauptsächlich verantwortlich: Angebotswachstum und Nachfrageschwäche. Zunächst zum Angebot: dieses ist 2014 global um 2 Mio. bbl pro Tag gestiegen, zum größten Teil dank des Wachstums der US-Schieferöl-Produktion. Diese ist 2014 um nochmals 1,6 Mio. bbl pro Tag gewachsen – historisch der viertgrößte jemals verzeichnete Ölproduktionsanstieg eines Landes (bei den drei größten Produktionsanstiegen handelte es sich um die Nutzung freier Förderkapazitäten von Saudi Arabien, vor/um die Golf-Kriege). Auch in den Vorjahren 2011-13 war die Ölproduktion in den USA exorbitant gewachsen. Allerdings entsprachen die Anstiege in jedem dieser Jahre in etwa den durch Unruhen und Kriege hervorgerufenen Produktionsausfällen in anderen Ölförderländern – der US-Anstieg wurde somit vom Markt absorbiert. 2014 ist zwar die US-shale-oil Produktion weiterhin rapide gewachsen, jedoch ist kein neuer Produktionsausfall hinzugekommen – was ein weltweites Überschießen der Produktion hervorrufen musste.

Auf der Nachfrageseite hat sich gleichzeitig das weltweite Wachstum abgeschwächt: mit einem Wachstum von nur 0,7 Mio. bbl pro Tag ist es weit hinter dem 10 Jahres-Durchschnitt zurückgeblieben. Das ist wesentlich auf ein schwächeres Ölverbrauchswachstum in China zurückzuführen. Dort wuchs die Wirtschaft mit nur noch 7,4 % (einem Rekordtief in 24 Jahren). Gleichzeitig macht sich zunehmend der langsame Wandel hin zu weniger ölin-tensiver Schwerindustrie und geringeren Infrastrukturinvestitionen bemerkbar.

Das hohe Angebot trifft auf eine schwächelnde Nachfrage – ein Markt-Ungleichgewicht, das durch steigende Ölvorräte und Druck auf den Preis reagiert. Saudi-Arabi-

en, als wichtigstes OPEC-Mitglied, hat in dieser Situation seine eigene Ölförderung jedoch, entgegen der vorherrschenden Erwartung der meisten Marktbeobachter, nicht zurückgefahren. Das war eine radikale Abkehr der bisherigen Förderpolitik des Landes, die über Jahre hinweg ein Preisziel um 100 \$/Barrel öffentlich pries. Nach saudischer Lesart hatte nun die Verteidigung des eigenen Marktanteils Vorrang vor einer Preisstützung über Kürzungen der eigenen Produktionsmengen. Die Erfahrungen der 1980er Jahre, als das Land schon einmal über Produktionskürzungen die Last der Preisstabilisierung quasi alleine tragen musste, sollten nicht wiederholt werden – wenn überhaupt Produktionsmengen vom Markt genommen werden müssten, so sollten sich die Produzenten mit den höchsten Kosten hieran beteiligen bzw. voranschreiten. Gemeint waren hiermit vorrangig die US-Schieferöl- und zum Teil auch die Offshore-Produktionen, deren Kosten mit 50-70 \$/bbl deutlich über denen des Mittleren Ostens liegen und deren Boom den Angebotsüberhang erst verursacht hatte. Auch wenn der dadurch verursachte Preisverfall gleich für eine ganze Reihe von OPEC-Mitgliedern größte fiskalische Probleme mit sich brachte – sie sind, gebeutelt von Krieg, Unruhen, Staatsdefiziten auf die Einnahmen angewiesen – wurde diese Haltung auf dem OPEC-Treffen Ende November 2014 von den anderen Mitgliedern bestätigt.

### Auswirkungen des Preisverfalls für die Ölbranche und ölexportierenden Staaten

Der Fall des Ölpreises hat eine ganze Reihe von Auswirkungen, auch weit außerhalb der Sektoren Öl/Gas. So brechen für die ölproduzierenden Länder staatliche Einnahmen weg, die kaum anderweitig ersetzt werden können. Für viele Ölproduzenten liegt der fiskalische Break-even-Preis von Rohöl (der das Haushaltsbudget ausgleichen würde) oberhalb von 80-100 \$/bbl – die aktuelle Baisse lässt Milliarden-Löcher in den Haushalten entstehen. Diese Löcher sind umso größer, als der aktuelle Einnahmenbedarf in vielen Ländern aufgrund von Krieg oder Bürgerkrieg abermals deutlich gestiegen ist. Nötige Ausgabenkürzungen erhöhen in dieser schon schwierigen Situation weiter die existierenden sozialen Spannungen. Es kommt hinzu, dass außer Kuwait, Saudi-Arabien und Qatar keine anderen OPEC-Mitglieder relevante staatliche Rücklagen vor der Ölpreisbaisse angelegt haben.

Mit dem Preis sinkt auch die Rentabilität kostenintensiver Ölförderung, was besonders zwei Arten der Förderung betrifft. Erstens, die großen Mega-Offshore-Projekte der internationalen Ölunternehmen (IOCs), deren Kosten bei

**Abbildung 2.11: Rohölpreis 2011–2015 (Brent dated)**

Quelle: IntercontinentalExchange

und oberhalb von 70-80 \$/bbl liegen. Doch auch wenn der Ölpreis aktuell darunter liegt, fahren diese Anlagen ihre Produktion nicht herunter, da die hohen Anfangsinvestitionen schon getätigt sind und die operativen Kosten kaum ins Gewicht fallen, unabhängig vom Ölpreis. Ebenso werden auch die aktuell schon in Entwicklung befindlichen Großprojekte zu Ende geführt, ein Absenken der Investitionsbudgets wird vorrangig erst die neuen, noch zu entwickelnden Großprojekte der Zukunft treffen (die erst Anfang der 2020er Jahre produzieren würden). Zweitens, werden die vielen, relativ kleinen Shale-Oil-Produktionen in den USA direkt von dem niedrigeren Ölpreis getroffen, da auch ihre Kosten von, je nach Lagerfeld, 50-70 \$/bbl vielfach nicht mehr gedeckt sind. Laufende Produktionen werden auch hier nicht gedrosselt und begonnene Investitionen zu Ende geführt, jedoch lässt die Kurzlebigkeit typischer Shale-Oil-Projekte (die Produktion fällt schon in den ersten Monaten signifikant ab, auf ca. 50 % des Ausgangsvolumens nach nur 1 Jahr) eine Trendumkehr der US-amerikanischen Schieferöl-Produktion erwarten, mit erstmals fallenden Produktionszahlen im zweiten Halbjahr 2015.

### Auswirkungen des Preisverfalls für ölimportierende Staaten

Gleichzeitig ist der niedrigere Ölpreis gleichsam zu einer Wachstumsspritze für die Weltwirtschaft geworden. Die ölimportierenden Verbraucherländer konnten ihre Ölimportrechnung halbieren, industrieller Transport ist ebenso kostengünstiger geworden wie private Ausgaben für Mobilität. Gerade letzteres hat das verfügbare Einkommen pri-

vater Haushalte erhöht, wodurch Konsum angeregt und das Wachstum beschleunigt wurden. Prinzipiell gilt dies für alle ölimportierenden Länder, für die europäischen Länder und Deutschland allerdings gelten hier zwei Besonderheiten. Zum einen hat sich gleichzeitig mit dem Ölpreisverfall auch die €-Krise weiter verschärft und den Wert des € gegenüber dem \$ auf eine Talfahrt gesendet, von ca 1,35 \$/€ Mitte letzten Jahres auf nur mehr 1,05 \$/€ Anfang April 2015. Das Fass Öl ist somit in \$ zwar um ca 50 % in diesem Zeitraum gefallen, in der für den europäischen Konsumenten relevanten Währung allerdings nur um ca. 20 %. Zum anderen gilt der oben genannte Zusammenhang zwar auch für Deutschland, allerdings in einem deutlich geringeren Maße. Denn Deutschland ist ein exportintensives Industrieland, das stets davon profitiert hat, dass die ölproduzierenden Staaten mit ihren hohen Öl-Einnahmen deutsche Produkte nachgefragt und importiert haben (ihre Petrodollar in Deutschland umgewandelt haben). Netto war daher im letzten Jahrzehnt Deutschlands Handelsbilanz mit den OPEC-Staaten und Russland stets positiv – trotz des starken Ölpreisanstiegs von 20 \$ auf 120 \$. Dieser Nachfrageeinbruch trifft Deutschland besonders in den Sektoren Maschinen- und Anlagenbau sowie Automobile – was die positive Gesamtwirkung eines niedrigeren Ölpreises für Deutschland geringer ausfallen lässt als für weniger exportorientierte Länder in Europa. Exporte dieser Sektoren in die ölproduzierenden Staaten des Mittleren Ostens und Russland haben signifikant Volumen eingebüßt, und erste industrielle Auswirkungen machen sich in den entsprechenden Unternehmen bemerkbar. Folglich ist Deutschland zwar ebenso ein Profiteur des Ölpreiseinbruchs, jedoch in geringerem Maße als das für seine europäischen Nachbarn gilt.

## 2.7 Emissionshandel in China

Die Europäische Union wird, insbesondere in ihrem Selbstbild, gemeinhin als Vorreiter des Klimaschutzes angesehen, begründet durch ambitionierte Minderungsziele und die Einführung des Emissionshandels. China dagegen wird typischerweise eher als Blockierer internationaler Klimaschutz-Bemühungen gesehen. Diese Sicht greift jedoch zu kurz: Nicht nur, dass sich die Emissionsproblematik in wachsenden Volkswirtschaften von der in Industrieländern, wie jenen in Westeuropa, unterscheidet. Sie unterschätzt auch die Aktivitäten die bereits eingeleitet wurden. Tatsächlich hat China in sieben Provinzen den Emissionshandel im Rahmen einer Pilotphase eingeführt, mit dem Ziel im Rahmen des 13. 5-Jahresplans von 2016 bis 2020 ein Handelssystem für ganz China einzuführen.

Die in der Pilotphase involvierten Städte und Regionen, Shenzhen, Shanghai, Beijing, Guangdong, Tianjin, Hubei und Chongqing, wurden motiviert ihre regionalen Systeme individuell zu gestalten. Dies verfolgt das Ziel, schließlich die am besten funktionierenden Mechanismen im Rahmen des späteren, landesweiten Handelssystems umzusetzen. Gemeinhin wird erwartet, dass das nationale System ab 2020 aktiv sein wird.

### Direkte und indirekte Emissionen

Doch bereits jetzt wurden übergreifende nationale Richtlinien für Monitoring, Registerführung und Validierung vorgelegt – mit bemerkenswerten Aspekten: China bezieht sechs Treibhausgase, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs und SF<sub>6</sub>, in das Handelssystem ein und berücksichtigt neben direkten auch indirekte Emissionen. Verpflichtet sind Unternehmen, deren Emissionen 13.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente oder 5000 Tonnen Steinkohle-Einheiten (SKE) überschreiten.

In Summe ist dies gegenüber dem EU ETS ein deutlich anspruchsvollerer Ansatz, den das europäische System umfasst bisher nur direkte Emissionen und nur drei Treibhausgase. Anspruchsvoll, weil bereits der Einbezug indirekter Emissionen kaum mit dem Anlagenbegriff europäischer Umweltgesetzgebung in Einklang zu bringen ist. Entsprechend dreht sich das Minderungsbestreben der Unternehmen in der EU ganz wesentlich um die Punktquelle. Als Nachteil kann bei der Berücksichtigung indirekter Emissionen bewertet werden, dass nicht der Verursacher zur Rechenschaft gezogen wird, sondern der Kunde, der die Emissionen nicht beeinflussen kann.

Im Vergleich dazu verpflichtet z.B. das Handelssystem von Shenzhen das Unternehmen als Emissionsquelle

und bezieht sich entsprechend auch auf die Unternehmensgrenzen: Damit werden automatisch nicht nur Produktionsanlagen oder Kraftwerke, sondern auch anderen Unternehmensteile wie Fuhrpark, Kantine oder Gebäude in das Handelssystem einbezogen. Das gibt den Unternehmen die Möglichkeit, eine wesentlich breitere und umfassende Minderungsstrategie zu entwickeln und zu verfolgen. Zugleich hat dies zum Nachteil, dass jedes Unternehmen ein anderes Produkt-Portfolio hat und somit ein Benchmarking schwierig ist. Die Ergebnisse und Erfahrungen der Pilotphase dürften hochinteressant sein, nicht nur zur Weiterentwicklung des chinesischen Systems, sondern ggf. auch für die Administration der europäischen Klimapolitik.

Sicherlich, die bemerkenswerten Eckpunkte der chinesischen Systeme, dürfen nicht darüber hinweg täuschen, dass es an anderer Stelle noch der Entwicklung bedarf: So haben viele Regionen das Grandfathering als Allokationsmethode gewählt, um den Widerstand der Betroffenen zu reduzieren. Teilweise wurde auch Benchmarking angewandt, jedoch mit Hilfe von Sonderregeln ergänzende Zuteilungen gewährt. Dadurch ergibt sich in Summe eine komfortable Zertifikatsausstattung, die den Unternehmen den Einstieg in den Emissionshandels wirtschaftlich erleichterte. An dieser Stelle sei jedoch die Anmerkung erlaubt, dass das Grandfathering und etliche Sonderregeln auch am Beginn des europäischen Emissionshandels standen, mit oftmals vorteilhaftem Effekt für die Unternehmensbilanzen.

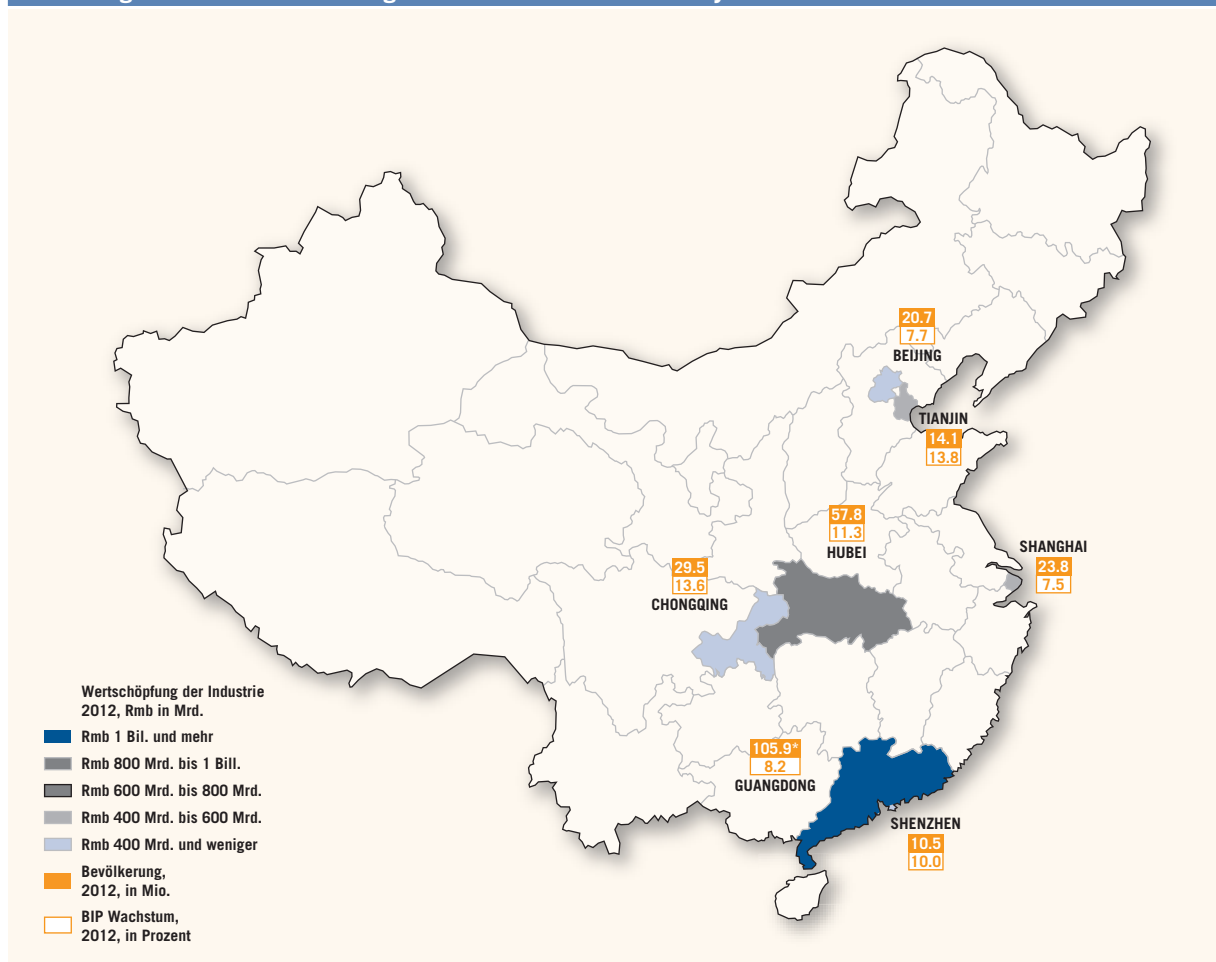
### Prinzip der spezifischen Treibhausgase

Anders verhält es sich mit der Festlegung der Zertifikatsmengen. Hier geht China im Vergleich zu Europa einen eigenen Weg. Während in der EU von je her das Cap & Trade als Grundprinzip gilt, orientiert sich die Zertifikatsmenge in China an der spezifischen Treibhausgas-Intensität. Im europäischen Verständnis wird dieses Prinzip als eher laxe Variante der Treibhausgas-Minderung angesehen. Allerdings: Shenzhen hat als Minderungsziel eine Minderung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen um 21 % gegenüber 2010 gesetzt. Ein durchaus anspruchsvoller Wert, insbesondere da das dortige System auch Gebäude mit einbezieht. Zum Vergleich: Im deutschen Gebäudebestand wurde seit 1990 keine solche Minderung erreicht. Zudem würden sinkende absolute Emissionen beim rasanten Wachstum der chinesischen Volkswirtschaft oberhalb von 7 % p.a. extreme spezifische Emissionsminderungen bedeuten, die westliche Volkswirtschaften mit Wachstum unter 2 % p.a. leicht erreichen.

Das Prinzip der spezifischen Treibhausgas-Minderung in den chinesischen Handelssystemen ist konsistent mit der von China in den internationalen Klimaverhandlungen stets postulierten Position die nationalen Ziele an spezifischen Minderungen zu binden. Das ist ein zentraler Streitpunkt beim Erreichen eines weltweiten, verpflichtenden Minderungsabkommens. Das dürfte auch

in den kommenden Verhandlungsrunden so sein – dennoch: Die Tatsache, das China als wesentlicher Treibhausgas-Emittent sichtbare Anstrengungen unternimmt, um wirkungsvolle Mechanismen zur Umsetzung des Klimaschutzes einzuführen, gibt Anlass zur Hoffnung für die Vertragsstaatenkonferenz in Paris im Dezember 2015.

Abbildung 2.12: Chinas 7 Pilotregionen mit Emissionshandelssystem



1 Chinesischer Renminbi Yuan (Rmb) entspricht rund 0,13 Euro.

Quelle: National Bureau of Statistics of China; Shenzhen Bureau of Statistics

# Energie in der Europäischen Union

3

## 3.1 Zahlen & Fakten

### Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaft in der Europäischen Union konnte in 2014 erstmals nach 2 Jahren der Stagnation wieder zulegen. Das Bruttosozialprodukt (BSP) wies für die EU-28 real ein Wachstum von 1,3 % auf. Dabei war die Entwicklung für die einzelnen Staaten sehr unterschiedlich. Unter den Ländern mit den Hauptbeiträgen zum BSP der EU-28 wiesen die Länder Polen, Großbritannien, Schweden, Deutschland und Spanien ein Wachstum von mindestens 1,3 % auf. Das Wachstum in Frankreich und den Niederlanden fiel dagegen mit 0,4 % bzw. 0,8 % nur moderat aus, während die Wirtschaft in Italien sogar erneut um -0,4 % schrumpfte. Die schwache Wirtschaftsentwicklung in der jüngeren Vergangenheit prägte maßgeblich die rückläufige Entwicklung des Primärenergie- und Stromverbrauchs in den letzten Jahren.

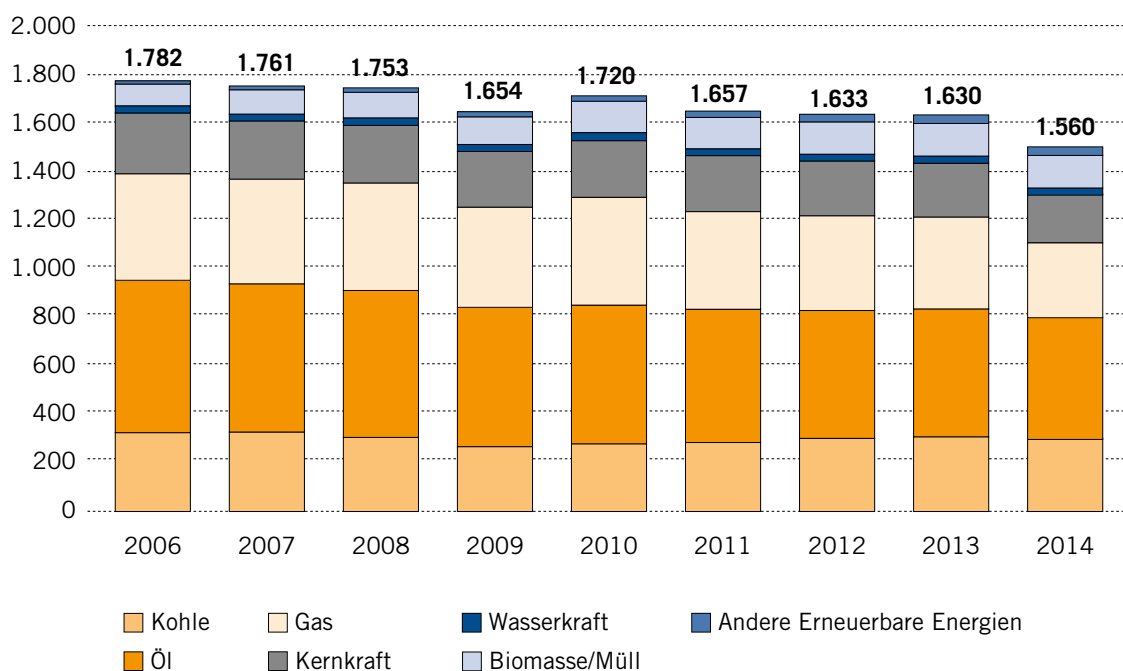
### Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in der EU-28 betrug nach ersten Schätzungen in 2014 ca. 1.560 Mtoe. Dies bedeutet einen Rückgang von mehr als 4 % gegenüber dem Vorjahresniveau. Damit reduzierte sich der Verbrauch im

vierten Jahr hintereinander seit dem zwischenzeitlichen Spitzenwert in 2010 nach der Erholung von der Eurokrise. Der rückläufige Energieverbrauch resultierte überwiegend aus dem milden Wetter, insbesondere aus den überdurchschnittlichen Temperaturen in den Wintermonaten und dem deshalb geringeren Energiebedarf für Heizzwecke. Andere Beiträge zur moderaten Entwicklung des Energiebedarfs sind die immer noch relativ schwache Wirtschaft in einigen EU-Ländern, die den Energieverbrauch in der Industrie senkte. Aber auch erste Fortschritte in der Steigerung der Energieeffizienz machten sich positiv in einem geringeren Energieverbrauch bemerkbar. Um die Energieeffizienz in Zukunft noch nachhaltiger zu verbessern, hat die EU gerade weitere Programme zur Steigerung der Effizienz und neue Zielvorgaben beschlossen. Nach diesen soll der Energieverbrauch bis 2030 um mindestens 27 % gegenüber dem prognostizierten Verbrauch reduziert werden.

Die Energieintensität, d.h. der spezifische Energieverbrauch pro Einheit BSP stagnierte in den Jahren 2007 bis 2010 bei ca. 0,127 kgöe pro Euro BSP (Preisbasis 2014), d.h. der Energieverbrauch verlief einheitlich mit der Wirtschaftsentwicklung. In den Jahren 2011 bis 2013 lag der Wert bei nahezu konstanten 0,120 kgöe/€ und

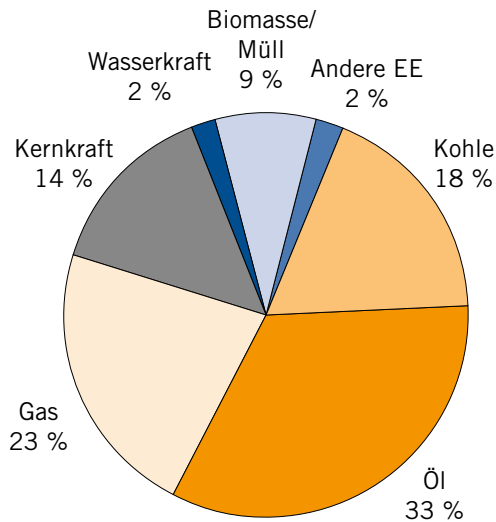
Abbildung 3.1: Primärenergieverbrauch, EU-28, 2006-2014 in Mtoe



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



**Abbildung 3.2: Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-28, 2014, absolut ca. 1.560 Mtoe**



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

war bereits begünstigt durch das milde Wetter in diesem Zeitraum. Im vergangenen Jahr sank der Wert sogar auf 0,112 kgoe/€ nochmals verstärkt wetterbedingt.

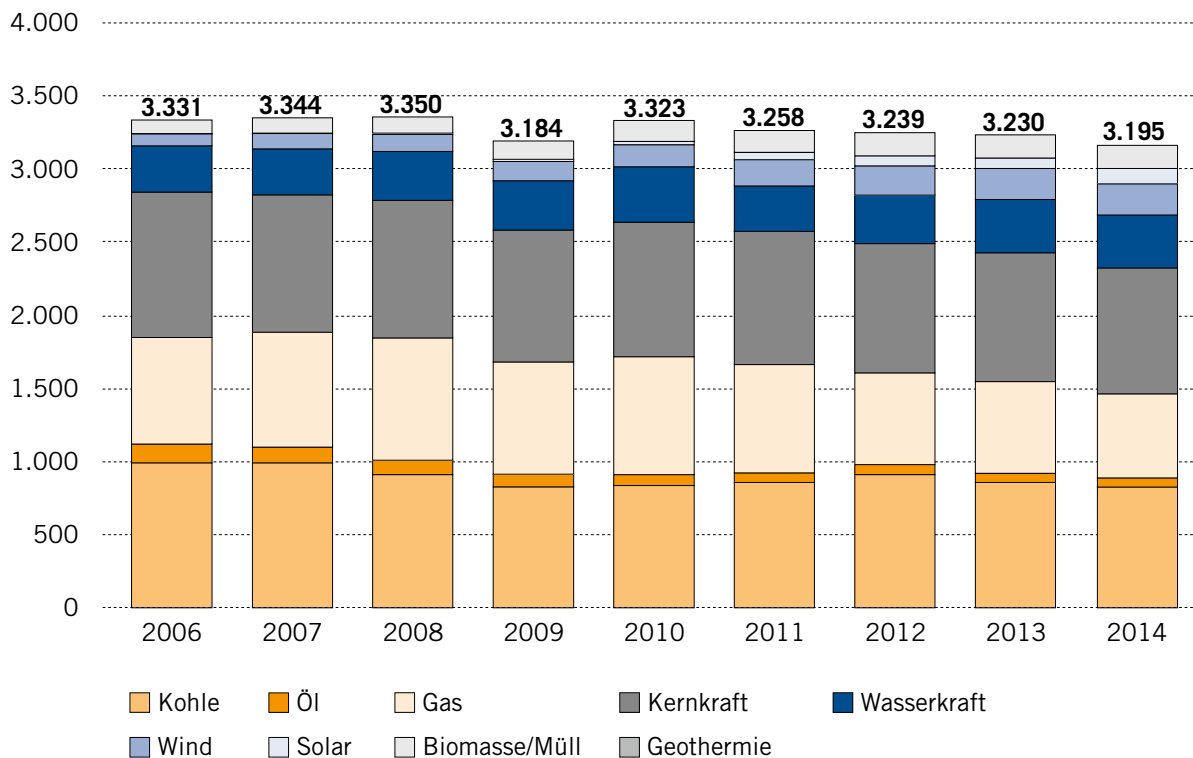
Die Verteilung auf die einzelnen Energieträger war für die gesamte EU-28 in 2014 relativ stabil zum Vorjahr. Es gab lediglich eine Verschiebung von 1 %-Punkt von Gas hin zu den Erneuerbaren wie Biomasse, Wind und Solar. Diese Entwicklung resultierte zum einen aus den in 2014 noch relativ hohen Gaspreisen in Europa und dem Ausbau der erneuerbaren Energien zum anderen. Die fossilen Energieträger zusammen deckten aber weiterhin nahezu Dreiviertel des Energieverbrauchs der EU-28 ab. Auf EU-Ebene konnte die Kernenergie ihren Anteil von ca. 14 % am Gesamtenergieverbrauch behaupten. Die erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft trugen zusammen zu ca. 13 % zur Abdeckung des Energieverbrauchs bei. Dabei dominieren die „traditionellen“ erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und insbesondere Biomasse, die zusammen ca. 11 % des Verbrauchs deckten. Wind und Solar erreichten zusammen einen Anteil von etwa 2,5 %. Sie hatten in der Gesamtenergieversorgung im Gegensatz zu ihrer Rolle in der Stromerzeugung damit bisher nur einen Anteil von etwa 2 %.

## Stromverbrauch

Die Brutto-Stromerzeugung der EU-28 lag in 2014 nach den bisher verfügbaren statistischen Daten mit ca. 3195 TWh erneut ca. 1 % unter dem Vorjahresniveau. Damit reduzierte sich die Erzeugung ähnlich wie beim Gesamtenergieverbrauch im vierten Jahr hintereinander seit dem zwischenzeitlichen Spitzenwert in 2010 von 3323 TWh. Der Rückgang resultierte aus der weiter anhaltenden schwachen Wirtschaft in einigen südlichen Ländern der EU, der nur zum Teil durch ein Wachstum in anderen Ländern kompensiert wurde. Außerdem führte das milde Wetter im letzten Jahr, wie auch schon beim Primärenergieverbrauch beobachtet, zu einer Reduktion im Strombedarf. Die relativ warmen Wintermonate bewirkten einen geringeren Bedarf in Ländern mit einem hohen Anteil an Elektroheizungen (z. B. in Frankreich, UK, Schweden) und die moderaten Temperaturen in den Sommermonaten resultierten in geringeren Stromverbräuchen für Klimaanlage.

Eine besondere Relevanz der Tagestemperatur auf den Stromverbrauch und die maximale Last im Stromsystem lag z. B. in Frankreich vor. Im Februar 2012 mit extremen Kälteeinbrüchen stieg getrieben durch die hohe Anzahl an elektrischen Heizungen die Last auf einen Rekordwert von 102 GW, während in 2014 die Maximallast nur ca. 83 GW betrug. Die Systemlast in Frankreich weist statistisch eine Sensitivität bzgl. der Temperatur von 2.400 MW pro 1° Celsius auf, das entspricht etwa der Leistung von 2 Kernkraftwerksblöcken. Um diese Abhängigkeit zu reduzieren, hat die französische Regierung diverse Maßnahmen mit dem Ziel eingeleitet, den Anteil von Elektroheizungen in Privathaushalten zu senken.

Im Energiemix in der Stromerzeugung gab es in 2014 wie in den Jahren zuvor eine weitere Verschiebung von der fossilen Stromerzeugung hin zu den erneuerbaren Energien. Neben Kohle und Öl, die jeweils nur einen geringfügigen Anteil abgaben, war der Rückgang insbesondere beim Gas markant. Aufgrund der in 2014 noch relativ hohen Gaspreise reduzierte sich die Stromerzeugung aus Gas um mehr als 2 %-Punkte und verschob sich hin zu den erneuerbaren Energien. Besonders profitieren konnte die Windkraft, deren Anteil allein um mehr als 1 %-Punkt auf nahezu 8 % anstieg. Aber auch Solar und Biomasse konnten ihre Anteile erhöhen. Die Stromerzeugung aus Solarmodulen konnte sich in 2014 nicht gleichwertig mit dem Anstieg der installierten Leistung entwickeln, da die solare Strahlung in 2014 unter der von 2013 lag. Die Kernenergie konnte auf Ebene der gesamten EU-28 ebenfalls leicht im prozentualen Anteil zulegen.

**Abbildung 3.3: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2006-2014, in TWh**

Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, Eurostat, IHS, eigene Abschätzungen

Trotz des intensiven Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor in der EU-28 dominierte mit einem gemeinsamen Anteil von 73 % nach wie vor die konventionelle Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Die Anteile der einzelnen fossilen Energien wie Kohle mit ca. 26 %, Öl mit 2 % und Erdgas mit ca. 17 % addierten sich zu einem Gesamtanteil von 45 %, d.h. nahezu die Hälfte der Stromerzeugung der EU-28 basierte weiterhin auf fossilen Energieträgern. Die Kernenergie hatte einen Anteil von fast 28 % und hatte damit gemeinsam mit der Kohle mit einem nahezu gleichwertigen Anteil die jeweils größten Einzelbeiträge an der Stromerzeugung. Innerhalb der erneuerbaren Energien dominierte noch die „traditionelle“ Wasserkraft mit einem Anteil von 11 %, gefolgt von der sehr dynamisch wachsenden Windenergie. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Müll erreichte einen Beitrag von 5 %, während die Solarenergie gemittelt über alle Mitgliedsländer einen Anteil von 3 % erzielen konnte. Gerade die Stromerzeugung aus Solarenergie war in den einzelnen Mitgliedsländern aber sehr unterschiedlich. In den Ländern Deutschland, Italien und Spanien war deren Anteil mit 5 % bis 7 % deutlich höher als der EU-Durchschnitt.

In der EU-28 positionieren sich die einzelnen Mitgliedsländer im Ranking nach der Stromerzeugung entsprechend ihrer Wirtschaftsleistung und Bevölkerungszahl. Die Anteile der drei größten Erzeugerländer Deutschland 19 %, Frankreich 17 % und Großbritannien mit 11 % addierten sich bereits zu 47 %, sie deckten damit fast die Hälfte der gesamten Stromerzeugung in der EU-28 ab. Die sieben Länder mit den größten Anteilen an der Stromerzeugung (zusätzlich Italien, Spanien, Polen und Schweden) erreichten bereits einen Anteil von 74 %.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ist in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-28 sehr unterschiedlich. Der Stellenwert der einzelnen Energieträger variiert in den Ländern, bedingt durch die historische Entwicklung des Stromsektors, der Versorgungsmöglichkeit mit einzelnen Energieträgern (nationale Ressourcen bzw. Importmöglichkeit) sowie durch die Energiepolitik in den letzten ein bis zwei Dekaden, beträchtlich. So hat die Kohle in Polen einen sehr hohen Anteil von über 80 %. Aber auch in Deutschland mit 45 % und Großbritannien mit 34 % sind deren Anteile weit über dem EU-Durchschnitt. In 2013 legte die Erzeugung aus Kohle wegen der niedrige-

Abbildung 3.4: Entwicklung des Strombedarfs und der Stromnetzlast in Frankreich, 2011-2014

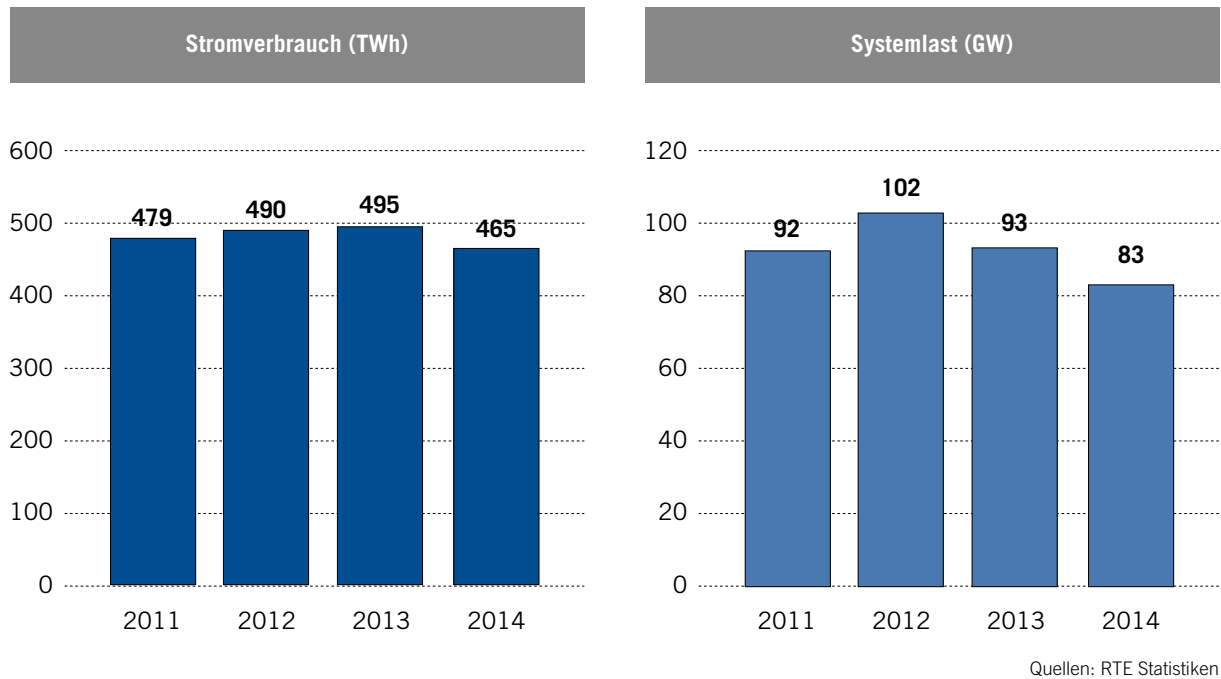
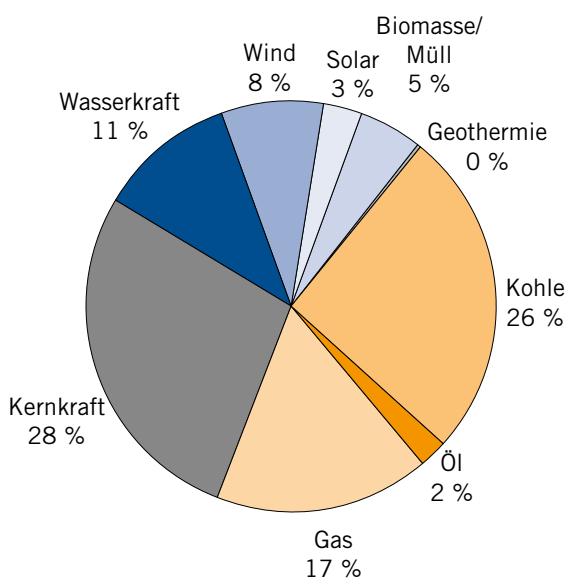
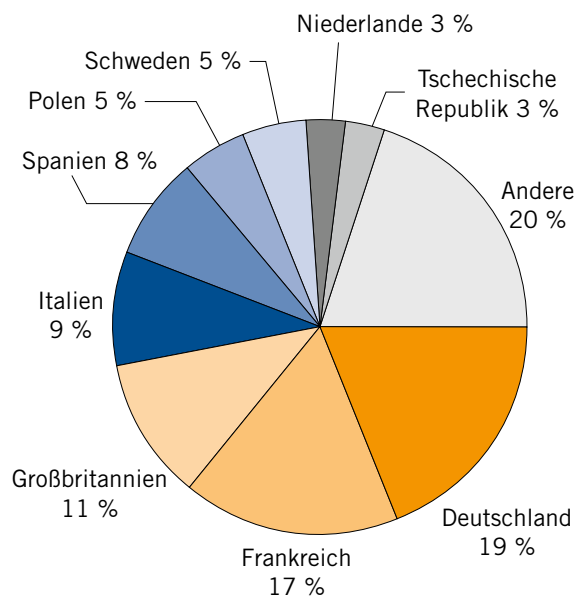


Abbildung 3.5: Struktur der Stromerzeugung EU-28, 2014, insgesamt 3195 TWh



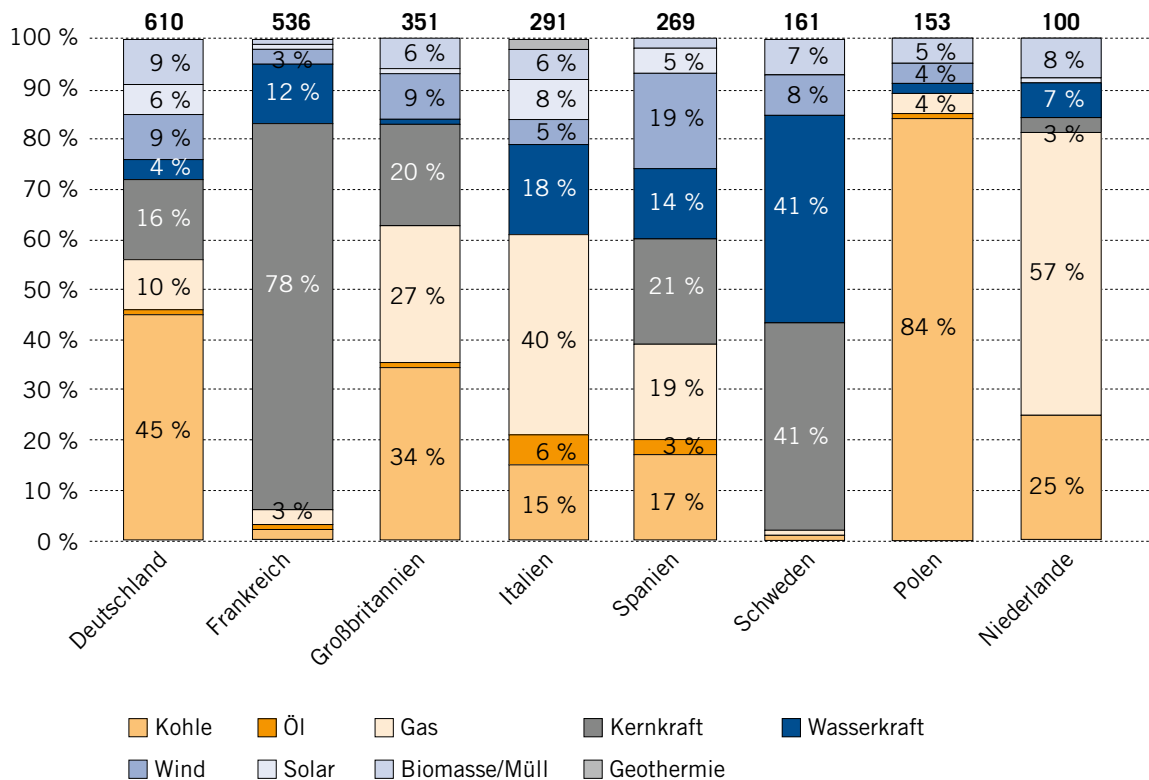
Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, Eurostat, IHS, eigene Schätzungen

Abbildung 3.6: Anteile ausgewählter Länder an der gesamten EU-28 Stromerzeugung, 2014



Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, Eurostat, IHS, eigene Abschätzungen

**Abbildung 3.7: Energiemix in der Stromerzeugung für ausgewählte Länder der EU-28, 2014; Absolutwerte in TWh**

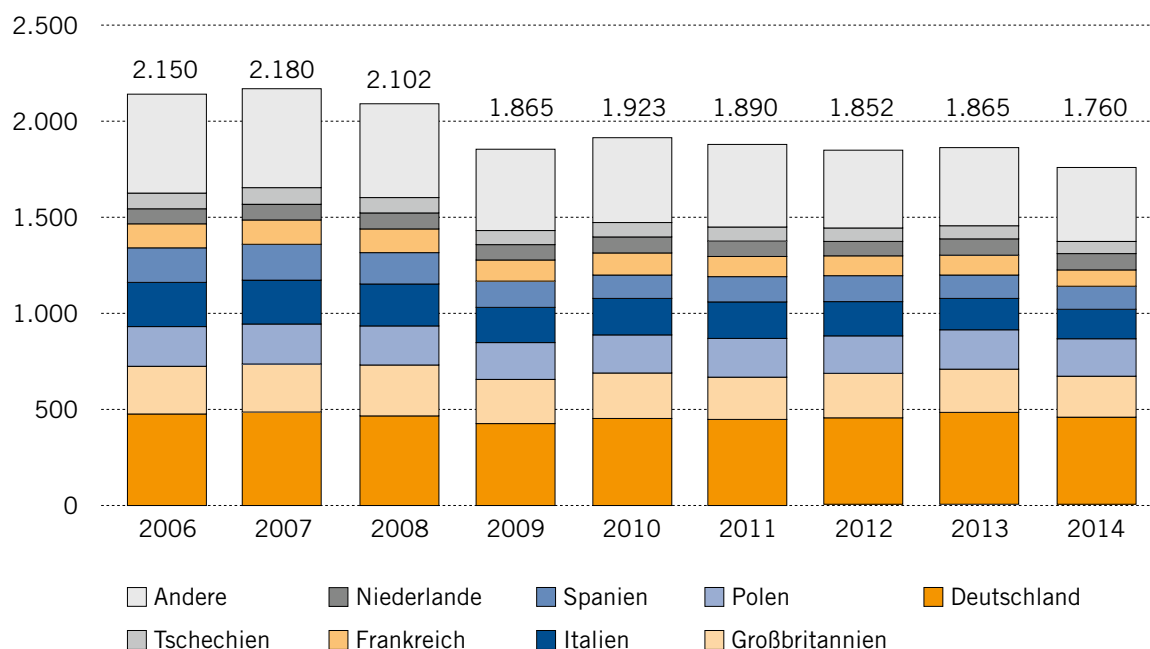


Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, Eurostat, eigene Abschätzungen

ren Erzeugungskosten in Kohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken sowie aufgrund sehr niedriger CO<sub>2</sub>-Preise noch absolut zu. Dieser Trend wurde in 2014 aber umgekehrt und die Erzeugung aus Kohle fiel im Einklang mit der Gesamterzeugung in absoluten Werten. Mangels nationaler Kohleressourcen ist der Anteil für Strom aus Gas in den Niederlanden und Italien mit Werten von 57 % bzw. 40 % überdurchschnittlich hoch. Die Stromerzeugung aus Ölprodukten ist in allen EU-Mitgliedsländern bis auf die Inselstaaten Malta und Zypern (Anteile über 70 %) nahezu bedeutungslos. Bei der Kernenergie nimmt wie bekannt Frankreich eine Sonderrolle ein. Der Anteil der Kernenergie lag trotz der Ankündigung der Regierung, den Anteil bis 2025 auf 50 % reduzieren zu wollen, weiterhin bei 78 %.

