



INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAPOLITIK
INSTITUTE FOR ENERGY AND CLIMATE POLICY

Klimaschutz und Strom- wirtschaft 2020/2030

Technologien, Emissionen, Kosten und Wirtschaftlichkeit eines klimafreundlichen Stromerzeugungssystems

Endbericht für

**Umweltstiftung WWF Deutschland und
Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)**

Berlin/Hamburg, Juni 2007

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)
Ralph O. Harthan (Öko-Institut)
Dr. Helmuth-M. Groscurth (arrhenius-Institut)
Tobias Boßmann (arrhenius-Institut)

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-(0)30-280 486-80
Fax: +49-(0)30-280 486-88

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg i.Br.
Tel.: +49-(0)761-45295-0
Fax: +49-(0)761-45295-88

www.oeko.de

**arrhenius-Institut
für Energie- und Klimapolitik**
arrhenius consult GmbH
Am Waldpark 19
D-22589 Hamburg
Tel.: +49-(0)40-3708 4420
www.arrhenius.de

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	7
2	METHODISCHER ANSATZ	10
3	AKTUELLE EMISSIONSENTWICKLUNGEN UND EMISSIONSMINDERUNGSZIELE IN EINER AMBITIONIERTEN KLIMASCHUTZPOLITIK	12
3.1	EMISSIONSTRENDS UND -ZIELE	12
3.2	ENERGIEEINSATZ FÜR DIE STROMERZEUGUNG UND PRIMÄRENERGIEBEDARF	13
4	DIE STROMNACHFRAGE.....	15
4.1	ENDNACHFRAGE NACH STROM IN DEN SZENARIEN	15
4.2	STROMEXPORTE UND –IMPORTE.....	19
4.3	BRUTTOSTROMNACHFRAGE	20
5	DIE ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS.....	21
5.1	AUSGANGSSITUATION UND RAHMENBEDINGUNGEN	21
5.2	ERNEUERBARE ENERGIEN	26
5.3	KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG.....	28
5.4	ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS IN DEN SZENARIEN	29
6	DIE ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG UND DES BEDARFS AN FOSSILEN BRENNSTOFFEN.....	32
6.1	VORBEMERKUNGEN	32
6.2	ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNGEN	33
7	DIE ENTWICKLUNG DER CO₂-EMISSIONEN	38
8	DIE KOSTENENTWICKLUNGEN IN DEN SZENARIEN.....	41
8.1	STROMPREISENTWICKLUNG AUF DEM GROSßHANDELSMARKT	41
8.2	KONSEQUENZEN FÜR DIE FIXKOSTENDECKUNG DER WETTBEWERBLICHEN STROMMARKTINVESTITIONEN.....	43
8.3	KOSTEN DER POLITISCHEN INSTRUMENTE.....	45
8.3.1	<i>Maßnahmen auf der Nachfrageseite</i>	<i>45</i>
8.3.2	<i>Erneuerbare Energien.....</i>	<i>46</i>
8.3.3	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>	<i>48</i>
9	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND ZUSAMMENFASSUNG.....	49
10	LITERATUR.....	55

ANHANG 1: ERGEBNISTABELLEN.....	57
ANHANG 2: WICHTIGE PARAMETER FÜR DAS INVESTITIONSMODELL ELIAS.....	59
ANHANG 3: KURZBESCHREIBUNG DES INVESTITIONSMODELLS ELIAS	61
ANHANG 4: KURZBESCHREIBUNG DES STROMMARKTMODELLS DEECO-S	64

Tabellen

Tabelle 1	Stromnachfrage im Referenz-Szenario.....	15
Tabelle 2	Stromnachfrage im Alternativ-Szenario.....	16
Tabelle 3	Stromnachfrage und –erzeugung im Referenz-Szenario, 2000-2030.....	20
Tabelle 4	Stromnachfrage und –erzeugung im Alternativ-Szenario, 2000-2030.....	20
Tabelle 5	Aufteilung der Stromproduktion nach Brennstoffen in den Szenarien 2005-2030.....	34
Tabelle 6	Entwicklung des Spotmarkt-Preises für Strom in den Szenarien (in Euro je Megawattstunde).....	41
Tabelle 7	Spezifische Deckungsbeiträge und spezifische Fixkosten für neue konventionelle Kraftwerke in den Szenarien, 2010-2030	43
Tabelle A- 1	Ergebnisüberblick für das Referenz-Szenario, 2005-2030.....	57
Tabelle A- 1	Ergebnisüberblick für das Alternativ-Szenario, 2005-2030.....	58
Tabelle A- 2	Technische und wirtschaftliche Parameter von neuen Kondensationskraftwerken, 2005-2030.....	59
Tabelle A- 3	Technische und wirtschaftliche Parameter von neuen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, 2005-2030.....	59
Tabelle A- 4	Modell-Annahmen für die Auslastung von neuen Kraftwerken aus Investorensicht.....	60
Tabelle A- 5	Modell-Annahmen für die Lebensdauer von Bestandskraftwerken	60

Abbildungen

Abbildung 1	Entwicklung der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgasemissionen in Deutschland, 1990-2005	12
Abbildung 2	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des Anteil der Einsatzmengen für die Stromerzeugung, 1990-2005	14
Abbildung 3	Elektrizitätsausfuhr und –einfuhr, Deutschland 1995-2006	19
Abbildung 4	Struktur der Nettostromerzeugung in Deutschland, 2000 und 2005	21
Abbildung 5	Auslaufen der Kernenergie nach dem AtG 2002	22
Abbildung 6	Stromerzeugungspotenzial der fossilen Altkraftwerke, 2000-2030	23
Abbildung 7	Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk, 2000-2030	24
Abbildung 8	Entwicklung der (realen) Preise für CO ₂ -Emissionszertifikate, 2005-2030.....	26
Abbildung 9	Kapazitätsentwicklung für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie im Referenz- und im Alternativ-Szenario, 2000-2030.....	27
Abbildung 10	Kapazitätsentwicklung für die Gesamtheit der Stromerzeugungsanlagen im Referenz- und im Alternativ-Szenario, 2000-2030.....	30
Abbildung 11	Aufteilung der Stromproduktion nach Brennstoffen in den Szenarien, 2005-2030.....	34
Abbildung 12	Entwicklung der gesamten CO ₂ -Emissionen im Referenz- und im Alternativ-Szenario im Vergleich zu 2005, 2010-2030.....	38
Abbildung 13	Entwicklung des Spotmarkt-Preises für Strom in den Szenarien und Sensitivitätsrechnungen, 2005-2030.....	42
Abbildung 14	Differenzkosten der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, die nach 2005 in Betrieb genommen werden, 2010-2030	46
Abbildung A- 1	Struktur und Interaktionen des Modells ELIAS	62
Abbildung A- 2	Abbildung eines Energiesystems als Energieflussnetzwerk.....	64

1 Einleitung

Die aktuelle Energie- und Klimapolitik steht in Deutschland vor einer fünffachen und damit ausgesprochen komplexen Herausforderung.

Erstens steigt mit der zunehmenden Evidenz des menschlich verursachten Klimawandels die Notwendigkeit, die aktuellen Wachstumstrends bei den Treibhausgasemissionen zu stoppen und schnellstmöglich eine deutliche Reduktion der Emissionen zu erreichen, die in den Industriestaaten wegen ihrer besonderen Verantwortung für das Klimaproblem, aber auch wegen ihrer besonders großen Handlungskapazitäten früher beginnen, aber auch vergleichsweise drastisch ausfallen müssen. Eine Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis zur Mitte dieses Jahrhunderts erfordert die gravierende Umgestaltung vor allem des Energiesystems. Mit der Einführung des EU-Emissionshandelssystems (wie auch mit der Schaffung ähnlicher Systeme in den USA oder in Australien) wird der Ausstoß von Treibhausgasen gerade für die Stromwirtschaft zu einem wichtigen Kostenfaktor.

Zweitens fällt die Notwendigkeit schnellen Handelns in eine Periode, die durch Turbulenzen auf den internationalen Brennstoffmärkten gekennzeichnet ist. Die erhebliche Volatilität der Preisentwicklungen vor allem bei Öl und Erdgas (durchaus aber auch bei Kohle und Uran), aber auch die davon nicht unbeeinflussten Konflikte um Energieresourcen bzw. die zugehörigen Infrastrukturen haben zu einer Konjunktur der Debatte um Versorgungssicherheit geführt. Obwohl es zweifelsohne auch Schnittmengen zwischen den (oft unscharfen) Debatten über Versorgungssicherheit und der Diskussion von Klimaschutzstrategien gibt (v.a. im Bereich der Energieeffizienz und teilweise der erneuerbaren Energien), sind einige klimapolitische Handlungsmöglichkeiten (z.B. die Erdgasverstromung) gerade im Bereich der Stromerzeugung aus der Perspektive der Versorgungssicherheit in die Kritik geraten.

Drittens haben sich mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in vielen OECD-Staaten die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft teilweise drastisch geändert. Die Preisbildungsmechanismen haben sich geändert, die Renditeerwartungen haben – risikobedingt – erheblich zugenommen und die Entscheidungen über den Einsatz oder die Errichtung von Kraftwerken müssen sich völlig neuen Herausforderungen stellen.

Viertens ist die Debatte um die Kernenergie in den vergangenen Jahren zwar nur gedämpft geführt worden, gerade vor dem Hintergrund der o.g. Entwicklungen gewinnt sie aber wieder an Prominenz, ohne dass sich die Brisanz der Kernenergie in Bezug auf Unfallrisiken, Entsorgung und Proliferation verringert hätte. Im Gegenteil, die Diskussion ist insbesondere nach dem 11. September 2001 noch um die Facette der Verletzbarkeit durch den internationalen Terrorismus erweitert worden.

Fünftens beginnt vor allem im Bereich der Stromwirtschaft ein neuer Investitionszyklus, der eine Periode ablöst, die durch Überinvestitionen der siebziger und achtziger Jahre, durch entsprechende Überkapazitäten und – mit Ausnahme der Sondersituation in den neuen Bundesländern – durch eine weitgehende Zurückhaltung bei Investitionen in fossile Erzeugungsanlagen gekennzeichnet ist.

Energie- und Klimaschutzpolitik stehen so vor der Herausforderungen, in einem teilweise grundlegend veränderten Umfeld, Strategien und Maßnahmen mit drastisch verstärkter Eingriffstiefe zu konzipieren und umzusetzen, mit denen den herausragenden Erfordernissen des Klimaschutzes Genüge getan, die Risiken insgesamt aber minimiert werden und die Transformation auf eine Weise erfolgt, die gesellschaftlich akzeptiert und wirtschaftlich getragen werden kann.

Die vielfältigen und oft neuen politischen Steuerungsansätze (Einspeisegarantien für erneuerbare Energien, Emissionshandel, Strommarktregulierung), aber auch die immer größere Dringlichkeit zu handeln, erfordern auch eine neue Art der Strategiebewertung und –Analyse, die sich neben der technischen und potenzielseitigen Machbarkeit (dies ist die traditionelle Domäne der Energiewende-Diskussion) auf die notwendigen Instrumente, deren Bewertung und Wirkungsschätzungen sowie auch die ökonomischen Konsequenzen, zumal im Kontext liberalisierter Energiemärkte konzentriert.

Mit der hier vorgelegten Studie wird versucht, diese Diskussion zu befruchten und die Voraussetzungen für effektives und effizientes klimapolitisches Handeln zu verbessern:

1. Welche Emissionsminderungsziele für den Stromerzeugungssektor müssen verfolgt werden, um auch unter der Rahmenbedingung des schrittweisen Verzichts auf die Kernenergie (wie im AtG 2002 definiert) die Energiewirtschaft so umzugestalten, dass die Emissionsentwicklung und die technische Infrastruktur konsistent bleibt zu nationalen Treibhausgas-Minderungszielen von 40% im Jahr 2020 und 80% im Jahr 2050 (jeweils im Vergleich zu 1990).
2. Welche energie- und klimapolitischen Instrumente sind zentral, welche Handlungsbreite ist sinnvoll und notwendig und welche Effekte können vom Einsatz der verschiedenen Politiken und Maßnahmen realiter erwartet werden.
3. Welche Folgen haben Investitionsentscheidungen auf liberalisierten Strommärkten, die signifikant beeinflusst werden von den Entwicklungen und Unsicherheiten auf den Brennstoffmärkten wie auch den seit 2005 etablierten Märkten für CO₂-Zertifikate für die Strompreise, welche Rückwirkungen haben aber auch politisch induzierte Strukturveränderungen im Stromerzeugungssystem auf die Belastbarkeit der heute vorherrschenden Erwartungen der Investoren.

Mit der hier vorgelegten Studie wird der Versuch unternommen, diese Fragen mit einem hinreichend differenzierten methodischen Instrumentarium als Gesamtkomplex zu bearbeiten und – im Rahmen der für diese Kurzstudie verfügbaren Ressourcen – eine weitgehend quantitative, gleichzeitig aber stark handlungsleitende Analyse durchzuführen.

Nach einer Darstellung des methodischen Rahmens für die hier vorgelegte Studie (Kapitel 2) erfolgt eine Analyse der bisherigen Entwicklungen der Emission von Treibhausgasen in Deutschland, auf deren Grundlage die Emissionsziele abgeschätzt werden, die sich für den Bereich der Stromerzeugung aus einem übergeordneten Emissionsminderungsziel von 40% gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls ergeben (Kapitel 3.1). In diesem Zusammenhang wird auch beschrieben, welche Rolle der Stromerzeugung in Deutschland hinsichtlich ihres Anteils am gesamten Primärenergiebedarf in

Deutschland zukommt und welche strukturellen Unterschiede hier hinsichtlich der verschiedenen Energieträger von Bedeutung sind (Kapitel 3.2).

Die Stromnachfrage in den Endverbrauchssektoren (Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und private Haushalte) für das Referenz-Szenario sowie das Alternativ-Szenario wird im Kapitel 4.1 beschrieben, wobei für das Alternativ-Szenario auch die entsprechend erforderlichen politischen Maßnahmen näher behandelt werden. Die gerade in den letzten Jahren erheblich zugenommene Rolle des Außenhandels mit Strom und die entsprechenden Annahmen für die Zukunft werden im Kapitel 4.2) diskutiert. Aus Endverbrauchsfrage und Export-Importbilanz ergibt sich dann – unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs in den Umwandlungssektoren – die notwendige Stromproduktion (Kapitel 4.3).

Im Kapitel 5 wird die Entwicklung des Kraftwerksparks und der entsprechenden Investitionen analysiert. Ausgehend von der aktuellen Struktur des Kraftwerksparks hinsichtlich Brennstoffmix und Altersstruktur, unter Berücksichtigung des Auslaufens der Kernenergie nach den gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen und unter Maßgabe der Preisentwicklungen bei Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten (Kapitel 5.1) sowie der exogenen Vorgaben für die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 5.2) wird der Investitionsverlauf für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Kapitel 5.3) und Kondensationskraftwerke (Kapitel 5.4) auf Grundlage der verschiedenen energie- und klimapolitischen Instrumente modellgestützt ermittelt. Der so errechnete Kraftwerkspark wird im Kapitel 6 der Analyse mit einem Strommarktmodell unterzogen, aus der sich die Stromproduktion der verschiedenen Kraftwerke sowie der entsprechende Brennstoffbedarf ergeben. Die daraus resultierenden CO₂-Emissionen werden im Kapitel 7 analysiert. Im Kapitel 8 werden schließlich die ökonomischen Aspekte der Szenarien (auch hinsichtlich ihrer Sensitivitäten) diskutiert. Dies beinhaltet sowohl die Effekte auf den Strompreis auf Großhandelsebene (Kapitel 8.1) als auch eine Analyse der Frage, ob die Investoren in der Lage sein werden, nicht nur ihre Betriebs- sondern auch die Fixkosten zu erwirtschaften (Kapitel 8.2). Auch werden die durch die verschiedenen politischen Instrumente induzierten Kosten abgeschätzt (Kapitel 8.3). Im Kapitel 9 werden die Ergebnisse zusammengefasst. Der Anhang 1 enthält eine tabellarische Zusammenstellung zentraler Ergebnisse, im Anhang 2 werden zentrale Basisparameter dokumentiert. Die Anhänge 3 und 4 enthalten Kurzbeschreibungen der verwendeten Modelle.

Bei den durchgeführten Arbeiten konnte an vielen Stellen auf Vorarbeiten zurückgegriffen werden, hinsichtlich einiger Fragestellungen wurde jedoch auch (methodisches) Neuland betreten. Eine Reihe sehr interessanter Ergebnisse sind entstanden, gleichzeitig haben sich eine Vielzahl neuer Fragestellungen – vor allem zum Spannungsfeld liberalisierter Strommärkte und ambitionierter Klimapolitik – herauskristallisiert.

Den Sponsoren dieser Studie, Umweltstiftung WWF Deutschland und Deutsche Umwelthilfe, gilt gerade deshalb ein herzlicher Dank, dass sie sich auf neue Fragestellungen eingelassen und das Experiment neuer methodischer Ansätze mit getragen haben. Gleichwohl bleibt natürlich die Verantwortung für alle Annahmen und Ergebnisse, für alle Ungenauigkeiten und möglichen Fehler bei den Autoren.

2 Methodischer Ansatz

Hinsichtlich des methodischen Ansatzes wird in der hier vorliegenden Studie eine Kombination aus Literaturlauswertungen, Expertenschätzungen sowie dem Einsatz von zwei verschiedenen Modellen verfolgt.

Die Wirkungen unterschiedlicher Annahmen über politische – und teilweise wirtschaftliche – Rahmenbedingungen werden dabei über den Vergleich von zwei Szenarien analysiert:

- Im *Referenz-Szenario* werden die bisher ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen berücksichtigt, es wird aber keine Weiterentwicklung in Richtung einer klimapolitisch ambitionierten Strategie angenommen. Das Referenz-Szenario entspricht damit einem *Business as usual*-Ansatz.
- Im *Alternativ-Szenario* wird dagegen untersucht, welche Effekte verstärkte energie- und klimapolitische Anstrengungen (durch das Ergreifen oder das Weiterentwickeln konkreter politischer Instrumente) in Bezug auf Emissionen, Brennstoffbedarf und Kosten haben. Einen zentralen Orientierungspunkt bildet dabei eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 40% für den Zeitraum 1990 bis 2020.

Eine zentrale Grundlage für die Entwicklung des Referenz-Szenarios bildet die Hochpreisvariante zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos (2006). Diese Studie wurde den Analysen zu Grunde gelegt

- hinsichtlich der Strombedarfsentwicklung im Referenz-Szenario,
- hinsichtlich der Preisentwicklung für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas in den Standardvarianten,
- hinsichtlich der unterstellten Investitionskosten für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien.

Von EWI/Prognos (2006) abgewichen wurde hinsichtlich der folgenden Parameter bzw. Ergebnisse:

- die Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises wurde den aktuell absehbaren Trends angepasst;
- die Entwicklung des Kraftwerksparks im Referenz-Szenario stellt auf das in der Realität vorfindliche Emissionshandelssystem ab, dessen Wirkungen auf Investitionen sich grundlegend von idealtypischen Annahmen unterscheidet;
- variiert wurde die Entwicklung der Steinkohlepreise in einer Sensitivitätsanalyse für das Referenz-Szenario.

Neben der auf Expertenschätzungen bzw. einer Literaturlauswertung beruhenden Entwicklung des Alternativ-Szenarios hinsichtlich der Stromnachfrage und einer exogenen – wenn auch begründeten – Vorgabe für die zukünftige Entwicklung der Ex-

port/Importbilanz für den grenzüberschreitenden Stromtransport wurden die folgenden Modellierungsansätze verwendet:

- Hinsichtlich der Entwicklung der erneuerbaren Energien wurde auf die Modellanalyse von Nitsch et al. (2007) zurückgegriffen; ihre Ergebnisse wurden für die folgenden Modellanalysen exogen vorgegeben.
- Mit dem Investitionsmodell *ELIAS* des Öko-Instituts wurde das rationale Investitionsverhalten von Strommarktakteuren unter Zugrundelegung detailliert und sehr realitätsnah abgebildeter energiewirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen untersucht, wobei die heute vorherrschenden Erwartungen von Strommarktakteuren in Ansatz gebracht wurden.
- Der sich auf dieser Grundlage herausbildende Kraftwerkspark wurde mit dem Strommarktmodell *deeco-s* des arrhenius-Instituts in Bezug auf die „reale“ Nutzung evaluiert, es wurde also modelliert, welche Auslastung der verschiedenen Kraftwerke sich unter den gegebenen und ja höchst unterschiedlichen Rahmenbedingungen einstellt und welche Folgen dies für die Emissionen, Strom-Großhandelspreise sowie die Möglichkeit der Investoren hat, das eingesetzte Kapital zu erwirtschaften.

Im Rahmen der hier vorgelegten Studie wurde so ein als weitgehend statisch angesehenes Investitionsverhalten mit der Modellierung eines liberalisierten Strommarktes verbunden. In der Realität haben die Erfahrungen aus dem Strommarktgeschehen natürlich Rückwirkungen auf die Zukunftserwartungen der Investoren. Die sich so vollziehenden Lernprozesse konnten in dieser Studie nicht näher analysiert werden, dies bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten, bei denen die für die Zwecke dieser Studie erstmals (statisch) gekoppelten Investitions- und Strommarktmodelle dynamisch integriert werden.

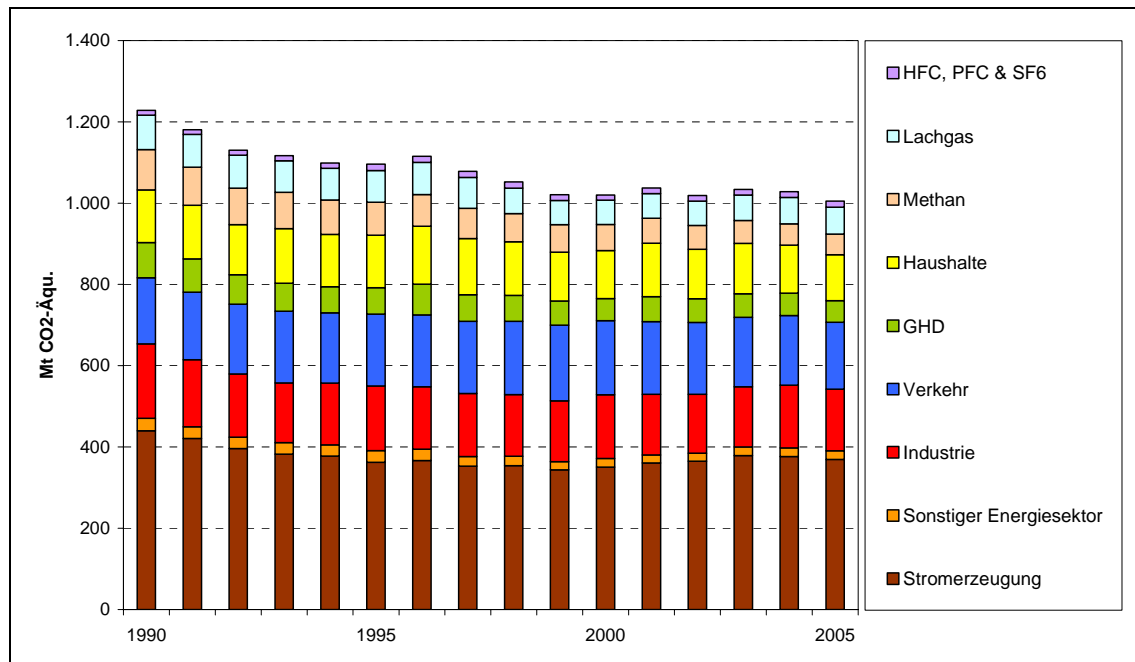
Sofern bestimmte Ergebnisse hinsichtlich Kosten, Emissionen oder Primärenergie im Gesamtsystem (z.B. hinsichtlich der Effekte von Kraft-Wärme-Kopplung oder der Substitution von elektrischen Anwendungen) nicht modellendogen bestimmt werden konnten, wurden sie mit entsprechenden Ergänzungsrechnungen komplettiert.

3 Aktuelle Emissionsentwicklungen und Emissionsminderungsziele in einer ambitionierten Klimaschutzpolitik

3.1 Emissionstrends und -ziele

Die CO₂-Emissionen aus der (öffentlichen und industriellen) Stromerzeugung bilden mit aktuell knapp 370 Mio. t CO₂ bzw. 37% den weitaus größten Verursacherbereich für die vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgasemissionen.¹ Wie die Abbildung 1 verdeutlicht, ist die im Vergleich zu 1990 zu bilanzierende Emissionsminderung in der Stromerzeugung von ca. 70 Mio. t CO₂ (dies entspricht ca. 16%) jedoch ganz überwiegend durch die Entwicklungen in der ersten Hälfte der neunziger Jahre zu erklären, seitdem haben die Emissionen aus der Stromerzeugung stagniert bzw. zeigen seit dem Jahr 2000 wieder steigende Tendenzen.

