



Antwort

der Landesregierung

auf die

Große Anfrage

der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

"Weg vom Öl"

Auswirkungen eines dauerhaft hohen Ölpreises auf Wirtschaft und Verkehr in Schleswig-Holstein

Drucksache 16/371

vom 14.11.2005

Federführend ist der Minister für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr

Gliederung

Kap.		Seite
	Vorbemerkung	4
A	Internationale und nationale Ressourcen-, Produktions- und Verbrauchsbedingungen	8
A.1	Bevölkerungsentwicklung	9
A.2	Reserven und Ressourcen von Energieträgern	11
A.3	Erdöl und Erdgasproduktion	20
A.4	Export und Import von Erdöl und Erdgas	23
A.5	Erdöl- und Erdgaspreise	26
A.6	Primärenergiebedarf	30
A.7	Erdöl- und Erdgasverbrauch	32
A.8	Erdölverarbeitung	35
A.9	Motorisierungsgrade mit Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen	37
A.10	Kohlendioxid-Emissionen	39
A.11	Potenzial der Erneuerbaren Energien	42
A.12	Treibhauseffekt und Globale Klimaziele	45
B	<i>Beantwortung der Großen Anfrage</i> <i>"Weg vom Öl" - Auswirkungen eines dauerhaft hohen Ölpreises auf Wirtschaft und Verkehr in Schleswig-Holstein</i>	49
B.I	Verbrauch und Verbrauchsprognose Erdöl und Erdgas in Schleswig-Holstein	49
B.1	Frage 1	49
B.2	Frage 2	53
B.3	Frage 3	54
B.4	Frage 4	56
B.5	Frage 5	57
B.6	Frage 5	58
B.7	Frage 7	61
B.8	Frage 8	63
B.II	Preisentwicklung von Erdöl und Erdgas in Schleswig-Holstein, Verfügbarkeit der Rohstoffe	65
B.9	Frage 9	65
B.10	Frage 10	67
B.11	Frage 11	69
B.12	Frage 12	69
B.13	Frage 13	78
B.14	Frage 14	84

B.15	Frage 15	86
B.16	Frage 16	86
B.III	Maßnahmen heute und in der Zukunft	88
B.17	Frage 17	88
B.18	Frage 18	89
B.19	Frage 19	93
B.20	Frage 20	94
B.21	Frage 21	102
B.22	Frage 22	103
B.23	Frage 23	107
B.24	Frage 24	107
B.25	Frage 25	108
B.26	Frage 26	109
B.IV	Verschiedenes	111
B.27	Frage 27	111
B.28	Frage 28	112
B.29	Frage 29	114
C	Umrechnungsfaktoren, Abkürzungen	117

Vorbemerkung

Die Landesregierung begrüßt diese Große Anfrage als Gelegenheit, den energiepolitischen Stellenwert des Primärenergieträgers Erdöl angesichts der aktuellen Entwicklungen zu analysieren und zu justieren.

Nach Auffassung der Landesregierung gelingt dies indes, wenn man zunächst sich von einer ausschließlichen Sicht auf Schleswig-Holstein löst und den Kontext dessen, was Ölversorgung und –politik bedeutet, reflektiert.

- Zunächst ist seit den 1960er Jahren in der **internationalen** Entwicklung der Öl- und Gasmonopole als treibender Vektor
 - auf der Sachverhaltsebene die Bevölkerungsentwicklung und die daraus resultierende Energienachfrage festzustellen.
 - Davon ausgehend ist auf der Bewertungsebene festzustellen, dass in der heutigen Einen Welt vornehmlich erschöpfliche Energieressourcen zum einen asymmetrisch zwischen OECD und den Entwicklungsländern, zum anderen insgesamt aber in immer höherer Taktfolge beansprucht werden.
- Vor diesem Hintergrund ist die **deutsche** Versorgungs- und Verbrauchssituation abzubilden.
- Erst danach sind die Auswirkungen auf **Schleswig-Holstein** im Gesamtzusammenhang ableitbar und zu bewerten.

Seit den 1960er Jahren wird die Energiefrage für Deutschland - überhaupt für jeden Staat - mehr und mehr zur Standortfrage. Dabei ist die Floskel „Weg vom Öl“ allein als rationale Handlungsanweisung tauglich, denn

- „*radikale*“ Energiewenden missachten stets die limitierenden technischen, technologischen und ökonomischen Randbedingungen. Dabei wird leichtfertig stets vom Geld anderer gesprochen. Die Folgen eines allgemeinen Kauf- und Wirtschaftskraftverlustes werden in solchen Energiewenden billigend in Kauf genommen.
- Unbeschadet von Gültigkeit und Richtigkeit des generellen, auch von der Landesregierung verfolgten „energiepolitischen Dreisprungs“ - Energiesparen, Energieeffizienz und Erneuerbare Energien -, wird bis zum Jahr 2020 der weitaus größere Teil des Energiebedarfs durch erschöpfliche, zz. fossile und nukleare Energieträger zu decken sein. Fossile Energieträger bleiben damit - wohl oder übel - der Anker der Energieversorgung, und zwar unabhängig davon, ob auf Kernenergie verzichtet werden soll. Mithin wird sich nach aktuellen Ausbauszenarien die CO₂-Bilanz von Kern- und Windenergie i.W. egalisieren. Deutschland wird deshalb nur mit zunehmenden Maßnahmen den CO₂-Ausstoss weiter reduzieren können, weil auf diese Summation von CO₂-Freiheiten verzichtet wird.¹

¹ *Energieversorgung in Deutschland: Statusbericht für den Energiegipfel am 03.04.2006*, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, März 2006, Abb. 22, wonach mit der Abwicklung der Kernenergie auf die Produktion von etwa 165 TWh degressiv bis zum Jahr 2022 verzichtet wird. Demgegenüber wird die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf 151 TWh bis zum Jahr 2020 geschätzt; vgl. *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 und finanzielle Auswirkungen*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 1/2006, S. 3.

-
- Eine kausale Verbindung von Erdölverwendung und Kernenergie - etwa in der Art, dass man Kernenergie allein deshalb nutzen müsse, um die Ölabhängigkeit zu reduzieren - ist in der Tat in Deutschland unerfindlich, zumal die Ölverstromung nach den beiden Ölpreiskrisen der 1970er Jahre schon Ende der 1980er Jahre auf knapp 1 % zurückgedrängt werden konnte. Dies mag indes weltweit anders sein, weil die Ölverfeuerung zur Stromerzeugung technologisch einfacher ist als alle anderen Feuerungstechnologien.
 - Die Behauptung, das Maximum der möglichen Erdöltagesförderung - etwa 85 Mio Barrel pro Tag, auch als „big roll over“ bezeichnet - läge bereits hinter uns, ist nicht erwiesen. Dieses Argument wird oftmals zum Anlass genommen, suggestive Angstfragen zu stellen, wie etwa es sein könne, „*dass die fossile Energieversorgung in wenigen Jahren aus physikalisch geologischen Gründen massiv ins Wanken gerät.*“
 - Zum einen ist dieser Hinweis auf nur noch „*wenige Jahren*“ rein rhetorisch. Auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) geht davon aus, dass der „depletion mid-point“, zu dem etwa die Hälfte der konventionellen Erdölreserven gefördert worden sind, in 10 bis 20 Jahren überschritten sein dürfte.² Spätestens ab diesem Zeitpunkt wird die Ölförderung immer weiter zurückgehen. Mithin stimmt dies mit den rein rechnerischen Reichweiten (Definition: R/P-Faktor in Kap.A.2) von 40 Jahren für Erdöl und 66 Jahren für Erdgas gut überein.
 - Zum anderen ist das Hauptproblem der technisch-physikalische Zugang zu den Lagerstätten. Aus physikalischen (nachlassender Druck) und geologischen Gründen (u.a. Wassereinbruch) verringert sich die Förderkapazität bei älteren Ölfeldern kontinuierlich. Dem kann indes mit verbesserten Fördertechnologien entgegengewirkt und damit die Reichweite der Vorräte gestreckt werden. Wann das Maximum der weltweiten Förderkapazitäten erreicht werden wird, ist deshalb Gegenstand oftmaliger Vermutungen, die eben so oft korrigiert werden mussten.³
 - Angesichts der Tatsache, dass bei Preisen von 70 \$ pro barrel und mehr eine Reihe weiterer Alternativen die Erdöl- und Erdgasvorräte beträchtlich strecken wird, ist es ein Irrtum, deshalb die „*fossile Energieversorgung ins Wanken (geraten)*“ zu sehen. Das Gegenteil wird wahrscheinlicher, denn dann wird u.a. die Option von Kohle als CTF - coal to fuel - immer wirtschaftlicher.