Bei den erneuerbaren Energien hatte die Wasserkraft, neben Österreich mit nahezu 60 %, in Schweden mit einem Anteil von 41 % eine zentrale Bedeutung. Bei der

Erzeugung aus Windenergie waren in absoluten Zahlen Deutschland und Spanien mit 52 bzw. 51 TWh in 2014 führend, die relativen Anteile waren aber mit 9 % in Deutschland und 19 % in Spanien deutlich niedriger als in Dänemark, das über einen Windstromanteil von über 30 % verfügt. Bei der solaren Stromerzeugung, überwiegend Photovoltaik, hatten Deutschland und Italien 2013 sowohl in absoluten Zahlen mit 35 bzw. 22 TWh, als auch bei den relativen Anteilen von 6 % bzw. 8 % die Führungspositionen. In Spanien, lange Zeit ebenfalls führend beim Ausbau der solaren Stromerzeugung, wurde der Zubau in den vergangenen Jahren durch Zurücknahme der technologischen Förderung deutlich gebremst und der Anteil stagnierte bei ca. 5 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft lag in der EU-28 bei ca. 27 %. Dieser Anteil variierte in den einzelnen Mitgliedsländern aber signifikant zwischen 60 % in Österreich, gefolgt von Schweden mit 42 %, und 1-2 % in den Inselstaaten Malta und Zypern.

**Abbildung 3.8: CO<sub>2</sub>-Emissionen vom Stromsektor und Industrie (ETS) in der EU-28; Absolutwerte in Mt**

Quellen: IHS

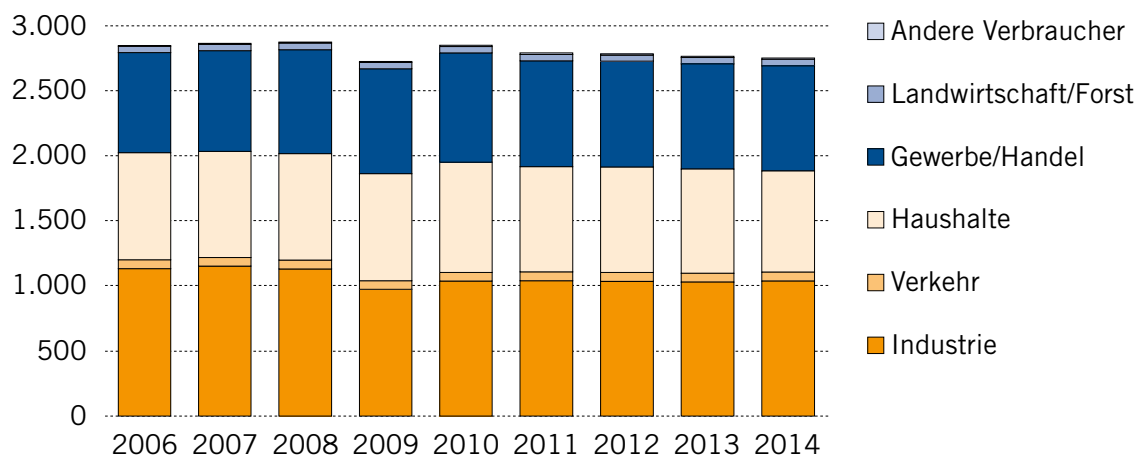
Die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strom- und Industriesektor (wie im ETS erfasst) waren in 2014 um fast 6 % niedriger als im Jahr zuvor. Die Reduktion resultierte im Wesentlichen aus dem geringeren Energiebedarf (-4 % in 2014 vs. 2013) aufgrund des milden Wetters. Außerdem trugen der verstärkte Beitrag der erneuerbaren Energien und der wieder rückläufige Einsatz von Kohle zu dieser Emissionsminderung bei. Die prozentuale Emissionsminderung war sehr ähnlich in allen EU-Mitgliedsländern, eine herausragende Rolle hatte nur Frankreich, wo die Emissionen in 2014 um ca. 16 % niedriger ausfielen. Die EU ist damit grundsätzlich auf einem guten Pfad, ihre Ziele für die Emissionsminderungen zu erreichen. Ein höheres Wirtschaftswachstum und strengere Wetterbedingungen könnten aber wieder eine Zunahme von Emissionen bewirken.

Der Endverbrauch beim Strom in 2014 kann bis dato mit ca. 2.640 TWh abgeschätzt werden. Beim Endverbrauch dominierte der Sektor Industrie mit einem Anteil von etwa 38 %, gefolgt von den nahezu gleich großen Verbrauchssektoren Gewerbe/Handel und Haushalte mit Anteilen von 29 % bzw. 28 %. Hinzu kamen noch die Sektoren Verkehr und Landwirtschaft/Forst mit jeweils einem untergeordneten Anteil von jeweils ca. 2 %. Der Sektor Industrie war erwartungsgemäß am stärksten beeinflusst von der Wirtschaftsentwicklung und zeigte in den Jahren

der Eurokrise die größten Einbußen auf. Im Jahr 2009 fiel der Anteil des Endverbrauchersektors Industrie vom langjährigen Niveau von 38 % bis 39 % vor der Krise auf 34 % zurück. In 2014 kehrte der Anteil des Industriesektors also wieder auf das langfristige Niveau zurück.

Der Stromaustausch zwischen den Mitgliedsländern in der EU-28 einschließlich der Schweiz und Norwegen beträgt in 2014 ca. 350 TWh, d. h. mehr als 10 % des erzeugten Stroms wird nach außerhalb des Erzeugerlandes transportiert. Die beiden nicht EU-Mitgliedsländer Schweiz und Norwegen sind allein für ca. 50 TWh Stromexport in die EU-28 hinein verantwortlich. Die Stromexporte der EU-28-Länder allein summierten sich somit auf ca. 300 TWh in 2014. Der Stromaustausch hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen mit Ausnahme des Jahres 2013, wo wegen geringer Niederschläge die Stromversorgung aus Wasserkraft deutlich niedriger als im langjährigen Mittel war und deshalb auch die Stromexporte insbesondere von Schweden deutlich kleiner ausfielen.

Die größten Stromexporte in 2014 erfolgten aus Deutschland und Frankreich heraus mit jeweils mehr als 60 TWh, gefolgt von Schweden und der Tschechischen Republik mit jeweils ca. 27 TWh. Während Frankreich nur geringe Stromimporte aufweist, hat Deutschland mehr als 38

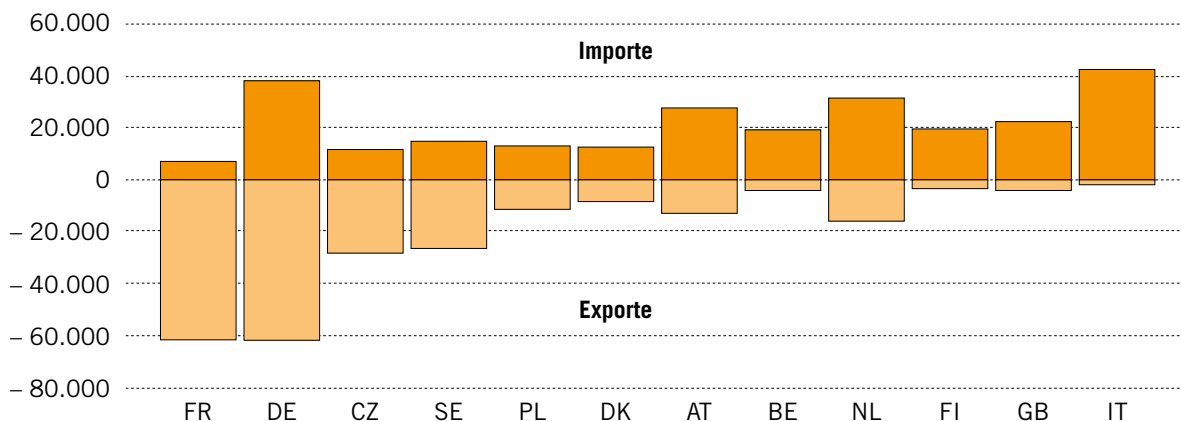
**Abbildung 3.9: Stromendverbrauch nach Verbrauchergruppen in der EU-28, in TWh**

Quellen: IEA, nationale Statistiken, eigene Abschätzungen

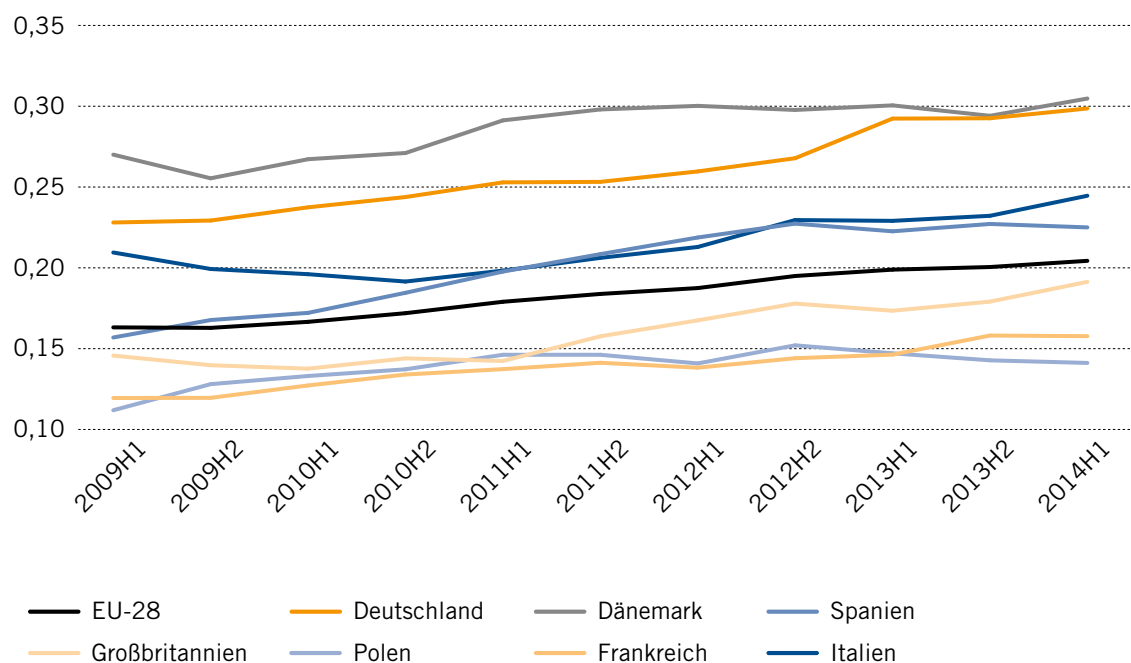
TWh importiert. Deshalb dominiert Frankreich mit Abstand als Nettoexporteur in der EU-28. Größte Stromimporteure (brutto und netto) sind Italien und Großbritannien mit ca. 40 bzw. 20 TWh. Die größten Veränderungen bei den Netto-Exporten in 2014 gegenüber 2013 wiesen Frankreich (+16 TWh) und Schweden (+8 TWh) und bei den Netto-Importen Großbritannien, Belgien und Griechenland mit jeweils +5 TWh auf. Die hohen Importe für Großbritannien und Belgien reflektieren die zeitweisen Betriebsstörungen bei einigen Kernkraftwerken bzw. die höheren Erzeugungskosten im Inland z. B. nach Einfüh-

rung eines Mindestpreises für CO<sub>2</sub>-Emissionen (Carbon Floor Prices) wider.

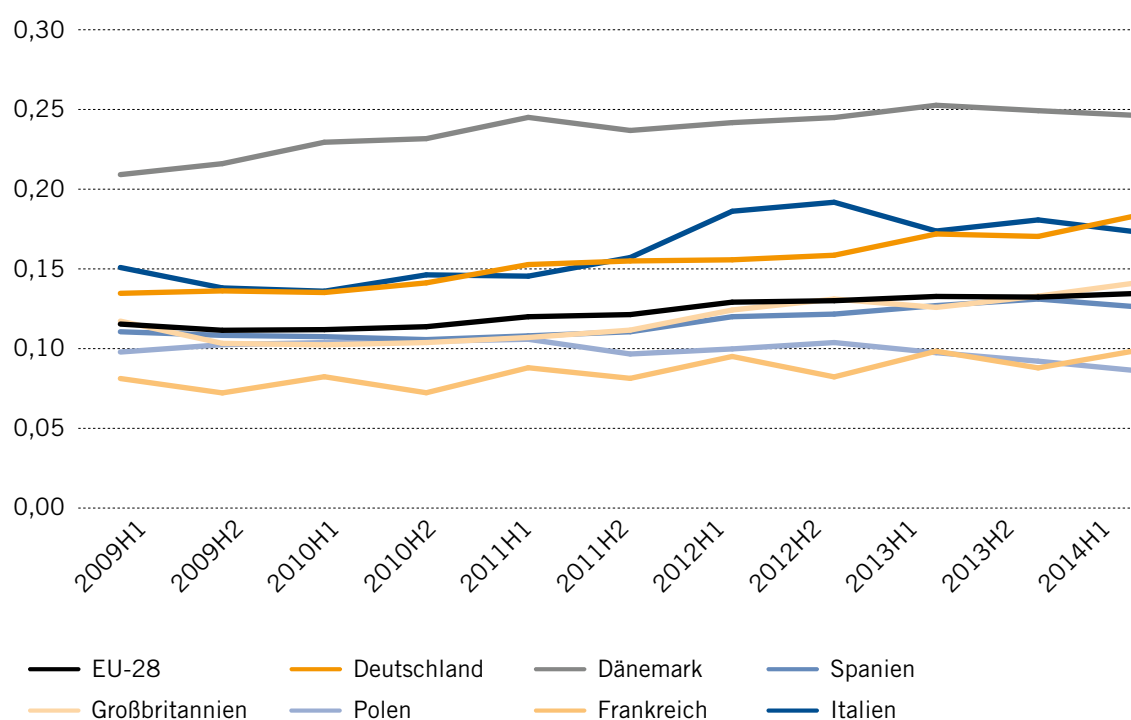
In der jüngsten Vergangenheit nimmt der Stromaus-tausch, resultierend aus dem temporären Ausgleich von nicht-disponibler Stromerzeugung aus Wind und Solar zu. Letzteres trifft insbesondere für Deutschland zu, das in den letzten drei Jahren einen deutlichen Zuwachs in den Stromexporten überwiegend in die Niederlande aufweist. Diese Stromexporte erfolgten zu einem geringen Preis und unterboten damit die Stromangebote der natio-

**Abbildung 3.10: Stromimporte/-exporte in der EU-28, 2014, in GWh**

Quellen: ENTSO-E, Eurostat

**Abbildung 3.11: Strompreise für Haushalte (2.500–5.000 kWh/a) inkl. Steuern und Abgaben 2009-2014, €/kWh**

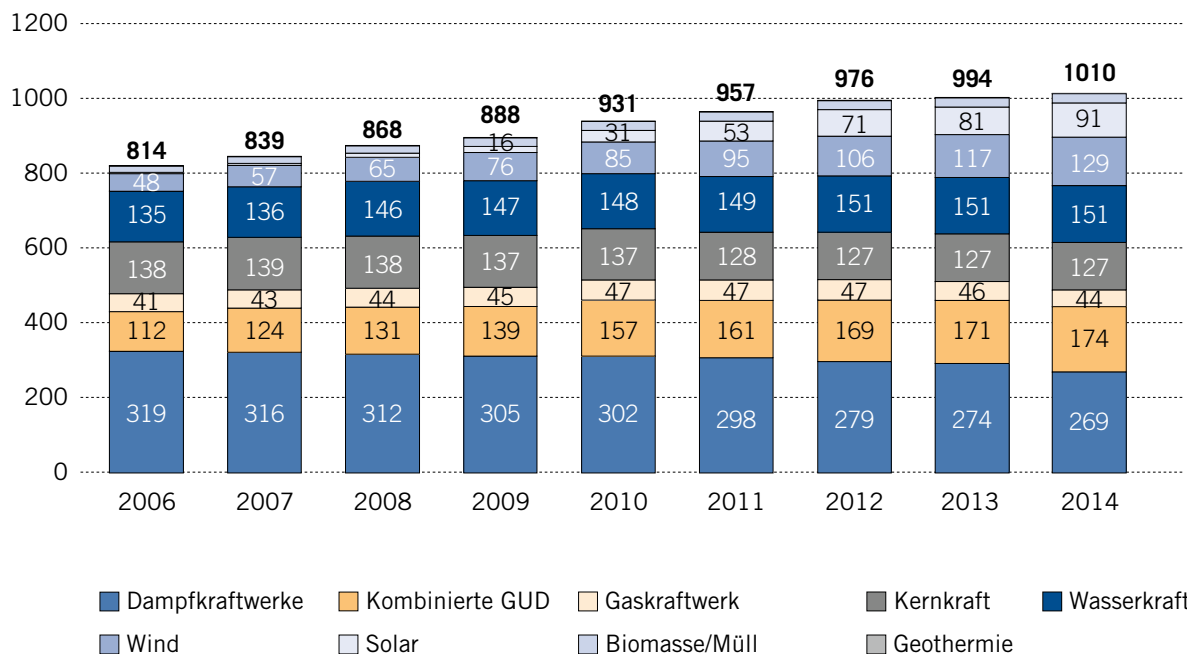
Quelle: Eurostat

**Abbildung 3.12: Strompreise für Industrie (2.000–20.000 MWh/a) 2009-2014, €/kWh**

Quelle: Eurostat



Abbildung 3.13: Installierte Kraftwerksleistung EU28, 2006-2014, in GW



Quellen: IEA, IHS, EWEA, eigene Abschätzungen

nationalen Kraftwerksbetreiber. Die daraus resultierende geringe Auslastung insbesondere von Gaskraftwerken gefährdet zunehmend die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen in den Niederlanden.

Andererseits führt der Stromaustausch zu einer Nivellierung der Großhandelspreise in den EU28-Ländern. Dies ist die explizite Absicht der EU-Kommission bei der Einführung der „Price Coupling of Regions“ Initiative, die Anfang 2014 gestartet wurde und zunächst 7 nordische Länder der EU umfasst. Ziel ist es, durch einen Ausbau der Netzkupplkapazitäten und eine erhöhte Transparenz bei den nationalen Strombörsen einen Ausgleich der Großhandelspreise auf optimalem Niveau zu erreichen.

Die Strompreise für die Endkunden sind aber weiterhin sehr unterschiedlich in den einzelnen EU-Ländern. Die Preise für Haushaltskunden lagen in 2014 zwischen ca. 14 bzw. 16 ct/kWh in Polen und Frankreich als untere Grenze und ca. 30 ct/kWh in Deutschland und Dänemark an der oberen Grenze. Die Unterschiede erklären sich überwiegend durch die unterschiedlichen Steuern und Abgaben zur Finanzierung der erneuerbaren Energien, Kraftwärmekopplung, Netzausbau etc. Die Strompreise für Haushaltskunden stiegen in allen Ländern

über die letzten Jahre, in Ländern mit einem hohen Ausbau der Erneuerbaren Energien wie Deutschland, Dänemark, Italien und UK stiegen sie aber stärker als in Ländern mit einem „traditionellem“ Energiemix wie Frankreich oder Polen.

Die Strompreise für Industriekunden zeigten in allen Ländern einen geringeren Anstieg als bei den Haushaltskunden. Um die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie nicht zu gefährden, wird sie teilweise von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit. Die Spanne der Strompreise für Industriekunden mit mittlerem Stromverbrauch lag für alle Länder der EU-28 zwischen 9 und 17 ct/kWh mit Ausnahme von Dänemark, wo der Preis bei ca. 24 ct/kWh in 2014 notierte. Die Entwicklung der Strompreise findet zunehmend mehr Beachtung in der nationalen Energiepolitik der EU-Mitgliedsstaaten und hat in verschiedenen Ländern wie Spanien, Italien, Tschechische Republik, Deutschland zu Kürzungen bei den Finanzierungshilfen für einzelne Erzeugungstechnologien geführt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist aber grundsätzlich nicht in Frage gestellt, im Gegenteil der Zubau an Stromerzeugungskapazität in der EU erfolgt zum weitaus überwiegenden Teil bei den erneuerbaren Energien. In

2014 erfolgte ein Zubau an Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 27 GW, davon entfielen mehr als 21 GW (79 %) auf die Erneuerbaren. Windenergie hatte den größten Anteil beim Zubau mit 11,8 GW, gefolgt von Solar PV mit ca. 9 GW. Die Windenergie erreichte Ende 2014 eine installierte Leistung von 129 GW, Solar PV eine Gesamtleistung von ca. 91 GW. In der EU-28 waren Ende 2014 nach vorläufigen Schätzungen in Summe aller Energieträger und Technologien erstmals mehr als 1.000 GW Stromerzeugungsanlagen installiert.

Der Zuwachs in der installierten Gesamtleistung erfolgte trotz der beträchtlichen Stilllegungen konventioneller Kraftwerke. Die Außerbetriebnahme von Kraftwerken betraf überwiegend Kohle- bzw. Öl-befeuerte Dampfkraftwerke. In 2014 wurden mehr als 8 GW dieser Kraftwerke vom Netz genommen. Die z.T. sehr alten Anlagen entsprachen wegen ihrer niedrigen Wirkungsgrade und den hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht mehr den ökologischen und ökonomischen Anforderungen der Betreiber oder den von der Europäischen Kommission vorgegebenen Standards. Insbesondere die Großfeuerungsanlagenverordnung, die die Emissionen von SO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> und Feinstaub regelt, forcierte die Stilllegung zahlreicher Kohleblöcke in der EU.

Die installierten Leistungen der Kernkraftwerke und der Wasserkraftwerke blieben jeweils konstant in 2014. Bei den Kohlekraftwerken wurde ein Brutto-Zubau von 3,3 GW in 2014 realisiert, der aber überkompensiert wurde durch Stilllegungen von Altanlagen. Bei den Gaskraftwerken erfolgte ein Zubau von 2,3 GW bei den GUD-Anlagen in 2014, während die Leistung der Gasturbinenkraftwerke um ca. 1,5 GW abnahm. Aufgrund der gewachsenen bevorzugten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien sind die Großhandelspreise für Strom stark gesunken (Merit-Order-Effekt). Ferner hat sich die Auslastung der konventionellen Kraftwerke verringert. Dies hat dazu geführt, dass keine ausreichenden Einnahmen aus dem „Energy-Only-Markt“ mehr erzielt werden. Unter welchen Voraussetzungen notwendige konventionelle Erzeugungskapazitäten (Backup Power) aufrechterhalten bzw. neu gebaut werden können, wird derzeit in einigen Ländern Europas diskutiert. Vor diesem Hintergrund wird in einigen Mitgliedsstaaten ein „Kapazitätsmarkt“ geplant oder bereits umgesetzt.

## Zusammenfassung – Ausblick

Die Energiemärkte und insbesondere der Stromsektor befinden sich in der EU-28 im Umbruch. Nach einer langen Phase moderaten, aber konstanten Wachstums im Verbrauch über mehrere Dekaden zeigen die Verbräuche in der jüngsten Vergangenheit einen rückläufigen Trend. Die sinkenden Verbräuche und auch die geringeren Spitzenlasten im Stromnetz in den vergangenen Jahren wurden aber durch die milden Wetterbedingungen begünstigt. Es kann noch nicht abschließend bewertet werden, welcher Anteil der Verbrauchsminderungen nachhaltig ist, d. h. aus Effizienzsteigerungen resultiert.

Durch den hohen Kostendruck im Stromsektor und verschärfte Emissionsauflagen wird zunehmend konventionelle Kraftwerksleistung stillgelegt. In einzelnen Ländern ist aber bereits heute wegen ungeplanter Ausfälle von Kraftwerken (z.B. Belgien), in anderen wegen weiterer geplanter Stilllegungen (z.B. Deutschland, UK) bis zum Ende der Dekade mit einer zumindest regionalen Verknappung der Kraftwerkskapazität zu rechnen. Neben dem Zubau von effizienten, flexiblen Kraftwerken bieten sich ein verstärkter EU-weiter Netzverbund, der Ausbau von Langzeitspeichern und Lastmanagement als Lösungen an.

## 3.2 Investitionen in Europas Erdgasversorgung: Unklare Perspektiven verunsichern Akteure

Die Europäische Union deckt einen Großteil des eigenen Erdgasbedarfs durch Importe ab; 2013 waren es insgesamt rund 63 %.<sup>1</sup> Somit hat die sichere und ununterbrochene Versorgung mit Erdgas aus Drittstaaten in der EU einen hohen Stellenwert. Gerade in sicherheitspolitisch angespannten Zeiten hat die „Abhängigkeit von Importen“ zumindest auf die perzipierte Versorgungssicherheit einen entscheidenden Einfluss – erst recht, wenn Russland als Europas wichtigster Erdgaslieferant sowie die Ukraine als traditionell wichtigstes Transitland in einen kriegsähnlichen Konflikt verwickelt sind.

Dabei ist es wichtig, die Bewertung der Versorgungssicherheit nicht allein auf das Thema der physischen Sicherheit der Importe zu reduzieren, sondern letzteres als – durchaus bedeutende – Facette eines viel breiter gefassten Sicherheitsbegriffs zu verstehen, der neben geo- und sicherheitspolitischen vor allem auch ökonomische Faktoren und Risiken berücksichtigt. Ein wesentlicher Aspekt in diesem Zusammenhang betrifft die Fähigkeit der maßgeblichen Akteure, die für die Aufrechterhaltung der Erdgasversorgung notwendigen Investitionen im aktuellen Umfeld zu tätigen. Dies ist nicht zuletzt von Bedeutung, da die Investitionen, die heute die Gasversorgung Europas sicherstellen, unter gänzlich anderen Marktstrukturen und -dynamiken in der Vergangenheit getätigt wurden. Auch die Rolle von Erdgas in der Energieversorgung hat sich in den letzten zwanzig Jahren grundlegend verändert.

### Eigenschaften von Erdgasinfrastruktur

Energieinfrastruktur, insbesondere in der Gaswirtschaft, ist kapitalintensiv, teilweise für eine jahrzehntelange Generationen- und paradigmensüberschreitende Lebensdauer ausgelegt und geht häufig mit besonderen ökonomischen Eigenschaften einher. So herrschen zumindest beim pipelinegebundenen Transport natürliche Monopole vor. Auch ist die Gaswirtschaft aufgrund zahlreicher wirtschafts- und umweltpolitischer Externalitäten im besonderen Fokus der Politik. Schließlich ist die Infrastruktur häufig grenzüberschreitend, müssen beispielsweise Produzentenländer mit Konsumentenländern verbunden werden. Die Entwicklung eines gemeinsamen und einklagbaren Regulierungsrahmens für diese internationale Infrastruktur stößt in der Praxis an Grenzen. Es kommt in der Gaswirtschaft folglich häufig zu politischen Interventi-

onen, die die Investitionsgrundlage konkreter Projekte nachträglich revidieren.<sup>2</sup>

### Erdgas in der „Neuen Energie-Welt“: Liberalisierung und Dekarbonisierung

Zwei Entwicklungen prägen Europas „Neue Energie-Welt“ entscheidend: Die Liberalisierung der Energiemärkte und die Dekarbonisierung der (Energie-)Wirtschaft. Erdgas ist als Energieträger von diesen beiden Veränderungen stark betroffen. Einerseits hat sich das Marktumfeld für netzgebundene Energien aufgrund der Liberalisierung stark gewandelt. Andererseits wird die langfristige Perspektive von Erdgas als fossilem Brennstoff durch die zunehmende Dekarbonisierung infrage gestellt, obwohl Erdgas ein großes CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial hat.

Die europäischen Erdgasmärkte bildeten schon früh eine Marktstruktur heraus, die geprägt war vom Streben nach möglichst langfristigen und stabilen Beziehungen zwischen allen Akteuren entlang der Wertschöpfungskette: von der Erdgasförderung, über den Transport, hin zur Verteilung und zum Verbrauch. Besonders auf der Importstufe gehörten Partnerschaften zu den typischen Konstellationen in der Branche.<sup>3</sup> Geprägt waren diese Partnerschaften durch das sogenannte „Groningen System“. Dieses System war benannt nach dem niederländischen Erdgasfeld, das Ende der 1950er Jahre erschlossen wurde und die Basis für den entstehenden internationalen Erdgashandel in Europa legte. Prägende Komponenten dieses Erdgashandels waren Bezugsverträge mit sehr langen Laufzeiten, festen Liefer- und Abnahmemengen (take-or-pay) sowie Erdgaspreise, die an wichtige Substitute in den jeweiligen Zielmärkten und -branchen gekoppelt waren (netback pricing). Die Risiken in diesen Vertragsmodellen waren klar aufgeteilt: Die Abnehmer übernahmen das Mengenrisiko (feste Abnahme), der Lieferant das Preisrisiko (indizierte Preise).

Die alten Marktstrukturen wurden häufig als zu wenig wettbewerbsorientiert kritisiert, mit der Behauptung, dass sie tendenziell zu hohen Endverbraucherpreisen und übermäßigen Monopolrenten in der Gaswirtschaft führten. Das in diesem Sektor inhärente Risiko würde schlussendlich auf die Endverbraucher oder im Fall der

1 Laut Eurostat betrug der Inlandsverbrauch (gross inland consumption) im Jahr 2013 rund 16.196.435 TJ. Im gleichen Zeitraum wurde Erdgas mit einem Energiegehalt von 5.931.908 TJ in der EU-28 gefördert.

2 Das regulatorische Risiko führt häufig zum Phänomen, welches als „Missing-Money-Problem“ bezeichnet wird. Durch den Regulator zugesagte langfristige Preise oder Betreiber-Lizenzen werden nach der Investitionsentscheidung von nachfolgenden Regulatoren revidiert.

3 Als typisches Beispiel einer solchen Partnerschaft kann die Partnerschaft zwischen der Ruhrgas AG und dem Sowjetischen Ministerium für die Erdgasindustrie (später Gazprom) dienen.

Produzentenländer auf den Staatshaushalt übertragen. Andererseits sicherte diese Struktur indes über Jahrzehnte die Erdgasversorgung ab – auch in den politisch turbulenten Zeiten des Kalten Krieges – und ermöglichte in den 70er und 80er Jahren die Erschließung zahlreicher neuer Fördergebiete, die teilweise bis heute für die europäischen Verbraucher von Bedeutung sind, z. B. in der Nordsee oder in Westsibirien.

Mit der europäischen Liberalisierungspolitik änderten sich die Erdgasmärkte zunehmend. Schritt für Schritt wurden ab 1998 die Reformen eingeleitet, die unter anderem den Zugang zur Infrastruktur für Dritte, die Kapazitätszuweisungsmechanismen und die Entflechtung von integrierten Erdgasunternehmen mittels der klaren Trennung von Gastransport- und Handelsgeschäft herbeiführten. Wettbewerblich organisierte, freie und effiziente Märkte sollten zu niedrigen Verbraucherpreisen und einer höheren Versorgungssicherheit führen. Gleichzeitig wurden Staatsunternehmen im Gassektor in vielen europäischen Verbraucherländern zerschlagen und privatisiert, während diese in den meisten außereuropäischen Produzentenländern noch heute dominieren.

### Die Auswirkungen der Liberalisierungspolitik

Tatsächlich haben bisher vor allem die europäischen Erdgasverbraucher von den Marktreformen profitiert. Der Markt hat sich insgesamt durch das Aufbrechen der traditionellen Strukturen deutlich verändert. War er früher häufig von starren Strukturen geprägt, herrscht heute überwiegend Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern. Allein die Anzahl der Erdgaslieferanten im Endkundenmarkt hat sich zwischen 2003 – als die EU-„Beschleunigungsrichtlinie“ (2003/55/EG) die Liberalisierung vorantrieb – und 2012 um 32 % erhöht.<sup>4</sup> Der europäische Erdgasmarkt hat sich – verstärkt durch weitere Faktoren wie der verbesserten Wirtschaftlichkeit von LNG oder dem aktuellen Erdgasüberangebot – von einem seller's zu einem buyer's market entwickelt.

Das Aufbrechen der Marktstrukturen hat besonders die Akteure im Midstream – der Wertschöpfungsstufe zwischen der Erdgasförderung und dem Vertrieb, die den Erdgastransport umfasst – verunsichert. Doch auch im Upstream-Bereich verlieren die Erdgasexporteure durch die neuen Marktstrukturen die für die Erschließung neuer Erdgasfelder und Infrastrukturen notwendige Sicherheit über die zukünftigen Abnahmemengen und Einnahmen.

Die Verunsicherung erstreckt sich darüber hinaus auch auf die Kapitalgeber und die Banken. So kann der kürzlich kommunizierte Verzicht auf den Bau der South Stream Pipeline neben politischen Erwägungen auch im Hinblick auf die aus Gazproms Sicht schwierigeren regulatorischen Rahmenbedingungen in Europa interpretiert werden. Diese Rahmenbedingungen würden unter anderem erfordern, dass Gazprom die Pipelinennutzung prinzipiell für Dritte ermöglicht und die Erdgastransportaktivitäten von der eigenen Förderung abspaltet (Unbundling). Gazprom indes verfügt in Asien über potenzielle Alternativen, bei denen der Erdgashandel bislang den üblichen traditionellen Strukturen entspricht.

### Erdgas und Dekarbonisierung

Neben der Liberalisierung birgt auch die zunehmende Dekarbonisierung der europäischen (Energie-)Wirtschaft Herausforderungen für die Erdgasbranche. Prinzipiell ging man noch vor wenigen Jahren davon aus, dass Erdgas aufgrund der niedrigen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen vom Dekarbonisierungstrend profitieren würde („Golden Age of Gas“). Neuere Prognosen dagegen gehen eher von einem stagnierenden oder gar rückläufigen Bedarf aus. So geht Eurogas beispielsweise in einem „Slow Development“-Szenario davon aus, dass selbst 2035 (394 Mtoe) der europäische Erdgasbedarf rund 10 % unter dem Verbrauch von 2010 (438 Mtoe) liegen wird. Beachtlich sind dabei die unterschiedlichen Erwartungen der Akteure. Gazprom beispielsweise geht davon aus, dass der europäische Erdgasbedarf bis 2035 um 168 Mtoe ansteigt und damit deutlich über dem von Eurogas erwarteten Anstieg unter optimistischen Erwartungen (im Szenario „Environmental Case“ geht Eurogas von einem Mehrverbrauch von 89 Mtoe aus) liegt.<sup>5</sup>

**Wärmeerzeugung:** Sowohl die Erzeugung von Raum- als auch von industrieller Prozesswärme war und ist ein wichtiger Treiber für den Erdgasbedarf. Als Substitut für Heizöl oder Kohle ist Erdgas in der Lage, erhebliche Mengen CO<sub>2</sub> einzusparen – erst recht in Verbindung mit hocheffizienten Technologien wie der Brennwertheizung oder der Kraft-Wärme-Kopplung. Weitere Effizienzgewinne können durch die Optimierung von Produktionsprozessen oder einer höheren Energieeffizienz bei Gebäuden erreicht werden. All diese Technologien und Maßnahmen senken jedoch gleichzeitig auch den Brennstoff- und damit den Erdgasbedarf. Wie groß die disruptive Wirkung der Effizienzmaßnahmen für den zukünftigen

<sup>4</sup> vgl. Energy, transport and environmental indicators. 2014 edition, Eurostat (Hrsg.), Brüssel 2014, S. 55.

<sup>5</sup> vgl. Eurogas (Hrsg.), Long-Term Outlook for Gas to 2035, Brüssel 2013, S. 3; für die Gazprom-Zahlen siehe unter anderem: <http://www.gazprom-schweiz.ch/en/gazprom/production.html>, 19.02.2015.

Erdgasverbrauch bzw. -bedarf sein kann, skizziert eine Untersuchung von Ende 2014. Hier geht man davon aus, dass der Erdgasbedarf im Gebäudesektor um 58 % reduziert werden könnte – dies entspräche ca. 23 % des aktuellen Gesamtverbrauchs der EU.<sup>6</sup>

**Stromerzeugung:** Auch in der Stromerzeugung verändert sich die Rolle von Erdgas im Zuge der Dekarbonisierung und der Privilegierung der erneuerbaren Energien. Grundsätzlich wird Erdgaskraftwerken die Rolle einer Brückentechnologie zugesprochen, die mit möglichst niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen die Schwankungen volatiler erneuerbarer Energien ausgleicht, die Residuallast bedient und die Versorgungssicherheit aufrechterhält. Dieses Einsatzprofil ist jedoch aufgrund der ungünstigeren Stromgestehungskosten (inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten) wirtschaftlich – zumindest im derzeitigen Marktdesign – nur schwer darstellbar, sodass selbst modernste Gas- und Dampfanlagen (GuD) ihre Vollkosten am Markt nicht erwirtschaften können. Zuletzt sind sogar Pläne zur Standortschließung einzelner Anlagen publik geworden. Gleichzeitig führen niedrige Nutzungsgrade durch steigende Gas-Netzentgelte zu höheren Erdgaspreisen, die die Attraktivität des Energieträgers gegenüber Substituten für Verbraucher weiter verringern.

Im Zusammenhang mit der Nutzung von Erdgas als „Brückentechnologie“ im Stromsektor muss auch die Frage nach der Länge der „Brücke“ gestellt werden. Investitionen, die jetzt im Upstream getätigt werden, brauchen eine Perspektive von mehreren Jahrzehnten auf der Verbraucherseite, damit sie sich rechnen. Bei einer geplanten Umstellung des Energiesystems auf 100 % erneuerbare Energien ist diese Perspektive fraglich.

Tatsächlich war die Stromerzeugung in einem ansonsten weitestgehend „reifen“ europäischen Markt seit der Liberalisierung der wichtigste Treiber für den steigenden Erdgasverbrauch der vergangenen 20 Jahre. Spätestens seit dem Beginn der Wirtschafts- und Finanzkrise in 2009 hat sich der Stromsektor aber vom Treiber zum Hauptgrund für einen stagnierenden oder gar fallenden Verbrauch entwickelt. Laut der IEA hat sich seit 2009 die Stromerzeugung aus Erdgas in (OECD) Europa um ca. 216 TWh oder fast 27 % verringert. Die Stromerzeugung insgesamt ist aber im gleichen Zeitraum um ca. 105 TWh (3 %) gestiegen.

**Verkehrssektor:** Hier herrscht eine Vielzahl von miteinander konkurrierenden Lösungen zur Substitution von Ben-

zin und Diesel vor. Neben Elektrizität spielt auch Erdgas als CNG oder LNG eine wichtige Rolle. Während Erdgasfahrzeuge (CNG) bereits seit einigen Jahren trotz Förderung ein Nischendasein fristen<sup>7</sup>, könnte LNG in den kommenden Jahren eine interessante Alternative im Lastverkehr sowie in der (Binnen-)Schifffahrt darstellen. Allerdings existiert die dafür notwendige LNG-Infrastruktur (Tankstellen und Bunkieranlagen) zurzeit noch nicht. Die europäische Strategie sieht bis 2020 vor, dass es mindestens alle 400 km LNG- und alle 150 km CNG-Tankstellen geben soll. Insgesamt erwartet man im Verkehrssektor bis 2020 eine Verzehnfachung des Erdgasbedarfs.<sup>8</sup> Der Reifegrad der Erdgasmobilität ist dabei schon heute in verschiedenen Ländern der EU unterschiedlich stark ausgeprägt. Dieser zusätzliche Bedarf dürfte jedoch Einbußen aus dem Wärme- und Stromsektor nicht ausgleichen.

**Langzeitspeicher:** Um die langfristigen Schwankungen bei der Stromerzeugung durch volatile erneuerbare Energien auszugleichen, gibt es Überlegungen, saisonale Speicher einzurichten. Unter anderem könnte überschüssiger Strom zur Herstellung von Wasserstoff oder Methan genutzt werden. Das durch „Power-to-Gas“ hergestellte Gas könnte dann in Erdgasspeicher oder im Erdgasnetz gespeichert werden, um beispielsweise bei Bedarf in Gaskraftwerken wieder verstromt zu werden. Lässt man die Frage des Wirkungsgrades der Power-to-Gas Technologie außen vor, bietet sie zwar die Möglichkeit, die Erdgasinfrastruktur auch in Zukunft besser auszulasten und zu nutzen. Gleichzeitig verringert sie den Bedarf an fossilem Erdgas, was für zusätzliche Unsicherheiten für Investitionen im Up- und Midstream sorgen könnte.

## Investitionspläne in der europäischen Gaswirtschaft

Seit Beginn der Liberalisierung hat sich die Marktstruktur grundsätzlich gewandelt, der Investitionsbedarf für die Instandhaltung und den Ausbau einer modernen und zuverlässigen Gasinfrastruktur ist allerdings tendenziell gestiegen – vor allem aufgrund des gestiegenen Importbedarfs und der angestrebten Auflösung der innereuropäischen „Energie-Inseln“.

<sup>6</sup> vgl. De Vos, et. al., Increasing the EU's Energy Independence, o.O. 2014, S. 2.

<sup>7</sup> Beispielsweise gilt seit 2006 in Deutschland eine ermäßigte Energiesteuer auf Erdgas als Treibstoff im Verkehrssektor (bis Ende 2018). Trotzdem waren laut Kraftfahrt-Bundesamt kaum mehr als 82.000 erdgasbetriebene PKW zum 01.01.2015 in Deutschland zugelassen.

<sup>8</sup> vgl. „EU transport will increasingly use natural gas as a fuel, but investment security needed, study says“, Natural & bio Gas Vehicle Association, 16.12.2014, unter: <http://www.ngvaeurope.eu/eu-transport-will-increasingly-use-natural-gas-as-a-fuel-but-investment-security-needed-study-says>, 01.03.2015.

Gerade mit Blick auf die politische Krise zwischen der Russischen Föderation und der Europäischen Union infolge der Ereignisse in der Ukraine ist zuletzt erneut die Bedeutung von lange geplanten Investitionen in die europäische Gasversorgung, besonders in den Midstream-Bereich, zur Steigerung der Versorgungssicherheit hervorgehoben worden.

### Midstream-Investitionen in der EU im Fokus

Im Wesentlichen handelt es sich bei Midstream-Investitionen um Projekte, die bereits seit Jahren – insbesondere infolge der früheren „Gaskrisen“ zwischen der Ukraine und Russland – als „priorisierte Projekte von gemeinsamen Interesse“ von der Europäischen Union und den EU-Mitgliedstaaten definiert wurden und beispielsweise mit Darlehen und besseren Finanzierungsbedingungen durch die EU forciert werden sollen. Die EU hat im November 2014 647 Millionen Euro in Darlehen bereitgestellt, um damit 34 Projekte „von gemeinsamen europäischem Interesse“ zu finanzieren. Die Millionen stammen aus dem Topf der „Connecting Europe Facility“ (CEF), der ein Volumen von 5,58 Mrd. Euro bis 2020 hat, jährlich aber maximal 752 Millionen Euro ausschütten darf. Aktuell werden rund 400 Millionen Euro für Gasprojekte aufgewendet, drei Viertel davon alleine für eine Gaspipeline zwischen Litauen und Polen (GIPL).

Insgesamt befinden sich auf der Liste mit Projekten von gemeinsamen Interesse rund 110 Gasprojekte mit denen das Ziel verfolgt wird, „Gas-Inseln“ in Europa zu beseitigen und allen EU-Mitgliedstaaten eine höhere Diversifikation der Gasanbieter zu ermöglichen. Folglich soll es zukünftig zunehmend möglich sein, Erdgas von den bereits heute ausreichend diversifizierten Ländern Westeuropas nach Ost- und Südosteuropa durchzuleiten. Die Mittel des CEF dürfen dabei maximal 75 % des Finanzierungsbedarfs eines Projekts decken. Die Privatwirtschaft ist demnach aufgefordert, ebenfalls pro Jahr mehrere hundert Millionen Euro in die Gasinfrastruktur zu investieren. Bereits die hohe Förderquote von 75 % verdeutlicht aber, dass es beachtlicher Anreize vonseiten der öffentlichen Hand bedarf, um überhaupt Investitionen in diesem Bereich des Gassektors zu erzielen. Ohne Förderung – in einem „business-as-usual“ Szenario – geht die EU davon aus, dass höchstens 80 % der im Erdgassektor notwendigen Investitionen im Zeitraum von 2010 bis 2020 getätigt werden würden.<sup>9</sup>

### Gaskonzerne fokussieren auf Upstream-Geschäft

Ein Blick auf die Investitionsvorhaben einiger wesentlicher Akteure auf dem europäischen Erdgasmarkt lässt einen Trend hin zum Upstream-Bereich erkennen. So plant Europas größter Gaslieferant, Gazprom, rund 40 % der für den Zeitraum 2015 – 2030 insgesamt jährlich vorgesehenen 24 Mrd. US-Dollar in den Explorations- und Produktionsbereich (E&P) zu investieren, wobei diese Investitionen nicht alle auf die Belieferung der EU abzielen. Auch die deutsche Firma Wintershall legt zunehmend einen Fokus auf den Upstream-Bereich und fährt sonstige Investitionen zurück. Bis 2018 könnten jährlich rund 4 Mrd. Euro vor allem in E&P-Projekte investiert werden, eine deutliche Steigerung im Vergleich zu den letzten Jahren. Eine wesentliche Konzentration wird dabei auf den für den EU-Markt relevanten Ländern Russland und Norwegen liegen.

### Maßgebliche Investitionshindernisse in der Gaswirtschaft

Die zuvor aufgezeigte Bestandsaufnahme für den Mid- und Upstream-Bereich verdeutlicht, dass die Frage der Investitionssicherheit und der damit eng verbundenen Versorgungssicherheit im europäischen Erdgasgeschäft differenziert zu betrachten ist. Während viele befragte Marktakteure Risiken politischer Natur in den Produzenten- und Transitländern bzw. in der EU Energiepolitik für ihre Investitionen sehen, werden Upstream-Investitionen teilweise sogar gesteigert. Die generellen Marktaussichten für den Energieträger Erdgas führen trotz der niedrigen Preise für Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien nicht zu einer Investitionszurückhaltung im Upstream-Bereich in den wichtigsten Lieferländern. Gas wird immer noch als bevorzugter Partner der erneuerbaren Energien angesehen. Gerade mit Blick auf flexiblere LNG-Lieferungen und neue Pipelines in die Türkei oder nach China besteht jedoch die Möglichkeit, dass das Erdgas – sollte sich der EU-Markt als nicht attraktiv erweisen – in andere Richtungen fließen wird. Die Investitionen dienen damit nicht unbedingt der Versorgungssicherheit der EU. Schwierig scheint es im Midstream-Bereich zu sein, wo der Staat bedeutende Mittel für den Infrastrukturbau zur Verfügung stellen muss. Die in diesem regulierten Bereich der Gaswirtschaft zu erzielenden Renditen werden von den Marktakteuren scheinbar als nicht ausreichend für Investitionen bewertet. Gleichzeitig gibt es bei diesen Midstream-Projekten den starken politischen Willen zum Aus- und Neubau, besonders bei den EU-Projekten „von gemeinsamen Interesse“. Investitionen in die EU-Gasnetze werden folglich erfolgen, auch wenn der private Anteil im Widerspruch zu den Zielen der Liberalisierung gering ausfallen wird.