Abbildung 1 Entwicklung der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgasemissionen in Deutschland, 1990-2005



Quelle: Umweltbundesamt, UNFCCC, Berechnungen des Öko-Instituts.

¹ Die Abgrenzung der der Stromerzeugung zuzurechnenden CO₂-Emissionen ist methodisch kompliziert und mit einer Reihe wichtiger Annahmen verbunden (Berücksichtigung der Emissionen, die durch die Verbrennung von aus Hochöfen angeliefertem Gichtgas entstehen, Bewertung der CO₂-Emissionen aus der Müllverbrennung, Zurechnung des Brennstoffeinsatzes aus KWK-Anlagen etc.). Die genannte Zahl von ca. 370 Mio. CO₂ ist nach der Methodik der deutschen Treibhausgasinventare für die gesamte Stromerzeugung ermittelt worden. Die Emissionsdaten für das Basisjahr 2005 in den im Weiteren verwendeten Modellen unterscheiden sich aus unterschiedlichen – methodischen – Gründen von diesem Inventarwert. Da umfassende Modellanpassungen in diesem Projekt nicht vorgenommen werden konnten, werden die Emissionsverläufe stets relativ zum Niveau des Jahres 2005 angegeben.

Zur gesamten Emissionsminderung von ca. 18,4% hat damit die Stromerzeugung unterproportional beigetragen. Überproportional beigetragen haben dagegen zur gesamten Emissionsminderung vor allem die übrigen Umwandlungssektoren (dies betraf vor allem die Rückführung bzw. die Umstrukturierung der Braunkohlenwirtschaft, den Kleinverbrauchssektor (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) sowie die Nicht-CO₂-Emissionen, die im Jahr 2005 insgesamt um fast 70 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. knapp 34% unter denen des Basisjahrs lagen.²

Zur Erreichung eines 40%-Minderungsziels bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Basisjahr des Kyoto-Protokolls müssen die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 2005 um weitere 265 Mio. t CO₂-Äqu. zurückgeführt werden, dies entspricht einer Minderung um etwa 26%. Da mit Ausnahme der Methan-Emissionen aus der Abfallwirtschaft und der Steinkohlenindustrie (hier werden durch die ergriffenen abfallpolitischen Maßnahmen sowie das Auslaufen der Steinkohlenförderung in den nächsten zehn Jahren noch einmal erhebliche Minderungsbeiträge erbracht) für keinen Sektor – selbst unter Annahme deutlicher klima- und energiepolitischer Anstrengungen – noch einmal deutlich überproportionale Minderungsbeiträge erwartet werden können, muss ein erheblicher Minderungsbeitrag durch den wichtigsten Verursachersektor, die Stromerzeugung erbracht werden.

Für das Erreichen einer Emissionsminderung von 40% insgesamt (im Vergleich zu den Basisjahren des Kyoto-Protokolls) werden also im Bereich der Stromerzeugung Emissionsminderungen in der Größenordnung von etwa 25% (im Vergleich zum Emissionsniveau von 2005) erbracht werden müssen.

3.2 Energieeinsatz für die Stromerzeugung und Primärenergiebedarf

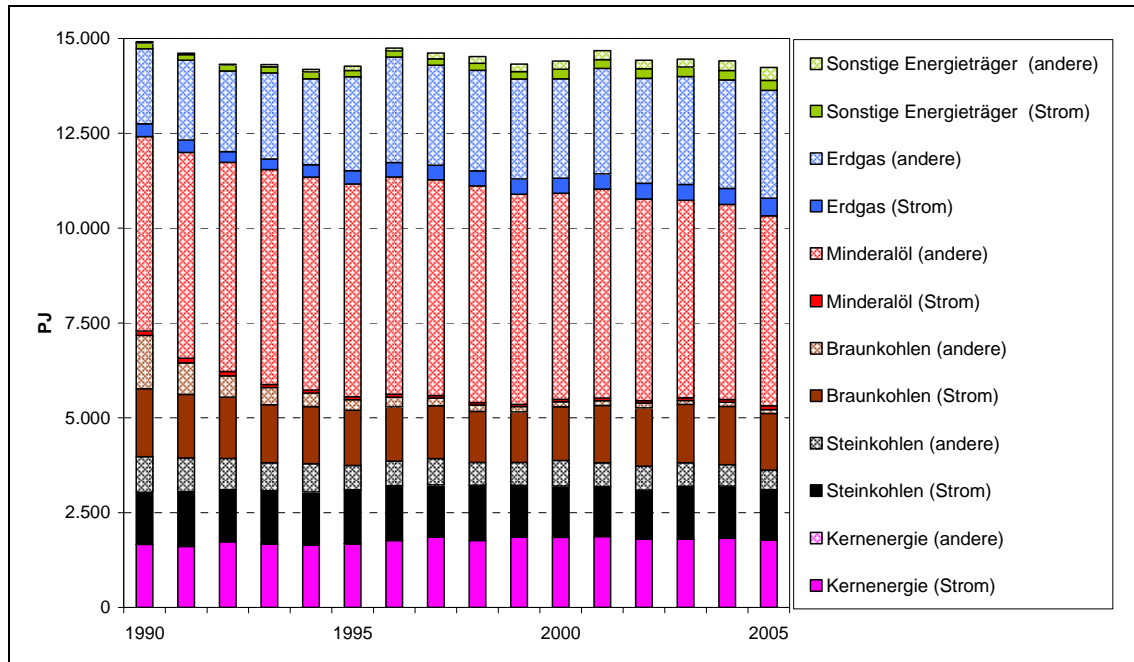
Hinsichtlich des Anteils der für die Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffmengen am gesamten Primärenergieverbrauch ergibt sich ein sehr heterogenes Bild für die Situation im Jahr 2005 (Abbildung 2):

- Insgesamt repräsentiert der Energieeinsatz für die Stromerzeugung aktuell einen Anteil von ca. 45%. 1990 betrug dieser Anteil nur etwa 41%, für die letzten Jahre ist ein vergleichsweise stetiger Anstieg zu verzeichnen.
- Für die Primärenergieträger Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle bildet die Stromerzeugung den klar dominierenden Einsatzbereich, wobei dieser mit faktisch 100% für Kernenergie und 93% für Braunkohle besonders groß ist und für Steinkohle mit 72% den ganz überwiegenden Anteil darstellt.
- Für den gesamten Erdgas- und Ölverbrauch Deutschlands bildet dagegen die Verstromung mit 14 bzw. 3 Prozent nur einen vergleichsweise geringen Anteil.

² Im Rahmen des Kyoto-Protokolls ist das Basisjahr für die Verpflichtungen das Jahr 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für Halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) sowie Schwefelhexafluorid (SF₆).

- Für die anderen Primärenergieträger (hierzu zählen die erneuerbaren Energien, aber auch das Importaufkommen an Strom etc.) bildet der Stromsektor mit etwa 43% wiederum ein signifikantes Einsatzgebiet.

Abbildung 2 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des Anteil der Einsatzmengen für die Stromerzeugung, 1990-2005



Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen des Öko-Instituts.

Aus diesem Überblick ergibt sich notwendigerweise, dass sich die Entwicklung des Anteils der Kernenergie sowie der Stein- und Braunkohlen in den letzten Jahren vor allem aus der Entwicklung des Stromsektors ergeben hat (sieht man einmal vom Strukturwandel in der Braunkohlenwirtschaft in den Jahren 1990 bis 1993 ab) und dass der teilweise enorme Zuwachs beim Öl- und Erdgasverbrauch ganz überwiegend ein Ergebnis der Entwicklungen im Wärmemarkt bzw. im Verkehrssektor ist. So beläuft sich beispielsweise der Verbrauchszuwachs für Erdgas in der Periode 1990 bis 2005 auf etwa 990 PJ, von diesem Zuwachs sind jedoch nur ca. 13% auf den Zuwachs der Erdgasverstromung zurückzuführen. Im Bereich der sonstigen Energieträger wird deutlich, dass der Zuwachs der Stromerzeugung v.a. aus erneuerbaren Energien eine deutliche Determinante für den wachsenden Anteil der anderen Energieträger ist.

Die Struktur des deutschen Primärenergieverbrauchs zeigt aber auch, dass die Umsetzung ambitionierter Klimaschutzziele – zumal unter der Rahmenbedingung eines Auslaufens der Kernenergie – Maßnahmen in allen Verbrauchsbereichen erfordern wird, wenn auch den Veränderungen bei den besonders emissionsintensiven Primärenergieträgern Stein- und Braunkohle, also der Stromwirtschaft eine besondere Bedeutung zukommen wird.

4 Die Stromnachfrage

4.1 Endnachfrage nach Strom in den Szenarien

Der Strombedarf in den Endverbrauchssektoren bildet die entscheidende Determinante für die notwendige Stromerzeugung.

Tabelle 1 Stromnachfrage im Referenz-Szenario

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Industrie	208	235	238	235	233	232	232
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	140	128	130	130	125	125	125
Raumwärme	11	10	10	10	10	10	10
Warmwasser	15	15	15	15	15	15	15
Prozesswärme	15	15	15	15	15	15	15
Beleuchtung	25	26	26	24	22	21	21
Andere Geräte	75	61	63	66	63	63	63
Private Haushalte	131	142	145	146	147	145	143
Raumwärme	21	23	21	21	20	19	19
Warmwasser	13	15	15	15	15	15	15
Kochen	11	11	11	11	11	11	11
Beleuchtung	11	11	11	10	10	9	9
Andere Geräte	74	82	87	89	92	90	89
Verkehr	16	16	17	18	20	21	22
Endenergieverbrauch	494	521	530	530	525	523	522
Anmerkungen: ^a ohne Wasch- und Geschirrspülmaschinen. - ^b einschließlich Wasch- und Geschirrspülmaschinen							

Quellen: AG Energiebilanzen, VDEW 2001+2007, EWI/Prognos 2005+2006, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Für die Verbrauchsstrukturen im Zeitraum 2000/2005 ergibt sich dabei die folgende Ausgangssituation (Tabelle 1):

- Das Verarbeitende Gewerbe und der übrige Bergbau (im Folgenden als Industrie bezeichnet) repräsentieren mit fast der Hälfte des gesamten Endverbrauchs an Elektrizität den bei Weitem größten Verbrauchsbereich. Etwa ein Viertel des Stroms wird für (Prozess-) Wärmeanwendungen benötigt, knapp zwei Drittel zur Bereitstellung mechanischer Energie und jeweils etwa 5% für Informations- und Kommunikationstechnologien und Beleuchtungssysteme.
- Der Verbrauch in den Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistung beträgt 25 bis 30% des gesamten Stromverbrauchs. Die dominierenden Anwendungen sind hier die Bereitstellung mechanischer Energie (40%) und Beleuchtung (20%). Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasserbereitstellung sowie Information und Kommunikation repräsentieren jeweils Verbrauchsanteile von 8 bis 12%.
- In den privaten Haushalten wird ebenfalls ein Anteil von etwa 25 bis 30% des gesamten Stroms verbraucht. Der Stromeinsatz zur Erzeugung mechanischer Energie repräsentiert dabei einen Verbrauchsanteil von etwa 30%, die Anteile von Beleuchtung sowie Information und Kommunikationen summieren sich auf etwa 20%. Ein erheblicher Anteil des Stroms wird aber auch für das Kochen

(20%) sowie die Warmwasserbereitung (17%) und die Raumheizung (16%) eingesetzt.

- Der Verkehrssektor spielt für den Stromverbrauch mit einem Anteil von ca. 3% nur eine nachgeordnete Rolle. Hinsichtlich des Einsatzes spielen Fahrzeugantriebe mit ca. 85% die herausragende Rolle, jeweils ca. 5% des gesamten Strom-einsatzes im Verkehrssektor sind der Raumwärmeerzeugung, der Beleuchtung sowie den Informations- und Kommunikationstechnologien zuzuordnen.

Die Entwicklung der Stromnachfrage im Referenz-Szenario orientiert sich an der Hochpreisvariante zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos (2006). Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom ist dabei eine weitgehende Stagnation auf aktuellem Niveau geprägt. Die sich autonom vollziehenden Effizienzverbesserungen bei Geräten bzw. der modernisierungsbedingte Abgang von z.B. elektrischen Heizungen werden dabei durch zunehmende Ausstattungsgrade bei Geräten bzw. Neuanschlüsse weitgehend vollständig kompensiert.

Entsprechend ändert sich sowohl die Struktur des Stromverbrauchs nach Sektoren als auch hinsichtlich der Einsatzstrukturen nach Anwendungen nur unwesentlich (Tabelle 1).

Tabelle 2 Stromnachfrage im Alternativ-Szenario

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Industrie	208	235	238	235	233	232	232
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	140	128	128	124	115	109	105
Raumwärme	11	10	10	7	6	3	2
Warmwasser	15	15	15	12	12	10	10
Prozesswärme	15	15	15	15	12	12	12
Beleuchtung	25	26	26	22	18	17	16
Andere Geräte	75	61	61	60	59	56	54
Private Haushalte	131	142	140	130	113	99	93
Raumwärme	21	23	21	18	12	6	2
Warmwasser ^a	13	15	15	15	11	10	10
Kochen	11	11	12	11	9	9	9
Beleuchtung	11	11	11	10	8	7	7
Andere Geräte ^b	74	82	82	83	80	78	77
Verkehr	16	16	17	18	20	21	22
Endenergieverbrauch	494	521	523	508	481	461	452
Anmerkungen: ^a ohne Wasch- und Geschirrspülmaschinen. - ^b einschließlich Wasch- und Geschirrspülmaschinen							

Quellen: AG Energiebilanzen, VDEW 2001+2007, EWI/Prognos 2005+2006, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Für die Entwicklung des exemplarischen Alternativ-Szenarios (Tabelle 2) wurden vor allem Maßnahmen in zwei Bereichen näher analysiert:

- Ein wesentlicher Teil des Stromeinsatzes, vor allem in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen erfolgt nach wie vor für elektrische Direktheizungen (ganz überwiegend Nachtstromspeicherheizungen). Etwa 6,5% des gesamten Endenergieverbrauchs von Strom in Deutschland ist diesem Ein-

satzfeld zuzuordnen, das sowohl aus ökologischen (unter allen Heizungssystemen haben vor allem Nachtstromspeicherheizungen die höchsten CO₂-Emissionen) als auch aus wirtschaftlichen Gründen (Stromheizungen haben die mit Abstand höchsten Kosten) für die meisten Einsatzfelder als höchst fragwürdig anzusehen ist.

- Auch für die elektrische Warmwassererzeugung existieren ökologisch und wirtschaftlich deutlich vorteilhaftere Systeme, die vor allem bei der Modernisierung von Heizungsanlagen durch zentrale Warmwasserbereitungsanlagen ersetzt werden können.
- Für eine Vielzahl der elektrischen Geräte sind in der Vergangenheit erhebliche Effizienzverbesserungen erfolgt. Aber auch weiterhin stehen Technologien zur Verfügung, mit denen die gleichen Dienstleistungen mit erheblich geringerem Stromeinsatz erbracht werden können. So werden für die wichtigsten elektrischen Großgeräte (Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Geschirrspüler repräsentieren heute und auch in Zukunft etwa ein Drittel des Haushaltsstromverbrauchs) auch zukünftig Bestwerte erwartet, die um 30 bis 40% unter den heutigen Durchschnittswerten liegen.
- Ein erheblicher Teil des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten wird zukünftig aus dem Bedarf von Informations- und Kommunikationsgeräten sowie Geräten der Unterhaltungselektronik entstehen. Aber auch hier sind, z.B. im Bereich des Standby-Verbrauchs durch einfache technische Veränderungen erhebliche Effizienzverbesserungen möglich.
- Auch für die Beleuchtung wird zukünftig noch von erheblichen Effizienzverbesserungen durch eine Optimierung der Gebrauchseigenschaften (Lichttöne von Einsparlampen) sowie durch neue Technologien (LED-Leuchten) ausgegangen, die deutlich über die autonomen Effizienzverbesserungen hinausgehen können.

Für das Alternativszenario wird besonders den folgenden Strategieansätzen eine besondere Bedeutung beigemessen, die sowohl auf den Sektor private Haushalte als auch auf den Dienstleistungssektor abzielen:

- Für die wichtigsten elektrischen Großgeräte wird im Rahmen der EU-Ecodesign-Richtlinie die Einführung von dynamischen Höchstverbrauchsstandards unterstellt, nach denen die Bestwerte für eine bestimmte Geräteklasse zu einem bestimmten Zeitpunkt nach fünf weiteren Jahren den Höchstverbrauchsstandard für diese Geräteklasse bilden (*Top Runner*-Ansatz). Begleitet wird diese Standardsetzung durch eine entsprechend dynamisierte Gerätezeichnung.
- Höchstverbrauchsstandards werden auch für Leuchtmittel eingeführt, die bis zum Jahr 2030 zu einem weitgehenden Ersatz von klassischen Widerstandslampen führen.
- Ebenfalls durch Einführung von Höchstverbrauchsstandards bzw. durch entsprechende regulatorische Maßnahmen wird die Minimierung der Standby-Verluste

in den Geräten der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Unterhaltungselektronik verfolgt.

- Es wird ein Energiesparfonds aufgelegt, der neben der Durchführung von gezielten Informationskampagnen vor allem auf fokussierte Energiesparmaßnahmen ausgerichtet wird. Im Vordergrund steht dabei ein Förderprogramm für den weitgehenden Ersatz von elektrischen Direktheizungen und der damit verbundenen elektrischen Warmwasserbereitungssysteme.

Im Ergebnis führen die auf diese vier Strategien ausgerichteten Maßnahmenbündel im Zeitraum 2005 bis 2030 zu folgenden Änderungen im Vergleich zum Referenz-Szenario (und der darin unterstellten autonomen Effizienzverbesserung):

- Durch die Substitution elektrischer Heizungs- und Warmwasserbereitungsanlagen ergibt sich ein verminderter Stromverbrauch von ca. 35 TWh.
- Im Zusammenhang mit dem Ersatz von elektrischen Direktheizungen werden auch Prozesswärmebereitungsanlagen und elektrische Herde mit einem Stromverbrauch von 6 TWh durch andere Anlagen substituiert.
- Im Bereich der Beleuchtung sinkt der Stromverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario nochmals um etwa 7 TWh.
- Im Bereich der elektrischen Geräte beträgt die Verbrauchsminderung durch Effizienzverbesserungen 22 TWh.

Die Maßnahmen zur Effizienzverbesserung beruhen dabei zu einem wesentlichen Teil auf einem starken Engagement auf EU-Ebene (Effizienz- und Standby-Standards), etwa zur Hälfte aber auch auf einem im nationalen Rahmen aufzusetzenden Programm.

Hinsichtlich der beiden erstgenannten Minderungsoptionen für den Stromverbrauch ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass diese Maßnahmen zwar zur Minderung von CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung führen, aber auch zusätzliche Emissionen entstehen, wenn die elektrischen Geräte und Anlagen durch solche auf Basis fossiler Energieträger (v.a. Erdgas) substituiert werden. Dieser Effekt wird dann bei der Bilanzierung der Gesamteffekte berücksichtigt (siehe Kapitel 7).

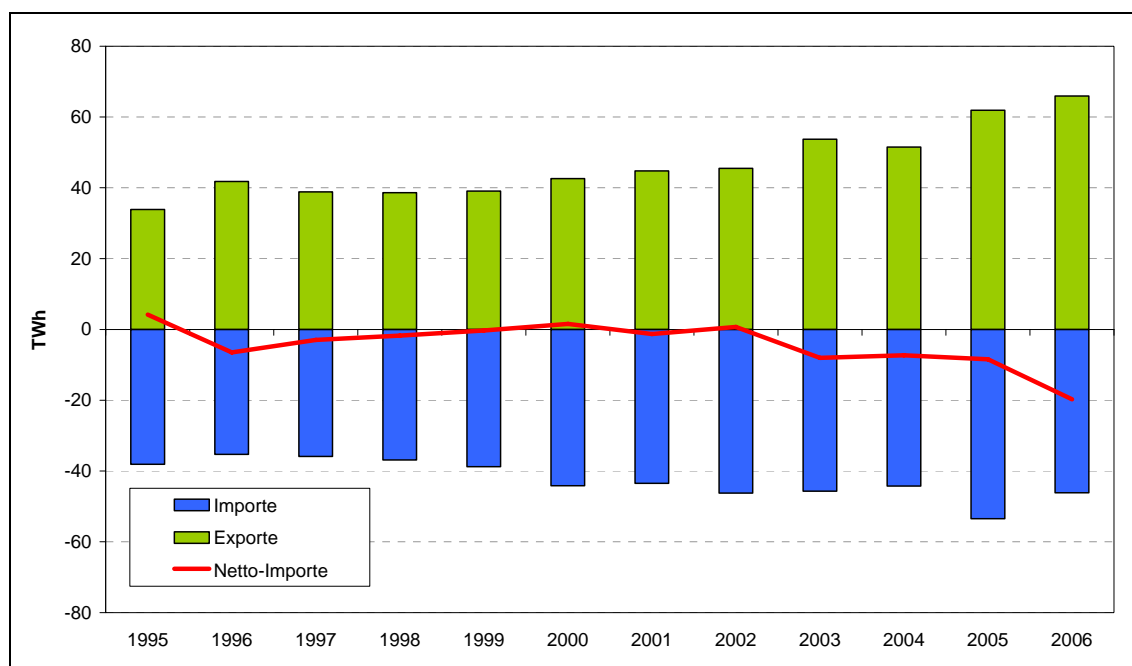
Insgesamt führt das Alternativ-Szenario zu einem stetig sinken Stromverbrauch in den Endenergiesektoren. Im Zeitraum 2005 bis 2020 geht der Stromverbrauch hier um knapp 30 TWh und dann bis zum Jahr 2030 nochmals um weitere 40 TWh zurück. Dies entspricht einer Rückführung des Stromverbrauchs um knapp 8% bis zum Jahr 2020 sowie um ca. 13% bis zum Jahr 2030. Natürlich sind auch in den Sektoren Industrie und Verkehr noch weitere Potenziale zur Minderung des Stromverbrauchs zu erschließen.³ Hier werden aber sehr viel umfassendere und vielfältigere Maßnahmen (-Kombinationen) notwendig, die im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet werden konnten.

³ Vgl. hierzu die umfangreichen Darstellungen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung des 14. Deutschen Bundestages (EK 2001) sowie speziell zum Stromsektor ifeu et al. (2006) und ISI/CEPE (2003).

4.2 Stromexporte und –importe

Eine vor allem in jüngster Zeit an Bedeutung gewinnende Rolle spielen für die Stromerzeugung in Deutschland die Ein- und Ausfuhren von Strom. Traditionell ist Deutschland ein Land mit relativ ausgeglichener Ein- und Ausfuhrbilanz bei Elektrizität. Abbildung 3 verdeutlicht diese Entwicklung für den Zeitraum seit der „elektrischen Vereinigung“ Deutschlands, der Zuschaltung des Verbundnetzes der neuen Bundesländer zum westeuropäischen Verbundsystem UCTE. Bis zur Jahrtausendwende spielte der Außenhandel für das deutsche Stromaufkommen nahezu keine Rolle. Seit 2001 steigt aber der Nettoexport aus Deutschland stetig an und erreichte 2006 mit fast 20 TWh einen historischen Höhepunkt. Kraftwerke mit einer Leistung von mehreren Tausend Megawatt wurden damit faktisch nur für den Export betrieben. Wird unterstellt, dass die exportierenden Kraftwerke den Grenzkraftwerken im deutschen Strommarkt entsprechen, so dürften dem Stromexport aus Deutschland zusätzliche Emissionen von ca. 20 Mio. t CO₂ in Deutschland zuzurechnen sein.

Abbildung 3 Elektrizitätsausfuhr und –einfuhr, Deutschland 1995-2006



Quelle: UCTE, Berechnungen des Öko-Instituts.

Für die Szenarien wurden hinsichtlich der Nettostromexporte die folgenden Annahmen getroffen:

- Bis zum Jahr 2010 gehen die Nettostromexporte auf das Niveau von 2005 zurück, dies entspricht einem Exportvolumen von ca. 8 TWh.
- Mit zunehmender Inbetriebnahme neuer Kraftwerkskapazitäten werden die (altersbedingten) Kostenvorteile des deutschen Kraftwerksparks zurückgehen, so dass ab 2015 wieder mit einer ausgeglichenen Bilanz gerechnet wird.

