

Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung

Ein Diskussionsbeitrag

Berlin, 17. April 2008

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)

Dr. Hans-Joachim Ziesing

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut
Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin, Deutschland
Tel. +49 (0) 30 - 28 04 86-80
Fax +49 (0) 30 - 28 04 86-88
www.oeko.de

Dr. Hans-Joachim Ziesing

Fasanenstraße 62,
D-10719 Berlin
Tel.: +49-(0)175 – 246 61 07
hziesing@t-online.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Hintergrund	5
2	Charakterisierung und Einordnung des deutschen Stromsektors	7
3	Determinanten für die Bewertung von Strombedarf und Stromaufkommen	11
3.1	Vorbemerkungen	11
3.2	Stromnachfrage	12
3.3	Abgang von Kernkraftwerken	14
3.4	Abgang von fossilen Kraftwerken	16
3.5	Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen	17
3.6	Zubau von KWK-Anlagen	19
3.7	Zubau von fossilen Kraftwerken	20
3.8	Zwischenfazit	22
4	Strombedarfsdeckung aus der Marktperspektive	24
4.1	Vorbemerkungen und Determinanten der beobachtbaren Preisentwicklung für Future-Kontrakte	24
4.2	Analyse der Preisentwicklung für künftige Stromlieferungen	25
5	Handlungsoptionen, Handlungsbedingungen und Handlungsnotwendigkeiten	28
5.1	Energie- und klimapolitische Handlungsoptionen für die Ausgestaltung des künftigen Stromsystems	28
5.2	Die Rolle des europäischen Emissionshandelssystems	30
5.3	Schlussfolgerungen	32
6	Literatur	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus deutschen Kraftwerken, 1990-2007.....	8
Abbildung 2	Entwicklung der Netto-Stromexporte aus Deutschland, 1991-2007	8
Abbildung 3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen aus deutschen Stromerzeugungsanlagen, 1990-2007.....	9
Abbildung 4	Entwicklung der Nettostromerzeugung aus deutschen Kernkraftwerken, 1990-2030.....	15
Abbildung 5	Außerbetriebnahmen von fossilen Bestandskraftwerken (Erdgas, Stein- und Braunkohle) in Deutschland bis zum Jahr 2020	16
Abbildung 6	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien, 2000 bis 2030	17
Abbildung 7	Derzeitiger Stand der sich in der Umsetzung und Diskussion befindlichen Kraftwerksplanungen und -neubauten in Deutschland, 2007 bis nach 2015.....	21
Abbildung 8	Entwicklung der Preise für Steinkohle, CO ₂ -Zertifikate und Base-Stromlieferungen (jeweils für das Folgejahr), 2003 bis 2008.....	24
Abbildung 9	Entwicklung der Preise für Base-Stromlieferungen für die Jahre 2009 bis 2014 und deren Differenzen, 2003-2008.....	26
Abbildung 10	Entwicklung der Preise für Peak-Stromlieferungen für die Jahre 2009 bis 2014 und deren Differenzen, 2003-2008.....	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Anzahl der geplanten oder in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke.....	21
-----------	--	----

1 Einleitung und Hintergrund

Spätestens mit der Kurzanalyse der dena (2008) zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland hat eine alte Diskussionsfigur wieder einen hohen Stellenwert auf der energiepolitischen Agenda gewonnen: die Deckungslücke für die Stromversorgung („Stromlücke“). Die Argumentationsfigur läuft darauf hinaus, dass erhebliche Versorgungsengpässe entstehen würden, wenn bestimmte energiepolitische Konzepte nicht durch- oder umgesetzt würden. Mit ähnlich hoher Brisanz wie derzeit ist die Frage „Stromlücke“ das letzte Mail in den Diskussionen um die Neuordnung der ostdeutschen Stromwirtschaft thematisiert worden, in den energiepolitischen Auseinandersetzungen um die Kernenergie in den achtziger Jahren bildete sie quasi ein konstituierendes Element.

Ging es in den „Stromlücken“-Diskussionen der Vergangenheit im Kern meist um vergleichsweise einfache Problemlagen (Ausbau der Kernenergie, Sicherung der ostdeutschen Braunkohleverstromung etc.) vollzieht sich die aktuelle Diskussion in einem komplexen Diskussionsumfeld

- Es besteht seitens der Betreiber ein erhebliches wirtschaftliches Interesse, die bestehenden Kernkraftwerke länger zu betreiben als dies im Ausstiegspfad des Atomgesetzes von 2002 (AtG 2002) vorgesehen ist, da die Kombination von hohen Strompreisen, geringen Betriebskosten und weitgehend abgeschriebenen Anlagen hohe Erträge und Profite erwarten lässt. Gleichzeitig entfällt mit dem Auslaufen der Kernenergie eine CO₂-arme Stromerzeugungsquelle im bestehenden deutschen Kraftwerkspark.
- Mit der aktuell verhandelten Revision des EU-Emissionshandelssystems steht für den Zeitraum ab 2013 die Abschaffung der kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für Kraftwerksbetreiber bevor. Die bisher existierende faktische Subventionierung von neuen Kraftwerke sowie die erhebliche Mitnahmeprofite (*Windfall profits*) der Stromerzeuger stehen damit vor dem Aus (die Betreiber erhielten die Emissionsberechtigungen weitgehend umsonst und wälzten den Wert der Zertifikate als Kosten auf die Strompreise über). Erklärlicherweise versuchen einige Energieunternehmen die Abschaffung der kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten zu verhindern.
- Zur Erreichung der aktuell diskutierten, mittel- und langfristigen Ziele für die Klimaschutzpolitik wird ein drastischer Umbau des Stromversorgungssystems (reduziertes Verbrauchsniveau, neue Erzeugungsoptionen in den Bereichen erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung, CO₂-Abscheidung und – Ablagerung, Umbau der Infrastrukturen etc.) notwendig. Jedoch verbleiben erhebliche Unsicherheiten, ob die deklamierten Ziele auch durch entsprechende politische Maßnahmen gedeckt sind bzw. welche Wirkungen die ergriffenen und geplanten Maßnahmen wirklich haben werden. Darüber hinaus haben die ergriffenen Instrumente teilweise sehr komplexe Wirkungsmechanismen bzw. sind komplexe Marktinteraktionen zu berücksichtigen.

- Die Altersstruktur des deutschen Kraftwerkspark führt dazu, dass in den nächsten Dekaden Entscheidungen zu Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen anstehen. Die Neuerrichtung von Kraftwerken steht aber angesichts der massiv gestiegenen Preise für Kraftwerksanlagen sowie Brennstoffe (vor allem für den wenig emissionsintensiven Energieträger Erdgas, durchaus aber auch für Steinkohle) vor erheblichen Problemen. Zu diesen Problemen zählt zunehmend auch die fehlende Akzeptanz an den Standorten von Erzeugungs- und Infrastrukturanlagen wie auch in der politischen Debatte allgemein.

Dieses komplexe Umfeld führt in der Diskussion zu scheinbar überraschenden Positionierungen. Energieversorger mit hohen CO₂-Emissionsvermeidungspotenzialen in ihrem fossilen Kraftwerksbestand fordern Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke mit Verweis auf die notwendigen gravierenden Klimaschutzanstrengungen, Kritiker der Kernenergie fordern den Zubau von klimaschädlichen fossilen Kraftwerken. Und den Referenzpunkt für viele dieser Diskussionen bildet die Gefahr einer vermeintlichen „Stromlücke“.

Als Grundlage für die folgenden Analysen und Diskussionen wird im Kapitel 2 eine kurze Charakterisierung des deutschen Stromversorgungssystems vorgenommen, um die Handlungsoptionen für die Umgestaltung des deutschen Stromversorgungssystems kurz-, mittel- und langfristig einordnen zu können.

Ziel des hier vorgelegten Diskussionsbeitrages ist es nicht, der Vielzahl der bisher vorgelegten bzw. diskutierten Szenarien ein weiteres Szenario hinzuzufügen. Vielmehr sollen diejenigen Parameter und Bewertungsansätze herausgearbeitet und näher betrachtet werden, die für das Ergebnis, nämlich die Existenz oder die Nichtexistenz einer „Stromlücke“ von besonderer Bedeutung sind. Dies sind teilweise weit bekannte Sachverhalte wie die künftige Rolle der erneuerbaren Energien oder der Energieeffizienz. Teilweise sind aber für das Ergebnis auch nur wenig diskutierte Sachverhalte, wie die Entwicklung des bestehenden fossilen Kraftwerksparks von entscheidender Bedeutung. Neben diesen im Kapitel 3 diskutierten Punkten wird im Kapitel 4 die Sachlage aus einer ganz anderen Perspektive betrachtet. In den dort präsentierten Analysen wird nicht gefragt, welche Parameter in welcher Art bewertet werden müssen, um eine „Stromlücke“ nachzuweisen oder auszuschließen. Auf der Grundlage einer Auswertung von Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt für Strom wird hier untersucht, ob sich auf den Strommärkten bereits Preissignale identifizieren lassen, die die Vermutung einer kurz- bis mittelfristig eintretenden „Stromlücke“ bestätigen können.

Während in den Kapitel 3 und 4 untersucht wird, ob es sich bei der für die nächste Dekade vermuteten „Stromlücke“ um ein reales Problem oder eine interessengeleitete Fiktion handelt, wird im Abschnitt 5 diskutiert, welche Optionen für konkretes politisches Handeln bestehen, welche Handlungsbedingungen berücksichtigt werden müssen, welche Handlungsnotwendigkeiten existieren und welche Schlussfolgerungen aus den Diskussionen gezogen werden können.

2 Charakterisierung und Einordnung des deutschen Stromsektors

Dem Stromversorgungssystem kommt für die Energiewirtschaft und das Niveau der Treibhausgasemissionen in Deutschland eine herausragende Rolle zu.

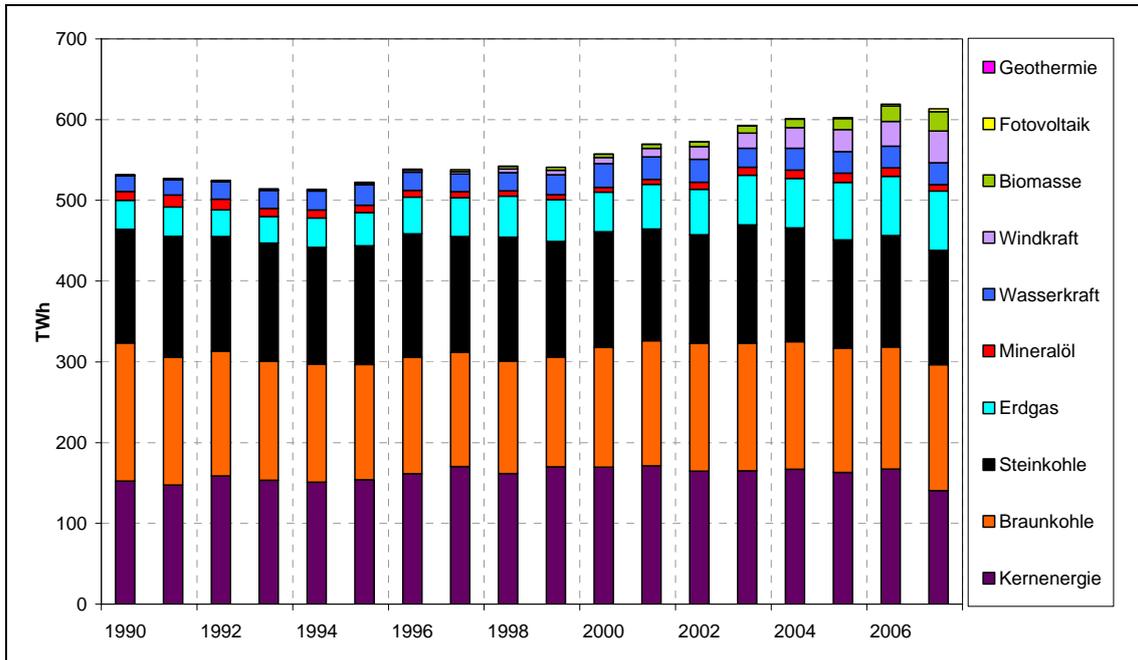
Die bis zum Jahr 2007 auf über 600 Terawattstunden (TWh) gestiegene Bruttostromerzeugung repräsentiert mit dem dazu notwendigen Energieeinsatz knapp 40 des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Die Stromerzeugungsanlagen verursachen etwa 38% der gesamten Treibhausgasemissionen bzw. etwa 44% der gesamten Kohlendioxid-Emissionen des Landes.