<sup>9</sup> vgl. Commission Staff Working Document, SEC(2010) 1395 final, Impact Assessment, S. 34, unter: [http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia\\_carried\\_out/docs/ia\\_2010/sec\\_2010\\_1395\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2010/sec_2010_1395_en.pdf); Accompanying document to COM(2010) 677 final.



### 3.3 Das EU Klima- und Energiepaket 2030

Am 23. Oktober 2014 einigten sich die Regierungschefs der Europäischen Union auf einen gemeinsamen Klima- und Energierahmen bis 2030. Die politische Willenserklärung muss nun in der Folgezeit durch die EU-Kommission gesetzlich umgesetzt werden z. B. mit einer Novelle zum Emissionshandel.

Die Kernpunkte des EU Klima- und Energiepaket 2030 sind:

- Mindestens 40 % Minderung Treibhausgase gegenüber 1990 (bindend für die Mitgliedsstaaten)
- Mindestens 27 % Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch der EU (verbindliches Ziel auf EU-Ebene)
- Mindestens 27 % Verbesserung der Energieeffizienz (nicht bindendes Ziel auf EU-Ebene, soll 2020 überprüft werden)
- Mindestens 15 % Interkonnektoren-Kapazität für Strom und Gas an allen Grenzen innerhalb der EU

Zuvor wurde in Europa viel über Zieldefinitionen und Verbindlichkeiten diskutiert. Das Erneuerbaren-Ziel – und insbesondere die nationale Ausgestaltung bei der finanziellen Förderung – waren für die deutsche Regierung sehr wichtig. Aus Osteuropa und dem Vereinigten Königreich gab es starken Widerstand gegen verbindliche Energieeffizienzziele, osteuropäische Staaten taten sich zudem auch mit dem CO<sub>2</sub>-Ziel schwer. Interkonnektoren waren v.a. für das Baltikum und die iberische Halbinsel ein wichtiges Thema.

#### Zur Reduktion von Treibhausemissionen

Das 40 %-Vermeidungsziel muss durch Vermeidungsleistung innerhalb der EU erbracht werden. Dabei soll der Emissionshandelssektor eine Reduktion von 43 % erbringen, der Nicht-Emissionshandelssektor von 30 % – wobei hier das Basisjahr 2005 verwendet wird. Für Anlagen innerhalb des Emissionshandels erhöht sich damit die lineare Reduktion von bisher 1,74 % auf 2,2 % jährlich, beginnend mit dem Jahr 2021. Ein funktionierender und reformierter Emissionshandel wird von den Regierungschefs als Hauptinstrument zum Erreichen des Vermeidungsziels angesehen. Dabei soll eine freie Zuteilung an bestimmte Industriezweige auch nach 2020 möglich sein – allerdings mit einer wiederkehrenden Prüfung der Zuteilungsverfahren und der Kostenbelastung der Anlagen.

Ein neu aufgelegter NER-400-Fonds<sup>10</sup> soll durch den Verkauf von 400 Millionen Emissionsrechten (bei einem Marktpreis von 5 €/t entspricht das 2 Mrd. €) entstehen. Damit werden Innovationen unterstützt. Zur Unterstützung ärmerer EU-Mitgliedsstaaten (BIP pro Kopf der Bevölkerung geringer als 60 % des EU-Durchschnitts) werden 2 % der EU-Emissionsrechte in einem weiteren Fonds verwendet. Zudem sollen 10 % der EU-Emissionsrechte unter den Ländern, deren BIP pro Kopf geringer als 90 % des EU-Durchschnitts ist, verteilt werden.

#### Erneuerbare und Effizienz vs. CO<sub>2</sub>-Preis

Beim Erneuerbaren-Ziel sollen die 2030-Ziele der Mitgliedsstaaten gesammelt betrachtet werden: wenn die Summe der nationalen Ziele für das EU-Ziel ausreichen wird, sieht die EU keinen Anlass für einen weiteren Eingriff. Es ist daher zu erwarten, dass ein paar wenige EU-Länder freiwillig die Hauptarbeit bei der Erfüllung des Erneuerbaren-Zieles leisten werden.

Während der EU-Emissionshandel mit einer EU-weiten Umsetzung das Erreichen des EU-Binnenmarktes für Energie unterstützt, werden die national unterschiedlichen Förderregimes bei Erneuerbaren dies erschweren.

Interessant wird weiterhin sein, in welcher Weise die Bestrebungen zur Steigerung der Energieeffizienz mit dem Emissionshandel zusammen wirken: Energieeffizienz-Maßnahmen zielen zwar primär auf den nicht-Emissionshandelssektor ab, doch steht zu erwarten, dass Verbrauchsminderungen im Bereich der Elektrizität zu einer verminderten Auslastung von Kraftwerken führt und damit mittelbar zu einer Dämpfung des CO<sub>2</sub>-Preises. Ein Effekt, wie er in der aktuellen Handelsperiode bereits durch den Aufwuchs der erneuerbaren Energien oder die Folgen der Wirtschaftskrise in Europa beobachtet werden konnte. Im Ergebnis wird ein gedämpfter CO<sub>2</sub>-Preis den Einsatz von CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken gegenüber CO<sub>2</sub>-armen Anlagen bevorzugen.

Unter diesem Gesichtspunkt ist wesentlich, dass es unterhalb der Formulierung politischer Ziele vor allem auf die Abstimmung der Instrumente zur Erreichung der Klimaziele für 2030 ankommt. Die EU-Kommission wird die Zielerreichung in den Mitgliedstaaten mit einer Governance-Struktur überwachen. Deren Details müssen noch politisch ausgehandelt werden. Die EU-Kommission plant hierzu im dritten Quartal 2015 eine Mitteilung zu veröffentlichen.

<sup>10</sup> NER = New Entrants Reserve: Die Versteigerung von Emissionsrechten wird zur Finanzierung z. B. von Demonstrationsprojekten verwendet.

### 3.4 Börsenhandel an der EEX und der EPEX

An der European Power Exchange Spot SE (EPEX) und der European Energy Exchange AG (EEX) zeigten die Handelsumsätze 2014 teils steigende, teils fallende Tendenzen.

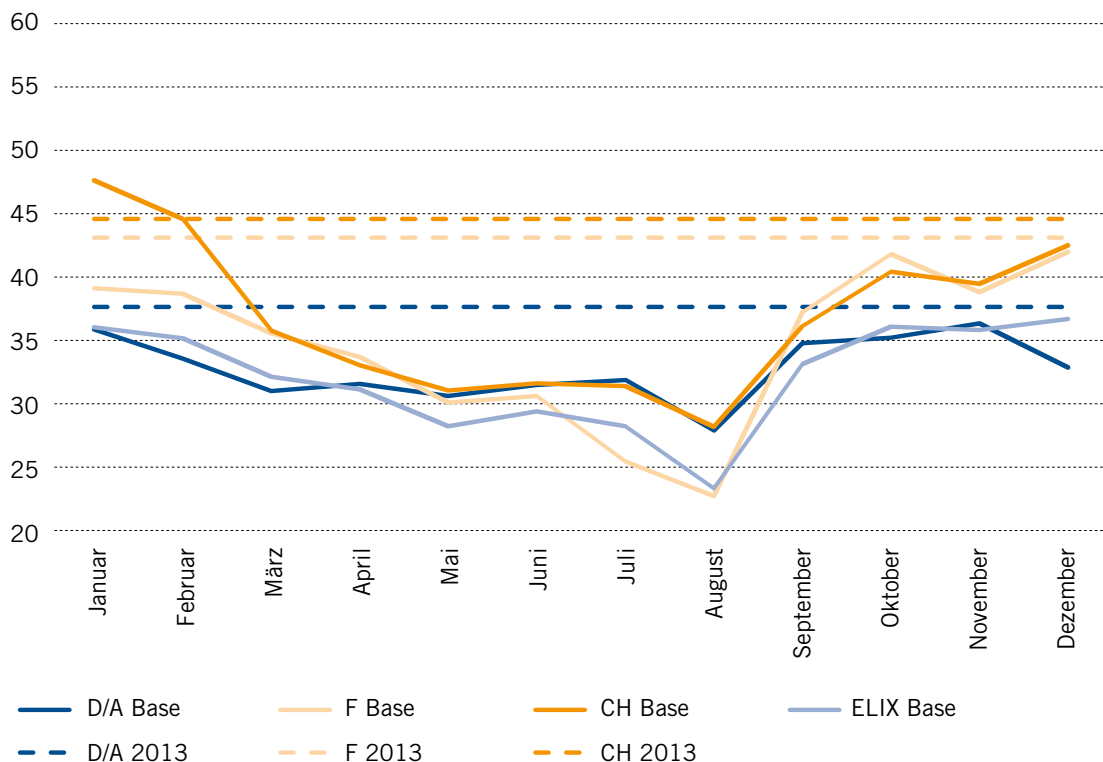
Der Stromhandel an beiden Börsen zusammen zeigte 2014 Umsätze von 1.952 TWh (2013: 1.611 TWh) und legte damit um 21 % zu. Der Gashandel für Lieferung in Gaspool und NCG<sup>11</sup> konnte sich mehr als verdoppeln und lag 2014 bei 214 TWh (2013: 100 TWh). Deutlich zurückgegangen ist der Handel mit Emissionsrechten. Wurden 2013 knapp über 850 Millionen Emissionsrechte umgesetzt, waren es 2014 lediglich knapp über 532 Millionen, d. h. ein Rückgang um 37 %.

<sup>11</sup> Gaspool und NCG (NetConnect Germany) sind die beiden Liefergebiete im deutschen Gasmarkt.

#### Handel mit Strom und Gas legt zu; Preise und Handel mit Emissionsrechten abnehmend

Ebenso wie in den Vorjahren sanken **die Preise am Stromspotmarkt**. Lag der Jahresmittelwert für Grundlast („base“) 2013 noch bei 37,78 €/MWh, sank er 2014 auf 32,76 €/MWh. Neben der wirtschaftlich angespannten Situation in vielen europäischen Ländern und der daraus resultierenden geringeren Stromnachfrage, sind es auf der Erzeugungsseite die geringeren Preise für Steinkohle und die Zunahme an erneuerbarem Strom, die zu dieser Entwicklung geführt haben. Die EPEX errechnet mit dem ELIX einen Preis für den Spotmarkt, wenn es keine Net-zengpässe geben würde. Für 2014 lag der ELIX bei 32,03 €/MWh und damit unterhalb des Preises von Deutschland, Österreich, Frankreich und der Schweiz: ein deutlicher Hinweis auf die Vorteile eines eng verbundenen Binnenmarkts.

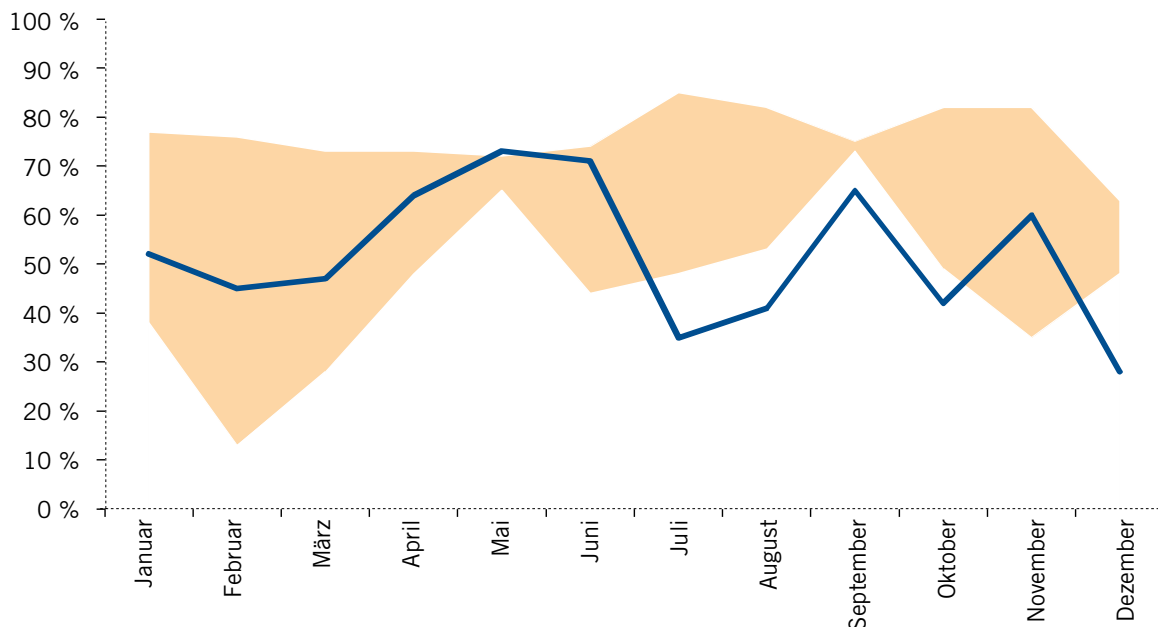
**Abbildung 3.14: Die monatlichen Mittelwerte Grundlaststrom in €/MWh am Spotmarkt für 2014 im Vergleich zu den Jahresmittelwerten 2013 in den EPEX-Lieferzonen**



Quelle: EEX



Abbildung 3.15: Konvergenz Frankreich/Deutschland



Konvergenz, d. h. die Anzahl der Stunden mit Preisgleichheit in Deutschland und Frankreich. Die durchgezogene Linie zeigt die Ergebnisse für das Jahr 2014, der Farbbereich zeigt die minimalen und maximalen Werte zwischen 2011 und 2013 an.

Quelle: EEX

Die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen zieht weiterhin Beschränkungen im internationalen Stromaustausch nach sich. Da die erneuerbaren Produktion nicht dem üblichen Spiel aus Angebot und Nachfrage folgt, sind beide Größen nicht mehr korreliert und es kann im internationalen Stromaustausch zu Engpässen kommen: dann kommt es zu divergenten Preisen. Die Preiskonvergenz zwischen z. B. Deutschland und Frankreich verharrte in etwa auf dem Vorjahresniveau: lediglich in der Hälfte aller Stunden hatten Deutschland und Frankreich gleiche Preise. Seit Beginn 2012 kann man ein Senken der Preiskonvergenz an der EPEX beobachten als Folge nationaler Energiepolitiken.

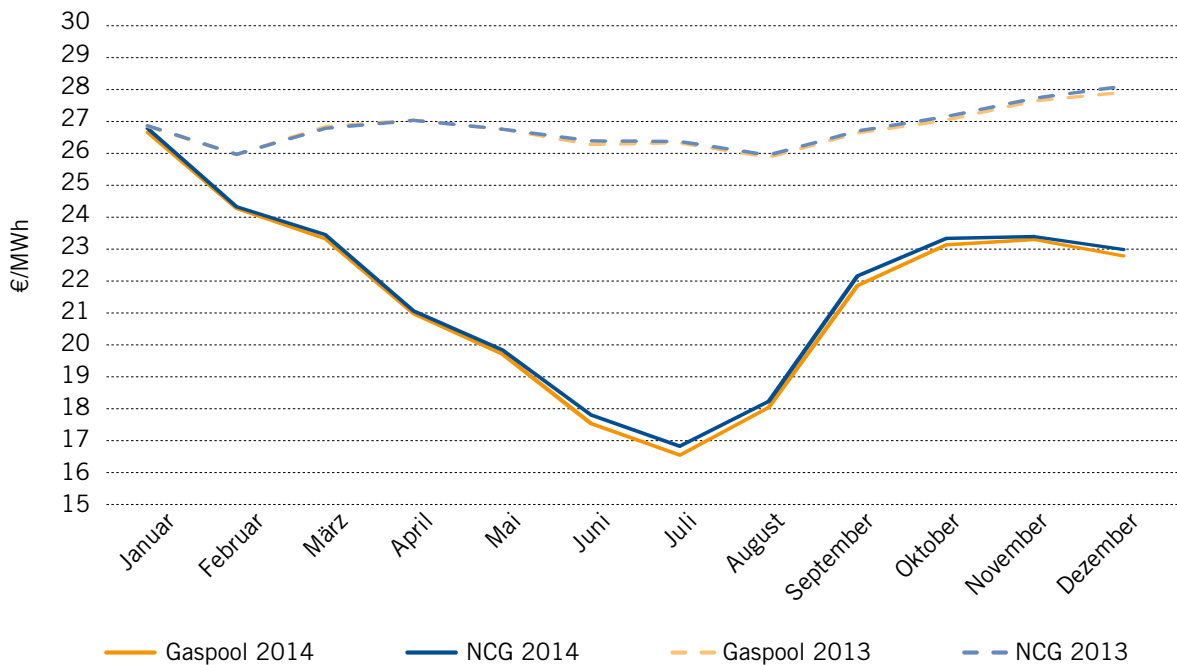
Die **Gas handelspreise** zeigten 2014 eine im Jahresmittel deutlich sinkende Tendenz und hohe Preisschwankungen: sie bewegten sich zwischen 16,50 €/MWh und 26,80 €/MWh. Der Gasverbrauch in Europa sank in den letzten Jahren erheblich, die IEA erwartet im World Energy Outlook 2014, dass erst in den 2030er-Jahren in Europa wieder der Gasverbrauch des Jahres 2010 erreicht wird – wobei die klimapolitische Agenda die Vorhersage stark beeinflusst. Der Gaspreis an den Großhandelsmärkten ist jedoch nur ein Teil des Endkundenpreises neben diversen Steuern und Abgaben.

Die **Marktpreise für EU-Emissionsrechte** zeigten im Jahr 2014 eine etwas festere Tendenz, lagen jedoch mit 7 €/t CO<sub>2</sub> deutlich unter den historischen Höchstständen. Der Handel mit EU-Emissionsrechten zeigte 2014 deutlich geringere Umsätze: Wurden 2013 noch etwas mehr als 850 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> über Spot, Termin und als CER<sup>12</sup> gehandelt, waren es 2014 mit etwas mehr als 532 Millionen Tonnen 37 % weniger. Der Grund für diese Entwicklung ist weniger der geringere Bedarf an Emissionsrechten, sondern die niedrige Schwankungsbreite der Preise: bei geringer Volatilität ist das Preisrisiko und damit die Notwendigkeit zur preislichen Absicherung geringer ausgeprägt.

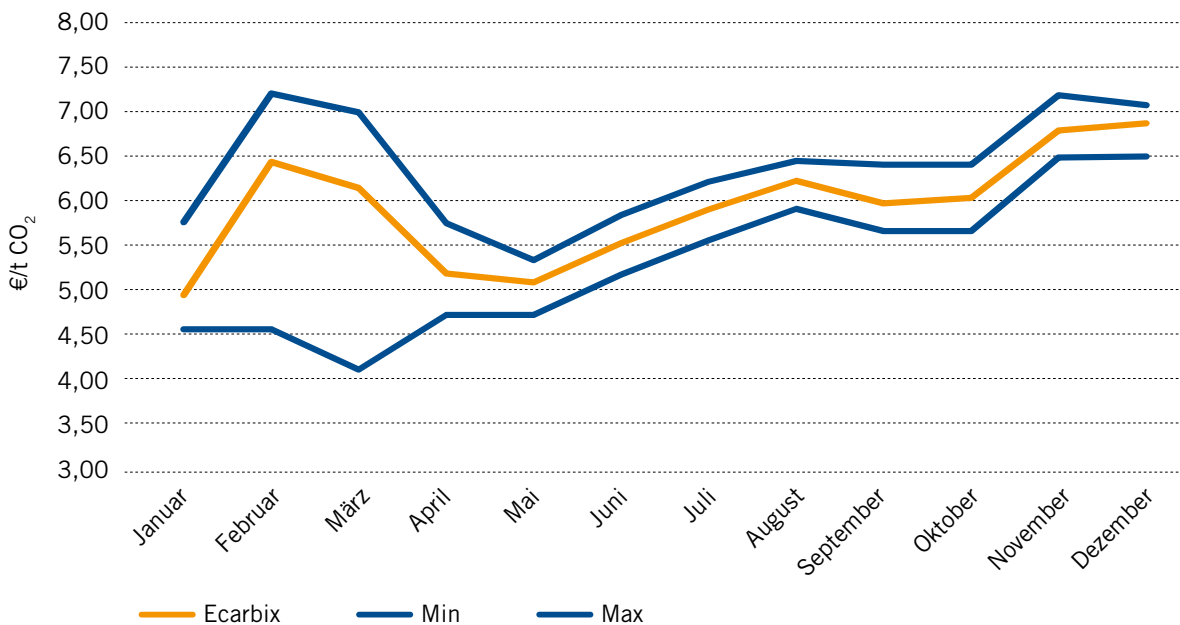
Die EEX baute ihre Rolle als europäische Börse weiter aus: Durch die Erweiterung der Produktpalette können nun beim Strom Kontrakte abgeschlossen werden auf die Liefergebiete Deutschland, Österreich, Frankreich, Schweiz, Niederlande, Italien, Spanien, Rumänien, Belgien und Griechenland. Der Intraday-Handel unterstreicht die internationale Dimension des Stromhandels:

<sup>12</sup> CER sind Certified Emission Reductions: projektbasierte Vermeidungen, die im EU Emissionshandel als einem EU Emissionsrecht äquivalent anerkannt werden können.

Abbildung 3.16: EGIX in €/MWh für Gaslieferungen im Folgemonat an Gaspool und NCG

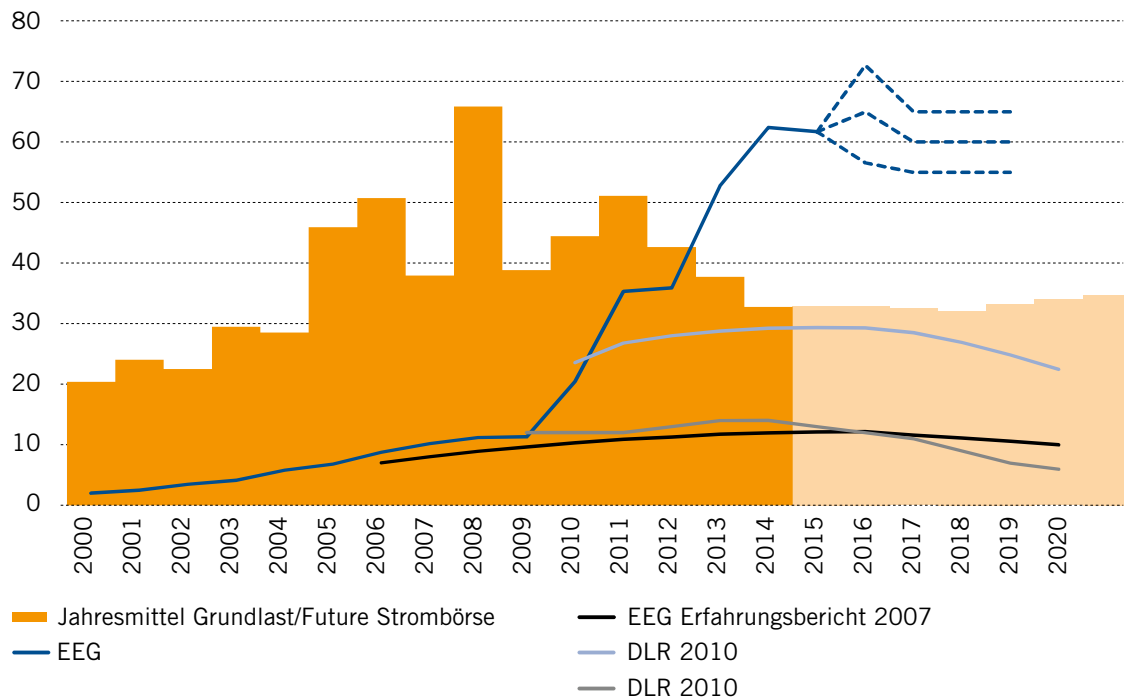


Quelle: EEX

Abbildung 3.17: Die EEX erstellt mit dem E-carbix einen monatlichen CO<sub>2</sub>-Preis-Index in €/t CO<sub>2</sub> basierend auf den täglichen Notierungen. Dargestellt sind zudem die monatlichen Tiefst- und Höchststände.

Quelle: EEX

Abbildung 3.18: Die Jahresmittelwerte für Grundlast Strom an der EEX/EPEX in grau (Spotmarkt)



Für 2015 bis 2031 wurde der Schlusskurs der Base-Futures am letzten Handelstag des Jahres 2014 verwendet. Die grüne durchgezogene Linie ist die EEG-Umlage in €/MWh, die grüne gestrichelte Linie die Prognose der Netzbetreiber. Bisherige Prognosen zur EEG-Umlage unterschätzten den Anstieg deutlich.

Quelle: EEX, EPEX, BMU, DLR, BEE

2014 war der Anteil des grenzüberschreitenden Handels 19 % (2013: 15,6 %).

Die EEG-Umlage bleibt weiterhin deutlich höher als der Grundlastpreis für Strom. Die geringfügige Senkung der EEG-Umlage für 2015 änderte daran nichts. Zusammen mit anderen regulatorisch getriebenen Preiskomponenten (Stromsteuern, Netzentgelten) sorgt das für einen Endkundenpreis, der nur in geringem Maße durch Wettbewerb charakterisiert wird.

Der Handel mit **Herkunftsnachweisen** an der EEX ist nicht sehr rege: Wurden 2013 466.000 MWh Jahresumsatz erzielt, waren es 2014 mit 102.000 MWh deutlich weniger.

### 3.5 Europäische Marktintegration durch Netzausbau

Der Netzausbau und die Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur sind zentrale Voraussetzung für die Integration der europäischen Strom- und Gasmärkte und zur Vollendung des Europäischen Binnenmarktes. Seit der Liberalisierung des Strommarktes Ende der 90er Jahre hat der Stromhandel national aber auch über die Grenzen hinweg deutlich zugenommen. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte werden immer stärker durch einen grenzüberschreitenden Kontext geprägt. Die durch den Umbau der Erzeugungsstruktur bedingten Veränderungen der europäischen Energiemärkte erhöhen auch die Anforderungen an den Netzbetrieb und den Netzausbau.

#### Zusammenarbeit der Netzbetreiber

Um auch künftig unter sich wandelnden Rahmenbedingungen die Systemsicherheit in Deutschland und Europa aufrecht zu erhalten und die europäische Marktintegration weiter zu unterstützen, sind Ausbau und Weiterentwicklung der bestehenden Netze auch über nationale Grenzen hinaus erforderlich. Das hat auf der europäischen Ebene zu einer intensiveren Kooperation der Stromübertragungsnetzbetreiber geführt, die stetig voranschreitet. Mit dem Dritten EU-Binnenmarktpaket im Jahr 2009 hat die EU Kommission die Kooperationen beim grenzüberschreitenden Netzausbau maßgeblich weiterentwickelt. Die Gründung einer europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Energie-regulierungsbehörden (ACER), sowie die Gründung von ENTSO-E und ENTSO-G, der Verbund der Übertragungs-netzbetreiber bzw. Fernleitungsnetzbetreiber, waren wichtige Meilensteine. Inzwischen haben die Netzbetreiber ein breites Portfolio an Instrumenten zur europäischen Marktintegration geschaffen, die kontinuierlich weiterentwickelt werden.

#### Market Coupling

Ein wichtiges Instrument dafür ist das so genannte Market Coupling und damit umfassende Methoden zur grenzüberschreitenden Kapazitätsberechnung und -allokation. Die Netzbetreiber arbeiten auf europäischer Ebene und in regionalen Kooperationen daran, koordinierte Berechnungsverfahren zu implementieren und implizite

Allokationsmechanismen<sup>1</sup> zusammen mit den Strombörsen voranzutreiben. Durch die Umsetzung des Market Coupling in der Region North Western Europe (NWE) Anfang 2014 werden bereits heute 75 % des volumemäßig maßgebenden europäischen day-ahead Marktes abgedeckt.

Weitere Voraussetzung für die Integration der Märkte ist auch ein stabiles und gut funktionierendes Regulierungssystem. Die europäische Regulierung zum Netzausbau wird maßgeblich durch die Network Codes ausgestaltet, die die Netzbetreiber bei ENTSO-E und ENTSO-G in Kooperation mit den europäischen Regulierungsbehörden entwickeln. Diese beinhalten Vorgaben zur Netzsicherheit, zu den Netzanschlussbedingungen oder dem Engpassmanagement und der Allokation grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten sowie dem Austausch von Regelenergie. Das jeweilige Regelwerk wird dann von der Europäischen Kommission und den Mitgliedsstaaten als verbindliche Vorgabe verabschiedet. Ein Großteil der Netzkodizes soll im Jahr 2015 in Kraft treten.

#### Europäischer Netzausbau

Ein weiterer entscheidender Faktor ist zudem das zügige Vorschreiten des Stromnetzausbaus. Das zentrale Instrument zur Ermittlung des Ausbaubedarfs der europäischen Stromnetze ist der Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP). Durch weitreichende Analysen der Erzeugungs- und Netzinfrastruktur ermitteln die Netzbetreiber auf Basis des jeweils national festgestellten Netzausbaubedarfs die erforderlichen Maßnahmen und Investitionen für den Ausbau des europäischen Stromnetzes. Allein für den Bereich der Höchstspannung zeigt der TYNDP 2014 die Notwendigkeit von Investitionen i.H.v. bis zu 150 Mrd. Euro in die Modernisierung bzw. Ausbau der Netze auf.

Der TYNDP ist weiterhin eine wichtige Grundlage für die Auswahl von sogenannten Projekten von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) gemäß Energieinfrastruktur-Verordnung (TEN-E: 347/2013), die im April 2013 in Kraft getreten ist. Durch diese Verordnung soll der Bau von Stromkorridoren sowie Gas- und Ölleitungen vorangetrieben werden, die eine hohe Priori-

<sup>1</sup> Ziel der Marktkopplung ist die optimale Ausnutzung der Kapazität an den Grenzkupplungsstellen. Durch die implizite (gemeinsame) Vergabe von Strom und Kapazität über die Börse werden die Grenzflüsse an den Interkonnektoren optimal genutzt. D.h. die Strombörsen berücksichtigen im gemeinsamen Clearing die von den Übertragungsnetzbetreibern vergebenen Grenzübergangskapazitäten als Nebenbedingung mit.

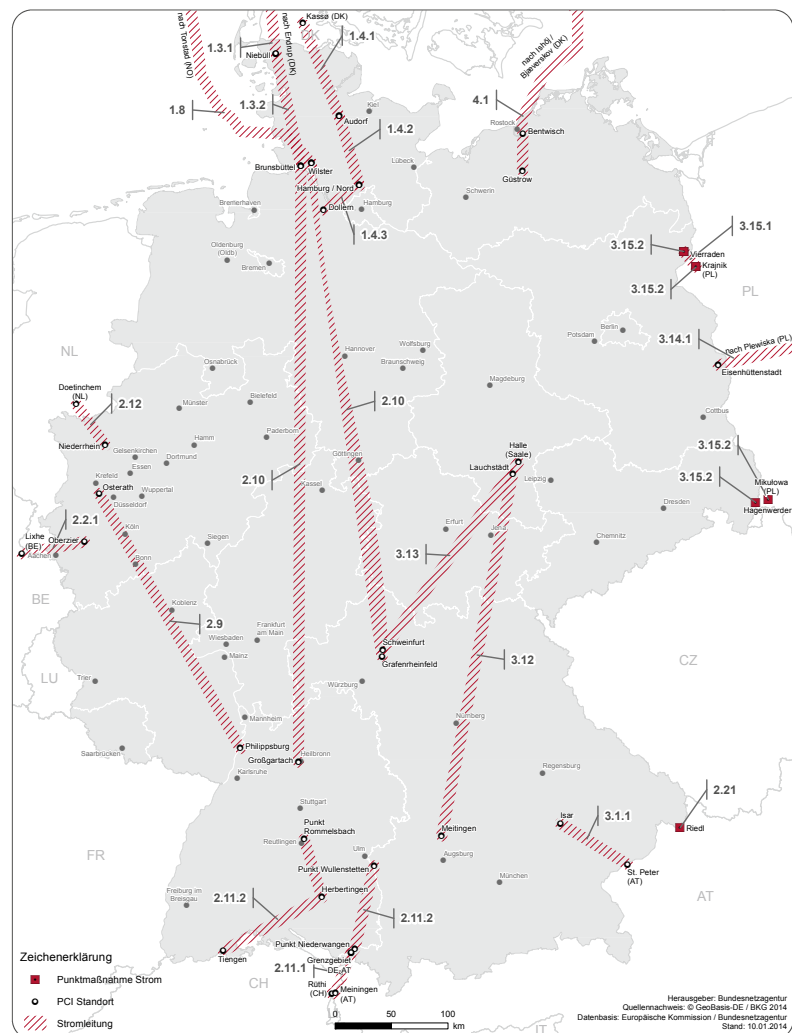
tät haben. Auch der Ausbau der Grenzkuppelstellen steht dabei im Fokus, um u.a. den Verbundgrad zwischen den Stromerzeugungskapazitäten zu erhöhen (EU-Ziel bis 2020 10 % bis 2030 15 %).

PCI-Projekte werden durch besondere Regulierungsvorgaben flankiert. Hierzu werden neben finanziellen Werkzeugen auch Beschleunigungselemente in den öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren vorgesehen. Insgesamt unterstützt die EU im Zeitraum von 2014 bis 2020 die Projekte mit 5,85 Mrd. Euro. Europaweit wurden insgesamt rund 250 Projekte in die PCI-Liste aufgenommen, von denen 27 einen direkten Bezug zu Deutschland aufweisen. Auf den Stromsektor entfallen 20 (darunter sind neun Grenzkuppelstellen), auf den

Gassektor fünf sowie zwei auf den Ölsektor. Die Überarbeitung dieser Listen erfolgt alle zwei Jahre, so dass stetig weitere, besonders wichtige Projekte erfasst und vorangetrieben werden.

Der Netzausbau wie die Kooperation im Rahmen der Versorgungssicherheit sind eine wesentliche Voraussetzung für das Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarktes. Die wichtigen Transportrouten müssen daher weiter ausgebaut werden, um nationale wie grenzüberschreitende Netzengpässe abzubauen. Gerade Deutschland hat daran als wichtigstes Transitland in Europa und „Land der Energiewende“ ein besonderes Interesse.

Abbildung 3.19: Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) Strom



### 3.6 Die Versorgungssicherheit Europas in der Ukraine Krise<sup>1</sup>

Kaum ein Thema bewegte den Gasmarkt in Europa und Deutschland in den letzten Monaten so sehr wie die Versorgungssicherheit. Neben den politischen Spannungen mit Russland, Europas wichtigstem Erdgaslieferanten<sup>2</sup>, sorgte insbesondere der erneute Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine für neue Diskussionen über Europas Versorgungssicherheit. Erinnerungen wurden wach an den Gaskonflikt in 2009, als auch einige EU-Mitgliedsstaaten insbesondere in Osteuropa Lieferausfälle zu beklagen hatten. Auch sechs Jahre später bleibt die Ukraine das wichtigste Transitland für Lieferungen von russischem Erdgas nach Europa.

Zwar konnten sich Russland und Ukraine mit dem „Winterpaket“ im Oktober 2014 und dem „Sommerpaket“ im März 2015 kurzfristig einigen. Da die Einigungen aber jeweils nur für wenige Monate gelten, wird das Thema auch in den nächsten Jahren aktuell bleiben.

#### Die meisten Länder könnten einen kurzfristigen Ukraine-Lieferstopp überstehen

In diesem Zusammenhang hat das EWI Köln in einer jüngst erschienenen Studie<sup>3</sup> die Abhängigkeit Europas von Gas-Transiten durch die Ukraine analysiert.

Grundlage der Analyse bildet die Simulation verschiedener Krisenszenarien, für die ein Lieferstopp russischer Gasflüsse in und durch die Ukraine angenommen wurde; über 2 Wochen, sowie über 3 und 6 Monate. Die Simulationen wurden mit dem europäischen Gasmarktmodell TIGER errechnet. Das Modell simuliert die täglichen Gasflüsse von Produktion und Importen von Flüssiggas (LNG), über Pipelineflüsse und Gasspeicherung bis hin zum Verbrauch von Erdgas und berücksichtigt dabei die entsprechenden Infrastrukturkapazitäten.

Die Analyse zeigt eine große Widerstandsfähigkeit der meisten Länder Europas. Bei einem zweiwöchigen Ausfall der Ukraine-Transite wären neben der Ukraine selbst lediglich die Türkei, Bulgarien und Mazedonien von kleineren Versorgungsausfällen betroffen. Bei einem dreimonatigen Ausfall würde sich die Nachfrageunterdeckung der genannten Länder verstärken. In der Türkei könnten an Spitzentagen bis zu 12 Prozent, in Bulgarien bis zu 35

Prozent und in Mazedonien gar bis zu 90 Prozent der zu erwartenden Gasnachfrage nicht gewährleistet werden. Alle anderen Länder wären trotz eines längeren Ausfalls der Ukraine-Transite in der Lage, die Versorgung von Bevölkerung und Industrie sicher zu stellen.

Bei einer Lieferunterbrechung von sechs Monaten zwischen November 2014 und April 2015, wären die Erdgasexporte Russlands nach Europa um insgesamt etwa 51 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas eingebrochen. Diese Menge entspricht etwas mehr als 10 % der europäischen Jahresnachfrage. Mehr als zwei Drittel dieser Fehlmenge hätte durch eine verstärkte Nutzung von Gasspeichern und zusätzliche LNG-Importe aufgefangen werden können. Etwa 12 Mrd. m<sup>3</sup> an Erdgas hätten nicht ersetzt werden können.

Simuliert man zusätzlich eine 2-wöchige Winter-Kältewelle in Europa, würden bei einer 6-Monats-Unterbrechung auch Italien und Griechenland mit Versorgungslücken zur kämpfen haben.

#### Ausbau der Infrastruktur und geringere Gasnachfrage verbessern die Versorgungslage

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass Europa im Vergleich zur Krisensituation im Jahr 2009 deutlich besser gegen einen möglichen Ausfall der Ukraine-Transite gewappnet wäre. Die signifikante Verbesserung der Versorgungslage in Europa hat verschiedene Gründe:

- Abnehmende Bedeutung der Ukraine-Transite

Auch wenn die Transit-Route durch die Ukraine weiterhin essentiell für Europas Gasversorgung ist, hat ihre Bedeutung in den letzten Jahren abgenommen. Wurden im Jahr 2005 noch 121 Mrd. m<sup>3</sup> an Erdgas durch die Ukraine nach Europa geliefert, waren es in 2014 nur rund 57 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Entwicklung lässt sich auch dadurch erklären, dass durch die in 2011 gebaute Ostsee-Pipeline Nord Stream große Mengen an Erdgas von Russland nach Europa transportiert werden können.

- Verstärkter Ausbau von Erdgas-Infrastruktur

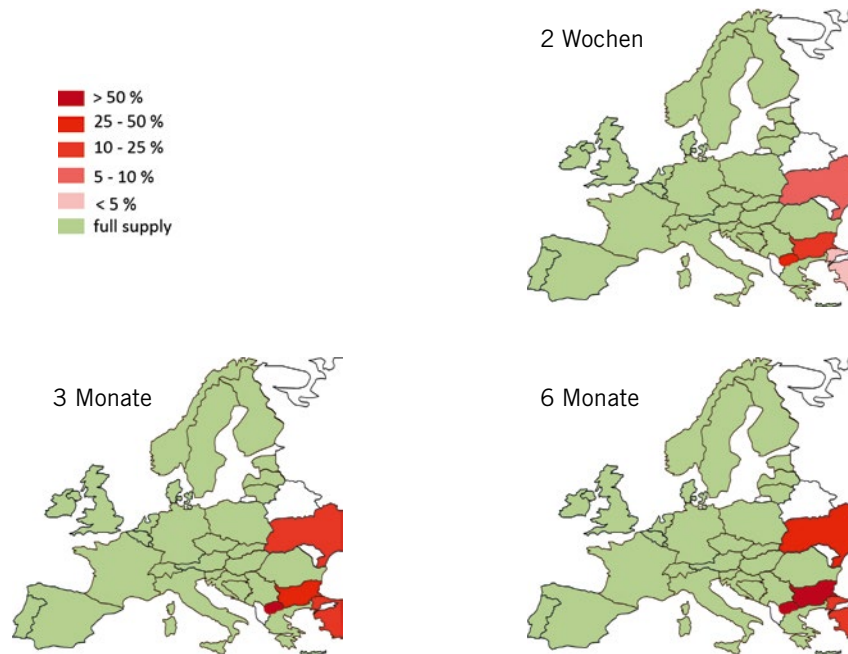
Neben der Nord Stream Pipeline wurden in den vergangenen Jahren zahlreiche weitere Infrastrukturprojekte in Europa umgesetzt, welche sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken. Beispielsweise können mittlerweile 40 Prozent der Grenzübertragungsstellen Gas in beide Richtungen befördern, d.h. im Ernstfall könnte Erdgas auch, entgegen der normalen Flussrichtung, von

<sup>1</sup> Von Dr. Harald Hecking, EWI Köln

<sup>2</sup> Exporte von ca. 140 Mrd.m<sup>3</sup> deckten etwa 30 % der europäischen Jahresnachfrage in 2013

<sup>3</sup> Vgl. Martinez/Paletar/Hecking (2015): [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Institut/Startseite\\_Text/The\\_2014\\_Ukrainian\\_crisis\\_-\\_Europes\\_increased\\_security\\_position.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Institut/Startseite_Text/The_2014_Ukrainian_crisis_-_Europes_increased_security_position.pdf)

**Abbildung 3.20: Maximale Unterdeckung der Tagesnachfrage bei einem Ukraine-Lieferstopp von 2 Wochen/ 3 Monaten/6 Monaten**



Quelle: EWI

West- nach Osteuropa gelangen. Je größer die Transportkapazität von West nach Ost ist, umso besser können etwa Gasspeicher oder LNG-Terminals in Westeuropa zur Versorgungssicherheit beitragen. Zudem wurden in zahlreichen Ländern neue Gasspeicherkapazitäten aufgebaut, insbesondere auch in Osteuropa.

- Geringe Gasnachfrage Europas

Des Weiteren liegt die aktuelle jährliche europäische Gasnachfrage weit hinter den erwarteten Werten zurück. So gingen viele Nachfrageprognosen vor einigen Jahren noch von einer jährlichen Gasnachfrage für Europa von ca. 550 Mrd. m<sup>3</sup> aus – die tatsächliche Jahresnachfrage lag allerdings zuletzt bei ca. 450 Mrd. m<sup>3</sup> jährlich. Aufgrund des geringeren Bedarfs ist die europäische Infrastruktur damit schwächer ausgelastet als ursprünglich gedacht. Im Krisenfall stünde die freie Kapazität dann aber zusätzlich zur Verfügung.

### Europa bleibt von Ukraine-Transiten abhängig

Die Ergebnisse dieser Analyse sollten allerdings nicht zu dem Schluss verleiten, dass die Ukraine als Transitland nun entbehrlich geworden wäre. Im Gegenteil: das Land wird auch in Zukunft eine wichtige Position im europäischen Erdgasmarkt einnehmen, da viele vor allem ost- und südosteuropäische Länder weiterhin unmittelbar von den Ukraine-Transiten abhängig sein werden, wie eine weitere Analyse verdeutlicht:

Simuliert man einen dauerhaften Ausfall der Ukraine als Transitland, zeigt sich, dass zahlreiche Länder ihre Jahresnachfrage nicht mehr vollständig decken könnten. Entscheidende Größe für die Abhängigkeit Europas von Ukraine-Transiten ist die zusätzliche Einfuhr von LNG vom Weltmarkt. Grundsätzlich gilt dabei: je mehr LNG bezogen wird, umso besser werden fehlende Ukraine-Transite kompensiert. Doch ein vollständiger Ersatz der Ukraine-Route durch LNG ist ohne weiteres nicht möglich: Denn selbst wenn europäische Importeure über ein Jahr hinweg 95 Mrd. m<sup>3</sup> vom LNG-Markt beziehen würden – eine Menge, die bisher nur im Rekordjahr 2010 importiert wurde – könnten zahlreiche Länder auch in Zentraleuropa ihre Jahresnachfrage nicht vollständig de-



cken. Und selbst wenn europäische Importeure unbegrenzt LNG beziehen könnten, würde dies die Nachfrageunterdeckung in zahlreichen südosteuropäischen Ländern bei der heutigen Infrastruktur nicht verhindern. Dazu wären ein weiterer Zubau von LNG-Terminals in Südosteuropa sowie entsprechende Pipeline-Ausbauten notwendig.

### Türkei statt Ukraine: Russland tauscht seine Transitländer

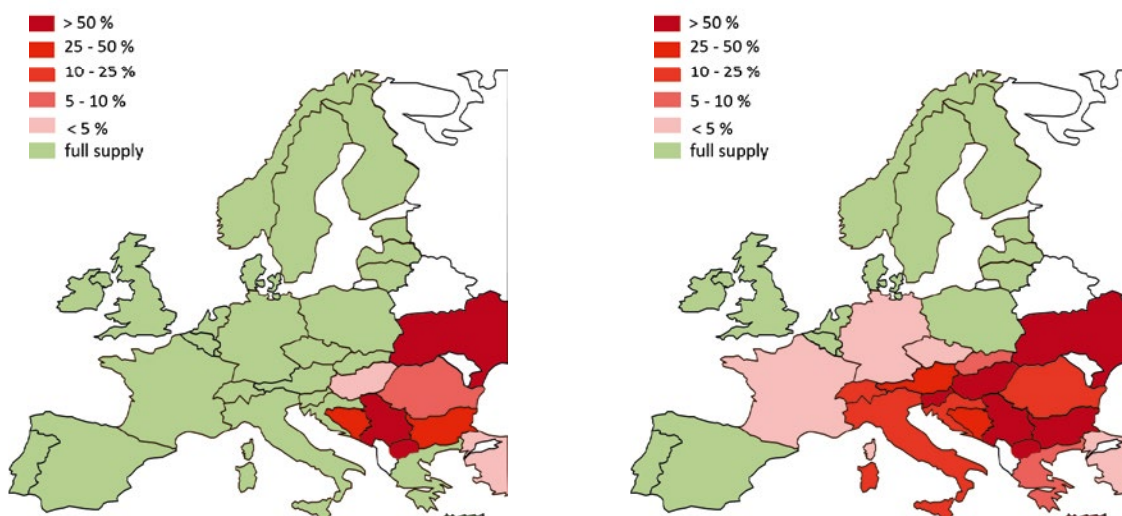
Genauso wie Europa derzeit nicht auf die Ukraine als Transitland verzichten kann, ist auch Russland von den Lieferungen durch die ehemalige Sowjetrepublik abhängig. Selbst wenn Russland die anderen großen Pipeline-routen wie Nord Stream, Yamal (durch Polen) und Blue Stream (durch das Schwarze Meer) voll auslasten würde, könnten – inklusive der Verkäufe in die Ukraine – ca. 100 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr nicht ausgeliefert werden.

