

Michaela Bleuel, Bernhard Hillebrand
und Andreas Oberheitmann

Energiemix der Zukunft

unter besonderer Berücksichtigung
regenerativer Energien in Nordrhein-Westfalen

Heft 12



RWI : Materialien

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Vorstand:

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Ph.D. (Präsident),

Prof. Dr. Thomas K. Bauer

Prof. Dr. Wim Kösters

Verwaltungsrat:

Dr. Eberhard Heinke (Vorsitzender);

Dr. Dietmar Kuhnt, Dr. Henning Osthues-Albrecht, Reinhold Schulte
(stellv. Vorsitzende);

Prof. Dr.-Ing. Dieter Ameling, Manfred Breuer, Christoph Dänzer-Vanotti,
Dr. Hans Georg Fabritius, Prof. Dr. Harald B. Giesel, Karl-Heinz Herlitschke,
Dr. Thomas Köster, Hartmut Krebs, Tillmann Neinhaus, Dr. Günter Sander-
mann, Dr. Gerd Willamowski

Forschungsbeirat:

Prof. David Card, Ph.D., Prof. Dr. Clemens Fuest, Prof. Dr. Walter Krämer,

Prof. Dr. Michael Lechner, Prof. Dr. Till Requate, Prof. Nina Smith, Ph.D.,

Prof. Dr. Harald Uhlig, Prof. Dr. Josef Zweimüller

Ehrenmitglieder des RWI Essen

Heinrich Frommknecht, Prof. Dr. Paul Klemmer

RWI : Materialien Heft 12

Herausgeber: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung,
Hohenzollernstraße 1/3, 45128 Essen, Tel. 0201/81 49-0

Alle Rechte vorbehalten. Essen 2004

Schriftleitung: Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Ph.D.

Redaktionelle Bearbeitung: Joachim Schmidt

ISSN 1612-3573 – ISBN 3-936454-26-4

Michaela Bleuel, Bernhard Hillebrand
und Andreas Oberheitmann

Energiemix der Zukunft –
unter besonderer Berücksichtigung regenerativer
Energien in Nordrhein-Westfalen

RWI : Materialien

Heft 12

Michaela Bleuel, Bernhard Hillebrand
und Andreas Oberheitmann

Energiemix der Zukunft

unter besonderer Berücksichtigung regenerativer
Energien in Nordrhein-Westfalen



Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Grundlage der vorliegenden Veröffentlichung ist ein Gutachten im Auftrag des Parlamentarischen Beratungs- und Gutachterdienstes Landtag Nordrhein-Westfalen, das im September 2003 abgeschlossen wurde.

ISSN 1612-3573

ISBN 3-936454-26-4

Inhaltsverzeichnis

1.	Problemstellung und Aufbau der Untersuchung	11
2.	Gegenwärtiger Energie- und Strommix	12
2.1	Primärenergieverbrauch	12
2.2	Bruttostromerzeugung	15
2.3	Endenergieverbrauch	18
2.3.1	Industrie	18
2.3.2	Haushalte, Handel und Gewerbe	19
2.3.3	Verkehr	21
2.3.4	Endenergieverbrauch insgesamt	23
3.	Aspekte der Versorgungssicherheit	24
3.1	Konventionelle Energieträger	24
3.1.1	Mengenbetrachtung: Reserven und Ressourcen	24
3.1.2	Preisbetrachtung: Energieträger im Ausland	29
3.2	Erneuerbare Energieträger	32
3.2.1	Theoretisches und technisches Potenzial	32
3.2.2	Bedeutung für den Strom- und Wärmemarkt	33
4.	Kosten der Energiebereitstellung	35
4.1	Erzeugungskosten	35
4.1.1	Strom	35
4.1.2	Mineralölprodukte	39
4.2	Transport	39
4.3	Steuern und Abgaben auf den Verbrauch von Energie	41
4.4	Endenergiepreise	42
5.	Unterstützung durch die öffentlichen Haushalte	48
5.1	Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)	49

5.2	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWK-Gesetz)	52
5.3	Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV)	53
5.4	Ökologische Steuerreform	55
6.	Emissionen und Umweltpolitik	57
6.1	Bestandsaufnahme	57
6.1.1	Klimagase und konventionelle Luftschadstoffe.	57
6.1.2	Emissionen in Deutschland.	59
6.1.3	Emissionen in NRW.	61
6.2	Maßnahmen zur Reduktion von Luftschadstoffen	63
6.2.1	Ge- und Verbote.	64
6.2.2	Freiwillige Vereinbarungen.	64
6.2.3	Steuern und Zertifikate	66
6.2.4	Nationales Programm zur Reduktion von Luftschadstoffen . .	67
6.3	Reichweite und Abbauprofil verfügbarer Energieressourcen -	70
7.	Energiemix der Zukunft in ausgewählten EU- und Bundesländern	71
7.1	Ausgewählte EU Mitgliedstaaten	71
7.2	Ausgewählte Bundesländer.	76
8.	Zusammenfassende Bewertung	81
8.1	Status Quo	82
8.2	Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und CO ₂ -Emissionshandel	83
8.3	Klima- und Umweltschutzbemühungen.	84
	Literaturverzeichnis.	87

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1:	Förderung von Stein- und Braunkohle in NRW und Deutschland	14
Tabelle 2:	Struktur des Primärenergieverbrauchs in NRW und Deutschland	15
Tabelle 3:	Primärenergieverbrauch in NRW und Deutschland.	16
Tabelle 4:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in NRW und Deutschland	17
Tabelle 5:	Einspeisung von Elektrizität aus regenerativen Energieträgern in NRW und Deutschland.	17
Tabelle 6:	Einspeisung von Strom aus regenerativen Energieträgern in NRW und Deutschland	18
Tabelle 7:	Kennziffern zum Endenergieverbrauch der Industrie in NRW und Deutschland	19
Tabelle 8:	Kennziffern zum Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher in NRW und Deutschland	20
Tabelle 9:	Pkw-Bestand, Kraftstoffverbrauch und Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich in NRW und Deutschland	22
Tabelle 10:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in NRW und Deutschland	24
Tabelle 11:	Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe	26
Tabelle 12:	Statische Reichweite der Reserven und Ressourcen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.	27
Tabelle 13:	Regionale Verteilung der Reserven an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen	28
Tabelle 14:	Förder- und Gesteungskosten fossiler Energieträger	30

Tabelle 15:	Einfuhrpreise von Energie in Deutschland.	31
Tabelle 16:	Theoretisches Potenzial an regenerativen Energiequellen in der Welt	32
Tabelle 17:	Technisches Nutzungspotenzial erneuerbarer Energien in Deutschland	33
Tabelle 18:	Regenerative Strom- und Wärmeerzeugung in NRW und Deutschland	34
Tabelle 19:	Stromerzeugungskosten in neuen Kraftwerken	36
Tabelle 20:	Investitionskosten von Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen	37
Tabelle 21:	Energiegestehungskosten bei der Nutzung regenerativer Quellen	38
Tabelle 22:	Erzeuger- und Anschaffungspreise für Mineralölprodukte.	39
Tabelle 23:	Netznutzungsentgelte nach Bundesländern	40
Tabelle 24:	Transportkosten für Erdgas und Kraftstoffe	40
Tabelle 25:	Steuern und Abgaben auf den Verbrauch von Energie in Deutschland	41
Tabelle 26:	Endenergiepreise in Deutschland nach Kostenkomponenten und Verbrauchern	44
Tabelle 27:	Durchschnittliche Strompreise nach Bundesländern und Abnehmern.	45
Tabelle 28:	Strompreise in NRW und Deutschland	46
Tabelle 29:	Endverbraucherpreise für ausgewählte Energieträger in Deutschland	49
Tabelle 30:	Mehrkosten für Stromlieferanten durch Strompreiserhöhung aus EEG	51
Tabelle 31:	Zuschläge für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nach KWK-Gesetz 2002	52
Tabelle 32:	Steuersätze für ausgewählte Energieträger im Rahmen der Ökologischen Steuerreform	57
Tabelle 33:	Emissionen klimawirksamer und konventioneller Luftschadstoffe in Deutschland	60

Tabelle 34:	Emissionen ausgewählter Luftschadstoffe nach Sektoren in NRW	62
Tabelle 35:	Erweiterte Klimaschutzvereinbarung der deutschen Wirtschaft vom November 2001	65
Tabelle 36:	Emissionen und Höchstmengen konventioneller Luftschadstoffe nach der NEC-Richtlinie	68
Tabelle 37:	Weltweiter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	70
Tabelle 38:	Reichweite verfügbarer nicht-erneuerbarer Energieresourcen	71
Tabelle 39:	Primärenergieverbrauch in ausgewählten EU-Staaten nach Energieträgern	72
Tabelle 40:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten	74
Tabelle 41:	Primärenergieverbrauch in ausgewählten Bundesländern nach Energieträgern	77
Tabelle 42:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in ausgewählten Bundesländern	78
Tabelle 43:	Brachflächen in ausgewählten Bundesländern	81
Tabelle 44:	Waldfläche und Waldrestholzpotenzial in ausgewählten Bundesländern	82

Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild	1: Lagerstätten fossiler Brennstoffe in Deutschland	13
Schaubild	2: Abgrenzung von Reserven und Ressourcen	25
Schaubild	3: Kohleninhalt in der Bergbau- und Explorationszone des Ruhrreviers nach Tiefe und Kohlemächtigkeit der Flöze .	29
Schaubild	4: Transportkosten für Erdöl, Erdgas und Kohle	31
Schaubild	5: Erdgaspreis für ausgewählte Verbrauchergruppen in Deutschland	48
Schaubild	6: Heizölverbrauch in zentral beheizten Mietwohnungen . .	54

Verzeichnis der Übersichten

Übersicht	1: Ausgewählte weitergehende Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionshöchstmengen der NEC-Richtlinie in Deutschland	69
-----------	---	----

Energiemix der Zukunft unter besonderer Berücksichtigung regenerativer Energien in Nordrhein-Westfalen

1. Problemstellung und Aufbau der Untersuchung

Energieversorgung und -politik stehen in Deutschland vor grundlegenden Veränderungen: Seit nunmehr sechs Jahren gilt für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft das neue Energiewirtschaftsrecht, mit dem die bislang regional abgegrenzten Versorgungsgebiete beseitigt und den Verbrauchern die freie Wahl ihres Versorgungsunternehmens ermöglicht wurde. Die wettbewerbliche Öffnung ist nicht auf Deutschland beschränkt, sondern gilt – mit unterschiedlicher Dynamik und Ausgestaltung – für alle Mitgliedstaaten der EU. Die Liberalisierung ist Teil eines umfassenden politischen Willens zur Schaffung eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes. Im Verlauf dieses Prozesses wird sich die bis vor wenigen Jahren noch rein nationale energiepolitische Entscheidungskompetenz mehr und mehr auf die EU-Ebene verlagern.

Zugleich stellt die Umweltpolitik, insbesondere die Klimaschutzpolitik, neue Forderungen an das Energiesystem, die langfristig zu einer deutlichen Stärkung umweltschonender Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen führen sollen. Dabei werden sowohl auf internationaler als auch auf nationaler Ebene Maßnahmen diskutiert, die von ordnungsrechtlichen Ge- und Verboten über (zusätzliche) Steuern und Abgaben, freiwillige Selbstverpflichtungen bis hin zum Handel mit Emissionszertifikaten reichen.

Nordrhein-Westfalen ist von diesen Veränderungen überdurchschnittlich betroffen, denn es besitzt nicht nur nennenswerte Vorkommen an Energieträgern, sondern ist auch bedeutender Standort für energieintensive Industrien. Von den in Deutschland wirtschaftlich abbaubaren Vorräten an Braunkohle lagern mehr als 80 % im linksrheinischen Revier. Rund ein Drittel des in Deutschland verbrauchten Stroms wird in Kraftwerken produziert, die ihren Standort in NRW haben. Veränderungen des Energiemixes und der Versorgungsstrukturen stellen deshalb gerade für NRW eine große Herausforderung dar, wobei regenerative Energien besondere Beachtung verdienen.

Diese Herausforderungen werden besonders deutlich, wenn man sich die gegenwärtige Struktur des Energiemixes in Deutschland und insbesondere in NRW vor Augen führt – wie im Abschnitt 2 dargestellt wird – und dabei vor allem die Determinanten isoliert, die maßgeblich zur Herausbildung dieses Energiemixes beigetragen haben. Dabei kommt den energiepolitischen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle zu. Denn die Aufgabe der Energiepolitik erschöpft sich nicht darin, eine möglichst preiswerte Versorgung mit Energie zu gewährleisten. Sie ist auch der Sicherheit der Versorgung und Schonung der natürlichen Ressourcen verpflichtet. Versorgungssicherheit (Abschnitt 3) wird dabei nicht nur als Mengen-, sondern auch als Kosten- und Preisproblem verstanden. Die Kosten der Bereitstellung bilden eine wesentliche Determinante für die Energiepreise. In einzelnen Bereichen der Energieversorgung hat das Steuer- und Abgabensystem ebenfalls große Bedeutung; deshalb werden in Abschnitt 4 die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen berücksichtigt.

Staatliche Unterstützung in Form von spezifischen gesetzlichen Regelungen oder direkten Beihilfen hat in der Energieversorgung eine vergleichsweise große Bedeutung. Dazu zählen etwa die nationalen und in Zukunft verstärkt die EU-Beschlüsse zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Verringerung der Emissionen klimawirksamer Spurengase oder zum Ausbau regenerativer Energiequellen. Diese Steuerungsmechanismen werden durch zum Teil beachtliche Förderprogramme der Bundesländer und einzelner Kommunen ergänzt (Abschnitt 5). Zu den bei der Umwandlung und dem Verbrauch von Energie verbundenen Belastungen der Umwelt gehören nicht nur die Emissionen konventioneller Schadstoffe wie Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO_2) oder Staub, sondern auch die der klimarelevanten Spurengase wie Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) oder Distickstoffoxid (N_2O). In Abschnitt 6 wird zunächst der Ausstoß der bedeutendsten Luftschadstoffe bilanziert, danach Maßnahmen vorgestellt, mit denen die Freisetzungen deutlich reduziert wurden und weiter reduziert werden sollen.

In Abschnitt 7 wird der Energiemix der Zukunft unter besonderer Berücksichtigung regenerativer Energien zunächst für NRW dargestellt. Um die besondere Situation des Landes herauszustellen, werden andere Bundesländer (Baden-Württemberg, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Sachsen) und EU-Mitgliedstaaten (Niederlande, Belgien, Frankreich) zum Vergleich herangezogen.

2. Gegenwärtiger Energie- und Strommix

2.1 Primärenergieverbrauch

Mit Ressourcen von 20 Mrd. t Stein- und 35 Mrd. t Braunkohle ist NRW das rohstoffreichste Bundesland (Schaubild 1; Daul, Juch 1999: 41; BGR 2003: 381;

Schaubild 1

Lagerstätten fossiler Brennstoffe in Deutschland



Nach Klatt et al. 2000: 30f.

Tabelle 1

Förderung von Stein- und Braunkohle in NRW und Deutschland

1991 bis 2002; in Mill. t

	1991	1995	1999	2000	2001	2002 ^P
Steinkohle						
NRW	54,7	43,3	31,1	25,9	20,0	18,9
Deutschland	66,1	53,1	39,2	33,3	27,1	26,1
Anteil NRW in %	82,8	81,4	79,4	77,7	74,0	72,5
Braunkohle						
NRW	106,4	100,2	91,9	91,9	94,3	99,4
Deutschland	279,4	192,8	161,3	167,7	175,4	181,8
Anteil NRW in %	38,1	52,0	57,0	54,8	53,8	54,7

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes und des Landesamtes für Datenverarbeitung und Statistik NRW. – ^PVorläufig, z.T. geschätzt.

DEBRIV 2003: 10). Zum Vergleich: Die Ressourcen in Deutschland betragen 23 bzw. 41,3 Mrd. t. Zusammen mit einer vorteilhaften Verkehrsinfrastruktur an Rhein und Ruhr führten die Kohlevorkommen schon seit Beginn der industriellen Entwicklung zur Ansiedelung energieintensiver Schwerindustrie. Aber auch heute noch sind sowohl die Gewinnung von Kohle als auch der Verbrauch von Energie in NRW überdurchschnittlich: Hier wurden 2002 72,5 % der Steinkohle- und 54,7 % der Braunkohle¹ in Deutschland gefördert (Tabelle 1).

Vom Primärenergieverbrauch (PEV) Deutschlands entfallen auf NRW 26,3 %. Seine Struktur ist mit rund 33 % (Bundesdurchschnitt: 25 %) ebenfalls stark durch Braun- und Steinkohle geprägt (Tabelle 2). Stellt man die Volumina gegenüber, entfielen 2002 47,6 % des deutschen Braunkohle- und 43,9 % des Steinkohlenverbrauchs auf NRW.

Im Bundesdurchschnitt hat Kohle bei der Deckung des PEV in den vergangenen Jahren durch das Vordringen der Kernenergie an Bedeutung verloren. Gleichzeitig ist auch der Anteil der regenerativen Energieträger deutlich angestiegen. Davon wurde NRW indessen kaum beeinflusst, Kernenergie trägt hier überhaupt nicht, regenerative Energieträger nur begrenzt zur Deckung des PEV bei. Regenerative Energien können sowohl zur Strom- und Wärme- als auch zur Erzeugung von Kraftstoffen eingesetzt werden. Die bundesweite technische Kapazität der Umwandlung von Biomasse in Treibstoff lag Ende 2002 bei 835 000 t Biodiesel, die gesamte Anbaufläche für Ölsaaten 2001 in Deutschland bei etwa 1,2 Mill. ha., 3,8 % davon in NRW. Das entspricht einem Produktionspotenzial von 1,1 bis 1,6 Mill. t Biodiesel in Deutschland bzw. 40 000 bis 60 000 t in NRW. Das genutzte Potenzial ist jedoch geringer, da die

¹ Mit der Rückführung der Kohlenförderung in der Lausitz seit Anfang der neunziger Jahre hat der linksrheinische Braunkohlentagebau deutlich an Bedeutung gewonnen. 1990 hatte die Braunkohlenförderung in NRW nur einen Anteil von 25 %.

Tabelle 2

Struktur des Primärenergieverbrauchs in NRW und Deutschland

1991 bis 2002; Anteil der Energieträger in %

	Braun- kohle	Stein- kohle	Mine- ralöl	Erd- gas	Kern- energie	Wasser- kraft ²	Wind- kraft/ Foto- voltaik	Sonsti- ges ³	Insge- samt
NRW									
1991	20,6	29,6	33,7	18,7	1,0	0,1	–	–3,7	100,0
1995	20,1	26,5	34,6	19,2	–	0,0	0,0	–0,6	100,0
1999	20,0	24,4	33,9	20,5	–	0,1	0,0	1,2	100,0
2000 ^P	20,5	23,5	33,7	20,6	–	0,2	0,1	1,5	100,0
2001 ^P	21,0	22,0	33,8	21,0	–	0,1	0,1	2,1	100,0
2002 ^P	21,0	22,0	33,8	21,0	–	0,1	0,1	2,1	100,0
Deutschland									
1991	17,2	15,9	38,0	16,5	11,0	0,3	–	1,1	100,0
1995	12,2	14,4	39,9	19,6	11,8	0,7	0,0	1,4	100,0
1999	10,3	13,7	39,1	21,0	13,0	0,7	0,1	2,3	100,0
2000 ^P	10,8	14,0	38,3	20,9	12,9	0,8	0,1	2,4	100,0
2001 ^P	11,2	13,2	38,2	21,4	12,8	0,7	0,2	2,5	100,0
2002 ^P	11,6	13,2	37,5	21,7	12,6	0,9	0,2	2,5	100,0

Eigene Berechnungen nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. – ¹Einschließlich Raffinerie- und Flüssiggas. – ²Einschließlich Außenhandels saldo Strom; ab 1995 einschl. Windenergie/Photovoltaikanlagen. – ³Einschließlich Gruben- und Klärgas. – ^PVorläufig, z.T. geschätzt

angebauten Pflanzen nicht vollständig für die Umwandlung in Biodiesel, sondern z.B. als Zwischenfrucht (Nährmittelträger zwischen zwei Erntesaaten) herangezogen werden (IWR 2003:26).

Insgesamt hat sich der PEV in Deutschland zwischen 1991 und 2001 um etwa 2 %, in NRW sogar um 6,6 % reduziert (Tabelle 3). Die Ursachen liegen wohl im technologischen Fortschritt und der damit einhergehenden Steigerung der Energieeffizienz, aber auch etwa im zunehmenden Wandel von der Industrie zur Dienstleistungsgesellschaft.

2.2 Bruttostromerzeugung

Die Vorkommen an fossilen Energieträgern prägen die Einsatzstruktur im Umwandlungsbereich, insbesondere in der Stromerzeugung. So wurde das Stromangebot in NRW 2001 wesentlich durch Stein- (45,5 %) und Braunkohle (41,8 %) gedeckt (Tabelle 4) – im Vergleich zu nur 24,0 bzw. 27,4 % im Bundesdurchschnitt. Erdgas hat in der Stromerzeugung mit 11,8 % in NRW eine eher untergeordnete Bedeutung; durch den Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWW) liegt sein Anteil gleichwohl etwas über dem Bundesdurchschnitt (8,9 %). Strom aus Kernenergie wird in NRW seit der Stilllegung des Kraftwerks Würgassen nicht mehr produziert. Vor dessen Schließung war die

Tabelle 3

Primärenergieverbrauch in NRW und Deutschland

1991 bis 2002; in Mill. t SKE

	Braun- kohle	Stein- kohle	Mine- ralöl	Erd- gas	Kern- energie	Wasser- kraft ²	Wind- kraft/ Foto- voltaik	Son- tiges ³	Insge- samt
NRW									
1991	28,4	40,7	46,3	25,7	1,4	0,1	–	-5,1	137,5
1995	28,1	37,0	48,4	26,8	–	0,1	0,0	-0,8	139,6
1999	26,6	32,4	45,1	27,3	–	0,1	0,1	1,6	133,1
2000 ^P	26,8	30,7	44,1	27,0	–	0,2	0,1	2,0	130,8
2001 ^P	27,0	28,3	43,5	27,0	–	0,1	0,1	2,7	128,7
2002 ^P	27,0	28,3	43,4	27,0	–	0,1	0,1	2,7	128,4
Deutschland									
1991	85,5	79,5	189,3	82,2	54,9	1,7	-	5,4	498,5
1995	59,2	70,3	194,1	95,5	57,4	3,4	0,2	7,0	486,9
1999	50,3	67,1	191,0	102,7	63,3	3,2	0,7	11,1	488,7
2000 ^P	52,8	68,5	187,7	102,2	63,1	3,9	0,6	11,6	489,8
2001 ^P	55,6	65,8	190,1	106,6	63,9	3,6	1,2	12,2	497,8
2002 ^P	56,6	64,3	183,2	106,2	61,4	4,6	1,2	12,2	488,5

Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. – ¹Einschließlich Raffinerie- und Flüssiggas. – ²Einschließlich Außenhandelsaldo Strom; ab 1995 einschließlich Windenergie/Photovoltaikanlagen. – ³Einschließlich Gruben- und Klärgas. – ⁴Berechnung ab 1994 nach der Wirkungsgradmethode. – ^PVorläufig, z.T. geschätzt.

Kernenergie mit etwa 2 % Anteil am Strommix im Vergleich zur gesamten Bundesrepublik (rund 30 %) ohnehin von geringer Bedeutung. Insgesamt lieferten im Jahr 2001 die konventionellen Kraftwerke in NRW 27,6 % des in Deutschland erzeugten Stroms.

Der Beitrag regenerativer Quellen zur Bruttostromerzeugung liegt in NRW mit 1,3 % deutlich unter dem Bundesdurchschnitt (7,9 %). Dies liegt insbesondere an den nur begrenzten Möglichkeiten, Wasserkraft in der Stromerzeugung zu verwenden. Vor dem Hintergrund der geographischen Gegebenheiten wurden 2002 nur 2,6 % der deutschen Wasserkraft erzeugt (Tabelle 5). Bei der Windenergie ist der Anteil des Landes bedeutend höher (10,3 %).

Die Stromerzeugung aus regenerativen Energien ist in NRW in stärkerem Maße als im Bundesdurchschnitt von Windkraft und Photovoltaik geprägt. So wurden 2001 bzw. 2002 fast zwei Drittel des Stroms aus erneuerbaren Energien aus Wind erzeugt, gefolgt von Wasserkraft und Biomasse. Im Bundesdurchschnitt überwiegt mit 66,4 % bei weitem die Wasserkraft. Auch der Anteil der Photovoltaik ist in NRW höher als im Bundesdurchschnitt (Tabelle 6).

Über die reine Stromerzeugung hinaus werden regenerative Energieträger in der Wärmeerzeugung eingesetzt; in NRW dominiert hier Holz. Nach IWR

Tabelle 4

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in NRW und Deutschland
 1985 bis 2001; in TWh

Jahr	Wärme kraft						insgesamt	Erneuerbare Energieträger	Insgesamt
	Braunkohle ¹	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Kernenergie	übrige			
NRW									
1985	78,1	66,3	15,2	1,7	5,0	2,1	168,3	0,5	168,8
1990	72,8	70,6	20,4	2,0	1,1	1,9	168,8	0,6	169,4
1995	75,9	70,9	18,9	1,6	0,0	1,8	169,1	0,7	169,8
1999	73,0	67,7	18,8	1,4	0,0	1,5	162,3	1,3	163,6
2000 ^P	74,0	67,8	18,4	1,2	0,0	1,5	162,9	1,6	164,5
2001 ^P	71,6	65,8	18,5	1,2	0,0	1,0	156,7	2,1	158,8
Deutschland									
1985	183,1	128,7	24,7	10,0	138,6	18,0	503,2	19,4	522,5
1990	170,9	140,8	35,9	10,8	152,5	19,2	530,1	15,9	546,0
1995	142,6	147,1	41,1	7,8	154,1	17,1	509,8	18,7	528,5
1999	136,0	143,1	51,8	4,4	170,0	20,8	526,0	26,4	552,5
2000 ^P	148,3	143,2	49,1	3,6	169,6	21,9	535,7	42,4	571,3
2001 ^P	154,8	138,4	55,5	6,1	171,2	12,7	538,7	44,4	583,1

Nach Angaben des BMWA, des Statistischen Bundesamtes und des Landesamtes für Datenverarbeitung und Statistik NRW. – ¹Einschließlich Erzeugung aus Hartbraunkohle und Braunkohlenprodukten. – ²Wasserkraft, Windkraft, Fotovoltaik. Ab 2000 einschließlich Windkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW. – ^PVorläufig, z. T. geschätzt.

Tabelle 5

Einspeisung von Elektrizität aus regenerativen Energieträgern in NRW und Deutschland
 1991 bis 2002; in GWh

	1991	1995	1999	2000	2001	2002 ^P
NRW	525	654	1 454	1 754	2 019	2 660
Biomasse	–	–	234	234	340	320
Wasserkraft	525	654	737	723	720	610
Windenergie	–	–	477	791	951	1 700
Photovoltaik	–	–	6	6	9	30
Deutschland	–	–	26 425	32 634	35 396	–
Biomasse	–	–	1 170	1 405	1 950	–
Wasserkraft	13 552	18 722	19 708	21 683	23 500	23 900
Windenergie	–	–	5 528	9 514	9 878	16 500
Photovoltaik	–	–	19	32	68	–
Anteil NRW, in %	3,9	3,5	5,5	5,4	5,7	–
Biomasse	–	–	20	16,7	17,4	–
Wasserkraft	3,9	3,5	3,7	3,3	3,1	2,6
Windenergie	–	–	8,6	8,3	9,6	10,3
Photovoltaik	–	–	31,6	18,8	13,2	–

Nach Angaben in Böhmer, versch. Jgge. – ^PIWR 2003; z.T. geschätzt.

Tabelle 6

Einspeisung von Strom aus regenerativen Energieträgern in NRW und Deutschland
1991 bis 2002; Anteil in %

	1991	1995	1999	2000	2001	2002 ^P
NRW						
Biomasse	–	–	16,1	13,3	16,8	12
Wasserkraft	100	100	50,7	41,2	35,7	22,9
Windenergie	–	–	32,8	45,1	47,1	63,9
Photovoltaik	–	–	0,4	0,3	0,4	1,1
Insgesamt	100	100	100	100	100	–
Deutschland						
Biomasse	0	0	4,4	4,3	5,5	–
Wasserkraft	100	100	74,6	66,4	66,4	–
Windenergie	–	–	20,9	29,2	27,9	–
Photovoltaik	–	–	0,1	0,1	0,2	–
Insgesamt	100	100	100	100	100	–

Nach Angaben in Böhmer, versch. Jgge. – PIWR 2003; z.T. geschätzt.

(2003:16) wurden im Jahr 2002 von insgesamt 1,5 TWh Wärme aus regenerativen Quellen 70,3 % aus Bioenergie bereitgestellt, gefolgt von 19,6 % aus geothermischer Energie und 10,1 % aus Solarthermie.

2.3 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch wird differenziert nach den Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe sowie Verkehr. Im Folgenden werden ausgewählte Determinanten für den Endenergieverbrauch dargestellt und seine Veränderungen abgeleitet.