Gleichwohl darf, wie lange Erdöl und Erdgas zu welchen Preisen auch immer auch zur Verfügung stehen, die daran gekoppelte CO₂-Problematik nicht aus den Augen verloren werden.

² Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR; Hannover 2005): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004; 2005*; www.bgr.bund.de/cln_030/nn_454936/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestdie__Kurzf__2004,templateld=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie_Kurzf_2004.pdf.

³ Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group: *OIL AND GAS LIQUIDS 2004 Scenario*, updated by C.J. CAMPBELL 2004, der sich indes bereits mehrmals korrigieren musste. CAMPBELL's Behauptung, dass der Peak-Oil bereits in 2008 erreicht würde, kommt allein dadurch zustande, dass er die Definition von Rohöl allein auf heute konventionell förderbares Erdöl beschränkt.

Insgesamt wird aber die Zeit „billigen Öls“ wohl vorbei sein. Dies muss indes als Ansporn in die technologische und lösungsorientierte Kraft Deutschlands begriffen und sollte nicht in eine Dramaturgie über eine antiindustrielle Zukunft Deutschlands umgeschrieben werden. Zumal sich die Erkenntnis, dass die Abhängigkeit vom Öl reduziert werden muss - wie schon gesagt, durch den o.g. energiepolitischen Dreisprung -, seit den Auswirkungen der beiden Ölpreiskrisen in 1973 und 1979 ganz überwiegend in allen nationalen Energiepolitiken wiederfindet. Die tragenden Begründungen hierfür waren und sind auch weiterhin

- zum einen die Erschöpflichkeit der Energieträger, was die **Versorgungssicherheit** infolge absehbarer Verknappungsmöglichkeiten langfristig zu beeinträchtigen droht,
- zum anderen beginnend ab den 1980er Jahren die **ökonomischen und Umweltbelastungen**, letztere infolge der global wirkenden Emission von Kohlendioxid (CO₂).
- In den 1990er Jahren verdichteten sich mit Wegfall des Ost-Westkonfliktes anderswo sicherheitspolitisch krisenhafte Entwicklungen, zumal ein Hauptteil der Erdöl- und Erdgasquellen in permanenten politischen und sozialen Krisengebieten liegen. Die schlichte auf die jeweils nationale oder institutionelle - seien es Staaten, seien es Staaten- oder Wirtschaftsorganisationen - Verfügbarkeit beschränkte Sicht der **Versorgungssicherung** der Rohstoffe greift zu kurz, weil sich die in Sachen Rohstofflagerstätten asymmetrische Weltwirtschaft nur in geordneten und konsensualen Bahnen zum Vorteil aller entwickeln kann. Mehr als drei Viertel der Rohstoffe liegen in Schwellen- und Entwicklungsländern, davon werden mehr als zwei Drittel von der OECD - mit einem Fünftel der Weltbevölkerung - akquiriert.
- Schließlich gilt seit dem Erdgipfel von Rio de Janeiro (1992) der Trend international als validiert, dass die Erneuerbaren Energien in absehbarer Zeit einen immer beachtlicheren Anteil an der Energieversorgung übernehmen können und zukünftig auch werden.

Im Sinne einer solchen rationalen Energiepolitik sollte sich deshalb Einvernehmen darüber erzielen lassen, dass jede erschöpfliche Energie - also Kohle, Öl und Gas sowie Uran/Thorium - für sich selbst, aber auch in ihrem Anteiligen Verbund, stets nur eine Übergangsenergie ist. Die Welt wird insoweit mit ihren Übergangsenergien so lange auskommen müssen, bis andere Übergänge absehbar sind. Diese bruchlos zu organisieren, ist Aufgabe dieser Zeit.

Dass solche Übergänge indes obendrein unausweichlich sind, verdeutlicht die Reichweite der zu heutigen wirtschaftlichen und technologischen Bedingungen förderbaren erschöpflichen Energien Erdöl und Erdgas von rechnerisch wenigen Jahrzehnten. Allein Kohle weist weltweit Reichweiten von 160 Jahren auf. Allerdings verharren, wie schon gesagt, Prognosen seit den 1960er Jahren hinsichtlich der Reichweiten von Erdöl und Erdgas erstaunlicherweise bei gleichbleibenden weiteren etwa 40 bis 60 Jahren. Dies ist aus technologischer, geologischer und abbautechnischer Sicht auch nicht anders zu erwarten, da Effizienz- und Kostenverbesserungen sowohl im Lagerstättenaufschluss („up-stream“) als auch in der Nutzungskette („down-stream“) die Reichweite strecken.

Vier Jahrzehnte und mehr mögen zwar zunächst viel Zeit insinuieren, sind indes in Kenntnis von industrie-technologischen Innovationszyklen eher kurz bemessen. So

besehen haben bspw. die Nutzungsmöglichkeiten des Carnot-Kreislaufes in der Dampfmaschine erst nach einhundert Jahren zu dessen ubiquitärer Einführung geführt. In Kenntnis dessen wird es zukünftig erforderlich sein - gewissermaßen überlappend -, während die eine etablierte Technologie noch optimiert und weiter diversifiziert wird, die sie ablösende Nachfolgetechnologie bereits zu entwickeln, ihre Einführung zu fördern und sie zu optimieren, bis sie ihrerseits einem Übergang anheimfällt.

Dies vorausgeschickt stellt die Landesregierung in ihrer Beantwortung der Großen Anfrage

- in Abschnitt A auf den internationalen und nationalen Erdöl- und Erdgasmarkt ab und
- beantwortet die Fragen 1 bis 29 im Einzelnen in Abschnitt B.
- Der Abschnitt C enthält Umrechnungsfaktoren, Abkürzungen etc.

A. Internationale und nationale Ressourcen-, Produktions- und Verbrauchsbedingungen

Die Energiestatistiken basieren oftmals auf unterschiedlichen Indizes, Additionsmengen, Bezugsgrößen (bspw. oberer/unterer Heizwert H_o und H_u) und Einheiten, so dass Vergleiche Abweichungen von bis zu $\pm 2\%$ aufweisen können.