Die Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung über den Zeitraum von 1990 bis 2007. Das Niveau der gesamten Bruttostromerzeugung war in der ersten Hälfte der neunziger Jahre – vornehmlich aufgrund der rückläufigen Entwicklung in den neuen Bundesländern – durch einen leichten Rückgang der Stromerzeugung gekennzeichnet. Dieser Trend kehrte sich nach 1995 um und insbesondere nach der Jahrtausendwende nahm das Niveau der Stromerzeugung in Deutschland erheblich zu. Zumindest in den letzten vier Jahren bildete die Zunahme der Netto-Stromexporte aus Deutschland eine wesentliche Determinante für das gestiegene Erzeugungsniveau (Abbildung 2). Bei einem Netto-Stromexport von knapp 20 TWh ist im Mittel davon auszugehen, dass Kraftwerkskapazitäten mit einer Leistung von ca. 4.000 MW im Gesamtsaldo für den Export betrieben worden sind. Deutschland als Land mit traditionell ausgeglichener Export/Import-Bilanz hat sich damit in den letzten Jahren per Saldo zu einem Stromexportland entwickelt, wobei dazu auch die starke Expansion der Stromerzeugung der inländischen Windkraftwerke wesentlich beigetragen hat.

Das Aufkommen der Stromerzeugung in Deutschland ist bis zum Jahr 2000 vor allem durch graduelle Änderungen gekennzeichnet. Einer weitgehend konstanten Stromerzeugung aus Kernkraftwerken stand eine – vor allem durch die Modernisierung der Stromwirtschaft in den neuen Bundesländern bedingt – leicht schwankende, aber zur Jahrtausendwende deutlich stabilisierte Stromerzeugung auf Basis Braunkohle gegenüber. Der Beitrag der Stromerzeugung auf Steinkohlenbasis blieb über die Zeit ebenfalls relativ konstant, für die Erdgasverstromung ergibt sich über die Zeit ein leichtes Wachstum.

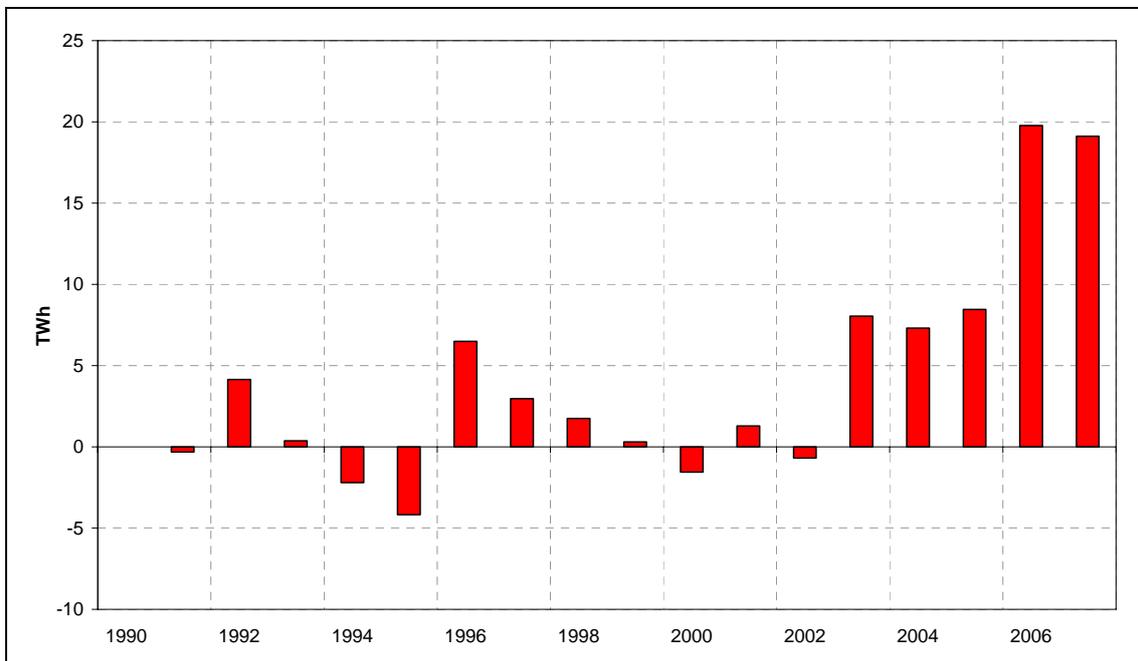
In der Entwicklung seit der Jahrtausendwende wird vor allem für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein sehr dynamisches Wachstum sichtbar. Bis zum Jahr 2007 stieg der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen – bei insgesamt gestiegenem Erzeugungsniveau – auf gut 14%. Der Beitrag der Windenergie übertrifft inzwischen den Anteil der Wasserkraft als traditionell wichtigste erneuerbare Energiequelle in der Stromversorgung. Aber auch die Stromerzeugung aus Biomasse (einschließlich des biogenen Anteils im Abfall) ist in den letzten Jahren erheblich ausgeweitet worden.

Abbildung 1 Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus deutschen Kraftwerken, 1990-2007



Quelle: Energiebericht 2007 der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2008.

Abbildung 2 Entwicklung der Netto-Stromexporte aus Deutschland, 1991-2007

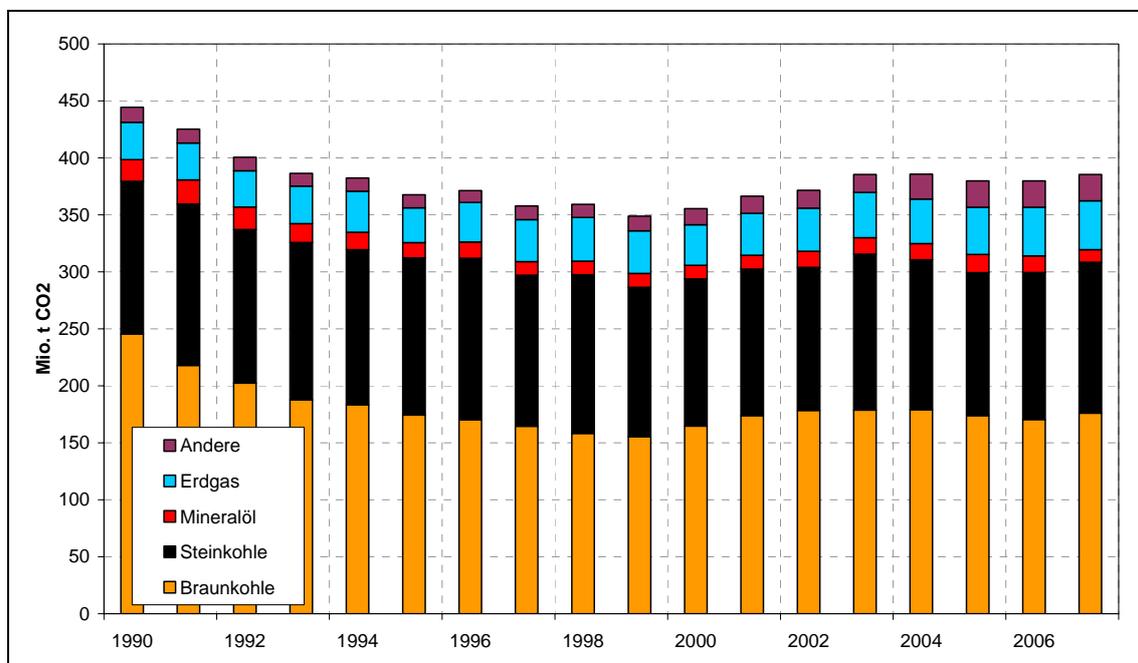


Quelle: UCTE, eigene Berechnungen

Die anstehenden Veränderungen des deutschen Stromerzeugungssystems ergeben sich vor allem aus dem politisch beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie den klimapolitischen Anforderungen an die Stromerzeugung in Deutschland.

Der hohe Anteil der Braun- und Steinkohlenverstromung in Deutschland führt dazu, dass diese beiden Erzeugungsssegmente das Niveau der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung maßgeblich bestimmen (Abbildung 3). 80% der gesamten CO₂-Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen (einschließlich der der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen zuzurechnenden Brennstoffanteile sowie des Gichtgaseinsatzes in Hüttenkraftwerken) sind der Stein- und Braunkohlenverstromung zuzurechnen.¹ Im zeitlichen Verlauf zeigt sich bis zur Jahrtausendwende ein vergleichsweise stetiger Rückgang der Emissionen, seitdem sind die Gesamtemissionen wieder erheblich gestiegen.

Abbildung 3 Entwicklung der CO₂-Emissionen aus deutschen Stromerzeugungsanlagen, 1990-2007



Quelle: UBA, AG Energiebilanzen, eigene Schätzungen und Berechnungen

¹ Diese anlagenbezogene Abgrenzung der Emissionen aus der Stromerzeugung unterscheidet sich teilweise deutlich von anderen statistischen Abgrenzungen. In der Abgrenzung der AG Energiebilanzen werden unter dem Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung nur diejenigen Energieträger erfasst, die der Stromerzeugung zuzuordnen sind. Der der Wärmeerzeugung in Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung zugerechnete Brennstoffeinsatz wird dabei nicht der Stromerzeugung zugeordnet. Die vom Umweltbundesamt erstellten Treibhausgasinventare erfassen dagegen für den explizit ausgewiesenen Sektor Stromerzeugung nur die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung, die Emissionen anderer Industriekraftwerke werden hier den jeweiligen Industriesektoren zugeordnet.

Angesichts des hohen Anteils der Stromerzeugung an den Gesamtemissionen kommt dem Stromsektor auch im Rahmen ambitionierter Klimaschutzpolitik eine besondere Rolle zu.

Wenn die Ziele einer 40-prozentigen Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 und vor allen jene einer Emissionsreduktion um etwa 80 % bis Mitte dieses Jahrhunderts erreicht werden sollen, wird dies nur gelingen können, wenn die aus der Stromerzeugung resultierenden Emissionen drastisch zurückgeführt werden.

Während für die mittelfristigen Ziele für das Jahr 2020 verschiedene Varianten für die Aufteilung der Emissionsminderungen zwischen dem Stromerzeugungssektor und anderen Emissionsbereichen (Raum- und Prozesswärmeerzeugung in privaten Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Industrie, Verkehr, Nicht-CO₂-Emissionen, andere Energiesektoren) diskutiert werden können und damit eine gewisse Flexibilität für das Emissionsniveau der Stromerzeugung und damit auch zusätzliche Emissionen aus neuen Kraftwerken besteht, ergibt sich aus der langfristigen Perspektive ein sehr klares Bild.

Wenn bis zur Mitte dieses Jahrhunderts die gesamten Treibhausgasemissionen für ein Land wie Deutschland um 80% unter das Niveau von 1990 zurückgeführt werden müssen, wird angesichts der begrenzten Minderungsmöglichkeiten für einige Quellsektoren (Landwirtschaft, eine Reihe von Industrieprozessen etc.) der Minderungsbeitrag der Stromerzeugung wie für die anderen energiebedingten Emissionen mindestens in dieser Größenordnung liegen müssen. Bei einem Ausgangsniveau von knapp 450 Mio. t CO₂ für das Jahr 1990 bedeutet dies, dass die gesamten Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2050 nicht mehr als 90 Mio. t CO₂ betragen dürften, wenn die Stromerzeugung einen Minderungsbeitrag von 80% erbringen soll. Für den Fall, dass im Kraftwerkssektor eine Emissionsminderung von 90% notwendig wird, halbiert sich das Niveau der zulässigen Emissionen auf etwa 45 Mio. t CO₂. Dies entspricht – wenn für die verbleibende Stromerzeugung keinerlei Emissionen veranschlagt werden – den Emissionen von ca. 11 bis 22 Kraftwerksblöcken (90%- bzw. 80%-Reduktionsfall) mit einer Kapazität von jeweils 800 MW auf Basis Steinkohle oder 9 bis 18 Kraftwerksblöcken (Minderungsziel von 90% bzw. 80%) auf Basis Braunkohle, die ohne CCS-Technologie betrieben werden. Sofern für CCS-Kraftwerke CO₂-Abscheideraten in der Größenordnung von nur 85 bis 90% in Ansatz gebracht werden, dürften bei den genannten Zielen keinerlei Großanlagen ohne CCS mehr betrieben werden.

Im Jahr 2050 werden jedoch im Jahr 2015 in Betrieb genommene Kraftwerke erst ein Lebensalter von 35 Jahren erreicht haben. Die erzwungene Außerbetriebnahme oder äußerst kapitalintensive Nachrüstung von solchen Kraftwerken wird sich jedoch im derzeit bestehenden Rechtsrahmen als politisch und rechtlich schwierig erweisen (hierzu sei nur auf die Diskussionen im Kontext der Regelungen zum Auslaufen der Kernenergie verwiesen). An den genannten Zielmarken sind so auch die derzeit zu tätigen Investitionsentscheidungen für fossil gefeuerte Kraftwerke zu messen. Das bedeutet aber, dass ohne Nutzung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und –speicherung (CCS) dem Umfang der Stromerzeugung auf fossiler Basis, und vor allem entsprechende Neuinvestitionen sehr enge Grenzen gesetzt sind.