4.3 Bruttostromnachfrage

Aus dem Nettostromverbrauch und der Entwicklung der Stromexporte lässt sich die notwendige Nettostromerzeugung errechnen. Dabei müssen auch noch der Stromverbrauch in den anderen Umwandlungssektoren (Raffinerien, Zechen, etc.) sowie die Leitungsverluste und der Pumpstromverbrauch (für die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken) berücksichtigt werden. Hier wurden die Nachfragemuster von EWI/Prognos (2006) übernommen (Stromerzeugung der Pumpspeicherkraftwerke und spezifische Leitungsverluste). Vor allem bedingt durch den Rückgang der Nettostromexporte geht die Nettostromerzeugung im Referenz-Szenario bis 2030 um mehr als 10 TWh zurück (Tabelle 3). Im Alternativ-Szenario müssen im Jahr 2020 ca. 46 TWh und im Jahr 73 TWh weniger Strom erzeugt werden als im Referenz-Szenario (Tabelle 4).

Tabelle 3 Stromnachfrage und –erzeugung im Referenz-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Endenergieverbrauch	494	521	530	530	525	523	522
Industrie	208	235	238	235	233	232	232
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	140	128	130	130	125	125	125
Private Haushalte	131	142	145	146	147	145	143
Verkehr	16	16	17	18	20	21	22
Umwandlungssektor	46	47	42	41	41	42	41
Verbrauch im Umwandlungssektor	16	14	15	14	13	13	12
Leitungsverluste, Pumpstromverbrauch	30	33	28	27	27	29	29
Importsaldo	2	-8	-8	0	0	0	0
Nettostromerzeugung	538	576	580	571	566	565	563

Quellen: EWI/Prognos 2006, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 4 Stromnachfrage und –erzeugung im Alternativ-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Endenergieverbrauch	494	521	523	508	481	461	452
Industrie	208	235	238	235	233	232	232
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	140	128	128	124	115	109	105
Private Haushalte	131	142	140	130	113	99	93
Verkehr	16	16	17	18	20	21	22
Umwandlungssektor	46	47	42	40	39	39	38
Verbrauch im Umwandlungssektor	16	14	15	14	13	13	12
Leitungsverluste, Pumpstromverbrauch	30	33	27	27	26	27	26
Importsaldo	2	-8	-8	0	0	0	0
Nettostromerzeugung	538	576	572	548	520	500	490

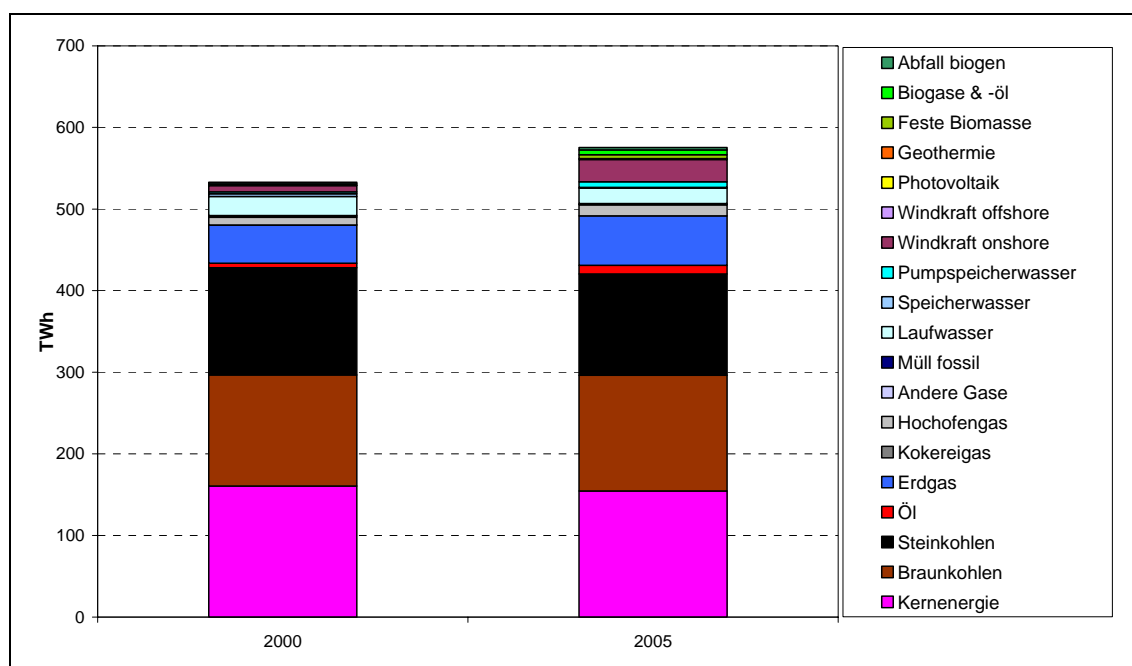
Quellen: EWI/Prognos 2006, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

5 Die Entwicklung des Kraftwerksparks

5.1 Ausgangssituation und Rahmenbedingungen

Das Niveau der Stromerzeugung in Deutschland bzw. die Dynamik im Zeitraum seit dem Jahr 2000 ist vor allem geprägt durch die massive Zunahme der Stromexporte, die die notwendige Stromerzeugung in Deutschland – neben dem Wachstum der Stromnachfrage aus dem Inland – signifikant nach oben getrieben haben (vgl. Kapitel 4.2 und 4.3).

Abbildung 4 Struktur der Nettostromerzeugung in Deutschland, 2000 und 2005



Quellen: Statistisches Bundesamt, Statistik der Kohlenwirtschaft, BMU, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die aktuelle Struktur der Nettostromerzeugung⁴ in Deutschland ist vor allem geprägt durch die drei dominierenden Blöcke der Kernenergie sowie der Braun- und Steinkohlenverstromung, die zusammen etwa 73% der Stromerzeugung des Jahres 2005 abgedeckt haben. Stark wachsende Tendenz haben, jedoch von niedrigen Ausgangsniveaus die Erdgasverstromung (der Anteil wuchs von 9% im Jahr 2000 auf 11% im Jahr 2005) sowie die Windstromerzeugung (von 1% im Jahr 2000 auf etwa 5% in 2005). Neben der

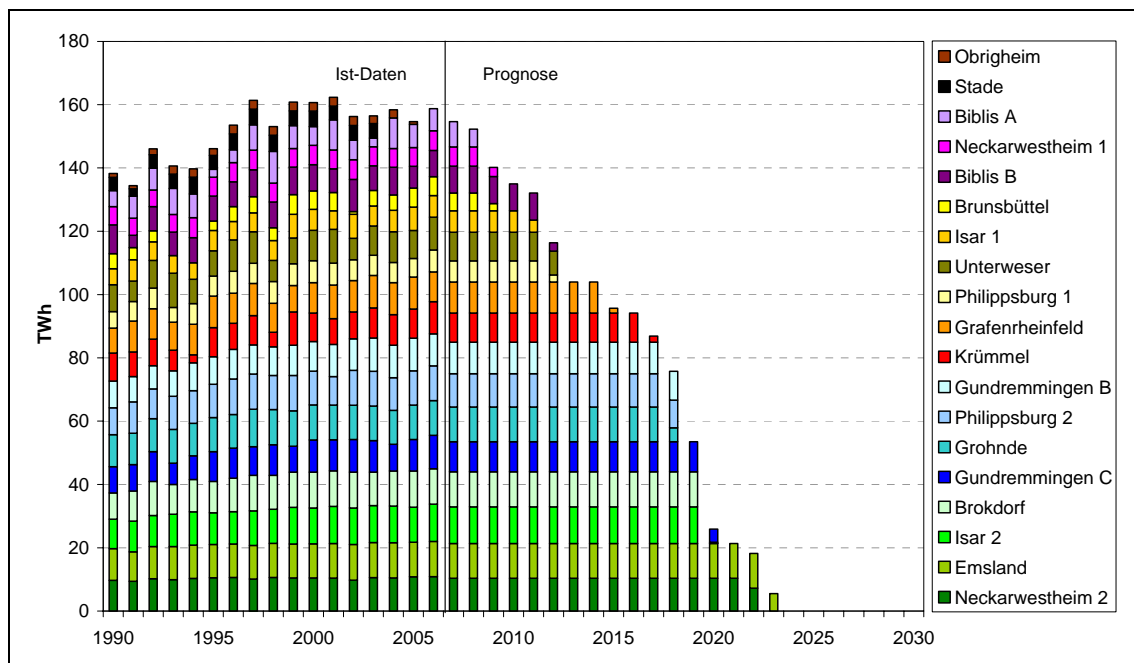
⁴ Die Nettostromerzeugung ist die Stromerzeugung der jeweiligen Kraftwerke, abzüglich des Eigenstromverbrauchs der Kraftwerke (Pumpen, Rauchgasreinigungsanlagen, etc.). Der Bezug auf die Nettostromerzeugung ermöglicht es, die Struktureffekte im Kraftwerkspark auch auf der Bereitstellungsseite adäquat abzubilden (Kohlenkraftwerke haben einen deutlich höheren Eigenstromverbrauch als Erdgaskraftwerke etc.). Da in vielen Statistiken jedoch nur die Bruttostromproduktion ausgewiesen wird, wurde die Umrechnung in Nettostromproduktion auf Grundlage der Daten des Statistischen Bundesamtes für die öffentliche Stromwirtschaft vorgenommen.

Wasserkraft mit weitgehend konstantem Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland spielt die Vielzahl der anderen Stromerzeugungsoptionen aus erneuerbaren Energien (noch) keine größere Rolle.

Der Anteil der erneuerbaren Energien lag im Jahr 2005 bei etwa 11%, die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls bei etwa einem Zehntel.⁵

Eine zentrale energiepolitische Rahmenbedingung für die zukünftige Entwicklung der Stromwirtschaft in Deutschland bildet das Auslaufen der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken nach den Regelungen des Atomgesetzes von 2002 (AtG 2002).⁶ Mit diesem Gesetz wird die Nettostromproduktion der einzelnen Kernkraftwerke einerseits begrenzt (Reststrommengen) und andererseits durch die Möglichkeit der Übertragung von Reststrommengen – zumindest in bestimmten Grenzen – flexibilisiert.

Abbildung 5 Auslaufen der Kernenergie nach dem AtG 2002



Quellen: IAEA, BfS, Atomforum, Berechnungen des Öko-Instituts.

Da insbesondere die Übertragung der Reststrommengen einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken im Zeitverlauf hat, wurden für die Gestaltung der Szenarien die folgenden Annahmen zu Grunde gelegt:

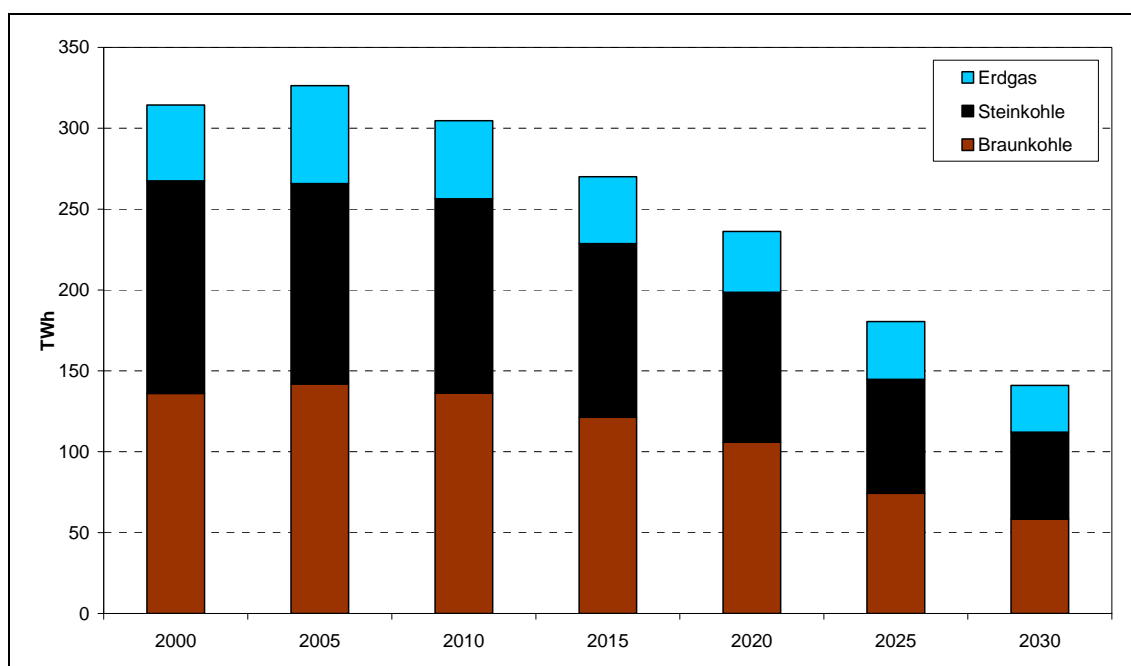
⁵ Die Abgrenzung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung ist in erheblichem Maße umstritten, die Angaben für Deutschland schwanken hier – selbst in den amtlichen Statistiken – bei Werten zwischen 50 und 70 TWh. Aus Gründen der Modellkonsistenz wird hier von einem Ausgangswert in der Größenordnung von etwa 50 TWh ausgegangen.

⁶ Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz - AtG), zuletzt geändert durch Artikel 161 der Verordnung vom 31. Oktober 2006.

- Die jahresdurchschnittliche Stromproduktion der einzelnen Anlagen basiert auf den historischen Produktionsdaten, wobei besondere Anlagenstillstände im Zeitraum bis Ende 2006 jeweils berücksichtigt wurden.
- Die verbleibenden Reststrommengen des 2003 stillgelegten KKW Stade werden auf das KKW Brokdorf übertragen.
- Die in erheblichem Umfang zur Verfügung stehenden Reststrommengen des KKW Mülheim-Kärlich (insgesamt 107 TWh) werden im Rahmen der rechtlich zulässigen Mengen auf die KKW Biblis B (21,45 TWh) sowie auf die KKW Gundremmingen B und C sowie Emsland (jeweils 28,60 TWh) übertragen.

Insgesamt wird damit das letzte deutsche Kernkraftwerk im Jahr 2023 außer Betrieb genommen, die größte Welle an Außerbetriebnahmen ergibt sich für den Zeitraum 2010 bis 2020, in dem Kraftwerkskapazitäten mit einer Stromproduktion von ca. 120 TWh angebots- oder nachfrageseitig ersetzt werden müssen.

Abbildung 6 Stromerzeugungspotenzial der fossilen Altkraftwerke, 2000-2030



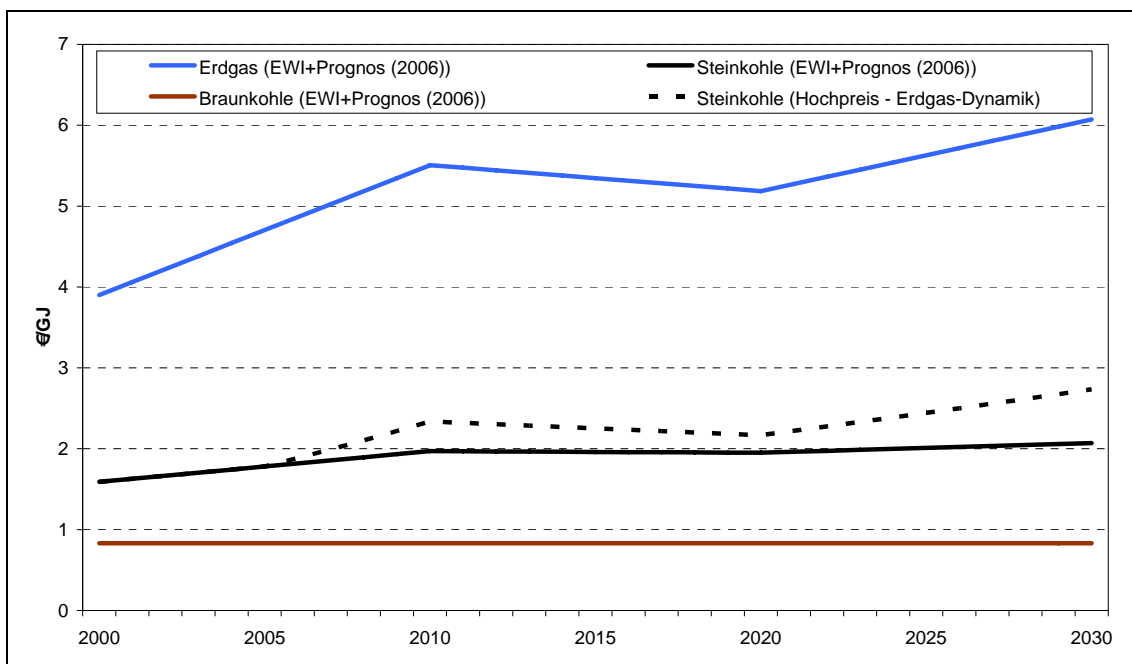
Quellen: Platts, Berechnungen des Öko-Instituts.

Eine weniger energiepolitische als energiewirtschaftliche Rahmenbedingung resultiert aus dem stark überalterten Kraftwerkspark – zumindest in den alten Bundesländern. Die Abbildung 6 zeigt das Stromerzeugungspotenzial der Altkraftwerke (dies sind die im Jahr 2000 betriebenen Kraftwerke) auf fossiler Basis. Sofern diese Kraftwerke auch in Zukunft so betrieben werden wie derzeit und keine Ertüchtigungsmaßnahmen zur Laufzeitverlängerung ergriffen werden, so müssen bei technischen Laufzeiten der fossilen Wärmekraftwerke von 40 bis 50 Jahren bis zum Jahr 2030 Alternativoptionen für eine Strombereitstellung von etwa 150 TWh bereitgestellt werden. Vor allem betrifft dies die Steinkohlenkraftwerke, die insbesondere in den alten Bundesländern betrieben werden

und inzwischen bereits ein erhebliches Alter erreicht haben. In Bezug auf die Braunkohlenkraftwerke ergibt sich ein differenzierteres Bild. Überwiegend stark überalterten Anlagen in den alten Bundesländern steht hier eine ganze Reihe von Neubaukraftwerken in den neuen Bundesländern gegenüber, die um die Jahrtausendwende in Betrieb genommen worden sind und so bis weit jenseits des Zeithorizonts von 2030 betrieben werden können.

Zu den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gehört auch die Entwicklung der Energiepreise. Hier wird im Grundsatz auf die Brennstoffpreise für die Stromwirtschaft im Hochpreisszenario von EWI/Prognos (2006) zurück gegriffen (Abbildung 7). Für Erdgas ergibt sich danach bis zum Jahr 2010 noch eine weitere Steigerung, dann bis etwa 2020 eine Konsolidierung auf hohem Niveau und ab 2020 ein weiterer Anstieg. Der Preis für Steinkohle bleibt nach leichten Steigerungen bis 2020 etwa konstant, die Kosten für die ganz überwiegend nicht konzernübergreifend gehandelte Braunkohle werden als konstant angenommen.

Abbildung 7 Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk, 2000-2030



Quellen: EWI/Prognos 2006, Berechnungen des Öko-Instituts

Da jedoch aus der historischen Perspektive die Projektion bei EWI/Prognos (2006) für die Erdgaspreise im Vergleich zu den Trends bei den Steinkohlenpreisen nicht konsistent sind, wurde für die Steinkohlenpreise eine Variante für Sensitivitätsrechnungen entwickelt. Der Vergleich der Preisentwicklungen für Öl, Erdgas und Steinkohle auf den internationalen Märkten (auf Basis US-\$) für den Zeitraum seit 1985 zeigt, dass die Entwicklungen des Erdölpreises im internationalen Handel deutliche Parallelitäten zur Dynamik sowohl bei den Erdgaspreisen als auch den Steinkohlenpreisen aufweist, also die Erdgas- und Steinkohlenpreise zumindest im Trend sehr ähnliche Änderungsraten

aufweisen. Dieser Zusammenhang ist zwar in den letzten Jahren vor allem durch die Entwicklung der Wechselkurse in erheblichem Maße verzerrt worden⁷, sollte aber für mittelfristige Projektionen nicht außer Betracht gelassen werden.

Dementsprechend ergeben sich die folgenden Kombinationen für den Satz an Preisparametern:

- Sowohl im Referenz- als auch im Alternativszenario werden die Standardvarianten für die Braunkohlenpreise (konstant), die Steinkohlenpreise (im Jahr 2030 16% über dem Niveau von 2005) sowie die Erdgaspreise (im Jahr 2030 ca. 29% über dem Niveau von 2005) in Ansatz gebracht.
- Für eine Sensitivitätsvariante des Referenz-Szenarios wird neben den Standardvarianten für Braunkohlen- und Erdgaspreise die Variante für die Steinkohlenpreisentwicklung in Ansatz gebracht, die sich für die Grenzübergangspreise bei Steinkohle an der Dynamik der Erdgaspreise frei Grenze orientiert. Es ergibt sich für das Jahr 2030 ein Preisniveau von ca. 53% über dem Wert des Jahres 2005.⁸

Über den Szenarienzeitraum ändert sich damit die Preisstruktur der Brennstoffbeschaffung in jedem Fall zugunsten von Braunkohle, in der Standardvariante auch zu Vorteilen von Steinkohle gegenüber Erdgas; in der Sensitivitätsvariante für den Steinkohlenpreis verschiebt sich die Preisstruktur wiederum etwas zu Gunsten der Erdgasverstromung.

Neben den Brennstoffkosten und den Investitionskosten (siehe dazu die Zusammenstellung im Anhang 2) spielen jedoch nach Einführung des EU-Emissionshandelssystems auch die Kosten für die CO₂-Zertifikate eine wichtige Rolle. Hier werden die folgenden Annahmen getroffen (Abbildung 8):

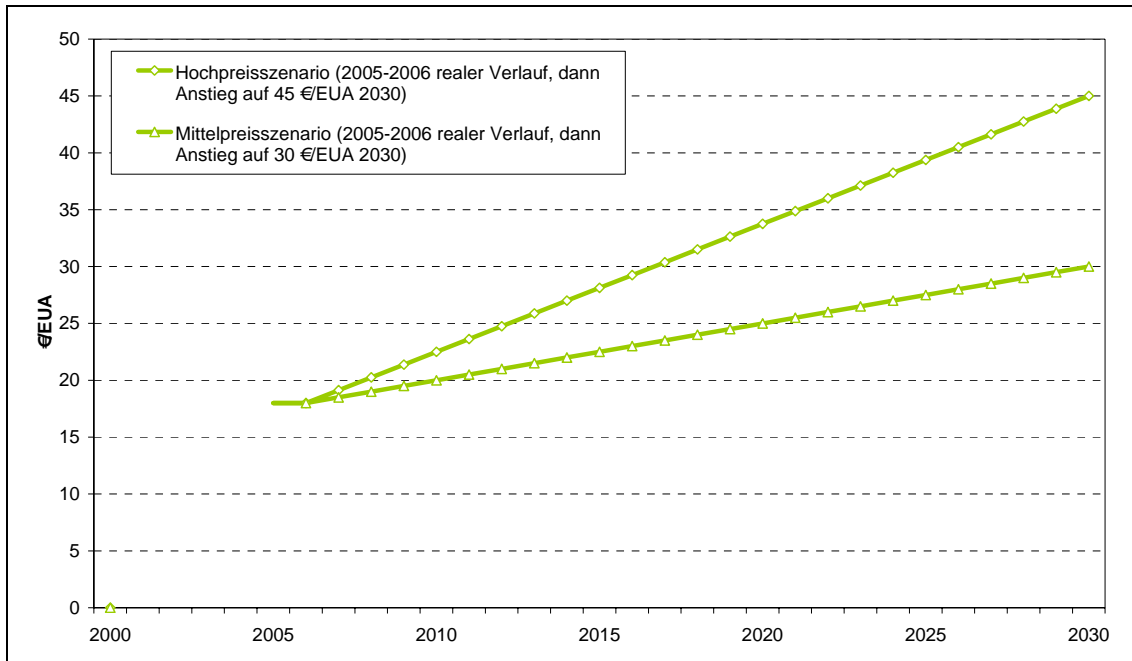
- Im Referenzszenario wird die derzeit beobachtbare Preisentwicklung für die CO₂-Emissionszertifikate fortgesetzt. Von Fünfjahresperiode zu Fünfjahresperiode des EU-Emissionshandelssystems werden die Emissionsziele (Caps) für die Europäische Union um ca. 100 Mio. t CO₂ reduziert, so dass sich (inflationsbereinigt) Zertifikatspreise – bei im Grundsatz steigender Tendenz – im Bereich von 20 bis 30 €/EUA einstellen.
- Für das Alternativszenario beruhen die Erwartungen der Investoren und Anlagenbetreiber darauf, dass die Klimapolitik deutlich auf striktere Vorgaben orientiert und sich entsprechend höhere Zertifikatspreise einstellen, die sich – bei e-

⁷ Die in US-\$ kontrahierten Steinkohlenimporte für Nordwest-Europa sind beispielsweise seit Anfang 2006 um gut 20% gestiegen, wurden aber durch den Wertverlust des US-\$ (über 10% seit Anfang 2006) nahezu kompensiert. Die Wettbewerbsfähigkeit von Steinkohle hat sich damit im Vergleich zu den überwiegend in Euro kontrahierten Erdgasimporten wechselkursbedingt verbessert.