2.3.1 Industrie

Das Angebot an preiswertem Strom, die verfügbaren Energieressourcen und die günstigen geografischen Bedingungen für Transporte auf Rhein und Ruhr haben NRW zum Standort energieintensiver Produktionsverfahren gemacht. Zu nennen sind vor allem die schwerindustriellen Produktionsprozesse des Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes, der Eisenschaffenden, Steine und Erden sowie Chemischen Industrie. Die Energieintensität – Energieeinsatz je 1 000 BIP – ist in NRW weitaus höher als im übrigen Deutschland.

Zwischen 1991 und 2002 hat sich die Energieintensität sowohl in Deutschland als auch in NRW reduziert, im Bundesdurchschnitt (15,5 %) etwas stärker als in NRW (13,6 %). Allerdings hat sie sich in NRW ab der zweiten Hälfte der neunziger Jahre dem Bundesdurchschnitt angenähert.

Tabelle 7

Kennziffern zum Endenergieverbrauch der Industrie¹ in NRW und Deutschland
 1991 bis 2002

	1991	1995	1999	2000	2001	2002
Bruttoanlagevermögen in Preisen von 1995, in Bill. €						
NRW	1,7	1,9	2,0	2,0	2,1	–
Deutschland	7,9	8,9	9,8	10,0	10,2	–
Anteil NRW in %	22,1	21,3	20,5	20,4	20,3	–
Energieintensität, in t SKE/1 000 € BIP						
NRW	341,2	341,6	312,3	300,6	294,8	294,8
Deutschland	291,4	270,3	255,2	248,7	251,3	246,2
Anteil NRW in %	117,1	126,4	122,4	120,9	117,3	119,7
Endenergieverbrauch, in Mill. t SKE und %						
NRW, in Mill. t SKE	32,5	30,2	28,6	28,1	27,7	–
Deutschland, in Mill. t SKE	91,9	84,4	81,2	82,9	84,2	–
Anteil NRW in %	35,4	35,8	35,2	33,9	32,9	–

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes und des Landesamtes für Datenverarbeitung und Statistik NRW. – ¹Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe.

Diese Senkung wurde in der Vergangenheit wesentlich durch verfahrenstechnische Optimierungsmaßnahmen erreicht. So konnte in der Eisenschaffenden Industrie der Gesamtbrennstoffbedarf durch metallurgische, konstruktive und energietechnische Optimierungsmaßnahmen um ein Drittel gesenkt werden (Peters, Lungen 1992: 29–36). In der Zukunft dürfte in fast allen energieintensiven Produktionsbereichen zudem der Einsatz von Sekundärrohstoffen, die auf dem Wege des Recycling von Abfallstoffen in den Produktionsprozess zurückgeführt werden, zunehmen und somit eine weitere Senkung des spezifischen Energieverbrauchs induzieren. Derartige Verfahrensumstellungen erfordern jedoch erhebliche Investitionen in den Kapitalstock, der den Energieverbrauchenden Produktionsfaktor darstellt. Nicht zuletzt dadurch ist das Bruttoanlagevermögen in der Industrie in Deutschland zwischen 1991 und 2001 real um 29,8 % gestiegen ist, in NRW um 19,5 % (Tabelle 7).

Die Veränderung der Energieintensität lässt noch keine direkten Rückschlüsse auf die des absoluten Energieverbrauchs zu. Er verminderte sich in der Industrie in Deutschland von 1991 bis 2001 um 8,4 %, in NRW um 14,9 %. Dies ist vor allem auf ein hierzulande niedrigeres Wachstum der Produktion zurückzuführen. Der Anteil Nordrhein-Westfalens am industriellen Energieverbrauch hat sich von 35,4 % auf 32,9 % verringert.

2.3.2 Haushalte, Handel und Gewerbe

Der Energieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher ging in Deutschland bzw. NRW zwischen 1991 und 2001 um 2 % bzw. 3,5 % zurück. Von besonderer Bedeutung ist hier der Wärmeenergieverbrauch, dessen Niveau und

Tabelle 8

**Kennziffern zum Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher
in NRW und Deutschland
1991 bis 2002**

	1991	1995	1999	2000	2001	2002
Bevölkerung, in Mill.						
NRW	17,4	17,8	18,0	18,0	18,0	18,1
Deutschland	80,0	81,7	82,1	82,2	82,3	82,5
Anteil NRW, in %	21,8	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
Zahl der Wohnungen, in 1 000						
NRW insgesamt	7 252	7 598	7 943	8 020	8 083	–
Einfamilienhäuser	1 746	1 831	1 923	1 952	1 977	–
Zweifamilienhäuser	1 307	1 359	1 412	1 426	1 437	–
Mehrfamilienhäuser	4 200	4 408	4 607	4 643	4 669	–
Deutschland insgesamt	26 619	35 267	37 240	37 630	37 921	–
Einfamilienhäuser	7 832	9 688	10 240	10 402	10 534	–
Zweifamilienhäuser	5 241	6 420	6 746	6 818	6 875	–
Mehrfamilienhäuser	13 545	19 159	20 254	20 410	20 513	–
Anteil NRW, in %	27,2	21,5	21,3	21,3	21,3	–
Einfamilienhäuser	22,3	18,9	18,8	18,8	18,8	–
Zweifamilienhäuser	24,9	21,2	20,9	20,9	20,9	–
Mehrfamilienhäuser	31,0	23,0	22,7	22,7	22,8	–
Zugang bei der Zahl der Wohnungen, in 1 000						
NRW insgesamt	57,1	93,1	81,2	75,3	61,1	50,1
Einfamilienhäuser	22,0	23,6	31,9	32,3	27,9	24,8
Zweifamilienhäuser	7,2	10,3	10,0	9,5	7,7	6,4
Mehrfamilienhäuser	27,8	59,2	39,2	33,5	25,5	18,9
Deutschland insgesamt	264,2	517,7	404,8	366,2	285	–
Einfamilienhäuser	94,2	135,2	178,6	176,7	144,2	–
Zweifamilienhäuser	39,7	70,0	58,9	53,0	41,2	–
Mehrfamilienhäuser	130,4	312,5	167,3	136,4	99,6	–
Anteil NRW, in %	21,6	18,0	20,1	20,6	21,5	–
Einfamilienhäuser	23,4	17,5	17,9	18,3	19,4	–
Zweifamilienhäuser	18,2	14,7	17,1	18,0	18,7	–
Mehrfamilienhäuser	21,3	18,9	23,4	24,5	25,6	–
Endenergieverbrauch, in Mill. t SKE						
NRW	31,5	32,7	31,4	30,9	30,4	–
Deutschland	141,5	142,9	140,6	136,0	138,1	–
Anteil NRW, in %	22,3	22,9	22,3	22,7	22,0	–

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes und des Landesamtes für Datenverarbeitung und Statistik NRW.

Struktur etwa durch die Bevölkerungsentwicklung, die Siedlungs- und Wohnungsstruktur und die Energieeffizienz beeinflusst wird. So ist die Bevölkerung in NRW bis 2002 auf 18 Mill. und damit gegenüber 1991 um 3,5 % gewachsen – deutlich stärker als im Bundesdurchschnitt (2,9 %; Tabelle 8); u.a.

dies induziert einen überproportionalen Anstieg der Bautätigkeit und der Wohnungsfertigstellungen in NRW.

Der Bestand an Wohnungen ist in NRW von 1991 bis 2001 um 11,5 % gestiegen; für Deutschland liegen für 1991 Angaben nur für die alten Bundesländer vor, so dass ein Vergleich wenig sinnvoll ist. Von 1995 bis 2001 ist die Zahl der Wohnungen in NRW um 6,4 % gestiegen. Dies lag aufgrund der regen Bautätigkeit in den neuen Bundesländern unter dem Bundesdurchschnitt (7,5 %).

Der Energieverbrauch der Haushalte für Heizzwecke lässt sich zerlegen in:

$$(1) \quad EV_H = WA * \frac{WF}{WA} * \frac{WLB}{WF} * h,$$

mit:

WA : Wohnungen (Anzahl),

WF : Wohnfläche (m^2),

WLB : Wärmeleistungsbedarf (kW/m^2) und

h : Jahresbenutzungsstunden der Heizanlage.

Unterschiede in der Wohnungsgröße, im Wärmeleistungsbedarf und im Nutzerverhalten legen es nahe, diese definitorische Beziehung nach Ein- und Mehrfamilienhäusern zu differenzieren.

In der Wohnungsstruktur bestehen signifikante Unterschiede zwischen NRW und Deutschland. So ist der Anteil von Mehrfamilienhäusern in NRW deutlich höher, der von Einfamilienhäusern niedriger als im Bundesdurchschnitt. Dies liegt vor allem an der dichten Siedlungsstruktur (Agglomeration) und den hohen Grundstückspreisen. Der Anteil der Wohnungen in Zweifamilienhäusern ist nahezu gleich (NRW 17,8 %; Deutschland 18,1 %). Geht man von gleichem Wärmeleistungsbedarf und Nutzungsstunden aus, dann dürfte der Zubau von Mehrfamilienhäusern mit ihrem niedrigeren Wärmeleistungsbedarf der wichtigste Grund für die im Vergleich zum Bundesdurchschnitt höheren Energieverbrauchsrückgänge sein. Durch restriktive gesetzliche Vorgaben z.B. im Rahmen der Energieeinsparverordnung (Abschnitt 5.3) muss der spezifische Wärmenutzungsbedarf von Neubauten deutlich unter dem des aktuellen Gebäudebestandes liegen².

² Energiepreisinduzierte Effizienzsteigerungen sind aufgrund der Gebäudestruktur in NRW nur begrenzt zu erwarten. Eigentümer von Mehrfamilienhäusern erhalten durch die Energiepreise keine spürbaren Anreize, den vorhandenen Kapitalstock (Heizungsanlage usw.) durch wärmetechnisch optimierte Anlagen zu ersetzen. Die daraus erwachsenden laufenden Energiekosteneinsparungen würden lediglich dem Nutzer bzw. dem Mieter zu Gute kommen („Nutzer-Investor-Dilemma“; Lehr 1999).

Tabelle 9

**Pkw-Bestand, Kraftstoffverbrauch und Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich
in NRW und Deutschland**
1991 bis 2002

	1991	1995	1999	2000	2001	2002
Pkw-Bestand, in Mill.						
NRW	8,3	8,8	9,1	9,3	9,5	–
Benzin	7,1	7,5	7,8	8,0	8,0	–
Diesel	1,1	1,3	1,2	1,4	1,5	–
Deutschland	31,3	40,4	42,3	42,9	43,8	44,4
Benzin	27,1	34,6	36,6	36,9	37,3	37,3
Diesel	4,2	5,5	5,6	6,0	6,4	7,0
Anteil NRW, in %	26,4	21,7	21,4	21,8	21,7	–
Benzin	26,4	21,7	21,4	21,6	21,5	–
Diesel	26	23,2	22,2	22,9	23,6	–
Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch, in l/100 km						
Benzin	9,5	9,2	8,9	8,8	8,8	–
Diesel	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3	–
Endenergieverbrauch, in Mill. t SKE						
NRW	17,5	18,0	19,0	18,7	18,4	–
Deutschland	82,9	89,2	94,7	93,7	95,2	–
Anteil NRW in %	21,1	20,2	20,1	20,0	19,3	–

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes, des Landesamtes für Datenverarbeitung und Statistik NRW und in BMV 2003: 285.

2.3.3 Verkehr

Der Energieverbrauch im Verkehrsbereich hat sich zwischen 1991 und 2001 deutlich erhöht, in Deutschland um 14,8 %, in NRW um 5,1 %. Verantwortlich dürfte vor allem die – unterschiedlich stark – zunehmende Motorisierung mit Pkw sein. Der private und gewerbliche Personen- und Güterverkehr auf der Straße macht etwa 85 % des Endenergieverbrauchs des Verkehrs in Deutschland und NRW aus, gefolgt vom Luft- (10 %) und Schienenverkehr (4 %) sowie der Binnen- und Küstenschifffahrt (1 %).

Der Kraftstoffverbrauch ergibt sich definitorisch aus dem Bestand an Pkw und dem durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch des Fahrzeugparks. Der Kraftstoffverbrauch eines Fahrzeugs wird durch eine Vielzahl von Faktoren determiniert. Rein technisch ist er im Wesentlichen vom Motorkonzept, dem Gewicht sowie den aerodynamischen Eigenschaften des Fahrzeugs abhängig. Bis in die siebziger Jahre wurden Fahrzeuge in allen Segmenten größer, leistungsstärker und schwerer, so dass der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch generell stieg. Erst vor dem Hintergrund der beiden Ölpreiskrisen und der in den achtziger Jahren an Bedeutung gewinnenden Umweltschutzdiskussion begannen sich das Verbraucherverhalten und auch das Angebot der Automotoren

bilindustrie zu ändern. Dennoch verringerte sich der spezifische Durchschnittsverbrauch nur langsam. Gründe sind die relativ lange Lebensdauer der Pkw von etwa 11 Jahren sowie der nur langsam abnehmende Trend zu großen Fahrzeugen (DIW 1996: 229ff.).

Hinsichtlich des Hubraums lässt sich sowohl in Deutschland als auch in NRW das Gros der Fahrzeuge in der Mittelklasse (1 200 bis 1 999 cm³) finden. Dabei hat NRW etwas weniger Mittelklasse-, dafür mehr größere Fahrzeuge (mehr als 2 000 cm³). Der Anteil der Kleinwagen (weniger als 1 200 cm³) ist bundesdurchschnittlich. Wie frühere Untersuchungen gezeigt haben, differiert der Durchschnittsverbrauch der Pkw in NRW und Deutschland bis auf die Jahre 1996 und 1997 nicht wesentlich (RWI 2001: 24). Für Dieselfahrzeuge lag er 1991 in Deutschland bei 7,7 l/100 km, bei Ottomotoren bei 9,5 l/100 km. Bis 2001 reduzierte er sich auf 7,3 bzw. 8,8 l (Tabelle 9). Die Antriebsstruktur des Pkw-Bestands ist in Deutschland und NRW ähnlich; etwa 85 % wird mit Vergaserkraftstoff betrieben, 15 % mit Diesel. NRW hatte in der Vergangenheit einen etwas höheren Anteil an Dieselfahrzeugen; ein Grund könnte der seit längerem zu beobachtende Trend der Verlagerung des Wohnsitzes außerhalb des Kernruhrgebiets sein. Daraus resultiert ein Anstieg der Fahrtstrecke zur Arbeitsstelle, was ein Anreiz zum Umstieg auf verbrauchsärmere Dieselfahrzeuge sein könnte.

Der Gesamtverbrauch von Vergaser- und Dieselmotoren der Pkw verändert sich mehr oder weniger proportional zum Bestand. Dieser ist in Deutschland von 1991 bis 2001 um knapp 40 % gestiegen, in NRW nur um 15,3 %. Die Differenz ist vor allem auf die hohe Zahl an Neuzulassungen in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung zurückzuführen.

2.3.4 Endenergieverbrauch insgesamt

Innerhalb des Endenergieverbrauchs vollzog sich in Deutschland ein ausgeprägter Wandel. So hat sich zwischen 1991 und 2001 der Verbrauch von Steinkohle um 28,6 %, der von Braunkohle sogar um 95 % und der von Heizöl um 15 % reduziert. Der Verbrauch von Kraftstoffen ist hingegen um 8,1 % gestiegen (Tabelle 10). Außerdem hat sich vor allem der Einsatz des CO₂-armen Erdgases erhöht, in Deutschland mit 35,9 % vor allem aufgrund des gestiegenen Verbrauchs in den neuen Bundesländern wesentlich stärker als in NRW (9,4 %).

Der Endenergieverbrauch ist in Deutschland zwischen 1991 und 2001 um 1 % gestiegen, an Rhein und Ruhr hingegen um 6,1 % gesunken. Zu Letzterem haben insbesondere die Minderung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs sowie von leichtem Heizöl und Steinkohle beigetragen. So wuchs der Kraftstoffverbrauch in NRW nur um 1,1 %, in Deutschland um 8,1 %. Der Rück-

Tabelle 10

Endenergieverbrauch nach Energieträgern in NRW und Deutschland

1991 bis 2001; in Mill. t SKE

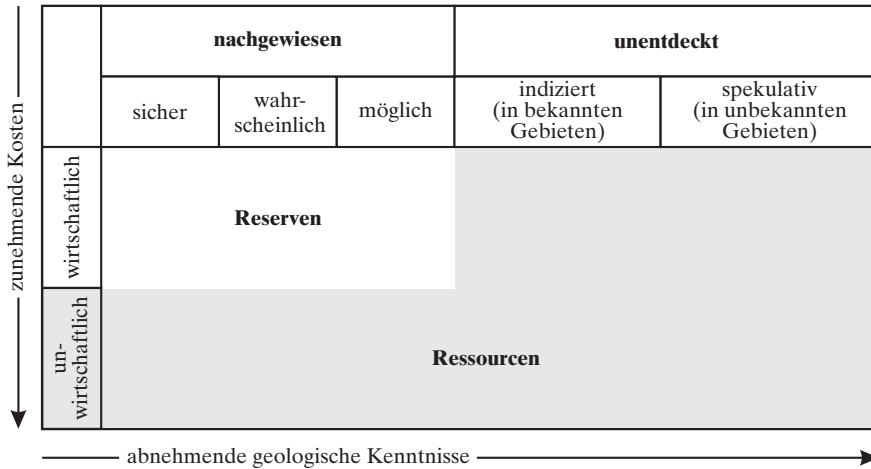
	1991	1995	1999	2000 ^P	2001 ^P
NRW					
Steinkohle	8,7	7,7	6,8	6,7	6,5
Braunkohle	0,9	0,6	0,4	0,4	0,4
Übrige feste Brennstoffe ¹	1,3	1,1	0,9	0,9	0,9
Kraftstoffe	18,0	18,2	19,1	18,8	18,2
Heizöl	12,5	10,4	8,8	8,6	8,3
dar.: leicht	10,2	8,8	7,2	7,1	6,8
Gase	22,9	25,5	24,8	24,4	23,6
dar.: Naturgase	19,3	22,1	22,2	21,8	21,1
Strom	15,2	15,6	16	15,7	15,2
Fernwärme	2,0	1,8	1,9	1,9	1,8
Insgesamt	81,5	80,9	79,1	77,7	76,5
Deutschland					
Steinkohle	18,2	15,5	13,4	14,0	13,0
Braunkohle	16,8	4,2	1,6	1,0	0,9
Übrige feste Brennstoffe ¹	3,5	5,7	8,2	8,7	9,0
Kraftstoffe	86,7	92,0	97,1	95,7	93,7
Heizöl	57,6	54,4	45,8	43,7	48,9
dar.: leicht	51,1	49,0	41,6	40,1	45,1
Gase	68,5	77,1	81,9	81,3	86,0
dar.: Naturgase	57,6	69,1	75,1	74,1	78,3
Strom	55,1	56,2	58,2	59,0	59,4
Fernwärme	12,9	12,5	9,9	11,2	11,8
Insgesamt	319,6	318,1	316,7	315,1	322,9
Anteil NRW in %					
Steinkohle	47,8	49,5	51,0	48,0	50,0
Braunkohle	5,5	13,8	28,0	44,0	47,3
Übrige feste Brennstoffe ¹	36,6	19,2	11,5	10,6	9,9
Kraftstoffe	20,7	19,8	19,7	19,6	19,4
Heizöl	21,7	19,2	19,2	19,7	17,0
dar.: leicht	20,0	17,9	17,3	17,7	15,2
Gase	33,5	33,1	30,3	30,0	27,4
dar.: Naturgase	33,4	31,9	29,5	29,4	26,9
Strom	27,5	27,8	27,5	26,6	25,6
Fernwärme	15,7	14,1	19,6	17,1	15,7
Insgesamt	25,5	25,4	25,0	24,7	23,7

Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. – ¹Einschließlich Staub- und Trockenkohle sowie sonstige Energieträger (Solarthermie, Wärmepumpen u.a.). – ^PVorläufig, z.T. geschätzt.

gang des Verbrauchs von leichtem Heizöl in NRW machte immerhin 56,3 % der gesamten Verbrauchsminderungen in Deutschland aus, bei Steinkohle waren es 42,3 %.

Schaubild 2

Abgrenzung von Reserven und Ressourcen



Nach Stahl 1998.

3. Aspekte der Versorgungssicherheit

3.1 Konventionelle Energieträger

3.1.1 Mengenbetrachtung: Reserven und Ressourcen

Die Aufgabe der Energiepolitik erschöpft sich nicht darin, eine möglichst preiswürdige Versorgung mit Energie zu gewährleisten, sondern sie ist auch der Sicherheit der Versorgung und der Schonung der natürlichen Ressourcen verpflichtet. Ziel einer nationalen Energiesicherheitspolitik ist zum einen die Sicherstellung eines ausreichenden Energieangebots zur Deckung der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt, zum anderen dessen Sicherung zu wettbewerbsfähigen Preisen bzw. Gestehungskosten. Basis der nationalen Energiesicherheitsstrategie sind die national und international zur Verfügung stehenden Reserven und Ressourcen an Primärenergieträgern (Schaubild 2).

Als „Reserven“ werden diejenigen Energievorräte bezeichnet, die mit Hilfe von Bohrungen oder Grabungen nachgewiesen wurden oder deren Existenz zumindest als wahrscheinlich oder möglich gilt und die sich mit der heutigen Technik unter den heutigen wirtschaftlichen Gegebenheiten gewinnen lassen. Unter „Ressourcen“ fallen alle unentdeckten Energievorräte und die nachgewiesenen, die unter den derzeitigen technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht gewinnbar sind (Stahl 1998: 4).

Nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe gab es 2001 auf der Welt 488 Mrd. t SKE an Erdöl- und Erdgasreserven, darunter

Tabelle 11

Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

1997 und 2001; in Mrd. t SKE

Energieträger	Reserven		Ressourcen	
	1997	2001	1997	2001
Kohlenwasserstoffe	576	488	4 678	2 372
Konventionell	381	391	353	355
Erdöl	216	217	109	120
Erdgas	166	174	245	235
Nicht-konventionell	194	96	4 325	2 017
Erdöl	191	94	818	357
Schweröl	47		110	
Ölsand / Schwerstöl	143	93	21	94
Ölschiefer	1	1	678	263
Erdgas	3	2	3 507	1 660
Dichte Speicher	1	1	122	97
Kohle-Flözgas	2	1	92	155
Aquifere	–	–	1 625	866
Gashydrate	–	–	1 668	542
Kohle	558	938	6 110	3 963
Hartkohle	487	754	5 021	3 546
Weichbraunkohle	71	184	1 089	417
Fossile Energieträger	1 134	1 426	10 788	6 335
Uran ¹	34 ^a	22 ^b	83 ^c	73 ^c
Thorium ²	31	31	173 ^d	175 ^d
Kernbrennstoffe	65	53	289	281
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	1 199	1 479	11 077	6 617

Nach Angaben in BGR 2003: 391ff. Rundungen bei der Umrechnung in J, daher Abweichungen bei den Summen möglich. – ¹1 tU = 14 000 bis 23 000 t SKE, unterer Wert verwendet bzw. 1 tU = $0,5 \times 1 015 \text{ J} \cdot \text{t}^{-1}$ Thorium gleicher SKE-Wert wie 1 t Uran angenommen. – ^aRAR (reasonably assured resources) gewinnbar bis 80 \$/kg U. – ^bRAR gewinnbar bis 40 \$/kg U. – ^cSumme aus RAR gewinnbar von 40 bis 130 \$/kg U und EAR (estimated additional resources) I+II. – ^dSpekulative Ressourcen.

217 bzw. 174 Mrd. t konventionelles Erdöl bzw. Erdgas (Tabelle 11); die Ressourcen lagen noch einmal um mehr als 50 % darüber. Die Reserven an Kohle betragen 938 Mrd. t, die Ressourcen waren um das Vierfache höher. Die Reserven (Ressourcen) an Kernbrennstoffen erreichten 53 (281) Mrd. t SKE.

Neben den konventionellen existiert ein erhebliches Ressourcenpotenzial an nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen (2,017 Bill. t SKE), so für

- Ölsand, Ölschiefer, Schwer- ($0,934$ bis 1 g/cm^3), Schwerstöl ($>1 \text{ g/cm}^3$) und synthetisches Erdöl (aus Erdgas oder Kohle) sowie
- Erdgas aus dichten Speichern (z.B. in Karbonat- und Tonsteinreservoirs), Kohleflözgas (Flözgas in unverritztem Gebirge und Grubengas in aktiven

Tabelle 12

Statische Reichweite der Reserven und Ressourcen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen in Jahren ab 2000

	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran
	konventionell	insgesamt ¹	konventionell	insgesamt ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle	
Welt							
Reserven	43	62	64	64	207	198	42
Ressourcen	67	157	149	756	1 425	1 264	527
Deutschland							
Reserven	19	0	15	0	848	234	0
NRW							
Reserven	0	0	0	0	1 034	370	0

Nach Angaben in BGR 2003: 41. – ¹Konventionell und nicht-konventionell

und stillgelegten Bergwerken), Aquifergas (im Grundwasser gelöstes Erdgas) und Gashydrate (Bildung von „Eisgas“ bei hohem Druck und niedrigen Temperaturen).

Dividiert man die Reserven bzw. Ressourcen durch den aktuellen Abbau in einem bestimmten Jahr, so erhält man die statische Reichweite. Bezogen auf das Jahr 2000 ist konventionelles Erdöl weltweit noch 43 Jahre, Erdgas 64 Jahre, Uran 42 Jahre und Kohle 200 Jahre verfügbar. Die Ressourcen an nicht-konventionellem Erdgas und an Kohle reichen noch bis zu 1 400 Jahre (Tabelle 12).

Eine statische Betrachtung extrapoliert die aktuelle Lage in die Zukunft. Dabei werden Aspekte eines dynamischen Prozesses ausgeklammert. So werden aufgrund des technischen Fortschritts möglicherweise bestimmte Lagerstätten erschließbar. Auch stehen dem Abbau von Reserven evtl. Neufunde gegenüber; zwischen 1997 und 2001 haben sich etwa die Reserven an konventionellen Kohlenwasserstoffen weltweit um 10 Mrd. t SKE erhöht (Tabelle 11). Vor allem aber wird der Primärenergieverbrauch nicht konstant bleiben, sondern global eher ansteigen, was zu einem schnelleren Abbau nicht-regenerativer Quellen führen kann (Abschnitt 6.3.).

Zwischen Reserven und Verbrauch bestehen nicht unerhebliche regionale Disparitäten. Etwa zwei Drittel der Reserven an konventionellem Erdöl und ein Drittel bei konventionellem Erdgas liegen im Nahen Osten. Etwa zwei Drittel der Kohlereserven sind in Australien, Asien und Nordamerika entdeckt worden. Kernbrennstoffe sind vor allem in Australien und Asien, in der ehemaligen UdSSR, Lateinamerika und auch in Europa (Thorium) zu finden. Dagegen werden etwa 80 % des Erdöls, 64% des Erdgases, 87 % der Kohle und 92 % der Kernbrennstoffe in Australien, Asien, Nordamerika und Europa verbraucht (BGR 2003: 27). Dies impliziert erheblichen Transportbedarf.

Tabelle 13

Regionale Verteilung der Reserven an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen
 2001

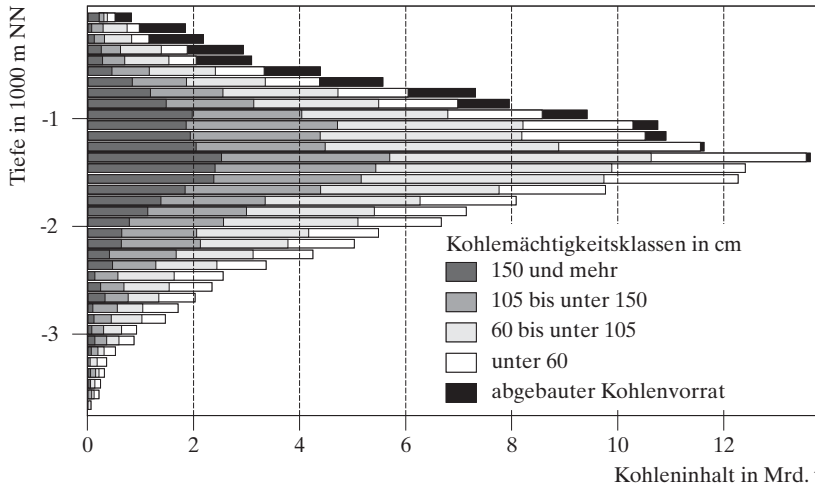
	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Insgesamt
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
in Mrd. t SKE									
Europa	4,8	1,4	7,3	0,2	36,0	19,4	0,0	8,6	77,7
Deutschland	0,1	0,0	0,4	0,0	21,6	12,8	0,0	0,0	34,9
darunter:									
NRW	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5	10,9	0,0	0,0	0,0
GUS	21,5	13,6	61,0	0,1	152,2	4,9	5,0	0,0	258,2
Afrika	16,0	0,7	12,8	0,0	31,3	0,0	2,6	0,7	64,2
Naher Osten	135,2	14,3	63,8	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	213,4
Australien-Asien	8,6	4,3	13,5	0,1	189,4	24,5	9,2	9,2	258,8
Nord-Amerika	12,1	44,3	8,2	1,6	177,4	17,8	4,5	3,7	269,6
Lateinamerika	18,6	15,7	7,7	0,0	16,4	0,0	0,6	8,7	67,7
Welt	216,7	94,2	174,2	2,1	602,8	66,7	22,0	30,9	1 209,5
OECD	17,3	59,2	18,5	1,8	273,4	49,7	13,6	17,0	450,5
EU-15	2,0	0,4	4,9	0,1	25,6	13,6	0,4	0,0	47,0
OPEC	161,8	28,6	79,4	0,1	3,7	1,3	0,0	0,0	274,8
Anteil in %									
Europa	2,2	1,5	4,2	10,5	6,0	29,1	0,1	27,8	6,4
Deutschland	0,0	0,0	0,2	0,0	3,6	19,2	0,0	0,0	3,0
darunter:									
NRW	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	16,3	0,0	0,0	2,5
GUS	9,9	14,4	35,0	5,3	25,2	7,4	22,7	0,0	21,3
Afrika	7,4	0,8	7,4	0,0	5,2	0,0	12,0	2,3	5,3
Naher Osten	62,4	15,2	36,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,6
Australien-Asien	4,0	4,5	7,7	5,3	31,4	36,8	41,7	29,8	21,4
Nord-Amerika	5,6	47,0	4,7	78,9	29,4	26,7	20,7	12,0	22,3
Lateinamerika	8,6	16,7	4,4	0,0	2,7	0,0	2,8	28,2	5,6
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
OECD	8,0	62,9	10,6	87,5	45,4	74,5	61,9	55,0	37,3
EU-15	0,9	0,5	2,8	4,9	4,2	20,4	1,8	0,0	3,9
OPEC	74,6	30,3	45,6	4,9	0,6	1,9	0,0	0,0	22,7

Nach Angaben in BGR 2003: 25. Abweichungen in den Summen durch Rundungen.