3 Determinanten für die Bewertung von Strombedarf und Stromaufkommen

3.1 Vorbemerkungen

Das künftige System der Stromnachfrage und –bereitstellung ergibt sich aus einer Vielzahl von Entwicklungen, die teilweise gegenläufig sind und die in unterschiedlichem Maße mit Unsicherheiten bzw. Bewertungsproblemen verbunden sind:

1. Eine entscheidende Größe bildet die Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Arbeit und Leistung, wobei sich diese Nachfrage sowohl (und für Deutschland: ganz überwiegend) als Inlandsnachfrage, aber im zunehmend integrierten europäischen Binnenmarkt auch als Auslandsnachfrage ergeben kann. Die Stromnachfrage resultiert einerseits aus den sozioökonomischen Basisprozessen, der autonomen technologischen Entwicklung bei den Anwendungstechnologien sowie den politischen Interventionen hinsichtlich der Energieeffizienz.
2. Dieser Nachfrage steht ein Kraftwerkspark gegenüber, der durch Abgänge und Zugänge von Kraftwerkskapazitäten geprägt ist:
 - a. Kraftwerksabgänge im Bereich der fossilen Kraftwerke werden bestimmt durch technische und/oder wirtschaftliche Gründen. Wenn Kraftwerke im Strommarkt ihre kurz- bis mittelfristigen Betriebskosten nicht mehr erlösen können oder wenn ihr technischer Zustand wirtschaftlich nicht mehr darstellbare Investitionen erfordert, werden sie aus dem Markt gedrängt.
 - b. Kraftwerksabgänge können aber auch Folge politischer Festlegungen sein, wie dies für Deutschland mit dem gesetzlich vorgeschriebenen, wenn auch für die einzelnen Anlagen zeitlich flexibilisierten Auslaufen der Kernenergienutzung für die Stromerzeugung der Fall ist.
 - c. Der Zubau von Kraftwerken ergibt sich vor allem im Wettbewerb. Dies betrifft vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschaftlichkeitssituation insbesondere konventionelle Kondensationskraftwerke. Die Brennstoffbasis und die Kraftwerkstechnologien werden entscheidend von den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst.
 - d. Im Bereich der fossilen Stromerzeugungstechnologien wird die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung im Kontext der deutschen Klima- und Ressourcenschutzpolitik zumindest teilweise durch wirtschaftliche Anreizmaßnahmen flankiert. Die derzeit diskutierten wirtschaftlichen Anreizsysteme können entsprechende Investitionen bewirken.
 - e. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Deutschland ganz überwiegend Gegenstand politischer Förderung mit erheblichen wirtschaftlichen Anreizen, vor allem durch das auf Einspeisevorrang und garantierte Einspeisevergütungen abstellende Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Aber auch darüber hinaus befördert eine ganze Reihe

von Politiken und Maßnahmen (spezifische Technologieförderung, Übernahme der Netzeinbindungskosten durch die Netzbetreiber etc.) die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, für die in Deutschland traditionell ambitionierte Ziele definiert werden.

Die genannten Entwicklungen sollen im Folgenden kurz skizziert werden. Dabei geht es vor allem darum, die jeweiligen Wirkungsmechanismen sowie die entsprechenden Bewertungsunsicherheiten zu charakterisieren.

3.2 Stromnachfrage

Die Bewertung der Stromnachfrage gehört zu den sensibelsten Annahmen jeder Projektion für den Stromsektor. Die folgenden Verweise sollen dies verdeutlichen:

- In der Hochpreisvariante zum Energiereport IV hatten EWI/Prognos (2006) für das Jahr 2010 einen inländischen Bruttostromverbrauch von 583 TWh vorausgeschätzt. Dieser Bruttostromverbrauch sollte dann bis 2020 etwa auf diesem Niveau verharren und bis 2030 auf etwa 570 TWh zurückgehen. Durch die Zunahme von Netto-Stromexporten (von knapp 6 TWh in 2020 auf etwa 16 TWh in 2030) wurde eine bei knapp 590 TWh stabilisierte Bruttostromerzeugung projiziert. Für die entsprechende Kraftwerksleistung wurde ohne Wind- und Solarkraftwerke von 2000 bis 2020/2030 ein Rückgang von 115 GW auf ein Niveau um die 100 GW erwartet, einschließlich Wind- und Solaranlagen sollte die Kraftwerksleistung bis 2020 auf 135 GW und bis 2030 auf 140 GW steigen.
- Bereits im Jahr 2005 hatte sich jedoch eine Bruttostromerzeugung von 621 TWh eingestellt, zum Teil auch beeinflusst von den steigenden Stromexporten. In den Jahren 2006 und 2007 betrug die Bruttostromerzeugung der deutschen Kraftwerke bereits jeweils rund 637 TWh (bei Importen von etwa 20 TWh im Jahr 2006 und 19 TWh im Jahr 2007).
- In den vor allem durch den politischen Willen zu vermehrten Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz geprägten Szenarien von EWI/Prognos (2007) für den Energiegipfelprozess ergab sich im sogenannten Szenario „Koalitionsvertrag“ eine Bruttostromerzeugung von 542 TWh im Jahr 2020, also um etwa 80 TWh unter dem Niveau von 2005 (bzw. auch dem um Stromexporte bereinigten Nachfrageniveau von 2007). Die dafür benötigten Kraftwerkskapazitäten – wiederum zunächst ohne Wind- und Solarkraftwerke – wurden mit ca. 130 GW (2010) und mit ca. 123 GW (2020) veranschlagt und lagen damit im Jahr 2010 nur wenig unter dem Niveau von 2005 und im Jahr 2020 um knapp 10 GW darunter. Unter Einbeziehung der Wind- und Solarkraftwerke wurde eine Ausweitung der Stromerzeugungskapazitäten von 2005 bis 2010 um ca. 7 GW erwartet, für das Jahr 2020 lag die Bandbreite des Kapazitätswachses – szenarioabhängig – bei 10 bis 13 GW.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich die folgende Bewertung der Studien der dena (2008):

- Obwohl das Szenario „Energieprogramm Bundesregierung“ bei dena (2008) vorgeblich auf die Szenarienarbeiten von EWI/Prognos (2007) abstellt, wird hier die Bruttostromnachfrage von etwa über 540 TWh statt im Jahr 2020 erst im Jahr 2030 erreicht. Für das Jahr 2020 wird der Verbrauch mit ca. 570 TWh um ca. 30 TWh über dem vorgeblich zu Grund liegenden Wert von EWI/Prognos (2007) angegeben. Entsprechend ist die Nachfrage nach elektrischer Leistung bei dena (2008) im Jahr 2020 um fast 10 GW höher als bei EWI/Prognos (2007).
- Das Szenario „Steigender Strombedarf“ folgt dagegen relativ genau der Stromverbrauchsentwicklung in der 2%-Variante der Projektion von EWI/Prognos (2007), der zusätzliche Leistungsbedarf liegt hier bis 2020 aber nur bei etwa der Hälfte der von EWI/Prognos (2007) geschätzten Zusatzkapazität.

Unbeschadet der Frage, welche Wahrscheinlichkeit den verschiedenen Szenarien angesichts der ergriffenen und absehbaren Maßnahmen zugemessen wird, zeigt allein der Vergleich der beiden genannten Arbeiten, dass sich Bewertungsunterschiede bei zumindest theoretisch gleichem Ansatz politischer Maßnahmen in der Größenordnung von 10 GW bewegen können, wobei dena (2008) eher den unteren Rand der Einsparungen von Leistung und Arbeit und EWI/Prognos (2007) eher einen höheren Einspar-effekt erwartet. Faktisch führt dies dazu, dass im Stromeffizienz-Szenario von dena (2008) bis 2020 nur sehr geringe Leistungseinsparungen unterstellt werden.²

Schließlich muss zur Einordnung der Leistungsbilanz auf die unterschiedlichen Reservekategorien hingewiesen werden, für das Jahr 2005 als Basisjahr der meisten aktuellen Analysen ergibt sich dabei die folgende Situation (VDEW 2006):

- Im Jahr 2005 lag die (im Winter auftretende) Höchstlast im deutschen Netz bei etwa 76 GW.
- Die gesicherte Leistung im deutschen Netz betrug dagegen 82,7 GW, wobei davon etwa 0,5 GW für Netto-Stromexporte in Anspruch genommen wurden.
- Darüber hinaus stand eine Reserve von 13,9 GW für Revisionen, kurzfristige Ausfälle von Kraftwerken, Störungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz sowie für kurzfristige Schwankungen bei Stromverbrauch und Stromlieferungen zur Verfügung.

² Bei dena (2008) liegt die eingesparte Leistung im Zeitraum von 2005 bis 2020 bei maximal ca. 3 GW und in der Periode 2005 bis 2030 bei maximal etwa 6 GW. Andere Szenarienanalysen mit gleichen oder ähnlichen politischen Interventionen bei der Stromeffizienz kommen für den Zeitraum 2005 bis 2020 zu Werten von etwa 10 GW bis 2020 (EWI/Prognos 2007) oder mehr (13 GW bei Öko-Institut/arrhenius 2007).

- Als nicht einsetzbare Leistung wegen Probetrieb oder Kaltreserve, nicht verfügbarer Wasser- und Windkraftanlagen, unterbrechbarer Brennstoffversorgung und Strom-Minderproduktion von KWK-Anlagen bei hoher Wärmeauskopplung wird für 2005 eine Kapazität von 22,8 GW angegeben.

Für die Bewertung der Kapazitätssituation ist es vor dem Hintergrund dieser Daten also problematisch, wenn die gesicherte Leistung im Ist-Zustand des Jahres 2005 als Anforderung für die künftige Leistungsbereitstellung definiert wird, wie dies bei dena (2008) unterstellt wurde. Dies gilt insbesondere, wenn die Differenz zwischen gesicherter Leistung und Jahreshöchstlast im Basisjahr (die dann als Anforderung fortgeschrieben wird) einen erheblichen Anteil der dann postulierten Kapazitätslücke ausmacht.³

Zusammenfassend kann hinsichtlich der Stromnachfrage bezüglich Arbeit und Leistung festgehalten werden,

- dass die Szenarien, in denen erhöhte Anstrengungen zur Erhöhung der Energieeffizienz unterstellt werden, einen erheblichen Rückgang der Stromerzeugung beinhalten;
- dass die Auswirkungen dieser Szenarien auf den Leistungsbedarf in erheblichem Umfang variieren – bei dena (2008) z.B. wird der Leistungsbedarf deutlich konservativer (also höher) als in anderen Studien mit vergleichbar unterstellten Politikansätzen (z.B. EWI/Prognos 2006, Öko-Institut/Arrhenius 2007) angesetzt;
- dass eine Ausblendung der verfügbaren Reserven im Basisjahr bei der Bewertung der Strombedarfsdeckung für die Zukunft zu inkonsistenten Ergebnissen führt;
- dass natürlich die politischen Maßnahmen zur Verminderung des Stromverbrauchs nach Arbeit und Leistung nicht nur postuliert, sondern auch mit hoher Umsetzungsintensität verfolgt werden müssen, wenn die entsprechenden Einspareffekte erzielt werden sollen.

3.3 Abgang von Kernkraftwerken

Die Stromnachfrage (im Inland) muss für die Bewertung der Versorgungssituation den Entwicklungen im Kraftwerkspark gegenüber gestellt werden.

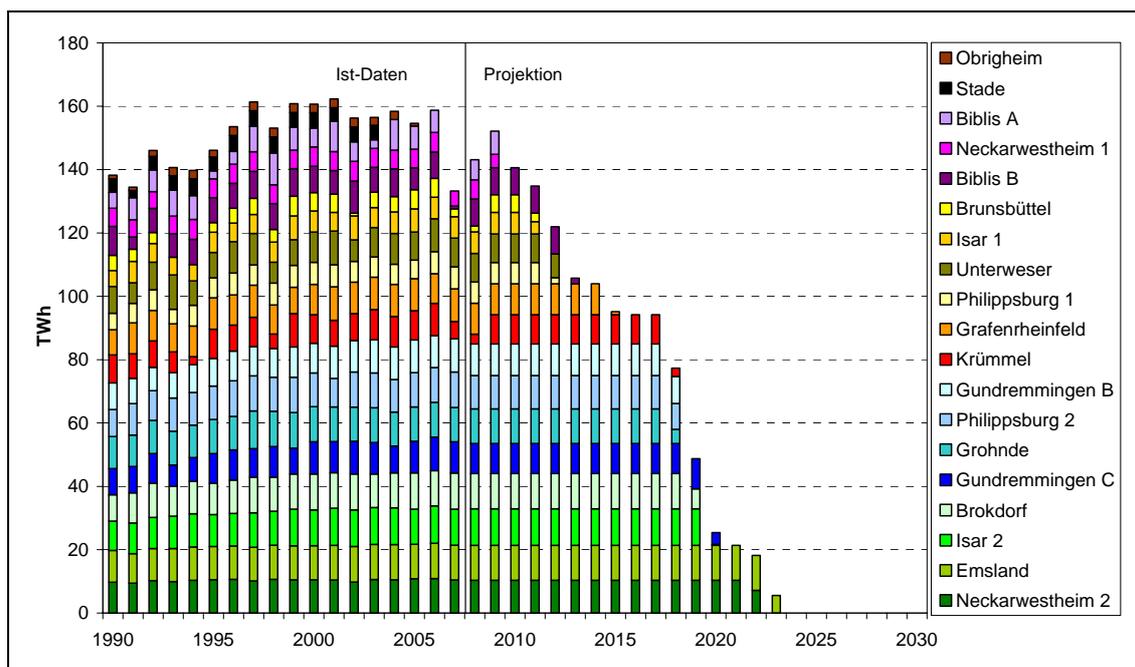
Die robusteste Entwicklung bezüglich des Kraftwerksabgangs ergibt sich nach geltender Rechtslage des Atomgesetzes von 2002 (AtG 2002) hinsichtlich der Stromerzeugungskapazitäten in den deutschen Kernkraftwerken.