⁸ Diese im Vergleich der Preise frei Kraftwerk höhere Steigerung für Steinkohle (53% im Vergleich zu 29% für Erdgas) ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass der Anteil der Kosten für den inländischen Transport und die Strukturierung der Gasbereitstellung für Erdgas deutlich höher liegt als die Transportkosten für die Steinkohle im Inland.

benfalls steigender Tendenz – im Mittel eher in der Größenordnung von 30 bis 35 €/EUA einstellen.

Abbildung 8 Entwicklung der (realen) Preise für CO₂-Emissionszertifikate, 2005-2030



Quellen: Annahmen des Öko-Instituts.

Um die Effekte eines sich im Ergebnis dann doch anders einstellenden Preisniveaus für die CO₂-Zertifikate auf den Anlagenbetrieb abschätzen zu können, wird das Alternativ-Szenario mit dem Strommarktmodell auch für eine Sensitivitätsvariante mit dem unteren Preispfad für die Zertifikate berechnet.

5.2 Erneuerbare Energien

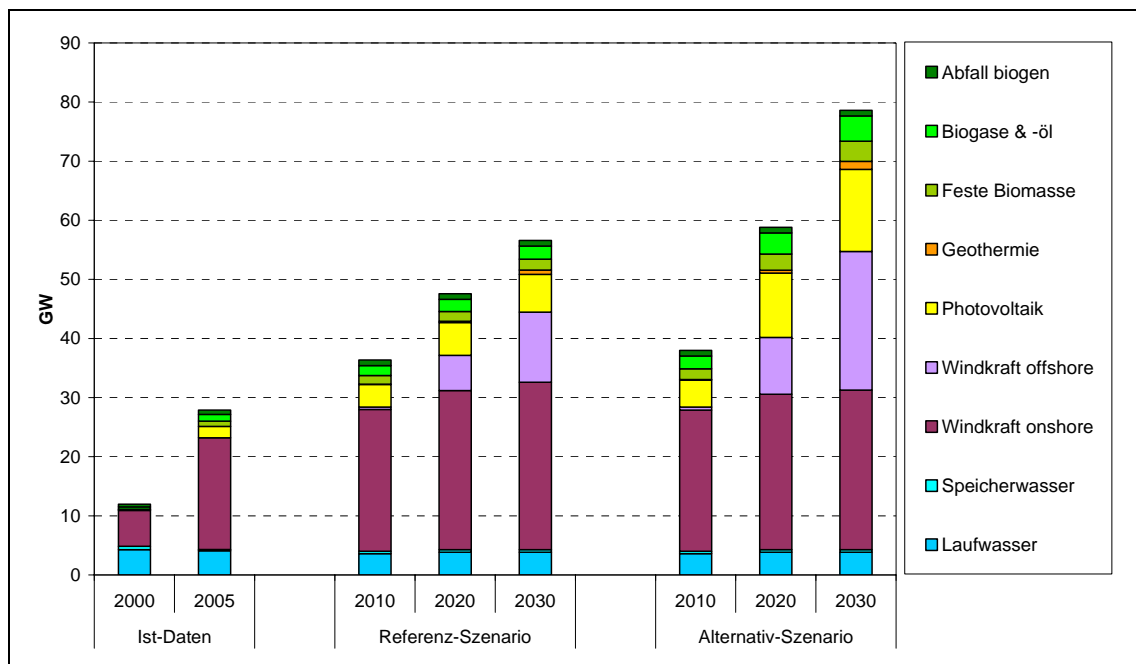
Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Bereich der erneuerbaren Energien wird modellexogen vorgegeben. Die Grundannahme dafür ist, dass insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energie Zielvorgaben eine besondere Rolle spielen werden, das entsprechende (Förder-) Instrumentarium auf vielfältige Weise daran ausgerichtet wird (Einspeisvergütungen, Kostenübernahme für Netzanbindung, Steueroptimierung etc.).

- Im Referenz-Szenario orientiert sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung an der Hochpreisvariante von EW/Prognos (2006), nach der die Stromerzeugung aus regenerativen Energien im Jahr 2020 etwa ein Niveau von knapp 120 TWh und im Jahr 2030 von 150 TWh erreicht. Getragen wird diese Entwicklung vor allem durch die Windstromerzeugung (ca. 65 TWh im Jahr 2020 und ca. 90 TWh in 2030), wobei hier ab 2020 die Offshore Produktion ein signifikantes Ausmaß erreicht (20 TWh in 2020 und 40 TWh in

2030). Zwar nimmt auch die Stromerzeugung aus Biomasse erheblich zu, der Gesamtbeitrag bleibt jedoch bis 2030 mit ca. 25 TWh begrenzt. Ebenfalls nur einen begrenzten Beitrag zum Stromaufkommen leisten bis zum Jahr 2030 Geothermie und Fotovoltaik (jeweils in der Größenordnung von etwa 5 TWh).

- Das Alternativ-Szenario richtet sich hinsichtlich der Entwicklung bei den erneuerbaren am Zielszenario 2007 des BMU aus (Nitsch et al. 2007). Die Stromerzeugung aus regenerativen Energien erreicht hier bereits im Jahr 2020 ein Niveau von 150 TWh, das bis zum Jahr 2030 dann auf etwa 220 TWh anwächst. Auch hier spielt die Entwicklung bei der Windenergie eine wesentliche Rolle, die Windstromerzeugung wächst bis zum Jahr 2020 auf fast 80 TWh (davon etwa 30 TWh Offshore) und bis 2030 auf gut 130 TWh (knapp 80 TWh offshore). Aber auch die Biomasseverstromung nimmt deutlich zu und erreicht im Jahr 2020 ein Niveau von knapp 40 TWh und 2030 von über 45 TWh. Trotz erheblich stärkerem Wachstum bleiben auch hier die Beiträge von Fotovoltaik und Geothermie mit gut 20 TWh im Jahr 2030 begrenzt.

Abbildung 9 Kapazitätsentwicklung für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie im Referenz- und im Alternativ-Szenario, 2000-2030



Quellen: EWI/Prognos 2006, Nitsch et al. 2007, Berechnungen des Öko-Instituts mit ELIAS.

In der Abbildung 9 sind die Entwicklungen der entsprechenden Kraftwerksleistungen zusammengestellt. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass vor allem Windkraftwerke (Onshore-Anlagen in höherem Maße als Offshore-Anlagen) und Fotovoltaik-Anlagen nur eine vergleichsweise kurze Jahresauslastung haben und damit die installierten Leistungen deutlich stärker zunehmen als die entsprechende Stromerzeugung. Insgesamt sind danach im Referenz-Szenario im Jahr 2020 Stromerzeugungsanlagen mit ei-

ner Gesamtleistung von über fast 50 GW und im Jahr 2030 von über 55 GW verfügbar. Im Alternativszenario betragen die Vergleichswerte knapp 60 GW (2020) und fast 80 GW (2030).

5.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) ist weitgehend eine zentrale Technologie zur Verbesserung der Energieeffizienz im Bereich der Stromerzeugung und gleichzeitig eine Option, den Anteil der Erdgasverstromung mit minimalem Zusatzbedarf an Erdgas zu erhöhen. Die KWK ist vor diesem Hintergrund immer wieder Gegenstand der energie- und klimapolitisch motivierten Förderung gewesen, die jedoch in jedem konkreten politischen Prozess Gegenstand heftiger Kontroversen war. Ähnlich umstritten waren und sind die energiepolitischen Zielsetzungen, den Anteil der KWK am gesamten Stromaufkommen deutlich auszubauen (den Ausgangspunkt der KWK-Debatten in den Jahre 2000 bis 2003 bildet das Ziel der Verdopplung des KWK-Anteils).

Die Szenarienentwicklung für die KWK erfolgte – im Gegensatz zur Vorgehensweise bei den erneuerbaren Energien – nicht einer exogenen Vorgabe sondern mit dem Investitionsmodell ELIAS, das das Investitionskalkül von Investoren in Abhängigkeit von den konkreten wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen abbildet. Zu Grunde gelegt werden dabei die gleichen Eingangsparameter (Brennstoff- und Zertifikatspreise etc.) wie für den Bereich der Kondensationskraftwerke (vgl. Kapitel 5.4) Es ergeben sich unter Maßgabe der im Folgenden beschriebenen Rahmenbedingungen die folgenden Ergebnisse:

- Für das Referenz-Szenario werden die Wirkungen des KWK-G aus dem Jahr 2003 berücksichtigt, nach dem unter anderem – und unter eher restriktiven Bedingungen – neue KWK-Anlagen gefördert werden. Diese Förderung ist jedoch auf den Zeitraum bis 2010 und auf Anlagen beschränkt, die bis Ende 2005 in Betrieb gegangen sind. Bis zum Jahr 2010 gehen danach KWK-Anlagen mit einer Leistung von knapp 3.000 MW in Betrieb, davon eine mittlere Anlage auf der Basis von Steinkohle und alle anderen auf Erdgasbasis. Im Folgezeitraum gehen pro Dekade jeweils ca. 2.000 bis 3.000 MW weiterer KWK-Anlagen ohne weitere Förderung in Betrieb. Unter Berücksichtigung des altersbedingten Abgangs an KWK-Anlagen bleiben aber die KWK-Kapazitäten für den Zeitraum 2020 bis 2030 auf eine Größenordnung von ca. 13 GW begrenzt, unter Berücksichtigung einer zukünftig höheren Jahresbetriebsdauer lässt das nur einen wenig steigenden Anteil der KWK-Stromproduktion am gesamten Stromaufkommen erwarten.
- Für das Alternativ-Szenario wurde neben den veränderten Rahmenbedingungen im Bereich des Emissionshandels (vgl. Kapitel 5.4) vor allem eine Weiterführung der Förderung von KWK-Neuanlagen unterstellt, für die – bei Weiterführung des derzeitigen Fördermodells – ein Bonus von etwa 3 ct/KWh KWK-Strom für kleine KWK-Anlagen (mit einer Leistung kleiner 2 MW) und gut

2 ct/KWh KWK-Strom für Großanlagen gezahlt wird. Im Ergebnis steigt die neu installierte KWK-Leistung bis 2020 auf etwa 11.000 MW und wird bis 2030 nochmals auf über 20.000 MW ausgeweitet. Hinsichtlich der gesamten KWK-Stromproduktion in Alt- und Neuanlagen lässt diese Entwicklung – wiederum unter Annahme zukünftig erhöhter Ausnutzung der Kapazitäten – eine Ausweitung der KWK-Strommenge um deutlich mehr als den Faktor 2 erwarten.

5.4 Entwicklung des Kraftwerksparks in den Szenarien

Nach dem modellseitig unterstellten Vorrang von erhöhter Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung sowie der unterschiedlichen Strategien zur KWK-Förderung ergibt sich der Kraftwerkspark aus der investitionsseitigen Bewertung von Kondensationskraftwerksprojekten in den unterschiedlichen Lastbereichen. Diese Berechnung wurden mit dem ELIAS-Modell des Öko-Instituts durchgeführt, wobei neben den im Kapitel 0 beschriebenen Rahmenbedingungen für die KWK und dem im Kapitel 5.1 dokumentierten preislichen Umfeld die folgenden Annahmen getroffen wurden:

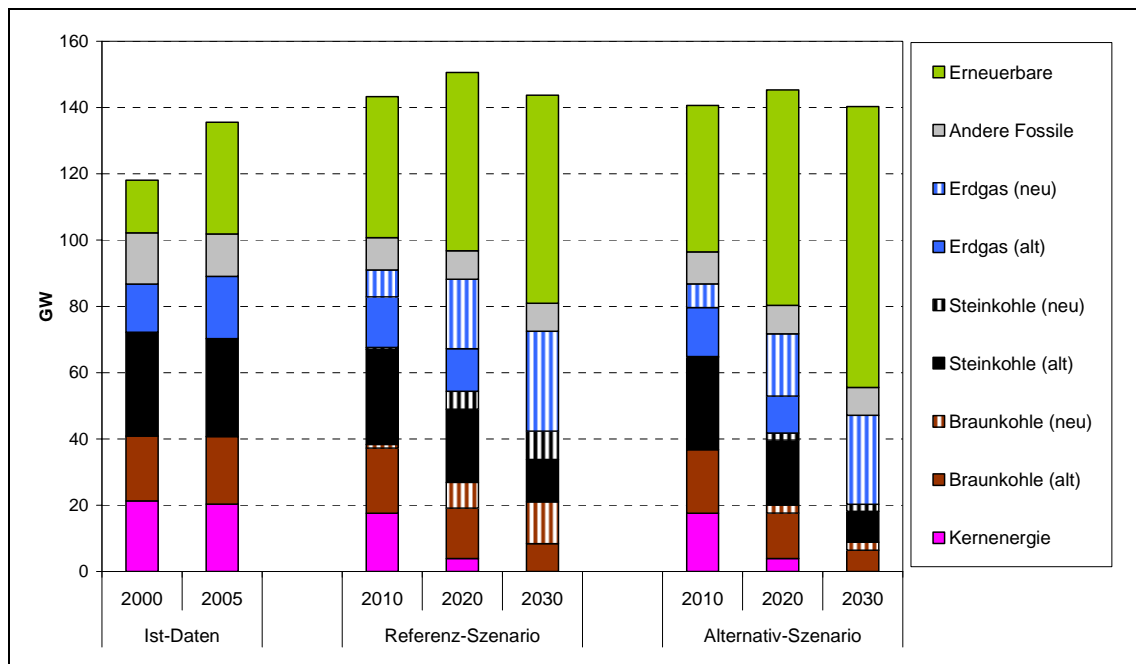
- Im Referenz-Szenario folgt die Ausgestaltung der Zuteilung im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems dem ursprünglich geplanten Modell, wonach neue Kraftwerke eine kostenlose Zuteilung auf der Grundlage eines brennstoffdifferenzierten Benchmarks⁹ erhalten und in zukünftigen Perioden mit einem Erfüllungsfaktor von 0,85 belastet werden. Als Konsequenz wird das Preissignal für die Investitionsentscheidung weitgehend eliminiert.
- Im Alternativ-Szenario werden ab 2013 alle Emissions-Zertifikate versteigert. Die Investoren müssen damit das volle CO₂-Preissignal – im Fall des Alternativ-Szenarios auch in der hohen Variante – bei ihrer Investitionsentscheidung berücksichtigen.

Abbildung 10 zeigt den sich insgesamt ergebenden Kraftwerkspark im Überblick. Zunächst wird deutlich, dass der in beiden Szenarien – wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß – unterstellte Ausbau der erneuerbaren Energien dazu führt, dass die gesamte Kraftwerksleistung erheblich zunimmt. Bedingt durch die deutlich geringere Jahresauslastung vor allem der Windenergie (selbst bei Offshore-Anwendungen) im Vergleich zu den derzeit dominierenden Kraftwerksoptionen steigt die Kapazität im Referenzszenario bis 2020 auf etwa 150 GW an und liegt auch 2030 noch bei über 140 GW. Im Alternativszenario kompensieren die verstärkten Einsparmaßnahmen die Kapazitätseffekte der nochmals verstärkten Investitionen in erneuerbare Energien, so dass sich

⁹ Unterstellt wurde dabei für die Handelsperiode der Inbetriebnahme auch ein eigener Braunkohlen-Benchmark. Obwohl dieser formal im vom Parlament verabschiedeten Zuteilungsgesetz nicht mehr enthalten ist, führt die Erhöhung der Standardsauslastungsfaktoren für Braunkohlenkraftwerke zu einem – wenn auch nur in eingeschränktem Maße – ähnlichen Effekt. Angesichts der Unsicherheiten, die durch die im letzten Moment vom Bundestag noch eingeführte Einführung einer Teilauktionierung und der daraus abgeleiteten Minderausstattung auch für Neuanlagen ohnehin konzediert werden muss, ist diese eine vertretbare Näherung.

auch hier für den Zeithorizont 2020/2030 eine gesamte Kraftwerksleistung von ca. 140 GW ergibt. Neben den aus den genannten Gründen nur bedingt aussagekräftigen Angaben zur gesamten Kraftwerksleistung verdeutlichen vor allem die Entwicklungen bei den fossilen Kraftwerkstechnologien die Umstrukturierungen des Kraftwerksparks. Die gesamte Kraftwerkskapazität im Bereich der fossilen Brennstoffe geht im Referenz-Szenario von etwa 100 GW auf etwa 80 GW im Jahr 2030 zurück; im Alternativ-Szenario führt die deutlich verbesserte Energieeffizienz auf der Nachfrageseite zu einer Minderung der notwendigen Kraftwerksleistung von ca. 20 GW für den Zeithorizont 2020/2030. Dabei wirken die Energieeinsparungen tendenziell in Richtung niedrigerer Kapazitätsniveaus, der (notwendigerweise) größere Anteil flexiblerer Kraftwerkskapazitäten führt im Vergleich zu den im Referenz-Szenario dominierenden Stein- und Braunkohlenkraftwerken wiederum zu einer Erhöhung der Kraftwerksleistung.

Abbildung 10 Kapazitätsentwicklung für die Gesamtheit der Stromerzeugungsanlagen im Referenz- und im Alternativ-Szenario, 2000-2030



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts mit ELIAS.

Während das Referenz-Szenario durch den weitgehenden Erhalt der Braunkohlekraftwerksleistung (in etwa konstant bei 20 GW) und einen moderaten Rückgang der Steinkohlenkraftwerksleistung (Rückgang von 30 auf etwa 20 GW) geprägt ist, werden im Alternativ-Szenario nur noch wenige Neuanlagen auf Braun- und Steinkohlenbasis errichtet (es sind dies vor allem die derzeit im Bau befindlichen Anlagen, die dem Modell exogen vorgegeben wurden). Die installierte Kraftwerksleistung auf Basis Erdgas unterscheidet sich in beiden Szenarien nur wenig (Ausbau von 20 auf etwa 30 GW), der wesentliche Unterschied findet sich hier in der Auslastung der Anlagen (siehe Kapitel 6.2) sowie im unterschiedlichen Anteil der KWK. Während im Referenz-Szenario im Jahr 2020 etwa 20% und im Jahr 2030 etwa 25% der installierten Gaskraftwerke für KWK

ausgelegt sind, beträgt dieser Anteil im Alternativ-Szenario im Jahr 2020 knapp 40% und im Jahr 2030 etwa 70%. Die verbesserten Rahmenbedingungen für die Erdgasverstromung im Rahmen des Emissionshandelssystems führen also dazu, dass der wachsende Anteil erneuerbarer Energien vor allem zu Lasten der Kohleverstromung geht. Die besondere Flankierung der KWK führt wiederum dazu, dass der Erdgaseinsatz zur Verstromung zu wesentlichen Teilen in energieeffizienten KWK-Anlagen erfolgt.

6 Die Entwicklung der Stromerzeugung und des Bedarfs an fossilen Brennstoffen

6.1 Vorbemerkungen

Um zu verstehen, wie die Kraftwerke in einem liberalisierten Strommarkt eingesetzt werden und wie die Strompreise zustande kommen, ist es zunächst ein Exkurs in die Funktionsweise dieses Marktes nötig (vgl. dazu auch Bode/Groscurth 2006).

Die Art und Weise, wie der liberalisierte Strommarkt organisiert ist, führt zu einem Dilemma für die in der Stromerzeugung tätigen Unternehmen. Entscheidungen über die Investition in neue Kraftwerke müssen natürlich unter Berücksichtigung aller relevanten Kosten getroffen werden. Die wesentlichen Faktoren sind dabei die Kapitalkosten, die Brennstoffkosten sowie die CO₂-Kosten, während die sonstigen variablen und fixen Betriebskosten kaum ins Gewicht fallen. Für die Entscheidung, ob das Kraftwerk, wenn es erst einmal gebaut wurde, auch betrieben wird, sind jedoch fast ausschließlich die Brennstoffkosten ausschlaggebend. Denn jeder Betreiber eines Kraftwerks wird versuchen, dieses immer dann produzieren zu lassen, wenn die Erlöse aus dem Verkauf des Stroms höher sind als die Kosten für den eingesetzten Brennstoff.

Im liberalisierten Strommarkt werden die Einsatzzeiten der Kraftwerke sowie die Großhandelspreise für Strom und somit die Erlöse der Kraftwerke durch den Handel an Strombörsen bestimmt. Für den deutschen Markt findet er an der „European Energy Exchange (EEX)“ in Leipzig statt. Das wichtigste Segment ist dabei der sog. Spotmarkt, an dem die Strommengen für die einzelnen Stunden des nächsten Tages gehandelt werden, weil dieser dem physikalischen Geschehen am nächsten kommt. Darauf aufsetzend werden dann am sog. Terminmarkt auch Produkte über längere Zeiträume, die weiter in der Zukunft liegen gehandelt. Für die hier wichtige prinzipielle Funktionsweise konzentrieren wir uns im Folgenden auf den Spotmarkt.

Am Spotmarkt müssen die Kraftwerksbetreiber für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Menge Strom, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Ein Betreiber wird dabei in der Regel die maximale Leistung seines Kraftwerks zu dessen Grenzkosten anbieten. Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert dann die Einsatzreihenfolge (*Merit order*) der Kraftwerke. Am Anfang finden sich – modelltheoretisch – die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft, Photovoltaik und Wind. Daran schließen sich die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, die einen Teil ihrer Erträge aus dem Wärmeverkauf beziehen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Ganz am Ende finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringe Investitionskosten, aber hohe Grenzkosten aufweisen. Die Börse erteilt nun – wiederum modelltheoretisch – den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zu-

stande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt.

Um die Einsatzhäufigkeit einzelner Kraftwerken und deren Erlöse zu ermitteln, müssen also alle 8760 Stunden eines Jahres betrachtet werden.

Mit Hilfe des Strommarktmodells *deeco-s* (vgl. Anhang 4) ist es möglich, den Spotmarkt zu simulieren. Dabei werden die Daten der beteiligten Kraftwerke, Schätzungen des Bedarfs sowie Zeitreihen für die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Solarstrahlung vorgegeben. *deeco-s* ermittelt dann für jede Stunde eines Jahres die Kraftwerke, die notwendig sind, um den unterstellten Strombedarf zu decken und berechnet den Spotmarktpreis.

Modelle, mit denen Investitionsentscheidungen über lange Zeiträume optimiert werden, verfügen bisher meist nicht über die Möglichkeit einer solchen dynamischen Betrachtung. Es werden vielmehr feste jährliche Laufzeiten (sog. Volllaststunden) für die einzelnen Kraftwerke bzw. Kraftwerkstypen unterstellt.

Wie sich im Folgenden zeigen wird, ist es jedoch unerlässlich, zu untersuchen, ob die unterstellten Einsatzzeiten tatsächlich erreicht werden. Wenn dies nicht der Fall sein sollte, hat dies erhebliche Auswirkungen auf die spezifischen Fixkosten der Kraftwerke, da die absoluten Fixkosten auf eine geringere oder größere Zahl von Einsatzstunden verteilt werden müssen. In der Folge kann sich auch die Beurteilung einer geplanten Investition entscheidend verändern.