In diesem Zusammenhang lassen sich Russlands Bestrebungen erklären, durch einen weiteren Ausbau des Pipelinesetzes seine Abhängigkeit von Transiten durch die Ukraine zu verringern. Dazu zählte vor allem die Sou-

th Stream Pipeline durch das Schwarze Meer, um Südosteuropa direkt mit Russland zu verbinden. Diesen Plan hat Gazprom mittlerweile verworfen und plant stattdessen den Bau einer Schwarzmeer-Pipeline direkt in die Türkei, das sogenannte „Turkish Stream“-Projekt. Sollte das Bauvorhaben umgesetzt werden, wäre Gazprom beim Gasexport unabhängig von der Ukraine. So kündigte Gazprom-Chef Alexei Miller im April 2015 an, dass man nach Bau der neuen Pipeline, also ab 2019 kein Gas mehr durch die Ukraine transportieren werde.

Letztlich würde diese Entwicklung nichts anderes bedeuten, als dass Russland das eine Transitland, die Ukraine, gegen ein anderes, die Türkei, tauscht. Zudem könnte Russland die Ukraine als Transitland nur dann meiden und dabei gleichzeitig seine Gasmengen vermarkten, wenn die Absatzmärkte in Südosteuropa Zugriff auf das Gas der „Turkish Stream“-Pipeline bekommen. Dafür müsste aber zuerst eine Anbindung an diese neue Pipeline geschaffen werden. Dies würde nicht nur zusätzliche Zeit in Anspruch nehmen, sondern auch weitere Investitionen nach sich ziehen, denn bisher gibt es kaum nennenswerte Leitungskapazitäten für Gastransporte aus der Türkei in Richtung Balkan.

**Abbildung 3.21: Anteil der nicht-gedeckten Jahresnachfrage bei einem dauerhaften Ukraine-Transitstopp. Links: unbegrenzte LNG-Verfügbarkeit für Europa. Rechts: jährliche LNG-Verfügbarkeit für Europa von 95 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr.**



Quelle: EWI

## Versorgungssicherheit hat ihren Preis

Diese neuen Investitionen und damit der Aufbau einer weiteren Alternativroute für russisches Erdgas würden auf der einen Seite die Versorgungssicherheit verbessern, insbesondere in Südosteuropa. Auf der anderen Seite bedeutet diese Entwicklung gleichermaßen, dass andere Pipelines in Europa in deutlich geringerem Umfang genutzt würden.

Dies unterstreicht abermals das Spannungsverhältnis von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Je mehr Infrastruktur im Krisenfall zur Verfügung steht, umso besser die Versorgungssicherheit. Je schlechter allerdings die Infrastruktur ausgelastet ist, umso unwirtschaftlicher ist sie. Wie gesehen, könnten die meisten europäischen Länder einen vorübergehenden Stopp der Ukraine-Transite verkraften – aufgrund des guten Ausbaus an Pipelines, LNG-Terminals und Speichern, aber auch wegen der aktuell geringen Nachfrage.

Es ist jedoch fraglich, ob diese aus Sicht der Versorgungssicherheit günstige Konstellation von großen Infrastrukturkapazitäten und geringer Gasnachfrage wirtschaftlich nachhaltig ist. Auf dem Markt der (nicht-regulierten) Gasspeicher beispielsweise beobachtet man seit Jahren rückläufige Sommer-Winter-Preisunterschiede, so dass der wirtschaftliche Betrieb für einige Speicher zunehmend fraglich ist. Die meisten Pipelines unterliegen als Infrastrukturmonopol zwar einer jeweiligen nationalen Regulierung mit sicheren Erlösen, allerdings würde eine dauerhaft niedrige Auslastung unweigerlich zu höheren Netzentgelten führen.

Dabei ist offen, ob und inwieweit die europäischen Verbraucher bereit sind, diesen hohen Infrastrukturstandard dauerhaft zu finanzieren. Offen ist auch, ob der Markt in der Lage sein wird, ein gesellschaftlich gewünschtes Niveau an Versorgungssicherheit sicherzustellen oder ob es weiterer staatlicher Eingriffe in den Markt bedarf. Klar ist aber: Versorgungssicherheit hat ihren Preis.

Die Studie „The 2014 Ukrainian crisis: Europe's increased security position“ des EWI Köln bietet einen umfassenden Überblick über die aktuelle Rolle der Ukraine als Schlüsselland für den europäischen Gastransit. Anhand verschiedener Krisenszenarien untersucht sie die aktuelle Erdgas-Versorgungssicherheit in Europa und ermittelt die zentralen Ursachen für eine allgemein verbesserte Versorgungslage. Das EWI setzte für die Studie ihr europäisches Gasmarktmodell TIGER ein, welches die verschiedenen Krisenszenarien und deren Auswirkungen auf Pipelineflüsse und Speichernutzung simulierte.

### 3.7 Energieeffizienzpotenziale im europäischen Industriesektor<sup>1</sup>

Die Steigerung der Energieeffizienz bzw. die Senkung des Energieverbrauchs gehören zu den wichtigen energiepolitischen Zielen der Europäischen Union (EU). In Deutschland wurde das Thema Energieeffizienz zur zweiten Säule der Energiewende erklärt. Eine gesteigerte Energieeffizienz trägt zur Wettbewerbsfähigkeit, zur Versorgungssicherheit und zum Klimaschutz bei.

Der größte Teil der im Industriesektor eingesetzten Energie wird auch zukünftig noch benötigt, um Produkte herzustellen. Wieviel Prozent des Energieeinsatzes künftig reduziert werden können, hängt vom Stand der Technik, Energiepreisen sowie politischen und wirtschaftlichen (u. a. gewünschte Rendite, Investitionsrisiko) Rahmenbedingungen ab.

Eine Analyse der Siemens AG zeigt auf, welche Energieeffizienzpotenziale im Bereich Industrie in Deutschland und den anderen Ländern Europas bestehen und auf welche wirtschaftlichen Optionen zurückgegriffen werden kann, um diese zu heben. Hierbei wurde der Fokus

neben der Betrachtung für Deutschland auf die sechs Länder Großbritannien, Frankreich, Italien, Österreich, Schweden und Türkei gerichtet; daneben wurde eine Gesamtbetrachtung der EU27 vorgenommen. Für den deutschen Markt wurde eine zusätzliche Analyse von drei Fokusbranchen (Ernährung, Papier & Zellstoff, Steine & Erden) durchgeführt.<sup>2</sup>

#### Vielschichtige Effizienzpotenziale

Es werden drei Arten von Potenzialen unterschieden:

- das Energieeinsparpotenzial, d.h. die Betrachtung von Strom-, Brennstoff- und Wärmemengen
- das Energiekostensenkungspotenzial, d.h. die Betrachtung der Kosten für Strom, Brennstoffe und Wärme sowie

<sup>2</sup> Die Studie aus dem Jahr 2013 wurde für den vorliegenden Artikel aktualisiert, wobei für die untersuchten Länder und die EU die Energiepreise aus dem Jahr 2012 verwendet wurden. Die Energieverbrauchsdaten wurden nur für Deutschland auf den Stand von 2012 aktualisiert, während für die anderen Länder sowie die EU die entsprechenden Zahlen von 2010 beibehalten wurden.

<sup>1</sup> Autoren der Siemens AG: Katja Barzantny, Maximilian Haverkamp, Edwin König, Jörg Meyer, Udo Niehage, Victoria Orioli und Andreas Trautmann

#### Abbildung 3.22: Vielschichtige Effizienzpotenziale

**Das technische Potenzial ist ein theoretischer Wert – das wirtschaftliche u. realisierbare sind entscheidend**

##### Technisches Potenzial:

Einsatz der best-verfügbaren Energieeffizienztechnologien **in allen Anwendungen** ohne Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten

##### Wirtschaftliches Potenzial<sup>1)</sup>:

Einsatz von Energieeffizienztechnologien nur bei Anwendungen, die über die **Nutzungsdauer** der Technologie **wirtschaftlich** sind (d.h. der interne Zinssatz des Projektes ist größer als 8%)

##### Realisierbares Potenzial<sup>1)</sup>:

Einsatz von Energieeffizienztechnologien nur dann, wenn die **geforderte Amortisationsdauer** (Payback, hier: 3 Jahre) erfüllt ist.

##### Realistisches Potenzial:

Berücksichtigung von Umsetzungshemmnissen (politisch, finanziell, zeitlich etc.): Das realisierbare Potenzial wird nicht im ersten Jahr ausgeschöpft!

<sup>1)</sup> Gegenstand der Siemens-Studie

- das Marktpotenzial, d.h. die Betrachtung der erforderlichen Investitionssummen.

Die Abbildung *Vielschichtige Effizienzpotenziale* illustriert die Potenziale, die für verschiedene Rahmenbedingungen ermittelt werden und deren Größe:

- Das „technisches Potenzial“ betrachtet den Einsatz der best-verfügbaren Energieeffizienztechnologien in allen Anwendungen ohne Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten,
- das „wirtschaftliche Potenzial“ umfasst den Einsatz von Energieeffizienztechnologien nur bei Anwendungen, bei denen die Technologie über die Nutzungsdauer der Technologie wirtschaftlich ist (d.h. der interne Zinssatz des Projektes ist größer als 8 %),
- das „realisierbare Potenzial“ berücksichtigt, dass Energieeffizienztechnologien in der Regel nur dann eingesetzt werden, wenn die geforderte Amortisationsdauer (Payback, hier: drei Jahre) erfüllt ist und
- das „realistische“ Potenzial berücksichtigt zusätzlich noch verschiedene Umsetzungshemmnisse.

In die Länderanalyse fließen u. a. der jeweilige länderspezifische Gesamtenergiebedarf für den Industriesektor sowie eine Kategorisierung der Technologien/Anwendungen ein. Am Beispiel der Technologie/Anwendung „Motion“ (elektrische Antriebe von Transport-, Verarbeitungs- und Fördersystemen) für Deutschland kann anhand der folgenden Grafik die Ableitung des wirtschaftlichen Marktpotenzials für eine einzelne Technologie nachvollzogen werden. Das realisierbare Potenzial wird ähnlich berechnet; hier wird die Lebensdauer durch eine Payback-Zeit von drei Jahren ersetzt und das Energie-sparpotenzial von 15 % auf 7,5 % gesenkt. Die Prozentsätze zum Energieeinsparpotenzial basieren auf Erfahrungswerten der Siemens AG und werden im Hinblick auf die jeweilige Technologie für alle Länder als identisch angenommen. Durch entsprechende Summenbildung über alle relevanten Technologien (Motion, EDMS, Druckluft usw.) kann sowohl das wirtschaftliche als auch das realisierbare Marktpotenzial für ein Land bestimmt werden.

Für die Fokusbranchen erfolgten eine Priorisierung von Teilbranchen sowie eine Aufstellung des Energiebezugs nach Energieträgern und eine Trennung in den thermischen und elektrischen Anteil. Anschließend wurde eine

**Abbildung 3.23: Große Potenziale zeigen sich bei Betrachtung der Nutzungsdauer der Technologien**

**Wirtschaftliche Potenziale (Erläuterung der Berechnung am Beispiel „Motion“)**

|                                                   |   |                                                |   |                                                   |
|---------------------------------------------------|---|------------------------------------------------|---|---------------------------------------------------|
| Strombezug<br>„Motion“                            | X | Energieeinsparpotenzial (in %) pro Technologie | = | Energieeinsparpotenzial (in TWh <sub>el</sub> /a) |
| 85,5 TWh <sub>el</sub> /a                         | X | 15%                                            | = | 12,8 TWh <sub>el</sub> /a                         |
| ↓                                                 |   |                                                |   |                                                   |
| Energieeinsparpotenzial (in TWh <sub>el</sub> /a) | X | Strompreis                                     | = | Energiekosteneinsparpotenzial (in Mrd. EUR/a)     |
| 12,8 TWh <sub>el</sub> /a                         | X | 129,70 EUR/MWh                                 | = | 1,66 Mrd. EUR/a                                   |
| ↓                                                 |   |                                                |   |                                                   |
| Energiekosteneinsparpotenzial (in Mrd. EUR/a)     | X | Durchschnittliche Nutzungsdauer                | = | Marktpotenzial                                    |
| 1,66 Mrd. EUR/a                                   | X | 10a                                            | = | 16,6 Mrd. EUR                                     |

 Erfahrungswerte Siemens

Quelle: Siemens

Aufteilung des Energiebezugs auf typische Anwendungen mit Fokus auf stromseitige Anwendungen (z. B. Pumpen, Antriebe, Kälte, Druckluft, etc.) vorgenommen, und die Ergebnisse aus den Teilbranchen wurden auf die gesamte Branche hochgerechnet. Schließlich konnten mit Hilfe der Ermittlung typischer Energieeinsparpotenziale, einer Zeiträumbetrachtung über die Nutzungsdauer bzw. gefordertem Payback von drei Jahren und einer Annahme über den durchschnittlichen Strompreis der Branche das wirtschaftliche und das realisierbare Marktpotenzial im Strombereich bestimmt werden.

Die vorliegende Potenzialanalyse liefert unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen für die untersuchten Länder und Branchen<sup>3</sup> folgende zentrale Ergebnisse.

<sup>3</sup> Die Auswahl der untersuchten Länder erfolgte unter Zugrundelegung ihrer industrie- sowie absatzmarktpolitischen Relevanz und des Umfangs ihres Energieeffizienzpotenzials. Im Hinblick auf die Branchenauswahl wurden sowohl die Höhe der Energieintensität als auch des Absatzvolumens bzw. die Relevanz als Industriekundensegment für die Siemens AG berücksichtigt.

## Energieeffizienzpotentiale in der Industrie in Deutschland

Der Industriesektor in Deutschland benötigte in 2012 eine Strommenge von 226,2 TWh<sub>el</sub> und eine Brennstoff- bzw. Wärmemenge von 492,4 TWh<sub>th</sub>.

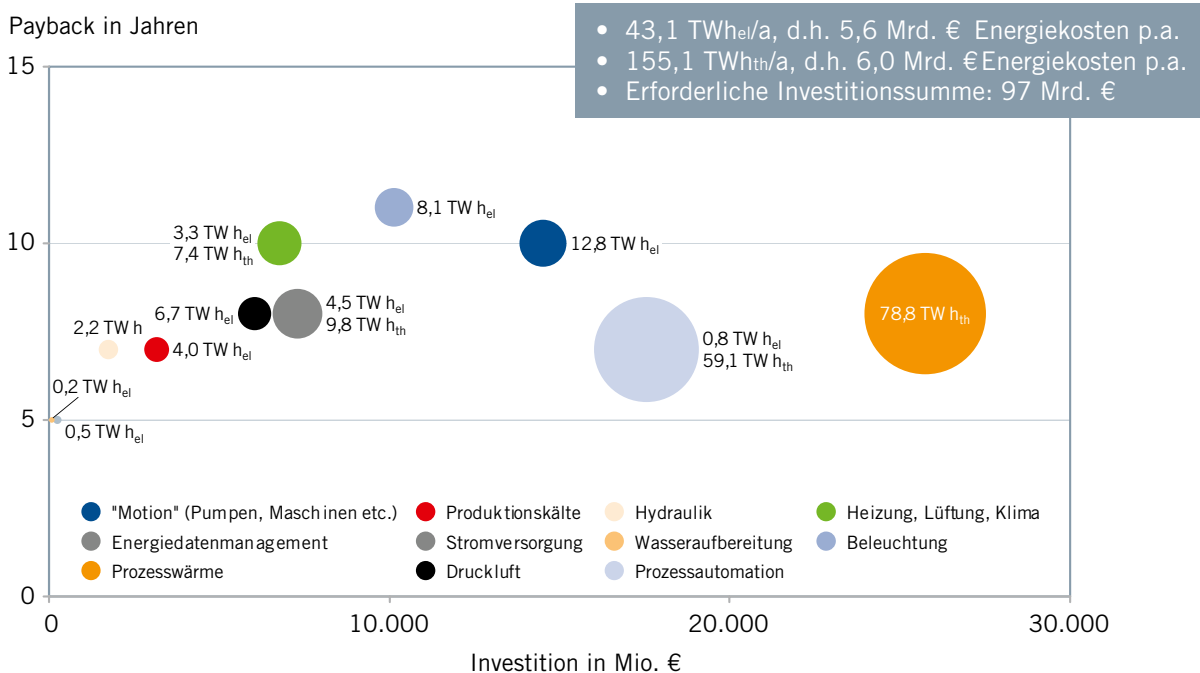
Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial liegt bei **43,1 TWh<sub>el</sub>/a** (19,1 %) sowie **155,1 TWh<sub>th</sub>/a** (31,5 %) und ist mit einer Investitionssumme von **51 Mrd. Euro im Strombereich** und **46 Mrd. Euro im Wärmebereich** zu heben.

Wird die häufig von Unternehmen angesetzte notwendige Amortisationsdauer von drei Jahren berücksichtigt, ergibt sich „nur“ noch ein Energieeinsparpotenzial von **15,9 TWh<sub>el</sub>/a** und **62,5 TWh<sub>th</sub>/a**, das eine Investitionssumme von **6,2 Mrd. Euro im Strombereich** und **7,2 Mrd. Euro im Wärmebereich** erfordert.

Besonders beachtenswert sind die wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale der deutschen Industrie im Bereich thermischer Energie mit etwa **78,8 TWh<sub>th</sub>/a** (16 % von

**Abbildung 3.24: Wirtschaftliche Energieeffizienzpotentiale in der deutschen Industrie**

**Es besteht Energieeinsparpotenzial von ~200 TWh/a in der dt. Industrie bei Nutzungsdauerbetrachtung**



Quelle: Siemens

492,4 TWh/a) durch Optimierungen im Bereich Prozesswärme.

Große wirtschaftliche Energiesparpotenziale bei stromseitigen Anwendungen gibt es in der deutschen Industrie insbesondere im Bereich **Motion** mit **12,8 TWh<sub>e</sub>/a** von **85,5 TWh<sub>e</sub>/a** (15 %). Die Potenziale im Bereich Strom stehen aktuell auch im Fokus der Politik.

### Energieeffizienzpotenziale in ausgewählten Industriebranchen

Die Energieeffizienzpotenziale im Strombereich in einzelnen Branchen sind grundsätzlich abhängig von Strombedarf, Strompreisen, Prozessen und dem Anteil bereits realisierter Maßnahmen. In den für Deutschland näher untersuchten Branchen bestehen folgende Effizienzpotenziale:

In der **Ernährungsindustrie** gibt es in Abhängigkeit von den einzelnen Teilbranchen z.T. große Unterschiede in Energiebedarf und Energiekosten, sodass grundsätzlich differenzierte Potenzialbetrachtungen empfehlenswert sind. Insgesamt liegt das wirtschaftliche, d.h. bei Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer von 9,1 Jahren mögliche Energieeinsparpotenzial für die Branche bei **1,8 TWh<sub>e</sub>/a** und ist mit einer Investitionssumme von **2,4 Mrd. Euro** zu heben. Wird die häufig von Unternehmen angesetzte Amortisationsdauer von drei Jahren berücksichtigt, ergibt sich „nur“ noch ein Potenzial von **0,8 TWh<sub>e</sub>/a**, das eine Investitionssumme von **339 Mio. Euro** erfordert.

Im Bereich **Steine & Erden** (Zement, Kalk, Gips, Glas<sup>4</sup>, etc.) liegt das wirtschaftliche, d.h. bei Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer von 9,2 Jahren, mögliche Energieeinsparpotenzial bei **1,3 TWh<sub>e</sub>/a** und ist mit einer Investitionssumme von **1,2 Mrd. Euro** zu heben. Wird die häufig von Unternehmen gewünschte Amortisationsdauer von drei Jahren berücksichtigt, ergibt sich „nur“ noch ein Potenzial von **0,6 TWh<sub>e</sub>/a**, das eine Investitionssumme von **187 Mio. Euro** erfordert. Insbesondere in der Zementindustrie fällt der Strombedarf auf wenige große Antriebe bzw. komplette Prozesskomponenten, wobei hier die Energieeffizienz bereits seit längerem auch im Fokus politischer Vorgaben steht.

Im Bereich **Papier & Zellstoffindustrie** liegt das wirtschaftliche, d.h. bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von neun Jahren ermittelte, mögliche Energieeinsparpotenzial bei **2,7 TWh<sub>e</sub>/a** und ist mit einer Investitionssumme von

**2,5 Mrd. Euro** zu heben. Wird hier die häufig von Unternehmen angesetzte Amortisationsdauer von drei Jahren berücksichtigt, ergibt sich „nur“ noch ein Potenzial von **1,3 TWh<sub>e</sub>/a**, das eine Investitionssumme von **411 Mio. Euro** erfordert. Die Branche weist in absoluten und relativen Zahlen die größten Energieeinsparpotenziale unter den Fokusbranchen auf. Bei einer großen Heterogenität zwischen den Papierfabriken liegt der Schwerpunkt der Energieeffizienzmaßnahmen grundsätzlich auf der Verbesserung der Papiermaschinen sowie der Stoffaufbereitung (Altpapier).

### Technologische Lösungen zur Effizienzsteigerung

Daneben gibt es bereits diverse Produkte und Systeme, die in der Industrie zu umfangreichen Effizienzhebungen führen. Beispielsweise könnten in Deutschland durch die Verwendung von **energieeffizienten Frequenzumrichtern zur Drehzahlregelung** (in den Bereichen Pumpen, Lüfter und Kompressoren) wirtschaftlich **3,9 TWh<sub>e</sub>/a** Strom eingespart werden. Hierfür ist ein Investitionsbedarf von **2,6 Mrd. Euro** notwendig. Das realisierbare Energieeinsparpotenzial beläuft sich auf **2,6 TWh<sub>e</sub>/a** mit einer entsprechenden Investitionssumme von **766 Mio. Euro**.

Durch die Verwendung von **energieeffizienten Motoren** im Bereich Niederspannung (0,75-375 kW, Einsatz von Motoren der Klasse IE3) könnten wirtschaftlich **2,5 TWh<sub>e</sub>/a** Strom eingespart werden. Hierfür ist ein Investitionsbedarf von **1,6 Mrd. Euro** notwendig. Das realisierbare Energieeinsparpotenzial wird mit etwa **1,7 TWh<sub>e</sub>/a** und einer Investitionssumme von **427 Mio. Euro** abgeschätzt.

**Energiedatenmanagementsysteme** (EDMS) sparen auf direktem Wege zwar keine Energie ein, sie sind aber ein wesentlicher Bestandteil bei der Identifizierung von Energieeinsparmaßnahmen. Die EDMS messen und visualisieren wie viel Energie wo eingesetzt wird; ein Vergleich mit Soll-Vorgaben zeigt die Potenziale auf. Je nach Ausgangslage sparen Unternehmen schon im ersten Jahr, nachdem sie ein EDMS installiert haben, mit leicht umsetzbaren Maßnahmen 1 % – 10 % Energie ein.

Um hier Potenzialaussagen zu erhalten, wird konservativ nur etwas mehr als 1 % angenommen. Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial ist unter der Annahme für die deutsche Industrie **2,5 TWh<sub>e</sub>/a** und **5,4 TWh<sub>th</sub>/a**. Zur Erschließung dieses Potenzials ist hierfür eine Investitionssumme von **1,8 Mrd. Euro im Strombereich** und **1,1 Mrd. Euro im Wärmebereich** notwendig. Das realisierbare Energieeinsparpotenzial beläuft sich auf **1 TWh<sub>e</sub>/a** und **2,1 TWh<sub>th</sub>/a** mit einer entsprechenden Investitions-

4 Die Einbeziehung von Glas entspricht nicht der WZ-Kategorisierung.

summe von **384 Mio. Euro im Strombereich** und **248 Mio. Euro im Wärmebereich**.

### Energieeffizienzpotenziale EU-27 und ausgewählte Länder

In anderen Ländern ist die Situation vergleichbar. Mit der gleichen Methodik sind im Folgenden die Ergebnisse für die oben erwähnten Länder aufgeführt.

In der EU-27 werden 3.811 TWh/a Energie verbraucht, davon 1.311 TWh<sub>el</sub>/a (35 %) elektrisch und 2.500 TWh<sub>th</sub>/a (65 %) thermisch.

Es besteht ein wirtschaftliches Energieeinsparpotenzial von **249,9 TWh<sub>el</sub>/a** und **787,6 TWh<sub>th</sub>/a**, das eine Investitionssumme von **259,2 Mrd. Euro im Strombereich** und **231,5 Mrd. Euro im Wärmebereich** erfordert sowie ein innerhalb von drei Jahren realisierbares Energieeinsparpotenzial von 92,1 TWh<sub>el</sub>/a und 317,6 TWh<sub>th</sub>/a, das eine Investitionssumme von 31,4 Mrd. Euro im Strombereich und 36,3 Mrd. Euro im Wärmebereich erfordert.

### Schlussfolgerungen

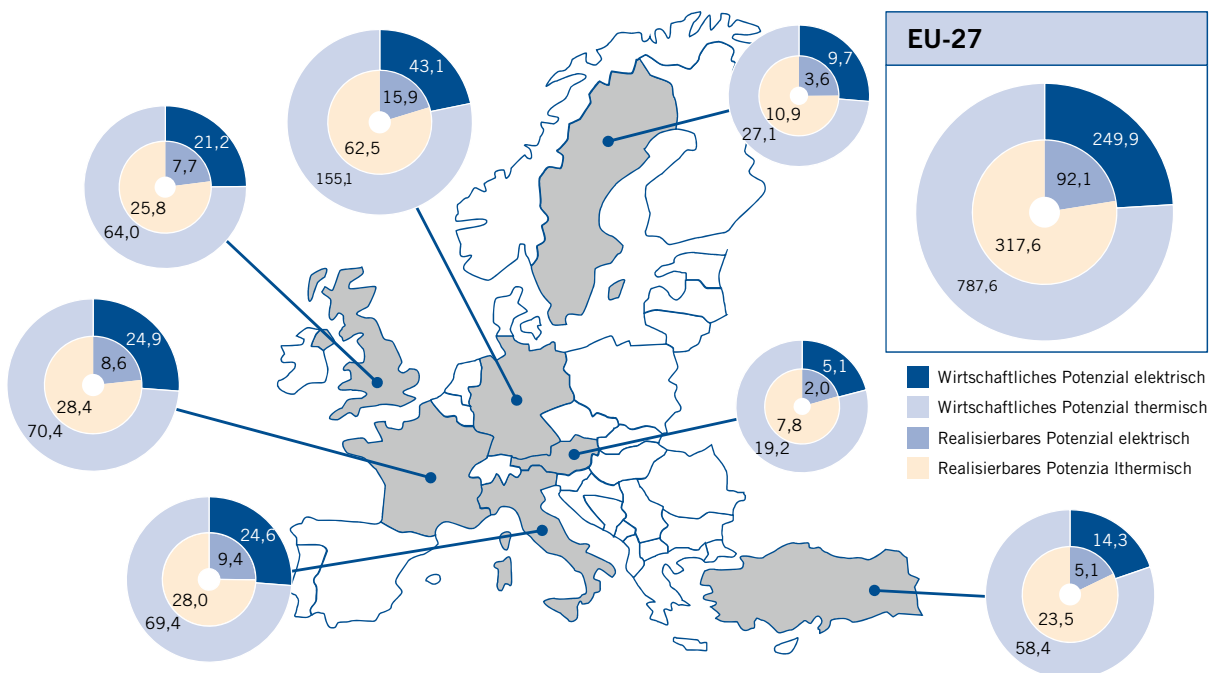
Bei der Betrachtung von Effizienzpotenzialen muss zwischen technischen, wirtschaftlichen und realisierbaren Potenzialen unterschieden werden.

Die Potenziale in den jeweiligen Branchen und Ländern hängen von Energiebedarf, Energiepreisen, Prozessen und bereits realisierten Maßnahmen ab. Die durchschnittlichen Strompreise variieren in 2012 zwischen 77,60 €/MWh<sub>el</sub> (Schweden) und 177,80 €/MWh<sub>el</sub> (Italien) mit entsprechenden Implikationen für das Marktpotenzial.

In Ländern, in denen die Energiepreise niedrig sind, ist das technische Energieeinsparpotenzial zwar höher, aber das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial beträgt trotzdem nur etwa 20 %. Das realisierbare Marktpotenzial im Strombereich (Payback drei Jahre) liegt zwischen 0,7 Mrd. Euro in Österreich und 6,2 Mrd. Euro in Deutschland.

Durch Vorgabe kurzer Payback-Zeiten (realisierbares Potenzial) wird weniger als ein Drittel des wirtschaftlichen Potenzials gehoben. Ein Grund dafür ist, dass überpro-

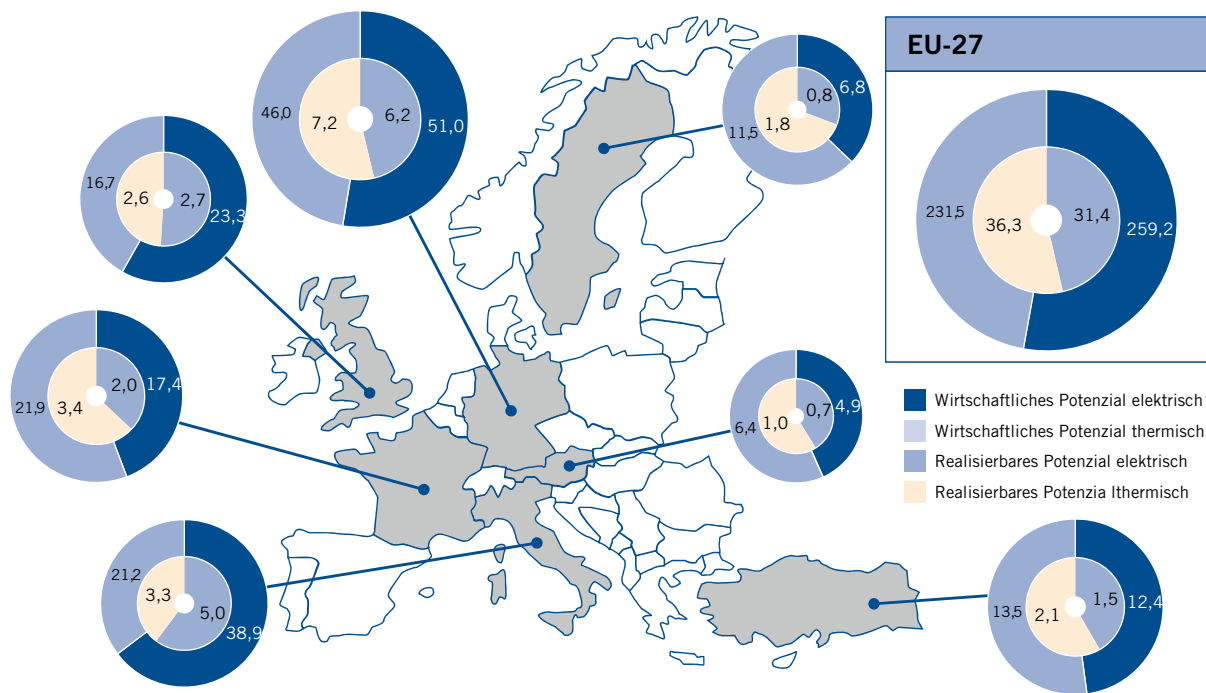
Abbildung 3.25: Energieeffizienzpotenziale in TWh<sub>el</sub>/a bzw. TWh<sub>th</sub>/a



Quelle: Siemens



Abbildung 3.26: Marktpotenziale in Mrd. Euro



Quelle: Siemens

portional viel investiert werden muss, um die Differenzeinsparung zwischen wirtschaftlichem und realisierbarem Energieeinsparpotenzial zu erzielen.

Hohe Energieeffizienz- und Marktpotenziale bestehen vor allem im Wärmebereich. Die politischen Ansätze beziehen sich allerdings bisher größtenteils auf den Bereich Strom.

Unabhängig von Land und Branche verhindern folgende Haupthemmnisse Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen<sup>5</sup>: unsichere wirtschaftliche Marktsituation der Betriebe, begrenztes Kapital, zu lange Amortisationszeiten der Maßnahmen sowie nicht ausreichende politische Anreize.

Zahlreiche Hemmnisse verhindern sogar die Hebung von realisierbaren Potenzialen.

Zur Erschließung aller Energieeffizienzpotenziale sollten neue Ansätze und Rahmenbedingungen in Industrie und Politik geschaffen werden.

Allem voran ist es wichtig, das Bewusstsein für Energieeffizienz zu schärfen: u.a. fehlende Transparenz über den Energiebedarf führt oft dazu, dass Potenziale nicht oder nur unvollständig ausgeschöpft werden. Gerade im Bereich Energiedatenmanagement sind viele Technologien und Lösungen bereits vorhanden. Ein fundiertes Energiedatenmanagementsystem ist Basis für ein konsequentes Energiemanagement.

Bei der Hebung der realisierbaren Potenziale innerhalb von drei Jahren kann davon ausgegangen werden, dass bessere Informationen, das Sammeln, Auswerten und Teilen von Best-Practice-Beispielen etc. helfen, die Potenziale zu erschließen.

Bezüglich der wirtschaftlichen Potenziale (Amortisationsdauer bis zu zehn Jahren) ist die Politik stärker gefragt. Um diese Potenziale zu heben, ist zum Einen ein Umdenken in der unternehmerischen Praxis hin zu einer längerfristigen Lebenszyklusbetrachtung hilfreich, aber auch eine verstärkte Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten, Förderprogramme, Steuervorteile und andere Investitionsanreize sind gefragt.

<sup>5</sup> Ergebnis einer Befragung von Siemens Experten für verschiedene Branchen, Länder und Produkte

# Energie in Deutschland

4

## 4.1 Zahlen & Fakten

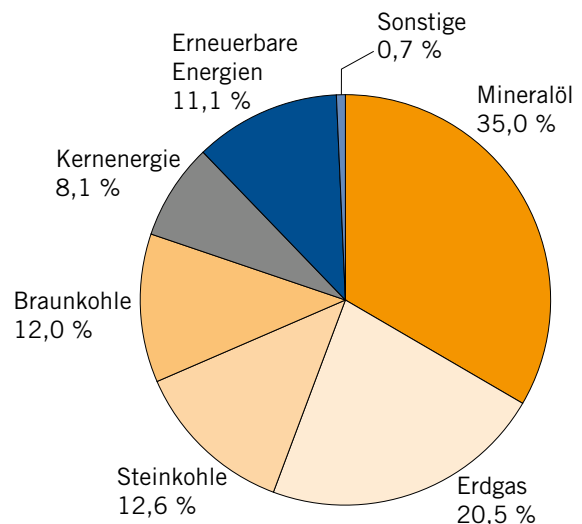
### Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2014 wurden in Deutschland 446,2 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 5,5 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 2014 rund 154 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2014 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als witterungsbereinigter Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – mit jahresdurchschnittlichen Raten von rund 1,8 % verbessert.

Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten

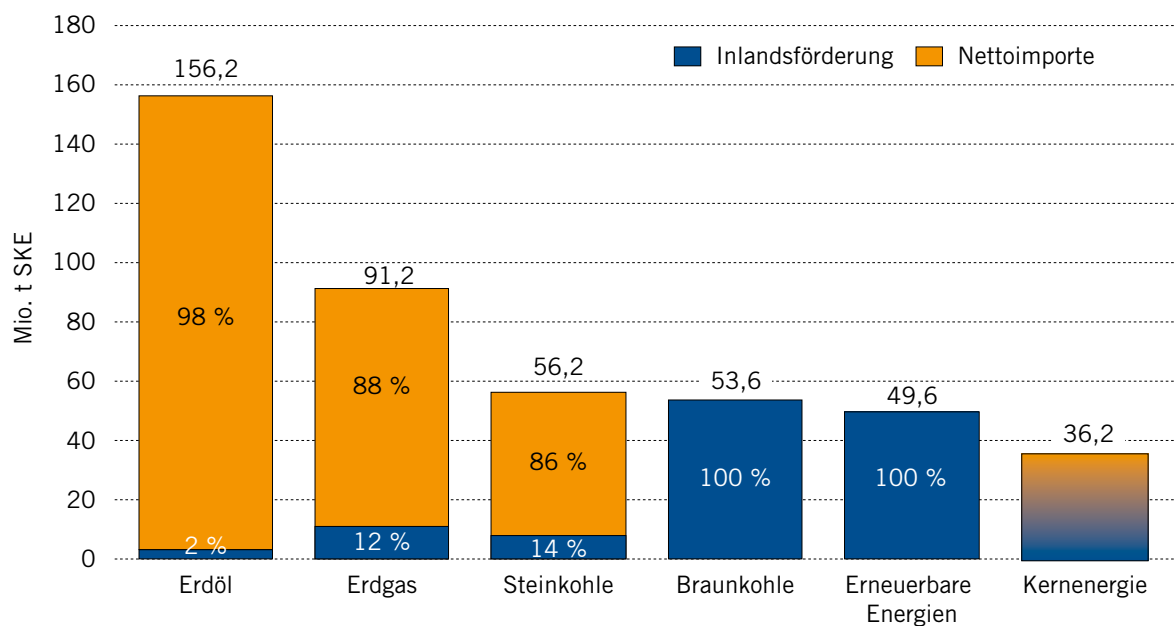
**Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2014**

Insgesamt: 446,2 Mio. t SKE



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2015

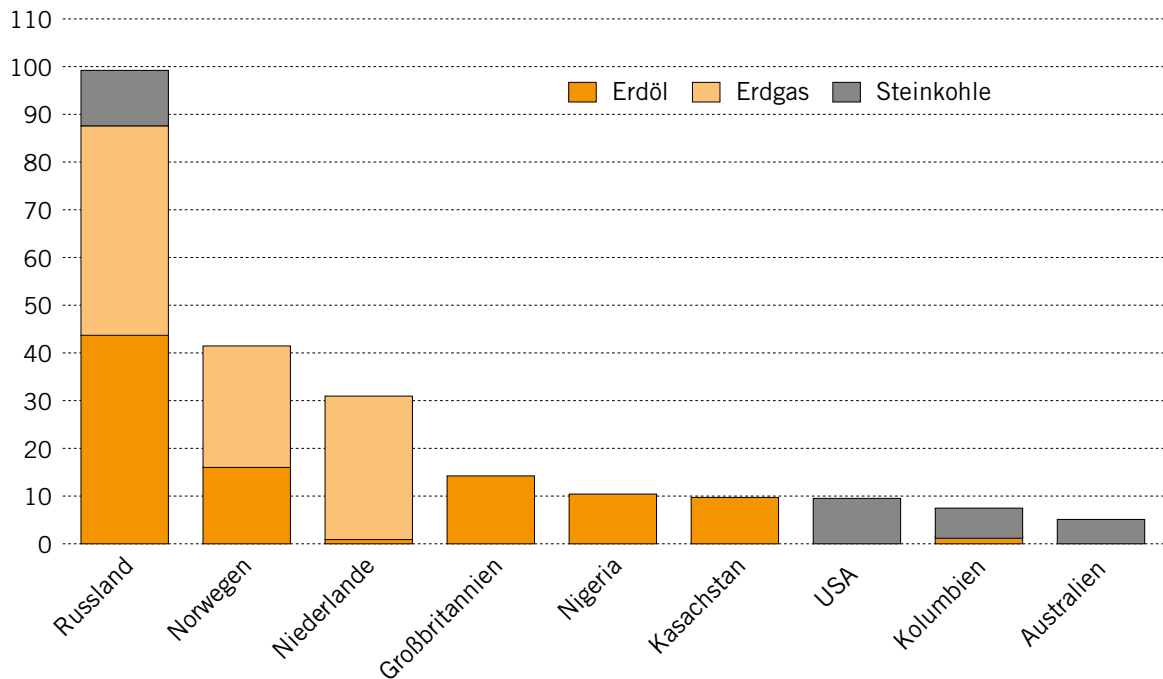
**Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2014**



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2015 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 3,2 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 446,2 Mio. t SKE.

**Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2014**

Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



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

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 2014 zu 38 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen – zuvor importierten großen Uranvorräte – als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2014 mit 63,0 Mio. t SKE bzw. 37 % zur gesamten inländischen Gewinnung von 168,6 Mio. t SKE bei; davon entfielen 55,2 Mio. t SKE auf Braunkohle und 7,8 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen erneuerbare Energien mit 49,6 Mio. t SKE, Kernenergie mit 36,2 Mio. t SKE, Erdgas mit 11,0 Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,6 Mio. t SKE sowie sonstige Energien, wie zum Beispiel der nicht-biogene Anteil im Hausmüll, mit 5,2 Mio. t SKE.

Importenergien decken 62 % 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 2014 mit mehr als einem Drittel zu den

gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien, Nigeria, Kasachstan, Aserbaidschan, USA und Kolumbien. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Norwegen sowohl Rohöl als auch Erdgas. Schwerpunkt der Lieferungen aus Großbritannien ist Erdöl. Aus Nigeria, Kasachstan und Aserbaidschan importiert Deutschland Rohöl. Aus den USA und Kolumbien werden Steinkohlen eingeführt.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2014 rund 80 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 59 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 19 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 4 Mrd. €. Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 2 Mrd. €. Im Vergleich zum Jahr 2013 ist die Netto-Einfuhrrechnung um rund 12 Mrd. € gesunken.

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

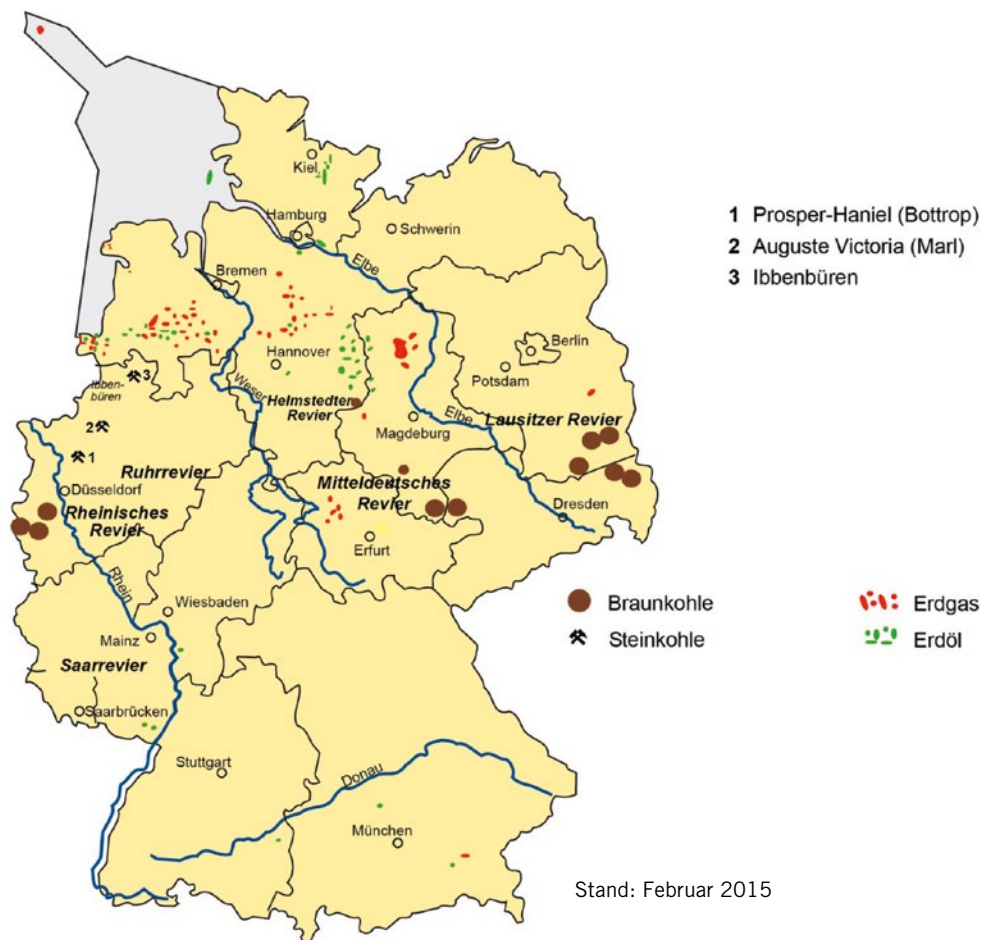
Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland lagen 2014 bei 752 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen, die zum Beispiel bei der Umwandlung von Stoffen in chemischen Verfahren entstehen, und der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Landwirtschaft betrug der CO<sub>2</sub>-Ausstoß insgesamt 800 Mio. t. Dies entspricht einem Rückgang von 41 Mio. t entsprechend 4,8 % gegenüber 2013. Wesentliche Ursache war die verringerte Energienachfrage als Folge der milderen Witterung. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2014 sanken die nicht-temperaturbereinigten Emissionen an CO<sub>2</sub> um 251 Mio. t entsprechend 24 %. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u. a. Methan – haben sich von 1.253 Mio. t

CO<sub>2</sub>-Äquivalenten im Jahr 1990 um 27 % auf 912 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente verringert. Temperaturbereinigt dürften die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 bis 2014 um 21 % und die gesamten Treibhausgas-Emissionen um 25 % reduziert worden sein.

## Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2014 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 48,1 Mrd. €. Dies entspricht der Hälfte des Werts der gesamten Energieeinfuhren Deutschlands. Von dem Energieverbrauchsteuer-Aufkommen entfielen 2014 mit 35,5 Mrd. € rund 74 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 3,0 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas – insbesonde-

**Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung**



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

**Tabelle 4.1: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2014**

|                                           | Basis-Jahr*   | 2000                                     | 2005         | 2010         | 2013         | 2014         |
|-------------------------------------------|---------------|------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Treibhausgas-Emissionen</b>            |               | <b>Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente</b> |              |              |              |              |
| Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )***        | 1050,9        | 899,4                                    | 865,9        | 833,1        | 840,6        | 799,9        |
| Methan (CH <sub>4</sub> )                 | 119,7         | 89,9                                     | 70,7         | 60,3         | 59,5         | 58,9         |
| Lachgas (N <sub>2</sub> O)                | 65,8          | 43,7                                     | 44,0         | 37,2         | 38,1         | 38,2         |
| HFC's                                     | 8,3           | 8,0                                      | 9,6          | 10,2         | 10,7         | 10,7         |
| PFC's                                     | 2,0           | 1,0                                      | 0,8          | 0,3          | 0,3          | 0,3          |
| Schwefelhexafluorid (SF <sub>6</sub> )    | 6,3           | 3,8                                      | 2,7          | 3,3          | 3,8          | 3,8          |
| Stickstofftrifluorid (NF <sub>3</sub> )** | 0,0           | 0,0                                      | 0,0          | 0,1          | 0,0          | 0,0          |
| <b>Gesamtemissionen</b>                   | <b>1253,2</b> | <b>1045,8</b>                            | <b>993,8</b> | <b>944,7</b> | <b>953,0</b> | <b>911,8</b> |
| <b>Kohlendioxid-Emissionen</b>            |               | <b>Mio. t</b>                            |              |              |              |              |
| <b>Energie</b>                            | <b>990,0</b>  | <b>839,9</b>                             | <b>811,8</b> | <b>784,7</b> | <b>792,7</b> | <b>751,6</b> |
| <i>aus Verfeuerung von Brennstoffen</i>   | <b>985,9</b>  | <b>836,6</b>                             | <b>808,6</b> | <b>781,8</b> | <b>789,7</b> | <b>748,6</b> |
| Mineralöle                                | 319,3         | 317,3                                    | 288,4        | 259,3        | 257,8        | 254,5        |
| Erdgas u. Grubengas                       | 116,9         | 158,4                                    | 165,1        | 176,0        | 169,5        | 147,6        |
| Steinkohlen u. Gicht-, Kokereigas         | 202,1         | 178,7                                    | 164,9        | 159,5        | 159,5        | 146,4        |
| Braunkohlen                               | 339,4         | 170,4                                    | 176,3        | 166,6        | 179,0        | 175,0        |
| Sonstige                                  | 8,2           | 11,9                                     | 13,9         | 20,5         | 23,9         | 25,1         |
| <i>diffuse (flüchtige) Emissionen</i>     | 4,1           | 3,3                                      | 3,2          | 2,8          | 3,0          | 3,0          |
| <b>Industrie</b>                          | <b>59,1</b>   | <b>56,7</b>                              | <b>51,8</b>  | <b>46,1</b>  | <b>45,2</b>  | <b>45,6</b>  |
| Mineralische Produkte                     | 22,8          | 22,3                                     | 19,6         | 18,4         | 18,5         | 18,7         |
| Chemische Industrie                       | 8,0           | 8,3                                      | 8,5          | 8,8          | 9,2          | 9,1          |
| Herstellung von Metall                    | 25,1          | 23,5                                     | 21,1         | 16,4         | 15,0         | 15,3         |
| Nichtenerg. Prod. aus Brennstoffen        | 3,2           | 2,6                                      | 2,6          | 2,6          | 2,5          | 2,5          |
| <b>Landwirtschaft***</b>                  | <b>1,8</b>    | <b>2,7</b>                               | <b>2,3</b>   | <b>2,3</b>   | <b>2,7</b>   | <b>2,7</b>   |
| <b>Gesamtsumme****</b>                    | <b>1050,9</b> | <b>899,4</b>                             | <b>865,9</b> | <b>833,1</b> | <b>840,6</b> | <b>799,9</b> |
| <b>Kohlendioxid-Emissionen</b>            |               | <b>Mio. t</b>                            |              |              |              |              |
| <b>Emissionshandelssektor*****</b>        | <b>**</b>     | <b>471,8</b>                             | <b>475,0</b> | <b>454,9</b> | <b>480,9</b> | <b>461,2</b> |
| darunter:                                 |               |                                          |              |              |              |              |
| Energiewirtschaft                         | **            | 369,3                                    | 376,9        | 357,2        | 357,6        | 337,9        |
| Industrie                                 | **            | 102,6                                    | 98,1         | 97,6         | 123,3        | 123,3        |
| <b>Nicht-Emissionshandelssektor</b>       | <b>**</b>     | <b>427,6</b>                             | <b>390,9</b> | <b>378,2</b> | <b>359,7</b> | <b>339,0</b> |
| darunter:                                 |               |                                          |              |              |              |              |
| Verkehr                                   |               | 162,1                                    | 180,7        | 160,2        | 152,7        | 162,6        |
| Private Haushalte                         |               | 128,6                                    | 117,8        | 111,0        | 105,5        | 86,8         |
| Gewerbe/Handel/Dienstleistungen           |               | 64,2                                     | 45,9         | 40,5         | 40,5         | 38,7         |
| Sonstiges*****                            | **            | 83,2                                     | 79,2         | 79,5         | 58,4         | 50,9         |
| <b>Gesamtsumme</b>                        | <b>1050,9</b> | <b>899,4</b>                             | <b>865,9</b> | <b>833,1</b> | <b>840,6</b> | <b>799,9</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.

\*\* Neu zu berichtendes Gas in der 2. Verpflichtungsperiode (Basisjahr: 5.000 t; 2000: 9.000 t; 2005: 34.000 t; 2010: 61.000 t; 2013: 17.000 t).

\*\*\* Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Landwirtschaft beinhalten Emissionen aus der Kalkung von Böden und der Harnstoffanwendung.

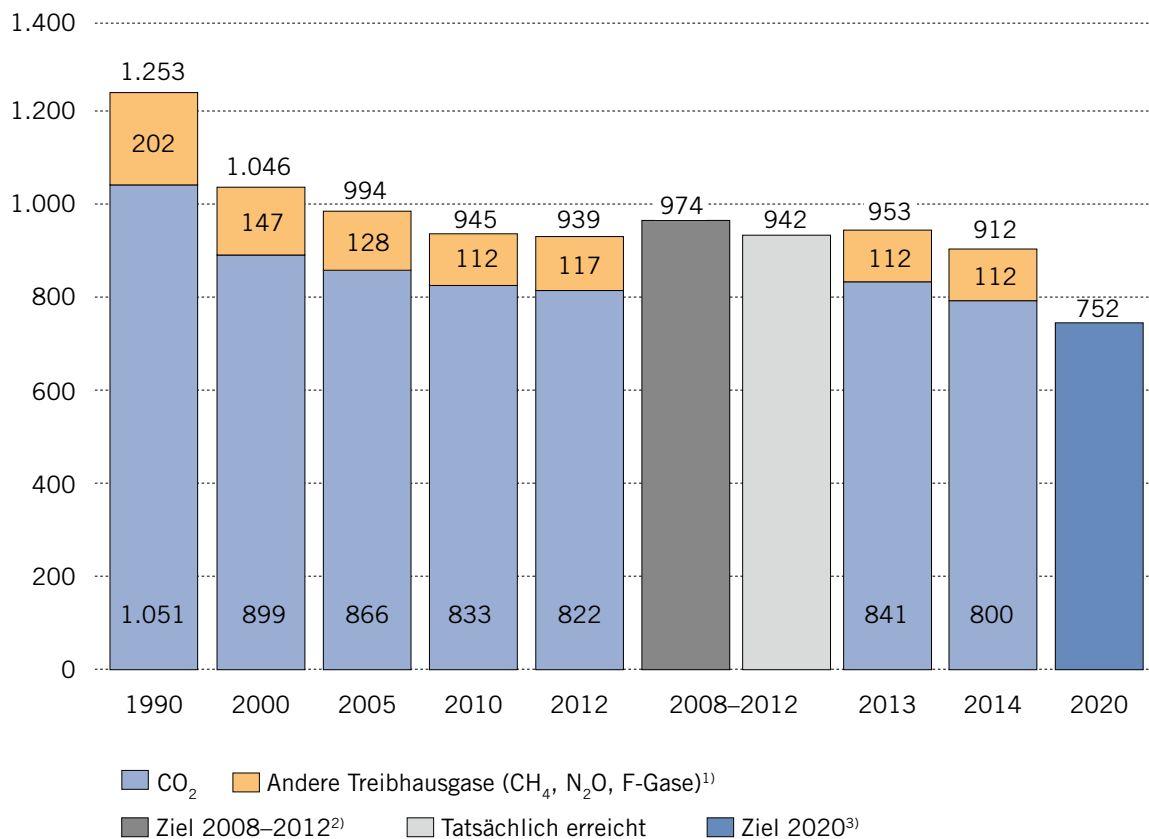
\*\*\*\* Gesamtemission ohne CO<sub>2</sub> aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

\*\*\*\*\* 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 2013: Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2015, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2013, EU-Submission, Dessau, 2015 sowie Umweltbundesamt, Emission trends for Germany since 1990, Dessau 2015; 2014: Umweltbundesamt, Presseinfo Nr. 14 vom 31. März 2015. 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; DEHSt, VET-Bericht 2014 – Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen in Deutschland im Jahr 2014, Mai 2015.

**Abbildung 4.5: Emissionen der Treibhausgase in Deutschland 1990 bis 2014**  
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.

2) Als Bezugsgröße für die Minderungsverpflichtung von 21 % im Zeitraum 2008 bis 2012 waren durch UNFCCC die (unveränderlichen) Assigned Amounts in Höhe von 1.232,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente Deutschland verbindlich zugeordnet worden. Die tatsächlichen vom Umweltbundesamt aktuell berechneten Basisjahr-Emissionen (für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O: 1990; F-Gase: 1995) belaufen sich auf 1.252,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente.

3) Minderung um 40 % gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Dessau, Februar 2015 (1990 bis 2013); 2014: Presseinfo Nr. 14 vom 31.03.2015

re Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1,2 Mrd. €. Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6,6 Mrd. € ermittelt worden. Zum 01.01.2011 neu eingeführt worden sind die Kernbrennstoffsteuer und die Luftverkehrssteuer, aus deren Erhebung der Bund 0,7 bzw. 1,0 Mrd. € Steuereinnahmen im Jahr 2014 erzielte.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Diesellokraftstoff 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 2014 ein Steueranteil am Produktpreis von 59 % (Superbenzin) bzw. 51 % (Diesellokraft-

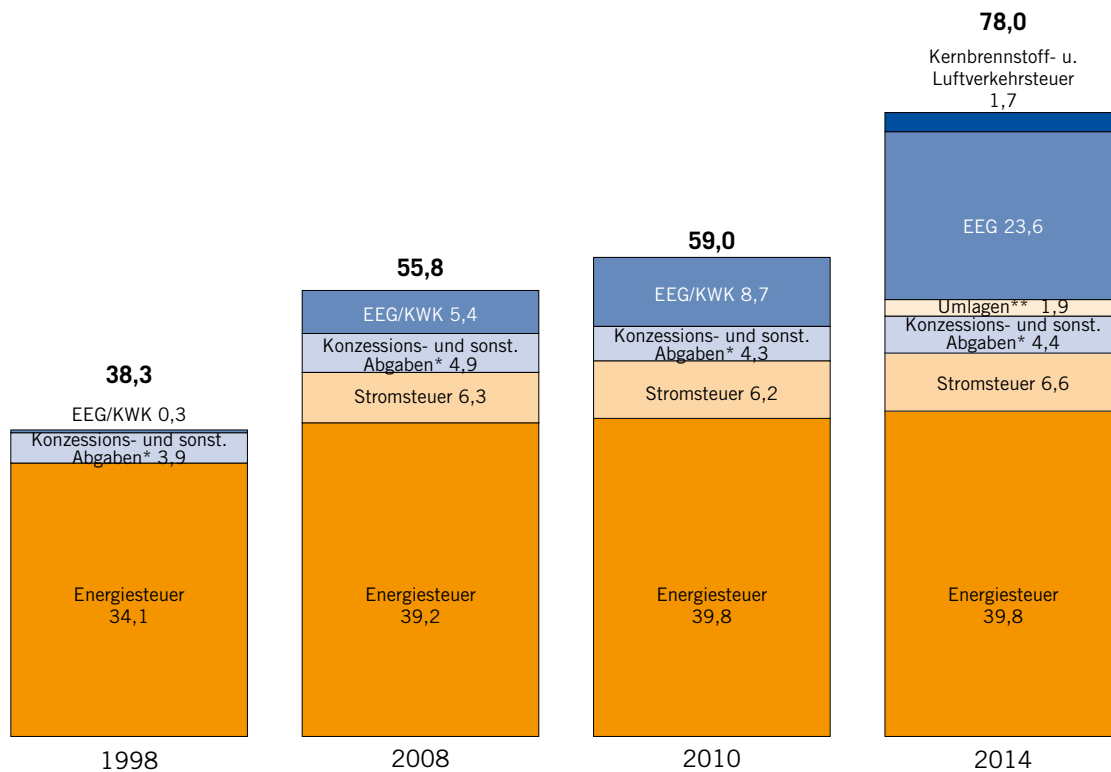
stoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2014 auf 26 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben am Haushaltskundenpreis 2014 – unter Einbeziehung der Konzessionsabgabe, der Erdgas- und der Mehrwertsteuer in die Rechnung – bei 25 %.

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



**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. €, sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,36 Mrd. € im Haushaltsjahr 2009/10, 0,339 Mrd. € im Haushaltsjahr 2010/11 und 0,286 Mrd. € im Haushaltsjahr 2013/14 (jeweils ohne MWSt) – 2014 grob geschätzte Zahlen  
 \*\*KWK G, § 19- Umlage, Offshore-Haftungsumlage und AbschaltVO

zeugung von elektrischem Strom verwendet wird, seit dem 01.01.2011 (bis zum Jahr 2016) der Kernbrennstoffsteuer. Die Steuer für ein Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 und Uran 235 beträgt 145 €. Dies entspricht einer steuerlichen Belastung der auf Basis Kernenergie erzeugten Strommenge von 15,50 €/MWh.

Der Strompreis, der für private Haushalte 2014 mit 29,32 ct/kWh beziffert wird, setzte sich nach Angaben der Bundesnetzagentur wie folgt zusammen (bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen – dies ist die mit 45 % am stärksten besetzte Kundenkategorie – mit Stand 01. April 2014, jeweils in ct/kWh):

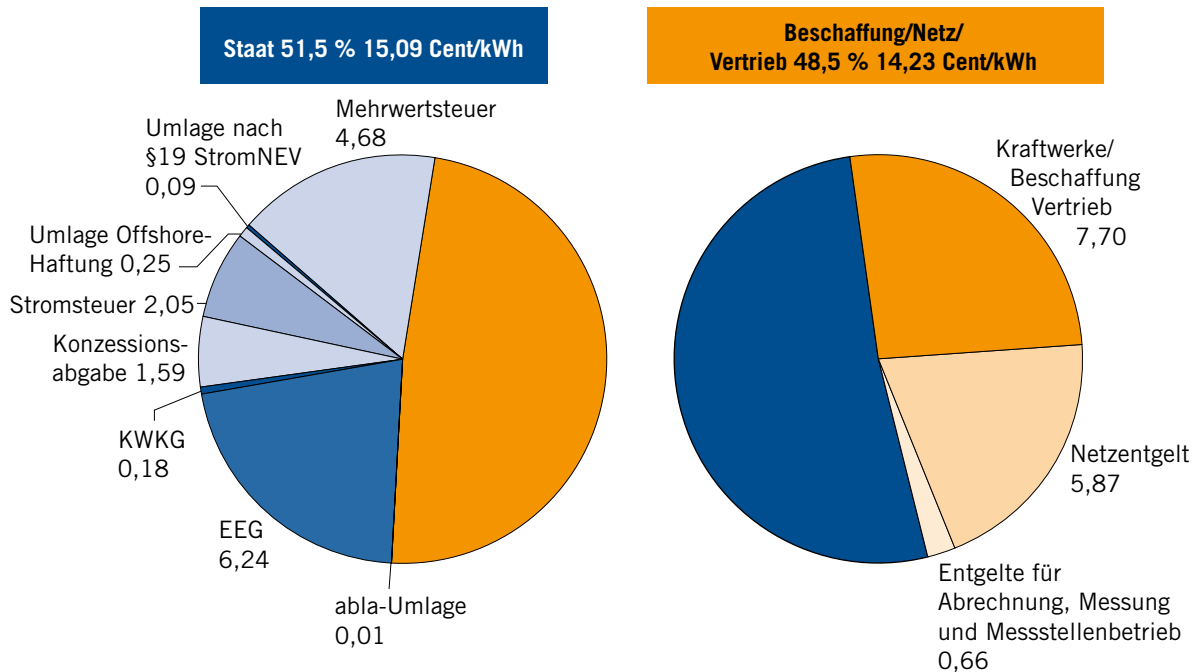
- Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge: 7,70
- Nettonetzentgelt: 5,87
- Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb: 0,66

- Konzessionsabgabe: 1,59
- Erneuerbare-Energien-Gesetz: 6,24
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz: 0,18
- § 19 StromNEV-Umlage: 0,09
- Offshore Haftungs-Umlage: 0,25
- Umlage für abschaltbare Lasten: 0,01
- Stromsteuer: 2,05
- Mehrwertsteuer: 4,68

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2014 auf 51,5 %. Zum 01.01.2015 ist die EEG-Umlage auf 6,17 ct/kWh gesenkt worden. Für das Produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Sätze.

**Abbildung 4.7: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2014, in ct/kWh.**

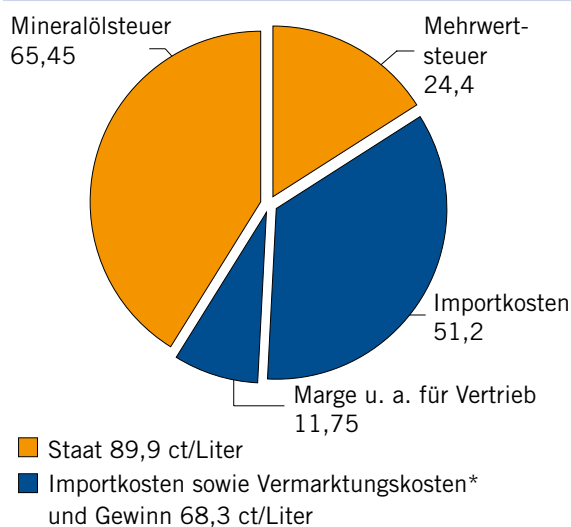
Insgesamt: 29,32 ct/kWh



Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014  
 Quelle: Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, Stand: 14. November 2014, S. 164

**Abbildung 4.8: Benzinpreis 2014: Staatsanteil von 59 %**

Durchschnittspreis Superbenzin: 152,8 ct/Liter



\* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Bio-komponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2015

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

## Mineralöl

Die Basis für die Mineralölversorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2014 auf 89,3 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 36,4 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

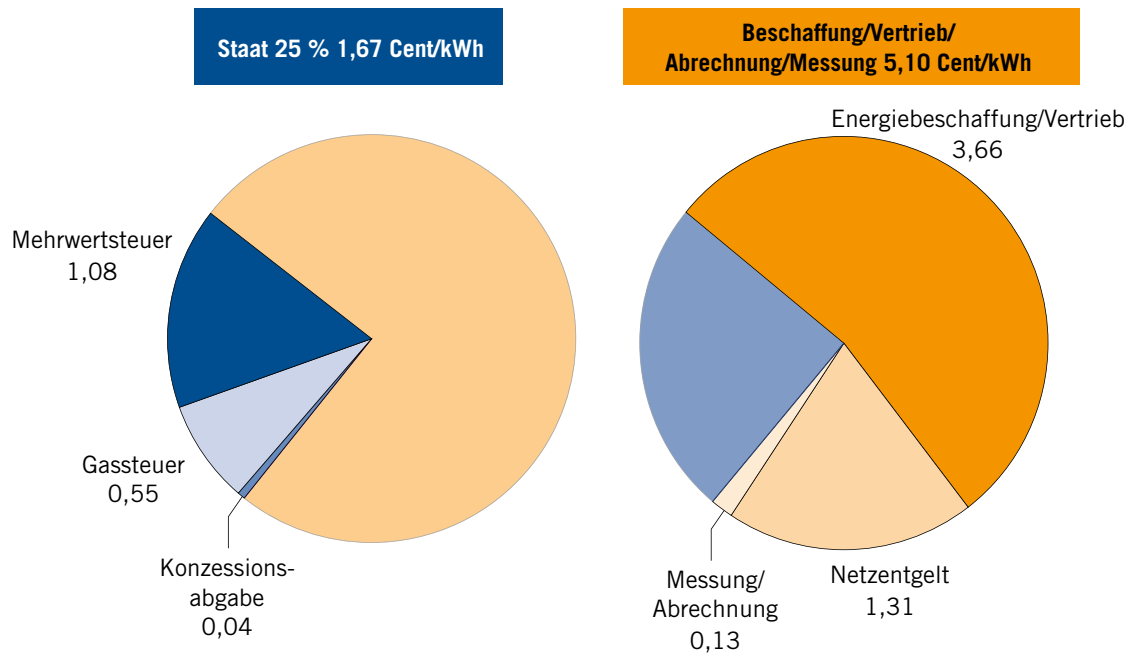
Die Rohöleinfuhren stammten 2014 zu 30 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 46 % aus Osteuropa/Asien, zu 18 % aus Afrika, zu 3 % aus dem Nahen Osten und zu 3 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 19 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. 2014 hat die Mineralölindustrie 91,4 Mio. t Rohöl und 10,6 Mio. t Halbfertigprodukte in ihren Verarbeitungsanlagen eingesetzt. Der Gesamteinsatz belief sich damit auf 102,0 Mio. t. Die Brutto-Erzeugung an Mineralölprodukten betrug 99,9 Mio. t.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten betrug 2014 rund 103,9 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,8 Mio. t; Diesellokraftstoff: 36,4 Mio. t), das leichte

**Abbildung 4.9: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2014**

Insgesamt: 6,77 Cent/kWh



Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr zum 1. April 2014

Quelle: Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, Stand: 14. November 2014, S. 271

Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (16,7 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (17,1 Mio. t), Flugkraftstoff (8,7 Mio. t) und schweres Heizöl (4,4 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ist 2014 – nach erheblichen Rückgängen in den fünfzehn Jahren zuvor – um 2,1 % im Vergleich zu 2013 auf 18,8 Mio. t gestiegen. Die fortgesetzte Zunahme des Bestands an Pkw mit Dieselmotoren hat die Nachfrage nach Dieselmotoren weiter erhöht, und zwar um 4,6 % im Vergleich zum Vorjahr auf 36,4 Mio. t im Jahr 2014.

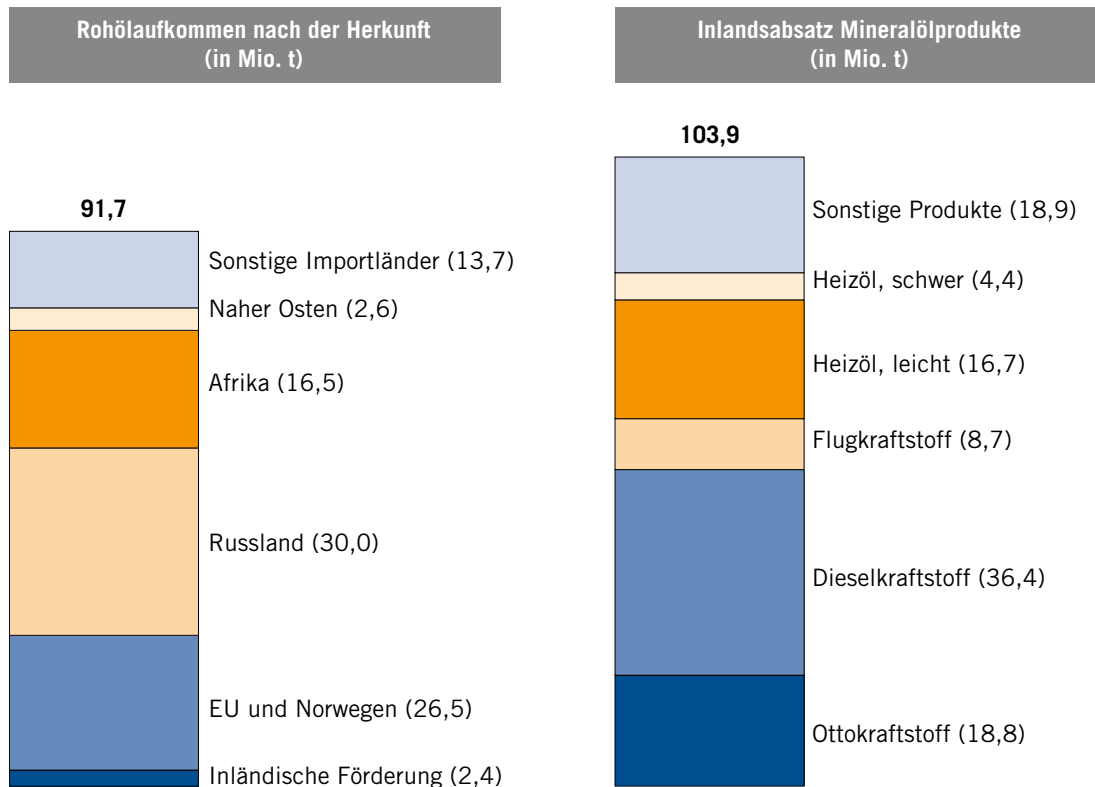
Der Absatz von leichtem Heizöl hat vor allem witterungsbedingt 2014 im Vergleich zum Vorjahr um 15,8 % abgenommen. Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2014 wie folgt dar:

- Verkehr: 60 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 18 %
- Industrie: 21 %
- Kraftwerke der Stromversorger: 1 %

## Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2014 rund 823 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 44 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2014 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 42 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 14 % aus. Die deutschen Erdgasexporte sanken 2014 um 10 Prozent auf nunmehr 215 TWh.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.041 TWh stammte 2014 zu rund 10 % aus heimischer Förderung und zu etwa 90 % aus Importen verschiedener Herkunft: 38 % aus Russland, 22 % aus der norwegischen Nordsee, 26 % aus den Niederlanden sowie 4 % aus weiteren Lieferländern, wie Dänemark und Großbritannien. 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 Import-

**Abbildung 4.10: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte in Deutschland 2014**

Quelle: BAFA

gesellschaften. Hier besteht vor dem Hintergrund der tiefgreifenden Veränderungen auch der Marktkonstellationen (weiter zunehmende Bedeutung liquider Handelsmärkte, Auseinanderlaufen der Preise an den europäischen Handelspunkten und der ölgebundenen Importpreise) die Herausforderung, die Preise und Preisbildungsmechanismen in langfristigen Importverträgen an die geänderten Markt- und Wettbewerbsbedingungen anzupassen.

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein gut ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 510.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört nicht zuletzt auch eine Vielzahl von Untertagespeichern mit einer maximal verfügbaren Kapazität (Arbeitsgas) von insgesamt etwa 25,45 Mrd. Nm<sup>3</sup> (Stand 2014). Das entspricht 30 Prozent des Erdgasverbrauchs im Jahr 2014. Davon entfallen 12,86 Mrd. Nm<sup>3</sup> auf Kavernenspeicher- und 12,59 Mrd. Nm<sup>3</sup> auf Porenspeicheranlagen.

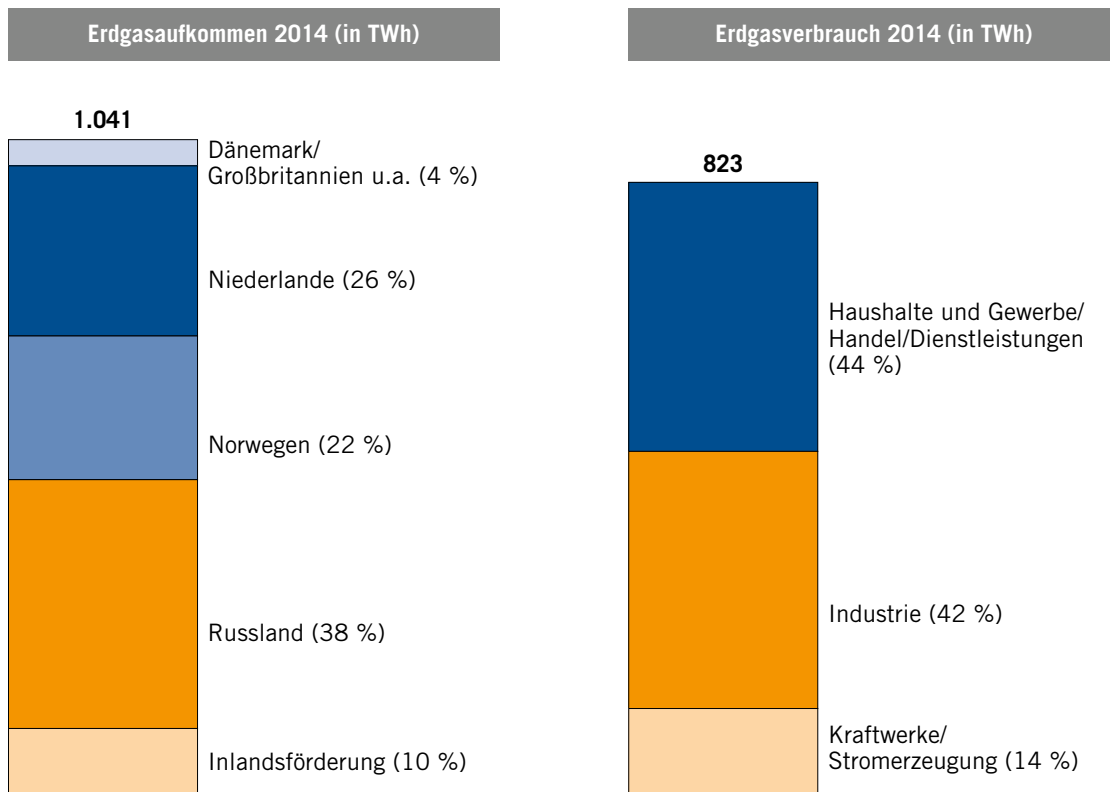
## Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2014 rund 7,8 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 74 % auf das Ruhrrevier und 26 % auf die Zeche Ibbenbüren.

Im Jahr 2014 deckten die Steinkohlenimporte etwa 86 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu mehr als 90 % auf sechs Lieferländer, nämlich Russland, USA, Kolumbien, Australien, Südafrika und Polen.

Der gesamte Steinkohlenverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2014 auf 56,2 Mio. t SKE. Er verteilte sich mit 36,9 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17,8 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 2014

**Abbildung 4.11: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2014**

Quelle: BDEW

planmäßig fortgesetzt. Demzufolge war auch die Beschäftigung im Jahr 2014 weiterhin rückläufig. So hat sich die Belegschaftszahl im Steinkohlenbergbau von 14.549 Mitarbeitern zum 31.12.2013 um 16,8 % auf 12.104 zum 31.12.2014 verringert.

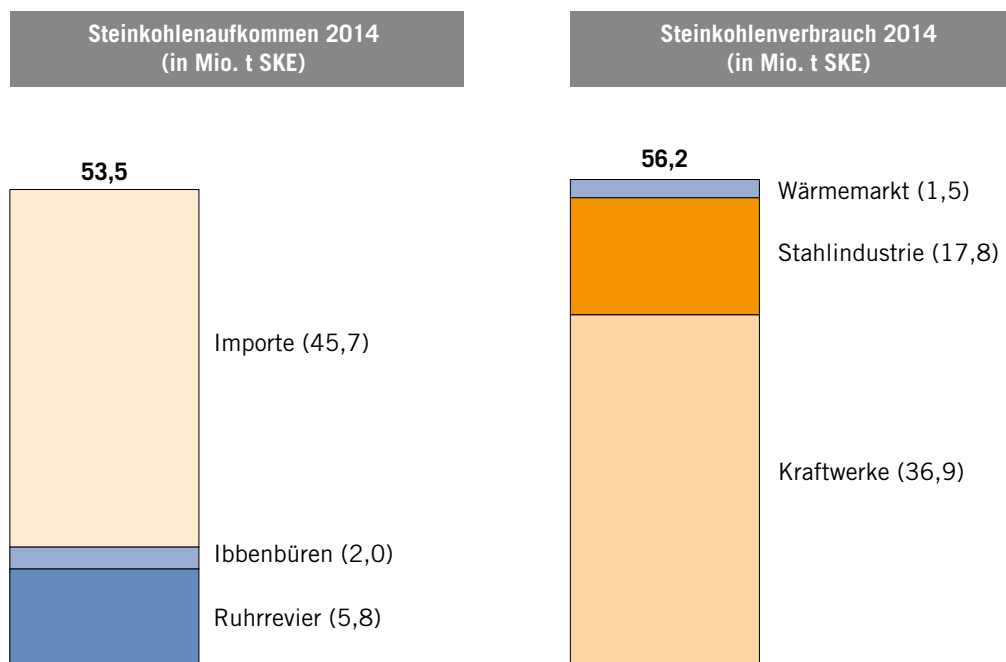
Im Rahmen des schrittweisen Auslaufprozesses ist als nächstes die Stilllegung von Auguste Victoria im Jahr 2015 vorgesehen. Danach werden die letzten beiden Bergwerke zum Ende des Jahres 2018 stillgelegt. Mit der am 07.12.2011 erfolgten Genehmigung des Stilllegungsplans für den deutschen Steinkohlenbergbau durch die EU-Kommission ist dieser Auslaufprozess auf europäischer Ebene endgültig abgesichert worden.

### Braunkohle

In Deutschland wurden 2014 rund 178,2 Mio. t Braunkohle – entsprechend 55,2 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. 2014 entfielen von der Gesamtförderung 52,6 % auf das Rheinland, 34,7 % auf die Lausitz, 11,7 % auf Mitteldeutschland sowie 1,0 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die sogenannte Grundlast. 2014 wurden 159,1 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung gelie-

**Abbildung 4.12: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2014**

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

fert. Das entsprach 89 % der gesamten Inlandsgewinnung. Die Brutto-Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung betrug 2014 auf Basis Braunkohle 152,5 TWh.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2014 wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,7 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Die Stromerzeugung in Grubenkraftwerken erreichte 2,7 TWh. In Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus wurden 2014 insgesamt 0,6 TWh Strom erzeugt.

Die Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich damit 2014 auf insgesamt 155,8 TWh (2013: 160,9 TWh).

Die insgesamt installierte Bruttoleistung der Braunkohlenkraftwerke belief sich zum 01.01.2015 auf 22 627 MW. Darunter entfielen 11.366 MW auf Nordrhein-Westfalen, 4.764 MW auf Brandenburg, 4.629 MW auf Sachsen, 1.229 MW auf Sachsen-Anhalt, 407 MW auf Niedersachsen, 188 MW auf Berlin, 40 MW auf Hessen und jeweils 2 MW auf Bayern und Baden-Württemberg.

In der Braunkohlenindustrie in Deutschland waren zum 31.12.2014 – einschließlich der 5.475 Mitarbeiter in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlengewinnung – insgesamt 21.406 Mitarbeiter beschäftigt.

### Strom

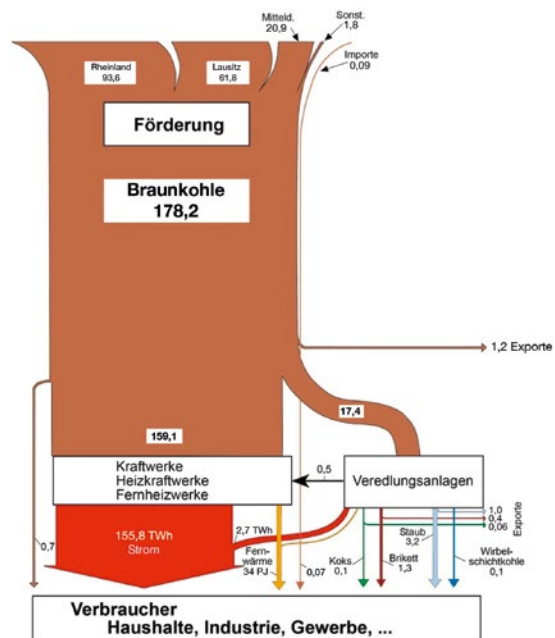
2014 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 614,0 TWh. Davon entfielen 93 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 7 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 34,9 TWh ermittelt sich für 2014 eine Netto-Stromerzeugung von 579,1 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2014 folgendes Bild: Erneuerbare Energien: 27,0 %, Braunkohle 25,0 %, Steinkohle 17,3 %, Kernenergie 15,9 %, Erdgas 9,7 % sowie Heizöl und sonstige Energien 5,1 %. Die deutsche Stromversorgung stützt sich somit auf die fünf Säulen Braunkohle, erneuerbare Energien, Steinkohle, Kernenergie und Erdgas.

Die Netto-Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich zum 31.12.2014 auf 195.244 MW. Davon entfielen 89.924 MW auf erneuerbare Energien, 21.312 MW auf Braunkohle, 12.068 MW auf Kernenergie, 27.448 MW auf Steinkohle, 28.697 MW auf Erdgas und 15.795 MW auf andere Energien (einschließlich Pumpspeicher). Die gesamte installierte Leistung verteilte sich mit 185.973 MW auf Anlagen der allgemeinen Versorgung und mit 9.271 MW auf Industriekraftwerke. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen etwas mehr als doppelt so hoch wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde durch Stromeinfuhren ergänzt, die 2014 rd. 38,9 TWh betrugen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2014 auf 74,4 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromausfuhren um 3,0 %. Die Stromeinfuhren stiegen um 1,3 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2014 auf 35,5 TWh gegenüber 33,8 TWh im Jahr 2013. Entscheidende Ursache für den Anstieg der Stromexporte ist der starke Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

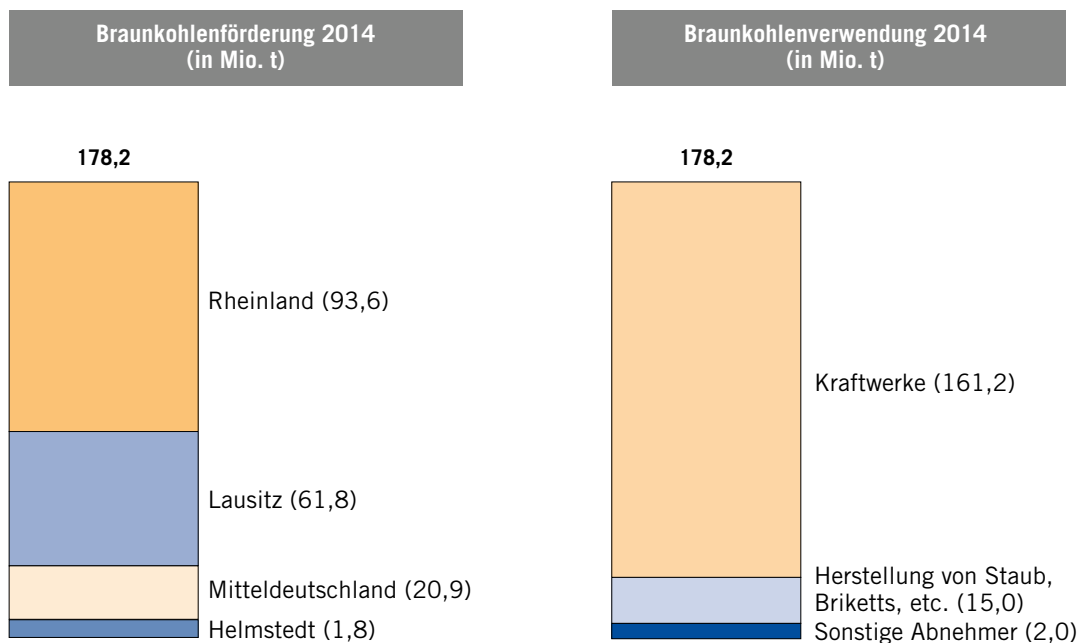
**Abbildung 4.13: Braunkohlenflussbild 2014**



alle Daten, soweit nicht anders angegeben, in Mio. t  
(Bestandsveränderung nicht dargestellt)

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 02/2015

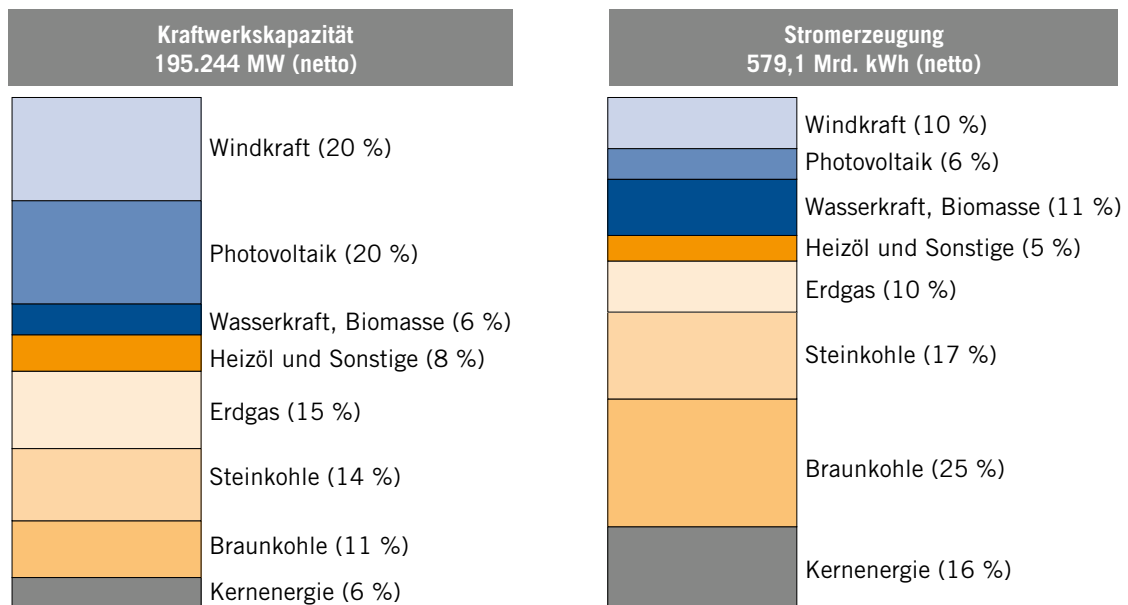
**Abbildung 4.14: Braunkohlenförderung und deren Verwendung in Deutschland 2014**



Quelle: DEBRIV



**Abbildung 4.15: Kraftwerkskapazität (31.12.2014) und Stromerzeugung 2014 in Deutschland**  
Anteile der verschiedenen Energieträger



Quelle: BDEW, Stand: 13. März 2015

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 578,5 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit 4,2 % – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – sehr niedrig. Der Netto-Stromverbrauch von 511,5 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2014 mit 47 % auf die Industrie, mit 25 % auf private Haushalte mit 26 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2 % auf den Verkehr.

## Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2014 mit 11,1 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien erfolgt für die Stromerzeugung sowie für die Deckung des Wärme- und Kraftstoffverbrauchs.

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2014 mit 160,6 TWh (2013: 152,4 TWh) entsprechend 27,8 % an der Stromversorgung in Deutschland (Bruttoerzeugung gemessen am Bruttoinlandsverbrauch) beteiligt (2013: 25,4 %). Die Netto-Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien belief sich 2014 auf 156,5 TWh. Davon entfielen auf die Windenergie 55,8 TWh (2013:

51,6 TWh), auf die Biomasse 40,6 TWh (2013: 38,9 TWh), auf die Photovoltaik 34,9 TWh (2013: 31,0 TWh), auf die Wasserkraft 20,2 TWh (2013: 22,7 TWh) und auf Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 4,9 TWh (2013: 4,3 TWh). Bei Wasser sind Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht in den erneuerbaren Energien zugeordnet. Insgesamt nahm die Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2014 um 5,3 % gegenüber 2013 zu.

Den stärksten Zuwachs verzeichneten 2014 die Windenergie und die Photovoltaik. Die installierte Leistung der Photovoltaik (netto) hat sich von 36.337 MW zum Jahresende 2013 auf 38.236 MW zum Jahresende 2014 erhöht. Allein in den Jahren 2009 bis 2014 wurden gut 32.000 MW PV-Leistung neu installiert.

Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2014 in Deutschland 1.766 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Leistung von 4.750 MW errichtet. Dieser Rekord-Bruttozubaue enthält gemäß den erhobenen Daten 413 Repowering-Anlagen. Unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Die Leistung der 2014 errichteten Repowering-Anlagen beträgt 1.148 MW. Das ent-

spricht einem Repowering-Anteil von knapp einem Viertel – gemessen am Brutto-Zubau des Jahres 2014. Des Weiteren wurden 544 im Jahre 2014 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 364 MW erfasst. Damit hat sich der WEA-Bestand an Land zum 31.12.2014 auf 24.867 WEA mit 38.116 MW erhöht.

Die zum 31.12.2014 in Deutschland an Land insgesamt installierte Windenergieleistung verteilt sich nach Bundesländern wie folgt: Mit 8.233 MW führt Niedersachsen die Liste an. An zweiter und dritter Stelle stehen Brandenburg mit 5.457 MW und Schleswig-Holstein mit 5.090 MW installierter Leistung. Es folgen Sachsen-Anhalt mit 4.336 MW, Nordrhein-Westfalen mit 3.681 MW, Rheinland-Pfalz mit 2.728 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 2.706 MW und Bayern mit 1.524 MW.

Im Jahr 2014 speisten 142 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 529 MW erstmalig in das Netz ein. Insgesamt speisten zum 31.12.2014 damit 258 OWEA mit einer installierten Gesamtleistung von 1.037 MW ins Netz ein. Im Jahr 2014 wurden 268 OWEA mit einer Leistung von 1.218 MW errichtet, die bis Ende 2014 nicht ins Netz einspeisten. Zum 31.12.2014 waren damit 285 OWEA mit einer Leistung von 1.303 MW vollständig errichtet, aber noch ohne erste Netzeinspeisung.

Die Stromerzeugungsmenge auf Basis Wind hat sich im Jahr 2014 um 8,3 % im Vergleich zum Vorjahr erhöht.

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum 31.12.2014 binnen Jahresfrist um 7.189 MW auf 89.924 MW (31.12.2013: 82.735 MW). Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit 46 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität von 195.244 MW (netto) beteiligt. Allein auf Solaranlagen entfielen davon 20 Prozentpunkte; fünf Jahre zuvor, also zum Jahresende 2009, waren es erst sechs Prozentpunkte.

Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen werden für 2014 auf etwa 149,2 TWh (2013: 125,7 TWh) beziffert. Der für die EEG-Umlage maßgebliche EEG-Umlagebetrag ist von 20,4 Mrd. € im Jahr 2013 gemäß nachträglicher Jahresabrechnung auf 23,6 Mrd. € im Jahr 2014 gemäß Prognose der Übertragungsnetzbetreiber gestiegen. Er setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen:

- den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Förder- bzw. Differenzkosten für erneuerbare Energien,

- die Liquiditätsreserve, einer Rückstellung für eventuelle Abweichungen von der Prognose, und
- dem Kontoausgleich, also der Verrechnung des EEG-Kontosaldos am 30. September.

Die ex-ante errechneten EEG-Erlöse der Anlagenbetreiber belaufen sich für 2014 auf 24,9 Mrd. € (für 2013 ex-post ermittelt: 22,0 Mrd. €). Den Auszahlungen an Anlagenbetreiber stehen Einnahmen durch den Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse von 5,2 Mrd. € (ex-ante prognostiziert) gegenüber. 2013 waren es 4,2 Mrd. € (ex-post ermittelt). Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben sich für 2014 Differenzkosten von 19,4 Mrd. € (ex-ante) gegenüber 17,5 Mrd. € (ex-post) im Jahr 2013. In diesem Betrag, der die reinen Förderkosten des jeweiligen Kalenderjahres widerspiegelt, sind der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve nicht enthalten. Die von nicht-privilegierten Letztverbrauchern zu entrichtende EEG-Umlage, die sich 2014 auf 6,24 ct/kWh (2013: 5,277 ct/kWh) belaufen hatte, ist für 2015 auf 6,17 ct/kWh abgesenkt worden.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs belief sich 2014 auf 130,9 TWh (2013: 141,8 TWh). Damit hatten erneuerbare Energien im Wärmesektor 2014 einen Marktanteil von etwa 12 %. Die Verteilung nach einzelnen Energiearten stellte sich 2014 wie folgt dar: Biomasse: 113,4 TWh (2013: 125,4 TWh), Solarthermie: 6,9 TWh (2013: 6,8 TWh), tiefe Geothermie: 1,0 TWh (2013: 0,9 TWh) sowie oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme: 9,6 TWh (2013: 8,7 TWh).