³ Dieser Basiseffekt beträgt mit ca. 5 GW etwa die Hälfte der bei dena (2008) im Szenario mit niedrigem Stromverbrauch für 2020 postulierten „Stromlücke“!

Mit dem AtG 2002 werden für alle deutschen Kernkraftwerke Kontingente von Reststrommengen definiert, die mit im AtG 2002 näher eingegrenzten Flexibilisierungsregeln für die Stromerzeugung genutzt werden können. Ende 2007 waren von den ab Anfang 2000 verfügbaren Reststrommengen in Höhe von 2.623 TWh insgesamt 1.241 TWh aufgebraucht worden. Damit stand Ende 2007 für die künftige Stromproduktion in deutschen KKW nur noch etwas mehr als die Hälfte der ursprünglichen Reststrommengen zur Verfügung.

Mit dem Reststrommengenmodell des Öko-Instituts wurde die Abgangsordnung der deutschen KKW ermittelt, berücksichtigt werden dabei die möglichen Übertragungen von Reststrommengen sowie die stillstandsbedingten Produktionsausfälle im Normalbetrieb sowie durch besondere Ereignisse. Die Abbildung 4 zeigt das Ergebnis dieser Berechnungen. Danach werden im Jahr 2023 die letzten KKW-Kapazitäten vom Netz genommen. Ende 2010 stehen noch etwa 18.400 MW KKW zur Verfügung, diese Kapazität verringert sich bis 2015 auf knapp 12.000 MW und bis 2020 auf 2.600 MW.

Abbildung 4 Entwicklung der Nettostromerzeugung aus deutschen Kernkraftwerken, 1990-2030



Quelle: Öko-Institut.

Bis zum Jahr 2010 muss damit im Rahmen des mit dem AtG 2002 definierten Rahmen eine ausfallende Kraftwerksleistung von etwa 3.000 MW mit einer Nettostromerzeugung von ca. 18 TWh ersetzt werden, bis zum Jahr 2015 sind es ca. 9,3 GW bzw. 64 TWh und bis 2020 etwa 18,7 GW bzw. 133 TWh, die durch Maßnahmen im Angebots- oder Nachfragebereich ausgeglichen werden müssen.

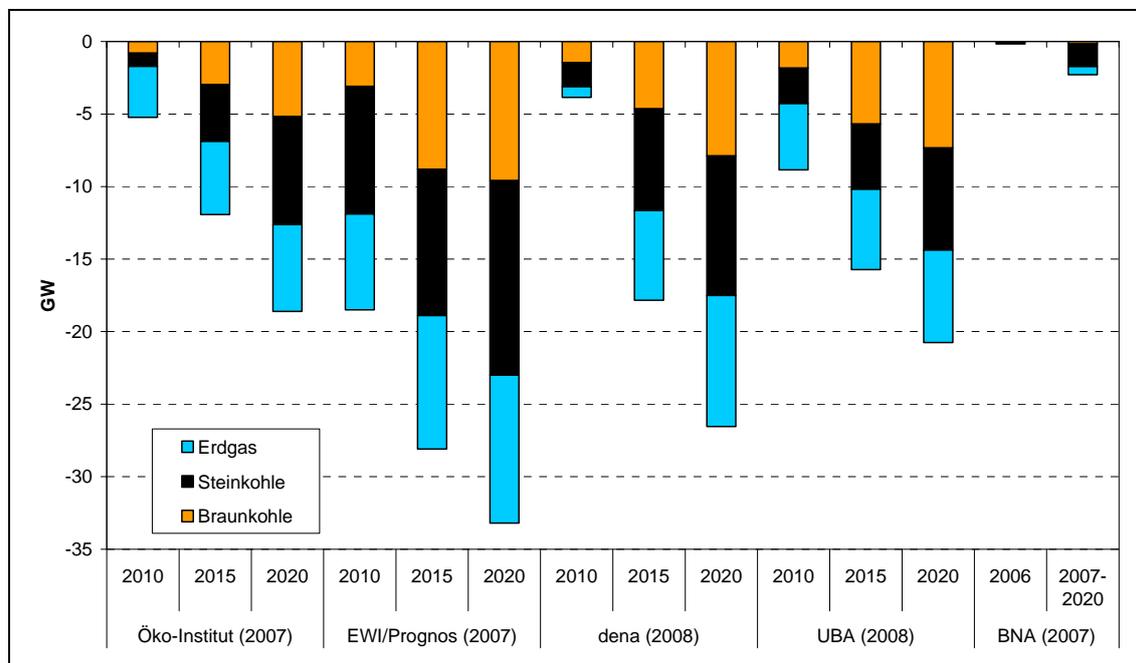
Solange der Ausstiegsfahrplan des AtG 2002 unterstellt wird, sind diese Kraftwerksabgänge mit hoher Sicherheit in Ansatz zu bringen.

3.4 Abgang von fossilen Kraftwerken

Eine ganz andere Situation ergibt sich hinsichtlich der konventionellen Kraftwerke. Die Außerbetriebnahme dieser Kraftwerke folgt hier grundsätzlich technisch-wirtschaftlichen Überlegungen. Der empirische Befund zeigt, dass die Kraftwerke so lange betrieben werden, wie entsprechende Deckungsbeiträge für die laufenden Kosten bzw. ggf. Investitionen in Lebensdauer verlängernde Maßnahmen erwirtschaftet werden können. Die Situation zur Erwirtschaft entsprechender Deckungsbeiträge hat sich dabei in den letzten Jahren mit den steigenden Strompreisniveaus zumindest für einen Teil des deutschen Kraftwerksparks deutlich verbessert.

Die schwierige Einschätzung zur Abgangsreihenfolge der fossilen Bestandskraftwerke verdeutlicht die Abbildung 5. Die Übersicht zeigt die in verschiedenen Strommarktmodellen bzw. Szenarienanalysen unterstellten „Sterbekurven“ für den fossilen Kraftwerksbestand in Deutschland. In den verschiedenen Modellen ergibt sich für das Jahr 2020 ein Abgang von fossilen Kraftwerkskapazitäten in der Bandbreite von 19 bis 33 GW. Die erheblichen Unsicherheiten bei der Einschätzung der fossilen Bestandskraftwerke werden aber besonders deutlich bei einem Vergleich dieser Modellannahmen mit einer Umfrage der Bundesnetzagentur (BNA 2007) unter den deutschen Kraftwerksbetreibern im Bereich der öffentlichen Versorgung. Hier werden für den Zeitraum bis 2020 nur geplante Kraftwerksabgänge von etwas über 2 GW berichtet.

Abbildung 5 Außerbetriebnahmen von fossilen Bestandskraftwerken (Erdgas, Stein- und Braunkohle) in Deutschland bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI/Prognos (2007), Öko-Institut/arrhenius (2007), BNA (2007), dena (2008), UBA (2008).

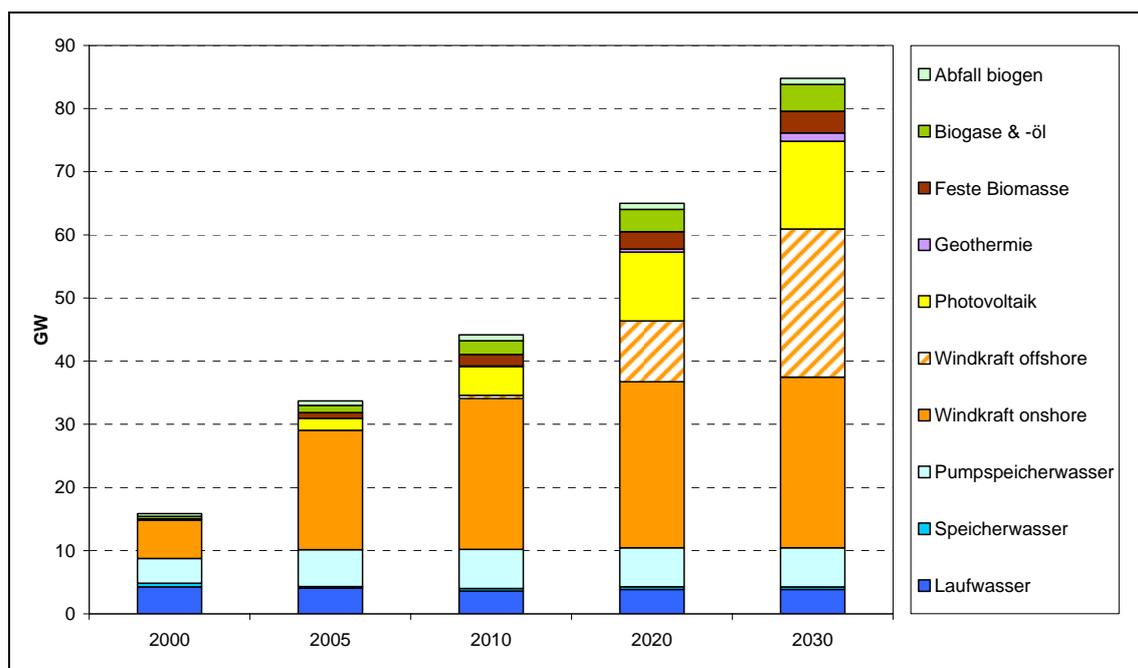
Die Bewertungsunsicherheiten hinsichtlich des Abgangs fossiler Altkraftwerke bilden damit eine besonders gravierende Unsicherheit für die Bewertung der Versorgungssituation. Allein die Einschätzungsunterschiede in den verschiedenen Modellierungsansätzen (die vor allem aus pragmatischen – und für die Modellierung legitimen – Gründen ganz überwiegend auf statische Lebensdauern abstellen) repräsentieren ein Kapazitätsspektrum, dass wiederum durchaus in der Größenordnung der für den Zeithorizont 2020 postulierten Versorgungslücke liegt.

Gleichzeitig muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass der bestehende fossile Kraftwerkspark eine erhebliche Flexibilitätsoption für die künftige Abdeckung der Stromnachfrage darstellt. Wenn höhere Stromnachfragen mit höheren Preisen auf den Großhandelsmärkten einhergehen, dann verbessert sich auch die wirtschaftliche Situation für Lebensdauer verlängernde Ertüchtigungsmaßnahmen. Allein aus energiewirtschaftlicher Sicht können solche Maßnahmen sinnvoll und effizient sein, welche Folgen sich aus entsprechenden Maßnahmen für die Emissionssituation ergeben, wird im Abschnitt 5 näher diskutiert.

3.5 Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen

Zu den mit hohem politischen Druck ausgebauten Stromerzeugungsoptionen gehören in Deutschland die erneuerbaren Energien. Mit dem EEG werden Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gesetzt und das Förderinstrumentarium in regelmäßigen Abständen überprüft.

Abbildung 6 Erwartbare Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien, 2000 bis 2030



Quelle: Öko-Institut.

Die Abbildung 6 zeigt exemplarisch eine Entwicklung des regenerativen Kraftwerksparks, die auf einer Auswertung verschiedener Szenarienarbeiten (Nitsch et al. 2007, dena 2005) beruht, bei der aber auch aktuelle Entwicklungen (z.B. im Bereich der Offshore-Windenergie) berücksichtigt werden. Bis zum Jahr 2020 werden hier Stromerzeugungskapazitäten in der Größenordnung von 65 GW unterstellt, die bis 2030 auf etwa 85 GW steigen. Diese Werte liegen für die Perspektive 2020 und 2030 etwas unter den Referenzwerten der Studie der dena (2008), was vor allem auf die vorsichtigeren Annahmen im Bereich der Offshore-Windkraftproduktion zurückzuführen ist. Diese Entwicklungsvariante würde ein Stromaufkommen von knapp 90 TWh im Jahr 2010, etwa 150 TWh im Jahr 2020 und ungefähr 220 TWh im Jahr 2030 bedeuten (alle Angaben inklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken). Für das Jahr 2020 entspricht dies einem Anteil am Stromaufkommen zwischen 25 und 30% (je nach Strombedarf) und liegt damit in der Bandbreite der Szenarienarbeiten, mit denen die aktuellen Zielsetzungen für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung unteretzt werden.