6.2 Ergebnisse der Modellrechnungen

Auf der Basis dieser Überlegungen wurden mit Hilfe von *deeco-s* die Strommengen ermittelt, die von den unterschiedlichen Kraftwerkstypen im oben abgeleiteten Kraftwerkspark in den einzelnen Stützjahren erzeugt werden. Dazu wurden folgenden Annahmen getroffen:

- Die zeitliche Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien (Wind, PV) entspricht derjenigen des Jahres 2006.
- Die Produktion von Strom aus Offshore-Windpark wurde mit Hilfe einer Simulation des Windparks Borkum West hochgerechnet.
- Windkraft, Wasserkraft und PV bieten am Spotmarkt zu Null Euro an und werden daher immer eingesetzt, wenn sie verfügbar sind.
- Für Biomasseanlagen wird eine Vergütung nach EEG unterstellt, die ebenfalls dazu führt, dass diese Anlagen vorrangig eingesetzt werden.
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhalten für die im Modell nicht erfasste Lieferung von Heiz- und Prozessenergie eine Wärmegutschrift auf die spezifischen variablen Kosten der Stromproduktion in Höhe des 1,3-fachen der spezifischen Brennstoffkosten

Im Ergebnis der Modellrechnungen mit dem Marktmodell ergibt sich folgende Verteilung der Stromproduktion:

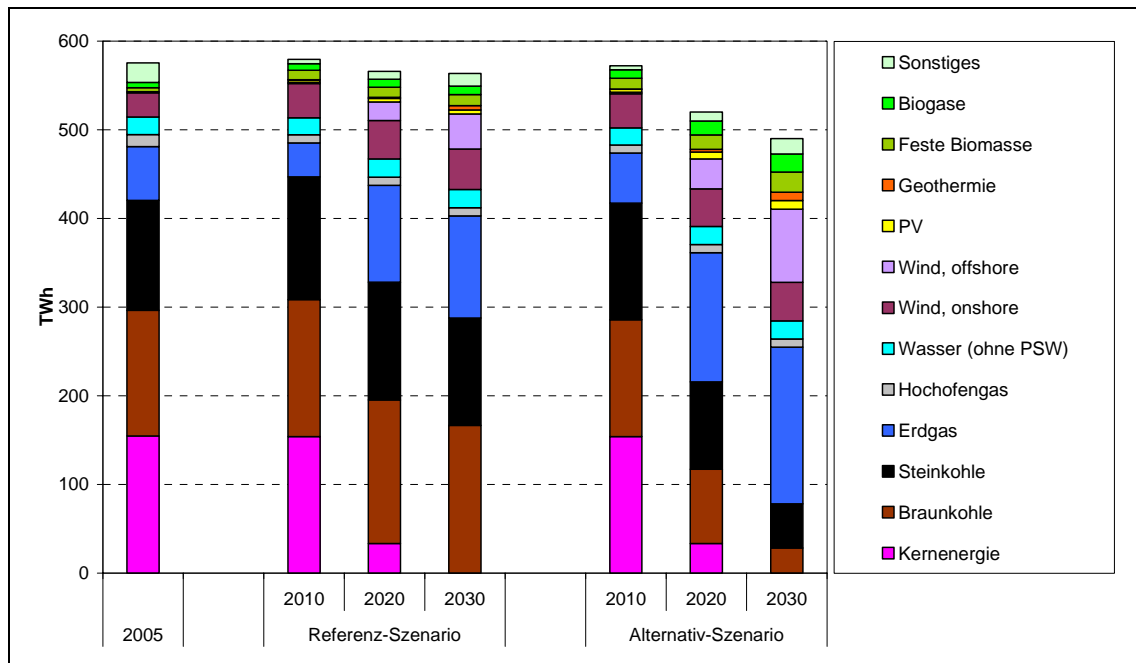
Tabelle 5 Aufteilung der Stromproduktion nach Brennstoffen in den Szenarien 2005-2030

	2005	Referenz-Szenario			Alternativ-Szenario		
		2010	2020	2030	2010	2020	2030
	TWh						
Braunkohle	142	154	162	167	132	84	28
Erdgas	61	38	109	115	56	146	177
Steinkohle	124	139	133	121	132	98	50
Kernenergie	155	154	34	0	154	33	0
Biogase	6	7	9	10	10	16	20
Feste Biomasse	5	11	11	12	12	16	23
Wind, onshore	27	39	43	46	38	42	43
Wind, offshore	0	1	21	40	2	34	82
PV	1	3	4	5	3	8	10
Wasser (ohne PSW)	20	19	20	20	19	20	20
Geothermie	0	0	1	5	0	3	9
Hochofengas	14	9	9	9	9	9	9
Sonstiges	22	5	9	14	5	10	17
Summe	575	580	566	563	572	520	490

Anmerkungen: Für 2005 Ist-Daten, für 2010 bis 2030 Modelldaten

Quelle: Berechnung des arrhenius-Instituts mit deeco-s.

Abbildung 11 Aufteilung der Stromproduktion nach Brennstoffen in den Szenarien, 2005-2030



Quelle: Berechnungen des arrhenius-Instituts mit deeco-s.

Referenz- und Alternativ-Szenario unterscheiden sich zunächst durch die unterschiedlichen CO₂-Preise. Am Spotmarkt führt das dazu, dass Braun- und Steinkohle im Referenz-Szenario ihre Marktposition deutlich ausbauen können. Ihre Einsatzzeiten verlängern sich über die im Investitionsmodell unterstellten Werte hinaus. Im Alternativ-Szenario werden Braun- und Steinkohle – neben dem Effekt der verringerten Nachfrage – von Erdgas aus dem Markt gedrängt. Dabei erreichen die Erdgaskraftwerke deutlich längere Laufzeiten als im Investitionsmodell unterstellt.

Insgesamt verdoppelt sich die Stromerzeugung aus *Erdgas* im Zeitraum 2005 bis 2030 im Referenz-Szenario, im Alternativ-Szenario wächst die Erdgasverstromung in diesem Zeitraum um etwa den Faktor 3. Bemerkenswert ist jedoch auch, dass der Anteil von KWK-Strom an der gesamten Stromerzeugung aus Erdgas im Referenz-Szenario von ca. 75% im Jahr 2005 im Zeitraum 2020/2030 auf unter die Hälfte des Ausgangsniveaus 2005 absinkt. Im Alternativ-Szenario bleibt der Anteil des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung aus Erdgas mit 66 bis 77% in der Periode 2020/2030 relativ hoch.

Die Stromerzeugung aus *Braunkohle* steigt im Referenzszenario bis 2020/2030 um über 20 TWh, geht aber im Alternativszenario von 2005 bis 2020 um über 50 TWh und in der darauf folgenden Dekade nochmals um etwa 50 TWh zurück.

Die Verstromung von *Steinkohle* entwickelt sich in beiden Szenarien ebenfalls unterschiedlich. Die Stromerzeugung nimmt hier im Referenzszenario bis 2020 um etwa 10 TWh zu und geht dann bis 2030 etwa wieder auf das Niveau von 2005 zurück. Im Alternativszenario geht die Stromerzeugung aus Steinkohle im Zeitraum 2005 bis 2020 um knapp 25 TWh und in der folgenden Dekade 2020/2030 nochmals um fast 50 TWh zurück.

Die Stromerzeugung aus *erneuerbaren Energien* wächst in beiden Szenarien – bedingt durch die stetige Förderung – massiv. Im Jahr 2020 wird das Niveau der regenerativen Stromerzeugung im Referenz-Szenario gegenüber 2005 um etwa den Faktor 2 ausgeweitet, bis 2030 steigt es um den Faktor 2,3, so dass im Jahr 2020 ein Anteil an der gesamten Stromproduktion von 20% und im Jahr 2030 von 24% erreicht wird. Im Alternativ-Szenario wird im Jahr 2020 ein Erzeugungsniveau von fast 140 TWh erreicht, bis 2030 entspricht die Ausweitung um weitere fast 70 TWh einer Ausweitung des Erzeugungsniveaus um den Faktor 3,5 gegenüber 2005. Im Ergebnis wird im Jahr 2020 ein Anteil von etwa 27% an der gesamten – und im Vergleich zum Referenzszenario niedrigeren – Stromproduktion erreicht, der bis zum Jahr 2030 auf etwa 43% ausgeweitet wird.

Die Stromerzeugung in *Kernkraftwerken* sinkt im Rahmen des vorgegebenen Auslaufpfades und spielt im Jahr 2020 nur noch eine untergeordnete und im Jahr 2030 dann gar keine Rolle mehr.

Hinsichtlich des Einsatzes fossiler Energieträger für die Verstromung ergeben sich für die beiden Szenarien die folgenden Entwicklungen:

- Der Einsatz von Braunkohle steigt im Referenz-Szenario von 2005 bis 2030 um etwa 2% an, die Braunkohle übernimmt im Wesentlichen die Rolle der Kern-

energie in der Grundlast. Im Alternativ-Szenario geht der Braunkohleneinsatz im gleichen Zeitraum um etwa 80% zurück.

- Der Einsatz von Steinkohle geht im Referenz-Szenario bis 2030 auf ein Niveau von etwa 15% unter dem Ausgangsniveau von 2005 zurück. Im Alternativ-Szenario geht der Einsatz bis 2030 um etwa 60% zurück.
- Der Einsatz von Erdgas nimmt im Referenz-Szenario bis 2030 um etwa den Faktor 1,9 zu, angesichts des geringen Ausgangsniveaus bleibt der absolute Verbrauchszuwachs von etwa 480 auf ca. 920 PJ signifikant, aber mit 14% (bezogen auf den heutigen gesamten Erdgaseinsatz in Deutschland) gleichzeitig begrenzt. Im Alternativ-Szenario vergrößert sich der Erdgaseinsatz netto (unter Berücksichtigung der auf der Wärmeseite verdrängten und der mit der Substitution von elektrischen Anwendungen zusätzlich benötigten Erdgasmengen) um den Faktor 2,8 bzw. um etwa 870 PJ (bezogen auf den aktuellen Erdgasverbrauch entspricht dies ca. 27%). Dieser Zuwachs über einen Zeitraum von 25 Jahren liegt um etwa 10% unter dem Zuwachs des Erdgasverbrauchs in Deutschland in der 15-Jahresperiode von 1990 bis 2005. Dessen ungeachtet ist darauf hinzuweisen, dass die vor allem durch die massive Nutzung von KWK sehr begrenzte Differenz zwischen dem Referenz- und dem Alternativ-Szenario im Jahr 2030 mit ca. 430 PJ etwa 13% des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland beträgt; ein Differenzbetrag also, der durch Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz mindestens kompensierbar sein dürfte.

Angesichts des durch die – notwendigen – Maßnahmen zur Erdgaseinsparungen im Wärmemarkt in der Tendenz rückläufigen Erdgasverbrauchs sind die genannten Zuwachsraten über einen Zeitraum von 25 Jahren in keiner Weise als exzessiv zu bewerten. Auch ist kaum zu erwarten, dass durch die genannten Zuwachsraten (die durch die Entwicklungen auf dem Wärmemarkt wohl teilweise wieder kompensiert werden) mit hoher Wahrscheinlichkeit besondere Preissteigerungen für Erdgas ausgelöst werden.

Da die Umrechnung von Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oder Kernkraftwerken in Primärenergie bedingt durch energiebilanztechnische Konventionen¹⁰ zu statistischen Artefakten führt, ist ein Vergleich der Primärenergieeffekte für diese Energieträger nur begrenzt sinnvoll. Gleichwohl sind diese energiestatistischen Effekte für die Einordnung der Entwicklungen bei der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität zu berücksichtigen.¹¹

¹⁰ Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken wird energiebilanztechnisch mit einem Wirkungsgrad von 33% in Primärenergie umgerechnet, für die Elektrizitätserzeugung aus Wind, Solarenergie und Wasserkraft gilt die Konvention, dass diese primärenergetisch mit einem Wirkungsgrad von 100% bewertet wird.

¹¹ Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität errechnet sich als Quotient aus dem (inflationsbereinigten) Bruttoinlandsprodukt sowie dem gesamten Primärenergieverbrauch im Inland.

Eine einfache Überschlagsrechnung kann vor diesem Hintergrund die Rolle der Modernisierung und klimagerechten Umstrukturierung des Stromerzeugungssektors für das Ziel einer verdoppelten Energieproduktivität bis zum Jahr 2020 (ausgehend vom Niveau des Jahres 1990) verdeutlichen:

- Auf Basis der Realentwicklung von 1990 bis 2005 und unter Annahme eines gesamtwirtschaftlichen (Real-) Wachstums von 1,8% in der Periode 2005 bis 2020 ergibt sich aus dem Ziel einer verdoppelten Energieproduktivität die Notwendigkeit, von 2005 bis 2020 etwa 2.200 PJ Primärenergie (absolut) einzusparen.
- Bedingt durch die o.g. energiestatistischen Effekte, aber auch die Modernisierung des Kraftwerksparks ergibt sich im Referenzszenario in der Periode 2005 bis 2020 eine absolute Primärenergieeinsparung von knapp 960 PJ. Im Referenzszenario würden damit also etwa 44% der für das Energieproduktivitäts-Verdoppelungsziel erforderlichen Primärenergieeinsparungen durch die Entwicklungen im Stromsektor realisiert.
- Im Alternativ-Szenario werden dagegen von 2005 bis 2020 etwa 1.420 PJ Primärenergie eingespart, wozu die Verringerung der Stromnachfrage (auch unter Einbeziehung der Substitutionseffekte), der größere Anteil erneuerbarer Energien, die effizienteren Kraftwerke (KWK-Anlagen und GuD-Kraftwerke) sowie wiederum die o.g. energiestatistischen Effekte beitragen. Damit wird allein im Bereich der Stromnachfrage und -bereitstellung (mit allen Effekten im Wärmebereich durch Stromsubstitution und zusätzliche KWK-Wärme) ein Anteil von ca. 65% der insgesamt erforderlichen Primärenergieeinsparung realisiert.

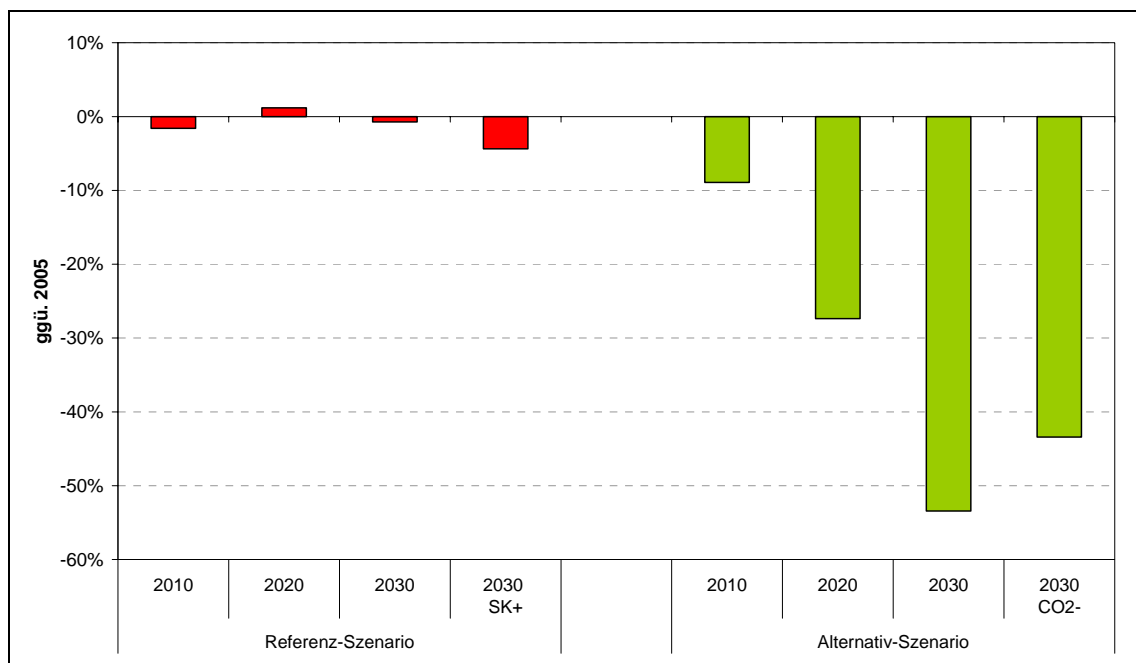
Vor dem Hintergrund der anstehenden Modernisierungs- und Umstrukturierungsprozesse im Stromsektor (einschließlich der Effekte einer erhöhten Effizienz im Bereich der Stromanwendungen) kann damit eine an Klimaschutzerfordernissen ausgerichtete Neugestaltung des Stromsystems einen entscheidenden Beitrag zum Ziel der Verdoppelung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität leisten.

7 Die Entwicklung der CO₂-Emissionen

Aus der Einlastung des Kraftwerksparks ergeben sich zunächst die Brutto-Emissionen des Stromerzeugungssystems. Für die Bewertung der gesamten CO₂-Effekte durch die Veränderungen im Kraftwerkspark müssen jedoch zwei weitere – und gegenläufige – Entwicklungen berücksichtigt werden¹²:

- Mit der Ausweitung der KWK-Stromerzeugung im Vergleich zur Situation des Jahres 2005 werden CO₂-Emissionen außerhalb des Stromerzeugungssystems verdrängt. Diese CO₂-Minderungseffekte müssen der KWK-Stromerzeugung zugerechnet werden, die ja im Stromerzeugungssektor – verglichen mit der entsprechenden Kondensationsstromerzeugung – zunächst zu einer Emissionserhöhung führt.
- Hinsichtlich der nachfrageseitigen Maßnahmen führt die Substitution von Stromanwendungen (Heizung, Warmwasser, Kochen) zwar zu einer Verminderung des Stromverbrauchs und damit auch verminderten Emissionen des Stromsektors, die alternative Energieerzeugung führt jedoch zu zusätzlichen Emissionen im Bereich der privaten Haushalte oder des GHD-Sektors, die ebenfalls berücksichtigt werden müssen.

Abbildung 12 Entwicklung der gesamten CO₂-Emissionen im Referenz- und im Alternativ-Szenario im Vergleich zu 2005, 2010-2030



Quellen: Berechnungen von arrhenius-Institut und Öko-Institut.

¹² Für beide Substitutionseffekte wurde als Substitutionsenergie Erdgas unterstellt (Gut- bzw. Lastschrift von 0,2 kg CO₂/kWh).

Die entsprechenden Gutschriften für die KWK liegen im Referenz-Szenario für den Zeithorizont 2020/2030 bei etwa 3 Mio. t CO₂ bzw. darunter und im Alternativ-Szenario bei etwa 15 Mio. t CO₂.¹³

Die Lastschriften für die nachfrageseitige Substitution von elektrischen Wärmeanwendungen liegen im Alternativ-Szenario (für das Referenz-Szenario sind diese Lastschriften nicht relevant) für den Zeithorizont 2020/2030 bei 5 bis 8 Mio. t CO₂.

Die Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse der verschiedenen Berechnungsläufe im Überblick¹⁴:

- Im Referenz-Szenario liegen die CO₂-Emissionen des hier betrachteten Gesamtsystems etwa auf dem Niveau des Basisjahres 2005, für das Jahr 2010 gehen sie um ca. 1,5% zurück, steigen dann bis 2020 auf einen Wert von etwa 1% über dem Niveau von 2005 und gehen dann bis zum Jahr 2030 auf einen Wert zurück, der um knapp 1% unter dem Ausgangsniveau von 2005 liegt.
- Im Alternativ-Szenario sinken die CO₂-Emissionen von 2005 bis 2010 um etwa 9%. Die weitere Entwicklung der CO₂-Emissionen führt dann zu einer Emissionsminderung von gut 27% bis 2020 und etwa 53% bis 2030.
- Ein interessanter Effekt ergibt sich hinsichtlich der Sensitivitätsanalyse für das Szenario mit erhöhten Steinkohlenpreisen. Falls sich die unterstellte Erwartung der Investoren *nicht* bewahrheitet, dass sich die Dynamik der Steinkohlenpreise von der des Öl- und Gasmarktes (zumindest hinsichtlich der Änderungsraten) abkoppelt, sondern wie seit Mitte der achtziger Jahre dieser Dynamik folgt, so gehen der Einsatz der vorhandenen Steinkohlenkraftwerke (inklusive der neu errichteten) und damit auch die CO₂-Emissionen deutlich zurück. Im Jahr 2030 würde hier das Emissionsniveau um ca. 4% unter dem des Jahres 2005 liegen.
- Deutlich weniger sensitiv ist die Variantenrechnung für den geringeren CO₂-Preis. Wenn sich hier – aus einer Vielzahl verschiedener Gründe – die Erwartung *nicht* bestätigt, dass die Zertifikatspreise im Jahr 2030 ein Preisniveau von 45 €/EUA (real) erreichen und sich nur Werte von etwa 30 €/EUA einstellen, so geht Erdgasverstromung und damit auch die Emissionsminderung zurück, so dass sich für 2030 ein Emissionsniveau von knapp 43% unter dem Vergleichswert von 2005 ergibt. In der Größenordnung von 30/45 €/EUA folgt damit aus einem 15 € varierten CO₂-Preis ein sehr signifikanter Unterschied bei den Emissionsniveaus. Dies unterstreicht noch einmal die große Rolle des Emissionshandels auch für die über 2020 hinausgehenden, langfristigen Klimaschutzziele.

¹³ Für die Ermittlung der KWK-Gutschriften wurde für alte KWK-Anlagen (d.h. vor 2000 errichtete Anlagen) eine mittlere Stromkennzahl von 0,5 und für Neuanlagen eine Stromkennzahl von 0,75 in Ansatz gebracht. Relevant für die Gutschriften sind nur die Veränderungen, die sich auf der Wärme-seite gegenüber dem Stand von 2005 ergeben.

¹⁴ Da die Basiswerte für das Jahr 2005 im deutschen Treibhausgasinventar sich vom Emissionsniveau des Modells deeco-s unterscheiden (ca. 30 Mio. t CO₂) und eine Adjustierung des Modells auf die deutschen Inventardaten im Rahmen dieses Projektes nicht möglich bzw. sinnvoll war, wird die Veränderungsdynamik hier mit spezifischen Werten dargestellt.

Die beiden Kontrastszenarien verdeutlichen damit sehr anschaulich die Gesamt- und Wechselwirkungen der verschiedenen Handlungsfelder und Marktmechanismen:

- Das Auslaufen der Kernenergie führt dazu, dass ohne verstärkte Bemühungen zur Erhöhung der Anwendungseffizienz von Strom, nur moderatem Ausbau der erneuerbaren Energien, einer weitgehenden Ausblendung des CO₂-Preissignals bei Investitionsentscheidungen (durch größtenteils kostenlose Zuteilung der CO₂-Zertifikate) und bei nicht ausreichender Flankierung der KWK gerade in der Dekade mit dem größten Abgang an KKW (2010 bis 2020) die CO₂-Emissionen allenfalls stabilisiert und auch danach nur noch moderat zurückgeführt werden können.
- Verstärkte Bemühungen zur Einsparung von Strom, ein deutlich forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien, eine volle CO₂-Bepreisung im Rahmen des EU-Emissionshandels sowie eine weitgehende Flankierung der KWK können dazu beitragen, dass auch der Stromerzeugungssektor einen zentralen (leicht überproportionalen) Beitrag zur Erreichung des 40%-Minderungsziels auch unter der Randbedingung des Auslaufens der Kernenergie leisten kann.
- Die Sensitivitätsrechnungen haben weiterhin verdeutlicht, dass eine Überschätzung des CO₂-Preissignals – in den modellierten Größenordnungen – zwar zu einer nicht unerheblichen Veränderung des Anlagenbetriebs und damit in der Summe zu höheren CO₂-Emissionen führt, die damit erreichbare CO₂-Minderung aber immer noch erheblich ist. Eine Überschätzung der CO₂-Kosten ist damit in der Perspektive deutlich weniger problematisch als eine Unterschätzung, wie sie z.B. im Rahmen einer Laufzeitverlängerung für die Kernkraftwerke (die ja nur den Zeitpunkt des Ersatzes verschiebt, nicht aber die Notwendigkeit des Ersatzes an sich aufhebt) als Erwartungssillusion entstehen könnte. Die Unterschätzung des Niveaus der Steinkohlenpreise bei weitgehender Ausblendung des CO₂-Preissignals bei der Investitionsentscheidung für neue Kraftwerke führt zu einer deutlich niedrigeren Auslastung der kapitalintensiven Kraftwerke – verbunden mit einer deutlichen CO₂-Minderung, aber auch entsprechenden Konsequenzen für die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen.

Schließlich zeigen die Modellrechnungen sehr deutlich, dass nur mit sehr ambitionierten energie- und klimapolitischen Maßnahmen eine Umstrukturierung des Stromerzeugungssektors in Gang gebracht werden kann, die auch passfähig zu weitergehenden Emissionsminderungen für den Zeithorizont nach 2030 ist. Wenn bis zur Mitte dieses Jahrhunderts in Industriestaaten wie Deutschland eine Rückführung der Treibhausgasemissionen um ca. 80% notwendig wird, dann sind entsprechende Anstrengungen bis zum Jahr 2030, darauf aufbauend aber auch für die folgenden Dekaden unausweichlich, wobei für diesen Zeitraum dann möglicherweise auch zusätzliche Technologien (wie fossile oder Biomassekraftwerke mit Technologie der CO₂-Abscheidung und – Ablagerung) eine größere Bedeutung erlangen werden.