Der Biokraftstoffverbrauch erhöhte sich im Jahr 2014 auf 32,1 TWh (2013: 31,4 TWh). Damit erreichte deren Marktanteil am Kraftstoffverbrauch etwa 5 %. Von der gesamten Biokraftstoffnutzung entfielen 22,8 TWh auf Biodiesel und hydrierte Pflanzenöle, 0,1 TWh auf biogene flüssige Brennstoffe und Pflanzenöl, 8,6 TWh auf Bioethanol und 0,6 TWh auf Biogas und Biomethan.

**Tabelle 4.2: Netto-Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen nach Energieträgern**

| <b>Energieträger</b> | <b>31.12.2013</b>                                         |                                                    | <b>31.12.2014*</b>                                        |                                                    |
|----------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
|                      | <b>gesamte<br/>Elektrizitäts-<br/>wirtschaft**<br/>MW</b> | <b>davon:<br/>allgemeine<br/>Versorgung<br/>MW</b> | <b>gesamte<br/>Elektrizitäts-<br/>wirtschaft**<br/>MW</b> | <b>davon:<br/>allgemeine<br/>Versorgung<br/>MW</b> |
| Braunkohle           | 21.312                                                    | 20.563                                             | 21.312                                                    | 20.563                                             |
| Kernenergie          | 12.068                                                    | 12.068                                             | 12.068                                                    | 12.068                                             |
| Steinkohle           | 26.289                                                    | 25.947                                             | 27.448                                                    | 27.106                                             |
| Erdgas               | 28.227                                                    | 23.451                                             | 28.697                                                    | 23.697                                             |
| Mineralöl            | 4.696                                                     | 4.400                                              | 4.490                                                     | 4.200                                              |
| Erneuerbare, davon:  | 82.735                                                    | 82.057                                             | 89.924                                                    | 89.234                                             |
| Windkraft onshore    | 33.730                                                    | 33.730                                             | 38.116                                                    | 38.116                                             |
| Windkraft offshore   | 508                                                       | 508                                                | 1.037                                                     | 1.037                                              |
| Wasserkraft          | 5.619                                                     | 5.589                                              | 5.644                                                     | 5.614                                              |
| Biomasse             | 6.517                                                     | 5.869                                              | 6.867                                                     | 6.207                                              |
| Photovoltaik         | 36.337                                                    | 36.337                                             | 38.236                                                    | 38.236                                             |
| Geothermie           | 24                                                        | 24                                                 | 24                                                        | 24                                                 |
| Übrige, darunter:    | 11.274                                                    | 9.083                                              | 11.305                                                    | 9.105                                              |
| Pumpspeicherung      | 5.710                                                     | 5.710                                              | 5.710                                                     | 5.710                                              |
| <b>Gesamt</b>        | <b>186.601</b>                                            | <b>177.569</b>                                     | <b>195.244</b>                                            | <b>185.973</b>                                     |

\* vorläufig

\*\* einschließlich Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe

Stand: 6.3.2015

Quellen: BDEW, VGB, Bundesnetzagentur, AGEE Stat, Deutsche WindGuard

## 4.2 Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014

Die EEG-Novelle 2014 stand unter dem Eindruck einer von unter 2 ct/kWh in 2010 auf über 6 ct/kWh in 2014 stark gestiegenen EEG-Umlage. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie plante die Durchschnittsvergütung neuer EEG-Anlagen von 17 ct/kWh auf 12 ct/kWh zu senken. Gleichzeitig sollte das EEG eine stärkere Marktausrichtung erfahren, wobei eine technologiespezifische Förderung beibehalten werden sollte.

### Geplanter Ausbau und verstärkte Marktintegration

Das EEG wurde unter Zugrundelegung der neuen europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien für 2014 bis 2020 reformiert und trat am 1. August 2014 in Kraft. Statt der vorherigen Mindestausbauziele pro Dekade wurden 2025 und 2035 als Stützjahre für die 5 Prozentpunkte breiten Zielkorridore festgelegt. Das Ziel von 80 % EE-Strom in 2050 wurde beibehalten. Außerdem sollte der Ausbau der EE-Technologien verstetigt werden. Neben dem jährlichen PV-Ausbaupfad von 2,5 GWbrutto gibt es jetzt auch jährliche Ausbaupfade für onshore Windenergie mit 2,5 GWnetto<sup>1</sup> bzw. Biomasse mit 0,1 GWbrutto. Der Ausbau der offshore Windenergie wird um 3,5 GW auf 6,5 GW in 2020 und um 10 GW auf 15 GW in 2030 zurückgefahren. Werden diese Ausbaupfade erreicht, dürfte Deutschland leicht über dem EE-Zielkorridor von 40 bis 45 % in 2025 liegen.

Die Förderung der einzelnen EE-Technologien ändert sich leicht. Neben der Einführung einer verpflichtenden statt optionalen Direktvermarktung nach der gleitenden Marktprämie für alle Neuanlagen mit mehr als 100 kW wurden diverse Boni gestrichen und die Förderung bei einigen EEG-Technologien reduziert. Gleichzeitig wurde die Managementprämie, die die Kosten der Direktvermarktung decken soll, in die Vergütungssätze integriert. Das Stauchungsmodell für offshore Windenergie mit höherer Förderung für einen kürzeren Förderzeitraum wird bis Ende 2019 verlängert. Im Referenzertragsmodell bei onshore Windenergie, das Überförderungen an guten Standorten bescheiden soll, werden die höheren Anfangsvergütungen nicht mehr so lange gewährt.

Außerdem ist für alle EE-Technologien die Ausschreibung des notwendigen Förderniveaus ab 2019 (außer bei offshore Windenergie erst ab 2021) vorgesehen. Dazu sol-

len im Jahr 2017 Ausschreibungen auf Basis von noch zu erlassenden Verordnungen durchgeführt werden, welche eine weitere Gesetzesnovelle in 2016 erfordern. Die Verordnung für die Pilotausschreibung der Freiflächen-Photovoltaik wurde am 28. Januar 2015 vom Bundeskabinett verabschiedet. Die Erfahrungen aus der Pilotausschreibungen sollen Ende 2015 dem Bundestag berichtet werden und bei den Ausschreibungen für alle Technologien ab 2017 berücksichtigt werden.

Mit der verpflichtenden Direktvermarktung und zukünftigen Ausschreibungen wurden erste Schritte für eine stärkere Marktorientierung der EEG-Förderung eingeleitet. Deutschland hat gegenüber der Kommission auch eine 5%igen Beteiligung ausländischer Anlagen an den Ausschreibungen zugesagt. Der Kostenanstieg ist durch die Verringerung der Photovoltaikförderung gebremst. Die EEG-Umlage könnte bei weiter niedrigen Brennstoffpreisen und stetem EE-Ausbau trotzdem leicht ansteigen und nicht vor 2025 absinken, wodurch insbesondere energieintensive Branchen der deutschen Industrie ihre Wettbewerbsfähigkeit gefährdet sehen.

### Reform nach Beihilfeverfahren

Ende Dezember 2013 hatte die EU-Kommission ein Beihilfeverfahren gegen das EEG in der Fassung des Jahres 2012 und insbesondere gegen die teilweise Befreiung von der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen („besondere Ausgleichsregel“) eingeleitet. Daraufhin reformierte Deutschland die besondere Ausgleichsregel beihilfekonform im Zuge der EEG-Novelle. Exportierende Branchen mit Stromkosten an ihrer Bruttowertschöpfung von mehr als 17 bzw. 20 % müssen nur 15 % der EEG-Umlage, aber nicht mehr als 4 % der Bruttowertschöpfung bzw. nicht mehr als 0,5 % der Bruttowertschöpfung bezahlen.

Betreiber neuer Eigenversorgungsanlagen zahlen die volle EEG-Umlage, es sei denn, der Strom wird von einer Kleinanlage unter 10 kW und weniger als 10 MWh erzeugt (keine EEG-Umlage), der Strom wird in einer EE- oder KWK-Anlagen erzeugt (50 % EEG-Umlage) oder der Strom wird von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach einer bestimmten Klassifikation des Statistischen Bundesamtes verbraucht (15 % EEG-Umlage). Für bestehende Eigenversorgung wird weiterhin keine EEG-Umlage fällig. Allerdings sollen die Regelungen für bestehenden Eigenverbrauch bis 2017 überprüft werden.

<sup>1</sup> Der Nettozubaub berücksichtigt nicht den Ersatz durch nach 20 Jahren zurückgebaute Anlagen. Allein aus diesem Repowering ergibt sich ab 2020 ein notwendiger Zubau von 1,5 bis 3 GW pro Jahr. Zusätzlich zum Repowering soll ein jährlicher Nettozubaub von 2,5 GW erfolgen.

Die nächste umfängliche Reform des EEG in 2018 dürfte den eingeschlagenen Weg vertiefen: Die Ausbauziele für Erneuerbare führen dazu, dass deren Betreiber mehr Verantwortung für die Systemstabilität übernehmen müssen. Der EU-Binnenmarkt erfordert eine stärkere Harmonisierung und eine Marktintegration der Erneuerbaren, idealerweise parallel zur Ausgestaltung des Marktde-

signs. Eine mehr auf Wettbewerb orientierte Ausgestaltung einer auf Erzeugungsleistung basierten Förderung könnte bedarfsgerechte Einspeisung und Regelleistungsangebote auch von Erneuerbaren-Anlagen anreizen, den Wettbewerb auch zwischen den Technologien fördern und die Stromkosten zu stabilisieren.

### ***Diskussion zur Reform des Strommarkt-Designs in Deutschland***

Bereits seit mehreren Jahren gibt es eine Debatte über notwendige Reformmaßnahmen im deutschen Strommarkt. Vor allem der rapide wachsende Anteil der witterungsabhängigen erneuerbaren Energien und der Preisverfall im Großhandelsmarkt haben vielerorts Besorgnisse laut werden lassen, ob dauerhaft Versorgungssicherheit mit dem bisherigen Marktmodell, dem „Energy-Only-Markt“ (EOM) aufrechtzuerhalten ist. Die Energiebranche hatte deshalb schon frühzeitig vorgeschlagen, die Voraussetzungen für die spätere Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts zu schaffen. Daneben gibt es Diskussionen um geeignete Verfahren zur Integration der Erneuerbaren in den Markt sowie zum Erhalt der einheitlichen deutsch-österreichischen Preiszone, die wegen des immer weiter anwachsenden Transportbedarfs von Nord nach Süd angesichts des massiv wachsenden Aufkommens an Windenergie und des eher stockenden Netzausbaus auseinanderzubrechen droht.

Die Bundesregierung hat infolge dessen Maßnahmen zur Reform des Strommarktdesigns bereits im Koalitionsvertrag angekündigt. Daraufhin wurden umfangreiche Konsultationsprozesse eingeleitet und wissenschaftliche Gutachten in Auftrag gegeben, die die Frage klären sollten, ob der EOM grundsätzlich in der Lage ist, Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten oder ob ggf. die Einführung eines Kapazitätsmarktes notwendig ist und mit welchen Kosten dies verbunden wäre.

Im Herbst 2014 publizierte die Bundesregierung ein sogen. „Grünbuch“, in dem sie die Ausgangssituation aus ihrer Sicht schilderte, mögliche Reformmaßnahmen zur Diskussion stellte und einige „Sowieso-Maßnahmen“ ankündigte, zu denen insbesondere die Einrichtung einer deutschen Kapazitätsreserve gehört, die außerhalb des Marktes für außergewöhnliche Notfallsituationen vorgehalten werden soll. Nachdem die Gutachter der Bundesregierung zu dem Ergebnis gelangt waren, dass ein reformierter EOM („EOM 2.0“) im Grundsatz in der Lage sein würde, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, stellte die Bundesregierung Maßnahmen zur Reform des EOM zur Diskussion. Hierzu zählen bspw. Maßnahmen zur Förderung der Nachfrageflexibilität und zur Stärkung des Preissignals, die Verbesserung der Binnenmarktintegration oder Maßnahmen zur Verbesserung der Integration der Erneuerbaren in den Regelleistungsmarkt. Auch eine Stärkung des Emissionshandels ist Gegenstand des Grünbuchs. Weiterhin machte die Bundesregierung deutlich, dass sie sich für den Erhalt der einheitlichen deutsch-österreichischen Preiszone und den Netzausbau einsetzen würde.

Obgleich weiterführende Maßnahmen wie die Einführung eines Kapazitätsmarktes im Grünbuch diskutiert wurden, machte die Bundesregierung deutlich, dass sie der Einführung eines derartigen Systems skeptisch gegenübersteht, was sich in der Folge in mehreren Äußerungen und Publikationen bestätigte. So hat das BMWi Ende März 2015 ein „Eckpunktepapier Strommarkt“ vorgelegt, in dem die Bundesregierung sich klar gegen die Einführung von Kapazitätsmechanismen aussprach.

Das Grünbuch wurde bis Ende März 2015 öffentlich konsultiert, wobei diese Konsultation mit über 700 Stellungnahmen eine sehr breite Beteiligung aufwies. Die Bundesregierung publizierte im Juni 2015 ein sogen. „Weißbuch“, in dem konkrete gesetzgeberische Vorhaben umrissen werden. Auch für dieses Weißbuch ist ein Konsultationsprozess vorgesehen, der bis September 2015 dauern wird. Im Anschluss folgt das Gesetzgebungsverfahren, das ab Ende 2015 und im Laufe des Jahres 2016 durchgeführt werden soll. Anfang 2017 soll die gesetzliche Grundlage für das reformierte Marktdesign in Kraft sein; die Umsetzung soll im Jahre 2017 vollzogen werden, so dass das neue Marktdesign spätestens ab Anfang 2018 realisiert sein soll.

## 4.3 Monitoring zur Energiewende

Im Dezember 2014 haben das Bundeswirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium zum ersten Mal den gemeinsamen Fortschrittsbericht (und gleichzeitig dritten Monitoringbericht) „Energie der Zukunft“ veröffentlicht, der detailliert und kontinuierlich die Entwicklung der Energiewende und der Energiemärkte darstellt. Der erste Fortschrittsbericht soll einen faktenbasierten Überblick über die Erfahrung mit der Energiewende schaffen. Weiter soll mit dem Monitoring-Prozess, der bereits mit den Monitoringberichten für die Jahre 2012 und 2013 begonnen hatte, die Erreichung der im Energiekonzept niedergelegten Ziele überprüft und zum dritten soll erstmalig nicht nur der Stand der Energiewende analysiert, sondern auch ein Ausblick auf die kommenden Jahre mit einer entsprechenden Prognose gegeben werden. Grundlagen für den Fortschrittsbericht bilden dabei Datenmaterial aus 2013 und – soweit vorhanden – aktuelle Zahlen aus 2014. Gleichzeitig zum Fortschrittsbericht hat die Expertenkommission, ein unabhängiges Beratungsgremium der Bundesregierung, das den Monitoring-Prozess begleitet, ihre Stellungnahme hierzu veröffentlicht. Beide Berichte bilden damit eine wichtige Grundlage, um den Stand der Energiewende zu beurteilen.

### Energieziele auf dem Prüfstand

Die Bundesregierung hat in ihrem Fortschrittsbericht eine neue Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung entwickelt und dabei den Versuch unternommen, die Ziele des Energiekonzepts neu zu strukturieren. Dabei werden vier politische Oberziele benannt:

- Klimaschutz – u. a. -40 Prozent Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990
- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022
- „Wettbewerbsfähigkeit“
- „Versorgungssicherheit“.

Während die ersten beiden Ziele quantitative Indikatoren beinhalten, fehlen diese bei den Zielen „Versorgungssicherheit“ und „Wettbewerbsfähigkeit“. Ferner bleibt unklar, wie die vier Oberziele im Zusammenhang miteinander stehen und nach welchen Kriterien ggf. entstehende Interessenskonflikte entschieden werden sollen.

Die Oberziele werden weiter durch so genannte Kernziele ergänzt. Als zentrale Strategien gelten dabei der Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz. Steuerungsziele für die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr konkretisieren die Kernziele.

Der Bericht beleuchtet darüber hinaus die nach der Veröffentlichung des Grünbuchs anstehenden Prozesse zur weiteren Entwicklung des Strommarktdesigns. Ferner behandelt wird der energiepolitische Rahmen, mit dem die Energiewende umgesetzt wird. Dabei erfolgt eine Evaluation der Maßnahmen in den verschiedenen Handlungsbereichen wie Strommarkt, Netzinfrastruktur, europäische und internationale Einbettung, Energiepreise und -kosten, Energieforschung und Innovationen, gesamtwirtschaftliche Effekte und Akzeptanz der Energiewende.

Der Monitoring-Prozess wird weiter durch eine unabhängige Expertenkommission begleitet und wissenschaftlich eingeordnet. Dabei werden weitere kritische Punkte, wie z. B. der Grad der Zielerreichung, eine kritischere Betrachtung der Ursachen der Zielverfehlung sowie eine unzureichende Konkretisierung der zu treffenden Maßnahmen und deren Wirkungen identifiziert, die für eine möglichst neutrale und objektive Bewertung der Energiewende und ihrer Fortschritte hilfreich sind.

### Bewertung der Zielerreichung

Ein Blick auf die Ergebnisse des Fortschrittsberichts zeigt, dass die Bundesregierung weit entfernt ist von der Realisierung der erstmals aufgestellten vielfältigen energiepolitischen Ziele. Denn einzig das Kernziel Erneuerbare-Energien-Ausbau scheint bis 2020 erreichbar.

Um die weiteren Kernziele zu erreichen, verweist der Fortschrittsbericht auf die Notwendigkeit zur Durchführung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) und des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020. Bei der KWK verweist der Bericht auf die mutmaßlich „hohen Kosten“ eines weiteren KWK-Ausbaus und der temporär notwendigen Bestandssicherung. Ebenfalls voraussichtlich bis 2020 nicht erreicht werden u. a. die Steuerungsziele Reduzierung des Wärmebedarfs sowie die Verringerung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor. Der avisierte jährliche Anstieg der Endenergieproduktivität pro Jahr um 2,1 Prozent wird nach heutigem Stand voraussichtlich ebenfalls deutlich verfehlt werden.

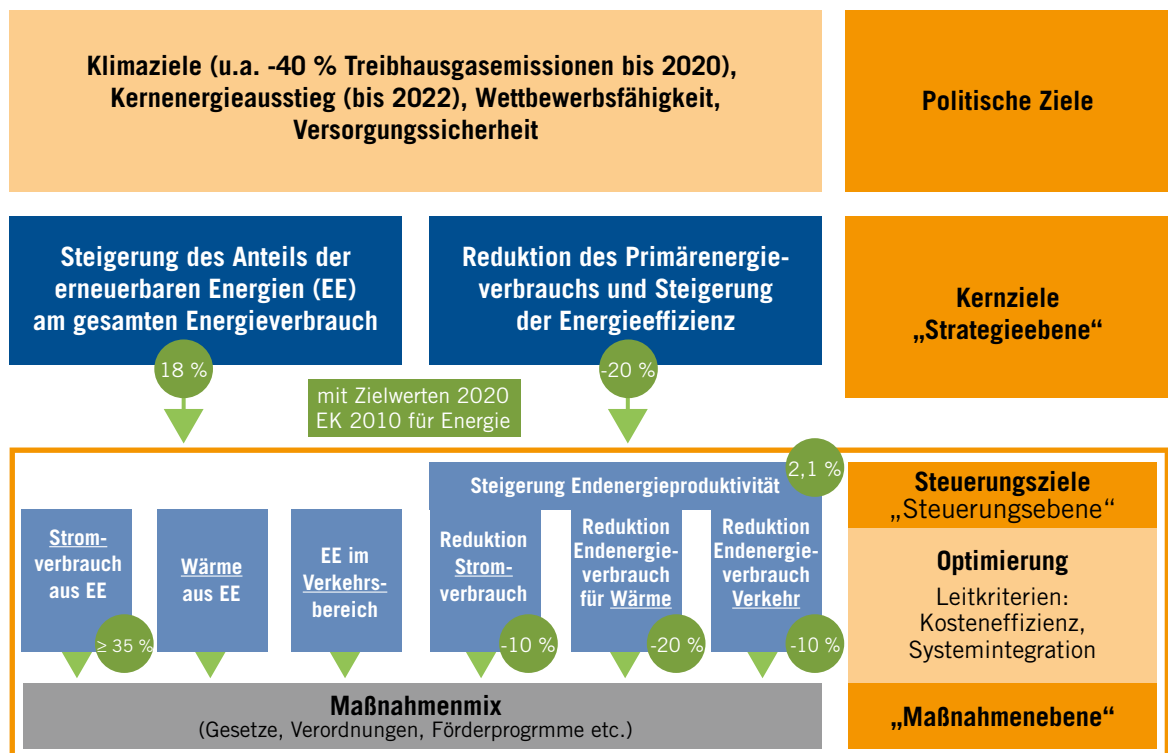
Die Identifikation der Energieeffizienz als Säule der Energiewende und auch die Entwicklung eines Fahrplans für die Umsetzung weiterer Maßnahmen in Form des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) trägt zur Planungssicherheit für Investoren bei. Die Einlassungen bezüglich der Wirtschaftlichkeit bei der KWK treffen allerdings die effizientesten konventionellen Kraftwerke, denn KWK-Anlagen erreichen durch die gleichzeitige Erzeugung/Nutzung von Strom und Wärme Gesamtwirkungs-

grade von bis zu 90 Prozent und sparen damit Brennstoffressourcen sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen ein.

Der Fortschrittsbericht und die begleitende Stellungnahme durch die unabhängige Experten-Kommission bilden eine wichtige Grundlage, um den Stand der Energiewende zu beurteilen, wenn auch die energiestatistische Basis für das Monitoring verbessert werden muss. Das derzeitige Energiestatistikgesetz sollte deshalb an die neuen Anforderungen angepasst werden.

Der nun vorgelegte Fortschrittsbericht Energiewende zeigt eindeutig, dass Maßnahmen und Ziele weit auseinanderlaufen. Wichtig wird sein, dass sie Ausgangspunkt einer kritischen Analyse des Status quo der Energiewende sowie einer intensiven Debatte über die zukünftige Ausrichtung der Energiepolitik in Deutschland wird. Die Neuformulierung der politischen Ziele kann dabei hilfreich sein.

**Abbildung 4.16: Strukturierung der Ziele des Energiekonzeptes**



Quelle: BMWI: Fortschrittsbericht



## 4.4 Die Rolle von „Power-to-Gas“ bei der Energiewende – technologische und ökonomische Bewertung<sup>1</sup>

Ein zukünftig auf fluktuierender Windkraft und Solarenergie basierendes Energiesystem kommt ohne Speicher nicht aus, denn nur so kann die notwendige Bedarfsbereitstellung realisiert werden. Nach den derzeitigen Ausbauplänen kann in 2020 mit deutlich mehr als 100 GW installierter regenerativer Kraftwerksleistung, hauptsächlich aus Windkraft und PV, gerechnet werden, zusätzlich zu dem bestehenden konventionellen Kraftwerkspark. Da der mittlere Bedarf bei etwa 40 bis 70 GW liegt, werden sich die schon heute auftretenden Stromüberschüsse in den nächsten Jahren stark ausweiten. Abregeln bei voller Vergütung, Stromexport zu negativen Preisen und späterer Import zu Höchstpreisen stellen kein nachhaltiges Konzept dar. Langfrist- bzw. saisonale Speicher sind die Schlüssel zur Integration der erneuerbaren Energien. Die Power-to-Gas-Technologie könnte in diesem Zusammenhang eine Lösung darstellen.

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland kann gasförmige Energieträger aus regenerativen Quellen speichern, transportieren und bedarfsgerecht an den Verbraucher abgeben. Die direkte Einspeisung von Wasserstoff ist energetisch und anlagentechnisch günstiger, da ein Umwandlungsschritt wegfällt. Die Erzeugung von Methan bietet vor allem den Vorteil, dass die existierende Infrastruktur für Verteilung und Speicherung wie auch die Verbrauchseinrichtungen ohne Änderungen und Umstellungen genutzt werden können.

### Potenzielle Anwendungsgebiete von „Power to Gas“

Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten der Gaswirtschaft wurden in den letzten Jahren im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive „Gastechnologie“ gebündelt. Eine jüngst abgeschlossene Studie zur Bewertung von Power-to-Gas unter Klimaschutzgesichtspunkten des Potsdam Instituts für Klimafolgenforschungen kommt zum Ergebnis, dass Power-to-Gas (PtG) bei einem funktionierendem CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandelssystem wegen des systemübergreifenden Ansatzes insgesamt kostendämpfend wirken kann. Um die notwendigen Mengen an elektrischer Energie in Wasserstoff umzuwandeln, müssen jedoch Elektrolyseanlagen mit einer gesamten elektrischen Anschlussleistung von bis zu 50 GW aufgebaut werden.

Das DVGW-Forschungscluster „Power-to-Gas“ begleitet die aktuellen Demonstrationsvorhaben, arbeitet weiter an

der Absicherung der Wasserstoffzumischrate im Erdgas sowie an Fragen der Messung bzw. Abrechnung von Wasserstoff/Erdgasgemischen. Bei Untertagespeichern zeigten die bisherigen Untersuchungen ein differenziertes Bild. Während Kavernenspeicher schon heute zur Speicherung von reinem Wasserstoff genutzt werden, etwa in der chemischen Industrie, sind bei Porenspeichern mikrobiologische Vorgänge im Zusammenhang mit Wasserstoff zu bewerten. Im Rahmen des Demonstrationsprojektes „Sun Storage“ werden die Effekte anhand eines Feldversuchs an einem realen Untergrundspeicher in Österreich untersucht. Ein weiteres Thema in diesem Zusammenhang sind Wasserstofflimitationen im Erdgas bei der Verwendung als Kraftstoff. Hier fixiert das derzeit weltweit geltende Regelwerk aufgrund der Gefahr der Wasserstoffversprödung für stahlbasierte CNG-Tanks einen Grenzwert von zwei Prozent.

Neben der direkten Wasserstoffzumischung ist die Methanisierung zur Erzeugung von synthetischem Erdgas (SNG) ein weiterer Schritt der Integration von PtG in das bestehende Erdgasversorgungssystem. Unter Methanisierung wird die Umwandlung von Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid oder -dioxid zu Methan verstanden. Es wird hierbei zwischen der katalytischen und der biologischen Methanisierung unterschieden. Zu beiden Methanisierungskonzepten wurden umfangreiche techno-ökonomische Analysen durchgeführt. Neben der notwendigen Flexibilität in der Fahrweise (Teillastverhalten, Kalt-/Warmstartverhalten, Warmhaltebetrieb) ist die Nutzung der freigesetzten Reaktionswärme ein wichtiger Aspekt bei PtG-Anwendungen. Deshalb ist eine intelligente Verschaltung mit anderen Prozessen für die Wirtschaftlichkeit und die Erhöhung von Effizienz zwingend erforderlich. Insbesondere in Kombination mit bestehenden Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen wäre die PtG-Kopplung vielversprechend. Abhängig vom Biogaserzeugungs- und aufbereitungsverfahren kann die bei der Elektrolyse und bei Methanisierung entstehende Abwärme genutzt werden (z. B. für die Fermenterbeheizung, für die Regeneration des Waschmittels der Biogasaufbereitung, für die Bereitstellung des internen Strombedarfs über eine Dampfturbine). Mit einer umfangreichen Prozessintegration und Wärmeauskopplung lassen sich energetische Wirkungsgrade im Bereich von 80 % erreichen. Auch die Verschaltung mit Kläranlagen könnte eine interessante PtG-Variante sein. Hierbei kann auch der bei der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff genutzt werden. Durch die Kopplung mit Biogasanlagen können Stromlasten von 5 – 20 MW konvertiert werden. Größere Anlagen können durch Kopplung mit anderen Prozessen, insbesondere aus der chemischen Industrie, realisiert werden.

<sup>1</sup> Von Frank Graf, Frank Gröschl, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

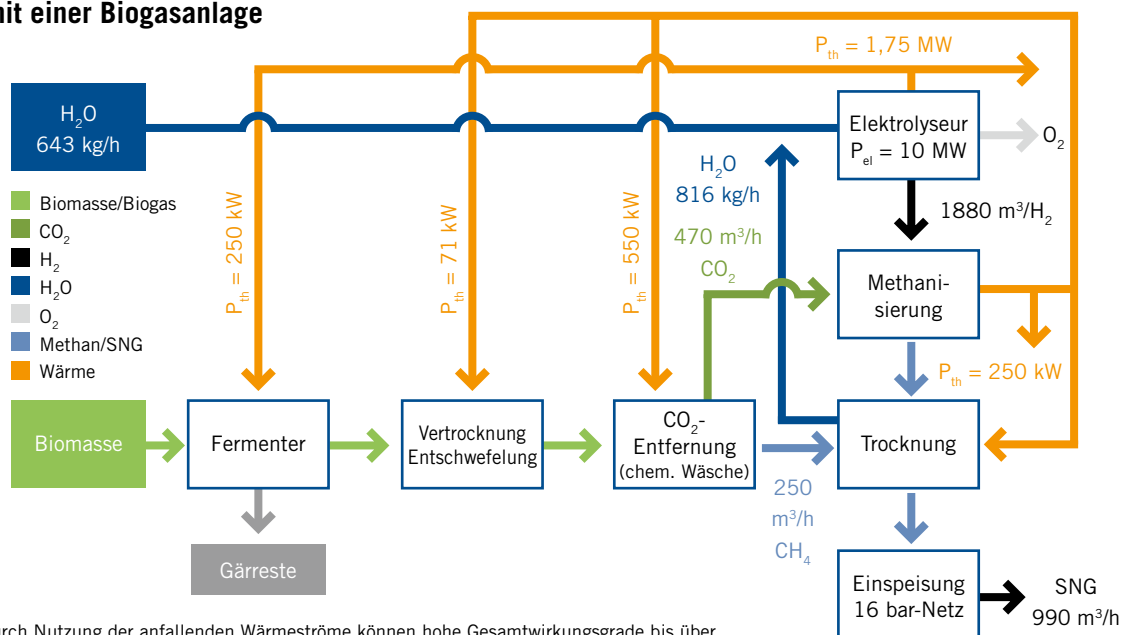


Netz- und Asset-orientierte Forschungen bündelt der DVGW im Forschungscluster „Smart Grids“. Hier werden Konvergenzen und Verschaltungen zwischen den Strom- und Gasnetzen insbesondere auf der Verteilnetzebene untersucht. In einem gemeinsamen Vorhaben mit Forschungsstellen der Stromseite zum Einsatz der Power-to-Gas-Technologie in Verteilnetzen wurde fertiggestellt, dass diese Technologie auch unter dem Aspekt vermiedener Netzausbauten auf der Stromseite Vorteile aufweisen kann. Hier ergaben sich neue und interessante Ansätze zu einer weitergehenden Bewertung dieser Technologie als Bestandteil eines Gesamtennergiesystems. Gleiches gilt im Zusammenhang mit dem Transport von Energie über lange Strecken. Das Gasnetz transportiert heute schon mit rd. 1000 Mrd. kWh/a annähernd die doppelte Energiemenge des Stromnetzes (ca. 540 Mrd. kWh/a). Der Stromnetzausbau gestaltet sich nicht nur aus Akzeptanzgründen in der Bevölkerung als schwierig, auch im Hinblick auf die Kosten- bzw. Wirtschaftlichkeitsdiskussion der Energiewende im Allgemeinen von neuen Stromtrassen im Besonderen sollten in diesem Bereich Forschungen vertieft werden.

Forschungsergebnisse zeigen, dass Gasnetze zur Bewältigung aktueller und zukünftiger Herausforderungen in Stromverteilungsnetzen entscheidend beitragen könnten. Der erforderliche Ausbaubedarf der Stromnetze kann bei netzdienlicher Fahrweise von Power-to-Gas-Anlagen signifikant reduziert werden. Eine Wirtschaftlichkeit übergreifender Smart-Grid-Konzepte für Strom- und Gasverteilungsnetze wird erreicht durch Deckungsbeiträge aus Markt und Netz, Kopplung der Netze auf möglichst niedriger Spannungsebene, Investitionskosten für dezentrale Power-to-Gas-Anlagen von ca. 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> (inkl. Einspeisung) sowie ein ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in den Gasnetzen. Weiterhin haben diese Untersuchungen gezeigt, dass mit diesem dezentralen und netzdienlichen Ansatz dem Energiesystem die bei einer hohen Durchdringung mit erneuerbaren Energien langfristig benötigte Langzeitspeichertechnologie zur Verfügung gestellt wird, was in den regulatorischen Rahmenbedingungen derzeit nicht abgebildet ist. Weiterhin haben die Untersuchungen auch die entlastende Wirkung von Strom-zu-Gas-Kopplungstechnologien auf der Verteilnetzebene in das Strom-Hochspan-

**Abbildung 4.17: Verschaltungskonzept für die Kopplung von PtG mit Biomethan**

### Katalytische Methanisierung von Wasserstoff: Optimierte Systemintegration mit einer Biogasanlage



Durch Nutzung der anfallenden Wärmeströme können hohe Gesamtwirkungsgrade bis über 80 % erreicht werden. Außerdem lässt sich der bei der Elektrolyse entstehende Sauerstoff nutzen.  
© Mit Gas-Innovationen in die Zukunft DVGW 2014

Quelle: Schaaf, T.; Götz, M.: Technoökonomische Studie von Power – to-Gas-Konzepten – Teilprojekt C, [www.dvgw-innovation.de](http://www.dvgw-innovation.de)

nungsnetz hinein gezeigt, was in aktuellen Forschungen quantifiziert wird.

Die Nutzung von PtG-Konzepten für die Mobilität ist derzeit ein stark diskutiertes Thema. Denn der durch grünen Strom hergestellte Wasserstoff ( $H_2$ ) kann gleich über mehrere Wege im Kraftstoffbereich genutzt werden:

- 1) Direktnutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen;
- 2) Wasserstoffzumischung ins Erdgasnetz;
- 3) Methanisierung von  $H_2$  zur Erzeugung von SNG;
- 4) „Power-to-Liquids“, Erzeugung von synthetischen flüssigen Kraftstoffen (FT Diesel);
- 5) Einbindung in den Raffinerieprozess zur Erzeugung von fossilen Kraftstoffen (z. B. bei der Entschwefelung).

Die „EU Clean Fuel Strategy“ und die neue EU-Direktive 2014/94/EU zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe unterstützt diese Gedanken. LNG soll zunehmend im Straßenschwerlastverkehr und bei der Schifffahrt eingesetzt werden. In ersten Demonstrationsprojekten wird derzeit der Einsatz von LNG in der küstennahen Schifffahrt, wie auch in der Binnenschifffahrt untersucht. Die großen europäischen Binnenwasserstraßen stehen im Mittelpunkt der Untersuchungen, auch der Rhein. Gegenstand der Untersuchungen sind insbesondere die Motorentechnik und Infrastrukturfragen.

### Pilot- und Demonstrationsprojekte

In den letzten Jahren wurde das Thema „Power-to-Gas“ im Rahmen von zahlreichen Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten vorangebracht. Gegenstand der Untersuchungen ist insbesondere die Neu- und Weiterentwicklung von Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren, die Demonstration der gesamten Prozesskette von der Erzeugung bis zur Einspeisung sowie die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz. 2013 wurden die ersten PtG-Anlagen an das Gasnetz angeschlossen. Insgesamt befinden sich derzeit in Deutschland 18 Anlagen im Betrieb bzw. im Bau, weitere Projekte, auch im europäischen Ausland, befinden sich in der konkreten Planung.

Einer der ersten Akteure ist die ENERTRAG AG, die bereits im Jahr 2011 in die Testphase gegangen ist, zunächst für die direkte Rückverstromung und die Versorgung einer Wasserstofftankstelle. Im Jahr 2013 kam der Anschluss an das Transportnetz der ONTRAS sowie die Inbetriebnahme der PtG-Anlage der E.ON SE in Falkenhagen (Prignitz) hinzu.

Unweit der Stadt Grapzow (Mecklenburg-Vorpommern) befindet sich das RH2-Projekt mit einer 1 MW Elektrolyseanlage und einer Wasserstoffproduktion von ca. 200  $m^3/h$ . Die Anlage ist zunächst nur für die Rückverstromung des Wasserstoffs in einem Motor-BHKW vorgesehen und sichert so die Stromversorgung des angeschlossenen Windparks auch in Schwach-Wind-Zeiten. Zusätzlich wird eine Wasserstofftankstelle betrieben. Später soll auch die Einspeisung in das Erdgashochdrucknetz hinzukommen.

In Frankfurt am Main hat sich eine Gruppe aus Energieversorgern zusammengefunden, die seit Ende 2013 gemeinsam eine PtG-Anlage für die Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz betreibt. Die derzeit größte PtG-Anlage wird von Audi im eGas-Projekt in Werlte betrieben. In diesem Projekt wird seit Juni 2013 eine 6 MW Elektrolyse-Anlage betrieben. Der erzeugte Wasserstoff wird in einer Methanisierungsanlage der Fa. ETO-GAS gemeinsam mit Kohlenstoffdioxid aus einer nahegelegenen Biogasaufbereitungsanlage zu Methan umgewandelt und in das Gasnetz der EWE AG eingespeist.

### Mikro- und makroökonomische Bewertung

Essenziell für die mögliche Umsetzung von PtG-Konzepten sind Fragen zur Wirtschaftlichkeit. Hierzu wurde im Rahmen von mehreren DVGW-Forschungsprojekten insbesondere Erzeugungskosten, Vermeidung von Netzausbaukosten und verschiedene Geschäftsmodellen analysiert sowie volkswirtschaftliche Aspekte bewertet. Hierbei wurden unter Berücksichtigung zukünftiger Technologie- und Marktpreisentwicklungen sowie möglicher Skaleneffekte auch Analysen für zukünftige Kostenpotentiale durchgeführt. Bei der folgenden Ergebnisdarstellung ist zu beachten, dass der Einsatz von PtG-Konzepten in der chemischen Industrie oder in Raffinerieprozessen nicht betrachtet wurde.

Die Gestehungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan aus PtG-Prozessen liegen selbst im Vergleich zu Biomethan sehr hoch. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die wichtigste Einflussgröße auf die Gestehungskosten die jährlichen Volllaststunden und der angesetzte Preis für elektrische Energie sind. D.h. PtG-Anlagen, die nur wenige hundert Stunden im Jahr betrieben werden, sind kaum wirtschaftlich darstellbar. Gleiches gilt für Strompreise, bei denen sämtliche Letztverbraucherabgaben enthalten sind. Bei den Berechnungen wurden auch die erwarteten Kostensenkungspotenziale bei den Erzeugungsverfahren sowie verschiedene Anlagengrößen berücksichtigt.

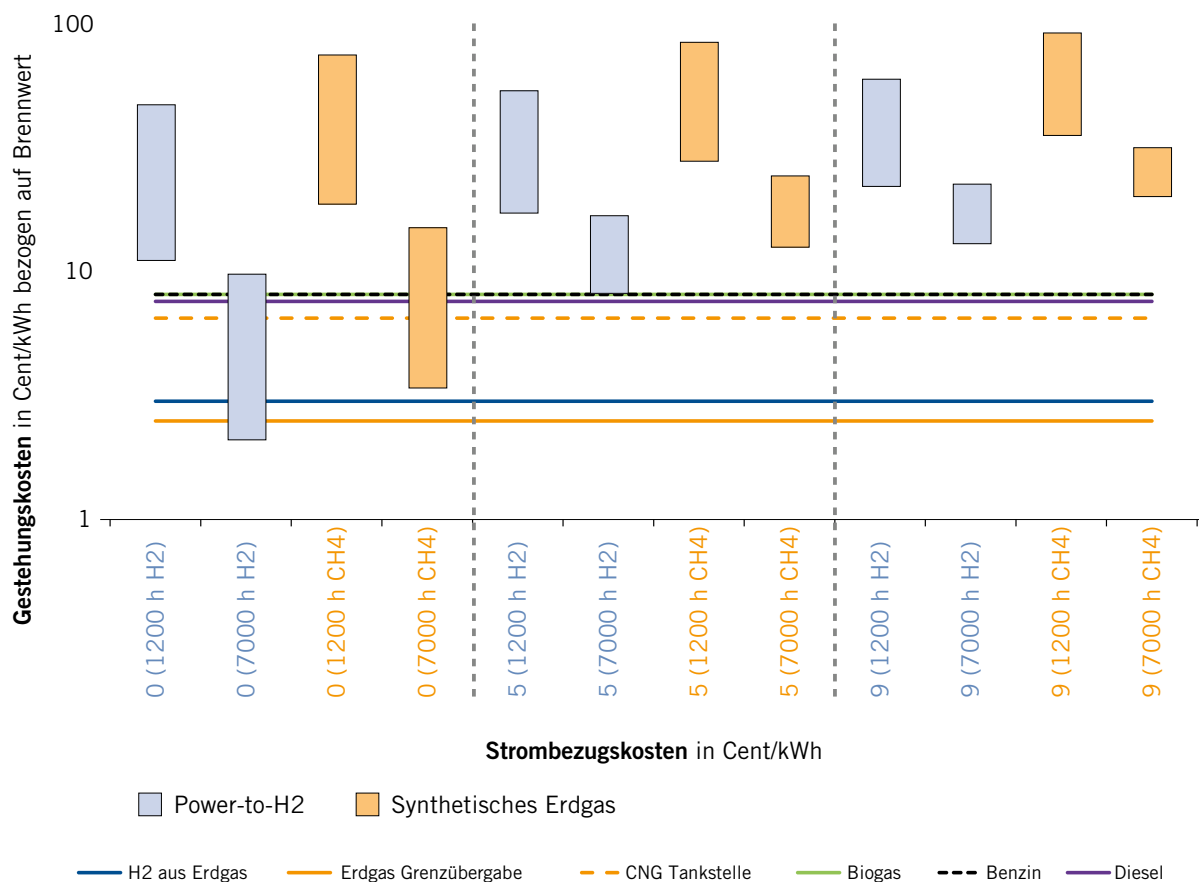
Weiterhin wurden verschiedenen Geschäftsmodelle analysiert. Neben der Speicherung von Überschussstrom wurden die Bereitstellung erneuerbarer Gase als Kraftstoffe, die Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt sowie die Nutzung von anfallendem Kohlenstoffdioxid zur Reduktion der benötigten Treibhausgasemissionszertifikate von Industrieunternehmen bewertet. Beispielhaft sind in Abbildung 8 die Gestehungskosten der einzelnen Geschäftsmodelle für eine Projektion ins Jahr 2030 dargestellt. Die Grenzkosten (variable Betriebskosten) sind gesondert dargestellt. Der Differenzbetrag zu den absoluten Gestehungskosten beinhaltet die Fixkosten, von denen der Großteil auf die Investition entfällt.

Die Berechnungen zeigen deutlich, dass die wichtigste Einflussgröße auf die Gestehungskosten die jährlichen Volllaststunden sind. Die Strombezugskosten, die Effizienz

enz der Power-to-Gas-Anlage und die CO<sub>2</sub>-Kosten haben im Gegensatz dazu einen geringeren Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff bzw. von synthetischem Methan (SNG). Einen wesentlichen Anteil an den Herstellungskosten nimmt hingegen die aktuell in den meisten Fällen zu entrichtende EEG-Umlage ein. Eine Befreiung von der EEG-Umlage ist derzeit nur für den Fall der Rückverstromung von Speichergas gegeben. Zusätzlich wurde auch die Möglichkeit einer Abwärme- und Sauerstoffnutzung betrachtet. Der Erlös durch den Verkauf dieser anfallenden Nebenprodukte hat allerdings keinen signifikanten Einfluss auf die Gestehungskosten ist aber insbesondere im Hinblick auf die Energieeffizienz wichtig.

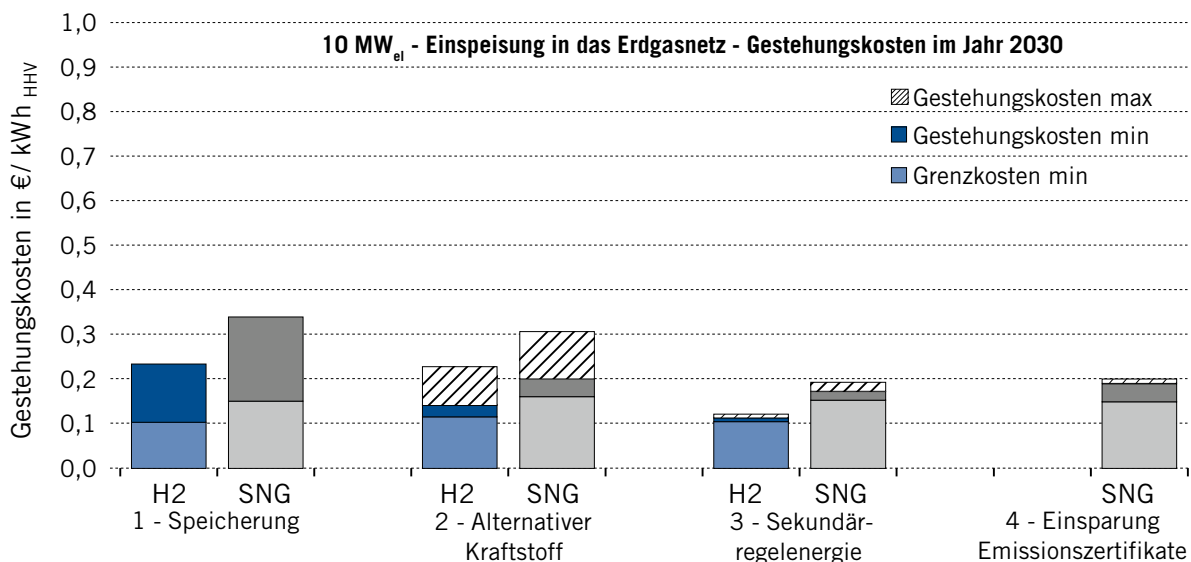
Insgesamt zeigt die rein quantitative Betrachtung der Herstellungs- und Betriebskosten des Power-to-Gas-Systems (ohne indirekte Effekte) sowie dessen Alternativlösungen,

**Abbildung 4.18: PtG-Gestehungskosten in Abhängigkeit von Strombezugskosten und Volllaststunden (derzeit geltende Letztverbraucherabgaben wurden nicht berücksichtigt)**



Quelle: Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T.: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz, [www.dvgw-innovation.de](http://www.dvgw-innovation.de)

**Abbildung 4.19: Zukünftige Gestehungskosten von in das Erdgasnetz eingespeistem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus einer Power-to-Gas Anlage mit 10 MW<sub>el</sub> Nennleistung in den einzelnen Geschäftsmodellen.**



Anmerkung: Die Gestehungskosten von Wasserstoff und synthetischem Methan beziehen sich auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage inklusive der Einspeisung in das Erdgasnetz jedoch ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung. Die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 10 MW<sub>el</sub>, die Volllaststunden und die Strombezugskosten variieren je nach Geschäftsmodell (1: 1.500 h/a, 2: 5.630 h/a, 3: 2.000 – 3.000 h/a, 4: 5.630 h/a).