Der Leistungsbeitrag der erneuerbaren Energien in Entwicklungsvarianten mit hohen Anteilen dieser Stromerzeugung ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, da er sich nicht unwesentlich aus der Interaktion mit dem verbleibenden Kraftwerkspark ergibt. Um die Größenordnung der möglichen Leistungsbeiträge zu verdeutlichen, sollen hier zwei Varianten vorgestellt werden:

- Wird für die Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie ein Leistungsbeitrag von 5% unterstellt, so repräsentiert der in Abbildung 6 gezeigte Ausbau der erneuerbaren Energien eine gesicherte Leistung von etwa 17 GW im Jahr 2010, 21 GW im Jahr 2020 und 24 GW im Jahr 2030 – im Vergleich zu einem Wert von etwa 14 GW im Jahr 2005.
- Wird dagegen ein Leistungsbeitrag von 10% unterstellt, so ergeben sich gesicherte Kapazitäten von 18 GW im Jahr 2010, 24 GW im Jahr 2020 bzw. 27 GW in 2030. Der entsprechende Vergleichswert für 2005 entspricht in dieser Variante 15 GW.

Im Vergleich zur Analyse der dena (2008) lässt sich hier der Schluss ziehen, dass die Leistungsbeiträge hier – bei in der Summe höherer Stromerzeugung – sich eher am restriktiveren (unteren) Rand orientieren.

Zusammenfassend lässt sich aus dieser Analyse die Folgerung ableiten, dass die erneuerbaren Energien in erheblichem Maße zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Arbeit beitragen können, dass aber ihre Deckungsbeiträge für die nachgefragte Leistung wegen des hohen Anteils fluktuierender Leistungen unterproportional ausfallen. Aber auch hier muss wieder auf die großen Bandbreiten bei der Bewertung vergleichbarer Ausbaupfade hingewiesen werden, die sich leistungsseitig wiederum im Bereich mehrerer Tausend Megawatt Kapazität niederschlagen.

3.6 Zubau von KWK-Anlagen

Der Ausbau der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gehört wie der Ausbau der erneuerbaren Energien inzwischen zum Zielkatalog ambitionierter Energie- und Klimaschutzpolitik. Mit dem Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm ist das Ziel formuliert worden, die KWK-Stromerzeugung bis 2020 auf 25% der Nettostromerzeugung auszubauen.

Den Ausgangspunkt für die folgenden Analysen bildet eine KWK-Stromerzeugung von 70 TWh. Dies entspricht der KWK-Stromerzeugung, die nach Aufnahme der Stromproduktion in den durch das KWKG-2002 geförderten Anlagen – also für den Zeithorizont 2006 – erwartet werden kann.⁴ Vor dem Hintergrund von energie- und klimapolitischen Maßnahmen, die im Bereich der Stromnachfrage wirken, bildet ein Niveau der Nettostromerzeugung von insgesamt 510 bis 530 TWh im Jahr 2020 einen sinnvollen Bezugspunkt für die Quantifizierung des KWK-Ausbauziels. Aus einer gesamten Nettostromproduktion von knapp 510 TWh resultiert aus dem 25%-Ziel ein KWK-Erzeugungsniveau von 127 TWh, wird ein Gesamtniveau von 530 TWh zu Grunde gelegt, ergibt sich eine KWK-Stromerzeugung von 133 TWh. Im Vergleich zum Ausgangswert von 70 TWh folgt daraus eine notwendige Erhöhung der KWK-Nettostromerzeugung von etwa 60 TWh.

Für die KWK-Stromerzeugung aus mit erneuerbaren Energien beschickten Stromerzeugungsanlagen kann auf die BMU-Leitszenario (Nitsch et al. 2007) zurückgegriffen werden. Dieses Leitszenario enthält eine nach Erzeugungstechnologien differenzierte Vorausschau der Stromerzeugung, für die davon ausgegangen werden kann, dass bei einem Auseinanderlaufen der Projektion im Leitszenario und der realen Entwicklung Nachsteuerungen im Rahmen der regelmäßigen EEG-Novellierungen erfolgen.

Bis zum Jahr 2020 beträgt das gesamte Stromerzeugungspotenzial der für die KWK-Stromerzeugung vor allem in Frage kommenden Anlagen, die Biomasse (einschließlich des organischen Anteils von Abfall) oder Biogas einsetzen und im BMU-Leitszenario 2007 nach dem Jahr 2005 errichtet werden, etwa 23 TWh. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass für die Stromerzeugung auf Basis Biomasse und Biogas nicht ohne Weiteres davon ausgegangen werden kann, dass die gesamte Stromerzeugung als KWK-Strom bewertet werden kann. Für öffentliche und industrielle KWK-Anlagen wird dabei der KWK-Stromanteil relativ hoch einzuordnen sein, für dezentrale BHKW kann in vielen Fällen nicht von einer vollständigen Nutzung der Abwärme ausgegangen werden. Im Ergebnis einer entsprechenden Grobschätzung liegt die KWK-Stromerzeugung aus

⁴ An dieser Stelle soll explizit noch einmal auf die fortbestehenden Datenunsicherheiten zur KWK-Stromerzeugung in Deutschland hingewiesen werden. Die neuesten Daten von Eurostat (2008) weisen für Deutschland eine KWK-Stromerzeugung von 77,85 TWh bzw. einem Anteil von 12,6% an der gesamten Stromerzeugung aus, werfen aber auch noch methodische Fragen auf. Vor diesem Hintergrund wurde weiterhin ein Ausgangsniveau von etwa 70 TWh KWK-Strom unterstellt.

EEG-Anlagen für den bezüglich des 25%-Ziels relevanten Zeithorizont 2020 in der Bandbreite von 11 bis 17 TWh.

Dies bedeutet, dass unter Maßgabe der hier gemachten Annahmen ein Anteil des notwendigen KWK-Zubaus in der Größenordnung von ca. 72 bis 82% durch KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe erfolgen müsste.

Für eine zusätzliche fossile KWK-Stromproduktion von ca. 43 bis 49 TWh müssten KWK-Anlagen mit einer Leistung von ca. 9.000 MW errichtet werden. Wird zusätzlich unterstellt, dass KWK-Anlagen aus dem Bestand ersetzt werden (zur diesbezüglichen Diskussion siehe Kapitel 3.4), so wären ca. 4.000 MW zusätzlicher KWK-Kraftwerksleistung zu veranschlagen, um das 25%-Ausbauziel zu erreichen. Damit ergibt sich ein Zubaubedarf von etwa 10.000 MW (ohne Doppelzählung für die im Bereich erneuerbare Energien bereits berücksichtigten KWK-Anlagen).

Diese Werte liegen wiederum deutlich über den Annahmen, die in der Analyse der dena (2008) präsentiert werden. Dort wird – bei Annahme des 25%-Ausbauziels – für das Jahr 2020 eine gesicherte KWK-Kraftwerksleistung von 5,7 GW für 2020 und von 7,2 GW im Jahr 2030 veranschlagt. Diese Werte liegen um 37 bis 45% unter den o.g. Annahmen.

Ein Extrem in der anderen Richtung enthält die Studie des UBA (2008), in der für neue Erdgas-KWK-Anlagen Auslastungen von 2.500 Stunden im Jahr angenommen werden. Aus diesem sehr niedrigen Auslastungswert resultiert dann – in Kombination mit einem hohen Erzeugungsansatz von 60 TWh KWK-Strom aus Erdgas-KWK-Anlagen für den Zeithorizont 2020 – ein Zubau von KWK-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 24 GW bis 2020. Bei der Bewertung dieser Zahlen ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass neue KWK-Anlagen bei einer derart niedrigen Auslastung schon aus wirtschaftlichen Gründen kaum noch errichtet werden dürften.

Für den Bereich der KWK lässt sich zusammenfassend festhalten, dass ein Ausbau der KWK-Stromerzeugung bis in die Größenordnung der derzeit als Ziel für 2020 formulierten 25% in erheblichem Maße zur Strombereitstellung beitragen kann. Die dazu notwendigen Neuanlagen repräsentieren ein erhebliches Stromerzeugungspotenzial und eine (gesicherte) Leistung von mindestens 7.000 bis 8.000 MW (für den Fall erheblicher altersbedingter Abgänge von mindestens 10.000 MW), wobei auch hier wieder erhebliche Bewertungsunterschiede konstatiert werden müssen.

3.7 Zubau von fossilen Kraftwerken

Neben dem angestrebten Zubau von fossilen KWK-Anlagen befindet sich eine große Anzahl von weiteren fossilen Kraftwerksprojekten in der Diskussion. Der Planungs- bzw. Umsetzungsstand dieser Kraftwerksprojekte (mit und ohne KWK-Anteile) ist sehr unterschiedlich, zahlreiche dieser Projekte sind in hohem Maße umstritten.

Tabelle 1 gibt einen Überblick zur Zahl der bekannten Projekte. Für den Zeitraum 2007 bis 2010 finden sich vor allem Erdgas-Projekte, für den Zeithorizont 2011 bis 2015

werden vor allem Projekte auf Basis Steinkohle verfolgt. In der deutlich weniger verbindlichen Diskussion befinden sich eine ganze Reihe von Erdgas-, Steinkohle-, aber auch Braunkohlenkraftwerken.

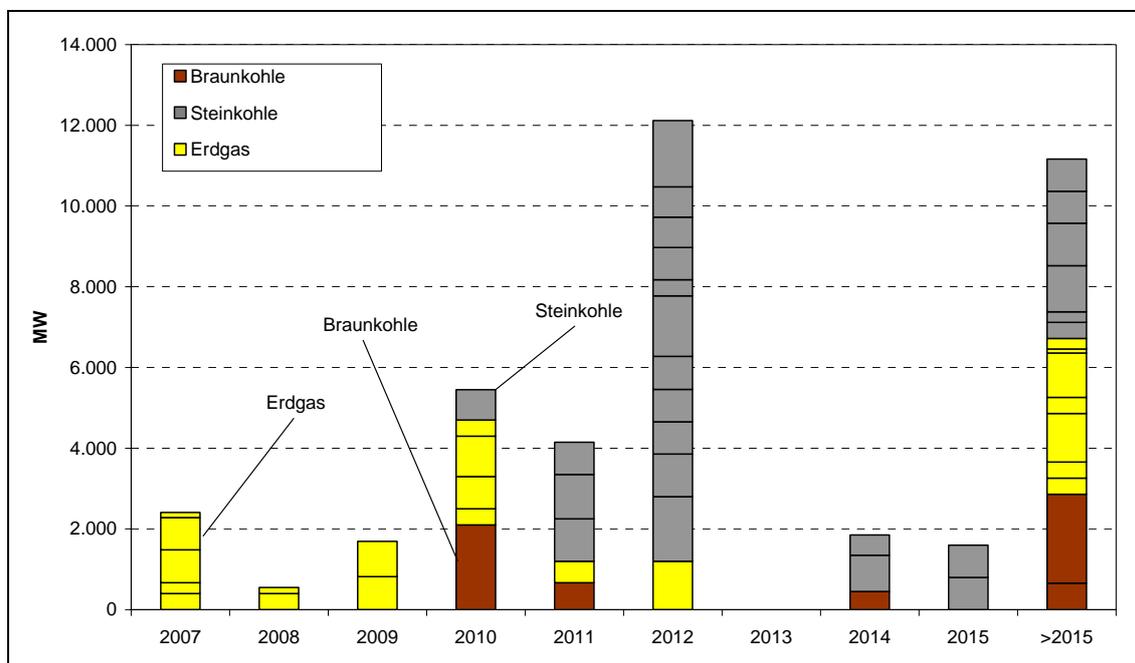
Tabelle 1 Anzahl der geplanten oder in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke

	Inbetriebnahmejahr			
	Gesamter Zeitraum	bis 2010	2011-2015	offen
Erdgas	23	13	2	8
Braunkohle	5	1	2	2
Steinkohle	24	1	18	5
Summe	52	15	22	15

Quellen: Öko-Institut.

Die Abbildung 7 vermittelt einen Eindruck über die Gesamtkapazität der Projekte. Bis einschließlich 2009 ist mit der Inbetriebnahme von etwa 4.000 MW Kraftwerksleistung auf Basis Erdgas zu rechnen, auf den Inbetriebnahmezeitpunkt 2010 bis 2015 zielen vor allem Kohlenkraftwerksprojekte ab, die sich auf Kapazitäten von über 15.000 MW summieren.

Abbildung 7 Derzeitiger Stand der sich in der Umsetzung und Diskussion befindlichen Kraftwerksplanungen und -neubauten in Deutschland, 2007 bis nach 2015



Quelle: Öko-Institut.

Da sich die meisten Kohlenkraftwerksprojekte erheblichen Akzeptanzproblemen gegenüber sehen und auch die Passfähigkeit von derart großen Kohlenkraftwerks-

Neubaukapazitäten in die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele kaum gegeben ist (zumindest solange die Option CCS nicht eingesetzt werden kann), kann an dieser Stelle nur darauf hingewiesen werden, dass neben Kohlenkraftwerken auch eine ganze Reihe von akzeptanz- und klimaseitig deutlich weniger problematischen Erdgaskraftwerken geplant bzw. umgesetzt werden, die einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leisten können.