Deutschland verfügt nur über geringe Reserven an Erdöl und Erdgas; Letztere machen nur 0,2 % der Weltreserven aus. Die Kohlereserven sind mengenmäßig bedeutender; hier befinden sich etwa 4 % der Steinkohle- und fast 20 % der Braunkohlenreserven der Welt (Tabelle 13). Dabei steht NRW an erster Position in Deutschland (und Europa): hier lagern 88 % der deutschen und 55 % der europäischen Stein- und Braunkohlereserven. Die geologischen Vorkommen an Steinkohle in NRW (200 Mrd. t) übersteigen die wirtschaftlich abbaubaren Reserven um ein Vielfaches, da nur knapp 10 % der insgesamt über und in der Erde eingelagerten Steinkohle die erforderliche Qualität (Kohlereinheit) aufweisen und gleichzeitig wirtschaftlich abbaubar sind (Schaubild 3; Daul, Juch 1999: 39ff.).

Schaubild 3

Kohleninhalt in der Bergbau- und Explorationszone des Ruhrreviers nach Tiefe und Kohlemächtigkeit der Flöze



Nach Angaben in Geologischer Dienst NRW 2003. Je geringer die Kohlemächtigkeit der Flöze, desto höher ist i.d.R. Reinheit der Kohle.

Die Erdöl- und Erdgasreserven reichen auf Deutschland bezogen mit 19 bzw. 15 Jahren nur unterdurchschnittlich lang. Bei Kohle ist die statische Reichweite deutlich länger als im Weltdurchschnitt (850 bzw. 230 Jahre, NRW sogar 1 034 bzw. 370 Jahre), da die Vorkommen groß sind, die Förderung jedoch wegen teils schwer zugänglicher Steinkohlereserven relativ gering ist.

Aufgrund der hohen Abbaukosten (ca. 140 bis 160 €/t Steinkohle; Statistik der Kohlenwirtschaft 1993: 58f.) ist diese nur durch Subventionen international wettbewerbsfähig. Dies dürfte sich auch unter der Annahme nicht ändern, dass in den kommenden Jahren mit steigenden Weltmarktpreisen für Rohöl zu rechnen ist. Erst wenn sich der derzeitige Rohölpreis von etwa 47 €/t mehr als verdreifachen würde, könnten deutsche Steinkohlereserven wirtschaftlich abgebaut werden.

3.1.2 Preisbetrachtung: Energieträger im Ausland

Die Unterschiede in der regionalen Verteilung der Ressourcen und den geologischen Abbauebenen spiegeln sich in den Förderkosten: Mit 1,5 bis 2 \$/barrel (bbl) Mineralöl bzw. 8 bis 9 \$/t SKE ist die Erdölförderung in Saudi-Arabien die günstigste Quelle (Tabelle 14). Inklusive der Auffindungs- und Entwicklungskosten liegen die Erdölgestehungskosten bei den Großprodu-

Tabelle 14

Förder- und Gesteigungskosten fossiler Energieträger

Angaben zwischen 1998 und 2001; in \$/t SKE

Förderkosten	von	bis
Öl		
Saudi-Arabien	8,17	9,19
Russland	9,19	21,45
Internationale Großkonzerne	12,77	30,64
Brasilien Tiefsee	15,32	19,41
IEA FRS ¹ -Durchschnitt	18,90	18,90
Venezuela, nicht-konventionelles Öl (Schweröl)	25,54	51,07
Gesteigungskosten		
Großproduzenten im Mittleren Osten	19,41	21,45
Kanada nicht-konventionelles Öl (Ölsand)	25,54	81,72
Internationale Großkonzerne	31,67	56,18
IEA FRS ¹ -Durchschnitt	49,03	49,03
Gas-to-liquids	51,07	61,29
Gas-to-liquids (Prognose)	61,29	81,72
Erdgas		
Anteile der wirtschaftlich erschließbaren Reserven		
40 %	15,32	20,43
45 %	20,43	61,29
10 %	61,29	102,15
5 %	102,15	153,22
Kohle		
Hartkohle		
Australien	18,60	–
Südafrika	19,40	–
USA	23,20	–
Indonesien	24,00	–
Venezuela	23,70	–
Kolumbien	28,90	–
Weichbraunkohle		
Griechenland ²	23,23	27,23
USA ²	9,27	12,54
Russland	2,08	3,13
Indien	5,21	8,34
Philippinen	9,38	11,46
Indonesien	5,50	9,38
Deutschland ²	22,00	25,27

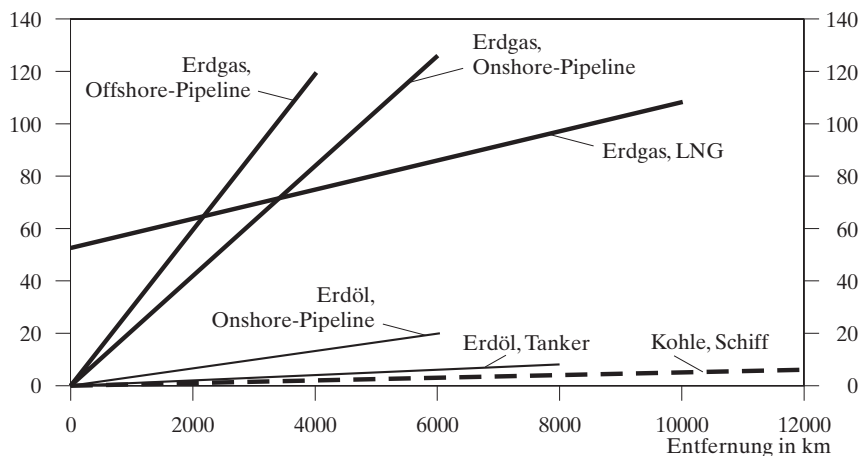
Nach Angaben in BGR 2003: 63ff. und eigene Berechnungen. – ¹FRS: Financial Reporting System. – ²2001.

zenten im Mittleren Osten bei etwa 21,5 \$/t SKE. Ab einem Ölpreis von 20 bis 25 \$/bbl bzw. 100 bis 125 \$/t SKE sind nicht nur die Förderung und der Absatz von kostenträchtigerem konventionellen Erdöl, sondern sogar von kanadischem Ölsand (Förderkosten bis zu 82 \$/ t SKE, Tabelle 3 und 4) wirtschaft-

Schaubild 4

Transportkosten für Erdöl, Erdgas und Kohle

1998; in \$/toe



Nach BGR 2003.

lich, und die zur Verfügung stehenden Reserven dieser Energieträger erhöhen sich entsprechend.

Die mit der Bereitstellung von Energie in Deutschland verbundenen Transportkosten sind für Kohle- und Erdöl mit Schiffen pro km Entfernung am geringsten. Für Erdgas – insbesondere in offshore-Pipelines – sind sie um ein Vielfaches höher und steigen stark mit der Entfernung (Schaubild 4).

Tabelle 15

Einfuhrpreise von Energie in Deutschland

1991 bis 2001; in €/t SKE

	1991	1995	1999	2000	2001
Steinkohle	45,32	39,99	32,03	39,10	47,58
Braunkohle	81,22	68,95	57,94	53,17	54,7
Koks	94,62	80,92	72,48	78,33	92,62
Erdöl	88,87	65,41	83,49	155,91	140,45
Motorenbenzin	137,89	87,42	108,13	212,47	192,43
Diesel	119,73	79,03	90,81	202,74	178,34
Heizöl, leicht	120,14	79,03	90,81	202,74	178,34
Heizöl, schwer	57,55	52,99	66,33	144,14	140,82
Erdgas	70,82	54,54	47,21	83,84	105,82
nachrichtlich: Wechselkurs, in /\$	0,85	0,73	0,94	1,08	1,12

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes.

Die unterschiedlichen Förder-, Umwandlungs- und Transportkosten, aber auch die Preisaufschläge in den Förderstaaten und der Wechselkurs schlagen sich in den Einfuhrpreisen für Erdöl, Erdgas und Kohle nieder. Der Einfuhrpreis von Erdöl war 2001 um fast 100 €/t SKE, der von Erdgas um etwa 50 €/t SKE höher als der von Steinkohle (Tabelle 15).

3.2 Erneuerbare Energieträger

3.2.1 Theoretisches und technisches Potenzial

Das Problem der Versorgungssicherheit stellt sich wegen der Unversiegbarekeit der Quellen bei Sonnenenergie, Wind oder Wasserkraft nicht. Sicherheit ist bei erneuerbaren Energien – auf Basis des Nutzungspotenzials – ein ökonomisches Problem. Derzeit liegen die Erzeugungskosten fast aller erneuerbarer Energieträger über denen für konventionelle. Ihr Potenzial ergibt sich aus dem physikalischen Angebot der regenerativen Quellen wie der eingestrahelten Sonnenenergie oder der insgesamt bewegten Luftmassen. Es stellt die Obergrenze des Angebots dar.

Weltweit betragen die Nutzungspotenziale 700 000 000 TWh; dies entspricht dem 44 000 fachen der Weltstromerzeugung im Jahr 2002. Mehr als 99 % davon entfallen auf die Solarenergie, gefolgt von der Windenergie (0,44 %) und der Biomasse (0,12 %; Tabelle 16). Der Anteil davon, der aus heutiger Sicht „technisch nutzbar“ gemacht werden kann, ist jedoch deutlich geringer; es müssen sowohl verfügbare Techniken als auch Standortkriterien (z.B. bei Windenergie) berücksichtigt werden.

Technisch gesehen könnten in Deutschland regenerative Energieträger zur Erzeugung von 402 TWh/a Strom und von etwa 1 300 TWh/a Wärme eingesetzt werden; dies entspräche 45 % des PEV (Tabelle 17). Die größten technischen Potenziale in der Stromerzeugung hat die Windenergie mit jeweils 21 % im Binnenland und offshore, gefolgt von Photovoltaik mit ebenfalls 21 %. Der

Tabelle 16

Theoretisches Potenzial an regenerativen Energiequellen in der Welt

Energiequelle	in PWh	Anteil in %
Solarenergie	694 444	99,39
Wasserkraft	44	0,01
Windenergie	3 056	0,44
Biomasse	833	0,12
Geothermische Energie	278	0,04
Gezeitenkraft	71	0,01
Insgesamt	698 726	100,00

Nach Angaben in Kaltschmitt et al. 1999: 14.

Tabelle 17

Technisches Nutzungspotenzial erneuerbarer Energien in Deutschland

	Potenzial		Leistung		Anmerkungen
	Strom	Wärme	MW _{el}		
	TWh/a				
Biomasse¹					
Feste Reststoffe	18	56	4 000		Resthölzer, Reststroh
Anpflanzungen	30	90	7 600		Anbaufläche 2,5 Mill. ha
Vergärung org. Reststoffe	11	15	2 200		Bio-, Klär - und Deponiegas
Wasserkraft					
Gesamtpotenzial	25		4 650		Laufwasser und natürlicher Zufluss zu Speichern
Zubaupotenzial					
> 1MW	5		780		
< 1MW	1		330		
Windenergie					
Onshore-Anlagen	83		50 000		bis 2010 nicht mehr als 20 GW erwartet
Offshore-Anlagen	85		25 000		bei einer schrittweisen Erschließung bis 2030
Solarthermie					
Warmwasser und Raumheizung (Nahwärme)		428			Nutzenergie ¹ bei einem Energieertrag von 450 kWh/m ²
Photovoltaik	84		105 000 (MWp)		insgesamt 700 km ² Modulfläche
Geothermie^{2,3}					
Summe Stromerzeugung	402	700			
Summe Wärmeerzeugung		1 289			
Anteil am Primärenergieverbrauch⁴					
	ca. 45 %				nach der Wirkungsgradmethode
	ca. 60 %				nach der Substitutionsmethode

Nach Angaben in Staiß 2003. – ¹Alternativ zu Biokraftstoffen. – ²Stromerzeugungspotenzial 321 TWh. – ³Stromerzeugung orientiert sich an der Wärmenachfrage, nur in für Wärmeverteilnetze geeigneten Gebieten. – ⁴14 565 PJ in 2001.

Anteil von Biomasse, Deponie- und Klärgas am technischen Nutzungspotenzial liegt bei 15 %, die Potenziale von Wasserkraft sind weitgehend ausgeschöpft. Im Wärmebereich liegen die größten Nutzungspotenziale bei der Geo- (54 %) und der Solarthermie (33 %), lediglich 12 % entfallen auf die Nutzung von fester und gasförmiger Biomasse.

3.2.2 Bedeutung für den Strom- und Wärmemarkt

Im Bereich der Biomasse ist die installierte Leistung im Deutschland deutlich schneller gewachsen als in NRW; dort hat sich die Leistung zwischen 1994 und 2001 verdoppelt, in NRW ist sie nahezu konstant geblieben. Am stärksten gestiegen ist der Absatz von Biodiesel – ausgehend von einem sehr niedrigen Ni-

Tabelle 18

Regenerative Strom- und Wärmeerzeugung in NRW und Deutschland

1994 bis 2002

	1994	1996	1998	2000	2001	2002 ^s	1994 bis 2001 ¹
Biomasse							
NRW							
Installierte Leistung insg. (MW)	–	84	103	68	85	–	–
Deutschland							
Biodieselsabsatz, in 1 000 t	25	60	100	340	450	550	2 100 ^a
Landwirtschaftl. Biogasanlagen, Anzahl	186	370	617	1 050	1 650	–	787
Installierte Leistung, in MW	276	358	409	510	543	–	97
Wasserkraft							
Anteil an der Stromerzeugung, in %							
NRW							
Anteil	0,3	0,2	0,3	0,4	0,5	–	–39
Deutschland							
Anteil	3,3	2,9	3,1	3,8	4,2	–	40
Windenergie							
NRW							
Anlagenbestand	361	570	782	1 004	1 478	–	309
Installierte Leistung, in MW	73	159	301	640	1 010	–	1 291
Deutschland							
Anlagenbestand	2 466	4 213	5 800	8 884	10 605	–	330
Installierte Leistung, in MW	632	1 546	2 672	5 898	7 891	–	1 149
Solarthermie							
Kumulativer Zubau an Kollektorflächen							
NRW, in 1 000 m³							
Zubau	45	74	133	197	292	370	722 ^a
Deutschland, in 1 000 m³							
Zubau	940	1 453	2 191	3 283	4 207	–	348
Photovoltaik							
NRW							
Anlagenbestand	392	1 124	2 624	2 965	3 444	–	779
Installierte Leistung, in MW	2	4	10	13	17	–	1 000
Deutschland							
Anlagenbestand	3 075	5 110	9 078	15 695	29 755	–	868
Installierte Leistung, in MW	10	17	34	62	125	–	1 097

Nach Angaben in Staiß 2003: 38ff.; IWR 2003. – ¹Veränderung in %. – ^a1994 bis 2002. – ^sZ.T. geschätzt.

veau um 2 100 %. Allein aufgrund seines großen Angebots an Biodiesel hat das Land NRW hier eine herausragende Bedeutung.

Der Anteil der Stromerzeugung aus Wasserkraft ist in NRW zwischen 1994 und 2001 von 0,3 % auf etwa 0,5 %, im Bundesdurchschnitt im gleichen Zeitraum von 3,3 % auf 4,2 % gestiegen (Tabelle 18). Da das technisch nutzbare Potenzial an Wasserkraft in NRW bereits zu 70 % ausgeschöpft ist (IWR 2003: 12), sind die Grenzkosten des Zubaus entsprechend hoch. Dies erklärt mit den Rückgang des Anteils von Wasserkraft an der Erzeugung in NRW.

Bei der Installation von Windenergie liegt NRW leicht über dem Bundesdurchschnitt. So ist die installierte Leistung zwischen 1994 und 2001 von 73 MW auf 1 010 MW gestiegen (Tabelle 18). Obwohl NRW deutschlandweit führend in der Stromerzeugung aus Windenergie an Binnenstandorten ist, wird sie hier naturgegeben immer niedriger liegen als in den Küstengebieten Niedersachsens und Schleswig-Holsteins.

Bei der Photovoltaik bleibt der Zubau an Anlagen und installierter Leistung aufgrund der ungünstigen Solarbedingungen in NRW unter dem Bundesdurchschnitt. Zwischen 1994 und 2001 wuchs der Anlagenpark in NRW um etwa 3 000 Anlagen, in Deutschland um 26 700 zu. Dabei stieg die installierte Leistung in Deutschland um 115 MW, in NRW lediglich um 15 MW.

Der Einsatz regenerativer Energien ist in NRW eng an Fördermittel des Bundes und des Landes geknüpft. Neben dem REN-Programm in NRW („Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“) gehen vom Erneuerbare-Energiengesetz (EEG) sowie in der Vergangenheit von dem im Jahr 1999 in Kraft getretenen 100 000 Dächer Solarstrom-Programm des Bundes wichtige Impulse aus (s.u.).

4. Kosten der Energiebereitstellung

Im Folgenden werden auf der Basis der Kosten der Energiebereitstellung im Ausland und des Transports zur Landesgrenze die Endenergiepreise untersucht. Diese setzen sich im Inland aus

- Gestehungskosten für Strom bzw. inländische Erzeugerpreise für Mineralölprodukte,
- Transportkosten der Energie im Inland sowie
- Steuern und Abgaben auf den Verbrauch von Primär- und Sekundärenergieträgern

zusammen. Diese Faktoren werden für Deutschland und soweit möglich für NRW untersucht. Von besonderem Interesse ist dabei, inwieweit die Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energie die Endverbraucherpreise beeinflusst hat.

4.1 Erzeugungskosten

4.1.1 Strom

Primäres Ziel beim Zubau neuer Kraftwerke ist die Minimierung der langfristigen Stromgestehungskosten, die sich kalkulatorisch aus den langfristigen, abdiskontierten Brennstoffkosten, Kapitalkosten und sonstigen Kosten³ zu-

³ Reparatur- und Wartungskosten, Kosten für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Versicherungskosten. Diese machen im Verhältnis zu den Brennstoff- und Kapitalkosten nur 2 bis 3 % aus.

Tabelle 19

Stromerzeugungskosten in neuen Kraftwerken

2005 bis 2012; in €/MWh

Energieträger	2005	2008	2010	2012
Grundlast (7 000 h)				
Kernenergie	49,75	53,00	55,50	57,65
Braunkohle	38,00	40,20	41,40	43,30
Steinkohle	39,25	41,70	43,00	44,60
Erdgas, GuD-Prozess	46,40	48,60	50,15	51,70
Mittellast (4 000 h)				
Braunkohle	58,20	62,00	64,00	67,00
Steinkohle	57,00	60,90	62,90	65,45
Erdgas, GuD-Prozess	55,85	58,70	60,60	62,60
Spitzenlast (1 500 h)				
Erdgas, GuD-Prozess	94,20	99,65	103,10	106,95
Erdgas, Gasturbine	100,00	105,80	109,30	112,95

Eigene Berechnungen. Zu den Annahmen über Brennstoffpreise, Kapitalkosten, Wirkungsgrade usw. vgl. RWI 2003.

sammensetzen. Bei gegebener Investitionsentscheidung sind die Kapital- und sonstigen Kosten wesentlich von (exogenen) nationalen Makrogrößen determiniert (Kapitalmarktzins, Tariflöhne und -gehälter, Versicherungsprämien usw.). Die Brennstoffkosten werden bei gegebener Stromerzeugung durch die Energiepreisbewegungen und die Wirkungsgrade der Kraftwerke bestimmt. Nationale Erzeuger stehen dabei auf den Weltmärkten über den Preis in Konkurrenz zu Erzeugern aus anderen Ländern. Divergierende Entwicklungen auf den nationalen und internationalen Güter- und Kapitalmärkten spiegeln sich u.a. im Wechselkurs des Euro, im Wesentlichen zum Dollar wider, welcher die Importpreise für Energie mit beeinflusst.

Die Kapitalkosten werden über den Abschreibungszeitraum annuitätisch verteilt, die Brennstoffkosten variieren fast proportional zur Stromerzeugung. Das Verhältnis von Brennstoff- und Kapitalkosten bestimmt, in welchem Lastbereich ein neues Kraftwerk eingesetzt wird: Kraftwerke mit hohen Brennstoff- und niedrigen Kapitalkosten werden in der Spitzenlast (bis 1 500 h/a), solche mit niedrigen Brennstoff- und hohen Kapitalkosten in der Grundlast (um 7 000 h/a) gefahren. Insbesondere die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke in der Mittellast (um 4 000 h/a) reagiert sensibel auf Veränderungen bei den einzelnen Kostenkomponenten, da dort die „Konkurrenz“ zwischen Brennstoff- und Kapitalkosten am größten ist.

Nimmt man für konventionelle Kraftwerke eine Amortisationsdauer von 20 Jahren an, so ist derzeit in der Grundlast Braunkohle die günstigste Alternative, in der Mittellast Steinkohle und in der Spitzenlast Erdgas. Folgt man den Annahmen in RWI (2003) – bis 2012 Rückgang der (realen) Preise für

Tabelle 20

Investitionskosten von Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen¹
 2001

	Wärme	Strom
Biomasse, in €/kW		
Holzheizwerke mit Heizöl-Spitzenkessel		
Holzkessel klein	550	
Holzkessel groß	300	
Spitzenlastkessel klein	50	
Spitzenlastkessel groß	30	
Holzbefeuerte Stromerzeugungsanlagen		
Rostfeuerung		2 700 bis 5 200
Wirbelschichtfeuerung		2 350
Biogasanlagen		3 260 bis 6 000
Klär- und Deponiegasanlagen		2 500 bis 4 000
Wasserkraft, in €/kW ²		
Kleinstanlagen		8 948
Kleinanlagen		7 669
Mittelgroße Anlagen		5 369
Windenergie, in €/kW		
Onshore-Anlagen ³ , Nebenkosten 25 %		1 088
Onshore-Anlagen ³ , Nebenkosten 20 %		1 044
Offshore-Anlagen ⁴		1 700 bis 2 000
Solarthermie ⁴ , in €/m ²		
Kleinstanlagen	920	
Kleinanlagen	550	
Großanlagen	409	
Großanlagen mit saisonalem Speicher	716	
Photovoltaik, in €/kWp ⁵		5 300 bis 7 600

Nach Angaben in Staiß 2003: II–48ff. (Richtwerte). – ¹Gemessen an den notwendigen Investitionskosten. – ²Betriebskosten 2,5 % der Investitionssumme. – ³1 MW Leistung. – ⁴Betriebskosten 1,5 %. Nutzungsdauer 20 Jahre. – ⁵Betriebskosten 1 %.

Rohöl auf 25 \$/bbl, für Importkohlee auf 41 \$/t, für Erdgasimporte auf 10,65 €/MWh –, wird Erdgas im Vergleich zu Steinkohle im Mittellastbereich zwischen 2005 und 2010 rentabler (Tabelle 19). Die Vorteile der Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerke (hohe Effizienz, geringe Kapitalkosten) bedeuten für den Bereich der Mittellast erhebliche Wettbewerbsvorteile gegenüber Steinkohlekraftwerken: ihre Erzeugungskosten liegen um bis zu 3 €/MWh niedriger. Bei nennenswerten Preiseffekten durch die Liberalisierung des Gasmarktes könnte sich der Vorsprung für Erdgas noch vergrößern.

Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sehr technologieintensiv ist und noch keine ausreichenden Skaleneffekte realisiert werden konnten, sind die Investitionskosten (pro kW) im Vergleich zu konventionel-

Tabelle 21

Energiegestehungskosten bei der Nutzung regenerativer Quellen¹

2001; in ct/kWh

	Wärme	Strom
Biomasse		
Holzheizwerke mit Heizöl-Spitzenkessel		
klein	2,9 bis 4,4	
groß	1,2 bis 3,3	
Holzbeheizte Stromerzeugungsanlagen		
Rostfeuerung		8,5 bis 16,6
Wirbelschichtfeuerung		7,4
Klär- und Deponiegasanlagen		7,7 bis 12,2
Wasserkraft²		
Kleinstanlagen		19
Kleinstanlagen		15
Mittelgroße Anlagen		10
Windenergie		
Onshore-Anlagen ³ , Vollastbenutzung 1 500 h		8,9
Onshore-Anlagen ³ , Vollastbenutzung 1 500 h		8,6
Offshore-Anlagen ⁴ , Investitionen 1 700 ct/MW		6,4
Offshore-Anlagen ⁴ , Investitionen 2 000 ct/MW		7,5
Solarthermie⁵		
Kleinstanlagen	19	
Kleinstanlagen	15	
Großanlagen	8	
Großanlagen mit saisonalem Speicher	24	
Photovoltaik⁶		
Investitionen 5 300 ct/kWp		64
Investitionen 6 200 ct/kWp		75
Investitionen 6 900 ct/kWp		84
Investitionen 7 600 ct/kWp		92

Nach Angaben in Staiß 2003: II–48ff. – ¹Richtwerte. – ²Betriebskosten 2,5 % der Investitionskosten. – ³1 MW Leistung, Nebenkosten: 20 % der Anlage. – ⁴3 750 Stunden Vollastbetrieb. – ⁵Nutzungsdauer 20 Jahre. – ⁶Wirkungsgrad Module 13 %. Globalstrahlung auf die horizontale Fläche: 1 000 kWh/(m²*a).

len Kraftwerken (Gasturbine 550 €/kW; GuD-Prozess 750 €/kW; Steinkohle Trockenfeuerung 1 400 €/kW; Braunkohle Trockenfeuerung 1 600 €/kW, Kernenergie 2 200 €/kW) erheblich höher (Hillebrand 1997: 14). So liegen sie für holzbeheizte Stromerzeugungsanlagen zwischen 2 350 und 5 200 €/kW, für Klär- und Deponiegasanlagen zwischen 2 500 und 4 000 €/kW, Wasserkraftwerke zwischen 5 400 und 9 000 €/kW und Photovoltaikanlagen zwischen 5 300 und 7 600 €/kW. Lediglich bei Windenergie könnten sie mit 1 040 bis 1 090 €/kW (onshore) und 1 700 bis 2 000 €/kW (offshore) in den Bereich der von konventionellen Grundlastkraftwerken fallen (Tabelle 20).

Tabelle 22

Erzeuger- und Anschaffungspreise für Mineralölprodukte

1991 bis 2001; in €/t

	1991	1995	1999	2000	2001
Vergaserkraftstoff	710,12	812,45	912,63	1 124,26	1 131,86
Dieselmkraftstoff	511,31	518,13	595,00	780,09	790,49
Leichtes Heizöl	243,36	178,92	229,32	379,16	347,17
Schweres Heizöl	112,17	96,89	108,57	174,73	1 512,93

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes.

Die Höhe der Stromerzeugung hängt bei regenerativen Energiequellen aber entscheidend von den klimatischen Verhältnissen ab (Stärke und Dauer des Windeintrags, der Sonneneinstrahlung). Insofern ist eine durchgängige Leistungsabgabe zumindest bei Solar- und Windenergie nicht möglich und das Vorhalten von Reservekapazitäten notwendig. Nimmt man durchschnittliche Verfügbarkeiten an, so sind die Stromgestehungskosten bei regenerativen Quellen zum Teil erheblich höher als bei konventionellen. Dies gilt insbesondere für die Photovoltaik mit bis zu 92 ct/kWh (Tabelle 21). Windenergie vor allem im offshore-Bereich mit 6,4 bis 8,9 ct/kWh sowie holzbefeuerte Anlagen mit Wirbelschichttechnik (7,4 ct/kWh) sind rechnerisch durchaus zu konventionell erzeugtem Grundlaststrom konkurrenzfähig. Bei der öffentlichen Stromerzeugung aus Windenergie muss jedoch Reserveleistung vorgehalten werden, die bei Windflaute eingesetzt werden kann. In einem liberalisierten Markt kann sie zwar an der Börse zugekauft werden, die Installation konventioneller Reservekapazität induziert aber zusätzliche Kosten.

