Energie für Deutschland 2014

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext

Schwerpunktthema:

Globale Energiewenden – Vergleichende Analyse ausgewählter Länder und Implikationen für die deutsche Energiedebatte

WORLD ENERGY COUNCIL
Weltenergierat - Deutschland

Energie für Deutschland 2014

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext

Herausgeber:
Weltenergierat – Deutschland e.V.

Mai 2014

Impressum

Energie für Deutschland 2014
Redaktionsschluss: Mai 2014

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

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

Titelbilder:
Hand: © vege – Fotolia.com
Hütte: © World Energy Council
Ölpumpe: © World Energy Council
Wasserkraftwerk: © jantina – Fotolia.com
Frau am Feuer: © World Energy Council
Stromleitungen: © World Energy Council

Bild S. 142-144: © World Energy Council
Bild S. 146: © Ghorfa/El-Sauaf
Bild S. 147: © BDI/Kruppa
Bild S. 148-150: © Weltenergierat – Deutschland/Rafalzyk
Bild S. 151: © Weltenergierat – Deutschland/Kaim
Bilder S. 152: © Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft/Hammerl

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

mit den Eindrücken des 22. World Energy Congress in Südkorea sind wir in ein energiepolitisch spannendes Jahr 2014 gestartet. Bei der Mega-Konferenz mit 9.000 Teilnehmern wurden verschiedene Trends diskutiert: Wie verändern sich Märkte, wer sind die neuen Versorger und wer die neuen Verbraucher? Welche Technologien finden Einzug in den Markt und wie kann die Politik Innovationen fördern? **Was sind die neuen Trends und wie begegnen sie dem Spannungsfeld der zukünftigen Elektrifizierung der Weltbevölkerung versus Klimaschutz?**

Die World Energy Scenarios 2050, die beim Kongress präsentiert wurden, zeigen klar: eine einfache Lösung wird es für politische Entscheider nicht geben. Während im Szenario „Jazz" der Schwerpunkt auf die Versorgung von möglichst vielen Menschen weltweit zu günstigen Preisen gesetzt wird, geht es im Szenario „Symphony" darum, mit politischen Instrumenten gesetzte Ziele bei Versorgung und Umweltschutz zu erreichen. Beide Szenarien sind gleich wahrscheinlich, jedoch mit sehr unterschiedlichen Ergebnissen bei Wirtschaftswachstum, Effizienz, CO_2-Emissionen, Elektrifizierung, Energiemix, -preisen und -verbrauch.

Besonders interessant für uns beim World Energy Congess war zu hören, dass viele Länder sich ebenfalls auf den Weg machen, ihr Energiesystem für die Zukunft zu wappnen. **Energiewende als fundamentaler Strukturwandel der Energiemärkte ist weltweit ein Phänomen – jedoch mit Unterschieden in Zielen und Geschwindigkeit.** Es lohnt sich, einen Blick über die nationalen Grenzen hinaus zu wagen und von den Erfolgen und Fehlern der anderen zu lernen. In unserem diesjährigen Schwerpunktkapitel haben wir die „Energiewenden" verschiedener Länder untersucht. **So sind in anderen Ländern Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit die Treiber der Energiewende.** Klimaschutz ist zwar ein politisches Argument, aber kein Treiber für den Wandel. In Deutschland waren Klimaschutz und Ausstieg aus der Kernenergie die zentralen Treiber.

Die Deutsche Energiewende war ein wichtiges Thema beim World Energy Congress – **wir stellen ein Laboratorium für die Welt dar, denn der ambitionierte Systemumbau ist in seiner Ausgestaltung weltweit einzigartig.** Unter den Beobachtern fanden sich viele Skeptiker: Wie kann man bei so hohen Investitionen, so wenig Strom erzeugen? Importiert ihr jetzt Atomstrom aus Frankreich? Um wieviel ist der CO_2-Ausstoß seit der Energiewende gestiegen? Was bringt das für das Klima? 32 GW PV-Anlagen: Scheint denn in Deutschland überhaupt die Sonne?

Diese kritischen Fragen sind nicht angenehm, doch sie zeigen uns die offensichtlichen Defizite in der Umsetzung der Energiewende auf. Diese müssen zeitnah und beherzt angegangen werden – nur so können wir auch mit unserem politischen Modell innerhalb und außerhalb Deutschlands erfolgreich sein. **Zugleich kann die Welt von uns profitieren, beispielsweise durch technologische Innovationen und Lernkurven im Bereich der Erneuerbaren.** Wir sollten stärker für die Chancen der Energiewende im Ausland werben, um so auch die Erfahrungen aus der Energiewende zu vermarkten.

Daher sollte eine Transformation des Energiesystems immer die internationale Ebene im Blick behalten. Wir werden bedingt durch äußere Einflüsse, zugleich beeinflussen wir die Energiesysteme anderer Länder mittelbar und unmittelbar: Im Herzen eines EU-Energiebinnenmarktes muss sich deutsche Energiepolitik eng mit den Nachbarländern abstimmen. **Nur auf europäischer Ebene können Synergien gehoben werden.** So begrüßt der Weltenergierat – Deutschland die Diskussion zur EU-2030-Strategie und hat sich gemeinsam mit seinen europäischen Partnern für die Festlegung eines ambitionierten CO_2-Ziels ausgesprochen. Denn noch etwas haben wir aus unserem Schwerpunktbeitrag 2014 gelernt: **neben langfristigen Rahmenbedingungen, braucht es auch dynamische Planungshorizonte, in denen Ziele angepasst werden können.** Komplexen Wechselwirkungen und wichtigen Veränderungen kann so Rechnung getragen werden und die Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Umweltschutz und Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Ich freue mich, wenn unsere Energie für Deutschland 2014 einen differenzierten und faktenbasierten Beitrag für die energiepolitische Diskussion leisten kann und wünsche Ihnen eine unterhaltsame Lektüre.

U. Franke

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergierat – Deutschland

Inhaltsverzeichnis

1. Globale Energiewenden – Vergleichende Analyse ausgewählter Länder und Implikationen für die deutsche Energiedebatte 7

1.1 Einleitung 9
1.2 Schlüsselindikatoren 11
1.3 Länderspezifische Energiewenden 15
1.4 Hauptfeststellungen und Implikationen 27
1.5 Schlussfolgerungen für die deutsche Energiewende 30
1.6 Quellenverzeichnis 34
1.7 Anhang 37

2. Energie in der Welt 39

2.1 Zahlen & Fakten 41
2.2 Perspektiven der Welt-Energieversorgung – Szenarien und Prognosen im Vergleich 46
2.3 COP-19 in Warschau 53
2.4 Technologien zur Stromspeicherung 55
2.5 Kohlenwasserstoffe in der Arktis – Vorräte und Potenziale 59
2.6 Status der internationalen CCS-Entwicklung 62
2.7 Neue Erdgaspotenziale im östlichen Mittelmeer vor Israel und Zypern 67
2.8 Erneuerbare in dynamisch wachsenden Energiewirtschaften 70
2.9 Kapazitätsmechanismen international 73
2.10 Versorgungssicherheit in den G7-Staaten 78

3. Energie in der Europäischen Union 83

3.1 Zahlen & Fakten 85
3.2 Projektionen zur Energieversorgung der EU bis 2050 94
3.3 Klima- und energiepolitische Ziele der EU für 2030 97
3.4 Anpassungen des EU-Emissionshandels 100
3.5 Börsenhandel an der EEX und der EPEX 101
3.6 EU-Kommission wendet erstmals EU-Beihilfenrecht auf das deutsche EEG an 105

4. Energie in Deutschland 107

4.1 Zahlen & Fakten 109
4.2 Anpassung des Erneuerbaren Energien Gesetzes 124
4.3 Neuordnung des Netzausbaus in Deutschland 127
4.4 Die Energiewende als „Wärmewende“ 132
4.5 Kraftwerksprojekte in Deutschland 134

5. WEC Intern 139

World Energy Council (WEC) und Weltenergierat – Deutschland 141
5.1 Höhepunkte 2013/2014 142
5.2 Ausblick 155
5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland 156

6. Abkürzungsverzeichnis 159

7. Energieeinheiten 160

Schwerpunktthema:

Globale Energiewenden – Vergleichende Analyse ausgewählter Länder und Implikationen für die deutsche Energiedebatte*

1

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

Autoren A.T. Kearney:
Jochen Hauff, Anna Bode, Dietrich Neumann und Florian Haslauer

Länderexperten A.T. Kearney:
Carlos Azevedo (Brasilien), Patrick Haischer (USA), Bernd Hartmann (Saudi-Arabien), Kurt Oswald (Saudi-Arabien), Francois Santos (Brasilien), Martin Sprott (Südafrika), Teng Yong (China), Riad Zantout (Saudi-Arabien)

10 Kernaussagen „Globale Energiewenden“

1. Die „Energiewende“, verstanden als ein grundlegender, struktureller Wandel in der Energieversorgung eines Landes, ist ein weltweites Phänomen. Deutschland steht nicht alleine vor grundlegenden Veränderungen.

2. Die Energiewenden der Länder unterscheiden sich jedoch sehr stark in Motivation, Geschwindigkeit und Art der Umsetzung. Gleichzeitig gibt es wichtige Parallelen, aus denen sich Rückschlüsse für die weitere Entwicklung ableiten lassen.

3. In Deutschland waren der Klimaschutz und der Verlust der gesellschaftlichen Akzeptanz für die nukleare Energieerzeugung die Hauptmotivation der Energiewende. Global steht hingegen die Versorgungssicherheit häufig kombiniert mit industriepolitischen Motiven im Vordergrund. Klimaschutz ist zwar ein wichtiges Argument, aber nicht die Kernmotivation für den Wandel.

4. Die Reduktion der Kosten für die Energieversorgung ist ein weiteres, wichtiges Motiv der Energiepolitik. Dieses Ziel wird teilweise mit interventionistischen Deckelungen von Verbraucherpreisen, oder über die Etablierung von Auktionsmechanismen für die Förderung von erneuerbaren Energien angestrebt. Nur gelegentlich überlässt es ein Staat auch dem Markt, neue, kostengünstige Technologien mit unternehmerisch geprägten Investitionen zu etablieren.

5. Haupttreiber für Veränderungen im Energiesektor ist die Regierungspolitik. Es gibt kein Land, in dem von einer reinen „Evolution des Marktes“ die Rede sein kann. Die Rahmenbedingungen werden dabei häufig ohne ausreichende Berücksichtigung der langfristigen Wechselwirkungen gesetzt.

6. Erneuerbare Energien werden auf der ganzen Welt gefördert. Auktionssysteme, Einspeisevergütungen und -quoten sowie Steuererleichterungen sind unterschiedlich kompatibel mit dem Energiemarkt und müssen weiterentwickelt werden, um nachhaltig zu wirken.

7. Es mangelt global an einer integrierten, systemischen Sicht auf die komplexe Materie der Energiewenden. Zentralisierung der Verantwortung und integrierte Planung sind zwei Ansätze mit denen Regierungen reagieren. Dies geschieht sowohl in Ländern, die aufgrund starken Nachfragewachstums bestehende Versorgungslücken schließen müssen, als auch in Deutschland, wo Systemreserven aufgebraucht werden.

8. Der in einigen Ländern gewählte Ansatz der flexiblen „Masterpläne“ trägt dazu bei, die Entwicklung des Gesamtsystems transparent und zeitlich aktuell aufzuzeigen. Dies kann die Grundlagen für Investitionen und politische Maßnahmen verbessern und den ganzheitlichen Blick auf das Funktionieren des Systems fördern.

9. Energiewenden können nicht isoliert voneinander stattfinden, denn sie beeinflussen sich gegenseitig. Austausch und Kooperationen zwischen den Ländern sind notwendig und helfen, die Systemveränderungen besser zu verstehen und sie sowohl technisch als auch politisch zu bewältigen und mittels neuer Geschäftsmodelle zu nützen.

10. Deutsche Unternehmen können die in Deutschland gemachten Erfahrungen global vermarkten. So sind zum Beispiel die Systemintegration volatiler Einspeisung sowie das Entstehen neuer Geschäftsmodelle für Eigenverbrauch und Flexibilität wichtige Themen, die mit dem Fortschritt der globalen Energiewenden weltweit an Relevanz gewinnen.

1.1 Einleitung

Ziel der Studie

Nahezu täglich wird das Thema „Energiewende“ in der deutschen Presse diskutiert. Meist wird der Begriff recht eng auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energien bezogen. Die Energiewende betrifft jedoch nicht nur die Stromerzeugung. Der Wandel der Energieversorgung umfasst sämtliche Elemente der Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Handel und die Netze bis hin zu dem Vertrieb und den Verbrauchern. So ändern sich das Niveau und die Struktur der Energienachfrage durch Effizienzsteigerungen zum Beispiel beim Wärmebedarf von Gebäuden oder durch die Möglichkeiten der dezentralen Energieerzeugung. Auch die Umstellung auf elektrische und hybride Antriebe in der Automobilindustrie sowie die Pilotierung von Sensorik und Steuerungsintelligenz in „smarten“ Netzen und Anwendungen sind Teil der laufenden Veränderung. Diese beeinflusst auch die Rollen der etablierten Energiewirtschaft sowie der Energieverbraucher und eröffnet Märkte für neue Anbieter und Geschäftsmodelle. Die Energiewende in Deutschland bedeutet also eine grundlegende Veränderung in der Struktur des Energiesektors auf Angebots- und Nachfrageseite und hat als solche bedeutende wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen.

Diese Studie will über den deutschen Tellerrand blicken. Sie stellt ausgewählte, internationale „Energiewenden“ – ihre jeweiligen Ziele, die Haupttreiber der Veränderungen sowie die Herausforderungen und Chancen der Umsetzung – vergleichend dar, um daraus Rückschlüsse für die deutsche Debatte zu ziehen. Dabei wird auch untersucht, inwiefern in diesen Ländern Energiewenden im Sinne einer grundlegenden strukturellen Veränderung des Energiesektors stattfinden. Eventuell ist ja der Eindruck, dass im Energiesektor nichts so bleibt, wie es bisher war, eine übertriebene, Europa- oder sogar Deutschland-spezifische Wahrnehmung, die in anderen Teilen der Welt wesentlich weniger Begründung hat?

Der Vergleich konzentriert sich auf ausgewählte Fragestellungen:

1. **Keine Wende ohne Grund:** Wir möchten verstehen, welche Motivation hinter den Veränderungen im jeweiligen Energiesektor steht. Hier erwarten wir wesentliche Unterschiede, die teilweise bereits durch die stark divergierenden wirtschaftlichen Ausgangslagen und naturräumlichen Verhältnisse der untersuchten Länder begründet sein werden. Dennoch möchten wir verstehen, wie verbreitet die in Deutschland im Vordergrund stehende Motivation des Klimaschutzes verbunden mit der mehrheitlichen Ablehnung der Kernenergie durch die Gesellschaft im internationalen Vergleich ist, bzw. welche anderen Motivationen unter Umständen zu ähnlichen oder grundverschiedenen Ergebnissen führen.

2. **Veränderungen brauchen Treiber:** Wir haben untersucht, wie Veränderungen in den jeweiligen Energiesektoren ausgelöst werden. In Deutschland herrscht der Eindruck vor, die wichtigste Triebkraft sei die Politik. Diese definiert Zielvorgaben wie die 20/20/20-Ziele auf europäischer Ebene, die dann umfassende Förderprogramme wie beispielsweise das deutsche Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das Festlegen von Wärmedämm- und Flottenverbrauchs-Standards sowie das CO_2-Emissionshandelssystem begründen. Gibt es international auch andere Beispiele, wie Veränderungen im Energiesektor „getrieben“ werden, oder ist die Politik global der entscheidende Taktgeber für Energiewenden?

3. **Ziele setzen Maßstäbe:** Welche landesspezifischen politischen Zielvorgaben gibt es in welchen Handlungsfeldern der Energiewirtschaft und wie ambitioniert sind diese? Aus Deutschland kennen wir sowohl das Ziel eines 18 % Anteils erneuerbarer Energien an der Energieversorgung bzw. 35 % am Stromverbrauch bis 2020 bei gleichzeitiger Verbrauchsreduktion um 10 % bzw. das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen bis 2020. Haben andere Länder vergleichbar konkrete Ziele? Fokussieren sie anders? Wir möchten die unterschiedlichen Herangehensweisen verstehen.

4. **Steuerung ist wichtig:** Wir möchten herausfinden, wie die Energiewende seitens des Staates gemanagt wird und ob dieses Management erfolgreich ist. In Deutschland erlebten wir bisher ein Nebeneinander von nationaler Zielsetzung und einer Kakophonie von – in Summe weit über das nationale Ziel hinausgehenden – Landeszielen, bis hin zu einer Vielzahl regionaler und lokaler „Agenda“-Setzungen. Nach Energiedialog und „Gipfeltreffen“ scheint sich in Deutschland die Erkenntnis durchgesetzt zu haben, dass eine gewisse Koordination der Regierungsebenen sinnvoll ist. Gleichzeitig war bis Ende 2013 die Verantwortung für die Energiewende auf mehrere Ministerien und insbesondere auf das Umwelt- und das Wirtschaftsministerium verteilt. Mit der Großen Koalition kam es Ende 2013 zur Zusammenlegung der Kernverantwortung in ein Ministerium. Wie zentral „managen“ andere Staaten die Energiepolitik? Und lässt sich schlussfolgern, ob zentrale oder dezentrale Verantwortung zu mehr oder weniger Erfolg bei der Umsetzung einer Energiewende führt?

5. **Veränderung verursacht Herausforderungen und bietet Chancen:** Worin liegen die wichtigsten Herausforderungen bei der Umsetzung der Energiewenden? Und welche Chancen bestehen global? In Deutschland fokussiert die Debatte sehr stark auf die Mühen der Ebene: Netzausbau mit Trassendiskussion, Reservekraftwerks-Verordnung mit Stilllegungsverbot für süddeutsche Kraftwerke bzw. Kapazitätsmarkt-Diskussion, Stiftungslösung für Atomkraftwerke und Insolvenz der solaren Hoffnungsträger, EU-Vorgaben für EEG-Ausnahme und absehbares nicht-Erreichen des 1 Mio. Fahrzeuge-Ziels der E-Mobilität. Es scheint an allen Ecken zu haken. Haben andere Länder ähnliche Herausforderungen? Gibt es sie noch, die Chancen der Energiewende?

Aus dem Vergleich der Länderbeispiele werden wir nicht alle der aufgeworfenen Fragen im Detail oder abschließend beantworten können. Aber es werden im Folgenden Erkenntnisse und Beispiele dargestellt, die aus unserer Sicht interessant und hoffentlich teilweise auch hilfreich für die energiepolitische Debatte in Deutschland sind und zugleich den Blick für die globale Dimension der Veränderung schärfen.

Gegenstand und Hauptquellen

Hinsichtlich der untersuchten Länder deckt die Analyse ein breites Spektrum an Regionen ab. Um den Umfang aber überschaubar zu halten, wurden Brasilien, China, Saudi-Arabien, Südafrika und die USA als Beispielländer ausgewählt. Das bedeutet leider auch, dass andere ebenfalls interessante Länder nicht betrachtet werden konnten. Ein wichtiges Beispiel hierfür ist Japan, welches sich in einer sehr grundlegenden Debatte um eine Energiewende befindet. Diese wurde bereits in der 2013 erschienenen Ausgabe dieser Reihe von uns beschrieben, sodass wir an dieser Stelle darauf verzichten.[1] Auch ein Vergleich mit Großbritannien wäre interessant, da man sich dort für den Bau neuer Kernkraftwerke entschieden hat, gleichzeitig aber auch die Kapazitäten regenerativer Energien weiter ausbaut.[2] Erwähnenswert ist zweifellos Australien, wo die Energiepolitik kürzlich eine Kehrtwende in der Klimapolitik vollzogen hat,[3] sowie Nigeria, das plant zukünftig große Teile des Landes mithilfe von Solarenergie zu elektrifizieren.[4] Interessant ist auch die Türkei, welche die stark zunehmende Nachfrage nach Strom mit einem breiten Portfolio von Erzeugungsoptionen inkl. einem Atomeinstieg beantworten will.[5] Des Weiteren kann Indien genannt werden, wo es nun schon seit einiger Zeit einen dynamisch wachsenden Markt für Solarenergie gibt.[6] Es war uns in diesem Rahmen leider nicht möglich, allen Fallbeispielen, die zum jetzigen Zeitpunkt relevant wären, gerecht zu werden.

Für die Länderanalysen wurden vorwiegend offizielle energiepolitische Dokumente der nationalen Regierungen verwendet, die durch Länderstatistiken und Analysen anerkannter internationaler Organisationen ergänzt wurden. Diese Literaturrecherche wurde durch Hintergrundinterviews mit Experten aus dem Energiesektor der untersuchten Länder vertieft. Die Ansichten und Einschätzungen der Befragten lieferten wertvolle Einblicke, doch die hier präsentierten Analysen und Schlussfolgerungen sind ausschließlich diejenigen der Autoren und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinungen der Befragten und der Länderexperten wider.

1.2 Schlüsselindikatoren

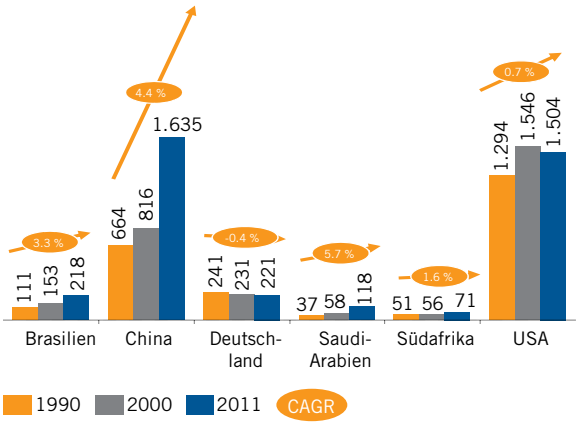
Wir haben mehrere Indikatoren ausgewählt, um die wichtigsten Trends hinsichtlich der Energiewenden in den hier untersuchten Ländern zu erfassen. Diese Analyse gibt einen Überblick über die bisherige Dynamik und soll so als Ausgangspunkt für die im nächsten Abschnitt folgenden, länderspezifischen Diskussionen dienen.

Endenergieverbrauch und Endenergieintensität

Die Betrachtung des Endenergieverbrauchs (EEV) zeigt deutliche Unterschiede zwischen den untersuchten Ländern auf. Im Jahr 2011 hatte China, das seit dem ersten Jahrzehnt dieses Jahrhunderts mehr Energie verbraucht als die USA, mit 1.635 Mio. t RÖE den höchsten EEV. Im Vergleich dazu ist der EEV der anderen hier analysierten Länder, d. h. Brasiliens, Deutschlands, Saudi-Arabiens und Südafrikas, jeweils 7 bis 20 Mal kleiner als der Chinas und der USA. Die wirtschaftliche Entwicklung in Saudi-Arabien und in China war von 1990 bis 2011 durch starkes Wirtschaftswachstum geprägt. Über den genannten Zeitraum stieg der EEV mit durchschnittlichen jährlichen Raten von 5,7 % bzw. 4,4 % (CAGR – Compound Annual Growth Rate). In Brasilien und Südafrika lag das Wachstum nur zwischen 2 – 3 % jährlich, während der absolute EEV in Deutschland und den USA seit Jahren rückläufig ist. Für Deutschland ist dieser Trend bereits seit 1990 stabil, wohingegen die USA erst 2009, im ersten Jahr nach der Finanzkrise, mit 1.458 Mio. t RÖE den EEV erstmals reduziert hat. Seitdem hat der Verbrauch jedoch im Zuge der Konjunkturerholung wieder leicht zugenommen, liegt aber immer noch knapp unter dem Wert des Jahres 2000.

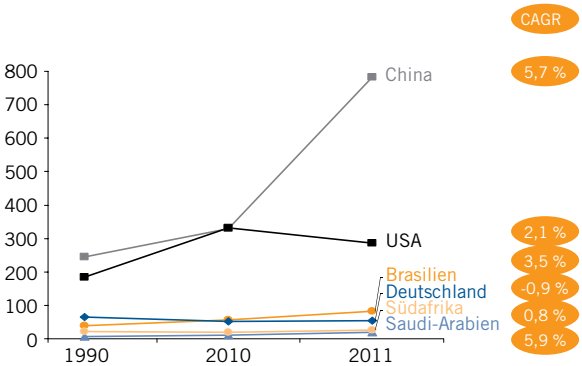
Betrachtet man den EEV für einzelne Sektoren, so ergibt sich ein differenzierteres Bild bezüglich der Antriebsfaktoren und der aktuellen Dynamiken in den verschiedenen Ländern. Im Jahr 2011 war China der größte Endenergieverbraucher in der Industrie (783 Mio. t RÖE), wohingegen beim Transport (589 Mio. t RÖE) und bei den Privathaushalten und im Dienstleistungssektor (469 Mio. t RÖE) die USA mehr Energie verbrauchte. In Saudi-Arabien nahm vor allem der Verbrauch in der Industrie zu, der zwischen 1990 und 2011 einen CAGR von 6,0 % verzeichnete. In dieser rasanten Zunahme spiegelt sich wider, dass Saudi-Arabien strategisch darauf setzt, die einheimische Produktion petrochemischer Produkte zu steigern. Im Transportsektor stieg der Ener-

Abbildung 1.1: Endenergieverbrauch in Mio. t RÖE



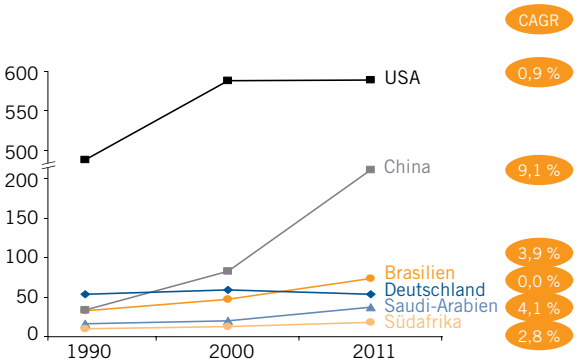
Quelle: Internationale Energieagentur: Laut der Internationalen Energieagentur ist der Endenergieverbrauch die Energie, die durch Endverbraucher wie Industrie, Transport, Privathaushalte, Dienstleister etc. verbraucht wird, wobei chemische Ausgangsbrennstoffe nicht miteinbezogen werden.

Abbildung 1.2: Endenergieverbrauch – Industrie in Mio. t RÖE



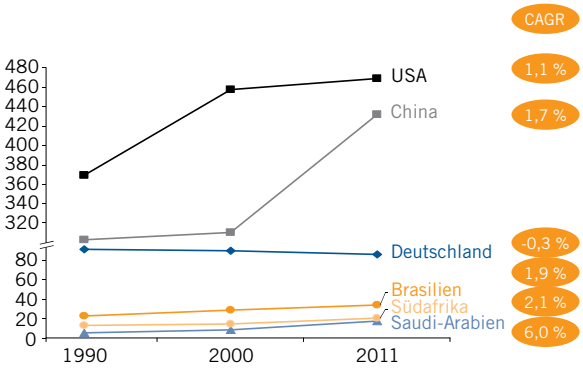
Quelle: Internationale Energieagentur

Abbildung 1.3: Endenergieverbrauch – Transport in Mio. t RÖE



Quelle: Internationale Energieagentur

Abbildung 1.4: Endenergieverbrauch – Haushalte und Dienstleistungen in Mio. t RÖE



Quelle: Internationale Energieagentur

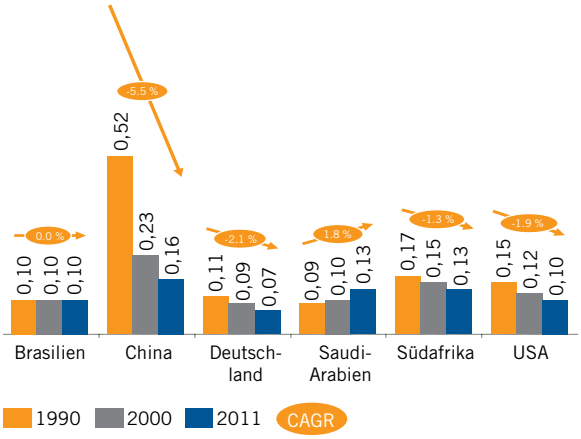
gieverbrauch mit 9,1 % pro Jahr hingegen am stärksten in China, gefolgt von Saudi-Arabien mit 4,1 % und Brasilien mit 3,9 %. In den USA und Südafrika lagen die Wachstumsraten bei nur 1 – 3 % jährlich, während Deutschlands Energieverbrauch sogar leicht zurückging.

Die Entwicklung der Endenergieintensität zeigt, dass der enorme Nachfragezuwachs in China mit zunehmender Energieeffizienz (berechnet als Verhältnis von Energieverbrauch zu dadurch geschaffenem wirtschaftlichen Wert in USD) einherging. Auch wenn bei derartigen Parametern Wechselkurseffekte stets eine Rolle spielen, zeigt der Trend, dass China in den letzten Jahren beachtliche Fortschritte erzielt hat. Das Energieeffizienzniveau der anderen hier untersuchten Länder hat China allerdings immer noch nicht erreicht. Die Entwicklung von Deutschland, Südafrika und den USA lässt ebenfalls eine Effizienzverbesserung erkennen, während Brasilien sich stabil auf einem Niveau hält, das mit dem der USA vergleichbar ist. Im Gegensatz dazu ist die Energieintensität in Saudi-Arabien in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Diese Zunahme spiegelt den bewusst verfolgten Aufbau der Petrochemie wider, der auch zur Erhöhung des inländischen Energieverbrauchs führt.

Stromverbrauch

1990 waren die USA mit 2.924 TWh der größte Stromverbraucher, während China (4.433 TWh) 2011 mehr Strom verbrauchte als die USA (4.127 TWh). Damit geht einher, dass China im Zeitraum von 1990 bis 2011 mit 10,2 % auch den größten jährlichen Zuwachs (CAGR) hatte, gefolgt von Saudi-Arabien mit 6,1 %.

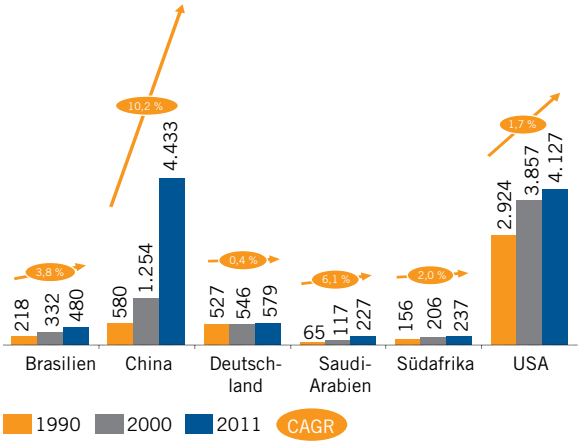
Abbildung 1.5: Endenergieintensität in koe/$05 (bei KKP)



Quelle: Energieeffizienzindikatoren des World Energy Council: Die Endenergieintensität (EEI) gibt das Verhältnis des Energieverbrauchs zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) an, in diesem Falle zum Wechselkurs und der Kaufkraftparität im Jahr 2005; sie ist eine Kennzahl für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft. Kaufkraftparitäten (KKP) ermöglichen den internationalen Vergleich von Preisen auf Basis der Kosten eines repräsentativen Warenkorbs. Sie drücken somit die realen Energiekosten für Endverbraucher besser aus als durch Devisen-Wechselkurse beeinflusste nominale Preisvergleiche. Hohe Energieintensität bedeutet, dass die Kosten für die Umwandlung von Energie in BIP hoch sind, wohingegen geringe Energieintensität mit geringeren Kosten korreliert.
koe= Kilogramm Öleinheiten

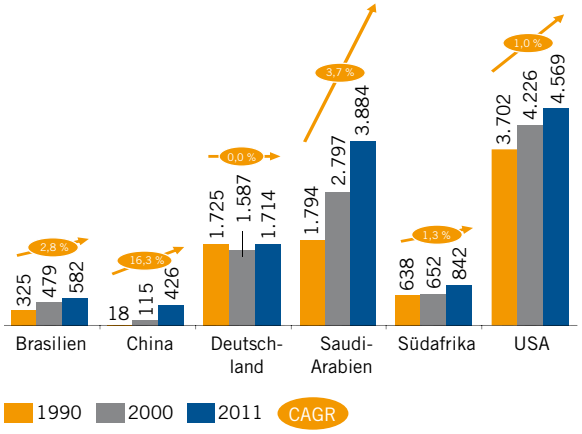
Bei den hier untersuchten Ländern hatten die USA im Jahr 2011 mit 4569 kWh den höchsten Pro-Kopf-Haushaltsstromverbrauch, gefolgt von Saudi-Arabien und Deutschland. China hingegen hatte den geringsten Pro-Kopf-Verbrauch, der darüber hinaus auch noch um das Zehnfache geringer ist als in den USA. Durch Chinas rasante Industrialisierung ist jedoch der Pro-Kopf-Ver-

Abbildung 1.6: Stromverbrauch in TWh



Quelle: Internationale Energieagentur

Abbildung 1.7: Pro-Kopf-Haushaltsstromverbrauch in kWh/cap

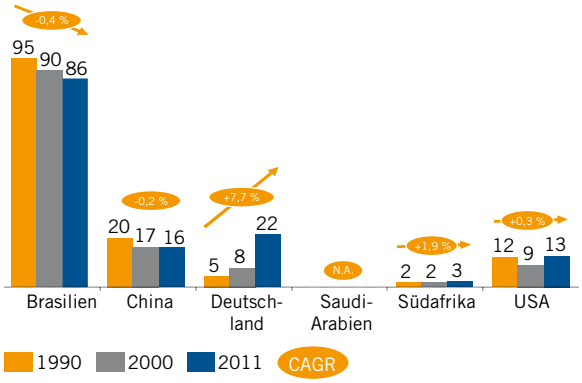


Quelle: Energieeffizienzindikatoren des World Energy Council

brauch im Zeitraum von 1990 bis 2011 um jährlich 16,3 % gestiegen.

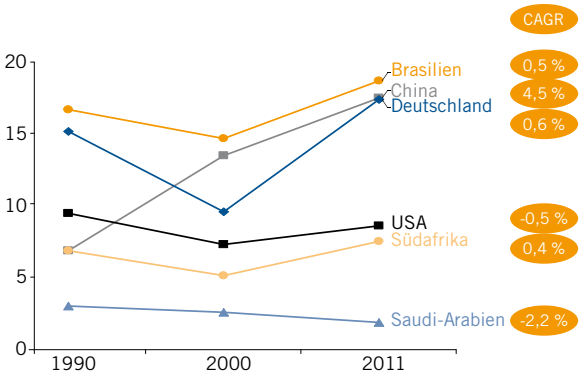
2011 war der Anteil von regenerativen Energien am Stromverbrauch in Brasilien mit 86 % ausgesprochen hoch, was auf die traditionell großen Kapazitäten an Wasserkraft zurückzuführen ist. An zweiter Stelle lag Deutschland mit 22 %, wohingegen bei den anderen Ländern weniger als 20 % des Stromverbrauchs auf regenerative Energien entfallen. Im Gegensatz dazu setzt Saudi-Arabien bislang noch nicht in signifikantem Umfang auf regenerative Energien. In Deutschland nahm der Anteil regenerativer Energien im Zeitraum von 1990 bis 2011 um durchschnittlich 7,7 % pro Jahr zu, welches die bei Weitem höchste Zuwachsrate unter den hier untersuchten Ländern darstellt.

Abbildung 1.8: Anteil der regenerativen Energien am Gesamtstromverbrauch in %



Quelle: Energieeffizienzindikatoren des World Energy Council

Abbildung 1.9: Strompreis in USc05/kWh (bei KKP)



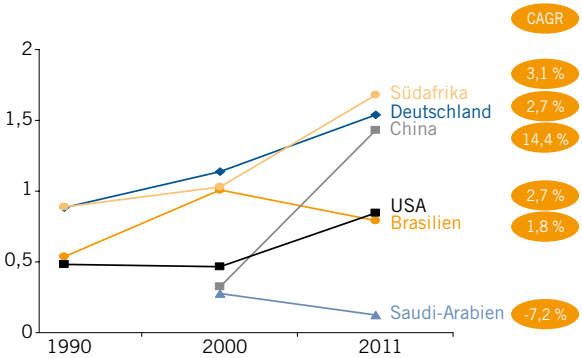
Der Strompreis stellt einen durchschnittlichen Strompreis von Haushalten und Industrie dar, der nach Verbrauch gewichtet ist. BIP, angegeben auf Basis von Wechselkurs und Kaufkraftparität im Jahr 2005.

Quelle: Energieeffizienzindikatoren des World Energy Council

Strom- und Kraftstoffpreise

Betrachtet man den Endverbraucherpreis für Strom (ausgedrückt in Kaufkraftparitäten für 2005), so waren die Preise im Jahr 2011 in Brasilien, China und Deutschland mit etwa 17 – 18 USc05/kWh am höchsten, gefolgt von Südafrika und den USA, wo der Preis nur etwa halb so hoch war. Die Kraftstoffpreise sind in China, Deutschland und Südafrika mit etwa 1,5 $05p/l relativ hoch, wohingegen in Brasilien und den USA Kraftstoffe schon für etwa die Hälfte des Preises erhältlich sind. Saudi-Arabiens subventionierte Strom- und Kraftstoffpreise sind relativ zu

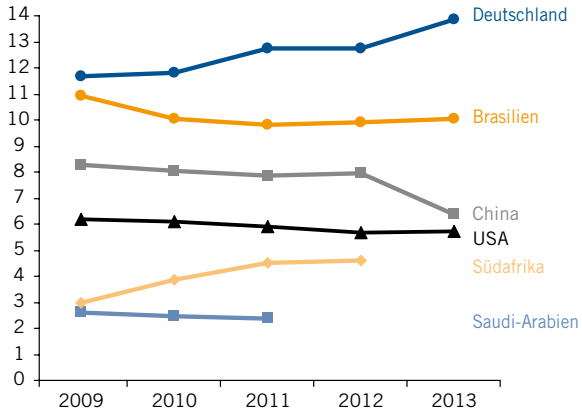
Abbildung 1.10: Kraftstoffpreis in $05/l (bei KKP)



BIP, angegeben auf Basis von Wechselkurs und Kaufkraftparität im Jahr 2005.

Quelle: Energieeffizienzindikatoren des World Energy Council

Abbildung 1.11: Industriestrompreise inkl. Steuern in USc05/kWh



Quelle: Energieeffizienzindikatoren des World Energy Council

den anderen hier untersuchten Ländern ausgesprochen niedrig (< 2 USc05/kWh bzw. 0,12 $05p/l).

In China sind die Strom- und Kraftstoffpreise zwischen 1990 und 2011 jedes Jahr um 4,5 % bzw. 14,4 % gestiegen. In den anderen hier analysierten Ländern waren die Strompreise relativ stabil, wohingegen die Preise für Kraftstoffe in allen Ländern gestiegen sind. Die einzige Ausnahme stellt Saudi-Arabien dar, wo der Preis zwischen 2000 und 2011 um 7,2 % pro Jahr zurückging.

Während der Vergleich der Durchschnittspreise in Kaufkraftparitäten ein sinnvoller Indikator für die Frage der Belastung der Verbraucher eines Landes darstellt, sagt diese Größe wenig über die Auswirkungen auf die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie aus. Aus diesem Grund werden auch noch die aktuellen Industriepreise mit Marktpreisen verglichen. Hier wird deutlich, dass deutsche Industrieunternehmen wesentlich höhere Preise bezahlen als Unternehmen in den übrigen betrachten Ländern und dass diese Preise in den letzten Jahren sogar noch gestiegen sind, auch wenn aktuell fallende Preise am Markt beobachtet werden. Auch in Südafrika ist, ausgehend von einer niedrigen Basis, eine sehr signifikante Preissteigerung für Industriekunden zu verzeichnen.

Auffällig ist das ebenfalls hohe Preisniveau in Brasilien sowie der enorme Preisunterschied zu den USA, Südafrika und Saudi-Arabien. Diese Preisunterschiede werden teilweise durch Effizienzunterschiede aufgewogen, so höhere Preis nicht analog auch zu einer höheren Kostenbelastung führen müssen – ein Faktor von fünf zwischen den Industriepreisen in Deutschland und den subventionierten Preisniveaus in Saudi-Arabien lässt sich jedoch mit Sicherheit nicht durch Effizienz ausgleichen.

1.3 Länderspezifische Energiewenden

Im Folgenden sind für die in dieser Studie untersuchten Länder die Beweggründe, die Haupttreiber und Steuerungsmechanismen sowie die wichtigsten Herausforderungen und Chancen in Bezug auf die Energiewende dargestellt.

Brasilien

Brasilien ist der größte Energieverbraucher Südamerikas. Im Zeitraum von 1990 bis 2011 ist der Endenergieverbrauch aufgrund des anhaltenden Wirtschaftswachstums um 3,3 % pro Jahr gestiegen.[7] 2011 entfiel der größte Teil des brasilianischen Energieverbrauchs auf Öl und Ethanol (47 %), gefolgt von Wasserkraft (35 %). Durch die jüngste Entdeckung großer Ölvorkommen in der Tiefsee vor der brasilianischen Küste könnte Brasilien einer der weltweit größten Förderer von Erdöl werden. Darüber hinaus wird vermutet, dass diese Vorkommen auch beachtliche Mengen an Erdgas enthalten.

In den 1970er Jahren wurden die einheimische Produktion von Ethanol sowie der Verbrauch staatlicherseits gefördert, um zwei Problemen entgegen zu wirken: Der Abhängigkeit des Landes von Ölimporten und dem Überschuss an Zuckerrohr. Heute ist Brasilien nach den USA der zweitgrößte Verbraucher von Ethanol. In der Produktion ist das Land jedoch zurückgefallen, sodass ein Teil des Ethanols aus den USA importiert wird.

Brasilien hat den größten Elektrizitätssektor Südamerikas: Ende 2012 waren knapp 120 GW an Kraftwerks-Kapazitäten installiert, wovon 71 % auf Wasserkraft entfielen.[8] Da viele brasilianische Staudämme sich weitab von den Nachfragezentren befinden, treten bei der Übertragung des Stroms hohe Verluste auf, denen durch den Einsatz von Höchstspannungstrassen mit 500 kV und 750 kV entgegengewirkt wird. Die Versorgung aus Wasserkraft leidet in Trockenperioden an Versorgungsengpässen, welche durch den Einsatz vergleichsweise kostspieliger fossiler Reservekapazitäten ausgeglichen werden. Zudem ist nach den offiziellen Energie-Szenarien der Regierung mit einem fortgesetztem Nachfragewachstum nach elektrischer Energie in Höhe von ca. 4,7 % pro Jahr zu rechnen.[9]

Motivation und Ziele

Nach offiziellen Dokumenten der Regierung stellen Versorgungssicherheit sowie Umweltschutz die Hauptziele der brasilianischen Energiepolitik dar.[10] Hinzu kommt jedoch die Bekämpfung der Inflation als übergeordnete politische Priorität, was in den letzten Jahren immer wie-

Abbildung 1.12

Ausgewählte Indikatoren

Parameter	2011	CAGR 1990 – 2011	Ausblick
Endenergieverbrauch	**218 Mio. t RÖE**	**3,3 %**	↗
Endenergieintensität	**0,10 koe/$***	**0,0 %**	→
Pro-Kopf-Stromverbrauch	**582 kWh/cap**	**2,8 %**	↗
Anteil regenerativer Energien bei Strom	**86 %**	**-0,4 %**	↘
Strompreis	**18,70 USc/kWh***	**0,5 %**	↗
Kraftstoffpreis	**0,79 $/l***	**1,8 %**	↗

* Kaufkraftparitäten und Wechselkurse im Jahr 2005

Motivation & Ziele

- Brasiliens Hauptmotivation ist es, die **Versorgungssicherheit** durch Kapazitätsausbau und Diversifizierung der Quellen sicherzustellen.
- **Inflationskontrolle** ist eine politische Priorität, welche zu Preisdeckelungen für Strom- und Benzinpreise führt und stark auf Investitionen im Energiesektor durchschlägt.

Treiber & Steuerung

- Haupttreiber von Veränderungen sind **staatliche Eingriffe** sowie **Investitionen** großer Energiekonzerne und internationaler Investoren.
- Stark **zentralisierte energiepolitische Steuerung** bei der fiskalische, gesellschaftliche und politische Prioritäten jedoch die Effektivität der Energiepolitik beeinträchtigen.

Herausforderungen & Chancen

- Brasilien leidet unter **Versorgungsengpässen** die dringend und kostengünstig behoben werden müssen.
- Dank der Entdeckung großer **Ölvorkommen** und des enormen Potenzials für **regenerative Energien** könnte sich Brasilien zu einem Energieexporteur entwickeln.

der zu direkter Regulierung der Endverbraucherpreise für Energie geführt hat.

Hinsichtlich der Entwicklung des Energiesektors legt die Regierung jedes Jahr einen 10-Jahresplan vor.[11] In der aktuellen Fortschreibung sieht das Referenzszenario eine zunehmende Diversifizierung der erneuerbaren Energien und eine weiterhin vergleichsweise geringe Rolle fossiler Kraftwerke voraus. Konkret wird bis 2022 ein massiver Ausbau der Kraftwerkskapazität um ca. 50 % auf 183 GW erwartet. Darin enthalten sind insbesondere der laufende Ausbau großer Wasserkraftanlagen von 79 auf 114 GW und ein sehr dynamischer Ausbau der Windenergie von 2 auf 17 GW. Biomasseanlagen nehmen im Referenzszenario von 9 auf 14 GW zu. Auch bei den nicht erneuerbaren Kapazitäten wird mit Zubau von gasgefeuerten Kraftwerken von 10 auf 14 GW gerechnet, während für die Nuklear- und Kohlekapazitäten ein Zuwachs von 2,0 auf 3,4 GW bzw. 2,1 auf 3,2 GW erwartet wird. Somit steigt nach diesem Planungsszenario der Anteil der Erneuerbaren an der installierten Kapazität von 84 % in 2012 auf 86 % in 2022, während der Anteil der konventionellen Kapazitäten im gleichen Zeitraum von 16 % auf 14 % zurückgeht. Das Szenario der Regierung dient jedoch nicht als Investitionsplan, sondern lediglich als Leitlinie für Auktionen, in denen Kraftwerkskapazitäten von der brasilianischen Regulierungsbehörde ausgeschrieben und vorwiegend nach Kostengesichtspunkten vergeben werden.[12] Außerhalb des Stromsektors wurden 2010 durch die erhöhte Pflichtbeimischung von Biodiesel auf 5 % starke Marktanreize für regenerative Energien gesetzt.[13]

In der Vereinbarung von Kopenhagen hatte Brasilien 2010 angekündigt, die Treibhausgasemissionen (TGE) bis 2020 freiwillig um 36 – 39 % gegenüber den im Basisszenario prognostizierten Emissionen zu senken.[14] Der Nationale Klimaplan sieht in dieser Hinsicht vor allem vor, die von der Entwaldung ausgehenden TGE zu reduzieren.[15] Insgesamt spielen die energiebezogenen Emissionen in Brasilien jedoch dank der Fokussierung auf Wasserkraft und Ethanol für die Energieversorgung eine wesentlich geringere Rolle als in den anderen hier untersuchten Ländern.

Treiber und Steuerung

Die Haupttreiber für Veränderungen im brasilianischen Energiesektor sind Investitionsentscheidungen, die von den in Staatsbesitz stehenden dominierenden Energieunternehmen getroffen werden – bzw. nicht getroffen werden. Wichtig sind zudem politisch gestaltete Programme der brasilianischen Regierung, die in der Vergangenheit vor allem Investitionen in Bioenergie, Windenergie und in geringem Umfang auch in Solarenergie förderte. Hierbei liegt der Fokus auf den unten noch näher beschriebenen Auktionen für größere Kraftwerksinvestitionen.

Im Gegensatz zu anderen hier untersuchten Ländern stehen konsumentenseitige Maßnahmen wie Energieeffizienzstandards weniger im Mittelpunkt politischer Steuerungsmaßnahmen. Brasilien verfügt jedoch bereits über einen regulativen Rahmen für ein „Net-Metering-System“ für dezentrale Einspeisung etwa aus Photovoltaik-Kleinanlagen. Hierbei werden zum Jahresende dezentrale Einspeisung und Verbrauch der Haushalte miteinander verrechnet. Dieses System greift bislang aufgrund der politisch niedrig gehaltenen Endkundenpreise jedoch noch nicht. Mit Anstieg der Endkundenpreise und weiterer Absenkung der Kosten für Photovoltaikanlagen kann der vorhandene regulative Rahmen jedoch kurzfristig zu einer – angesichts des großen Solarpotenzials des Landes – sehr dynamischen Entwicklung der Photovoltaik führen.

Beispiele für politische Interventionen, welche die Zielsetzungen der Energiepolitik teilweise konterkarieren, sind Preisregulierungen zur Inflationskontrolle, von denen der Ethanol-, der Öl- und Gas-, sowie der Stromsektor in verschiedener Weise betroffen sind:

- Hersteller von Ethanol, die mit staatlicher Hilfe aufgebaut wurden, um die Importabhängigkeit Brasiliens zu reduzieren, gingen in Konkurs, als die Regierung die Verbraucherpreise für Benzin deckelte und zugleich die Zuckerpreise am Weltmarkt stiegen.[16]

- Potenzielle Investoren für die Förderung der bedeutenden Öl- und Gasvorkommen sind angesichts der Endkundenpreispolitik der Regierung verunsichert, ob sich die notwendigen großen Investitionen lohnen.

- Die von der Regierung 2012 durchgesetzten Preissenkungen für Strom hemmen Investitionen in den Kapazitätsausbau, was zu rückläufigen Systemreserven führt und den vermehrten Einsatz kostspieliger fossiler Reserven in Zeiten der Trockenperiode bedingte.

Kerninstrument der Steuerung des Stromsektors in Brasilien ist die Ausgestaltung der Auktionen für neue Kapazitäten. Diese variiert nach Bedarf und politischen Prioritäten. So werden Auktionen für Energie inkl. gesicherter Leistung sowie reine Energie-Auktionen unterschieden. Die Auktionen waren in der Vergangenheit teilweise auf

bestimmte Technologien beschränkt. So resultierte zum Beispiel die erste Wind-Auktion in 2009 in einer Vergabe von 1805 MW zu wesentlich geringeren Kosten als die zuvor im „Profina“ Programm bezahlten Tarife. Dieses Programm bezahlt – ähnlich einem Einspeisetarif, jedoch nur für definierte MW Mengenziele bestimmter erneuerbarer Energien einen festen Vertragstarif für 20 Jahre. Für On-Shore Wind wurde im Jahr 2005 ein Tarif von 163 USD/MWh bezahlt, während die Auktion im Jahr 2009 zu Durchschnittspreisen von 98 USD/MWh führte. In 2012 und 2013 wurden vorwiegend technologieoffene Auktionen durchgeführt, in denen insbesondere Windparks aufgrund ihrer niedrigen Gebote zwischen 50 – 60 USD/MWh für langfristige Stromlieferungen erfolgreich waren.[17] Solarkraftwerke konnten trotz der hohen Solareinstrahlung bei diesem Kostenniveau nicht mithalten. Um dennoch die Nutzung des großen Solarpotenzials Brasiliens anzureizen, fand im Dezember 2013 im Bundesstaat Pernambuco die erste spezifische Solarenergie-Auktion statt, bei der Verträge über 122 MW zu installierender Photovoltaik-Kapazität vergeben wurden, was für den unterentwickelten Solarsektor Brasiliens eine erhebliche Entwicklungschance bedeutet.[18]

Brasilien verfügt damit über einen sehr breiten Erfahrungshintergrund in der Integration von Auktionen in den Ausbau des Stromsektors. Zu den Erfahrungen gehört neben der deutlichen Kostensenkung allerdings auch die noch ungewisse bzw. deutlich verspätete Realisierung eines Teils der auktionierten Verträge: Projektentwickler sind auch aus strategischen Gründen des Markteintritts und vor dem Hintergrund eines schwierigen Weltmarkts für Windanlagen in den Jahren 2009/2010 mit sehr aggressiven Preisen in die Auktionen gegangen. Verzögerungen in der Finanzierung und Genehmigung gefährden folglich die Machbarkeit dieser knapp kalkulierten Projekte.

Die wichtigsten für den Energiesektor zuständigen Institutionen sind:

- CNPE: Der Nationale Rat für Energiepolitik, der für die Beratung des Präsidenten und die Ausarbeitung von Energieprogrammen zuständig ist;[19]
- MME: Das Ministerium für Bergbau und Energie der brasilianischen Regierung, das für alle energie-bezogenen Themen zuständig ist[20] und EPE, die nationale Planungsbehörde für Energie, beheimatet;
- ANP: Die nationale Behörde für Erdöl, Erdgas und Biokraftstoffe, die für die Regulierung des Erdölsektors zuständig ist und mit dem Ministerium für Bergbau und Energie zusammenarbeitet;[21]
- ANEEL: Die brasilianische Regulierungsbehörde für den Strommarkt, die für die Festlegung der Stromtarife zuständig ist und mit dem Ministerium für Bergbau und Energie zusammenarbeitet.[22]

Da es auf der Ebene der dem MME zuarbeitenden Behörden also unterschiedliche energiepolitische Zuständigkeiten für Strom einerseits und Mineralöl und Gas andererseits gibt, kommt es immer wieder zu Koordinierungsproblemen zwischen den verschiedenen Institutionen, die im Ministerium und der dort verankerten Planungsbehörde aufgelöst werden müssen.

Gravierender erscheint jedoch die teilweise widersprüchliche Steuerung des Energiesektors zwischen einem eher marktorientierten „least-cost“ Ansatz in der Kapazitätsbereitstellung und dem fiskalisch bzw. geldpolitisch geprägtem Interventionismus bei der Gestaltung von Endkundenpreisen. Hier ist Energie offensichtlich nicht ganzheitlich gesteuert, sondern selbst ein Stellhebel für andere politische Themen im Land.

Herausforderungen und Chancen

Im Jahr 2013 waren die Wasser-Reservoirs des Landes nach jahrelanger Dürre ungewöhnlich weit zurückgegangen. Als die Dürre Anfang 2014 weiter anhielt und Wasserreserven für die Durchführung der Fußballweltmeisterschaft „zurückgelegt“ wurden, verschärften sich Engpässe in der Stromversorgungslage abermals, weshalb die dafür vorgesehenen Reservekapazitäten in thermischen Kraftwerken in Betrieb genommen wurden. Die so steigenden Kosten werden letztlich durch den Staat aufgefangen und über Steuern an die Verbraucher weitergegeben, da Endkundenpreise reguliert sind, um die Inflationsrate nicht über die politisch sensitive Schwelle von 5 – 6 % jährlich steigen zu lassen.

Es ist die energiepolitische Kernherausforderung, die Versorgungssicherheit angesichts von klimatischen Veränderungen und erwartetem Nachfragewachstum durch Diversifizierung der Kapazitäten zu verringern und zugleich die Kosten dieses strukturellen Umbaus niedrig zu halten. Die Auktionen für neue Kapazitäten haben hier einen Weg aufgewiesen, der jedoch durch stabile Rahmenbedingungen in übrigen Politikbereichen flankiert werden muss, um die Umsetzung kostengünstiger Projekte zu gewährleisten. Hierzu gehört die Steuerpolitik genauso wie die allgemeine politische Stabilität, da diese

sich direkt auf die Finanzierungskosten der notwendigen Infrastrukturprojekte auswirken. Auch im Öl- und Gassektor ist die „De-politisierung" der Marktentwicklung ein wichtiger Faktor, um Entscheidungen hinsichtlich der Förderung der großen Öl- und Gasvorkommen treffen zu können.

Gelingt es Brasilien, diesen Herausforderungen zu begegnen, so kann die Chance einer sehr guten naturräumlichen Ausstattung mit fossilen und erneuerbaren Energien langfristig genutzt werden. Gerade auch im dezentralen, verbrauchsnahen Bereich liegen noch erhebliche Effizienz- und Erzeugungspotenziale ungenutzt, welche mittel- bis langfristig die Kostenentwicklung für den Endkonsumenten abmildern können.

China

China ist der größte Energieerzeuger weltweit, vor allem aufgrund der stetig zunehmenden Kohleförderung.[23] Darüber hinaus ist China durch die immer weiter fortschreitende Industrialisierung auch der größte Energieverbraucher der Welt. Im Zeitraum von 1990 bis 2011 ist der Endenergieverbrauch im Jahresdurchschnitt um rund 4,4 % gestiegen. Dieser rapide steigende Energiebedarf hat nicht nur Auswirkungen auf die weltweiten Energiemärkte, sondern hat auch erhebliche Probleme in Bezug auf die Luftverschmutzung verursacht. Im Jahr 2013 lag die Feinstaubkonzentration um mehr als 50 % über dem von der Weltgesundheitsorganisation empfohlenen Höchstwert, bei üblicherweise besonders schlechten Werten im Winter und Frühjahr.[24, 25]

Motivation und Ziele

Angesichts des dynamischen Wirtschaftswachstums ist die Versorgungssicherheit schon immer das Hauptziel der Energiepolitik Chinas gewesen, was aller Voraussicht nach auch zukünftig so bleiben wird.[26] Allerdings ist China zunehmend bestrebt, eine Energiewende hin zu einem größeren Anteil regenerativer Energien zu vollziehen, nicht zuletzt im Hinblick auf Umweltaspekte, insbesondere die örtliche Luftverschmutzung.[27, 28, 29] Die wichtigsten offiziellen Ziele, die im 2010 beschlossenen 12. Fünfjahresplan für 2015 gesetzt wurden, waren:

- 16 % Verringerung des Energieverbrauchs je Bruttoinlandsprodukt-Einheit
- Steigerung der Nutzung nicht-fossiler Brennstoffe im Primärenergieverbrauch von 8,3 % auf 11,4 %

Abbildung 1.13

Ausgewählte Indikatoren

Parameter	2011	CAGR 1990 – 2011	Ausblick
End-energie-verbrauch	**1635 Mio. t RÖE**	**4,4 %**	↗
Endenergie-intensität	**0,16 koe/$***	**-5,5 %**	↘
Pro-Kopf-Strom-verbrauch	**426 kWh/cap**	**16,3 %**	↗
Anteil regenerativer Energien bei Strom	**16 %**	**-1,1 %**	→
Strompreis	**17,50 USc/kWh***	**4,5 %**	↗
Kraftstoffpreis	**1,43 $/l***	**14,4 %**	↗

* Kaufkraftparitäten und Wechselkurse im Jahr 2005

Motivation & Ziele
- Chinas Hauptmotivation ist es, bei stetig steigendem Energiebedarf die **Versorgung sicherzustellen.**
- Eine wichtige Rolle spielen aber auch die Reduzierung der **örtlichen Schadstoffemissionen** sowie **industriepolitische** Ziele.

Treiber & Steuerung
- Haupttreiber sind **staatliche Programme,** insbesondere Normen und Anreize für Technologieproduktion und -einführung.
- **In hohem Maße zentralisierte** Steuerung.

Herausforderungen & Chancen
- Chinas hoher Kohleverbrauch führt zu gravierender **lokaler Luftverschmutzung,** die vor allem von kleineren Anlagen ausgeht.
- Als größter Energieerzeuger und -verbraucher hat China signifikanten **Einfluss** auf den Weltenergiemarkt.

- Steigerung der Nutzung regenerativer Energien im Primärenergieverbrauch auf 9,5 %[30]; ein Plus gegenüber dem 2010 gemeldeten Ausgangswert von 7,6 %[31]
- Bau von 120 GW Wasserkraftwerken, 70 GW Windenergieanlagen und 5 GW Solarenergieanlagen
- Bau von 40 GW Kernkraftwerken

Eine der dynamischsten Entwicklungen, die China in letzter Zeit verzeichnet hat, ist der Boom bei der Installation von Photovoltaik-Anlagen. Das ursprünglich im 12. Fünfjahresplan gesetzte Ziel wurde bereits 2013 übertroffen, als Solarenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 11 – 12 GW installiert wurden. Schätzungen zufolge könnte China bis 2015 mehr als 35 GW in Betrieb genommen haben.[32] Dieses enorme Wachstum ist mit der Entwicklung von Windkraftanlagen zu vergleichen, die allein im Jahr 2013 zu zusätzlichen 16 GW führten, was einem Anteil von 45 % an der gesamten weltweit installierten Windkraftkapazität entsprach.[33] Diese Entwicklungen spiegeln die 2013 erzielte Steigerung des Anteils regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch auf 9,8 % wider. Diese Zunahme ist ein weiterer Anhaltspunkt dafür, dass China auf dem richtigen Weg ist, die Ziele des Fünfjahresplans zu erreichen.[34] Noch wird der volle Einsatz der auf diese Weise erzeugten Kapazitäten durch Verzögerungen beim Netzanschluss etwas aufgehalten, die durch die völlig überholte Regulierung und die Sorge der staatlichen Netzbetreiber um die Stabilität ihres Systems und ihrer Rolle als Netzbetreiber zu erklären sind. Die Regierung hat jedoch hohe Ambitionen, sodass diese Probleme sehr wahrscheinlich in naher Zukunft gelöst werden und stärker auf die Stromerzeugung durch Wind- und Solarenergie gesetzt werden kann. Während China also immer noch darauf angewiesen ist, den Ausbau der Energieversorgung sicherzustellen, damit die Wirtschaft weiter wachsen kann, hat der Übergang zu effizienterer und weniger von fossilen Brennstoffen abhängiger Stromversorgung schon begonnen.

Treiber und Steuerung

In den letzten Jahren hat China zahlreiche Standards für mehr Energieeffizienz erlassen, u.a. den Nationalen Energiestandard für Gebäude, der 50 % Reduzierung der Gesamtbetriebslast eines Gebäudes gegenüber dem Energieverbrauch im Jahr 1980 beinhaltet, wie auch Zulassungsstandards für die Aluminiumindustrie, die den Energieverbrauch begrenzen und den elektrischen Wirkungsgrad steigern sollen.[35] Chinas Regierung hat zudem auch Anreize gesetzt, zum Beispiel durch die Kfz-Steuersätze, die für Fahrzeuge mit kleinen Motoren auf 1 % reduziert und für großmotorige Fahrzeuge auf bis zu 40 % des Kaufpreises erhöht wurden, sowie durch die Erhöhung des Bonus für Stromerzeugung aus regenerativen Energien um fast 100 %.

Die Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien ist eines der Hauptprogramme, welches die Installation signifikanter Kapazitäten bei Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen vorantreibt. Dieser Trend wird häufig noch durch Fördermaßnahmen von regionalen oder lokalen Behörden unterstützt, die zum Beispiel Land bereitstellen. Darüber hinaus wird Chinas dynamisch wachsender Automobilsektor zukünftig beim Einsatz energieeffizienter und mit Alternativkraftstoffen betriebener Fahrzeuge eine führende Rolle spielen.[36] Das Ziel lautet, bis 2020 mehr als 5 Millionen solcher Fahrzeuge verkauft zu haben. Wenn es zudem gelingt, Autos mit einem Verbrauch von weniger als 5 l/100 km zu bauen, wäre China damit weltweit einer der Spitzenreiter bei mit Alternativkraftstoffen betriebenen Fahrzeugen. Die Umweltbehörde Hong Kongs verfolgt die Entwicklungen in China zurzeit sehr intensiv, und diskutiert, durch welchen Kraftstoff-Mix Hong Kong zukünftig weitgehend autark werden könnte und nicht mehr von Importen aus China abhängig wäre.[37]

Entwicklungsprognosen bis 2050 zeigen, dass die für Wohn- und Dienstleistungszwecke genutzten Flächen voraussichtlich um 27 % bzw. 47 % steigen werden. Es ist daher sehr wichtig, nationale Energienormen für Gebäude festzulegen, wie zum Beispiel der bereits zuvor beschriebene Energiestandard für Gebäude, und die Energienachfrage für Heizung und Kühlung zu beschränken, um so den Energieverbrauch im Gebäudebereich in Grenzen zu halten.

Im Mittelpunkt der durch die Regulierung vorangetriebenen Energiewende scheint jedoch das Thema Strom zu stehen. Hier verbindet China das industriepolitische Ziel, auf Fertigungsverfahren mit Exportpotenzial – zum Beispiel Photovoltaik, Windturbinen und Kernkraftwerke – zu setzen, mit dem Vorteil eines großen einheimischen Markts für diese Technologien. An zweiter Stelle scheint der Automobilsektor zu stehen, da China auch hier seinen Marktanteil in der Produktion erhöhen möchte. Neue Antriebsformen, zum Beispiel Elektrofahrzeuge, können da beschleunigend wirken; die Einführung im Inland könnte also auch hier einem doppelten Zweck dienen. Ähnlich wie auch in anderen Ländern scheint Gebäudeeffizienz erst an dritter Stelle der aktiven Energiepolitik zu stehen, obwohl hier enormes Energieeinsparpotenzial besteht. Angesichts der rapide zunehmenden Bautätig-

keit stellt diese Situation ein Problem dar, das noch dringender einer Lösung bedarf als in Volkswirtschaften mit geringerem Wachstum. Schließlich werden die wichtigen Infrastrukturinvestitionen von heute die Höhe des künftigen Energiebedarfs noch auf Jahrzehnte hinaus prägen.

Chinas Energiewende unterliegt der Nationalen Energiekommission, einem dem Staatsrat untergeordneten „Mini-Kabinett“ mit 21 Mitgliedern, das durch den Ministerpräsidenten geleitet wird.[38] Die Kommission, die 2010 als Ersatz für die Nationale Energieverwaltung gegründet wurde, ist für alle energiebezogenen Themen zuständig. Hierin zeigt sich, dass Chinas Regierung auf zentrales Management setzt und dem Thema hohe Priorität einräumt. 2013 wurde ein Nationales Energiebüro gegründet, ein weiterer Versuch, diesen großen und sehr komplexen Querschnittsbereich zwischen chinesischer Energiepolitik und Wirtschaft effektiv zu koordinieren. Gleichzeitig sollte die Rolle regionaler und lokaler Behörden in Energieangelegenheiten nicht unterschätzt werden.

Herausforderungen und Chancen

Chinas Energiewende erfolgt unter doppeltem Druck: Zum einen erfordert das Wirtschaftswachstum den Ausbau der Energieversorgung, zum anderen ist eine Umstellung auf nachhaltigere, weniger umweltbelastende Energiequellen nötig. Die größten Herausforderungen betreffen daher die bereits installierte Infrastruktur: Während sich neue Windturbinen und Solarenergieanlagen relativ leicht installieren lassen, ist es schwieriger, diese Anlagen in die bereits bestehenden Netzstrukturen zu integrieren. Auch die Abschaltung umweltverschmutzender Kraftwerke ist angesichts des Gesamtbedarfs nach mehr Kapazitäten schwierig. Chinas Ziel, 40 GW Kapazität in Kernkraftwerken zu schaffen, scheint jedenfalls sehr ambitioniert. Die größte Chance für Chinas Energiewende ist, dass das Land seine Investitionsrendite bei neuen Energietechnologien auf zweierlei Weise realisieren kann: sowohl als weltgrößter Energieverbraucher als auch als immer wichtiger werdender Exporteur bezahlbarer Technologien, der durch die sich abzeichnende globale Energiewende einen potenziell sehr großen Markt erschließen kann.

Saudi-Arabien

Saudi-Arabien verfügt über ein Fünftel der weltweit nachgewiesenen Ölvorkommen und ist der weltgrößte Erzeuger und Exporteur von Mineralöl.[39] Saudi-Arabien besitzt zudem große Erdgasvorkommen, wobei sich die Förderung bisher in Grenzen hält. Da Erdgas jedoch weder ein- noch ausgeführt wird, muss der Gesamtverbrauch durch die einheimische Förderung gedeckt werden. Im Jahr 2012 beruhten fast 60 % der Primärenergie auf Öl, der Rest entfiel auf Erdgas.[40] Zurzeit verbraucht Saudi-Arabien 30 % seiner eigenen Ölförderung; dieser Anteil wird jedoch voraussichtlich bis 2032 auf bis zu 80 % steigen, weil die Wertschöpfung im eigenen Land massiv zunimmt.[41] Saudi-Arabiens ambitioniertes Ziel ist, den Ölverbrauch in der Stromerzeugung zu senken, während es zeitgleich an Erdgas mangelt. Daher ist das Land bestrebt, alternative Energiequellen wie regenerative Energien und Kernkraft zu erschließen. Bislang ist der Anteil an regenerativen Energien allerdings sehr gering. So sind trotz des hohen Potenzials für Solarenergie bisher nur 12 MW Kapazität installiert.[42] Hinsichtlich der Kernenergie soll Saudi-Arabien nach Regierungsplänen bis 2020 seinen ersten Reaktor in Betrieb nehmen. Bis 2030 sollen insgesamt 16 Reaktoren gebaut werden, die dann 20 % des Strombedarfs decken.

Motivation und Ziele

Saudi-Arabiens Endenergieverbrauch ist von 1990 bis 2011 jedes Jahr um 6 % gestiegen,[43] was vor allem auf Bevölkerungswachstum, industrielle Entwicklung und das zur Verschwendung verleitende Subventionsmodell zurückzuführen ist.[44] Die Deckung des rapide steigenden Energiebedarfs ist der Hauptgrund dafür, dass die angestrebte Energiewende die Versorgungssicherheit gewähren soll.[45] Darüber hinaus möchte Saudi-Arabien seine Energieerzeugung durch den Ausbau von Erdgas, Raffinerien, Petrochemie und Stromversorgung diversifizieren. Hinzu kommt, dass die Subventionen für Strom- und Kraftstoffpreise aufgehoben werden sollen, um einem weiteren Anstieg der Nachfrage entgegenzuwirken.

Laut dem Energieeffizienzbericht aus dem Jahr 2005 strebt die Regierung an, die Stromintensität bis 2030 um 30 % zu senken. Zudem soll der Anstieg der Spitzenlast bis 2015 um 50 % gegenüber dem Anstieg im Zeitraum von 2000 bis 2005 reduziert werden.[46] Trotz dieser ambitionierten Ziele ist die Energieintensität zwischen 1990 und 2011 um 1,8 % pro Jahr gestiegen.[47] Die Regierung hat daher im Jahr 2010 das Saudi Energy Efficiency Center (SEEC) gegründet, das vor allem für die Entwicklung energieeffizienter Technologien verantwortlich ist.[48] Kurzfristig ist es das Hauptziel dieses Zentrums, die Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von Fenstern und Klimaanlagen zu verschärfen. Langfristig wird angestrebt, dass die Energieintensität bis 2020 dem Weltdurchschnitt entspricht. Dazu sind einige Initiativen ergriffen

Abbildung 1.14

Ausgewählte Indikatoren

Parameter	2011	CAGR 1990 – 2011	Ausblick
End-energie-verbrauch	**118 Mio. t RÖE**	**5,7 %**	↗
Endenergie-intensität	**0,13 koe/$***	**1,8 %**	↘
Pro-Kopf-Strom-verbrauch	**3884 kWh/cap**	**3,7 %**	↗
Anteil regenerativer Energien bei Strom	**Vernach-lässigbar**	**N.A.**	↗
Strompreis	**1,90 USc/kWh***	**-2,2 %**	→
Kraftstoffpreis	**0,12 $/l***	**-7,2 %**	→

* Kaufkraftparitäten und Wechselkurse im Jahr 2005

Motivation & Ziele

- Saudi-Arabiens Hauptmotivation ist, die **Wertschöpfung im Land** zu steigern.
- **Energieeffizienz, regenerative Energien und Kernkraft** sollen eine Rolle spielen, doch die Implementierung geht nur langsam voran.

Treiber & Steuerung

- Die Haupttreiber sind **zwei Programme:** das Saudi Energy Efficiency Center (SEEC) und die King Abdullah City for Atomic and Renewable Energies (K.A.CARE).
- **In hohem Maße zentralisierte** Steuerung.

Herausforderungen & Chancen

- Die seit langem bestehende Praxis **subventionierter Strom- und Kraftstoffpreise** muss geändert werden, um Opportunitätskosten zu vermeiden.
- Saudi-Arabien hat ein **sehr hohes Potenzial für Solarenergie**, das jedoch zurzeit nicht genutzt wird.

worden, zum Beispiel der Saudi Energy Efficiency Workshop Anfang 2012 oder auch Effizienz-Audits bei Gewerbe- und öffentlichen Gebäuden. Zusätzlich lässt sich die Energieeffizienz auch dadurch steigern, dass die Benutzung von Smart Metering gefördert wird, um die Bevölkerung für Themen wie Energieverbrauch und -effizienz zu sensibilisieren.

Ein weiterer Grund für die Energiewende ist das zunehmende Umweltbewusstsein. Die im April 2010 durch Königlichen Beschluss gegründete King Abdullah City for Atomic and Renewable Energies (K.A.CARE) in Riad könnte sich als der entscheidende Schritt hin zu einem nachhaltigerem Energiesektor erweisen.[49] Die durch Saudi-Arabien in vollem Umfang staatlich finanzierte K.A.CARE ist für politische Programme in Bezug auf regenerative Energien und Kernenergie zuständig. Kürzlich erst hat K.A.CARE Zielvorgaben für Kapazitäten gesetzt: Bis 2032 sind 54 GW regenerative Energien geplant, wovon 41 GW auf Solarenergie, 9 GW auf Windenergie, 2 GW auf Biomasse, 2 GW auf Geothermie und 17 GW auf Kernenergie entfallen.[50]

Treiber und Steuerung

In Saudi-Arabien sind zwei Ministerien gemeinsam für den Energiesektor zuständig: das Ministerium für Wasser und Strom[51] und das Ministerium für Erdöl und Bodenschätze,[52] die beide dem Königreich Saudi-Arabien unterstehen. Die bereits erwähnten Programme SEEC und K.A.CARE könnten sich zu den Haupttreibern der saudi-arabischen Energiewende entwickeln. In jedem Fall wird aus Sicht der saudi-arabischen Regierung die Entwicklung der industriellen Wertschöpfung immer ein entscheidender Faktor sein.

Herausforderungen und Chancen

Eine der größten Herausforderungen Saudi-Arabiens liegt darin, nach einer langen Phase niedriger Preise und geschützter Interessen, den Übergang zu höheren Preisen zu vollziehen.[53] Außerdem muss die Energiepolitik kohärenter und effektiver werden, was angesichts der derzeitigen bürokratischen Struktur, die nur wenige Verbindungen zwischen Ministerien, Behörden und Wirtschaft aufweist, problematisch ist. Zu guter Letzt muss auch die Öffentlichkeit, die nur über die örtliche Luftverschmutzung, aber nicht über Treibhausgase besorgt ist, besser über die Auswirkungen des Energieverbrauchs aufgeklärt werden.

Eine wichtige Chance ist das in Saudi-Arabien gegebene riesige Potenzial für Energieeffizienz wie auch für regenerative Energien. Würde Saudi-Arabien energieeffizienter agieren, könnten erhebliche Teile des Inlandsverbrauchs an Öl und Gas für Exporte oder als Rohmaterial für die

expandierende Petrochemie genutzt werden. Das derzeitige System, das die Energiepreise künstlich niedrig hält und die wahren Opportunitätskosten der Öl- und Gasverbrennung für die Stromerzeugung nicht widerspiegelt, muss hierfür allerdings geändert werden. Nur so können Anreize für Privatpersonen und Unternehmen geschaffen werden, in Energieeffizienz und in Stromerzeugung durch Solar- und Windenergie zu investieren. Angesichts der starken Sonneneinstrahlung und der großen freien Flächen in den Wüsten bietet insbesondere die Solarenergie enorme Chancen.