Die Bandbreite der im Zeitraum 2007 bis 2020 unter den genannten restriktiven Aspekten umsetzbaren Projekte liegt dabei mindestens in der Größenordnung von 5 bis 10 GW.

3.8 Zwischenfazit

Aus den vorstehenden Kurzüberlegungen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

1. Projektionen für die künftige Strombedarfsdeckung nach Arbeit und Leistung müssen eine Vielzahl von Faktoren berücksichtigen und bewerten. Dabei existieren vielfältige Freiheitsgrade und Interpretationsspielräume, aber auch erhebliche Flexibilitätsoptionen.
2. Die Analyse verdeutlicht die Notwendigkeit, die arbeits- und die leistungsbezogenen Bilanzen konsistent durchzuführen und dabei auch die bestehenden Reservekapazitäten einzubeziehen. Gerade hinsichtlich der Darstellung der Kapazitätssituation sind eine Vielzahl von Bewertungs- und Gestaltungsspielräumen zu konstatieren, die oft nur am konservativen Rand genutzt werden.
3. Vergleichsweise stark determiniert ist das Auslaufen der Kernenergie, sofern das Kernenergie-Auslaufmodell des AtG 2002 nicht verlassen werden soll. Bis 2020 sind damit Kernkraftwerkskapazitäten von fast 19 GW mit einer Stromerzeugung von 133 TWh zu ersetzen.
4. Vergleichsweise stark determiniert ist der politisch stark vorangetriebene Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bis zum Jahr 2020 können hier zusätzlich eine Stromerzeugung von 80 TWh, ein Kapazitätswachstum von über 30 GW und ein Zuwachs an gesicherter Leistung von 8 GW erwartet werden.
5. Deutliche politische Zielsetzungen, aber nur in Umrissen erkennbare Umsetzungsmaßnahmen, deren Beiträge mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden sind, sind für die Erhöhung der Energieeffizienz von Stromanwendungen zu konstatieren. Die potenziellen Beiträge zur Minderung des Stromverbrauchs und zur verminderten Leistungsnachfrage werden hier mit 60 TWh bzw. 12 GW veranschlagt.
6. Eine ähnliche Situation ergibt sich für den angestrebten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Bei Erreichung des Ausbauziels von 25% bis zum Jahr 2020

können hier Erzeugungs- und Leistungsbeiträge der fossilen KWK von mindestens 45 bis 60 TWh bzw. rund 10 GW erwartet werden.

7. Die größte Flexibilisierungsoption für die mittelfristige Entwicklung des Stromaufkommens besteht in der Abgangsfolge der fossilen Bestandskraftwerke. Hier bestehen Unsicherheiten bzw. Gestaltungsspielräume in der Bandbreite von über 20.000 MW.
8. Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang befinden sich derzeit im Umsetzungsstadium. Vor allem Kohlekraftwerksprojekte stoßen jedoch zunehmend auf Akzeptanzprobleme bzw. erscheinen nur schwer passfähig zu ambitionierten Klimazielen – auch für den Zeithorizont jenseits 2020. In jedem Fall ist jedoch eine so große Zahl von Kraftwerksprojekten weit voran getrieben worden, dass auch hier von einer erheblichen Flexibilisierungsoption – durchaus auch mit Blick auf wenige emissionsintensive Kraftwerksprojekte – ausgegangen werden kann.
9. Angesichts der Einzelbetrachtungen fällt es schwer, das Postulat einer unausweichlichen Stromerzeugungslücke für den Fall nachzuvollziehen, dass es nicht in erheblichem Umfang zum Zubau fossiler Neubaukraftwerke (jenseits der KWK) kommen sollte.

Letztendlich handelt es sich bei der Bewertung einer nachfrageadäquaten Entwicklung des Stromerzeugungssystems zumindest hinsichtlich der verschiedenen Erzeugungsoptionen stets um eine mittelfristige Optimierungsfrage mit einem Zeithorizont von 5 bis 10 Jahren. Langfristig sind die verschiedenen Entwicklungen mit erheblichen Unsicherheiten bzw. Bewertungsunterschieden verbunden, so dass politische Interventionen jenseits des z.B. klimapolitisch ohnehin Gebotenen oder der Infrastrukturentwicklung einer spezifischen Legitimation bedürfen. Das Postulat von Versorgungslücken auf Grundlage relativ statischer und an vielen Stellen sehr bewertungsabhängigen Grobanalysen dürfte dazu kaum zählen.

4 Strombedarfsdeckung aus der Marktperspektive

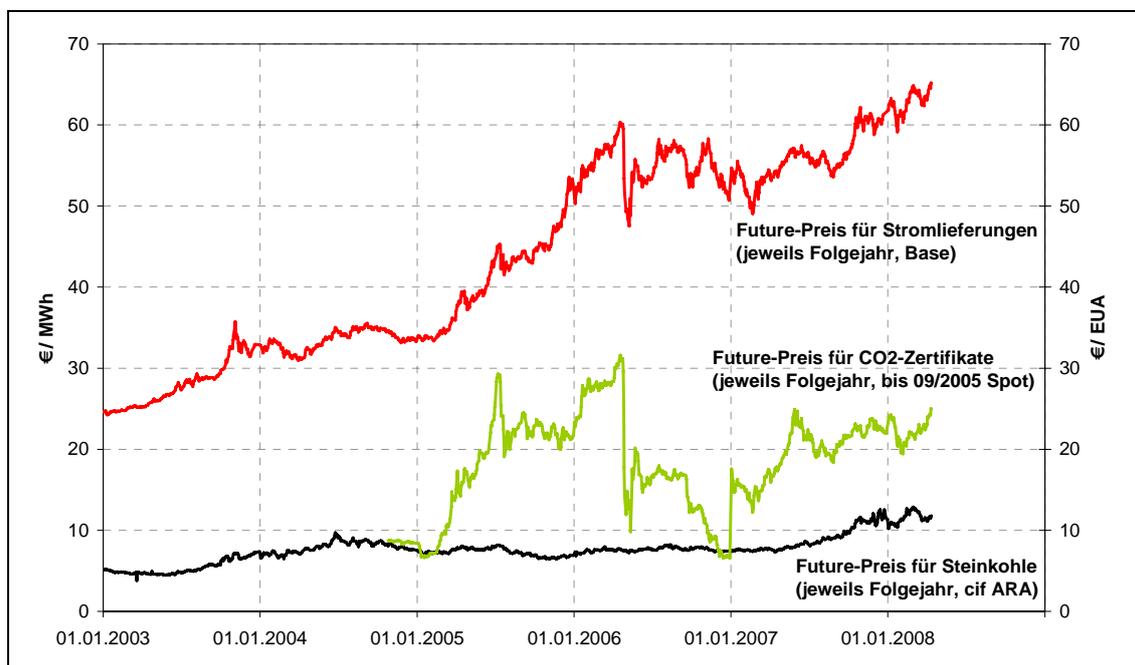
4.1 Vorbemerkungen und Determinanten der beobachtbaren Preisentwicklung für Future-Kontrakte

Neben der Möglichkeit, die hinreichende Bedarfsdeckung über weitgehend statische und stark bewertungsabhängige Überschlagsrechnungen zu prüfen, besteht zumindest für den kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont die Möglichkeit, die Versorgungssituation über eine Analyse von Strommarktdaten zu bewerten.

An der deutschen Strombörse EEX können inzwischen Future-Kontrakte für künftige Stromlieferungen gehandelt werden, die eine marktliche Bewertung der Versorgungssituation ermöglichen. Die Ausgangshypothese für die folgenden Analysen ist, dass auf dem Strommarkt Preissignale für Knappheiten erkennbar sein müssten, wenn es für den Zeithorizont von 5 bis 7 Jahren zu für die Marktteilnehmer erkennbaren Versorgungsengpässen kommen sollte.

Abbildung 8 zeigt den Verlauf der Preisentwicklung für Future-Kontrakte für Grundlast-Strom (Base), Steinkohle sowie CO₂-Zertifikate, zunächst für die Lieferung im jeweils nächsten Jahr.

Abbildung 8 Entwicklung der Preise für Steinkohle, CO₂-Zertifikate und Base-Stromlieferungen (jeweils für das Folgejahr), 2003 bis 2008



Quellen: EEX, Energate, EZB, eigene Berechnungen.

Die Übersicht verdeutlicht, dass die Entwicklung der Strompreise seit 2003 durch unterschiedliche Einflussgrößen determiniert wird:

- im Zeitraum bis 2005 wird die Entwicklung der Future-Strompreise im Grundlastbereich vor allem durch die Entwicklung des Steinkohlenpreises bestimmt;
- von Anfang 2005 (das EU-Emissionshandelssystem startete im Januar 2005) bis Mitte 2007 dominierte (bei – auf Basis Euro – weitgehend konstanten Steinkohlenpreisen) vor allem die Entwicklung des Preises für CO₂-Zertifikate den Strompreistrend;
- seit Mitte 2007 wird der Preistrend für Future-Kontrakte vor allem durch die stark steigenden Steinkohlen- und Erdgaspreise auf den internationalen Märkten bestimmt (nicht nur auf Dollar-Basis, sondern trotz des hohen Wechselkurses zwischen Euro und US-Dollar nunmehr auch auf Basis Euro).

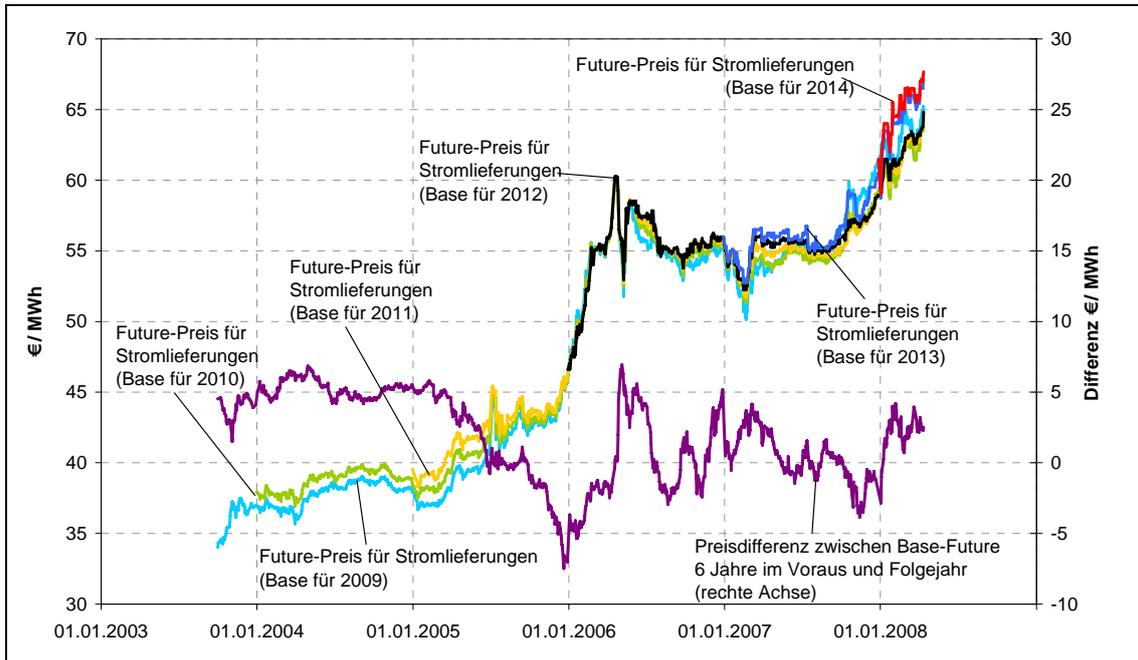
Ohne hier auf weitere Details einzugehen, zeigt die Analyse deutlich, dass die stark steigenden Strompreise auf den Großhandelsmärkten zumindest im generellen Trend gut durch die Entwicklungen auf den CO₂- und Brennstoffmärkten erklärt werden können und dass zumindest auf den Future-Märkten mit der Perspektive für das jeweils nächste Jahr noch keine Preissignale für besondere Knappheiten bei Stromerzeugungskapazitäten gesehen werden.

4.2 Analyse der Preisentwicklung für künftige Stromlieferungen

Über die Frage der Preisinformationen für Future-Kontrakte mit relativ nah liegenden Lieferzeiträumen hinaus stellt sich die Frage, ob sich aus den deutlich weiter in die Zukunft reichenden Lieferkontrakten Signale für besondere Knappheiten ableiten lassen. Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Future-Kontrakte für Grundlast für Lieferungen im Zeitraum 2009 bis 2014. Die Zusammenstellung zeigt, dass das Band der jeweiligen Preise relativ eng ist und – wie der Vergleich mit den in Abbildung 8 gezeigten Preistrends zeigt – vor allem durch die Entwicklung der Steinkohlen- und CO₂-Preise erklärt werden kann. Der Vergleich zwischen dem Future-Kontrakt für das jeweils nächste Jahr sowie dem Kontrakt für 6 Jahre im Voraus zeigt, dass sich die Preisunterschiede hier nach wie vor im „historischen“ Band von etwa ± 5 €/MWh bewegen.