Deshalb werden für die nachfolgenden Daten - sofern nicht gesondert zitiert - insbesondere die nachfolgenden aktuell zugänglichen Grundstatistiken verwendet:

Quellennachweis (wiederkehrend)

Quelle	Bereich	von	Bezugsjahr
A	international	<i>BP Statistical Review of World Energy</i> , Juni 2005	2004
B	Deutschland	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: <i>Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung</i> , Berlin 16.12.2005	2004
C		DIW-Berlin: <i>Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland</i> , Wochenbericht 10/2006	2005
D		<i>Energieversorgung in Deutschland: Statusbericht für den Energiegipfel am 03.04.2006</i> , Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, März 2006	2005
E	Schleswig-Holstein	Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein	2002
F		Energiebilanz Schleswig-Holstein	2002
G		Energiebericht 2004, LTg.-Drs. 15/3493 vom 25.05.2004	2002-2004
H		Zukunftsfähige Energiepolitik für Schleswig-Holstein, LTg.-Drs. 16/581 vom 06.02.2006	bis 2004

Die internationalen und nationalen Ressourcen- sowie Versorgungs- und Nutzungsbedingungen lassen sich u.a. anhand der folgenden Kriterien auffächern:

- Bevölkerungsentwicklung
- Reserven und Ressourcen
- Produktion
- Export/Import
- Preise
- Primärenergiebedarf
- Verbrauch

- Verarbeitung
- Motorisierungsentwicklung,
- Kohlendioxid(CO₂)-Emissionen und
- Entwicklung der regenerativen Energieträger.

A.1 Bevölkerungsentwicklung

Die Explosion der Nachfrage nach fossilen Energieträgern baute sich infolge des Nord-Süd-Gefälles seit den 1950er Jahren eher langsam auf. Erst die in den letzten zwanzig Jahren als Globalisierung erfahrene Umwälzung der Weltwirtschaft führt dazu, dass sich die Industrieländer mit den Entwicklungsländern die Weltmärkte teilen müssen, die heute noch z.T. separiert erscheinen. Dabei wird insbesondere die Energiefrage entscheidend für das Schicksal von Volkswirtschaften sein. Dies wird u.a. auch an den Handelsströmen ersichtlich - Tabelle 1a:

Tabelle A.1a:

Handelsaustauschströme 2004 zwischen Industrie- und Entwicklungsländern

	Mrd US-\$ (gerundet)			
	Industrieländer	Entwicklungsländer	GUS	Summe
Weltexporte in	5.666	2.654 ^{a)}	425	8.872
Exporte von →	nach ↑			
Industrieländer	3.833	1.256	257	5.346
Entwicklungsländer	1.551	1.320	61	2.932 ^{a)}
Quelle: Institut für Weltwirtschaft, Kiel 2006				
a) Die Differenz von 278 Mio € ist der Handelsbilanzüberschuss der Entwicklungsländer				

Von den Weltexporten in Höhe von 8.872 Mrd \$ fallen

- 63 % den Industrieländern,
- 30 % den Entwicklungsländern und
- 5 % der GUS zu.
- Hinzu kommt, dass von ihrem Anteil von 63 % die Industrieländer ihrerseits zu zwei Dritteln unter sich austauschen und ein weiteres gutes Fünftel mit den Entwicklungsländern,
- während der Anteil von 30 % der Entwicklungsländer sich etwa hälftig auf die Industrie- und Entwicklungsländer verteilt.

In diesem Handelsaustausch saldieren sich auch alle Energieströme.

Wenn im Rahmen des „Eine-Welt-Gedankens“ auch den Entwicklungsländern Chancen eröffnet werden sollen, indes die Art und Weise, wie heute Energie vernutzt wird, nicht geändert wird, wird es unweigerlich und schon in absehbarer Zeit zu Verknappungstendenzen kommen. Dies wiederum wird die Energiepreise ohne Rücksicht auf die Wirtschaftskraft der betroffenen Staaten und ohne Ordnungsruf nach Rationalität in die Höhe treiben und dabei Krisen international auslösen. Letztlich würden solche Krisen auch die OECD, mithin auch Deutschland, tangieren.

Sekundärindikator für den Energiemarkt ist zunächst die weltweite Bevölkerungsentwicklung - Tabelle A.1b.

Wie aus Tabelle A.1b ersichtlich, hat sich seit 1950 die Weltbevölkerung verdreifacht, sie wächst heute mit knapp 80 Millionen Menschen pro Jahr. Betrug die Bevölkerungsdifferenz im Jahre 1950 zwischen Industrie(OECD)- und Entwicklungsländern das Doppelte, hat sich diese im Jahr 2000 bereits vervierfacht. In den Entwicklungsländern lebten im Jahre 2000 etwa 80 % der Weltbevölkerung, davon stellen Indien und China bereits 37 % der Weltbevölkerung. Demgegenüber verhalten sich dazu die Anteile am Welt-Bruttosozialprodukt von heute 32 Bill \$ pro Jahr geradewegs umgekehrt. Denn davon erwirtschaftet die OECD etwa 26 Bill \$, mit lediglich einem Fünftel der Weltbevölkerung.

Damit entwickelt sich aus dieser Bevölkerungsentwicklung ein enormer „*Hunger nach Energie*“. Insbesondere Indien und China wurden zunehmend zu relevanten Energienachfragern und damit zu merklichen Playern in der Weltwirtschaft. Sie machen der OECD, die bis dahin etwa 80 % der Welt-Ressourcennachfrage für sich vglw. problem- und folgenlos akquirieren konnte - obschon nur ein Fünftel der Weltbevölkerung -, gleichrangig Konkurrenz.

Seither folgen in immer kürzeren Zeitabschnitten Preissteigerungen für Energieträger, die anfangs verkraftet, zunehmend aber auch die Kaufkraft Deutschlands zu reduzieren sowie die Industrie- und Wirtschaftstätigkeit zu belasten beginnen.

Tabelle A.1b:
Bevölkerungsentwicklung seit 1950

Region/Kontinent	Bevölkerung in Millionen Einwohner						
	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2020 ^{a)}
Welt	2.159	3.021	3.692	4.435	5.264	6.071	7.540
I. Welt	813	915	1.007	1.083	1.149	1.194	1.237
II. + III. Welt	1.706	2.106	2.685	3.352	4.115	4.877	6.303
Afrika	222	277	357	470	622	796	1.187
Asien	1.399	1.701	2.143	2.632	3.168	3.680	4.570
Europa	547	604	656	692	722	728	705
Lateinamerika	167	218	285	361	442	520	659
Nordamerika	172	204	232	256	284	316	380
Ozeanien	13	16	19	23	27	31	38
Staaten	1950					2000	2050
Indien	358					1.016	1.531
China	555					1.275	1.395
USA	158					285	409
Japan	84					127	110
Deutschland	69					83	< 75
Quelle: United Nations Department of Economic and Social Affairs/Population Division; www.un.org/....							
a) Mittlere Schätzung							

A.2 Reserven und Ressourcen von Energieträgern

Die Reserven und Ressourcen werden i.A. in drei Kategorien eingeteilt:

- **Gesicherte Reserven:**

Hinreichend gesicherte Vorräte, die nach der Geologie, dem technisch erforderlichen Aufwand und den Abbaukosten bekannt und validiert sind und zu auskömmlichen Bedingungen ausgebeutet werden können.