Südafrika

Südafrika deckt seinen Energiebedarf im Inland größtenteils durch seine beachtlichen Kohlevorkommen. Im Jahr 2011 entfielen 70 % der Primärenergieversorgung und knapp 93 % der Stromerzeugung auf Kohle.[54] Kurzfristig dürfte der Kohleverbrauch sogar steigen, weil zurzeit zwei große Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 10 GW gebaut werden, um die aktuell bestehende Kapazitätslücke zu schließen,[55] bevor alte Kraftwerke stillgelegt werden. Zur Vermeidung von Blackouts wurden große Industrieunternehmen Ende 2013 zudem dazu aufgefordert, ihren Energieverbrauch zu Spitzenzeiten um 10 % zu drosseln. Dennoch kommt es nach wie vor (zuletzt im März 2014) zu weitläufigen Stromausfällen.[56]

Südafrika, das etwa zwei Drittel des benötigten Erdöl- und Erdgasverbrauchs durch Importe deckt, besitzt moderne Kohle- und Gasverflüssigungsanlagen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe, um den steigenden Erdölbedarf zu decken.[57, 58] Die Entdeckung bedeutender Schiefergasvorkommen bietet möglicherweise die Chance, sich künftig selbst mit Gas zu versorgen oder ggf. sogar Gas zu exportieren. Die Entdeckungen führten jedoch auch zu intensiven Diskussionen zwischen Branchenvertretern und Nichtregierungsorganisationen über die Umweltauswirkungen von unkonventioneller Gasexploration und Fracking.[59, 60] Anfang 2014 erließ die Regierung eine neue Verordnung zur Exploration von Schiefergas.[61] Bei Branchenvertretern stieß diese Verordnung allerdings auf wenig Anklang, weil die Regierung einen erheblichen Teil des Erlöses dem Fiskus vorbehält. Es wird abzuwarten sein, ob die Anreize ausreichen, Investoren für die Exploration zu gewinnen.

Motivation und Ziele

Südafrikas Energiestrategie beinhaltet die folgenden Schwerpunkte:[62, 63]

- Versorgungssicherheit – um zu gewährleisten, dass die Energieversorgung sicher und die Nachfrage gut gemanagt ist

Abbildung 1.15

Ausgewählte Indikatoren			
Parameter	2011	CAGR 1990 – 2011	Ausblick
End-energie-verbrauch	**71 Mio. t RÖE**	**1,6 %**	↗
Endenergie-intensität	**0,13 koe/$***	**-1,3 %**	↘
Pro-Kopf-Strom-verbrauch	**842 kWh/cap**	**1,3 %**	↗
Anteil regenerativer Energien bei Strom	**3 %**	**1,9 %**	↗
Strompreis	**7,55 USc/kWh***	**0,4 %**	↗
Kraftstoffpreis	**1,68 $/l***	**3,1 %**	↗

* Kaufkraftparitäten und Wechselkurse im Jahr 2005

Motivation & Ziele
- Südafrikas Hauptmotivation ist es, nach einer Phase zu geringer Investitionen die **Versorgung sicherzustellen.**
- Weitere Ziele sind **Arbeitsplatzschaffung, Elektrifizierung der Haushalte** sowie CO_2-Verringerung.

Treiber & Steuerung
- Haupttreiber sind Investitionen durch **staatliche Versorgungsunternehmen** und die Energiesparbemühungen der **Industriekunden.**
- Die zentralisierte Steuerung arbeitet mit **integrierter Ressourcenplanung**, die Effektivität der Implementierung hält sich jedoch in Grenzen.

Herausforderungen & Chancen
- Südafrikas Regierung muss für mehr regulatorische Klarheit sorgen, um die **Investitionen zu steigern.**
- **Große Schiefergasvorkommen** und weitgehend ungenutztes Potenzial bei regenerativen Energien eröffnen Chancen auf Selbstversorgung.

- Infrastruktur – um ein effizientes, konkurrenzfähiges und reaktionsschnelles Energie-Infrastrukturnetz bereitzustellen

- Regulierung und Wettbewerb – um die Verbesserung von Regulierung und Wettbewerb im Energiesektor sicherzustellen

- Zugang zu Energie – um einen effizienten und diversifizierten Energie-Mix zu gewährleisten, der den allgemeinen Zugang im Rahmen eines transformierten Energiesektors ermöglicht

- Umweltbelange – um zu erreichen, dass Umweltbelange und natürliche Ressourcen geschützt und saubere Energietechnologien vermehrt zum Einsatz kommen

- Klimawandel – Umsetzung politischer Programme, um sich den Auswirkungen des Klimawandels anzupassen bzw. diese sogar zu verringern

- Corporate Governance – um gute Corporate Governance zu implementieren, damit Leistungen effektiv und effizient erbracht werden

Ein weiteres Hauptziel, das im Energiestrategieplan allerdings nicht ausdrücklich genannt wird, ist die Erhöhung der Beschäftigungszahl. Angesichts einer Arbeitslosenquote von 25 % muss Südafrika für seine stetig wachsende Bevölkerung mehr Arbeitsplätze schaffen.[64] Die lokale Wertschöpfung und das Arbeitsplatzpotenzial berühren deshalb alle Politikbereiche einschließlich des Energiesektors. Es ist dieses Hauptziel, das mit dem Ersatz von Importen (zum Beispiel mit der Förderung des Anbaus von Biobrennstoffen) wie auch mit der Aufrüstung alter Kraftwerke verfolgt wird.

Das Thema Elektrifizierung hat eine ähnlich hohe Priorität: 1994 waren erst 36 % der Haushalte elektrifiziert. Im Laufe der letzten 20 Jahre wurden allerdings fast 6 Millionen weitere Haushalte an die Stromversorgung angeschlossen, sodass jetzt über 80 % der Haushalte Zugang zu Strom haben.[65] Es ist jedoch fraglich, ob das Ziel, 100 % der Bevölkerung an das Netz anzuschließen, wirklich kosteneffektiv ist.[66] Denn in wirtschaftlicher Hinsicht bieten Mikro-Netze in abgelegenen Gebieten oft bessere Möglichkeiten als normale Netze. Hinzu kommt, dass der Nachfragezuwachs in Südafrika überschätzt wurde, weshalb der Plan der Regierung, zusätzliche Kernkraftwerke zu bauen, jetzt in Frage gestellt wird.

In der von der südafrikanischen Regierung herausgegebenen „Vision 2025“ wird darauf hingewiesen, dass der Energie-Mix so zu ändern ist, dass bis 2025 der Anteil sauberer Energie 30 % beträgt. Darüber hinaus hat Südafrika im Jahr 2010 in der Vereinbarung von Kopenhagen angekündigt, freiwillig landesweit angemessene Maßnahmen zu ergreifen, um die Treibhausgasemissionen gegenüber der ansonsten zu erwartenden Entwicklung bis 2020 um 34 % und bis 2025 um 42 % zu reduzieren.[67] Im Rahmen des REIPPP-Programms (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) hat die Regierung auch erfolgreich Auktionen für Projekte im Bereich regenerativer Energien eingeführt, um Südafrikas großes Potenzial in dieser Hinsicht besser zu nutzen.[68] Die Regierung setzt darüber hinaus auf Kernkraft: Die Kapazität soll im nächsten Jahrzehnt um fast 10 GW ausgebaut werden, wobei hier jedoch erhebliche finanzielle Einschränkungen bestehen.[69]

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Südafrika offensichtlich plant, eine „Energiewende“ zu einem weniger kohlenstoffintensiven Energiesystem zu vollziehen. Diese Wende wird jedoch durch den dringenden kurzfristigen Energiebedarf und die zögerliche Entscheidungsfindung bei der Implementierung der Ziele aufgehalten. Kurz- bis mittelfristig wird der Anteil regenerativer Energien in absoluten Zahlen aufgrund der Auktionen steigen. Der Anteil an der Gesamtstromerzeugung wird jedoch wahrscheinlich kaum größer werden, zum einen weil die Nachfrage schneller zunimmt als die zusätzlich installierten Kapazitäten regenerativer Energien, zum anderen weil die Inbetriebnahme großer Kohlekraftwerke kurz bevorsteht.

Treiber und Steuerung

Der Haupttreiber für Veränderungen ist die Angebotsknappheit. Im Vergleich dazu stellen zentrale staatliche Planung und gesetzgeberische Instrumente nur flankierende Maßnahmen dar.[70] Der Integrated Ressource Plan, der vom Energieministerium im zweijährigem Rhythmus aktualisiert wird, betont in seiner Entwurfs-Fassung von 2013 die erheblichen Probleme, die mit Südafrikas Übergang von einer Volkswirtschaft mit niedrigen Energiekosten und energieintensiven Industrien zu einer effizienteren, jedoch energiekostenintensiveren Industriestruktur verbunden sind.[71] Unter anderem werden aufgrund der deutlich nach unten korrigierten Annahmen zur Stromnachfrage einige der geplanten Investitionen in zusätzliche Kernkraftkapazitäten in Frage gestellt. Auch die Möglichkeit, dass einige Investitionen in Kohlekapazitäten scheitern könnten, wird erwähnt. Die einzigen klaren

Trends sind der Ausbau von regenerativen Energien sowie der fest geplante Netzausbau. Im Detail sieht der Plan vor, die Gesamtkapazität bis 2030 um mehr als 100 % zu steigern, und zwar mit 16,4 GW Kohle, 9,6 GW Kernkraft, 6,3 GW Gas, 21,5 GW regenerativen Energien und 3,5 GW sonstigen Energien.

Darüber hinaus hat die Regierung in den letzten Jahren zahlreiche Energieeffizienz-Standards erlassen. So sieht das Programm SANS 204 zum Beispiel bestimmte Normen für die Energieeffizienz von Gebäuden vor.[72] Bei Kfz-Kraftstoffen subventioniert das Programm für energieeffiziente Motoren den Kauf neuer, hocheffizienter Motoren.[73] Insgesamt strebt die Regierung an, die Energieintensität im Zeitraum von 2005 bis 2015 um 12 % zu reduzieren, so wie in der Nationalen Energieeffizienzstrategie festgeschrieben.[74] Zwischen 2009 und 2014 sind die Strompreise jährlich um 18 % gestiegen, wodurch zum ersten Mal echte Veränderungen in puncto Energieeffizienz vorangetrieben wurden.[75] Außerdem hat die Regierung ein Strompreisprogramm erlassen, das Grundsätze der Preisgestaltung regelt.[76] Des Weiteren wurde die Biobrennstoff-Beimischungspflicht eingeführt, derzufolge Kraftstoffe bis 2015 mindestens 5 % Biodiesel beizumischen sind.[77] Zudem soll durch das Programm Clean Fuels Two Policy der Anteil schädlicher Verbindungen in Kraftstoffen reduziert werden.[78]

Das Energieministerium der südafrikanischen Regierung, das seit 2009 besteht, ist für alle energiebezogenen Themen zuständig, also u.a. für regenerative Energien und Energieeffizienz sowie für Technologieinvestitionen und Forschung.[79, 80] In Bezug auf Anreizprogramme für regenerative Energien arbeitet das Ministerium mit dem Ministerium für Handel und Energie zusammen.[81] NERSA, die Nationale Energieregulierungsbehörde, wurde 2004 gegründet, um alles von Energie und Strom bis zu Öl- und Gaspipelines zu regulieren.[82] Die geplante Energiewende wird somit zentral gemanagt, ohne dass die Provinzregierungen direkten Einfluss darauf haben. Gleichzeitig stellt ESKOM, der nationale Stromversorger mit dominanter Stellung im Kohle- und Stromsektor, einen Hauptakteur in allen Aspekten der Marktentwicklung dar.[83]

Herausforderungen und Chancen

Südafrikas größte Herausforderung hinsichtlich der Energiewende ist, das Problem der Versorgungsengpässe zu lösen und gleichzeitig die beabsichtigte Diversifizierung des Energie-Mixes zu erreichen, indem

- für ausreichende regulatorische Klarheit gesorgt wird, um Investitionen zu erhöhen;
- Kraftstoffe durch Schiefergas und regenerative Energiesysteme ersetzt werden, um die CO_2-Emissionen zu reduzieren;
- die Koordinierung zwischen den verschiedenen staatlichen Stellen verbessert wird.

Der Ausbau von regenerativen Energien wird den Bau zusätzlicher Leitungsinfrastruktur erfordern, weil das derzeitige Netz vorwiegend durch große Kohlekraftwerke in den Bergbaugebieten gespeist wird. Wind- und Sonnenenergie werden dagegen in anderen Teilen des Landes erzeugt.[84] Zudem besteht enormes Potenzial für die Deckung des Eigenbedarfs durch Solarenergie sowie für den Betrieb kraftstoffsparender Solaranlagen anstelle von Diesel-Aggregaten; eine solche Reform des Stromsektors muss jedoch durch Regularien unterstützt werden.

Hinsichtlich Öl und Gas wird der Ausblick entscheidend von der künftigen Schiefergaspolitik abhängen. Wenn Südafrika sich für die Schiefergasnutzung entscheidet, so kann das Land nicht nur seine Abhängigkeit von Importen erheblich reduzieren und möglicherweise sogar Erdgas exportieren, sondern gleichzeitig auch seine Treibhausgasemissionen senken.

USA

Die USA sind der zweitgrößte Energieverbraucher der Welt.[85] Der Endenergieverbrauch ist jedoch in den letzten beiden Jahrzehnten nicht wesentlich gestiegen. Im Jahr 2011 bestand der Energie-Mix (Primärenergieverbrauch) aus 36 % Öl, 26 % Gas, 20 % Kohle, 9 % Kernenergie und 9 % regenerativen Energien,[86] das heißt ein Großteil der Energie stammte aus fossilen Brennstoffen. Aufgrund der zunehmenden Gewinnung von Schiefergas sind die Nettoeinfuhren auf 19 % der Primärenergie im Vergleich zu 2011 gefallen.[87] Außerdem ist aus dem früheren Plan, Terminals für Flüssiggas zu bauen, um Einfuhrquellen zu diversifizieren, jetzt eine Diskussion darüber entstanden, ob der Export von in den USA erzeugtem Flüssiggas ermöglicht werden soll. Des Weiteren nehmen die USA im Bereich Forschung und Entwicklung von neuen Energietechnologien als weltgrößter Investor eine führende Rolle ein.[88]

Im Rahmen ihrer langfristigen Energiestrategie befürwortet die US-Regierung schon seit Ende der 1990er Jahre den Bau neuer Kernkraftkapazitäten.[89] Von solchen Neu-

Abbildung 1.16

Ausgewählte Indikatoren

Parameter	2011	CAGR 1990 – 2011	Ausblick
End-energie-verbrauch	**1504 Mio. t RÖE**	**0,7 %**	↗
Endenergie-intensität	**0,10 koe/$***	**-1,9 %**	↘
Pro-Kopf-Strom-verbrauch	**4569 kWh/cap**	**1,0 %**	→
Anteil regenerativer Energien bei Strom	**13 %**	**0,3 %**	↗
Strompreis	**8,62 USc/kWh***	**-0,5 %**	→
Kraftstoffpreis	**0,85 $/l***	**2,7 %**	↗

* Kaufkraftparitäten und Wechselkurse im Jahr 2005

Motivation & Ziele
- Hauptmotivation besteht in der **Reduktion der Importabhängigkeit**
- Andere Hauptziele sind Kostensenkung und Schaffung von Arbeitsplätzen

Treiber & Steuerung
- Die Haupttreiber sind **unternehmerische Investitionen** in neue Technologien sowie staatliche Programme
- **Parallele Zuständigkeiten** auf Bundes- und Staatenebene führen zur Resilienz der Energiewende, aber auch zu unterschiedlichen Investitionsbedingungen.

Herausforderungen & Chancen
- Die **langfristige Strategie** ist durch parteipolitische Streitigkeiten und die Haushaltskrise ungewiss.
- Die großen **Schiefergasvorkommen** stellen eine zuverlässige langfristige Energiequelle dar, die eine Umstellung auf regenerative Energien ergänzen könnte.

bauprojekten wurde jedoch bisher aus wirtschaftlichen Gründen abgesehen. Bei den regenerativen Energiequellen ist das Wachstum hingegen viel ausgeprägter, nicht nur wegen des großen natürlichen Potenzials, sondern auch wegen der enormen Unterstützung auf Bundes- und Staatenebene. Die Bundesebene stellt die finanziellen Mittel bereit und die Staatenebene ermöglicht die vergleichsweise kurzen Vorlaufzeiten für Bauvorhaben.[90] Aufgrund dieser Entwicklung zählen die USA zu den Marktführern für regenerative Energien. Im Jahr 2013 wurden 1,1 GW Windenergie installiert,[91] was nur ein relativ geringer Anstieg gegenüber dem Vorjahr war, doch die 4,8 GW Solarenergie bedeuteten ein Plus von 41 % gegenüber 2012.[92] Diese Zunahme zeigt, dass sich die relative Stabilität von Steuererleichterungen für Investitionen in Solarenergie (ITC) für die Solarbranche der USA sehr gelohnt hat. Anders als für den Windsektor hatte die Regierung einen mehrjähren ITC für Solarenergie eingerichtet, während für Wind meist nur 1 – 2 jährige Bewilligungsperioden sicher waren, was angesichts der teilweise langen Projektentwicklungszeiten im Wind-Bereich zu Problemen führt.

Die in den letzten zehn Jahren entdeckten Schiefergasvorkommen hatten enorme Auswirkungen auf die Verbesserung der Energiesicherheit, auf Kostensenkungen und auch auf die Klimaschutzpolitik.[93] Nichtregierungsorganisationen haben zwar starke Bedenken hinsichtlich der Umweltfolgen der Förderung geäußert,[94, 95] doch an der aktuell intensiven Nutzung von Schiefergas wird weiterhin festgehalten werden. Allerdings versuchen die Unternehmen, die Akzeptanz in der Bevölkerung zu verbessern, indem sie zum Beispiel alle Bestandteile der für das Fracking verwendeten Chemikalien offenlegen und regelmäßige Prüfungen der Grundwasserqualität durchführen.[96]

Motivation und Ziele

Das Hauptziel der US-Energiewende ist, die Importabhängigkeit zu reduzieren und so die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Darüber hinaus möchten die USA die Kosten ihrer Energieversorgung durch einen verstärkten Wettbewerb senken, um so die Wettbewerbsfähigkeit ihrer Industrie zu verbessern. Der Haupttreiber dafür ist ein Ansatz, bei dem Unternehmen für die Entwicklung und den Einsatz von bahnbrechenden Technologien gewonnen werden. Des Weiteren wird die örtliche Luftverschmutzung seit Jahren durch strenge Normen der Umweltschutzbehörde sowie durch den Emissionshandel für Schwefeldioxid reguliert, was insbesondere bei Kohlekraftwerken zu deutlichen Emissionsreduktionen geführt hat. Die Einbeziehung von Treibhausgasemissionen in die Gesetzgebung stellt jedoch schon seit einiger Zeit ein politisches Schlachtfeld dar. Nach den Fortschritten in der Schiefergasexploration und dem Preisverfall von Erdgas in den USA werden nun aus wirtschaftlichen Grün-

den zunehmend Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt. So wird es nun politisch vorstellbar, Ziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu setzen. Wie andere Länder auch haben die USA im Jahr 2009 die Vereinbarung von Kopenhagen unterzeichnet und angekündigt, die Emissionen bis 2020 gegenüber den Emissionen im Jahr 2005 um 17 % zu reduzieren.[97] Allerdings ist dieses Ziel nicht rechtsverbindlich. Zudem hat die Regierung im Anschluss an die Vereinbarung von Kopenhagen eine Meldepflicht beschlossen, die für etwa 85 % der Emissionen im Lande gilt.[98] Bezüglich der Abkehr von Öl im Transportsektor hat sich die US-Regierung das Ziel gesetzt, bis 2015 eine Million Elektro- und Hybridfahrzeuge zuzulassen.[99]

Treiber und Steuerung

Das Energieministerium ist für alle energiebezogenen Themen zuständig, auch für wissenschaftliche Untersuchungen und Innovationsprogramme, und unterliegt der Aufsicht des Energieministers, der durch den Präsidenten ernannt wird.[100] Darüber hinaus hat jeder Bundesstaat ein Energieministerium, das eigene Programme aufstellt und ein eigenes Budget besitzt. Diese Situation führt dazu, dass die Energiepolitik in den USA von Institutionen auf Bundes- und Staatenebene geprägt wird. Wie bereits oben beschrieben, sind die Faktoren, die Veränderungen vorantreiben, Verordnungen und Anreize, aber auch erhebliche Investitionen in neue Technologien. Die Zuständigkeit für die Festlegung der nationalen Normen bezüglich der Luftqualität liegt bei der Umweltschutzbehörde.[101] Sie ist schon seit Langem für die Normsetzung im Bereich Energie- und Kraftstoffeffizienz zuständig. Kürzlich hat sie die ersten Kraftstoffverbrauchsnormen für Lastkraftwagen erlassen und die bisher strengsten US-Normen für PKW vorgeschlagen, welche vorsehen, ab 2025 eine Durchschnittsleistung von 23 km/l vorzuschreiben.[102] Des Weiteren ist aufgrund zahlreicher Programme und Maßnahmen im Bausektor[103] der Energieverbrauch pro Haushalt in den letzten drei Jahrzehnten mehr als 20 % zurückgegangen.[104] Erst kürzlich hat die Umweltschutzbehörde durch das Erlassen von Grenzwerten für Kohlendioxidemissionen den Einsatz von Normen als politisches Instrument auch auf Treibhausgasemissionen erstreckt.[105]

2013 legte die Regierung den Klima-Aktionsplan vor, der die folgenden drei Säulen umfasst: (i) die Belastung durch Kohlenstoffdioxid zu reduzieren; (ii) sich auf die Auswirkungen des Klimawandels vorzubereiten und (iii) die internationalen Bemühungen um die Bekämpfung des weltweiten Klimawandels anzuführen.[106] Zur Förderung regenerativer Energien hat das Energieministerium eine Steuererleichterung für investierende Unternehmen (ITC: Investment Tax Credit) eingeführt. Diese Freistellung beträgt 30 % für Investitionen in Solarenergie, Brennstoffzellen und kleine Windenergieanlagen sowie 10 % für Geothermie, Mikro-Turbinen und Kraft-Wärme-Kopplung.[107] Über diesen auf Bundesebene gewährten Anreiz hinaus haben viele Bundesstaaten eigene Normen für regenerative Energien, die den Versorgungsunternehmen vorschreiben, dass ein bestimmter Anteil der verkauften Energie aus regenerativen Energiequellen stammen muss.[108]

Herausforderungen und Chancen

Eine der größten Herausforderungen für die USA ist die Koordinierung der Vorschriften auf Bundes- und Staatenebene, damit Politik und Programme miteinander in Einklang stehen. Da bei der Schiefergasexploration enorme Umweltprobleme zu erwarten sind, liegt eine weitere wichtige Herausforderung für die politisch Verantwortlichen darin, einen regulatorischen Rahmen aus Umwelt- und Sicherheitsvorschriften zu schaffen, der die Akzeptanz der Technologie steigert. Andererseits stellt Schiefergas auch eine billige und zuverlässige Energiequelle dar, die Chancen sowohl für eine Re-Industrialisierung als auch für eine kosteneffektive Kombination der starken Schwankungen unterliegenden regenerativen Energiequellen bietet, zum Beispiel wenn diese mit gasbefeuerten Anlagen kombiniert werden.

Damit bietet sich die Chance für den Export von verflüssigtem Erdgas, wodurch sich wiederum die Rolle der USA im internationalen Energiemarkt umkehren würde: aus einem Hauptenergieimporteur würde ein Energieexporteur werden. Ein nennenswerter Export käme jedoch erst in Betracht, wenn ausreichende Mengen Schiefergas gewonnen werden. Das setzt allerdings voraus, dass Bedenken gegen die Gasförderung aus dem Weg geräumt werden und dass die Technologie tatsächlich leistet, was sie verspricht: Gasproduktion zu geringen Produktionskosten.

1.4 Hauptfeststellungen und Implikationen

Basierend auf den Ergebnissen des Vergleichs halten wir es für ausreichend begründet, von einer „globalen Energiewende“ zu sprechen. Damit meinen wir, dass in einer Reihe von wichtigen Energiemärkten in der Tat ein fundamentaler Strukturwandel stattfindet bzw. derzeit angegangen wird. Diese Veränderungen verlaufen jedoch keinesfalls in allen Ländern gleich. So bestehen sehr große Unterschiede hinsichtlich der Richtung, der Geschwindigkeit und sogar der zugrunde liegenden Motivation. Gleichzeitig scheint es unter den untersuchten Ländern einige bemerkenswert ähnliche Merkmale und Prozesse zu geben.

Motivation und Ziele

Die Verbesserung der Versorgungssicherheit ist der wichtigste Einzelfaktor, der weltweit zur Energiewende motiviert. Allerdings gibt es hinsichtlich der Gründe, welche die untersuchten Länder dazu bewegen, stärker auf eigene Energiequellen zuzugreifen, erhebliche Unterschiede. Während die USA in erster Linie weniger auf Importe angewiesen sein wollen, möchte Südafrika primär Arbeitsplätze schaffen, unter anderem durch den Ausbau der lokalen Förderung. China dagegen tut alles nur Mögliche, um die stark ansteigende Energienachfrage zu decken, während Saudi-Arabien sein hohes Maß an Versorgungssicherheit langfristig durch Diversifizierung wahren möchte und zugleich versucht, die lokale Wertschöpfung zu erhöhen, indem Gas und Öl verstärkt in der im Aufbau befindlichen petrochemischen Industrie verwendet werden, statt als Rohstoff exportiert zu werden.

Ein weiteres, global sehr wichtiges Motiv ist die Senkung der Kosten der Energieversorgung. Dieses Ziel führt zur Deckelung der Endverbraucherpreise und zu Auktionen für regenerative Energien wie etwa in Brasilien und Südafrika. Es stellt außerdem einen wichtigen Treiber in der energiepolitischen Debatte in den USA dar. Der Klimaschutz wie auch die allgemeine Akzeptanz in der Öffentlichkeit erscheinen im globalen Vergleich eine weniger wichtige Rolle zu spielen. Dennoch sind Klimaschutzziele weltweit in fast allen energiepolitischen Dokumenten zu finden. Sie dienen in der öffentlichen und politischen Debatte als wichtiges Argument für die Durchsetzung struktureller Veränderungen. Da sich alle Länder mehr als nur ein Ziel gesetzt haben, ist die hier aufgezeigte Fokussierung lediglich als unsere Interpretation der vorherrschenden Motivation zu verstehen.

Treiber und Steuerung

Der Haupttreiber für Veränderungen im Energiesektor ist die Regierungspolitik. Dies gilt nicht nur für Fälle erfolgreicher Politikumsetzung, sondern selbst wenn klare politische Programme fehlen oder nicht umgesetzt werden. Fest steht, dass die Regierungspolitik in allen untersuchten Ländern sehr erhebliche Auswirkungen auf den Energiesektor hat, und es kein Land gibt, in dem hinsichtlich der Entwicklung der Sektoren von einer reinen „Evolution des Marktes“ die Rede sein kann. Leider scheinen die Rahmenbedingungen jedoch häufig ohne ausreichende Berücksichtigung der langfristigen Auswirkungen und Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Politikfeldern gesetzt zu werden.

So hat zum Beispiel die zur Inflationsbekämpfung erfolgte Deckelung des Benzinpreises in Brasilien mit dazu beigetragen, dass Ethanol-Produzenten, die in den vorausgehenden Jahrzehnten mit staatlicher Hilfe aufgebaut worden waren, in Konkurs gingen. Die brasilianische Regierung hat auch Strompreisreduzierungen durchgesetzt, wodurch Investitionen im Energiesektor ins Stocken kamen, was bestehende Kapazitätsengpässe verschärfte und zur Wiederinbetriebnahme alter und kostspieliger Reservekapazitäten führte.

Ein Beispiel für Steuerung bietet der südafrikanische integrierte Ressourcenplan. Dieser wird jedes zweite Jahr fortgeschrieben und bietet so Transparenz über die offiziellen Annahmen und Pläne. Er dient auch als Frühwarnsystem für möglicherweise notwendige Veränderungen im Entwicklungsplan. So weist die jüngste Aktualisierung des Plans beispielsweise darauf hin, dass der Nachfragezuwachs in Südafrika zuvor überschätzt wurde und der bisherige Plan der Regierung, zusätzliche Kernkraftwerke zu bauen, jetzt zu prüfen sei.

Alle untersuchten Länder haben für bestimmte Technologien langfristige nationale Ziele bzw. Referenzszenarien festgelegt, an denen sich die Rahmensetzung orientiert. Gleichzeitig arbeiten einige Länder mit einem sich dynamisch entwickelnden Planungshorizont statt starrer Ziele, sodass der Ausblick und die jeweiligen politischen Prioritäten bei veränderten Rahmenbedingungen entsprechend angepasst werden. Diese Vorgehensweise birgt zwar zwangsläufig einige Unwägbarkeiten, trägt jedoch dem Umstand Rechnung, dass zur Ausgewogenheit und Tragfähigkeit des Gesamtsystems Anpassungen und Feinabstimmungen erforderlich sind, wenn sich die bei der Planung zugrunde gelegten Annahmen (etwa bezüglich des Verbrauchsanstiegs oder der Technologiekosten) als veraltet erweisen.

Bezüglich der politischen Mechanismen wird ein breites Spektrum von Ansätzen angewendet. Hier werden Marktelemente in gewissen Bereichen häufig mit interventionistischer Politik in anderen Bereichen des Rahmenwerks kombiniert. Einige Hauptbeispiele sind nachstehend aufgeführt:

- Der Ausbau der regenerativen Energien wird in allen untersuchten Ländern gefördert. Allerdings geschieht dies mit sehr unterschiedlichen politischen Instrumenten, von denen einige nur eingeschränkte Wirkung zeigen. Die deutschen Einspeisetarife und die Auktionsmodelle in Brasilien und Südafrika sind nur Beispiele aus einem sehr vielfältigen Portfolio politischer Instrumente. Die erfolgreiche Bereitstellung kostengünstiger regenerativer Energie in den Auktionssystemen beruht auch auf dem technischen und planerischem Lernprozess, welchen die als Bieter auftretenden Projektentwickler zu Zeiten der hohen Einspeisetarife in Deutschland und anderswo gewonnen haben.

- Auf Energieeffizienz abstellende Programme können (wie in den USA) durch Normsetzung vorangetrieben werden oder aber preisgetrieben sein, wie in Südafrika, wo die Endverbraucherpreise für Industrie und Haushalte durch Regulierung heraufgesetzt wurden, um die wahren Kosten widerzuspiegeln und den Staatshaushalt zu entlasten. Dies hat zu erheblichen Investitionen in Energieeffizienz in der Industrie geführt, aber auch zu einer Korrektur der bei der Planung zugrunde gelegten Wachstumsannahmen.

- Die in Brasilien, Südafrika und den USA geförderten Biokraftstoffe für Autos schaffen Arbeitsplätze in der Landwirtschaft und werden aufgrund ihrer relativ hohen Kosten durch Vorschriften zur Pflichtbeimischung in den Markt gezwungen. In Brasilien wurde die Produktion von Ethanol mit der Einführung der Benzinpreisdeckelung und angesichts gestiegener Zuckerpreise unattraktiv, sodass zur Deckung der Pflichtbeimischungen Importe notwendig sind.

- Der anhaltende Schiefergasboom in den USA ist ein weitgehend markt- und technologiegetriebenes Phänomen, bedarf nun jedoch der weiteren Ausarbeitung des politischen Rahmens, um die Auswirkungen auf Gesellschaft und Umwelt zu mindern und eine nachhaltige Produktion sicherzustellen. Schiefergas hat in Südafrika ebenfalls erhebliches Potenzial, in geringerem Umfang auch in Deutschland. In beiden Ländern spielt die Akzeptanz in der Bevölkerung eine wichtige Rolle, weshalb ein ganzheitlicher politischer Plan erforderlich ist, der dieses Thema explizit berücksichtigt.

In Bezug auf Steuerungsmechanismen ist der Ansatz in Ländern wie Brasilien, China, Saudi-Arabien und Südafrika stärker zentralistisch geprägt als in Deutschland und den USA, wo Ziele und Politik auf Landes- bzw. Staatenebene zum Teil nicht mit den Zielen auf Bundesebene in Einklang stehen. Darüber hinaus stellen die häufigen Überschneidungen zwischen den Prioritäten und Zuständigkeiten für Wirtschafts-, Umwelt- und Haushaltspolitik in allen Ländern ein immer wieder aufkommendes Thema dar. Insgesamt entsteht der Eindruck, dass es häufig an einer ganzheitlichen Steuerung fehlt und die Energiesektoren mit ihren zumeist sehr langen Investitionszyklen unter der eher kurzfristigen Denkweise der Politik leiden.

Herausforderungen und Chancen

Insbesondere in Schwellenländern liegt die wichtigste Herausforderung darin, die Versorgungssicherheit bei möglichst niedrigen Kosten zu erhöhen, und zugleich die Umweltverträglichkeit zu verbessern. Das „klassische“ Austarieren des energiepolitischen Zieldreiecks ist hier der Fokus. Für die Industrieländer geht es dagegen vor allem darum, strukturelle Veränderungen zu bewältigen, die zum Beispiel dazu führten, dass Anlagen aufgrund veränderter politischer Rahmenbedingungen unwirtschaftlich wurden („stranded assets“). Außerdem müssen in diesen Ländern die verschiedenen politischen Prioritäten geregelt werden, wobei die Erfüllung der Umweltziele eine politisch wichtige Zielgröße ist.

Der Umbau eines komplexen, vernetzten Energiesystems muss in ausgewogener Weise erfolgen. Das Fehlen einer ganzheitlichen Politik ist hier eine der Haupthürden, die Investitionen zurückhält. Die fehlende Harmonisierung zwischen Landes- bzw. Staaten- und Bundesebene ist – insbesondere in Deutschland und den USA – ein weiteres Thema, das auffällt. Diese mangelnde Abstimmung führt in den USA zu komplizierten regulatorischen Rahmenbedingungen und hohen Umsetzungskosten und ist in Ländern mit eher zentralistischer Entscheidungsfindung, wie etwa in China und Saudi-Arabien, weniger ausgeprägt. Dennoch erfordert die Projektdurchführung auf lokaler Ebene stets auch die Abstimmung mit regionalen Zielen und Prioritäten der öffentlichen Entscheidungsträger. Weitere Hürden sind die Spannungen zwischen unterschiedlichen Interessen und das Fehlen eines allgemeinen gesellschaftlichen Konsenses über die

Zukunft der Energiewende. Das führt zu Unsicherheit und damit wiederum zu geringerer Investitionsbereitschaft.

Als Hauptchancen sehen wir:

1. **Ressourcenreichtum auf globaler Ebene:** Damit meinen wir, dass das Energieeffizienzpotenzial im Verbrauch in Kombination mit den naturräumlichen Potenzialen regenerativer Energien und Schiefergas ein reichliches Angebot an Energie darstellt, das in den hier untersuchten Ländern mit den zurzeit verfügbaren Technologien erschlossen werden kann.

2. **Die Beschleunigung der weltweiten technologischen Entwicklung:** Eine solche Entwicklung könnte eine Energieversorgung zu deutlich geringeren Kosten ermöglichen. Die Tatsache, dass viele Länder sich gleichzeitig auf einen ähnlichen Weg begeben haben, bedeutet, dass es einen globalen Markt für diese Technologien und das damit verbundene Know-how gibt. Die Einführung von Technologien für regenerative Energien wie etwa Windkraft und Solarenergie hat das enorme Kosteneinsparpotenzial bewiesen, das eine globale Nachfrage freisetzen kann. Schiefergas und Biokraftstoffe sind weitere Beispiele dafür, dass Unternehmen globale Märkte nutzen können, um für bestimmte Technologien die Qualität zu verbessern und die Kosten zu senken.

3. **Reifere politische Entscheidungsfindung:** Die Länder können auch hinsichtlich der politischen Entscheidungsfindung voneinander lernen. Leider scheinen in der Energiepolitik aber vor allem nationale oder allenfalls regionale Debatten im Mittelpunkt zu stehen. Würden diese nationalen Debatten um fundierte, auf politischen Erfahrungen in anderen Teilen der Welt beruhende Einsichten ergänzt, so könnte das die Chance eröffnen, gemeinschaftlich zu guten Lösungen zu kommen.

1.5 Schlussfolgerungen für die deutsche Energiewende

Jedes der untersuchten Landesbeispiele unterscheidet sich von Deutschland. So sind hinsichtlich der industriellen Entwicklung, der Rolle des Staates im Energiesektor oder dem Zusammenspiel zwischen nationaler und regionaler Ebene der Regierung deutliche strukturelle Unterschiede zu verzeichnen. Außerdem beruhen die hier beschriebenen Energiewenden auf unterschiedlichen Motiven. Der bedeutendste Unterschied ist, dass für Deutschland die Grundmotivation des Klimaschutzes und der bewusste Ausstieg aus der Kernenergie sehr stark im Mittelpunkt stehen, während in den betrachteten Ländern die Versorgungsicherheit, die wirtschaftliche Entwicklung und die Kosteneffizienz deutlich höhere Priorität haben. Diese strukturellen Unterschiede wie auch die unterschiedlichen Beweggründe sind als Hintergrund zu berücksichtigen, wenn man aus dem Vergleich Schlüsse für Deutschland zieht.

Wie wird eine Energiewende gemanagt?

Abgesehen von den USA sind alle hier untersuchten Staaten durch ein hohes Maß an zentraler Entscheidungsfindung hinsichtlich der Energiepolitik gekennzeichnet. Auch in Deutschland wurden zuletzt die Zuständigkeiten stärker zentralisiert: Die Verantwortung für Energie ist seit Ende 2013 zentral beim Bundeswirtschaftsministerium angesiedelt. Zudem sind koordinierende Maßnahmen ergriffen worden, um die Ziele der Bundesländer besser an den politischen Zielen der Bundesregierung auszurichten. Somit erscheint Deutschland hier vor dem globalen Erfahrungshintergrund einem Trend zu folgen. Dies wäre aber eine oberflächliche Einschätzung, da die Ausgangslage in Deutschland deutlich anders ist als in den Schwellenländern. Außerdem ist Zentralisierung allein, wie die Beispiele Südafrika und Brasilien zeigen, keinesfalls eine Garantie für die erfolgreiche Durchführung einer Energiewende. Um diese strukturellen Unterschiede zu reflektieren, lässt sich aus den in dieser Studie gemachten Beobachtungen ein **„Phasenmodell“** für die Beschreibung von Energiewenden ableiten:

In der **„Aufbruchsphase“** der Umstellung kann ein heterogener und zuweilen widersprüchlicher „Flickenteppich“ aus Maßnahmen auf Bundes- und Landesebene entscheidend zur Aktivierung von Veränderungsprozessen beitragen. Es gilt sicher zu stellen, dass die Wende nicht – wie es in Saudi-Arabien, Brasilien und Südafrika der Fall zu sein scheint – wegen Bedenken zentral organisierter Entscheidungsträger und etablierter Interessensgruppen ins Stocken gerät. Wenn mehrere staatliche Akteure zumindest ein Mandat für Teilaspekte der Energiewende haben, kann es auch zu einem Wettbewerb der Ansätze kommen, der Bewegung auslöst. In den USA tragen die Bundesstaaten entscheidend dazu bei, die Energiewende voranzutreiben, indem sie auf der Ebene der Bundesstaaten Quoten für regenerative oder dezentrale Energiequellen festlegen bzw. über die Regulierung von Energieversorgern regionale Vorgaben für Effizienzinitiativen etc. machen. Gleichzeitig nutzen sie auch die auf zentraler Ebene eingeführten Förderinstrumente. In Deutschland war die Ansiedlung der Zuständigkeit für regenerative Energien beim Umweltministerium sicher einer der Faktoren, der zur starken Unterstützung der Erneuerbaren und deren dynamischen Wachstum beigetragen hat.

Sobald jedoch die **„Stabilisierungsphase“** der Energiewende erreicht ist, steht die Systemintegration an oberster Stelle, und eine Zentralisierung gewisser Aspekte der Energiezuständigkeiten scheint ratsam. Die Herausforderung liegt dann darin, ein dynamisches, komplexes und in hohem Maße interdependentes Energiesystem signifikanten Unwägbarkeiten zum Trotz erfolgreich zu steuern. Das erfordert die Zentralisierung bestimmter Entscheidungen, ähnlich wie bei Staaten mit stark steigender Nachfrage und unterentwickelter Infrastruktur. Eine solche Infrastruktur ist gegeben, wenn Sicherheitsreserven, die das System stabilisieren würden, entweder nicht vorhanden sind oder wegen stark steigender Nachfrage oder zu geringerer Investitionen (wie in Südafrika und Brasilien) nicht ausreichen, oder wenn bestehende Puffer (wie in Deutschland) verbraucht werden, etwa durch das starke Wachstum von erneuerbaren Energien mit volatilen Einspeiseprofilen. Die Argumentation sollte jedoch nicht auf rein technische Aspekte verkürzt werden: Systemstabilisierung ist auch wegen der mit der Umstellung einhergehenden strukturellen Veränderungen bei der Einnahmen- bzw. Kostenverteilung erforderlich. Die Tatsache, dass es bei jeder Umstellung Gewinner und Verlierer gibt, ist ein Thema, dem sich die Politik in jedem der betrachteten Länder stellen muss.

Zentrale Koordinierung und Interventionen mögen jedoch künftig wieder eine geringere Rolle spielen. Dies kann eintreten, sobald dezentrale Technologien und Geschäftsmodelle wie z. B. intelligente Gas- und Stromnetzinfrastrukturen wirtschaftlich tragfähig sind und einen größeren Anteil an der installierten Infrastruktur und dem Geschäftsvolumen haben. Dann ist eine Sicherstellung des zentralen Systemausgleichs bzw. der Vermeidung wirtschaftlicher Ungleichgewichte weniger entscheidend, da Anpassungen abgefedert wurden und sich neue, regionalere Regelungsbereiche einpendeln. In dieser **„Dezentralen Phase“** der Energiewende braucht es neue Rahmenbedingungen für Markt und Politik, die es bis-

lang in keinem der untersuchten Länder gibt. Im Hinblick auf das System ist es weiterhin die Aufgabe einer zentralen Institution, die „Spielregeln" aufzustellen, die dafür sorgen, dass verteilte Systeme so gemanagt werden, dass Integrität und Stabilität des vernetzten Gesamtsystems gewährleistet sind.

Mit oder ohne Planung? Es gibt ein wichtiges Charakteristikum, das Deutschland mit allen untersuchten Ländern gemein hat: Die zunehmende Erfordernis, die Entwicklung des Systems zu überwachen und zu planen. Einige der hier untersuchten Länder kämpfen trotz eines vergleichsweise reichlichen Angebots an Ressourcen mit Ausfällen und Engpässen. Darin zeigt sich, dass Versorgungssicherheit keineswegs ein stabiler Zustand ist, von dem selbstverständlich ausgegangen werden kann. Sie ist vielmehr das Produkt langfristiger Planung und erheblicher Investitionen. Auch wenn die Lage in Deutschland noch relativ gut ist, dürfen die Gefahren, die mit länger anhaltender Unterinvestition einhergehen, nicht ignoriert werden. Derartige Gefahren sind nicht kurzfristig behebbar, wenn die vormals großen Reserven im Stromsystem zusammenschrumpfen. Auch die Bedenken hinsichtlich des Anteils der Energiekosten am Gesamtbudget der Privathaushalte wurden bereits erwähnt. Für Länder wie Brasilien, China und Südafrika war dies schon immer ein großes Problem, doch inzwischen wird dies auch für Deutschland ein zunehmend wichtiges Thema. China und Südafrika haben bereits Systeme für längerfristige Ressourcenplanung, die das gesamte Energiesystem umfassen. In Südafrika wurde zum Beispiel bei den regelmäßigen Anpassungen des integrierten Ressourcenplanes berücksichtigt, dass die Energieeffizienz in der Industrie deutlich besser geworden ist, was wiederum die Frage aufkommen ließ, ob der groß angelegte Kapazitätsausbau bei Kernkraftwerken aufgeschoben werden sollte.

Diese Strategie scheint auch für Deutschland ratsam. Anstelle langfristiger Szenarien, die als „Zukunftsvisionen" zusammenhanglos nebeneinander bestehen, oder der langfristigen Festlegung von Zielvorgaben für installierte Leistungskapazitäten bestimmter Technologien, könnte ein integrierter Ressourcenplan einen dynamischen und regelmäßig aktualisierten Einblick in die Entwicklung der Hauptparameter des Energiesystems geben. Ein solches Instrument, das Informationen für die laufende Diskussion über eine stabilere Entwicklung des Systems transparent machen würde, darf jedoch nicht mit einem zentral verwalteten Investitionsplan verwechselt werden, indem staatlich gelenkte Investitionen allokiert werden.

Denkt man etwa an den Ausstieg aus der Kernenergie, den Ausbau regenerativer Energien, die Planung für den Netzausbau sowie die erst kürzlich erfolgte Verordnung, die Regulierungsbehörden ermächtigt, die Schließung unrentabler Kraftwerke aus Gründen der Versorgungssicherheit zu untersagen, so ist heute schon in zahlreichen politischen Bereichen eine erhebliche Bereitschaft zu direkten Markteingriffen und kurzfristigen Planungsänderungen im Energiebereich zu sehen – jedenfalls in gewissen Teilen und für bestimmte Zeit. Die Einbettung derartiger Ad-hoc-Eingriffe in regelmäßig aktualisierte und integrierte Entwicklungsprognosen und der sich für das System ergebenden Implikationen könnte hilfreich sein. Sie würde die Bereiche der politischen Gestaltung und des Marktes klarer abgrenzen und sowohl den verantwortlichen Politikern als auch den Marktakteuren transparent machen, wie Strategien vorausschauend angepasst werden können, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Wie lässt sich die Effektivität der Energiewende besser sicherstellen?

Das deutsche EEG ist sicherlich nicht der Weisheit letzter Schluss. Es gibt mehrere Beispiele für politische Instrumente, durch die regenerative Energien (in großem Maßstab) kosteneffektiv eingesetzt wurden. Ein solches Beispiel sind die in Südafrika und Brasilien durchgeführten Auktionen für regenerative Energie, wobei die dort erzielten äußerst konkurrenzfähigen Preise auch darauf zurückzuführen sind, dass einige Marktneulinge strategische Preisgestaltung betrieben haben. Möchte man solche Auktionen in Deutschland übernehmen, so sollte Klarheit darüber bestehen, welche Art von Investoren Deutschland für den künftigen Einsatz regenerativer Energien gewinnen möchte. Da Auktionen für den Bieter mit erheblichen Anfangskosten und Risiken verbunden sein können, scheinen sie für professionelle Projektentwickler von Großprojekten besser geeignet als für lokale Genossenschaften von Einwohnern, die kleinere lokale Projekte durchführen möchten.

Die in den USA vorgenommene Arbeitsaufteilung zwischen Steuergutschriften auf Bundesebene und Quoten auf der Ebene der Bundesstaaten (die renewable energy portfolio standards) sind ein Beispiel, wie sich die Förderung auf nationaler Ebene mit den Umsetzungsambitionen auf bundesstaatlicher Ebene kombinieren lässt. Obwohl wir den Ansatz in den USA, der zu einem Flickenteppich der politischen Zuständigkeiten führt, nicht empfehlen, sollte im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz verstärkt darüber nachgedacht werden, wie die aus Sys-

temsicht notwendigen Maßnahmen auf Ebene der Bundesländer umgesetzt werden können. Hier gilt es, sowohl die notwendigen energiewirtschaftlichen Belange zu erfüllen, als auch den Wunsch der Länder nach Einfluss und Gestaltung der Energiewende vor Ort ernst zu nehmen.

Die wichtigste Lektion, die das Beispiel der USA uns lehrt, ist die Dynamik, mit der unternehmerisches Denken technische Möglichkeiten eröffnen kann, die den Politikern bisher noch nicht bewusst waren. Die Entwicklung beim Schiefergas, die ohne explizite, staatlich gesetzte Zielvorgaben eingetreten ist (und jetzt allerdings einheitlicherer Umweltschutzregeln bedarf), ist ein wichtiges Beispiel mit weitreichenden Implikationen. Auch die neu aufkommenden, durch die technische Entwicklung möglich gewordenen Anwendungen für Endverbraucher – von der E-Mobility bis zu innovativen Smart-Home-Anwendungen – sind Beispiele dafür, wie unternehmerisches Denken die Entwicklung vorantreibt.

Ein Negativbeispiel ist Brasilien, wo Anreizsysteme in Verbindung mit späteren Preisdeckelungen dazu geführt haben, dass Anlagen wirtschaftlich unrentabel wurden. Durch solche Maßnahmen nimmt die Unwägbarkeit für alle Arten von Investitionen zu, was negative Auswirkungen haben kann. Auch in Deutschland werden die steigenden Endverbraucherpreise immer mehr zum Problem. Versuche, weitere Preiserhöhungen in Grenzen zu halten, stehen auch hier bereits im Zentrum der politischen Debatte und sind mit großer Vorsicht zu genießen.

Insgesamt kann man sagen, dass die Hauptherausforderung – für Deutschland, wie auch für alle anderen Länder – darin liegt, einerseits Freiräume für Innovation und neue Geschäftsmodelle auf der einen Seite zu bieten, und mittels eines „Masterplans“, der die Entwicklungsrichtung des Gesamtenergiesystems transparent aufzeigt, zu einer balancierten Entwicklung beizutragen.

Wie geht es weiter?

Energiewenden werden in Zukunft seltener isoliert ablaufen. Zum einen, und das zeigt auch die deutsche Energiewende mit ihren Auswirkungen auf die Nachbarländer, ist eine isolierte Strategie schlecht möglich, weil Energie ein vernetztes Geschäft ist und Auswirkungen über physische Netz- und Leitungsverbindungen sowie über Märkte und Preisentwicklungen im- und exportiert werden. Außerdem können Länder erheblich von Erfahrungsaustausch und Zusammenarbeit profitieren. Zusammenarbeit kann besonders wichtig sein, wenn es darum geht, die Chancen zu nutzen, die sich weltweit durch die auch in dieser Studie dargestellten großen Potenziale für erneuerbare und unkonventionelle Energieressourcen bieten. Erfahrungsaustausch kann entscheidend dazu beitragen, die Systemauswirkungen, die mit den Änderungen im Technologie-Mix einhergehen, besser zu verstehen und sie sowohl technisch als auch politisch zu bewältigen. Dies betrifft auch deren Auswirkungen auf etablierte und neue Geschäftsmodelle.

So ist zum Beispiel der Anteil von Wind- und Solarenergie in allen untersuchten Ländern geringer als in Deutschland. Die Erfahrungen, die Deutschland mit der Systemintegration volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie hinsichtlich der entstehenden Geschäftsmodelle für Eigenverbrauch gelernt hat und zukünftig noch lernen wird, stellen wertvolles Wissen dar. Dieses Wissen kann weltweit durch Lösungs- und Technologieanbieter, Projektentwickler und Systembetreiber wie auch durch Investoren vermarktet werden.

Für deutsche Unternehmen, die an der Energiewende mitwirken, ist es jetzt also an der Zeit, auch die sich durch Energiewenden im Ausland ergebenden Chancen ins Visier zu nehmen, ohne jedoch darüber die zuhause zu bewältigenden Herausforderungen zu vernachlässigen.

Danksagung

Wir bedanken uns für die Unterstützung und Hilfe, die uns die folgenden Personen durch ihre wertvollen Informationen und Einschätzungen bezüglich der Energiewende in ihrem jeweiligen Land gegeben haben:

- John Cheng, CLP Power, Hongkong, China
- Paul Cicio, President Industrial Energy Consumers of America, USA
- Jan Du Plessis, Professor an der University of Pretoria, Südafrika
- Alejandro Garcia, Advisor, GIZ Südafrika
- Brooks Klimley, Managing Director and Global Head of Energy and Natural Resources bei The Silverfern Group, USA
- Norberto de Franco Medeiros, Leiter der brasilianischen Sektion des World Energy Council, Brasilien
- Torsten Schwab, Direktor, GIZ Brasilien
- Osvaldo Soliano, Weltbank, Brasilien
- Brian Statham, Chairman, South African National Energy Association, Südafrika
- Jim Taylor, CLP Power, Hongkong, China
- Mario Veiga, Regierungsberater, Brasilien
- Barry Worthington, United States Energy Association, USA
- Dave Wright, Sonderberater des MD/CEO von Engen Ltd, Südafrika

An dieser Stelle sei auch denjenigen gedankt, mit denen wir gesprochen haben, die jedoch nicht öffentlich genannt werden möchten. Die Ansichten der Befragten lieferten wertvolle Einblicke, doch die hier präsentierten Analysen und Schlussfolgerungen sind ausschließlich diejenigen der Verfasser und spiegeln nicht unbedingt die Meinungen der Befragten wider.

1.6 Quellenverzeichnis

1 Jochen Hauff und Hiroshi Sasamata: Turning point in Japan's electricity supply?, In: World Energy Council: Energy in Germany; 1. Oktober 2013

2 Internationale Energieagentur: United Kingdom Review 2012

3 Liberal Party of Australia: The Coalition's Policy to Deliver Lower Prices by Scrapping the Carbon Tax, September 2013

4 Internationale Energieagentur: Nigeria Renewable Energy Master Plan, 2011

5 U.S. Energy Information Administration: Turkey Overview, 1. Februar 2013

6 India's Ministry of New & Renewable Energy: National Solar Mission, Dezember 2012

7 U.S. Energy Information Administration: Brazil Overview, 1. Oktober 2013

8 Inkl. 6,2 GW Anteil an Wasserkraftwerken im benachbarten Ausland, exkl. netzunabhängiger Kapazitäten

9 Brasilianisches Ministerium für Bergbau und Energie: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, Dezember 2013

10 Internationale Energieagentur: Policies and Measures for Brazil.

11 Brasilianisches Ministerium für Bergbau und Energie: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, Dezember 2013

12 Internationale Energieagentur: Policies and Measures for Brazil.

13 Internationale Energieagentur: Policies and Measures for Brazil

14 Brasilianische Regierung: Vereinbarung von Kopenhagen, gemeldetes Klimaschutzziel, 29. Januar 2010

15 Brasilianische Regierung: Plano National Sobre Mudança do Clima, Decreto nº 6.263, 21. November 2007

16 Bloomberg: Brazil Crushing Sugar to Ethanol With Caps on Fuel Prices, 19. Dezember 2013, www.bloomberg.com, abgerufen am 3. April 2014

17 G. Cunha. L. Barroso, B. Bezerra: Lessons learned from the auction based approach to integrate wind generation in the Brazilian Electricity market. Cigre 2014

18 greentechsolar: Brazilian State Auction Clears 122 Megawatts of Solar PV, 2. Januar 2014, www.greentechmedia.com, abgerufen am 28. März 2014

19 Ministério de Minas e Energia (Ministerium für Bergbau und Energie): Conselhos e Comitês/CNPE/Atribuições do CNPE

20 Ministério de Minas e Energia (Ministerium für Bergbau und Energie). Acesso à Informação/Competências

21 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Nationale Behörde für Erdöl, Erdgas und Biokraftstoffe): Acesso à Informação/Institucional/Conheça a ANP/Competências

22 Ministério de Minas e Energia: Entidades Vinculadas/ANEEL

23 U.S. Energy Information Administration: China Overview, 4. Februar 2014

24 Chinesisches Umweltschutzministerium: Statistiken zur Umweltverschmutzung

25 Weltgesundheitsorganisation: Chinesische Statistiken

26 Staatsrat der VR China: Weißbuch über Chinas Energiepolitik 2007

27 Staatsrat der VR China: 11. Fünfjahresplan (2006 – 2010)

28 Staatsrat der VR China: 12. Fünfjahresplan (2011 – 2015)

29 Staatsrat der VR China: Weißbuch über Chinas Energiepolitik 2012

30 Staatsrat der VR China: 12. Fünfjahresplan für regenerative Energien (2011 – 2015)

31 BP: Statistical Review of World Energy, Juni 2013

32 European Photovoltaic Industry Association: 9. Mitglieder-Workshop, Brüssel, 6. März 2014

33 Global Wind Energy Council: Global Wind Statistics 2013

34 Nationale Energieverwaltung der VR China: Statistiken

35 Internationale Energieagentur: Policies and Measures for China

36 Internationale Energieagentur: Energy Technology Perspectives 2012

37 Hong Kong Environment Bureau: Financial monitoring of Retail-Prices of Auto-fuel, www.enb.gov.hk/en, abgerufen am 3. April 2014

38 U.S. Energy Information Administration: Background Brief No. 504, 5. Februar 2010

39 U.S. Energy Information Administration: Saudi Arabia Overview, 26. Februar 2013

40 BP: Statistical Review of World Energy, Juni 2013

41 K.A.CARE: Solar Energy: The Sustainable Energy Mix – Cornerstone for Saudi Arabia

42 Eckart Woertz, Norwegian Peacebuilding Resource Center: The domestic challenges in the Saudi energy market and their regional and geopolitical implications, November 2013

43 Internationale Energieagentur: Statistics for Saudi Arabia

44 Eckart Woertz, Norwegian Peacebuilding Resource Center: The domestic challenges in the Saudi energy market and their regional and geopolitical implications, November 2013

45 U.S. Energy Information Administration: Saudi Arabia Overview, 26. Februar 2013

46 ABB Group: Saudi Arabia Energy Efficiency Report, März 2013

47 World Energy Council: Energieeffizienzindikatoren

48 ABB Group: Saudi Arabia Energy Efficiency Report 2012

49 Internationale Energieagentur: Policies and Measures for non-member country Saudi Arabia

50 K.A.CARE: Solar Energy: The Sustainable Energy Mix – Cornerstone for Saudi Arabia

51 Ministerium für Wasser und Strom: www.mowe.gov.sa, abgerufen am 25. März 2014

52 Ministerium für Erdöl und Bodenschätze: www.mowe.gov.sa, abgerufen am 25. März 2014

53 Glada Lahn und Paul Stevens: Burning Oil to Keep Cool, Dezember 2011

54 Internationale Energieagentur: South Africa Energy Statistics

55 U.S. Energy Information Administration: South Africa Overview, 28. Februar 2014

56 Agence France-Presse: South Africa hit by intensive blackouts amid power shortages, 6. März 2014

57 Internationale Energieagentur: South Africa Statistics

58 U.S. Energy Information Administration: South Africa Overview, 28. Februar 2014

59 The Treasure Karoo Action Group: www.treasurethekaroo.co.za, abgerufen am 27. März 2014

60 Greenpeace Africa: Say ‚No' to Fracking in the Karoo, 9. März 2011, www.greenpeace.org/africa/en/, abgerufen am 27. März 2014

61 Mining Weekly: CoM welcomes, supports passing of MPRDA Amendment Bill, www.miningweekly.com, abgerufen am 13. März 2014

62 South African Department of Energy: Revised Strategic Plan 2011/12 – 2015/16

63 South African Department of Energy: Annual Performance Plan 2014/15

64 Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung: Statistiken zu Südafrika

65 South African Department of Energy: Annual Performance Plan 2014/15

66 SANEA

67 South African Department of Environmental Affairs, Vereinbarung von Kopenhagen, 29. Januar 2010

68 Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme

69 World Nuclear Association: Nuclear Power in South Africa

70 Internationale Energieagentur: Policies of Measures for South Africa

71 South African Department of Energy: Integrated Resource Plan for Electricity 2010 – 2030, 21. November 2013

72 SABS Standards Division: SANS 204:2011 – Energy efficiency in buildings, August 2011

73 ESKOM: Energy Efficient Motor Programme, Oktober 2009

74 South African Department of Energy: National Energy Efficiency Strategy, 26. September 2013

75 A.T. Kearney Analyse

76 South African Department of Minerals and Energy: Electricity Pricing Policy, 19. Dezember 2008

77 South Africa Info: SA to blend biofuels from 2015, www.southafrica.info, abgerufen am 27. März 2014

78 South Africa Info: South Africa eyes cleaner fuels by 2013, www.southafrica.info, abgerufen am 27. März 2014

79 Regierung von Südafrika: Nationale Ministerien www.gov.za, abgerufen am 27. März 2014

80 South African Department of Energy: About Us, www.energy.gov.za, abgerufen am 27. März 2014

81 South African Department of Trade and Energy: About the dti, www.thedti.gov.za, abgerufen am 27. März 2014

82 National Energy Regulator of South Africa: About NERSA, www.nersa.org.za, abgerufen am 27. März 2014

83 ESKOM: Our company, www.eskom.co.za, abgerufen am 27. März 2014

84 A.T. Kearney Analyse unter Verwendung der Einschätzung der Solar- und Windenergieressourcen

85 Internationale Energieagentur: United States, www.iea.gov, abgerufen am 26. März 2014

86 U.S. Energy Information Administration: Annual Energy Review 2011, Abbildung 1.0

87 Weltbank: Energieimporte, netto (% des Energieverbrauchs)

88 Internationale Energieagentur: The United States Review 2007

89 World Nuclear Association: US Nuclear Power Policy, März 2014

90 U.S. Department of Energy: Strategic Plan 2014 – 2018

91 Global Wind Energy Council: Global Wind Statistics 2013

92 Solar Energy Industry Association: Solar Market Insight Report 2013

93 Internationale Energieagentur: Energy Technology Perspectives 2012

94 Sierra Club: Marcellus Shale Gas Campaign, www.sierraclub.org, abgerufen am 31. März 2014

95 The Nature Conservancy: Marcellus Shale 101, www.nature.org, abgerufen am 31. März 2014

96 ExxonMobil: Shale Gas: An American Success Story, www.corporate.exxonmobil.com, abgerufen am 31. März 2014

97 U.S. Government: Vereinbarung von Kopenhagen, 28. Januar 2010

98 U.S. Environmental Protection Agency: Greenhouse Gas Reporting Program

99 The White House: A Secure Energy Future, März 2012

100 U.S. Department of Energy: Organigramm, 17. Januar 2014

101 Environmental Protection Agency: National Ambient Air Quality Standards

102 U.S. Environmental Protection Agency: Regulations & Standards for Light- and Heavy-Duty

103 Internationale Energieagentur: Policies and Measures for the United States

104 U.S. Energy Information Administration: Residential Consumption Energy Survey 2009

105 ClimateProgress: EPA Publishes First Rule Limiting Carbon Pollution From New Power Plants, www.thinkprogress.org, 31. März 2014

106 U.S. Government: The President's Climate Action Plan, Juni 2013

107 Database of State Incentives for Renewables and Efficiencies: Business Energy Investment Tax Credit

108 Database of State Incentives for Renewables and Efficiencies: DSIRE's Quantitative RPS Data Project

1.7 Anhang

Tabelle 1.1

		Einheit	1990	2000	2011	CAGR	1990 (%)	2000 (%)	2011 (%)	Quelle
Primärenergieangebot	Brasilien	Mio. t RÖE	140	187	270	3,2				Internationale Energieagentur
	China		871	1161	2728	5,6				
	Deutschland		351	337	312	-0,6				
	Saudi-Arabien		60	101	187	5,6				
	Südafrika		91	109	141	2,1				
	USA		1915	2273	2191	0,6				
Endenergieintensität	Brasilien	koe/$05p	0,10	0,10	0,10	0,0				World Energy Council-Energieeffizienz-indikatoren
	China		0,52	0,23	0,16	-5,5				
	Deutschland		0,11	0,09	0,07	-2,1				
	Saudi-Arabien		0,09	0,10	0,13	1,8				
	Südafrika		0,17	0,15	0,13	-1,3				
	USA		0,15	0,12	0,10	-1,9				
Gesamtendenergieverbrauch (EEV)	Brasilien	Mio. t RÖE	111	153	218	3,3	100	100	100	Internationale Energieagentur
	China		664	816	1635	4,4	100	100	100	
	Deutschland		241	231	221	-0,4	100	100	100	
	Saudi-Arabien		37	58	118	5,7	100	100	100	
	Südafrika		51	56	71	1,6	100	100	100	
	USA		1294	1546	1504	0,7	100	100	100	
EEV-Industrie	Brasilien	Mio. t RÖE	40	56	83	3,5	36	37	38	Internationale Energieagentur
	China		244	329	783	5,7	37	40	48	
	Deutschland		66	51	55	-0,9	27	22	25	
	Saudi-Arabien		6	11	20	5,9	16	19	17	
	Südafrika		22	20	26	0,8	43	36	37	
	USA		184	332	287	2,1	14	21	19	
EEV-Transport	Brasilien	Mio. t RÖE	33	47	74	3,9	30	31	34	Internationale Energieagentur
	China		34	83	211	9,1	5	10	13	
	Deutschland		54	59	54	0,0	22	26	24	
	Saudi-Arabien		16	20	37	4,1	43	34	31	
	Südafrika		10	13	18	2,8	20	23	25	
	USA		488	588	589	0,9	38	38	39	
EEV-Haushalte und Dienstleistungen	Brasilien	Mio. t RÖE	23	29	34	1,9	21	19	16	Internationale Energieagentur
	China		303	310	432	1,7	46	38	26	
	Deutschland		91	90	86	-0,3	38	39	39	
	Saudi-Arabien		5	8	17	6,0	14	14	14	
	Südafrika		13	14	20	2,1	25	25	28	
	USA		369	457	469	1,1	29	30	31	
EEV-Sonstige (inkl. Nicht-Energieverbraucher)	Brasilien	Mio. t RÖE	15	21	27	2,8	14	14	12	Internationale Energieagentur
	China		83	94	209	4,5	13	12	13	
	Deutschland		30	31	26	-0,7	12	13	12	
	Saudi-Arabien		10	19	44	7,3	27	33	37	
	Südafrika		6	9	7	0,7	12	16	10	
	USA		253	169	159	-2,2	20	11	11	

Strom-verbrauch	Brasilien	TWh	218	332	480	3,8		Internationale Energieagentur
	China		580	1254	4433	10,2		
	Deutschland		527	546	579	0,4		
	Saudi-Arabien		65	117	227	6,1		
	Südafrika		156	206	237	2,0		
	USA		2924	3857	4127	1,7		
Pro-Kopf-Strom-verbrauch	Brasilien	kWh/cap	325	479	582	2,8		World Energy Council-Energieeffizienz-indikatoren
	China		18	115	426	16,3		
	Deutschland		1725	1587	1714	0,0		
	Saudi-Arabien		1794	2797	3884	3,7		
	Südafrika		638	652	842	1,3		
	USA		3702	4226	4569	1,0		
Anteil rege-nerativer Energien an Gesamtstrom-erzeugung	Brasilien	%	95	90	86	-0,4		World Energy Council-Energieeffizienz-indikatoren
	China		20	17	16	-1,1		
	Deutschland		5	8	22	7,7		
	Saudi-Arabien		entf.	entf.	entf.	entf.		
	Südafrika		2	2	3	1,9		
	USA		12	9	13	0,3		
Strompreis	Brasilien	USc05/kWh	16,70	14,70	18,70	0,5		World Energy Council-Energieeffizienz-indikatoren
	China		6,90	13,50	17,50	4,5		
	Deutschland		15,20	9,60	17,40	0,6		
	Saudi-Arabien		3,01	2,62	1,90	-2,2		
	Südafrika		6,91	5,14	7,55	0,4		
	USA		9,49	7,30	8,62	-0,5		
Kraftstoff-preis	Brasilien	$05p/l	0,54	1,01	0,79	1,8		World Energy Council-Energieeffizienz-indikatoren
	China		entf.	0,33	1,43	14,4		
	Deutschland		0,88	1,14	1,54	2,7		
	Saudi-Arabien		entf.	0,28	0,12	-7,2		
	Südafrika		0,89	1,03	1,68	3,1		
	USA		0,48	0,47	0,85	2,7		

Energie in der Welt

2

2.1 Zahlen & Fakten

Die Erholung der Weltwirtschaft im Jahr 2013 in Höhe von +3 % mit unterschiedlicher Ausprägung in einigen Regionen hat dazu geführt, dass auch der globale Energiebedarf insgesamt weiter angestiegen ist. Gleichwohl führen zunehmende Energieeffizienzbemühungen – vor allem in den Industrieländern – zu abnehmenden Zuwachsraten beim Energieverbrauch. Gleichzeitig vollzieht sich insbesondere von den USA ausgehend eine umfassende Verschiebung in den weltweiten Versorgungsstrukturen. In den USA wird durch neue Explorations- und Fördertechniken zunehmend aus heimischen Quellen Erdöl (Light Tight Oil – LTO) sowie nicht-konventionelles Erdgas (Produktion aus Schiefer- und Tight- Gaslagerstätten, sog. Shale Gas) gewonnen, letzteres vorwiegend zu Lasten der Kohleverwendung in den USA. Unterdessen bleibt der „Energiehunger" in den bevölkerungsreichen Schwellenländern wie vor allem China und Indien groß und die Schwerpunkte der weltweiten Energienachfrage verlagern sich immer mehr und tendenziell weg von den klassischen Industrieländern in ihre Richtung. Daraus resultieren strukturelle Verschiebungen der Verbrauchsschwerpunkte in unterschiedlichen Weltregionen, beispielsweise aufgrund von regionalem Mehrverbrauch der im Jahresverlauf auf dem Weltmarkt immer preiswerter zur Verfügung stehenden Kohle (Indien, China, hier z.T. sogar Europa).

Die US-amerikanische Entwicklung des Energiemarktes hat inzwischen Vorbildcharakter für einige Länder erlangt, ebenfalls nicht-konventionelle Lagerstätten (Schiefergas-, Flözgas- und andere nicht herkömmliche Erdgasreserven) zu erschließen und zu entwickeln. Darauf hat auch US-Präsident Barack Obama anlässlich seines Europabesuchs am 26. März 2014 in Brüssel hingewiesen. In der Folge registrieren die konventionellen Erdöl- und Erdgaslieferländer (insbesondere mittlerer Osten, Russland) schon jetzt verhältnismäßig geringere Verbrauchszuwächse ihrer Produkte im internationalen Markt. Insgesamt zeigen sich bereits heute erhebliche Energiepreisdifferenzen (Gaspreise im Jahresdurchschnitt 2013 in USA mit 3,73 USD/Mio. BTU[1], in der EU mit 12,06 USD/Mio. BTU und in Japan mit 15,78 USD/Mio. BTU) und damit in Bezug auf die Energiekosten unterschiedliche Wettbewerbsausgangspositionen zwischen den verschiedenen Wirtschaftsregionen der Welt. Der US-Gaspreis liegt deutlich unter dem europäischen (Faktor 3) und japanischen (Faktor 4) Niveau. Die Strompreise für Industriekunden liegen in den USA nur etwa halb so hoch wie in Europa, Japan und China. Das drückt erheblich auf die Wettbewerbsfähigkeit vor allem der europäischen energieintensiven Industriezweige (wie Aluminium, Chemie, Zement, Stahl und Eisen, Papier, Glas, Bergbau, Raffinerien u.a.m.).

Weltweit divergierende Entwicklungen im Energieverbrauch

Mit vorläufig geschätzt etwa 1,6 % lag der Zuwachs des Weltenergieverbrauchs im Jahr 2013 insgesamt deutlich unter dem Vorjahreswert und ebenso unter der Wachstumsrate des Welt-Bruttoinlandsproduktes. Der wesentliche Grund für die nachlassende Verbrauchsdynamik ist das gegenüber den Vorjahren deutlich schwächere Wachstum vor allem in China, Indien, Südamerika und anderen Schwellenländern. Dennoch stützt sich der Verbrauchsanstieg weiterhin auf die Schwellenländer, die aufgrund des im Vergleich zu den Industrieländern immer noch höheren Wachstums, der größeren Bevölkerungszahl und der dort teils noch vorherrschenden weniger effizienten Produktionsverfahren einen höheren Energieeinsatz haben. Die allmähliche wirtschaftliche Erholung in den USA und Europa, die in der zweiten Jahreshälfte 2013 zaghaft einsetzte, trug dazu bei, dass sich der Energieverbrauch insgesamt leicht erhöhte, dabei aber Dynamik vermissen ließ. Beeinflusst wurde diese Entwicklung auch durch die jeweiligen Witterungsbedingungen und dem davon abhängigen Energiebedarf für Wärme- wie auch Kühlprozesse. Der Energieverbrauch in den Industrieländern ist tendenziell insgesamt stagnierend. In Europa ist der Energieverbrauch sogar aus Ganzjahressicht geschrumpft. Gründe dafür sind das schwache Wirtschaftswachstum, die realwirtschaftlichen Auswirkungen der immer noch unbewältigten Finanz- und Staatsschuldenkrise, die Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren, die z.T. höheren Energiekosten und eine höhere Energieeffizienz. Aufgrund des gestiegenen Strompreisniveaus vor allem in Deutschland steigt insbesondere dort das Streben nach Kostendämpfung. In den USA hat die Wirtschaftserholung insgesamt zu einem um 1,6 % höheren Energieverbrauch geführt. Die gute Verfügbarkeit von preiswerter Energie (nicht-konventionelles Erdöl und Erdgas, aber auch kostengünstige Kohle) trägt inzwischen wesentlich zur Erholung der US-Gesamtwirtschaft bei. Die Nutzung des Schiefergases lag dabei in der Größenordnung des Vorjahres. Dagegen wurde US-Steinkohle nicht nur exportiert, sondern aufgrund des höheren Bedarfs auch wieder vermehrt im Inland eingesetzt. Gleichwohl setzte sich der Vorjahrestrend des Exports von „US-Steinkohle nach Europa" weiter fort. Keine Zunahme gab es indes bei den US-Steinkohlenexporten nach Deutschland. Stattdessen übernahm Russland wie schon bei Erdöl und Erdgas auch bei der Steinkohle wieder die Position des bedeutendsten Lieferlandes für den deut-

1 BTU = British Thermal Unit

schen Markt. Die Gesamtimportmenge internationaler Steinkohle nach Deutschland erreichte mit rd. 51 Mio. t ein neues Allzeithoch.

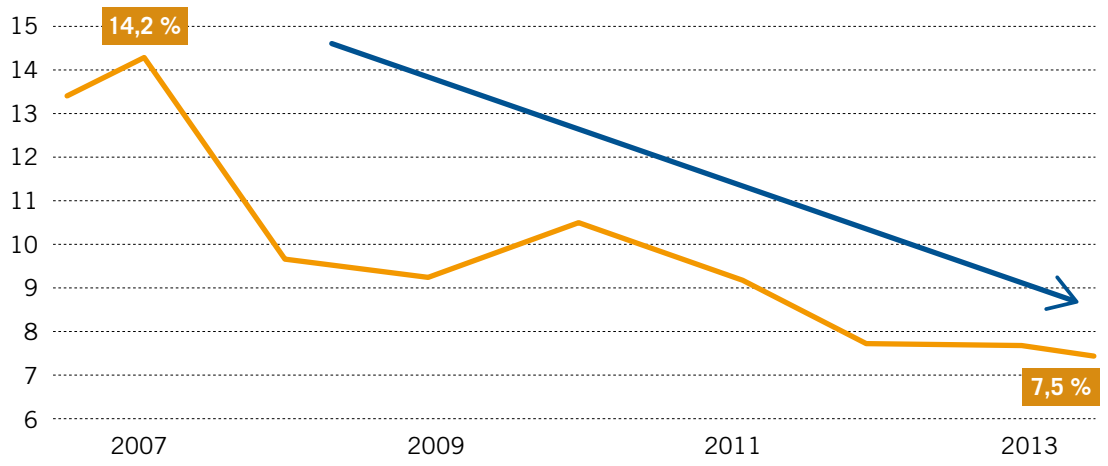
Insgesamt verringerte sich das Weltwirtschaftswachstum auf durchschnittlich 3,0 % gegenüber 3,2 % im Vorjahr. In Deutschland war ein schwächerer Anstieg des Bruttoinlandsproduktes in Höhe von 0,4 % zu verzeichnen (2012 war es ein Anstieg um 0,7 %). Der Primärenergieverbrauch aber nahm zugleich um 2,5 % zu. Dabei verzeichneten die erneuerbaren Energien einen Zuwachs von annähernd 5 %. Deutliche Zunahmen im Vergleich zum Vorjahr gab es vor allem beim Verbrauch von Erdgas (+6 %), Steinkohle (+4 %) und Mineralöl (+2 %), während sich der Einsatz der Kernenergie (-2 %) und Braunkohle (-1 %) sowie der inländische Stromverbrauch verringerten. Die Gründe hierfür liegen hauptsächlich in der nationalen Energiewende und ihren Folgeeffekten sowie im Witterungsgeschehen (vermehrter Erdgas- und Heizöleinsatz im Wärmemarkt aufgrund des langen Winters). Bei der Braunkohle war trotz geringerem Brennstoffeinsatz eine höhere Stromerzeugung zu beobachten. Dies ist auf eine effizientere Kraftwerkstechnik zurückzuführen – Altanlagen wurden durch neue Anlagen ersetzt. Im internationalen Kontext war demgegenüber vor allem ein stärkeres Wirtschaftswachstum für einen Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs verantwortlich, wenngleich dieser nicht mehr in gleichem oder höherem Maße zunimmt als die Wirtschaftsleistung. In China stieg das Bruttoinlandprodukt 2013 weltweit wieder am stärksten (+7,5 %), im Vergleich zum Vorjahr lag die Wachstumsrate aber geringfügig um 0,2 % niedriger. Gleichzeitig erhöhte sich der chinesische Energieverbrauch nach vorläufiger Schätzung nur um 3,2 %, sodass die von China beabsichtigte Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch auch tatsächlich immer sichtbarer wird.