8 Die Kostenentwicklungen in den Szenarien

8.1 Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt

Neben der in Kapitel 6.2 dargestellten Aufteilung der Stromproduktion und den entsprechenden CO₂-Emissionen und Brennstoffverbrauchsdaten liefert *deeco-s* auch die Spotmarkt-Preise für alle Stunden eines Jahres.

Die Tabelle 6 zeigt, dass sich der mittlere Spotmarkt-Preis im Referenz-Szenario zwischen 42 und 50 €/MWh bewegt, während er im Alternativ-Szenario zwischen 44 und 61 €/MWh liegt. Der Vergleichswert für 2005 liegt bei 40 €/MWh.¹⁵

Tabelle 6 Entwicklung des Spotmarkt-Preises für Strom in den Szenarien (in Euro je Megawattstunde).

	2005	Standard-Varianten			Sensitivitäten	
		2010	2020	2030	2030 SK+	2030 CO ₂ -
€ (2000)/MWh						
Ausgangsniveau	45					
Referenz-Szenario		42	41	47	49	
Alternativ-Szenario		49	43	57		50

Quelle: Berechnungen des arrhenius-Instituts mit *deeco-s*.

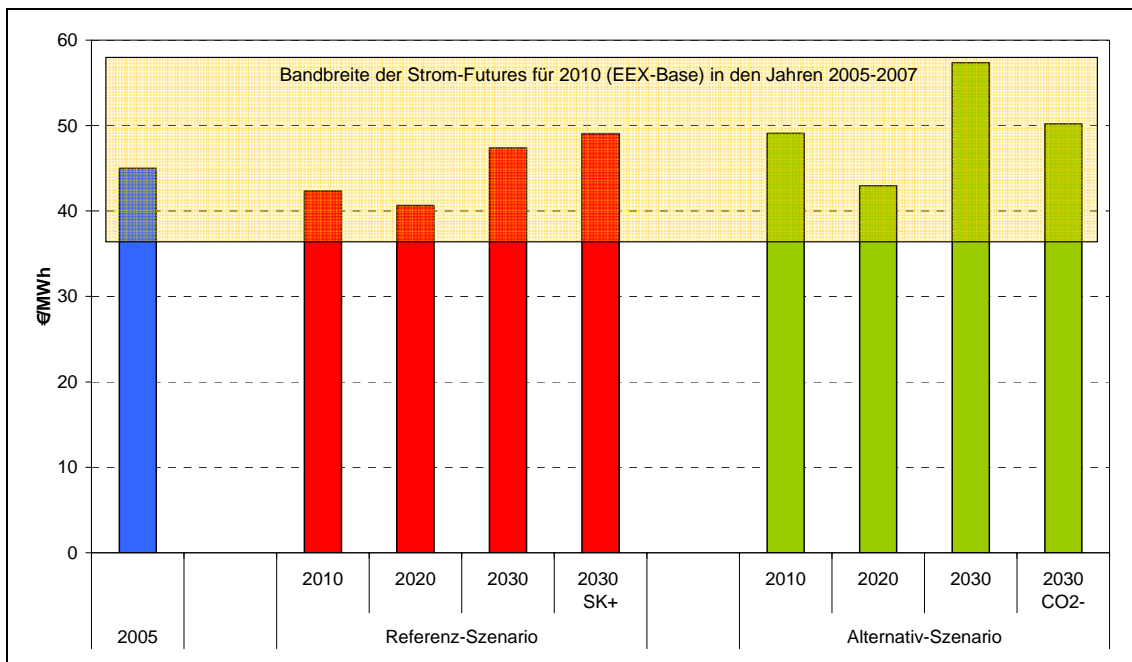
Im Referenz-Szenario sorgt der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien dafür, dass sich die *Merit order* verschiebt. Es stehen mehr Kraftwerke mit sehr niedrigen variablen Kosten zur Verfügung, die teurere Kraftwerke verdrängen. Gaskraftwerke bilden deshalb nur noch selten das Grenzkraftwerk. Diese Rolle wird meist von Kohlekraftwerken übernommen. Der moderate CO₂-Preis begrenzt den Strompreis auf das angegebene Niveau.

Im Alternativ-Szenario tauschen Gas- und Kohlekraftwerke aufgrund der hohen CO₂-Preise die Plätze in der *Merit order*, so dass jetzt meist ein Gaskraftwerk als Grenzkraftwerk fungiert. Der Anstieg des mittleren Spotmarkt-Preises wird aber dadurch begrenzt, dass in Stunden mit starker Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien die KWK-Anlagen ausreichen, den restlichen Strombedarf zu decken. In einigen wenigen Stunden tritt auch bereits der Fall ein, dass gar keine konventionellen Anlagen zur Stromerzeugung benötigt werden.

Bis zum Jahr 2030 beträgt der Anstieg im Referenz-Szenario 20% und im Alternativ-Szenario 50%. Die Differenz zwischen beiden Szenarien wird wesentlich bestimmt durch den Steinkohlepreis und den CO₂-Preis. Wenn man im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse einerseits annimmt, dass der Steinkohlepreis im Referenz-Szenario um 53% höher liegt als 2005 (statt um lediglich 16%) und andererseits der CO₂-Preis im Alternativ-Szenario nur 30 statt 45 €/t beträgt, dann verringert sich die Differenz der Spotmarkt-Preise zwischen den beiden Szenarien auf 3 €/MWh.

¹⁵ Alle Werte verstehen sich zu Preisen des Jahres 2000, was bei einem Vergleich mit dem nominalen mittleren Marktpreis für 2005 von 46 €/MWh zu berücksichtigen ist.

Abbildung 13 Entwicklung des Spotmarkt-Preises für Strom in den Szenarien und Sensitivitätsrechnungen, 2005-2030



Quelle: Berechnungen des arrhenius-Instituts mit deeco-s.

Bei der Bewertung dieser Zahlen sollte ferner in Betracht gezogen werden, dass ein Preisniveau von fast 60 €/MWh – wie Abbildung 13 verdeutlicht – in den vergangenen Jahren (zwischen Mai 2005 und Mai 2006) bereits erreicht worden ist, es sich also hier keineswegs um eine dramatische Entwicklung handelt.

Auf die möglichen Auswirkungen der Preisentwicklung auf die Stromverbraucher kann an dieser Stelle nicht eingegangen werden. Im nächsten Abschnitt wird jedoch untersucht, ob die genannten Preisniveaus ausreichen, um Investitionen in neue Kraftwerke rentabel zu machen.

8.2 Konsequenzen für die Fixkostendeckung der wettbewerblichen Strommarktinvestitionen

Von entscheidender Bedeutung für die wirtschaftliche Stabilität der hier vorgestellten Szenarien ist die Frage, ob das Preisniveau an der Börse und die erzielten Erlöse der Kraftwerke ausreichen, um neue Investitionen möglich zu machen.

Dazu müssen die Deckungsbeiträge der Kraftwerke, also die Differenz zwischen Erlösen aus dem Verkauf des produzierten Strom und den Betriebskosten, höher sein als die spezifischen Fixkosten neuer Kraftwerke, die im Wesentlichen durch die Kapitalkosten bestimmt werden.

Die Deckungsbeiträge lassen sich aus den Ergebnissen von *deeco-s* ableiten. Die spezifischen Fixkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den spezifischen Investitionen in €/MW, einem Zins von 12% und einer Lebensdauer von 25 Jahren ermittelt.

Unter diesen Randbedingungen erhält man die in Tabelle 7 dargestellten Ergebnisdaten.

Tabelle 7 Spezifische Deckungsbeiträge und spezifische Fixkosten für neue konventionelle Kraftwerke in den Szenarien, 2010-2030

	Referenz-Szenario				Alternativ-Szenario			
	2010	2020	2030	2030 SK+	2010	2020	2030	2030 CO2-
€/MWh								
Braunkohle								
spez. Deckungsbeiträge	9,9	7,9	8,4	10,1	9,8	26,0	21,2	
spez. Fixkosten	18,1	17,6	17,6	17,6	24,6	46,6	29,6	
Erdgas, Kondensations-KW								
spez. Deckungsbeiträge	4,7	5,8	6,1	6,2	4,5	9,6	18,1	22,5
spez. Fixkosten	44,0	22,2	31,4	25,0	34,6	18,9	14,7	20,9
Erdgas, KWK								
spez. Deckungsbeiträge	6,9	5,2	4,9	5,6	5,7	8,9	13,1	13,0
spez. Fixkosten	30,8	21,3	26,1	22,4	21,9	19,9	23,1	27,1
Steinkohle, Kondensations-KW								
spez. Deckungsbeiträge	6,5	5,2	6,0	8,0	9,2	26,6	17,5	
spez. Fixkosten	16,8	16,0	16,8	32,0	23,3	45,8	28,1	
Steinkohle, KWK								
spez. Deckungsbeiträge	21,2	22,1	24,7	24,5	23,0	25,3	31,8	30,7
spez. Fixkosten	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	41,7	41,7

Quelle: Berechnung des arrhenius-Instituts mit deeco-s.

Neue Erdgas-GuD-Kraftwerke würden demnach im Referenz-Szenario in 2010 im Mittel Deckungsbeiträge von knapp 5 €/MWh erwirtschaften. Dem stehen jedoch spezifische Fixkosten von 44 €/MWh gegenüber. Dieser Wert ist so hoch, weil die Kraftwerke nur in weniger als 2.000 Stunden pro Jahr eingesetzt werden, auf die die gesamten Fixkosten verteilt werden müssen. Im Gegensatz dazu beträgt die Einsatzdauer im Alternativ-Szenario in 2030 fast 6.000 Stunden pro Jahr. Dementsprechend reduzieren sich die spez. Fixkosten auf 15 €/MWh. Gleichzeitig sorgt der hohe CO₂-Preis dafür, dass die Deckungsbeiträge auf gut 18 €/MWh steigen und somit ausreichen, um die Fixkosten zu finanzieren.

Neue Braun- und Steinkohle-Kraftwerke erreichen im Referenz-Szenario zwar ausreichende Einsatzzeiten, das Strompreisniveau ist aber so niedrig, dass die Erlöse nicht ausreichen, um die Investition zu refinanzieren. Im Alternativ-Szenario sind zwar die Strompreise hoch genug, jetzt sinken aber durch die höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen die Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke so stark, dass die Erlöse wiederum zu niedrig ausfallen, um den Bau des Kraftwerkes wirtschaftlich tragfähig zu machen.

In Summe ist festzuhalten, dass lediglich GuD-Kraftwerke im Alternativ-Szenario im Jahr 2030 wirtschaftlich zu betreiben sind. In allen anderen Fällen reichen die erzielten Deckungsbeiträge nicht aus, um die Fixkosten zu bedienen. Allenfalls Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Steinkohle-Basis könnten die Wirtschaftlichkeit noch aus eigener Kraft erreichen, wenn Nutzungsstunden von mehr als 5.000 Stunden im Jahr möglich sind. Ungeachtet dessen bleibt natürlich festzuhalten, dass der oben unterstellte KWK-Bonus diese Anlagenklasse für Investoren interessant werden lässt.

Das heißt aber, dass im Wettbewerb stehende kapitalintensive Kondensationskraftwerke (z.B. zusätzliche Braun- und Steinkohlekraftwerke) voraussichtlich nicht gebaut werden. Sobald Investoren die hier unterstellten Rahmenbedingungen und die hier skizzierten Überlegungen ernsthaft in ihr Kalkül einbeziehen, werden sie die entsprechenden Investitionen deutlich kritischer bewerten müssen. Die gilt zumindest dann, wenn die Kraftwerke ihren Strom über die Börse vermarkten müssten. Vorstellbar ist natürlich, dass Investoren und große Verbraucher sich an der Börse vorbei im Rahmen von OTC-Geschäften auf den Bau dedizierter Kraftwerke verständigen. Gleichzeitig werden aber Backup-Kapazitäten benötigt für Zeiten, in denen Wind- und Sonnenenergie nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen.

Letztlich scheint der massive Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien nur mit dem Bau von Gaskraftwerken und ggf. KWK-Anlagen kompatibel zu sein. Dabei könnten sich – dort wo keine Kraft-Wärme-Kopplung möglich ist - einfache Gasturbinen aufgrund der mindestens zum Teil geringen Nutzungszeiten als vorteilhafter erweisen als die aufwendigeren GuD-Kraftwerke.

8.3 Kosten der politischen Instrumente

8.3.1 Maßnahmen auf der Nachfrageseite

Die nachfrageseitig unterstellten Maßnahmen lassen sich grob in drei Gruppen unterscheiden:

- Eine Schlüsselrolle für die erhöhte Stromeffizienz bei Geräten und Anlagen kommt den diesbezüglichen ordnungsrechtlichen Vorgaben zu. Diese Vorgaben führen zwar zu Kosten die jedoch nur schwer abzuschätzen sind. Die bisherigen Erfahrungen haben weiterhin gezeigt, dass durch den harten Preiswettbewerb bei den meisten Geräten und Anlagen Zusatzkosten – soweit sie entstehen und für die längere Perspektive – nur teilweise preiswirksam gemacht werden können. Insofern kann im Rahmen der hier vorgelegten Studie keine nähere Quantifizierung der Kosten erfolgen – denen ja in der Phase des Anlagenbetriebs auf der Kundenseite auch Kosteneinsparungen durch den verminderten Stromverbrauch gegenüber stehen.¹⁶
- Hinsichtlich der Maßnahmen zur Substitution von Stromanwendungen zur Niedertemperatur-Erzeugung (Raumwärme, Warmwasser etc.) sind nach allen vorliegenden Erfahrungen – aus den verschiedensten Gründen – spezielle Anreizprogramme notwendig. IZES/BEI (2007) haben ein Programm zur Ablösung von Nachtstromspeicherheizungen entworfen, das ein ähnliches Substitutionsvolumen umfasst, wie hier im Alternativ-Szenario unterstellt. Wenn Anreizzahlungen für den Ersatz von Nachtstromspeicheranlagen (auch in Verbindung mit elektrischer Warmwasserbereitung und ggf. elektrischen Herden) in der Größenordnung von 2.000 bis 6.000 € je Umstellung unterstellt werden, errechnen IZES/BEI (2007) einen gesamten Zuschussbedarf von etwa 7,5 Mrd. € über 13 Jahre. Wird das Programm über ca. 20 Jahre gestreckt, so ergeben sich jahresdurchschnittliche Programmkosten von etwa 375 Mio. € Auch hier sei wiederum darauf hingewiesen, dass diesen Anreizzahlungen einerseits Investitionskosten, andererseits aber auch Energiekosteneinsparungen gegenüber stehen.
- Sowohl die ambitionierten Höchstverbrauchsstandards als auch das umfassende Substitutionsprogramm für elektrische Direktheizungen bedürfen einer umfassenden öffentlichkeitswirksamen Begleitung. Hierzu sind entsprechende Informations- und Motivationsprogramme unerlässlich.

Vor allem für die beiden letztgenannten Maßnahmen würde sich die Integration in einen Nationalen Energiesparfonds anbieten, dessen Aktivitäten sich auf die genannten Vorhaben konzentrieren sollten. Natürlich existiert über die hier exemplarisch betrachteten Maßnahmen hinaus noch eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Stromeinsparung in den verschiedenen Endverbrauchssektoren. Eine diesbezüglich nähere Analyse hätte jedoch den Rahmen der hier vorliegenden Studie gesprengt.

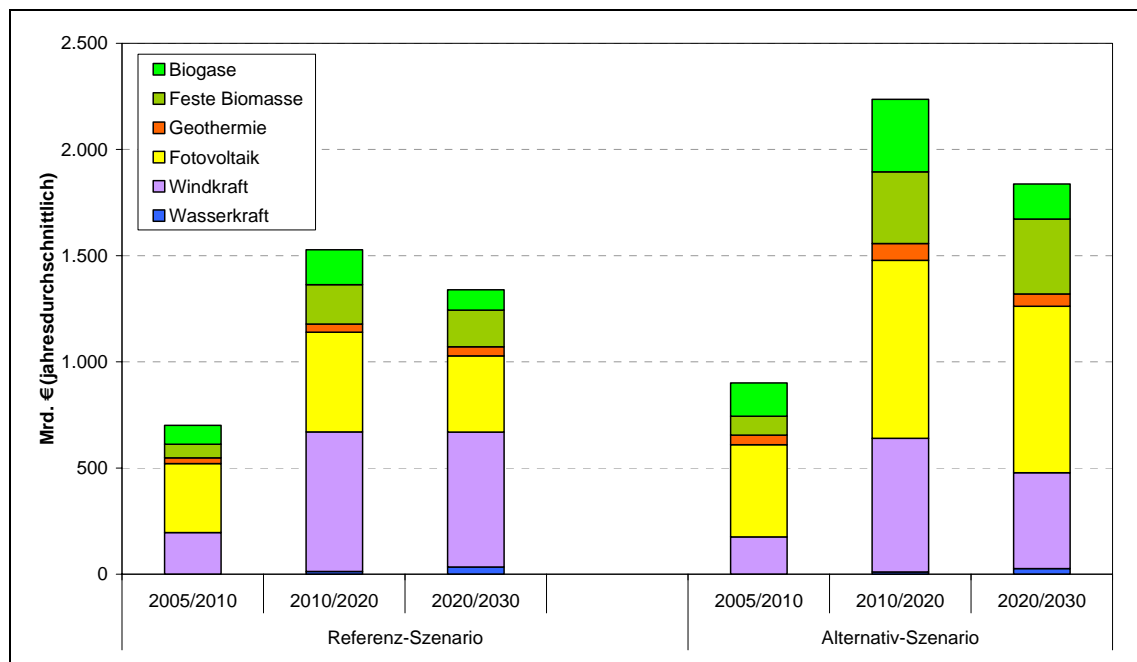
¹⁶ Diese sind jedoch hinsichtlich des absoluten Volumens oft so klein, dass eine Selbstregulierung über den Markt nicht erwartet werden kann und insofern ordnungsrechtliche Standardsetzungen gerechtfertigt erscheinen.

8.3.2 Erneuerbare Energien

Auf Grundlage der Vorgaben für die beiden Szenarien hinsichtlich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den Modellergebnissen für die mittleren Großhandelspreise kann eine orientierende Schätzung für die Zusatzkosten der Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung erstellt werden.

Grundlage dieser Schätzung ist die Annahme, dass die Förderung der erneuerbaren Energien auch weiterhin über eine Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erfolgt, die sich an den Stromerzeugungskosten der verschiedenen Technologien orientiert. Grundlage für die Schätzung der Erzeugungskosten bildet die Arbeit von Nitsch et al. (2007), in der orientierende Erzeugungskosten für die jeweiligen Neuanlagen in Jahresscheiben angegeben werden. Für diese Schätzung wurden die Angaben für Fünfjahresscheiben gemittelt und den jeweiligen Mittelwerten für die Spotpreise aus den Modellrechnungen mit *deeco-s* gegenübergestellt. Mit diesem groben Ansatz können zumindest Orientierungswerte für die Differenzkosten der Förderung ermittelt werden. Aus einer Verknüpfung dieser Differenzkosten mit den Zubaudaten kann das jahresdurchschnittliche Umlagevolumen für eine bestimmte Periode ermittelt werden, wobei vereinfachend und in konservativer Schätzung unterstellt wurde, dass die Förderung zeitlich nicht beschränkt wird und über den gesamten Szenarienzeitraum läuft.

Abbildung 14 Differenzkosten der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, die nach 2005 in Betrieb genommen werden, 2010-2030



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Ausdrücklich hingewiesen werden soll an dieser Stelle nochmals auf den Sachverhalt, dass die genannten Kostendaten sowie die im Folgenden angestellten Analysen sich *nur*

auf die nach 2005 in Betrieb gegangenen Anlagen beziehen, die Umlage für die vor 2005 in Betrieb genommenen Anlagen der erneuerbaren Stromerzeugung ist dabei nicht mit berücksichtigt.

Die Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse dieser Grobschätzung für die jahresdurchschnittlichen Fördervolumina im Überblick. Diese Zusammenstellung verdeutlicht die folgenden Zusammenhänge:

- Mit steigendem Erzeugungsbeitrag steigen die Umlagevolumina tendenziell an, insbesondere wenn durch die Förderung – vor allem aus industriepolitischen Gründen – Technologien in den Markt gekauft werden, deren Stromerzeugungskosten noch relativ weit von den Großhandelspreisen entfernt sind.¹⁷
- Mit der Kostendegression für eine ganze Reihe von neuen Technologien (drastisch v.a. bei der Windstromerzeugung) verringern sich die Differenzkosten und Umlagevolumina.
- Mit den in den beiden Szenarien in unterschiedlichem Maße steigenden Großhandelspreisen für Strom verringern sich die Differenzkosten, was insbesondere für die marktnahen Technologien wiederum zu signifikant verringerten Differenzkosten führt.

In beiden Szenarien erreichen die jahresdurchschnittlichen Differenzkosten in der Dekade 2010/2020 die höchsten Werte, wobei die Umlage im Alternativ-Szenario um ca. 600 Mio. € über der im Referenz-Szenario liegt. Maßgeblich dafür sind vor allem die steigenden Differenzkosten für den verstärkten Einsatz von Solarenergie und Biomasse, die Differenzkosten für die Windstromerzeugung verringern sich – bedingt durch den etwas höheren Strom-Großhandelspreis – im Alternativ-Szenario sogar, obwohl hier gleichzeitig von einer höheren Windstromproduktion ausgegangen wird.

In der Dekade 2020/2030 erreichen im Alternativ-Szenario die Windkraftherzeugung sowie zunehmend auch die Biogasverstromung die Schwelle der Wettbewerbsfähigkeit – so wie für diese stark vereinfachende Schätzung definiert – so dass nur noch geringe Umlagevolumina erforderlich sind, um die Differenzkosten zu tragen. Wird unterstellt, dass die Umlage auch weiterhin über ein (nicht privilegiertes) Absatzvolumen von ca. 400 TWh erfolgt, so ergeben sich im Vergleich der beiden Szenarien für einen Haushalt mit einem Durchschnittsverbrauch von etwa 3.000 kWh Differenzen bei den jahresdurchschnittlichen Umlagekosten von ca. 2 € für 2005/2010, 5 € für 2010/20 bzw. 4 € für die Dekade 2020/2030. Absolut liegen die jahresdurchschnittlichen Kosten für die Umlage im Alternativ-Szenario bei ca. 7 € für 2005/2010, 17 € für 2010/2020 sowie bei 14 € für die Dekade 2020/2030.

¹⁷ Diese Betrachtungsweise vernachlässigt den Tatbestand, dass einige der Technologien weniger auf den Wettbewerb am Großhandelsmarkt sondern auf die Konkurrenzfähigkeit im Endkundenmarkt abzielen, für die neben den Preisen der Strombeschaffung auf dem Großhandelsmarkt auch noch die anderen Preisbestandteile des Endverkaufspreises (Durchleitung, Vertrieb, Steuern, Abgaben, Umlagen etc.) eine wichtige Rolle spielen. Insofern wird der Fördertatbestand für auf dezentralen Einsatz abzielende Technologien hier – etwas – überzeichnet.

8.3.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die energiepolitische Flankierung der Kraft-Wärme-Kopplung ist in den Modellanalysen mit einer Fortführung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes von 2002 abgebildet worden, das erstens auf unbeschränkte Neubauvorhaben ausgerichtet ist und in dem Zuschlagzahlungen für die gesamte erzeugte KWK-Strommenge erfolgen.

Die grobe Abschätzung des Aufwandes für ein solches Instrument der KWK-Förderung im Alternativ-Szenario kann wie folgt vorgenommen werden:

- Es wird von einer durchschnittlichen Zuschlagzahlung von 2 ct/kWh KWK-Strom für einen Zeitraum von etwa 30.000 Betriebsstunden ausgegangen. Es ergibt sich ein Förderbedarf von etwa 0,1 €/kWh Jahresstromproduktion.
- Für die bis zum Jahr 2010 über die Wirkungen des KWK-G 2002 hinausgehende KWK-Stromerzeugung von ca. 18 TWh ergibt sich ein jahresdurchschnittlicher Förderbedarf von ca. 360 Mio. €
- Für die in der Dekade 2010/2020 errichteten neuen KWK-Anlagen mit einer zusätzlichen Jahresproduktion von etwa 60 TWh ergibt sich ein jahresdurchschnittlicher Umlagebedarf von etwa 600 Mio. €
- Für die in der Dekade 2020/2030 neu in Betrieb genommenen KWK-Anlagen mit einer zusätzlichen Jahresstromproduktion von knapp 50 TWh ergibt sich ein jahresdurchschnittlicher Förderbedarf von ca. 470 Mio. €

Die genannten jahresdurchschnittlichen Zuschlagsätze liegen deutlich unter dem derzeit im Rahmen des KWK-G umgelegten Fördervolumens, das für 2007 mit 699 Mio. € (für die Bestands- und Neuanlagenförderung) angegeben wird (VDN 2007).