- **Ressourcen-I**

Geschätzte zusätzliche Vorräte, die nach der Geologie bekannt, indes mit heutigem technischem Aufwand und Kosten noch nicht wirtschaftlich abbauwürdig sind. Je teurer der Preis für Energieträger, desto mehr wechseln Anteile davon in die gesicherten Reserven.

- **Ressourcen-II:**

Lagerstätten, die im Einzugsbereich bekannter Vorräte auf Grund der Geologie bislang lediglich angenommen werden können.

Die Reichweite der gesicherten Reserven wird rechnerisch mit dem **R/P-Faktor** (Reserven/Produktion) bewertet. Dieser gibt an, wie viel Jahre ein beliebiges Gut bei Nut-

zungs- und Kostenlage im Bezugsjahr noch zur Verfügung steht, wenn am Ende eines jeden Jahres die Reserven durch die Produktionsmenge dividiert wird.

Die nachfolgenden Statistiken sind in Tabellen A.2a bis A.2f zusammengestellt.

a) Erdölreserven

Die Tabelle A.2a gibt die gesicherten Reserven für Rohöl wieder:

- Die Weltreserven von 162 Mrd t reichen bei heutiger Produktion und Nachfrage noch 40 Jahre.
- Davon liegen etwa 62 % (mehr als 100 Mrd t) im Mittleren Osten, davon wiederum
 - in Saudiarabien über 22 %,
 - im Iran über 11 %,
 - im Irak 11 % sowie
 - in Kuwait und den Vereinigten Emiraten jeweils 8 %.
- Die OECD verfügt über knapp 7 %,
- Deutschland lediglich über 0,03 %.

b) Erdgasreserven

Tabelle A.2b zeigt die gesicherten Erdgasreserven. Demnach verändern sich bei den Erdgasreserven die geografischen Abhängigkeiten und Reichweiten:

- Die Weltreserven von 180 Bill m³ reichen etwa 67 Jahre.
- Davon liegen knapp 27 % in der Russische Föderation,
- weitere 41 % im Mittleren Osten, darunter
 - im Iran 15 %,
 - in Katar 14 %,
 - in Saudiarabien 4 % und den
 - in den Vereinigten Emiraten 3,4 %.
- Demgegenüber verfügt die OECD über 8,4 % und
- Deutschland über 0,1 % der Erdgasreserven.

c) Reserven staatlicher und internationaler Öl-Konzerne

Schlüsselt man die Reserven nach Konzernen auf, ergibt sich folgendes Bild, differenziert nach rein staatlichem und anteilig privatem Besitz - Tabelle A.2c.

Die Staats-Konzerne der OPEC⁴ verfügen über den ganz überwiegenden Teil der gesicherten Reserven. Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, BP, Royal Dutch/Shell und Total rangieren erst auf den Plätzen 12 ff., von denen manche auch fusioniert haben wie ExxonMobil, Chevron-Texaco. Inzwischen haben sich auch neue „player“ positionieren können, wie Lukoil und Gazprom sowie PetroChina und Petrobras.

So besehen stehen diese internationalen Konzerne hinsichtlich der Verfügbarkeit über ihre Reserven verglichen mit den Staatskonzernen innerhalb der OPEC eher als „Mittelständler“ da. Denn sie verfügen lediglich zusammen über eine Reservemenge von 89,3 Mrd barrel oder 7,5 % an der Gesamtreserve von 1.187 Mrd Barrel (= 161,9 Mrd t; Tabelle A.2a). Im Unterschied zu den Staatskonzernen ist es aber entscheidend, dass diese internationalen Konzerne als Aktiengesellschaft innerhalb der OECD strikten Veröffentlichungs-, Transparenz- und Erklärungsmechanismen unterworfen sind, während dies bei den ersten Neun keineswegs der Fall ist.

Ergänzt man indes die o.g. Reihung nach den gesicherten Reserven um fünf weitere Kriterien (u.a. Raffineriekapazitäten, Mineralölproduktabsatz), nivelliert sich die Reihung der Konzerne zu Gunsten der nichtstaatlichen. Die ersten Zehn davon listet Tabelle A.2d.

Bei Hinzunahme weiterer Kriterien rangieren unter den ersten Zehn der Öl-Konzerne nur noch fünf Staatskonzerne, während bei den Gas-Konzernen kein einziger Konzern ohne Staatsquote unter die ersten Zehn kommt.

Dieser vorgenannte „Mittelstand“ kehrt sich anhand der Erlösmöglichkeiten in der Produktvermarktung („down-stream“) gänzlich um. Die Oligopole lösen sich gewissermaßen ab. So hatte bspw. ExxonMobil im Jahre 2005

- mit 2,5 Mio barrel/Tag etwa 3 % Anteil an der Welterdölproduktion sowie
- 6 Mio bbl/Tag Rohöl in Raffinerien verarbeitet und
- 8 Mio bbl/Tag Ölprodukte vermarktet, darunter mit 10% Weltmarktanteil 0,21 Mio bbl/Tag Kraftstoffe.
- Dabei wurde ein Umsatz von 371 Mrd \$ erzielt und ein Gewinn von 36,1 Mrd \$ ausgewiesen.⁵

Dieser Umsatz erreicht bspw. die Größenordnung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) der Schweiz (357 Mrd \$), Schwedens (346 Mrd \$) oder Baden-Württembergs (319 Mrd €) und übertrifft den Bundeshaushalt-2006 um 55 Mrd €.

Die OPEC hat im Vergleich zu ExxonMobil im Jahre 2004 mit der Tagesgewinnung von 32 Mio barrel ca. 41 % der Weltproduktion gefördert. Skaliert man den ExxonMobil-Umsatz auf die OPEC allein aus der Erdölgewinnung (55 \$/bbl) ergibt dies einen Umsatz von etwa 88 Mrd \$ p.a. Mithin hat sich die Erlöserwartung von der Gewinnung vor Ort („up-stream“) vielmehr auf den „down-stream“-Bereich verlagert.

⁴ OPEC - Organization of the Petroleum Exporting Countries (Eintrittsjahr): Iran, Irak, Kuwait, Saudiarabien und Venezuela (1960), Katar (1961), Indonesien (1962), Libyen (1962), die Vereinigte Arabische Emirate (1967), Algerien (1969) und Nigeria (1971); Ecuador (1973-92), Gabun (1975-94).
Non-OPEC: v.a.: Mexiko, Norwegen und Russische Föderation.

⁵ DER SPIEGEL; 30.01.2006.

Auf Deutschland bezogen würde bei einem Rohölpreis von 55 \$/bbl aus 159 Liter Superbenzin (1,25 €/l) etwa 235 \$ (ca. 200 €) Erlöst. Erdöl bleibt damit wie auch immer auch Energiequelle, wird indes zum einen mehr und mehr zur Erlös-, zum anderen aber auch zur mehrfachen Steuer- und Abgabenquelle. Bezogen auf Deutschland werden damit **intern** zwar gesamtstaatliche Aufwendungen finanziert. **Extern** führt dies indes dazu - zumal nahezu alle OECD-Länder mehr oder weniger Mineralölsteuern erheben -, dass die erdölproduzierenden Länder in Kenntnis dieser Energie- und Steuerabhängigkeiten die Rohölpreise laufend zu erhöhen trachten, was sich in den OECD-Ländern über die Produktlinien überlinear fortsetzt.

d) Reserven der fossilen und nuklearen Energieträger

In der Zusammenschau weisen die vier erschöpflichen Energieträger folgende gesicherte Reserven und Reichweiten aus - Tabelle A.2e.