Die prozentualen Zuwachsraten der chinesischen Wirtschaft nehmen zwar ab, aber von einer Schwäche kann keine Rede sein, denn die absoluten Zahlen zeigen einen soliden Aufwärtstrend der chinesischen Wirtschaftskraft. So liegt allein der Zuwachs des chinesischen Bruttoinlandsproduktes i.H.v. rd. 800 Mrd. USD in der Größenordnung wie die gesamte türkische Wirtschaftsleistung.

Die aufstrebenden Volkswirtschaften in den südostasiatischen Ländern Indonesien, Malaysia, Singapur, Thailand, Vietnam und den Philippinen wuchsen mit in Summe rd. 5 % etwas schwächer als in den Vorjahren. In den Entwicklungs- und Schwellenländern insgesamt stieg das BIP ebenfalls langsamer um 4,7 % an. In Indien lag das Wirtschaftswachstum in etwa auf Höhe des Vorjahres bei rd. 4,4 %. In den klassischen Industrieländern konnte das Wirtschaftswachstum mit gut 1,7 % zulegen (Beispiele: USA +1,9 %, Japan +1,7 %, Kanada +1,7 %). Allein die Eurozone blieb mit einer Verringerung des Wachstums von 0,3 % weiter deutlich hinter den Erwartungen zurück.

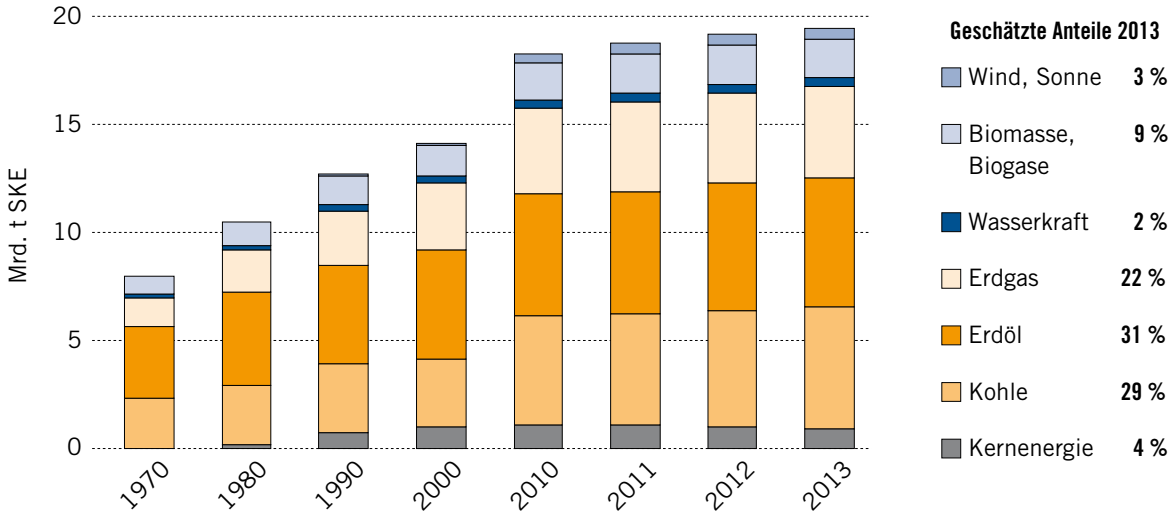
Der moderate Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs um etwa 1,6 % auf nach erster Schätzung rd. 19,3 Mrd. t SKE in 2013 ist trotz deutlicher globaler Wachstumsabschwächungen und der Rezession im Eu-

Abbildung 2.1: Jährliche Veränderung des Bruttoinlandsprodukts Chinas in Prozent



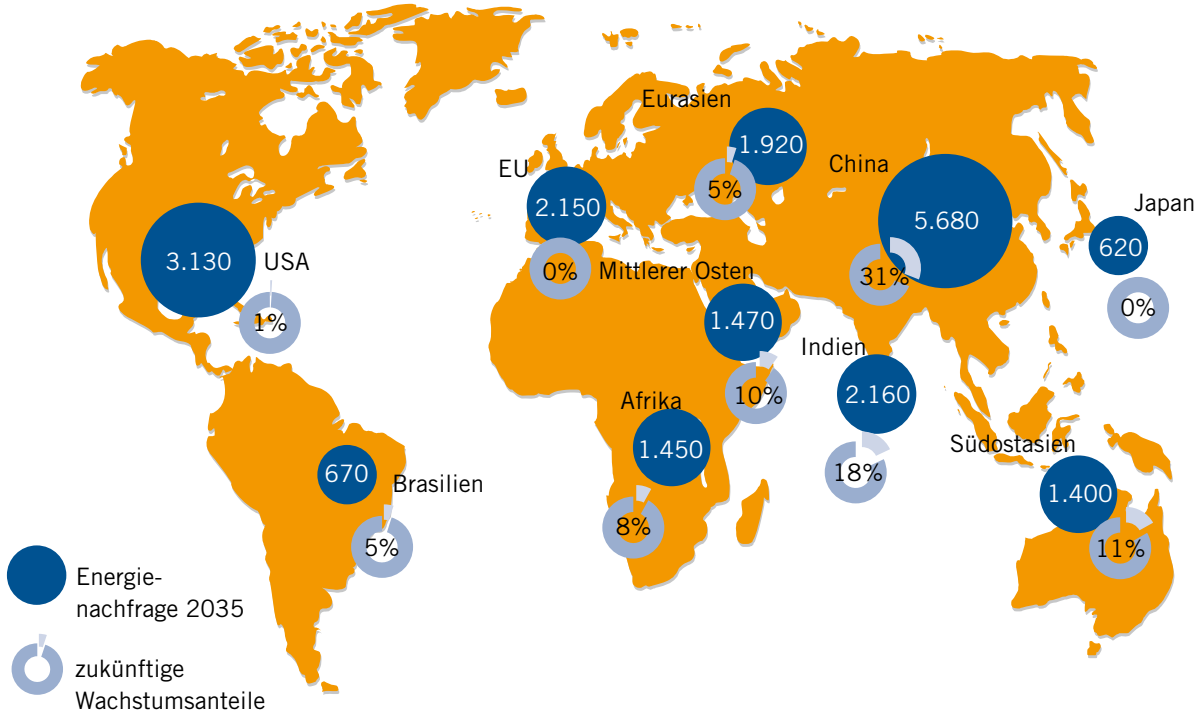
Quellen: Internationaler Währungsfonds 2013, GVSt 3/2014

Abbildung 2.2: Welt-Primärenergieverbrauch 2013 nach Energieträgern 1,6 % Wachstum (19,3 Mrd. t SKE)



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2013 / IEA World Energy Outlook 2013 / EIA International Energy Outlook 2013 / Eigene Schätzungen, GVSt 3/2014

Abbildung 2.3: Verschiebung der Schwerpunkte im Weltenergieverbrauch (Basiseinheit Mio. t SKE)



Prozentzahlen des weltweiten Wachstums des Primärenergieverbrauchs im Zeitraum 2011–2035 gemäß „New Policy Scenario“ der IEA.

Quellen: IEA World Energy Outlook 2013, GVSt 3/2014

roraum im Wesentlichen auf die etwas stärkere wirtschaftliche Entwicklung in den USA und inzwischen auch wieder in Japan sowie das weiterhin relativ hohe Wachstum in großen Teilen Asiens und anderen Schwellenländern (Brasilien, Russland) zurückzuführen.

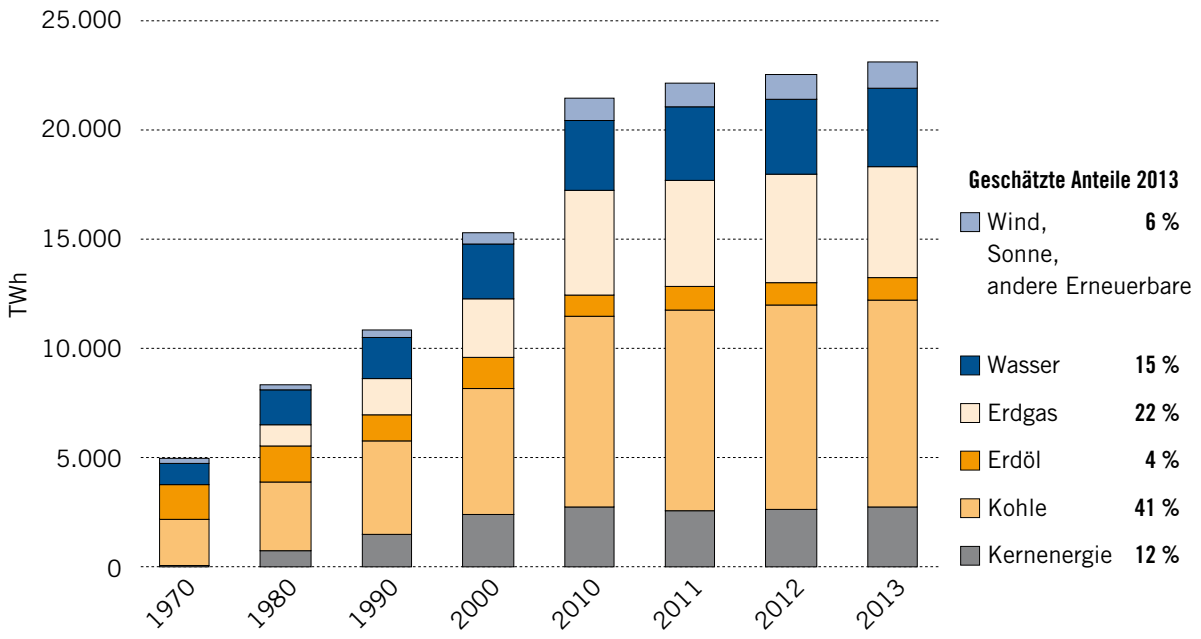
Bezogen auf den weltweiten Energieverbrauch und die Anteile einzelner Energieträger sind im globalen Maßstab unterschiedliche Zuwächse zu verzeichnen: Erneuerbare Energien (+3,2 %), Kernkraft (+3,1 %), Erdgas (+1,8 %), Kohle (+1,2 %), und Erdöl (+0,9 %).

Erdöl bleibt mit einem weltweiten Verbrauch von 5,9 Mrd. t SKE aber der global 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 der weltweit wichtigste Kohleverbraucher. Die weltweite Kohleförderung ist im vergangenen Jahr auf 5,6 Mrd. t SKE gestiegen. Grund für den nur relativ verhaltenen Zuwachs ist neben Nachfragefaktoren die zunehmende Marktbereinigung im internationalen Steinkohlenbergbau. Die rückläufige Preisentwicklung bei der Steinkohle hat sich 2013 verschärft, und bei gleichzeitig gestiegenen Produktionskosten schmolzen die Margen der internationalen Bergbaukonzerne. In der Folge kam es zu umfangreichen Stilllegungs- und Rationalisierungsmaßnahmen. So war in den USA, insbesondere im Appalachen- Revier, eine hohe Zahl von Bergwerksschließungen zu verzeichnen.

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 Europa sind die Erneuerbaren weiter auf Expansionskurs. Deutschland nimmt mit einem Plus von rd. 6 % bei den Erneuerbaren weltweit eine Vorreiterrolle ein. Desweiteren erlebt die Kernenergie – ganz anders als in Deutschland – vornehmlich in Asien eine Art von 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 und verzeichnete 2013 einen Gesamtverbrauch von 4,2 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.

Abbildung 2.4: Welt-Nettostromerzeugung 2013 nach Energieträgern rd. 23.047 TWh



Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2013 / IEA World Energy Outlook 2013 / Eigene Schätzungen, GVSt 3/2014

Versorgungssicherheit und regionale Trends

Neben den großen Herausforderungen für die Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung bleiben auch die Fragen der Versorgungssicherheit in Bezug auf Energie und Rohstoffe weiter aktuell und beschäftigen Politik und Wirtschaft weltweit. Der Umgang mit dem Thema ist jedoch sehr unterschiedlich. Tendenziell ist eine Entwicklung einzelner Wirtschaftsregionen hin zur verstärkten Gewinnung und Nutzung von eigenen Ressourcen festzustellen. Zugleich verschieben sich die Schwerpunkte der weltweiten Energienachfrage und damit auch die internationale Konkurrenzverhältnisse bei Energieressourcen .

Speziell für Europa wächst der Anteil von Energieimporten aus dritten Ländern, obgleich es durchaus über nennenswerte Ressourcen verfügt: immer noch einige Vorkommen an Erdöl und Erdgas in der Nordsee sowie beträchtliche, aber kaum erschlossene nicht-konventionelle Erdgasressourcen im Festlandssockel. Dort lagern auch große Steinkohlevorkommen, auf die aber aus Wirtschaftlichkeitsgründen verzichtet wird; und ferner erhebliche Braunkohle-Lagerstätten vor allem in Deutschland, deren Nutzung mit umweltpolitisch motivierten Widerstand zu kämpfen hat. Im Gesamtumfang reicht die daraus resultierende EU-eigene Energieproduktion nicht zur Selbstversorgung aus eigenen Energiequellen. Eine Begrenzung der Abhängigkeit von externen Energielieferungen soll deshalb durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien und eine höhere Energieeffizienz zukünftig erreicht werden. Die USA entwickeln sich derzeit zunehmend in Richtung Energie-Autarkie durch Nutzung eigener Erdöl- und Erdgasquellen. Für Mittel- und Südamerika gilt das bereits heute. Kanada ist unter Berücksichtigung seiner reichen Ölsandvorkommen ebenfalls auf diesem Weg. In der Konsequenz entwickeln sich Nord- und Südamerika hin zu einem eigenständigen vom Weltmarkt unabhängigen regionalen Energiemarkt. Russland ist aufgrund seiner enormen Erdöl-, Erdgas- und Kohlevorkommen ohnehin fast autark. China verfügt in Teilen über bedeutende Kohlevorkommen. Das reicht aber nicht, um den dort hohen und steigenden Energiebedarf langfristig zu decken, sodass hier von einer weiter starken chinesischen Nachfrage auf den internationalen Märkten auszugehen ist. Dies gilt auch für viele andere asiatische Länder, die in hohem Maße und z.T. zunehmend auf Importe angewiesen sind, nicht zuletzt auch für Japan.

Die umwelt- und energiepolitischen Rahmenbedingungen sind in der Welt ebenfalls sehr unterschiedlich ausgeprägt. In den meisten Schwellenländern werden die großen Energieprojekte und Rohstoffvorhaben direkt staatlich gesteuert, aber auch in den Industrieländern spielen der jeweilige staatliche Ordnungsrahmen und politische Interventionen eine bedeutende Rolle. Durch die zunehmende Erschließung nicht-konventioneller Erdöl- und Erdgasvorkommen – wie sie auch China jetzt vorbereitet – verlagern sich die Anforderungen ebenso wie die geografischen und geopolitischen Schwerpunkte. Aufgrund der Verschiebung der Gewichte des Verbrauchs an Energierohstoffen von den OECD Ländern hin zu Nicht-OECD Ländern ändert sich im globalen Maßstab auch das Verhalten in Bezug auf Explorations-, Förder- und Aufbereitungsvorhaben.

Weltweite Stromerzeugung

Eine sichere Stromversorgung bleibt von zentraler Bedeutung für Wohlstand, Wachstum und soziale Sicherheit. Dies gilt auch 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 2013 hat sich nach ersten vorläufigen Schätzungen die Weltstromerzeugung um rd. 2,4 % 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 2013 ungeachtet mancher nationaler Bemühungen um eine Energiewende gerade im Stromsektor leicht zu. Die Kohle (Anteil 41 %) ist bei der Stromerzeugung weltweit nach wie vor der Energieträger Nr. 1, hier deutlich vor dem Erdgas (22 %). Die in vielen Ländern nicht zu vernachlässigende Stromerzeugung aus Erdöl ist dagegen 2013 im langjährigen Trend weiter zurückgegangen. Die weltweite Stromerzeugung aus Kernenergie (Anteil 12 %) ist im Vergleich zum Vorjahr wieder gestiegen (+3,1 %). Der Einsatz der Erneuerbaren mit Wasserkraft, Wind, Sonne und Bioenergien nahm 2013 deutlich zu und lag mit einem Anteil von zusammen rd. 21 % 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.

2.2 Perspektiven der Welt-Energieversorgung – Szenarien und Prognosen im Vergleich

Zur künftigen weltweiten Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Energiebereich haben verschiedene Institutionen Analysen vorgelegt. Dies sind insbesondere die Internationale Energie-Agentur (IEA) und die U.S. Energy Information Administration (EIA) sowie die internationalen Öl- und Gaskonzerne ExxonMobil, Shell und BP. Ferner hat der World Energy Council (WEC) im Oktober 2013 die „World Energy Scenarios to 2050“ präsentiert.

In allen diesen Szenarien (IEA, EIA, WEC und Shell) und Prognosen (ExxonMobil und BP), die im Zeitraum März 2013 bis Januar 2014 veröffentlicht wurden, wird von der Annahme eines auch künftig steigenden Weltenergieverbrauchs ausgegangen. Breite Übereinstimmung besteht auch, dass sich der Zuwachs im Energieverbrauch vornehmlich in den Entwicklungs- und Schwellenländern abspielen wird. Wesentliche Grundlage für die aufgezeigten Erwartungen ist das prognostizierte Wirtschaftswachstum, vor allem außerhalb der OECD-Länder. Hinzu kommt die absehbare Bevölkerungszunahme insbesondere in den Nicht-OECD-Staaten. Zum künftigen Energiemix ist festzuhalten, dass den erneuerbaren Energien das größte Wachstumspotenzial zugeschrieben wird. Dennoch behalten die fossilen Energien, also Kohle, Erdöl und Erdgas, noch auf Jahrzehnte eine dominierende Rolle bei der Deckung des globalen Energiebedarfs. Die Kernenergie wird unterschiedlich eingeschätzt. Eine wachsende Bedeutung wird ihr allenfalls in bestimmten Weltregionen, vor allem in Asien, zugeschrieben. In einer Reihe von Weltregionen wird eher mit einem künftig rückläufigen Beitrag der Kernenergie gerechnet, so zum Beispiel in Europa.

Modellrechnungen der IEA bis 2035

Die IEA hat im November 2013 erneut einen World Energy Outlook (WEO) veröffentlicht. Darin wird untersucht, welche Auswirkungen die veränderte „Weltkarte“ der Energiewirtschaft auf die globalen Energie- und Klimatrends in den kommenden Jahrzehnten (Zeithorizont 2035) haben können.

Drei Szenarien werden vorgestellt:

1. New Policies Scenario
2. Current Policies Scenario (Baseline-Scenario)
3. 450 Scenario

Der WEO 2013 klassifiziert, ebenso wie in den Ausgaben der beiden Vorjahre geschehen, das New Policies Scenario (NPS) als zentrales Szenario. Das 450 Scenario ist als „Zielszenario“ zu verstehen, das ausweist, welche Entwicklung eintreten müsste, damit das 2-Grad-Ziel eingehalten wird.

Die wichtigsten Erkenntnisse, die von der IEA im Rahmen des New Policies Scenario vermittelt werden, sind:

- Der weltweite Primärenergieverbrauch erhöht sich bis 2035 mit durchschnittlichen jährlichen Raten von 1,2 %. Damit wird der globale Energieverbrauch 2035 um 33 % höher sein als im Jahr 2011. Auf Nicht-OECD-Staaten entfallen über 90 % des erwarteten Anstiegs.
- Alle Energieträger müssen wachsende Beiträge zur Deckung des künftigen Energieverbrauchs leisten. In absoluten Größen nimmt die Nachfrage nach Erdgas am stärksten zu. Erneuerbare Energien verzeichnen die größten Steigerungsraten. Der Kohleverbrauch ist 2035 um knapp ein Fünftel höher als 2011.
- 2035 werden auf Erdöl, Kohle, Erdgas und die CO_2-freien Energien (Kernenergie und erneuerbare Energien) jeweils rund ein Viertel des globalen Primärenergieverbrauchs entfallen.
- Die weltweite Erzeugung von Elektrizität (brutto) nimmt von 22,1 Mrd. MWh im Jahr 2011 um 68 % entsprechend 2,2 % pro Jahr auf 37,2 Mrd. MWh im Jahr 2035 zu. Mehr als 80 % dieses Anstiegs ist Nicht-OECD-Staaten zuzurechnen. Für China wird ein Zuwachs der Stromerzeugung um 119 % prognostiziert. Damit wäre China 2035 mit 28 % an der globalen Stromerzeugung beteiligt.
- Die CO_2-Emissionen erhöhen sich von 31,2 Mrd. t im Jahr 2011 um knapp 20 % auf 37,2 Mrd. t im Jahr 2035.

Fazit: Alle Energieträger werden zukünftig verstärkt nachgefragt. Kohle bleibt Energieträger Nr. 1 in der globalen Stromerzeugung. Gemessen am gesamten Primärenergieverbrauch hält Kohle auch 2035 – hinter Erdöl und gefolgt von Erdgas – den zweiten Rang.

Ausblick der U.S. Energy Information Administration

Am 25. Juli 2013 hat die EIA eine Neuauflage des International Energy Outlook vorgelegt. Darin zeigt die EIA auf, wie sich die Entwicklung der Weltenergieversorgung unter

den getroffenen Annahmen und bei Zugrundelegung der gewählten Methodologien bis zum Jahr 2040 darstellen könnte. Im Zentrum der Analyse steht die Reference Case Projection.

Auf Basis dieser Annahmen ergibt sich ein Anstieg des globalen Primärenergieverbrauchs von 18,7 Mrd. t SKE im Jahr 2010 um 56 % entsprechend 1,5 % pro Jahr auf 29,3 Mrd. t SKE im Jahr 2040.

Erneuerbare Energien und Kernenergie nehmen am stärksten zu – jeweils um 2,5 % pro Jahr. Allerdings decken fossile Energien auch im Jahr 2040 noch rund 80 % des Primärenergieverbrauchs. Erdgas ist der fossile Energieträger mit dem größten Wachstumspotenzial. Der Verbrauch an Erdgas steigt mit jahresdurchschnittlichen Raten von 1,7 %. Die Vergleichszahlen für Kohle und Erdöl lauten 1,3 % bzw. 0,9 %.

Die globale Netto-Stromerzeugung steigt im Reference Case von 20,2 Mrd. MWh im Jahr 2010 um 93 % auf 39,0 Mrd. MWh im Jahr 2040. Sämtliche Energiequellen – außer Erdöl – tragen mit wachsenden Beiträgen zur Deckung des künftigen Stromverbrauchs bei.

Nach dieser Einschätzung bleibt Kohle der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung. So werden 2040 gut 35 % der Stromerzeugung durch Kohle bereit gestellt (2010: 40 %). Erneuerbare Energien leisten einen Beitrag von 25 % (2010: 21 %). Auf Erdgas entfallen 24 % (2010: 22 %) und auf Erdöl 2 % (2010: 4 %). Kernenergie trägt mit 14 % zur Stromerzeugung bei (2010: 13 %). Die energiebedingten CO_2-Emissionen nehmen von 31,2 Mrd. t im Jahr 2010 um 46 % auf 45,5 Mrd. t im Jahr 2040 zu. Dies erklärt sich durch das unterstellte Wirtschaftswachstum und die fortgesetzte starke Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, die für die meisten Nicht-OECD-Staaten auf Basis gegenwärtig gültiger Politiken angenommen wird.

World Energy Scenarios to 2050 des WEC

Der WEC hat sich auf zwei Szenarien verständigt, um die Energiewelt bis 2050 umfassend zu beschreiben. Zur bildhaften Charakterisierung der Szenarien hat man sich verschiedener Musikrichtungen bedient. So wurden die zwei gewählten Pfade mit Jazz und Symphony benannt.

Diese beiden Szenarien sollen das „Energie-Trilemma“ adressieren. Das beinhaltet soziale Gerechtigkeit, Energie-Versorgungssicherheit sowie die Klima- und Umweltschutzdimension.

Im Szenario Jazz liegt der Fokus auf dem individuellen Zugang zu Energie und deren Bezahlbarkeit mittels wirtschaftlichem Wachstum.

Demgegenüber setzt das Szenario Symphony die Priorität in dem Erreichen von Umweltzielen und Versorgungssicherheit durch international koordinierte Politiken und Instrumente.

Bei den WEC-Szenarien handelt es sich um eine Einschätzung, wie die Zukunft der Energieversorgung aussehen könnte. Die tatsächliche Entwicklung dürfte innerhalb des Fächers verlaufen, der mit den zwei Szenarien aufgespannt wird.

Zentrale Ergebnisse der Studie, die im Rahmen der Weltenergiekonferenz im Oktober 2013 in Daegu (Südkorea) vorgestellt wurden, sind: Der gesamte globale Primärenergieverbrauch erhöht sich von 18,6 Mrd. t SKE im Jahr 2010 auf 30,0 (Jazz) bzw. 23,7 (Symphony) Mrd. t SKE im Jahr 2050. Das entspricht einem Anstieg um 61 % (Jazz) bzw. 27 % (Symphony).

Zum künftigen Energiemix trifft die Studie folgende Aussagen: Die stärksten Wachstumsraten werden für die erneuerbaren Energien ausgewiesen. In absoluten Größen behalten die fossilen Energien allerdings auch 2050 noch eine starke Rolle. So beläuft sich der Anteil von Erdöl, Kohle und Erdgas am globalen Primärenergieverbrauch 2050 auf 77 % (Jazz) bzw. 59 % (Symphony) gegenüber 79 % im Jahr 2010. Der Beitrag der erneuerbaren Energien steigt von 15 % im Jahr 2010 auf 19 % (Jazz) bzw. knapp 30 % (Symphony) im Jahr 2050. Kernenergie trägt 2050 mit 4 % (Jazz) bzw. 11 % (Symphony) zur Deckung des gesamten globalen Primärenergieverbrauchs bei.

Die globale Stromerzeugung erhöht sich zwei- bis viermal so stark wie der Primärenergieverbrauch. Für Jazz wird ein Anstieg von 21,5 Mrd. MWh im Jahr 2010 um 150 % auf 53,6 Mrd. MWh im Jahr 2050 berechnet. Für Symphony beträgt der Anstieg rund 120 % auf 47,9 Mrd. MWh.

Die Versorgung mit Strom nimmt an Bedeutung zu. Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch (Elektrifizierungsgrad) wächst bis 2050 stark. So wird im Szenario Jazz für 2050 ein Elektrifizierungsgrad von 30 % und im Szenario Symphony sogar von 36 % – gegenüber 19 % im Jahr 2010 – ermittelt. Ferner verbessert sich der Zugang der Bevölkerung zur Stromversorgung in beiden Szenarien. Waren 2010 noch 1 267 Mio. Menschen weltweit ohne Zugang zu Strom, so werden dies 2050 im

Szenario Jazz nur noch 319 Mio. und im Szenario Symphony 530 Mio. sein.

Der Stromerzeugungsmix ist einem erheblichen Wandel unterworfen. So vervier- bis verfünffacht sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 gegenüber 2010 – am stärksten im Szenario Symphony.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung nimmt damit von 20 % im Jahr 2010 auf knapp ein Drittel (Jazz) bzw. fast die Hälfte (Symphony) der gesamten globalen Stromerzeugung zu. Die Abscheidung und Speicherung von CO_2 (CCS) entfaltet im Szenario Symphony eine besonders starke Wachstumsdynamik. Mehr als die Hälfte der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien wird gemäß diesem Szenario 2050 in Anlagen mit CCS erfolgen. Unter Einbeziehung der Kernenergie sind damit 2050 in diesem Szenario über 80 % der Stromerzeugung CO_2-frei – gegenüber 40 % im Szenario Jazz. Zum Vergleich: 2010 war ein Drittel der weltweiten Stromerzeugung CO_2-frei.

Die CO_2-Emissionen steigen in beiden Szenarien zunächst noch an. Im Szenario Jazz wird der Wendepunkt um das Jahr 2040 erreicht, im Szenario Symphony bereits um das Jahr 2020. Bei der Höhe der CO_2-Emissionen bestehen deutliche Unterschiede zwischen den beiden Szenarien. So sind die CO_2-Emissionen – trotz des Rückgangs gegen Ende des Betrachtungszeitraums – im Szenario Jazz im Jahr 2050 mit 44 Mrd. t um rund 45 % höher als 2010. Demgegenüber sind sie im Szenario Symphony mit 19 Mrd. t im Jahr 2050 fast 40 % niedriger als heute. Entscheidend sind der erheblich stärkere Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Investitionen in Anlagen mit CCS – sowohl bei Kohle und Erdgas als auch bei Biomasse.

Shell Energieszenarien bis 2060

In der im März 2013 veröffentlichten Shell-Studie „New Lens (Neuer Blickwinkel) Scenarios – a Shift in Perspective for a World in Transition“ wird die gegenwärtige Periode als eine Zeit des Übergangs charakterisiert. Angesichts der Unsicherheit über die Zukunft werden zwei alternative Entwicklungspfade für das 21. Jahrhundert beschrieben, denen mögliche Ausprägungen der Weltwirtschaft und Energieversorgung zugrunde liegen.

Die zwei gewählten Szenarien sind bildhaft mit „Mountains“ bzw. „Oceans“ bezeichnet.

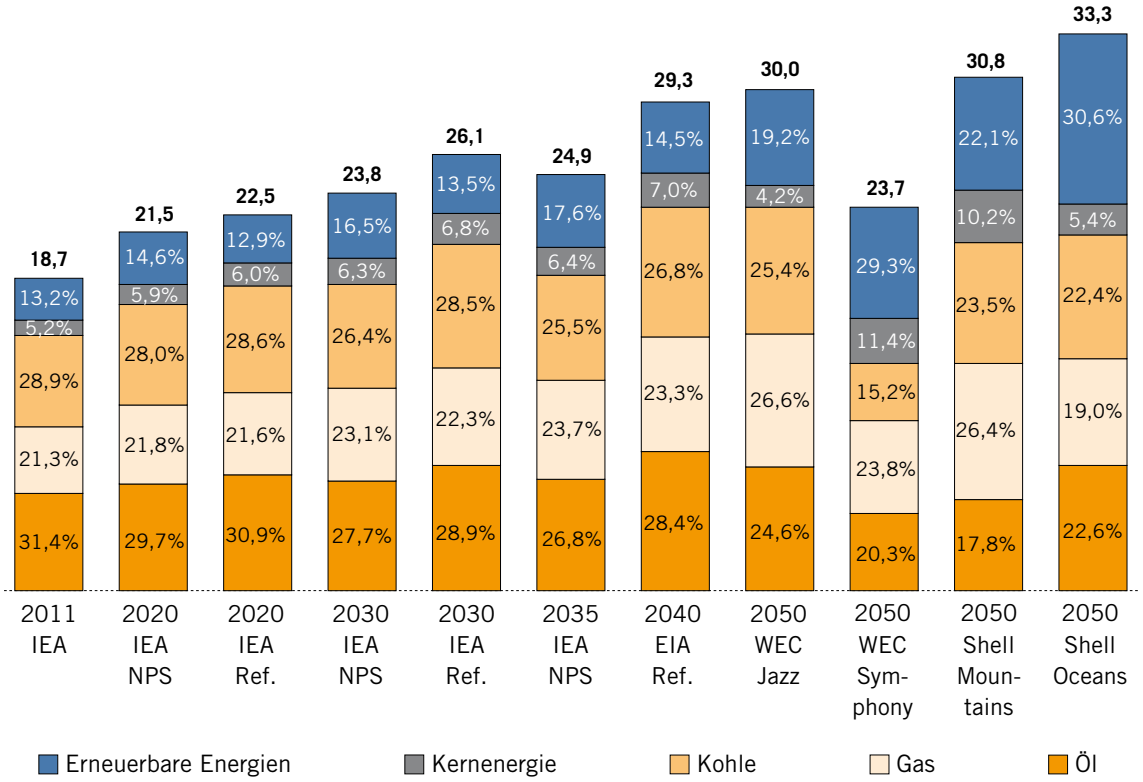
Im Mountains-Szenario wird der globale Primärenergieverbrauch im Jahr 2060 auf knapp 34 Mrd. t SKE geschätzt – gegenüber 18 Mrd. t SKE im Jahr 2010. Der Bedarf steigt dabei in allen Regionen der Welt. Hinsichtlich der genutzten Energiequellen stellen sich deutliche Verschiebungen ein. Wichtigste Entwicklung ist hier die Erschließung umfangreicher neuer Erdgasvorkommen mittels Fracking. Dies entlastet die Ölpreisentwicklung spürbar; nach dem Erreichen des globalen Ölverbrauchs-Peak 2030 (6,8 Mrd. t SKE) sinkt der Bedarf und nur wenige Jahre später löst Erdgas das Öl als weltweit größte Energiequelle ab. Mit dem Aufkommen neuer Regionalmächte zur Mitte des Jahrhunderts wird Kohle als Energiequelle wieder wichtiger und deckt 2060 etwa 8,4 Mrd. t SKE ab (2010: 5,0 Mrd. t SKE). Die Kernenergie verdreifacht sich bis 2060 auf 3,7 Mrd. t SKE. Erneuerbare Energieträger entwickeln sich stetig weiter und decken 2060 etwa 27 % des Primärenergiebedarfs. 62 % entfallen auch dann noch auf fossile Energien. Der Beitrag der Kernenergie macht 11 % aus.

Die weltweite Elektrizitätserzeugung verdreifacht sich bis 2060 im Vergleich zum Stand des Jahres 2010. Erneuerbare Quellen spielen eine bedeutende Rolle. Allein Solar- und Windenergie decken 28 % des Bedarfs, der Anteil aller erneuerbaren Energien erreicht 49 %. 2060 halten aber auch Kohle (25 %) und Kernenergie (16 %) noch einen großen Anteil. Erdgas (10 %) wird eine wichtige Rolle beim Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne beigemessen.

Die CO_2-Emissionen steigen bis 2030 weiter an (41 Mrd. CO_2), reduzieren sich danach aber deutlich auf 17 Mrd. t CO_2, was fast einer Halbierung gegenüber dem heutigen Emissionsniveau entspricht.

Im Oceans-Szenario verdoppelt sich der weltweite Primärenergieverbrauch bis 2060 auf 36 Mrd. t SKE und übertrifft damit die im Mountains-Szenario aufgezeigte Entwicklung. In der EU und in Nordamerika stagniert der Bedarf weitgehend, alle anderen Regionen treiben den Verbrauch jedoch deutlich nach oben. Die Entwicklung der nicht-konventionellen Erdgasvorkommen enttäuscht weitgehend und hat außerhalb der USA kaum Erfolg. Zwar legt der Erdgasverbrauch bis 2040 auf 6,4 Mrd. t SKE zu, doch übernimmt Erdgas keine dominante Rolle, wie im Mountains-Szenario; insbesondere löst es nicht das Erdöl als wichtigste Quelle ab. Der Ölbedarf steigt weiter stark an und stabilisiert sich erst 2040 bei etwa 7,5 Mrd. t SKE. Dies treibt den Ölpreis in die Höhe, das Oceans-Szenario ist daher auch von dauerhaft hohen Öl- und Energiepreisen geprägt.

Abbildung 2.5: Szenarien zum globalen Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Mrd. t SKE



Quelle: H. W. Schiffer

Biomasse und Biotreibstoffe übernehmen mit der Entwicklung neuer Technologien ab 2030/2040 einen wichtigen Teil der Bedarfsdeckung; 2060 beträgt deren Produktion zusammen genommen 3,3 Mrd. t SKE. Kohle ist weiterhin eine wichtige Basis der Energieerzeugung. Bis 2030 steigt der Bedarf deutlich auf 7,6 Mrd. t SKE an und stabilisiert sich dann auf hohem Niveau. In Ermangelung politischer Unterstützung spielt Kernenergie nur eine vergleichsweise geringe Rolle. Zwar erhöht sich die Stromerzeugung aus Kernenergie in absoluten Größen um 80 %; allerdings bleibt der Beitrag der Kernenergie zur Deckung des gesamten Primärenergiebedarfs auf 5 % begrenzt. Die hohen Preise herkömmlicher Energiequellen führen zu massiver Weiterentwicklung erneuerbarer Energien, die ab 2030 signifikante Anteile des Verbrauchs decken.

Der Strombedarf wächst weltweit stark an; bis 2060 kommt es beinahe zu einer Vervierfachung im Vergleich zum Stand des Jahres 2010. Die Kohle übernimmt weiterhin eine bedeutende Rolle. Erneuerbare Energien entwickeln sich kontinuierlich weiter und decken ab 2030 die steigende Nachfrage. Später verdrängen sie andere Energieträger immer mehr. Allein die Solarenergie sorgt 2060 für fast die Hälfte der Stromproduktion. Mit einem höheren Anteil von Erneuerbaren wird ein immer größerer Teil des Energiebedarfs durch Strom gedeckt. Folge des höheren Wirtschaftswachstums ist auch ein stärkerer Anstieg der Emissionen von Treibhausgasen. Der CO_2-Ausstoß nimmt auf 43 Mrd. t im Jahr 2030 zu und verbleibt dann auf hohem Niveau.

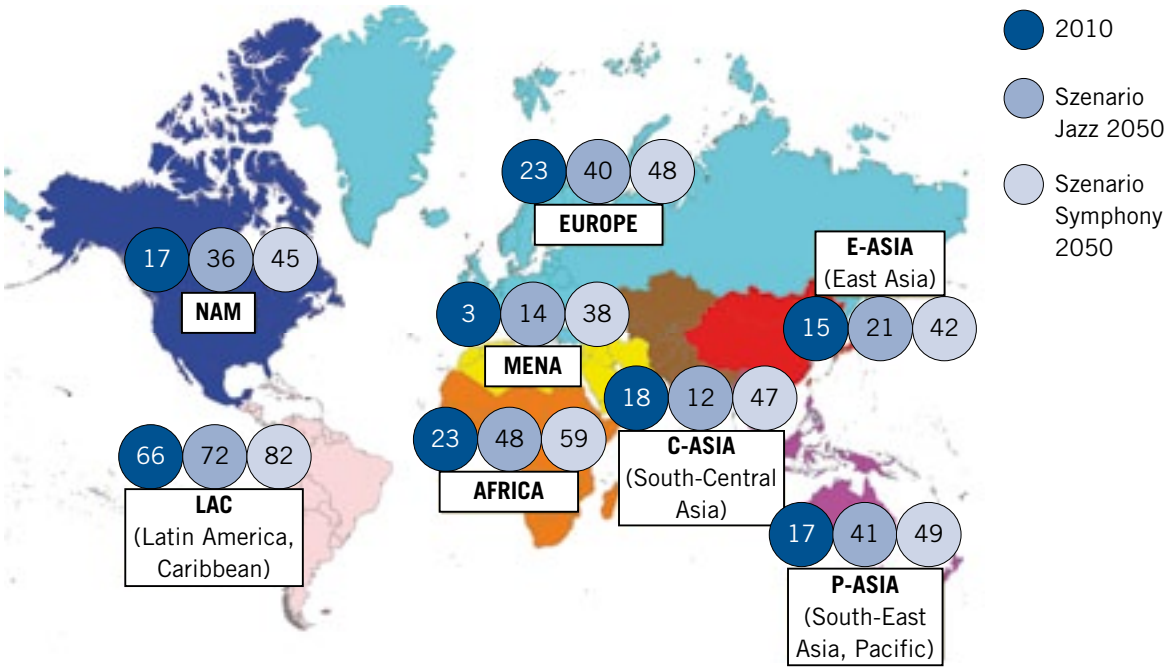
Outlook von ExxonMobil bis 2040

ExxonMobil hat – im Unterschied zu Shell – mit seinem jährlichen Ausblick eine Prognose zur Zukunft der globalen Energieversorgung bis 2040 vorgelegt. Gemäß der 2013 veröffentlichten Analyse wächst der Weltenergieverbrauch bis 2040 – verglichen mit 2010 – um 35 %.

Nach Energieträgern ergibt sich weltweit folgendes Bild (2040 im Vergleich zu 2010):

- Mineralöl: + 25 %

Abbildung 2.6: Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung nach Welt-Regionen in %



Quelle: World Energy Council, World Energy Scenarios, 2013

- Erdgas: + 64 %
- Kohle: Zunahme bis 2025 um 16 % und danach bis 2040 Rückgang auf das Ausgangsniveau im Jahr 2010
- Kernenergie: Verdoppelung in absoluten Größen
- Erneuerbare Energien: Erhöhung um 51 %, wobei sich der Beitrag der neuen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne etc.) vervierfacht.

Der Stromverbrauch steigt um 85 % und damit stärker als der gesamte Energieverbrauch. Treiber dieser Entwicklung ist primär, und zwar zu mehr als drei Viertel, der Industriesektor. Nach Einsatzenergien wird folgende Entwicklung prognostiziert: Verdoppelung des Beitrags von Erdgas und Kernenergie. Demgegenüber nimmt der Einsatz von Kohle bis 2025 nur noch um knapp 20 % zu und geht danach fast wieder auf das Niveau des Jahres 2010 zurück. Der Einsatz von Wasserkraft, Wind, Sonne und anderen erneuerbaren Energien steigt bis 2040 um 140 % an.

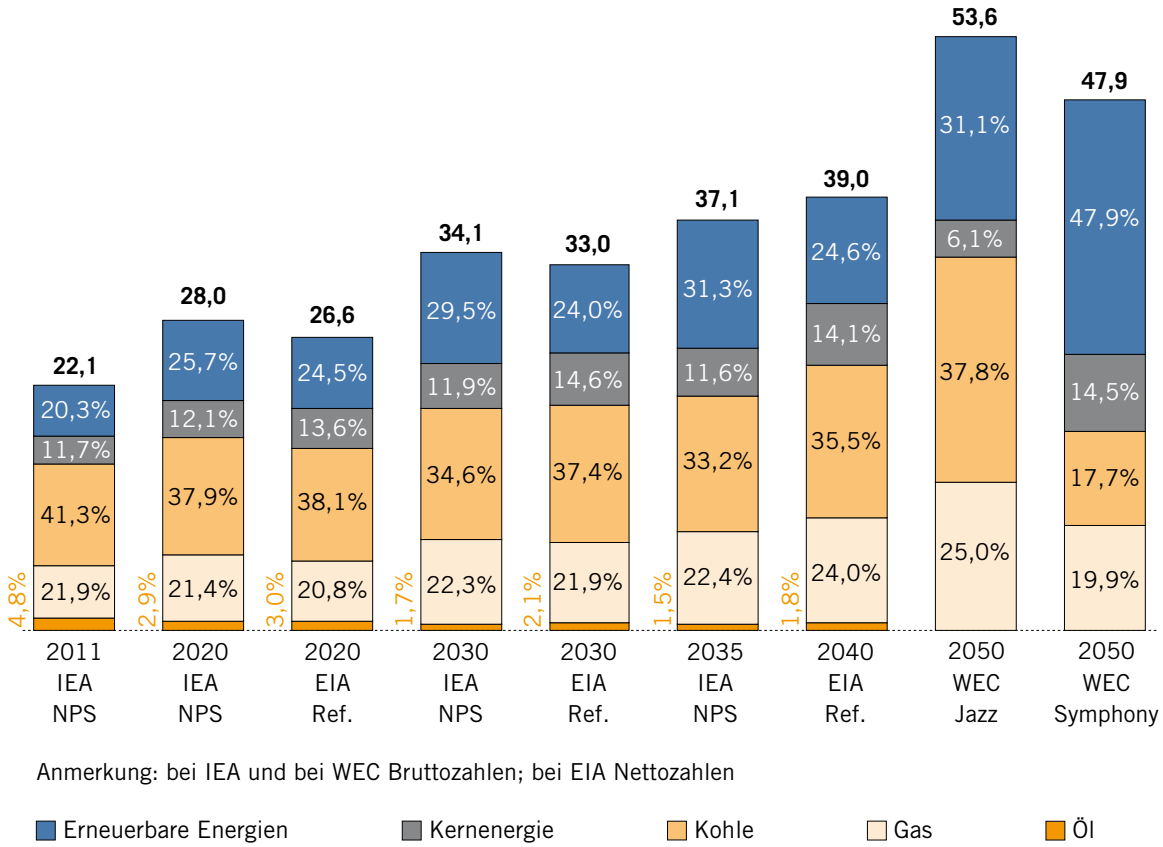
Der Anteil der fossilen Energien an der Deckung des Primärenergieverbrauchs sinkt von 82 % im Jahr 2010 um fünf Prozentpunkte auf 77 % im Jahr 2040. Fossile Energien bleiben somit das Rückgrat der Energieversorgung. Der Beitrag der Kernenergie erhöht sich im gleichen Zeitraum von 5 % auf 8 %. Erneuerbare Energien (einschließlich Biomasse und Wasserkraft) legen von 13 % auf 15 % zu.

BP Energy Outlook 2035

Der jährliche Energy Outlook, zuletzt im Januar 2014 vorgelegt, basiert auf erwarteten Trends bezüglich Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum sowie auf für wahrscheinlich gehaltenen Entwicklungen in Politik und Technologie.

Auf Basis dieser Grundannahmen rechnet BP mit einem globalen Anstieg der Energienachfrage um 41 % im Zeitraum 2012 bis 2035. Treiber sind auch hier die aufstrebenden Schwellen- und Entwicklungsländer. Auf der Angebotsseite werden Veränderungen im Versorgungsmuster erwartet. Nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen werden eine wachsende Bedeutung zugeschrieben. Die USA werden Selbstversorger mit Energie, während China und Indien zunehmend von Energieimporten abhängig werden.

Abbildung 2.7: Szenarien zur globalen Stromerzeugung nach Energieträgern in Mrd. MWh



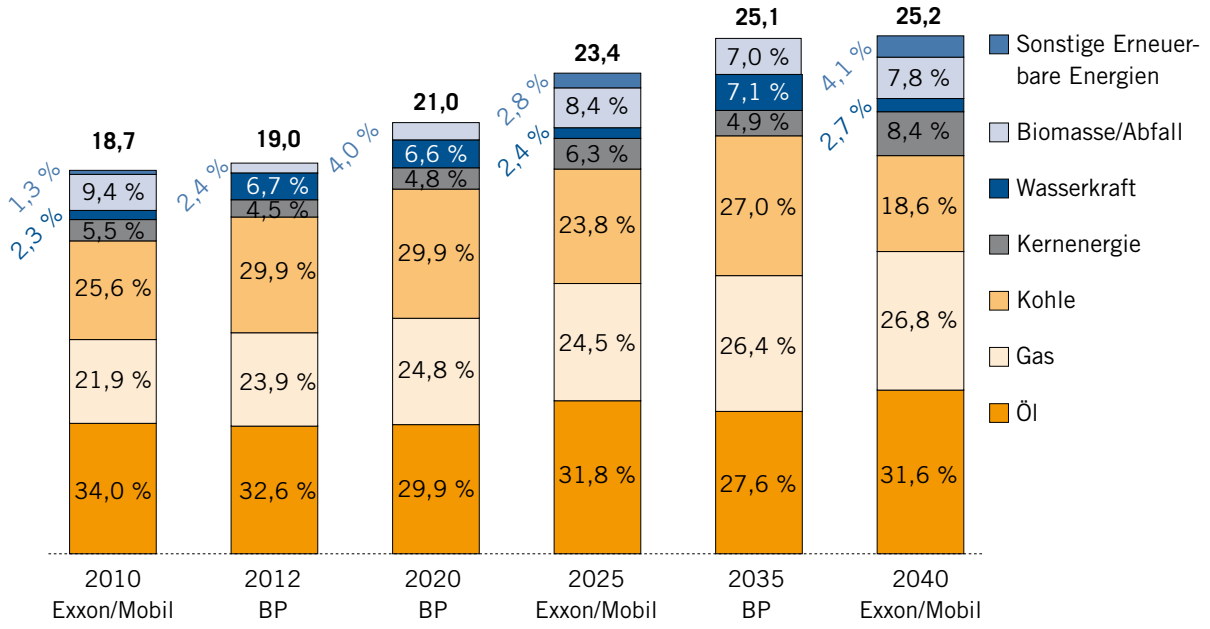
Quelle: H. W. Schiffer

Der Anteil fossiler Energien am Primärenergieverbrauch beträgt auch 2035 noch 81 % gegenüber 86 % im Jahr 2012. Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) kommen 2035 auf 7 % gegenüber 2 % im Jahr 2012. Der Beitrag von Wasserkraft und von Kernenergie bleibt konstant.

Der Energieverbrauch zur Stromerzeugung nimmt im Zeitraum 2012 bis 2035 überproportional stark zu und ist für 57 % des globalen Wachstums des Primärenergieverbrauchs verantwortlich. Zur Deckung des wachsenden Stromverbrauchs tragen insbesondere Erdgas und erneuerbare Energien bei. Demgegenüber verlieren Kohle und Erdöl Marktanteile. Trotzdem bleibt Kohle wichtigste Energiequelle zur Stromerzeugung. Entsprechend ändert sich der Energiemix in der Stromerzeugung vor allem zugunsten von erneuerbaren Energien. Allerdings tragen erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft gerechnet) nach den BP-Analysen auch 2035 erst mit 13 % zur weltweiten Stromerzeugung bei. Die CO_2-Emissionen aus der Nutzung von Energie nehmen bis 2035 weiter zu, und zwar mit Raten von durchschnittlich 1,1 % pro Jahr. Das bedeutet, dass die CO_2-Emissionen für 2035 um 29 % höher eingeschätzt werden als für 2012. Damit bewegen sie sich – trotz klimapolitischer Maßnahmen – auf einem Pfad oberhalb des von Klimawissenschaftlern empfohlenen Niveaus (450 ppm).

Zentrale Botschaften des Berichts sind: Die Marktkräfte und Wettbewerb sind die entscheidenden Treiber für Effizienz und Innovation – nicht nur bei der Hebung zusätzlicher nicht-konventioneller Versorgungsquellen an Erdöl und Erdgas sondern auch für Energieeffizienz auf der Angebots- und Nachfrageseite und bei der Begrenzung des Wachstums der CO_2-Emissionen. Die steigende Nachfrage nach Energie kann gedeckt werden, solange den Wettbewerbskräften der Raum gegeben wird, Technologie und Innovation voranbringen zu können.

Abbildung 2.8: Prognosen zum globalen Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Mrd. t SKE



Quelle: H. W. Schiffer

Fazit weltweite Energieversorgung

- In allen in den Vergleich einbezogenen Szenarien und Prognosen wird von einem künftig weiter steigenden Primärenergieverbrauch ausgegangen.
- Fossile Energien bleiben bis Mitte des Jahrhunderts die wichtigste Basis für die Energieversorgung. Ihr absoluter Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs wird zunehmen. Der Anteil von Kohle, Erdöl und Erdgas am Primärenergieverbrauch liegt auch in Szenarien, die eine sehr ambitionierte Klimapolitik unterstellen, langfristig deutlich über 60 %.
- Erneuerbare Energien verzeichnen die stärksten Wachstumsraten unter allen Energiequellen. Dennoch bleibt ihr Anteil an der Deckung des Primärenergieverbrauchs noch auf Jahrzehnte unterhalb von 30 %.
- Kernenergie ist gemäß dem überwiegenden Teil der Szenarien und Prognosen kein „game changer“. Der künftige Beitrag der Kernenergie zur Deckung des Primärenergieverbrauchs wird zwischen 5 bis 6 % entsprechend dem heutigen Anteil und maximal 10 % eingeschätzt.
- Ein Rückgang der globalen CO_2-Emissionen kann ab etwa Mitte der 2020er Jahre erreicht werden, wenn die internationalen Klimaverhandlungen zu verbindlichen Begrenzungsverpflichtungen führen und konsequent auf verstärkte Energieeffizienz, den Ausbau erneuerbarer Energien und die Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO_2 gesetzt wird.

2.3 COP-19 in Warschau

Das Fehlen eines messbaren Fortschrittes bei den Klimaverhandlungen in Warschau macht es für die EU zunehmend schwerer, eine Einigung auf Klimaziele für 2030 zu erreichen und eine strukturelle Reform des EU-Emissionshandelssystems anzugehen.

Viele Ergebnisse der COP-19 (Conference of the Parties) sind Kompromiss- und Zwischenlösungen, die 2014 mit hoher Wahrscheinlichkeit erneut diskutiert werden und damit das Erreichen einer finalen Einigung bis 2015 stark in Zweifel ziehen.

Es gab weder bei der anzustrebenden globalen Reduktionsrate für Treibhausgasemissionen noch deren Aufteilung auf einzelne Länder sichtbare Fortschritte. Aktuell laufen die Verhandlungen darauf hinaus, bis März 2015 freiwillige Reduktionszusagen einzelner Länder einzusammeln, zu verifizieren und dann zu aggregieren. Beobachter sind sich jedoch einig, dass ein derartiger Ansatz nicht die notwendigen globalen Reduktionsanstrengungen zusammenbringen wird, die zuletzt z. B. das IPPC in seinem jüngsten Sachstandbericht oder die Internationale Energieagentur in ihrem World Energy Outlook 2013 ableiten. Die Hoffnung auf weitere Zusagen richtet sich jetzt auf ein Gipfeltreffen der Regierungschef mit UN-Sekretär Ban Ki Moon am 23. September 2014 in New York.

Wesentliche Entscheidungen der COP-19 betrafen prozedurale Themen (Verhandlungen zur Durban Plattform) und Entscheidungen zur Finanzierung: Die Entwicklungsländer waren tief enttäuscht, dass in Warschau lediglich der Fonds zur Klimaanpassung um 100 Mio. US$ erhöht wurde. Der Anpassungsfonds ist wegen der niedrigen Erlöse aus dem „Clean development mechanism“ (CDM) in finanziellen Schwierigkeiten. Die Abgabe von zwei Prozent der Erlöse aus dem CDM ist aber neben den finanziellen Beiträgen der Industrieländer eine Haupteinnahmequelle des Anpassungsfonds. Der Fonds soll Entwicklungsländer bei der Anpassung an den Klimawandel finanziell unterstützen.

Dagegen wurden keine weiteren Zusagen beim „Green Climate Fund“ (GCF) erzielt, der ab 2020 mit jährlich 100 Mrd. US$ Projekte zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in den Entwicklungsländern finanzieren soll. Der GCF wurde 2010 beschlossen und soll die Entwicklung zu einer Niedrigemissionswirtschaft fördern. Mit dem angestrebten Volumen wäre er der größte Klimafonds weltweit.

Die Arbeiten zu neuen Marktmechanismen, die perspektivisch CDM und die „Joint Implementation“ (JI) ablösen sollen, stagnierten. In Durban wurde sich auf einen grundsätzlichen Marktmechanismus geeinigt, der aber verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten zwischen den

Abbildung 2.9: Die weltweiten Emissionen von 1990 bis 2012

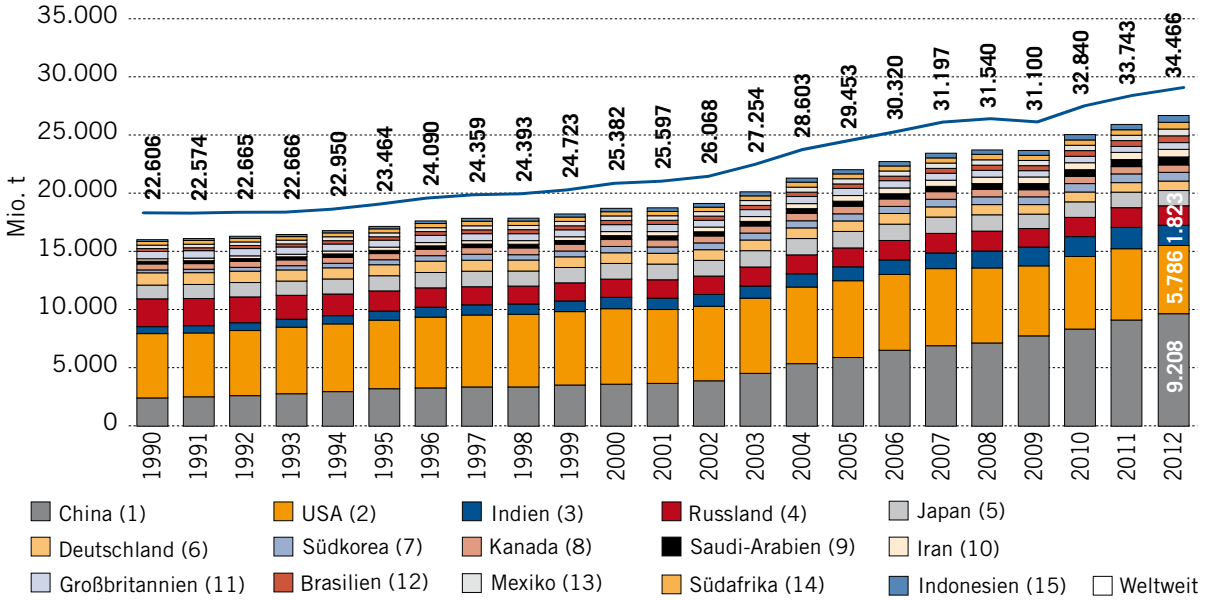


Abbildung: Die 15 größten Emittenten sind für knapp drei Viertel der weltweiten CO_2-Emissionen verantwortlich, Stand 2012. Die 15 größten Emittenten sind dabei die gleichen 15 Länder wie bereits im Vorjahr. Unter den ersten fünf befindet sich dabei kein EU-Mitgliedsstaat.

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2013

Vertragsstaaten zulässt. Zu klären wäre beispielsweise, ob nur Länder mit ambitionierten Klimaschutzzielen daran teilnehmen dürfen. Ebenso wurde in Durban mit der Diskussion begonnen, wie verschiedene Emissionshandelssysteme zusammengeführt werden können. Die Diskussionen wurden in Warschau weitergeführt, jedoch sind die Differenzen zwischen den Industrie- und Entwicklungsländern zu groß, als dass eine Einigung in Sicht wäre.

Die neuen Verlust- und Schadensmechanismen sollen Opfern von Flut, Überschwemmungen und Orkanen helfen – diese Unwetter werden auch als Effekt des Klimawandels gesehen. Die neuen Mechanismen sollen die betroffenen Länder vor allem technisch unterstützen. Der UNFCCC mobilisiert bereits einen Fonds für Vermeidung und Anpassung, hatte aber bislang kein klares Mandat, um Ländern bei Verlusten und Schäden zu helfen. Eine neue Arbeitsgruppe wird sich nun mit dem Komplex „loss and damage“ beschäftigen. Das erfolgt unter dem Schlagwort „Warschau-Mechanismus“.

Vergleicht man die spezifischen CO_2-Emissionen pro Kopf für einige Länder, ist eine Trendumkehr bei den globalen Emissionen kurzfristig nicht zu erwarten.

Bei den größten Emittenten im Jahr 2012 wiesen lediglich drei Länder eine Reduktion im Vergleich zu 1990 auf. Führend ist hierbei Russland mit 0,645 Mrd. t (-27 %), Deutschland mit 0,216 Mrd. t (-21 %) und das Vereinigte Königreich mit 0,92 Mrd. t (-15 %). Die drei genannten Länder vermieden insgesamt 0,953 Mrd. t in dem Zeitraum – das ist weniger als die Steigerung alleine von Indien im gleichen Zeitabschnitt. Für das Jahr 2013 konnte Deutschland nach einer ersten Analyse des Umweltbundesamts vom März 2014 die Emissionen um 23,8 % verringern.

Die COP-20 soll vom 1. bis zum 12. Dezember 2014 in Lima (Peru) stattfinden. Für die COP-21 wurde Paris ausgewählt vom 30. November bis zum 11. Dezember 2015. Hier soll die Entscheidung für ein globales Klimaabkommen wirksam ab 2020 fallen. Im April 2014 veröffentlichte der UN-Weltklimarat seinen fünften Sachstandsbericht, an dem rund 600 Wissenschaftler aus rund 120 Staaten mitgearbeitet haben. Der UN-Weltklimarat geht davon aus, dass die international vereinbarte Obergrenze erreicht werden kann. Dabei verringert sich für eine Zwei-Grad-kompatible Entwicklung in diesem Jahrhundert der jährliche Konsumzuwachs um 0,04 bis 0,14 % gegenüber einer Entwicklung ohne Klimaschutzpolitiken. In diese Berechnungen sind weder Zusatznutzen noch vermiedene Kosten durch Anpassungsmaßnahmen oder Schäden des Klimawandels einbezogen. Innerhalb der nächsten zwei Dekaden kann laut IPCC zu moderaten Preisen reagiert werden. Bei Emissionen deutlich über 50 Mrd. t CO_2eq im Jahr 2030 würden die nachfolgenden Minderungsraten pro Jahr im Mittel bei 6 % statt 3 % liegen, d. h. eine zeitliche Verzögerung wird zu hohen Folgekosten führen.

Tabelle 2.1

Land	Spezifische Emissionen pro Kopf in t CO_2
Indien	1,48
Brasilien	2,02
Türkei	4,12
Schweden	4,44
Schweiz	4,66
China	5,42
UK	7,12
Polen	8,30
Deutschland	8,96
USA	16,77
Vereinigte Arabische Emirate	19,30

Quelle: World Energy Council, World Energy Trilemma, 2013 Energy Sustainability Index

Die Szenarien zeigen, dass sich die Emissionen im Energiesektor ohne Klimaschutzmaßnahmen bis 2050 verdoppeln, wenn nicht verdreifachen könnten. Dabei steigt der Energiebedarf der End-Verbrauchsektoren Verkehr, Gebäude bis 2050 um etwa die Hälfte und bleibt unverändert im Industriebereich. Die Welt kann es sich dabei leisten, auf eine kohlenstofffreie Energiegewinnung zu wechseln (Erneuerbare, CO_2-Abscheidung und Kernenergie).

Im Verkehrssektor können bis zum Jahr 2050 bis zu 20 bis 50 % der Emissionen im Vergleich zu einem Business-as-usual Szenario vermieden werden. Die Steigerung der Energieeffizienz von Fahrzeugen oder die Einführung von kohlenstoffarmen Treibstoffen, Änderungen des Nutzungsverhaltens sind Beispiele für erfolgreiche Minderungsstrategien. Im Gebäudebereich kann durch Nutzung fortschrittlicher Technologien, der energetischen Sanierung des Bestands und Einführung von Energieeffizienzstandards für Neubauten der Endenergieverbrauch bis 2050 stabilisiert bzw. gesenkt werden. Im Industriesektor kann durch verbreiteten Einsatz der besten bereits heute verfügbaren Technologien die Energieintensität um ein Viertel gegenüber dem aktuellen Niveau gesenkt werden. Durch technologische Entwicklungen zur Verbesserung der Energieeffizienz sind Reduktionen um weitere 20 % möglich.

2.4 Technologien zur Stromspeicherung

Die Energiewende mit dem Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (EE) und einem damit verbundenen rasanten Ausbau von zeitlich schwankendem Wind- und Solarstrom stellt hohe Flexibilitätsanforderungen an das Stromsystem. So können Einspeisungen von Wind- und Solarstrom sowohl über längere Zeiträume – wie Wochen und Monate – als auch über sehr kurze Zeiträume wie Stunden (und kürzer!) sehr stark schwanken. Mit wachsendem Ausbau Erneuerbarer werden zukünftig sowohl steuerbare Kraftwerke als auch Stromverbraucher zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen bzw. beitragen müssen. Hierbei werden insbesondere in etablierte wie auch in neue Technologien zur Speicherung von Strom große Hoffnungen gesetzt.

Welche Technologien stehen zur Stromspeicherung grundsätzlich zur Verfügung?

Bei den Technologien zur Stromspeicherung kann man in erster Näherung zwischen Großspeichern für die Anwendung auf der Höchstspannungsebene und dezentralen Speichern für die Anwendung auf Verteilnetz- bzw. Endkundenebene unterscheiden.

Je nach Anwendung kommen hierbei Speichertechnologien mit unterschiedlichen technischen und ökonomischen Eigenschaften zum Einsatz, die dann entsprechend ihren spezifischen Stärken und Schwächen eingesetzt werden können. Großspeicher sind z. B.

- **Wasserspeicher** – Hierzu zählen Pumpspeicher- und Wasserspeicherkraftwerke (Reservoire). Pumpspeicherwerke befördern bei günstigen Strompreisen Wasser auf eine größere Höhe und gewinnen den Strom bei Bedarf und rentablen Strompreisen durch Nutzung der Fallhöhe zurück. Pumpspeicher sind eine auf dem Strommarkt etablierte Technologie, die z. B. in deutschen Mittelgebirgen oder in der Alpenregion eingesetzt wird.[2]

- **Druckluftspeicher** (CAES – Compressed Air Energy Storage) – Bei dieser Technologie wird bei niedrigen Strompreisen Luft z. B. in unterirdischen Salzkavernen verpresst; der Strom wird dann bei Bedarf über Nutzung der Druckluft wiedergewonnen. Zu unterscheiden sind hier diabate Druckluftspeicher (inklusive Gaszufeuerung) und adiabate Druckluftspeicher (ohne Gaszufeuerung, dafür aber mit einem Wärmespeicher, der die Kompressionswärme bei der Lufteinlagerung speichert und damit später bei der Entladung den Luftstrom wieder erhitzt). Während die diabate Druckluftspeichertechnologie bereits ein eher „altes“ Konzept ist, steckt das adiabate Druckluftspeicherkonzept noch in den Kinderschuhen.

- **Konventionelle Batterien** (z. B. Bleidioxid, Lithium-Ionen, Natrium-Schwefel oder NiCd-Batterien) – heute sind vielfältige Varianten von konventionellen Batterien mit unterschiedlicher Technologiereife verfügbar. „Platzhirsch“ für größere stationäre Anwendungen sind heute die Bleisäurebatterien. Aufgrund von erwarteten Kostenreduktionen könnten Lithium-Ionen Batterien langfristig die Bleidioxidbatterie als günstigste Batteriespeichertechnologie allerdings ablösen. In der Regel weisen Batterien relativ hohe Wirkungsgrade auf, leiden aber unter kurzen Lebensdauern bzw. hohen Investitionskosten.

- **Flüssigbatterien** („Redox Flow Battery“) – es gibt einige Flüssigbatteriekonzepte, deren Entwicklung in den letzten Jahren allerdings ins Stocken geraten ist.

- **Wasserstoffspeicher** – Wasserstoffspeicher können in Kombination mit Wasserstoffturbinen (großtechnische Anwendung in 100 MW Bereich) oder Brennstoffzellen (Kleinanwendung im KW bis wenige MW Bereich) ausgestaltet werden. Die Wirkungsgrade sind vergleichsweise gering, die Investitionskosten jedoch hoch.

- **Power-to-Gas** (to Power) – Die Erzeugung von Wasserstoff bzw. die Methanisierung von Überschuss-Strom (aus Wasserstoff und CO_2 wird Erdgas (Methan) erzeugt) ist mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden (rund 2/3 des Stroms gehen verloren).

Die mit Abstand wichtigste Technologie unter den heutigen stationären Speichertechnologien sind die Wasserspeicher. Zudem gibt es einige wenige Druckluftspeicher (z. B. in Huntorf (Norddeutschland) oder in Macintosh (USA)) und Batteriesysteme in MW Größe (z. B. in den USA oder Japan).

Dezentrale Speicher können z. B. auf Ebene des Verteilnetzes bzw. in Untereinheiten („dezentrale Systemspeicher“) oder direkt bei Endkunden (z. B. im einzelnen Haushalt) eingesetzt werden (kW bis 10 MW Bereich). Zu den dezentralen Speichertechnologien zählen insbesondere **Konventionelle Batterien** (Blei, Lithium-Ionen, NiCd, etc.) – auch als Speicher in Elektrofahrzeugen (E-Cars),

2 Einen Überblick zum Thema liefert die Studie vom Weltenergierat – Deutschland und Prognos (2012) „Bedeutung internationaler Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende“

Schwungräder/Schwungmassenspeicher, oder **Elektrodynamische Speicher**, also die Speicherung im Magnetfeld von Spulen, insbesondere supraleitenden Spulen (SMES), und Kondensatoren.

Viele dieser Speichertechnologien werden heute in noch kleinerer Ausführung in mobilen Anwendungen (Batterien, Schwungräder zur Wiedergewinnung von Bremsenergie in Autos oder Zügen) oder zur Verbesserung der Spannungsqualität benutzt.

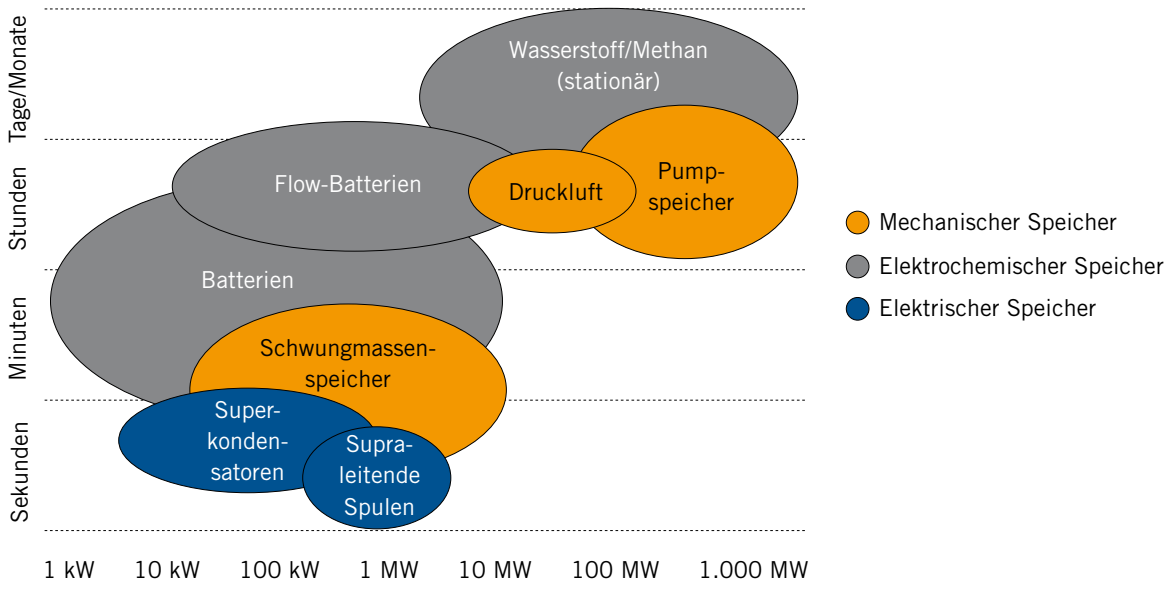
Daneben findet in jüngerer Zeit das Konzept der Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wärme („Power-to-Heat") Aufmerksamkeit. Hierbei wird Strom durch Erhitzen von Wasser in Wärme umgewandelt, die Wärme gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt bei Bedarf eingesetzt, z. B. als Prozess- oder Raumwärme. Da der Strom i. d. R. nicht rückgewonnen wird, handelt es sich streng genommen nicht um einen „Stromspeicher", sondern um eine Option für nachfrageseitiges Lastmanagement analog z. B. zur Flexibilität des Stromeinsatzes bei Kühlprozessen. Auf diese Weise können z. B. EE-Erzeugungsspitzen bei geringer Stromnachfrage aufgenommen und genutzt werden. Bei „Power to-Heat" handelt es sich um eine bekannte und robuste, heute verfügbare Technologie, die spezifischen Investitionskosten für den Elektrokessel sind relativ gering und die Größe der Anlagen in Bezug auf Leistung des Speichers sind relativ frei dimensionierbar. Zum Einsatz können Wärmspeicher v.a. dann kommen, wenn ein entsprechender Wärmebedarf mit ausreichend Flexibilität verfügbar ist und die Kosten zur Deckung des Gesamtwärmebedarfs unter Berücksichtigung der Flexibilität nicht wesentlich höher sind als bei alternativen Technologien zur Wärmeerzeugung (z. B. Erdgas, Solarthermie, Wärmpumpen).

Wodurch unterscheiden sich die Speichertechnologien?

Die Speichertechnologien sind bezüglich ihrer technischen und ökonomischen Eigenheiten unterschiedlich. Wesentliche **technische** Parameter sind z. B.:

- **Wirkungsgrad** – es gibt große Unterschiede bezüglich des Wirkungsgrades von Speichern. Während Pumpspeicherwerke und Batterien Zyklen-Wirkungsgrade (Einlagern – Speichern – Ausspeisen) von über 80 % aufweisen, also innerhalb eines Zyklus rund 20 % der Energie verloren geht, liegen die Verluste bei Wasserstoffspeichern bzw. bei der Methanisierung von Wasserstoff bei rund 65 % – es geht also 2/3 der aufgenommenen Energie verloren. Druckluftspeicherkraft-

Abbildung 2.10: Einteilung und Einsatzbereiche elektrischer Energiespeicher



Quelle: Energie für Deutschland 2011

werke weisen moderate bis hohe Wirkungsgrade auf (diabat: ~50 %, adiabat:~70 %).

- **Standortanforderungen** – Manche Speichertechnologien stellen hohe Standortanforderungen. So benötigen Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher Salzstöcke für ihre unterirdischen Kavernen sowie eine gewisse Nähe zum Meer für die Aussohlung der Kaverne in der Bauphase. Pumpspeicherwerke haben sehr hohe Anforderungen in Bezug auf Platzbedarf, das Höhenprofil und die Bodenbeschaffenheit.

- **Verhältnis Be- und Entladezeit** – Je nach Technologie, Wirkungsgrad, Speicherauslegung und Einsatzstrategie bzw. Einsatzort können Be- und Entladezeiten der Speicher variieren.

- **Technische Flexibilität** – Speichertechnologien sind im Allgemeinen vergleichsweise flexibel und in der Lage, ihre Einspeisung oder die Stromaufnahme schnell und mit kurzen Vorlaufzeiten zu verändern. Dies gilt im Prinzip für alle Speichertechnologien

Aufgrund der technischen Besonderheiten der Speicher kommen diese auch in unterschiedlichen Einsatzbereichen zum Zuge. So kommen Technologien mit hohen Speichervolumina i. d. R. zur längerfristigen Einspeicherung von Energie zum Einsatz. Dies gilt z. B. für Pumpspeicherwerke mit großen Wasserreservoiren, Druckluftspeicher oder die Methanisierung von Strom, die perspektivisch eine Rolle spielen könnte. Andere Speicher, die über weniger Speichervolumen verfügen, sind in der Regel von der Erzeugungskapazität pro Anlage kleiner dimensioniert, haben aber aufgrund hoher Flexibilität ihre Stärken v.a. im kurzfristigen Einsatz. Neben den technischen Besonderheiten der Speicher unterscheiden sich die Speichertechnologien darüber hinaus bezüglich ihrer wirtschaftlichen Charakteristik.

- **Fixe Kosten**, insbesondere Investitionskosten – Die fixen Kosten der Speicher hängen von den spezifischen Investitionskosten und der Lebens- bzw. Abschreibungsdauer der Anlage ab. Batterien leiden heute entweder noch unter hohen Investitionskosten (z. B. Lithium- Ionen Batterie) oder unter kurzen Lebensdauern (Bleiakkumulator). Auf großtechnischer Ebene weisen Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicher sowie Wasserstoffspeicher die niedrigsten Fixkosten auf.