Sofern der Umlagemechanismus des KWK-G 2002 beibehalten wird und für den hinsichtlich der KWK-G-Umlage nicht privilegierten bzw. privilegierten Stromverbrauch weiterhin jeweils etwa 210 TWh unterstellt werden, so ergibt sich in der Periode bis 2010 ein zusätzlicher Stromkostenaufschlag von jahresdurchschnittlich 0,12 ct/kWh bei den nicht privilegierten Verbrauchern (für die privilegierten Verbraucher beträgt der Aufschlag konventionsgemäß 0,05 ct/kWh).¹⁸ Für die Dekade 2010/2020 würde der jahresdurchschnittliche Aufschlag bei etwa 0,24 ct/kWh und für die Dekade 2020/2030 bei etwa 0,18 ct/kWh liegen.

Vor dem Hintergrund dieser Daten ist davon auszugehen, dass die Umlagen für ein fortgeführtes und novelliertes KWK-G in jedem Fall unter den derzeitigen Umlagesätzen liegen werden. Für einen Haushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.000 € liegt die Zusatzbelastung aus der weiter geführten KWK-Förderung im Zeitverlauf in der Bandbreite von etwa 4 bis 7 €/jährlich.

¹⁸ Auch hier ist wieder darauf hinzuweisen, dass diese KWK-Umlage zusätzlich zur Umlage nach dem KWK-G 2002 anfällt. Die Umlage des KWK-G 2002 ist jedoch stark degressiv und läuft bis zum Jahr 2010 Schritt für Schritt aus.

9 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Die Minderung der Treibhausgasemissionen im Bereich der Stromerzeugung bildet eine zentrale Herausforderung für eine Klimaschutzstrategie, die sich an mittel- und langfristigen Reduktionszielen von 40% bis 2020 bzw. mindestens 80% bis zur Mitte dieses Jahrhunderts orientiert. Die Stromerzeugung bildet den größten Quellsektor von Treibhausgasemissionen, sowohl mit Blick auf CO₂ als auch für die Gesamtheit der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase.

Um das Ziel einer Emissionsminderung von 40% bis zum Jahr 2020 zu erreichen, werden die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Niveau des Jahres 2005 noch um etwa 26% verringert werden müssen, unter Berücksichtigung von Sondereffekten in einigen Bereichen (Abfallwirtschaft, Steinkohlenbergbau) werden alle Sektoren einen zusätzlichen Minderungsbeitrag von knapp 25% erbringen müssen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob und ggf. wie sowie mit welchen Konsequenzen diese Klimaschutzziele unter der Rahmenbedingung des Auslaufens der Kernenergie in Deutschland erreicht werden können.

Als Nebenaspekt dieser Fragestellung ist auch von Bedeutung, welche Folgen eine solche Strategie auf den deutschen Energiemix hat, der in einigen Bereichen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, erneuerbare Energien) stark durch den Energiebedarf des Stromsektors geprägt ist. Andererseits spielt die Brennstoffnachfrage aus der Stromerzeugung für das Verbrauchsniveau anderer – und insbesondere im Kontext der Energiesicherheit als besonders sensible angesehener – Energieträger (Gas, Öl) bisher keine wesentliche Rolle.

Die verschiedenen Aspekte einer an Klimaschutz ausgerichteten Umstrukturierung des Stromerzeugungssystems in Deutschland wurden im Rahmen von zwei Kontrastszenarien (Referenz- und Alternativszenario) und entsprechender Sensitivitätsanalysen näher untersucht.

Die zentralen Ergebnisse der mit verschiedenen methodischen Ansätzen durchgeführten Analysen hinsichtlich der *Zielerreichung* sind

1. *Ambitionierte Klimaschutzziele* wie z.B. eine Minderung von ca. 25% im Vergleich zu 2005 (dies ist passfähig in eine Strategie zur Emissionsminderung um 40% im Vergleich zum Basisjahr des Kyoto-Protokolls) sind in einem Sektor wie der Stromerzeugung nicht durch einen einzelnen Ansatz zu erreichen.
2. Vor allem im Bereich der Stromnachfrage können noch erhebliche *Effizienzpotenziale* gehoben werden. Eine exemplarische Analyse von zwei zentralen Handlungsfeldern (Höchstverbrauchsstandards für elektrische Geräte sowie Umstellung von ökologisch wie wirtschaftlich bzw. sozial hoch problematischen Direktheizungsanlagen) führt zu dem Ergebnis, dass bis 2020 im Vergleich zu 2005 etwa 40 TWh und bis 2030 etwa 70 TWh Strom eingespart werden könnten. Dies entspricht einer Verringerung des Stromverbrauchs von knapp 8% bis 2020 und etwa 13% bis 2030.

3. *Erneuerbare Energien* werden in der Stromerzeugung eine zunehmend wichtigere Rolle spielen. Unter Maßgabe der bisher ergriffenen Maßnahmen wird sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 im Vergleich zu 2005 etwa verdoppeln und bis 2030 knapp verdreifachen. Träger der zunehmenden Stromgewinnung aus erneuerbaren Energiequellen wird auch in den nächsten Dekaden vor allem die Windenergie sein, wobei nach 2020 vor allem der Ausbau der Offshore-Windenergie an Bedeutung gewinnen wird. Dessen ungeachtet kann die Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung noch stärker ausgeweitet werden. Durch eine geeignete Weiterentwicklung der flankierenden Maßnahmen sind auch eine Verdreifachung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 und eine Steigerung um den Faktor 4,75 bis 2030 vorstellbar.
4. Unter den Optionen der fossilen Stromerzeugung kommt vor allem der *Kraft-Wärme-Kopplung* (KWK) eine zentrale Bedeutung zu, da hier durch die Nutzung der Abwärme aus der Stromerzeugung erstens eine besonders hohe Energieeffizienz erreicht werden kann und zweitens die Ausweitung der aus Klimaschutzgründen gebotenen Erdgasverstromung mit dem geringstmöglichen Zusatzbedarf an Erdgas erfolgen kann. Während sich unter den derzeitigen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen die Bereitstellung von Strom und Wärme aus KWK nur wenig ausweiten wird, kann durch ein geeignetes Instrumentarium zur Flankierung der KWK diese Form der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 etwa verdoppelt und bis zum Jahr 2030 noch weiter ausgeweitet werden.
5. Trotz massiver Bemühungen zur Erhöhung der Anwendungseffizienz von Strom, dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien und einer Ausweitung der KWK-Stromerzeugung wird auch *Investitionen in Kondensationskraftwerke* noch eine erhebliche Bedeutung zukommen. Hier ist vor allem die Ausgestaltung des EU-Emissionshandelssystem von zentraler Bedeutung. Wenn der derzeitige Ansatz weiter verfolgt wird, das Zuteilungssystem für die CO₂-Zertifikate so ausgestalten, dass das CO₂-Preissignal für die Investitionsentscheidung weitgehend ausgeblendet wird (kostenlose Zuteilung weitgehend „nach Bedarf“), so wird der hohe Anteil der Kohlenverstromung im deutschen Stromsystem zementiert und die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele unmöglich. Sofern aber ab 2013 für alle unternehmerischen Entscheidungen das volle CO₂-Preissignal berücksichtigt werden muss (Auktionierung der CO₂-Zertifikate zumindest für die Stromwirtschaft), wird sich ein deutlich geringerer Anteil der Kohlenverstromung ergeben.
6. Die Rolle von Erdgas wird im deutschen Stromerzeugungssystem in jedem Fall (d.h. sowohl im Referenz- als auch im Alternativ-Szenario) mittelfristig deutlich zunehmen. Im Alternativ-Szenario liegt der Erdgasbedarf – insbesondere durch den massiven Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung – nur um einen Wert über dem Niveau des Referenz-Szenarios, der etwa 13% des heutigen Erdgasbedarfs von Deutschland entspricht. Diese Größenordnung zusätzlichen Erdgasbedarfs

ist im akzeptablen Rahmen bzw. dürfte durch Maßnahmen im Bereich der Wärmeanwendungen kompensierbar sein.

7. Die Entwicklung im Gesamtsystem von Stromnachfrage und Stromerzeugung (einschließlich der indirekten Effekte im Wärmesektor) spielt eine entscheidende Rolle für die Erreichung des Verdoppelungsziels hinsichtlich der gesamtgesellschaftlichen Energieproduktivität. Die anstehenden Modernisierungen im Stromsektor führen bereits im Referenz-Szenario dazu, dass etwa 44% der dafür erforderlichen absoluten Primärenergieeinsparung erreicht werden (ein Teil davon ergibt sich allerdings aus energiestatistischen Bewertungseffekten für Kernenergie und erneuerbare Energien). Im Alternativ-Szenario werden allein durch die direkten und indirekten Effekte der klimagerechten und Risiko minimierenden Umstrukturierung des Stromsystems etwa 65% der bis 2020 erforderlichen Primärenergieeinsparungen realisiert.

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden und der Weg des bisherigen *Business as usual* verfolgt wird, ist eine Entwicklung zu erwarten, in der die CO₂-Emissionen aus der Stromwirtschaft bis zum Jahr 2020 nur etwa stabilisiert werden können und auch danach nur um geringe Beträge sinken. Für den Fall einer Kombination der verschiedenen o.g. Maßnahmen kann eine Emissionsminderung von knapp 25% bis zum Jahr 2020 (im Vergleich zu 2005) und von über 50% bis zum Jahr 2030 erreicht werden, die sich gut in die umfassenden Minderungsziele von 40% für den Zeitraum 1990 bis 2020 sowie 80% von 1990 bis 2050 einordnet.

Sofern die notwendigen Umstrukturierungsprozesse im durch einen äußerst langlebigen Kapitalstock gekennzeichneten Stromsektor – zum Beispiel auch durch Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke – verzögert, nicht umfassend angegangen oder die entsprechenden CO₂-Preissignale für den entsprechenden Zeitraum deutlich abgedämpft werden, steht die Erreichbarkeit insbesondere der langfristigen Klimaschutzziele klar in Frage.

Hinsichtlich der *politischen Instrumentierung* dieser nicht im Selbstlauf vollziehbaren tiefgreifenden Umgestaltungsprozesse haben die Analysen die folgenden Schwerpunkte ergeben:

1. Ein massives Engagement auf der europäischen Ebene
 - zur erfolgreichen Umsetzung der *EU-Ecodesign-Richtlinie*, mit der Höchstverbrauchsstandards für die wesentlichen elektrischen Geräte bzw. Anwendungen (z.B. Standby) gesetzt und diese nach dem Top-runner-Prinzip dynamisiert werden;
 - zur Sicherung ambitionierter Emissionsminderungsziele im Rahmen des *EU-Emissionshandelssystems*, mit denen ein Niveau für die CO₂-Preise erzielt wird, das hinreichende Anreize zur grundlegenden Modernisierung des Stromsektors bietet.
2. Eine klare Definition von Zielen für den *Ausbau erneuerbarer Energien*, eine entsprechende Weiterführung und ggf. erforderliche Anpassung der Unterstüt-

zung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, so dass bis zum Jahr 2020 eine Verdreifachung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (im Vergleich zu 2005) erreicht wird und danach die Dynamik des Ausbaus fortgesetzt wird.

3. Angesichts vielfältiger Hemmnisse, die den Ausbau der KWK behindern, und der unbestreitbaren Vorteile der KWK in Bezug auf Energieeffizienz sowie den Ausbau der Erdgasverstromung mit geringst möglichem Zusatzbedarf an Erdgas ist eine weitere Flankierung der KWK sinnvoll. Die *Weiterführung des existierenden KWK-G* für den Bereich von Neuinvestitionen (allerdings ohne die Beibehaltung der vielfältigen Restriktionen für den Zubau von KWK-Anlagen) bildet dabei einen pragmatischen Ansatz.
4. Das *Zuteilungssystem im Rahmen des EU-Emissionshandels* muss ab 2013 gründlich revidiert werden. Nur bei einer weitgehenden Versteigerung der CO₂-Zertifikate werden die Investoren und Anlagenbetreiber in die Lage versetzt, die (monetarisierten) Umweltvorteile bestimmter Stromerzeugungsoptionen in ihre Entscheidungen gleichberechtigt mit den anderen Aspekten (Brennstoffpreiseniveaus und –volatilitäten, Versorgungssicherheit etc.) in ihre Entscheidungen einzubeziehen.

Die klaren Umweltvorteile einer integrierten Strategie zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele unter den Rahmenbedingungen eines schrittweisen Verzichts auf die Kernenergie müssen natürlich nicht nur die politischen Anstrengungen sondern auch die verbundenen wirtschaftlichen Aspekte gegenüber gestellt werden.

Diesbezüglich stellt sich nicht nur die Frage, welche Kosten durch die verschiedenen Maßnahmen der politischen Flankierung entstehen, sondern auch welche ökonomischen Effekte über die Strommärkte vermittelt werden. Dazu gehört natürlich einerseits die Situation hinsichtlich der Effekte verschiedener energie- und klimapolitischer Maßnahmen auf die Großhandelspreise für Strom, andererseits aber auch die Frage, wie Kraftwerksinvestitionen in einem liberalisierten Strommarkt bei sehr deutlich in Richtung Klimaschutz veränderten Rahmenbedingungen und Interventionen wirtschaftlich dargestellt werden können. Der Szenarienvergleich führt hier zu folgenden Ergebnissen:

1. Die betrachteten Maßnahmen auf der *Nachfrageseite* sind im Bereich des Ordnungsrechts (auf der europäischen Ebene) nicht explizit mit Kosten verbunden, das im nationalen Rahmen zu verortende Programm zur Ablösung elektrischer Direktheizungen etc. wird dagegen ein Anreizprogramm von 375 Mio. € jährlich notwendig machen. Sinnvollerweise könnte ein solches fokussiertes Programm mit den notwendigen Informations- und Aufklärungsaktivitäten verbunden werden und im Rahmen eines Energiesparfonds angesiedelt werden. Den Programmkosten für das Substitutionsprogramm stehen natürlich auf der Anwenderseite auch nicht zu vernachlässigende *Kosteneinsparungen* gegenüber.
2. Für den verstärkten Ausbau der *erneuerbaren Energien* wird – für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen in unterschiedlichem Maße – auf mittlere Sicht eine weitere Förderung notwendig sein, die sich stark an den Rahmen des EEG

- anlehnen sollte. Das zeitliche Profil der Differenzkosten für die im Alternativ-Szenario berücksichtigten zusätzlichen Maßnahmen führt für den Zeitraum bis 2010 zu einem jährlichen Differenzkostenvolumen für die Umlage auf die Verbraucher in der Größenordnung von ca. 200 Mio. € in der Dekade 2010/2020 von etwa 710 Mio. € sowie in der Dekade 2020/2030 von ungefähr 500 Mio. €. Für einen Durchschnittshaushalt ergeben sich damit im Zeitraum 2005 bis 2030 im Alternativ-Szenario Zusatzkosten von 2 bis 5 €pro Jahr.
3. Auch die im Alternativ-Szenario unterstellten Maßnahmen zur Flankierung der Neuinvestitionen in *Kraft-Wärme-Kopplung* im Rahmen eines novellierten KWK-G ergeben im Zeitverlauf einen jahresdurchschnittlichen Förderbedarf in der Größenordnung von 360 bis 600 Mio. €. Durch den Umlagemechanismus, der einen erheblichen Teil des gesamten Stromverbrauchs hinsichtlich der KWK-Umlage privilegiert, ergeben sich Zusatzkosten für die nicht privilegierten Verbraucher, die sich für einen Durchschnittshaushalt auf Werte von 4 bis 7 € jährlich summieren.
 4. Sowohl im Referenz- als auch im Alternativ-Szenario muss angesichts der steigenden Kosten für die auf liberalisierten Strommärkten Preis setzenden Brennstoffe sowie die CO₂-Zertifikate mit mittelfristig steigenden *Großhandelspreisen* für Strom gerechnet werden. Bis zum Jahr 2030 ergibt sich im Referenz-Szenario eine Steigerung um knapp 10 €/MWh und im Alternativ-Szenario um etwa 20 €/MWh. Die damit markierte Bandbreite der Großhandelspreise für Strom liegt damit durchaus in dem Bereich, in dem sich die Strompreise in jüngster Zeit bewegt haben. Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass vor allem der Zertifikatspreis, aber durchaus auch das Niveau der Importsteinkohlenpreise einen signifikanten Einfluss auf diese Preisniveaus haben. Für einen Durchschnittshaushalt sind mit einem um 10 €/MWh erhöhten Strompreis jährliche Mehrkosten von ca. 30 €verbunden.
 5. Der verstärkte Einsatz erneuerbare Energien *begrenzt* den durch den Emissionshandel bzw. Veränderungen in der Merit order induzierten Strompreisanstieg, da der produzierte Strom an der Börse Kraftwerke mit höheren Grenzkosten am oberen Ende aus der *Merit order* hinausdrängt.
 6. Die aus Gründen des Klimaschutzes verfolgte sehr grundlegende Umgestaltung des Energiesystems und die dafür notwendigen Instrumente (Energieeinsparung, Förderung erneuerbarer Energien, KWK-Förderung, Stärkung des Emissionshandels) haben aber auch drastische Konsequenzen für das *Investitionskalkül*. Wenn Investitionen heute unter der Maßgabe getroffen werden, dass Kraftwerke mit hohen Kapitalkosten in der Zukunft über einen sehr langen Zeitraum des Jahres betrieben werden können, so kann sich diese Erwartung in einem stark veränderten Energiesystem auch als wenig belastbar erweisen. Die Modellanalysen für das Alternativ-Szenario zeigen, dass viele kapitalintensive Kraftwerksinvestitionen mit hohen CO₂-Emissionen (z.B. Stein- und Braunkohlenkraftwerksprojekte) vor erheblichen Problemen stehen werden, die zur Bedienung der Fixkosten notwendigen Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.

Die anstehende Modernisierung des Stromerzeugungssystems in Deutschland bietet ein Fenster von wenigen Dekaden für die notwendige grundlegende Umgestaltung des Energiesystems. Die technischen und politischen Möglichkeiten für eine solche Umgestaltung sind in der – notwendigen – Vielfalt und Breite verfügbar, bedürfen aber verstärkter politischer Bemühungen um geeignete Rahmensetzungen.

Die zusätzlichen Kosten für eine Umgestaltung des Stromsystems, das zu 25% weniger CO₂-Emissionen im Jahr 2020 und über 50% Emissionsminderung im Jahr 2030 führt, summieren sich aus den Anreizprogrammen für klimafreundliche Stromerzeugungsoptionen (erneuerbare Energien, KWK) und den Strommarkteffekten auf Werte von 40 bis 50 €/pro Jahr für einen Durchschnittshaushalt.

Gleichzeitig führt die skizzierte Umgestaltung der Rahmenbedingungen dazu, dass viele Kraftwerksinvestitionen, die die anstehenden, und immer stärker klimapolitisch motivierten Veränderungen nicht ausreichend berücksichtigen, sich hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeitserwartungen nicht als stabil erweisen können.

Die massive Umgestaltung des Energiesystems wird aber auch dazu führen, dass sich die Kompatibilität der verschiedenen politischen Maßnahmen zum Rahmen eines liberalisierten Energiemarktes nach heute angestrebtem Zuschnitt als wichtige Herausforderung ergibt. Neben der verstärkten Maßnahmenorientierung in Bezug auf die Umgestaltung des Stromerzeugungssystems erweisen sich die Interaktionen zwischen liberalisierten Energiemärkten und der angestrebten Umgestaltung als Fragestellung, die der intensiven wissenschaftlichen und politischen Debatte bedarf und die erst in wenigen Ansätzen existiert.

Schließlich bleiben die Sicherung der Erdgasversorgung sowie der Ausbau eines wettbewerblichen Erdgasmarktes, der allen Strommarktakteuren einen Zugang zu Erdgas zu wettbewerbsfähigen Preisen ermöglicht, vor allem im Kontext ambitionierter Klimaschutzstrategien zentrale Herausforderungen.

Die Interaktionen zwischen einem grundlegend veränderten energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Umfeld (Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung und erheblichen Stromeinsparungen) und der wirtschaftlichen Darstellbarkeit von Kraftwerksinvestitionen haben aber auch eine herausragende Konsequenz für die Berechenbarkeit politischer Maßnahmen. Investoren für die im Wettbewerb stehenden Kraftwerksprojekte werden die genannten – und für die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele unverzichtbaren – Rahmenbedingungen nur dann ernsthaft in ihre Erwartungen zur zukünftigen Entwicklung des Strommarktes einbeziehen, wenn die politische Glaubwürdigkeit groß ist, dass sich der energie- und klimapolitische Rahmen wirklich an den beschriebenen Klimaschutzziele und den notwendigen Strategien hinsichtlich erneuerbarer Energien, KWK und deutlich erhöhter Effizienz des Stromeinsatzes auf der Nachfrageseite ausrichtet. Nur ein sehr glaubwürdig und langfristig angelegter politischer Rahmen wird dazu beitragen können, im großen Umfang fehlgeschlagene Investitionen mit allen dann möglicherweise auch politisch entstehenden Problemen auf ein Mindestmaß zu begrenzen.

10 Literatur

- Bode, S.; Groscurth, H.-M. 2006: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg.
- Bruckner, T. 2001: “Benutzerhandbuch *deeco*, Version 1.0“, TU Berlin (siehe auch www.iet.tu-berlin/deeco).
- Groscurth, H.-M.; Bruckner, Th.; Kümmel, R. 1995: Modeling of Energy-Services Supply Systems; *Energy – The International Journal*, Vol. 20, No. 9, pp. 941-958.
- EK (Enquete-Kommission “Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung”) 2001: Endbericht. Berlin.
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln); Prognos 2005: Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.
- 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.
- ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg), unter Mitwirkung von ebök (Ingenieurbüro für Energieberatung, Haustechnik und ökologische Konzepte); WI (Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie) 2006: Politikinstrumente zur Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und –anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch. UBA-Texte 20/06, Dessau.
- ISI (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung); CEPE (Centre for Energy Policy and Economics der ETH Zürich) 2003: Der Einfluss moderner Gerätegenerationen der Informations- und Kommunikationstechnik auf den Energieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 – Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Energieeinsparung in diesen Bereichen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Karlsruhe, Zürich.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme); BEI (Bremer Energie Institut) 2007: Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich. Im Auftrag von co2online gGmbH. Saarbrücken/Bremen, 28. Februar 2007 (unveröffentlicht).
- Nitsch, J. in Zusammenarbeit mit DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) 2007: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050 (Leitszenario 2006). Untersuchung im Auftrag des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Stuttgart, Februar 2007.
- Öko-Institut 2006: Electricity Investment Analysis (ELIAS). Modell zur Entwicklung von Szenarien über die Struktur der Stromerzeugung. Dokumentation, Stand 1. November 2006.

VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft) 2001: Endenergieverbrauch in Deutschland 2000. VDEW-Materialien M21/2001, Frankfurt a.M.

VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft) 2007: Energie-Info. Endenergieverbrauch in Deutschland 2005. Berlin, März 2007.

VDN (Verband der Netzbetreiber) 2007: Entwicklung bei KWK 2002 – 2012 auf Basis des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19. März 2002, aktualisiert nach Datenerhebungen des VDN, Stand: 04.05.2007, Berlin.