4.1.2 Mineralölprodukte

Die Erzeugerkosten für die Bereitstellung von Sekundärenergie aus der Umwandlung von Rohöl umfassen die Produktionskosten in der Raffinerie und einen Gewinnaufschlag. In Abhängigkeit von der Intensität der Destillation von Rohöl und der Einbringung von Additiven steigen die Kosten von schwerem über leichtes Heizöl und Diesel zu Vergaserkraftstoffen (Tabelle 22).

4.2 Transport

Der Transport ist insbesondere bei leitungsgebundenen Energieträgern sehr kostenintensiv. Deshalb wird an dieser Stelle vor allem auf den Netztransport von Strom und Erdgas eingegangen. Grundlage der Berechnung des Netznutzungsentgeltes für Strom durch die Netzbetreiber, d.h. das Entgelt für die Bereitstellung aller Netzbetriebsmittel (Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren), ist die maximale Leistung. Die Höhe ist letztlich von der Netzzugangsebene (Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung) und der Ausnutzungs-

Tabelle 23

Netznutzungsentgelte nach Bundesländern

Stand 19. Dezember 2002

Bundesland bei einer Bezugsmenge von ... Mill. kWh	in ct/kWh				Mittel- wert	NRW = 100
	0,125	0,625	4,0	20,0		
Hamburg	6,0	3,0	2,1	1,8	3,20	97,3
NRW	6,3	3,0	2,1	1,8	3,29	100,0
Hessen	6,5	3,1	2,2	1,9	3,44	104,6
Baden-Württemberg	6,4	3,2	2,2	1,9	3,41	103,6
Bayern	6,6	3,2	2,3	1,9	3,51	106,7
Schleswig-Holstein	6,6	3,3	2,3	2,0	3,57	108,5
Berlin	5,8	3,1	2,6	2,3	3,43	104,3
Rheinland-Pfalz	6,4	3,4	2,4	2,0	3,55	107,9
Niedersachsen	6,8	3,4	2,4	2,0	3,65	110,9
Saarland	7,0	3,7	2,5	2,1	3,80	115,5
Sachsen	7,2	3,6	2,5	2,1	3,88	117,9
Bremen	5,9	3,7	2,5	2,1	3,55	107,9
Brandenburg	7,7	3,8	2,7	2,3	4,12	125,2
Mecklenburg-Vorpommern	7,3	3,8	2,7	2,3	4,05	123,1
Thüringen	7,8	3,9	2,9	2,4	4,23	128,6
Sachsen-Anhalt	7,9	4,0	2,8	2,4	4,29	130,4

Eigene Berechnungen nach Angaben in VEA 2003.

dauer abhängig. Die Entgelte differieren zwischen den Bundesländern signifikant; in NRW sind sie mit im Durchschnitt 3,29 ct/kWh nach Hamburg am niedrigsten, in Sachsen-Anhalt werden 4,29 ct/kWh berechnet, 30 % mehr als in NRW (Tabelle 23). Die niedrigen Netznutzungsentgelte in NRW stehen insbesondere im Zusammenhang mit der hohen Agglomeration des Landes und der sich daraus ergebenden hohen Stromabnahme pro Kilometer. Es könnte jedoch auch ein Hinweis auf stark abgeschriebene Netze und damit niedrige Netzkosten sein.

Damit verfügt NRW über einen deutlichen Kostenvorteil. Gegenüber den Vergleichsländern dieser Studie – Baden-Württemberg (3,6 %), Rheinland-Pfalz (7,9 %), Niedersachsen (10,9 %) und Sachsen (17,9 %) – ist der Wettbewerbsvorsprung jedoch geringer.

Die Transportentgelte für Erdgas sind nach den Verbrauchergruppen differenziert. Haushalte haben dabei die höchsten Preise zu entrichten, gefolgt vom Handel und Gewerbe und den Sondervertragskunden (Tabelle 24).

4.3 Steuern und Abgaben auf den Verbrauch von Energie

Der Verbrauch von Kraft- und Heizstoffen bei der Energieumwandlung bzw. beim Endenergieverbrauch unterliegt der Besteuerung. So sind Kraftstoffe

Tabelle 24

Transportkosten für Erdgas und Kraftstoffe

1991 bis 2001

	1991	1995	1999	2000	2001	1991 bis 2001 ¹
Erdgas, in €/MWh						
Haushalte	15,99	15,71	14,7	15,31	23,49	46,9
Haushalte und Gewerbe	12,31	11,71	11,33	11,67	19,34	57,1
Energieintensive Sektoren	3,55	2,75	3,06	4,60	9,38	164,2
Vergaserkraftstoff, in €/1 000 l	150,34	186,63	189,29	179,13	181,31	20,6
Dieselmotorkraftstoff, in €/1 000 l	174,18	238,23	219,94	186,89	214,15	22,9

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes. – ¹Veränderung in %.

mit der Mineralöl- bzw. Ökosteuer, Strom mit der Ökosteuer und der Konzessionsabgabe und Heizstoffe mit der Konzessionsabgabe und der Mineralöl- bzw. Ökosteuer belastet (Tabelle 25; ausführlich Abschnitt 5.4).

Durch Art. 2 des Gesetzes zum Einstieg in die Ökologische Steuerreform wurde das Mineralölsteuergesetz für Otto- und Dieselmotorkraftstoffe in wichtigen Punkten geändert. Das Mineralölsteuergesetz in der seit Januar 2000 geltenden Fassung sieht im Rahmen der Förderung schwefelarmer Otto- und Dieselmotorkraftstoffe ab dem 1. November 2001 eine Spreizung der Steuersätze für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 mg/kg (bzw. 50 ppm), ab dem 1. Januar 2003 mit einem Schwefelgehalt von mehr als 10 mg/kg vor. Ab diesen Zeitpunkten wurden alle Kraftstoffsorten mit einem höheren Schwefelgehalt umgerechnet jeweils mit zusätzlich 1,5 ct/l Mineralölsteuer belastet. Hinzu kommen jeweils etwa 0,25 ct Mehrwertsteuer. Steuerrechtlich gilt Erdgas als Mineralöl, es findet insofern das Mineralölsteuergesetz Anwendung.

Über die Bundessteuern hinaus haben die Energieversorger Landessteuern bzw. kommunale Abgaben zu entrichten, die sie an die Endverbraucher überwälzen dürften. Dies gilt etwa für die Konzessionsabgabe, die die Kommunen von den Energieversorgern für die Nutzung der kommunalen Wege und Gebiete erheben. Für Tarifkunden beträgt die maximale Belastung mit der Konzessionsabgabe in Abhängigkeit von der Gemeindegröße zwischen 6,10 und 24,00 €/MWh, für Sondervertragskunden maximal 1,12 €/MWh. Von der Zahlung ausgenommen sind Sondervertragskunden mit einem Strompreis, der kleiner ist als der Durchschnittserlös aller Sondervertragskunden („Grenzpreis“). 2002 lag der Grenzpreis bei 51,10 €/MWh, 2003 ist er auf 53,20 €/MWh festgesetzt worden. In der Vergangenheit wurden die Konzessionsabgaben von den Energieversorgern auch für das Recht gezahlt, Energie innerhalb ihres Demarkationsgebietes exklusiv zu vertrieben. In einem liberalisierten Strom- und Gasmarkt ist diese Begründung nicht mehr haltbar. Inwieweit die Abgabe in der derzeitigen Form noch bestehen bleibt, ist abzuwarten.

Tabelle 25

Steuern und Abgaben auf den Verbrauch von Energie in Deutschland

1991 bis 2002

Steuer bzw. Abgabe	Einheit	1991	1995	1999	2000	2001	2002
Mineralölsteuer							
Vergaserkraftstoff verbleit	€/1 000 l	406,48	552,20	575,20	613,55	644,23	674,91
Vergaserkraftstoff bleifrei	€/1 000 l	355,35	501,07	524,07	562,42	593,10	623,78
Diesel	€/t	303,07	379,64	407,20	440,87	477,61	514,35
Leichtes Heizöl	€/t	41,54	48,99	52,66	53,88	53,88	53,88
Leichtes Heizöl Haushalte	€/t	41,54	48,99	67,36	73,48	73,48	73,48
Schweres Heizöl zur Strom- erzeugung	€/t	28,12	28,12	28,12	17,90	17,90	17,90
Schweres Heizöl	€/t	15,34	15,34	15,34	17,90	17,90	17,90
Erdgas	€/MWh	1,59	1,84	2,09	2,17	2,17	2,17
Erdgas Haushalte	€/MWh	1,59	1,84	3,07	3,48	3,48	3,48
Stromsteuer	€/MWh	0,00	0,00	7,67	12,78	15,34	17,90
Mehrwertsteuersatz	%	14,00	15,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Ausgleichsabgabe	%	8,00	8,50	0,00	0,00	0,00	0,00

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes.

Viele Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von 30 bis 100 GWh werden 2003 durch die Erhöhung der Strompreise aufgrund der Abgabenerhöhung möglicherweise erstmals den Grenzpreis von 53,20 €/MWh überschreiten und damit konzessionsabgabepflichtig werden. Dadurch können sich die Stromkosten um mehr als 10 % erhöhen. Derzeit haben die Unternehmen in NRW bei der Konzessionsabgabe noch einen ähnlichen Wettbewerbsvorsprung wie bei den Netznutzungsentgelten (Abschnitt 4.2).

Wie im Strombereich hängt die maximale Belastung bei der Konzessionsabgabe für Erdgaslieferungen an Tarifkunden von der Größe der Gemeinde ab. Sie liegt zwischen 2,24 und 9,30 €/MWh. Für Sondervertragskunden beträgt sie 0,30 €/MWh. Von der Zahlung befreit sind Sondertarifkunden mit einem Erdgasgrenzpreis von weniger als 15,30 €/MWh oder einem Jahresverbrauch von mehr als 5 Mill. kWh.

4.4 Endenergiepreise

Die Endenergiepreise der einzelnen Verbrauchergruppen sind in unterschiedlichem Maße durch die Komponenten Erzeugungskosten, Transportkosten sowie Steuern und Abgaben geprägt. Dies gilt insbesondere für die leistungsgebundenen Energieträger. Die Erzeugungskosten sind für die Verbrauchergruppen grundsätzlich gleich. Die Preisdifferenzierung ergibt sich durch den Transport und die Steuern. So ist der Anteil des Transports an den Endverbraucherpreisen bei den Sondervertragskunden mit 24 % bei Strom und 38 % bei Erdgas verhältnismäßig gering. Bei Erdgas liegt der Transportanteil

beim Tarif für den Handel und das Gewerbe bei 56 %, bei den Haushaltstarifen bei 51 %. Die Kraftstoffpreise sind vor allem durch die Steuern determiniert, der Anteil der Mineralöl- und Mehrwertsteuer liegt bei etwa 72 %. Beim leichten Heizöl machen die Erzeugungskosten mit 66 % den größten Teil der Endverbraucherpreise aus (Tabelle 26).

Eine Differenzierung der Kostenkomponenten bei Strom unterscheidet in:

- Kosten der Stromgestehung und Deckungsbeitrag der Stromerzeugung,
- Netznutzungsentgelt,
- Konzessionsabgabe,
- Ökoststeuer,
- EEG-Einspeisevergütung,
- Umlage nach dem KWK-Gesetz,
- Mehrwertsteuer.

Diese Komponenten gehen mit unterschiedlichem Gewicht in den Endenergiepreis der Verbrauchergruppen ein. So hat zum Beispiel im Haushaltstarif die Stromgestehung nur einen Anteil von 22 %. 50 % macht die Netznutzung aus. Jeweils gut 1 % gehen auf die Förderung der KWK und des Stroms aus regenerativen Energieträgern zurück, die restlichen 24 % auf die Mehrwertsteuer (9 %), die Konzessionsabgabe (8 %) und die Ökoststeuer (7 %).

Die Kosten der Stromgestehung und der Deckungsbeitrag zu den Gemeinkosten der Energieversorger sind im verbrauchsabhängigen Arbeitspreis enthalten. Dies gilt in der Regel auch für die Konzessionsabgabe. Zumeist gesondert ausgewiesen werden die Umlage nach dem KWK-Gesetz in Höhe von 0,25 bis 3,10 €/MWh⁴ sowie die Strom- bzw. Ökoststeuer (Regelsatz 2002 17,90 €/MWh, ab Januar 2003 20,50 €/MWh). Auch die zusätzlichen Kosten durch die Mischkalkulation des im Rahmen der EEG-Quote aufzunehmenden Stroms werden an den Endverbraucher weitergegeben. Da die vergüteten Mengen erst mit Ablauf eines Kalenderjahres bekannt sind, kann die Belastung erst im Folgejahr ermittelt werden.

Die Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten spiegeln sich in regional divergierenden Strompreisen wider. Mit durchschnittlich 6,85 ct/kWh bietet NRW seinen Verbrauchern nach Bremen den günstigsten Tarif (Tabelle 27). Unter den Flächenstaaten hat NRW mit Abstand die niedrigsten Strompreise. Dies gilt vor allem für den Bergbau und das Verarbeitende Gewerbe mit

⁴ Für Kunden mit einem Endverbrauch von mehr als 100 000 kWh darf die Belastung nicht höher sein als 0,05 ct/kWh. Ist die Verbrauchsstelle dem Produzierenden Gewerbe zuzurechnen und übersteigen die Stromkosten des vorangegangenen Jahres 4 % des Umsatzes, so reduziert sich die Belastung auf 0,025 ct/kWh. Für die ersten 100 000 kWh können im Produzierenden Gewerbe 0,26 ct/kWh angenommen werden. Für Kleinkunden werden etwa 0,31 ct/kWh berechnet.

Tabelle 26

Endenergiepreise in Deutschland nach Kostenkomponenten und Verbrauchern
 2001

Energieträger	Strom	Erdgas	Benzin	Diesel	Heizöl, leicht
	in €/MWh		in €/ 1 000 l		in €/t
Industrie¹					
Erzeugungskosten	25,00	12,96	250,14	261,25	293,29
Transport	12,87	9,38	181,31	214,15	35,16
Steuern	15,34	2,17	734,44	590,87	115,06
Endverbraucherpreise	53,21	24,51	1 024,74	821,10	443,50
Handel und Gewerbe					
Erzeugungskosten	25,00	12,96	250,14	261,25	293,29
Transport	39,91	19,34	181,31	214,15	35,16
Steuern	28,18	2,17	734,44	590,87	115,06
Endverbraucherpreise	93,09	34,47	1 024,74	821,10	443,50
Haushalte					
Erzeugungskosten	25,00	12,96	250,14	261,25	293,29
Transport	56,56	23,49	181,31	214,15	35,16
Steuern	30,84	9,86	734,44	590,87	115,06
Endverbraucherpreise	119,00	46,31	1 024,74	821,10	443,50
in % des jeweiligen Endverbraucherpreises					
Industrie¹					
Erzeugungskosten	47,0	52,9	24,4	31,8	66,1
Transport	24,2	38,3	17,7	26,1	7,9
Steuern	28,8	8,8	71,7	72,0	25,9
Handel und Gewerbe					
Erzeugungskosten	26,9	37,6	24,4	31,8	66,1
Transport	42,9	56,1	17,7	26,1	7,9
Steuern	30,3	6,3	71,7	72,0	25,9
Haushalte					
Erzeugungskosten	21,0	28,0	24,4	31,8	66,1
Transport	52,3	50,7	17,7	26,1	7,9
Steuern	26,7	21,3	71,7	72,0	25,9

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes. – ¹Sonderabnehmer.

einem hohen Anteil von Sondervertragskunden. Die Strompreise für die privaten Haushalte liegen mit 11,79 ct/kWh im unteren Mittelfeld; sie sind in den südlichen Bundesländern (Saarland, Bayern, Baden-Württemberg) niedriger.

Von der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energieträger gehen signifikante Impulse auf die Preise von Strom und Erdgas aus. Da die Liberalisierung im Strombereich schon vier Jahre in Kraft ist, sind hier die Effekte am besten zu sehen. Wesentliche Bestandteile der Liberalisierung sind:

- *unbundling*, d.h. Trennung von Erzeugung, Netztransport und Vertrieb;

Tabelle 27

Durchschnittliche Strompreise nach Bundesländern und Abnehmern
2001; in ct/kWh

Bundesland	Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	Private Haushalte	Sonstige
Bremen	3,99	12,56	7,57
NRW	3,87	11,79	7,58
Hamburg	3,59	12,92	8,12
Saarland	5,48	10,15	4,97
Bayern	4,75	11,11	8,85
Baden-Württemberg	5,51	11,61	6,83
Hessen	5,48	11,37	6,95
Brandenburg	4,96	12,69	7,25
Niedersachsen	5,23	12,34	8,64
Schleswig-Holstein	5,83	11,44	9,16
Rheinland-Pfalz	6,43	11,43	8,61
Berlin	9,12	13,30	6,17
Sachsen-Anhalt	7,91	12,05	10,80
Thüringen	6,17	14,34	10,16
Sachsen	6,35	14,46	10,50
Mecklenburg-Vorpommern	7,71	14,53	10,07
Deutschland	4,89	11,90	7,84

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes.

- diskriminierungsfreier Zugang von Dritten zu den Versorgungsnetzen auf der Basis eines verhandelten Netzzugangs (*negotiated third party access*) oder eines regulierten Zugangs
- stufenweise (Mindest-) Öffnung des jeweiligen Marktes.

Zur Umsetzung dieser Maßnahmen war in Deutschland eine Novellierung des Rechts (Energiewirtschaftsgesetz, Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen usw.) notwendig. Bis zur Liberalisierung konnten die Versorgungsunternehmen in ihrem Demarkationsgebiet Energie exklusiv vermarkten. Im liberalisierten Energiemarkt können sich die Verbraucher zwischen Anbietern entscheiden. Das Energiewirtschaftsgesetz enthält jedoch noch immer Schutzklauseln: Für den Strommarkt ist dies die „Braunkohleschutzklausel“, die in den neuen Bundesländern die Verstromung heimischer Braunkohle, und damit Arbeitsplätze, sichern soll. NRW genießt dieses Privileg trotz eines hohen Anteils der Braunkohle am Primärenergieverbrauch nicht.

Die Liberalisierung des Strommarktes hat die gebietsmonopolistische Marktstruktur in Deutschland aufgebrochen und die Energieversorgungsunternehmen zu einer stärker wettbewerblichen Preisbildung gezwungen. Die Vorteile daraus werden in unterschiedlicher Form an die Endverbraucher weitergegeben. In den ersten zwei Jahren der Liberalisierung sind vor allem die Strom-

Tabelle 28

Strompreise in NRW und Deutschland

1991 bis 2001

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	in ct/kWh										
NRW											
Sonderabnehmer	7,1	7,2	7,2	6,9	6,8	6,4	6,3	6,0	5,4	4,7	4,9
Tarifabnehmer	11,6	11,8	11,8	12,0	12,0	11,6	11,9	11,9	12,1	11,3	12,4
Letztverbraucher insgesamt	8,7	8,9	8,9	8,8	8,7	8,4	8,3	8,0	7,8	6,9	7,1
Deutschland											
Sonderabnehmer	7,7	7,8	7,9	7,7	7,6	7,3	7,1	6,8	6,1	5,1	5,3
Tarifabnehmer	11,8	12,2	12,4	12,7	12,7	12,5	12,7	12,7	12,5	11,2	12,2
Letztverbraucher insgesamt	9,4	9,6	9,8	9,8	9,7	9,5	9,4	9,1	8,7	7,4	7,6
	Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %										
NRW											
Sonderabnehmer	-	1,8	0,5	-4,3	-2,1	-5,8	-1,8	-4,6	-9,4	-14,0	4,1
Tarifabnehmer	-	1,5	-0,1	1,9	0,4	-3,3	2,1	0,1	1,7	-6,1	9,4
Letztverbraucher insgesamt	-	1,7	0,8	-1,7	-1,2	-3,8	-0,7	-3,2	-3,2	-11,2	2,3
Deutschland											
Sonderabnehmer	-	0,7	1,3	-2,1	-1,2	-3,9	-3,3	-4,4	-10,2	-16,3	4,2
Tarifabnehmer	-	3,3	1,6	1,9	0,5	-1,5	1,4	0,0	-1,6	-10,1	8,4
Letztverbraucher insgesamt	-	2,2	2,1	-0,4	-0,3	-2,2	-1,5	-2,5	-5,4	-14,1	2,2

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes.

preise der Aluminium-, der Eisenschaffenden und der Chemischen Industrie gesunken. Im Jahr 1999 gingen die Strompreise für Sondervertragskunden um 10,2 %, 2000 sogar um 16,3 % zurück (Tabelle 28). Tarifkunden (insbesondere Haushalte) konnten mit einem Preistrückgang um 1,6 % (1999) und 10,1 % (2000) nur in geringerem Umfang von der Liberalisierung profitieren. Aus diesem Grund haben sich die Preisdifferenzen zwischen Sondervertrags- und Tarifkunden zwischen 1991 und 2001 weiter vergrößert. Die Stromtarife für den Verkehrsbereich haben sich im Vergleich zu den Tarifkunden am deutlichsten reduziert.

Die Verbraucher in NRW konnten nicht in gleichem Maße von der Liberalisierung profitieren (Tabelle 28); die Strompreissenkungen der Jahre 1999 und 2000 fielen im Durchschnitt aller Letztverbraucher mit 3,2 % bzw. 11,2 % geringer aus als im Bundesdurchschnitt (5,4 % bzw. 14,1 %). Dies gilt sowohl für Tarifkunden als auch für Sonderabnehmer. Bei Letzteren waren insbesondere die großen Stahl- und Chemieunternehmen in NRW berührt.

2001 sind die Strompreise in Deutschland für die energieintensiven Sektoren erstmals seit 1993 wieder gestiegen, um 4,2 %. Insbesondere der Aufbau einer Strombörse mit einer vollständigen Preistransparenz hat zu einem Preisnachteil für die Sondervertragskunden mit hohem Energieverbrauch, vor allem der Eisen- und Stahl- sowie der Chemischen Industrie geführt, für die in der Vergangenheit extrem günstige Strompreise galten.

Der Anstieg fiel in NRW noch etwas höher aus, insbesondere für Tarifikunden (9,4 %; Deutschland: 8,4 %). Da die Stromkunden in NRW einen traditionell niedrigeren Stromtarif haben als der Bundesdurchschnitt, könnte dies als eine wettbewerbliche Nivellierung interpretiert werden.

Die stärker wettbewerbliche Preisbildung nach den kurzfristigen Grenzgestehungskosten hat naturgemäß Auswirkungen auf die Entscheidung für den Bau neuer Kraftwerke und damit auf die langfristige Brennstoffstruktur der Lastbereiche. Durch die Liberalisierung des Strommarktes werden sich die Abschreibungsdauern tendenziell reduzieren. Dies begünstigt die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken mit hohen Brennstoff- und niedrigen Kapitalkosten. Der Anteil der Brennstoff- an den Gesamtkosten wird damit ansteigen und die Bedeutung der Brennstoffe für die Energieträgerwahl beim Zubau von Kraftwerken steigen. Insbesondere Erdgas wird an Attraktivität gewinnen. Damit steigt der außenwirtschaftliche Einfluss, insbesondere der Brennstoffpreise auf den Weltmärkten und der Wechselkurse (Hillebrand 1997: 22f.).

Von den Veränderungen der Entscheidungskriterien im Zuge der Liberalisierung ist auch die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern betroffen. Durch die Verkürzung der Amortisationsdauer wird deren Attraktivität aufgrund ihrer hohen Kapitalintensität weiter verschlechtert, da sie ohne Subventionen meist erst bei sehr langen Abschreibungsperioden, wenn mehr oder weniger zu Wartungskosten produziert werden kann, wirtschaftlich ist. Dass diese Probleme bislang weitgehend vermieden werden konnten, ist auf die rasche Änderung der gesetzlichen Grundlagen zurückzuführen, allerdings um den Preis zusätzlicher ordnungsrechtlicher Regulierungen.

Die Preise für Erdgas haben sich im Bereich der Haushalte sowie des Handels und Gewerbes in den neunziger Jahren ständig reduziert. Nach der Liberalisierung des Strommarktes 1999 und im Vorlauf der Liberalisierung des Gasmarktes 2002 haben sie sich in den Jahren 2000 und 2001 wieder erhöht. Dabei waren die Zuwächse für die energieintensiven Sektoren im Jahr 2000 erheblich sprunghafter als bei Haushalten und Kleinverbrauchern (Schaubild 5).

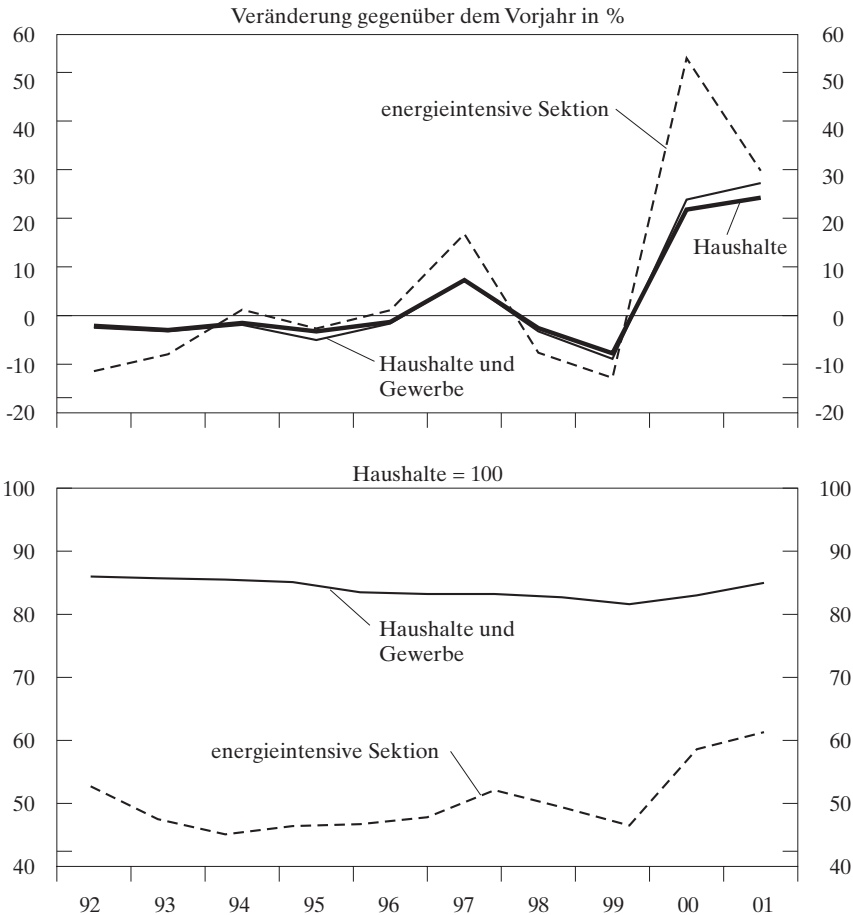
In den neunziger Jahren lag der Erdgaspreis für Sondervertragskunden bei 50 bis 55 % des Preises für Tarifikunden. Im Jahr 2000 und 2001 hat sich die Differenz auf etwa 40 % reduziert. Der Preisvorteil im Handel und Gewerbe hat sich ebenfalls leicht vermindert. Abzuwarten ist, welchen Einfluss die Umsetzung der Liberalisierung im Gasbereich für das Preisgefüge haben wird.

Tabelle 29 gibt eine Zusammenfassung der Endverbraucherpreise für Kraftstoffe, Erdgas und leichtes Heizöl in Deutschland. Die größten Preiserhöhungen gab es bei Erdgas für energieintensive Sektoren (58,5 %), gefolgt von Kraftstoffen (50,0 % beim Benzin und 49,1 % beim Diesel), Erdgas für Haushalte (45,5 %) und für den Handel und das Gewerbe (42,3 %) und leichtem

Schaubild 5

Erdgaspreis für ausgewählte Verbrauchergruppen in Deutschland

1992 bis 2001



Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes.

Heizöl (40,3 %). Bei Strom waren für alle Kunden mit Ausnahme der Haushalte Preisreduktionen zu verzeichnen. Insbesondere die energieintensiven Sonderkunden sowie der Handel und das Gewerbe konnten Preisnachlässe aushandeln.

5. Unterstützung durch die öffentlichen Haushalte

Staatliche Unterstützung in Form von gesetzlichen Regelungen oder direkten Beihilfen hat in der Energieversorgung eine vergleichsweise große Bedeu-

Tabelle 29

Endverbraucherpreise für ausgewählte Energieträger in Deutschland

1991 bis 2001

Energieträger	Einheit	1991	1995	1999	2000	2001	2001 vs. 1991, in %
Benzin Haushalte	€/l	0,68	0,79	0,87	1,02	1,02	50,0
Diesel Haushalte	€/l	0,55	0,58	0,64	0,80	0,82	49,1
Erdgas							
Haushalte	€/MWh	31,82	30,04	30,94	37,72	46,31	45,5
Handel und Gewerbe	€/MWh	24,22	22,12	22,32	27,58	34,47	42,3
energieintensive Sektoren	€/MWh	15,46	13,17	13,08	19,19	24,51	58,5
Heizöl, leicht	€/t	161,58	127,45	157,62	249,52	226,76	40,3
Strom							
Industrie ¹	ct/kWh	7,74	6,78	5,42	4,66	4,85	-37,3
Handel und Gewerbe	ct/kWh	12,88	12,66	11,20	9,24	9,31	-27,7
Haushalte	ct/kWh	11,26	12,12	11,70	10,83	11,90	5,7

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes. – ¹Sonderabnehmer.

tung. Dazu zählen etwa die nationalen und in Zukunft verstärkt die EU-weiten Beschlüsse zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Verringerung der Emissionen oder zum Ausbau regenerativer Energiequellen. Die in Deutschland derzeit wichtigsten Regelungen werden im Folgenden dargestellt, die landesspezifischen Förderprogramme sind Gegenstand des Abschnitts 7.2.