- **Variable Kosten** – Variable Kosten von Speichern sind vorrangig die Kosten für die Aufnahme des Stroms, die getrieben werden durch den Wirkungsgrad und den Strompreis, der für den Ladestrom gezahlt werden muss. Bei manchen Speichern sind zudem zusätzliche Brennstoffkosten zu berücksichtigen (z. B. Erdgas bei diabaten Druckluftspeichern).

Für mobile Anwendungen sind darüber hinaus noch Aspekte wie Energiedichte bzw. Volumen und Gewicht des Speichers wichtig, die allerdings für stationäre Anwendungen meist eine untergeordnete Rolle spielen.

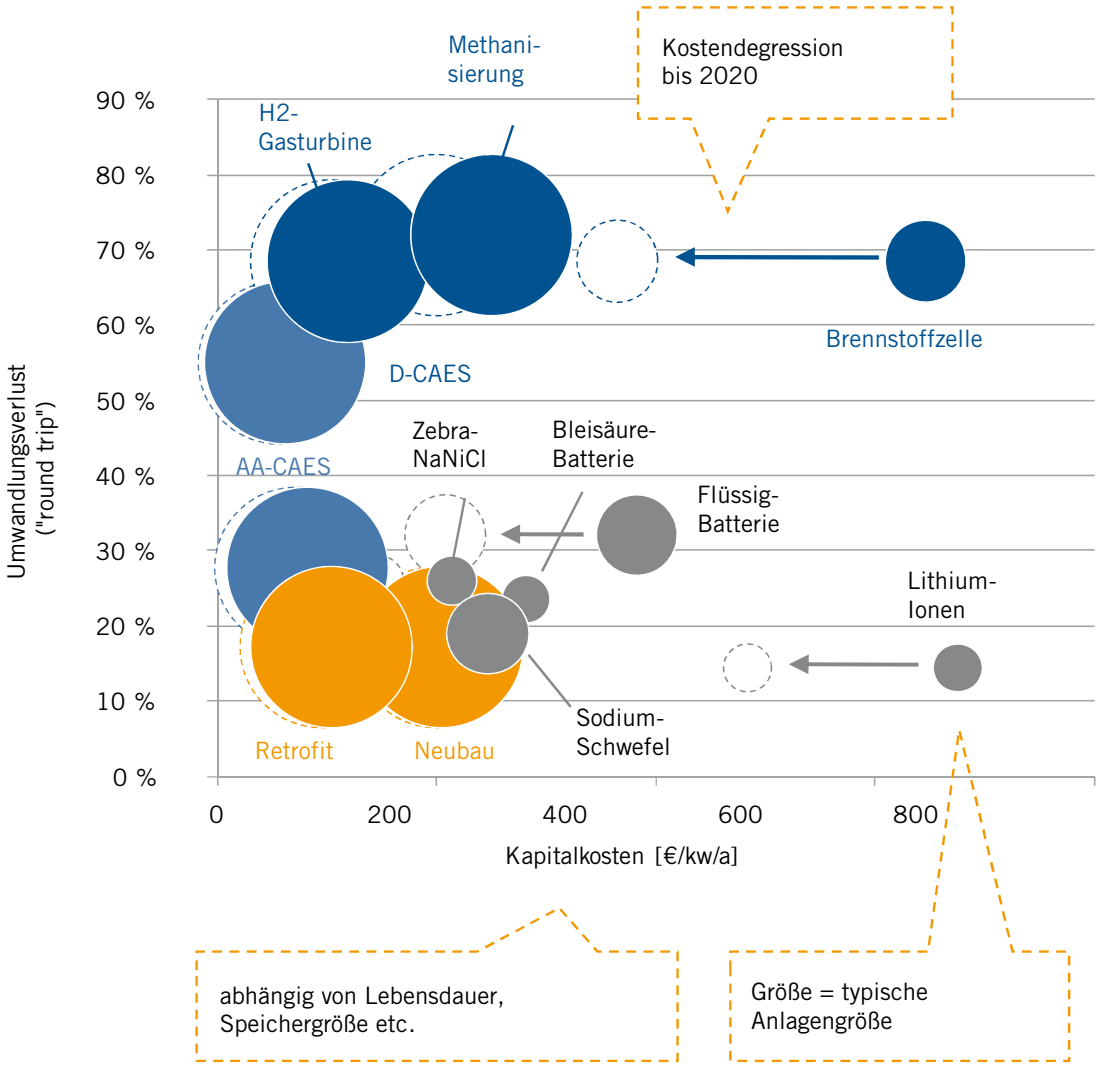
Für den Erfolg einer Speichertechnologie kommt es auf das Zusammenspiel der Eigenschaften an – hohe Wirkungsgrade sind ebenso bedeutend wie lange Lebensdauern und damit verbunden niedrige annuitätische Investitionskosten. Zudem spielt die Skalierbarkeit und die Standortanforderungen der Speicheranwendungen eine Rolle. Abbildung [I] fasst die oben diskutierten Speichertechnologien vergleichend zusammen: unter den großtechnischen Speichern weisen Wasserspeicher im Vergleich zu anderen Speichertechnologien derzeit die beste Kombination aus Wirkungsgrad und Kosten aus – neue Technologien werden aber mittel- bis langfristig noch signifikante Lerneffekte realisieren können.

Welche Speichertechnologien werden heute eingesetzt

Die mit Abstand wichtigste Technologie unter den heutigen stationären Speichertechnologien sind die Wasserspeicher, einschließlich der Pumpspeicherwerke. Von Vorteil sind hierbei insbesondere die hohen Wirkungsgrade von über 80 %. Allerdings sind die Standortverfügbarkeit für Pumpspeicherwerke mit größeren Staubecken in den deutschen Mittelgebirgen und Alpen begrenzt und die Akzeptanz in der Bevölkerung für Neubauten kaum gegeben. Aus diesem Grund werden heute auch unkonventionelle Konzepte entwickelt, bei denen z. B. überlegt wird, Wasserspeicher auch bei „künstlichen“ Gefällen wie ausgeförderten Kohleflözen zu bauen. Diese Ansätze befinden sich allerdings heute noch in der Konzeptionsphase.

Die meisten anderen Speichertechnologien befinden sich noch in der Entwicklungsphase oder haben heute noch keine breitere Wirtschaftlichkeit im Strommarkt erreicht. Herausforderung sind hierbei zumeist die hohen Speicherverluste bzw. geringeren Wirkungsgrade im Vergleich zu den Wasserspeichern. Insofern sind diese Technologien auf dem Strommarkt heute noch Nischentechnologien. So werden z:B. Batterien heute punktuell zur Stabilisierung des Netzbetriebs eingesetzt. Auch größere Wärmespeicher („Power-to-heat“) werden bereits heute ver-

Abbildung 2.11: Beispiel für technische und ökonomische Charakteristika von Speichertechnologie



Quelle: Frontier Economics

schiedentlich eingesetzt, v.a. im Bereich Fernwärme. Für Druckluftspeicher existieren Pilotprojekte wie z. B. in Huntorf (Norddeutschland) oder in Macintosh (USA)). Ebenso gibt es für die Methanisierung von Strom (Power-to-Gas) eine Reihe von Pilotprojekten in Deutschland, ein breiterer Einsatz dieser Technologie ist allerdings wegen der geringen Wirkungsrade erst in der ferneren Zukunft zu erwarten, und v.a. dann, wenn Strom aus erneuerbaren Energien in sehr großen Mengen über längere Zeitperioden (z. B. Wochen) gespeichert werden soll.

2.5 Kohlenwasserstoffe in der Arktis – Vorräte und Potenziale

Erdöl und Erdgas werden seit Jahrzehnten in der Arktis exploriert und produziert. Über 450 bedeutende Erdöl- und Erdgasfunde, darunter elf sogenannte „Giants“, wurden seit dem Beginn der Exploration Mitte der 1930er Jahre nördlich des Polarkreises on- und offshore getätigt und etwa 5 Mrd. t Erdöl und 30 Bill. m^3 Erdgas wurden seit 1963 in der Arktis nachgewiesen[3]. Gegenwärtig werden in der Arktis etwa 10 % des Erdöls und rund ein Viertel des weltweiten Erdgases produziert. Darüber hinaus werden nach Untersuchungen des US-amerikanischen geologischen Dienstes (USGS) rund 30 % der weltweiten, bislang unentdeckten konventionellen Ressourcen an Erdgas und rund 13 % an Erdöl in dieser Frontierregion erwartet und erhebliche nicht-konventionelle Vorkommen im arktischen Raum angenommen. Bislang konzentrierten sich die Aktivitäten auf die Landbereiche. Mit der Prirazlomnaya Plattform, der ersten eisbeständigen Bohrplattform, hat südlich von Nowaja Semlja im südöstlichen Teil der Barentssee (Petschorasee) die offshore Erdölproduktion in der Arktis 2014 begonnen.

Regionaler Überblick

Die Neufunde in der norwegischen Barentssee dominierten seit den 1980er Jahren mit rund 26 % aller offshore-Erdöl- und Erdgasentdeckungen die Fündigkeiten in der Arktis. In der Barentssee, etwa 140 km nordwestlich von Hammerfest, gibt es die gegenwärtig einzige offshore Förderung im fünftgrößten norwegischen Gasfeld Snøhvit. Die Steuerung erfolgt dabei von der Insel Melkøya nur rund drei Kilometer vor Hammerfest. In den Feldern Goliat (85 km nördlich von Hammerfest) und Skrugard (100 km nördlich von Snøhvit) wurde zudem Erdöl gefunden, sodass auch hier in naher Zukunft mit einem Beginn der Produktion zu rechnen ist. Durch untermeerische Konstruktionen wird der Betrieb weitestgehend vom Meeresboden aus erfolgen, während eine schwimmende und damit flexible Produktions- und Lagereinheit die Verladung ermöglichen soll. Der nördlichste Ölfund wurde 2013 im Wisting Feld nördlich des dreiundsiebzigsten Breitengrades im Hoop-Maud Becken (etwa 300 km nördlich Hammerfest) getätigt. Erste Abschätzungen deuten auf rund 8 bis 22 Mio. t gewinnbaren Erdöls hin und weisen darüber hinaus Erdgasvorkommen aus. Dieser Erdölfund dürfte zusätzliche Explorationsaktivitäten und wahrscheinlich weitere Entdeckungen nach sich ziehen.

Aufgrund hoher Investitionskosten und einer unsicheren Profitabilität sind westliche Firmen aus der Entwicklung des Shtokman Erdgasfeldes, das 1988 etwa 900 km nördlich des Polarkreises in der russischen Barentssee entdeckt wurde, ausgeschieden. Hier werden etwa 3,5 Bill. m^3 Erdgas und 31 bis 37 Mio. t Kondensat erwartet, entsprechend etwa 8 % aller bislang entdeckten Erdgasressourcen der Arktis. Die Entwicklung des Shtokman Gasfeldes ist trotz des enormen Potenzials weiter offen.

Derzeit wird laut USGS Grönland als Region mit den möglicherweise größten bislang nicht entdeckten Kohlenwasserstoff-Vorkommen angesehen. Schon Mitte der 1970er Jahre wurden offshore des südwestlichen Grönlands fünf Bohrungen abgeteuft, die Hinweise auf ein Erdgaspotenzial gaben. In den frühen 1990er Jahren wurde bei intensiven Explorationstätigkeiten eine Vielzahl natürlicher Erdölaustritte am Meeresboden entdeckt, die als Hinweise auf mögliche Lagerstätten gewertet werden können. Fünf Explorationslizenzen wurden damals vergeben und jeweils eine Onshore- und eine Offshore-Bohrung abgeteuft. Seit 2007 wurden weitere sieben Lizenzen vor Westgrönland, sieben in der Baffin Bucht und vier vor Südgrönland vergeben. Mehrere Bohrungen erbrachten den Nachweis von Erdgas, aber nicht im kommerziellen Maßstab. Auch in Nordostgrönland gab es die ersten Lizenzrunden. Sollten sich die vom USGS postulierten Vorkommen bestätigen, würde Nordostgrönland an die 19. Stelle unter den 500 bekannten großen Erdöl- und Erdgasprovinzen rücken.

In der kanadischen Arktis wurden in den vergangenen Jahrzehnten vergleichsweise intensive erdölgeologische Untersuchungen durchgeführt und dabei über 100 Bohrungen abgeteuft. Obwohl dem Mackenzie Delta und dem Sverdrup Becken ein großes Erdgaspotenzial zugeschrieben wird, kam es aufgrund der komplexen Geologie und hoher Kosten bislang zu keiner Erschließung von Vorkommen.

Die Schelfgebiete der sibirischen Arktis gehören zu den am wenigsten erforschten Regionen der Erde, obwohl hier in den 1940er Jahren erste Bohrungen auf Erdöl an der Südküste der Laptewsee abgeteuft wurden. Neuere Forschungsarbeiten haben das ursprünglich vermutete Potenzial an Erdöl und Erdgas signifikant nach unten korrigiert. Dies liegt vor allem an der relativ jungen Anlage der sedimentären Becken in der Oberkreidezeit, die die Bildung von Kohlenwasserstoffen in vielen Fällen ausschließt. Dennoch haben ExxonMobil und die staatliche russische Firma Rosneft kürzlich ein Joint Venture Pro-

3 sog. „proven plus probable technically recoverable resources“

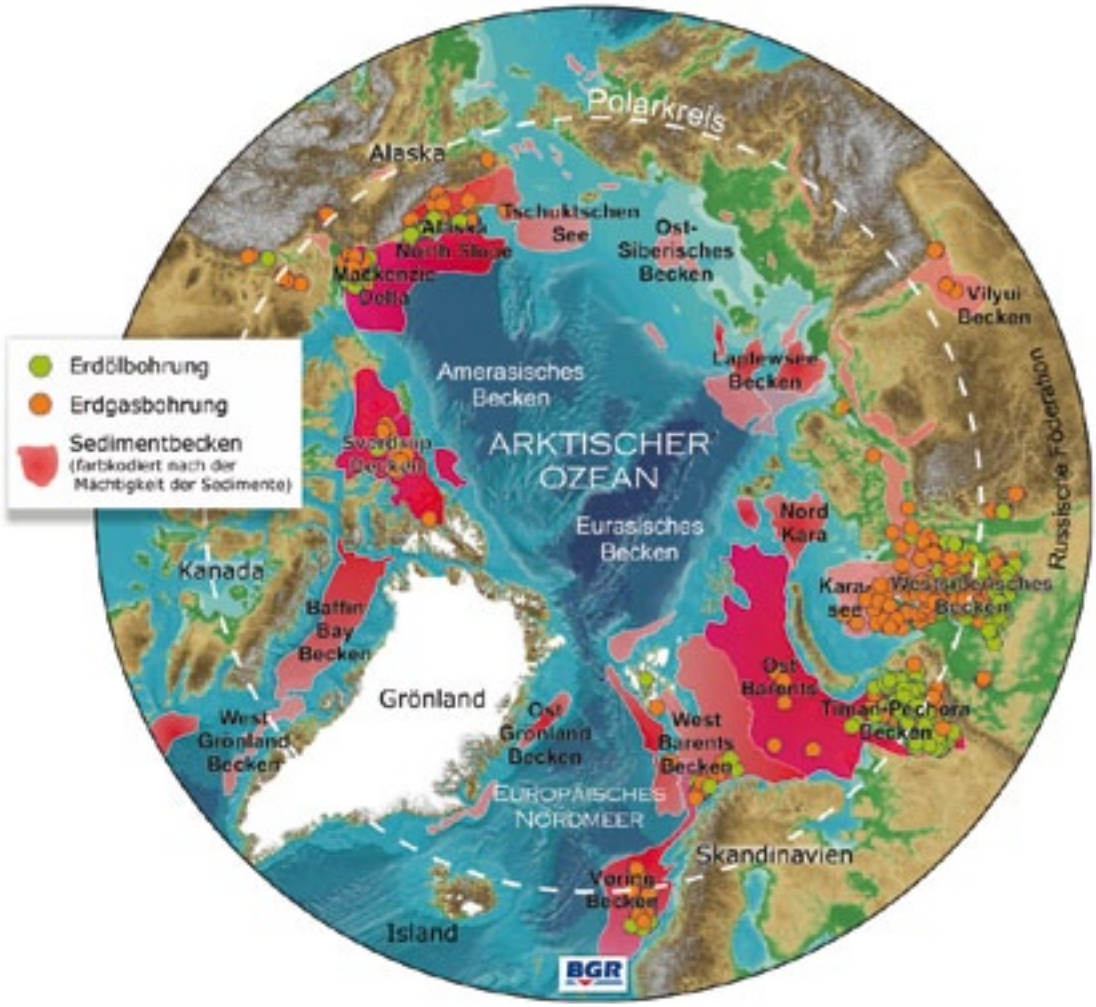
jekt zur Erkundung der Laptewsee und auch der benachbarten Kara See aufgelegt.

Zukünftige Entwicklungen in der Kohlenwasserstoff-Exploration

Angesichts noch großer, unerforschter Bereiche sind erhebliche Unsicherheiten in den Potenzialabschätzung zu berücksichtigen, die nur durch regionalbezogene Forschungsarbeiten abgesichert werden können. Weitgehendes Einvernehmen besteht allerdings darin, dass die unentdeckten Ressourcen überwiegend Erdgasvorkommen sind. Dies liegt vor allem an der Zusammensetzung der möglichen Muttergesteine und der Versenkungsgeschichte in den einzelnen Becken.

Politische Konflikte um mögliche Vorkommen erscheinen aus heutiger Sicht wenig wahrscheinlich. Auch im arktischen Ozean gilt das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (UN Convention on the Law of the Sea – UNCLOS), das von allen Anrainerstaaten mit Ausnahme der USA ratifiziert wurde. Die USA verpflichteten sich aber mit der Unterzeichnung der Ilulissat Declaration vom Mai 2008, dass alle Vorgänge, die den arktischen Ozean betreffen friedlich auf Basis des UN-Seerechtsabkommens geregelt werden sollen. Zudem einigten sich Russland und Norwegen im Jahr 2010 bilateral über eine 40 Jahre lang umstrittene Grenze im Gebiet der Barents-

Abbildung 2.12: Der arktische Raum mit Sedimentbecken und fündigen Erdöl- und Ergasbohrungen



Quelle: BGR

see. Die Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas wird auch zukünftig hauptsächlich in den Hoheitsgebieten der Arktis-Anrainerstaaten und damit in der Verantwortung der einzelnen Staaten liegen. Nach heutigem Kenntnisstand werden wirtschaftlich gewinnbare Vorkommen primär in den unstrittigen Bereichen, d. h. in den nationalen Gewässern der Arktis zu finden sein.

Umweltauflagen sind in der Arktis üblicherweise strenger als in weiter südlich gelegenen Regionen. Im US-amerikanischen Gebiet der Arktis wird beispielsweise die Bereitstellung einer zweiten Bohrplattform vorausgesetzt, um bei möglichen Unfällen sofort mit Entlastungsbohrungen reagieren zu können. Allerdings können mögliche Unfälle während der Gewinnung oder des Transports von Erdöl das hochsensible arktische Ökosystem auch nachhaltiger gefährden als in gemäßigten Breiten. Die Wassertemperatur des arktischen Ozeans liegt nahe null Grad Celsius, was den mikrobiellen Abbau von Erdöl verlangsamt und den Zerfall der einzelnen Ölverbindungen vermindert. Meereis würde die Reinigung nach einem möglichen Unfall behindern und so die Umweltauswirkungen verlängern. In jedem Fall sollten höchste Umweltstandards und die Verwendung modernster Technologie die Voraussetzung einer umweltverträglichen Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas in der sensiblen arktischen Region sein.

Ausblick

Trotz der langjährigen Exploration in Teilen des riesigen Gebietes der Arktis sind nach wie vor große Bereiche weitgehend unerforscht. Das Potenzial für Erdöl und Erdgas in der Arktis wird dennoch übereinstimmend als sehr groß bewertet. Im Analogieschluss mit vorangegangenen Studien über weltweit vergleichbare Erdölprovinzen, lassen sich laut US-amerikanischen geologischen Dienst Aussagen über die globale Verteilung von Vorkommen treffen. Danach wird der Großteil der noch unentdeckten Felder in den flachen Schelfbereichen des arktischen Ozeans in Wassertiefen kleiner als 500 m vermutet. Hier finden sich die großen Sedimentbecken, die ausreichende Sedimentmächtigkeiten aufweisen und die Entstehung von Erdöl und Erdgas ermöglicht haben können.

Die Entwicklung neuer Felder und die Produktion unter arktischen Bedingungen stellen eine besondere technische Herausforderung dar. Auch sind die Kosten einer Gewinnung dieser Ressourcen aufgrund der Abgelegenheit und der rauen Umweltbedingungen sehr hoch. Es hängt daher stark von den Erdöl- und Erdgaspreisen ab, ob Ressourcen ökonomisch erschlossen werden können.

Wenn die weltweite Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen anhält beziehungsweise weiter steigt, werden wahrscheinlich weitere Anstrengungen für eine Förderung folgen. Der fortschreitende Rückgang der Eisbedeckung in den vergangenen Jahrzehnten eröffnet hier neue Möglichkeiten und könnte die weitere Erschließung begünstigen.

2.6 Status der internationalen CCS-Entwicklung

Im Jahr 2013 haben die weltweiten CO_2-Emissionen nach Angaben des Global Carbon Projects ein Rekordhoch von rund 36 Mrd. t erreicht. Im Vorjahr lag dieser Wert noch bei 35 Mrd. t und damit bereits 58 % über dem Emissionswert von 1990. Eine Ursache des Anstiegs wird unter anderem in der zunehmenden Verbrennung fossiler Energieträger im Zuge des Wirtschaftsbooms in Schwellenländern wie China gesehen. Die Europäische Kommission weist in ihrer Mitteilung zur Zukunft von CCS, der Abscheidung und Speicherung von CO_2 (Carbon Capture and Storage, CCS), in Europa vom März 2013 darauf hin, dass in den letzten zehn Jahren 85 % des globalen Anstiegs der Energienachfrage durch fossile Energieträger gedeckt wurden – davon allein 45 % durch Kohle.[4] Nach Einschätzung der US-Energiebehörde Energy Information Administration (EIA) wird sich auch bis 2040 an der Zusammensetzung des weltweiten Energiemix kaum etwas ändern.[5] Die Europäische Kommission kommt zu dem Ergebnis, dass selbst in der EU im Jahr 2030 voraussichtlich noch 50 % des Energiebedarfs durch fossile Brennstoffe gedeckt werden.

Demgegenüber steht die Warnung, dass bei einer ungebremsten Fortsetzung des CO_2-Anstiegs die Chancen für die Erreichung des Zwei-Grad-Ziels zusehends schwinden. Die Europäische Kommission sieht selbst die europäischen Emissionsminderungsziele für die Zeit nach 2020 in Gefahr, sollte sich an den politischen und technologischen Rahmenbedingungen nichts ändern. Neben dem sukzessiven Ausbau der erneuerbaren Energien und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, spielt CCS bei der angestrebten Begrenzung des Ausstoßes an Treibhausgasen eine zentrale Rolle.[6] Denn diese Technologie ermöglicht es, den wachsenden Energiebedarf und den steigenden Verbrauch fossiler Energieträger mit den Zielen des Klimaschutzes zu vereinen. Analysen der Internationalen Energieagentur (IEA) und auch der Zero Emissions Platform (ZEP) erwarten zudem deutliche wirtschaftliche Vorteile durch den Einsatz von CCS: Die IEA geht davon aus, dass sich die Kosten zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels im Energiesektor bis 2050 durch den Einsatz der CCS-Technologie um 40 % reduzieren lassen. Bei Berücksichtigung von CCS werden laut einer ZEP-Studie von 2013[7] die CO_2-Emissionen der Kraftwerke in Europa 2050 nur etwa halb so hoch ausfallen, bei einer gleichzeitigen Reduktion der Stromerzeugungskosten von etwa vier bis zehn Prozent im Vergleich zu einem Verzicht auf diese Technologie.

Einsatzmöglichkeiten und Potenziale

Am häufigsten wird bisher über die CCS-Anwendung für fossil gefeuerte Kraftwerke nachgedacht. Angesichts der rasant wachsenden Energienachfrage der aufstrebenden Industriestaaten ist es wichtig, auch den Einsatz fossiler Energien klimafreundlich und damit zukunftsfähig zu gestalten. Fossil gefeuerte Kraftwerksanlagen sind auch mit CCS flexibel einsetzbar und zur Stützung der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geeignet. Somit können sie nicht nur die CO_2-Emissionsminderung, sondern auch die Versorgungssicherheit gewährleisten.

Neben der Anwendung im Kraftwerksbereich ist CCS die Schlüsseltechnologie zur Emissionsreduktion in den energieintensiven Industrien. Denn es ist bisher die einzige Option, um in diesen Sektoren die CO_2-Emissionen um mehr als die durch Effizienzsteigerung und Biomasseeinsatz erwartete Minderung von 35 bis 40 % zu reduzieren. Durch Anwendung der CCS-Technologie wäre es damit möglich, die von der EU für die Industriesektoren vorgesehene Senkung der Emissionen um 83 bis 87 % bis 2050 umzusetzen.[8] Das größte Potenzial für die CO_2-Reduzierung liegt in der Stahl-, Zement- und Chemieindustrie.[9] Dementsprechend nehmen Unternehmen dieser Branchen eine Vorreiterstellung bei der Forschung und Weiterentwicklung der industriellen Anwendung von CCS ein.

Das wirtschaftliche Potenzial der CCS-Technologie besteht kurzfristig insbesondere in der Anwendung beim Enhanced Oil Recovery-Verfahren (EOR): Denn durch CO_2-Einspeisung gelingt es nachweislich, die Erträge der Erdölförderung deutlich zu erhöhen. Die US-Regierung investiert enorme Fördergelder in die gezielte Verknüpfung der beiden Verfahren: 8 CCS-Demonstrationsprojekte erhalten ca. 3 Mrd. $ Fördermittel, davon entfallen ca. 2 Mrd. $ auf Projekte mit EOR. Damit schafft sie ein Geschäftsmodell für die strategische Implementierung der CCS-Technologie. Auch wenn die in Nordamerika gesammelten Erfahrungen angesichts der unterschiedlichen geografischen, demografischen und politischen Rahmen-

4 Vgl. Europäische Kommission „Communication on the Future of Carbon Capture and Storage in Europe", März 2013.

5 Vgl. EIA „International Energy Outlook 2013", Juli 2013.

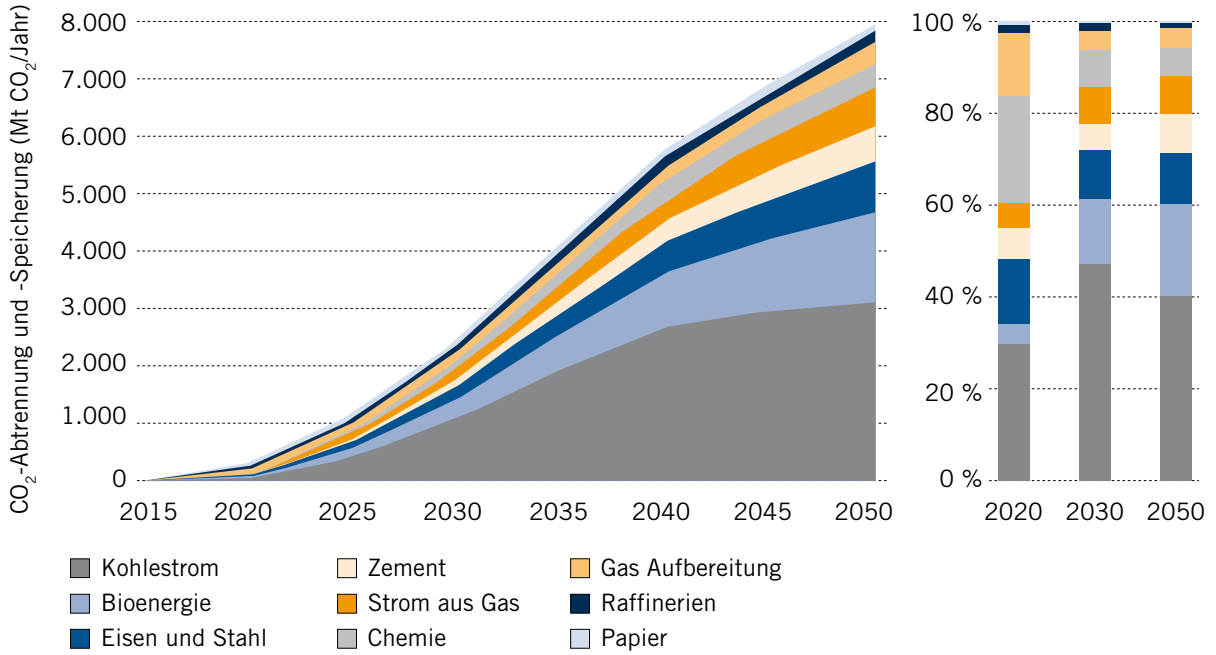
6 Vgl. IZ Klima „CO_2-Abscheidung und -Speicherung als Beitrag zum weltweiten Klimaschutz", 5. aktualisierte Auflage, August 2013.

7 Vgl. ZEP „CCS – Recommendations for transitional measures to drive deployment in Europe", November 2013.

8 Vgl. IEA „Global Action to Advance Carbon Capture and Storage", April 2013.

9 Vgl. Öko-Institut „Potenziale und Chancen der Technologie zur CO_2-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen", Juni 2012.

Abbildung 2.13: CO_2-Einsparpotenziale bis 2050



Quelle: International Energy Agency, 8th Annual European CCS Conference (Platts), Vortrag von Juho Lipponen, 19.2.2014.

bedingungen nicht exakt auf Europa übertragbar sind, so lassen sich dennoch wichtige Ableitungen treffen.

Carbon Capture and Utilization (CCU) eröffnet einen weiteren Ansatz, das abgetrennte CO_2 wirtschaftlich zu verwerten. Dabei erschließen vor allem die Forschungsaktivitäten zu den Einsatzmöglichkeiten von CO_2 in der Chemieproduktion neue Anwendungen. So wurde in Deutschland im Rahmen des BMBF-Förderprogramms „Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO_2" z. B. im Projekt „Dream Production" (Bayer) unlängst ein Verfahren zur Nutzung von CO_2 als Erdölersatz für die Herstellung von Polyurethan entwickelt. Die kommerzielle Anwendung könnte ab 2015 erfolgen. Indes baut das deutsche Technologieunternehmen Linde im Auftrag der Jubail United Petrochemical Company (UNITED) in Saudi-Arabien derzeit eine Anlage zur Reinigung und Verflüssigung von CO_2. Dieses wird von benachbarten Unternehmen für die Produktion von Methanol und Harnstoff verwendet. Zudem ist eine Verwendung in der Nahrungsmittelindustrie vorgesehen. Auch bei der Speicherung der stark schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels Wasserstofferzeugung durch Wasser-Elektrolyse und ggf. nachfolgender Umwandlung in Erdgas (Power-to-Gas) könnte CO_2 künftig eine wachsende Bedeutung zukommen. Die Möglichkeiten der CO_2-Nutzung sind vielfältig. Allerdings sind die insgesamt maximal nutzbaren Mengen bezogen auf die weltweiten CO_2-Emissionen eher gering und damit eine additive, aber keine alternative Lösung zur Speicherung.

Stand der internationalen CCS-Implementierung

Im Februar 2014 hat das Global CCS Institute (GCCSI) seinen Statusbericht zum Stand der weltweiten CCS-Projekte aktualisiert: Danach werden global über 60 CCS-Großprojekte in verschiedenen Planungs- und Umsetzungsstadien gezählt. Davon sind zwölf Anlagen bereits in Betrieb, acht weitere befinden sich in Bau und für fünf Anlagen wird in 2014 eine finale Investitionsentscheidung erwartet. Aufschlussreich ist, dass in 17 dieser 25 Projekte das abgetrennte CO_2 im EOR-Verfahren gewinnbringend eingesetzt werden soll.

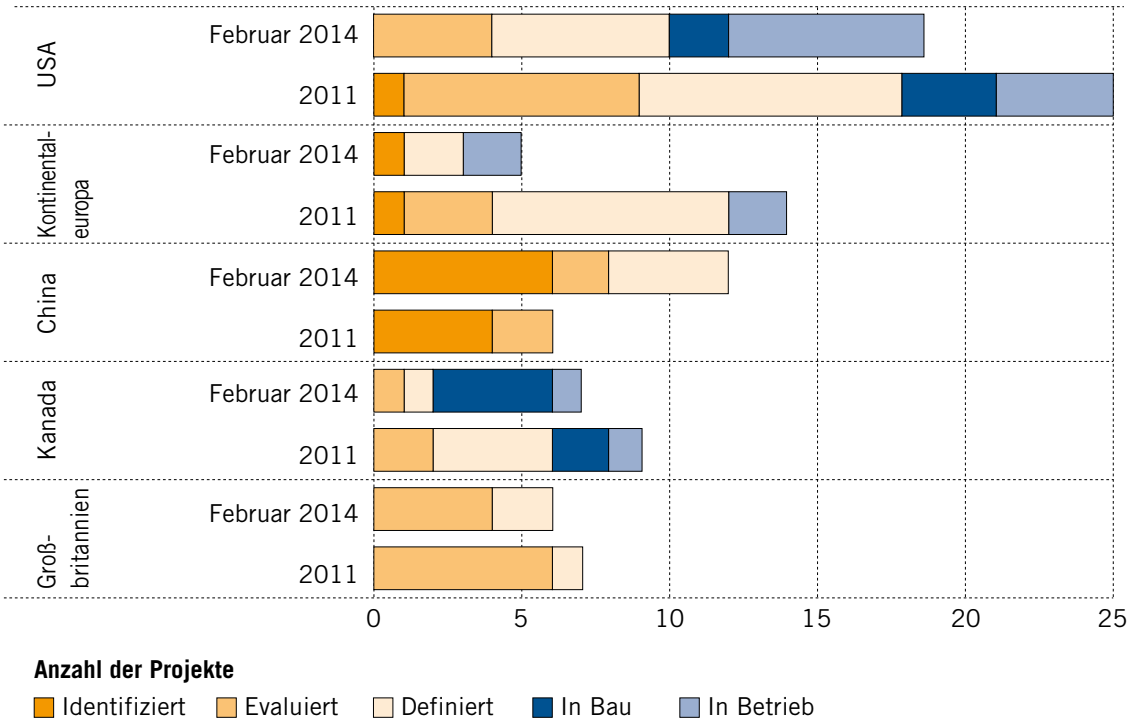
Beim Blick auf den Stand der internationalen CCS-Implementierung stechen vor allem Nordamerika und China heraus: Auf sie entfallen allein 38 Projekte. Die USA führen dabei mit 19 großen CCS-Demonstrationsprojekten die Riege an. Kanada hat sieben Projekte vorzuweisen. Dabei werden unterschiedliche Verfahren zum Einsatz gebracht, um ein möglichst breites Wissen zu den

Anwendungsmöglichkeiten der Technologie zu generieren. Auch in China wird die CCS-Technologie verstärkt implementiert: Zehn CCS- und CCU-Pilotanlagen befinden sich bereits in Betrieb, drei weitere sollen 2014 den Betrieb aufnehmen. Allein von 2011 bis heute hat sich die Anzahl der geplanten großen Demonstrationsprojekte von sechs auf zwölf verdoppelt, wobei bisher für keines die finale Investitionsentscheidung getroffen wurde und sich die Hälfte der existierenden Projekte noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befindet.

Einige Beispiele aus Nordamerika: Bereits seit Ende 2012/Frühjahr 2013 gelingt es, im Projekt Air Products and Chemicals in Port Arthur, Texas, jährlich 925.000 t des bei der Wasserstofferzeugung aus Erdgasreformierung anfallenden CO_2 abzutrennen, um es anschließend bei der Ölförderung (EOR) einzusetzen. Das Leucadia Energy Projekt in Lake Charles, Louisiana, soll 2017 in Betrieb gehen, um bei der Petrolkoksvergasung zur Methanolgewinnung jährlich 4,5 Mio. t CO_2 abzutrennen und dieses für EOR in Texas zu nutzen. Einen vielversprechenden Ansatz bietet auch das Archer Daniels Midland Project in Decatur, Illinois, wo ab 2015 jährlich 900.000 t CO_2 bei der Ethanol-Herstellung aus der Vergärung von Biomasse abgetrennt und in salinaren Aquiferen gespeichert werden sollen.

Im Bereich der Anwendung von CCS bei fossil gefeuerten Kraftwerken richtet sich die Aufmerksamkeit derzeit auf das Kemper County IGCC Project sowie Boundary Dam, da beide Projekte noch 2014 in Betrieb gehen sollen. Im 600-MW-Braunkohlekraftwerk Kemper County in Mississippi, sollen vor der Verbrennung (Pre-Combustion) 3 Mio. t CO_2 pro Jahr abgeschieden und über eine 75 km lange Onshore-Pipeline zu Ölfeldern transportiert werden, um es in der Ölförderung einzusetzen. Das in der kanadischen Provinz Saskatchewan angesiedelte Kohlekraftwerk Boundary Dam wird mit CCS nachgerüstet. In der ersten Ausbaustufe sollen bis Mitte 2014 jährlich 1 Mio. t CO_2 nach der Verbrennung abgetrennt (Post-Combustion) und überwiegend in salinaren Aquiferen gespeichert werden. Im Rahmen des FutureGen 2.0 Project in Morgan County, Illinois, soll ein bestehendes Kohlekraftwerk mit dem Oxyfuel-Verfahren (CO_2-Abscheidung nach der Verbrennung mit reinem Sauerstoff) nachgerüstet werden und im Winter 2017 den Betrieb aufnehmen. Geplant ist

Abbildung 2.14: Aktueller Stand der globalen CCS-Demonstrationsprojekte



Quellen: Global CCS Institute (GCCSI): „The Global Status of CCS“ vom Februar 2014

Tabelle 2.2: Auswahl wichtiger CCS-Projekte in Nordamerika

	Name des Projekts	Standort/Land	CO_2-Abtrennung	Verfahren			Brennstoff	Speicherung				Inbetriebnahme
			Mio Tonnen / Jahr	Pre-Combustion	Post-Combustion	Oxyfuel		Onshore	Offshore	EOR	Salinare Aquifere	
Industriell	Air Products and Chemicals	Port Arthur/ Texas,USA	0,9	x			Erdgas	x		x		2012
Industriell	Archer Daniels Midland	Decatur/Illinois,USA	0,9	x			Biomasse	x			x	2015
Industriell	Quest	Alberta/Kanada	1,1	x			Öl	x			x	2015
Industriell	Leucadia	Lake Charles/ Louisiana,USA	4,5	x			Petrolkoks	x		x		2017
Kraftwerke	Boundary Dam	Saskatchewan/ Kanada	1		x		Kohle	x		x	x	2014
Kraftwerke	Kemper County	Kemper County/ Mississippi,USA	3	x			Kohle	x		x		2014
Kraftwerke	Petra Nova Parish Holdings	Austin/Texas,USA	1,4		x		Kohle	x		x		2016
Kraftwerke	FutureGen 2.0	Morgan County/ Illinois,USA	1,1			x	Kohle	x			x	2017
Kraftwerke	Summit Texas Clean Energy	Odessa/Texas, USA	2,7	x			Kohle	x		x		2017

Quelle: U.S. Department of Energy „Update on US Clean Coal/CCS Major Demonstration Projects“, Januar 2014

die Abtrennung von einer Mio. t CO_2 jährlich und die Speicherung in einem salinaren Aquifer in der Region.

Der Blick auf Europa

In Kontinentaleuropa ist die Anzahl der CCS-Großprojekte im Zeitraum von 2011 bis heute von 14 auf fünf zurückgegangen. Nach Einschätzung des GCCSI ist für die in Europa geplanten CCS-Projekte nicht mehr mit der Inbetriebnahme vor 2018 zu rechnen. Nur Großbritannien kann dank des von der Regierung aufgelegten CCS-Kommerzialisierungsprogramms und der damit verbundenen Fördermittel, noch eine führende Rolle im internationalen Technologiewettbewerb behaupten.

Das im englischen Yorkshire angesiedelte Kraftwerk White Rose wird als eines der wichtigsten CCS-Projekte Europas angesehen. Mittels der Oxyfuel-Technologie sollen in dem 430-MW-Kohlekraftwerk 90 % des beim Verbrennungsprozess entstehenden CO_2 – insgesamt 2 Mio. t pro Jahr – abgeschieden und in salinaren Aquiferen unter der Nordsee gespeichert werden. Ein weiteres bedeutendes Projekt ist das von Shell und SSE betriebene Peterhead Gas CCS Project in Aberdeenshire, Schottland. Dort ist vorgesehen, 90 % des im angeschlossenen Gaskraftwerk per Post-Combustion-Verfahren abgeschiedenen CO_2 in erschöpften Erdgasfeldern unter der Nordsee zu speichern. Die Betreiber rechnen mit einer Speichermenge von 10 Mio. t CO_2 über einen Projektzeitraum von 10 Jahren. Erste erfolgreich abgeschlossene Probebohrungen zur Erkundung geeigneter CO_2-Speicher deuten darauf hin, dass sich das Areal vor der Küste Yorkshires eignet, um rund 200 Mio. t CO_2 dauerhaft zu speichern. Stuart Haszeldine, Professor für CCS an der University of Edinburgh, bezifferte die gesamten CO_2-Speicherkapazitäten unter der britischen Nordsee auf rund 70 Mrd. t.

Im Rahmen des Don Valley CCS Project im Süden von Yorkshire sollen an einem IGCC-Kraftwerk ab 2018/19 jährlich 5 Mio. t CO_2 abgetrennt werden. Geplant ist, das

CO_2 über fast 400 km lange Onshore- und Offshore-Pipelines zum Speicherort unter dem Meeresboden zu transportieren. Dort kann es entweder direkt in tiefgelegenen salinaren Aquiferen gespeichert oder zur CO_2-gestützten Ölförderung eingesetzt werden. Dadurch kann die Ausbeute der Ölfelder um ca. 15 % gesteigert werden.

Das niederländische Projekt ROAD gilt als eines der ersten CCS-Projekte, das als Sprungbrett für die wirtschaftliche Entwicklung des Rotterdam CCS-Netzwerks für chemische und energieintensive Industrien dienen kann. Für einen 250-MW-Anteil des Kraftwerks soll das Post-Combustion-Verfahren zur Anwendung kommen. Dadurch könnte jährlich über 1 Mio. t CO_2 abgetrennt und in erschöpften Gasfeldern in einer Tiefe von 3,5 km unter der Nordsee gespeichert werden. Die abschließende Investitionsentscheidung steht derzeit noch aus, da eine Finanzierungslücke den endgültigen Start des Projektes verzögert.

In Norwegen werden bereits seit 1996 im Sleipner-Projekt jährlich etwa 900.000 t CO_2 und seit 2007 im Snøhvit-Projekt jährlich etwa 700.000 t CO_2 aus der Erdgasaufbereitung abgetrennt und erfolgreich in salinaren Aquiferen unter dem Meeresboden gespeichert. Seit Mai 2012 wird in Norwegen das Technologiezentrum Mongstad zur Erprobung und Weiterentwicklung verschiedener innovativer CO_2-Abtrennverfahren betrieben.

Auch in Deutschland werden die Untersuchungen zur CCS-Technologie fortgesetzt – wenn auch mit Beschränkungen der Speichermengen und Ausschlussmöglichkeiten für einzelne Bundesländer, die im CCS-Gesetz von 2012 geregelt sind. So hat das Deutsche GeoForschungs-Zentrum (GFZ) am brandenburgischen Pilotstandort Ketzin im August 2013 nach fünf Jahren Betrieb die Einspeisung von über 67.000 t CO_2 in salzwasserführenden Gesteinsschichten in ca. 650 m Tiefe planmäßig abgeschlossen. Ziel der angelaufenen zweiten Phase ist es nun, den vollständigen Lebenszyklus eines CO_2-Speichers von der Erkundung des Standortes über den Betrieb bis zum Rückbau zu untersuchen. Damit soll unter Beweis gestellt werden, dass die CO_2-Speicherung weder für Mensch noch Umwelt eine Gefahr darstellt. In Deutschland traf die CCS-Technologie bislang auf wenig Akzeptanz in der Politik und der Bevölkerung.

Fazit und Ausblick

Die weltweit erfolgreich durchgeführten CCS-Projekte machen deutlich, dass CCS technisch gesehen bereits einsatzfähig ist. Um diese Vorreiterprojekte v.a. in Europa schneller von der Planung in die Umsetzung zu führen, braucht es breit angelegte CCS-Demonstrationsprogramme. Denn Voraussetzung für die kommerzielle Einführung ist, dass die Technologie in großtechnischen Demonstrationsprojekten weiter optimiert und durch Innovationen Effizienzsteigerungen und Kostenreduzierungen erreicht werden. Aus heutiger Sicht ist davon auszugehen, dass CCS ab etwa 2030 gegenüber anderen CO_2-armen Technologien wettbewerbsfähig sein kann – vorausgesetzt es wird zeitnah in die weitere Entwicklung investiert.

Vor diesem Hintergrund ist es für alle Beteiligten von enormem wirtschaftlichen Vorteil, wenn Erkenntnisse ausgetauscht und Wissen geteilt wird. Dazu trägt auch die Initiierung grenzüberschreitender Forschungs-, Ausbildungs- und Trainingsprogramme bei.

In Staaten wie Großbritannien, den Niederlanden, Norwegen, Kanada und den USA ist CCS bereits fester Bestandteil der Energiestrategie. Angesichts des vom GCCSI aufgezeigten drohenden technologischen Rückfalls Europas müssen die Europäische Kommission und das Parlament ihrem bekundeten Willen zur Stärkung der CCS-Technologie Taten folgen lassen. Für die Etablierung der Technologie in Europa bedarf es einer Förderung von CCS-Demonstrationsprojekten sowie der Erarbeitung eines integrierten Transport- und Speichersystems für aktuelle und künftige CCS-Projekte. Auf nationaler Ebene bedarf es einer stärkeren Unterstützung seitens der Politik, um einen verlässlichen Rechtsrahmen und Marktanreizsysteme für private Investoren zu schaffen. Zugleich ist es von zentraler Bedeutung, auf allen Ebenen auf die Skepsis in der Bevölkerung einzugehen und über Demonstrationsprojekte die Sicherheit für Mensch und Umwelt unter Beweis zu stellen.

2.7 Neue Erdgaspotenziale im östlichen Mittelmeer vor Israel und Zypern

Jahrzehntelang wurde der Tiefwasserbereich des östlichen Mittelmeerraumes als wenig aussichtsreich für Erdöl und Erdgas angesehen. In den vergangenen Jahren hat jedoch eine Reihe von Explorationsbohrungen zu großen Erdgasfunden im Levantinischen Becken geführt. Das Becken befindet sich nordöstlich des Nil-Deltas im östlichen Mittelmeer und stand in der Vergangenheit aufgrund der komplexen geologischen Verhältnisse, großer Wassertiefen und politischer Spannungen zwischen den Anrainerstaaten nicht im Fokus der Erdöl- und Erdgasindustrie.

Anfang 2009 fand ein vom texanischen Energiekonzern Noble Energy geführtes Konsortium vor Israel das Erdgasfeld Tamar in einer Wassertiefe von rund 1700 m. Die Lagerstätte liegt etwa 3000 m unterhalb des Meeresbodens. Nur vier Jahre später, im März 2013, wurde das Feld mit einer anfänglichen Förderkapazität von 7,5 Mrd. m^3 pro Jahr in Produktion genommen.[10]

Etwa ein Jahr nach der Entdeckung dieses Feldes fand ebenfalls Noble Energy als Betriebsführer vor Israels Küste im Tiefwasser das etwa doppelt so große Feld Leviathan mit geschätzten Erdgasressourcen in der Größenordnung von mindestens 500 Mrd. m^3 und mehr als 200 Mio. t an sehr leichtem Erdöl (Kondensat). In einer Wassertiefe von etwa 1600 m gelegen ist Leviathan der weltweit größte Erdgas-Tiefwasserfund des vergangenen Jahrzehnts. Die Lagerstätte befindet sich in einem Tiefenbereich von 3000 m unter dem Meeresboden und soll

10 E&P, Exploration&Production-Worldwide Coverage (2013). A new North Sea?; Vol. 86, Ausgabe 11, Hart Energy Publication, S. 110-112.

Abbildung 2.15: Erdgasfunde im östlichen Mittelmeer vor Israel und Zypern

Quelle: BGR

Tabelle 2.3: Erdgasfunde im östlichen Mittelmeer vor Israel und Zypern

Erdgasfund	Land	Fundjahr	Geschätzte Erdgasreserven bzw. -ressourcen (Mrd. cbm)	Inbetriebnahme/ geplant
Noa	Israel	1999	11	2012
Mari-B	Israel	2000	31	2004
Dalit	Israel	2009	14	2013
Tamar	Israel	2009	250	2013
Leviathan	Israel	2010	500	2017
Aphrodite	Zypern	2011	100	2017
Dolphin	Israel	2012	15	nicht bekannt
Shimshon	Israel	2012	8	nicht bekannt
Tanin	Israel	2012	34	nicht bekannt
Karish	Israel	2013	51	nicht bekannt

Quelle: BGR

eine Ausdehnung von mehr als 300 km² besitzen. Allerdings müssen noch weitere Untersuchungsbohrungen abgeteuft bzw. deren Ergebnisse ausgewertet werden, um genaueren Aufschluss über die Ausdehnung des Feldes zu erhalten. Förderbeginn soll voraussichtlich im Jahr 2017 sein.

Doch nicht nur auf israelischem Hoheitsgebiet ist unter mächtigen miozänen Salzschichten Erdgas gefunden worden. Ende 2011 entdeckte Noble Energy im Südwesten des Levantinischen Beckens rund 150 km südlich von Zypern in dessen ausschließlicher Wirtschaftszone größere Mengen an Erdgas im Aphroditefeld. Nach vorläufigen Angaben belaufen sich die nachgewiesenen Erdgasmengen auf etwa 100 Mrd. m³. Bei den jetzigen Mengenangaben muss allerdings berücksichtigt werden, dass diese Schätzungen noch unsicher und weitere Untersuchungen des Aphrodite Feldes erforderlich sind. Darüber hinaus liegt der Erdgasfund landfern und in Wassertiefen größer als 1500 m. Insoweit sind die Erschließungs- und Entwicklungskosten hoch. Da das Erdgasfeld aufgrund seiner geringen Größe wahrscheinlich nicht ohne umliegende Erdgasfunde entwickelt werden kann, bedarf es hinsichtlich einer Zusammenlegung von Mengen einer Abstimmung mit anderen Ländern, insbesondere mit Israel. Auch politische Hindernisse mit der Türkei bzgl. Transport bzw. Export des Erdgases müssen überwunden werden. Mit einer Entwicklung dieses Feldes ist daher erst längerfristig zu rechnen. Ob zukünftige Explorationsaktivitäten zu weiteren Funden um Zypern und in welcher Größenordnung führen werden, bleibt abzuwarten.

Insgesamt sind seit 2009 im östlichen Mittelmeer Erdgasmengen in der Größenordnung von rund einer Billion m³ nachgewiesen worden. Darüber hinaus werden in der Region noch weitere Erdgasressourcen vermutet. Die neuen Funde vervielfachen das bisherige Erdgaspotenzial Israels und sind auch im Vergleich mit anderen, erdgasreichen Mittelmeer-Anrainerstaaten wie Algerien und Ägypten signifikant. Gleichwohl verfügt Ägypten über deutlich höhere Erdgasreserven und -ressourcen als Israel, die von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zusammen auf über zehn Billionen m³ geschätzt werden.[11]

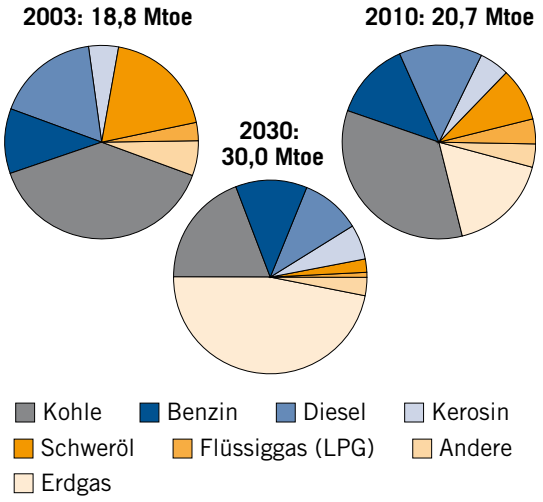
Die Bedeutung der Funde im Levantinischen Becken geht allerdings weit über den hohen ökonomischen Wert hinaus, da sie einen starken Einfluss auf die ohnehin komplexe geopolitische Landschaft in der Region haben werden. Israel kann mit der Förderung von Tamar bereits seinen eigenen Bedarf decken und ist damit unabhängig von ägyptischen Erdgaslieferungen. Mit der weiteren Erschließung seiner Erdgasfunde wird Israel zudem absehbar zu einem Erdgasexporteur werden und damit erheblich wirtschaftlich profitieren. Der Umfang der Exporte sowie Exportrouten sind zum derzeitigen Zeitpunkt noch offen, sodass mögliche Auswirkungen auf die Gasmärkte und auf die Versorgung Europas heute nicht abgeschätzt werden können. Eine grundlegende Neuordnung ist aber nicht zu erwarten.

11 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe/BGR (2013). Energiestudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. 110 S.

2.7.1 Erdgasversorgung Israels

Ohne eigene fossile Rohstoffvorkommen ist Israel von Energieimporten – Erdöl, Kohle – lange Zeit vollständig abhängig gewesen. Mit der Ausbeutung des Offshore-Erdgasfelds Mari-B im südlichen Teil der ausschließlichen Wirtschaftszone Israels begann die Versorgung mit 1,2 Mrd. m³ Erdgas im Jahr 2004. Zusätzlich wurde seit 2008 ägyptisches Erdgas mittels einer Unterwasserpipeline ins israelische Netz gespeist. Durch das Wegbrechen dieses Imports im Jahr 2012 intensivierten sich die Bemühungen zur Exploration eigenen Erdgases vor der israelischen Küste, insbesondere aus den Feldern Tamar und Noa.

Abbildung 2.16: Struktur des Verbrauchs fossiler Rohstoffe in Israel



Quelle: Israelische Botschaft Berlin

Aufgrund noch zu entwickelnder Exportinfrastruktur wird israelisches Erdgas kurzfristig primär in heimischen und benachbarten Märkten wie Jordanien und dem Westjordanland, vornehmlich zur Produktion von Elektrizität, genutzt. Aktuell werden zwei Gaskraftwerke, Alon Tavor und Ramat Gabriel, in Israel gebaut, die über 15 Jahre mit 4,5 Mrd. m³ beliefert werden sollen. Bis 2016 werden 1,4 GW Kohle- auf Gaskraftwerke umgerüstet. Neben weiterer Nutzung in Industrie und Haushalten wird deshalb bis 2020 ein Anstieg des Erdgasverbrauchs um mehr als 50 % erwartet und damit die Abhängigkeit von importierten Primärenergieträgern verringert.

Ein Großteil des israelischen Haushaltseinkommens wird für Mobilität – Benzin und Diesel – verwendet. Um die Kosten hierfür zu senken, wird ab 2017 die verstärkte Einführung von komprimiertem Erdgas (CNG) in den Verkehrssektor anvisiert. Ab 2021 soll aus Synthesegas gewonnenes Methanol auch im Verkehr eingesetzt werden. Hierfür rief die israelische Regierung im Jahr 2011 die „Fuel Choices Initiative“ ins Leben, die auf nationaler Ebene die Entwicklung alternativer Antriebsmöglichkeiten vorantreibt.

Die israelische Wirtschaft ist aufgrund eines kleinen heimischen Marktes exportgetrieben. Im Jahr 2012 betrugen der Export von chemischen Produkten und verarbeitetem Petroleum mehr als ein Fünftel aller Exporte mit einem Volumen von 32 Mrd. Euro. Deshalb wird ein großes wirtschaftliches Potenzial der Weiterverarbeitung von Erdgas zu chemischen Produkten, z. B. Dimethylether, zugerechnet. Eine Verringerung der Energiekosten, bisher hauptsächlich durch den Ölpreis getrieben, wird ebenfalls positive Auswirkungen auf den israelischen Arbeitsmarkt haben.

Seit 2004 baut die israelische Regierung die erdgasbasierte öffentliche Infrastruktur wie Transport- und Verteilnetze aus. In den Jahren 2010-2013 erreichten die Investitionen mit 10,5 Mrd. Euro bereits mehr als 40 % aller Infrastrukturinvestitionen. Auch in den kommenden Jahren wird aufgrund der Erschließung des größten Erdgasfeldes Leviathan und steigender Energienachfrage weiter in deren Ausbau investiert. Zwischen 2013 und 2017 werden Investitionen in die Erdgasversorgung von knapp 9 Mrd. Euro erwartet.

Der entstehende Erdgasboom hat ebenfalls Auswirkungen auf Bereitstellung von Trinkwasser für Bevölkerung und Landwirtschaft durch energieintensive Entsalzungsanlagen. Durch günstig zur Verfügung stehende Energie können die Anlagen noch wirtschaftlicher betrieben werden. Auch das Wassertransport- und Verteilnetz wird weiter ausgebaut und modernisiert.

Im israelischen Upstream-Sektor sind zurzeit sehr wenige Akteure tätig. Dies liegt u. a. an fehlender nationaler Expertise und zögerlicher Beteiligung internationaler Akteure. Dennoch ist erkennbares Ziel des israelischen Regulators eine Diversifizierung bei der Lizenzvergabe, um monopolistische Strukturen zu vermeiden. Auch der Stromsektor durchläuft aktuell eine Reform. Innerhalb der nächsten drei Jahre sollen 40 % der Elektrizität von privaten Erzeugern bereitgestellt werden. Aktuell stellt die Israel Electric Company fast den gesamten Strom bereit.

2.8 Erneuerbare in dynamisch wachsenden Energiewirtschaften[11]

Bis heute wurden nationale Ausbaustrategien für erneuerbare Energien zu selten nach Raum, Zeit und Abfolge der Instrumente definiert, obwohl eine solide mittel- und langfristige Energieplanung dies erfordern würde. Stattdessen wird die Integration variabler bzw. fluktuierender regenerativer Energien (vor allem Windenergie und Photovoltaik, in Folge „vRE“) in nationale Energiesysteme generalisiert bzw. verkürzt: Befürworter untertreiben dabei gerne die regulatorischen Planungserfordernisse für solide Ausbaustrategien und Finanzierungskosten; Gegner tendieren dazu, die Kosten für Netzbetrieb und Netzausbau zu übertreiben. Beides ist hinderlich für Regierungen, die pragmatische Ausbaustrategien entwerfen wollen, um durch ein ausbalanciertes Verhältnis von Erneuerbaren und traditionellen Kraftwerken die Energiewirtschaft zu optimieren.

Ein weiteres kommt hinzu: Energieplaner und Politikberater neigen dazu, Instrumente und Modelle ungeprüft auf Länder zu übertragen, deren Rahmenbedingungen in keiner Weise zum Modellwirkungsbereich passen. Man denke zum Beispiel an die scherenschnittartigen Sektorreformen der Neunziger[13], oder an die oft fehlende Anpassung der EU-Einspeisemodelle bei der Übertragung auf nichteuropäische Zielländer. Für eine zielführende Analyse der Rolle, die variable regenerative Energien (vRE) in der nationalen Energieplanung in Partnerländern der entwicklungs- und klimapolitischen Zusammenarbeit spielen können, ist es jedoch notwendig, genau auf die Unterschiede der Energiesektoren dieser Länder zu den „vRE Pionierländern“ Europas zu achten.

Die meisten Nicht-OECD Länder zeichnen sich u. a. dadurch aus, dass die Energienachfrage Jahr für Jahr stark wächst, Versorgungssicherheit und Sektoreffizienz deutlichen Verbesserungsbedarf aufweisen und daher ein erheblich höherer Investitionsbedarf im Vergleich zum Bruttosozialprodukt besteht als in typischen OECD Ländern. Im Stromsektor waren in der letzten Dekade jährliche Wachstumsraten der Nachfrage von (teilweise deutlich) über 5 % die Regel.

Energieminister von Nicht-OECD Ländern richten ihr Augenmerk daher verständlicherweise vor allem auf den Ausbau gesicherter Leistung und die Kosteneffizienz der Stromerzeugung. Daher scheint es zunächst erstaunlich, dass einige dieser Länder ganz erhebliche eigene Anstrengungen für einen vRE Ausbau anstellen[14]. Dies umso mehr, wenn man es aus dem europäischen Blickwinkel betrachtet, im Kontext eines laufenden Disputs um die Höhe und Natur der Mehrkosten massiver vRE-Anteile im Stromsektor (Schattenkraftwerke; EEG-Umlage; Netzausbau). Andererseits sind die mittelfristigen vRE-Ausbaupläne der Nicht-OECD Länder im Vergleich mit den Herausforderungen bescheiden, und bleiben vor allem bei einigen Ländern mit eigentlich besten Voraussetzungen deutlich hinter einem ökonomisch sinnvollen Ausbau zurück.

Ein vertiefender Blick zeigt, dass vRE in den meisten Schwellen- und Entwicklungsländern beim heutigen Stand der Technik und Gestehungskosten einen wertvollen, d. h. kosteneffizienten und erheblichen Beitrag zum Meistern der energiewirtschaftlichen Herausforderungen leisten könnten. Voraussetzung hierfür ist, dass analysiert wird, welche vRE Optionen in den notwendigen und schnellen Ausbau der nationalen Netze und Kraftwerksparks passen. Dabei sind Fragen nach dem wo, wann und wieviel klar zu beantworten. Eine solche solide vRE-Ausbauplanung muss landespezifisch, pragmatisch und ergebnisoffen erfolgen und kann deshalb einerseits in Einzelfällen zur Senkung einiger übertrieben optimistischer kurzfristiger vRE Ausbauziele führen (z. B. wenn rein politisch motivierte Ziele formuliert wurden[15]), aber andererseits auch zum Ergebnis haben, dass vRE-Beimischungsgrade über 20 % der nationalen Stromversorgung (also mehr als die Hälfte der installierten Nennleistung des konventionellen Kraftwerksparks) bei einer Gesamtbetrachtung der volks-, aber auch der rein energiewirtschaftlichen Kosten und Nutzen Sinn machen würden.

Dieses erhebliche Potenzial sollte – als robuste „No Regret – Option“ – sowohl für eine nachhaltigere und klimaschützende Energiesystementwicklung verstärkt genutzt werden. Die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), andere Geber und internationale Fachinstitutionen arbeiten deshalb an Planungs- und Implementierungsinstrumenten, welche Partnerländern auf diesem Weg zur Hand gegeben werden können. Das ist jedoch kein einfaches Unterfangen: erstens befinden sich die hierfür nötigen Methoden auch für OECD-Länder akademisch zum Teil noch in statu nascendi[16], und zwei-

12 Das Redaktionsteam dankt den Autoren Bernhard Zymla, Kilian Reiche und Klas Heising für diesen Beitrag

13 Teplitz-Sembitzky, W. 1990. Regulation, deregulation, or reregulation – what is needed in the LDCs power sector?. Industry and Energy Department working paper. Energy series paper ; no. 30. Washington, DC: World Bank.

14 REN21. 2013. Renewables 2013 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat.

15 Oder lokale Netze noch nicht so weit sind, ein Gaskraftwerk national dringender benötigt wird, oder konkurrierende Märkte den Preis momentan künstlich hoch halten, sodass ein etwas späterer massiver Einstieg mehr volkswirtschaftlichen Nutzen verspricht usw.

16 IEA. 2014. The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Paris: International Energy Agency.

tens ergeben sich aus den oben angesprochenen (und weiteren) Unterschieden zwischen Nicht-OECD Ländern und den bisherigen vRE Pioniernationen auch wesentliche Unterschiede in den Methoden und Parametern, die für eine zielsichere vRE-Planung nötig sind.

Wird dieser entscheidende Aspekt übersehen, kann eine übereilte Verwendung scheinbar „OECD-erprobter" vRE Methoden in vielen Fällen zu irreführenden Resultaten führen. Zum Beispiel:

- Die erheblichen bestehenden Wasserkraftanteile vieler Nicht-OECD Länder wirken bei optimierter Kraftwerkseinsatzplanung ähnlich wie die für zukünftige „smart grids" geplanten Batteriespeicher oder Pumpspeicherwerke und erlauben schon heute einen erstaunlich hohen volkswirtschaftlichen Nutzen durch Senkung der operativen Kosten. Auch können sich aufgrund von komplementären Saisonalitäten interessante Effekte in Bezug auf die Energiesicherheit ergeben.[17]

- Da bisher die überwiegende Mehrheit des weltweiten vRE Ausbaus in sehr wenigen Ländern mit moderaten Klimazonen erfolgt ist, basieren die meisten Auslegungsprogramme und Planungsinstrumente für vRE-Systeme auf den dort erprobten Parametern. Für Nicht-OECD-Länder sind nun Anpassungen nötig. Sonst drohen volkswirtschaftliche Verluste oder privatwirtschaftliche Insolvenzen. Daher ist eine umfassende Aktualisierung und Ausweitung entsprechender Methoden und Daten aus der Frühzeit der vRE Entwicklung angezeigt und wird auch gerade neu aufgenommen[18].

- Für die Bestimmung von vRE Stromgestehungskosten in Nicht-OECD Ländern werden in fast allen bisherigen Veröffentlichungen die Risiken unsauber eingepreist, wobei Kapitalkosten zu niedrig angesetzt werden[19], um eine umfassende Konkurrenzfähigkeit einzelner vRE Technologien zu suggerieren.[20]

- Lokale Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze sind oft deutlich weniger stabil und haben größere Schwankungsbereiche. Es ist noch nicht ausreichend geklärt, wie die bisher üblichen Anschluss- und Industrienormen sich am besten auf diese Bedingungen anpassen lassen.

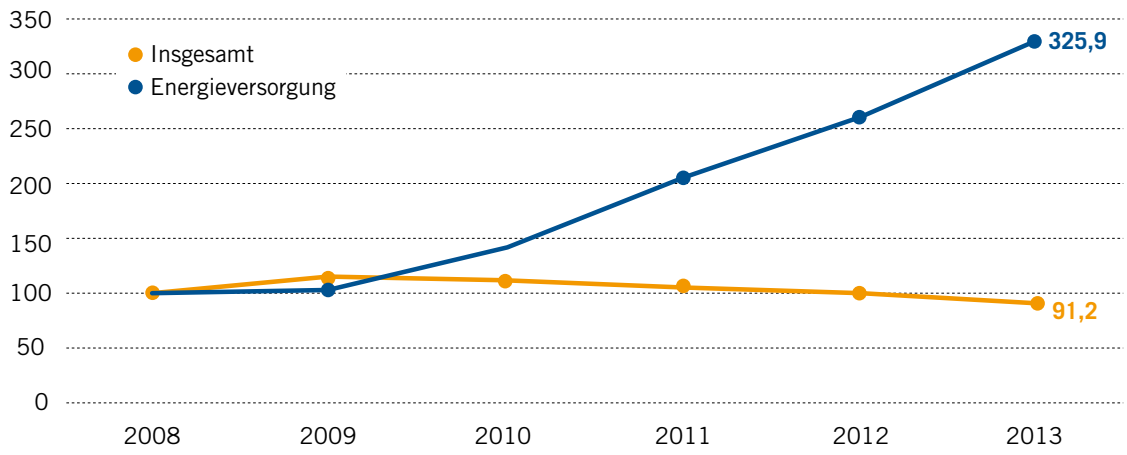
17 K. Heising, K. Reiche, W. Teplitz, E. Durand, R. Rüther, G. Hille. 2013. The operational benefits of variable Renewable Energies in Real-Life Power Grids. Presentation held at IEA, IRENA and World Bank. Eschoborn. GIZ

18 http://globalatlas.irena.org/

19 Dies gilt ceteris paribus auch für die CAPEX der konventionellen Kraftwerke, die zum Vergleich herangezogen werden; hier haben aber die OPEX einen bedeutenderen Anteil an den LCOE

20 Kilian Reiche, G. Hille, K. Heising. 2014. Comparison of PV LCOE in real markets from an investor's point of view. Eschborn. GIZ [forthcoming]

Abbildung 2.17: Die Insolvenz-Welle in der Energiewirtschaft



Die Insolvenzwelle in der deutschen Energiewirtschaft (FAZ 2014) resultiert in wesentlichen Teilen (a) aus Verdrängungswettbewerb im nationalen Strommarkt sowie im vRe Absatzmarkt in Kombination mit (b) unzureichender Planung vieler Marktteilnehmer.

Quelle: Statistisches Bundesamt, Berechnung: Statista

Der vielleicht wichtigste bisher nicht ausreichend gewürdigte energiepolitische Unterschied folgt jedoch aus der unterschiedlichen Wachstumsdynamik: Der OECD vRE Ausbau ist aufgrund der dort stagnierenden Strommärkte zu wesentlichen Teilen ein Verdrängungswettbewerb. Im Extremfall stehen ganze Branchen vor erheblichen Kursverlusten und Insolvenzen. Hier sind Nicht-OECD Länder energiepolitisch entscheidend im Vorteil: In stark wachsenden Märkten können sowohl bereits aktive wie auch neue Marktteilnehmer von vRE-bedingten neuen Transaktionen und Marktstrukturen profitieren. Das bedingt – bei transparenter und wohl ausbalancierter vRE Ausbauplanung – weniger Widerstände durch die etablierte Energiewirtschaft und erlaubt eine nachhaltigere lokale Wertschöpfung. Dies erfordert aber auch, dass die Implikationen für die Zusammensetzung des künftigen thermischen Kraftwerksparks, den Netzausbau und das Strommarktdesign beachtet werden.

Um das bestehende Potenzial auszuschöpfen – d. h. durch vRE die Energiesystemkosten zu senken, Beiträge zur Systemstabilität und zur Energiesicherheit in Entwicklungs- und Schwellenländer zu leisten – braucht es verfeinerte, national angepasste vRE Ausbaustrategien und -instrumente. Für die Umsetzung bedeutet es, dass vRE-Fördermodelle im Idealfall eine Kontrolle über Kosten und Ausbaugeschwindigkeit und auch die räumliche Verteilung ermöglichen.

Die Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GIZ GmbH berät als Bundesunternehmen im Rahmen der technischen Zusammenarbeit Partnerländer bei der Förderung und Integration von erneuerbaren Energien. In mehr als 100 Vorhaben in über 30 Partnerländern im Auftrag des BMZ, des BMUB und des BMWi werden Partner sowohl in der Politikberatung (rechtlicher und institutioneller Rahmen, Fördermechanismen etc.) als auch bei der Umsetzung (Capacity Development, Know-How-Transfer, berufliche Bildung, gemeinsame Pilotvorhaben, Marktentwicklung, Konferenzen) unterstützt. Neben erneuerbaren Energien sind Energieeffizienz, Energiegrundversorgung und der Energie-Wasser-Ernährung Nexus weitere Themenschwerpunkte der entwicklungs- und klimapolitischen Zusammenarbeit zur nachhaltigen Energiesystementwicklung.

Zur Bestimmung des Nettonutzens von vRE in realen Energiesystemen bedarf es der sauberen Analyse mindestens dieser Elemente:

- Ausbeute
- Lastprofile
- Einspeiseprofile
- Saisonalitäten von Erzeugung und Last
- Netzinfrastruktur
- Strommarktdesign und Verfasstheit der Energiewirtschaft
- Finanzierungskosten (inkl Risikoprämien für legale, Länder-, Währungs-, regulatorische und prozedurale Risiken)
- Charakteristik des derzeitigen Kraftwerksparks (CAPEX, OPEX) und zukünftiger Alternativen
- Spinning Reserve Requirements
- Weltzinsniveau, Liquidität der Kapitalmärkte

2.9 Kapazitätsmechanismen international

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird im Moment in vielen Ländern diskutiert. An zahlreichen Orten wurden bereits Mechanismen eingeführt (z. B. mehrere Regionen der USA, Kolumbien, Schweden, Italien, Griechenland, Irland, Spanien, Norwegen oder Finnland); in anderen Ländern befinden sich Mechanismen kurz vor der Einführung, so in Großbritannien, in Frankreich und in Italien. Die hier angesprochenen Länder gehen sehr unterschiedliche Wege bei der Entwicklung ihrer Marktdesigns, da die örtlichen Probleme, die mit Kapazitätsmechanismen gelöst werden sollen, ebenfalls sehr unterschiedlich sind. Für Deutschland hat die neue Bundesregierung angekündigt, „mittelfristig" einen Kapazitätsmarkt zu entwickeln, dessen Ausgestaltung jedoch noch vollkommen offen ist.

Zwar werden Kapazitätsmechanismen in vielen Ländern diskutiert oder sind bereits implementiert. Es sei aber auch darauf hingewiesen, dass es Länder gibt, in denen sie kein Thema sind, so zum Beispiel in den Niederlanden und in Österreich. In beiden Ländern existieren derzeit deutliche Überkapazitäten, sodass die Einführung von Kapazitätsmechanismen aktuell nicht diskutiert wird. Für die künftige Entwicklung des mitteleuropäischen Kapazitätshaushaltes sind die Niederlande und Österreich aber von großer Bedeutung, denn beide Länder werden voraussichtlich auch im Jahre 2020 noch Überkapazitäten aufweisen. Aktuell ist das Interesse von Kraftwerksbetreibern in beiden Ländern daher vor allem darauf gerichtet, an möglichen Kapazitätsmechanismen der Nachbarstaaten teilnehmen zu können.

Frankreich – Kapazitätszertifikate

Der französische Kapazitätsmechanismus wird als der Mechanismus mit den größten Auswirkungen auf den deutschen Markt angesehen. In Frankreich herrscht seit der Veröffentlichung des sog. Poignant-Sido-Berichtes[21] im Jahr 2010 die Befürchtung, dass die heimischen Kapazitäten angesichts des prognostizierten massiven Anstiegs der Spitzenlast künftig nicht mehr ausreichen würden, um den Bedarf zu decken. Im Dezember 2010 wurde daraufhin das Loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) verabschiedet, das die rechtliche Grundlage der Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Frankreich liefert.

Zentraler Akteur in diesem System ist der Übertragungsnetzbetreiber RTE, der detaillierte Regeln für den Mechanismus entwickelt hat. Das System steht aktuell vor der Einführung, die für den Winter 2015/2016 vorgesehen ist.

Das französische System basiert auf handelbaren Kapazitätszertifikaten. Diese werden seitens der Anbieter zertifizierter Leistung an die Vertriebe veräußert, die sich nach Maßgabe des Kapazitätsbedarfes ihrer Kunden eindecken müssen. Da das französische Elektrizitätsversorgungssystem aufgrund des hohen Heizstromanteils sehr temperaturabhängig ist, wird dieser Bedarf für ein 10-jähriges Kälteereignis definiert. Für den Fall, dass ein Anbieter in diesen Zeiten nicht verfügbar ist oder dass sich ein Vertrieb nicht ausreichend eingedeckt haben sollte, sind Strafzahlungen vorgesehen. Sollte die durch diesen Mechanismus angereizte Kapazität nicht ausreichen, kann das zuständige Ministerium zusätzlich Kapazität ausschreiben.

Das französische System wird aufgrund des Fehlens einer zentralen staatlichen Auktion von Kapazität im Hauptmechanismus oftmals als dezentrales System bezeichnet. Es trägt aber starke zentralistische Züge, da der Übertragungsnetzbetreiber RTE eine zentrale Rolle einnimmt. RTE zertifiziert die Kapazitäten, legt die Temperatursensitivitätskoeffizienten der Nachfrage fest und verhängt Strafzahlungen bei Nichterfüllung. Nicht zuletzt aufgrund der Möglichkeit des Energieministeriums, zusätzliche Leistung auszuschreiben, muss man den französischen Mechanismus als eher zentralen Ansatz mit einem Flexibilisierungsinstrument interpretieren.