Im Ergebnis weist im weltweiten Maßstab Kohle die höchste Reichweite auf, gefolgt von Erdgas und Uran sowie Erdöl.

Hinzu kommt aber, dass sich die gesicherten Reserven bzw. Ressourcen-I überlinear vergrößern, je höher die Kosten für Prospektion und Erschließung werden. Denn dann gelangen jeweils Anteile der Ressourcen-I in die gesicherten Reserven und Anteile der Ressourcen-II in die Ressourcen-I.

e) Reservesteigerung für Erdöl aus Ressourcen-I/II

Wie viel der Ressourcen-I/II in Abhängigkeit vom Kostenniveau zu gesicherten Reserven werden dürften, hat aktuell die Internationale Energieagentur (IEA, Paris) untersucht. Dabei sind aktuelle ökonomische Kosten unterstellt und geschätzte CSS-Kosten (Capture-Sequestration-Storage) einbezogen worden - Tabelle A.2f.

Maßstab der ökonomischen Kostenbewertung in Tabelle A.2f sind Kosten (Brent-Öl), nicht Preise. Demnach würden sich die Reserven/Ressourcen auf etwa 4.400 Mrd barrel, d.h. weitere 600 Mrd t Erdöl strecken lassen. Dies wäre fast eine Vervierfachung der heutigen gesicherten Reserven. Auch ohne Berechnung des R/P-Faktors wird ersichtlich, dass sich die Verfügbarkeit von Erdöl bis in 22. Jahrhundert streckt.

Denn bei Rohöl-Preisen von 70 \$/bbl und mehr werden einerseits erhebliche Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen erforderlich, um weitere Ölreserven technologisch und ökonomisch zu erschließen, andererseits kann dadurch eine Entkopplung von der heutigen OPEC-Abhängigkeit erreicht werden. Die Landesregierung macht sich deshalb die Bewertung der IEA zu Eigen, dass es darauf ankommen wird, ein *„Wirtschaftsklima zu gewährleisten, das eine Fortsetzung der aktiven Kooperation zwi-*

schen den Technologieentwicklungen in den IEA-Ländern⁶ und den OPEC- Staaten sicherstellt.“⁷

Die Streckung der Ölreserven bis ins 22. Jahrhundert wäre dann beruhigend, wenn damit kein CO₂-Ausstoss verbunden wäre. Die damit verbundene Treibhausproblematik legt der OECD-Welt die ernsthafte Verpflichtung auf, wegen ihres hohen Energie-Akquisitionsgrades noch weit vor dem Jahre 2200 Substitutionsmöglichkeiten - für alle fossilen Energieträger - zu suchen, zu entwickeln und zu nutzen.

f) Reserven/Ressourcen für Uran

Schließlich eröffnet sich auch für Uran eine Reichweitenstreckung, wenn Sekundärlagerstätten beachtet werden. Da auch die Kernenergie eine Übergangsenergie ist, erübrigen sich freilich Szenarien auf Basis von Brutreaktoren⁸. Allein die weltweiten Abraumhalden aus der Phosphatgewinnung sind als Ressourcen-I oder -II anzusehen. So dürften in Marokko weitere 6 von 22 Mio t Uran den Ressourcen-I zuzurechnen sein, die durch bekannte, wenn auch langwierige Auslaugverfahren, was indes durch den vglw. geringen Kernbrennstoffbedarf pro Jahr kompensiert wird, erschlossen werden könnten.

⁶ 26 IEA-Mitgliedstaaten: Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Japan, Kanada, Luxemburg, Niederlande, Neuseeland, Norwegen (Sonderstatut), Österreich, Portugal, Spanien, Schweiz, Schweden, Südkorea, Tschechien, Türkei, UK, Ungarn, USA.

⁷ *Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future;* www.iea.org/textbase/npsum/oil-gasSUM.pdf, S. 16.

⁸ Brütterszenarien wird im Allgemeinen eine Kernbrennstoffstreckung um den Faktor 60 zugeschrieben, wenn alles Uran-238 als Brutstoff umgesetzt wird. Dabei wird aber verkannt, dass dieser Faktor durch den R/P-Faktor von 60 erst nach 3.600 Jahren erreicht wird. Mithin gehen solche Argumentationen undifferenziert von einer Festschreibung einer Technologie über 3.600 Jahre aus.

Tabelle A.2a:

Gesicherte Erdöl-Reserven 2004

Einheit/Region	Mrd t	%	R/P
Welt	161,9	100	40,5
Mittlerer Osten	100,0	61,7	81,6
Europa und FSU ^{a)}	19,0	11,7	21,6
Lateinamerika	14,4	8,5	40,9
Afrika	14,0	9,4	33,1
Nordamerika	8,0	5,1	11,8
Asien/Pazific	5,5	3,5	14,2
OPEC	121,5	74,9	73,9
Non-OPEC ohne FSU	23,8	14,9	13,5
OECD	10,9	7,0	10,9
Staaten - Ranking			
Saudiarabien	36,1	22,1	
Iran	18,2	9,7	
Irak	15,5	9,7	
Kuwait	13,6	8,3	
Vereinigte Emirate	13,0	8,2	
Venezuela	11,1	6,5	
Russische Föderation	9,9	6,1	
Kasachstan	5,4	3,3	
Lybien	5,1	3,3	
Nigeria	4,8	3,0	
USA	3,6	2,5	
b)			
Deutschland	0,055	0,03	0,4
Quelle: A, B			
a)	FSU - frühere Sowjetunion: Armenien, Aserbeidschan, Georgien, Kasachstan, Kirgistan, Moldawien, Russland, Tadschikistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland zzgl. Baltische Staaten und Turkmenistan.		
b)	Solche hier und in den nachfolgenden Tabellen grau unterlegten Zeilen weisen daraufhin, dass im Ranking noch eine Reihe Staaten vor Deutschland rangieren.		

Tabelle A.2b:

Gesicherte Erdgasreserven 2004

Einheit/Region	Bill m ³	%	R/P
Welt	179,5	100	66,7
Mittlerer Osten	72,8	40,6	k.A.
FSU	57,4	32,0	77,4
Asien/Pazific	14,2	7,9	43,9
Afrika	14,1	7,8	96,9
Nordamerika	7,3	4,1	9,6
Lateinamerika	7,1	4,0	55,0
OECD	15,0	8,4	13,7
Westeuropa, davon	5,8 ^{a)}	3,2	26,5
EU-25	2,8	1,5	12,8
Norwegen	2,4		
Staaten - Ranking			
Russische Föderation	48,0	26,7	
Iran	27,5	15,3	
Katar	25,8	14,4	
Saudiarabien	6,8	3,8	
Vereinigte Emirate	6,1	3,4	
USA	5,3	2,9	
Nigeria	5,0	2,8	
Algerien	4,6	2,5	
Venezuela	4,2	2,4	
Irak	3,2	1,8	
Kasachstan	3,0	1,7	
Deutschland	0,2	0,1	2,3
Quelle: A, B			
a) E.ON Ruhrgas (01.01.2004)			

Tabelle A.2c:

Verfügungsrecht über Ölreserven der 20 größten Firmen (Stand: 2003)