5.1 Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz gilt als das zentrale Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Es ist zum 1. April 2000 in Kraft getreten und hat das alte Stromeinspeisungsgesetz (StromEG) vom 1. Januar 1991 abgelöst. Ziel ist die Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 32,6 TWh (6,6 %) im Jahr 2000 auf 65,3 TWh (12,5 %) im Jahr 2010⁵. Um dies zu erreichen, werden Mindestvergütungssätze für die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in das öffentliche Stromnetz festgelegt. Als regenerative Energiequellen im Sinne des EEG gelten:

- Windenergie,
- Wasserkraft,
- Biomasse,

⁵ Diese Zieldefinition entspricht dem Richtwert des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt).

- Deponie-, Klär- und Grubengas,
- Solarenergie,
- Geothermie.

Im Bereich Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas werden derzeit nur Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 5 MW gefördert. Ausgenommen sind Anlagen, an denen der Bund oder ein Bundesland mit mehr als 25 % beteiligt ist. Die Mindestvergütungssätze richten sich nach dem Energieträger, der elektrischen Leistung, dem Jahr der Inbetriebnahme sowie im Bereich Windenergie nach dem Standort. Sie sind für neu in Betrieb genommene Anlagen über 20 Jahre festgeschrieben⁶, werden jedoch ab dem 1. Januar 2002 jährlich um 1 % (Biomasse), 1,5 % (Windenergie) bzw. 5 % (Solarenergie) gesenkt.

Das EEG verpflichtet die ortsansässigen Netzbetreiber zur uneingeschränkten Abnahme des Stroms aus den unter das Gesetz fallenden Anlagen sowie zur Übernahme der Anschlusskosten an das öffentliche Netz. Um Wettbewerbsnachteile, die aus regional unterschiedlich hohen Einspeisemengen entstehen können, zu vermeiden, sind auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber Ausgleichszahlungen zu leisten. Diese können wiederum an die jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergegeben und somit letztendlich dem Endverbraucher in Rechnung gestellt werden.

Die durch das EEG entstandene Preiserhöhung errechnet sich wie folgt: Der Anteil regenerativen Stroms am Gesamtaufkommen, das in das öffentliche Netz eingespeist wird (EEG-Quote), wird zu einem bestimmten Satz vergütet. Dieser ergibt sich als Durchschnitt aller gezahlten Einspeisevergütungen, die im EEG festgelegt sind, gewichtet mit den Anteilen der einzelnen regenerativen Energieträger am gesamten EEG-Stromaufkommen. Die aktuelle EEG-Quote von 5,99 % wird an jeden Stromlieferanten in Höhe der EEG-Durchschnittsvergütung geliefert. Die entsprechende Strommenge muss daher von den Lieferanten nicht mehr am Markt beschafft werden. Die Differenz aus den Kosten für EEG Strom und den vermiedenen Kosten für Strom, der nicht mehr zu Marktpreisen bezogen werden muss, stellt die Mehrbelastung des Stromlieferanten dar. Mit den aktuellen EEG Quoten bewertet, ergeben sich die tatsächlichen Mehrkosten in Form von Strompreiserhöhungen für die Stromanbieter. Sie beliefen sich 2001 auf durchschnittlich 0,20 ct/kWh, 2002 auf 0,32 ct/kWh (Tabelle 30).

2001 wurden 17,8 TWh EEG-Strom in das öffentliche Netz eingespeist und mit durchschnittlich 8,64 ct/kWh vergütet; das entspricht einem Anteil von 3,9 % an der an Endverbraucher abgegebenen Strommenge und Vergütungs-

⁶ Für Strom aus Wasserkraftwerken, die unter das Gesetz fallen, gilt diese Befristung nicht.

Tabelle 30

Mehrkosten für Stromlieferanten durch Strompreiserhöhung aus EEG

2001 bis 2003; in ct/kWh

		EEG Quote, in %	EEG Vergütung	EEX Preis ¹	Mehrbe- lastung	Preiserhöhung lt. Quote
2001	1. Quartal	4,49	8,73	2,59	6,14	0,28
	2. Quartal	3,27	8,57	2,65	5,92	0,19
	3. Quartal	2,59	8,58	2,63	5,95	0,15
	4. Quartal	3,49	8,74	4,22	4,52	0,16
2002	1. Quartal	4,69	8,87	2,80	6,07	0,28
	2. Quartal	4,28	8,82	2,65	6,17	0,26
	3. Quartal	5,14	8,74	3,23	5,51	0,28
	4. Quartal	7,13	8,79	2,72	6,07	0,43
2003	1. Quartal	7,45	8,86	3,72	5,14	0,38
	2. Quartal	5,99	8,83	2,94	5,89	0,35

Eigene Berechnungen nach Angaben des VDN. – ¹Berechnet aus European Energy Exchange (EEX) Spotmarkt Peak-Tagesindizes.

zahlungen in Höhe von 1,5 Mrd. €. Davon entfallen 58,7 % auf Windkraftanlagen, 33,2 % auf Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, 7,8 % auf Biomasse und 0,3 % auf solare Strahlungsenergie (Angaben des VDN).

Mit dem Inkrafttreten des EEG hat eine rege Diskussion über dessen Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz und dem Europarecht begonnen; durch die Beschlüsse des Europäischen Gerichtshofs und vor kurzem auch des Bundesgerichtshofs (Urteile vom 11. Juni 2003, Aktenzeichen VIII ZR 160/02) konnte die Konsistenz des EEG mit dem geltenden Recht belegt werden. Dennoch fordern insbesondere die Industrie und die Elektrizitätswirtschaft eine Novellierung, um die Zusatzbelastungen energieintensiver Sektoren zu reduzieren, Wettbewerbsverzerrungen auszugleichen und die Förderung der unterschiedlichen Energieträger differenzierter zu gestalten. Darauf hat die Bundesregierung mit einem Eckpunktepapier zur Novellierung des EEG reagiert, welches erhöhte Einspeisevergütungen für Solarenergie sowie Strom aus Geothermie und kleinen Biomasseanlagen vorsieht. Die Förderung von Windkraftanlagen soll standortabhängig entweder erhöht (Offshore-Windparks), beibehalten (durchschnittliche Standorte) oder heruntergefahren werden (über- und unterdurchschnittliche Standorte). Außerdem ist vorgesehen, die Leistungsbeschränkung bei der Förderung von Wasserkraft von 5 MW auf 150 MW anzuheben, wenn die entsprechenden Anlagen ein bisher nicht erschlossenes Modernisierungspotenzial aufweisen (BMU 2003a, 2003b).

Neben der Novellierung wurde im April 2003 vom Bundeskabinett die „Härtefallregelung für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ beschlossen. Unter diese Regelung fallen Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 100 GWh pro Jahr und einem Anteil der Strom-

Tabelle 31

Zuschläge für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nach KWK-Gesetz 2002

2002 bis 2010; in ct/ kWh

	Bestandsanlagen ¹		Modernisierte Bestandsanlagen ¹	Kleine KWK (< 2 MW) ²	Kleine KWK, Brennstoffzelle (< 50 KW) ^{2,3}
	alt	neu			
2002 bis 2003	1,53	1,53	1,74	2,56	5,11
2004	1,38	1,38	1,74	2,40	5,11
2005	1,38	1,38	1,69	2,40	5,11
2006	0,97	1,23	1,69	2,25	5,11
2007	–	1,23	1,64	2,25	5,11
2008	–	0,82	1,64	2,10	5,11
2009	–	0,56	1,59	2,10	5,11
2010	–	–	1,59	1,94	5,11

Nach Angaben des KWK-Gesetzes 2002. – ¹Anlagen, die vor In-Kraft-Treten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden. – ²Anlagen, die nach In-Kraft-Treten des Gesetzes in Betrieb genommenen wurden. – ³Der Zuschlag gilt für 10 Jahre ab Inbetriebnahme.

kosten an der Bruttowertschöpfung von mehr als 20 %. Wenn die aus dem EEG resultierenden höheren Strombezugskosten maßgeblich und dauerhaft zu einer Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens führen, sind die Elektrizitätsversorger gemäß dieser Regelung verpflichtet, die über 100 GWh hinausgehende Menge mit einem EEG-Aufschlag von lediglich 0,05 ct/kWh abzugeben.

5.2 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWK-Gesetz)

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 1. April 2002 regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen und Brennstoffzellen auf Basis von fossilen und erneuerbaren Energieträgern – letzteres jedoch nur, wenn der Strom nicht in den Geltungsbereich des EEG fällt. Unter KWK wird die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme aus der Verbrennung von Kohle, Abfall, Biomasse und gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen in einem Kraftwerk verstanden. Bei konventionellen Anlagen wird Wärme, die je nach Wirkungsgrad bis zu 65 % der eingesetzten Primärenergie ausmachen kann, ungenutzt an die Umwelt abgegeben – bei KWK-Anlagen wird sie ausgekoppelt und als Heizwärme (z.B. Fernwärme) oder für wärmeabhängige Produktionsprozesse genutzt. Die zusätzliche Erzeugung von Nutzwärme in Heizkesseln wird so vermieden, die Primärenergieausnutzung gesteigert und CO₂-Emissionen vermindert: Laut Gesetz sollen bis 2005 gegenüber 1998 etwa 10 Mill. t und bis 2010 weitere 13 Mill. t CO₂ durch den Ausbau und die Modernisierung von KWK-Anlagen vermieden werden.

Maßgeblich für die erwarteten Minderungserfolge sind technische Änderungen in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, insbesondere die Verdrängung reiner Dampf- durch kombinierte Gas- und Dampfturbinen (GuD-Technik). Durch diese Kombination lässt sich bei gleicher Wärmeerzeugung die Stromerzeugung erheblich steigern, wobei dies nur zum geringen Teil auf Effizienzverbesserungen, zum überwiegenden Teil auf eine Erhöhung der installierten Leistung zurückzuführen ist.

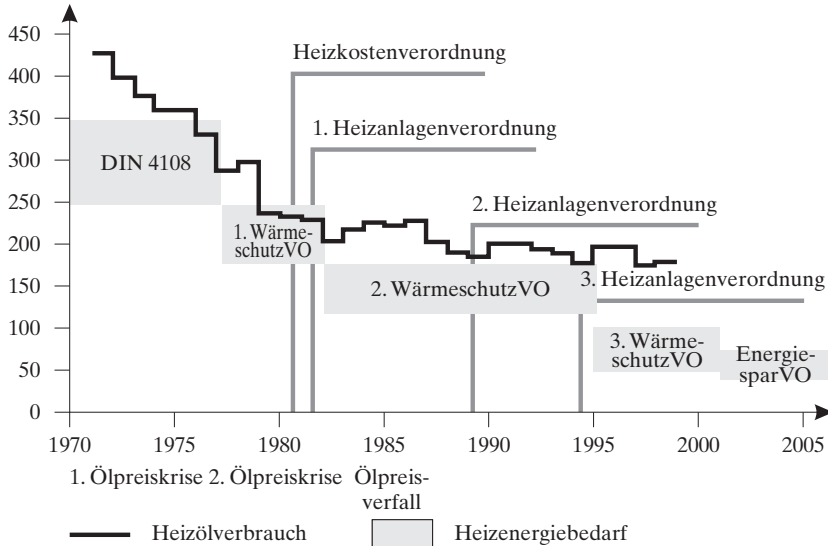
Ähnlich der Festpreisregelung im Rahmen des EEG sollen die Ziele für KWK-Strom durch ein Bonussystem erreicht werden, das bestehende und Neuanlagen nach Alter und Modernität differenziert, zeitlich befristet und mit degressiv ausgestalteten Sätzen fördert (Tabelle 31). Maßstab für die Bonuszahlungen ist die als KWK-Strom anerkannte Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung. Für KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 1990 in Betrieb genommen wurden, ist die Förderung auf maximal fünf Jahre befristet, für Anlagen, die danach den Betrieb aufgenommen haben, auf acht Jahre. Einen längeren Förderungszeitraum können nur jene Anlagen in Anspruch nehmen, die mit einem Aufwand von mehr als 50 % der Investitionssumme, die für eine entsprechende Neuanlage erforderlich ist, grundlegend modernisiert werden (modernisierte KWK-Anlagen) oder Brennstoffzellen und kleine Blockheizkraftwerke bis zu einer installierten Leistung von 2 MW.

5.3 Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV)

Als Nachfolgerin bisheriger Wärmeschutz- und Heizungsanlagenverordnungen für Wohnungen und Gebäude ist am 1. Februar 2002 die Energieeinsparverordnung in Kraft getreten. Als ein wesentliches Element des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung soll sie den Energiebedarf für die Beheizung von Gebäuden und die Warmwasserbereitung gegenüber der Wärmeschutzverordnung von 1995 um 25 bis 30 % reduzieren.

Ihre wesentliche Neuerung besteht darin, dass sie zur energetischen Beurteilung eines Gebäudes sowohl die Gebäudehülle, vorher Gegenstand der Wärmeschutzverordnung, als auch die Anlagentechnik zur Beheizung und Trinkwassererwärmung, ursprünglich in der Heizungsanlagenverordnung geregelt, heranzieht (zu den älteren Verordnungen vgl. Lehr 1999). Durch eine Bilanzierung wird aus diesen Größen der Jahresprimärenergiebedarf des Gebäudes ermittelt, der alle beteiligten Energieerzeuger und -spartechniken einschließlich Umwandlungsverluste und Strahlungsgewinne enthält. Für Neubauten ergibt sich daraus ein maximal zulässiger Jahresheizwärmebedarf von 50 kWh/m², was dem Bedarf eines Niedrigenergiehauses entspricht. Auch für bestehende Gebäude haben sich Änderungen ergeben. Jedoch kann aufgrund des Bestandschutzes kein Hauseigentümer zu Nachbesserungen gezwungen

Schaubild 7

Heizölverbrauch in zentral beheizten Mietwohnungen1970 bis 2005; in kWh/m² pro Jahr

Nach Angaben des BINE Informationsdienstes.

werden; Ausnahmen bestehen lediglich bei sog. bedingten Anforderungen, wenn Sanierungen ohnehin notwendig sind, und Nachrüstverpflichtungen⁷. Letztere betreffen vor allem Heizkessel, die vor 1978 eingebaut wurden, Heizungs- und Warmwasserrohre ohne Isolierung in nicht beheizten Räumen und oberste Geschossdecken beheizter Räume; hier müssen bis 2006 bzw. 2008 neue Kessel installiert bzw. Isolierungen eingebaut werden. Bedingte Anforderungen betreffen in erster Linie Änderungen an der Gebäudehülle, die eine Verringerung des Wärmeverlustes zum Ziel haben.

Mit Inkrafttreten der Gesetzes ist für Neubauten der Energiebedarfsausweis vorgeschrieben; hierin sind wichtige Angaben über die bauphysikalische und anlagentechnische Qualität des Gebäudes festgehalten. Für bestehende Gebäude gilt die Verpflichtung nur dann, wenn wesentliche Änderungen z.B. an der Heizungsanlage oder der Gebäudehülle vorgenommen wurden. Mit dem Energiebedarfsausweis wird somit die energetische Qualität des Gebäudes dokumentiert, welche nicht zuletzt aufgrund steigender Energiepreise einen erheblichen Einfluss auf den Wert der Immobilie hat. Zusätzlich stellt dieser

⁷ Eigentümer von Ein- und Zweifamilienhäusern, die diese selbst bewohnen, sind von den dargestellten Verpflichtungen ausgenommen; erst bei einem Eigentümerwechsel durch Verkauf oder Erbschaft müssen die genannten Sanierungen vorgenommen werden.

Nachweis ein Instrument zur besseren Vergleichbarkeit verschiedener Immobilien dar und kann als Beurteilungskriterium beim Verkauf oder bei der Vermietung eines Gebäudes herangezogen werden (Ahlheim, Lehr 2001).

5.4 Ökologische Steuerreform

Mit der Ökologischen Steuerreform wurden die Weichen für eine Umorientierung der Faktorpreisrelationen gestellt, soweit sie auf staatliche Einflüsse zurückgehen und über steuerpolitische Maßnahmen korrigiert werden können. Diese Reform sieht vor, den Energieverbrauch zusätzlich zu be- und über die Senkung der Lohnnebenkosten (über die Verringerung der Beiträge zur Rentenversicherung) den Faktor Arbeit zu entlasten. Damit verbindet sich die Erwartung, dass durch eine Veränderung der relativen Preise ein marktkonformer Impuls entsteht, der zumindest in der Tendenz den Energieverbrauch verringert und gleichzeitig den Einsatz von Arbeitskraft erhöht. Das Gesetz lässt sich in drei Abschnitte unterteilen:

- das Gesetz zum Einstieg in eine Ökologische Steuerreform, das zum 1. April 1999 in Kraft trat,
- das Gesetz zur Fortführung der Ökologischen Steuerreform, das beginnend mit dem 1. Januar 2000 bis mindestens 2003 jährliche Steuererhöhungen für einzelne Energieträger definiert, und
- seit dem 1. Januar 2003 das Gesetz zur Fortentwicklung der Ökologischen Steuerreform in eine Ökologische Finanzreform mit dem Ziel, zusätzliche Einnahmen durch die Reduktion von Steuervergünstigungen und die Anpassung der Mineralölsteuer auf Gas und schweres Heizöl zu erzielen.

Die Ökologische Steuerreform sieht eine Beschränkung der Abgabepflicht allein auf die Energieverbraucher vor. Diese Beschränkung dürfte auf das bisher dominierende Verbrauchssteuersystem zurückzuführen sein. Dadurch konnte bei der konkreten Formulierung des Gesetzes auf bewährte gesetzliche Grundlagen zurückgegriffen werden: Die Steuererhöhungen bei Erdgas, leichtem Heizöl und Kraftstoffen machten lediglich eine Anpassung der Steuersätze im Mineralölsteuergesetz notwendig. Für die Besteuerung von Strom mussten zwar zusätzliche Vorschriften formuliert werden, diese konnten jedoch zum überwiegenden Teil aus dem Mineralölsteuergesetz in das neue Gesetz übertragen werden. Auch die Fortführung der Reform folgt dieser Systematik. Faktisch besteht das Gesetz demnach aus einem neu erlassenen Stromsteuergesetz (StromStG) in Artikel 1 und den Änderungen des Mineralölsteuergesetzes in Artikel 2. Die Dynamisierung der Steuersätze für Strom wird durch die Novellierung des Stromsteuergesetzes, jener für Kraftstoffe durch eine neuerliche Änderung des Mineralölsteuergesetzes erreicht.

Um Wettbewerbsnachteile energieintensiver Grundstoffindustrien zu vermeiden, sieht der Gesetzgeber für die Landwirtschaft und das Produzierende Gewerbe reduzierte Steuersätze vor, die auf 20 % des Regelsteuersatzes festgelegt wurden⁸. Falls trotz der reduzierten Steuersätze die Belastungen des Produzierenden Gewerbes durch die Energiesteuer die Entlastungen durch die Senkung der Arbeitgeberbeiträge um das 1,2-fache übersteigen, kann den Unternehmen im Rahmen des „Spitzenausgleichs“ die über den genannten Anteil hinausgehende Steuerlast vollständig erstattet werden⁹. Die Erstattung wird allerdings nur für die in einem Unternehmen über 50 MW hinausgehenden Verbrauchsmengen bzw. für Steuerschulden von mehr als 511 € gewährt. Darüber hinaus hält der Gesetzgeber eine Zusatzbelastung dann für zumutbar, wenn die Stromsteuer die Entlastung über die Senkung der Arbeitgeberbeiträge zur Rentenversicherung um nicht mehr als 20 % übersteigt.

Besondere Begünstigungen existieren auch für andere betroffene Sektoren: Im Verkehrsbereich zahlt der öffentliche Personennahverkehr seit 2000 lediglich den halben Steigerungssatz der Mineralölsteuer, der öffentliche Schienenverkehr wird mit einem um 50 % ermäßigten Stromsteuersatz begünstigt, und der Einsatz von Erdgas im Verkehrsbereich wird steuerlich gegenüber Diesel und Benzin bis mindestens 2020 deutlich geringer besteuert. Darüber hinaus gilt für in der Land- und Forstwirtschaft eingesetzten Diesel ein auf 25,6 ct/l reduzierter Mineralölsteuersatz.

Von der Mineralölsteuer vollständig befreit sind diejenigen Energieträger, die in KWK-Anlagen eingesetzt werden und in denen das Verhältnis von ausgebrachter zu eingesetzter Energie über mindestens einen Monat des Jahres 70 % oder mehr beträgt. Ebenso sind GuD-Kraftwerke, die nach dem 31. Dezember 1999 fertig gestellt wurden und über einen elektrischen Nettowirkungsgrad von mindestens 57,5 % verfügen, für fünf Jahre nach Inbetriebnahme sowohl von der Mineralöl- als auch von der Ökosteuern entlastet.

Das Gesetz zur Fortentwicklung der Ökologischen Steuerreform in eine Ökologische Finanzreform sieht neben dem Abbau von Steuervergünstigungen eine Anpassung der Mineralölsteuersätze vor (Tabelle 32). Die Abgabe auf Erdgas als Heizstoff wurde auf 0,55 ct/kWh, für Flüssiggas als Heizstoff von 38,34 auf 60,60 €/t und für schweres Heizöl von 17,89 auf 25 €/t erhöht. Effiziente KWK- und GuD-Anlagen sind von dieser Erhöhung ausgeschlossen.

Die Bundesregierung plant im Rahmen der Fortentwicklung bis 2004 neben dem weiteren Abbau von Steuerbegünstigungen unter anderem auch die Re-

⁸ Ab dem 1. Januar 2003 wurde der ermäßigte Steuersatz auf 60 % der Ökosteuersätze erhöht.

⁹ Im Rahmen der Fortentwicklung der Ökologischen Steuerreform wurde die Steuererstattung auf 95 % begrenzt.

Tabelle 32

Steuersätze für ausgewählte Energieträger im Rahmen der Ökologischen Steuerreform¹
 1999 bis 2003

Energie-träger	Steuer	Einstieg		Fortführung, Fortentwicklung		
		1999	2000	2001	2002	2003
Benzin	Mineralölsteuer ct/ l	53,17	56,42	59,31	62,38	65,45
	davon Ökosteuer ct/ l	3,07	6,14	9,21	12,28	15,35
Diesel	Mineralölsteuer ct/ l	34,76	37,83	40,09	43,97	47,04
	davon Ökosteuer ct/ l	3,07	6,14	9,21	12,28	15,35
Heizöl, leicht	Mineralölsteuer ct/ l	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14
	davon Ökosteuer ct/ l	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Erdgas	Mineralölsteuer ct/ kWh	0,35	0,35	0,35	0,35	0,55
	davon Ökosteuer ct/ kWh	0,16	0,32	0,48	0,64	0,80
Strom	Mineralölsteuer ct/ kWh	1,02	1,28	1,53	1,79	2,05
	davon Ökosteuer ct/ kWh	1,02	3,62	6,22	8,82	11,42

Eigene Berechnungen nach Angaben des Bundesministeriums für Finanzen. – ¹Werte ohne Umsatzsteuer.

duktion des Mehrwertsteuersatzes für den Schienenpersonenfernverkehr von 16 % auf 7 % im Jahr 2005, die Aufhebung der Mehrwertsteuerbefreiung für den Flugverkehr in andere EU-Staaten und eine Weiterentwicklung der Kfz-Steuer auf der Bemessungsgrundlage von CO₂.

6. Emissionen und Umweltpolitik

6.1 Bestandsaufnahme

6.1.1 Klimagase und konventionelle Luftschadstoffe

Umwandlung und Verbrauch von Energie sind mit erheblichen Belastungen der Umwelt verbunden. Dazu gehören, wie eingangs erwähnt, nicht nur die Emissionen konventioneller Schadstoffe wie Stickoxide (NO_x), Staub, Schwefeldioxid (SO₂) oder flüchtige organische Substanzen (*Volatile Organic Compounds*, VOC), sondern auch die Spurengase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) oder Distickstoffoxid (N₂O), die zu den so genannten Kyoto- bzw. Klimagasen zählen. Diese atmosphärischen Spurengase besitzen die optische Eigenschaft, die Sonnenstrahlung nahezu ungehindert passieren zu lassen, die von der Erde abgestrahlte Wärme aber zu absorbieren und damit die Erwärmung der bodennahen Luftschichten, den Treibhauseffekt, zu verursachen.

CO₂ als zentrales Klimagas ist ein natürlicher Bestandteil der Atmosphäre und eine wichtige Komponente des Kohlenstoffkreislaufs. Ohne CO₂ wäre Leben auf der Erde nicht möglich. Durch die Assimilation (Photosynthese) wird CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen und in Biomasse umgesetzt, durch Atmung, Verbrennung und Verwesung wieder an die Atmosphäre abgegeben. Große Mengen entstehen beim Verbrennen fossiler Energieträger. Anders als bei Stoffen wie Schwefeldioxid oder Stickstoffoxiden kann bisher

keine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Technik die Freisetzung von CO_2 verhindern. Die mittlere troposphärische CO_2 -Konzentration hat sich seit der vorindustriellen Zeit (etwa 1750) um etwa 30 % erhöht (IPCC 2001).

CH_4 gilt nach CO_2 als zentrales, für den Treibhauseffekt maßgebliches Klimagas. Zwar tritt es verglichen mit CO_2 in sehr viel geringeren Konzentrationen in der Atmosphäre auf, besitzt jedoch eine Absorptionsfähigkeit der abgestrahlten Erdwärme (*Global Warming Potential*, GWP), die die von CO_2 um das 21-fache übersteigt¹⁰. Methan ist Hauptbestandteil von Erd-, Bio-, Depo- und Klärgas und wird bei deren Gewinnung und Verbrennung freigesetzt. Weiterhin entsteht es bei allen organischen Zersetzungsprozessen, z.B. in Sümpfen, Reisfeldern, bei der (enterische Fermentation) sowie bei der Förderung von Gas, Erdöl und Kohle.

Mikrobielle Umsetzungen von Stickstoffverbindungen in den Böden, die sowohl natürlichen als auch anthropogenen Ursprungs (Hauptquelle: Stickstoffdüngung) sein können, sind global die bedeutendsten Quellen für die Emissionen von Distickstoffoxid (Lachgas, N_2O). Dieser Eintrag kann direkt, aber auch über den Wasser- und Luftpfad erfolgen. Ein direkter Eintrag durch die Industrie in die Atmosphäre erfolgt in der Hauptsache durch Emission von N_2O bei der Adipinsäureherstellung (Grundstoff bei der Kunststoffherstellung, Lösungsmittel, Weichmacher) und in geringerem Umfang durch den Verkehr bei der katalytischen Reinigung von Abgasen. Photochemische Prozesse bauen das N_2O im Wesentlichen erst in der Stratosphäre ab.

Unter dem Begriff Stickoxide (NO_x) werden die beiden Einzelverbindungen Stickstoffmonoxid (NO) und -dioxid (NO_2) zusammengefasst. Sie sind wesentlich verantwortlich für die Bildung von Ozon in sommerlichen Hitzeperioden und können die Gesundheit schädigen. Sie entstehen in erster Linie bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe als Verbindung zwischen dem Stickstoff der Luft und Sauerstoff. Je höher die Verbrennungstemperatur, desto höher die Stickoxidbildung. Bei allen Verbrennungen wird vor allem NO ausgestoßen, das in der Luft weiter zu dem gesundheitsschädlicheren und klimawirksamen NO_2 mit einem GWP-Wert von 310 oxidiert.

Neben den genannten existieren weitere Luftschadstoffe wie verschiedene Arten von Staub, die ebenfalls schädlich auf Umwelt und Mensch einwirken. Das gilt besonders für die Kombination von Schwebstaub mit anderen Luftschadstoffen, beispielsweise SO_2 . Es beeinträchtigt nicht nur die Gesundheit, es gilt auch als Hauptverursacher für Veränderungen der abiotischen und biotischen Bodenverhältnisse, z.B. die Versauerung von Gewässern und Böden.

¹⁰ Das GWP-Konzept wurde entwickelt, um die Fähigkeit der einzelnen Treibhausgase gegenüber einem anderen, Wärme in der Atmosphäre zu absorbieren, darzustellen. Als Bezugsgröße dient CO_2 mit einem GWP von 1; IPCC 2001.

CO ist ein Gas, das bei der unvollständigen Verbrennung organischen Materials in Motoren oder Heizungen entsteht. Es blockiert die Sauerstoffaufnahme des Bluts, verursacht Kopfschmerzen, Schwindel oder bei höheren Konzentrationen sogar den Tod. CO wird in der Luft zu CO₂ umgewandelt; Spitzenkonzentrationen treten häufig in Belastungsgebieten bei Hauptverkehrszeiten oder bei Inversionswetterlagen (Smog) auf.