Die absehbare Einführung des französischen Systems hat in Deutschland Besorgnisse über die Integrität des gemeinsamen Großhandelsmarktes ausgelöst. Bei einem letztlich staatlich kontrollierten System wird immer die Gefahr gesehen, dass sich staatliche Entscheidungsträger mit einer Überausstattung an Kapazität absichern, die wiederum im gemeinsamen Markt dazu führt, dass Großhandelspreise künstlich unter Druck geraten können. Weiterhin wird kritisiert, dass eine explizite Einbeziehung nicht-französischer Bieter in das System bislang nicht geplant ist. Vielmehr wird ausländische Kapazität lediglich auf Grundlage eines statistischen Verfahrens berücksichtigt, bei dem errechnet wird, wie viel ausländische Leistung erwartbar in Spitzenlastzeiten über die Grenzkuppelstellen importiert werden kann. Diese Leistung wird vom inländischen Bedarf subtrahiert.

21 Poignant, S./Sido B. : La maîtrise de la pointe électrique : feuille de route énergétique de la France présentée le 3 juin 2009; Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, Paris 2010.

Italien – zentrale Auktion

Auch das für Italien geplante System weist ein hohes Maß an Zentralismus auf. Die italienische Stromerzeugungsstruktur ist durch eine starke Bedeutung von gasbetriebenen Anlagen gekennzeichnet. Diese sind großenteils nach 2005 errichtet worden, nachdem es zuvor zu Stromknappheiten gekommen war. Gleichzeitig importiert Italien Strom in großem Ausmaß, weil die heimischen Anlagen angesichts des aktuellen Preisgefüges aufgrund ihrer vergleichsweise hohen variablen Kosten kaum wettbewerbsfähig sind und nur wenig eingesetzt werden. Vor diesem Hintergrund gab es auch schon in den letzten Jahren Kapazitätszahlungen an Kraftwerksbetreiber. Aktuell wird ein System eingeführt, das die Auktionierung von Reliability Options vorsieht. Diese werden in einer vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführten zentralen Auktion von Kraftwerksbetreibern an Vertriebe veräußert, die sich dadurch gegen Strompreisspitzen absichern. Eine Reliability Option ist ein Strompreisderivat. Der Käufer der Option erwirbt das Recht, bei hohen Preisen die Differenz zwischen einem Ausübungspreis („strike price“) und dem herrschenden Marktpreis durch den Verkäufer der Option zurückzuerhalten. Der mittels der Auktionen zu deckende Kapazitätsbedarf wird vom italienischen Übertragungsnetzbetreiber Terna festgelegt. Dazu wird eine Kapazitätsnachfragekurve spezifiziert. Die Auktionen erfolgen vier Jahre vor Vertragsbeginn; die Reliability Options gelten jeweils für drei Jahre. Eine Beteiligung der Nachfrageseite ist bislang nicht vorgesehen.

Der Mechanismus wurde bislang noch nicht eingeführt, sodass er nur eingeschränkt zu bewerten ist. Ähnlich wie in Frankreich ist auch im italienischen Modell damit zu rechnen, dass eine zentrale Planungsinstanz eher Überkapazitäten plant, als das Irrtumsrisiko einer zu knappen Kapazitätsausstattung in Kauf zu nehmen. Entsprechende Verwerfungen zu Lasten anderer Länder sind auch damit nicht ausgeschlossen.

Belgien – Strategische Reserve

Auch in Belgien gibt es starke Besorgnisse, dass das Land in Situation starker Last keine ausreichende Leistung aufweisen könnte. Die politischen Rahmenbedingungen in Belgien werden von Kraftwerksinvestoren offenbar als nicht hinreichend stabil eingeschätzt. Auch die zahlreichen Regierungswechsel tragen kaum zum Investorenvertrauen bei. Dies führte dazu, dass Belgien heute einen eher knappen Leistungshaushalt aufweist. Wirtschaftsstaatssekretär Wathelet legte in Folge dessen 2012 einen Plan vor, der den Leistungsbedarf des Landes absichern soll.[22] Hierzu wird die Einführung einer Strategischen Reserve vorgesehen, die vom belgischen Parlament im März 2014 beschlossen wurde. Die Strategische Reserve soll einen Umfang von 800 MW haben und bereits zum 1. November 2014, zunächst für die kommenden drei Winterperioden implementiert werden.

Der Wathelet-Plan sieht eine klassische Strategische Reserve von Kraftwerken vor, die außerhalb des Marktes für den Fall vorgehalten werden, dass dieser aufgrund eines unzureichenden Angebotes nicht geräumt werden kann, sich also Angebot und Nachfrage nicht treffen und bei keinem Preis ausreichend Kapazität zur Verfügung steht. In diesem Fall würde der Übertragungsnetzbetreiber Elia die Anlagen in den Markt bieten Angesichts der fortbestehenden politischen und regulatorischen Unsicherheiten ist damit zu rechnen, dass Leistung in Belgien auch in den kommenden Jahren knapp bleiben dürfte.

Großbritannien – zentrale Auktion

Großbritannien hat bereits einen “Kapazitätsmarkt-Zyklus” durchlaufen. Ein erstes Kapazitätsentgeltsystem war bereits zu Beginn der 1990er Jahre eingeführt worden, dann aber wieder abgeschafft worden, da die Auffassung vorherrschte, der reine Energy-only-Markt würde ausreichend Investitionsanreize bereitstellen. In der Folgezeit nahm die Sorge um den nationalen Leistungshaushalt jedoch wieder zu, da der Kraftwerksneubau nicht mit dem Ausmaß der Stilllegungen schritthielt. Großbritannien setzt zudem bei seiner zukünftigen Stromversorgung (neben den Erneuerbaren) stark auf Gaskraftwerke und auf die Kernenergie. Kohlekraftwerke sollen mit Blick auf die nationalen Treibhausgasziele nicht mehr gebaut werden.

Im Juni 2013 legte das Ministerium für Energie- und Klimawandel (DECC) dem Parlament einen Entwurf für einen Kapazitätsmarkt vor, der fünf Elemente eines Kapazitätsmechanismus vorsieht, namentlich die Festlegung der Kapazitätshöhe, die Kapazitätsauktion, den Sekundärmarkt, die Lieferung der Kapazität und die Vergütung der Kapazität.

Die Höhe der Kapazitätszahlung soll demnach in einer Auktion festgelegt werden; sie ist allerdings auf maximal £75/kW und Jahr begrenzt. Die erste Kapazitätsauktion

22 Vgl. Wathelet, M. : Le système électrique belge à la croisée des chemins: une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition, Brüssel 2012.

soll im Dezember 2014 für den Winter 2018/2019 stattfinden. Neuanlagen können eine für 15 Jahre zugesagte Kapazitätszahlung erhalten. Kapazitätszahlungen für bereits existierende Anlagen werden jährlich festgelegt; signifikant modernisierte Anlagen können eine Zusage für drei Jahre erhalten. Die Anlagen müssen in Spitzenzeiten verfügbar sein (dem geht eine „Capacity Market Warning“ des Übertragungsnetzbetreibers voraus) und werden ggf. zu Strafzahlungen verpflichtet. Allerdings sind für diese Zahlungen Höchstwerte vorgesehen. Es soll zudem ein Sekundärmarkt eingerichtet werden, in dem Kapazitäten noch gehandelt werden können, bevor die Verpflichtungsperiode beginnt.

Der Mechanismus wird als technologieneutral bezeichnet; allerdings kann der TSO über Kapazitätsabschläge entscheiden, die im Rahmen der Auktion geboten werden können („de-ratings“). Diese de-Ratings dürften sich nach der Erzeugungstechnologie richten. Weiterhin können Anlagen unter 2 MW sowie Anlagen, die bereits anderweitig Förderungen erhalten (insbes. für erneuerbare Energien), nicht teilnehmen. Dasselbe gilt derzeit noch für ausländische Kapazität.

Für die Jahre 2015 und 2016 sind “transitional auctions” für nachfrageseitige Leistung vorgesehen. Für die Zeit vor Wirksamwerden des neuen Systems werden der Übertragungsnetzbetreiber National Grid und die Regulierungsbehörde Ofgem Reserveleistung sowie freiwillig abschaltbare Lasten kontrahieren.

Eine Bewertung des britischen Mechanismus ist schwierig, weil noch keine Erfahrungen damit vorliegen. Allerdings erschient die Methode aufwändig, da der zu auktionierende Kapazitätsbedarf, der Höchstpreis, die Kapazitätsnachfragekurve und weitere Designelemente festzulegen sind. Das Risiko von Fehlsteuerungen ist daher nicht von der Hand zu weisen.

Norwegen – operative Reserve

Der norwegische Kraftwerkspark basiert auf Wasserkraft. 2010 betrug der Anteil der Wasserkraft an der Nettostromerzeugung 95 %. Folglich gibt es immer wieder Besorgnisse, ob die Versorgung in längeren Trockenperioden (dies ist insbesondere im Winter) sichergestellt werden könne. Vor diesem Hintergrund wurden 2000 sogenannte Reserveoptionen eingeführt, die auch handelbar sind.

Auch in Norwegen wird der Kapazitätsbedarf durch den Übertragungsnetzbetreiber Statnett bestimmt, der eine Prognose des Reservebedarfes auf wöchentlicher Basis vornimmt. Statnett erwirbt die benötigte Reserveleistung im Rahmen einer wöchentlichen Einheitspreisauktion ohne Preisobergrenze. Die Teilnahme flexibler Lasten ist möglich, allerdings beträgt die minimale Leistungsgebotsgröße 25 MW. Das hier veräußerte Produkt (“Reserve-Option”) ist eine Verpflichtung zur kurzfristigen physischen Lieferung. Die Lieferung muss in Knappheitssituationen spätestens 15 Minuten nach Abruf erbracht werden. Die Kontraktdauer beträgt lediglich eine bis acht Wochen; die jeweilige Auktion findet lediglich eine Woche vor Beginn der Verpflichtungsperiode statt. Aufgrund des kurzfristigen Zeithorizontes wird dieses Verfahren als „operative Reserve“ bezeichnet, im Gegensatz zu der jährlich kontrahierten strategischen Reserve in Finnland und Schweden.

Norwegen ist in drei Kapazitätszonen aufgeteilt und Gebote für die Reserve-Option müssen sich jeweils auf eine dieser Zonen beziehen. In der Folge stellen sich auch zwischen den Zonen unterschiedliche Kapazitätspreise ein.

Der norwegische Mechanismus hat primär eine Reservefunktion, kann sich jedoch auch auf Investitionsanreize für den Anlagenneubau auswirken, weil die kontrahierten Reservekapazitäten nicht dem Markt zur Verfügung stehen und sich die operative Reserve entsprechend preisstützend auswirken kann.

Der norwegische Mechanismus wird seitens der Europäischen Kommission als etwas teurer als die schwedischen und finnischen Mechanismen eingestuft, jedoch günstiger als Mechanismen in anderen Ländern. Insgesamt funktioniert er seit seiner Einführung insofern gut, als es nicht zu Versorgungsunterbrechungen kam. Eine künstliche regulatorische Verknappung des Strommarktes dürfte jedoch unter Effizienzgesichtspunkten als problematisch einzustufen sein, weil dies großes Wissen seitens des Regulierers und des Übertragungsnetzbetreibers voraussetzt und einen intensiven Markteingriff bedeuten würde.

USA / PJM – zentrale Auktion

PJM Interconnection ist ein großer regionaler System Operator, der die Strommärkte in 13 US-Staaten und dem District of Columbia organisiert. PJM hat seit Langem Kapazitätsmechanismen. Der aktuelle Kapazitätsmarkt wurde 2007 eingeführt.

Der PJM-Kapazitätsmarkt besteht im Kern aus zentralen Auktionen (Reliability pricing Model, RPM) und – ergänzend – dem sog. Fixed Resource Requirement (FRR), die nachfolgende kurz beschrieben werden.

PJM prognostiziert den Leistungsbedarf jeweils drei Jahre im Voraus unter Nutzung eines Simulationsmodells. Dieser Bedarf wird im Rahmen des RPM über einen Auktionsmechanismus beschafft, dem eine künstlich bestimmte, fallende Kapazitätsnachfragefunktion zugrunde liegt. Je nach Kapazitätsangebot werden bei diesem Mechanismus mithin unterschiedliche Kapazitätspreise gezahlt. Die Teilnahme von nachfrageseitigen Kapazitäten ist möglich und wird in großem Umfang praktiziert. So wurden für das Lieferjahr 2016/17 13.525 MW an Demand Response und Energieeffizienzkapazitäten bezuschlagt. Ist Kapazität ausreichend vorhanden, ist der Preis niedrig und es werden allenfalls Marktaustritte reduziert; bei knapper Kapazität dagegen kann der jährliche Kapazitätspreis bis zum Eineinhalbfachen der annuitätischen (Netto-)Kosten einer „new peaking Unit“ betragen, deren Eigenschaften ebenfalls von PJM definiert werden. Neben der Erstauktion (base residual Auction, BRA) finden noch drei oder vier weitere Auktionen statt (incremental Auctions), bevor die Verpflichtungsperiode beginnt. Die BRA und die drei incremental Auctions finden 3 Jahre bzw. 20 Monate, 10 Monate und drei Monate vor Beginn der Verpflichtungsperiode statt. Daneben können Kapazitäten zwischen der letzten incremental Auction und der Verpflichtungsperiode noch auf einem bilateralen, aber zentral organisierten Markt gehandelt werden.

Kapazitäten, die erfolgreich am Mechanismus teilgenommen haben und entsprechend eine Kapazitätszahlung erhalten, haben die Verpflichtung, in Knappheitszeiten verfügbar zu sein. Die Kosten der Kapazität sind von den Lieferanten zu tragen, die Leistung für ihre Kunden beschaffen müssen und die die entsprechenden Kosten an die Konsumenten wälzen.

Alternativ zu Beschaffung über den RPM, der von PJM organisiert wird, können Lieferanten – über das FRR – auch eigene Leistung verwenden oder bilateral beschaffen. Dies findet vor der jeweiligen base residual Auction statt; die betreffende Leistung bietet entsprechend im RPM nicht mehr mit. Für das FRR sind keine genauen Vorlaufzeiten bis zum Lieferzeitraum spezifiziert. Die minimale Zeitdauer der Teilnahme am FRR beträgt fünf aufeinanderfolgende Jahre. Da dies ein relativ langer Verpflichtungszeitraum ist, wurden innerhalb der ersten vier Jahre nach der Einführung von RPM nur ca. 15 Prozent der gesamten Erzeugungskapazität in PJM in Form von FRR gedeckt.

Der Kapazitätsmechanismus in PJM ist recht komplex und enthält sehr zahlreiche Detailregulierungen. Seit seiner Einführung wurde er immer wieder modifiziert. Die Komplexität wird zusätzlich durch eine geografische Aufteilung erhöht, die aufgrund von Netzengpässen erforderlich wurde und dabei helfen soll, dass Kapazitäten dort entstehen, wo sie gebraucht werden. Allerdings gilt PJM als Musterbeispiel für die erfolgreiche Teilnahme nachfrageseitiger Leistung an einem Kapazitätsmechanismus. Auch ist der Mechanismus erfolgreich hinsichtlich der Schaffung von Neubauanreizen.

Kolumbien – zentrale Auktion mit Optionen

Kolumbien hat ebenfalls eine sehr stark auf Wasserkraft basierende Stromversorgung. Etwa zwei Drittel der installierten Leistung und etwa 80 % der Stromproduktion entfallen auf Wasserkraft und damit eine wetterabhängige Erzeugungsart. Dies ist im Falle Kolumbiens insofern bedeutsam, als das Land immer wieder von dem im Abstand von mehreren Jahren auftretenden Wetterphänomen El Niño betroffen ist, das längere Dürreperioden mit sich bringen kann. Die entsprechenden Knappheitsperioden im Strommarkt treten jedoch zu selten und zu schwer prognostizierbar auf, um Investitionen in Erzeugungskapazitäten anzureizen, die auf diese Knappheiten setzen. Folglich wurde 1996 die Einführung von Kapazitätszahlungen beschlossen. Dieses System wurde 2006 durch den aktuell geltenden Mechanismus abgelöst. Dieser basiert auf dem Handel von verbindlichen Lieferverpflichtungen (Obligaciones de Energía Firme, OEF). Deren Bedarf wird durch die Regulierungsbehörde auf der Grundlage historischer Daten bestimmt.

Der Mechanismus ist grundsätzlich technologieneutral. Ausschlaggebend für das Angebot an OEFs ist jedoch die Höhe der durch den Anbieter in Dürrezeiten lieferbaren Energiemenge. Hierzu hat der kolumbianische Regulator (Comisión de Regulación de Energía y Gas) unterschiedliche Kapazitätskredite (d. h. unterschiedliche Anteile an gesicherter Leistung an der installierten Leistung in Dürreperioden) für unterschiedliche Technologien definiert. Der Wert der OEFs wird anschließend in einer Auktion auf der Grundlage einer fallenden Nachfragefunktion bestimmt. Neuanlagen können OEFs für längere Zeiträume (maximal 20 Jahre) veräußern als Bestandsanlagen, für die einjährige Laufzeiten gelten. Grundsätzlich gilt eine Vorlaufzeit von drei Jahren vor der Verpflichtungsperiode;

für Neuanlagen gelten längere Vorläufe (bis zu sieben Jahren).

OEFs sind – ähnlich wie im italienischen System – Optionen. Der Verkäufer von OEFs muss in der Lage sein, die kontrahierte Leistung mit täglichem Vorlauf anzubieten. Die OEF-Verpflichtung wird abgerufen, wenn der Strompreis am Vortag an mindestens einer Stunde den Ausübungspreis der Option überschreitet. Der Ausübungspreis („Knappheitspreis“) selbst wird monatlich auf Grundlage eines Brennstoffpreisindex angepasst. Kann der Erzeuger selbst in Knappheitssituationen nicht liefern, muss er die Energie auf dem Spotmarkt beschaffen. Ist dies nicht mehr möglich, muss er die Konsumenten entschädigen, die keine Energie erhalten haben. Erzeuger können aber mit Konsumenten Verträge über abschaltbare Lasten eingehen.

Eine abschließende Bewertung des Systems ist schwierig, zumal Neubauten zeitintensiv sind. Seit Einführung des Systems konnte die Kapazitätsentwicklung (hier war bis 2013 ein Zuwachs von sieben Prozent zu verzeichnen) aber mit dem Anstieg der Höchstlast (ca. sechs Prozent) Schritt halten. Zu einem Rückgang der Abhängigkeit Kolumbiens von der Wasserkraft ist es bislang jedoch nicht gekommen. Das System ist verhältnismäßig komplex und seine zahlreichen administrativ festzulegenden Parameter (z. B. die Bestimmung der Nachfragefunktion und des Knappheitspreises sowie der Leistungskredite) dürften es für regulatorische Irrtümer anfällig machen.

2.10 Versorgungssicherheit in den G7-Staaten

Der Umsturz in der Ukraine und die sich daran anschließende Krim-Krise führten der Politik wieder einmal die Abhängigkeit Europas von russischen Energieimporten deutlich vor Augen. Besonders abhängig ist Deutschland, das mehr als ein Fünftel seines Primärenergieverbrauchs durch Bezüge von Rohöl, Erdgas und Steinkohle aus Russland deckt. Russland ist damit Deutschlands bedeutendster Lieferant von Energierohstoffen. Diese Abhängigkeit relativiert sich allerdings dadurch, dass Russland in starkem Maße auf die Einnahmen aus den Energieexporten angewiesen ist.

Im Augenblick rückt dennoch die Sicherheit der Versorgung mit Energie in den Vordergrund, während dieser Teil der energiepolitischen Trias gegenüber den beiden anderen Zielen, der Umweltverträglichkeit und der Wettbewerbsfähigkeit, zumeist stiefmütterlich behandelt wird. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden die Veränderung der Sicherheit der Energieversorgung in den G7-Staaten untersucht.

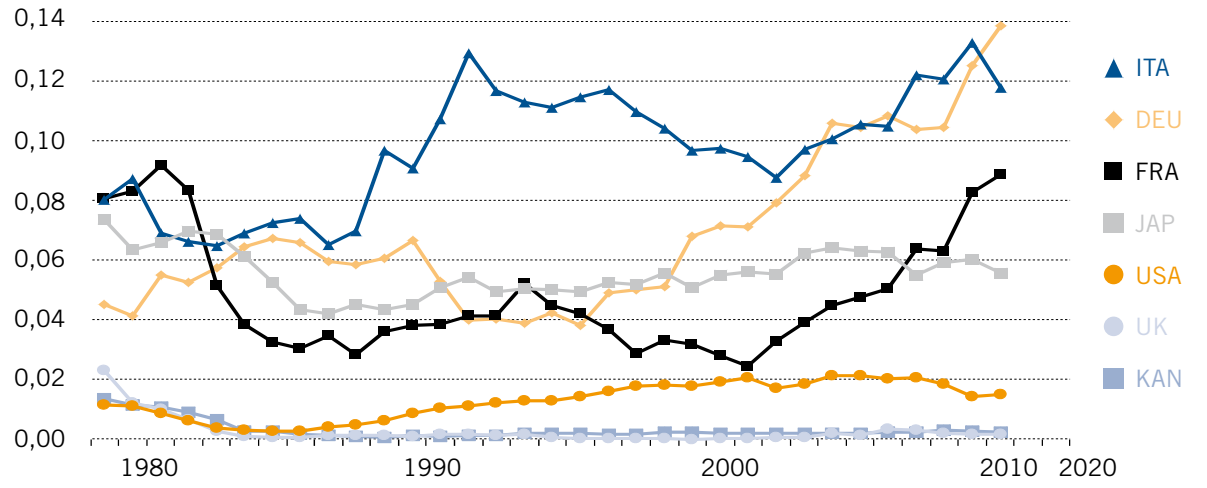
Definition von Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Versorgung ist dann vollständig gewährleistet, wenn zu jeder Zeit und verlässlich garantiert in ausreichender Menge Energie zur Verfügung steht. Abweichungen von diesem Optimum ergeben sich in der Realität in unterschiedlichem Ausmaß. Eine quantitative Bewertung des jeweiligen Grades der Versorgungssicherheit muss sämtliche Glieder der Wertschöpfungskette einbeziehen. Dazu gehören die Bereitstellung von Primärenergieträgern, wie Erdöl, Erdgas oder Kohle, sowie die Gewinnung von Energie mit Hilfe von erneuerbaren Energietechnologien.

Des Weiteren sind ausreichende Kapazitäten zur Umwandlung von Primärenergie in nutzbare Sekundärenergie notwendig – wie z. B. Raffinerien oder Kraftwerke. Und schließlich zählt dazu eine Infrastruktur, die es ermöglicht, dass die benötigte Energie ihrer Nutzung zugeführt wird. Dies sind bei Gas insbesondere Pipelines und Speicher, und bei Strom ein Übertragungs- und Verteilnetz, das eine zuverlässige Verbindung zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch von Strom herstellt.

Der vorliegende Beitrag konzentriert sich auf den ersten Punkt, die Sicherheit der Versorgung mit Primärenergie, da für die meisten Staaten das größte Risiko für Versorgungssicherheit in der hohen Abhängigkeit von Importen liegt. Denn häufig stammen diese aus politisch instabilen Ländern oder Regionen, während die Ausstattung mit heimischen Ressourcen, die zu wettbewerbsfähigen Bedingungen nutzbar gemacht werden können, unzureichend ist. Deutschland ist für diese Situation ein besonders treffendes Beispiel. Der größte Teil des Primärenergieverbrauchs Deutschlands muss durch Einfuhren gedeckt werden. Im Jahr 2012 zum Beispiel belief sich der Anteil der Importe auf 68 %.

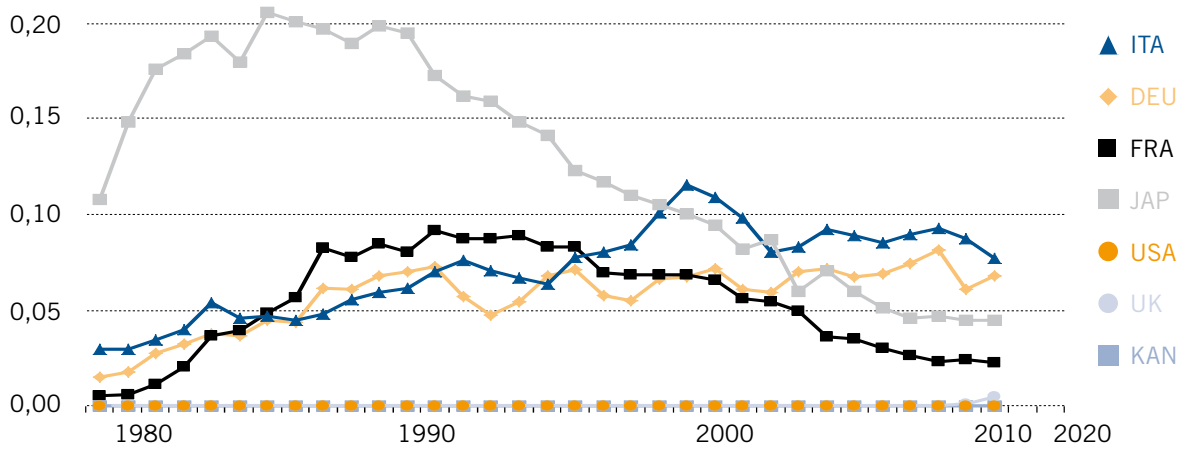
Abbildung 2.18: Rohölspezifische Versorgungsrisiken der G7-Staaten



(Wertebereich: 0-1, 0 steht für kein Risiko)

Quelle: Frondel, Ritter, Schmidt 2012

Abbildung 2.19: Erdgasspezifische Versorgungsrisiken der G7-Staaten



(Wertebereich: 0-1, 0 steht für kein Risiko)

Quelle: Frondel, Ritter, Schmidt 2012

Indikator zur Quantifizierung des Versorgungsrisikos eines Landes

Zur Quantifizierung von Risiken bei der Versorgung eines Landes mit Energie hat das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) rohstoffspezifische Risikoindikatoren für Rohöl, Erdgas und Steinkohle entwickelt sowie einen sich daraus zusammensetzenden Indikator zur Beurteilung des gesamten Energieversorgungsrisikos.[1] Dieser Risikoindikator berücksichtigt im Wesentlichen die folgenden vier Aspekte:

- Die Diversifikation des Energiemixes, mithin die Anteile der verschiedenen Energieträger und -technologien am inländischen Energieangebot,
- die Diversifikation der Importe an fossilen Energieträgern, mithin die Anteile der diversen Lieferanten-Staaten am inländischen Angebot eines fossilen Energieträgers,
- die wirtschaftliche und politische Stabilität in den jeweiligen Lieferanten-Staaten sowie
- den Beitrag heimischer Energieträger und -technologien an der Energieversorgung.

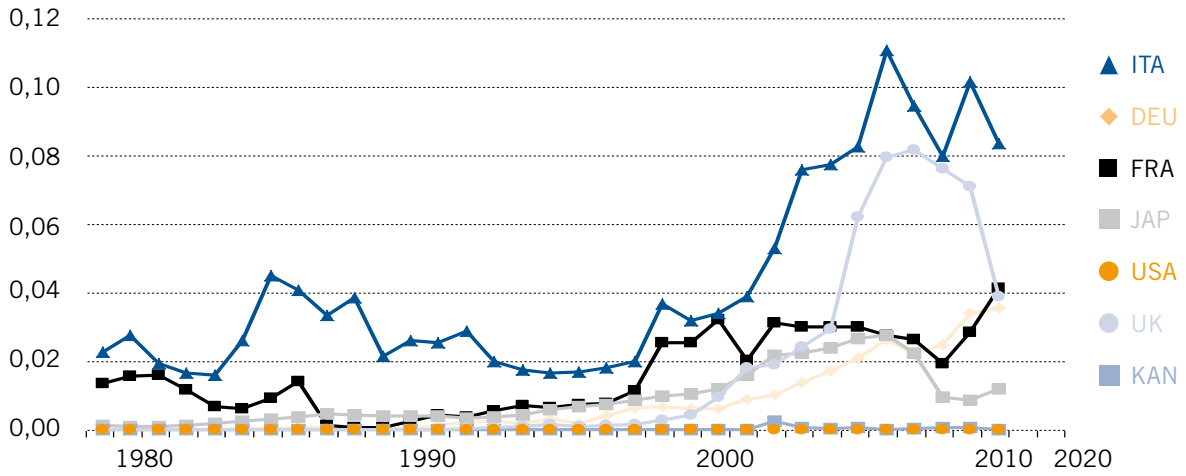
Der Indikator für das Gesamtrisiko ist als gewichtetes arithmetisches Mittel der rohstoffspezifischen Risikoindikatoren konzipiert worden, wobei die Gewichte den Anteilen der einzelnen Energierohstoffe am Primärenergiemix entsprechen. Entsprechend seiner Konzeption trägt der Gesamtindikator auch Korrelationen bei den rohstoffspezifischen Risiken Rechnung. Dies ist ein nicht unwesentlicher Aspekt, wenn man beachtet, dass viele Staaten als Lieferanten von Kohle, Öl und Gas nahezu gleichermaßen relevant sein können. Russland ist hierfür nur eines von zahlreichen Beispielen.

Zur Beurteilung der wirtschaftlichen und politischen Stabilität von Lieferanten-Staaten wird das OECD-System zur Beurteilung von Kreditausfall-Risiken herangezogen, das auf einer Zahlenskala zwischen 0 und 7 eine Einstufung aller Staaten vornimmt. Die Einstufung 0 steht dabei für das niedrigste und die Stufe 7 für das höchste Risiko. So werden beispielsweise Staaten wie die USA und Norwegen mit 0, Irak und Libyen dagegen mit 7 eingestuft. Dazwischen liegen Länder wie Russland oder Süd-Afrika mit dem Risikowert 3 oder Kolumbien mit 4. Zur Berechnung der Risikoindikatoren wurden die OECD-Risikowerte durch die höchste Zahl 7 dividiert, um zu normierten Größen zu gelangen: Hierdurch nehmen die Risikoindikatoren nur Werte zwischen 0 und 1 an, wobei der Wert von 0 für keinerlei Risiko steht..

Die rohstoffspezifischen Indikatoren bauen ganz wesentlich auf dem sogenannten Herfindahl-Index zur Messung von Konzentrationsphänomenen auf, um so der Diversifikation von Importen eines Energierohstoffs Rechnung zu

1 Siehe dazu Frondel, M. und C. M. Schmidt (2014), A Measure of a Nation's Physical Energy Supply Risk. The Quarterly Review of Economics and Finance (forthcoming), und Frondel, M. und C. M. Schmidt (2009), Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 10 (1): 79-91. DOI: 10.1111/j.1468-2516.2008.00295.x

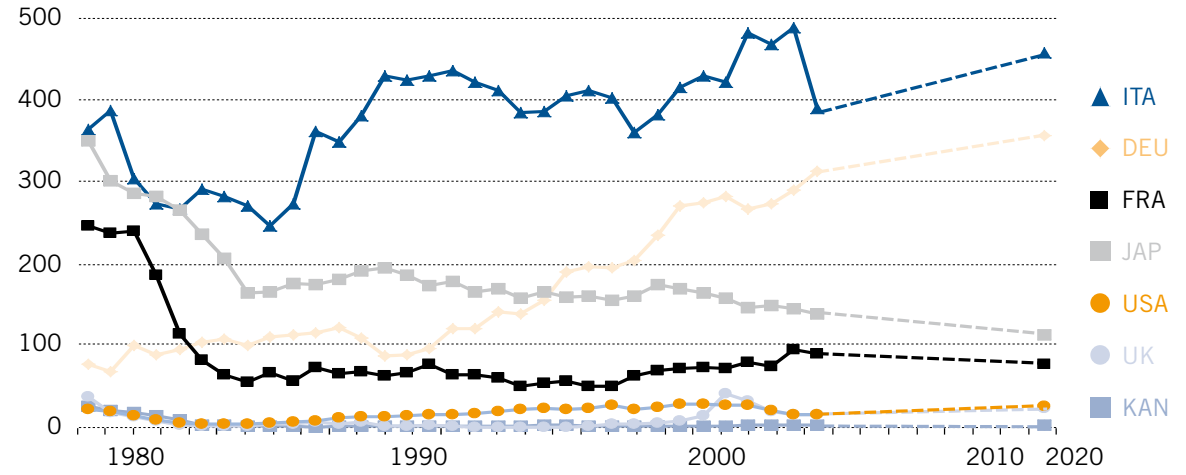
Abbildung 2.20: Spezifisches Versorgungsrisiko der G7-Staaten bei Steinkohle



(Wertebereich: 0-1, 0 steht für kein Risiko)

Quelle: Frondel, Ritter, Schmidt 2012

Abbildung 2.21: Energieversorgungsrisiken der G7-Staaten[1]



1 Der Artikel von Frondel, Ritter und Schmidt (2012) wurde vor den Ereignissen von Fukushima verfasst.
(Die Werte sind indexiert, wobei 100 für das Energieversorgungsrisiko in Deutschland im Jahr 1980 steht.)

Quelle: Frondel, Ritter, Schmidt 2012

tragen. Der Herfindahl-Index nimmt seinen größten Wert 1 an, wenn die Konzentration am höchsten ist, im vorliegenden Fall also die Importe eines Energierohstoffs ausschließlich aus einem einzigen Land importiert würden. Um zudem die wirtschaftliche und politische Stabilität von Lieferanten-Staaten berücksichtigen zu können, wurde der Herfindahl-Index so modifiziert, dass die quadrierten Importanteile eines Lieferantenstaates mit dem OECD-Risikowert des jeweiligen Staates multipliziert wurden.

Keine Berücksichtigung findet bei diesen Indikatoren, wie schnell und wie umfangreich sich die Anteile der Importe an Rohöl, Erdgas oder Kohle, die aus einem Land wie Russland bezogen werden, in Krisensituationen ändern können. Anstatt solcher hypothetischen Fragen werden allein die faktischen Informationen in Form der tatsächlichen Importanteile berücksichtigt. Insofern überschätzen die aus den Risikoindikatoren erhaltenen Werte das tatsächlich Risiko, wenn die Importe aus ei-

nem bestimmten Land leicht durch Importe aus anderen Ländern substituiert werden können.

Rohstoffspezifische Risiken

Beginnend mit dem spezifischen Risiko für Rohöl, dem für die meisten Staaten bedeutendsten Energierohstoff, ist zu konstatieren, dass das Versorgungsrisiko seit den Ölkrisen der 1970er Jahre in vielen europäischen Ländern wieder erheblich angestiegen ist, besonders in Deutschland (Abbildung 1). [2] Der Hauptgrund dafür ist die seither stark zunehmende Abhängigkeit von Erdölimporten aus Russland: Mittlerweile stammen knapp 40 % der Importe aus Russland.

Ein ebenso hohes ölspezifisches Versorgungsrisiko hat heute lediglich Italien aufzuweisen, welches bekanntermaßen über keine nennenswerten Vorkommen an Energierohstoffen verfügt. Großbritannien hingegen hat in Bezug auf Erdöl praktisch kein Versorgungsrisiko, da das Land weitgehend Selbstversorger ist. Einen ähnlichen Risikoanstieg wie Deutschland hat Frankreich zu verzeichnen, das heute ebenfalls stärker von russischen Ölimporten abhängt, als Ende der 1970er-Jahre.

Auch Deutschlands Erdgasrisiko ist seither erheblich angestiegen, vor allem bedingt durch den Rückgang des relativen Beitrags der heimischen Förderung und den Anstieg des Anteils der Importe aus Russland. Mit einem Anteil von rund 35 % an der Erdgasversorgung haben russische Importe eine ähnlich hohe Bedeutung für Deutschland wie die Erdölimporte. Allein Italien hat ein höheres gasspezifisches Risiko, während Großbritannien aufgrund seiner bisherigen Selbstversorgung bis vor kurzem keinerlei Risiko zu verzeichnen hatte.

Wie aus den Abbildungen hervorgeht, hat sich die Risikosituation bei Erdgas in den vergangenen Jahrzehnten bei vielen Ländern tendenziell verbessert. Entscheidende Gründe für diese Entwicklung sind u. a. der Anstieg der Ressourcen dank neuer Fördertechnologien, welche etwa einen Abbau von Schiefergas ermöglichen. Ferner ist mit dem Aufbau einer LNG-Infrastruktur der Zugang zu den Vorkommen weiterer Lieferländer für Staaten ermöglicht worden, die zuvor nur über Pipelines versorgt wurden. Der drastische Rückgang des Versorgungsrisikos Japans ist vor allem aber darauf zurückzuführen, dass es seine Erdgasimporte sehr stark diversifiziert hat und mittlerweile aus vielen verschiedenen Staaten Erdgas einführt.

Aufgrund des Rückgangs der heimischen Förderung von Steinkohle, welche seit Jahrzehnten in hohem Maße unwirtschaftlich ist und daher Subventionen bedarf, ist auch Deutschlands kohlespezifisches Risiko in der Vergangenheit gestiegen, wenngleich nicht so stark wie die öl- und gasspezifischen Risiken und auch erst etwa ab Mitte der 1990er-Jahre (Abbildung 3). Mitverantwortlich für den Anstieg sind zunehmende Importe aus Russland. Heute ist Deutschlands Risiko bei der Steinkohleversorgung ähnlich hoch wie das Risiko Großbritanniens und Frankreichs, aber noch deutlich geringer als das Italiens. Großbritanniens kohlespezifisches Risiko ist nach der Schließung der eigenen Zechen zunächst erheblich angestiegen, mit der Wiedereröffnung eines Teils dieser Zechen jedoch wieder gesunken. Insgesamt sind die Versorgungsrisiken für Erdgas und Erdöl größer als für Kohle. Entscheidende Gründe sind die stärkere Konzentration der globalen Ressourcen von Erdgas und von Erdöl auf eine begrenzte Zahl an Weltregionen, die zudem nicht vergleichbar stabil sind wie die Hauptlieferländer für Kohle.

Im Vergleich der großen Industrienationen (G7) ergibt sich für Deutschland das zweitgrößte Energieversorgungsrisiko (Abbildung 4). Nur für Italien zeigt sich eine ungünstigere Situation. Zudem hat sich das Risiko im Verlauf der vergangenen 35 Jahre vergrößert, während beispielsweise für Frankreich eine Verbesserung festzustellen ist. Wesentlicher Grund dafür ist der stark steigende Anteil der Kernenergie in Frankreich seit Ende der 1970er-Jahre. Zwar muss der dafür nötige Brennstoff Uran ebenso importiert werden wie Öl oder Erdgas; allerdings ist der Stromerzeugung aus Kernenergie wegen der im Inland vorgehaltenen Brennstoffvorräte mit mehrjähriger Reichweite unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit der gleiche Stellenwert beizumessen wie heimischen Energiequellen – wohlgemerkt bleiben im Konzept des RWI technologische Risiken unberücksichtigt.

Deutschlands Ausstieg aus der Kernenergie vergrößert künftig die Risiken der Energieversorgung, während andere Länder wie die USA oder Kanada angesichts hoher eigener Vorkommen in einer außerordentlich günstigen Situation sind, die sich in jüngster Zeit aufgrund der Nutzbarmachung nicht-konventioneller Erdöl- und Erdgasvorkommen noch weiter verbessert hat.

2 Die im Folgenden genannten Zahlen und präsentierten Abbildungen sind entnommen aus: Frondel, M., N. Ritter und C. M. Schmidt (2012), Measuring Long-term Energy Supply Risks: A G7 Ranking. Energy Studies Review 19 (1): 29-42.

Energie in der Europäischen Union

3

3.1 Zahlen & Fakten

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

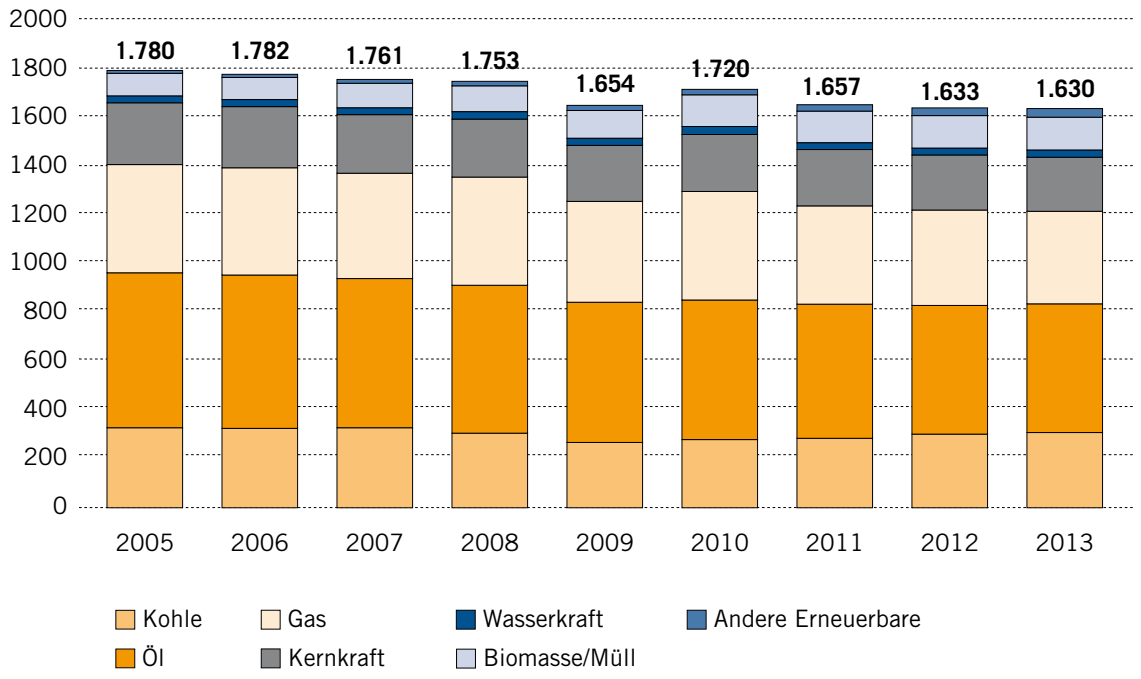
Die Wirtschaft in der Europäischen Union war in 2013 für ein weiteres Jahr durch Stagnation geprägt. Das Bruttosozialprodukt (BSP) wies für die EU-28 real ein Nullwachstum auf. Dabei war die Entwicklung für die einzelnen Staaten sehr unterschiedlich. So konnte Großbritannien ein Wachstum im BSP von 1,4 % realisieren, während die Wirtschaft in Italien mit -1,9 % zum wiederholten Mal schrumpfte. Das Wachstum in Deutschland und Frankreich fiel mit 0,6 % bzw. 0,2 % sehr moderat aus. Die schwache Wirtschaftsentwicklung der EU-28 prägte die Entwicklung des Primärenergie- und Stromverbrauchs in den letzten Jahren.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in der EU-28 lag in 2013 mit einem Wert von 1630 Mtoe geringfügig unter dem Vorjahresniveau. Damit reduzierte sich der Verbrauch im dritten Jahr hintereinander seit dem zwischenzeitlichen Spitzenwert in 2010 nach der Erholung von der Eurokrise. Gegenüber den langjährigen Spitzenverbräuchen in der Mitte der letzten Dekade ist dies ein Rückgang im Verbrauch von etwa 8-9 %. Der Rückgang ist eine Kombination aus der immer noch andauernden Wirtschaftsschwäche in einigen Ländern der EU-28, aber auch aus den nachhaltigen Verbesserungen in der Energieeffizienz insbesondere in den neuen Beitrittsländern. Zudem waren die letzten Jahre durch relativ mildes Klima und damit einem unterdurchschnittlichen Bedarf an Heizenergie charakterisiert.

Die Energieintensität, d. h. der spezifische Energieverbrauch pro Einheit BSP stagnierte in den letzten drei Jahren bei einem Wert von ca. 0,127 kgoe pro Euro BSP. In den Jahren 2005 bis 2011 konnte die Intensität deutlich und konstant von einem ursprünglichen Wert von ca. 0,145 kgoe pro Euro BSP auf das heutige Niveau reduziert werden. Die Europäische Union will der Effizienzsteigerung durch entsprechende Förderprogramme wieder einen verstärkten Impuls geben. Diese Programme sollen alle Verbrauchersektoren umfassen. So sollen z. B. durch eine verstärkte Gebäudesanierung und verschärfte Vorgaben für die Flottenemissionen der Kfz-Hersteller eine Reduzierung des Primärenergieverbrauchs und damit eine weitergehende Verbesserung der Energieintensität erreicht werden.

Abbildung 3.1: Primärenergieverbrauch, EU-28, 2005-2013 in Mtoe

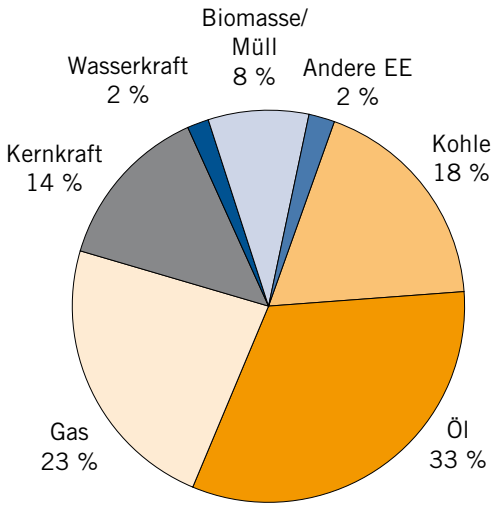


Quellen: IEA-Statistiken, Eurostat, BP Statistiken, eigene Schätzung

Das Ziel der Europäischen Union, den Energieverbrauch bis 2020 um 20 % gegenüber dem im Baseline-Szenario prognostizierten Verbrauch zu reduzieren, hat nach wie vor Gültigkeit. Bisher ist ziemlich genau die Hälfte der Zielvorgabe erreicht. Um in den verbleibenden Jahren bis 2020 die zweite Hälfte der Zielvorgabe zu schaffen, bedarf es aber erhöhter Anstrengungen und eines gemeinsamen Vorgehens aller Mitgliedsländer.

Die Verteilung auf die einzelnen Energieträger war für die gesamte EU-28 relativ stabil zum Vorjahr. Innerhalb der fossilen Energien gab es lediglich eine moderate Verschiebung von Gas wieder hin zur Kohle. Diese Entwicklung resultierte zum einen aus den relativ hohen Gaspreisen in Europa und aus dem niedrigen Preis von CO_2-Zertifikaten zum anderen. Beide Faktoren zusammen machten den Einsatz von Kohle insbesondere in der Stromerzeugung wirtschaftlicher als den von Gas. Die fossilen Energieträger zusammen decken immer noch nahezu Dreiviertel des Energieverbrauchs der EU-28 ab. Auf EU-Ebene konnte die Nuklearenergie ihren Anteil von ca. 14 % am Gesamtenergieverbrauch behaupten. Die erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft tragen zusammen inzwischen zu ca. 12 % zur Abdeckung des Verbrauchs bei. Dabei dominieren die „traditionellen" erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und insbesondere Biomasse, die allein ca. 10 % des Verbrauchs decken. Wind und Solar erreichten einen Anteil von gut 2 % und waren damit vergleichbar mit dem Beitrag aus der Wasserkraft. Wind und Solar haben bisher nur einen sehr limitierten Anteil an der Gesamtenergieversorgung der EU-28, sie setzen aber seit Jahren ihr konstantes Wachstum fort.

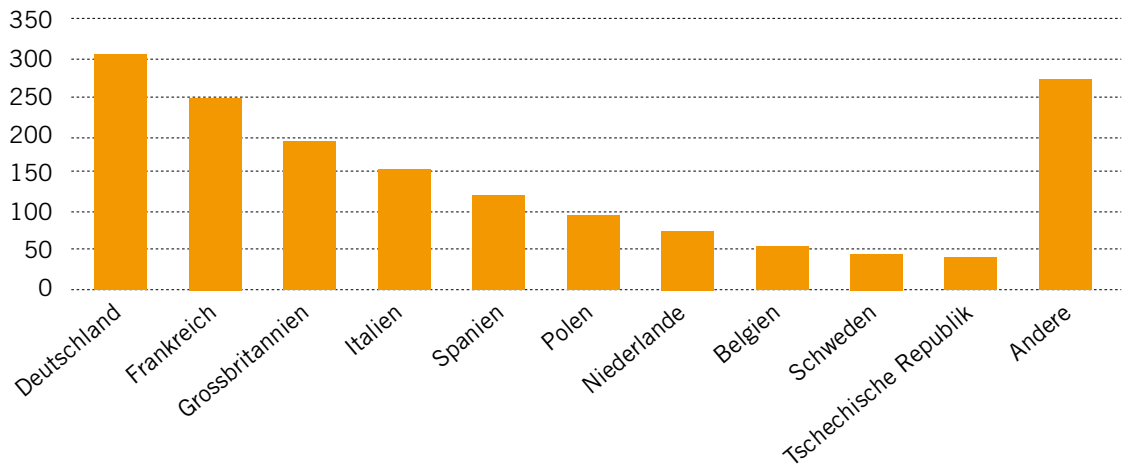
Abbildung 3.2: Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-28, 2013, absolut 1630 Mtoe



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

Die fünf Mitgliedsstaaten mit den größten Primärenergieverbräuchen (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Spanien) hatten etwa einen Anteil von zwei Drittel des gesamten Energieverbrauchs der EU-28. Die zehn größten Verbraucher trugen bereits zu 83 % des Gesamtverbrauchs der EU-28 bei. Die größten relativen Rückgänge im Energieverbrauch im Vergleich zum Vorjahr zeigten die Länder Griechenland, Kroatien und Schweden, während der stärkste Zuwachs, einherge-

Abbildung 3.3: Primärenergieverbrauch ausgewählter Länder der EU-28, 2013, in Mtoe



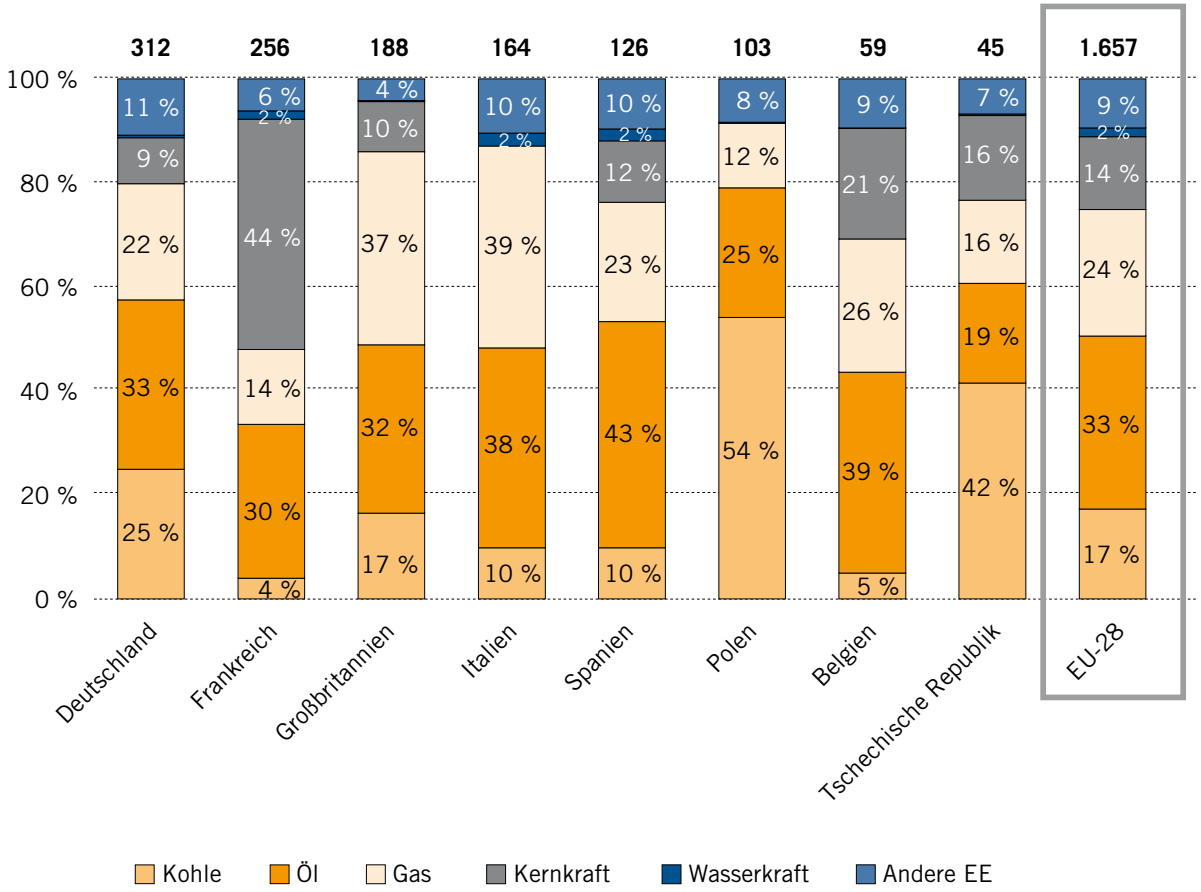
Quellen: IEA-Statistiken, Eurostat, BP Statistiken, eigene Schätzung

hend mit der wirtschaftlichen Erholung, in den baltischen Staaten Lettland und Litauen zu beobachten war.

Der Energiemix in den einzelnen Ländern der EU-28 ist sehr unterschiedlich. Dies resultiert aus der historischen Entwicklung der Energiemärkte basierend auf den nationalen Energieressourcen, den Energieimportmöglichkeiten und der nationalen Energiepolitik in den vergangenen Jahren. So sind Polen und die Tschechische Republik noch sehr stark fokussiert auf den Energieträger Kohle. Der Anteil der Kohle liegt in diesen Ländern mit 54 % bzw. 42 % weit über dem EU-Schnitt von 17 %. Aber auch in Deutschland ist der Anteil mit 25 % am Gesamtenergieverbrauch weiterhin relativ hoch. Der Anteil des Energieträgers Öl ist hauptsächlich geprägt durch den Verkehrssektor und mit etwa 30 % recht ähnlich in allen Mitgliedsländern der EU. Beim Gasverbrauch stechen Italien und Großbritannien hervor, da hier dessen Anteil mehr als ein Drittel des Gesamtenergieverbrauchs beträgt. In diesen Ländern wird traditionell ein Großteil des Energiebedarfs für Heizen und Kochen durch Gas abgedeckt.

Beim Einsatz von Kernenergie hat Frankreich bekanntermaßen eine Sonderstellung innerhalb der EU; es wird fast die Hälfte des gesamten Energiebedarfs durch diesen Energieträger gedeckt. Aber auch in Belgien, Tschechien und Spanien hat die Kernenergie einen Anteil von über 10 %. Der Anteil von Wasserkraft ist in den meisten Ländern der EU sehr begrenzt. Nur in den in der Grafik nicht aufgeführten Ländern Schweden und Österreich hat die Wasserkraft einen nennenswerten Anteil von über 10 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft ist in allen EU-Ländern noch relativ gering, er übersteigt kaum einen Anteil von 10 %. Der Hauptenergieträger ist hierbei nach wie vor Biomasse/Müll, während die im Stromsektor sehr präsenten Energieträger Wind und So-

Abbildung 3.4: Primärenergiemix für ausgewählte Einzelländer der EU-28, 2011; Absolutwerte in Mtoe



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

lar in der Gesamtenergieversorgung bisher noch einen begrenzten Beitrag leisten.

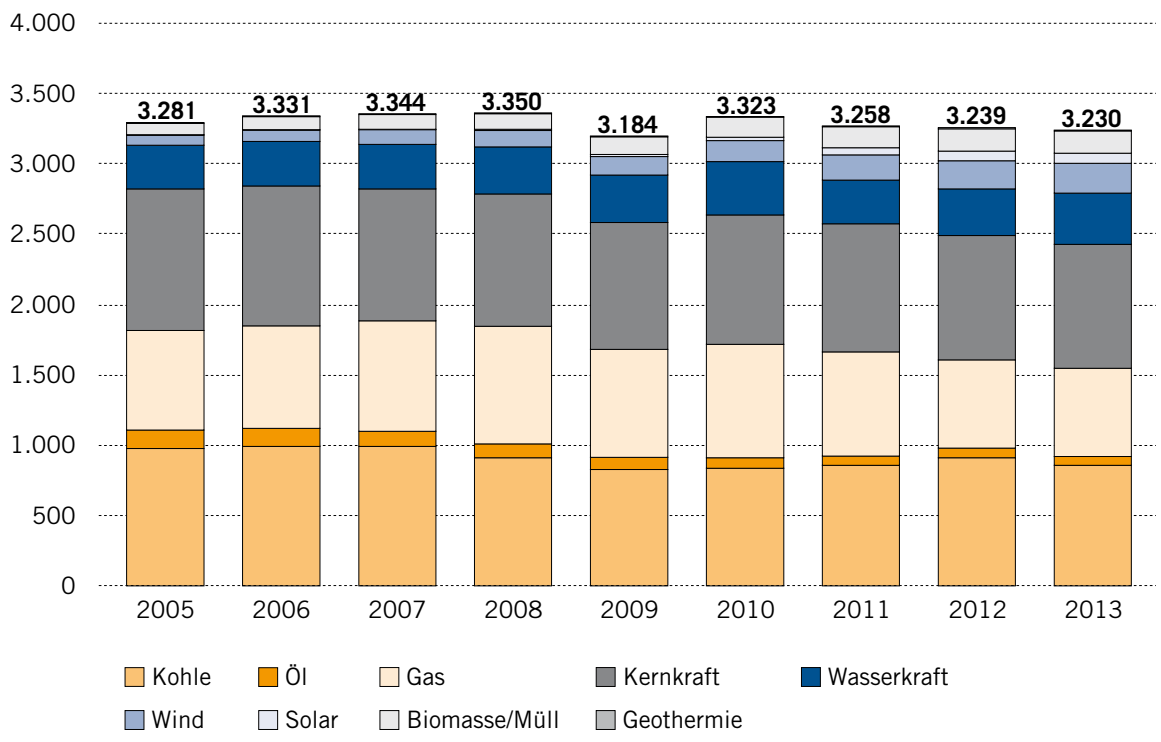
Stromverbrauch

Die Brutto-Stromerzeugung der EU-28 lag 2013 nach den bisher verfügbaren statistischen Daten mit ca. 3230 TWh geringfügig unter dem Vorjahresniveau. Damit reduzierte sich die Erzeugung ähnlich wie beim Gesamtenergieverbrauch im vierten Jahr hintereinander seit dem zwischenzeitlichen Spitzenwert für 2010 von 3323 TWh. Gegenüber dem langjährigen Erzeugungsniveau vor der Eurokrise von ca. 3340 TWh p.a. bedeutet die Erzeugung im Jahr 2013 einen Rückgang von ca. 3 %. Der Rückgang resultiert aus der weiter anhaltenden schwachen Wirtschaft in einigen südlichen Ländern der EU, der nur zum Teil durch ein Wachstum in anderen Ländern kompensiert wurde.

Der Energiemix in der Stromerzeugung war relativ stabil im Vergleich zum Vorjahr. Lediglich der Anteil von Kohle nahm um 2 Prozentpunkte von 28 % auf 26 % ab, während die Anteile von Öl, Gas und Kernenergie konstant blieben. Die verlorenen Anteile der Kohle kamen der Wasserkraft und der Windenergie zugute, die jeweils um 1 Prozentpunkt zulegten. Die Erzeugung aus Solarenergie konnte trotz der weiter signifikant ausgebauten Erzeugungskapazität kaum in der Stromproduktion zulegen (72 TWh gegenüber 71 TWh in Jahr 2012), da 2013 die solare Einstrahlung einen unterdurchschnittlichen Wert aufwies. Dagegen konnte die Windenergie, bisher noch zum weitaus größten Teil Onshore-Anlagen, die Erzeugung von 197 TWh 2012 auf ca. 210 TWh steigern. Die Niederschlagsbedingungen in 2013 waren vorteilhaft für die Wasserkraft, sodass die Erzeugung aus Wasserkraftwerken einen Spitzenwert von ca. 364 TWh erreichen konnte.

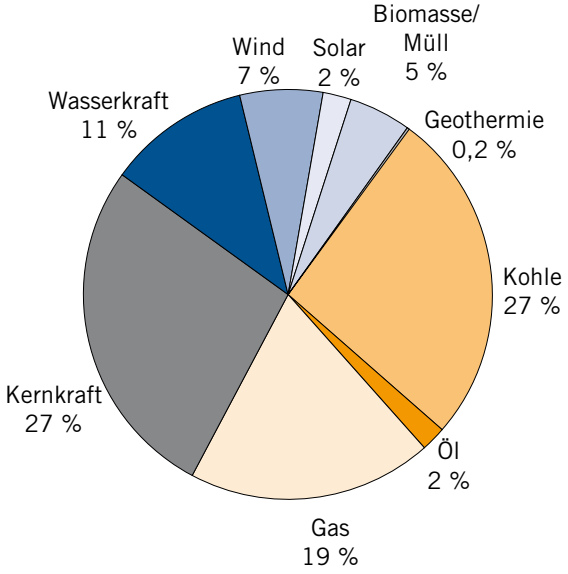
Trotz des intensiven Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Stromsektor der EU-28 dominierten nach wie vor die fossilen Energieträger in der Stromerzeugung. Die Anteile der einzelnen fossilen Energien wie Kohle mit ca. 27 %,

Abbildung 3.5: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2005-2013, in TWh



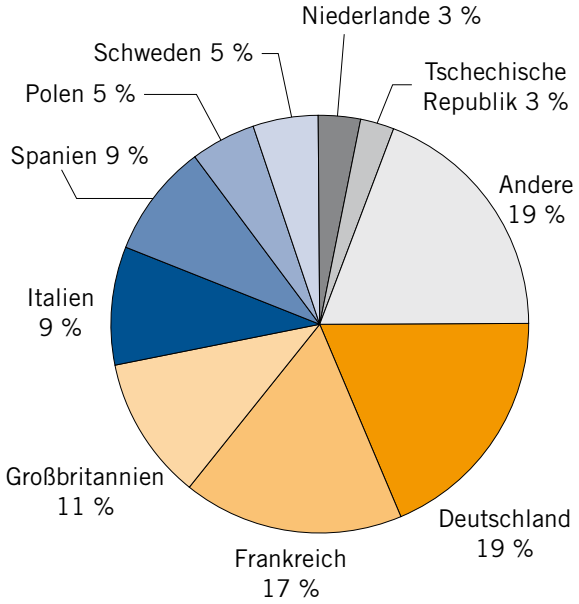
Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, Eurostat, ENTSOE, eigene Abschätzungen

Abbildung 3.6: Struktur der Stromerzeugung EU-28, 2013, insgesamt 3230 TWh



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

Abbildung 3.7: Anteile ausgewählter Länder an der gesamten EU-28 Stromerzeugung, 2013, in TWh



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

Öl mit 2 % und Erdgas mit ca. 19 % addierten sich zu einem Gesamtanteil von 48 %, d.h. nahezu die Hälfte der Stromerzeugung der EU-28 basierte weiterhin auf fossilen Energieträgern. Die Kernenergie hatte einen Anteil von 27 % und hatte gemeinsam mit der Kohle mit einem 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 mit einem Anteil von 7 % für 2013. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Mülll erreichte einen Beitrag von 5 %, während die Solarenergie kumuliert über alle Mitgliedsländer nur einen relativ kleinen Anteil von 2 % 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 von ca. 2 %.

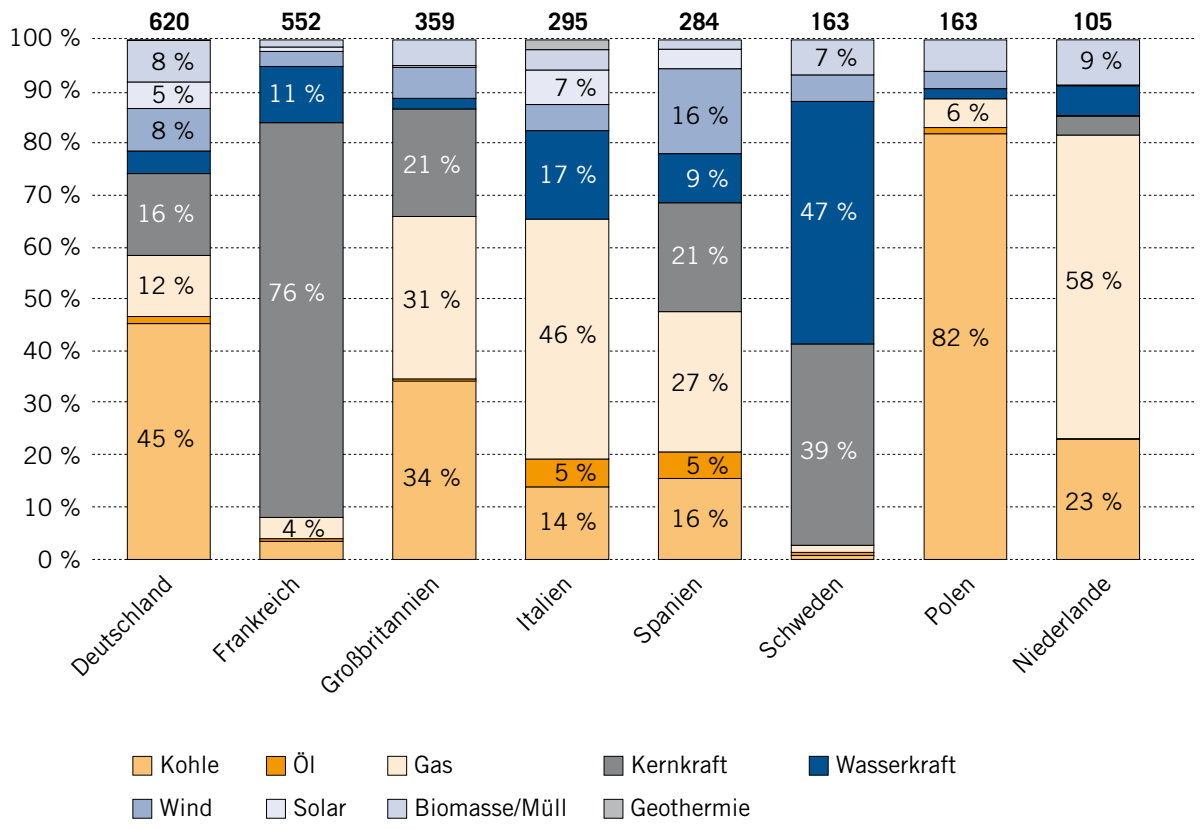
In der EU-28 dominierten einzelne Mitgliedsländer entsprechend ihrer Wirtschaftsleistung und Bevölkerungszahl in dem Beitrag zur gesamten Stromerzeugung. So addierten sich die Anteile der drei größten Erzeugerländer Deutschland 19 %, Frankreich 17 % und Großbritannien mit 11 % zu 47 %. Sie deckten damit 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 75 %. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang die über den Eigenbedarf weit hinausgehende Erzeugung in Frankreich und anderseits die unzureichende Erzeugung in Italien. Frankreich trägt über Stromexporte beachtlich zu der Versorgung im Nachbarland bei.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ist in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-28 sehr unterschiedlich. In der Abbildung 3.8 sind die relativen Anteile der Energieträger für die acht Länder mit der höchsten Stromerzeugung dargestellt. Der Stellenwert einzelner Energieträger ist 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. So hat die Kohle in Polen immer noch einen sehr hohen Anteil von über 80 %. Aber auch in Deutschland mit 45 % und Großbritannien mit 34 % sind die Anteile weit über dem EU-Durchschnitt. In diesen beiden Ländern legte der Anteil der Kohle 2013

sogar entgegen dem Trend in den vorhergehenden Jahren wieder zu und führte zu einem Anstieg in den CO_2-Emissionen. Gründe hierfür waren, wie bereits zuvor erwähnt, der relativ hohe Gaspreise in Europa und der niedrige Preis für CO_2-Zertifikate. Beide Faktoren machten 2013 die Stromerzeugung aus Kohle wirtschaftlicher als aus Erdgas. Mangels nationaler Kohleressourcen ist der Anteil für Strom aus Gas in den Niederlanden und Italien mit Werten von 58 % bzw. 46 % überdurchschnittlich hoch. Die Stromerzeugung aus Ölprodukten ist in allen EU-Mitgliedsländen 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, nach wie vor bei 76 %.

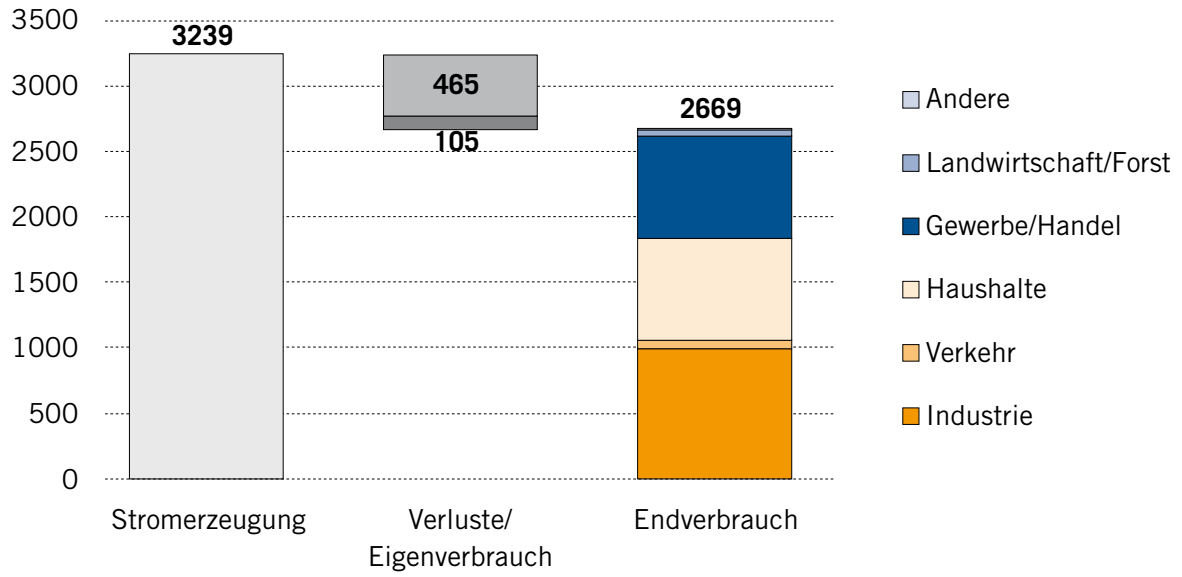
Bei den erneuerbaren Energien hatte die Wasserkraft, neben dem in der Grafik nicht aufgeführten Österreich mit nahezu 60 %, in Schweden mit einem Anteil von 47 % eine zentrale Bedeutung. Bei der Erzeugung aus Windenergie waren in absoluten Zahlen Deutschland und Spanien mit 52 bzw. 46 TWh 2013 führend, die relativen Anteile waren aber mit 9 % in Deutschland und 16 % in Spanien deutlich niedriger als in Dänemark, das mit einem Anteil des Windstroms von 34 % die Spitzenposition inne hatte. Bei der solaren Stromerzeugung, überwiegend Photovoltaik, hatten Deutschland und Italien 2013 sowohl in absoluten Zahlen mit 30 bzw. 20 TWh, als auch bei den relativen Anteilen von 5 % bzw. 7 % die Führungspositionen. In Spanien wurde der Ausbau der solaren Stromerzeugung in den vergangenen Jahren durch Zurücknahme der Förderung deutlich gebremst, und der Anteil stagnierte bei ca. 4 %. Eine herausragende Rolle hatte die Stromerzeugung aus Biomasse/Müll in

Abbildung 3.8: Energiemix in der Stromerzeugung für ausgewählte Länder der EU-28, 2013, absolute Werte in TWh



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

Abbildung 3.9: Brutto-Stromerzeugung und Endverbrauch in der EU-28, 2012 in TWh



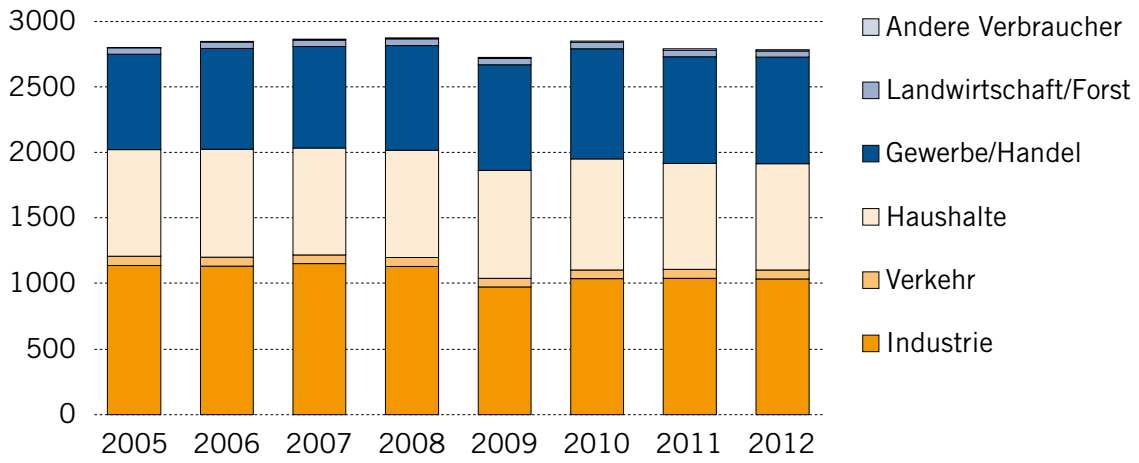
Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, Eurostat, ENTSOE, eigene Abschätzungen

Dänemark und Finnland mit Anteilen von 19 % bzw. 14 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft lag in der EU-28 bei ca. 25 %. Dieser Anteil variierte in den einzelnen Mitgliedsländern aber signifikant zwischen 69 % in Österreich, gefolgt von Schweden mit 58 % und Dänemark mit 54 %, und 1-2 % in den Inselstaaten Malta und Zypern.

Von der Bruttostromerzeugung 2012 von 3239 TWh wurden 105 TWh für den Eigenverbrauch der Kraftwerke benötigt. Der Eigenverbrauch von konventionellen Kraftwerken liegt je nach Kraftwerkstyp typisch zwischen ca. 4 % und 6 % der Brutto-Erzeugung. Weitere Verluste bis zur Versorgung der Endverbräuche entstehen durch Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz und dem Verbrauch der Unternehmen in der Energiewirtschaft selbst. Sie saldierten sich in der EU-28 auf ca. 465 TWh. Der Endverbrauch beim Strom belief sich auf 2669 TWh. Beim Endverbrauch dominierte der Sektor Industrie mit einem Anteil von etwa 37 %, gefolgt von den gleich großen Verbrauchssektoren Gewerbe/Handel und Haushalte mit jeweils einen Anteil von 29 %. Hinzu kamen noch die Sektoren Verkehr und Landwirtschaft/Forst mit jeweils einem untergeordneten Anteil von ca. 2 %. Der Sektor Industrie war erwartungsgemäß am stärksten beeinflusst von der Wirtschaftsentwicklung und zeigte deshalb in den Jahren der Eurokrise die größten Einbußen auf. Im Jahr mit dem gravierendsten Einfluss der Eurokrise, nämlich 2009, fiel der Anteil des Endverbrauchersektors Industrie vom langjährigen Niveau von 38 % bis 39 % vor der Krise auf 34 % zurück. In den Folgejahren stieg der Anteil der Industrie bis 2012 aber wieder kontinuierlich bis auf das Niveau von vor der Krise an.