Nr.	Firma	Staat	in Organisation	Staats- quote %	Reserven in Mrd Barrel	
					rein staatlich	nicht- staatlich
1	Saudi Aramco	Saudiarabien	OPEC	100	259,4	
2	NIDC	Iran	OPEC	100	125,8	
3	INOC	Irak	OPEC	100	115,0	
4	KPC	Kuwait	OPEC	100	99,0	
5	PDV	Venezuela	OPEC	100	77,8	
6	Adnoc	UAE	OPEC	100	55,2	
7	Libya NOC	Libyen	OPEC	100	22,7	
8	NNPC	Nigeria	OPEC	100	21,2	
9	Pemex	Mexico	Non-OPEC	100	16,0	
Zwischensumme					792,1	
10	Lukoil	RUS	Non-OPEC	8		16,0
11	Gazprom	RUS	Non-OPEC	73		13,6
12	ExxonMobil	USA		0		12,9
13	Yukos ^{a)}	RUS	Non-OPEC		11,8	
14	Petro China	China		90	--	11,0
15	Qatar Petroleum	Katar	OPEC	100	11,0	
16	Sonatrach	Algerien	OPEC	100	10,5	
17	BP	UK		0		10,1
18	Petrobras	Brasilien		32		9,8
19	Chevron Texaco	USA		0		8,6
20	Total	F		0		7,3
Summe					825,4	89,3
Gesamtsumme					914,7	
restliche Reserven (Differenz zu Tab. A.2a)					272,3	
Quelle: <i>A Survey of Oil</i> , The Economist, 30.045.2005, S. 11						
a) ab 2004 staatlich kontrolliert						

Tabelle A.2d:

Die zehn bedeutendsten Öl- und Gaskonzerne

Öl-Konzerne				Gas-Konzerne nach Verfügbarkeit über Reserven	
Nr.	Konzern	Staat	Staats- quote %	Konzern	Staat
1	Saudi Aramco	Saudiarabien	100	Gazprom	RUS
2	ExxonMobil	USA	0	NIO	Iran
3	NIOC	Iran	100	Qatar Petroleum	Katar
4	PDV	Venezuela	100	Saudi Aramco	Saudiarabien
5	BP	UK	0	Sonatrach	Algerien
6	Royal Dutch/Shell	UK/NL	0	PDV	Venezuela
7	Chevron Texaco	USA	0	Rosneft	RUS
8	Total	F	0	Abu Dhabi NOC	Abu Dhabi
9	Pemex	Mexiko	100	INOC	Irak
10	PetroChina	China	90	NNPC	Nigeria

Quelle: Erdöl Energie Informationsdienst, 09.05.2005

Tabelle A.2e:

Welt - Gesicherte Reserven der erschöpflichen Primärenergieträger 2004

Primärenergieträger	Einheit	Reserven	R/P
Welt			
Kohle	Mrd t SKE	909	164
Erdöl	Mrd t	162	40
Erdgas	Mrd m ³	180	66
Uran (< 130 \$/kg) ^{a)}	Mio t	4,6	67
Deutschland			
Kohle	Mrd t SKE	36,2 ^{b)}	160
Erdöl	Mio t	51	15
Erdgas	Mrd m ³	270	13
Uran (< 130 \$/kg)	Mio t	kein Abbau	--

Quellen: A

a) *Uranium 2003 - Ressources, Production and Demand*, OECD-NEA/Paris, IAEA/Wien 2004

b) Diese deutschen Reserven enthalten alle Kohlevorräte; darunter v.a. Hartkohlereserven, deren Ansatz angesichts der hohen Gewinnungskosten nur bedingt zu den gesicherten Reserven gezählt werden können.

Tabelle A.2f:

Öl-Reserven/Ressourcen nach Kosten-Relation (2004) inkl. technologischer Fortschritt/CSS

Ölvorkommen	Preis 2004 \$/bbl	Menge in Mrd barrel	
			kumuliert
bereits verbraucht	< 20	1.000	--
Gesicherte Reserven	5 – 15	1.100	1.100
Weiteres konventionelles Öl	10 – 25	800	1.900
Öl aus dem Meer (< 4.000 m)	20 – 35	ca. 100	2.000
Arktisches Öl	20 – 60	200	2.200
Öl aus Tiefsee (> 4.000 m)	20 – 40	ca. 100	2.300
Verbesserte Ölgewinnung	20 – 50	300	2.600
Schweröle/Bitumen	20 – 40	1.000	3.600
Ölschiefer	25 – 70	800	4.400
		Summe	ca. 4.400
Quelle: IEA: <i>Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Market of the Future</i> ; www.iea.org/textbase/npsum/oil-gasSUM.pdf , S. 17			

A.3 Erdöl und Erdgasproduktion

Die Erdöl- und Erdgasproduktion zeigen die Tabellen 3a und 3b.

In Tabelle A.3a reproduziert sich i.W. die geografische Lage der gesicherten Reserven. Entscheidend ist, dass OPEC und Non-OPEC je 41 % und 44 % der Produktion stellen. Die OPEC-Fördermenge ist in 2004 um 7 % angestiegen. Deutschland produziert lediglich 0,1 % der Weltproduktion.

Tabelle A.3b zeigt, dass zwar die OECD knapp 41 % aufweist, die EU-25 indes lediglich 8 %. Die Produktion wird von der Russische Föderation angeführt, gefolgt von USA und Kanada, während die Produktion in UK und Niederlande nahezu allein den Anteil der EU stellen.

Tabelle A.3a:**Erdölproduktion 2004**

Einheit/Region	Mio t	%
Welt	3.868	100
Mittlerer Osten	1.187	30,7
Europa und FSU	851	22,0
Nordamerika	668	17,3
Eurasien	559	14,4
Afrika	441	11,4
Asien/Pazific	380	9,8
Lateinamerika	342	8,8
Non-OPEC (ohne FSU)	1.721	44,5
OPEC	1.588	41,1
OECD	977	25,3
Staaten – Ranking		
Saudiarabien	505,9	13,1
Russische Föderation	458,7	11,9
USA	329,8	8,5
Iran	202,6	5,2
Mexico	190,7	4,9
China	174,5	4,5
Venezuela	153,5	4,0
Norwegen	149,9	3,9
Kanada	147,6	3,8
Vereinigte Emirate	125,8	3,3
Sudan	122,2	3,2
Kuwait	119,8	3,1
Deutschland	3,5	0,1
Quelle: A, B		

Tabelle A.3b:

Erdgasproduktion 2004

Einheit/Region	Mrd m ³	%
Welt	2.692	100
Nordamerika	763	28,3
FSU	741	27,5
Europa	311	11,6
Asien/Pazific	323	12,0
Mittlerer Osten	280	10,4
Afrika	145	5,4
Lateinamerika	129	4,8
OECD	1.099	40,8
EU-25	215	8,0
Staaten – Ranking		
Russische Föderation	589,1	21,9
USA	542,9	20,2
Kanada	182,9	6,8
UK	95,9	3,6
Iran	85,5	3,2
Algerien	82,0	3,0
Indonesien	73,3	2,7
Niederlande	68,8	2,6
Saudiarabien	64,0	2,4
Deutschland	16,4	0,6
Quelle: A, B		

Der Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG: Liquefied Natural Gas) erlangt zunehmend an Bedeutung. Dabei wird Erdgas nahe der Förderstätte bei -162°C verflüssigt, wobei sich dessen Volumen auf 1/600 reduziert und deshalb transportfähig wird. Am Zielhafen wird das LNG „regasifiziert“. Die Kosten der Verflüssigung konnten in den letzten Jahren um bis zu 50 % gesenkt werden, was die Vertriebs- und Beschaffungsmöglichkeiten außerhalb der heutigen Hauptpipelines erweitert. Weltweit werden hierfür die Verflüssigungs- und Regasifizierungsmöglichkeiten ausgebaut, bspw. der LNG-Terminal in Wilhelmshaven. Auch Gazprom hat bspw. im Jahre 2005 erstmalig LNG in den US-amerikanischen Markt geliefert. Hinzu kommt, dass die LNG-Variante die heutige Verschleuderung von Erdgas über die Abfackelung, insbesondere bei der Ölförderung im Nahen Osten reduziert.