Quelle: Tichler, R.; Steinmüller, H.; Reiter, G.: Technoökonomische Studie von Power – to-Gas-Konzepten – Teilprojekt D „Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten“, Abschlussbericht DVGW-Forschungsvorhaben (2014), [www.dvgw-innovation.de](http://www.dvgw-innovation.de)

dass die Power-to-Gas-Technologie – bei der Betrachtung eines singulären Geschäftsmodells – mittel- und langfristig im Segment der Energiespeicherung sowie am Kraftstoffsektor eine Wettbewerbsfähigkeit erlangen kann. Die Wettbewerbsfähigkeit am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt sowie als Alternative zum Netzausbau und zur Kohlenstoffdioxid-Bindung zur Einsparung von Treibhausgasemissionszertifikaten wird allerdings schwer zu erreichen sein. Es ist daher eine Kombination von Geschäftsmodellen für den Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage zu empfehlen. Zum einen, da dadurch eine höhere betriebswirtschaftliche Rentabilität erreicht werden kann, zum anderen, da somit auch für das Energiesystem mehrere positive Faktoren generiert werden können.

Die zentrale Fragestellung für die Rahmensetzung zur Implementierung neuer Technologien ist, ob langfristig sowohl im betriebswirtschaftlichen als auch im volkswirtschaftlichen Kontext durch die Markteinführung eines spezifischen Produktes bzw. Systems auch eine Rentabilität gegeben ist. Für die Markteinführung und die Weiterentwicklung ist hierbei nicht zwingend eine betriebswirtschaftliche Rentabilität von Bedeutung. Sofern die volkswirtschaftlich positive Relevanz dieses Systems vorhan-

den ist, kann die Weiterentwicklung und Implementierung einer Technologie von großer Bedeutung sein.

### Ausblick

Power-to-Gas kann einen entscheidenden Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien leisten. Neben der Speicherung von elektrischer Energie kann auch die Transportfunktion von der bestehenden Gasinfrastruktur übernommen werden. Ein weiterer Treiber dürfte die Bereitstellung von Kraftstoffen aus regenerativen Quellen sein. Bisher liegen die spezifischen Erzeugungskosten deutlich über den Preisen für Gase aus fossilen Quellen. Damit PtG-Technologien in die breite Anwendung kommen können, müssen die Kosten deutlich gesenkt und der Gesamtnutzen für das Energiesystem volkswirtschaftlich bewertet werden. Auch unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten werden Power-to-Gasanlagen kombinierte Geschäftsmodelle bedienen müssen. So ist es beispielsweise denkbar, dass eine Anlage einerseits für die Erzeugung von regenerativen Kraftstoffen eingesetzt wird und Zusatzerlöse über den Regelenergiemarkt erwirtschaftet werden.

## 4.5 Vielfalt in den Eigentümerstrukturen erneuerbarer Energien<sup>1</sup>

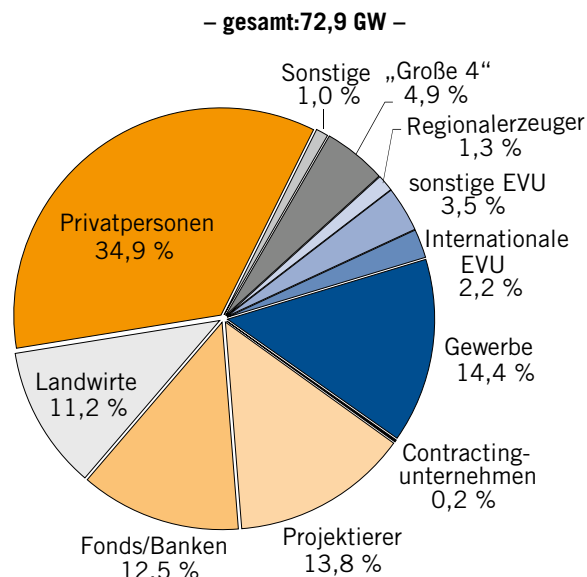
Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet weiter voran, sowohl hinsichtlich der installierten Leistung als auch der Stromerzeugung. Auch wenn die Eigentümerstruktur nach wie vor „zersplittert“ ist, zeichnet sich eine Verschiebung der Anteile von Privatpersonen hin zum Gewerbe ab. Maßgeblich waren in den vergangenen Jahren dabei die Photovoltaik und die Windenergie, denn hier erfolgte der Zubau in 2012 in größeren Anlagen als in den vorherigen Jahren. Die starken Zubauten der Windenergie im Jahr 2014 werden zu einer weiteren Verschiebung der Anteile hin zu größeren gewerblichen Eigentümern sowie Projektierern und Fonds führen. Dieser Trend wird mit der Einführung der im EEG geplanten Versteigerung von Kapazitäten in den kommenden Jahren noch weiter verstärkt, da kleinere Marktteilnehmer den großen Aufwand einer Teilnahme an den Ausschreibungen in der Regel nicht auf sich nehmen werden.

Bestimmt werden die Eigentümeranteile der erneuerbaren Energien nach wie vor durch Privatpersonen, im Bereich der kleineren dezentralen Anlagen halten sie einen hohen Anteil: Einerseits besitzen sie eigene PV-Anlagen, andererseits beteiligen sie sich an gemeinschaftlichen Anlagen, wie beispielsweise Bürgerenergieparks. Aber auch die Energieversorger haben im vergangenen Jahr ihr Engagement ausgebaut. Mit einer marktbeherrschenden Stellung – wie bei den konventionellen Kraftwerken – ist in den nächsten Jahren aber nicht zu rechnen.

### Photovoltaik und Windenergie dominieren

Aus der Betrachtung der einzelnen erneuerbaren Energie-Arten geht deutlich hervor, dass der Ausbau in den letzten Jahren vorrangig durch Photovoltaik und Windenergie vorangetrieben wurde. Allein durch Photovoltaik wurden in 2012 rund 7,6 GW Leistung installiert, was einem Anteil von rund 80 Prozent des Zubaus entspricht. Betrachtet man den Zubau monatsgenau, so fallen die Auswirkungen der rechtlichen Rahmenbedingungen deutlich auf. In den Monaten März, Juni und September 2012 fand ein überdurchschnittlicher Zubau statt, was auf gesetzlich beschlossene Kürzungen in der Vergütung (bzw. den Vergütungsstopp für Freiflächenanlagen über 10 MWp) zurückzuführen ist. Doch nicht nur bei der installierten Leistung kann Photovoltaik punkten – auch bei der Stromerzeugung steigt der Anteil auf rund 20 Prozent unter den erneuerbaren Energien deutlich an. Damit liegt die Photovoltaik bei der Stromerzeugung etwa gleichauf mit der Wasserkraft. In den Jahren 2013 und 2014 ist der Neubau der Photovoltaik deutlich zurückgegangen, da

**Abbildung 4.20: Struktur der Eigentümer an Erneuerbaren Energien-Anlagen 2012 in Deutschland**



Quelle: trend:research

die starke Reduktion der Vergütung den Ausbau weniger attraktiv gemacht hat. Im Jahr 2014 war die Windenergie die führende Technologie mit einem Ausbau von über 4,5 GW.

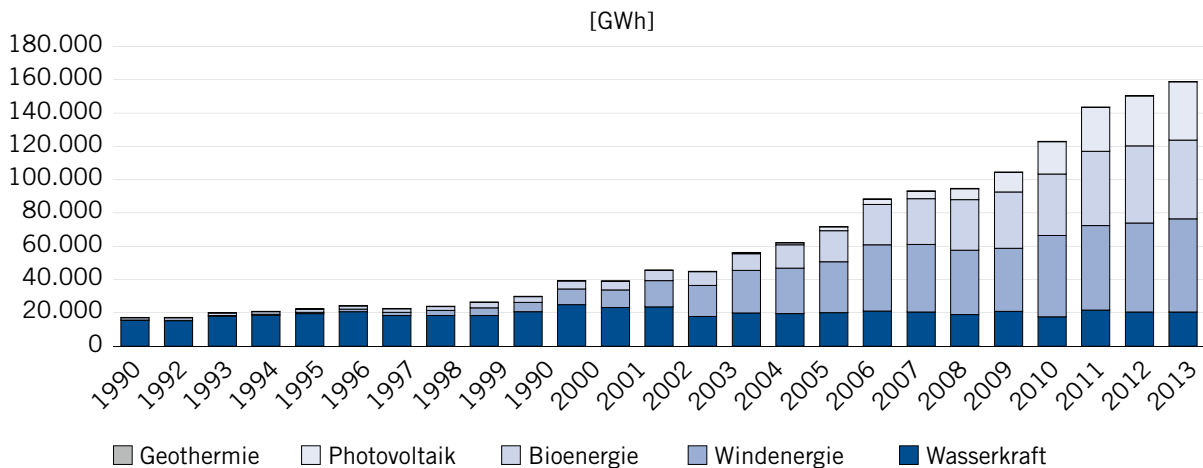
Aus der Entwicklung im Bereich der Photovoltaik resultiert auch die Verschiebung der Eigentümeranteile aller erneuerbaren Energien-Anlagen. Vor 2012 wurden viele Photovoltaik-Anlagen auf privaten Hausdächern errichtet, 2012 wurden vermehrt größere Anlagen zugebaut, bedingt durch die Realisierung von großflächigen Solarparks und die vermehrte Nutzung von gewerblichen Dachflächen. Privatpersonen verloren dadurch – und demzufolge auch in der Gesamtbetrachtung aller erneuerbaren Energien – Anteile. In den kommenden Jahren ist, aufgrund der Versteigerung der Projekte im geplanten EEG, mit einer weiteren Verschiebung hin zu gewerblichen Marktteilnehmern zu rechnen.

### Große regionale Unterschiede

Betrachtet man den Zubau regional, fallen – insbesondere beim Zubau der beiden vorher genannten erneuerbaren Energien-Arten Photovoltaik und Windenergie – große Unterschiede auf. Den stärksten Photovoltaik-Zubau hatte im Jahr 2012 das Bundesland Bayern mit rund

<sup>1</sup> Von Jens Gatena und Dirk Briese, trend:research

**Abbildung 4.21: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach einzelnen Energieträgern 1990 bis 2013**



Quelle: trend:research

1.500 MWp zu verzeichnen, auch in Brandenburg erfolgte ein hoher Zubau von knapp 1.000 MWp. Die weiteren flächenmäßig großen Bundesländer Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen bewegen sich eher im Mittelfeld (von rund 650 MWp bis rund 800 MWp). Die Stadtstaaten und die Bundesländer Saarland, Schleswig-Holstein sowie Hessen haben nur geringe Zubauten zu vermelden.

Die Nutzung der Onshore-Windenergie ist nach wie vor allem in den norddeutschen Bundesländern am stärksten ausgeprägt, aber auch in den südlicheren neuen Bundesländern erfolgte ein deutlicher Zubau. In den süddeutschen Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern verlief die Entwicklung ebenfalls sehr unterschiedlich. In Bayern wurden 2012 rund 200 MW Leistung zugebaut. Baden-Württemberg hingegen konnte nur einen Zubau von ca. 20 MW verzeichnen.

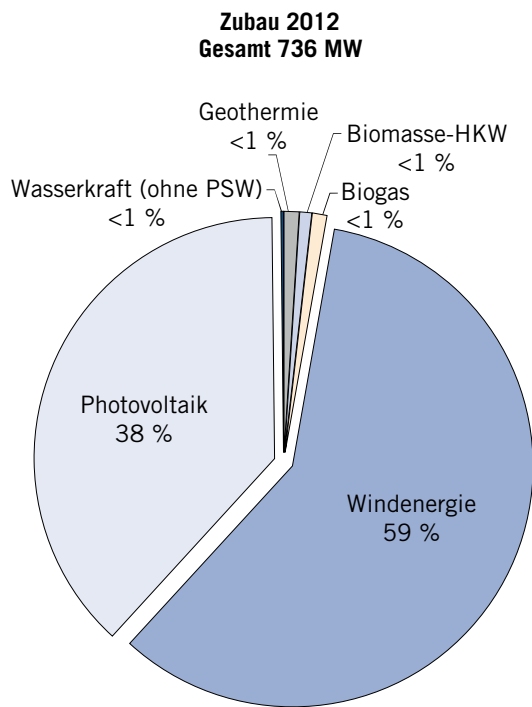
### Fokus der Energieversorger auf Onshore-Windenergie

Mit einem Zubau von knapp 750 MW waren die deutschen Energieversorger (hierunter zusammengefasst: Regionalerzeuger und sonstige EVU) für weniger als 10 Prozent des Zubaus an erneuerbaren Energien-Anlagen im Jahr 2012 verantwortlich. Über die Hälfte dieses Zubaus erfolgte durch Onshore-Windenergie (vgl. Abbildung 4), über ein Drittel durch Photovoltaik-Anlagen. Trotz des hohen energiewirtschaftlichen Nutzens auf-

grund verhältnismäßig hoher Volllaststundenzahlen erfolgte bei den Technologien Biomasse und Biogas ein Zubau von jeweils weniger als einem Prozent. Als Gründe sind bei Biogasanlagen Preissteigerungen bei den Substraten, die Ablehnung durch die Bevölkerung und vor allem die erschwerten Bedingungen des EEG zu nennen. Bei Biomasse spricht das geringe Potenzial an Inputstoffen gegen eine Errichtung weiterer Anlagen. Auch im Bereich der Geothermie fand nahezu kein Zubau durch die Energieversorger statt, allerdings kommt diese Technologie wegen der geographischen Bedingungen in Deutschland generell kaum zum Einsatz. Die installierte Leistung aus Wasserkraft ist bereits seit Jahren auf dem gleichen Niveau verblieben, da einerseits die geographischen Voraussetzungen sehr anspruchsvoll sind, andererseits Wasserkraftwerke aber auch sehr kostenintensiv sind.

Betrachtet man die gesamte installierte Leistung der Energieversorger und Stadtwerke (ohne die „Großen 4“) – 3,5 GW von 72,9 GW in Deutschland – sticht die Onshore-Windenergie hervor: Sie macht etwa die Hälfte der Leistung aus. Vorteile dieser Technologie: Sie ist ausgereift, die Errichtung der Anlagen verhältnismäßig günstig, aufgrund der Freiflächen gibt es noch viele potenzielle Standorte und die Anlagengrößen ermöglichen einen schnellen Zubau an installierter Leistung. Darüber hinaus handelt es sich ebenfalls um eine Technologie, die aufgrund technischer Verbesserungen weiter steigende Volllaststundenzahlen erreicht.

**Abbildung 4.22: Eigentum der Energieversorger (EVU mit Hauptsitz in Deutschland, ausgenommen „Große 4“) an erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland: Zubau 2012**



\*Energieversorgungsunternehmen mit Hauptsitz in Deutschland, ausgenommen „Große 4“

Quelle: trend:research

### *Über die Studie „Anteile einzelner Marktakteure an erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland“*

Die aktualisierte Studie „Anteile einzelner Marktakteure an erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland“ von trend:research bietet einen aktuellen Überblick über die bisherige Entwicklung der erneuerbaren Energien (installierte Leistung, Stromerzeugung, Anlagenalter, regionale Verteilung). Untersucht wurde dabei die Nutzung der Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Geothermie. Die Eigentümergruppen der verschiedenen erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen wurden definiert und ihre aktuellen Eigentümeranteile aufgezeigt.

trend:research setzte bei der Untersuchung verschiedene Field- und Desk-Research-Methoden ein. Neben umfangreichen Datenbankanalysen, Literatur-, Zeitschriften-, Zeitungs- und Internetrecherchen wurden zur Absicherung der Ergebnisse strukturierte Befragungen mit Betreibern von Erneuerbaren Energien-Anlagen durchgeführt.

Onshore-Windenergie bietet somit eine vergleichsweise einfache und sichere Investitionsmöglichkeit, durch welche die Energieversorger ihre zum Teil selbst gesteckten Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien verfolgen können.



## 4.6 Netzausbau in Deutschland: Aktuelle Herausforderungen und neue Wege im Dialog

Der politisch beschlossene Umbau der Energieversorgung stellt Deutschland vor ganz besondere Aufgaben: Es gilt den Ausstieg aus der Kernenergie und den Systemumbau zu einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu organisieren. Bereits im Jahr 2022 wird kein Kernkraftwerk mehr am deutschen Netz sein. Nach den Plänen der Bundesregierung soll die Stromerzeugung bis 2025 zu 40–45 % aus erneuerbaren Quellen stammen.

Damit dieser Systemumbau gelingt, muss die hierfür notwendige Infrastruktur geschaffen werden. Die Großkraftwerke in der Nähe der Verbrauchszentren im Westen und Süden des Landes werden weniger, die Erzeugung wird zunehmend von Windenergie im Norden und von Photovoltaikanlagen im Süden übernommen – sie wird lastfern und gleichzeitig regenerativer. Damit dieser Strom zu den Verbrauchern transportiert werden kann, ist der Um- und Ausbau des Übertragungsnetzes aber auch der Verteilnetze nötig. So werden nach Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2014 beispielsweise die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Hessen im Jahr 2024 bereits über 30 % ihres Jahresverbrauchs an Strom importieren müssen. Der Ausbau der Netze hinkt jedoch dem Wandel in der Erzeugungslandschaft um Jahre hinterher. Laut Netzentwicklungsplan Strom 2014 sind in den nächsten zehn Jahren insgesamt Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehender Trasse) von rund 5.300 km notwendig. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt bei 3.800 km, davon ca. 2.300 km in Gleichstrom-Technologie.

### Gesellschaftliche und politische Herausforderung

Das Netz für die regenerative Stromversorgung auszubauen, ist eine politische und gesellschaftliche Herausforderung. Zwar begrüßt die Mehrheit der Bevölkerung prinzipiell die Energiewende, an zahlreichen Orten, an denen Netzausbauprojekte geplant werden, regt sich jedoch Widerstand lokaler Interessensträger aus Politik und Gesellschaft. Betroffene Bürger sorgen sich um mögliche Auswirkungen auf Mensch und Umwelt ebenso wie um wirtschaftliche Nachteile, beispielsweise durch den Wertverlust von Immobilien. Es werden zunehmend Initiativen gegen die Leitungsbauprojekte gegründet.

Neben der Zustimmung und Unterstützung durch politische Entscheidungsträger, ist die Einbindung von Interessengruppen für das Gelingen von Netzausbauprojekten von entscheidender Bedeutung. Der Gesetzgeber hat hierfür im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) die Mitwir-

kungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit gestärkt. Verständnis und Akzeptanz in der Öffentlichkeit zu schaffen, ist das Anliegen aller Beteiligten. Am Beispiel des Netzausbaus sind dies nicht nur die Übertragungsnetzbetreiber, sondern neben der Politik beispielsweise auch Behörden, Wirtschaft und Verbände.

### Akzeptanz durch „neuen“ Dialog

Diese Akzeptanz kann nur wachsen, wenn Bürger frühzeitig und umfassend informiert und in die Planungsprozesse eingebunden werden. Der Dialog mit wichtigen Stakeholdern bei der planerischen und ingenieurstechnischen Realisierung großer Infrastrukturprojekte steht daher im Zentrum jeglicher Projektplanung, die auf die erfolgreiche Umsetzung angelegt ist.

Die dazu eingesetzten Instrumente der Öffentlichkeitsbeteiligung werden stetig weiterentwickelt und dem jeweiligen Vorhaben angepasst. Die Erwartungshaltung der Öffentlichkeit entwickelt sich dynamisch und wird seitens des Vorhabenträgers wie auch der Genehmigungsbehörden durch entsprechende Instrumente flankiert. Die Interessen und Erwartungen der jeweiligen Personen und Gruppen werden analysiert und in die Kommunikation integriert. Davon hängt ab, mit welchen Maßnahmen und mit welchem Kommunikationsansatz die Stakeholder am besten informiert und zu einem konstruktiven Dialog eingeladen werden können.

Der Einsatz von Internet und Social Media ist dabei heute neben traditionellen Medien unabdingbar. Klassische Formen des Dialogs wie Runde Tische und Informations- und Diskussionsveranstaltungen werden durch flexible Angebote wie Infomärkte und planungsbegleitende Arbeitskreise ergänzt. Hierbei ist die Zusammenarbeit mit zivilgesellschaftlichen Akteuren wie NGOs wichtig, die ihrerseits gesellschaftliche Interessen formulieren. Beispielhaft sind hier Umweltverbände.

Ein offener und transparenter Dialog benennt die Rahmenbedingungen und konkreten Mitwirkungsmöglichkeiten. Er muss möglichst frühzeitig einsetzen und kontinuierlich gepflegt werden. Präsenz und Ansprechbarkeit vor Ort sind dabei entscheidende Faktoren. Nur dort wo es gelingt, die Einwände und Anregungen der Menschen anzunehmen und systematisch zur Verbesserung der eigenen Planung einzusetzen, wird Beteiligung mittelfristig zu einer positiven Verhaltensänderung gegenüber einem Netzausbauprojekt führen. Diese ist nicht nur für die Geschwindigkeit eines Vorhabens entscheidend, sondern letztlich konstitutiv für dessen Gelingen an sich.

## 4.7 Kraftwerksprojekte in Deutschland

Der BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. erstellt regelmäßig eine Übersicht zu den im Bau oder in Planung befindlichen Kraftwerksprojekten mit einer Leistung von mehr als 20 MW in Deutschland. Die Bauvorhaben werden von Stadtwerken, großen Energieunternehmen, verschiedensten Unternehmensverbänden oder privaten Investoren durchgeführt. Darüber hinaus gibt es eine Fülle von kleinen, dezentralen Projekten, die insbesondere von Stadtwerken oder Privatpersonen umgesetzt werden, hier aber aufgrund der großen Anzahl nicht erfasst sind.

Insgesamt sind 74 Großprojekte mit knapp 33.500 MW Leistung derzeit im Bau oder in Planung, die Zahl der

geplanten Gaskraftwerke ist mit 24 Projekten nach wie vor hoch, der überwiegende Teil der Neubauten sind Offshore-Windparks (33 Projekte). Allerdings hat sich in den vergangenen Jahren der wirtschaftliche Druck auf konventionelle Kraftwerke deutlich erhöht und die politischen Rahmenbedingungen sind momentan unklar, sodass die Verunsicherung der Investoren hoch ist. Daher ist die Umsetzung bei vielen Projekten derzeit in Frage gestellt. Aktuell werden hauptsächlich Projekte zu Ende gebaut, die bereits weit fortgeschritten sind. Für die meisten anderen Projekte steht die konkrete Investitionsentscheidung noch aus oder die Pläne ruhen aufgrund der schwierigen Marktlage und der unklaren politischen Rahmenbedingungen.

### Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke (> 20 MW<sub>el</sub>)

(Stand: 9. April 2015)

#### Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:

Bi = Biomasse      Dg = Deponiegas      Eg = Erdgas      Gr = Grubengas      We = Wellenkraftwerk  
 Br = Braunkohle      Di = Diesel      Gg = Gicht-/Koksgas      H = Wasserstoff  
 Bg = Biogas      Dr = Druckluftspeicher      Gt = Geothermie      Ke = Kernenergie

**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 Inbetriebnahme | Status              |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------|----------------|---------------------------------|---------------------|
| swb AG/Mainova/DB Energie und 15 weitere Stadtwerke                                               | Gemeinschaftskraftwerk Bremen (Bremen-Mittelsbüren) | 445      | Eg             | 2015                            | im Probebetrieb     |
| Großkraftwerke Mannheim AG (GKM)                                                                  | Mannheim/ Block 9                                   | 911      | St             | 2015                            | im Probebetrieb     |
| Vattenfall Europe                                                                                 | Hamburg-Moorburg / Block A                          | 827      | St             | 2015                            | im Probebetrieb     |
| Heag Südthessische Energie AG (HSE) / Stw. München / Axpo International / Esportes Offshore u. a. | Offshore-Windpark „Global Tech 1“                   | 400      | Wi             | 2015                            | Inbetriebnahmephase |
| Vattenfall / Stw. München (SWM)                                                                   | Offshore-Windpark „DanTysk“                         | 288      | Wi             | 2015                            | Inbetriebnahmephase |
| wpd AG                                                                                            | Offshore-Windpark „Butendiek“                       | 288      | Wi             | 2015                            | Inbetriebnahmephase |
| Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG                                                        | Offshore-Windpark „Borkum West 2“ (Phase 1)         | 200      | Wi             | 2015                            | Inbetriebnahmephase |
| Infracor GmbH                                                                                     | Chemiepark Marl                                     | 60       | Eg             | 2015                            | im Bau              |
| Dong Energy                                                                                       | Offshore-Windpark „Borkum Riffgrund 1“              | 312      | Wi             | 2015                            | im Bau              |
| RWE Innogy                                                                                        | Offshore-Windpark „Nordsee Ost“                     | 295      | Wi             | 2015                            | im Bau              |
| EnBW / Macquarie Capital (AUS)                                                                    | Offshore-Windpark „Baltic 2“ / Ostsee               | 288      | Wi             | 2015                            | im Bau              |
| E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH                                                     | Offshore-Windpark „Amrumbank West“                  | 288      | Wi             | 2015                            | im Bau              |

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

| Unternehmen                                                | Kraftwerk                                        | MW netto   | Energie-träger | voraussichtliche Inbetriebnahme | Status                               |
|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------|----------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| Stw. Düsseldorf                                            | Düsseldorf-Lausward/ Block Fortuna               | 595        | Eg             | 2016                            | im Bau                               |
| RheinEnergie AG                                            | Köln-Niehl/ Block 3                              | 450        | Eg             | 2016                            | im Bau                               |
| Vattenfall Europe                                          | GuD Lichterfelde A                               | 300        | Eg             | 2016                            | im Bau                               |
| Stadtwerke Flensburg                                       | HKW Flensburg/Kessel 12                          | 75         | Eg             | 2016                            | im Bau                               |
| Dong Energy                                                | Offshore-Windpark „Gode Wind 01“                 | 330        | Wi             | 2016                            | im Bau                               |
| Dong Energy                                                | Offshore-Windpark „Gode Wind 02“                 | 252        | Wi             | 2016                            | im Bau                               |
| Vattenfall / Stw. München (SWM)                            | Offshore-Windpark „Sandbank“                     | 288        | Wi             | 2016                            | Genehmigung erteilt                  |
| wpd AG                                                     | Offshore-Windpark „Nordergründe“                 | 111        | Wi             | 2016                            | Genehmigung erteilt                  |
| Stadtwerke Kiel                                            | Kiel                                             | 200        | Eg             | 2016                            | im Genehmigungsverfahren             |
| Iberdrola                                                  | Offshore-Windpark „Wikinger“ / Ostsee            | 350        | Wi             | 2017                            | Genehmigung erteilt                  |
| Northland Power Inc. (CAN)/ RWE Innogy                     | Offshore-Windpark „Nordsee One“                  | 332        | Wi             | 2017                            | Genehmigung erteilt                  |
| KNK Wind GmbH                                              | Offshore-Windpark „Arcadis Ost 1“/ Ostsee        | 348        | Wi             | 2018                            | Genehmigung erteilt                  |
| Stw. Ulm (SWU)                                             | GuD Ulm/ Flughafen Leipzig                       | 1.200      | Eg             | 2018                            | in Planung                           |
| OMV Power International                                    | Burghausen (Industriegebiet Haiming)             | 850        | Eg             | 2017/19                         | Genehmigung erteilt                  |
| EnBW                                                       | Offshore-Windpark „EnBW Hohe See“                | mind. 450  | Wi             | 2019                            | Genehmigung erteilt                  |
| Donaukraftwerk Jochenstein AG                              | Jochenstein / Energiespeicher Riedl              | 300        | Ps             | 2019                            | im Genehmigungsverfahren             |
| Stw. Mainz                                                 | Heimbach                                         | rd. 300    | Ps             | 2019                            | im Genehmigungsverfahren             |
| Vattenfall Europe                                          | GuD Marzahn                                      | 300        | Eg             | 2020                            | Genehmigung erteilt                  |
| Trianel                                                    | Karlsruhe / GuD-Kraftwerk Oberrhein              | max. 1.200 | Eg             | ab 2020                         | in Planung                           |
| Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft mbh & Co. KG | Krefeld / Chempark Krefeld-Uerdingen             | max. 1.200 | Eg             | ab 2020                         | im Genehmigungsverfahren             |
| Stadtwerke Trier                                           | Schweich                                         | rd. 300    | Ps             | 2021                            | im Genehmigungsverfahren             |
| Trianel                                                    | Nethe / Höxter                                   | 390        | Ps             | ab 2022                         | im Genehmigungsverfahren             |
| Trianel                                                    | Landkreis Gotha / Talsperre Schmalwasser         | rd. 1.000  | Ps             | ab 2025                         | in Planung                           |
| RWE Power + 23 Stadtwerke                                  | Hamm Block Westfalen D                           | 765        | St             | k.A.                            | im Probebetrieb (derzeit ausgesetzt) |
| E.ON Kraftwerke                                            | Datteln 4                                        | 1.052      | St             | k.A.                            | im Bau/                              |
| Baustopp verfügt                                           |                                                  |            |                |                                 |                                      |
| EnBW                                                       | Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S                     | 465        | Eg             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Vattenfall Europe                                          | Innovationskraftwerk Wedel                       | 300        | Eg             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Vattenfall Europe                                          | GuD Klingenberg                                  | 300        | Eg             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| wpd AG                                                     | Offshore-Windpark „Kaikas“                       | max. 580   | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Windreich AG                                               | Offshore-Windpark „MEG 1“                        | 400        | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Laidlaw Capital Group (GB)                                 | Offshore-Windpark „Veja Mate“                    | 400        | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Dong Energy                                                | Offshore-Windpark „Borkum Riffgrund West 1“      | rd. 400    | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH              | Offshore-Windpark „Arkonabecken Südost“ / Ostsee | 385        | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Northland Power Inc. (CAN) / RWE Innogy                    | Offshore-Windpark „Innogy Nordsee 3“             | rd. 360    | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Dong Energy                                                | Offshore-Windpark „Borkum Riffgrund 2“           | 350        | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Blackstone / WindMW GmbH                                   | Offshore-Windpark „Nördlicher Grund“             | 320        | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Northland Power Inc. (CAN)/ RWE Innogy                     | Offshore-Windpark "Innogy Nordsee 2"             | rd. 300    | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| Dong Energy                                                | Offshore-Windpark "Gode Wind 04"                 | rd. 300    | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |
| E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH              | Offshore-Windpark „Delta Nordsee 1“              | 288        | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt                  |

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

| Unternehmen                                                  | Kraftwerk                                   | MW netto      | Energie-träger | voraussichtliche Inbetriebnahme | Status                   |
|--------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------|----------------|---------------------------------|--------------------------|
| Laidlaw Capital Group (GB)                                   | Offshore-Windpark „Deutsche Bucht“          | 218           | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt      |
| Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG                   | Offshore-Windpark „Borkum West 2“ (Phase 2) | 200           | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt      |
| E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH                | Offshore-Windpark „Delta Nordsee 2“         | 192           | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt      |
| RWE Power                                                    | BoAplus Niederaußem                         | 1.100         | Br             | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| MIBRAG                                                       | Profen                                      | 660           | Br             | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| RWE Power                                                    | GuD-Kraftwerk Gersteinwerk / Werne-Stockum  | max. 1.300    | Eg             | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| Dow Chemicals                                                | Stade                                       | 1.000         | St/Bi/H        | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| Repower AG                                                   | GuD / Chemiepark Leverkusen                 | 570           | Eg             | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| EDF Deutschland                                              | Premnitz                                    | 400           | Eg             | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| Schluchseewerke AG                                           | Atdorf                                      | 1.400         | Ps             | k.A.                            | im Genehmigungsverfahren |
| Energieallianz Bayern (Zusammenschluss von über 30 KMU)      | Jochberg / Walchensee                       | 700           | Ps             | k.A.                            | in Planung               |
| EnBW AG                                                      | Forbach (Erweiterung)                       | max. 220      | Ps             | k.A.                            | in Planung               |
| Stw. Ulm (SWU)                                               | Blautal                                     | 60            | Ps             | k.A.                            | in Planung               |
| PQ Energy                                                    | Gaskraftwerk Gundelfingen                   | rd. 1.200     | Eg             | k.A.                            | in Planung               |
| PQ Energy                                                    | Gaskraftwerk Schweinfurt                    | rd. 1.000     | Eg             | k.A.                            | in Planung               |
| PQ Energy                                                    | Gaskraftwerk Industriepark Griesheim        | rd. 500       | Eg             | k.A.                            | in Planung               |
| Stw. Heidelberg                                              | Gas-HKW                                     | 50            | Eg             | k.A.                            | in Planung               |
| EnBW / EDF, Stw. Baden-Baden, Stw. Karlsruhe, EW Mittelbaden | Ausbau Gamsheim                             | 28            | Lw             | k.A.                            | in Planung               |
| RWE Power / KGG                                              | Gaskraftwerk Gundremmingen                  | k.A.          | Eg             | k.A.                            | in Planung               |
| Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW)                          | Mainz                                       | k.A.          | Eg             | k.A.                            | in Planung               |
| EnBW                                                         | Offshore-Windpark „EnBW He dreiht“          | k.A.          | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt      |
| EnBW                                                         | Offshore-Windpark „Albatros“                | k.A.          | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt      |
| Northern Energy                                              | Offshore-Windpark „OWP West“                | k.A.          | Wi             | k.A.                            | Genehmigung erteilt      |
| <b>Summe</b>                                                 |                                             | <b>33.408</b> |                |                                 |                          |

Quelle: BDEW

**WEC intern**

5



## World Energy Council (WEC)

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 100 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)



## Weltenergierat – Deutschland

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

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

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

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



## 5.1 Höhepunkte 2014/2015

### Veranstaltungen 2014/2015

#### EU Baltic Sea Region Round Table Meeting

28. August 2014, Helsinki, Finnland

Auf Einladung des Weltenergieerats Finnland trafen sich in Helsinki Vertreter der nationalen Komitees von Estland, Finnland, Lettland, Polen, Schweden und Deutschland zum Baltic Sea Roundtable Meeting. Unter der Leitung von Dr. Leonhard Birnbaum, Vice Chair WEC Europe, wurden die drei Themen EU 2030 Ziele, Zukunft des EU-Strommarktes und Versorgungssicherheit im Ostsee-Raum besprochen. Zunächst stellte jedes Land seinen derzeitigen Strommix vor und seine Sichtweise auf die drei EU 2030 Ziele dar. Es bestand Konsens, dass die drei EU-Ziele aus den drei Bereichen Treibhausgas-Minderung, Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienz zu viele sind, da sie sich überschneiden. Die baltischen Staaten und Finnland sahen den Emissionshandel als ausreichendes und effektives Mittel an, wenn man ihn funktionieren lässt. Alle Länder waren sich einig, dass Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit stärker in den Fokus gerückt werden sollten.

Bei der Zukunft des Strommarktes wurden mögliche Kapazitätsmärkte und der starke Ausbau der erneuerbaren Energien besprochen. Derzeit gibt es in keinem der sechs Teilnehmerländer einen Kapazitätsmarkt; dies könnte sich aber in Zukunft ändern. Aus Polen und Lettland kam der Hinweis, dass der starke Zubau von erneuerbaren Energien auch die Nachbarländer beeinflusst und deshalb besser mit diesen abgestimmt werden sollte. Für Finnland und Estland war ein weiterer Ausbau der Interkonnektoren wichtig.

Vor dem Hintergrund der Ukraine-Krise wurde die Energieversorgungssicherheit (Strom und Erdgas) diskutiert: Während Schweden durch seinen großen Anteil an Hydro- und Kernenergie relativ autark ist, importiert Finnland zwei Drittel seiner Energie. Estland verfügt zwar über Schieferölvorkommen, ist bei Erdgas aber sehr abhängig von Russland. Polen vertraut auf seine Kohlevorkommen und sein neues LNG-Terminal. Möglichkeiten zur Absicherung der Versorgungssicherheit sahen die Teilnehmer in einer Diversifizierung der Lieferantenländer, Ausbau von Erdgasspeichern und zusätzlichen Interkonnektoren im Strombereich.

#### Expertenrunden zu „Changing Landscape of the Oil and Gas Market“

September 2014, Berlin

Gemeinsam mit der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) lud der Weltenergieerat zur traditionellen Experten-Runde ein, bei der rund 40 Teilnehmer aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft über die Zukunft des globalen Ölmarktes unter Chatham House Rules diskutierten.

Besonders provokant war die These eines Experten, der den Denkanstoß lieferte, dass sowohl ölfördernde Unternehmen als auch ölexportierende Länder dafür entschädigt werden müssten, dass sie aus Klimaschutzgründen den Rest des förderbaren Öls im Boden beließen. Ein Fazit der Diskussion war, dass das Embargo der EU gegenüber Russland aufgrund des Ukraine-Konflikts besonders die teure Entwicklung von Ölfeldern in schwer zugänglichen Gegenden (Arktis und Tiefsee) verzögern würde. Erdölerlöse machten 40 Prozent des russischen Staatshaushaltes aus.

Am Folgetag traf sich die Expertenrunde zu den Veränderungen im globalen Erdgasmarkt. Ausführlich wurden die Themen LNG, Pipelines, Investitionssicherheit und Shale-Gas beleuchtet. Für den kommenden Winter sahen angesichts des Ukraine-Konflikts einige Teilnehmer Solidarität als wirkungsvollste Maßnahme gegen Lieferengpässe. In diesem Zusammenhang wurde auch über mögliche Folgen einer Unterbrechung der Gasdurchleitung durch die Ukraine vorgetragen.



## Energietag 2014

30. September 2014, Berlin

Der diesjährige Energietag stand unter dem Motto „Energiestrategien von Morgen“. Rund 300 deutsche und internationale Teilnehmer kamen, um hochkarätige Referenten aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft und Medien zu hören. Dass eine bessere Koordination auf europäischer Ebene einer Vielzahl nationaler Initiativen zu mehr Effizienz in einem integrierten europäischen Binnenmarkt führt, war der Grundtenor der Veranstaltung.



Dr. Uwe Franke, Präsident des Weltenergieerats – Deutschland eröffnet den Energietag 2014

Nach der Begrüßung durch den Präsidenten, Dr. Uwe Franke, wurden Keynotes unter dem Motto „Vision des Europäischen Binnenmarktes für Energie“ vorgetragen.

Lex Hartman Mitglied des Vorstands bei Tennet TSO, referierte zur Fragestellung, wie Markt, Wettbewerb und grüne Zukunft in Europa zusammenzubringen seien. Die aktuellen Netzpläne seien sehr gut, sollten allerdings noch mehr mit dem Ausland abgestimmt werden; trotzdem dürfe man den Netzausbau nicht infrage stellen.



v.l.n.r.: Lex Hartman, Mitglied der Geschäftsführung, Tennet TSO; Klaus Stratmann, Redakteur, Handelsblatt; Staatssekretär Rainer Baake, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie



v.l.n.r.: Ilona Antoniszyn-Klik, Staatssekretärin im polnischen Wirtschaftsministerium; Dr. Patrick Graichen, Direktor der Agora Energiewende; Claes Hendenstrom, Präsident der Renewable Energy Certificate System; Jean Eudes Montcomble, Sekretär beim WEC Frankreich; Marco Magheri, Sekretär beim WEC Italien



v.l.n.r.: Dr. Felix Christian Matthes, Forschungskordinator Energie- und Klimapolitik, Öko-Institut; Dr. Volkmar Pflug, Vice President Market and Competitive Intelligence, Siemens Energy; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieerat – Deutschland; Dr. Peter Westerheide, Chief Economist, BASF und Graham Weale, Chief Economist, RWE

Günther Oettinger, zu diesem Zeitpunkt noch EU-Kommissar für Energie, referierte über den aktuellen Energiemarkt in Europa und erläuterte dabei Chancen und Gefahren. Er warb für eine Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes, der kein Selbstzweck sei, sondern Kosteneffizienz und Innovation befördere.

Rainer Baake, Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, sprach über erfolgreiche und zukünftige Regierungsaufgaben wie die Reform des EEG und die künftige Gestaltung eines Marktdesigns, das Versorgungssicherheit gewährleisten müsse. Zur Diskussion über Kapazitätsmärkte bemerkte er, dass die Kommission diesen skeptisch gegenüberstehe und unterstützte ausdrücklich die Aussage seines Vorredners, dass Energie in Europa billiger werden müsse. Er wies auf die Arbeit der Regierung an dem inzwischen erschienen Grünbuch zum Strommarkt hin – das entsprechende Weißbuch soll im Frühjahr 2015 erarbeitet sein.

In der anschließenden Diskussion zu „Energy strategies of other countries: What we can learn from our neighbours“ diskutierten Ilona Antoniszyn-Klik, Staatssekretärin im polnischen Wirtschaftsministerium, Dr. Patrick Graichen, Direktor der Agora Energiewende, Claes Hedstrom, Präsident der Renewable Energy Certificate System (RECS) aus Schweden und Jean Eudes Mont-



Dr. Christoph Frei, Generalsekretär, World Energy Council



comble, Sekretär beim WEC Frankreich unter der Moderation von Marco Magheri, Sekretär beim WEC Italien.

Am Nachmittag stellte Dr. Christoph Frei, Generalsekretär des World Energy Council, in einer Vorschau des Issues Survey 2015 die Faktoren von Unsicherheiten auf die globale Energieversorgung vor. Die Veröffentlichung des Issues Monitor fand im Januar 2015 in Berlin statt.

Zum Abschluss des Energietags wurde der Blick in die Glaskugel gewagt: Dr. Felix Christian Matthes, Forschungskoordinator Energie- und Klimapolitik, Öko-Institut, Dr. Volkmar Pflug, Vice President Market and Competitive Intelligence, Siemens Energy, Graham Weale, Chief Economist, RWE und Dr. Peter Westerheide, Chief Eco-

nomist, BASF stellten nacheinander ihre jeweiligen Langfrist-Szenarien in Hinblick auf Entwicklungen der Preise, technologischer Innovationen und der politischen Rahmenbedingungen vor. In der anschließenden von Dr. Carsten Rolle moderierten Diskussion stimmten die Diskutanten überein, dass technologische Innovationen den größten Einfluss auf zukünftige Entwicklungen nehmen und die Rahmenbedingungen lenken werden, diese jedoch schwer vorhersehbar seien.

Am diesjährigen Energietag hatten erstmals die Young Energy Professionals (YEPs), junge Professionals aus den Mitgliedsunternehmen des WEC, einen Stand, an dem sie Auskunft zu ihren Aktivitäten an Interessierte gaben.



v.l.n.r.: Stefan Saatmann, Projektmanager, Stromnetz Berlin; Dr. Luis-Martin Krämer, Consultant, Bofest Consult; Annina Ogrizek, Project Manager, 50Hertz Transmission; Günther Oettinger, EU-Kommissar für Energie; vom Weltenergierrat – Deutschland Nicole Kaim-Albers, Büroleiterin und Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer



v.l.n.r.: Prof. Jan-Willem Velthuisen, Universität Groningen; Lex Hartman, Mitglied der Geschäftsführung von TenneT TSO; Dr. Patrick Graichen, Direktor, Agora Energiewende; Bernard Fortuyn, Vorstandsmitglied, Siemens Niederlande; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierat – Deutschland

### **Präsentation und Diskussion der Studie: “The benefits of coordination – Increasing welfare through coordination of German and Dutch energy markets and policies”**

*14. Oktober 2014, Berlin*

Der Weltenergierat – Deutschland und das neu formierte niederländische Komitee des World Energy Council hatten im Herbst 2014, gemeinsam mit ihren Mitgliedsfirmen Vattenfall, DNV GL, E.ON, Vopak und PwC, eine Studie unter dem Titel: „The benefits of coordination – Increasing welfare through coordination of German and Dutch energy markets and policies“ erarbeitet. Das Ergebnis der Untersuchung war, dass sich durch eine bessere Ausrichtung der Energiepolitiken in den Niederlanden und in Deutschland, der Förder- und Besteuerungsmechanismen sowie durch eine höhere Markttransparenz Einsparungen in beiden Ländern in Höhe von bis zu einigen Milliarden Euro pro Jahr erwirtschaften ließen.

Zur Vorstellung der Studie und Diskussion der Ergebnisse organisierte der Weltenergierat – Deutschland in Kooperation mit der niederländischen Botschaft in Berlin am 14. Oktober 2014 eine Abendveranstaltung. Die Botschafterin, Monique van Daalen, begrüßte die rund 80 Gäste, bevor Prof. Jan-Willem Velthuisen, Universität

Groningen, die Studie vorstellte. Im Anschluss daran setzten Lex Hartman, Mitglied der Geschäftsführung von TenneT TSO, Bernard Fortuyn, Vorstandsmitglied, Siemens Niederlande, und Dr. Patrick Graichen, Direktor, Agora Energiewende mit ihren Impulsvorträgen Akzente und tauschten ihre Standpunkte in einer anschließenden Podiumsdiskussion unter der Leitung von Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland, aus.

In den Niederlanden wurde die Studie am 3. Dezember in der Nyenrode Business University in Breukelen vor 30 Gästen vorgestellt. Nach der Begrüßung durch Aad Groenenboom, dem designierten Geschäftsführer von WEC Niederlande, folgten Impulsvorträge von Ernest Groenensmit, Business Development Manager, VOPAK LNG Holding, Dirk Fenske, Vice President and Regional Manager, DNV GL, Martijn van Gemert, Expert Market Design, Vattenfall – Nuon, Prof. Jan Willem Velthuisen, Universität Groningen, und Dr. Frank Holtrup, Senior Manager, Weltenergierat – Deutschland und eine Podiumsdiskussion zur Optimierung der Energiewenden in den beiden Ländern. Die Neugründung des WEC Niederlande wurde mit dieser Veranstaltung fachlich fundiert und im Januar 2015 auch formal vollzogen.



## Executive Assembly

20.-23. Oktober 2014, Cartagena, Kolumbien

Ende Oktober fand die jährliche Mitgliederversammlung des World Energy Council in Cartagena, Kolumbien, statt, an der der Weltenergie Rat – Deutschland als deutsches nationales Komitee ebenfalls teilnahm. Dabei wurden drei neue nationale Mitgliedskomitees aufgenommen: Chile, Ecuador und Großbritannien (UK). Ferner wurde der Austragungsort des World Energy Congress gewählt. Nachdem überraschend St. Petersburg seine Kandidatur für die Ausrichtung zwei Wochen vor der Abstimmung in Cartagena zurückgezogen hatte, verblieben nur noch Abu Dhabi und Rio de Janeiro als Wettbewerber. Bei der Abstimmung erhielten die Vereinigten Arabischen Emirate schlussendlich die Mehrheit der Stimmen und dürfen den World Energy Congress 2019 in Abu Dhabi ausrichten. 2016 wird der alle drei Jahre stattfindende Kongress in Istanbul stattfinden.