Um den Strombedarf zu decken, wird ein entsprechender Kraftwerkspark benötigt. Der Strombedarf in der EU-28 wird vollständig durch Erzeugung innerhalb der Union gedeckt, und es gibt keinen nennenswerten Netto-Stromaustausch mit angrenzenden Wirtschaftsregionen. In der EU-28 waren Ende 2013 nach vorläufigen Schätzungen in Summe aller Energieträger und Technologien erstmals mehr als 1000 GW Stromerzeugungsanlagen installiert. Das ist ein Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von weniger als 1 %. Dennoch wurde viel mehr Leistung insbesondere bei den erneuerbaren Energien neu installiert. Dieser Zubau wurde aber weitreichend durch Stilllegungen konventioneller Kraftwerke kompensiert. Insbesondere bei den Kohlekraftwerken erfolgte eine nennenswerte Stilllegung von Kraftwerksanlagen. Die z.T. sehr alten Anlagen entsprachen wegen ihrer niedrigen Wirkungsgrade und damit hohen spezifischen CO_2-Emissionen und dem hohen Aufwand für Wartungsmaßnahmen nicht mehr den ökologischen und ökonomischen Anforderungen der Betreiber oder den von der Europäischen Kommission vorgegebenen Standards. Insbesondere die Großfeuerungs-

Abbildung 3.10: Stromendverbrauch nach Verbrauchergruppen in der EU-28, 2012, in TWh



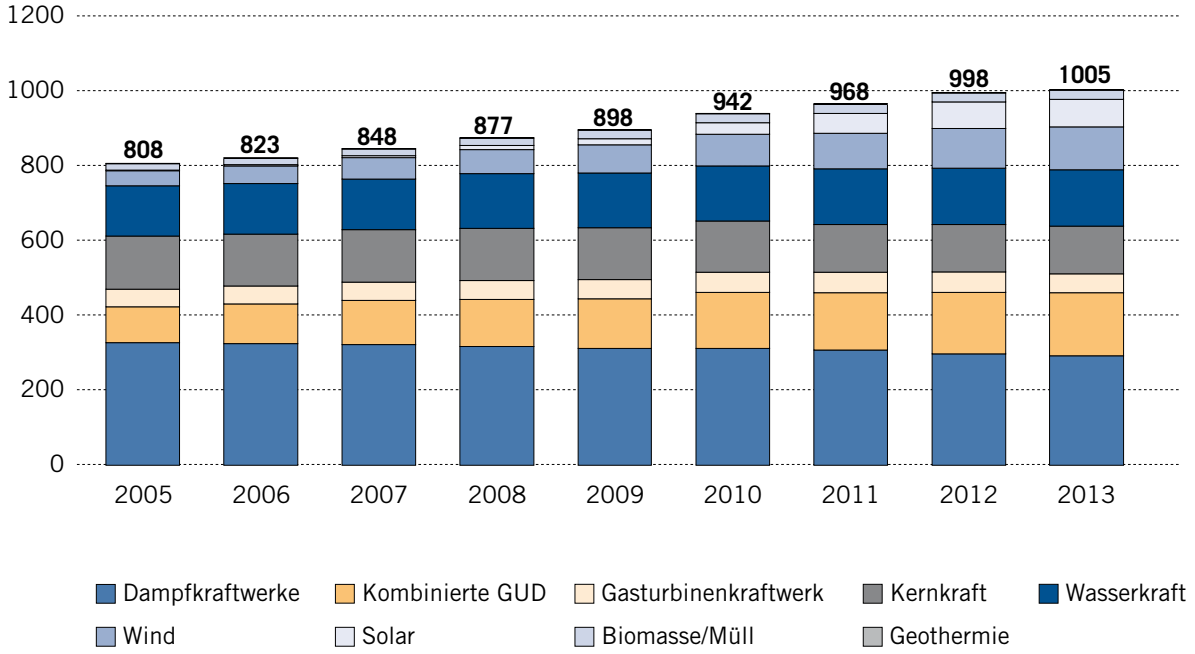
Quellen: IEA Statistiken, nationale Statistiken, eigene Abschätzungen

anlagenverordnung, die die Emissionen von SOx, NO2 und Feinstaub regelt, forcierte die Stilllegung zahlreicher Kohleblöcke in der EU.

So ging die installierte Leistung von Dampfkraftwerken (überwiegend Kohle-befeuerte Anlagen) von 328 GW in 2005 auf ca. 293 GW in 2013 zurück. Die kombinierten Gaskraftwerke (GUD) konnten dagegen in diesem Zeitraum ihre Leistung fast verdoppeln von 96 GW in 2005 auf nunmehr ca. 170 GW in 2013. GUD-Anlagen bieten die höchsten Wirkungsgrade von über 60 % und die gleichzeitig große Flexibilität in der Betriebsführung. Beide Eigenschaften werden zunehmend gefragt in Stromsystemen mit niedrigen Emissionszielwerten und hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien. Allerdings sind diese Kraftwerke unter den derzeitigen Marktbedingungen nicht wirtschaftlich. Die Leistung der Kernkraftwerke ging in dem Zeitraum von 2005 bis 2013 von 143 GW auf 128 GW zurück. Der größte Teil des Rückgangs basiert auf den bis dato erfolgten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland. Dem gegenüber stehen in Bau befindliche Reaktoren in Finnland und Frankreich, die in den nächsten Jahren ans Netz gehen werden.

Der größte Ausbau erfolgte aber bei den erneuerbaren Energien. So konnte die Windenergie die Leistung von 41 GW in 2005 auf ca. 114 GW in 2013 nahezu verdreifachen. Die installierte Leistung besteht bisher noch fast ausnahmslos aus Onshore-Windturbinen. Nennenswerte Offshore Windparks wurden erst in allerjüngster Zeit in Betrieb genommen, der Ausbau wird aber durch entsprechende Ausbauprogramme insbesondere in Großbritannien und Deutschland an Dynamik gewinnen. Die stürmischste Entwicklung erfolgte bei Photovoltaik. Die installierte Leistung stieg von den anfänglichen 2 GW in 2005 auf bisher noch vorläufig geschätzte ca. 73 GW in 2013. Effektive Förderprogramme insbesondere in Deutschland, Italien und Spanien und die signifikante Kostenreduktion für PV-Module haben zu Rekordinstallationen in diesen Ländern geführt. Allein in Deutschland wurden mit ca. 34 GW fast die Hälfte aller Solar-Anlagen der EU-28 installiert. Insgesamt hat die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in der EU-28 im Zeitraum von 2005 bis 2013 um mehr als 20 % von ca. 800 GW auf nun erstmals mehr als 1000 GW zugenommen. Da die Stromerzeugung über diesen Zeitraum aber relativ konstant blieb, spiegeln sich hierin die niedrigeren Lastfaktoren für Anlagen basierend auf erneuerbaren Energien wider. Außerdem besteht ein zunehmender Bedarf von „Backup Power“ für die neu installierten erneuerbaren Energien, sodass der Rückbau der konventionellen Anlagen nur begrenzt erfolgen kann. Durch die reduzierten Betriebszeiten der konventionellen Anlagen können diese nicht mehr ausreichende Einkünfte aus dem „energy-only“ Markt erzielen. Es wird deshalb in verschiedenen Ländern die Einführung von Kapazitätsmärkten erwogen.

Abbildung 3.11: Installierte Kraftwerksleistung EU-28, 2005-2013, in GW



Quellen: IEA Statistiken, eigene Abschätzungen

Zusammenfassung – Ausblick

Die Energiemärkte und insbesondere der Stromsektor befinden sich in der EU-28 im Umbruch. Nach einer langen Phase konstanten Wachstums im Verbrauch über mehrere Dekaden zeigen die Verbräuche in der jüngsten Vergangenheit einen rückläufigen Trend. Es kann noch nicht abschließend bewertet werden, ob diese Reduktionen im Energie- und Stromverbrauch überwiegend auf die andauernde schwache Wirtschaft in der EU zurückzuführen ist oder auch schon Verbesserungen in der Effizienz auf der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite zu einer nachhaltigen Reduktion im Verbrauch geführt haben. Hier bedarf es noch weiterreichender Anstrengungen der EU, ihre Ziele hinsichtlich Effizienzsteigerung, Reduktion der Emissionen und Erhöhung der Anteile der erneuerbaren Energien zu erreichen. Europa ist sicherlich führend im internationalen Vergleich bei der Transformation der Energiesysteme hin zu mehr Nachhaltigkeit.

3.2 Projektionen zur Energieversorgung der EU bis 2050

Die EU-Kommission hatte in den vergangenen zehn Jahren Szenarien zur Entwicklung der Energiesysteme der EU unter dem Titel „European energy and transport – Trends to 2030“ vorgelegt – veröffentlicht 2003 mit Neuauflagen in den Jahren 2005, 2007 und 2009. Seit Anfang 2014 ist eine aktualisierte und erweiterte Fassung dieser Ausarbeitungen unter dem Titel „EU energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050, Reference Scenario 2013“ verfügbar. Damit wird ein neues Referenzszenario für die Energieversorgung der auf 28 Staaten erweiterten EU präsentiert, dessen Zeithorizont auf 2050 ausgedehnt wurde.

Basis für das Referenzszenario sind u. a. folgende Annahmen: Die rechtlich bindenden Ziele zur Begrenzung der THG-Emissionen und zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden 2020 erreicht. Die auf EU-Ebene im Frühjahr 2012 beschlossenen Politiken (insbesondere zur Energieeffizienz) sowie verabschiedete nationale Politiken in den Mitgliedstaaten werden umgesetzt.

Dem Referenzszenario liegen Modellrechnungen (PRIMES-Modell) zugrunde, die auf exogenen Annahmen zur Entwicklung der Wirtschaftsleistung und der Bevölkerung basieren. So wird davon ausgegangen, dass die Bevölkerung der EU von 503,6 Mio. im Jahr 2010 bis 2040 auf 528,2 Mio. ansteigt und danach auf 526,5 Mio. im Jahr 2050 leicht zurückgeht. Für das Bruttoinlandsprodukt wird ein reales Wachstum von 1,6 % pro Jahr im Zeitraum 2015 bis 2030 und von 1,4 % pro Jahr in der Periode 2030 bis 2050 angenommen.

Ferner werden u. a. folgende Entwicklungen unterstellt:

- In realen Größen steigende Preise für fossile Energien auf den Weltmärkten,
- Erholung von der aktuellen ökonomischen Krise,
- weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund von Kostenreduktionen für die Technologien,
- weitere Verbesserung der Energieeffizienz aufgrund der bis 2020 ergriffenen Maßnahmen,
- Fortsetzung des Pfades zur Absenkung der Obergrenze für die CO_2-Emissionen gemäß der Emission Trading Directive mit einer Rate von 1,74 % pro Jahr im Zeitraum 2021 bis 2050.

Auf Basis der zugrunde gelegten Vorgaben (Nutzung der International Credits von insgesamt 1.750 Mio. t bis 2020 und fortgesetzte lineare Absenkung der Emissionsobergrenze für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen) werden im Modell CO_2-Preise von 10 € pro t im Jahr 2020, 35 € pro t im Jahr 2030, 78 € pro t im Jahr 2040 und 100 € pro t im Jahr 2050 abgeleitet (ausgedrückt in realen Größen – Preisstand des Jahres 2010).

Unter Berücksichtigung dieser Annahmen werden für die Entwicklung von Energienachfrage und -angebot sowie THG-Emissionen folgende Trends abgeleitet:

- Der Primärenergieverbrauch der EU-28 vermindert sich von 2,5 Mrd. t SKE um Jahr 2010 um knapp 10 % auf 2,3 Mrd. t SKE im Jahr 2035 und stabilisiert sich danach in dieser Größenordnung.
- Beim Energiemix werden deutliche strukturelle Veränderungen im Zeitraum 2010 bis 2050 verzeichnet.
- Der Verbrauch an festen Brennstoffen halbiert sich.
- Die Nachfrage nach Öl vermindert sich um ein Fünftel.
- Der Bedarf an Erdgas geht bis 2030 leicht zurück und bleibt danach weitgehend stabil.
- Für die Kernenergie wird angesichts des Ausstiegsbeschlusses in Deutschland und in Belgien für die nächsten 20 Jahre ein Rückgang errechnet; danach erfolgt ein leichter Wiederanstieg auf ein Niveau, das allerdings unter dem Stand des Jahres 2010 liegt.

Tabelle 3.1: Struktur des Primärenergieverbrauchs von 2010 bis 2050

	2010	2030	2050
Feste Brennstoffe	15,9 %	10,8 %	7,6 %
Erdöl	35,1 %	32,3 %	30,5 %
Erdgas	25,1 %	24,6 %	24,3 %
Kernenergie	13,4 %	12,5 %	13,2 %
Erneuerbare Energien	10,5 %	19,8 %	24,4 %

- Für die erneuerbaren Energien wird mehr als eine Verdoppelung des Verbrauchs ausgewiesen.

Die Förderung an fossilen Energieträgern innerhalb der EU-28 geht von 2010 bis 2050 deutlich zurück. Dies gilt insbesondere für Erdöl (- 84 %). Aber auch für Erdgas und für feste Brennstoffe wird eine deutliche Reduktion der Gewinnung unterstellt, bei Erdgas um 56 % und bei festen Brennstoffen um 58 %.

Damit steigt – trotz des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien – die Importabhängigkeit der EU, berechnet als Verhältnis von Nettoimporten und Primärenergieverbrauch, von 54 % im Jahr 2010 auf 59 % im Jahr 2050. Nach Energieträgern wird folgende Entwicklung ausgewiesen:

- Bei Rohöl von 87 % auf 100 %,
- bei Erdgas von 62 % auf 85 % und
- bei festen Brennstoffen von 40 % auf 44 %.

Die Stromerzeugung in der EU-28 nimmt von 3.327 TWh im Jahr 2010 um 30 % auf 4.339 TWh im Jahr 2050 zu. Dabei wird ein deutlicher Wandel im Stromerzeugungsmix erwartet.

- Für die festen Brennstoffe ergeben die Modellrechnungen einen Rückgang im Einsatz zur Stromerzeugung um 65 % bis 2050 im Vergleich zu 2010.
- Bei Erdgas sind die Einbußen auf 16 % begrenzt.
- Demgegenüber steigt der Beitrag der erneuerbaren Energien deutlich an. Wind leistet dabei den größten Beitrag.
- So steigt der Anteil der Windenergie an der gesamten Netto-Stromerzeugung von 5 % im Jahr 2010 auf 15 % im Jahr 2020, auf 22 % im Jahr 2030 und auf 26 % im Jahr 2050. Die gesamte Wind-Kapazität nimmt von 85 GW im Jahr 2010 auf 205 GW im Jahr 2020, auf 305 GW im Jahr 2030 und auf 413 GW im Jahr 2050 zu.
- Der Beitrag der Photovoltaik erhöht sich – gemessen an der Netto-Stromerzeugung – von 1 % im Jahr 2010 auf 4 % im Jahr 2020, 6 % im Jahr 2030 und 9 % im Jahr 2050. Die Kapazität wird von 30 GW im Jahr 2010 auf 110 GW im Jahr 2020, auf 149 GW im Jahr 2030 und auf 231 GW im Jahr 2050 gesteigert.
- Der Anteil von Biomasse an der Stromerzeugung verdoppelt sich von 4 % im Jahr 2010 auf 8 % im Jahr 2050 (2020 und 2030 jeweils 6 %).
- Der Anteil von Wasserkraft an der Netto-Stromerzeugung bleibt mit 10 bis 11 % weitgehend konstant, wobei die kleine Wasserkraft leichte Zuwächse verbucht.
- Der Beitrag anderer erneuerbarer Energien (Geothermie, Gezeiten und Wellen) bleibt auch 2050 noch auf insgesamt 1 % begrenzt.

Damit erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Netto-Stromerzeugung von 22 % im Jahr 2010 auf 53 % im Jahr 2050. Fossile Energien halten dann noch einen Anteil von 26 % (2010: 51 %) und Kernenergie von 21 % (2010: 27 %). Der Einsatz fossiler Energien reduziert sich besonders stark bis 2030 und stabilisiert sich danach aufgrund der Einführung von CCS. Diese Technik kommt nach 2030 verstärkt zum Einsatz. 2050 wird mit einer CCS-Erzeugungskapazität von 38 GW gerechnet. Mehr als die Hälfte der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien kommt 2050 aus Anlagen mit CCS-Technologien.

Die gesamten THG-Emissionen der EU-28 gehen von 4.847 Mio. t im Jahr 2010 auf 3.844 Mio. t im Jahr 2030 und auf 3.188 Mio. t im Jahr 2050 zurück. Im Vergleich zum Jahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 32,4 % bis 2030 und um 43,9 % bis 2050.

Bewertung:

Die Europäische Kommission strebt eine Verpflichtung der EU auf ein THG-Minderungsziel von 40 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 an. Dies ist vor dem Hintergrund folgender Fakten äußerst ambitioniert. Das verbindliche 20 %-Ziel der EU für 2020 dürfte zwar erreicht werden. So waren die THG-Emissionen der EU bis 2012 bereits um knapp 19 % im Vergleich zu 1990 gesunken; allerdings ist dieser Rückgang durch folgende Faktoren begünstigt worden: Den Umbruch in den neuen Mitgliedstaaten der EU; den Mauerfall in Deutschland; den Ersatz von Steinkohle durch Erdgas in Großbritannien; sowie die Wirtschaftskrise in Europa.

So entfallen von dem insgesamt seit 1990 EU-weit realisierten Rückgang der THG-Emissionen von rund 1 Mrd. t etwa 40 % auf die osteuropäischen Mitgliedstaaten, 30 % auf Deutschland und 20 % auf Großbritannien.

Dahinter stehen zu einem großen Teil Einmaleffekte, die sich nicht wiederholen lassen.

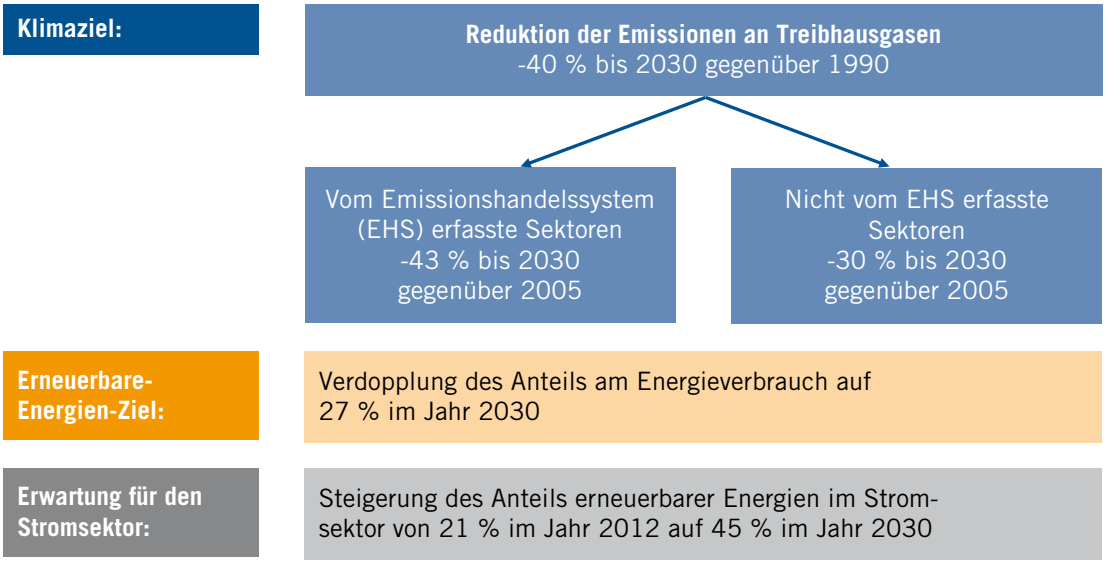
Die zusätzlichen 20 Prozentpunkte THG-Emissionsminderung sollen innerhalb einer Dekade draufgesattelt werden (Verschärfung von 2020 auf 2030), während für die 20 Prozentpunkte, die für den Zeitraum 1990 bis 2020 verbindlich gelten, 30 Jahre zur Verfügung stehen.

Im Referenzszenario der EU-Kommission werden „nur" 32 % Reduktion der THG-Emissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 erreicht. Bereits diese Entwicklung ist aber laut dem Ergebnis der Modellrechnungen mit CO_2-Preisen verbunden, die ab 2020 stark ansteigen. Ein ambitionierterer Pfad, also 40 % Minderung, würde die CO_2-Preise unter den getroffenen Annahmen noch stärker in die Höhe treiben – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Strompreise. Weitere Faktoren, die tendenziell CO_2-Preis treibend wirken könnten, sind:

- Die Gaspreise entkoppeln sich nicht – wie in den Modellrechnungen angenommen – ab 2015 von den Ölpreisen (sie bleiben also dann nicht – abweichend von der unterstellten Aufwärtsentwicklung der Ölpreise – in realen Größen konstant).
- CCS findet – anders als in den Modellrechnungen als Ergebnis ausgewiesen – in Europa nicht oder nur in deutlich geringerem Umfang statt.

Im Ergebnis könnte die Belastungsfähigkeit der Verbraucher überfordert und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Europa gefährdet werden, letzteres vor allem dann, wenn Staaten außerhalb Europas der ambitionierten Klimapolitik der EU nicht folgen sollten.

Abbildung 3.12: Rahmen für die Energie- und Klimapolitik der EU im Zeitraum 2020 – 2030



Quelle: Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission vom 22.01.2014 (Com (2014) 15 final)

3.3 Klima- und energiepolitische Ziele der EU für 2030

Auf Grundlage des Grünbuchs „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ sowie eines aktualisierten Referenzszenarios hat die Europäische Kommission eine Mitteilung zum klima- und energiepolitischen Rahmen von 2020 bis 2030 zusammen mit einer Folgenabschätzung vorgelegt.

Mitteilung der EU-Kommission

In der Mitteilung schlägt die Kommission die Festlegung eines verbindlichen europaweiten Treibhausgasminderungsziels von 40 % im Zeitraum 1990 bis 2030 vor, das zwischen dem Emissionshandelssektor (ETS-Sektor) und dem Nichtemissionshandelssektor (nicht-ETS-Sektor) aufgeteilt werden soll. Das Minderungsziel soll hierbei allein durch inländische Minderung erreicht werden. Für den ETS-Sektor bedeutet dies laut Mitteilung eine Minderung von 43 % gegenüber 2005. Für die übrigen Sektoren wird eine Minderung von 30 % gegenüber 2005 angesetzt. In ihrer 2030-Mitteilung stellt die Kommission zudem fest, dass für die Erreichung eines Treibhausgasziels von 40 % eine Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors beim ETS von 1,74 % auf 2,2 % ab 2020 notwendig sei. Damit würde als langfristiges Reduktionsziel bis 2050 eine Minderung um 87 % gegenüber 2005 erreicht.

Zudem schlägt die Kommission ein verbindliches europaweites Ziel für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Höhe von 27 % vor. Es soll jedoch nicht durch verbindliche nationale Vorgaben auf die einzelnen Mitgliedstaaten aufgeteilt werden. Zur Zielerreichung schlägt die Kommission eine neue Governance-Struktur vor, bei der Mitgliedsstaaten in Aktionsplänen ihre Ausbaupläne im Bereich der erneuerbaren Energien darlegen sollen.

Im Bereich der Energieeffizienz unterbreitet die Kommission keinen neuen Vorschlag für 2030. Hier soll zunächst die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) abgewartet werden. Energiekommissar Günther Oettinger sagte im Rahmen der Pressekonferenz jedoch zu, dass die Kommission im September 2014 einen Ausblick auf die Energieeffizienzpolitik bis zum Jahr 2030 geben werde.

Ziel der Kommission ist es, dass sich die EU-Institutionen bis Ende 2014 auf Zielgrößen verständigen, die die EU in die internationalen Klimaverhandlungen einbringen kann.

Das Plenum des Europäischen Parlaments hat am 5. Februar 2014 den Bericht des Umwelt- und des Industrieausschusses zu einem Klima- und Energierahmen 2030 angenommen (341 Ja-Stimmen, 263 Nein-Stimmen und 26 Enthaltungen). In dem finalen Bericht spricht sich das Plenum – wie zuvor auch die Ausschüsse – für drei verbindliche Ziele auf EU-Ebene aus, wobei das Ziel für Treibhausgasminderung mindestens 40 % betragen sollte, das Energieeffizienzziel 40 % und das Ziel für den Ausbau von erneuerbaren Energien 30 %.

Schlussfolgerungen des Europäischen Rates

Im Mittelpunkt des Gipfeltreffens der EU-Staats- und Regierungschefs am 20. und 21. März 2014 in Brüssel stand aus aktuellem Anlass die Krise in der Ukraine, sodass das ursprüngliche Schwerpunktthema – Klima- und Energiepolitik der EU – recht kurz behandelt wurde. Die Teilnehmer verständigten sich in ihren Schlussfolgerungen allerdings darauf, bis spätestens Oktober 2014 einen neuen Klima- und Energierahmen für das Jahr 2030 festzulegen. In der Zwischenzeit sollen Rat und Kommission an der Ausarbeitung eines solchen Rahmens weiterarbeiten.

In den Schlussfolgerungen zu dem Europäischen Rat stellten die Staats- und Regierungschefs fest, dass eine kohärente Energie- und Klimapolitik bezahlbare Energiepreise, industrielle Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und die Erreichung der Klima- und Umweltziele berücksichtigen müsse. Hinsichtlich der Weltklimakonferenz in Paris Ende 2015, bei der ein internationales Klimaabkommen beschlossen werden soll, wird die EU ihren Beitrag bis spätestens zum 1. Quartal 2015, wie bei der Klimakonferenz in Warschau vereinbart, melden. Das Treibhausgasminderungsziel soll dabei in Einklang mit dem 2050-Ziel der EU stehen.

Ein neuer Klima- und Energierahmen 2030 soll grundsätzlich die folgenden Prinzipien berücksichtigen:

- Weitere Verbesserung der Abstimmung zwischen den Zielen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen, zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien, wobei ein reformiertes Emissionshandelssystem eine zentrale Rolle spielen soll;
- Entwicklung eines unterstützenden EU-Rahmens für den Ausbau von erneuerbaren Energien und die Sicherstellung der industriellen Wettbewerbsfähigkeit;
- Sicherstellung von Versorgungssicherheit und bezahlbaren und wettbewerbsfähigen Energiepreisen;

Das EU Energie- und Klimapaket 2030: Wettbewerbsfähigkeit wird wichtiger

Die europäischen Mitglieder des Weltenergierats (WEC) haben Anfang 2014 eine Position zum EU Energie- und Klimapaket 2030 verabschiedet. Die Hauptbotschaften sind:

- Europa soll sich ein Ziel für 2030 setzen: Die Minderung von Treibhausgasen
- Kosteneffizienz, Technologieneutralität und ein globales Klimaabkommen haben eine zentrale Bedeutung
- Neue Reihenfolge der Prioritäten: Wettbewerbsfähigkeit ist nun ganz oben

Die intensiver werdende Debatte um die 2030-Ziele der EU, nahm die europäische Sektion des WEC zum Anlass, eine Umfrage unter ihren Mitgliedern durchzuführen: Die Mehrheit betrachtete das EU Drei-Ziele-System für 2020 als überbestimmt und bevorzugte ein System mit maximal zwei Zielen. Dabei wurde das Klimaziel deutlich bevorzugt, Energieeffizienz als mögliches weiteres Ziel genannt. Das Erneuerbaren-Ziel wurde kaum genannt. Zudem wurde in der Umfrage auch deutlich, dass die Erwartung an eine Quantifizierung der Ziele wie beispielsweise die prozentuale Senkung der THG-Emissionen, weit auseinander gingen – ein untrüglicher Indikator für sehr hohen Diskussionsbedarf bis zur Einigung.

Auf die vom Weltenergierat veröffentlichte Trilemma-Studie und der Issues Monitor 2013 wurden ebenfalls im Positionspapier der europäischen Gruppe Bezug genommen. Beide Publikationen verdeutlichen, dass Europa vor großen Herausforderungen steht:

- Klimaschutz und der deutliche Anstieg der Energiepreise werden als größte Herausforderungen betrachtet
- Die Energiegeopolitik hat sich verändert: Die USA werden autark, China ist weltweit der wichtigste Importeur
- Mit 11 % Anteil an den globalen Emissionen, muss diskutiert werden, was der effizienteste Beitrag Europas zum Klimaschutz ist

Die Liste mit Aufgaben ist dabei nicht unbedingt neu – jedoch hat sich die Reihenfolge der Prioritäten deutlich geändert: Wettbewerbsfähigkeit ist nun unangefochten das wichtigste Ziel.

Zudem werden in Europa gegenwärtig eine Reihe von „Energiewenden“ beobachtet – Deutschland stellt hier keine Ausnahme dar. Jede dieser Energiewenden ist sehr länderspezifisch, die zunehmende Komplexität der Aufgabe erfordert einen intensiven Dialog zwischen Politikgestaltern, dem Energiesektor und den Energieverbrauchern.

Kernprobleme bei der Umsetzung des gegenwärtigen 2020 EU-Energie- und Klimapaketes sehen die europäischen Mitglieder des Weltenergierats vor allem bei der unzureichenden Integration der erneuerbaren Energien, dem Fehlen neuer Investitionen und den Marktverzerrungen im Binnenmarkt. Ursachen hierfür sind die vielfältigen abgeleiteten und wenig koordinierten Energieziele, die stellenweise zu Widersprüchen führen und oft auch nicht mit der nationalen Situation in Einklang zu bringen sind. Zudem werden auch die Kosten der Politiken ein Thema, da sie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie schwächen und zu einer verstärkten Energiearmut von Haushaltskunden führen.

Falls EU-Mitgliedsländer jedoch über das CO_2-Minderung hinaus Ziele haben wollen, so soll es ihnen frei stehen, diese national zu fordern und umzusetzen. Dabei sollte jedoch auf die Kompatibilität des gesetzlichen Rahmens für die Zusatzziele mit den Regeln für den EU-Binnenmarkt geachtet werden.

- Gewährung ausreichender Flexibilität für die Mitgliedstaaten bei der Erreichung der Ziele und der Kompetenz zur Bestimmung des nationalen Energiemix.

Für eine frühe Annahme eines Klima- und Energierahmens für die Zeit zwischen 2020 und 2030 lädt der Europäische Rat den Ministerrat und die Europäische Kommission ein, ihre Arbeit fortzusetzen, insbesondere im Hinblick auf

- die Auswirkungen eines EU-weiten Treibhausgasminderungsziels von 40 % auf einzelne Mitgliedstaaten;
- eine möglichst faire Lastenverteilung;
- die Vermeidung von carbon leakage und die Herstellung langfristiger Investitionssicherheit;
- die im Juni 2014 anstehende Revision der Energieeffizienzrichtlinie.

Der Europäische Rat wird sich beim nächsten Treffen im Juni 2014 erneut mit diesem Thema beschäftigen und spätestens bis Oktober 2014 eine endgültige Entscheidung hinsichtlich eines neuen Klima- und Energierahmens treffen.

Der Weg zu einer Einigung ist noch weit. So zeigte sich bei Aussprachen der Umwelt- und Energieminister Anfang März 2014, dass die Positionen der EU-Mitgliedstaaten noch weit auseinander liegen. Die Positionen können grob in zwei Lager aufgeteilt werden: Auf der einen Seite stehen die Länder (u. a. Deutschland), die sich in einer sogenannten „Green Growth Group“ zusammengeschlossen haben und eine schnelle Einigung auf eine ambitionierte Klimapolitik fordern. Auf der anderen Seite die Visegrad-Staaten (Polen, Ungarn, Tschechien, Slowakei) plus weitere Länder, die grundsätzlich zurückhaltender vorgehen und eine schnelle Einigung nicht unterstützen.

3.4 Anpassungen des EU-Emissionshandels

Der Emissionshandel weist derzeit einen erheblichen Überschuss an Emissionsrechten auf. Dieser ist im Wesentlichen auf drei Gründe zurückzuführen:

- eine geringere Nachfrage infolge der europäischen Wirtschaftskrise,
- eine unerwartet hohe Zulassung von außereuropäischen projektbasierten Emissionsrechten,
- eine überbestimmte Energiepolitik, die durch zusätzliche Instrumente teurere emissionsarme Technologien, wie z. B. erneuerbare Energien, befördert, die der Emissionshandel zum jetzigen Zeitpunkt nicht angereizt hätte. Die fossile Stromerzeugung sinkt, und als Konsequenz sinkt die Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten.

Backloading

Der konsequenterweise niedrige CO_2-Preis signalisiert damit keinen Bedarf an weiteren Emissionsminderungsmaßnahmen, um die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen. Vielfältige Befürchtungen, wie fehlende Anreize, um in emissionsarme Kraftwerke zu investieren, geringere Auktionseinnahmen aus der Versteigerung von Emissionsrechten oder höhere Differenzkosten bei der Förderung erneuerbarer Energien veranlassten die EU-Kommission, eine temporäre Kürzung von Emissionsrechten vorzuschlagen. Nach einer anfänglich negativen Haltung des Europaparlaments wurde mit dem Ministerrat ein einmaliges Zurückhalten von 900 Mio. t Emissionsrechten vom März 2014 bis Ende 2016 beschlossen. Die Emissionsrechte sollen in den Jahren 2019 und 2020 zusätzlich durch die wöchentlichen Versteigerungen in den Markt zurückgegeben werden. Infolgedessen werden temporär höhere CO_2-Preise erwartet. Allerdings wird bei der Auktion der zurückbehaltenen Emissionsrechte in 2019 ein stärkerer Preisverfall befürchtet.

Marktstabilitätsreserve

Der spätere Preisverfall und ein befürchteter Gesamtüberschuss von mehr als 2 Mrd. Emissionsrechten im Jahr 2020 haben zu Forderungen nach strukturellen Reformen des Emissionshandelssystems geführt. Als Teil des EU-Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 hat die EU-Kommission die Einführung einer Marktstabilitätsreserve vorgeschlagen. Die Reserve soll ab 2021 automatisiert den Überschuss an Emissionsrechten steuern. Ist dieser größer als 833 Mio. t, werden 12 % des Überschusses in die Reserve überführt. Fällt der Überschuss unter 400 Mio. Emissionsrechte sollen jährlich maximal 100 Mio. t aus der Reserve wieder in den Markt zurückgegeben werden. Der Preis von Emissionsrechten soll dadurch stabilisiert und damit der Anreiz, in Emissionsminderungsmaßnahmen zu investieren, durch die Marktstabilitätsreserve erhöht werden. Zugleich soll mit der Marktstabilitätsreserve ein möglicher Preisverfall durch Rückgabe der 2014 bis 2016 zurückgehaltenen Emissionsrechte verhindert werden.

Die EU will mit dem Vorschlag einer Marktstabilitätsreserve bei den anderen Staaten ein Zeichen setzen, dass Europa den Emissionshandel als langfristiges Instrument zur Treibhausgasminderung betrachtet und auf der Vertragsstaatenkonferenz in Paris im Dezember 2015 eine umfassende Einigung zum weltweiten Klimaschutz ab 2020 anstrebt. Da die Einführung einer Marktstabilitätsreserve aber ein ordentliches Gesetzgebungsverfahren von Europäischem Parlament und EU-Ministerrat voraussetzt, kann die Marktstabilitätsreserve nicht so schnell wie das Backloading umgesetzt werden. Wegen der Wahl zum Europäischen Parlament im Mai 2014, der Wahl des neuen Kommissionspräsidenten und der nachfolgenden Ernennung der Kommissare bis Herbst 2014 ist mit einer Annahme des Vorschlags nicht vor 2015 zu rechnen.

3.5 Börsenhandel an der EEX und der EPEX

An der European Power Exchange Spot SE (EPEX[1]) und der European Energy Exchange AG (EEX) zeigten die Handelsumsätze 2013 weiter eine steigende Tendenz.

Insgesamt wurden über 850 Mio. Emissionsrechte gehandelt (2012: über 252 Mio.) und knapp über 100 TWh Gas umgesetzt (2012: über 75 TWh). Der Stromhandel an der Börse steigerte sein Volumen von 1.279 TWh (2012) auf 1.578 TWh (2013). Das ist mehr als das doppelte des deutschen Stromverbrauchs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (502,1 TWh, vorläufige Zahlen für 2013[2]). Damit setzte der Handel an EEX und EPEX den Aufwärtstrend der letzten Jahre fort.

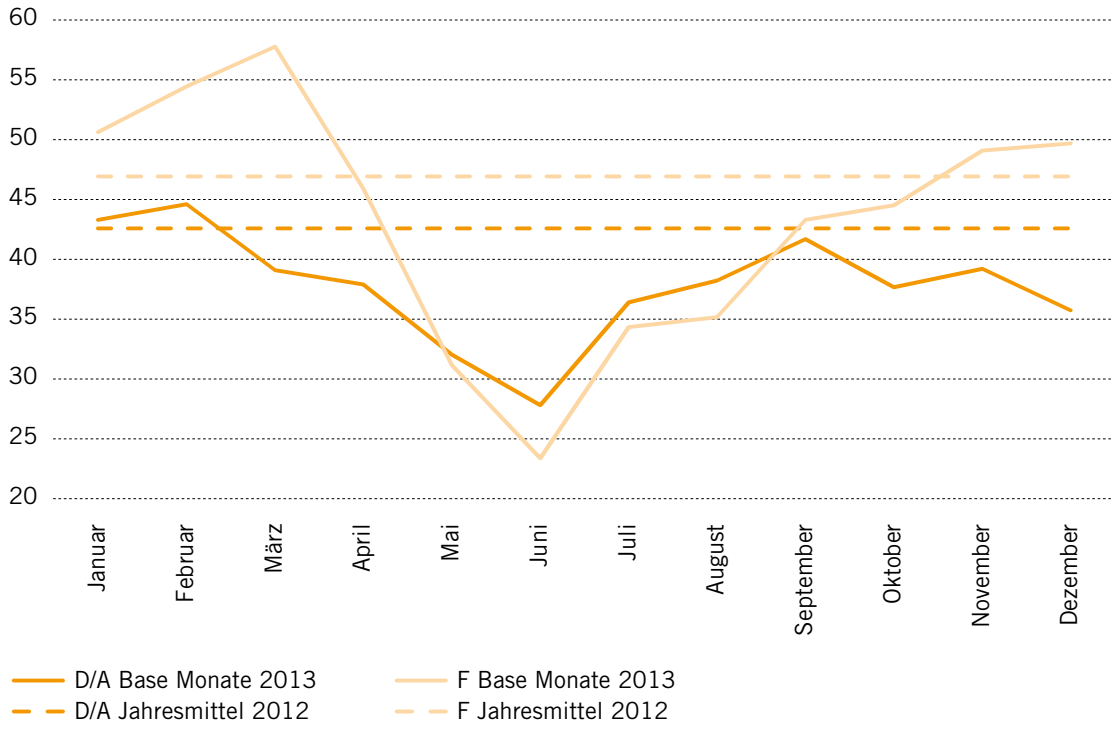
Die Strompreise am Spotmarkt sanken auch 2013 deutlich im Vergleich zum Vorjahr. Lag der Jahresmittelwert für Grundlast („base") 2011 noch bei etwas mehr als 51 €/MWh und 2012 bei rund 42,60 €/MWh, wurde 2013 ein Mittelwert von 37,67 €/MWh festgestellt. Gründe sind weiterhin die angespannte wirtschaftliche Lage in vielen europäischen Ländern, die zu geringerer Stromnachfrage insgesamt führt, höhere Mengen von erneuerbarer Erzeugung als auch deutliche Preissenkungen bei Steinkohle und niedrige CO_2-Preise. Die vermehrte Nutzung von unkonventionellem Erdgas in den USA erhöhte die Exportmöglichkeiten in Richtung Europa und setzte global die Kohlepreise unter Druck. Die niedrigen CO_2-Notierungen begünstigen ebenso eine höhere Kohleverstromung.

Die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen führt zunehmend zu Beschränkungen beim internationalen Stromaustauch. Daher nimmt die Konvergenz der Handelsergebnisse, d. h. die Anzahl der Stunden mit Preisgleichheit (in der Abbildung das Beispiel Deutschland und Frankreich) ab. Das inzwischen eingesetzte market coupling zwischen den kontinentaleuropäischen Preiszonen, optimiert die vorhandenen Netzverbindungen zwischen den Ländern und erleichtert so den internationalen Stromaustausch. Werden die Netzverbindungen jedoch vollständig genutzt, sodass kein weiterer physikalischer Stromtransport mehr möglich ist, entkoppeln die Preiszonen wieder und als Resultat wird kein

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

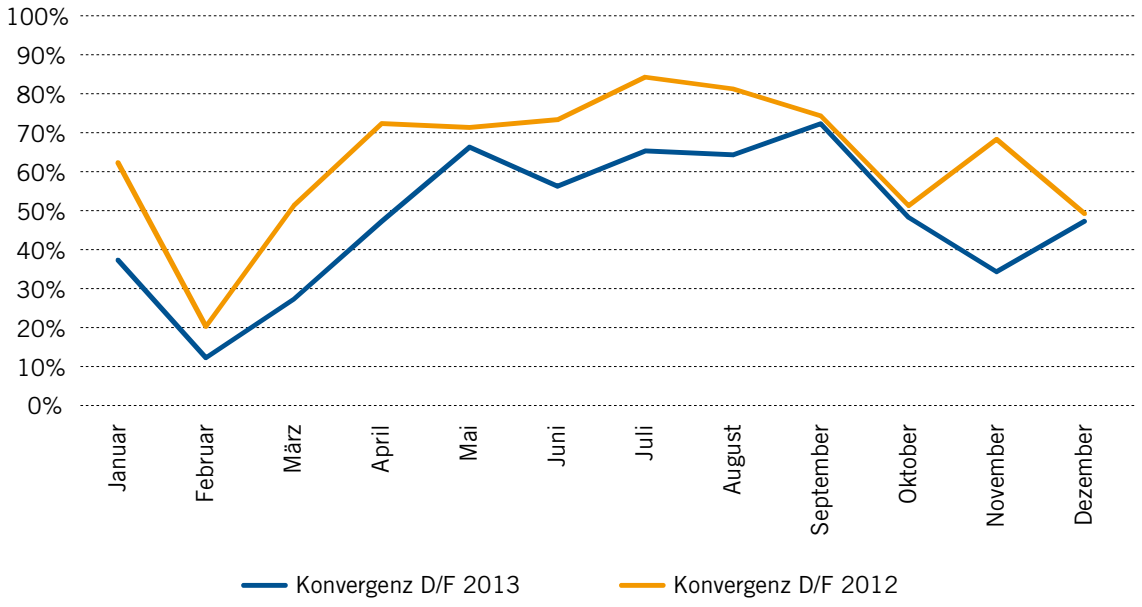
2 Quelle: BDEW, Stromzahlen 2013

Abbildung 3.13: Monatliche Mittelwerte Grundlaststrom in €/MWh am Spotmarkt für 2013 im Vergleich zu den Jahresmittelwerten 2012 für die EPEX-Lieferzonen



Quelle: EPEX

Abbildung 3.14: Konvergenz, d.h. Anzahl der Stunden mit Preisgleichheit in Deutschland und Frankreich



Quelle: EPEX

einheitlicher Preis in diesen Zonen erreicht. Sogar stark ausgebaute Grenzen, wie zwischen Frankreich und Deutschland mit bis zu 2.900 MW, reichen bei rund 33.500 MW installierten Wind- und 35.500 MW installierten PV-Anlagen in Deutschland mit großen Produktionsschwankungen nicht immer aus: Konsequenterweise sehen wir bei den national unterschiedlichen Politiken in Bezug auf den Energiemix und stagnierendem Netzausbau zunehmende Preisdivergenzen. Dabei sind nicht nur Netze im Grenzgebiet auszubauen, sondern auch in den Ländern selbst, um so den Abtransport des Stroms aus der Grenzregion zu bewerkstelligen. Netzengpässe im deutschen Netz führen nicht zu Preisdivergenzen innerhalb Deutschlands, weil die Netzbetreiber das einheitliche Markgebiet durch Fahrplanänderungen der Kraftwerke erhalten (sogenannter „Redispatch“).

Die Gashandelspreise zeigten 2013 sehr geringe Volatilität und bewegten sich innerhalb eines relativ engen Bandes zwischen etwa 26 €/MWh und etwas mehr als 28 €/MWh. Die wirtschaftliche Lage in vielen europäischen Ländern sorgte auch 2013 nicht für Impulse bei der Nachfrage nach Gas, dennoch blieben die Preise relativ stabil.

Während der Terminhandel an der EEX ein sinkendes Handelsvolumen verzeichnete, konnten sich die Umsätze am Spotmarkt deutlich steigern: von 35,9 TWh auf 70,5 TWh, d.h. fast verdoppelt. Offenbar bevorzugten viele Marktteilnehmer eine kurzfristige Optimierung von Gas, da eine längerfristige Absicherung über Terminkontrakte angesichts relativ geringer Volatilitäten unnötig schien.

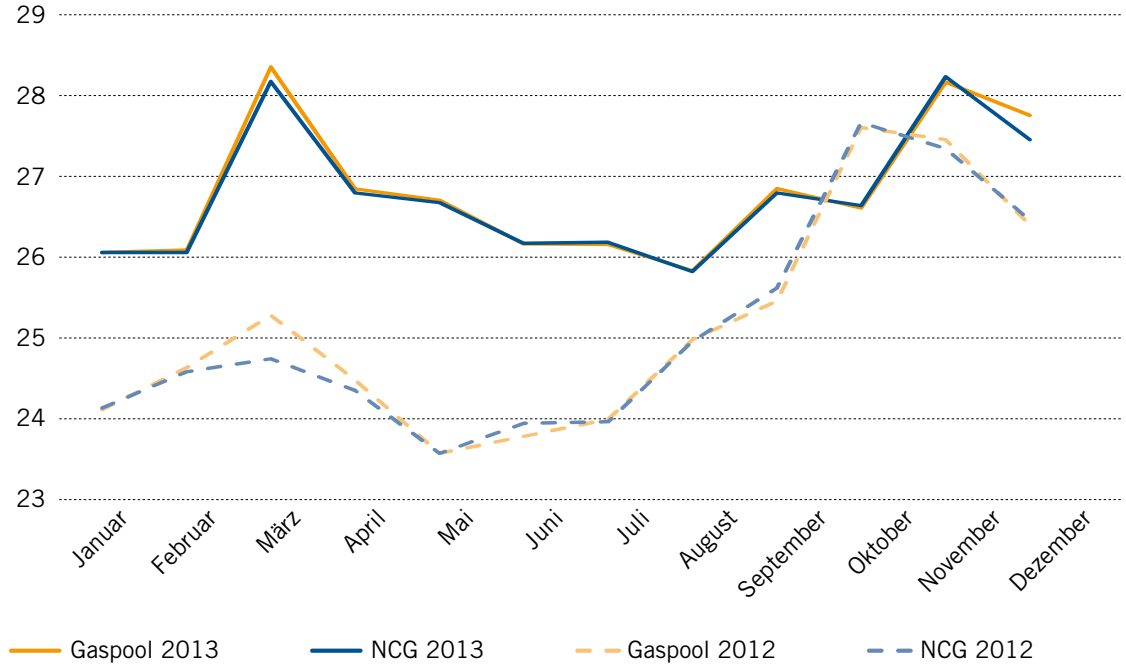
EEX und Powernext arbeiten im Gasmarkt enger zusammen und bieten auf einer gemeinsamen Plattform ihre Gasprodukte an. Auf der Plattform PEGAS (Pan-European GAS cooperation) werden sowohl Spot- als auch Terminprodukte gehandelt. Die Marktgebiete sind GASPOOL (D), NCG (D), PEG NORD (F) und TTF (NL).

Die Marktpreise für EU-Emissionsrechte zeigten 2013 mehr Bewegung als im Vorjahr: Nach einer raschen Abwärtsbewegung zu Beginn des Jahres 2013, konnten sich die Preise im Verlauf der back-loading-Debatte wieder etwas erholen, jedoch nicht an die Marktpreise vergangener Jahre anknüpfen

Die EEX zeigte im Jahr 2013 eine deutliche Steigerung im Handelsvolumen. Vor allem die Durchführung der Primärmarktauktionen führte zu einer Erhöhung der Spot-Umsätze von 108,7 Mio. EUAs auf 757,8 Mio. EUAs. Der Terminmarkt zeigte hingegen geringere Aktivität: Wurden 2012 noch 141,8 Mio. EUAs gehandelt, gab es 2013 mit 91,2 Mio. EUAs eine Verringerung um etwa 35 %.

Der kontinuierliche Anstieg der EEG-Umlage hat inzwischen dazu geführt, dass der Aufschlag zur Förderung

Abbildung 3.15: Monatsschlußkurse in €/MWh für Gaslieferungen auf Termin für das Jahr 2013 (jeweils der Frontmonat) im Vergleich zu den Preisen für Terminlieferung Frontmonat 2012 für die Liefergebiete Gaspool[3] und NCG[4]



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

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

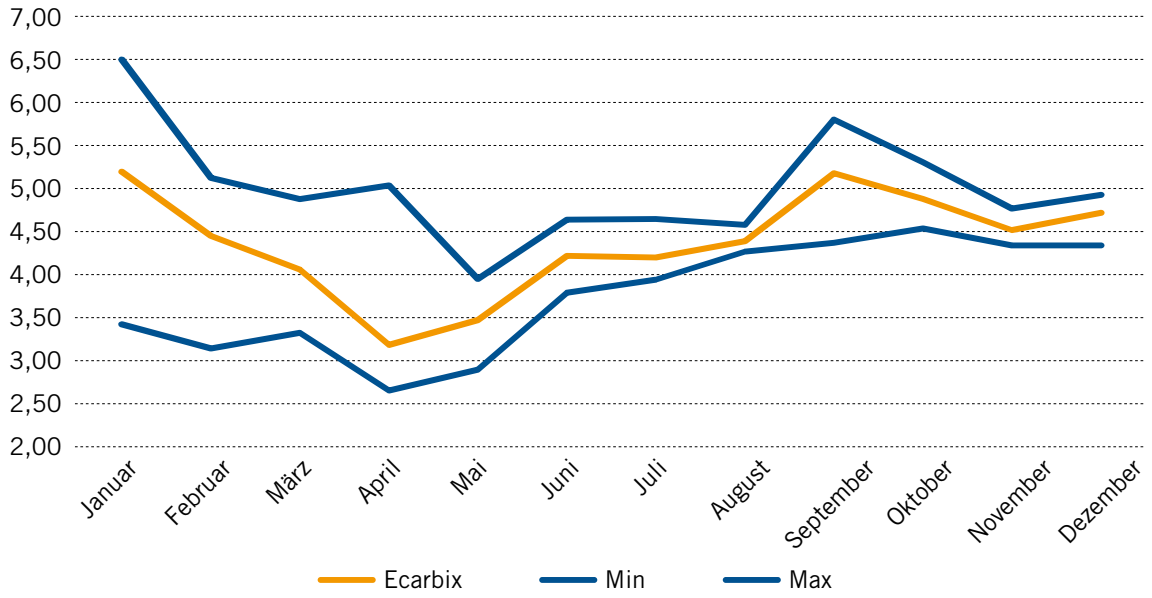
Quelle: EEX

erneuerbarer Energien höher als der Marktpreis für Grundlast ist. Das ist nur ein weiteres Beispiel dafür, dass für viele Endkunden die Stromkosten immer weniger durch Marktpreise am Großhandelsmarkt beeinflusst werden – sondern zunehmend durch regulatorische Einflüsse. Prognosen zur Höhe der EEG-Umlage in den letzten Jahren unterschätzten die tatsächlichen Steigerungen der Umlage deutlich. Inwieweit die EEG-Novelle den stark ansteigenden Trend mildern kann, wird sich in den nächsten Jahren zeigen.

Mitte 2013 startete der Handel mit Herkunftsnachweisen (HKN) für erneuerbare Energien an der EEX. Eine EU-Richtlinie erfordert die Einrichtung von Registern für HKN in jedem EU-Mitgliedsstaat. In dem Register wird für erneuerbare Energien im Sinne der EU-Richtlinie für jede produzierte MWh ein HKN erstellt. Diese HKN können zwischen Marktteilnehmern gehandelt werden, das sogar grenzüberschreitend, wenn die HKN eines anderen Landes anerkannt werden. In Deutschland richtet das Umweltbundesamt das Register ein. Die EEX verzeichnete im Jahr 2013 einen Handelsumsatz von 466.000 MWh in dieser Produktklasse. Aufgrund des relativ späten Starts des deutschen Registers, stammen die gehandelten HKN vorwiegend aus den Alpenländern und aus Skandinavien. Die HKN werden im Rahmen der Stromkennzeichnung zum Nachweis für erneuerbare Anteile im Strommix des Vertriebs verwendet, indem die HKN gelöscht werden. Das geschah bislang im Rahmen des europäischen RECS-Systems[3]. Die HKN ersetzen die Funktion der RECS-Zertifikate und funktionieren im Wesentlichen auf die gleiche Art und Weise. Ein HKN ist jedoch kein Ökostromlabel. Label verlangen typischerweise noch die Erfüllung weiterer Kriterien, z. B. Einschränkungen bzgl. des Anlagenalters, der verwendeten erneuerbaren Energien oder der Anlagengrößen.

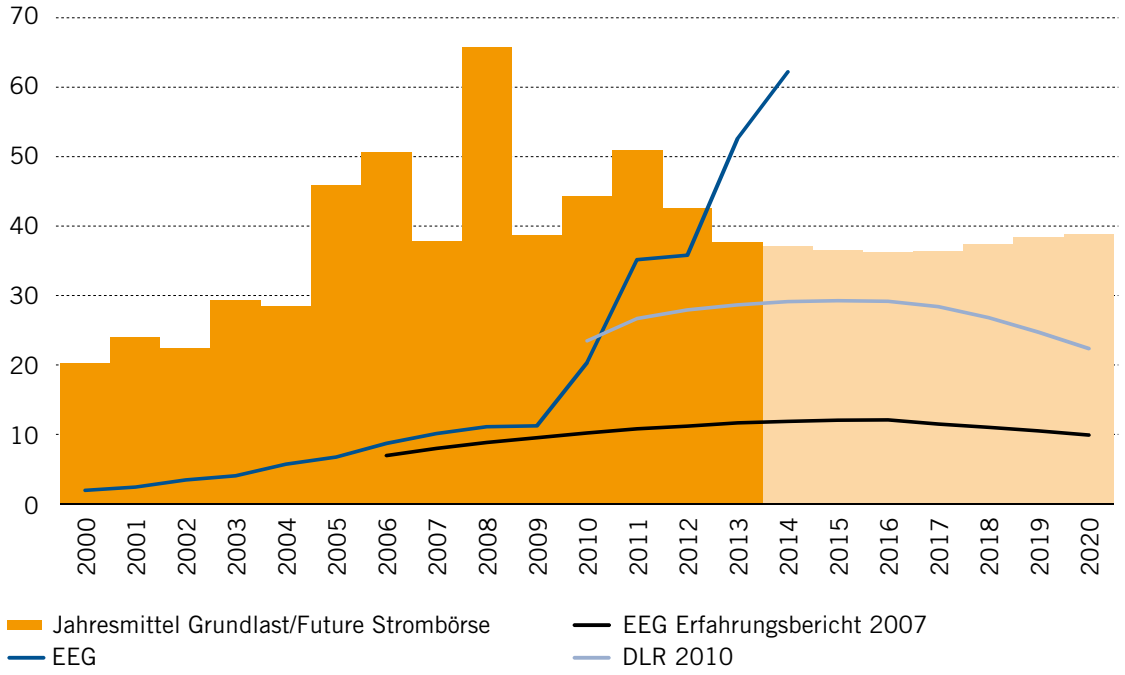
3 RECS ist das Renewable Energy Certificate System, ein Nachweissystem für in das Netz eingespeisten grünen Strom. Wie bei den HKN wird für jede erzeugte MWh erneuerbaren Stroms ein RECS-Zertifikat erstellt, welches innerhalb der teilnehmenden europäischen Länder gehandelt werden kann. Die Nutzung eines RECS-Zertifikats für z. B. die Stromkennzeichnung erfolgt durch Löschung der RECS-Zertifikate (www.recs.org).

Abbildung 3.16: E-carbix (täglicher CO_2-Preis Index der EEX), tägliche Notierung, sowie monatliches Minimum und Maximum.



Quelle: EEX

Abbildung 3.17: Jahresmittelwerte Grundlast an der EEX in orange (Spotmarkt); für 2014 bis 2020 wurde der Schlußkurs der Base-Futures am letzten Handelstag des Jahres 2013 verwendet



Quelle: EEX, BMU, DLR

3.6 EU-Kommission wendet erstmals EU-Beihilfenrecht auf das deutsche EEG an

Die Förderung erneuerbarer Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich innerhalb der letzten zehn Jahre von einem Nischendasein zu dem beherrschenden Thema des deutschen Strommarktes entwickelt. Sowohl was die finanzielle Dimension angeht – die Fördergelder summieren sich inzwischen auf 23 Milliarden Euro pro Jahr – also auch in Bezug auf den Marktanteil: Rund 25 Prozent des Stroms in Deutschland werden im Jahr 2014 schon mit erneuerbaren Energien erzeugt. Eine Folge dieser rasanten Entwicklung ist, dass wegen des Einspeisevorrangs des EEG-Stroms inzwischen ein Viertel des deutschen Strommarktes vom europäischen Strombinnenmarkt abgekoppelt ist.

Im Dezember 2013 hat die Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission ein Hauptprüfverfahren gegen Deutschland eröffnet, um zu untersuchen, ob das EEG eine nach EU-Recht verbotene staatliche Beihilfe darstellt. Gleichzeitig hat sie den Entwurf für neue EU-Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien vorgelegt, die den Maßstab für künftige Beihilfeentscheidungen erstmals auch für den Energiebereich bilden sollen. Die Aussage der EU-Kommission war also eindeutig: Über das europäische Beihilfenrecht sieht sie sich als zuständig an, bei der Förderung erneuerbarer Energien durch die Mitgliedstaaten sowie auch bei Entlastungen der Industrie im Rahmen solcher Förderregime künftig die Rahmenbedingungen vorgeben zu können.

Die rechtliche Beurteilung dieses Sachverhalts ist dabei durchaus kontrovers. So vertritt etwa die deutsche Bundesregierung die Ansicht, dass das EEG keine Beihilfe darstellt. Entsprechend hat sie gegen die Eröffnung des EEG-Beihilfeverfahrens vor dem Gericht der Europäischen Union Klage erhoben. Umstritten ist insbesondere die Reichweite des europäischen Beihilfebegriffs. Bislang galt als eine wesentliche Voraussetzung für das Vorliegen einer Beihilfe, dass dafür staatliche Mittel eingesetzt werden. Dies ist beim deutschen EEG aber gerade nicht der Fall. Hier funktioniert die Fördersystematik vollständig mit privaten Geldern und durch private Akteure.

Laut Eröffnungsbeschluss der EU-Kommission kann aber gleichwohl eine Beihilfe angenommen werden. Denn seit einer Novellierung im Jahr 2012 lasse das EEG keinerlei private Entscheidungsmöglichkeiten in der Art der Verwendung der privaten Fördermittel. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten aufgrund staatlicher Vorgaben bei Abnahme und Vergütung des EE-Stroms und bei Berechnung der EEG-Umlage keine eigenen Freiräume mehr und seien daher staatlichen Stellen gleichzustellen.

Unabhängig davon, wie diese Rechtsfrage abschließend bewertet wird, arbeiten alle Beteiligten nun an einem neuen – europarechtlich konformen – Rechtsrahmen. Die somit faktisch erfolgende „Europäisierung“ der Erneuerbaren-Förderung geschieht zudem unter erheblichem Zeitdruck. Denn eine zentrale Rechtswirkung der Eröffnung des EEG-Beihilfeverfahrens im Dezember 2013 ist es, dass auf Basis des geltenden Rechts keine Industrieentlastungen mehr gewährt werden dürfen. Ab dem Zeitpunkt galt ein Bescheidungsverbot. Daher versuchten seither Bundesregierung, EU-Kommission und deutscher Gesetzgeber unter Hochdruck, bis zum Sommer 2014 eine rechtskonforme EEG-Neuregelung zu schaffen, damit stromintensive Unternehmen rechtzeitig Entlastungsanträge für das Jahr 2015 stellen können.

Da keine Seite will, dass durch dieses Verfahren eine Welle von Insolvenzen in der energieintensiven Industrie ausgelöst wird, ist die Neuregelung bereits im April 2014 weit vorangeschritten: Am 8. April hat die Bundesregierung ein neues EEG beschlossen, am 9. April hat die EU-Kommission die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020 verabschiedet. Nach Beratung im Deutschen Bundestag und im Bundesrat soll das neue EEG voraussichtlich zum 1. August 2014 in Kraft treten.

Eine Folge der Neuregelung ist es, dass die Erneuerbaren-Förderung spätestens ab dem Jahr 2017 wettbewerblich über technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt werden soll. Ziel ist es, den weiteren Erneuerbaren-Ausbau mit einer stark verbesserten Kosteneffizienz zu verbinden. Als eine zweite wichtige Neuerung wird die Entlastung der Industrie nach neuen, europäisch vereinheitlichten Kriterien vorgenommen. Insbesondere zur Ausgestaltung der Industrieentlastungen hatte es sehr intensive Verhandlungen innerhalb der EU-Kommission und auch zwischen Kommission und Bundesregierung gegeben. Am Ende bestand jedoch Einigkeit, dass für den Erhalt des Industriestandorts Europa in einer globalisierten Welt substanzielle Entlastungen der Industrie von Erneuerbaren-Förderumlagen notwendig sind.

Das EU-Beihilfeverfahren und die neuen Umwelt- und Energiebeilhilfeleitlinien führen dazu, dass Europa fortan stärker in den Fokus rückt, wenn es um den weiteren Ausbau und die Förderung erneuerbarer Energien geht. Einmal mehr zeigt sich hier, dass sich das EU-Beihilfenrecht im Vergleich zu den begrenzten energie- politischen Kompetenzen der EU als besonders wirksames Instrument erweist.

Energie in Deutschland

4

4.1 Zahlen & Fakten

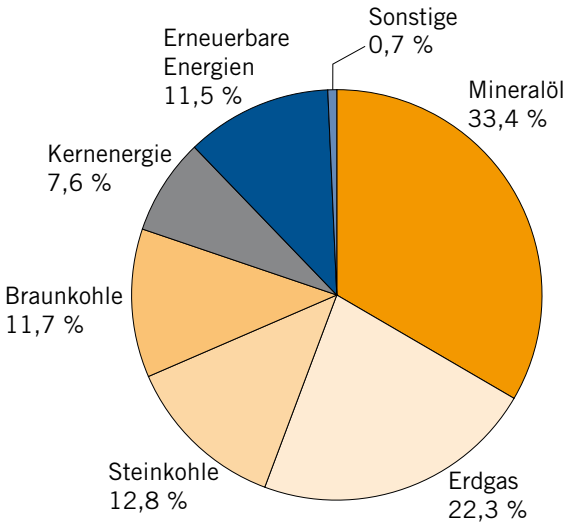
Eckdaten des deutschen Energiemarktes[1]

Im Jahr 2013 wurden in Deutschland 474,5 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,9 t SKE pro Jahr. Dies entspricht 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 2013 rund 173 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2013 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – mit jahresdurchschnittlichen Raten von rund 1,8 % verbessert.

1 Eine Zusammenfassung von aktuellen Daten insbesondere zum Strommarkt findet sich auf www.rwe.com/web/cms/de/2074482/transparenz-offensive/stromdaten-kompakt/

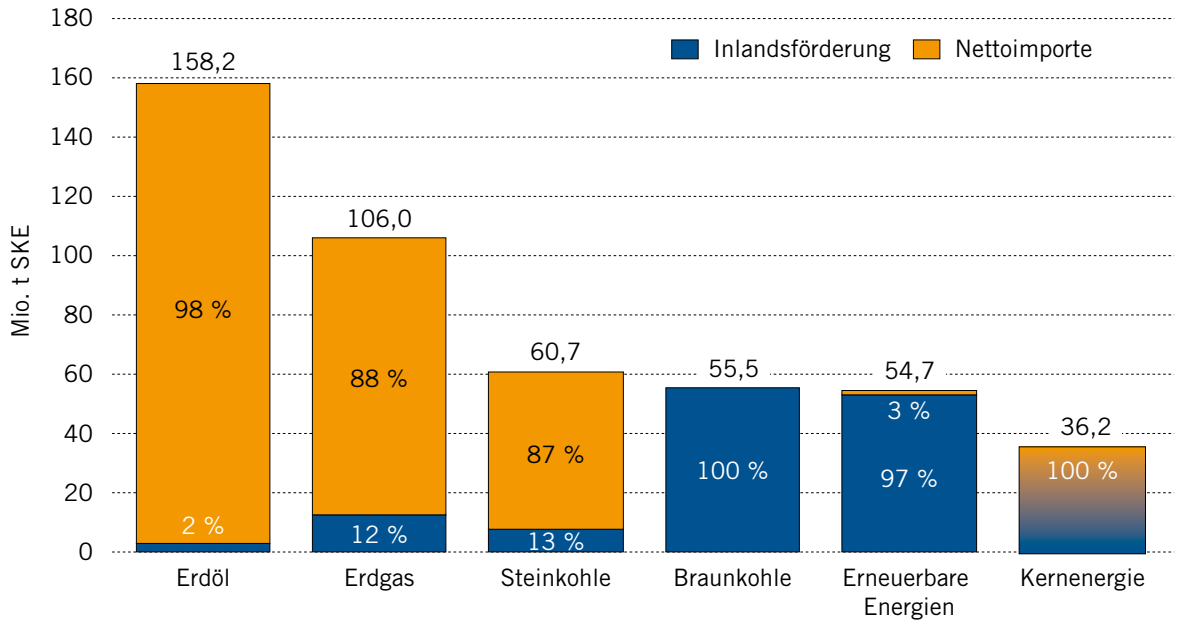
Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2013

Insgesamt: 474,5 Mio. t SKE



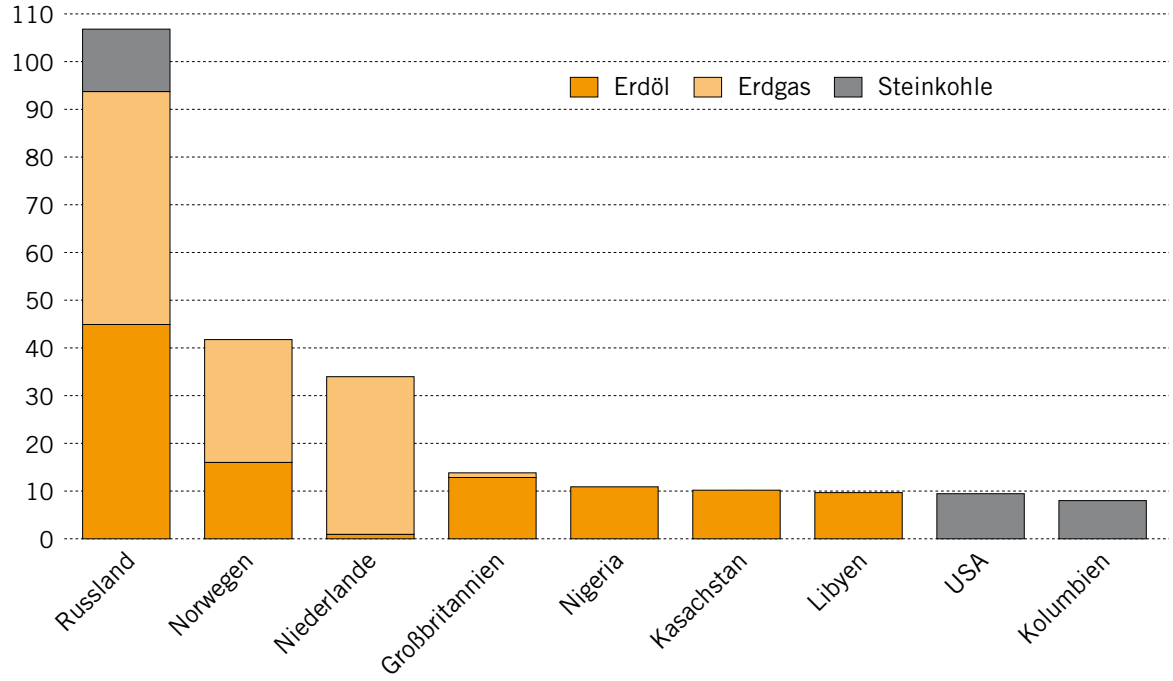
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2014

Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2013



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2014 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelssaldo Strom, von 3,2 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 474,5 Mio. t SKE.

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2013
Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



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

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

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2013 zu 37 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen, zuvor importierten großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2013 mit 64,3 Mio. t SKE bzw. 37 % zur gesamten inländischen Gewinnung (173,9 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 56,5 Mio. t SKE auf Braunkohle und 7,8 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 36,2 Mio. t SKE, Erdgas/Erdölgas mit 12,9 Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,9 Mio. t SKE, erneuerbare Energien mit 53,3 Mio. t SKE sowie sonstige Energien, wie zum Beispiel der nicht-biogene Anteil im Hausmüll, mit 3,3 Mio. t SKE.

Importenergien decken 63 % 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 2013 mit mehr als einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien, Nigeria, Kasachstan, Libyen, 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 Libyen importiert Deutschland Rohöl. Aus USA und Kolumbien werden Steinkohlen eingeführt.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2013 rund 98,0 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 67,0 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Gas (einschließlich Transitmengen) mit 28,5 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 4,4 Mrd. €. Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,9 Mrd. €.

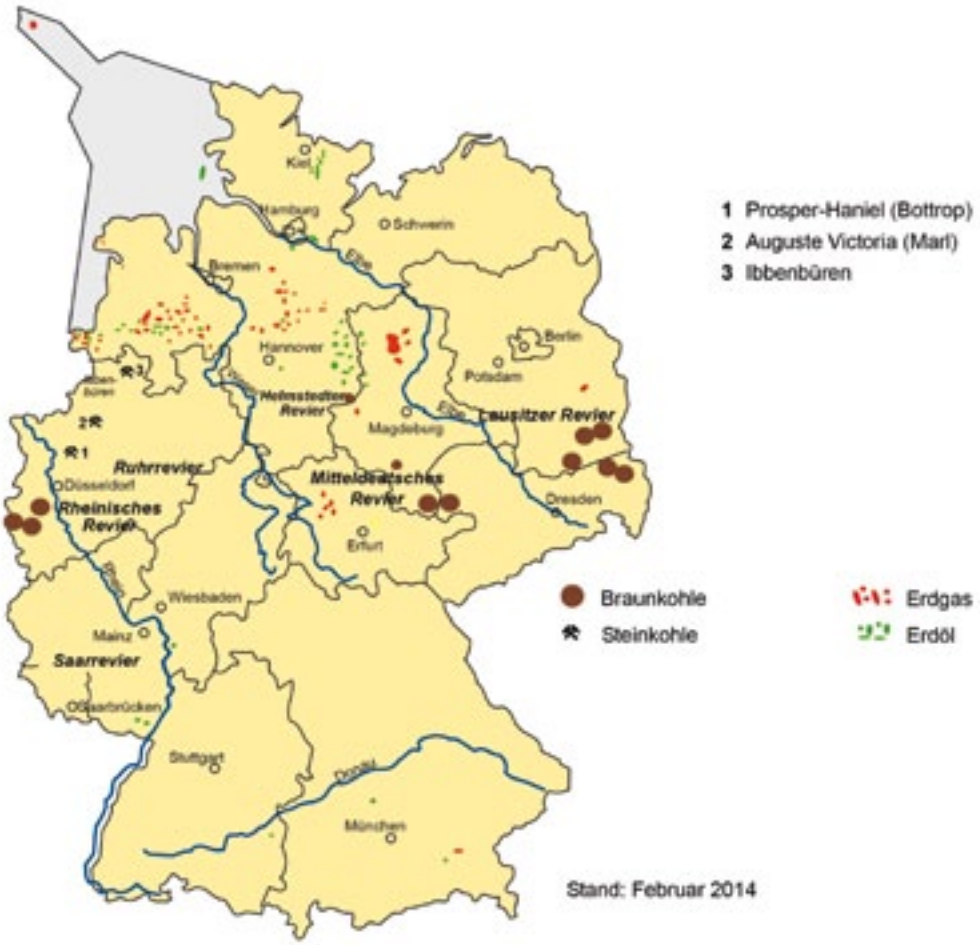
CO_2-Emissionen

Die energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland lagen 2013 bei 781 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen, die zum Beispiel bei der Umwandlung von Stoffen in chemischen Verfahren entstehen, betrug der CO_2-Ausstoß insgesamt 834 Mio. t. Das waren 19,9 % weniger als 1990. Damals beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO_2 auf 1.042 Mio. t.

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid (CO_2) – Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6). Verpflichtungsperiode gemäß Kyoto-Protokoll ist der Zeitraum 2008 bis 2012. Das Ziel für Deutschland beträgt minus 21 % Minderung im Mittel der Jahre 2008 bis 2012 gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls (1990 für CO_2, CH_4, N_2O und 1995 für die anderen drei Treibhausgase).

Nach Angaben des Umweltbundesamtes wurden 2012 rund 939 Mio. t Kohlendioxid-Äquivalente ($CO_{2Äq}$) in Deutschland freigesetzt. Das Emissionsbudget der gesamten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2008 bis 2012) ist um 159 Mio. t $CO_{2Äq}$ unterschritten worden. So waren die jahresdurchschnittlichen Emissionen 2008 bis 2012 mit 942 Mio. t $CO_{2Äq}$ um 32 Mio. t $CO_{2Äq}$ entsprechend drei Prozentpunkte niedriger als das Emissionsbudget für diesen Zeitraum.

Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Tabelle 4.1

Treibhausgas-Emissionen	Basis-Jahr*	2000	2005	2010	2012	2013
			Mio. t CO_2-Äquivalente			
Kohlendioxid (CO_2)***	1.041,9	891,4	864,7	826,1	798,1	814,0
Methan (CH_4)	108,8	75,1	59,3	50,1	48,7	47,5
Lachgas (N_2O)	85,7	61,7	61,2	55,0	55,8	56,0
HFC's	7,0	7,4	8,5	8,9	9,3	9,3
PFC's	1,8	0,8	0,7	0,3	0,2	0,2
Schwefelhexafluorid (SF_6)	6,8	4,3	3,5	3,2	3,3	3,3
Gesamtemissionen****	**1252,2**	**1040,8**	**994,9**	**946,9**	**939,1**	**950,8**
Kohlendioxid-Emissionen			**Mio. t**			
Energiebedingte Emissionen	**977,7**	**827,8**	**800,1**	**773,8**	**768,0**	**780,7**
Mineralöle	310,4	306,8	277,0	248,1	238,9	243,0
Erdgas u. Grubengas	116,1	158,6	165,3	176,1	161,8	165,1
Steinkohlen u. Gicht-, Kokereigas	200,7	178,5	165,3	159,3	156,8	163,4
Braunkohlen	342,2	172,1	177,9	168,5	183,1	181,5
Sonstige	8,2	11,9	14,6	22,0	26,1	26,1
Industrieprozesse	**59,8**	**59,5**	**57,7**	**52,4**	**52,2**	**52,2**
Mineralische Produkte	22,6	22,2	19,5	18,3	18,9	18,7
Chemische Industrie	13,1	16,2	16,4	16,3	16,8	17,1
Herstellung von Metall	24,2	21,2	21,8	17,9	16,5	16,4
Lösemittel/Produktverwendung	2,6	1,8	1,6	1,6	1,4	1,4
Gesamtsumme***	**1042,1**	**891,5**	**861,7**	**829,4**	**821,7**	**834,4**
Kohlendioxid-Emissionen			**Mio. t**			
Emissionshandelssektor****	**	**471,8**	**475,0**	**454,8**	**452,4**	**
darunter:						
Energiewirtschaft	**	369,3	376,9	357,2	356,2	**
Industrie	**	102,6	98,1	97,6	96,2	**
Nicht-Emissionshandelssektor	**	**419,7**	**386,7**	**374,6**	**369,3**	**
darunter:						
Verkehr	162,4	181,0	160,4	153,5	153,9	**
Private Haushalte	129,5	117,9	111,1	105,5	93,3	**
Sonstiges*******	**	120,8	115,2	115,6	122,1	**
Gesamtsumme	**1042,1**	**891,5**	**861,7**	**829,4**	**821,7**	**834,4**

* Basisjahr für CO_2, CH_4 und N_2O ist 1990, für die HFC's und PFC's sowie SF_6 1995.

** Zahlen noch nicht verfügbar.

*** Gesamtemission ohne CO_2 aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft; die Differenz zur Summe der Einzelposten erklärt sich aus diffusen Emissionen, die in dieser Tabelle nicht im Einzelnen aufgelistet sind (2012 und 2013 jeweils 1,5 Mio. t).