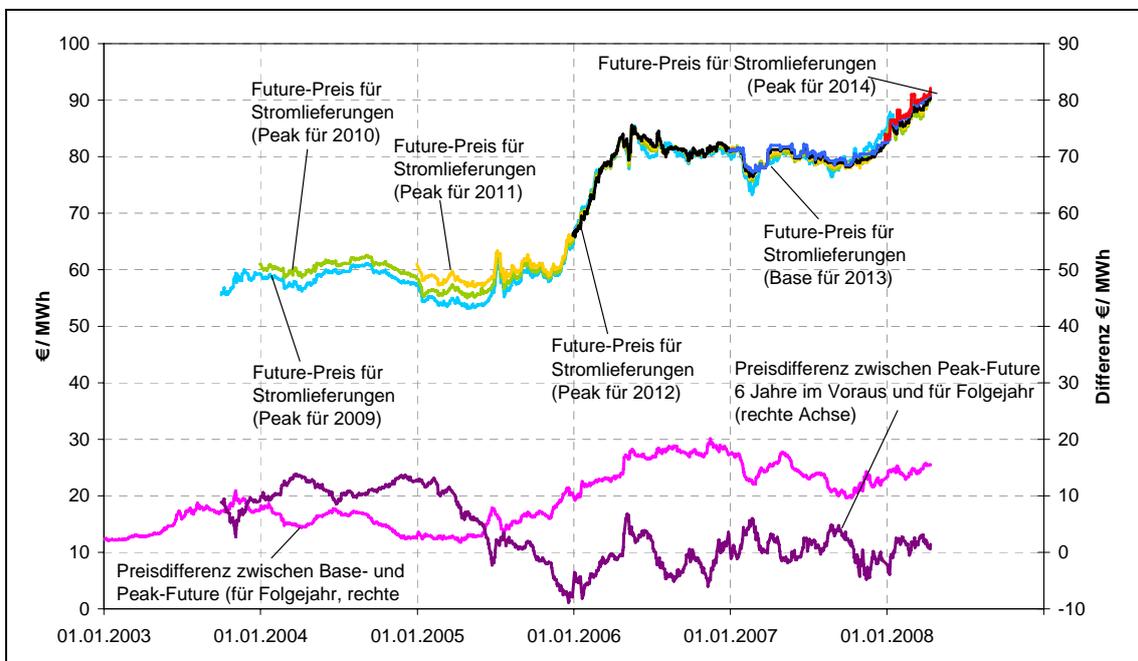
In anderen Worten: besondere Knappheitssignale sind zumindest für den Zeitraum bis 2014 am Markt derzeit nicht festzustellen. Zum Vergleich: für den Zeithorizont 2015 waren in den Analysen der dena (2008) in einigen Szenarienvarianten bereits Deckungslücken von 5.000 bis 9.000 MW abgeleitet worden, die sich – bei Weiterverfolgung des Ausstiegs aus der Kernenergie nach dem Fahrplan des AtG 2002 – bis 2020 durchgängig auf Werte zwischen 11.000 und 21.000 MW ausweiten. Derart gravierende Deckungslücken müssten – sofern sie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit eintreten sollten – auf den Strommärkten signifikante Knappheitssignale erzeugen. Solche Knappheitssignale sind jedoch – im Bereich von Grundlastlieferungen – bisher nicht nachweisbar.

Abbildung 9 Entwicklung der Preise für Base-Stromlieferungen für die Jahre 2009 bis 2014 und deren Differenzen, 2003-2008



Quellen: EEX, eigene Berechnungen.

Abbildung 10 Entwicklung der Preise für Peak-Stromlieferungen für die Jahre 2009 bis 2014 und deren Differenzen, 2003-2008



Quellen: EEX, eigene Berechnungen.

In einem weiteren Analyseschritt kann der Frage nachgegangen werden, ob sich entsprechende Knappheitssignale, wenn schon nicht im Grundlast- so doch im Spitzenlastbereich nachweisen lassen. Die Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Future-Kontrakte für Spitzenlast (Peak) für Liefertermine zwischen 2009 und 2014. Die Darstellung zeigt zwei wesentliche Ergebnisse. Die Preisdifferenz zwischen Grundlast (Base) und Spitzenlast (Peak) vergrößert sich zwar im langfristigen Trend (wohl vor allem getrieben durch die sich öffnende Schere zwischen Steinkohlen- und Erdgaspreisen). Gerade für den Zeitraum, in dem die Vielzahl der geplanten Kraftwerksprojekte in das Zentrum der Kritik geraten ist (also Mitte 2006/Anfang 2007) ist kein besonders starkes Auseinanderdriften der Preise für Grund- und Spitzenlastlieferungen festzustellen. Auch für die Preisdifferenzen zwischen den Lieferkontrakten für das jeweilige Folgejahr sowie 6 Jahre im Voraus (also derzeit bis zum Jahr 2014) sind keine signifikanten Knappheitssignale zu erkennen.

Zusammenfassend zeigt also die – hier vereinfachend dargestellte – Analyse der Strommärkte für künftige Lieferungen,

- dass der Strompreis für künftige Lieferungen vor allem durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise bestimmt wird;
- dass vor diesem Hintergrund ein kurz- und mittelfristig steigendes Strompreinsniveau zu erwarten ist;
- dass klare Knappheitssignale, die für den Fall einer hinreichend wahrscheinlichen und signifikanten Deckungslücke (aus Sicht der Marktteilnehmer) derzeit weder für den Grundlast-, noch für den Spitzenlastbereich festzustellen sind.

Auf Grundlage der Marktpreise kann also eine signifikante Deckungslücke, wie z.B. in den Analysen von dena (2008) postuliert, zumindest bis zur Mitte der nächsten Dekade nicht abgeleitet werden. Dieser Sachverhalt zeigt deutlich, mit welcher Vorsicht die vielfältigen Bewertungsfragen für die Entwicklung des Kraftwerksparks vorgenommen werden sollten bzw. dass Flexibilisierungsoptionen wie ein verlängerter Betrieb fossiler Bestandskraftwerke durchaus in Betracht gezogen werden müssen. Ungeachtet der klimapolitischen Implikationen (siehe dazu Abschnitt 5) wird dadurch offensichtlich die Gefahr einer signifikanten Deckungslücke in erheblichem Maße relativiert. Am Strommarkt wird eine Deckungslücke bis Mitte der nächsten Dekade und mit einiger Plausibilität auch darüber hinaus nicht gesehen.

5 Handlungsoptionen, Handlungsbedingungen und Handlungsnotwendigkeiten

5.1 Energie- und klimapolitische Handlungsoptionen für die Ausgestaltung des künftigen Stromsystems

Vor allem als Folge des klimapolitischen Handlungsdrucks steht der Stromsektor in Deutschland wie auch im internationalen Kontext vor einer tief greifenden Umstrukturierung. Der Einsatz von Elektrizität wird deutlich effizienter werden müssen, was zumindest für Deutschland mittel- und langfristig zu einem deutlich schrumpfenden Absatz von Strom führen würde. Gleichzeitig werden mit Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien und mit KWK-Anlagen Stromerzeugungsoptionen in das System integriert werden müssen, die nicht den herkömmlichen Strukturen der Stromerzeugung entsprechen.

Neben den klimapolitischen Herausforderungen ist für Deutschland entschieden worden, die Nutzung der Kernenergie wegen ihrer Risiken mit dem transparenten und gleichzeitig ausreichend flexiblen Abschaltplan des AtG 2002 mittelfristig zu beenden.

Schließlich ergeben sich mit dem anstehenden Erneuerungsprozess des deutschen Kraftwerksparks einerseits erhebliche Chancen für eine solche tief greifende Umstrukturierung in den nächsten Dekaden. Andererseits wird aber in einigen Stellungnahmen oder Analysen die Gefahr einer Deckungslücke für das deutsche Stromaufkommen postuliert. Eine solche Deckungslücke sollte nach diesen Analysen entstehen, wenn nicht in „ausreichendem Maße“ fossile Neubaukraftwerke errichtet werden, sie würde sich verschärfen, wenn die politischen Ziele bei der effizienteren Stromnutzung, beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der Ausweitung der Stromerzeugung aus KWK nicht erreicht würden.

Sofern sich die Theorie der bevorstehenden „Stromlücke“ als belastbar erweisen würde, würden die derzeit verfolgten Ansätze zur Umstrukturierung des Stromerzeugungssystems in ein Dilemma führen. Entweder müsste das Erreichen langfristiger Klimaschutzziele in Frage gestellt werden, wenn in erheblichem Maße Kraftwerke zugebaut werden, deren fortgesetzter Betrieb ambitionierte Klimaschutzziele in hohem Maße gefährden würde. Oder aber das Risiko des Betriebs von Kernkraftwerken müsste ausgedehnt werden, unmittelbar über den verlängerten Betrieb der deutschen Kernkraftwerke, mittelbar aber auch über die Signalwirkungen für die internationale Entwicklung mit allen zusätzlichen Risiko-Implikationen einer fortgesetzten bzw. ausgeweiteten Nutzung der Kernenergie (Proliferation etc.).

Eine nähere Analyse der Analyseansätze und der Mengengerüste, mit denen die scheinbare Wahlfreiheit allein zwischen diesen beiden Varianten begründet wird, zeigt aber, dass die Entwicklung keineswegs zwangsläufig in das genannte Dilemma führen muss.

1. Wenn die politischen Ziele im Bereich der Stromeffizienz, beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie bei der Ausweitung der

Stromerzeugung aus KWK ernsthaft verfolgt und durch belastbare Politiken und Maßnahmen unterlegt werden, erscheint ein Verzicht auf die Kernenergie und gleichzeitig auf den Neubau sehr emissionsintensiver (Kohlen-) Kraftwerke als darstellbar. Es muss aber auch explizit darauf hingewiesen werden, dass eine szenarienmäßige Darstellbarkeit einer solchen Entwicklung kein Substitut für die notwendigen umfassenden und tief greifenden politischen Maßnahmen bildet.

2. Für die mittel- und langfristige Perspektive werden nach dem derzeitigen Diskussions- und Entwicklungsstand zusätzliche Lösungsoptionen verfügbar sein. Mit der Technologie der CO₂-Abspaltung und Ablagerung (*Carbon Capture and Storage* – CCS) könnten emissionsarme Kraftwerke zumindest für eine Übergangsperiode von ein bis zwei Kraftwerksgenerationen auch mit emissionsintensiven Energieträgern wie Kohle betrieben werden. Allerdings wird diese Technologie erst für den Zeithorizont nach 2020 kommerziell zur Verfügung stehen, die kurz- und mittelfristige Nachrüstung von derzeit neu errichteten Großkraftwerken mit dieser Technologie ist jedoch aus wirtschaftlichen Gründen und im derzeitigen Rechtsrahmen als eher unwahrscheinlich zu bewerten.
3. Für den Fall (begrenzter) Verzögerungen bei der Umsetzung der Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz, erneuerbare Energien und KWK stehen aber im deutschen Stromsystem erhebliche Flexibilisierungsoptionen zur Verfügung, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Die Abschaltfolge der fossilen Bestandskraftwerke ist für erhebliche Kapazitätsumfänge gestaltbar bzw. wird sich aus den entsprechenden Marktprozessen ergeben. Das Entstehen einer Versorgungslücke ist vor diesem Hintergrund auch bei Weiterverfolgung des Ausstiegs aus der Kernenergie sehr weitgehend ausgeschlossen, eine solche Versorgungslücke bildet sich zumindest derzeit auf den Strommärkten auch preisseitig nicht ab. Gleichwohl kann der längere Betrieb von fossilen Bestandskraftwerken natürlich auch zu Problemen für die Erreichung der kurz- und mittelfristigen Emissionsziele führen, diesbezüglich müssen jedoch die Wirkungsmechanismen des EU-Emissionshandelssystems in die Bewertung einbezogen werden (siehe Kapitel 5.2).

Vor diesem Hintergrund ergibt sich als zentrale Herausforderung für die Umgestaltung des deutschen Stromsystems zumindest kurz- und mittelfristig – und damit für den Zeithorizont bis 2020 – weniger das Auftreten einer Stromlücke als zentrales Problem, sondern die klimapolitischen Folgen verschiedener Reaktionsmöglichkeiten auf eventuelle Knappheitssituationen. Bisher existieren keine Belege dafür, dass eventuell auftretende Knappheitssituationen auf den Strommärkten nicht preisseitig gespiegelt werden und dadurch entsprechende Anpassungsreaktionen – vor allem im Bereich des Kraftwerksbetriebs – auslösen. Dies kann bei statischer Betrachtung zu höheren Emissionsniveaus führen, die das Erreichen kurz- und mittelfristiger Emissionsminderungsziele erheblich erschweren könnten. Ob und inwieweit es dazu kommen kann, ergibt sich jedoch vor allem aus den Mechanismen des europäischen Emissionshandelssystems.