Zu den VOC zählen z.B. Verbindungen der Stoffgruppen Alkane/Alkene, Aromate, Terpene, Halogenkohlenwasserstoffe, Ester, Aldehyde und Ketone. Es gibt eine Vielzahl von natürlich vorkommenden VOC, die zum Teil in erheblichen Mengen in die Atmosphäre abgegeben werden, z.B. Terpene und Isopren aus Wäldern. Als Luftschadstoffe spielen VOC als Vorläufersubstanzen bei der Bildung von bodennahem Ozon eine wichtige Rolle. Die durch menschliche Aktivitäten verursachte Umweltbelastung durch VOC ist im letzten Jahrhundert stark angestiegen. Den größten Anteil daran hat der Verkehr und hier speziell das als Benzinzusatz verwendete Benzol, das als hochgiftig und Krebs erregend gilt. An zweiter Stelle steht die Industrie durch die Verwendung lösemittelhaltiger Lacke und Reinigungsanlagen, es folgt der Bausektor mit bauchemischen Produkten wie Anstrichstoffe, Klebstoffe oder Dichtungsmassen. Die Vielzahl der VOC unterscheidet sich erheblich in ihren Wirkungen auf den Menschen und in ihrem Verhalten in der Umwelt.

Die Hauptquelle für gesundheitsschädigende Ammoniakemissionen (NH₃) ist die Landwirtschaft. In der Luft kann es bei Konzentrationen, wie sie in der näheren Umgebung von großen Anlagen der Tierhaltung auftreten, zu starken Schädigungen der Vegetation führen. Deshalb wurden in der im Juli 2002 novellierten TA Luft erstmals Mindestabstände zwischen Großanlagen und Wäldern festgelegt. Sehr empfindlich reagieren Waldbäume und natürliche Vegetation (Moose, Heidevegetation) auch auf NH₃. Bei Bäumen treten Vergilbungen, Verbraunungen und Nekrosen der Blätter oder Nadeln auf. In der Nähe von Massentierhaltungen wurde das Absterben ganzer Baumbestände beobachtet. Gasförmiges Ammoniak hat im Vergleich zu den anderen zur Versauerung beitragenden Schadstoffen im Durchschnitt die geringste atmosphärische Verweilzeit und wird tendenziell in der Umgebung des Emissionsorts deponiert. Da die Landwirtschaft die bedeutendste Quelle ist, werden hohe Depositionsmengen an reduziertem Stickstoff für Regionen im Nahbereich von Gebieten mit hohem Viehbestand berechnet.

6.1.2 Emissionen in Deutschland

Die Emissionen von klimawirksamen und konventionellen Luftschadstoffen sind in den vergangenen Jahren stark zurückgegangen. Insgesamt verringerte sich der Ausstoß der sechs klimawirksamen Spurengase von 1990 bis 2000 um 19 % (Tabelle 33). Dabei gehen die Minderungserfolge sowohl auf CO₂ (um

Tabelle 33

Emissionen klimawirksamer und konventioneller Luftschadstoffe in Deutschland
 1990 bis 2001

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001 ^P
	in Mill. t CO ₂ -Äquivalente						
CO ₂	1 014,5	903,7	892,6	886	859,2	857,9	870,8
CH ₄	110,7	75,9	67,4	65,2	63,9	60,6	60,3
N ₂ O	88,6	80,4	77,5	63,8	60,2	60,1	60,2
HFC _s	2,3	3,1	3,5	4,3	5,3	7,7	8,1
PFC _s	2,7	1,8	1,6	7,7	1,7	1,7	1,7
SF ₆	3,9	6,2	5,7	5,5	3,5	3,4	3,3
Gesamt	1 222,8	1 071,2	1 048,2	1 026,5	993,8	991,4	993,5
	in Mill. t						
NO _x ¹	2,7	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6
SO ₂	5,3	1,9	1,1	0,9	0,8	0,8	0,6
CO	11,2	6,5	6,0	5,4	5,1	4,8	4,8
NMVOG	3,2	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6
NH ₃	7,4	6,0	6,0	6,1	6,1	6,0	–
Gesamt	29,8	18,4	16,7	15,8	15,4	14,8	8,6

Eigene Berechnungen nach Angaben des BMU und des Umweltbundesamtes. – ¹Berechnet als NO₂. – ^PVorläufig.

knapp 144 Mill. t bzw. 14,4 %) als auch die übrigen fünf Klimagase (rund 86 Mill. t bzw. 41 %) zurück. Sie sind allerdings nicht allein das Ergebnis der Klimaschutzpolitik, sondern maßgeblich auch anderen Faktoren zuzuschreiben. In Deutschland trug vor allem die Wiedervereinigung und die damit verbundene Modernisierung des Kapitalstocks sowie der Rückgang der Produktion in der ehemaligen DDR in erheblichem Umfang zu den Minderungen bei. Es überrascht insoweit nicht, dass sich die Emissionen der sechs Klimagase in den ersten fünf Jahren um 152 Mill. t, seit 1995 jedoch nur noch um 65,4 Mill. t verringert haben.

Ein Großteil der SO₂-Emissionen (durchschnittlich 75 %) entstanden in den letzten Jahren durch den Einsatz von Brennstoffen in stationären Feuerungsanlagen (Kraft- und Fernheizwerke, Industrie, Kleinverbraucher und Haushalte). Durchschnittlich 25 % des NO_x wurden ebenfalls von diesen Anlagen emittiert. Straßen-, Schienen-, Schiffs- und Luftverkehr waren 2000 für 64 % der NO_x- und 21 % der NMVOG- (*Non-Methane VOC*) Emissionen verantwortlich, die vom Menschen verursacht wurden. Dabei konnte der NO_x- Ausstoß von 1990 bis 2000 um 35 %, von NMVOG um knapp 20 % vermindert werden, vor allem im Straßenverkehr. Ursache dürfte eine Vielzahl von Richtlinien sein, die Verschärfungen der zulässigen Abgasgrenzwerte für Kraftfahrzeuge und Verbesserungen der Kraftstoffqualität vorsehen. Deren Umsetzung sowie eine seit 1997 emissionsabhängig ausgestaltete Kfz-Steuer führten zu technischen Weiterentwicklungen und zu einem verbesserten Emissions-

verhalten aller Fahrzeugkategorien und sollen bis 2010 zu weiteren Emissionsminderungen führen. Darüber hinaus haben die drastische Abnahme des Bestands an Pkw und Zweirädern mit Zweitaktmotor und die Zunahme des Anteils von Pkw mit Dieselmotor, der gegenüber Ottokraftstoff geringere NMVOC-Werte aufweist, zu Emissionsminderungen geführt. Die SO₂-Emissionen konnten im Verkehrsbereich ebenfalls stark (78 % zwischen 1990 und 2000) reduziert werden. Ein Grund hierfür ist eine EU-weite Absenkung des zulässigen Schwefelgehalts von Kraftstoffen und die steuerliche Förderung „schwefelarmer“ bzw. „schwefelfreier“ Kraftstoffe (s.o.).

Mehr als die Hälfte aller vom Menschen verursachten Emissionen von NMVOC stammen aus dem Gebrauch von Lösemitteln, die größtenteils in Lackier-, Druck- und Kaschieranlagen sowie in industriellen Reinigungsprozessen anfallen. Verordnungen im Rahmen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes haben zu einem Rückgang geführt (Abschnitt 6.2.4.).

Die größten Emittenten von Ammoniak finden sich wie gesagt in der Landwirtschaft, vornehmlich in der Nutztierhaltung (78 %). Da die Emissionen in der Regel aufgrund natürlicher tierischer Prozesse entstehen, können sie nur schwer reguliert werden. Insbesondere die rückläufigen Viehbestände haben in den vergangenen Jahren einen Rückgang bewirkt (Abschnitt 6.2.4.).

6.1.3 Emissionen in NRW

Zur Messung von Luftschadstoffen hat das Landesumweltamt NRW 1995 ein Kataster eingeführt, das die wesentlichen anthropogenen Emissionen und ihre Quellen dokumentiert. Die Daten werden kontinuierlich erfasst, ihre Auswertung ist jedoch mit erheblichem Aufwand verbunden, sodass bisher lediglich Daten für den Zeitraum von 1996 bis 1998 vorliegen¹¹. Erfasst werden fünf Bereiche: „Industrie“, „Verkehr“, „Haushalt, Gewerbe, Dienstleistungen“, „Landwirtschaft“ und „Sonstige“. Im Bereich Industrie sind alle nach der 4. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigungspflichtigen Anlagen dokumentiert, die in besonderem Maße schädlich auf die Umwelt einwirken. In NRW fielen Ende 1996 insgesamt 11 553 Anlagen in den Geltungsbereich; sie waren für mehr als 80 % des SO₂-, 47 % des NO₂- und 72 % des Staubausstoßes verantwortlich. Zusätzlich gilt die Industrie mit 66 % als Hauptemittent der Klimagase (Tabelle 34).

Um die Emissionen des Verkehrs zu ermitteln, wurden fünf Untergruppen gebildet und anhand unterschiedlicher Indikatoren wie Anzahl von Kraftfahrzeugen und deren Ausstattung, Länge der zurückgelegten Wege auf öffentlichen Straßen oder Bahnnetzen, Kraftstoffverbrauch, Flugbewegungen und Länge der Wasserstraßen Emissionswerte berechnet. Der Verkehr ist nach

¹¹ Die Ergebnisse für 2000 wurden inzwischen veröffentlicht.

Tabelle 34

Emissionen ausgewählter Luftschadstoffe nach Sektoren in NRW

	SO ₂	NO _x	CO	NMVOG	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	in 1 000 t				in Mill. t CO ₂ Äquivalente		
Industrie ¹							
Energie	108,0	145,3	59,5	2,5	180,9	0,1	2,4
Steine, Erden	14,1	35,8	25,0	1,2	13,0	0,0	0,1
Stahl, Eisen	25,5	20,1	478,2	2,4	13,7	0,0	0,1
Chemie	20,1	11,6	31,8	6,4	8,9	0,0	2,2
Oberflächenbehandlung	0,1	0,8	0,5	5,8	0,8	0,0	0,0
Holz	2,6	3,6	0,8	0,8	1,6	0,0	0,0
Nahrung	1,6	1,5	0,8	0,6	1,5	0,0	0,0
Abfall	0,2	3,2	0,5	0,3	2,8	0,0	0,0
Lagerung, Sonstiges	0,6	0,7	1,0	3,7	0,2	0,0	0,0
Insgesamt	172,7	222,5	598,1	23,8	223,5	0,1	4,8
Verkehr ²							
Straße	6,5	186,6	9 049,0	117,1	36,6	0,1	1,4
Flug	0,1	1,0	7,8	0,5	0,3	0,0	–
Schiene	0,1	5,2	1,3	0,3	0,4	0,0	–
Schiff	1,5	21,3	2,6	1,5	1,4	0,0	–
Offroad	0,2	10,0	5,3	2,7	0,6	0,0	0,1
Insgesamt	8,5	224,0	9 066,0	122,1	39,3	0,1	1,5
Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen ³							
Erdgas	0,2	16,2	11,6	0,0	21,2	0,0	0,2
Flüssiggas	–	1,6	0,8	–	1,3	0,0	0,0
Heizöl EL	18,3	11,2	6,4	0,3	15,9	0,0	0,1
Kohle, Holz	11,5	2,1	159,4	4,6	3,8	0,0	0,0
Insgesamt	30,0	31,1	178,2	4,9	42,2	0,0	0,3
Landwirtschaft ⁴							
Landwirtschaft	–	–	–	–	–	3,9	0,4
Tierhaltung	–	–	–	–	–	–	8,0
Insgesamt	–	–	–	–	–	–	8,4
Sonstige ⁵							
Bergbau Steinkohle	–	–	–	–	–	11,8	–
Bergbau Braunkohle	–	–	–	–	–	0,2	–
Gewinnung/Verteilung Erdgas	–	–	–	–	–	0,6	–
Abfalldeponie, Kompost	–	–	–	–	0,9	2,3	0,0
Abwasserreinigung	–	–	–	–	–	0,5	0,3
Oberflächengewässer	–	–	–	–	–	0,1	0,6
Produktanw. in Haushalten	–	–	–	0,0	–	–	–
Insgesamt	–	–	–	0,0	0,9	15,3	–
Summe	211,0	477,6	9 842,3	150,7	305,8	19,4	15,8

Eigene Berechnungen nach Angaben des Emissionskatasters Luft NRW. – ¹Genehmigungsbedürftige Anlagen der Industrie nach 4. BImSchV, Stand 1996. – ²Stand 1997. – ³Nicht-genehmigungspflichtige Anlagen nach 4. BImSchV, Stand 1995. – ⁴Stand 1996/1997. – ⁵Stand 1998.

den Ergebnissen des Katasters für 47 % des SO₂-Ausstoßes in NRW verantwortlich und trägt mit 41 Mill. t CO₂-Äquivalenten 12 % der Klimagasemissionen. Er ist weiterhin größter Emittent von NMVOC (81 %), wobei im Straßenverkehr 96 % der NMVOC emittiert werden.

Im Bereich Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen werden Anlagen erfasst, die keiner Genehmigung bedürfen. Dazu zählen alle mit Erd- und Flüssiggas betriebenen Feuerungsanlagen mit einer Wärmeleistung unter 10 MW, alle mit leichtem Heizöl betriebenen Feuerungen mit einer Leistung unter 5 MW und alle mit festen Brennstoffen wie Kohle oder Holz betriebenen Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW. Die Emissionen wurden aus dem Energieeinsatz abgeleitet. Diese dazu herangezogenen Emissionsfaktoren wurden im Wesentlichen vom Arbeitskreis Emissionskataster des Länderausschusses für Immissionsschutz und vom Umweltbundesamt erarbeitet. Die Emissionen der Energieträger Strom und Fernwärme sind dabei weitgehend ausgenommen; sie werden den Kraft- und Heizwerken (Industrie) zugeordnet. Mit 14 % der CO₂-Emissionen belegen Kleinverbraucher den zweiten Platz.

Methan und NO₂ fallen in großen Mengen in der Landwirtschaft und Massentierhaltung an. Allein die Massentierhaltung verursachte 53 % der NO₂-Belastung in NRW. Den weitaus größten Anteil an Methanemissionen (61 %) trägt der Bereich Sonstige und hier vor allem die Gewinnung von Kohle. Im Unterschied zu den genehmigungspflichtigen Anlagen des Bergbaus wie den Kokeereien der Industrie wurden in der Statistik nur die diffusen Methaneinträge der Bergwerke betrachtet, die teilweise verwertet, teilweise verbrannt und damit in die Atmosphäre geleitet werden. Bei der Gewinnung und Verteilung von Erdgas treten lediglich geringe Mengen von Methan in die Umwelt aus (3 %). Für NRW betrifft dies vor allem das Fernverteilernetz. Verluste treten hier häufig durch Leckagen, bei Reparaturen und an Verteilern und Endgeräten auf. Methanemissionen entstehen ebenfalls bei der Umsetzung organischer Inhaltsstoffe der abgelagerten Abfälle zu Deponiegas. 1996 wurden 4,9 Mill. t gasemissionsrelevante Abfälle auf öffentlich zugänglichen Siedlungsabfalldeponien gelagert. Sie produzieren jährlich rund 580 Mill. m³ methanrelevantes Deponiegas (11,6 %). Die im Bereich Sonstige anfallenden Emissionen von NMVOC wurden hauptsächlich durch die Anwendung von lösemittelhaltigen Produkten in Haushalten hervorgerufen.

6.2 Maßnahmen zur Reduktion von Luftschadstoffen

NRW hat neben der Erstellung eines Emissionskatasters zahlreiche Maßnahmen eingeführt, um die Auswirkungen der Schadstoffemissionen transparent zu machen und zu reduzieren. Grundlage aller länderspezifischen klimapolitischen Maßnahmen ist das nationale Klimaschutzprogramm, das 2000 von der Bundesregierung vorgelegt wurde. Es basiert auf den Zielen des Kyoto-Proto-

kolls, in dem sich die „Annex-B“-Staaten (Industrieländer einschl. Osteuropa und ehemalige UdSSR) zu einer Reduktion der Emission der Klimagase („Annex A“) um mindestens 5 % bis 2012 gegenüber 1990 verpflichten. Die EU trägt eine Minderungsverpflichtung von 8 %, die sich auf die Mitgliedstaaten unterschiedlich verteilt (*EU burden sharing*); auf Deutschland entfällt die Verpflichtung zur Reduktion von 21 % bzw. 257 Mill. t CO₂-Äquivalenten.

6.2.1 Ge- und Verbote

Um dieses Ziel zu erreichen, sieht das nationale Klimaschutzprogramm zahlreiche Maßnahmen vor, etwa durch die Einsparung von Energie oder die Förderung emissionsärmerer bzw. -neutraler Technologien. Als Instrumente dienen u.a. die bereits erwähnte Energieeinsparverordnung, das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien und das KWK-Gesetz.

Das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz, BImSchG) ist ein weiteres Instrument der Luftreinhaltspolitik (Abschnitt 6.2.4.). Zweck ist es, Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen. Dazu werden

- der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen,
- dem Herstellen, Inverkehrbringen und Einführen von Anlagen, Brennstoffen und Treibstoffen,
- der Beschaffenheit, Ausrüstung, dem Betrieb und der Prüfung von Kraftfahrzeugen und ihren Anhängern und von Schienen-, Luft- und Wasserfahrzeugen sowie von Schwimmkörpern und schwimmenden Anlagen und
- dem Bau öffentlicher Straßen sowie Eisenbahnen, Magnetschwebebahnen und Straßenbahnen

Immissionsgrenzwerte zugeordnet. Der so gesetzte Rahmen kann von der Bundesregierung durch Rechtsverordnungen bzw. allgemeine Verwaltungsvorschriften ausgefüllt werden (z.B. TA Luft).

6.2.2 Freiwillige Vereinbarungen

Von erheblicher Bedeutung für die nationale Klimaschutzpolitik sind die Klimaschutzklärung der deutschen Industrie vom März 1996 und die Erweiterung dieser Erklärung durch die Klimavereinbarung vom November 2000. In dieser Vereinbarung haben sich Verbände der Wirtschaft verpflichtet, von 1990 bis 2005 ihre spezifischen CO₂-Emissionen um 28 % und bis zum Jahr 2012 die von sechs Klimagasen um 35 % zu verringern. Auch wenn die natio-

Tabelle 35

Erweiterte Klimaschutzvereinbarung der deutschen Wirtschaft vom November 2001

Verband	Basis-jahr	Bezugsgröße	Minderungsziel	
			2005	2012
Kaliverein ¹	1990	Mill. t CO ₂		78 %
Zementwerke	1990	kg CO ₂ /t Zement		16 %
Kalkindustrie	1990	kg CO ₂ /t Kalk		15 %
Fliessen und Platten	1990	kg CO ₂ /t Erzeugnis	22 bis 26 %	30 %
Deutsche Ziegelindustrie	1990	kg CO ₂ /kg Ziegel		28 bis 30 %
Feuerfest-Industrie	1990	kg CO ₂ /t Erzeugnis	33 %	35 %
Wirtschaftsvereinigung Stahl	1990	kg CO ₂ /t Rohstahl	16 bis 17 %	22 %
Verband der Chemischen Industrie	1990	Absolute CO ₂ - und N ₂ O-Emissionen		45 bis 50 %
	1990	Index		35 bis 40 %
Deutsche Papierfabriken	1990	kg CO ₂ /t Papier		35 %
Deutsche Glasindustrie	1990	kg CO ₂ /t Glas	10 %	– %
Textilindustrie ¹	1990	Index (sechs Gase)	28 %	35 %
Verein der Zuckerindustrie	1990	kg CO ₂ /t Rüben	41 bis	41 bis
			45 %	45 %
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke ²	1990	Mill. t CO ₂		12 %
Mineralölwirtschaftsverband – Wärmemarkt	1990	Jahresnutzungsgrad der Ölheizungsanlagen in Haushalt und Gewerbe	23 bis 25 %	27 bis 30 %
Mineralölwirtschaftsverband – Raffinerien	1990	t CO ₂ -Äquivalent/t Raffinerieeinsatz		10 %
Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft	1990	absolute CO ₂ - und CH ₄ -Emissionen in Haushalt und Gewerbe	30 Mill. t	45 Mill. t
Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie	1990	kg CO ₂ /Reale Produktion	35 %	40 %
Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus	1990	Absolute CO ₂ - und CH ₄ -Emissionen		70 %

Nach Angaben der Verbände. – ¹Basisjahr alte Bundesländer. – ²Minderungsziel bis 2015; bis 2005 erwartet die VDEW eine CO₂-Minderung von 8 bis 10 %.

nale Klimaschutzpolitik letztlich auf eine Verringerung der absoluten Emissionen abzielt, wird in der Klimavereinbarung zunächst eine Verringerung der spezifischen Emissionen festgelegt. Von Bedeutung sind im Zusammenhang mit der Erweiterung auf sechs Klimagase die Erklärungen der Chemischen Industrie und des Steinkohlenbergbaus, die explizit die N₂O- bzw. die CH₄-Emissionen aufgenommen haben.

In der Vergangenheit konnte durch Effizienzverbesserungen bzw. den vermehrten Rückgriff auf CO₂-ärmere oder freie Brennstoffe ein erheblicher Beitrag zur CO₂-Minderung erbracht werden. Es ist zu erwarten, dass die

Energieproduktivität bis zum Jahr 2012 weiter gesteigert werden kann. Bei konstanter Produktion wäre dies mit einer Verringerung der CO₂-Emissionen um knapp 21 Mill. t verbunden (Tabelle 35). Dies würde hauptsächlich von einer Verminderung der (spezifischen) Wärmenachfrage hervorgerufen, während der Stromverbrauch nur moderat sinkt.¹²

6.2.3 Steuern und Zertifikate

Marktkonforme Ansätze zur Beeinflussung von Emissionen haben den Vorteil, dass sie deren externe Effekte zu internalisieren versuchen und ökonomische Anreize setzen, die Emissionen zu reduzieren. Im Klimaschutz spielen hier die Ökologische Steuerreform als Preismechanismus und die Klimavereinbarung der deutschen Industrie sowie der geplante Handel mit Emissionsrechten als Instrumente der Mengensteuerung eine zentrale Rolle. Im Rahmen der Ökosteuer wird wie gezeigt der Energieverbrauch belastet, womit u.a. Anreize zur Reduzierung gegeben werden. Allerdings kann keine verlässliche Aussage über die Mengenwirkungen gemacht werden, da die Preiselastizitäten der Verbraucher in der Regel unbekannt sind. Das generelle Problem von Steuern als Instrument der Klimaschutzpolitik wird damit klar: Ihre Preiswirkungen können durchaus exakt ermittelt werden, eine Mengensteuerung gelingt jedoch allenfalls durch sukzessive Anpassung des Steuersatzes.

Ebenfalls im nationalen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vorgesehen ist der Handel mit Emissionsrechten für Treibhausgase. Die Rahmenbedingungen hierfür sind im Kyoto-Protokoll festgelegt worden (Art. 17). Formell wurde die Einführung eines Handelssystems innerhalb der EU ab dem 1. Januar 2005 durch den Rat der EU im März 2003 beschlossen. Das Konzept eines Emissionshandels ist – zumindest in theoretischer Hinsicht – vergleichsweise einfach: Der Staat gibt im Umfang der maximal zulässigen Emissionen Rechte in Umlauf. Jeder Emittent darf nur die Menge an Schadstoffen freisetzen, zu der ihn seine Lizenzen berechtigen. Emittiert er mehr, so muss er zusätzliche Lizenzen am Markt kaufen, emittiert er weniger, so kann er den Überschuss am Markt verkaufen. Auf diese Weise werden der Emis-

¹² Die in der Klimavereinbarung vom November 2000 formulierten Minderungsziele umfassen für die erste Kyoto-Periode (2008 bis 2012) wie erwähnt sechs Klimagase. Ins Gewicht fallen dabei vor allem die Emissionen der Chemie und des Steinkohlenbergbaus. Im Rahmen der Emissionsprognosen, die der Erstellung des nationalen Allokationsplans für die Erstzuteilung der Emissionsrechte im Rahmen des EU-Emissionshandels vorausgehen, sind diese Minderungen in der Gesamtbilanz zwar berücksichtigt, jedoch nicht den betreffenden Sektoren zugerechnet worden, da für den Emissionshandel bislang nur CO₂ von Belang ist. Um die Minderungsziele der Klimavereinbarung mit den Prognosen für den nationalen Allokationsplan in sektoraler Gliederung vergleichen zu können, müssen die in die Prognose eingestellten N₂O-, und CH₄-Minderungen der Chemie bzw. dem Steinkohlenbergbau zugerechnet werden. Von 1998 bis 2012 ergeben sich daraus zusätzliche Emissionsminderungen in Höhe von 8,7 Mill. t CO₂-Äquivalenten.

on Eigentumsrechte und Preise zugeteilt und ein definiertes Minderungsziel treffsicher erreicht.

6.2.4 Nationales Programm zur Reduktion von Luftschadstoffen

Im nationalen Klimaschutzprogramm werden neben den direkt klimawirksamen Spurengasen auch die konventionellen Luftschadstoffe SO₂, NO_x, NH₃ und NMVOC einbezogen. Hintergrund sind die internationalen Bemühungen zur Bekämpfung von Versauerung, bodennahem Ozon und vom Menschen verursachten Düngungseffekte (Eutrophierung), die sich im Göteborg-Protokoll zur Genfer Luftreinhaltkonvention der UN/ECE sowie in der EG-Richtlinie 2001/81/EG über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe (NEC-Richtlinie) niedergeschlagen haben. In diesen Rechtsakten werden die Unterzeichnerstaaten u.a. zur Einhaltung von nationalen Emissionsobergrenzen für die genannten Schadstoffe sowie zur Vorlage von Maßnahmenplänen zur Reduktion dieser Emissionen verpflichtet.

Die NEC-Richtlinie schreibt für jeden EU-Mitgliedstaat das Erstellen eines nationalen Programms zur Verminderung der genannten Schadstoffemissionen vor. Die deutsche Bundesregierung hat im März 2003 ein solches Programm über Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe in Deutschland vorgelegt, es beinhaltet die Ziele ebenso wie Prognosen über Emissionen bis 2010. Zentral ist die Referenzprognose, die die Emissionen bis 2010 darstellt, basierend auf den Ende 2002 geltenden Rechtsvorschriften einschließlich darauf aufbauender Maßnahmen, die bis 2010 wirksam werden, sowie Annahmen über Brennstoffeinsätze, Produktionsmengen, Verkehrs- und Landwirtschaftsdaten.¹³

Die im Rahmen des nationalen Programms beschlossenen und zukünftigen Maßnahmen betreffen die Aktivitätsbereiche feuerungsbedingte Emissionen, Industrieprozesse, Lösemittelanwendung, Verkehr sowie Landwirtschaft. Unter feuerungsbedingten Emissionen werden solche verstanden, die durch den Einsatz von Brennstoffen in stationären Feuerungsanlagen verursacht werden. Sie waren 2000 für 76 % des SO₂- und 28 % des NO_x-Ausstoßes verantwortlich. Neben den in Abschnitt 6.1.2. dargestellten gesetzlichen Maßnahmen unterliegen Feuerungsanlagen den Regelwerken des Bundes-Immissionsschutzgesetzes: 13. BImSchV (Großfeuerungsanlagen), 17. BImSchV (Müllverbrennungsanlagen), TA Luft in Verbindung mit 4. BImSchV (sonsti-

¹³ Erstellt wurde die Referenzprognose im Auftrag des Umweltbundesamtes vom Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT). Für die Abschätzung wurden u.a. die Verkehrsprognose 2015 des DIW sowie die Energieprognose 1999 des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln und der Prognos AG herangezogen. Letztere wurde um das EEG und das KWK-Gesetz erweitert.

Tabelle 36

Emissionen und Höchstmengen konventioneller Luftschadstoffe nach der NEC-Richtlinie
2000 und 2010; in 1 000 t

	SO ₂		NO _x		NMVOC		NH ₃	
	2000	2010 ^a	2000	2010 ^a	2000	2010 ^a	2000	2010 ^a
Feuerung Kraft- und Fernheizwerke	276	211	252	224	22	15	2	2
Feuerung Industrie	118	118	80	86	5	6	1	1
Feuerung Kleinverbraucher und Militär	27	18	32	29	8	7	1	1
Feuerung Haushalte	63	46	77	75	55	51	2	2
Industrieprozesse	127	112	114	89	139	135	15	15
Gewinnung und Verteilung von Brennstoffen					41	21		
Lösemittelanwendung					1 000	800		
Verkehr	25	5	1 000	621	334	157	9	5
Landwirtschaft							568	558
Insgesamt	636	509	1 555	1 124	1 605	1 192	599	585
Emissionshöchstmenge NEC-RL		520		1 051		995		550
Differenz		-11		+73		+197		+35

Nach Angaben in Umweltbundesamt 2002. – ^aReferenzprognose.

ge genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen), 1. BImSchV (Kleinfeuerungsanlagen) und 3. BImSchV (Schwefelgehalt von leichtem Heizöl).