Anhang 1: Ergebnistabellen

Tabelle A-1 Ergebnisüberblick für das Referenz-Szenario, 2005-2030

	2005	2010	2020	2030
Installierte Leistung	GW			
Kernenergie	20,3	17,6	3,9	0,0
Braunkohlen	20,4	20,8	23,0	21,0
<i>davon KWK</i>	1,0	0,9	0,4	0,3
Steinkohlen	29,5	29,2	27,5	21,4
<i>davon KWK</i>	7,1	7,1	6,2	4,5
Erdgas	18,8	23,4	33,8	30,1
<i>davon KWK</i>	2,6	5,0	6,6	7,8
Öl	8,2	6,5	5,4	5,2
Andere fossile Brennstoffe	4,6	3,2	3,2	3,2
Pumpspeicher	5,8	6,2	6,2	6,2
Wasserkraft (ohne Pumpspeicher)	4,3	4,0	4,3	4,3
Windkraft	18,9	24,4	32,9	40,2
<i>davon Offshore</i>	0,0	0,4	6,0	11,8
Photovoltaik	1,9	3,8	5,6	6,4
Geothermie	0,0	0,0	0,2	0,7
Biomasse & Abfall (biogen)	2,8	4,1	4,7	5,0
Summe	135,6	143,3	150,6	143,7
<i>davon Erneuerbare</i>	23,6	32,4	43,3	52,3
<i>davon KWK</i>	10,6	13,0	13,2	12,6
Nettostromerzeugung	TWh			
Kernenergie	155	154	34	0
Braunkohlen	142	154	162	167
Steinkohlen	124	139	133	121
Erdgas	61	38	109	115
Wasserkraft (ohne Pumpspeicher)	20	19	20	20
Windkraft	27	40	64	85
Photovoltaik	1	3	4	5
Geothermie	0	0	1	5
Biomasse & Abfall (biogen)	10	18	20	22
Sonstige	36	14	18	23
Summe	575	580	566	563
<i>davon Erneuerbare</i>	59	80	110	137
CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂			
Summe	332	326	335	329
<i>davon Gutschriften für KWK</i>	0	4	3	-5
<i>davon Lastschriften für Strom-Substitution</i>	0	0	0	0
Anmerkungen: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohne Pumpspeicherkraftwerke und biogenen Anteil des Abfalls, Daten für 2005 Ist-Daten, für 2010 bis 2030 Modelldaten				

Quellen: Berechnungen von arrhenius-Institut und Öko-Institut.

Tabelle A-2 Ergebnisüberblick für das Alternativ-Szenario, 2005-2030

	2005	2010	2020	2030
Installierte Leistung	GW			
Kernenergie	20,3	17,6	3,9	0,0
Braunkohlen	20,4	19,2	16,1	8,8
<i>davon KWK</i>	1,0	0,9	0,4	0,3
Steinkohlen	29,5	28,1	21,7	11,4
<i>davon KWK</i>	7,1	7,0	5,6	3,9
Erdgas	18,8	21,9	30,0	26,9
<i>davon KWK</i>	2,6	6,5	11,6	18,7
Öl	8,2	6,5	5,4	5,2
Andere fossile Brennstoffe	4,6	3,2	3,2	3,2
Pumpspeicher	5,8	6,2	6,2	6,2
Wasserkraft (ohne Pumpspeicher)	4,3	4,0	4,3	4,3
Windkraft	18,9	24,4	35,9	50,5
<i>davon Offshore</i>	0,0	0,5	9,6	23,4
Photovoltaik	1,9	4,6	10,9	13,9
Geothermie	0,0	0,1	0,5	1,3
Biomasse & Abfall (biogen)	2,8	4,9	7,3	8,6
Summe	135,6	140,6	145,3	140,3
<i>davon Erneuerbare</i>	23,6	34,0	54,5	74,3
<i>davon KWK</i>	10,6	14,4	17,6	22,9
Nettostromerzeugung	TWh			
Kernenergie	155	154	33	0
Braunkohlen	142	132	84	28
Steinkohlen	124	132	98	50
Erdgas	61	56	146	177
Wasserkraft (ohne Pumpspeicher)	20	19	20	20
Windkraft	27	40	76	126
Photovoltaik	1	3	8	10
Geothermie	0	0	3	9
Biomasse & Abfall (biogen)	10	22	32	43
Sonstige	36	14	19	27
Summe	575	572	520	490
<i>davon Erneuerbare</i>	59	85	139	209
CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂			
Summe	332	302	241	154
<i>davon Gutschriften für KWK</i>	0	8	13	16
<i>davon Lastschriften für Strom-Substitution</i>	0	0	5	8
Anmerkungen: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohne Pumpspeicherkraftwerke und biogenen Anteil des Abfalls, Daten für 2005 Ist-Daten, für 2010 bis 2030 Modelldaten				

Quellen: Berechnungen von arrhenius-Institut und Öko-Institut.

Anhang 2: Wichtige Parameter für das Investitionsmodell ELIAS

Table A-3 Technische und wirtschaftliche Parameter von neuen Kondensationskraftwerken, 2005-2030

	Einheit	Kondensationskraftwerke				
		Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD 800MW	Gas GuD 400MW	Gasturbine
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	750	950	800	400	250
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	-	-	-	-	-
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	7.000	7.500	6.500	6.500	-
Mittellast	Stunden	4.600	-	4.400	4.400	4.000
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	500
Jahresemissionen ^b	t CO ₂ /GWh _{el}	758	993	366	366	566
Investitionskosten	€/kWh _{el}	1.050	1.200	550	600	330
Wartung- und Instandhaltungskosten ^a	€/(kW _{el} *a)	25	35	11	11	6
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	2,0	2,3	0,5	0,5	0,5

^a Die Angaben beziehen sich auf das Jahr 2005. - ^b Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2005. Bei den Kondensationskraftwerken wird zukünftig von einer rückläufigen Entwicklung der Jahresemissionen aufgrund der Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades ausgegangen.

Quelle: Öko-Institut.

Table A-4 Technische und wirtschaftliche Parameter von neuen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, 2005-2030

	Einheit	KWK-Anlagen				
		Gas BHKW	Gas GuD 30MW	Gas GuD 100MW	Gas GuD 407MW	Steinkohle
Elektrische Nettoleistung	MW _{el}	2	30	100	407	320
Thermische Nettoleistung	MW _{th}	3	40	110	426	550
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	4.500	6.000	5.600	5.600	5.050
Mittellast	Stunden	4.500	6.000	5.600	5.600	5.050
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	-
Jahresemissionen ^b	t CO ₂ /GWh _{el}	572	553	492	516	1.150
Investitionskosten	€/kWh _{el}	900	1.000	650	550	1.400
Wartung- und Instandhaltungskosten ^a	€/(kW _{el} *a)	63	50	33	28	70
Variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

^a Die Angaben beziehen sich auf das Jahr 2005. - ^b Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2005. Bei KWK-Anlagen wird aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades (thermisch und elektrisch) eine konstante Jahresemission erwartet.

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A- 5 Modell-Annahmen für die Auslastung von neuen Kraftwerken aus Investorensicht

Kraftwerkstyp	Volllaststunden pro Jahr		
	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
Steinkohle	5.482	3.965	-
Braunkohle	6.758	-	-
Gas	4.672	3.800	1.374
Sonstige	-	1.158	-

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle A- 6 Modell-Annahmen für die Lebensdauer von Bestandskraftwerken

Kraftwerkstyp	Lebensdauer der Kraftwerke in Jahren
Steinkohle	50
Braunkohle	50
Gas	30
Kernenergie	nach AtG 2002
Öl	35
Regenerative (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Gezeitenenergie)	20
Abfall und Biomasse	35
Wasser	100
Sonstige	30

Quelle: Öko-Institut.

Anhang 3: Kurzbeschreibung des Investitionsmodells ELIAS

Das Modell ELIAS (Electricity investment analysis) des Öko-Instituts (Öko-Institut 2006) eignet sich insbesondere zur Analyse und Bewertung der folgenden Fragestellungen:

Kostenvergleich: Das Modell stellt dar, wie sich die Produkt- (v.a. Strom-) Gesteungskosten einzelner Technologien aus Investorensicht unter verschiedenen Annahmen entwickeln und ermöglicht Kostenvergleiche. Dabei wird der Kostenbetrachtung Vorrang vor technologischer Detaillierung eingeräumt.

Technologie-Mix: Aufbauend auf der Kostenanalyse ermittelt das Modell, welche Technologien den Bedarf an neuen Erzeugungskapazitäten unter den gegebenen Annahmen aus der Investorensicht am kostengünstigsten abdecken können und wie sich dadurch der zukünftige Technologiepark entwickeln wird.

Bewertung der Wirkung politischer Instrumente: Auf Grundlage der Analyse der Kosten, der Deckung des Ersatzbedarfs sowie der sich daraus ergebenden Entwicklung des Technologie-Mixes kann eine quantitative Bewertung energie- und umweltpolitischer Instrumente in Hinblick auf ihre Wirksamkeit vorgenommen werden. Dabei kann ebenfalls die Wirksamkeit der Instrumente bezüglich ihrer zeitlichen Umsetzung untersucht werden (*window of opportunity analysis*).

Das Modell erlaubt für alle drei Fragestellungen, möglichst viele Parameter frei zu wählen. Damit können zahlreiche Rahmenbedingungen vom Nutzer flexibel gestaltet werden, womit ein breites Spektrum an Szenarien entwickelt werden kann. Darüber hinaus wird eine transparente Darstellung der getroffenen Annahmen gewährleistet. Analysen und Bewertungen können mit ELIAS sowohl auf nationaler Ebene als auch auf der Ebene von Staatengruppen (beispielsweise EU-15, EU-25) durchgeführt werden.

ELIAS grenzt sich von anderen Modelltypen zur Analyse und Bewertung energiewirtschaftlicher Fragestellungen in folgenden Aspekten ab:

Betriebswirtschaftliche Betrachtung: Der Zubau von Technologien erfolgt in diesem Modell vor allem kostengetrieben, wobei vor allem das betriebswirtschaftliche Kosten- und Investitionskalkül betrachtet werden. Es unterscheidet sich damit von Modellen, die eine Optimierung nach volkswirtschaftlichem Kostenkalkül vornehmen.

Detaillierte und realitätsnahe Abbildung politischer Instrumente: Die (ökonomische) Anreizstruktur energie- und umweltpolitischer Instrumente hängt oft entscheidend von deren detaillierter Ausgestaltung ab. Die sehr detaillierte und flexible Abbildung dieser Instrumente im Modell ermöglicht eine sehr realitätsnahe Modellierung der Instrumentenwirkungen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks.

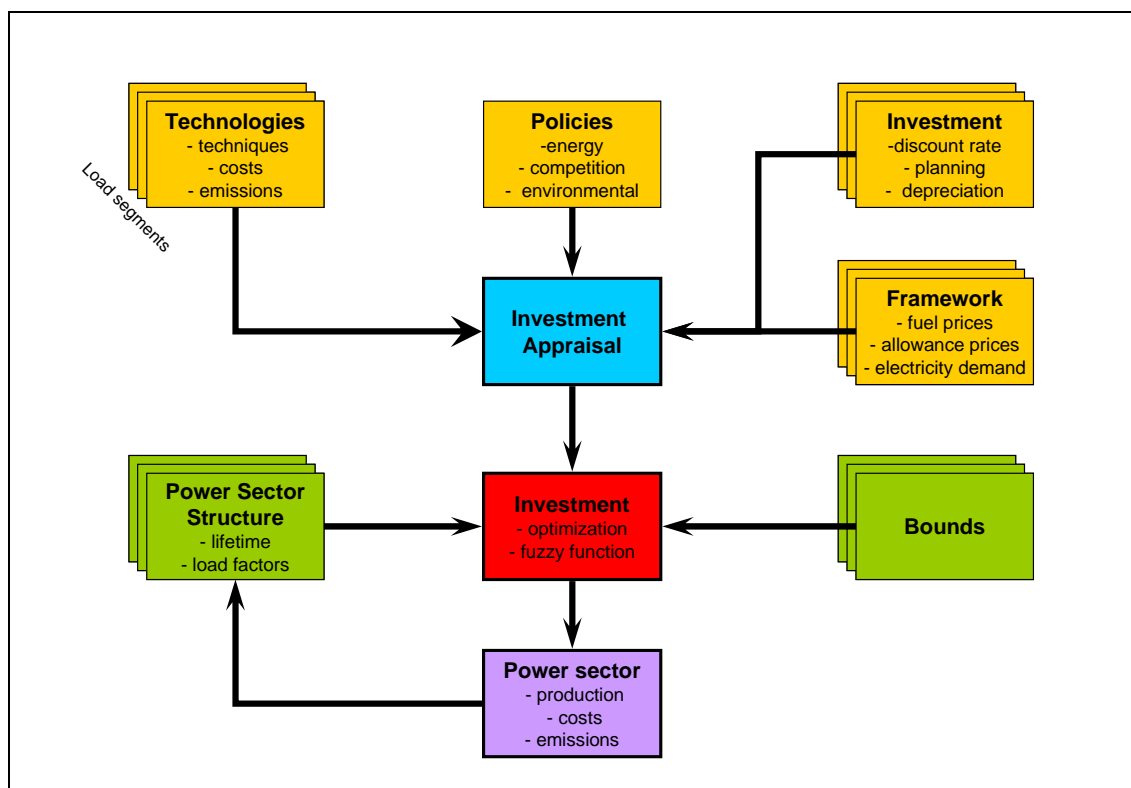
Keine aktorenspezifische Modellierung: Das Modell bildet die Entscheidung wirtschaftlicher Akteure über die Auswahl von Technologien aus rein betriebswirtschaftlicher Perspektive ab. Dabei wird jedoch nicht zwischen unterschiedlichen Akteuren (z. B. Incumbent vs. New Entrant) und ihren jeweiligen Entscheidungskalkülen differenziert.

Vintage-capital-Modell: Im Modell ELIAS wird die Altersstruktur des Technologie-Parks mit unterschiedlichen Technologie-Jahrgängen (vintages) dargestellt. Durch die Abbildung des Ausscheidens alter Technologie-Jahrgänge aus dem System und den Ersatz durch neue Technologien (Stock-Exchange-Ansatz) kann die zeitliche Entwicklung des Technologieparks verfolgt werden. Die bestehende Altersstruktur ist damit wesentliche Randbedingung für die Entwicklung des gesamten Systems über die Zeit. Damit unterscheidet sich das Modell (bisher) von anderen Modellansätzen, in denen der gesamte (d.h. auch der bestehende) Technologie-Park optimiert wird.

Kein Marktmodell: Das Modell bildet keine unterschiedliche Marktakteure oder strategisches Investitionsverhalten ab. Der Ersatz von Kraftwerken findet damit in Abhängigkeit von der Altersstruktur des Kraftwerksparks (s.o.) statt. Eine Verdrängung bestehender Kraftwerke durch neue Kraftwerke wird im (bisher) nicht abgebildet.

Die folgende Abbildung zeigt die Struktur des Modells im Überblick. Durch den modularen Aufbau und Definition offener Schnittstellen können Parametersetzungen entweder durch exogene Vorgaben erfolgen, die ggf. einem Iterationsprozess unterzogen werden, oder aber durch Schaffung von Verbindungsmodulen – z.B. hinsichtlich Lernkurveneffekten etc. – endogenisiert werden.

Abbildung A- 1 Struktur und Interaktionen des Modells ELIAS



Quelle: Öko-Institut.

Unter Verarbeitung einer Vielzahl von Rahmendaten (vgl. Abbildung A- 1) werden bei frei wählbarer zeitlicher Auflösung die folgenden Ergebnisdaten ermittelt:

- Struktur des Kraftwerksparks,
- Struktur der Stromerzeugung (auf Basis der Investorenerwartungen),
- Technikkosten des Systems,
- Kosteneffekte der energie- und umweltpolitischen Steuerungsinstrumente,
- CO₂-Emissionen

Die Stärken des Modells liegen daher in einer sehr realitätsnahen Abbildung von Investitionsverhalten (wobei strategisches Verhalten und Marktstrukturen derzeit noch nicht abgebildet werden) in Abhängig von sehr detailliert (und realitätsnah) abbildbaren politischen Rahmenbedingungen. Als ein stark prognostisch ausgerichtetes Modell können normative Fragestellung (z.B. die Begrenzung von Emissionen des Gesamtsystems zu niedrigsten Kosten) derzeit nur durch iterative Berechnungen analysiert werden.

Anhang 4: Kurzbeschreibung des Strommarktmodells *deeco-s*

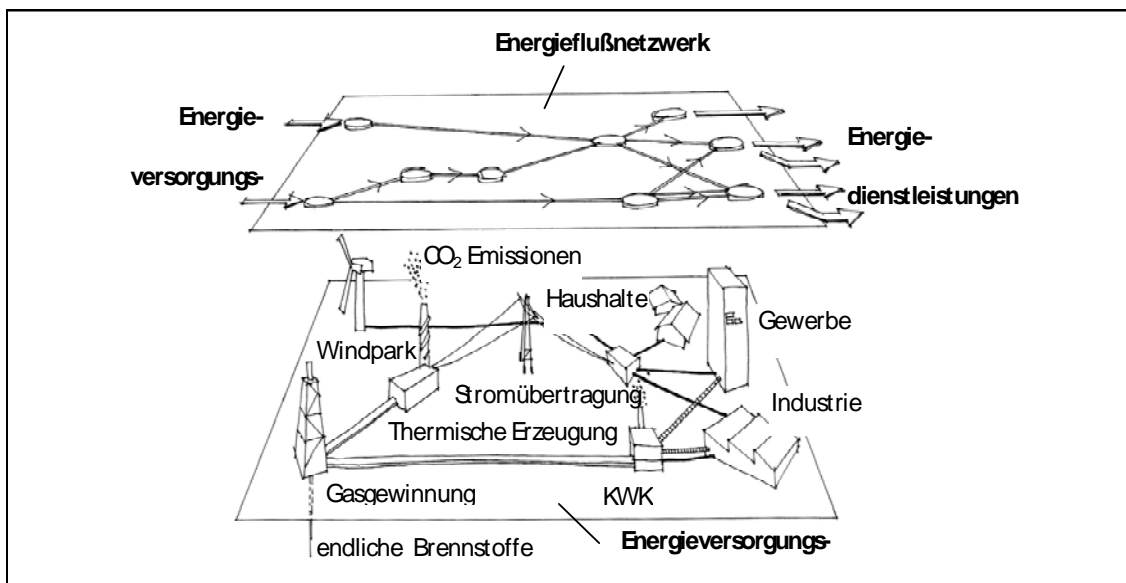
deeco ist eine integrierte Modellumgebung, mit der sich Energiesysteme in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung simulieren und optimieren lassen (Bruckner 2001). *deeco* steht für "dynamic energy, emissions, and cost optimization".

Derzeit hat die *deeco* Modellfamilie zwei Mitglieder, *deeco* und *deeco-s*. Während *deeco* ursprünglich als Planungshilfe für lokale und regionale Energiesysteme entwickelt wurde, zielt *deeco-s* auf die Abbildung nationaler und internationaler Strommärkte.

deeco wurde von Thomas Bruckner im Rahmen seiner Doktorarbeit am Institut für Theoretische Physik der Universität Würzburg entwickelt. Es basiert auf dem Modellrahmen NEMESS (Network Model of Energy-Services Supply Systems), der von Thomas Bruckner und Helmuth Groscurth erarbeitet wurde (Groscurth et al. 1995). Es wurde mittlerweile vielfältig angewandt und erweitert.

deeco bildet Energiesysteme vom Bohrloch bis zur Energiedienstleistung als Netzwerk von Güterflüssen ab (vgl. Abbildung A- 2). Gemäß der Graphentheorie bestehen derartige Netzwerke aus Knoten und Verbindungen. Die Knoten repräsentieren technische Prozesse und Bilanzpunkte für Energie- und Stoffströme. Die Verbindungen werden durch Informationen über die Energie- und Güterströme gebildet.

Abbildung A- 2 Abbildung eines Energiesystems als Energieflussnetzwerk



Quelle: Eigene Darstellung

deeco zielt auf die Optimierung lokaler und regionaler Energieversorgungssysteme, bei denen Bedarf und Nachfrage fluktuieren. Es kann auf die folgenden Probleme angewandt werden:

- Wieviel (nicht erneuerbare) Primärenergie lässt sich durch eine optimale Kombination aus Energieversorgungstechniken, rationeller Energienutzung und Einsatz von erneuerbaren Energien einsparen?
- Wie stark lassen sich die Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen vermindern?
- Welche Kosten werden durch den Einsatz dieser Technologien verursacht?

Dabei kann *deeco* sowohl für betriebswirtschaftliche Untersuchungen als auch für energiepolitische Studien eingesetzt werden. In der aktuellen Version kann *deeco* u.a. folgende Techniken abbilden:

- Bedarfsprozesse für Strom, mechanische Energie, Raumwärme und Prozesswärme;
- Kessel, Heizwerke, Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung, Brennstoffzellen;
- Wärmenetze, Wärmepumpen, Sonnenkollektoren und Wärmespeicher;
- Windkraftanlagen und PV-Module.

Die Wechselwirkung von konventionellen und neuen Energietechniken ist eine der Spezialitäten von *deeco*. Es basiert nicht auf typischen Tagen, sondern berücksichtigt Zeitintervalle von einer Stunde und weniger, für die Bedarfsdaten und Umweltparameter wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung vorgegeben werden müssen. In der Regel werden die Berechnungen für ein Jahr durchgeführt, das sich aus 8760 Einzelstunden zusammensetzt. Andere Konstellationen sind aber ohne weiteres möglich.

Energietechniken werden in *deeco* als Prozesse abgebildet. Die Prozesse können Eingangs- und Ausgangsströme in Form von elektrischer, mechanischer oder thermischer Energie sowie von Brennstoffen haben. Daneben können den Prozessen feste und variable Kosten zugeordnet werden. Schließlich können noch die Umgebungsdaten wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeiten und solare Einstrahlung das Verhalten der Prozesse beeinflussen. Input-output-Relationen beschreiben das Funktionieren eines jeden Prozesses. Sie müssen linear sein in Bezug auf die extensiven Größen wie Energieflüsse, können aber durchaus nicht-linear von intensiven Größen wie Temperaturen abhängen. *deeco* benutzt einen linearen Optimierungsalgorithmus um entweder die Kosten, die Emissionen oder den (nicht-erneuerbaren) Energieeinsatz in jedem Zeitintervall zu minimieren. Abschließend werden die Ergebnisse der einzelnen Intervalle zum Endergebnis addiert oder gemittelt.

deeco kann dazu genutzt werden, eine Reihe denkbarer Verbesserungen zu testen, und ermittelt dabei mögliche Synergien und Konflikte. Dabei kann zwischen technischen Verbesserungen wie gesteigerten Wirkungsgraden und operativen Verbesserungen wie

verändertem Nachfrageverhalten oder optimierten Einsatzstrategien unterschieden werden.

deeco benötigt hoch aufgelöste Informationen bezüglich der Vernetzung im System und der Umweltbedingungen (Stundendaten), um die entscheidenden Netzwerkeffekte und zeitlichen Korrelationen zu erfassen.

deeco repräsentiert ein gegebenes System mit dynamischen Komponenten, das sich im Laufe der Zeit weiterentwickeln kann.

deeco wurde im Jahr 2006 von Daniel Wolf und Thomas Bruckner am Institut für Energietechnik der TU Berlin zusammen mit Helmuth Groscurth zum Strommarkt-Modell *deeco-s* erweitert.

deeco-s ist eine spezielle Version von *deeco*, die sich auf die Stromerzeugung konzentriert. Es bildet den Spotmarkt für Strom nach, an dem verschiedene Kraftwerke ihren Strom verkaufen, sowie deren Versorgung mit Brennstoffen und die Nachfrage nach Strom. Die räumliche Grenze des Modells entspricht dabei der geographischen Ausdehnung des Marktes. Derzeit existiert ein Datensatz für den deutschen Strommarkt an der European Energy Exchange in Leipzig (EEX). Er umfasst:

- Kraftwerke (Kapazität, Wirkungsgrad, Brennstoff etc.),
- Brennstoffdaten (Preise, spezifische CO₂-Emissionen etc.),
- Stromproduktion aus Windenergie,
- Umgebungsdaten (solare Einstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit),
- UCTE-Lastkurven (Tagesverlauf der Last an Werktagen und Wochenenden für jeden Monat),
- CO₂-Preis.

Für jede Stunde des Zeithorizonts identifiziert *deeco-s* diejenigen Kraftwerke, die den Strombedarf zu minimalen Kosten decken. Dabei bildet es den Spotmarkt nach. Implizit erstellt es dabei die Merit order und somit auch den Spotmarktpreis einer jeden Stunde. *deeco-s* produziert die folgenden Ergebnisse:

- Spotmarktpreis und Produktionskosten in jeder Stunde,
- mittlere Preise und Kosten,
- Stromproduktion der einzelnen Kraftwerke,
- Brennstoffeinsatz,
- CO₂-Emissionen.

deeco-s kann für kurzfristige (“day ahead”), mittelfristige (“year ahead”) und langfristige Strompreisanalysen sowie für energiepolitische Untersuchungen eingesetzt werden.