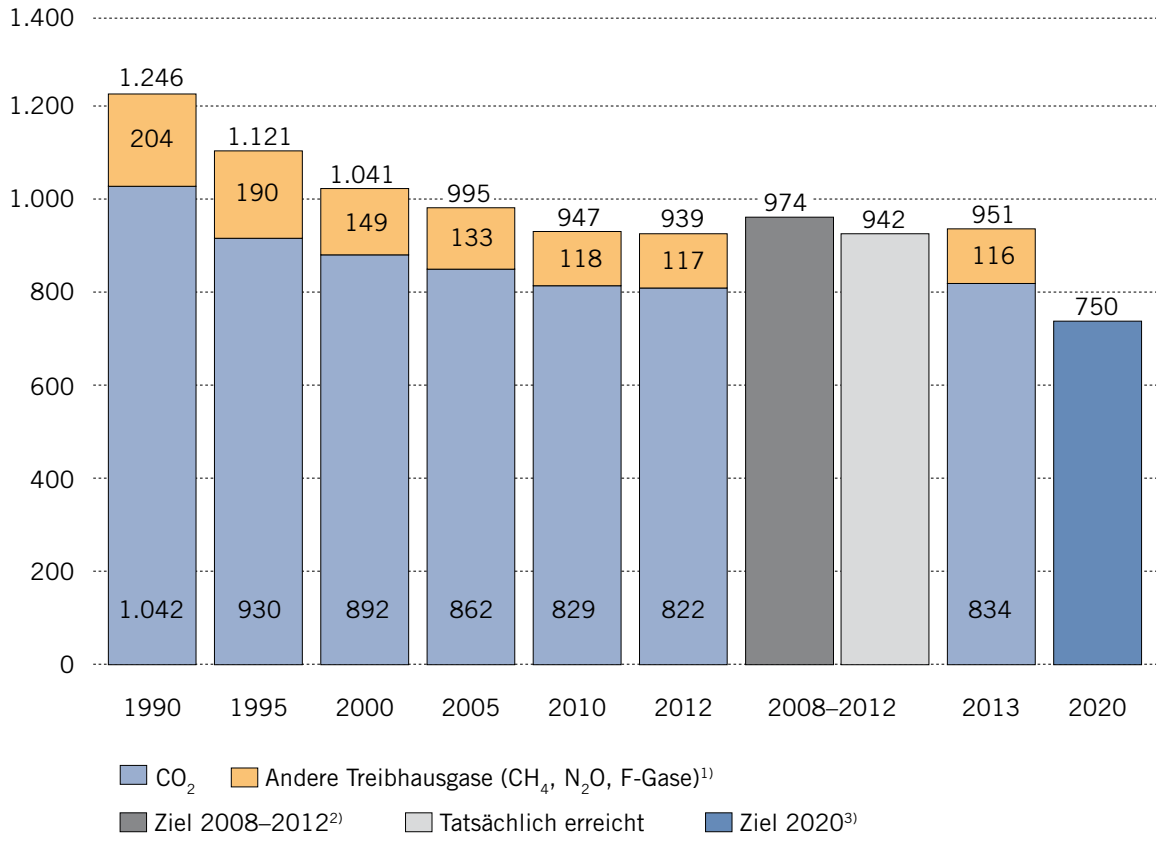
**** Die für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls festgelegte Emissions-Bezugsgröße beträgt 1.232,4 Mio. t (Quelle: Compliance Committee des UNFCCC, Report of the review of the initial report of Germany, Bonn 2007 (CC/ERT/IRR/2007/24 vom 13. Dezember 2007).

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

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

Quellen: Basisjahr bis 2012: Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2012, EU-Submission, Dessau, 15. Januar 2014; 2013: eigene Schätzung. 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; Umweltbundesamt, Presseinformation 15/2013, Dessau, 2. April 2013 und Presseinformationen, Dessau, 10. März 2014

Abbildung 4.5: Emissionen der Treibhausgase in Deutschland 1990 bis 2013
in Mio. t CO_2-Äquivalenten, ohne CO_2 aus LULUCF



1) Basisjahr für CO_2, CH_4 und N_2O ist 1990, für HFCs, PFCs und SF_6 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_2-Äquivalente Deutschland verbindlich zugeordnet worden. Die tatsächlichen vom Umweltbundesamt aktuell berechneten Basisjahr-Emissionen (für CO_2, CH_4 und N_2O: 1990; F-Gase: 1995) belaufen sich auf 1.252,2 Mio. t CO_2-Äquivalente.

3) Minderung um 40 % gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Dessau, 02.04.2013 (für 1990 bis 2012); PM, Dessau 10.03.2014 (für 2013)

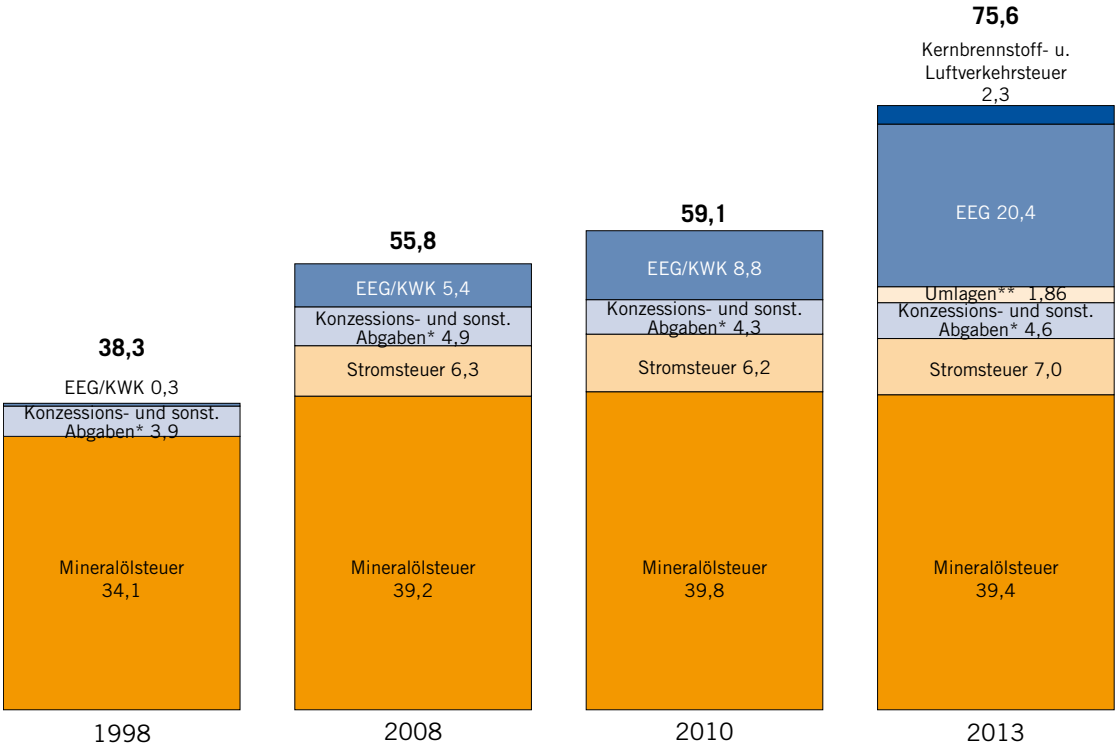
Die Entwicklung der gesamten Treibhausgas-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2013 zeigt die vorstehende Tabelle.

Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2013 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 48,6 Mrd. €. Dies entspricht der Hälfte des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchsteuer-Aufkommen entfielen 2013 mit 36,6 Mrd. € rund 75 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 2,8 bzw. 7,0 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei. Zum 01.01.2011 neu eingeführt worden sind die Kernbrennstoffsteuer und die Luftverkehrssteuer, aus deren Erhebung der Bund 1,3 bzw. 1,0 Mrd. € Steuereinnahmen in 2013 erzielte.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Dieselkraftstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2013 ein Steueranteil am Produktpreis von 57 % (Superbenzin) bzw. 49 % (Dieselkraftstoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2013 auf 23 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern

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



*Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2010: 0,675 Mrd. €, 2011: 0,949 Mrd. € und 2012 rund 1 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09 sowie 0,36 Mrd. € im Haushaltsjahr 2009/10, 0,339 Mrd. € im Haushaltsjahr 2010/11 und 0,317 Mrd. € im Haushaltsjahr und 0,317 Mrd. € im Haushaltsjahr 2011/12 (jeweils ohne MWSt) – 2013 grob geschätzte Zahlen
**KWK G, § 19- Umlage, Offshore-Haftungsumlage und AbschaltVO

und Abgaben am Haushaltskundenpreis 2012 bei rund einem Viertel, wenn man die Konzessionsabgabe, die Erdgas- und die Mehrwertsteuer in die Rechnung einbezieht.

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

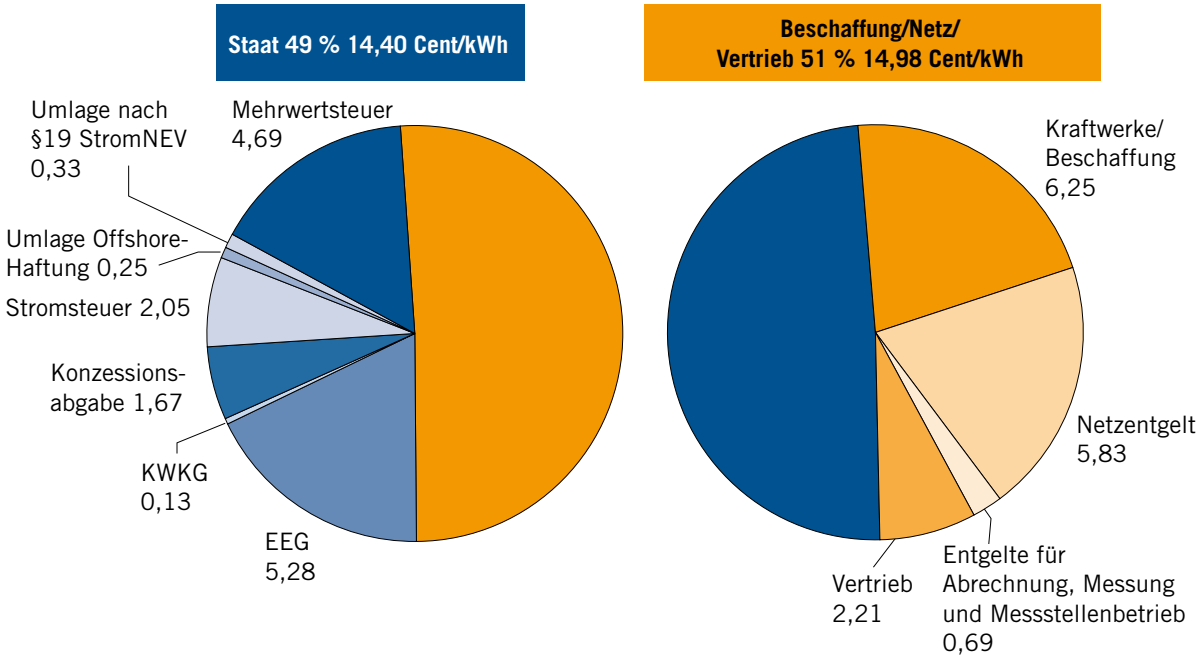
Der Strompreis, der für private Haushalte im Durchschnitt 2013 mit 29,38 ct/kWh beziffert wird, setzte sich nach Angaben der Bundesnetzagentur wie folgt zusammen (mengengewichtiger Mittelwert mit Stand 01. April 2013, jeweils in ct/kWh):

- Erzeugung/Transport/Vertrieb: 14,98
- Konzessionsabgabe: 1,67
- Erneuerbare-Energien-Gesetz 5,28
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz: 0,13
- § 19 StromNEV-Umlage: 0,33
- Offshore Haftungs-Umlage: 0,25
- Stromsteuer: 2,05
- Mehrwertsteuer: 4,69

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2013 auf 49 %. Zum 01.01.2014 ist die EEG-Umlage auf 6,24 ct/kWh angehoben worden.

Für das Produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Sätze.

Abbildung 4.7: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2013, in ct/kWh.
Insgesamt: 29,38 ct/kWh



Mengengewichteter Mittelwert zum 1. April 2013

Quelle: Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, Dezember 2013, S. 152

Mineralöl

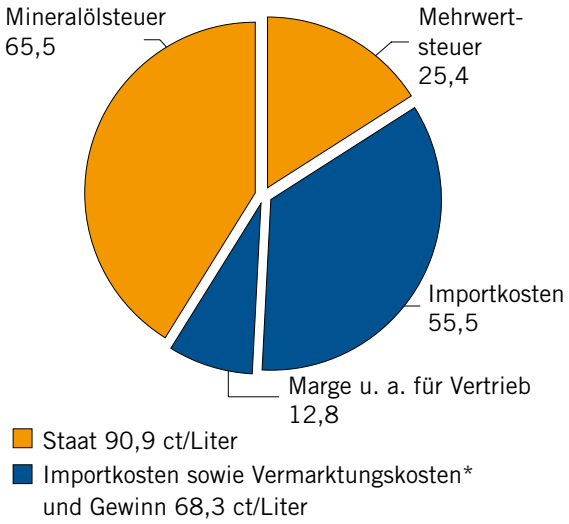
Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2013 auf 90,4 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 35,5 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2013 zu 25 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 47 % aus Osteuropa/Asien, zu 22 % aus Afrika, zu 4 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 24 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. 2013 hat die Mineralölindustrie 92,1 Mio. t Rohöl und 10,1 Mio. t Halbfertigprodukte in ihren Verarbeitungsanlagen eingesetzt. Der Gesamteinsatz belief sich damit auf 102,2 Mio. t. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 104,3 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2013 erreichte die Raffinerieauslastung 88,3 %.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,4 Mio. t) betrug 2013 rund 104,9 Mio. t.

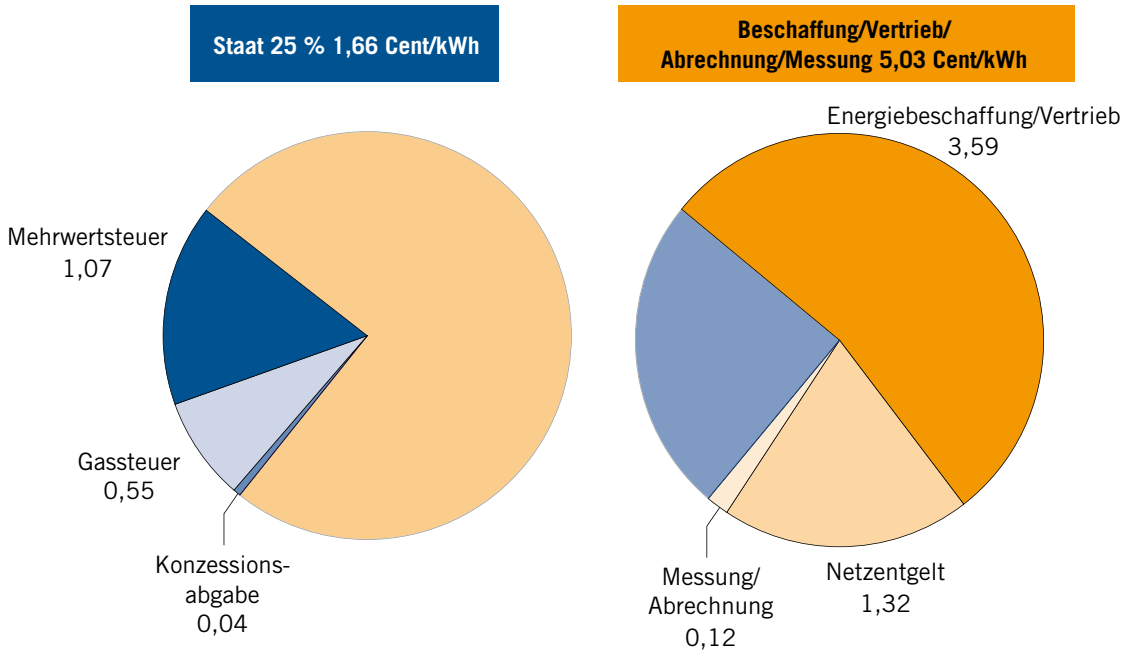
Abbildung 4.8: Benzinpreis 2013: Staatsanteil von 57 %
Durchschnittspreis Superbenzin: 159,2 ct/Liter



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

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 4.9: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2013
Insgesamt: 6,69 Cent/kWh



Mengengewichteter Mittelwert bei Vertragswechsel zum 1. April 2013

Quelle: Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, Dezember 2013, S. 249

Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,5 Mio. t; Dieselkraftstoff: 34,3 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (19,8 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (16,3 Mio. t), Flugkraftstoff (8,5 Mio. t) und schweres Heizöl (4,5 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ist 2013 – nach erheblichen Rückgängen in den dreizehn Jahren zuvor – mit 18,5 Mio. t stabil geblieben. Im Unterschied dazu hat die fortgesetzte Zunahme des Bestands an Pkw mit Dieselmotoren die Nachfrage nach Dieselkraftstoff weiter erhöht. Der Absatz von leichtem Heizöl hat vor allem witterungsbedingt 2013 im Vergleich zum Vorjahr zugenommen.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2013 wie folgt dar:

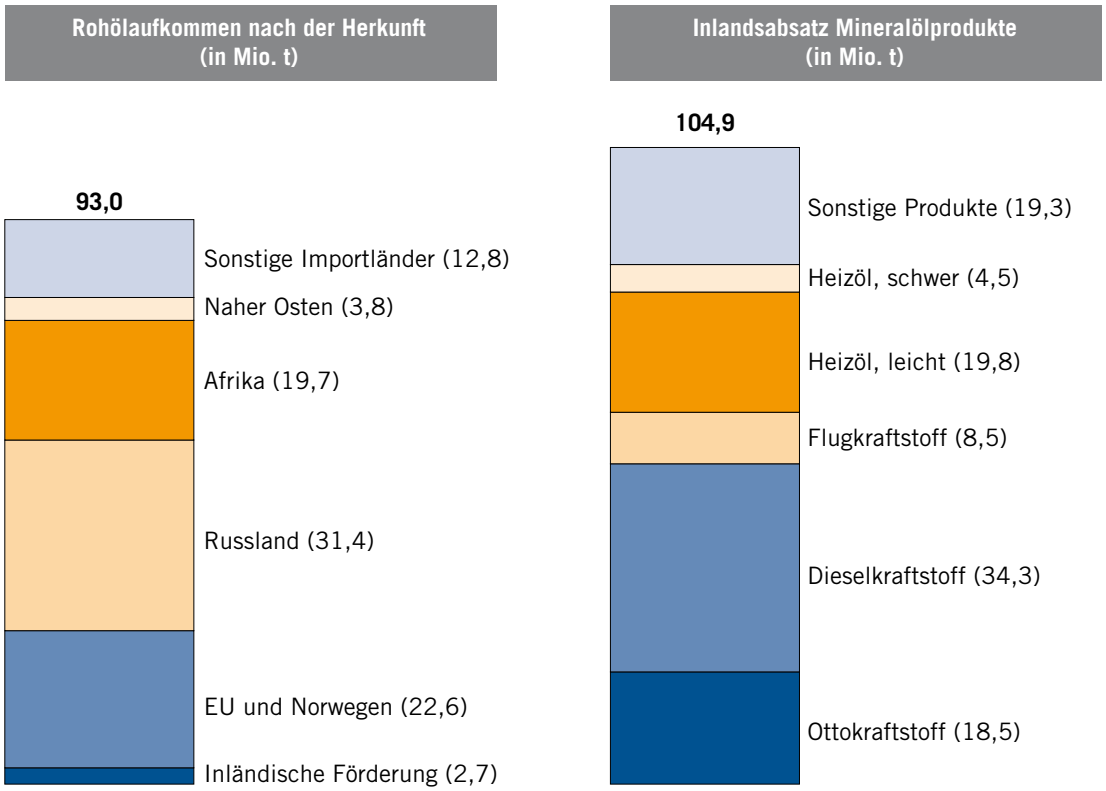
- Verkehr: 55 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 20 %
- Industrie: 25 %
- Kraftwerke der Stromversorger: < 1 %

Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2013 rund 956 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 47 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2013 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 37 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 16 % aus. An Kunden im europäischen Ausland wurden 200 TWh geliefert.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1152 TWh stammte 2013 zu 10 % aus heimischer Förderung und zu 90 % aus Importen verschiedener Herkunft: 38 % aus Russland, 20 % aus der norwegischen Nordsee, 26 % aus den Niederlanden sowie 6 % aus Dänemark, Großbritannien und weiteren Lieferländern. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum weit überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften. Hier besteht vor dem Hintergrund der tiefgreifenden Ver-

Abbildung 4.10: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte in Deutschland 2013



Quelle: MWV

änderungen 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 ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 508.000 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 23,4 Mrd. m^3 (Stand 2012).

Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2013 7,7 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 75 % auf das Ruhrrevier und 25 % auf das Ibbenbürener Revier.

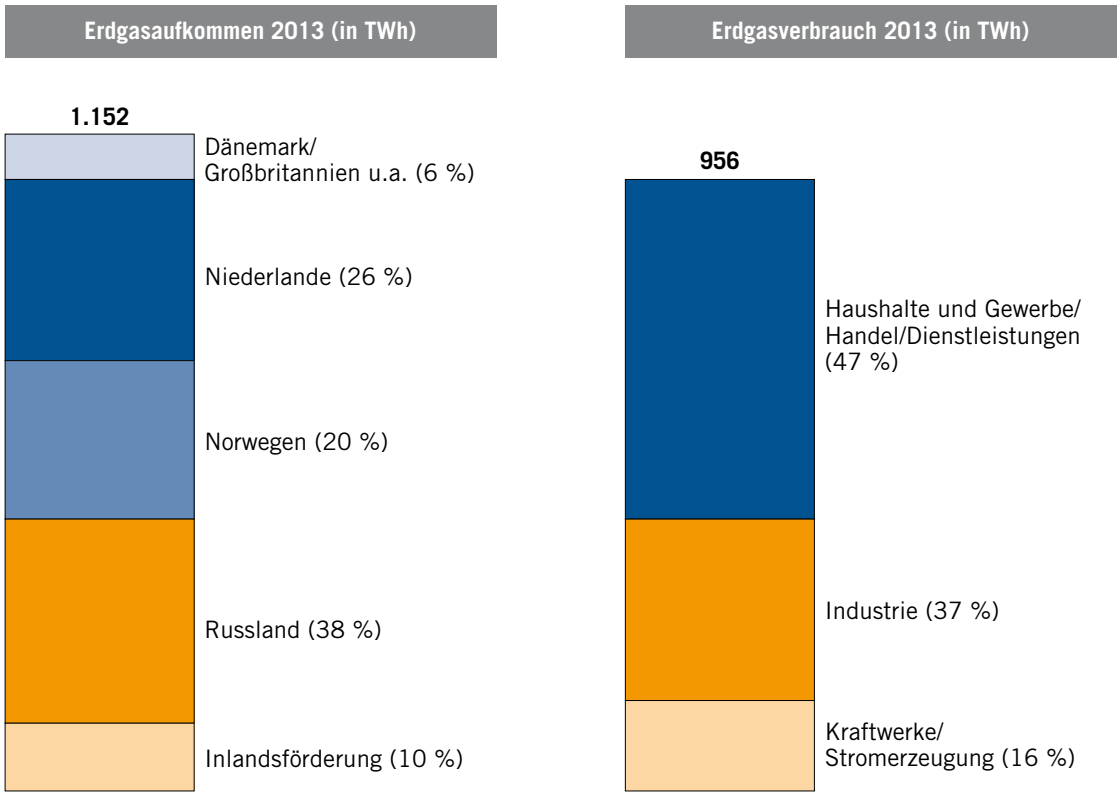
Nach Stilllegung der Bergwerke Saar zum 30.07. und West zum 31.12.2012 befinden sich in Deutschland seit Jahresbeginn 2013 noch drei Schachtanlagen in Betrieb. Das sind das Bergwerk Ibbenbüren sowie die beiden im Ruhrrevier gelegenen Bergwerke Prosper-Haniel und Auguste Victoria.

Im Jahr 2013 deckten die Steinkohlenimporte etwa 87 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu 93 % auf sechs Lieferländer, nämlich Russland, USA, Kolumbien, Polen, Australien und Südafrika.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2013 ein Volumen von 60,7 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 41,5 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17,6 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,6 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Im Zuge des zum 28.12.2007 in Kraft getretenen Steinkohlefinanzierungsgesetzes zur Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 wurde der Anpassungsprozess auch 2012

Abbildung 4.11: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2013



Quelle: BDEW

planmäßig fortgesetzt. Demzufolge war auch die Beschäftigung im Jahr 2013 weiterhin rückläufig. So hat sich die Belegschaftszahl im Steinkohlenbergbau von 17.613 Mitarbeitern zum 31.12.2012 um 17,4 % auf 14.549 zum 31.12.2013 verringert. Unter Tage arbeiten mit 6.705 Mitarbeitern 1.681 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr. Die bergbauliche Produktivität – ausgedrückt als verwertbare Förderung je Mann und Schicht unter Tage – belief sich auf 6.624 kg.

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

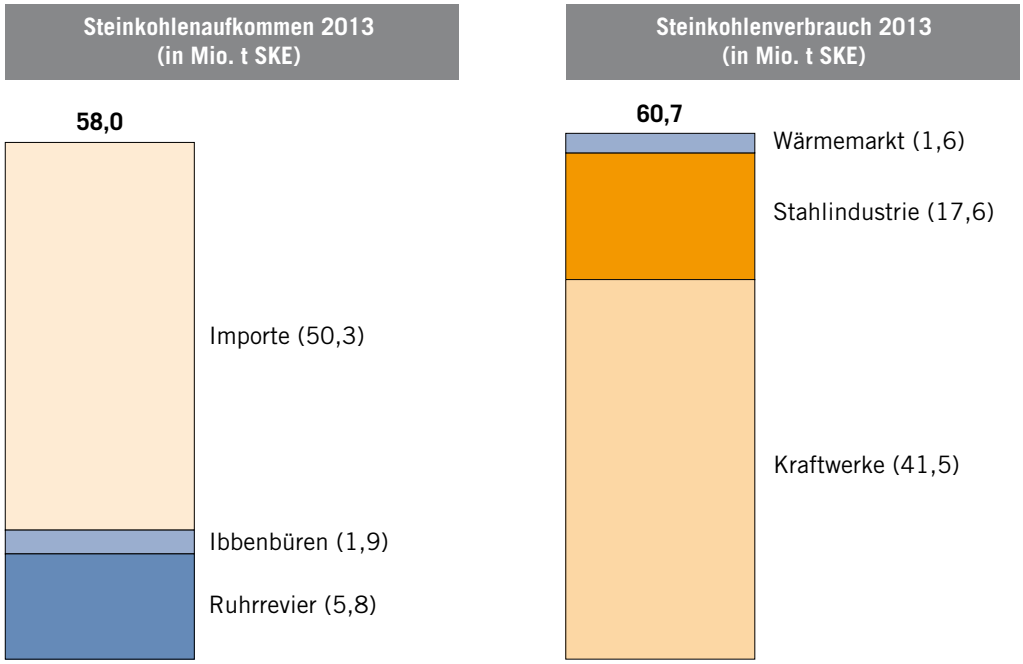
Braunkohle

In Deutschland wurden 2013 rund 182,7 Mio. t Braunkohle – entsprechend 56,5 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. 2013 entfielen von der Gesamtförderung 53,8 % auf das Rheinland, 34,8 % auf die Lausitz, 10,7 % auf Mitteldeutschland sowie 0,7 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die sogenannte Grundlast. 2013 wurden 163,8 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung gelie-

Abbildung 4.12: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2013



Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

fert. Das entsprach 90 % der gesamten Inlandsgewinnung. 15,4 Mio. t Braunkohle wurden 2013 in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung von Brikett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtbraunkohle und Koks eingesetzt. 2,5 Mio. t wurden zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken genutzt. Der Absatz an sonstige Abnehmer, insbesondere an die chemische Industrie, machte 1,0 Mio. t aus.

Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle betrug 2013 insgesamt 162,0 TWh. Dazu trugen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung mit 158,2 TWh und industrielle Kraftwerke mit 3,8 TWh bei. Während die Stromerzeugung aus Braunkohle 2013 um

0,8 % gestiegen ist, hat sich der Einsatz der Braunkohle in Kraftwerken im Vergleich zum Vorjahr um 1,7 % vermindert. Die gegenläufige Entwicklung von Brennstoffeinsatz und Stromerzeugung erklärt sich durch die erzielte Effizienzverbesserung, die mit Inbetriebnahme neuer Kraftwerke bei Abschaltung von Altanlagen mit geringerem Wirkungsgrad erreicht wurde. Die installierte Bruttoleistung der Braunkohlenkraftwerke belief sich zum 01.01.2014 auf 22.642 MW.

In der Braunkohlenindustrie in Deutschland waren zum 31.12.2013 – einschließlich der 5.672 Mitarbeiter in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlengewinnung – insgesamt 22.082 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 10.730 auf das Rheinland, 8.369 auf die Lausitz, 2.512 auf Mitteldeutschland und 471 auf Helmstedt. In der Gesamtzahl sind 1.512 Auszubildende enthalten.

Strom

2013 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 633,6 TWh. Davon entfielen 93 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 7 % auf Industrie-Kraftwerke.

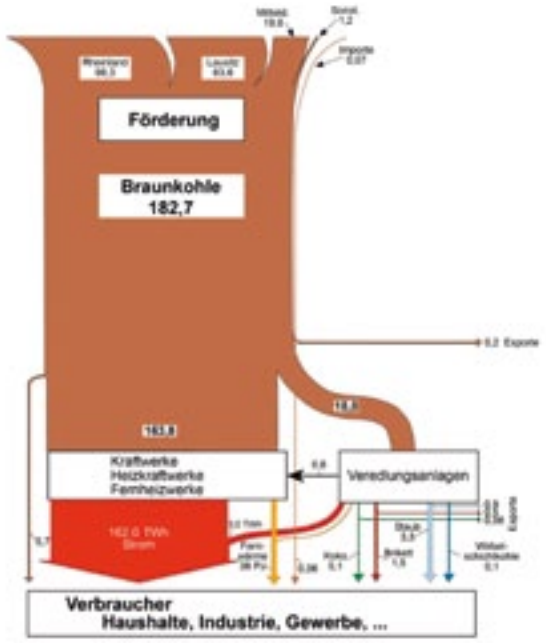
Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 37,2 TWh ermittelt sich für 2013 eine Netto-Stromerzeugung von 596,4 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2013 folgendes Bild: Kernenergie 15,4 %, Braunkohle 25,0 %, Steinkohle 19,1 %, Erdgas 10,9 %, erneuerbare Energien 24,8 % sowie Heizöl und sonstige Energien 4,8 %. 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 31.12.2013 auf 183.647 MW. Davon entfielen 81.270 MW auf erneuerbare Energien, 21.238 MW auf Braunkohle, 12.068 MW auf Kernenergie, 26.533 MW auf Steinkohle, 26.658 MW auf Erdgas und 15.880 MW auf andere Energien (einschließlich Pumpspeicher). Die gesamte installierte Leistung verteilte sich mit 174.878 MW auf Anlagen der allgemeinen Versorgung und mit 8.769 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 ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2013 rd. 38,4 TWh betrugen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2013 auf 72,2 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromausfuhren um 7,3 %. Die Stromeinfuhren sanken um 13,1 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2013 auf 33,8 TWh gegenüber 23,1 TWh im Jahr 2012. Entscheidende Ursache für den Anstieg der Strom-

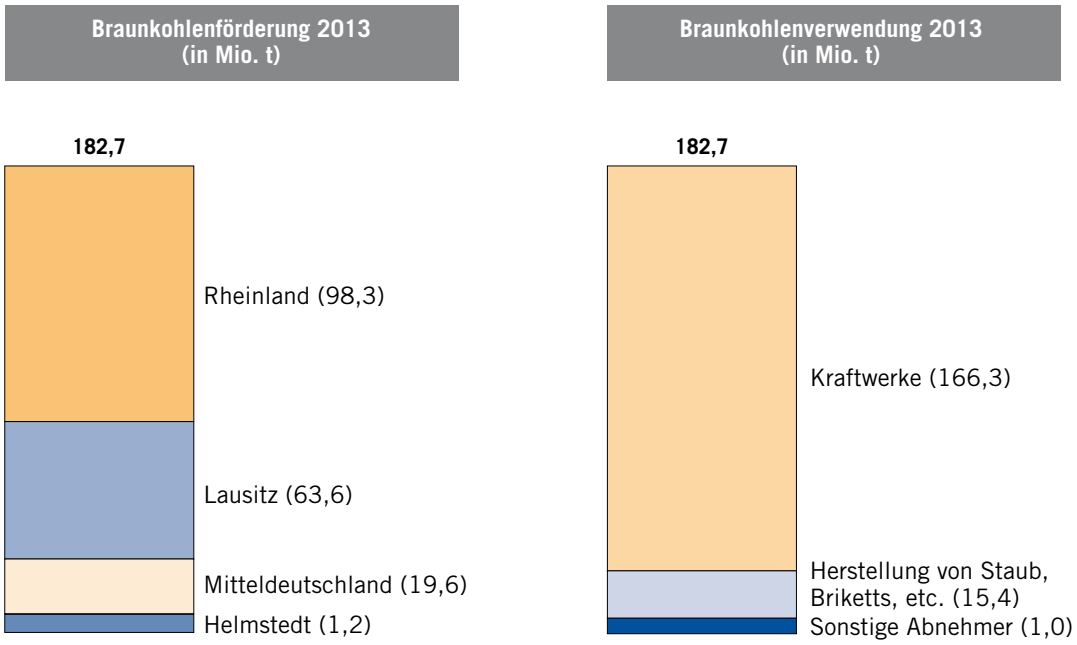
Abbildung 4.13: Braunkohlenflussbild 2013



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

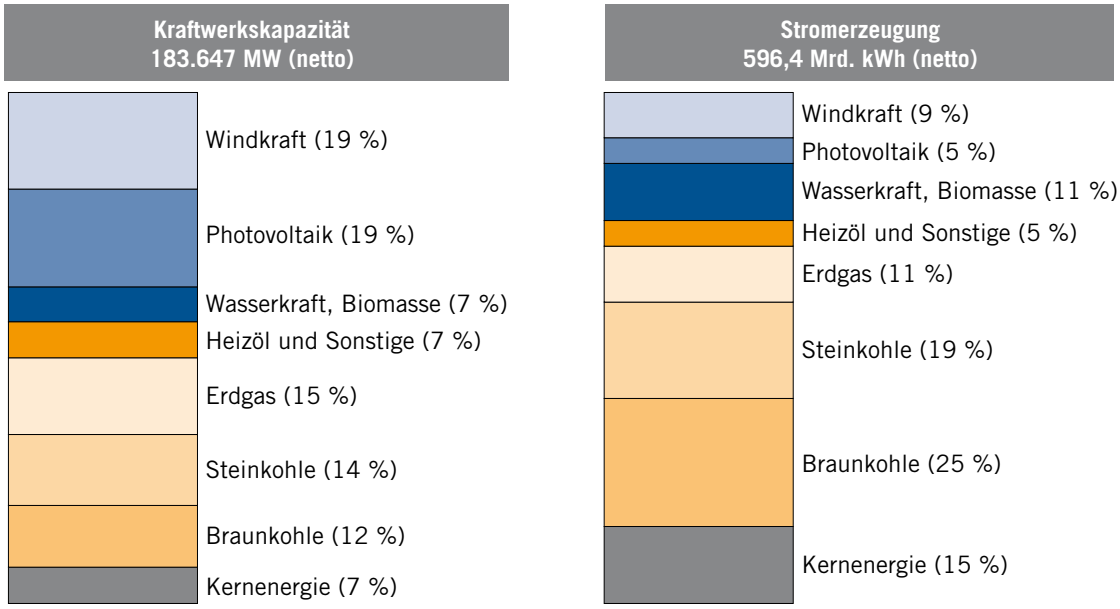
Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 02/2014

Abbildung 4.14: Braunkohlenförderung und deren Verwendung in Deutschland 2013



Quelle: DEBRIV

Abbildung 4.15: Kraftwerkskapazität (31.12.2013) und Stromerzeugung 2013 in Deutschland
Anteile der verschiedenen Energieträger



Quelle: BDEW, Stand: 11. März 2014

exporte ist der starke Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 606,7 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit gut 4,4 % – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 527,9 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2013 mit 46 % auf die Industrie, mit 26 % auf private Haushalte mit 26 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2 % auf den Verkehr.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2013 mit 11,5 % 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 2013 mit 151,7 TWh (2012: 143,5 TWh) entsprechend 25,3 % an der Stromversorgung in Deutschland (Bruttoerzeugung gemessen am Bruttoinlandsverbrauch) beteiligt (2012: 23,7 %).

Die Netto-Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien belief sich 2013 auf 147,7 TWh. Davon entfielen auf die Windenergie 53,2 TWh (2012: 50,5 TWh), auf die Biomasse 40,1 TWh (2012: 37,4 TWh), auf die Photovoltaik 30,0 TWh (2012: 26,4 TWh), auf die Wasserkraft 20,2 TWh (2012: 21,4 TWh) und auf Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 4,2 TWh (2012: 3,9 TWh). Bei Wasser sind Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht in den erneuerbaren Energien zugeordnet. Insgesamt nahm die Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2013 um 5,8 % gegenüber 2012 zu.

Den stärksten Zuwachs verzeichnete 2013 mit 13,6 % erneut die Photovoltaik. Die installierte Leistung der Photovoltaik (netto) hat sich von 31.390 MW zum Jahresende 2012 auf 34.694 MW zum Jahresende 2013 erhöht. Allein in den Jahren 2010 bis 2013 wurden rund 25.000 MW PV-Leistung neu installiert.

Die Kapazität an Onshore-Windenergieanlagen (WEA) nahm von 30.926 MW zum Jahresende 2012 auf 33.927

Tabelle 4.2: Netto-Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen nach Energieträgern

Energieträger	zum 31.12.2013* in MW	
	gesamte Elektrizitätswirtschaft**	darunter: Allgemeine Versorgung
Braunkohle	21.238	20.563
Kernenergie	12.068	12.068
Steinkohle	26.533	26.250
Erdgas	26.658	22.013
Mineralöl	4.820	4.600
Erneuerbare, davon:	81.270	80.574
Windkraft onshore	33.927	33.927
Windkraft offshore	520	520
Wasserkraft	5.706	5.646
Biomasse	6.400	5.764
Photovoltaik	34.694	34.694
Geothermie	23	23
Übrige, darunter:	11.060	8.810
Pumpspeicherung	5.710	5.710
GESAMT	**183.647**	**174.878**

* Stand: 11.03.2014

** einschließlich Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe mit 8.769 MW

Quellen: BDEW, VGB, Bundesnetzagentur, AGEE Stat

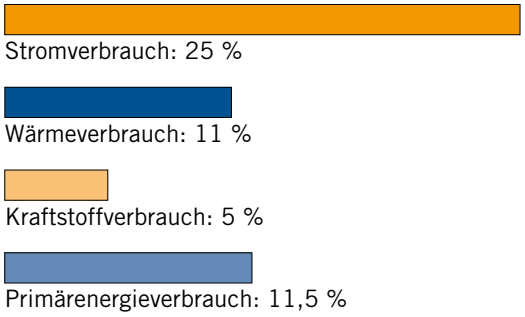
MW zum Jahresende 2013 zu. Die durchschnittliche im Jahr 2013 an Land installierte WEA hatte eine Leistung von 2.598 kW, einen Rotordurchmesser von 95 m und eine Nabenhöhe von 117 m. Die Repowering-Anlagen weisen eine durchschnittliche Leistung von 2.849 kW auf, die durchschnittliche zurückgebaute WEA hatte eine Leistung von 620 kW.

Die Verteilung des Windenergiezubaus im Jahr 2013 auf die Bundesländer stellt sich wie folgt dar: Der Leistungszubau der Windenergie war in den nördlichen Bundesländern mit 40,8 % des Gesamtzubaus am höchsten. Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen belegen mit Ausbauanteilen von 14,3 %, 13,4 % und 13,0 % die Plätze 1, 3 und 4 der Ausbaustatistik. Auf Platz 2 liegt mit 13,8 % der Brutto-Zubauleistung im Jahr 2013 Rheinland-Pfalz. Auch Bayern trägt mit 8,4 % des Gesamtzubaus deutlich zu den insgesamt 24,4 % in den südlichen Bundesländern bei. In der Mitte Deutschlands wurden 34,8 % der neuen Leistung installiert. Den größten Beitrag leistet hier Brandenburg mit einem Ausbauleistungsanteil von 8,5 %.

Nordrhein-Westfalen rangiert mit einer Zubauleistung von 238 MW entsprechend 7,9 % auf Rang 7. Die zum 31.12.2013 in Deutschland an Land insgesamt installierte Windenergieleistung verteilt sich nach Bundesländern wie folgt: Mit 7.646 MW führt Niedersachsen die Liste an. An zweiter und dritter Stelle stehen Brandenburg mit 5.047 MW und Sachsen-Anhalt mit 4.048 MW installierter Leistung. Es folgen Schleswig-Holstein mit 3.897 MW, Nordrhein-Westfalen mit 3.415 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 2.339 MW und Rheinland-Pfalz mit 2.303 MW.

Die Kapazität von Windkraft offshore hat von 268 MW zum 31.12.2012 auf 520 MW zum 31.12.2013 zugenommen. Die Stromerzeugungsmenge auf Basis Wind

Abbildung 4.16: Marktanteile der erneuerbaren Energien 2013 (in %)



Quelle: BDEW

hat sich im Jahr 2013 um 5,3 % im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen erhöhte sich bis zum 31.12.2013 binnen Jahresfrist um 6.989 MW auf 81.270 MW (31.12.2012: 74.281 MW).

Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit 44 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität von 183.647 MW (netto) beteiligt. Allein auf Solaranlagen entfielen davon 19 Prozentpunkte; vier Jahre zuvor, also zum Jahresende 2009, waren es erst sechs Prozentpunkte.

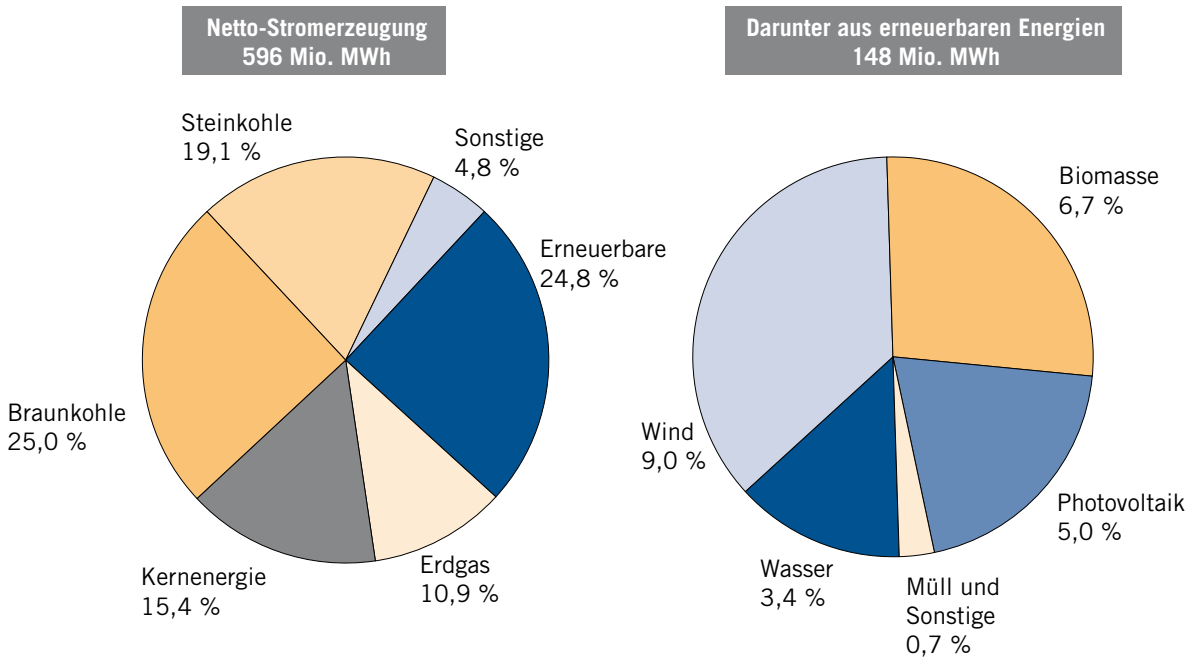
2013 entsprach der Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 34,22 Mio. t SKE (2012: 31,95 Mio. t SKE). Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen beliefen sich 2013 auf etwa 132,4 TWh (2012: 118,3 TWh). Die an Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen betrugen 2013 in Summe 22,9 Mrd. € (2012: 21,1 Mrd. €). Für 2014 wurde die EEG-Umlage für nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz auf 6,240 ct/kWh heraufgesetzt. Das Gesamtvolumen der EEG-Umlage erreicht damit 2014 nach Einschätzung der Bundesregierung 23,6 Mrd. €.

Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert. Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs belief sich 2013 auf 16,52 Mio. t SKE (2012: 15,92 Mio. t SKE). Damit hatten erneuerbare Energien im Wärmesektor 2013 einen Marktanteil von etwa 11 %. Die Verteilung nach einzelnen Energiearten stellte sich 2013 wie folgt dar: Biomasse: 13,23 Mio. t SKE (2012: 12,80 Mio. t SKE), Solarthermie: 0,83 Mio. t SKE (2012: 0,82 Mio. t SKE) biogener Anteil des Abfalls 1,30 Mio. t (2012: 1,23 Mio. t) sowie Geothermie: 1,17 Mio. t SKE (2012: 1,07 Mio. t SKE).

Die Biokraftstoffproduktion verringerte sich im Jahr 2013 auf 4,01 Mio. t SKE (2012: 4,44 Mio. t SKE). Damit erreichte deren Marktanteil am Kraftstoffverbrauch etwa 5 %.

Abbildung 4.17: Energiemix in der Stromerzeugung 2013



Quelle: BDEW, 02/2014

4.2 Anpassung des Erneuerbaren Energien Gesetzes

Direktvermarktung

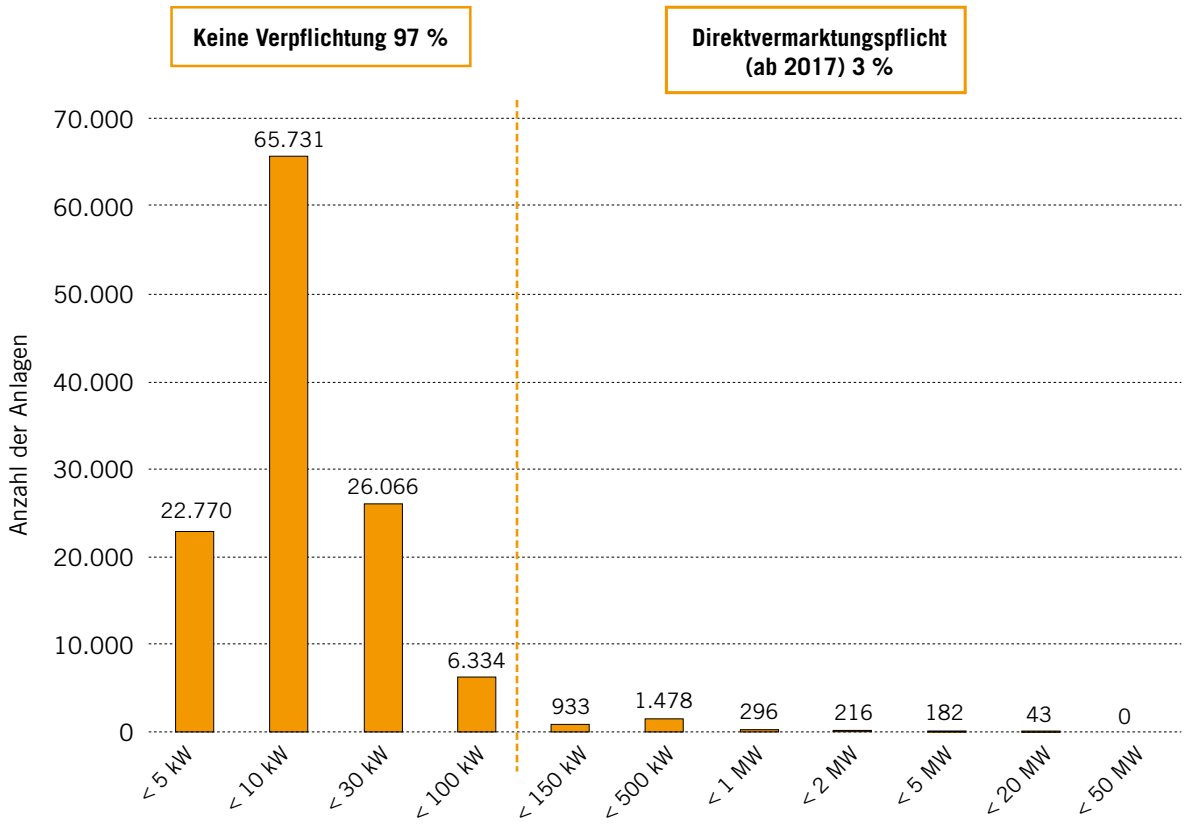
Am 8. April 2014 hat die Bundesregierung ihren Entwurf zur Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) veröffentlicht. Obwohl im Vorfeld sowohl marktnahe Quotenmodelle oder eine Förderung mit fixen Boni gehandelt wurden, aber auch ein Festhalten an den Festeinspeisevergütungen gefordert wurde, setzt die Bundesregierung auf die eher vorsichtige Weiterentwicklung von einer freiwilligen hin zu einer verpflichtenden Direktvermarktung nach gleitender Marktprämie. Spätestens 2017 müssen neue EEG-Anlagen über 100 kW ihren Strom vermarkten. Mit der Ausnahme von Photovoltaik (PV, siehe Abbildung) würde damit die Mehrheit der neuen EEG-Anlagen in den Markt integriert.

Bei der Direktvermarktung erhalten Anlagenbetreiber zusätzlich zum Vermarktungserlös die gleitende Marktprämie als Differenz zwischen dem für 20 Jahre gesetzlich fixierten Fördersatz (im EEG „anlegbarer Preis“) und dem erzielbaren Spotmarktpreis. Die Bundesregierung strebt an, dass Anlagenbetreiber damit ihre Einspeisung kurzfristig am Verbrauch ausrichten, gleichzeitig aber durch die Gleitung der Marktprämie kein Erlösrisiko und damit Investitionsrisiko tragen müssen. Später soll, passend zu den im Juni in Kraft tretenden EU-Beihilfeleitlinien, die Höhe der anlegbaren Preise durch Auktionen bestimmt werden.

Damit geht die Bundesregierung den richtigen Weg der Marktintegration erneuerbarer Energien. Freilich bleibt die Marktintegration unvollständig, so lange die Marktprämie „gleitend“ oder „atmend“ ist und nicht als fester Bonus oder Investitionskostenzuschuss zum erzielten Strompreis ausgezahlt wird. Denn es besteht nach wie vor eine weitgehende Erlösgarantie. Bei der gleitenden Marktprämie nimmt der Betreiber den eigentlichen Börsenpreis nur stark gedämpft wahr, der aber eigentlich als leitendes Signal für seine Investitions- und Produktionsentscheidung fungieren sollte.

Weiterhin kann sich kein Wettbewerb zwischen den einzelnen erneuerbaren Energieträgern entfalten, so lange an einer technologiespezifischen Förderung festgehalten

Abbildung 4.18: Direktvermarktungspflicht bei PV-Installationen analog zum realen Zubau in 2013



Quelle: BNetzA, eigene Darstellung

wird. Bei der gleitenden Marktprämie wäre aber auch bei einer technologieunabhängigen Förderung kein unverzerrter Wettbewerb möglich, da der unterschiedliche Marktwert von z. B. Wind und Biomassestrom immer wieder auf den einheitlichen anlegbaren Preis „aufgefüllt" würde.

Ausbaukorridore

Die Bundesregierung legt jährliche Ausbaukorridore für Onshore-Windenergie und Photovoltaik von 2,4 bis 2,6 GW, für feste Biomasse und Biogas von 0,1 GW sowie ein Ausbauziel für Offshore-Windenergie von 6,5 GW bis 2020 fest. Mit diesem Kapazitätsausbau dürfte das neue EEG-Ziel von 40 bis 45 % Erneuerbarenstrom im Jahr 2025 sicher erreicht werden. Bei Abweichungen vom Ausbaukorridor verringern sich die anlegbaren Preise stärker oder weniger stark. Bei Onshore-Windkraft steigen die anlegbaren Preise sogar bei einem Zubau unterhalb von 1,8 GW pro Jahr, bei Photovoltaik unter einem 1 GW pro Jahr.

Insgesamt wird das EEG aber durch die Streichung aller Förderboni für Neuanlagen und des Grünstromprivilegs verschlankt. Die Vergleichbarkeit wird dadurch verbessert, allerdings erhalten kleinere Anlagen weiterhin eine höhere Förderung als größere. Zusätzlich wird die Managementprämie für die Direktvermarktung gestrichen im Gegenzug aber die anlegbaren Preise um 0,4 ct/kWh bei Windenergie und Photovoltaik und um 0,2 ct/kWh bei den steuerbaren Erneuerbaren angehoben.

Besondere Ausgleichsregelung

Ein Streitpunkt ist die besondere Ausgleichsregelung, die auch zu einem Beihilfeverfahren der EU-Kommission führte und Gegenstand der kommenden Beihilfeleitlinien ist. Hierzu wurde am 9. April ein Kompromiss zu den Beihilfeleitlinien 2014 bis 2020 zwischen der EU-Kommission und Deutschland erzielt. Entlastungen auf 15 % der EEG-Umlage sollen jetzt nur noch Unternehmen aus 68 europaweit festgelegten Sektoren erhalten. Die Kostensteigerungen sollen aber bei maximal 4 % der Bruttowertschöpfung gedeckelt werden, bei besonders stromintensiven Unternehmen sogar auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung. Die Mindestumlage beträgt jedoch 0,1 ct/kWh. Unternehmen aus anderen Sektoren können nur auf maximal 20 % der EEG-Umlage entlastet werden, wenn sie eine Handelsintensität ihres Produktes auf EU-Ebene von mindestens 4 % und eine Stromintensität von 20 % nachweisen. Der deutsche Gesetzgeber hat nun die Aufgabe, diese Mindestanforderungen im § 61 EEG zu verankern. Der EEG-Gesetzesentwurf geht über diese Mindestanforderung insofern hinaus, dass die ersten 6 kWh für alle entlasteten Unternehmen mit der vollen Umlage belegt werden. Innerhalb der 68 Branchen sollen nur Unternehmen mit einer Stromkostenintensität größer 16 bzw. 17 % entlastet werden. Von den EEG-Regelungen wird auch abhängen, welche Strommengen zukünftig entlastet sind.

Eigenverbrauch

Ein anderer Streitpunkt ist der Eigenstromverbrauch. Für Eigenstromverbrauch aus Bestandsanlagen, sei er aus fossilen, erneuerbaren oder KWK-Strom ist weiterhin keine EEG-Umlage zu zahlen. Dies ist im Sinne des Vertrauens- und Bestandsschutzes sehr zu begrüßen. Für neuen Eigenstromverbrauch soll die volle EEG-Umlage fällig werden. Wird der Strom in hocheffizienten KWK oder aus erneuerbaren Energien erzeugt müssen nur 50 % entrichtet werden. Ist der Eigenversorger ein Unternehmen des Bergbaus und der Gewinnung von Steine und Erden oder des Produzierenden Gewerbes werden 15 % EEG-Umlage fällig. Nur neue PV-Anlagen bis 10 kW und Eigenversorger ohne Strombezug und Eigenerzeuger, die für Überschussmengen keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen, bleiben von der EEG-Umlage verschont. Die Bundesregierung versucht hiermit das Geschäftsmodell Eigenverbrauch zu beschränken. Eigenverbraucher ersparen sich zwar die Zahlung von Netzentgelten, Steuern, Umlagen und Abgaben, die Kosten werden aber nur auf die verbleibenden Stromkunden umgelegt oder gehen den öffentlichen Haushalten verloren. Nach Berechnungen des BDEW machen diese Ersparnis aus Eigenverbrauch für die stromintensive Industrie wenige ct/kWh aus. Für kleinere Industrieunternehmen steigt die Ersparnis schon auf bis zu 10 ct/kWh, für Haushaltskunden sogar auf bis zu 20 ct/kWh. Sie liegt weit über den zu zahlenden Marktprämien für Wind-, PV- und Biomassestrom, aber auch weit über der KWK-Förderung von bis zu 5,41 ct/kWh. Selbst wenn für zukünftige Eigenversorgung anteilig EEG-Umlage zu zahlen ist, verbleiben beträchtliche finanzielle Vorteile für eigenverbrauchten gegenüber vermarktetem Strom.

Ausblick

Wie bereits oben erwähnt, geht der Trend zu einer wettbewerblichen Bestimmung der Erneuerbarenförderung und einer weiteren Marktintegration von EEG-Anlagen. Ausschreibungen sind generell in den Jahren 2017 für

Inbetriebnahmen ab 2019 vorgesehen. Nur bei der Offshore Windenergie wird die längere Errichtungszeit berücksichtigt, sodass erst Inbetriebnahmen ab 2021 eine wettbewerblich bestimmte Förderung erhalten. Hierbei ist noch unklar, ob Ausschreibungen nach der gleitenden Marktprämie oder doch nach einer fixen Marktprämie oder gar EEG-Kapazitätszuschlägen erfolgen werden. Auch ist noch nicht entschieden, inwieweit die Bundesregierung § 85 Absatz 2 nutzt und Ausschreibungen auch für Anlagen aus anderen EU-Mitgliedstaaten öffnet.

Die Neuregelung der besonderen Ausgleichsregelung kann nicht das Problem lösen, dass jährlich ca. 20 Mrd. € EEG-Differenzkosten auf die Stromverbraucher umgelegt werden müssen. Daher dürfte nicht entlasteten Unternehmen eine Belastung in voller Höhe der EEG-Umlage oder umgerechnet ca. 6 ct/kWh drohen. Das entspricht mehr als 150 % des erwarteten Stromhandelsmarktpreises im Jahr 2015. Daher wird der Druck für solche Unternehmen der EEG-Umlage durch Eigenverbrauch oder Separierung von Unternehmensteilen zu entgehen sehr hoch bleiben.

Erhebliche Auswirkungen können im Sommer erwartete Urteile des europäischen Gerichtshofs zur nationalen Erneuerbarenförderung haben. Hierbei hat der in Finnland ansässige Windanlagenbetreiber Ålands Vindkraften auf Zugang zu schwedischen Erneuerbarenzertifikatesystem geklagt. Folgt der Gerichtshof der Argumentation des Generalanwalts wäre eine Beschränkung der Erneuerbarenförderung auf inländische Anlagen nicht mit der Warenverkehrsfreiheit im EU-Vertrag in der EU vereinbar. Möglicherweise müssen nach dem EuGH-Urteil die Erneuerbarenrichtlinie und die nationalen Fördergesetze so angepasst werden, dass auch ausländischen Anlagenbetreibern eine Förderung nach dem deutschen EEG zustände. Faktisch müsste Deutschland dann seine Förderung mit seinen europäischen Nachbarn harmonisieren.

4.3 Neuordnung des Netzausbaus in Deutschland

Als Teil der „Energiewende-Gesetzgebung“ wurden 2011 mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) sowie der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) neue gesetzliche Grundlagen für den Netzausbau in Deutschland geschaffen.

Seither wird in einem mehrstufigen Prozess der Netzausbaubedarf in Deutschland ermittelt und jährlich überprüft. Der erste Prozess, an dessen Ende die Bestätigung des Netzentwicklungsplans „Strom“ 2012 (NEP 2012) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) stand, wurde in „Energie für Deutschland 2013“ ausführlich beschrieben.

Die Netzbetreiber sind laut EnWG verpflichtet, grundsätzlich vier Szenarien zu erstellen, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare und konventionelle Erzeugung, Energieverbrauch sowie maximale Last in Deutschland und eine Zuordnung zu bestehenden Szenarien in Europa für die nächsten zehn Jahre darstellen. Ein Szenario wird darüber hinaus fortgeschrieben, um einen möglichen Verlauf für die nächsten 20 Jahre abzubilden. Beim NEP 2012 waren dies die Szenarien A 2022 (eher niedriger EE-Ausbaupfad, kohlebasierter konventioneller Kraftwerkspark), B 2022 (mittlerer EE-Ausbaupfad; stärker gasbasierter konventioneller Kraftwerkspark), C 2022 (hoher EE-Zubau, orientiert an den Meldungen der Bundesländer) und B 2032. Das mittlere Szenario B 2022 wurde als Leitszenario maßgeblich zur Identifikation des Netzausbaubedarfs herangezogen.

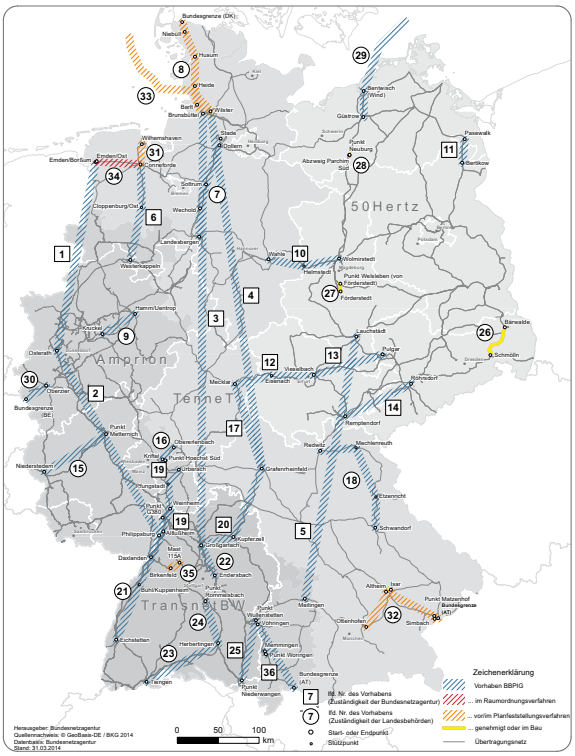
Von den 90 Maßnahmen zum Um- und Ausbau des Strom-Höchstspannungsnetzes, die die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW anhand des Szenarios B 2022 des NEP 2012 für ein sicheres, engpassfreies Netz für identifiziert haben, wurden von der Bundesnetzagentur 51 Maßnahmen für vordringlich erachtet und in 36 Vorhaben des Bundesbedarfsplans gebündelt. Dieser Bundesbedarfsplan wurde im November 2012 der Bundesregierung übergeben, die ihn im Dezember 2012 als Anhang zum Bundesbedarfsplangesetz 2013 beschlossen hat. Anschließend wurde der Gesetzentwurf dem Bundestag sowie dem Bundesrat zugeleitet, die ihn im Frühsommer 2013 ihrerseits verabschiedet haben. Am 23. Juli 2013 ist das Bundesbedarfsplangesetz in Kraft getreten.

Mit der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans durch Bundesregierung, Bundestag und Bundesrat gilt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit sowie der vordringliche Bedarf der 36 im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben für die jeweils folgenden zehn Jahre als verbindlich festgestellt.

Alles in allem handelt es sich dabei um rund 2.900 km Verstärkung oder Ersatz bestehender Höchstspannungsleitungen sowie 2.800 km neuer Leitungen auf neuen Trassen. Hinzu kommen knapp 1.880 km Aus- und Umbau der Höchstspannungsnetze aus dem bereits 2009 verabschiedeten Bedarfsplan des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), von denen bisher lediglich rund 320 km fertiggestellt sind.

Nach § 12 e EnWG hat die BNetzA der Bundesregierung mindestens alle drei Jahre einen Bundesbedarfsplan vorzulegen, der wiederum alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vorgelegt werden muss. Zusammen mit der jährlichen Aktualisierung des Netzentwicklungsplans ergibt sich dadurch eine regelmäßige Überprüfung der Notwendigkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen zum Um- und Ausbau des Strom-Höchstspannungsnetzes.

Abbildung 4.19: Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan



Quelle: Bundesnetzagentur, Stand 31.12.2013 (www.netzausbau.de)

Gleichstrom-Korridore als neues Element

Eine Besonderheit des ersten Netzentwicklungsplan-Prozesses sowie des darauf aufbauenden Bundesbedarfsplans ist die Integration von zentralen Korridoren für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in die Netzausbauplanung. Neben dem weiteren Ausbau des 380-kV-Drehstrom-Netzes setzen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Unterstützung von BNetzA und Politik auf dieses neue Element beim Netzausbau. Die Stärke der Gleichstromtechnik liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Im Netzentwicklungsplan sind insgesamt vier – bis zu 800 km lange – HGÜ-Korridore vorgesehen, von denen drei in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden. Sie dienen vorrangig dem Transport des in Nord- und Ostdeutschland produzierten Stroms von On- und Offshore-Windenergieanlagen sowie der Versorgung der Lastzentren in Süddeutschland.

Als Startpunkte für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig Netzregionen mit hoher Energieerzeugung an, als Endpunkte solche mit bereits gut ausgebauter Netzinfrastruktur in Drehstromtechnik. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit noch Kernkraftwerke angeschlossen sind. An den Start- und Endpunkten der HGÜ-Verbindungen sind aufwändige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die den Strom von Dreh- in Gleichstrom und umgekehrt konvertieren. Dadurch ist auch die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke begrenzt. Aus diesem Grund werden die HGÜ-Leitungen derzeit ohne weitere Verknüpfungspunkte mit dem Netz geplant. Bildlich gesprochen handelt es sich also um Strom-Autobahnen mit nur einer Auffahrt (im Norden) und einer Abfahrt (im Süden). Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren.

Neben dem Stromtransport haben die Gleichstromleitungen eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als Drehstromleitungen, gezielt als aktives Netzelement zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren ungeplanten Stromflüssen und großen Variationen im Leistungsflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung hat diese Steuer- und Regelbarkeit einen hohen Wert für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen Übertragungsstrecken.

Bundeseinheitliche Genehmigungsbehörde

Zusammen mit dem Bundesbedarfsplangesetz hat die Bundesregierung im Dezember 2012 den Entwurf einer Planfeststellungszuweisungsverordnung (PlfZV) beschlossen und dem Bundesrat zugeleitet. Damit hat sie eine Vorgabe aus dem NABEG umgesetzt, dass für bestimmte, als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnete Höchstspannungsleitungen des Bundesbedarfsplans[1] neben einer bundeseinheitlichen Bundesfachplanung auch eine bundeseinheitliche Planfeststellung durch die Bundesnetzagentur erfolgen kann. Der Bundesrat hat die Verordnung im Frühsommer 2013 zusammen mit dem Bundesbedarfsplangesetz verabschiedet. Mit dieser Verordnung haben die Bundesländer erstmals die Genehmigungskompetenz für einen Teil der Höchstspannungsleitungen an den Bund abgegeben.

Damit ist für länderübergreifende und grenzüberschreitende Projekte, zu denen wegen ihrer Länge auch die HGÜ-Korridore gehören, mit der Bundesnetzagentur erstmals eine bundeseinheitliche Genehmigungsbehörde für die Bundesfachplanung (vergleichbar mit dem Raumordnungsverfahren) sowie die Planfeststellung verantwortlich.

Bestätigung des vordringlichen Bedarfs durch nachfolgende Netzentwicklungspläne

Wie eingangs bereits beschrieben, gibt das Energiewirtschaftsgesetz vor, dass der Netzentwicklungsplan-Prozess jährlich zu wiederholen ist. Nach Verabschiedung des Bundesbedarfsplan-Gesetzes wurden daher bereits zwei weitere Netzentwicklungspläne auf Basis eines jeweils aktualisierten Szenariorahmens vorgelegt. Seit 2013 wird neben dem Netzentwicklungsplan Strom auch ein Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) vorgelegt, der ebenfalls jährlich zu aktualisieren ist. Der O-NEP benennt und beschreibt die erforderlichen Offshore-Netzanbindungen zur Realisierung des im jeweiligen Szenariorahmen enthaltenen Ausbaus der Offshore-Windenergie sowie deren zeitliche Staffelung. Eine Verknüpfung von NEP und O-NEP ist durch die Übergabepunkte gegeben, den Umspannwerken, in denen das Offshore- und das Onshore-Netz zusammenlaufen. Daher werden beide Netzentwicklungspläne eng aufeinander abgestimmt.

Anfang März 2013 haben die ÜNB die Entwürfe der Netzentwicklungspläne 2013 (NEP und O-NEP) vorgelegt, deren überarbeitete Fassung die Bundesnetzagen-

1 Im Bundesbedarfsplan sind länderübergreifende Vorhaben mit „A1“ und grenzüberschreitende mit „A2“ gekennzeichnet.

tur am 8. Januar 2014 bestätigt hat. Von insgesamt 90 vorgeschlagenen Maßnahmen zum Um- und Ausbau des Höchstspannungsnetzes hat die Bundesnetzagentur 56 Maßnahmen bestätigt, darunter alle Maßnahmen des Bundesbedarfsplans. Der bestätigte NEP Strom 2013 umfasst rund 2.800 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in Bestandstrassen sowie rund 2.650 km an neuen Trassen.

Am 16. April 2014 haben die ÜNB die Entwürfe der Netzentwicklungspläne 2014 veröffentlicht. Da der Szenariorahmen hierfür von der Bundesnetzagentur bereits am 30. August 2013 genehmigt wurde, konnten die neuen politischen Prioritäten zum Ausbau erneuerbarer Energien noch nicht berücksichtigt werden. Das gilt sowohl für den Anteil am Bruttostromverbrauch von 40-45 % 2025 und von 55-60 % 2035 als auch für die Ausbauziele der einzelnen erneuerbaren Energien-Technologien. Um dennoch eine Abschätzung vornehmen zu können, ob insbesondere die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans auch unter den sich verändernden veränderten politischen Rahmenbedingungen robust sind, haben sich BNetzA und ÜNB auf die Berechnung von Sensitivitäten zum NEP 2014 verständigt, die ebenfalls am 16. April 2014 veröffentlicht wurden.

In einer ersten Sensitivität wurde die im Jahr 2024 installierte Leistung von Offshore-Windenergie auf 9,9 GW verringert und so näher an die im Koalitionsvertrag sowie im Kabinettsentwurf zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verankerten Ausbauziele (6,5 GW 2020 und 15 GW 2030) herangeführt. In einer zweiten, darauf aufbauenden Sensitivität wurde ein sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von neuen, ab 2015 errichteten Onshore-Windenergieanlagen durchgeführt. Die Sensitivitätsbetrachtungen wurden im Vergleich zum Szenario A 2024 vorgenommen, das mit rund 45 % den geringsten Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch des NEP 2014 aufweist und damit grundsätzlich innerhalb des politischen Ausbaukorridors von 40-45 % im Jahr 2025 liegt.

Als Ergebnis der Analysen der ÜNB hat sich gezeigt, dass sowohl im NEP 2014 als auch in den Sensitivitäten die vier von den ÜNB bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 vorgeschlagenen HGÜ-Korridore mit insgesamt mindestens 10 GW Übertragungskapazität als erforderlich identifiziert werden. Darüber hinaus werden so gut wie alle Bundesbedarfsplan-Maßnahmen auch unter den Randbedingungen der Sensitivitäten als erforderlich identifiziert. Auch wenn weder der NEP 2014 noch die Sensitivitätsberechnungen die Auswirkungen der Novellierung des EEG auf den Netzausbau vorwegnehmen können, so zeichnet sich nach mittlerweile drei Netzentwicklungsplänen und verschiedenen Sensitivitätsbetrachtungen doch eine Robustheit der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans – und insbesondere der darin enthaltenen HGÜ-Korridore – gegen wechselnde politische Rahmenbedingungen ab. Der vordringliche Bedarf dieser Projekte für die kommenden zehn Jahre wird damit weiter verfestigt.

Szenariorahmen 2015: Überarbeitung des Bundesbedarfsplans

Etwas anders gelagert ist die Situation bei den Netzentwicklungsplänen (NEP und O-NEP) 2015. Einerseits wird die Novellierung des EEG Mitte 2014 abgeschlossen sein. Spätestens dann sollten die politischen Rahmenbedingungen hinreichend klar sein, um eine belastbare Grundlage für eine darauf aufbauende Analyse des Netzausbaubedarfs vornehmen zu können. Andererseits wird am Ende des NEP 2015 erstmals die turnusmäßige Aktu-

Abbildung 4.20: Von den Übertragungsnetzbetreibern zur Bestätigung vorgeschlagene Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2014

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

alisierung des Bundesbedarfsplans anstehen, die laut EnWG mindestens alle drei Jahre vorzunehmen ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Vorlage des Szenariorahmens Ende April 2014 versucht, die aktuellen politischen Festlegungen zum Ausbau erneuerbarer Energien bereits einfließen zu lassen. Berücksichtigt wurde sowohl die Bund-Länder-Einigung beim Energiegipfel vom 01.04.2014 als auch der EEG-Kabinettsentwurf vom 08.04.2014. Dadurch, dass die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen 2015 voraussichtlich erst nach Inkrafttreten der EEG-Novelle genehmigen wird, können Veränderungen im parlamentarischen Prozess noch im Prozess zur Erstellung des Netzentwicklungsplans 2015 berücksichtigt werden.

Insbesondere in den Bundesländern und Regionen, die aktuell von Netzausbaumaßnahmen wie z. B. den HGÜ-Projekten Ultranet, SuedLink oder Gleichstrompassage Süd-Ost bzw. deren Vorplanungen betroffen sind, wird die Frage gestellt, ob denn der Netzausbau angesichts der neuen politischen Prioritäten beim Ausbau erneuerbarer Energien nicht möglicherweise überdimensioniert ist. Immerhin werde der Korridor für den Ausbau erneuerbarer Energien mit 40-45 % 2025 und 55-60 % 2035 gegenüber bisherigen Planungen leicht abgedämpft.

Die verschiedenen Netzentwicklungspläne sowie die bisher vorgenommenen Sensitivitätsbetrachtungen zeigen, dass es einen gewissen Mindestbedarf an Netzausbau gibt, der sich als ziemlich robust erweist. Sowohl das sogenannte „Startnetz“, das im Wesentlichen aus den Maßnahmen des EnLAG besteht, als auch die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans definieren den Kern des Netzausbaus, der in den kommenden zehn Jahren mindestens erforderlich sein wird.

In diesem Zusammenhang sei allerdings darauf hingewiesen, dass auch diese Maßnahmen mit jeder Aktualisierung des Netzentwicklungsplans einer erneuten Bedarfsanalyse unterzogen werden. Sollte sich der vordringliche Bedarf für einzelne Maßnahmen unter den neuen

Tabelle 4.3: Übersicht über ausgewählte Szenarien aus den Netzentwicklungsplänen[1]

Nettoleistung in GW	NEP 2012 A 2022	NEP 2012 B 2022	NEP 2014 A 2024	NEP 2014 B 2024	NEP 2015 A 2025	NEP 2015 B 2025	NEP 2015 C 2025
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,3	18,6	16,0	15,4	20,3	19,6	17,4
Steinkohle	30,6	25,1	27,2	25,8	26,1	24,6	22,2
Erdgas	25,1	31,3	23,3	28,2	23,0	26,3	21,5
Öl	2,9	2,9	1,8	1,8	1,7	1,7	0,8
Pumpspeicher	9,0	9,0	10,0	10,0	8,5	8,5	6,4
Sonstige	2,3	2,3	3,7	3,7	3,4	3,4	3,4
Summe konventionelle Kraftwerke	91,2	89,2	82,0	84,9	83,0	84,2	71,6
Wind (onshore)	43,9	47,5	49,0	55,0	53,6	60,2	63,5
Wind (offshore)	9,7	13,0	11,5	12,7	8,9	10,5	10,8
Photovoltaik	48,0	54,0	54,8	56,0	54,7	55,7	55,7
Biomasse	7,6	8,4	8,3	8,7	6,3	7,2	7,2
Wasserkraft	4,5	4,7	4,5	4,7	4,6	4,7	4,7
Sonstige reg. Erzeugung	1,9	2,2	0,9	1,5	0,5	0,8	0,8
Summe erneuerbare Energien	115,6	129,8	129,0	138,6	128,6	139,2	142,7
Gesamt	206,8	219,0	211,0	223,5	211,6	223,3	214,3
EE-Anteil an 600 TWh BSV[2]	ca. 43 %	ca. 48 %	ca. 44 %	ca. 48 %	ca. 40 %	ca. 45 %	ca. 47 %

Quelle: BNetzA, ÜNB, FNB

1 Die Angaben für die Szenarien A 2025, B 2025 und C 2025 wurden dem ÜNB-Entwurf für den Szenariorahmen 2015 vom 28.04.2014 entnommen. Da der Szenariorahmen von der BNetzA noch nicht genehmigt wurde, sind diese Zahlen vorläufig.