In Industrieprozessen werden nach Angaben des nationalen Programms die Industrieemissionen bilanziert, die nicht dem Brennstoffeinsatz, den Lösemittelmmissionen, den NMVOC-Emissionen der chemischen Industrie oder den Emissionen aus Lagerung und Transport von Benzin zugeordnet werden können. Relevante gesetzliche Regelungen sind auch hier das BImSchG und die TA Luft. Die 20. BImSchV begrenzt die Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen beim Umfüllen und Lagern von Ottokraftstoffen, die 21. BImSchV Kohlenwasserstoffemissionen bei der Betankung von Kraftfahrzeugen, 25. BImSchV die aus der Titandioxid-Industrie.

Die Anwendung von lösemittelhaltigen Produkten ist für 62 % der vom Menschen verursachten NMVOC-Emissionen verantwortlich. Auf Anlagenebene werden sie durch die 2. BImSchV (Verordnung zur Emissionsbegrenzung von leichtflüchtigen halogenierten organischen Verbindungen) und die TA Luft begrenzt. Die 31. BImSchV (Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen bei der Verwendung organischer Lösemittel in bestimmten Anlagen), die die EG Lösemittelrichtlinie in deutsches Recht umgesetzt hat, schreibt über die EG-Richtlinie hinausgehende Anforderungen fest: Bisher nicht-genehmigungsbedürftige Anlagen werden anzeigepflichtig und fallen ebenfalls unter den Geltungsbereich der Verordnung, wenn bestimmte VOC-Schwellenwerte überschritten werden. Die Verordnung schreibt in solchen Fällen entweder die Substitution der Stoffe durch lö-

Übersicht 1

Ausgewählte weitergehende Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionshöchstmengen der NEC-Richtlinie in Deutschland

Maßnahme	Geschätzte Schadstoffminderung in 1 000 t			
	SO ₂	NO _x	NH ₃	NMVOG
Mobile Quellen und Kleinmotoren				
Anpassung der Grenzwertstufe EURO 5 für Nutzfahrzeugmotoren und Anreize zu deren Marktverbreitung und der streckenbezogenen Autobahnegebühr	gering	36	gering	gering
NO _x -Minderung von mit Dieselmotoren betriebenen Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (EURO 5, Katalysator oder gleichwertige Technik)	keine	9	keine	keine
Stationäre Quellen und Produkte				
Konkretisierung der Emissionsanforderungen nach der TA Luft entsprechend der Entwicklung des Standes der Technik	gering	25	gering	gering
Novellierung der 13. BImSchV, Verschärfung der Emissionsbegrenzungen für Großfeuerungsanlagen und Gasturbinen	z.Z. nicht quantifizierbar	6	gering	gering
Begrenzung und Kennzeichnung von Lösemitteln in Produkten aufgrund von neuen EU-Richtlinien	keine	keine	keine	ca. 200
Landwirtschaft				
Verringerung der Viehdichten und der Ammoniakemissionen Agrarumweltmaßnahmen betriebliche Viehobergrenzen Einführung emissionsmindernder Techniken			40 bis 60	
Anpassung des Baurechts zur Beschränkung der flächenunabhängigen Tierhaltung				
Anpassung der Düngeverordnung				

Nach Angaben in Umweltbundesamt 2002. Eine vollständige Übersicht sowie Erläuterungen finden sich im Nationalen Programm der Bundesrepublik Deutschland.

semittellärmere Produkte oder die Emissionsvermeidung vor. Um den Markt der Produkte mit geringem Lösungsmittelanteil zu stärken und für den Verbraucher transparenter zu gestalten, hat die Bundesregierung neben dem Umweltzeichen „Blauer Engel“ ein Internetportal eingerichtet, das über lösungsmittelarme Klebstoffe, Lacke, Farben usw. informiert.

Im Programm der Bundesregierung zur Senkung der Ammoniakemissionen in der Landwirtschaft sind Fördermaßnahmen zur Verringerung von Viehdichten und Einführung emissionsmindernder Techniken vorgesehen. Zusätzlich wurde eine Genehmigungspflicht für Betriebe mit landwirtschaftlicher Tierhaltung eingeführt, die bisher nach der Richtlinie zur integrierten Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie) nicht meldepflichtig waren. Diese Genehmigungspflicht ist durch eine Änderung der 4. BImSchV verankert. Das Programm zur Senkung der NH₃-Emissionen

Tabelle 37

Weltweiter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

1992 bis 2030

	1992	1995	2000	2001	2010	2030
	in Mrd. t SKE					
Kohle	3,17	3,28	3,37	3,45	3,8	5,08
Öl	4,93	5,13	5,61	5,63	6,65	8,98
Gas	2,77	2,91	3,29	3,35	4,41	6,63
Kernenergie	0,76	0,84	0,92	0,95	1,03	0,96
Wasser	0,83	0,93	0,99	0,97	1,19	1,59
andere erneuerbare Energieträger ¹	0,07	0,08	0,11	0,11	0,15	0,28
Gesamt	12,53	13,17	14,29	14,47	17,24	23,52
	Anteil in %					
Kohle	25,3	24,9	23,6	23,9	22,1	21,6
Öl	39,3	39	39,3	40	38,6	38,2
Gas	22,1	22,1	23	23,2	25,6	28,2
Kernenergie	6,1	6,4	6,4	6,6	6	4
Wasser	6,6	7,1	6,9	6,7	7	6,8
andere erneuerbare Energieträger ¹	0,6	0,6	0,8	0,8	0,9	1,2
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Eigene Berechnungen nach Angaben der International Energy Agency und der Energy Information Administration. – ¹Geothermie, Solar, Wind, Biomasse und Müll.

wurde im Mai 2003 veröffentlicht und bei der Berechnung der Referenzprognose ohne Minderungsmaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Es soll dazu beitragen, die noch notwendigen weiteren Emissionsminderungen von 6 % gegenüber den Ergebnissen der Referenzprognose zu realisieren.

Tabelle 36 zeigt, dass unter Fortführung bisheriger Maßnahmen lediglich die SO₂-Emissionen den zulässigen Grenzwert der NEC-Richtlinie im Jahr 2010 nicht überschreiten werden. Wenn sich die Annahmen der Referenzprognose über die wirtschaftliche Entwicklung nicht ändern, können stärkere Minderungen nur durch weitergehende Maßnahmen erzielt werden (Übersicht 1).

6.3 Reichweite und Abbauprofil verfügbarer Energieressourcen

Umwandlung und Verbrauch von Energie können zu einem Abbau von nicht-erneuerbaren Energieressourcen führen, die eine längerfristige Nutzung erheblich einschränken. Der weltweite Energieverbrauch ist seit 1980 um mehr als 70 % gestiegen, und zahlreiche Prognosen sehen einen weiteren Anstieg des PEV voraus, die International Energy Agency (IEA) z.B. bis 2030 um 63 % (Tabelle 37). Der Anteil der Entwicklungsländer am PEV steigt danach von 30 % (2001) auf 43 % (2030), der der Industriestaaten geht von 58 % auf 47 % zurück (IEA 2002).

Tabelle 38

Reichweite verfügbarer nicht-erneuerbarer Energieressourcen

2001 bis 2030

	PEV	Reserven ¹	Verfügbarkeit	Referenz ²
	in Mrd. t SKE		Jahre	
		Kohle		
2001	3,450	938,0	272	272
2005	3,631	923,9	254	268
2010	3,856	905,3	235	263
2020	4,501	863,9	192	253
2030	5,146	815,9	159	243
		Öl		
2001	5,630	217,0	39	39
2005	5,837	194,2	33	35
2010	6,097	164,5	27	30
2020	7,167	98,7	14	20
2030	8,237	22,2	3	10
		Gas		
2001	3,350	174,0	52	52
2005	3,634	160,2	44	48
2010	3,988	141,3	35	43
2020	4,993	96,9	19	33
2030	5,998	42,4	7	23

Eigene Berechnungen nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, der International Energy Agency und der Energy Information Administration. Die Berechnung basiert auf den 2001 bekannten und wirtschaftlich nutzbaren Reserven. – ²Konventionelle. – ¹Annahme eines konstanten Primärenergieverbrauchs auf Basis 2001.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach der Verfügbarkeit der Energierohstoffe und der künftigen Rolle nicht-regenerative Energieträger. Nach der Prognose der IEA werden 2030 knapp 90 % des Energiebedarfs durch konventionelle Energieträger gedeckt, obwohl sich die Bereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern mehr als verdoppelt. Unter der Annahme, dass keine zusätzlichen Reserven entdeckt werden, wären die Reserven an Öl und Gas dann nahezu vollständig erschöpft (Tabelle 38). Anders stellt sich die Situation naturgemäß dar, wenn der Energieverbrauch nicht steigt (Referenz in Tabelle 38). Diese Annahme scheint aber mit Blick auf die schnelle wirtschaftliche Entwicklung der vergangenen Jahre und insbesondere in Dritte-Welt-Ländern nicht realistisch zu sein. Auch durch die Nutzung nicht-konventioneller Energierohstoffe könnte sich die Verfügbarkeit verlängern. Ebenso könnten neue Reserven entdeckt bzw. bereits bekannte Quellen technisch und wirtschaftlich nutzbar werden. Derartige Entwicklungen entziehen sich jedoch einer fundierten Prognose. Vor diesen Hintergrund erscheinen weltweit Maßnahmen zur effizienteren Energieverwendung verstärkte Bemühungen zur Nutzung regenerativer Energiequellen sinnvoll.

7. Energiemix der Zukunft in ausgewählten EU- und Bundesländern

7.1 Ausgewählte EU Mitgliedstaaten

Der Energiemix der Zukunft wird zunächst für Deutschland und ausgewählte EU-Mitgliedstaaten (Frankreich, Belgien, Niederlande, Spanien) abgeschätzt. Die Struktur des PEV unterscheidet sich in den betrachteten Staaten zum Teil erheblich. Zu den größten Verbrauchern zählt Deutschland mit 489 Mill. t SKE (1999) gefolgt von Frankreich mit 376 Mill. t SKE (Tabelle 39). In beiden Ländern wird der PEV größtenteils durch nicht-erneuerbare Ressourcen gedeckt, wobei Erdöl und Erdölprodukte eine zentrale Rolle spielen.

Deutschland zeichnet sich durch einen hohen Einsatz von Stein- und Braunkohle aus. Die Nutzung heimischer gegenüber Importkohle wird jedoch nur durch massive Subventionen wirtschaftlich. Im Endenergieverbrauch der Industrie und Kleinverbraucher wird Kohle zunehmend durch Gas ersetzt. Im Bereich der Energieumwandlung und hier insbesondere in der Stromerzeugung ist in der Mittellast eine Substitution von Steinkohle durch Erdgas zu beobachten. Die Stromerzeugung in der Grundlast wird maßgeblich durch den Beschluss der Bundesregierung zum Ausstieg aus der Kernenergie beeinflusst. Derzeit ist noch offen, durch welche Technik sie ersetzt werden soll¹⁴.

Einen wenn auch geringen Beitrag könnten hier erneuerbaren Energiequellen leisten. Durch die starke Förderung im Rahmen des EEG dürfte deren Bedeutung für PEV und Strombereitstellung in den kommenden Jahren kontinuierlich ansteigen. Ziel ist bis 2010 ein Anteil am PEV von 4,2 % und am Stromverbrauch von 12,5 % zu erhöhen. Maßgeblich hierfür dürften die Realisierung geplanter Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee sowie das „Repowering“ alter Windenergieanlagen sein. Der Verband der Netzbetreiber (VDN 2003) prognostiziert bis 2008 57,2 TWh EEG-Strom (12 % des in das öffentliche Netz eingeleiteten Stroms). Davon sollen 13,4 % auf Wasserkraft, 8,1 % auf Biomasse, 2,6 % auf Geothermie, 1,6 % auf Photovoltaik und 74,4 % auf Windkraft entfallen. Diese Prognose spiegelt das langfristige Ziel der Bundesregierung wider, bis 2030 die installierte Leistung in Offshore-Windparks auf 25 000 MW zu erhöhen (s.o.).

In Frankreich decken fossile Energieträger mehr als 50 % des PEV; sie stammen fast vollständig aus Importen (90 %). In den vergangenen Jahrzehnten wurde verstärkt nach einem Ausweg aus dieser Importabhängigkeit gesucht und auf den Ausbau von Nuklearenergie gesetzt. Dadurch konnte Frankreich die Importquote für Primärenergieträger auf rund 54 % senken. Erneuerbare Energien spielen mit Ausnahme der Wasserkraft bisher eine eher untergeordnete Rolle. Die Regierung hat es sich jedoch zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr

¹⁴ Aufgrund der erwarteten geringen Brennstoffpreise könnte ein Teil durch moderne Steinkohlekraftwerke substituiert werden; Buttermann, Hillebrand 2003.

Tabelle 39

Primärenergieverbrauch in ausgewählten EU-Staaten nach Energieträgern

1999 bis 2020; Anteil in %

	Kohle	Erdöl-, -pro- dukte	Gase	Kern- nergie	Wasser- kraft	Wind, Solar	Bio- masse	Sons- tige	Insge- samt	nachr.: Mill. t SKE
Deutschland										
1999	24,02	39,08	21,20	12,95	0,52	0,16	2,03	0,03	100,0	488,70
2000	24,77	38,32	21,07	12,88	0,54	0,26	2,13	0,03	100,0	489,80
2005	23,72	39,08	20,93	12,72	0,55	0,58	2,39	0,03	100,0	495,99
2010	20,87	39,89	22,22	12,42	0,57	1,32	2,69	0,03	100,0	502,06
2020	23,66	41,11	22,17	7,51	0,62	2,01	2,90	0,03	100,0	503,73
Frankreich										
1999	6,08	34,06	13,49	39,18	2,37	0,01	4,34	0,47	100,0	374,97
2000	5,86	32,81	13,50	40,84	2,17	0,01	4,32	0,49	100,0	378,63
2005	4,97	33,33	14,05	40,87	2,08	0,02	4,22	0,47	100,0	397,94
2010	4,20	33,79	14,60	40,83	1,99	0,04	4,11	0,44	100,0	418,24
2020	5,87	32,24	15,39	40,14	1,93	0,07	3,88	0,47	100,0	448,46
Belgien										
1999	12,54	41,49	23,01	21,94	0,05	0,00	0,94	0,02	100,0	83,16
2000	14,29	40,87	22,62	21,43	0,07	0,00	0,71	0,02	100,0	83,66
2005	11,76	41,58	24,76	21,16	0,07	0,02	0,62	0,02	100,0	88,14
2010	9,62	42,00	26,92	20,75	0,07	0,08	0,54	0,02	100,0	93,54
2020	9,44	42,07	28,90	18,80	0,06	0,20	0,50	0,02	100,0	97,20
Niederlande										
1999	10,32	38,67	48,31	1,38	0,01	0,09	1,22	0,00	100,0	103,16
2000	10,89	38,38	47,89	1,39	0,02	0,11	1,33	0,00	100,0	104,94
2005	10,17	38,99	49,14	0,13	0,02	0,17	1,39	0,00	100,0	111,24
2010	9,37	39,12	49,79	0,00	0,01	0,26	1,45	0,00	100,0	119,44
2020	8,37	40,15	49,12	0,00	0,01	0,41	1,92	0,02	100,0	129,81
Spanien										
1999	16,56	52,90	12,34	12,98	1,66	0,22	3,33	0,04	100,0	168,85
2000	16,97	51,03	13,24	13,00	1,96	0,35	3,43	0,05	100,0	178,10
2005	15,86	48,11	17,34	12,02	1,98	0,90	3,76	0,05	100,0	190,44
2010	13,62	45,15	21,26	11,30	2,03	2,43	4,20	0,05	100,0	199,31
2020	12,44	40,18	26,38	9,67	1,97	4,34	5,00	0,05	100,0	208,65

Eigene Berechnungen nach Angaben der International Energy Agency.

2010 deren Anteil an der Stromerzeugung von 13,1 % auf 21 % zu erhöhen (Tabelle 40). Die Potenziale von konventioneller Wasserkraft (große Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke) scheinen weitgehend ausgeschöpft, die Nutzung von Gezeitenenergie steht erst am Anfang. Bisher existiert in Frankreich lediglich ein Gezeitenkraftwerk in der Nähe von St. Malo, das im Jahr 2000 573 GWh Strom produzierte. Die erweiterte und technologisch ausgereifte Nutzung dieser Energieform und der Ausbau bisher kaum genutzter Wind-

Tabelle 40

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten
2000

	Wasser	Wind	Biomasse	Sonne	Erdwärme	Gezeiten- energie	EEG- Anteil ¹
	in GWh						in %
Deutschland	21 524	9 352	6 175	60	0	0	6,5
Frankreich	66 938	77	3 290	0	0	573	13,1
Belgien	278	0	300	0	0	0	1,1
Niederlande	142	829	1 837	8	0	0	3,1
Spanien	0	4 724	2 499	28 372	0	22	15,8

Eigene Berechnungen nach Angaben der International Energy Agency. – ¹An der Stromproduktion.

und Solarenergie sowie Biomasse könnten dazu beitragen, dass sich der Anteil erneuerbarer Energieträger weiter erhöht.

Ein erster Schritt in diese Richtung stellen das Elektrizitätsgesetz vom 10. Februar 2000 und der Nationalplan zur Bekämpfung des Klimawandels (*Plan National de lutte contre le changement climatique*) dar. Hier wurden Maßnahmen erarbeitet, die den Erzeugern von regenerativem Strom freien Zugang zum öffentlichen Netz sowie höhere Einspeisevergütungen garantieren. Weiterhin sind Unterstützungen von Solarthermie, Photovoltaik und Biokraftstoffen sowie Steuervergünstigungen bzw. -befreiungen geplant. In den vergangenen Jahren wurde jedoch nicht deutlich, wann und in welchem Umfang diese Maßnahmen umgesetzt werden sollen; deshalb wird für die kommenden 20 Jahre mit nur geringen Änderungen des Energiemix zu Gunsten regenerativer Ressourcen gerechnet.

Auch in Belgien haben fossile Energieträger einen hohen Anteil am PEV und werden zu rund 98 % im Ausland beschafft; nur bis 1986 wurde inländische Kohle gefördert. Auch hier findet seit Mitte der siebziger Jahre eine Substitution von Kohle durch Kernenergie statt. Zwar hat die Regierung Anfang 2002 den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen, es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass dies zu einem Bedeutungsgewinn der Kohle führen wird. Wahrscheinlicher scheint die Substitution durch konventionelle, insbesondere GuD-Kraftwerke. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird sich negativ auf die CO₂-Bilanz auswirken. Belgien hat sich zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 8 % von 2008 bis 2012 gegenüber 1990 verpflichtet.

Vor diesem Hintergrund wurde bereits Mitte der neunziger Jahre ein Programm zur Reduktion von CO₂-Emissionen verabschiedet, das jedoch zunächst daran scheiterte, dass kein einheitliches Instrumentarium zur Umsetzung in den einzelnen Regionen gefunden werden konnte. Erst in einer neuen Regierungskoalition im Jahr 1999 wurde der Klimaschutz erneut thematisiert. Die Debatte führte zu konkreten Förderprogrammen für regenerative Ener-

gien in den Regionen Flandern und Wallonien, die jedoch bisher nicht gesetzlich festgelegt sind. Sie konzentrieren sich auf die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien und hier vor allem auf die Implementierung eines Zertifikatsystems für „grünen Strom“ mit garantierten Mindestvergütungssätzen. Es wird davon ausgegangen, dass sich dies vor allem positiv auf die bisher kaum genutzten Ressourcen Wind und Sonne auswirken wird.

Die Niederlande verfügen im Gegensatz zu den hier betrachteten europäischen Staaten über große Erdgasvorkommen, deren Einsatz knapp 50 % des PEV deckt. Sie sind voraussichtlich weitere 25 Jahre verfügbar, weshalb sich der Gasanteil am PEV zunächst nicht maßgeblich verändern dürfte. Unterstützt wird dies durch den Beschluss, die CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken bis 2010 auf die von gasgefeuerten Kraftwerken zu reduzieren und damit 6 Mill. t einzusparen. Eine solche Vorgabe ist für viele Betreiber von Kohlekraftwerken voraussichtlich nur mit der Zufeuerung von biogenen Festbrennstoffen (z.B. Baumschnitt, Schwemholz) einzuhalten. Deren Anteil am PEV wird aus diesem Grund kontinuierlich ansteigen. Ebenso wurde zur Förderung erneuerbarer Energieträger im Jahr 2002 ein System zur Zertifizierung von Strom aus regenerativen Energiequellen eingeführt. Hersteller dieses „grünen Stroms“ erhalten einen Bonus von 1,94 ct/kWh und werden von der Energiesteuer vollständig befreit. Große Potenziale für die Stromerzeugung liegen in der Windenergie; Ziel ist ein Ausbau auf 1 500 MW bis 2010 im Binnenland und auf 6 000 MW bis 2020 in Offshore-Windparks.

Der spanische Energiesektor hat sich in den neunziger Jahren grundlegend verändert. Das Land besitzt nur eine geringe Menge heimischer Energieresourcen, die lediglich 25 % des PEV decken. Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, haben für die Regierung die Diversifikation des Energieangebots sowie Maßnahmen zur Energieeinsparung höchste Priorität. Zusätzlich sollen die Anforderungen des Kyoto-Protokolls erfüllt werden (Erhöhung der Treibhausgasemissionen 2008 bis 2012 um maximal 15 % gegenüber 1990). 2001 emittierte das Land 382,8 Mill. t CO₂-Äquivalente, 33 % mehr als 1990. Somit ist die verstärkte Nutzung CO₂-armer bzw. -freier Energieträger von zentraler Bedeutung. Neben einem höheren Einsatz von Erdgas wird sich dies vor allem positiv auf die Nutzung regenerativer Ressourcen auswirken.

Im Plan zur Förderung regenerativer Energien (*Plan de Fomento de las Energías Renovables en España*) sind ehrgeizige Ziele formuliert. So soll sich der Anteil regenerativer Energien von 6,3 % 1998 bis 2010 verdoppeln. Den größten Beitrag soll die Biomasse leisten, gefolgt von Windkraft und Solarenergie. Bei regenerativen Anlagen zur Stromerzeugung soll die installierte Leistung im gleichen Zeitraum um 60 % gesteigert werden, wozu die Windkraft den größten Teil beiträgt. Um dies zu erreichen, hat Spanien mit dem Königlichen Erlass RD2818/1998 eine Einspeiseregulierung ähnlich dem deutschen EEG

verabschiedet. Im *Régimen Especial* werden für verschiedene Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung erhöhte Vergütungen festgelegt, die sich an der aktuellen Marktlage orientieren und zuletzt 2002 geändert wurden. Seitdem genießt auch Strom aus solarthermischen Kraftwerken eine erhöhte Einspeisevergütung. Dabei können die meisten Betreiber regenerativer Anlagen zwischen einem Festpreis und einer *Prima*, einem Aufpreis auf die zu erzielenden Marktpreise, wählen. Diese Gesetzgebung hat zahlreiche Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien angestoßen und 2001 Investitionen von 938 Mill. € ausgelöst. Bereits 2000 wurden 15,8 % der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gedeckt, gut 28 TWh aus Sonnenenergie.

7.2 Ausgewählte Bundesländer

Der zukünftige Energiemix in Deutschland wird hier am Beispiel von NRW, Niedersachsen, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Sachsen betrachtet. In NRW ist trotz eines nur geringen Bevölkerungswachstums (ILS 2002) auch in Zukunft mit einer Zunahme des Energieverbrauchs z.B. im Haushalts- oder Verkehrssektor in NRW zu rechnen. Der Anstieg des PEV wird aber wohl nur sehr moderat ausfallen, da Maßnahmen zur Effizienzverbesserung im Umgang mit Energie den zusätzlichen Verbrauch zumindest teilweise kompensieren.

Nicht minder bedeutend sind umweltpolitischen Maßnahmen des Bundes und der Landesregierungen, etwa bei der Förderung regenerativer Energien oder die Ausgestaltung des Emissionshandelssystems. Der in Deutschland zu beobachtende Rückgang der Kohle am PEV und der zunehmenden Verbrauch von Gas und regenerativen Energien zeigt sich auch in den betrachteten Bundesländern¹⁵. Ein besonders starker Rückgang ist beim Einsatz von Braun- und Steinkohle in NRW und Sachsen zu beobachten. Demgegenüber stieg der Anteil von Gas in allen betrachteten Bundesländern um durchschnittlich 30 % (Tabelle 41). Es ist davon auszugehen, dass sich diese Tendenzen fortsetzen; so dürfte sich auch der Anteil der Kernenergie, der etwa in Bayern in den letzten Jahren zugenommen hat, reduzieren.

Die Potenziale erneuerbarer Energieträger wurden in Abschnitt 3 dargestellt. Als wichtige Rahmenbedingungen wurden Witterungsverhältnisse, nutzbare Bodenflächen sowie spezifische Förderprogramme herausgestellt. Diese Rahmenbedingungen werden für ausgewählte Bundesländer erläutert und auf ihre Wirkungen auf den zukünftigen Energiemix hin untersucht.

Die Stromerzeugung aus Windenergie spielt vor allem in NRW und Niedersachsen eine bedeutende Rolle. In NRW wurden von 1987 bis 2000 mehr als

¹⁵ Der PEV von Niedersachsen und Rheinland-Pfalz konnte für die vergangenen Jahre nicht ermittelt werden; deshalb wurde hier Bayern einbezogen.

Tabelle 41

Primärenergieverbrauch in ausgewählten Bundesländern nach Energieträgern
 1990 bis 2001; in Mill. t SKE

	Braun- kohle	Stein- kohle	Mineral- öl ¹	Gase	Kern- energie	Wasser- kraft	Erneuer- bare	Sons- tige	Insge- sam
NRW ²									
1990	27,60	40,58	44,38	24,06	0,37	0,11	–	–4,02	133,08
1995	28,13	37,00	48,36	26,84	0,0	0,05	0,01	–0,77	139,61
1999	26,60	32,43	45,07	27,35	0,0	0,06	0,07	1,56	133,13
2000 ^P	26,80	30,70	44,10	27,00	0,0	0,10	0,10	2,00	130,80
2001 ^P	27,02	28,31	43,50	27,03	0,0	0,01	0,12	2,71	128,70
Baden-Württemberg ³									
1990	0,18	6,44	22,35	6,33	11,98	0,48	–	1,02	48,78
1995	0,14	6,52	23,2	7,78	14,01	0,58	–	0,86	53,09
1999	0,09	6,28	22,61	8,69	14,67	0,53	0,01	1,13	54,01
2000	0,11	5,97	21,81	8,48	14,59	0,72	0,01	1,51	53,02
2001 ^P	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Sachsen ⁴									
1990	26,91	0,74	3,57	1,68	0,0	0,00	0,03	–1,34	31,54
1995	13,24	0,24	6,97	3,26	0,0	0,01	0,02	–1,60	22,14
1999	4,73	0,18	7,89	4,76	0,0	0,03	0,05	0,59	18,24
2000	6,99	0,16	8,20	4,55	0,0	0,03	0,08	–0,30	19,71
2001 ^P	9,07	0,16	8,28	4,72	0,0	0,03	0,12	–1,17	21,25
Bayern ⁵									
1990	1,60	3,30	29,50	9,30	15,30	1,30	0,80	–0,30	60,80
1995	1,20	3,40	30,80	10,10	17,40	1,60	2,40	–0,30	66,60
1999	1,20	3,30	31,60	11,20	17,70	1,70	2,80	–0,30	69,20
2000	1,20	3,30	31,00	11,10	18,40	1,70	3,10	–0,30	69,50
2001	1,30	2,70	31,60	11,80	18,90	1,70	3,20	–0,30	70,90

Nach Angaben der Länderenergiebilanzen. – ¹Einschließlich Flüssig- und Raffineriegas. – ²Gase: einschließlich Gruben- und Klärgas. Kernenergie, Wasserkraft, eErneuerbare Energien ab 1994 nach Wirkungsgradmethode. – ³Sonstige: einschließlich Nettostrombezüge und bis 1995 Windkraft, Klärgas, Holz, Müll, ab 1996 Biogas, feste und flüssige biogene Brennstoffe, Abfälle. – ⁴Gase: einschl. Import von Stadtgas, Verbrauch von Klärgas und anderen Biogasen. Sonstige: Stromaus-tauschsaldo. – ⁵Kernenergie und Wasserkraft: nach Wirkungsgradmethode. Sonstiges: Stromaus-tauschsaldo. – ^PVorläufig.

70 Mill. € in den Ausbau investiert, die Fördermittel stammten aus dem Landesprogramm „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen (REN)“. Seit 2001 wird auf die Unterstützung aus Landesmitteln verzichtet. Obwohl die Windstromproduktion 2002 noch einmal um 50 % gegenüber 2001 gesteigert werden konnte (IWR 2003), ist nicht mit einer weiteren signifikanten Zunahme zu rechnen. Das Land verfügt über keine Offshore-Potenziale, der Ausbau im Binnenland stößt (bundesweit) zunehmend an Grenzen, und die Förderung von weniger ertragreichen Standorten wird wie erwähnt zurückgefahren.