A.4 Export und Import von Erdöl und Erdgas

Die geografische Lage der Reserven/Ressourcen- und der Produktionsorte spiegelt sich ebenso im Import/Export wieder - Tabelle A.4a und A.4b. Dabei hat bspw. China den Ölimport in den letzten Jahren verzehnfacht.

Deutschland führte im Jahre 2004 etwa 110 Mio t Erdöl ein, die Eigenförderung betrug 3,5 Mio t, davon etwa 57 % aus der Mittelplate/Dieksand.⁹ Bundesweit gesehen kamen die Exporte v.a. zu einem Drittel des Imports aus der Russischen Föderation, einem weiteren Drittel aus Norwegen/Großbritannien und einem weiteren Fünftel aus der OPEC.

Insgesamt zeigt sich aus Tabellen A.4a und A.4b, dass die OECD sowohl bei Erdöl als auch bei Erdgas extrem importabhängig ist.

⁹

Jahresbericht 2004 - Zahlen & Fakten, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Tabelle A.4a:

Erdöl – Import/Export 2004

Einheit/Region	1000 barrel pro Tag ^{a)}	%
Welthandelsmenge	48.110	100
IMPORT		
USA	12.898	26,8
Europa	12.538	26,1
Japan	5.203	10,8
Rest der Welt, davon	17.471	36,3
China	3.410	7,1
Deutschland	1.375	2,9
EXPORT		
Mittlerer Osten	19.630	40,8
FSU	6.440	13,4
Westafrika	4.048	8,4
Mittel- und Südamerika	3.233	6,7
Asien/Pazifik ohne Japan	3.009	6,3
Nordafrika	2.917	6,1
Kanada	2.148	4,5
Mexiko	2.070	4,3
Europa	1.993	4,1
USA	991	2,1
China	385	0,8
Deutschland	22 ^{b)}	0,05
	476 ^{c)}	
Quelle: A, B		
a) Umrechnung: 1 barrel pro Tag = 49,8 t pro Jahr		
b) Rohöl		
c) Mineralölprodukte		

Tabelle A.4b:

Erdgas – Import/Export 2004

Einheit/Region	Mrd m ³	%
Welthandelsmenge	502,1	100
IMPORT		
USA	102,5	20,4
Europa	340,5	67,8
Rest der Welt	59,1	11,8
Deutschland	91,8	18,3
EXPORT		
RUS	148,4	29,6
Kanada	102,1	20,3
Norwegen	74,9	14,9
Niederlande	49,2	9,8
Algerien	35,1	7,0
USA	19,7	3,9
Deutschland	12,2	2,4
Quelle: A, B		

Von Deutschland aus gesehen liegen für die nächsten 50 Jahre über 80 % der leitungsgebundenen Öl/Gaslagestätten in folgenden Segmenten, die eine Bewertung der Lieferoptionen nach Kosten und Entfernung zulassen:

- Im Norden/Nordwesten die Reserven Norwegens, Dänemarks und den Niederlanden in Nordsee/Atlantik innerhalb von 2.000 bis 4.000 Km im Norden,
- im Nord bis Osten die Reserven der Russischen Föderation
 - in der Timan-Petschora-Region diesseits des Nordurals innerhalb von 5.000 Km,
 - um den Ob-Unterlauf und den Ob-Mündungstrichter mit den Halbinseln Jamal und Gydan jenseits des Nordurals innerhalb von bis zu 6.500 Km sowie
 - in der Wolga-Südural-Region innerhalb von 4.500 Km.
 - Hinzu kommen Reserven in der Barentsee (Shtokman-Feld), die indes vornehmlich über LNG ausgebeutet werden sollen;
- im Süden die Reserven Nordafrikas (Algerien und Libyen) innerhalb von 4.000 Km sowie
- im Osten/Südosten die Reserven der „strategischen Energie-Ellipse“¹⁰ innerhalb bis 6.500 Km entfernt.

¹⁰ Die dortigen Weltreserven von 70 % Erdöl und 40 % Erdgas liegen in einer senkrecht stehenden Ellipse mit knapp 3.000 Km Länge und 1.500 Km Breite, in Nord-Südrichtung von Ka-

Bei den Öl- und Gasproduzenten kommt es bei rein wirtschaftlicher Betrachtungsweise v.a. darauf an, die dominierenden Kosten der Leitungsnetze zu minimieren. Für die aufkommenden Energieverbrauchscentren Chinas und Indiens werden von den nationalen, zahlenmäßig größten nordost-russischen Reserven mehr als 8.000 Km Leitungen erforderlich. Im Vergleich zum Lieferziel Europa sind damit Leitungstrassen durch die unwegsamen Gebirgsketten Afghanistans, des Himalaya bishin Nordwestchinas kostenbedingt prohibitiv. Deshalb dürfte für die russischen Reserven das Lieferziel Europa - nicht ausschließlich, aber mehrheitlich - Vorrang haben. Hinzu kommt für die Russische Föderation selbst, dass auf dem Weg nach Europa obendrein 80 Millionen Russen diesseits des Urals gewissermaßen mitversorgt werden können. Freilich wird auch diese Präferenz nicht gänzlich ohne Turbulenzen und Risiken bleiben, wie der Gas-Streit zwischen der Russischen Föderation und der Ukraine zum Jahreswechsel 2005/2006 zeigte.

Für Indien wird deshalb die Lieferprovenienz eher auf die strategische Ellipse, für China auf sibirische Reserven aus der Region nördlich/nordwestlich des Baikalsees sowie ggfs. auch aus Sachalin konzentriert sein.

Ohnehin wird jedes Zielland außerdem bestrebt sein, seine Lieferprovenienzen zu diversifizieren. Zugleich wird die Option über LNG ihre Anteile steigern und damit den alleinigen Leitungstransfer einschränken.

A.5 Erdöl- und Erdgaspreise

Historisch gesehen war der Ölpreis stets mit der Ressourcenlage gekoppelt - eigentlich, wie diese auf den Märkten empfunden wurde, so dass auch stets Spekulationen die Preise mitbeeinflusst haben:

- Während des ersten Erdöl-Booms der 1860er Jahre in Pennsylvania lag der Ölpreis in der Dollar-Kaufkraft des Jahres 2004 etwa bei 100 \$/bbl, in 1973/79 bei 80 \$/bbl und wiederum in 2004 f. bei bis zu 77 \$/bbl.
- Demgegenüber lag er nominell in den 1860er Jahren bei knapp 10 \$/bbl, von 1880 bis 1973 zum Teil merklich unter 3 \$/bbl, stieg in 1973/74 auf 11 \$/bbl, in 1979/80 weiter auf 35 \$/bbl, sackte danach auf 18 ± 6 \$/bbl bis zum Jahr 1998 ab. Danach ist ein kontinuierlicher Anstieg zu verzeichnen.¹¹
- Der Preisverfall von 1982 bis 1998 war außerdem von einem starken Dollar-Wechselkursrückgang begleitet. Dies versuchten die OPEC-Länder, mit erhöhten Förderraten zu kompensieren, was indes den Ölpreisverfall erst recht stimulierte. Zugleich erfuhren die Öl-Importländer einen erheblichen Kaufkraftzuwachs und die Schuldensituation der Entwicklungsländer entspannte etwas.