2 Wegen unterschiedlicher Vorgaben zum Stromverbrauch in den jeweiligen Szenarien ist hier ein gerundeter, auf einen Bruttostromverbrauch von 600 TWh normierter Anteil erneuerbarer Energien dargestellt. Die Zahlen weichen von den Angaben und Darstellungen in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen ab.

politischen Rahmenbedingungen nicht mehr nachweisen lassen, so ist auch die Streichung von Projekten aus dem Bundesbedarfsplan möglich. Da der Ausbau erneuerbarer Energien allerdings nicht bei 40-45 % im Jahr 2025 oder bei 55-60 % im Jahr 2035 endet, sondern bis 2050 80 % erreicht werden sollen, fallen diese Netzausbaumaßnahmen dann nicht weg, sondern ihr Bedarf würde sich allenfalls auf der Zeitachse um einige Jahre nach hinten verschieben.

In den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 wurde jeweils das Szenario B 2022 bzw. B 2023 als Leitszenario betitelt, da es einen mittleren Pfad für den Ausbau erneuerbarer Energien beschreibt, während die Szenarien A und C in Bezug auf den Zubau erneuerbarer Energien jeweils darunter und darüber liegen. Bei der Vorlage des Entwurfs für den NEP 2014 haben die ÜNB dagegen auf ein Leitszenario verzichtet, da die Diskussion über den Ausbaupfad erneuerbarer Energien noch nicht abgeschlossen war.

Im Entwurf des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne 2015 schlagen die ÜNB vor, in den Szenarien A 2025 (40 %) und B 2025 (45 %) jeweils die Grenzen des im EEG-Kabinettsentwurf vom 08.04.2014 vorgesehenen Ausbaukorridors abzubilden, während das Szenario C 2025 der Einigung von Bund und Ländern vom 01.04.2014 zum Ausbau der einzelnen erneuerbare Energien-Technologien entspricht. Bei einem Bruttostromverbrauch (BSV) von 600 TWh entspräche das Szenario C 2025 einem Anteil erneuerbarer Energien von rund 47 % und läge damit oberhalb des aktuell diskutierten politischen Gesamtkorridors zum Ausbau erneuerbarer Energien.

Der Vergleich der Zahlen aus den vorherigen Netzentwicklungsplänen mit den aus der EEG-Novelle abgeleiteten Zahlen aus dem ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2015 zeigt, dass sich der angenommene Ausbau erneuerbarer Energien für die jeweils kommenden zehn Jahre in etwa auf dem Niveau des NEP 2014 bewegt. Im Vergleich mit den Szenarien A und B des NEP 2012 liegen die installierten Leistungen erneuerbarer Energien in den Szenarien A 2025 und B 2025 sogar deutlich höher. Ohne dem Netzentwicklungsplan 2015 vorgreifen zu können, so kann doch die Aussage getroffen werden, dass diese Zahlen zumindest einen dramatisch niedrigeren Netzausbaubedarf kaum erwarten lassen.

4.4 Die Energiewende als „Wärmewende“

Die 2013 neu gebildete Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik so schnell wie möglich anzugehen. Im Schnellverfahren wurden die Pläne zur Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) vorgelegt. Politik und Öffentlichkeit haben die Frage der Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien zur Kernfrage der Energiewende gemacht, um die seit längerer Zeit bereits auf hohem Niveau befindlichen Strompreise für Wirtschaft und Verbraucher zu senken. Dennoch ist die einseitige Versteifung auf die Ausgestaltung des EEG und die Fragen der Stromerzeugung sowie -verteilung ein großes Risiko. Die Energiewende besteht nämlich aus zwei Säulen, die sich gegenseitig bedingen und die gemeinsam zur Minderung der Treibhausgasemissionen führen sollen: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

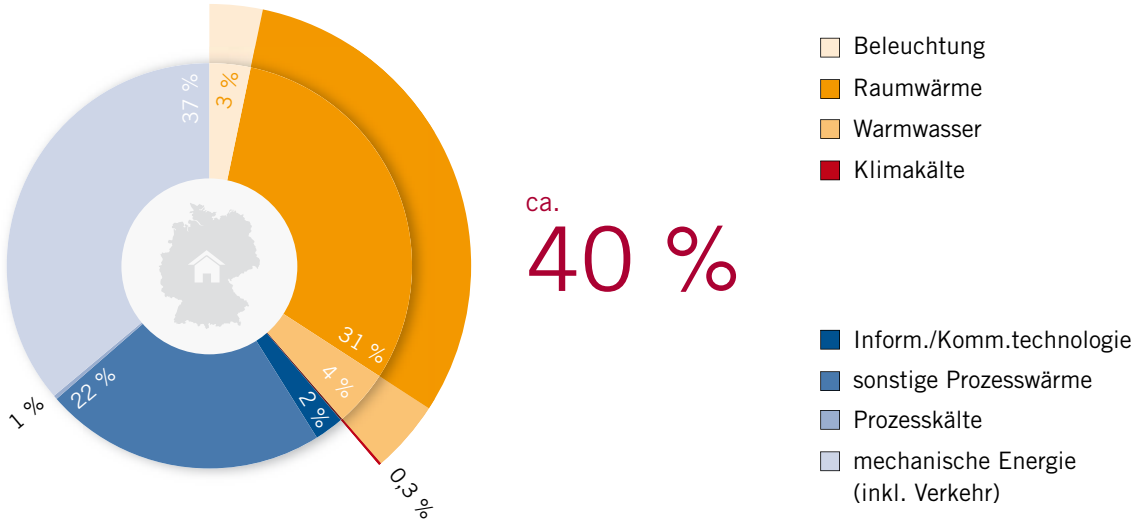
Konsequenterweise hat die Politik auch für den Wärmemarkt ambitionierte Ziele gesetzt. Ein Blick auf die Details macht deutlich, dass im Bereich der Gebäudeenergieeffizienz die größten und bisher unberücksichtigten Potenziale liegen: Über 40 % Energieverbrauchsanteil, Millionen von Gebäuden in schlechtem energetischen Zustand – von der Gebäudehülle bis zur Gebäudetechnik – sowie bereits heute vorliegende technologische Lösungskonzepte zur massiven Effizienzsteigerung, die allerdings nicht angewandt werden. Diese Situation zeigt, dass den größten Energiekonsumenten in Deutschland wie der EU – den Gebäuden – eine größere Bedeutung zukommt, als sich bisher in den politischen Entscheidungen widerspiegelt.

Die Verankerung technologischer Lösungen zur Dekarbonisierung des Gebäudebestands im Markt ist bisher nicht ausreichend gelungen. Es ist absehbar, dass bei einer Beibehaltung der bisherigen – gesetzlichen – Rahmenbedingungen es nicht möglich sein wird, Investoren in ausreichender Zahl zu Maßnahmen zur Verbesserung der energetischen Performance der Gebäude in Deutschland und der EU zu motivieren.

Die Frage nach den Kosten der Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik beherrscht die öffentliche Debatte um die Energiewende. Darin wird bisher vernachlässigt, dass mit einer Steigerung der Energieeffizienz die Energiewende insgesamt deutlich günstiger umzusetzen ist. In keinem anderen Sektor lassen sich Energieeinsparungen so wirtschaftlich umsetzen, wie im Gebäudesektor: bei einer optimalen Gestaltung der Rahmenbedingungen wären über 90 % aller erforderlichen Maßnahmen zur energetischen Ertüchtigung wirtschaftlich.

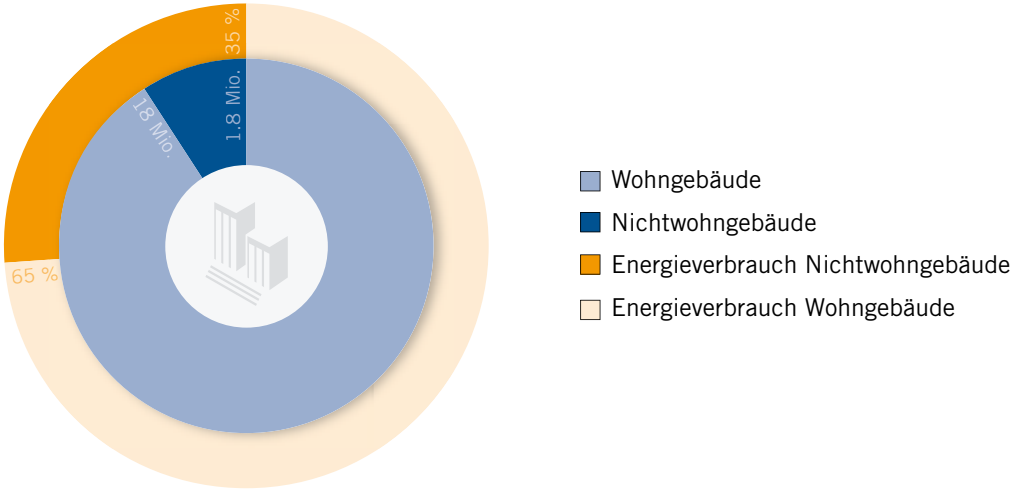
Investitionen in Gebäudeenergieeffizienz rechnen sich volkswirtschaftlich bereits nach wenigen Jahren, fast die gesamte Wertschöpfung verbliebe in Deutschland. In den nächsten 15 Jahren könnten hierdurch zehntausende neuer Arbeitsplätze insbesondere bei mittelständischen Unternehmen und im Handwerk geschaffen werden. Unabhängige Studien gehen von Investitionssummen von 800 Mrd. Euro bis zu 1 Billion Euro in den nächsten 40 Jahren aus.

Abbildung 4.21: Fast 40 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen auf den Gebäudebereich



Quelle: BMWi Energiedaten 2012

Abbildung 4.22: Große Potenziale im Nichtwohngebäudebereich



Quelle: Statistisches Bundesamt, 2012

Es ist bisher nicht gelungen, die passenden Instrumente zur Verfügung zu stellen, um die Einsparpotenziale konsequent zu nutzen. Gebäudeeigentümer in ganz Deutschland – wie auch der EU – sind verunsichert und legen geplante Investitionen auf Eis. Dabei würde die konsequente politische Verbesserung der Investitionsbedingungen schnell zu einer signifikanten Steigerung der Sanierungsquote führen können. Hierzu kann ein „Dreiklang der Förderung“, bestehend aus Förderprogrammen der KfW sowie durch das Marktanreizprogramm (MAP), ergänzt durch die Förderung für Projektentwickler gewinnbringend sein.

Darüber hinaus birgt ein technologieoffener Sanierungsfahrplan, der langfristige Planungssicherheit gibt und eine attraktive Investitionskulisse schafft, große Chancen. Die demografische Situation stellt hier ein besonderes Hindernis dar: 50 % der Besitzer von Eigenheimen, die vor 1990 gebaut wurden, sind älter als 60 Jahre. Aufgrund der langen Amortisationsdauer schrecken diese vor einer umfassenden Sanierung häufig zurück.

Der Ersatzneubau als umfassendste Variante einer Vollsanierung wird bislang nicht im gleichen Maße gefördert wie energetische Sanierungsmaßnahmen. Er ist jedoch eine wichtige zusätzliche Option, um die über reine Modernisierungsmaßnahmen hinausgehenden wohnungswirtschaftlichen Herausforderungen der nächsten Jahre und Jahrzehnte wie energetische Anforderungen, demografischer Wandel, barrierefreie Gebäude und städtebaulicher Verbesserungsbedarf zu bewältigen.

Des Weiteren gibt es Bestrebungen, die Beratung von Investoren hinsichtlich der energetischen Beschaffenheit ihrer Gebäude neu zu regeln. Eine qualifizierte und unabhängige Energieberatung ist der Schlüssel zu mehr energetischer Gebäudesanierung. Dabei gilt es, zunächst den baulichen Zustand auf Basis normierter Verfahren zu analysieren unter Berücksichtigung der Gebäudehülle und der Anlagentechnik.

In Deutschland existieren ca. 1,5 Mio. Nicht-Wohngebäude, die öffentlich, gewerblich oder industriell genutzt werden. Diesen Gebäuden kommt eine zentrale Bedeutung zu, da sie überdurchschnittlich große Flächen und Raumvolumina auf sich vereinigen. Zu einem ganzheitlichen Ansatz gehört, neben den Wohngebäuden die Gruppe der Nichtwohngebäude, die über ein Drittel des Energieverbrauchs auf sich vereinen, stärker in den Fokus zu rücken.

Die EU-Energieeffizienzrichtlinie hingegen verzichtet im Gebäudesektor fast völlig auf Vorgaben. Öffentlichen Liegenschaften kommen eine besondere Bedeutung zu. 12 % des Gebäudebestands stehen im Eigentum des Staates, oftmals große Gebäude, deren Energieverbrauch mit verhältnismäßig geringen Amortisationszeiten erheblich gesenkt werden könnte. Die durch die EU nun geforderte Sanierungsquote von 3 % bezieht sich jedoch entgegen der ursprünglichen Pläne nur auf Bundesbauten und nicht mehr den gesamten öffentlichen Gebäudebestand. Damit wird die Regelung obsolet, da über 70 % dieser Gebäude im Eigentum der Bundesländer bzw. der Kommunen in Deutschland stehen.

4.5 Kraftwerksprojekte in Deutschland

Im April 2014 veröffentlichte der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) seine traditionelle Liste mit Kraftwerkswerksprojekten in Deutschland. Bei zahlreichen in der Kraftwerksliste enthaltenen Projekten ist noch unsicher, ob diese am Ende realisiert werden. Derzeit ist eine stark wachsende Zurückhaltung der Investoren zu beobachten, da noch große Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Strommarktdesigns und den Marktchancen für einzelne Projekte besteht. Insgesamt sind 74 größere Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 38.000 Megawatt in Planung, im Genehmigungsverfahren, genehmigt, im Bau oder im Probebetrieb. Auch gehen in diesem und im nächsten Jahr voraussichtlich noch fünf Steinkohlekraftwerke und vier Erdgaskraftwerke ans Netz.

Jedoch wurden viele der konventionellen Kraftwerksprojekte meist unter anderen Marktbedingungen bereits im vergangenen Jahrzehnt begonnen und müssen heute ihre Wirtschaftlichkeit in Frage stellen. Zudem werden durch den Ausstieg aus der Kernenergie weitere Kapazitäten vom Netz gehen. Daher könnte die gesicherte Leistung bis zum Abschalten der letzten Kernkraftwerke 2022 um 13.600 Megawatt zurückgehen, wenn sich die politischen Rahmenbedingungen nicht ändern.

Positiv ist zu registrieren, dass immer mehr Offshore-Windanlagen ans Netz gehen. In 2014 und 2015 sollen neun Windparks ihren Betrieb starten. Ein Grund dafür ist ein besser strukturierter und geordneter Netzanschluss.

Tabelle 4.4: Kraftwerksprojekt >20 MWel Im Probebetrieb, im Bau, genehmigte, im Genehmigungsverfahren oder in Planung/Stand: 28. März 2014

Anzahl Projekte nach voraussichtlichem Inbetriebnahmjahr	2014	2014/15	2015	2016	2016/17	2017	2017/19	2018	2019	2019/20	2020	2022	2025	k.A.	GESAMT
Braunkohle											1			1	2
Steinkohle	4		1											3	8
Erdgas	3		1	5	1	1	1	4		1	3			7	24
Laufwasser														1	1
Pumpspeicher								1	1	1		1	1	4	9
Offshore-Wind	4	1	4	4		1								16	30
GESAMT	**11**	**1**	**6**	**9**	**1**	**2**	**1**	**2**	**1**	**2**	**4**	**1**	**1**	**32**	**74**

Tabelle 4.5: Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke (> 20 MW_{el})

(Stand: 28. März 2014)

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). Onshore-Windparks sowie Photovoltaik-Anlagen >20 MW_{el} sind sowohl wegen der Anzahl der Projekte als auch der teilweise relativ kurzen Planungs- und Bauphase nicht aufgeführt.

Im Probebetrieb/im Bau/Genhemigung erteilt/im Genehmigungsverfahren/in Planung

Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energieträger	voraussichtliche Inbetriebnahmejahr	Status
RWE Power + 23 Stadtwerke	Hamm / Blöcke Westfalen D/E	1.528	St	2014	im Probebetrieb
EnBW	Karlsruhe/Rheinhafen RDK 8	874	St	2014	im Probebetrieb
GDF SUEZ Energie Deutschland AG/ BKW FMB Energie	Wilhelmshaven	800	St	2014	im Probebetrieb
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1.640	St	2014	im Bau
swb AG/Mainova/DB Energie und 15 weitere Stadtwerke	Gemeinschaftskraftwerk Bremen (Bremen-Mittelsbüren)	445	Eg	2014	im Bau
UPM (Papierhersteller)	Schongau	70	Eg	2014	im Bau
Müller Sachsen GmbH	GuD-HKW Leppersdorf	35	Eg	2014	im Bau
Heag Südhessische Energie AG (HSE)/ Stw. München/Axpo International/ Esportes Offshore u. a.	Offshore-Windpark „Global Techl 1“	400	Wi	2014	im Bau
Vattenfall/Stw. München (SWM)	Offshore-Windpark „DanTysk“	288	Wi	2014	im Bau
WindMW GmbH	Offshore-Windpark „Meerwind Süd/Ost“	288	Wi	2014	im Bau
Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG	Offshore-Windpark „Borkum West 2“ (Phase 1)	200	Wi	2014	im Bau
EnBW	Offshore-Windpark „Baltic 2“/Ostsee	288	Wi	2014/15	im Bau
Großkraftwerke Mannheim AG (GKM)	Mannheim/Block 9	911	St	2015	im Bau
Repower AG	GuD/Chemiepark Leverkusen	rd. 550	Eg	2015	im Genehmigungsverfahren
Dong Energy	Offshore-Windpark „Borkum Riffgrund 1“	312	Wi	2015	im Bau
RWE Innogy	Offshore-Windpark „Nordsee Ost“	295	Wi	2015	im Bau
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark „Amrumbank West“	288	Wi	2015	im Bau
wpd AG	Offshore-Windpark „Butendiek“	288	Wi	2015	im Bau
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	Genehmigung erteilt
Stadtwerke Kiel	Kiel	200	Eg	2016	im Genehmigungsverfahren
Stadtwerke Flensburg	HKW Flensburg/Kessel 12	75	Eg	2016	im Bau
Dong Energy	Offshore-Windpark „Gode Wind 01“	330	Wi	2016	Genehmigung erteilt

Im Probebetrieb/im Bau/Genhemigung erteilt/im Genehmigungsverfahren/in Planung					
Unternehmen	**Kraftwerk**	**MW netto**	**Energie-träger**	**voraussichtli-che Inbetrieb-nahmejahr**	**Status**
Vattenfall	Offshore-Windpark „Sandbank“	288	Wi	2016	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark „Gode Wind 02“	252	Wi	2016	Genehmigung erteilt
wpd AG	Offshore-Windpark „Nordergründe“	111	Wi	2016	Genehmigung erteilt
Stw. Heidelberg	Gas-HKW	50	Eg	2016/17	in Planung
Vattenfall Europe	Innovationskraftwerk Wedel	300	Eg	2017	Genehmigung erteilt
Iberdrola	Offshore-Windpark „Wikinger“/Ostsee	350	Wi	2017	Genehmigung erteilt
OMV PowerInternational	Burghausen (Industriegebiet Haiming)	850	Eg	2017/19	Genehmigung erteilt
Stw. Ulm (SWU)	GuD Ulm/Flughafen Leipheim	1.200	Eg	2018	in Planung
Donaukraftwerk Jochenstein AG	Jochenstein/Energiespeicher Riedl	300	Ps	2018	im Genehmigungsverfahren
Stw. Mainz	Heimbach	rd. 300	Ps	2019	im Genehmigungsverfahren
Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft mbh & Co. KG	Krefeld/Chempark Krefeld-Uerdingen	max. 1.200	Eg	ab 2019/20	im Genehmigungsverfahren
Stadtwerke Trier	Schweich	rd. 300	Ps	2019/20	im Genehmigungsverfahren
MIBRAG	Profen	660	Br	2020	im Genehmigungsverfahren
Trianel	Karlsruhe/GuD-Kraftwerk Oberrhein	max. 1.200	Eg	ab 2020	in Planung
Vattenfall Europe	GuD Klingenberg	300	Eg	2020	Genehmigung erteilt
Vattenfall Europe	GuD Marzahn	300	Eg	2020	Genehmigung erteilt
Trianel	Nethe/Höxter	390	Ps	ab 2022	im Genehmigungsverfahren
Trianel	Landkreis Gotha/ Talsperre Schmalwasser	rd. 1.000	Ps	ab 2025	in Planung
RWE Power	BoAplus Niederaußem	1.100	Br	k.A.	im Genehmigungsverfahren
E.ON Kraftwerke	Datteln 4	1.052	St	k.A.	im Bau/Baustopp verfügt
GETEC Energie AG	Gemeinschaftskraftwerk Büttel/ Bayer Industriepark	800	St	k.A.	im Genehmigungsverfahren
Dow Chemicals	Stade	840	St/Bi/H	k.A.	im Genehmigungsverfahren
Energiewerke Nord GmbH (EWN)	Lubmin	1.800	Eg	k.A.	im Genehmigungsverfahren
RWE Power	GuD-Kraftwerk Gersteinwerk/ Werne-Stockum	max. 1.300	Eg	k.A.	im Genehmigungsverfahren
Dong Energy	Mecklar-Marbach/ Ludwigsau (Nordhessen)	1.100	Eg	k.A.	im Genehmigungsverfahren
EnBW	Karlsruhe/Rheinhafen RDK 6S	465	Eg	k.A.	Genehmigung erteilt
EDF Deutschland	Premnitz	400	Eg	k.A.	im Genehmigungsverfahren
UPM (Papierhersteller)	Dörpen	150	Eg	k.A.	im Genehmigungsverfahren
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW)	Mainz	k.A.	Eg	k.A.	in Planung
Schluchseewerke AG	Atdorf	1.400	Ps	k.A.	im Genehmigungsverfahren
Energieallianz Bayern (Zusammen-schluss von über 30 KMU)	Jochberg/Walchensee	700	Ps	k.A.	in Planung
EnBW AG	Forbach (Erweiterung)	max. 200	Ps	k.A.	in Planung
Stw. Ulm (SWU)	Blautal	60	Ps	k.A.	in Planung
EnBW / EDF, Stw. Baden-Baden, Stw. Karlsruhe,EW Mittelbaden	Ausbau Gambsheim	+ 28	Lw	k.A.	in Planung
wpd AG	Offshore-Windpark „Kaikas“	max. 580	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark „Arkonabecken Südost“/Ostsee	480	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark „Delta Nordsee“	480	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
Windreich AG	Offshore-Windpark „MEG 1“	400	Wi	k. A.	Genehmigung erteilt
BARD Engineering GmbH	Offshore-Windpark „Veja Mate“	400	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt

Im Probebetrieb/im Bau/Genhemigung erteilt/im Genehmigungsverfahren/in Planung					
Unternehmen	**Kraftwerk**	**MW netto**	**Energie-träger**	**voraussichtli-che Inbetrieb-nahmejahr**	**Status**
RWE Innogy	Offshore-Windpark „Nordsee One“	rd. 330	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Offshore-Windpark „Innogy Nordsee 2“	rd. 300	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
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
WindMW GmbH	Offshore-Windpark „Nördlicher Grund“	320	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark „Gode Wind 03“	rd. 300	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
Windreich AG	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
STRABAG/Northern Energy	Offshore-Windpark Demonstrationsprojekt „Albatros 1“	55	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
EnBW	Offshore-Windpark „Hohe See“	k.A.	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
EnBW	Offshore-Windpark „He dreiht“	k.A.	Wi	k.A.	Genehmigung erteilt
Summe		**37.769**			

WEC intern

5

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

World Energy Council (WEC)

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 90 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen aus Energiewirtschaft, Energiepolitik und Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger – Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energien – sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

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

www.worldenergy.org

WORLD ENERGY COUNCIL
Weltenergierat - Deutschland

Weltenergierat – Deutschland

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

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

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

www.weltenergierat.de

5.1 Höhepunkte 2013/2014

Veranstaltungen 2013/2014

Expertenrunden zu „Changing Landscape of the Oil and Gas Market“

29. August und 24. September 2013, Berlin

Nach erfolgreichen Konferenzen in 2012, veranstaltete der Weltenergierat – Deutschland gemeinsam mit der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) in Berlin wieder internationale Expertenrunden zu aktuellen Öl- und Gasthemen. An zwei verschiedenen Treffen diskutierten die Fachleute: Im August 2013 zum Thema „Changing Landscape, Golden Ages and the European Gas Market“; im September fand dann das Treffen zu „Changing Landscape and the Global Oil Market – Implications for Germany and the EU“. Unter der Leitung von Dr. Kirsten Westphal, SWP, und Dr. Carsten Rolle, Weltenergierat – Deutschland, diskutieren jeweils rund 35 Experten aus Deutschland, dem europäischen Ausland und Übersee über die aktuelle Situation und die absehbaren Folgen aufgrund der Entwicklung von nicht-konventionellem Erdgas und -öl.

Werden sich die regionalen Gasmärkte zu einem weltweiten Markt mit einer einheitlichen Preisbildung entwickeln? Unterschiedliche Trends prägen derzeit Nordamerika, die europäisch-asiatische sowie die asiatisch-pazifische Region. Nach Einschätzung der internationalen Gas-Expertenrunde ist ein Gasweltmarkt nicht in Sicht. Allerdings sorgen wesentliche Entwicklungen dafür, dass sich die USA, Europa, Nordafrika und Naher Osten, Asien und Russland in Gasfragen strategisch neu aufstellen. Der Shale-Gas-Boom in den USA wird mit seinen Implikationen als einmalig bewertet. Die Öffnung für Gasexporte wird in den USA schrittweise erfolgen.

Der Begriff „Energie“ wird in Deutschland vorrangig mit „Strom“ verbunden, weltweit aber mit Öl. Dies ist ein Hinweis darauf, wie wenig dieser Energieträger hierzulande wahrgenommen wird. Dabei hat Öl einen Anteil von einem Drittel am Primärenergieverbrauch in Deutschland. Die Internationale Energieagentur (IEA) prognostizierte der EU eine steigende Importabhängigkeit bei Öl und Gas bis 2035 auf über 80 %, trotz aller Anstrengungen in Richtung erneuerbare Energien. Weltweit entwickelt sich die Ölbranche rasant und die internationalen Handelsströme verändern sich. Daher wäre eine EU-Außenpolitik zur langfristigen Sicherung der Ölimporte dringend geboten, so das Fazit der Öl-Expertenrunde im September.

22. World Energy Congress

13. – 17. Oktober 2013, Daegu/Südkorea

Die 22. Weltenergiekonferenz seit Gründung 1923 hat im Oktober 2013 über 6.000 Teilnehmer aus aller Welt in Südkorea zusammengebracht, darunter rund 50 Energieminister bzw. ihre Stellvertreter und weit über 100 Journalisten. Damit ist sie nach wie vor die mit Abstand größte energieträgerübergreifende Konferenz weltweit. Unter den Sprechern waren unter anderem die CEOs von Saudi Aramco, Shell, GDF/Suez, Petrobas, Escom, Tepco, Suzlon, Enel, Rosneft, State Grid Corp. of China, Siemens Energy und GE Energy. Ferner sprachen die Generalsekretäre der IEA und der UNFCCC, van der Hoeven und Figueras, Kandeh Yumkella, Chief Executive der UN-Initiative „Sustainable Energy for all“ sowie Energieminister u. a. aus Staaten wie Indien, Iran, Algerien, Kanada, Türkei, Kenia, Kolumbien. Eröffnet wurde die Konferenz durch den koreanischen Ministerpräsidenten.

Der Weltenergierat – Deutschland hat eine Gruppe deutscher Journalisten eingeladen zu berichten und dazu Pressegespräche mit deutschen und internationalen Unternehmensvertretern organisiert. Die deutschen Medien haben als eine wichtige Botschaft mitgenommen, dass die deutsche Energiewende in dieser Form auf wenig positives Echo stößt, dass weltweit aber bereits viele (sehr unterschiedliche) Energiewenden vollzogen werden.

Ansprache von Park Geun-hye, Präsidentin von Südkorea

Eröffnungsfeier des 22. World Energy Congess in Daegu, Südkorea, mit über 6000 Teilnehmern aus der ganzen Welt

V.l.n.r.: Dr. Christoph Frei, Generalsekretär, World Energy Council; Khalid Al-Falih, Präsident und CEO, Saudi Aramco; Steve Bolze, Präsident und CEO Power and Water, GE

Diskussion „Tomorrow's energy: Connecting the dots" v.l.n.r.: Dr. Christoph Frei, Generalsekretär, World Energy Council; Dr. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Vorstands, E.ON; Dr. Dong-Soo Hur, Vorsitzender, GS Galtex Korea; Zola Tsotsi, Vorsitzender, Eskom Südafrika; Dr. Michael Süß, damalig Vorsitzender von Siemens Energy; Samantha Smith, Leader of the Global WWF Climate & Energy Initiative

Keynote von Joe Oliver, Minister for Natural Resources, Kanada

Rede von Alexander Novak, Minister für Energie, Russland

Empfang der deutschen Delegation an der Keimyung University, gemeinsam mit dem Deutschen Botschafter Rolf Mafael und dem Direktor der Universität Prof. Synn Ilhi

Diskussion zu Game Changer: „Climate negotiations – how to bridge the three gaps“ (v.l.n.r.): Moderation durch Hardiv Situmeang, Chair of Indonesian National Member Committee, World Energy Council; Christiana Figueres, Executive Secretary, UNFCCC; Professor Christopher Rapley, Klimaforschung, UCL; Philippe Joubert, Executive Chair of GEI, World Energy Council; Khalid Abuleif, Chief Negotiator for Climate Agreements, Saudi Arabia

Opening session: „Sustainable energy for all: One year later“ (v.l.n.r.): Moderation durch Marie-José Nadeau, Chair, World Energy Council; Dr. Kandeh Yumkella, Special Representative of the UN Secretary General & CEO of SE4ALL; Bruno Lescoeur, President, Edison; Dr. Fatih Birol, Chefökonom, IEA; S. Vijay Iyer, Director of Sustainable Energy Department, Weltbank

Generalsekretär der Vereinten Nationen Ban Ki-moon richtet seine Grußworte per Videoübertragung an die Teilnehmer des World Energy Congress

Die Young Energy Professionals beim World Enery Congress in Daegu (v.l.n.r.): Samuel Alt, Strategie und Energiepolitik, Siemens Energy; Martin Pinkpank, Liaison Manager, Lahmeyer International; Ulrike Döring, Geschäftsführung, EW Medien und Kongresse; Nicole Kaim, Büroleiterin, Weltenergierat – Deutschland; Chris Schmelter, Leiter Controlling, Stromnetz Hamburg; Hannes Bieler, Verfahrensingenieur, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe

Die Kernbotschaften der Konferenz wurden als Mythen verpackt und pointiert vorgestellt:

- Die globale Energienachfrage wird weiter deutlich steigen und sich aufgrund des Wachstums der Schwellenländer bis 2050 verdoppeln.

- Die Diskussion um Peak Oil ist tot; nicht-konventionelle Öl- und Gasvorkommen haben die Reserven vervielfacht.

- Die neu vorgelegten Energieszenarien des World Energy Council zeigen klar, dass das 2-Grad-Ziel (-50 % Emissionen bis 2050) klar verfehlt wird, bzw. nur durch heute noch nicht absehbare technologische Sprünge erreichbar wäre. Diese Szenarien des World Energy Council sind keine normativen Szenarien, sondern erstmals bottom-up Szenarien unter Beteiligung von über 60 Experten aus aller Welt. Die Energieszenarien („Jazz“ für eher marktnahe Entwicklung und „Symphony“ für stärker regulierungsgetriebene Entwicklung) waren zugleich eine der Hauptpublikationen des Kongresses.

- Bis 2050 wird die Energiearmut zwar reduziert, aber nicht überwunden sein. 320 bis 530 Mio. Menschen bleiben auch dann noch ohne Zugang zu Strom.

- Die Energiemärkte werden immer komplexer. Das aktuelle Marktdesign wird dem zunehmenden Anteil Erneuerbarer nicht gerecht werden. Hinzu kommen neue Erfordernisse durch Dezentralität.

- Kapital bleibt ein wesentlicher Engpassfaktor und sehr sensibel gegenüber politischen und regulativen Risiken im Energiebereich, zumal öffentliche Mittel in den meisten Ländern beschränkt bleiben.

Daraus wurde geschlussfolgert:

- Der öffentliche Fokus auf der Angebotsseite des Energiemixes greift zu kurz und muss stärker auf die Energieeffizienz gelenkt werden, inklusive eines Abbaus der Energiesubventionen in vielen Ländern.

- Eine Stärkung von Forschung und Entwicklung ist notwendig, auch im Bereich CCS/CCU (Carbon capture and use), um Klimaschutz voranzutreiben.

- Die Energielandkarte hat sich verschoben – von der OECD hin zu den Schwellenländern. Damit müssten sich auch globale Energieinstitutionen wie OECD/IEA und OPEC wandeln.

- Risiken liegen nicht allein in der Entschärfung des Klimawandels, sondern auch in ganz anderen Feldern wie Energie-Wasser-Nexus, extremen Wetterphänomenen oder Cyberterrorismus.

Call for papers: Zwei deutsche Gewinner

Sehr erfolgreich war der Aufruf der Organisatoren des Weltenergiekongresses in Daegu, wissenschaftliche Arbeiten zum Kongressthema „Securing Tomorrow´s Energy Today“ einzureichen. Insgesamt beteiligten sich 346 Autoren aus 49 Ländern. Ende Juli veröffentlichte der World Energy Council die von einer international besetzten Jury ermittelten Gewinner. Zwei deutsche Vertreter wurden dabei mit einem Preis ausgezeichnet.

Für seinen besonderen Beitrag zum Thema „Exploring World Energy Scenarios“ wurde Dr. Andreas Wiese, damals Executive Director von Lahmeyer International, ausgezeichnet. Der Titel seiner eingereichten Arbeit lautet: „The German Energiewende: A Model for Other Countries?“. Ebenfalls ausgezeichnet wurde der Beitrag von Dr. Nicolas Vortmeyer, Head of the Technology Development Lab der Firma Siemens. In der Kategorie „Surveying World Energy Resources and Technology“ hatte er sich mit einer wissenschaftlichen Arbeit zum Thema „Post-combustion Carbon Capture – Leading Mature Technology for Decarbonization of Fossil Power Generation” beteiligt.

Future Energy Leaders: Zukünftige Führungskräfte der Energiewirtschaft bringen ihre Ideen in Daegu ein

Die nächste Generation von Führungskräften der Energiewirtschaft hat beim Weltenergiekongress in Daegu eine Schlüsselrolle im Rahmen des „Future Energy Leaders Programm (FELP) gespielt. Das Programm hat einige der großartigsten jungen Talente aus der ganzen Welt nach Südkorea geführt. 100 junge Delegierte aus 44 Ländern wurden für die Teilnahme an dem Kongress ausgesucht, insgesamt 20 hiervon stammten aus Entwicklungsländern. Sie alle konnten ihre ganz eigene Perspektive in das Programm des Kongresses mit einbringen. Alle Teilnehmer arbeiteten für das Thema Energie in den Bereichen Regierung, Industrie, Finanzwirtschaft, Wissenschaft und NGOs.

Die Themen der FELPs waren „Transitioning away from carbon energy: what are the alternatives ?“; „The global master plan: Do we need one? What would it look like?“ und “Energy without limits: meeting the needs of the poorest communities”. Mit diesen hatten sie sich vor und während des Kongresses auseinandergesetzt und ihre Sicht in die Diskussionen eingebracht.

Ghorfa – 4. Deutsch-Arabische Energietage

22. – 23. Oktober 2013, Berlin

Deutschland und die arabischen Länder wollen die Zusammenarbeit im Stromsektor weiter intensivieren. Mit ihrer Erfahrung sind deutsche Firmen ideale Partner beim Ausbau der Energiewirtschaft in der Region. Das war der Tenor auf dem 4. Arabisch-Deutschen Energieforum der Ghorfa in Berlin. Die Ghorfa Arab-German Chamber of Commerce and Industry ist die offizielle Vertretung aller arabischen Industrie- und Handelskammern in der Bundesrepublik Deutschland.

An dem Energieforum, das am 22. und 23. Oktober 2013 im Hotel Adlon veranstaltet wurde, nahmen rund 300 hochrangige Experten aus Deutschland und der arabischen Welt teil. Veranstalter war die Ghorfa mit der Unterstützung des Auswärtigen Amtes, des Bundeswirtschaftsministeriums, der Generalunion der arabischen Kammern und des Weltenergierat – Deutschland.

Energie sei die Grundlage für Wirtschaftswachstum und eines der wichtigsten wirtschaftlichen Themen in Deutschland und in den arabischen Ländern, sagte Ghorfa-Vizepräsident Olaf Hoffmann zur Eröffnung des Energieforums. In der arabischen Welt wachse die Energienachfrage beständig und die Länder verfolgten ambitionierte Pläne zur Reduzierung der Emissionen und zur Verbesserung der Energieeffizienz. Dies eröffne für die deutsche Wirtschaft zahlreiche Kooperations- und Investitionsmöglichkeiten.

Die Session „Securing Energy Supply: Innovations in the Conventional Energy Sector", moderierte Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland.

V.l.n.r.: Hermann Röhm, Director Sales Onsite Energy, Luthardt GmbH; Dr. Stephan Reimelt, CEO, GE Energy Germany; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierat – Deutschland; Karim Amin, Senior Vice President, Siemens LLC; Dr. Wolfgang Benesch, Direktor Energietechnik, Steag Energy Services

World Energy Outlook 2013

27. November 2013, Berlin

Wie jedes Jahr haben auch 2013 der Bundesverband der Deutschen Industrie, das Bundeswirtschaftsministerium und der Weltenergierat – Deutschland die Vorstellung und Diskussion des World Energy Outlook (WEO) der Internationalen Energie Agentur (IEA) in Berlin gemeinsam ausgerichtet.

Vor 180 geladenen Gästen aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik stellte der Chefökonom der IEA, Dr. Fatih Birol, am 27. November 2013 das viel zitierte Werk zu globalen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in den Räumen der Deutschen Bank vor. Die diesjährige Präsentation legte neben den jährlich aktualisierten Prognosen zu Verbrauch, Produktion und Reserven einen besonderen Fokus auf das Thema „Energiepolitik und industrielle Wettbewerbsfähigkeit in der Welt".

Eine wesentliche Erkenntnis des WEO 2013 ist, dass der Schwerpunkt der Energienachfrage sich maßgeblich in Richtung der aufstrebenden Wirtschaftsregionen verschiebt, insbesondere nach China, Indien und in die Länder des Nahen Ostens, die den weltweiten Energieverbrauch um ein Drittel erhöhen. Die weltweite Nachfrage nach Mobilität und petrochemischen Produkten wird den Ölverbrauch bis 2035 weiter ansteigen lassen, obwohl sich die Wachstumsgeschwindigkeit verringert. In den OECD-Ländern wird sich der Rückgang des Ölverbrauchs beschleunigen. Um 2030 wird laut WEO 2013 China die USA als größten Ölverbraucher ablösen, und der Ölverbrauch im Nahen Osten wird denjenigen der Europäischen Union übersteigen. Die geografische Verschiebung wird dadurch verstärkt, dass Indien die größte, alleinige Quelle des weltweiten Wachstums der Ölnachfrage nach 2020 wird.

Große Veränderungen bei der Zusammensetzung der Ölversorgung und -nachfrage stellen die Raffinerien weltweit vor immer komplexere Herausforderungen, und nicht alle von ihnen sind gut gerüstet, um zu überleben. Durch die Verschiebung des Ölverbrauchs nach Asien und in den Nahen Osten wird die Raffinationskapazität in diesen Regionen stetig ausgebaut. In vielen OECD-Ländern jedoch verstärken die sinkende Nachfrage sowie der Wettbewerb auf den Exportmärkten für Ölprodukte den Druck, die Kapazität zu verringern.

Erneuerbare Energien decken in etwa die Hälfte des Anstiegs der weltweiten Stromerzeugung bis 2035 ab, wobei Strom aus fluktuierenden Ressourcen – Windenergie und Photovoltaik – 45 % der Zunahme erneuerbarer Energien

V.l.n.r.: Dr. Tony Van Osselaer, Mitglied des Vorstandes, Bayer MaterialScience AG und Mitglied des Präsidiums des Weltenergierat – Deutschland; Dr. Fatih Birol, Chefökonom der IEA; Moderation durch Dr. Carsten Rolle, Leiter der Abteilung Energie- und Klimapolitik, BDI und Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland e.V.; Klaus Milke, Vorstandsvorsitzender, Germanwatch e.V.; Dr. Herrn Dr. Ruprecht Brandis, Director Government & External Affairs, BP Europa SE und Mitglied des Präsidialausschusses im Weltenergierat – Deutschland

ausmachen wird. In China ist der absolute Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am größten. Er übertrifft den Zuwachs in der Europäischen Union, den USA und in Japan zusammen. In einigen Märkten bringt der steigende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor Herausforderungen für die Netzstabilität mit sich. Zugleich werden fundamentale Fragen über das gegenwärtige Marktdesign und seine Fähigkeit, adäquate Investitionen und eine langfristige Versorgungsicherheit zu gewährleisten, aufgeworfen.

Kohle bleibt in vielen Regionen eine billigere Option zur Stromerzeugung als Gas, aber Politikeingriffe zur Verbesserung der Energieeffizienz, Begrenzung der lokalen Luftverschmutzung und Eindämmung des Klimawandels sind entscheidend für die Perspektiven dieser Energieträger. In den OECD-Ländern geht der Kohleverbrauch zurück. Dagegen steigt die Kohlenachfrage in Nicht-OECD-Ländern – vor allem in Indien, China und Südostasien – um ein Drittel bis 2035. Indien, Indonesien und China tragen 90 % zur Zunahme der Kohleproduktion bei.

Im Anschluss an die Präsentation von Dr. Fatih Birol diskutierte Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland, die Ergebnisse mit Dr. van Osselaer, Vorstand bei Bayer MaterialSciences, Klaus Milke, Präsident von Germanwatch e.V., und Dr. Ruprecht Brandis, Director Government and External Affairs bei BP.

Energy Expert Discussion "Hydrocarbons in the Eastern Mediterranean – Economic Potenzial and Geopolitical Prospects for Israel and the Region"

9. Dezember 2013, Berlin

Welche Implikationen haben die Erdgas- und Erdölfunde vor der im östlichen Mittelmeer auf die Region und auf den Energiesektor in Israel? Gemeinsam mit der israelischen Botschaft in Berlin lud der Weltenergierat – Deutschland ausgewählte Gäste zum Vortrag und Hintergrundgespräch mit Dr. Amit Mor, Energieexperte aus Israel und Vorsitzender von Eco Energy. Während Erdgas in der Energieversorgung Israels vor 10 Jahren keine Rolle gespielt hat, wird es in naher Zukunft voraussichtlich im Transport, Strom und im verarbeitenden Sektor andere Energieträger ersetzen. Eine detaillierte Darstellung der neuen Erdgaspotenziale im östlichen Mittelmeer finden Sie in Kapitel 2.7.

Energietag 2013: Nationale Energiepolitik im internationalen Kontext

17. Dezember 2013, Berlin

An dem Tag, an dem Angela Merkel zum dritten Mal vom Bundestag zur Kanzlerin gewählt wurde, fand einige Straßen weiter, in der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften, der Energietag 2013 statt. 200 Gäste folgten der Einladung des Weltenergierat – Deutschland zu seiner Jahreskonferenz, die unter dem Motto „Nationale Energiepolitik im internationalen Kontext“ wieder hochrangige Energieexperten aus dem In- und Ausland zusammenführte.

Das Besondere an diesem Energietag war, dass die neue Vertreterin an der Spitze des World Energy Council, Marie José Nadeau, die Konferenz eröffnete. Beim World Energy Congress in Daegu/Südkorea wurde sie im Oktober 2013 zur Präsidentin gewählt und ist damit die erste weibliche Spitzenvertreterin seit der Gründung der Organisation vor 90 Jahren. In ihrem Vortrag machte Nadeau vor allem auf die aktuellen Entwicklungen im Energiesektor weltweit aufmerksam: Der Energiehunger der Welt wird weiter ansteigen, getrieben von den Ländern außerhalb der OECD. Dieser Hunger wird vorwiegend durch fossile Energieträger gestillt werden, was weiter zur Steigerung der globalen CO_2-Emissionen führen wird. Trotzdem werden voraussichtlich noch im Jahr 2050 zwischen 320 Mio. und 530 Mio. Menschen keinen Zugang zu Elektrizität haben.

Nadeaus Thesen wurden anschließend in den Vorträgen und der Diskussionsrunde am Vormittag mit dem übergeordneten Thema „Changing Oil and Gas Markets – what are the implications for Energy Security?“ aufgegriffen. Politische Instabilität im Nahen Osten, Shale Oil und Gas Potenzial in verschiedenen Regionen der Welt, wachsender Verbrauch fossiler Energieträger, neue Handelswege durch LNG – die Bedeutung dieser Entwicklungen für die

Marie José Nadeau, Chair, World Energy Council

Professor Volker Perthes, Leiter der Stiftung Wissenschaft und Politik

Sicherheit unserer Energieversorgung standen im Mittelpunkt der Diskussion.

Professor Volker Perthes, Leiter der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), erklärte in seinem Impulsvortrag, wie der Shale Gas-Boom in den USA die amerikanische Energieversorgung verändert hat. Zugleich würde hierdurch auch die Abhängigkeit der USA von Importen aus politisch instabilen Regionen verringert. Als Konsequenz würden die Amerikaner ihr sicherheitspolitisches Engagement im Persischen Golf verringern. Dennoch blieben die Golf Staaten wichtig für die Ölversorgung der Weltwirtschaft, insbesondere für Asien.

Professor Karl Rose, Director Global Energy Scenarios, World Energy Council, stellte die Szenarien 2050 des WEC vor. Für die Beschreibung der beiden verschiedenen Ausrichtungen der Szenarien wurde eine Metapher aus der Musik gewählt, um die Entwicklung des Energiesektors darzustellen: Das wählerorientierte Szenario „Symphonie“ und dem verbraucherorientierten Szenario „Jazz“. Jazz setzt den Schwerpunkt auf die Versorgung von möglichst vielen Menschen weltweit. In Symphonie geht es darum, mit politischen Instrumenten gesetzte Ziele bei Versorgung und Umweltschutz zu erreichen. Beide Szenarien sind gleich wahrscheinlich, jedoch mit sehr unterschiedlichen Ergebnissen bei Energie-, Strom- und Treibstoffmix, Wirtschaftswachstum, Effizienz, CO_2-Emissionen, Elektrifizierung, Energiepreisen und Energieverbrauch. Während die preiswerte Energieversorgung mit höherem Wirtschaftswachstum in der Variante Jazz erreicht wird, führt das Szenario Symphonie zu höheren Energiepreise aber weniger Umweltauswirkungen.

Anschließend diskutierten Prof. Karl Rose, Miguel Berger, Ministerialdirigent im Auswärtiges Amt, Enno Harks, Senior Political Advisor, BP Europa SE unter der Moderation von Dr. Kirsten Westphal Senior Associate, SWP, die aktu-

V.l.n.r. Enno Harks, Senior Political Advisor, BP Europa SE; Miguel Berger, Ministerialdirigent, Auswärtiges Amt; Moderation durch Dr. Kirsten Westphal, Senior Associate, Stiftung Wissenschaft und Politik; Prof. Karl Rose, Director, Global Energy Scenarios, World Energy Council

ellen weltweiten Entwicklungen auf dem Öl- und Gasmarkt und die weiteren Implikationen für die Versorgungssicherheit Europas. Die Diversifizierung von Bezugsquellen sei der Schlüssel zu mehr Versorgungssicherheit in Europa. Voraussichtlich wird es in der nächsten Dekade wirtschaftlich interessant sein, LNG auch aus den USA nach Europa zu exportieren. Die Förderung von Erdgas und Erdöl in Europa wurde ebenfalls als eine Facette für mehr Versorgungssicherheit genannt. Bis zu 60 % der Erdölreserven in der Nordsee seien noch verfügbar. Die Förderung von nicht-konventionellen Erdölvorkommen wird nach dem Shale Gas Boom als nächste Revolution im Energiesektor prognostiziert.

Eine weitere Besonderheit des Energietages 2013 war, dass Jürgen Stotz bei dieser Gelegenheit zum letzten Mal in seiner Funktion als Präsident des Weltenergierat – Deutschland die Gäste begrüßte. In seiner Ansprache verwies er auf den Weltenergiekongress in Südkorea, bei dem er erfuhr, dass die deutsche Energiewende in der weltweiten Energiebranche ein Thema ist. Der ambitionierte Systemumbau, „the German Energiewende“, sorge für Aufmerksamkeit und sei in seiner Ausgestaltung weltweit einzigartig. Unter den Beobachtern finden sich viele Skeptiker und Fragen: Wie kann man bei so hohen Investitionen, so wenig Strom erzeugen? Wer finanziert die Transformation? Importiert ihr jetzt Atomstrom aus Frankreich? Um wie viel ist der CO_2-Ausstoß seit der Energiewende gestiegen? Was bringt das für das Klima? 32 Gigawatt Photovoltaik-Anlagen: Scheint denn in Deutschland überhaupt die Sonne? Diese kritischen Fragen seien nicht angenehm, doch sie zeigten uns die of-

Jürgen Stotz, damals Präsident, Weltenergierat – Deutschland

Präsentation der World Energy Scenarios durch Prof. Karl Rose, Director, Global Energy Scenarios, World Energy Council

V.l.n.r.: Dr. Urban Rid, damals Ministerialdirektor im Bundesumweltministerium; Markus Bokelmann, CEO bei E.ON Benelux; Hans Schweickardt, Verwaltungsratsvorsitzender der Alpiq Holding; Dr. Konstantin Staschus, Secretary General, ENTSO-E; Moderation durch Dr. Ursula Weidenfeld

fensichtlichen Defizite in der Umsetzung der Energiewende auf. Zum anderen zeigten diese Fragen: andere Länder verfolgen andere energiepolitische Strategien. Vor allem aber zeigen diese Fragen: die Chancen der Energiewende müssten auch im Ausland offensiver kommuniziert werden.

Jürgen Stotz leitete damit die letzte Diskussionsrunde mit dem Titel „Deutsche Energiewende im europäischen Ausland: Fluch oder Segen?“ ein, an der Dr. Urban Rid, Ministerialdirektor im Bundesumweltministerium, Hans Schweickardt, Verwaltungsratsvorsitzender der Alpiq Holding, Dr. Konstantin Staschus, Secretary General, ENTSO-E und Markus Bokelmann, CEO bei E.ON Benelux teilnahmen. Die direkten Auswirkungen der Energiewende auf die Nachbarstaaten standen dabei im Mittelpunkt. Subventionierter Strom aus Erneuerbaren Energien belaste die Netze der Nachbarländer und mache die Stromerzeugung vor Ort unrentabel, da die Preise an den Strombörsen sinken. So können Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz nicht mehr rentabel arbeiten, obwohl sie volkswirtschaftlich gerade für die Integration von Strom aus Erneuerbaren sinnvoll seien. Die Regierung wisse um diese Schwierigkeiten und plane eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Dennoch war das Fazit der Diskussionsrunde positiv: mit einer immer stärken Zusammenarbeit im Stromsektor auf Europäischer Ebene, werden gemeinsame Lösungen gefunden werden, die zuletzt zu einer Senkung der Kosten und zu mehr Versorgungssicherheit führen.

German-Polish Energy Relation

11. März 2014, Berlin

Die Nachbarländer Polen und Deutschland sehen sich großen Aufgaben und Chancen bezüglich der zukünftigen, Strommarktintegration gegenüber. Diesbezüglich fand ein Austausch von Erfahrungen und Erwartungen, Voraussetzungen und Maßnahmen zur weiteren bilateralen Integration des Strommarktes statt. Über 80 Gäste nahmen am 11. März 2014 an der vom Weltenergierat – Deutschland, der polnischen Botschaft und der EU Kommission organisierten Konferenz „German-Polish Energy Relations: Opportunities for co-operation in the electricity sector“ teil. Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland, führte dabei durch die Veranstaltung.

Dr. Dirk Biermann, Vorstandsmitglied von 50Hertz, gab eröffnend einen Überblick über die bereits bestehende Zusammenarbeit mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE. Durch gemeinsame Phasenschieber-Projekte werde erfolgreich der Notwendigkeit begegnet, Loop-Flows durch das polnische Netz zu reduzieren.

Monika Morawiecka, Leiterin der strategischen Planung der PGE – Polska Grupa Energetycna legte im zweiten Konferenzblock die Struktur des polnischen Energiemarktes dar. Die geringen Kosten und die aus der Nutzung heimischer Ressourcen resultierende, geringere Importabhängigkeit werden als Argument für die konventionelle Erzeugungsstruktur genutzt. Diese Struktur sei auch weiterhin zu erhalten. Den Emissionsreduktionszielen möchte Polen durch den Bau neuer, effizienter Braunkohlekraftwerke weiterhin gerecht werden.

Im Anschluss an die Darstellungen aus Unternehmensperspektive, stellte Prof. Dr. Carsten Neuhoff vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung die deutsch-polnischen Strommarktbeziehungen aus wissenschaftlicher Sicht vor. Vor dem Hintergrund der aus erneuerbaren Energien resultierenden deutschen Überkapazitäten und den mittelfristig zu erwartenden Kapazitätsengpässen in Polen scheinen die Potenziale dieser bilateralen Beziehung auf der Hand zu liegen. Mangelhaftes Marktdesign und wenig Kooperation seien aktuell ausschlaggebend für das unzureichende Heben von Synergien. Verstärkte internationale Kommunikation müsse mittelfristig helfen, die konventionelle Stromproduktion mit der Volatilität der erneuerbaren Energien länderübergreifend in Einklang zu bringen.

Bei der anschließenden Podiumsdiskussion mit Dr. Dieter Mentz, Leiter für die nationale und europäische Netzregulierung des BMWi, Malgorzata Mika-Bryska, stellv. Direktorin der Energieabteilung im Wirtschaftsministerium Polens und Ingmar Jürgens, Berater bei der Europäischen Kommission ging es um die Rolle von Politik und Finanzwesen bei der weiteren Strommarktintegration. Kernelemente der Diskussion waren die Probleme der politischen Meinungsfindung und Interessensbildung. Mit Blick auf die Zukunft waren die Teilnehmer optimistisch oder zumindest hoffnungsvoll: Die Internationalisierung des Energiemarktes werde voranschreiten. Die geteilten Erfahrungen und Erwartungen der Konferenz werden sich dabei nicht ausschließlich auf die bilaterale Strommarktintegration auswirken, sondern auch auf zukünftige Partnerschaften übertragen lassen und somit zur gesamteuropäischen Strommarktintegration beitragen.

V.l.n.r.: Ingmar Jürgens, Senior Advisor, Europäische Kommission; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierat – Deutschland; Małgorzata Mika-Bryska, Stellvertretende Direktorin, Abteilung Energie, Wirtschaftsministerium in Polen; Dr. Dieter Mentz, Ministerialrat, BMWi

V.l.n.r.: Hon. Basile Atangana Kouna, Minister für Wasserressourcen und Energie, Kamerun; Joaquim Ventura, Staatssekretär, Ministerium für Energie und Wasser, Angola; Dr. Uwe Franke, Präsident, Weltenergierat – Deutschland; Michaela Spaeth, Leiterin des Referats Energie- und Rohstoffaußenpolitik, Auswärtiges Amt; Walter Englert, Stellvertretender Geschäftsführer, Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft

Germany in a New Energy World

18. März 2014, Berlin

Gemeinsam mit der Atlantik-Brücke und dem Bundesverband der Deutschen Industrie veranstaltete der Weltenergierat – Deutschland die Vorstellung und Diskussion der Studie von IHS Cera mit dem Titel „Energiewende im globalen Kontext: Sicherung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit unter neuen Rahmenbedingungen an den Energiemärkten“ in Berlin. Die Studie analysiert den Zusammenhang von Energiepreisen in Deutschland im internationalen Vergleich und den daraus resultierenden Einflüssen auf die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft. Darüber hinaus wird die Rolle von EEG-Rabatten diskutiert und erläutert, welche Auswirkungen die Schiefergasrevolution in den Vereinigten Staaten auf die deutsche Wettbewerbsfähigkeit hat. Dr. Daniel Yergin, Mitgründer der Firma IHS CERA und Pulitzerpreisträger, präsentierte die Ergebnisse der Studie innerhalb des Kreises hochkarätiger Gäste. Die Ergebnisse wurden von Philipp Mißfelder, Mitglied im Vorstand der Atlantik-Brücke e.V. und außenpolitischer Sprecher der CDU/CSU-Bundestagsfraktion kommentiert.

African-German Energy Forum

14.–15. April 2014, Hamburg

Im April 2014 fand wieder das Deutsch-Afrikanische Energieforum in Hamburg statt, welches der Weltenergierat – Deutschland als Kooperationspartner unterstützte. Zu der diesjährigen Veranstaltung unter dem Motto „New Power for a sustainable Partnership“ kamen wieder viele hochrangige Experten, Unternehmensvertreter und politische Entscheidungsträger, hiervon 7 Minister, aus Afrika und Deutschland nach Hamburg, um über die zukünftige Ausgestaltung der Zusammenarbeit zu sprechen.

Der Präsident des Weltenergierat – Deutschland, Dr. Uwe Franke, diskutierte auf einem Panel zu „International Cooperation to Promote Energy Development – the Way Forward“ gemeinsam mit Basile Atangana Kouna, dem Kamerunischen Minister für Wasserressourcen und Energie, Joaquim Ventura, dem Staatssekretär im Angolanischen Ministerium für Energie und Wasser; sowie mit Frau Michaela Spaeth, Leiterin des Referats Energie- und Rohstoffaußenpolitik im Auswärtiges Amt. Hierbei machte Dr. Franke auf die Chancen einer engeren Zusammenarbeit und auf die zahlreichen Potenziale im afrikanischen Energiesektor aufmerksam. Ferner wies er auf die Global Electrification Initiative (GEI) hin, mit der der World Energy Council die UN Initiative „Sustainable Energy for all“ unterstützt. Im Rahmen der GEI werden umfassende Informationen sowie Best Practice Beispiele für erhöhten Zugang zu bezahlbarer und sauberer Stromversorgung gesammelt und analysiert. Mehr Informationen hierzu unter www.globalelectricityinitiative.org

Publikationen 2013/2014

World Energy Perspective: Energy Efficiency Policies – What works and what does not

September 2013

Immer mehr Länder setzten sich politisch mit dem Thema Energieeffizienz auseinandersetzen. Die „World Energy Perspective: Energy Efficiency policies – what works and what does not“, die in Kooperation mit der französischen Energie- und Umweltagentur ADEME produziert wurde, gibt einen globalen Überblick zum Thema Energieeffizienz. Die Studie beschreibt und evaluiert weltweite Entwicklungen und Politikmaßnahmen im Bereich Energieeffizienz. In über 85 Ländern, die über 90 % des globalen Energieverbrauchs abdecken, wurden die wichtigsten Einflussfaktoren auf Energieeffizienz dabei genauer analysiert. Zusätzlich zu dieser Publikation ist eine Online-Datenbank mit Indikatoren und Politikmaßnahmen zum Thema Energieeffizienz verfügbar.

World Energy Trilemma 2013: Time to get real – the case for sustainable energy investment

September 2013

Um Entscheidungsträger aus Politik und Energieindustrie beim Ausbau einer nachhaltigen Energieversorgung zu unterstützen, hat der World Energy Council zusammen mit Oliver Wyman die Studie „World Energy Trilemma 2013: Time to get real – the case for sustainable energy investment“ veröffentlicht. In der zweiteiligen Publikation werden Entscheidungsträger nach der Balance des energiepolitischen Dreiecks befragt. Die Befragung von über 50 Entscheidungsträgern aus über 25 Ländern wird dann in Handlungsempfehlungen überführt, die dabei helfen sollen, das energiepolitische Dreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit in Balance zu bringen bzw. zu halten. Während die Publikation „World Energy Trilemma“ aus dem Jahr 2012 den Fokus auf die Stimmen der Industrie gelegt hat, nimmt der zweite Teil der Studie verstärkt die Meinungen öffentlicher Entscheidungsträger unter die Lupe. Zusätzlich beinhaltet die Studie einen „Energy Sustainability Index“, der ein globales Ranking von 129 Ländern vornimmt.

World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050

Oktober 2013

Die „World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050“ sind das Ergebnis einer dreijährigen Studie, die von mehr als 60 Experten aus fast 30 Ländern erstellt und durch das Paul Scherrer Institut modelliert wurde. Die Studie bewertet zwei unterschiedliche Politikszenarien, das Konsumenten-getriebene Jazz-Szenario und das Wähler-getriebene Symphony-Szenario. Dabei ist das Hauptunterscheidungsmerkmal, dass letzteres Scenario die Erreichung der Doha Klima Ziele voraussetzt. Die WEC-Szenarien folgen einem explorativen Ansatz und analysieren den Status-Quo, um abschätzen zu können, welchen zukünftigen realen Einfluss heutige Entscheidungen auf die Energiewelt haben werden. Dabei dienen die World Energy Scenarios weniger als klar definierte Handlungsempfehlung zur Erreichung spezifischer energie- oder klimapolitischer Ziele, sondern eher zur Beurteilung einzelner Schlüsselannahmen. Das hilft heutigen Entscheidungsträgern, die Energiewelt auch zukünftig erfolgreich gestalten zu können.

World Energy Trilemma: Time to get real – the agenda for change

Oktober 2013

Um Entscheidungsträger aus Politik und Energieindustrie beim Ausbau einer nachhaltigen Energieversorgung zu unterstützen, hat der World Energy Council zusammen mit Oliver Wyman zwei vorangehende Studien zum Thema „World Energy Trilemma“ 2013 publiziert. Über mehrere Jahre wurde zusammen mit ca. 100 Experten aus Politik und Energiewirtschaft die Nachhaltigkeit der weltweiten Energiewirtschaft evaluiert, dessen Ergebnisse sich im „Energy Sustainability Index“, einem Vergleich von 129 Ländern niedergeschlagen haben. Mit ihrer dritten Publikation aus der Reihe „World Energy Trilemma 2013: Time to get real – the agenda for change“, werden nun 10 Handlungsfelder des Energiesektors empfohlen, auf die internationale Ressourcenverwendung und Politikmaßnahmen gezielt abgestimmt werden sollten. So kann man sicherstellen, sich zukünftiger Chancen nicht zu berauben und dem Wohl aller Bürger und Energiekonsumenten auch weiterhin gerecht werden zu können.

World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies

Oktober 2013

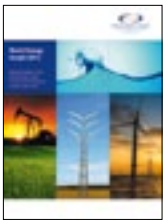
Ausgereifte Technologien zur emissionsfreien Stromerzeugung wie beispielsweise Onshore Wind sind bereits heute kurz vor einer Kostenparität mit Kraftwerken der konventionellen Erzeugung. Das ist eine der Kernaussagen, die sich der Studie „World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies“ entnehmen lässt, die in Kooperation des WEC mit Bloomberg New Energy Finance entstanden ist. Die Studie bietet einen verständlichen Vergleich der Kosten zur Stromgewinnung unterschiedlicher Produktionsformen, der sowohl konventionelle als auch unkonventionelle Ressourcen beinhaltet. Das Ziel der Studie ist die Darstellung der Referenzkosten unterschiedlicher Technologien und Regionen auf Basis realer Projektdaten. Es werden unter anderem Windkraft, Photovoltaik, Solarthermie, Meeresenergie, Biomasse, Wasserkraft und Geothermie untersucht. Die Analyse der „Levelized Cost of Electricity“ (LCOE) hat dabei gezeigt, dass die Spanne der Kosten erneuerbarer Energien wesentlich größer ausfällt als die der konventionellen Kraftwerke.

World Energy Resources: 2013 Survey

Oktober 2013

Energie ist zweifelsfrei der Treibstoff vieler sozioökonomischer und umweltpolitischer Entwicklungen. Deshalb ist für Entscheidungsträger unerlässlich, Zugang zu einer glaubwürdigen und korrekten Energie-Datengrundlage zu haben. Über Jahrzehnte hat sich der WEC mit seiner alle drei Jahre erscheinenden Flaggschiffpublikation „Survey of Energy Resources“ (SER) als Pionier im Energiesektor bewegt.

World Energy Resources (WER) 2013 ist der neue Titel dieser bedeutenden Publikationsreihe und bildet die 23. Auflage des Survey of Energy Resources. Die gewonnene Anerkennung, die der Bericht seit seiner ersten Auflage im Jahr 1933 erfährt, beruht dabei auf unverfälschten Daten und Fakten unabhängiger, objektiver Organisationen. Zugleich bietet er dabei nicht nur eine solide Datengrundlage sondern kombiniert diese mit der Analyse technologischer, wirtschaftlicher und umwelttechnischer Aspekte auf globalem, regionalem und nationalem Level.



World Energy Insight 2013

November 2013

Der „World Energy Insight 2013“ als eine der offiziellen World Energy Council Publikationen wurde auf dem World Energy Congress in Daegu vorgestellt. Der World Energy Insight beinhaltet Interviews, Artikel und Fallstudien bedeutender WEC Funktionäre, CEOs, Minister, Wissenschaftler und anderer meinungsbildender Akteure und liefert somit ein breites Verständnis der energiepolitischen Entwicklungen rund um den Globus. Regierungen, Industrien und NGO´s stellen sowohl politische als auch technologische Perspektiven dar.

World Energy Issues Monitor 2014 – what keeps energy leaders awake at night?

Januar 2014

In Zeiten beispielloser Unsicherheit im Energiesektor wird die Herausforderung der Transformation zu einer nachhaltigen Energieversorgung immer größer. Der „WEC`s Energy Leader‘s dialogue“ des Jahres 2013 hat aufgezeigt, dass es keine Option ist, so weiter zu machen wie bisher.

Der „World Energy Issues Monitor 2014“ identifiziert, welche Energiethemen im globalen Interesse stehen und wie sich Themenschwerpunkte über die Jahre verändert haben. Diese Analyse erlaubt eine Einordnung der Bedeutung: Welche Themen sind von großer Unsicherheit geprägt, welche lassen unmittelbare Handlungen erwarten?

Die 2014er Edition ist die Zusammenfassung einer Umfrage, die die Meinungen von über 800 Entscheidungsträgern des Energiesektors aus über 84 Ländern erfasst. Die Publikation stellt besondere regionale Unterschiede in den Fokus und untersucht auf Basis der aktuellen Schwerpunktthemen zukünftige Trends.

World Energy Perspective: Energy Efficiency Technologies
März 2014

Energieeffizienztechnologien finden in jedem Schritt der Energieversorgung Anwendung: Von der Exploration und Produktion der Primärenergieträger, über die Energieveredelung in Kraftwerken, Raffinerien bis hin zum finalen 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 Lösungen 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.

Diese Studie fasst die Ergebnisse des Pilotprojekts zusammen, das vom „World Energy Council Knowledge Network on Energy Efficiency Technologies“ initiiert wurde. Der technische Fokus dieser Studie dient dabei als hervorragende Ergänzung zu anderen WEC Publikationen wie z. B. dem Thema „Energy Efficiency Policies“ und den Datenbanken der Effizienzindikatoren und Politikmaßnahmen. In der Summe lässt sich daraus ein schlüssigeres Bild über die zukünftigen Marktchancen einzelner Technologien ableiten.

5.2 Ausblick

Geplante Veranstaltungen

Expert Round Tables on Oil & Gas mit der SWP
September 2014

Energietag 2014
30. September 2014

Arab-German Energy Forum
13./14. November 2014 in Berlin

World Energy Outlook 2014
November 2014 in Berlin

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG
(Stellvertreter des Präsidenten)
Dr. Klaus-Dieter Barbknecht,
VNG – Verbundnetz Gas AG (Schatzmeister)
Tuomo J. Hatakka, Vattenfall GmbH
Prof. Dr. Dominik Godde, DTK
Dr. Frank Mastiaux, EnBW AG
Stefan vom Scheidt, Areva NP GmbH
Michael Schmidt, BP Europe SE
Boris Schucht, 50Hertz Transmission GmbH
Dr. Rainer Seele, Wintershall Holding GmbH
Dr. Michael Süß, Siemens AG
Dr. Johannes Teyssen, E.ON SE
Dr. Tony Van Osselaer, Bayer MaterialScience AG

Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott
Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Dr. Bernd-Michael Zinow, EnBW AG (Vorsitzender)
Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG
Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
Dr. Peter Heinacher, RWE AG
Alexander Jung, Vattenfall GmbH
Bernhard Kaltefleiter, VNG – Verbundnetz Gas AG
Dr. Guido Knott, E.ON SE
Wilfried Köplin, Bayer MaterialScience AG
Mathias Schuch, AREVA NP GmbH
Thilo Wieland, Wintershall Holding GmbH

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
Nicole Kaim
Dr. Frank Holtrup

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
Dr. Rainer J. Abbenseth
Christian Bantle, BDEW
Heinz Bergmann, IZ-Klima e.V.
Dr. Werner Bledau, Weltenergierat – Deutschland e.V.
Martin Czakainski, ETV GmbH
Prof. Manuel Frondel, RWI e.V.
Dr. Christoph Gaedicke, BGR
Daniel Genz, Vattenfall GmbH
Christian Güthert, Gasag
Enno Harks, BP Europa SE
Klas Heising, GIZ GmbH
Dr. Jörg Jasper, EnBW AG
Andreas Kaiser, Israelische Botschaft Berlin
Dr. Peter Klüsener, Siemens AG
Mario Meinecke, Tennet TSO GmbH
Jürgen Messner, BGR
Dr. Jens Perner, Frontier Economics Ltd.
Daniel Schwake, BDI
Christoph Stolz, BDEW
Dr. Stefan Ulreich, E.ON SE
Dr. Eberhard von Rottenburg, BDI
Dr. Martin Wedig, GVSt
Christian Meyer zu Schwabedissen, AREVA NP GmbH

Young Energy Professionals (YEP)

Samuel Alt, Siemens AG
Tobias Bader, TU Ingolstadt
Hannes Bieler, MHPS Europe GmbH
Ulrike Döring, EW Medien und Kongresse GmbH
Marc Eisenreich, BKW Energie AG
Stefanie Gunst, VNG – Verbundnetz Gas AG

Christine Heinrich, Marquard & Bahls AG
Jörn Higgen, E.ON (Global Commodities SE)
Marcel Ketterer, EnBW Trading GmbH
Dr. Luis-Martin Krämer, bofest consult GmbH
Philipp Moritz, 50Hertz Transmission GmbH
Matthias Müller, Siemens AG
Tobias Noack, Gazprom Germania GmbH
Annina Ogrizek, 50Hertz Transmission GmbH
Martin Pinkpank, Lahmeyer International GmbH
Stefan Saatmann, Stromnetz Hamburg GmbH
Ingmar Schaaf, RWE Supply & Trading GmbH
Chris Schmelter, Stromnetz Hamburg GmbH
Armin Schwab, Voith Hydro GmbH & Co KG

Mitglieder Weltenergierat – Deutschland

Anwaltssozietät Freshfields Bruckhaus Deringer
AREVA NP GmbH
Autobahn Tank & Rast Holding GmbH
Bayer MaterialScience AG
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Bilfinger Berger Power Services GmbH
BNL Clean Energy GmbH
BP Europa SE
CESI/IPH GmbH
DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.
Deutsches ITER Industrie Forum e.V. (DIIF)
Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)
Deutsches Atomforum e.V.
Deutsches TalsperrenKomitee e.V.
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Enefit Outotec Technology OÜ
Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH
E.ON SE
Ernst & Young AG
EWE AG
EW Medien und Kongresse GmbH
Exxon Mobil European Holding GmbH
Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e.V.
Fornwald, Andreas
Forschungszentrum Jülich GmbH
GASAG Berliner Gaswerke AG
Gas-Union GmbH
Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt)
Geopolitical Information Service AG (GIS)
Heitkamp Ingenieur-und Kraftwerksbau GmbH
Horváth & Partner GmbH
M.A.M.M.U.T Electric GmbH
Marquard & Bahls AG
MHPS Europe GmbH
National Grid
N-Ergie AG
Oliver Wyman AG
PricewaterhouseCoopers AG
RheinEnergie AG
Robert Bosch GmbH
RWE AG
Siemens AG/Bereich Power Generation
Team Consult G.P.E. GmbH
TenneT TSO GmbH
TÜV Rheinland Holding AG
Vattenfall GmbH
VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDI – Verein Deutscher Ingenieure 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
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Bill.	Billionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMU/BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsoicherheit
BnetzA	Bundesnetzagentur
BSP	Bruttosozialprodukt
CAGR	Compound Annual Growth Rate/ jährliche Wachstumsrate
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO_2)
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CDM	Clean Development Mechanism
CEO	Chief Executive Officer
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention
ct	
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)
EPEX	European Power Exchange Spot SE
ETS	European Emission Trading System
EUA	European Union Allowances (EU-Emissionsrechte)
EU-28	Europäische Union aus 28 Mitgliedstaaten (seit 1.7.2013)
FKW	Perflourierter Kohlenwasserstoff
FRR	Fixed Recource Requirement
GCF	Green Climate Fund
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

Abkürzung	Erläuterung
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
GVSt	Gesamtverband Steinkohle e.V.
GW	Gigawatt
H-FKW	Teilhalogenierter Flourkohlenwasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	Internationale Energieagentur
ITC	Solar Investment Tax Credit
JI	Joint Implementation
kcal	Kilokalorien
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleinere und mittlere Unternehmen
KOE	Kilogramm Öleinheiten
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Energy
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LTO	Light Tight Oil
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Foresty
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mtoe	Megatonne Öleinheiten
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWSt.	Mehrwertsteuer
NEP	Netzentwickungsplan
N_2O	Distickstoffoxid
NGO	Non-Governmental Organisation
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l' Èlectricité
NPS	New Policy Scenario
OE	Öläquivalent
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OEF	Obligaciones de Energia Firme
O-NEP	Offshore Netzentwicklungsplan
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
PJM	Regionale Netzbetreiber in den USA
PV	Photovoltaik
ppm	parts per million

Abkürzung	Erläuterung
REIPPP	Renewable Energy Independent Power Producer Procurement
RÖE	Rohöleinheiten
RPM	Reliability pricing Model
SEEC	Saudi Energy Efficiency Center
SF_6	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleneinheiten
TGE	Treibhausgasemissionen
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USA	United States of America
USD	US-Dollar
USGS	US Geological Survey
vRE	variable regenerative Energien
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
ZEP	Zero Emissions Plattform

Energieeinheiten

Zieleinheit / Ausgangseinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

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

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10^3	= Tausend
Mega	= M	= 10^6	= Million
Giga	= G	= 10^9	= Milliarde
Tera	= T	= 10^{12}	= Billion
Peta	= P	= 10^{15}	= Billiarde

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin
Tel: +49 (0)30/20616750
E-Mail: info@weltenergierat.de

www.worldenergy.org · www.weltenergierat.de

Schutzgebühr: 18,– €