Bei der Executive Assembly in Cartagena tagten u.a. die Leitungsgremien wie das „Finance Committee“, in dem die Wiederwahl von Prof. Dr. Klaus-Dieter Barbknecht, Schatzmeister des WEC Deutschland, stattfand. Die Europäische Gruppe des WEC gestaltete einen Workshop unter dem Vorsitz von Dr. Leonhard Birnbaum, Vorstandsmitglied bei E.ON SE und Vice Chair Europe des World Energy Council zum Thema „European Geopolitics to the Energy Sector“. Es präsentierten u.a. Yury Sentyurin, Staatssekretär des russischen Energieministeriums und Mariusz Krupa, Sekretär des WEC Polen.

Im Anschluss an das Mitgliedertreffen fand der „World Energy Leader's Summit“ statt, eine geschlossene Konferenz, bei der ranghohe Vertreter der Energiewirtschaft und -politik zusammenkamen. Zum ersten Mal fand auch ein Treffen der Future Energy Leaders statt, das internationale Netzwerk der jungen Delegierten der Energiebranche, bei dem Nicole Kaim-Albers, Büroleiterin des Weltenergie Rat – Deutschland, zur Arbeit der deutschen Young Energy Professionals vortrug.



Treffen der Future Energy Leaders des World Energy Council bei der Executive Assembly in Cartagena, Kolumbien

## World Energy Outlook 2014

19. November 2014, Berlin

Im Herbst stellte der damalige Chef-Ökonom der Internationalen Energieagentur, Dr. Fatih Birol, den World Energy Outlook 2014 (WEO) in der Aula des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vor. Die Veranstaltung war gemeinsam mit dem Weltenergieerat – Deutschland und dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) vorbereitet worden.

Dr. Birol begann seine Rede mit den Stressfaktoren, die gegenwärtig auf das Energiesystem wirken, vor allem den Unruhen im Mittleren Osten und dem Verhalten Russlands mit seinen Auswirkungen auf die Erdgas-Versorgungssicherheit in Europa. An der Klimafront sieht er gemischte Signale: einerseits weiter ansteigende CO<sub>2</sub>-Emissionen, andererseits zunehmender Fokus auf Energieeffizienz. Mit den derzeitigen globalen Treibhausgas-Emissionen laufen wir auf eine Temperaturerhöhung von 3,6 °C zu.

Erstaunlich ist immer wieder die Rolle Chinas: Die Hälfte des Anstiegs des globalen Energiebedarfs der letzten zehn Jahre ist auf China zurückzuführen. Während Chinas Anstieg beim Energiebedarf über die nächsten Dekaden abnehmen wird, werden Indien, Südost-Asien, der Mittlere Osten, Afrika und Lateinamerika die Rolle des

Motors beim Wachstum des globalen Energiebedarfs übernehmen.

Dem Erdgas in Europa attestierte Dr. Birol in Europa die Phase des Winterschlafes. LNG könnte die Strukturen und Versorgungssicherheit des Erdgasmarktes erhöhen, bis 2040 sieht er annähernd eine Verdreifachung bei der Anzahl der Verflüssigungs-Terminals und eine Verdoppelung der Mengen. Neben der Expansion aus bestehenden Exportländern kommen mit den USA/Kanada und Ostafrika ganz neue Regionen hinzu.

In der Stromerzeugung werden ein Drittel der Kapazitäten in den nächsten Jahren stillgelegt und durch neue ersetzt werden. Das gibt uns die Möglichkeit, unsere Stromerzeugung neu zu gestalten: mit einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien.

Im Anschluss an die Rede fand eine Podiumsdiskussion unter Moderation von Klaus Stratmann, Handelsblatt, statt. Diskutanten waren Dr. Armin Sandhövel, Allianz Global Investors Europe, Gregor Pett, E.ON Global Commodities, Dr. Felix Matthes, Öko-Institut, Dr. Urban Rid, BMWi, und Dr. Fatih Birol. Hier wurden neben Fragen zu den konkreten Zahlen im WEO auch Themen wie Investitionsentscheidungen und Emissionshandelssysteme diskutiert.



v.l.n.r.: Dr. Fatih Birol, Chefökonom, Internationale Energieagentur; Staatssekretär Dr. Rainer Sontowski, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Dr. Uwe Franke, Präsident des Weltenergieerat – Deutschland

## Arab-German Energy Forum

14. November 2014, Berlin

Im November richtete die Deutsch-Arabische Handelskammer (Ghorfa) das fünfte Arabisch-Deutsche Energie Forum im Hotel Adlon in Berlin aus.

Der Weltenergierat – Deutschland hatte die Ghorfa bei den Vorbereitungen der Veranstaltung unterstützt. Es nahmen etwa 400 hochkarätige Experten und Entscheidungsträger aus Deutschland und der arabischen Welt teil, was einer neuen Rekordbeteiligung entsprach. Ghorfa-Präsident Dr. Peter Ramsauer stellte in seiner Eröffnungsrede fest, dass deutsche Unternehmen mit ihrer Erfahrung und Technologie einen nachhaltigen Beitrag zur Diversifizierung der Energieressourcen und zur Verbesserung der Energieeffizienz in den arabischen Ländern leisten könnten. Die Veranstaltung gliederte sich in sieben Themenbereiche, darunter Smart Grids, Meerwasserentsalzung, Strategische Partnerschaften, Energieeffizienz, Know-how Transfer und erneuerbare Energien. Der Abschnitt über Energieeffizienz wurde von Dr. Carsten Rolle moderiert. Ein Fazit der Diskussionen war, dass die arabische Welt trotz ihres Zugangs zu billigem Erdöl und Erdgas erkannt hat, dass sie nun in ihre eigene Energiewende und die Bildung seiner Bevölkerung investieren muss.

Am Abend des ersten Tages fand ein Gala-Dinner statt. In seinem Dinner-Vortrag zeigte sich Dr. Mohammad Hamed, der jordanische Minister für Energie und Mineralien, erfreut über die fruchtbare deutsch-arabische Zusammenarbeit im Energiesektor. Jordanien biete auch deutschen Unternehmen geschäftliche Chancen im Bereich der erneuerbaren Energien. Das Land will den Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf zehn Prozent ausbauen.

## Veröffentlichung des World Energy Issues Monitor

20.-21. Januar 2015, Berlin

Die weltweite Erstveröffentlichung der Ergebnisse des World Energy Issues Monitor 2015 fand diesmal im Rahmen der prominenten Handelsblatt-Jahrestagung der Energiewirtschaft in Berlin statt. Der Generalsekretär des World Energy Council, Dr. Christoph Frei, präsentierte die Ergebnisse am Abend des ersten Konferenztages vor rund 300 interessierten Teilnehmern. Er ging dabei zunächst auf die Themen ein, die die Energieentscheider weltweit nachts wachhalten: Energiepreise, Klimaabkommen, Rohstoff-Preise und elektrische Speicher. Ferner beschäftigen sie die Themen erneuerbare Energien, Energieförderung, Energieeffizienz und China/Indien. An Bedeutung verloren haben die globale Rezession, die Kapitalmärkte und großflächige Unfälle seit dem letzten Issues Monitor. Im Kommen sind hingegen elektrische Speicher, nachhaltige Städte, dezentrale Systeme und Russland. Und mit letzterem schlug Dr. Frei die Brücke zum deutschen Auszug des Issues Monitor, wo Russland und Energiepreise die wichtigsten Themen sind. Die Kernaussage, dass Unsicherheit den neuen Normalzustand darstellt, konnte er am Beispiel der Einschätzung Russlands und den aktuellen Turbulenzen des Ölpreises ausführen.

Durch die vier TED-Fragen an das Publikum mit sofortiger anschließender Kommentierung durch Dr. Frei wurde der Vortrag interaktiv gestaltet:

Wie ist Ihre Erwartung an das zukünftige Strommarktdesign in Deutschland bis 2020? Wie sehen Sie elektrische Speicher im Rahmen der Energiewende? Wie sehen Sie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise in Europa bis 2025? Wie sehen Sie die Ölpreisentwicklung auf Sicht der nächsten 5 bis 10 Jahre? Die Mehrheit der Befragten glaubte, dass der Ölpreis sich langsam erhöhen wird bzw. dass die hohe Preisvolatilität der neue Normalzustand wird. Fast 80 Prozent waren der Meinung, dass der CO<sub>2</sub>-Preis die Marke von 25 Euro/t nicht überschreiten wird bis 2025. Die Hälfte der Befragten befand eher kleinteilige Stromspeichertechnologien als relevant in der nahen Zukunft. Rund die Hälfte der Befragten stimmte bezüglich des zukünftigen Strommarktdesigns für einen „Energy-Only-Markt“ mit strategischer Reserve, während ein Drittel für einen umfassenden europäischen Kapazitätsmarkt plädierte.



## Workshop zur Sichtbarkeit von internationalen WEC Studien

3. März 2015, Berlin

Jedes Jahr nominiert der Weltenergie Rat – Deutschland Experten aus seinen Mitgliedsunternehmen für die Mitarbeit in internationalen Studien- und Arbeitsgruppen des World Energy Council. So wird gewährleistet, dass die Perspektive der deutschen Energiebranche in den globalen Publikationen Gehör findet. Zugleich ist es ein wichtiges Ziel, die Veröffentlichungen des World Energy Council in Deutschland bekannt zu machen. Um sich strategisch mit der Frage der Vermarktung von Studien und Positionen zu befassen, lud der Weltenergie Rat – Deutschland seine nationalen Experten am 3. März 2015 zu einem Workshop nach Berlin ein. Einen ganzen Nachmittag lang befassten sich die Teilnehmer mit den Inhalten Ihrer Studien sowie mit möglichen Kommunikationsstrategien.

Vorgelegt wurden „World Energy Trilemma“, „World Energy Resources“, „Rules of Trade and Investment“, „Energy Efficiency Technologies“, „Performance of Generating Plant“, „Global Frameworks“, „Financing Resilient Energy Infrastructure“, „Renewables System Integration“ sowie die „World Energy Scenarios“. Während einige Arbeitsgruppen bereits in diesem Jahr Berichte veröffentlichen – wie beispielsweise das Kapitel zu Wasserkraft aus der umfassenden „World Energy Resources“ Publikation oder der Trilemma Report, der in diesem Sommer die internationalen Klimaverhandlungen zum thematischen Schwerpunkt hat – erscheinen die meisten Arbeitsergebnisse 2016 zum World Energy Congress.

Die Teilnehmer des Workshops regten an, diesen inhaltlichen Austausch zu den WEC-Studien auf nationaler Ebene fortzuführen. Dies schafft auch die Möglichkeit zur Vernetzung innerhalb und unter den Gruppen. Ferner können die nationalen Experten so unmittelbar an der Außenkommunikation der Publikationen mitwirken.



v.l.n.r.: Stephan Auer, Direktor Multilaterale Beziehungen und Globale Fragen, Auswärtiges Amt; S.E. Dr. Ali Al-Naimi, Minister für Öl und Bodenschätze des Königreich Saudi-Arabiens; Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergie Rat – Deutschland

## Sicherheit der Energieversorgung: Die politische und wirtschaftliche Bedeutung einer Partnerschaft mit der arabischen Welt

4. März 2015, Berlin

„Bleibt der Ölpreis so niedrig?“, „gefährdet der Islamische Staat (IS) die Stabilität auf der arabischen Halbinsel?“, „wie sicher ist Europas Energieversorgung?“; diese und weitere Fragen diskutierten zahlreiche Energie- und sicherheitspolitische Experten in der Bundesakademie für Sicherheitspolitik (BAKS) in Berlin. Der Weltenergie Rat – Deutschland hatte die Deutsch-Arabische Freundschaftsgesellschaft (DAFG) beim Zustandekommen der Konferenz unterstützt.

Unter anderem diskutierte S.E. Dr. Ali Al-Naimi, Minister für Öl und Bodenschätze des Königreich Saudi-Arabiens, mit Bundesminister Gabriel unter Moderation von Dr. Carsten Rolle die Entwicklung des Ölpreises und die langfristigen Entwicklungen des Ölmarktes. S.E. Dr. Al-Naimi erklärte, dass Saudi-Arabien in Erwartung wieder steigender Nachfrage und aufgrund seiner effizienten Produktionsmöglichkeiten seine Förderung auf einem hohen Niveau halten wird. Der Gast aus Saudi Arabien unterstrich dabei das Interesse seines Landes an Investitionen deutscher Unternehmen und an deutscher Energietechnik.

Auch unter dem Eindruck der Ukraine-Krise wurde an die Wichtigkeit der anhaltenden Zusammenarbeit mit den übrigen, bisher sehr stabilen, Golfstaaten erinnert. Diese bieten aufgrund idealer klimatischer Voraussetzungen zudem potenzielle Absatzmärkte für Erneuerbaren-Technologien aus Deutschland. Ulrich Benterbusch von der Deutschen Energie-Agentur (dena) machte während der anschließenden Paneldiskussion deutlich, dass die arabischen Länder zuvor noch davon überzeugt werden müssten, ihre Energiesubventionen abzubauen. Gerade in Zeiten niedriger Energiepreise sei dies eine machbare Aufgabe.





v.l.n.r.: Dr. Joachim Müller-Soarez, Chefredakteur, BIZZ Energy Today; Dr. Jonas Danzeisen, CEO & Co-Founder, Venios; Dr. Michael Fipper, Vice President Technology & Innovation Strategy, E.ON; Dr. Clemens van Dinther, Professor for Business Analytics, ESB Reutlingen; Robert Busch, Geschäftsführer, Bundesverband Neue Energiewirtschaft; Christian Kirschniak, Executive Partner, European Leader Technology & Data, Strategy & Analytics, IBM

## Big Data meets Energy – unlocking new opportunities

12. März 2015, Berlin

Big Data – ein „Buzzword“, welches momentan nicht mehr aus der Energiewirtschaft herauszudenken ist. Popularität hat es vor allem vor dem Hintergrund des Zusammenwachsens von Energie- und Datenkommunikationsnetzen im Smart Grid erlangt. Um die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Big Data in der Energiewirtschaft auszuloten, hatte der Weltenergiemat – Deutschland in Kooperation mit IBM Deutschland zur Veranstaltung „Big Data meets Energy – unlocking new opportunities?“ eingeladen.

Christian Kirschniak, Executive Partner, European Leader Technology & Data, Strategy & Analytics, IBM, leitete den Abend ein mit einer Übersicht über die „vier Vs“, die Big Data ausmachen: Volume, Variety, Velocity und Veracity. Dabei beschreibt Volume die schiere Größe der Datenvolumina und Variety bezieht sich auf die vielen Datenquellen, die sich z. B. durch kostengünstige Sensortechnologien drastisch vermehrt haben. Velocity bezeichnet die Geschwindigkeit, mit der Datenströme in Echtzeit anfallen und Veracity steht für den relevanten Teil des „Datenmeeres“. Kirschniak erklärte, dass der Begriff „Big Data“ nicht nur mit der Größe von Datenmengen zu tun hat, sondern sich eher mit der Kombination von strukturierten und unstrukturierten Datenmengen befasst. So hat sich der Werttreiber im Big Data Business mit der Zeit von Volume zu Velocity gewandelt, denn heutzutage sei für Unternehmen die Sammlung von großen Datenmengen keine Herausforderung mehr. Big Data ist bereits Realität

im Energiesektor – im Bereich der Netze legt die Technologie ungeahnte Effizienzpotenziale frei und erhöht die Zuverlässigkeit durch ständiges Monitoring.

Anschließend diskutierten Experten aus Wirtschaft und Wissenschaft: Dr. Michael Fipper, Vice President Technology & Innovation Strategy and Head of Innovation Center Systems, E.ON, Dr. Jonas Danzeisen, CEO & Co-Founder, Venios, Dr. Clemens van Dinther, Professor for Business Analytics, ESB Reutlingen, Robert Busch, Geschäftsführer, Bundesverband Neue Energiewirtschaft und Dr. Alexander Dix, Berlinerbeauftragter für Datenschutz und Informationsfreiheit, moderiert von Dr. Joachim Müller-Soarez, Chefredakteur, BIZZ Energy Today, das Potenzial von Big Data in einem Markt verstärkt dezentralisierter, individueller Energieerzeugung.

Mögliche Anwendungen von Big Data im Energiebereich finden sich entlang der gesamten Wertschöpfungskette: im Erzeugungsbereich z. B. durch Sensoren auf den Anlagen, die in Echtzeit technische Daten zum Betrieb der Anlagen sammeln, im Trading-Bereich zur besseren Vorhersage der tatsächlich benötigten Energiemengen und im Vertriebsbereich z. B. zu Kundenvorlieben beim Vertragsabschluss.

Kontrovers blieb, inwieweit Kunden dazu bereit seien, Daten über ihre Energienutzung freizugeben und welchen unmittelbaren Vorteil diese daraus ziehen können. Die Diskussionsteilnehmer waren sich einig, dass allein der Nutzen, der sich aus Energiekosteneinsparungen ergibt, langfristig nicht ausreichen wird, um Konsumenten zum Teilen ihrer Daten zu motivieren.



v.l.n.r.: Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer Weltenergieerat – Deutschland; Kurt Rohrbach, Präsident Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE); Jochen Homann, Präsident Bundesnetzagentur; Marlies Uken, Redakteurin, ZEIT Online; Dr. Stephan Krieger, Bereichsleiter Internationale Beziehungen, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Dr. Walter Steinmann, Direktor Bundesamt für Energie (BFE); Carlo Schmid-Sutter, Präsident Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

## Deutsch-Schweizerische Diskussion: „Strommarkt im Wandel“

23. März 2015, Berlin

Was in der deutschen Energielandschaft geschieht, ist für die schweizerische Stromwirtschaft von unmittelbarer Bedeutung. Aber auch für Deutschland spielt die grenzüberschreitende Perspektive eine eminente Rolle im Spannungsfeld zwischen Strommarktdesign, Versorgungssicherheit und Systemflexibilität. Wohin führt die Entwicklung des Marktumfeldes in Deutschland und in der Schweiz, und wie positioniert sie sich im europäischen Umfeld?

Anlässlich des Besuchs einer 30-köpfigen Schweizer Delegation hochrangiger Vertreter der schweizerischen Energiepolitik in Deutschland lud der Weltenergieerat gemeinsam mit der Schweizerischen Botschaft zur Diskussionsveranstaltung nach Berlin ein.

Während in Deutschland über Strom- und Leistungsmärkte diskutiert wird, werden bei unseren Nachbarn die Rufe um die Rettung der Wasserkraft immer lauter, wie Kurt Rohrbach, Vorstand des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), feststellte. Der Energiemix der Schweiz ist dominiert von Wasserkraft und Kernenergie, beides klimafreundliche Stromerzeugungstechnologien, sodass eine weitere Senkung des CO<sub>2</sub>-Verbrauchs im Stromsektor kaum mehr möglich ist. Die Schweiz will bis 2030 die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 50 Prozent senken. Mindestens

30 Prozent dieser Reduktionen sollen durch inländische Maßnahmen erzielt werden. Die übrigen 20 Prozent können auch über Projekte im Ausland herbeigeführt werden. Der Einbindung in Markt- und Regulierungsstrukturen der Europäischen Union können sich die Eidgenossen als Drehkreuz des europäischen Strommarktes dennoch nicht entziehen: 11 Prozent des europäischen Stroms fließt über die Schweiz und 70 Prozent ihrer Energieproduktion wird auf dem europäischen Strommarkt bereits heute gehandelt. Die flexiblen Pumpspeicherkraftwerke bieten sich im Rahmen des Erneuerbaren ausbaus in Europa an. Doch sind sie in der Schweiz nicht ausgelastet: Grund ist die Einspeisung der subventionierten erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, in das europäische Stromnetz. Hierdurch steigt das Stromangebot und sinken die Strompreise um die Mittagszeit, in der die Wasserkraft normalerweise ihre Leistung zur Verfügung stellt.

In der lebhaften Podiumsdiskussion bemerkte Dr. Stephan Krieger vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), aus deutscher Sicht sei der aktuelle europäische Markt faktisch ausgerichtet auf Decarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Europäisierung. Trotz allem werden in allen Ländern vor allem nationale Energiestrategien diskutiert. Carlo Schmid-Sutter, Präsident der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) wies darauf hin, dass mit Autarkiebestrebungen der Nationalstaaten, die ganze europäische Zusammenarbeit „im Eimer“ wäre.

## Publikationen 2014/2015

### Umfrage: Weltweites Investitionsklima im Energiesektor

November 2014

In einer Umfrage innerhalb seines globalen Netzwerkes, fragte der Weltenergieerat – Deutschland, wie hoch die tatsächliche Investitionsbereitschaft in Energieinfrastruktur in verschiedenen Ländern wirklich ist, wo der wahrgenommene Investitionsbedarf liegt und welche Akteure – z. B. Regierung, private Investoren, multilaterale Institutionen – investieren. Die Ergebnisse der Umfrage wurden exklusiv von der Wirtschaftswoche veröffentlicht: Das Investitionsklima ist in Europa deutlich schlechter als in anderen Ländern der Welt. So sehen z. B. nur 24 Prozent ein positives Investitionsklima für Strom in Europa, und nur 33 Prozent für Gas. Außerhalb Europas sehen aber jeweils 67 Prozent ein positives Investitionsklima für Strom und Gas. In Europa als auch den Rest der Welt fließen Investitionen vor allem in Infrastruktur zur Stromerzeugung und -übertragung. Als Ursache für ein neutrales oder schlechtes Investitionsklima wird vor allem staatliche Regulierung angesehen.

### Umfrage: A blueprint for the world: Wie sieht die Welt die deutsche Energiewende

Februar 2015

Zum dritten Mal hat der Weltenergieerat – Deutschland die Umfrage zur globalen Wahrnehmung der deutschen Energiewende im WEC-Netzwerk durchgeführt. Die Ergebnisse zeigten, wie auch die Jahre zuvor, ein eher skeptisches Bild: Die Begeisterung für die deutsche Energiewende hält sich demnach im Ausland in Grenzen. Nur ein Drittel der Befragten ist der Meinung, dass die Energiewende international als Blaupause dienen könnte. Die eine Hälfte der Befragten kann sich vorstellen, Teile des Konzepts wie den Ausbau erneuerbarer Energien oder die Senkung des Kohlendioxidausstoßes zu übernehmen, die andere Hälfte lehnt das Konzept der Energiewende in Gänze ab. Drei Viertel der europäischen Befragten sehen in der Energiewende eine Gefahr für die Versorgungssicherheit Europas. Interessant ist auch die Wahrnehmung der Energiewende als „Wirtschaftsförderung“: Kurzfristig wird die Energiewende eine Schwächung der deutschen Wirtschaftskraft verursachen, langfristig aber nicht unbedingt. Hier sehen auch viele Befragte eine durch die Energiewende mögliche Stärkung der deutschen Wirtschaftskraft.

### Zwischenergebnisse „Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten mittel-europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte“

Februar 2015

Im Februar veröffentlichte der Weltenergieerat – Deutschland die ersten Zwischenergebnisse eines umfassenden Berichts über die Synergiepotenziale einer intensivierten Zusammenarbeit im europäischen Stromsektor. Diese erste Analyse wurde als Stellungnahme in den Grünbuchprozessen des BMWi eingespeist.

Der von der Prognos AG erarbeitete Bericht analysiert, ob und inwieweit ein länderübergreifender Ansatz bei der Leistungsbilanzierung zur Senkung der Kapazitätsvorhaltung beitragen kann. Diese Analyse wird auf der Betrachtung von Gleichzeitigkeit von bestimmten Versorgungssituationen im Stromsystem aufgebaut.

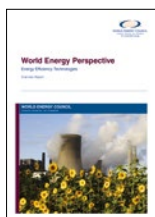
Hierfür wurde eine Ex-post-Analyse der vergangenen Jahre für die Länder des Pentilateralen Energieforums (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweiz) sowie des Vereinigten Königreichs, Polen, Dänemark und Italien vorgenommen. In der zweiten Phase des Projekts wird anhand der Szenarien geprüft, wie sich der Nutzen einer integrierten Leistungsbilanzierung perspektivisch bis zum Jahr 2030 entwickeln wird. Darüber hinaus sollen weitere Länder in die Untersuchung einbezogen werden.

Folgende Ergebnisse konnten u. a. bereits aus dem Zwischenbericht abgeleitet werden:

- Die Höchstlasten in den betrachteten Ländern treten nicht gleichzeitig auf. Gleichwohl gibt es eine hohe Ähnlichkeit der Verbrauchsmuster und somit auch eine enge zeitliche Korrelation des hohen Leistungsbedarfs.
- Kombiniert man die installierte Windleistung des Jahres 2013 mit den Wetterbedingungen der Jahre 1984 bis 2013, so lag die als gesichert angenommene Einspeisung aus Windenergie aggregiert im Verbund des Untersuchungsraums bei 2,7 Gigawatt gegenüber 1,1 Gigawatt als Summe der nationalen Wind-Einspeisungen. Somit lässt sich die gesicherte Windleistung knapp verdreifachen, wenn sie im Verbund betrachtet wird. Je größer der betrachtete Raum, desto größer die Ungleichzeitigkeit der Einspeisung von Windenergie. Die gesicherte Leistung aus Windenergie wird künftig ansteigen, je mehr Anlagen installiert sind.

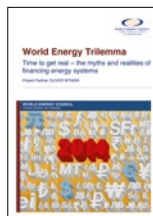
- Der Höchstwert der Residuallast sinkt im Verbund des PLEF um 4 bis 8 Gigawatt, im gesamten Untersuchungsraum um 10 bis 17 Gigawatt gegenüber nationaler Bilanzierung (Berechnung ohne Netzengpässe). Hieraus entsteht ein ökonomischer Nutzen, da auf nationaler Ebene weniger Leistung bereitgehalten werden muss.
- Auch die niedrigste Residuallast wird durch die Verbundbetrachtung beeinflusst. Sie liegt im Verbund des Untersuchungsraums 12 bis 24 Gigawatt höher als bei nationaler Bilanzierung. Diese Tatsache wird bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien bedeutsam, da nationale Überspeisungssituationen durch den Verbund besser vermieden und somit die erneuerbaren Energien besser ausgenutzt werden können.

Dieses Zwischenergebnis ist Teil einer umfassenderen Studie, die erst im Juni abgeschlossen und am 30. Juni 2015 in Berlin und am 1. Juli 2015 in Brüssel vorgestellt und diskutiert werden wird.



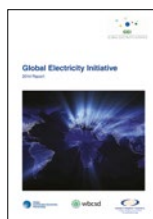
### **World Energy Perspective: Energy Efficiency Technologies** März 2014

Energieeffizienztechnologien finden in jedem Schritt der energetischen Umformung Anwendung: Von der Exploration und Produktion der Primärenergieträger, über die Energieveredelung in Kraftwerken, Raffinerien bis hin zum Endkunden in der Industrie, dem Gebäudebestand und dem Transportsektor. Es ist aber nicht nur das technische Potenzial, das ausschlaggebend für den Erfolg bei der Einführung effizienzsteigernder Technologien ist. Um das volle Potenzial solcher Technologien zu erfassen und Wege zu ihrer erfolgreichen Markteinführung aufzuzeigen, ist es notwendig, auch die ökonomische Ausführbarkeit realistisch einzuschätzen.



### **World Energy Trilemma: Time to get real – the myths and realities of financing energy systems** November 2014

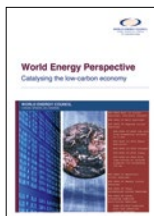
Die Bandbreite an Energiepolitiken und Strategien ist groß und vielfältig, doch fast alle Staaten verfolgen das gleiche Ziel mit ihrer Energiepolitik: private Investitionen in den Energiesektor zu leiten. Das setzt voraus, dass Kapital richtig bewertet werden kann und effektive Finanzinstrumente bereitstehen. So werden Investitionen in die Bereiche des Energiemarktes gelenkt, die dabei helfen den Herausforderungen des „Energy Trilemmas“ zu begegnen. Zu diesem Zweck betrachtet und bewertet die in Zusammenarbeit mit Oliver Wyman angefertigte Publikation „World Energy Trilemma report: Time to get real- the myths and realities of financing energy systems“ aktuelle Chancen und Risiken von Investitionen im Energiesektor. Die Ergebnisse der Studie basieren auf Gesprächen mit fast 50 Vorsitzenden führender Geschäfts- und Entwicklungsbanken und Rentenfonds sowie Kapitalanlegern aus aller Welt. Der Report gibt Aufschluss darüber, welche Schritte unternommen werden müssen, um mit Hilfe von privaten Investitionen wettbewerbsfähige und nachhaltige Energiesysteme zu finanzieren.



### **Global Electricity Initiative: 2014 Report** Dezember 2014

Der „Global Electricity Initiative: 2014 Report“ ist gewissermaßen der „Gradmesser“ des Stromsektors. Führende Unternehmen, die zusammen rund 80 Prozent der installierten Kapazität am Strommarkt vertreten, beziehen in diesem Bericht Stellung zu den wichtigsten Energiemarkttrends der Industrie. Ziel der Global Electricity Initiative (GEI) ist es, die Elektrifizierung der Welt nachhaltig zu gestalten und einen Austausch der neuesten Erkenntnisse voranzutreiben. Obwohl Erneuerbare einen wachsenden Anteil am Stromerzeugungsmix haben werden, gehen die GEI Experten davon aus, dass der Zeitraum zwischen 2015 und 2035 weiter von fossilen Energieträgern dominiert werden wird. Als momentan wichtigste Herausforderung werden stabile politische Rahmenbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer gesehen, um nachhaltig Investitionssicherheit zu schaffen. Während das wirtschaftliche Potenzial der CCS Technologie weiterhin fraglich bleibt, sind „smart grids“ und die weitere Entwicklung von „Demand Side Management“ (DSM) Programmen aktuell von hoher Relevanz für die Stromerzeuger.

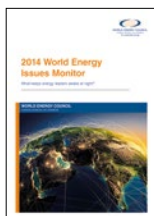




### **WEC Rules of Trade and Investment: Catalysing the low carbon economy**

Januar 2015

Der globale Handel mit Umweltgütern wie z.B. Technologien erneuerbarer Energien boomt mit einem Handelsvolumen von ca. 1 Billion Dollar weltweit. Trotz ihres weltweiten Erfolges und ihrer energiepolitischen Relevanz, unterliegen diese Technologien starken Zollbeschränkungen. Die WEC Publikation „Rules of Trade & Investment“ bietet eine kompakte Übersicht über diese Problematik und erläutert z. B. die Rolle, die erneuerbare Energien bei der Überwindung des „Energy Trilemma“ in Wachstumsmärkten spielen könnten. Darüber hinaus wird die durch die Asiatisch-Pazifische Wirtschaftsgemeinschaft bereits begonnene Liberalisierung im Bereich der Umweltgüter beschrieben, die bisher jedoch zu keiner völkerrechtlich verbindlichen Regelung geführt hat. Dem Dokument ist zudem eine Liste mit 112 Produkten beigelegt, die nach Ansicht des WEC in einem WTO „environmental goods agreement“ zur Zollbefreiung von Umweltgütern berücksichtigt werden sollten.



### **2015 World Energy Issues Monitor**

Januar 2015

Für europäische Energieexperten waren Energiepreisvolatilität, die Rolle Russlands und das 2030 EU-Klimaschutzpaket die wichtigsten Themen 2014. Doch wie sieht es in Südamerika, Asien und anderen Teilen der Welt aus? Die neueste Auflage des World Energy Issues Monitor vermittelt einen leicht verständlichen Überblick über die Themen, die Energieexperten aus fast 80 Staaten zur Zeit als unsicher und relevant für den Energiesektor erachten. Dabei werden Trends aus den Bereichen Technologie, Geopolitik, Marktbedingungen und Volkswirtschaft näher betrachtet. Die „Issues Maps“ sind so gestaltet, dass die Positionierung von Themen global, regional und auf Länderebene verglichen werden kann. Die Analyse erlaubt dem Leser dabei nicht nur nach Bedeutung zu kategorisieren, sondern ermittelt auch den unmittelbaren Handlungsbedarf aus Sicht der Entscheider aus Wirtschaft und Politik.

## **5.2 Ausblick**

### **Geplante Veranstaltungen**

#### **Präsentation und Diskussion zur Studie „Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten mitteleuropäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte“**

30. Juni, Berlin/1. Juli 2015, Brüssel

#### **Belgian-German cooperation for a successful energy transition in Europe**

August 2015, Berlin

#### **Expert Round Tables on Oil & Gas mit der SWP**

2. und 3. September 2015, Berlin

#### **Baden-Badener Unternehmer Gespräche**

September, Baden-Baden

#### **Energietag 2015**

1. Oktober 2015, Berlin

#### **Executive Assembly**

Oktober 2015, Addis Abeba, Äthiopien

#### **World Energy Outlook 2015**

November 2015, Berlin

### **Geplante Publikationen**

#### **Studie: „Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten mitteleuropäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte“**

Juni 2015

#### **Resilience-Extreme Weather Report**

Oktober 2015

## 5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

### Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)  
 Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG  
 (Stellvertreter des Präsidenten)  
 Dr. Klaus-Dieter Barbknecht,  
 (Schatzmeister)  
 Prof. Dr. Dominik Godde, DTK  
 Dr. Karsten Heuchert, VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Stephan Kohler  
 Dr. Frank Mastiaux, EnBW AG  
 Dr. Klaus Schäfer, Bayer MaterialScience AG  
 Stefan vom Scheidt, Areva GmbH  
 Michael Schmidt, BP Europe SE  
 Boris Schucht, 50Hertz Transmission GmbH  
 Dr. Rainer Seele, Wintershall Holding GmbH  
 Dr. Johannes Teysen, E.ON SE

### Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott  
 Jürgen Stotz

### Präsidialausschuss

Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG  
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE  
 Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH  
 Dr. Peter Heinacher, RWE AG  
 Bernhard Kaltefleiter, VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Dr. Guido Knott, E.ON SE  
 Heiko Meyer, Wintershall Holding GmbH  
 Arnulf Nöding, AREVA GmbH  
 Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
 Dr. Christoph Sievering, Bayer MaterialScience AG

### Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)  
 Nicole Kaim-Albers  
 Dr. Frank Holtrup  
 Snjezana Tomic

---

### Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)  
 Dr. Rainer J. Abbenseth  
 Dr. Werner Bledau, Weltenergierat – Deutschland e.V.  
 Martin Czakainski, ETV GmbH  
 Barbara Fischer, Amprion GmbH  
 Dr. Christoph Gaedicke, BGR  
 Daniel Genz, Vattenfall GmbH  
 Christian Güthert, GASAG  
 Enno Harks, BP Europa SE

Dr. Jörg Jasper, EnBW AG  
 Dr. Peter Klüsener, Siemens AG  
 Dr. Luis-Martin Krämer, bofest consult GmbH  
 Philipp Nießen, BDI  
 Arnulf Nöding, AREVA GmbH  
 Christoph Stolz, BDEW  
 Dr. Stefan Ulreich, E.ON SE  
 Dr. Martin Wedig, GVSt

---

### Young Energy Professionals (YEP)

Samuel Alt, Siemens AG  
 Dr. Tobias Bader  
 Christina Beestermöller, Team Consult G.P.E. GmbH  
 Hannes Bieler, Mitsubishi Hitachi Power Systems  
 Europe GmbH  
 Dr. Kristina Bogner, Schneider Electric GmbH  
 Ulrike Döring, Vogel Business Media GmbH & Co. KG

Marc Eisenreich, BKW Energie AG  
 Nathalie Gerl  
 Stefanie Gunst, VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Christine Heinrich, Marquard & Bahls AG  
 Jörn Higgen, E.ON (Global Commodities SE)  
 Dr. Luis-Martin Krämer, bofest consult GmbH

Marc Lendermann, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
 Philipp Moritz, 50Hertz Transmission GmbH  
 Matthias Müller, Siemens AG  
 Tobias Noack, Gazprom Germania GmbH  
 Annina Ogrizek, 50Hertz Transmission GmbH  
 Victoria Orioli, Siemens AG

Martin Pinkpank, Lahmeyer International GmbH  
 Stefan Saatmann, Stromnetz Berlin GmbH  
 Ingmar Schaaf, RWE Supply & Trading GmbH  
 Chris Schmelter, Stromnetz Hamburg GmbH  
 Armin Schwab, Voith Hydro GmbH & Co KG  
 Christoph Wüstemeyer, EnBW Energie Baden-Württemberg AG

---

### Mitglieder Weltenergierat – Deutschland

Amprion GmbH  
 A.T. Kearney GmbH  
 Anwaltssozietät Freshfields Bruckhaus Deringer  
 AREVA GmbH  
 Autobahn Tank & Rast Holding GmbH  
 Bayer MaterialScience AG  
 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.  
 BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
 Bilfinger SE  
 BNL Clean Energy AG  
 BP Europa SE  
 CESI/IPH GmbH  
 CMS Hasche Sigle, Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB  
 DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.  
 Deutsches ITER Industrie Forum e.V. (DIIF)  
 Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)  
 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.  
 Deutsches Atomforum e.V.  
 Deutsches TalsperrenKomitee e.V.  
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
 Enefit Outotec Technology OÜ  
 Enerdata  
 E.ON SE  
 Ernst & Young AG  
 ETV Energieverlag GmbH  
 EWE AG  
 EW Medien und Kongresse GmbH  
 Exxon Mobil European Holding GmbH  
 Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e.V.  
 Forschungszentrum Jülich GmbH  
 GASAG Berliner Gaswerke AG

Gas-Union GmbH  
 Geopolitical Information Service AG (GIS)  
 Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt)  
 Heitkamp Ingenieur-und Kraftwerksbau GmbH  
 Kraneis, Thomas  
 Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH  
 Horváth & Partner GmbH  
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH  
 Marquard & Bahls AG  
 National Grid plc  
 N-Ergie AG  
 Oilco Energy Trading GmbH  
 Oliver Wyman AG  
 PricewaterhouseCoopers AG  
 RheinEnergie AG  
 Robert Bosch GmbH  
 RWE AG  
 Siemens AG/Bereich Power Generation  
 Stromnetz Hamburg GmbH  
 Team Consult G.P.E. GmbH  
 TenneT TSO GmbH  
 VCI – Verband der Chemischen Industrie e.V.  
 VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.  
 VGB PowerTech e.V.  
 VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.  
 VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG  
 Wingas GmbH  
 Wintershall Holding AG  
 50Hertz Transmission GmbH



# Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung       | Erläuterung                                                                   | Abkürzung | Erläuterung                                                                                                          |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| a               | Jahr                                                                          | e         | elektrisch                                                                                                           |
| ACER            | Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden                | E&P       | Exploration und Produktion                                                                                           |
| BAKS            | Bundesakademie für Sicherheitspolitik                                         | EDMS      | Energiedatenmanagementsysteme                                                                                        |
| bbl             | Barrel, ca. 159 l                                                             | EE        | Erneuerbare Energien                                                                                                 |
| BDEW            | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.                         | EEG       | Erneuerbare-Energien-Gesetz                                                                                          |
| BDI             | Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.                                    | EEX       | European Energy Exchange                                                                                             |
| BFE             | Bundesamt für Energie (Schweiz)                                               | EGS       | Enhanced Geothermal Systems                                                                                          |
| BGR             | Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe                             | EIA       | Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE) |
| Bill.           | Billionen                                                                     | EICom     | Eidgenössische Elektrizitätskommission (Schweiz)                                                                     |
| BIP             | Bruttoinlandsprodukt                                                          | EJ        | Exajoule, 10 <sup>18</sup> J                                                                                         |
| BMBF            | Bundesministerium für Bildung und Forschung                                   | ENTSO-E   | European Network of Transmission System Operators for Electricity                                                    |
| BMU/BMUB        | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit               | ENTSO-G   | European Network of Transmission System Operators for Gas                                                            |
| BMWi            | Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie                              | EnWG      | Energiewirtschaftsgesetz                                                                                             |
| BnetzA          | Bundesnetzagentur                                                             | EOM       | Energy Only Market                                                                                                   |
| BSP             | Bruttosozialprodukt                                                           | EPEX      | European Power Exchange Spot SE                                                                                      |
| CAGR            | Compound Annual Growth Rate/ jährliche Wachstumsrate                          | ETS       | Emission Trading System                                                                                              |
| CCS             | Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO <sub>2</sub> ) | EUA       | European Union Allowances (EU-Emissionsrechte)                                                                       |
| CCU             | Carbon Capture and Utilisation                                                | EU-28     | Europäische Union aus 28 Mitgliedstaaten (seit 1.7.2013)                                                             |
| CEF             | Connecting Europe Facility                                                    | EVU       | Energieversorgungsunternehmen                                                                                        |
| CEO             | Chief Executive Officer                                                       | EWI       | Energiewirtschaftliches Institut an der Uni Köln                                                                     |
| CH <sub>4</sub> | Methan                                                                        | GCF       | Green Climate Fund                                                                                                   |
| CNG             | Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)                                 | GDF       | Geothermal Development Facility                                                                                      |
| CNPC            | China National Petroleum Corporation                                          | GEI       | Global Electricity Initiative                                                                                        |
| CO <sub>2</sub> | Kohlenstoffdioxid                                                             | GFE       | Bundesamt für Energie (Schweiz)                                                                                      |
| COP             | Conference of the Parties der UN Climate Convention                           | GIPL      | Gas Interconnection Poland-Lithuania (Gaspipeline zwischen Polen und Litauen)                                        |
| CPS             | Current Policies Scenario                                                     | GuD       | Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk                                                                                     |
| ct              | Cent                                                                          | GVSt      | Gesamtverband Steinkohle e.V.                                                                                        |
| DAFG            | Deutsch-Arabische Freundschaftsgesellschaft                                   | GW        | Gigawatt                                                                                                             |
| DEBRIV          | Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein                                        | HFC       | Teilfluorierter Fluorkohlenwasserstoff                                                                               |
| DSM             | Demand Side Management                                                        | HGÜ       | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung                                                                                |
| DVGW            | Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches                                    | IEA       | Internationale Energieagentur                                                                                        |
|                 |                                                                               | INDC      | Intended National Determined Contribution                                                                            |

| Abkürzung        | Erläuterung                                                                                   | Abkürzung       | Erläuterung                                                                                          |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| IOC              | International Oil Company<br>(internationales Ölunternehmen)                                  | S.E.            | Seine Excellenz                                                                                      |
| kcal             | Kilokalorien                                                                                  | SF <sub>6</sub> | Schwefelhexafluorid                                                                                  |
| KgOE             | Kilogramm Öleinheiten                                                                         | SKE             | Steinkohleneinheiten                                                                                 |
| Km               | Kilometer                                                                                     | SWP             | Stiftung Wissenschaft und Politik                                                                    |
| KMU              | Kleinere und mittlere Unternehmen                                                             | SNG             | Synthetisches Erdgas                                                                                 |
| kWh              | Kilowattstunde                                                                                | SO <sub>x</sub> | Schwefeloxid                                                                                         |
| KWK              | Kraft-Wärme-Kopplung                                                                          | TEN-E           | Transeuropäische Energienetze                                                                        |
| KWK-G            | Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz                                                                  | th              | thermisch                                                                                            |
| LNG              | Liquefied Natural Gas<br>(verflüssigtes Erdgas)                                               | THG             | Treibhausgas                                                                                         |
| LULUCF           | Land Use, Land-Use Change and Forestry                                                        | TIGER           | Transport Infrastructure for Gas with<br>Enhanced Resolution, im<br>Gasbereitstellungsmodell des EWI |
| Mio.             | Millionen                                                                                     | TWh             | Terawattstunde                                                                                       |
| Mrd.             | Milliarden                                                                                    | TYNDP           | Ten-Year-Network-Development-Plan                                                                    |
| Mtoe             | Megatonne Öleinheiten                                                                         | UK              | United Kingdom<br>(Vereinigtes Königreich)                                                           |
| MW               | Megawatt                                                                                      | UN              | United Nations (Vereinte Nationen)                                                                   |
| MWh              | Megawattstunde                                                                                | UNFCCC          | United Nations Framework Convention<br>on Climate Change                                             |
| MWp              | Mega Watt Peak                                                                                | UNFPA           | United Nations Population Fund<br>(Bevölkerungsfond der Vereinten<br>Nationen)                       |
| MWSt.            | Mehrwertsteuer                                                                                | USA             | United States of America                                                                             |
| NABEG            | Netzausbaubeschleunigungsgesetz                                                               | USD             | US-Dollar                                                                                            |
| NAP              | National Allocation Plan                                                                      | VSE             | Verband Schweizer<br>Elektrizitätsunternehmen                                                        |
| NAPE             | Nationaler Allokationsplan Energie-<br>effizienz                                              | WEA             | Windenergieanlage                                                                                    |
| NER              | New Entrants Reserve                                                                          | WEC             | World Energy Council                                                                                 |
| N <sub>2</sub> O | Distickstoffoxid (Lachgas)                                                                    | WEO             | World Energy Outlook                                                                                 |
| NGO              | Non-Governmental Organisation                                                                 | WTO             | World Trade Organization                                                                             |
| Nm <sup>3</sup>  | Norm-Kubikmeter                                                                               | YEP             | Young Energy Professionals                                                                           |
| NO <sub>2</sub>  | Stickstoffoxid                                                                                |                 |                                                                                                      |
| NPS              | New Policy Scenario                                                                           |                 |                                                                                                      |
| NWE              | North West Europe                                                                             |                 |                                                                                                      |
| OE               | Öläquivalent                                                                                  |                 |                                                                                                      |
| OECD             | Organisation for Economic Co-operation<br>and Development                                     |                 |                                                                                                      |
| OPEC             | Organization of Petroleum Exporting<br>Countries (Organisation<br>erdölexportierender Länder) |                 |                                                                                                      |
| OWEA             | Offshore-Windenergieanlage                                                                    |                 |                                                                                                      |
| p                | Peak                                                                                          |                 |                                                                                                      |
| PCI              | Projects of common interest                                                                   |                 |                                                                                                      |
| PFC              | Perfluorierter Kohlenstoff                                                                    |                 |                                                                                                      |
| ppm              | parts per million                                                                             |                 |                                                                                                      |
| PtG              | Power to Gas                                                                                  |                 |                                                                                                      |
| PV               | Photovoltaik                                                                                  |                 |                                                                                                      |
| RECS             | Renewable Energy Certificate System                                                           |                 |                                                                                                      |
| RÖE              | Rohöleinheiten                                                                                |                 |                                                                                                      |

# Energieeinheiten

| Ausgangseinheit \ Zieleinheit       | Mio. t SKE | Mio. t RÖE | Mrd. kcal | TWh*     |
|-------------------------------------|------------|------------|-----------|----------|
| 1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE) | –          | 0,7        | 7.000     | 8,14     |
| 1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)       | 1,429      | –          | 10.000    | 11,63    |
| 1 Mrd. Kilokalorien (kcal)          | 0,000143   | 0,0001     | –         | 0,001163 |
| 1 Terawattstunde (TWh)              | 0,123      | 0,0861     | 859,8     | –        |

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

(1 Barrel = 159 Liter)

|      |     |                    |             |
|------|-----|--------------------|-------------|
| Kilo | = k | = 10 <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  
Weltenergierat - Deutschland

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.  
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin  
Tel: +49 (0)30/20616750  
E-Mail: [info@weltenergierat.de](mailto:info@weltenergierat.de)

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

Schutzgebühr: 18,– €