Niedersachsen hat in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt mehr als 10 % seines Nettostromverbrauchs durch Windenergie decken können. Unterstützt wurde der Ausbau durch Landesfördermittel von mehr als 30 Mill. €. Auch wegen der Einspeisevergütungen und günstiger Windverhältnisse hat sich diese Form der Energiegewinnung in Niedersachsen etabliert. Die weitere Entwicklung wird sich auf den Offshore-Bereich konzentrieren, wo zusätzliche Kapazitäten von 8 000 MW entstehen sollen (Niedersächsisches Umweltministerium 2002). Diese bilden neben dem Ersatz älterer durch leistungsfähigere Anlagen die Grundlage für den weiteren Ausbau. Unterstützt wird die Fokussierung auf den Ausbau auf See durch die geplante Novellierung des EEG bzw. den Entwurf eines Gesetzes für den beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien (BMU 2003b).

Ein starker Zubau von Windrädern konnte in den letzten Jahren in Rheinland-Pfalz und Sachsen beobachtet werden. Ohne zusätzliche Förderung auf Landesebene verdoppelte sich ihre Zahl zwischen 1998 und 2001. Ähnlich wie in NRW ist aber auch hier in Zukunft mit einem viel geringeren Zubau zu rechnen, da keine Potenziale im Offshore-Bereich vorhanden sind.

Die energetische Nutzung von Biomasse hat in den vergangenen Jahren sehr an Bedeutung gewonnen. Attraktiv sind biogene Energieträger nicht nur unter den Aspekten Klimaschutz und Schonung fossiler Energieträger, sondern auch für die Entwicklung ländlicher Räume und die Schaffung neuer Einkommensquellen für die Land- und Forstwirtschaft. Biomasse kann in Primär- und Sekundärprodukte unterteilt werden. Primärprodukte entstehen durch die direkte photosynthetische Ausnutzung der Sonnenenergie. Für die Energiebereitstellung gehören dazu Produkte aus dem Energiepflanzenanbau (schnell wachsende Bäume, Energiegräser) oder pflanzliche Rückstände auch aus Industrie und Haushalten (z.B. Stroh, Rest- und Altholz, organische Bestandteile im Haus- und Industriemüll). Durch Ab- und Umbau der organischen Substanz in höheren Organismen, z.B. im Verdauungstrakt von Tieren, entstehen Sekundärprodukte wie Gülle und Klärschlamm.

Rund 85 % der Energiegewinnung aus Biomasse wird in Wärme umgesetzt, 15 % in Strom und Kraftstoffe. Die Wärmeerzeugung findet größtenteils dezentral in Klein- und Kleinstanlagen statt, die kaum statistisch zu erfassen sind. Aus diesem Grund kann regenerative Wärme nur je neu installierter Anlage gefördert werden. Die Förderung der Stromproduktion geschieht auf Bundesebene im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Zur Begriffsabgrenzung hat die Bundesregierung im Juni 2001 die „Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung)“ erlassen. Danach lassen sich biogene Brennstoffe in flüssige Biomasse (vor allem Biokraftstoffe), feste Biomasse (biologisch abbaubarer Anteil von Erzeugnissen, Ab-

fällen und Rückständen, biologisch abbaubarer Anteil von Abfällen, Holzkohle) und Biogas (Deponiegas, Klärgas usw.) unterscheiden.

Sowohl in NRW als auch in Niedersachsen, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Sachsen finden sich detaillierte Programme zum Ausbau der Energiebereitstellung aus Biomasse. Bei der Stromerzeugung liegt NRW unter den betrachteten Bundesländern an der Spitze, obwohl im Jahr 2001 lediglich 65 Anlagen zur Erzeugung von 340 GWh Strom aus Biomasse beigetragen haben (Tabelle 42). In Niedersachsen und Baden-Württemberg wurde eine wesentlich geringere Menge Strom von 226 bzw. 202 Anlagen erzeugt; dadurch lag die Auslastung der Anlagen in NRW 2001 bei 3977 h, in Baden-Württemberg bei 3765 h und in Niedersachsen bei lediglich 2794 h. Die Förderung der Anlagen erfolgt in NRW über das REN-Programm und bezieht sich auf Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung mit und ohne Netzanbindung.

Im Gegensatz zur Windenergie wird die Förderung biogener Brennstoffe fortgesetzt. Im Rahmen der „Bioenergie-Offensive Niedersachsen“ werden neben Biomasse- und Biogasanlagen Forschungs- und Demonstrationsprojekte sowie Informationskampagnen unterstützt. Das Land Baden-Württemberg vergibt zinsgünstige Darlehen für den Bau von Anlagen, die eine wirtschaftlich interessante Alternative zum Einsatz herkömmlicher Energieträger erwarten lassen. Der Bau von Energieerzeugungsanlagen auf Holz- oder Hackschnitzelbasis wird ebenfalls mit einem einmaligen Zuschuss gefördert. Die finanzielle Unterstützung im Rahmen des Programms zur „Förderung erneuerbarer Energien in Rheinland-Pfalz“ hatte bis 2001 keine erkennbaren Anreize gesetzt: Die Zahl der Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse ging von 47 im Jahr 1998 auf 23 zurück. Erfolgreicher scheint demgegenüber das „Förderprogramm zum Immissions- und Klimaschutz und erneuerbare Energien“ in Sachsen. Die hier bewilligten Zuschüsse für die energetische Nutzung von Biomasse haben zu einer Vervierfachung der Stromerzeugung zwischen 1998 und 2001 beigetragen.

Die zukünftige Energiebereitstellung aus Biomasse wird von den in den jeweiligen Ländern technisch nutzbaren Potenzialen und Flächen, den länderspezifischen Fördermaßnahmen und den Energiegestehungskosten abhängen. Unter technisch nutzbaren Potenzialen (Abschnitt 3) versteht man den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter der Berücksichtigung der derzeitigen technologischen Rahmenbedingungen genutzt werden kann (Tabelle 16). Eine Abschätzung hängt maßgeblich von der Qualität der Böden, Temperaturschwankungen sowie Niederschlagshöhe und -verteilung ab und ist daher mit großen Unsicherheiten verbunden. Auch scheint vor diesem Hintergrund eine Abschätzung auf Länderebene nicht für alle biogenen Energieträger möglich. Die in Deutschland vorhandenen Brachflächen könnten jedoch als Indikator für die Flächen gelten, die zum Anbau nachwachsender Energieträ-

Tabelle 42

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen¹ in ausgewählten Bundesländern

1996 bis 2001; in GWh

	NRW	Nieder- sachsen	Baden- Württemberg	Rheinland- Pfalz	Sachsen	Deutschland
Wind						
1996	150,52	557,56	3,35	34,28	63,81	2 031,88
1998	417,16	1 279,42	17,87	103,63	204,66	4 489,42
2000	790,50	3 166,40	52,50	358,40	456,10	9 513,50
2001	950,90	2 744,30	92,50	380,80	527,20	9 877,50
Biomasse						
1996	235,50	100,10	128,60	45,30	1,90	803,70
1998	244,24	118,64	149,40	73,52	20,03	1 050,33
2000	234,45	121,66	196,33	58,24	45,46	1 405,04
2001	339,50	163,50	170,10	35,20	78,00	1 949,60
Photovoltaik						
1996	1,53	0,20	0,90	0,37	0,18	6,08
1998	3,56	0,42	1,51	0,68	0,20	15,62
2000	5,78	0,63	6,67	0,86	0,26	31,80
2001	9,07	2,68	13,66	1,73	0,64	67,96

Eigene Berechnungen nach Angaben des VDEW, des BMWi und des Statistischen Bundesamtes.
 – ¹Ohne Wasserkraft, da Daten nur unvollständig bis 1998 vorliegen und der weitere Ausbau als sehr gering eingeschätzt wird. Die Nutzung von Geothermie zur Stromerzeugung ist derzeit vernachlässigbar gering.

ger nutzbar sind (Tabelle 43). Zur Abschätzung des Holzpotenzials könnten die Waldbestände herangezogen werden. Die größten technischen Nutzungspotenziale für Waldrestholz liegen danach in Niedersachsen und Baden-Württemberg (Tabelle 44). Unter Berücksichtigung der dargestellten Fördermaßnahmen lässt sich vermuten, dass insbesondere in NRW, Niedersachsen und Baden-Württemberg die Nutzung von Waldrestholz und der Anbau nachwachsender Rohstoffe in den kommenden Jahren zunehmen werden.

Ähnlich wie sich die Windenergie naturgemäß auf Bundesländer mit windreichen Regionen (z.B. Küstengebiete) konzentriert, liegt der Schwerpunkt der Stromerzeugung aus Sonnenenergie heute und wahrscheinlich auch in Zukunft im sonnenreichen Süden, z.B. in Baden-Württemberg. Dort hat sich die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen zwischen 1998 und 2001 verneunfacht. NRW weist ebenfalls starke Zuwächse von Photovoltaik- und solarthermischen Anlagen auf, die analog zur Biomasse über das REN-Programm bezuschusst bzw. durch zinsgünstige Kredite gefördert werden. Auch Niedersachsen unterstützt im Rahmen von Wirtschaftsförderfonds innovative Modellvorhaben zur Nutzung der Solarenergie, innovative Solarprojekte in Unternehmen und Fertigungsanlagen und Entwicklungsvorhaben im Solarenergiebereich. Die Erhöhung der Solarstromerzeugung zwischen 2000 und 2001

Tabelle 43

Brachflächen¹ in ausgewählten Bundesländern

2001 und 2002

	2001		2002	
	Fläche	Anteil	Fläche	Anteil
	in 1 000 ha	in %	in 1 000 ha	in %
NRW	66	7,76	63,7	7,64
Niedersachsen	129	15,17	133,2	15,97
Baden-Württemberg	52,3	6,15	48,5	5,81
Rheinland-Pfalz	34,5	4,06	30,5	3,66
Sachsen	34,4	4,04	33	3,96
Deutschland	850,2	100	834,1	100

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes. – ¹Einschließlich stillgelegte Flächen mit Beihilferegelung und konjunkturelle Stilllegungsflächen, ohne Anbau von nachwachsenden Rohstoffen.

dürfte in hohem Maße auf Bundesförderprogramme zurückzuführen sein, vornehmlich die Einspeisevergütungen im Rahmen des EEG sowie das erst kürzlich ausgelaufene 100 000 Dächer Solarstrom-Programm¹⁶. Die zukünftige Nutzung von Sonnenenergie wird aber trotz Fördermaßnahmen und erheblicher nicht ausgeschöpfter Potenziale entscheidend von den Kosten abhängen.

8. Zusammenfassende Bewertung

Ziel des vorliegenden Beitrags war die Beschreibung des sich für die Zukunft abzeichnenden Energie- bzw. Strommixes in NRW. Der Anteil einzelner Energieträger am PEV (Energimix) sowie an der Stromerzeugung (Strommix) wird im Wesentlichen durch die folgenden Rahmenbedingungen bestimmt:

- die voranschreitende Liberalisierung der Elektrizitäts- und Gasmärkte,
- die Klima- und Umweltschutzziele sowie die Maßnahmen zur Umsetzung der nationalen Zielvorgaben wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz,
- den sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie,
- die bestehenden Kraftwerks-Strukturen, die in NRW auf den großen Vorkommen an heimischer Braun- und Steinkohle basieren und die sich u.a. durch die Verfolgung des energiepolitischen Ziels der Versorgungssicherheit ergeben haben.

¹⁶ Um die durch das Auslaufen dieses Programms wegfallenden Fördergelder zu kompensieren, ist in §11 Erneuerbare-Energien-AusbauG eine Anhebung der Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie vorgesehen. Ab 2004 soll er um 15,6 ct/ kWh (bis zu einer Leistung von 30 kW) bzw. 11,6 ct/ kWh (ab 30 kW) für Anlagen an oder auf Gebäuden angehoben werden. Andere Anlagen erhalten eine weitere Bezuschussung von 5,0 ct/ kWh.

Tabelle 44

Waldfläche und Waldrestholzpotenzial in ausgewählten Bundesländern

Stand 2000

	Waldfläche	Anteil an der Fläche des Landes	Anteil an der Waldfläche Deutschlands	Technisches Nutzungspoten- zial, Waldrestholz
	in 1 000 ha	in %		in PJ/a
NRW	873	26	8	13
Niedersachsen	1 068	23	10	14
Baden-Württemberg	1 353	38	13	17
Rheinland-Pfalz	812	41	8	11
Sachsen	502	27	5	6
Deutschland	10 739	30	100	142

Nach Angaben in BMVEL 2001 und Fachagentur nachwachsende Rohstoffe 2000.

Dem Argument der Versorgungssicherheit mit heimischen Energieträgern wird – neben Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der dritte Eckpunkt des energiepolitischen Zieldreiecks – wohl auch in Zukunft eine wesentliche Rolle zukommen: Die u.a. aus diesem Grund zugesagten finanziellen Hilfen zur Förderung deutscher Steinkohle, die im Jahre 2012 noch eine Förderung von 16 Mill. t gewährleisten sollen, kommen größtenteils NRW zugute.

Bei der Untersuchung der Veränderungen im nordrhein-westfälischen Energiemix bis zum Jahr 2020 stehen regenerative Energien, die infolge verstärkter internationaler Klimaschutzbemühungen auch national an Bedeutung gewinnen dürften, im Vordergrund. Der Energiemix ist allerdings nur in Grenzen gestaltbar, z.B. da aufgrund der langen Lebensdauer von Kraftwerken 2020 noch mehr als die Hälfte der gegenwärtig betriebenen Anlagen genutzt wird.

8.1 Status Quo

Braun- und Steinkohle bilden nach wie vor das Rückgrat der deutschen Energieversorgung, wobei beide für NRW noch weitaus höhere Bedeutung haben. Besonders deutlich wird dies an der Stromerzeugung, die 2002 in Deutschland zu etwa 50 %, in NRW zu rund 85 % auf Kohle basierte. Der PEV wurde zu rund 25 % bzw. zu 43 % durch Kohle gedeckt. Dieser relativ hohe Anteil der Kohle lässt sich zum einen mit den umfangreichen, größtenteils leicht zugänglichen Braunkohlevorräten in NRW erklären. Wegen der günstigen Abbaubedingungen ist heimische Braunkohle international wettbewerbsfähig und ermöglicht in den nahe den Vorkommen gelegenen Kraftwerken eine kostengünstige Stromerzeugung. Heimische Steinkohle weist allerdings aufgrund der ungünstigen geologischen Bedingungen gravierende Kosten- und Wettbewerbsnachteile gegenüber importierter Steinkohle auf.

Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 1977 der so genannte Jahrhundertvertrag abgeschlossen, der die Elektrizitätswirtschaft zur Abnahme von heimischer Steinkohle verpflichtet. Dies führte zu einem massiven Zubau von Steinkohlekraftwerken. Zwar verliert die heimische Steinkohle mit dem Rückgang der Subventionen zunehmend an Bedeutung. Für die Kraftwerksbetreiber ist der Rückgang der Subventionierung jedoch irrelevant, da hiesige Steinkohle mit kostengünstiger Importkohle aus Ländern wie Polen, Südafrika und Australien substituiert werden kann. Die Rückführung der Subventionen wird daher keinen Einfluss auf die Kraftwerksstruktur haben.

Knapp die Hälfte der derzeit installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung in NRW wird allerdings bis 2020 wegen technischer Überalterung (*dead wood*) ersetzt oder erneuert werden müssen.

8.2 Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und CO₂-Emissionshandel

Ob Kohle ihre zentrale Rolle im Energiemix behalten kann, hängt in liberalisierten Strommärkten von den Erzeugungskosten für Strom aus unterschiedlichen Kraftwerkstypen ab. Entscheidend hierfür sind die Preise der jeweils eingesetzten Energieträger und in Zukunft die für CO₂-Zertifikate. Welcher Typ von Kraftwerk neu gebaut wird, hängt zudem vom jeweiligen Lastbereich ab. Grundsätzlich werden Kraftwerkstypen mit hohen Kapital- und niedrigen Brennstoffkosten in der Grundlast, solche mit niedrigen Kapital- und hohen Brennstoffkosten in der Spitzenlast eingesetzt.

Bisher ist die Mittellast eine Domäne der Steinkohle. Diese Stellung könnte sich allerdings im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte deutlich verändern, denn der Wettbewerbsdruck erfordert eine im Vergleich zu früheren Monopolzeiten enge Kostenkalkulation auf der Erzeugungsseite. Kostendruck sowie eingeschränkte Planungssicherheit implizieren eine deutliche Verkürzung der Amortisationszeiten für neu errichtete Kraftwerke. Daraus könnte die Tendenz resultieren, beim Bau von Kraftwerken solche mit niedrigen (vor allem Erdgas betriebene Anlagen) gegenüber solchen mit hohen Kapitalkosten (Kohle- bzw. Kernkraftwerke) zu bevorzugen.

Dies gilt auch bei eventuell steigenden Preisen für Erdgas. Denn selbst relativ hohe zukünftige Erdgaspreise werden im ökonomischen Kalkül eines Kraftwerksbetreibers ein vergleichsweise geringes Gewicht haben, da diese weit in der Zukunft liegenden, mit großer Unsicherheit behafteten Kosten von den Entscheidungsträgern möglicherweise stark diskontiert werden. Die niedrigen Kapitalkosten für Erdgas betriebene Anlagen erscheinen hingegen zum Zeitpunkt der Entscheidung als relativ sicher. Unter diesen Bedingungen werden veraltete Steinkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von etwa 40 % vermutlich durch neue, kapitalkostengünstigere Erdgas betriebene GuD-Anla-

gen ersetzt, deren Wirkungsgrade von über 55 % die höheren Gaspreise kompensieren können.

Der geplante Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten könnte zusätzliche Vorteile für den Einsatz von Erdgas gegenüber Braun- und Steinkohle bringen. Denn die im Vergleich zu Braun- und Steinkohle niedrigeren CO₂-Emissionsfaktoren bei Erdgas sorgen dafür, dass für den Betrieb von Erdgasanlagen eine geringere Zahl von Emissionslizenzen notwendig ist als für Kohlekraftwerke. Dadurch würde der Trend zum Einsatz von Erdgas in der Mittellast verstärkt. In der Spitzenlast ist Erdgas grundsätzlich deutlich kostengünstiger als andere Energieträger, sodass bestehende Erdgaskraftwerke lediglich durch moderne GuD-Anlagen ersetzt werden. Das hängt u.a. damit zusammen, dass das teure Erdgas nur in kurzen Spitzenlastzeiten in kapitalgünstigen Anlagen eingesetzt wird.

Im Bereich der Grundlast könnten sich zwei Entwicklungen als maßgeblich erweisen:

- Trotz zusätzlicher Belastungen durch den Emissionshandel werden die Brennstoffkostenvorteile der Braunkohle gegenüber anderen Energieträgern bestehen bleiben. Alte Anlagen werden nach Erreichen ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer durch effizientere Braunkohlekraftwerke ersetzt.
- Die durch den Ausstieg aus der Kernenergie zu ersetzende Menge an Strom, die über 50 % des gesamten in der Grundlast erzeugten Volumens ausmacht, kann aufgrund nahezu ausgeschöpfter Kapazitäten nicht durch Braunkohlekraftwerke geliefert werden. Für NRW könnten sich durch steigende Stromlieferungen an andere Bundesländer Chancen für den Bau hocheffizienter Steinkohlekraftwerke ergeben. Deren Einsatz weist in der Grundlast gegenüber Erdgas trotz höherer Belastungen aus dem Emissionshandel klare ökonomische Vorteile auf¹⁷.

8.3 Klima- und Umweltschutzbemühungen

Infolge der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls besteht für Deutschland die Verpflichtung, die Treibhausgasemissionen zwischen 2008 und 2012 um 21 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Ein Instrument dazu ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Mit seiner Hilfe soll der Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 auf 12 % angehoben werden. Der Stellenwert regenerativer Energien im Energiemix der Zukunft hängt dabei maßgeblich von zwei Faktoren ab:

¹⁷ Diese ist in der Grundlast jedoch nur bei einem Zertifikatspreis bis ca. 5 €/t CO₂ gegeben, liegt der Preis darüber, wäre eine Verstromung von Erdgas auch in diesem Lastbereich ökonomisch sinnvoll; VGB Powertech 2003.

- den klima- und umweltpolitischen Rahmen- und Förderbedingungen;
- den Erzeugungskosten für Strom aus erneuerbaren verglichen mit konventionellen Energiequellen.

Das Gesetz sieht feste Einspeisevergütungen für regenerativen Strom sowie die Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber vor. Die Vergütungen differieren nach Art der Energiequelle. Die Vergütungszahlungen betrug 2001 etwa 1,5 Mrd. €. Mit der Novellierung des Gesetzes im April 2004 erhalten kleinere Geothermie- und Biomasseanlagen eine höhere Vergütung pro erzeugter kWh. Die Vergütungssätze für Windkraft sind indes reduziert worden. In NRW wird der Zubau von Windkraftanlagen voraussichtlich deutlich abnehmen. In Anlehnung an die Maßnahmen der Bundesregierung werden hier durch Förderprogramme wie REN vor allem Biomasse und Solarenergie unterstützt. Auf die Förderung von Windenergie wird seit 2001 verzichtet.

Die Stromerzeugungskosten für Biomasse liegen derzeit um ca. 40 bis 100 % und für Gruben-, Deponie- und Klärgas um ca. 50 bis 180 % über denen für Braunkohle in der Grund- bzw. Steinkohle in der Mittellast. Aus heutiger Sicht ist also keine dieser Technologien wettbewerbsfähig und in hohem Maße von Fördermaßnahmen abhängig. Am weitesten von der Wettbewerbsfähigkeit entfernt ist Solarenergie, wogegen Windenergie durchaus das Stadium der Wettbewerbsfähigkeit erreichen könnte. Hier ist aber die Stromgewinnung nicht so zuverlässig wie bei konventionellen Energieträgern.

Vermutlich steigende Weltmarktpreise für Rohöl sowie zusätzliche Belastungen durch den Emissionshandel werden in Zukunft zu höheren Stromerzeugungskosten für konventionelle Energieträger führen. Investitionen in neue Kraftwerks- und Netzkapazitäten werden zusätzlich für höhere Stromgestehungskosten und -preise sorgen. Durch die Verteuerung von Strom aus Kohle und Gas wird sich der Wettbewerbsnachteil für erneuerbare Energien verringern, insbesondere da sie nicht den Belastungen aus dem Emissionshandel unterworfen sein werden. Zudem können sich für sie Einsparungen bei den spezifischen Kosten durch eine zunehmende Massenfertigung und einer auf technologischem Fortschritt beruhenden Leistungssteigerung der Anlagen ergeben. Daher ist es nicht ausgeschlossen, dass in den kommenden 15 bis 20 Jahren die Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas sowie aus Biomasse und (Offshore-) Wind wirtschaftlich werden könnte.

Von besonderer Bedeutung für den Anteil regenerativer Energieträger am Energiemix wird zunächst die Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken sein. Sie stellt eine ökonomisch sinnvolle Übergangslösung dar, bis reine Biomasseanlagen zur Wettbewerbsreife gelangt sind. Die verstärkte Nutzung von Klär-, Deponie- und Grubengas sowie der Ersatz bestehender Windanlagen durch neue, leistungsfähigere Einheiten („Repowering“) kann in NRW

indes nur in engen Grenzen stattfinden. Ein Anteil regenerativer Energien an der Stromversorgung in NRW von 5 % wird nicht wesentlich überschritten werden können (derzeit 1,5 %).

Die resultierenden geringen Treibhausgasminderungen in NRW können allerdings an anderer Stelle ausgeglichen werden, etwa indem alte Steinkohlekraftwerke durch neue oder durch Erdgas betriebene GuD-Anlagen mit deutlich höherem Wirkungsgrad ersetzt werden. Dabei können CO₂-Emissionsminderungen von bis zu 60 % gegenüber den Altanlagen realisiert werden. Die Emissionsvermeidungskosten wären sogar praktisch Null, wenn ohnehin die Notwendigkeit besteht, ein veraltetes Kraftwerk zu ersetzen.

Literaturverzeichnis

- Ahlheim, M. and U. Lehr (2001), Household Equivalence Scales and the Assessment of Environmental Benefits. Diskussionschrift Fakultät Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik 2001-1. Brandenburgische Technische Universität Cottbus.
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.) (2003), *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*. Hannover.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2002), *Zahlen zur Umwelt*. Berlin.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2003a), *Eckpunkte der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)*, Stand August 2003. Berlin.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2003b), *Entwurf eines Gesetzes für den beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien im Strombereich* (Erneuerbare-Energien-AusbaUG), Stand August 2003. Berlin.
- BMVBW – Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (Hrsg.) (2003), *Verkehr in Zahlen 2002/2003*. Hamburg.
- BMVBW – Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (Hrsg.) (2001), *Verkehrsprognose 2015*. Internet: www.bmvbw.de/Verkehrsprognose-2015-713.htm, Abruf vom 18. März 2004.
- BMVEL – Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (Hrsg.) (2001), *Gesamtwaldbericht der Bundesregierung 2001*. Bonn.
- Böhmer, T. (versch. Jahre), Nutzung regenerativer Energien zur Stromerzeugung. *Energiewirtschaft*.
- Buttermann, H.-G. und B. Hillebrand (2003), Klimagasemissionen in Deutschland in den Jahren 2005/07 und 2008/12. RWI : Materialien 2. RWI, Essen.
- Daul, J. und D. Juch (1999), Die Verteilung der Vorräte der Steinkohlenlagerstätten an der Ruhr vor dem Abbau und zum 1. Januar 1995. *Glückauf* 135 (1/2): 34-42.
- DIW – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.) (1996), Weiterhin Wachstum von Fahrleistungen und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr. (Bearb.: H. Rieke.) *DIW-Wochenbericht* Jg. 63 (14): 227–238.
- EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln und Prognos AG (Hrsg.) (2000), *Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Stuttgart.
- Fachagentur nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.) (2000), *Leitfaden Bioenergie*. Planung Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Münster: Landwirtschaftsverlag.
- Geologischer Dienst NRW (Hrsg.) (2003), *Kohleninhalt in der Bergbau- und Explorationszone des Ruhrreviers nach Tiefe und Kohlemächtigkeit der Flöze*. Internet: www.gd.nrw.de, Abruf vom 11. März 2004.
- Hillebrand, B. (1997), Stromerzeugungskosten neu zu errichtenden konventioneller Kraftwerke. RWI-Papiere 47. RWI, Essen.
- IEA – International Energy Agency (ed.) (2002), *World Energy Outlook 2002*. Paris.

- ILS – Institut für Landes- und Stadtentwicklungsforschung des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (2002), *Aspekte der demographischen Entwicklung in NRW*. Dokumentation des Workshops am 11. Oktober 2002 in Dortmund. Internet: www.ils.nrw.de/publik/pdf/demogr-entwicl.pdf, Abruf vom 22. März 2004.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate (ed.) (2001), *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Cambridge: Cambridge University Press.
- IWR – Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (Hrsg.) (2003), *Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2002*. Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr, Energie und Landesplanung des Landes Nordrhein-Westfalen. Endbericht. Münster.
- Kaltschmitt, M. et al. (Hrsg.) (1999), *Energie aus Erdwärme*. Stuttgart: Deutscher Verlag Grundstoff.
- Klatt, H.-J. et al. (2000), *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2000*. Essen: Glückauf.
- Lehr, U. (1999), Regelungen beim Heizenergieverbrauch der privaten Haushalte und Innovationen. Untersuchungen des RWI 29. RWI, Essen.
- Niedersächsisches Umweltministerium (Hrsg.) (2002), *Niedersächsisches Aktionsprogramm zur Planung von Windenergiestandorten im Offshore-Bereich*. Internet: www.mu1.niedersachsen.de/functions/downloadObject/0,,c645558_s20,00.pdf, Abruf vom 22.03.2004.
- Peters, K. und H.B. Lüngen (1992); Stand und Entwicklungsmöglichkeiten zur Senkung des spezifischen Koksverbrauchs im Hochofen. *Stahl und Eisen* 112: 29–36.
- RWI – Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.) (2001), *Klimaschutzkonzept Nordrhein-Westfalen*. Politiken und Maßnahmen zur Verminderung der CO₂-Emissionen in ausgewählten Sektoren. Untersuchung für das Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen. Essen.
- RWI – Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.) (2003), *Allokation, Emissionshandel und die Erdgasversorgung*. Untersuchung für die Ruhrgas AG. Essen.
- Stahl, W. (1998), *Die weltweiten Reserven der Energierohstoffe*. Mangel oder Überfluß? Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Staiß, F. (2003), *Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03*. Radebeul: Biebertstein-Fachbuchverlag.
- Statistik der Kohlenwirtschaft (Hrsg.) (1993), *Statistik der Kohlenwirtschaft 1993*. Essen.
- UBA – Umweltbundesamt (Hrsg.) (2002), *Nationales Programm der Bundesrepublik Deutschland nach Art. 6 der Richtlinie 2001/81/EG vom 23. Oktober 2001 über nationale Emissionshöchstmengen bestimmter Luftschadstoffe*. Berlin.
- VDN – Verband Deutscher Netzbetreiber (Hrsg.) (2003), *EEG-Mittelfristprognose 2000–2008*. Internet: www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/EEG-MiFri_2000-2008.pdf, Abruf vom 10. März 2004.
- VGB Powertech (Hrsg.) (2003), Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen: Gute Perspektiven für moderne Steinkohlekraftwerke. Pressemitteilung der VGB Powertech vom 14. November 2003. Essen.