5.2 Die Rolle des europäischen Emissionshandelssystems

Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems sind die Funktionszusammenhänge für klimapolitisches Agieren auf der einen Seite einfacher, auf der anderen Seite aber auch komplexer geworden:

- Mit der Definition eines mit dem internationalen Klimaregime ab 2008 eng verzahnten Emissionsziels für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen (wozu alle mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke gehören) wird der Beitrag dieser Anlagen zum Erreichen des Gesamtziels auf transparente Weise festgelegt.
- Die Definition des Emissionsziels bedeutet in einem Emissionshandelssystem (zumindest in der in Europa verfolgten *Cap & trade*-Variante) nicht nur eine Begrenzung des Emissionsniveaus für die Gesamtheit der erfassten Anlagen nach oben, sondern legt das Emissionsniveau dieser Anlagen auch nach unten fest. Wenn zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen erschlossen werden oder durch zusätzliche politische Maßnahmen (z.B. im Bereich von Stromeinsparung oder der regenerativen Stromerzeugung) induziert werden sollen, führt das im System vor allem dazu, dass andere Anlagen – vermittelt über das in diesem Fall sinkende CO₂-Preisniveau – mehr emittieren und damit die Gesamtsumme wieder ausgleichen werden.

Mit Blick auf diesen grundsätzlichen Funktionsmechanismus muss aber auch die unterschiedliche Qualität der Emissionsziele berücksichtigt werden:

- Für den Zeitraum bis einschließlich 2012 sind die Emissionsziele für das EU-Emissionshandelssystem mit dem Start der zweiten Handelsperiode und der Inkraftsetzung der Nationalen Allokationspläne für 2008-2012 abschließend definiert.
- Für den Zeitraum 2013 bis 2020 werden die entsprechenden Emissionsziele mit Verabschiedung der neuen Emissionshandelsrichtlinie (die für Ende 2008/Anfang 2009 erwartet wird) ebenfalls abschließend geklärt. Zurzeit wird hier bis 2020 eine Minderung der Emissionen im Vergleich zu 2005 um 21% verfolgt. Für den Fall, dass es zu einer umfassenden klimapolitischen Einigung im internationalen Kontext kommt, würde sich dieses Emissionsziel nach den vorliegenden Vorschlägen und Daten auf etwa 38% erhöhen.
- Für den Zeitraum nach 2020 wird die Festlegung der Emissionsziele für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen wiederum Gegenstand eines politischen Prozesses werden, dessen Ausgang naturgemäß schwer abschätzbar ist. Wahrscheinlich ist nur, dass die Existenz eines vergleichsweise jungen Ka-

pitalstocks von sehr emissionsintensiven Anlagen die Festlegung ambitionierter Emissionsziele erheblich erschweren kann.⁵

Zusammenfassend bedeutet dies, dass mit der Definition der Emissionsziele im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems eine gravierende Rahmensetzung für die erreichbare Emissionsentwicklung vorgenommen wird. Zusätzliche bzw. verstärkte politische Interventionen wie die Erhöhung der Stromeffizienz, der Ausbau der erneuerbarer Energien auf der einen Seite oder aber Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke auf der anderen Seite werden für den Zeitraum, für den Emissionsziele im Emissionshandel gesetzt sind, keine Veränderung der Emissionssituation insgesamt mit sich bringen. Auch vor diesem Hintergrund ist darauf hinzuweisen, dass die entsprechenden Maßnahmen (die für den Fall der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien vor allem aus längerfristigen Erwägungen sinnvoll sind und unabdingbar bleiben) bei der Festlegung der Emissionsziele berücksichtigt werden müssen. Der Effekt darüber hinausgehender Interventionen wird dann ausschließlich den Preis für Emissionszertifikate beeinflussen.

Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate bildet aber auch eine entscheidende Rahmenbedingung für die marktgetriebene Entwicklung des Stromerzeugungssystems. Sofern dies wirtschaftlich darstellbar ist, werden also auch fossile Bestandskraftwerke im Rahmen des gesamten Emissionsziels betrieben werden.

In der Konsequenz führen das starre Emissionsziel im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems sowie die unterschiedliche Verbindlichkeit der Emissionsziele für die verschiedenen Zeithorizonte zu einer scheinbar paradoxen Schlussfolgerung. Eine marktgetriebene Verlängerung der Betriebszeit fossiler Bestandskraftwerke – natürlich unter der Maßgabe, dass sie unter der Rahmenbedingung des sich ergebenden CO₂-Preises wirtschaftlich betrieben werden können – im Zeitraum bis 2020, für den Emissionsziele in den nächsten Monaten abschließend festgelegt werden, ist klimapolitisch als weniger risikoreich anzusehen als die Errichtung neuer emissionsintensiver Kraftwerke, die nach den bisherigen Erfahrungen die Festlegung deutlich ambitionierter Emissionsziele für die Zukunft erheblich erschweren können.

Die Festlegung der klimapolitisch gebotenen, sehr strikten Emissionsziele für den Zeitraum nach 2020 kann wirtschaftlich und politisch zu sehr hohen Kosten führen, wenn diese Emissionsminderungen durch einen vergleichsweise jungen und noch in der Abschreibung befindlichen Bestand von sehr emissionsintensiven Kraftwerken erbracht werden müssen. Auch hier kann auf energie- und umweltpolitische Referenzfälle, beispielsweise die politischen und juristischen Debatten um die Vereinbarung zum Auslaufen der Kernenergienutzung in Deutschland verwiesen werden.

⁵ Die erbitterten Auseinandersetzungen um die Berücksichtigung von sogenannten *Early actions* in der ersten Emissionshandelsphase mögen hier als eine – lehrreiche – Referenz dienen.

5.3 Schlussfolgerungen

Eine nähere Analyse der Bewertungsansätze und Mengengerüste, auf deren Grundlage die Deckungslücke für die deutsche Stromversorgung postuliert wird, führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

1. Die Freiheitsgrade und Bewertungsfreiräume für statische Analysen sind hinsichtlich vieler Parameter so groß, dass solche Analysen als Beleg für eine kurz- bis mittelfristig bevorstehende Deckungslücke nicht als belastbar angesehen werden können. Vor dem Hintergrund der im hier vorliegenden Papier diskutierten Daten halten wir es aber eher für unwahrscheinlich, dass für den überschaubaren Zeitraum bis 2020 eine massive Deckungslücke bei der Stromversorgung entstehen wird.
2. Die zumindest für den Horizont bis 2014 verfügbaren Preissignale auf dem wettbewerblichen Strommarkt lassen keine Knappheitssignale erkennen, die mit einer absehbaren „Stromlücke“ notwendigerweise einhergehen müssten.
3. Gleichwohl bleiben vor allem die klimapolitisch motivierten und klimapolitisch ambitionierten Strategien, Politiken und Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung ohne Alternative, sie müssen und können entsprechend der jeweils propagierten Ziele einen signifikanten Beitrag für das künftige Stromaufkommen leisten.
4. Für die mit der Umsetzung dieser Maßnahmen verbundenen Wirkungsunsicherheiten verbleibt mit dem bestehenden Kraftwerkspark ausreichend Flexibilität, die durch die Wirkungsmechanismen des EU-Emissionshandelssystems zumindest bis 2020 auch nicht zu einer Verfehlung der Emissionsziele insgesamt führen wird.
5. Für den Zeitraum nach 2020 ist mit der Technologie der CO₂-Abscheidung und –Ablagerung (CCS) mit einer zusätzlichen Stromerzeugungsoption zu rechnen, die die notwendigen niedrigen Emissionsintensitäten aufweist. Für den Zeitraum nach 2020 entstehen damit zusätzliche Freiheitsgrade. Die praktische, d.h. die wirtschaftliche und politische Machbarkeit von CCS-Nachrüstungen für derzeit errichtete emissionsintensive (Kohlen-) Kraftwerke ist aber mit erheblichen Unsicherheiten und Risiken verbunden.

Die klimapolitisch notwendige, gravierende Umgestaltung des Stromsystems ist mit einer ganzen Reihe von (Bewertungs-) Unsicherheiten verbunden. Damit aus diesen Unsicherheiten keine Blockaden erwachsen, muss von Politik und Wirtschaft in erheblichem Maße Verantwortung übernommen werden:

6. Die Verantwortung der Politik besteht vor allem darin, klare Ziele zu definieren, zu diesen Zielen zu stehen und glaubwürdige Maßnahmen zu ergreifen, die das Erreichen dieser Ziele möglich machen. Im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ein solches hohes Maß an Glaubwürdigkeit bereits erreicht worden, vor allem in den Bereichen Stromeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung sind die ergriffenen Maßnahmen diesbezüglich noch nicht ausrei-

chend belastbar. Die politische Herausforderung und Verantwortung besteht hier im Kern darin, deklamatorische Ziele in Planungssicherheit für die direkt und indirekt betroffenen Akteure des Stromsektors zu überführen. Das regelmäßige Monitoring und die auf Regelmäßigkeit angelegte Revision der zur Erreichung der Ziele ergriffenen Politiken und Maßnahmen bildet ein wesentliches Element für den Aufbau von Planungssicherheit.

7. Die Unternehmen des Stromsektors stehen vor allem in der Verantwortung, die politisch definierten Ziele und Rahmenbedingungen zu akzeptieren, sie nicht zu unterlaufen und sich der Umsetzung nicht zu entziehen bzw. sie zu unterstützen, da auch dies einen Beitrag zur Erhöhung der Planungssicherheit für die eigenen Entscheidungen leisten wird – wenn sich der Sektor umfassend daran beteiligt. Unternehmen werden jedoch ihre wirtschaftlichen Optimierungsprozesse erst auf Grundlage politisch gesetzter Rahmenbedingungen umorientieren.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen um eine etwaige „Stromlücke“, bei genauer Betrachtung diese Debatte auch treibend sind die folgenden diskutierten Maßnahmen als perspektivisch nicht Ziel führend einzuordnen:

8. Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wird keines der aufgeworfenen klima- und energiepolitischen Probleme nachhaltig und langfristig lösen.
9. Die wieder neu in die Diskussion gebrachte Subventionierung von neuen fossilen Kraftwerken durch kostenlose Zuteilung (ggf. auf Basis brennstoffdifferenzierter Benchmarks) von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems führt in der Perspektive zu gravierenden klimapolitischen Problemen und in der Perspektive auch (durch die Effizienzverluste des Systems und dadurch in der Perspektive unausweichlich höhere CO₂-Zertifikatspreise) zu wirtschaftlichen Zusatzbelastungen.

Gerade in einer umweltpolitisch und in jüngerer Zeit vor allem klimapolitisch hoch sensibilisierten Öffentlichkeit spielt die Akzeptanz der eingeleiteten Maßnahmen und Investitionen eine herausragende Rolle:

10. Die notwendige Akzeptanz von politischen Instrumenten einerseits und Investitionen in Stromerzeugungsanlagen und Infrastrukturen (für Gas, Strom, Wärme und perspektivisch auch CO₂) kann nur durch Transparenz, erkennbare Zielkonsistenz und das ganze Spektrum vertrauensbildende Maßnahmen aufgebaut werden. Mit dem Aufbau von Diskussionskulissen wie „Stromlücke“ oder aber einer Ausblendung der über den Horizont von 2020 hinausreichenden langfristigen klimapolitischen Handlungserfordernisse werden die notwendigen Prozesse zur Akzeptanzerlangung eher behindert als gefördert. Dies gilt insbesondere dann, wenn hinter Diskussionssträngen wie Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke oder kostenloser Zuteilung von CO₂-Zertifikaten für die Stromwirtschaft im EU-Emissionshandelssystem überwiegend eigennützliche Kurzfristinteressen vermutet werden müssen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass zur Lösung der weitreichenden Herausforderungen zur Umgestaltung des Stromsystems (nicht nur) in Deutschland ein intensiver Dialog sowie intensive politische und unternehmerische Bemühungen, explizit jeweils mit einer langfristig angelegten Perspektive, notwendig sind, die nicht allein den Stromsektor, sondern das gesamte energiewirtschaftliche System in den Blick nimmt. Der Aufbau von Drohkulissen wie einer vermeintliche „Stromlücke“ ist in der Sache nicht belegbar und für die Lösung der wirklich anstehenden Probleme kontraproduktiv.

6 Literatur

- BNA (Bundesnetzagentur) 2007: Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn, 29.06.2007.
- dena (Deutsche Energie-Agentur) 2008: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Berlin, 12. März 2008.
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) / Prognos 2006: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, August 2006.
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) / Prognos 2007: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (inklusive Anhang 2%-Variante). Basel, Köln, 1. November 2007.
- Öko-Institut / arrhenius 2007: Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030. Technologien, Emissionen, Kosten und Wirtschaftlichkeit eines klimafreundlichen Stromerzeugungssystems. Berlin, Hamburg, Juni 2007.
- UBA (Umweltbundesamt) 2008: Atomausstieg und Versorgungssicherheit. Dessau, März 2008.
- VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft) 2006: Leistungsbilanz der Stromwirtschaft 2005/2006. Hohe Kapazitätsauslastung im deutschen Strommarkt. Berlin, 14. November 2006.