Die Erdöl-Preisentwicklung zeigt Tabelle A.5a. Es zeigt sich, dass die Erdölpolitik der USA weltweit über das Preisniveau von West Texas Intermediate gesteuert wird. Weil

sachstan, Aralseeregion, Kaspisches Meer bis zu den arabischen Anrainern am Persischen Golf, in West-Ostrichtung vom Kaukasus und Irak bis zum Iran; zit.n. *Energie für Deutschland – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext 2003*, World Energy Council & Deutsches Nationales Komitee des Weltenergiebeirates DNK, Essen 8/2003.

¹¹

www.mwv.de/mRohoelpreisentwicklung.html.

also US-Öl immer um etwa ein Dollar pro barrel teurer war, so dass es für die USA stets billiger war, auf dem Weltmarkt einzukaufen und damit zugleich ihre eigenen Ressourcen zu schonen. Dies wird auch aus der Importentwicklung ersichtlich, die in der Zeit von 1994 bis 2004 relativ von 55 % auf 68 %, absolut sind die Mengen von ca. 445 auf ca. 645 Mio t gestiegen.

Für Deutschland sind die Preise ab Grenze relevant (Rotterdam). Dabei wurde der Preisanstieg durch die Stärke des Euro gemildert. Von 2003 auf 2004 stieg das Nordseeöl Brent von 25,5 auf 30,6 €/bbl. Der Grenzübergangswert für Rohöl lag bei 222 €/t und summierte sich insgesamt auf etwa 24 Mrd €.

Gemäß dem Jahresbericht 2004 des Mineralölwirtschaftsverbandes vom Mai 2005 kam es im Jahre 2005/2006 zu einer weiteren Preisspirale, bedingt durch

- niedrige Lagerbestände, insbesondere der sog. strategischen Reserven der USA,
- ausgeschöpfte Förderkapazitäten,
- Unruhen in Nigeria und Streiks in Norwegen,
- die Wirbelstürme Ende 2005 im Golf von Mexiko sowie
- Spekulationen über Hedge-Fonds.

Mithin war es nur eine Frage der Zeit, dass beginnend

- im März 2005 der mittlere Monatspreis für Brent-Erdöl auf 53 \$/bbl und
- im April 2006 auf 67 \$/bbl stieg,
- danach bis auf 55 \$/bbl sank,
- um im Mai 2006 den bislang höchsten Preis von 74 \$/bbl zu überschreiten.

In Tabelle A.5a sind die Spotmarktpreise für Erdöl des Handelstyps Dubai, Brent, Nigeria/Forcados und West Texas Intermediate seit 1973 aufgeschlüsselt.

Tabelle A.5b schlüsselt den Erdölpreis des OPEC-Korbs und Brent ab Januar 2004 im Monatszyklus auf.

Tabelle A.5a:

Spotmarktpreise für Erdöl (Jahresmittelwerte; ggfs. Einzelnotierungen)

Jahr	US-\$(nominal) pro bbl			
	Dubai ^{b)}	Brent	Nigeria Forcados	West Texas Intermediate
1973	2,83	--	--	--
1974	10,41	--	--	--
1978	13,03	14,02	13,65	14,55
1979	29,75	31,61	29,95	25,08
1980	35,69	35,83	36,98	27,96
1985	27,53	27,65	27,75	27,98
1986	13,10	14,43	14,46	15,10
1990	20,45	23,73	23,85	24,50
1994	14,74	15,82	16,25	17,21
1998	12,21	12,72	12,62	14,39
1999	17,25	17,97	18,00	19,31
2000	26,20	28,50	28,42	30,37
2001	22,81	24,44	24,23	25,93
2002	23,74	25,02	25,04	26,16
2003	26,78	28,83	28,66	31,07
2004	33,64	38,27	38,13	41,49
2005 ^{a)} 12.08.: Maximum Hurrikan Katrina, Maximum: 01.09. Hurrikan Rita, Maximum: 21.09.	49,4	54,53 67,14 67,04 64,83	k.A.	56,65
Quelle:	A			
a)	SCHIFFER: <i>Deutscher Energiemarkt 2005</i> , ET, 3/2006, S. 44 –54			
b)	von 1972-1985 benannt: „Arabian Light“			
c)	www.mwv.de/mRohoelpreisentwicklung.html			

Tabelle A.5b:**Rohölpreisentwicklung ab Januar 2004**

Monat	OPEC-Korb	UK Brent
	US-\$/bbl	
2004		
1.	30,33	30,94
2.	29,56	30,86
3.	32,05	33,57
4.	32,30	33,47
5.	36,24	37,85
6.	34,61	35,24
7.	36,30	38,61
8.	40,27	43,04
9.	40,36	43,25
10.	45,37	49,64
11.	38,96	42,84
12.	35,70	39,53
2005		
1.	40,24	44,23
2.	41,68	45,37
3.	49,07	52,91
4.	49,63	51,82
5.	46,96	48,56
6.	52,04	54,39
7.	53,13	57,58
8.	57,82	64,12
9.	57,88	62,91
10.	54,63	58,36
11.	51,29	55,17
12.	52,65	57,13
2006		
1.	58,29	63,05
2.	56,36	60,78
3.	57,86	62,09
4.	64,28	70,26
5.	66,78 (Durchschnitt 18.KW)	74,35 (Maximum 02.05.)
Quelle: www.mwv.de/mRohoelpreisentwicklung.html		

Die Ergas-Preisentwicklung zeigt Tabelle A.5c. Beim Erdgas war die Preisentwicklung kaum unterschiedlich. Der Unterschied zum Ölpreis wird erst in 2004 ff auffällig. Der Ölpreis liegt mithin vom Energieinhalt her - außer für LNG Japan - ganz überwiegend stets höher als der Erdgaspreis.

Eine Preis-Kopplung zwischen Erdöl und Erdgas wird i.A. dadurch ersichtlich, dass seit 1999 der Trend eindeutig ist, dass der Ölpreis des Vorjahrs ganz überwiegend unter dem Gaspreis des Folgejahres liegt.

Tabelle A.5c:

Erdgaspreise (Jahresmittelwerte; Minimum/Maximum)

Jahr	US-\$(nominal) pro Mio BTU ^{a)}					Erdöl OECD
	LNG Japan	EU	UK	USA	Kanada	
1984	-	3,76	--	--	--	5,00
1985	5,23	3,83	--	--	--	4,75
1986	4,10	3,65	--	--	--	2,57
1989	3,28	2,09	--	1,70	--	3,01
1994	3,18	2,24	--	1,92	1,45	2,70
1998	3,05	2,26	1,92	2,08	1,42	2,16
1999	3,14	1,80	1,64	2,27	2,00	2,98
2000	4,72	3,25	2,68	4,23	3,75	4,84
2001	4,64	4,15	3,22	4,07	3,61	4,08
2002	4,27	3,46	2,58	3,33	2,57	4,17
2003	4,77	4,40	3,26	5,63	4,83	4,89
2004	5,18	4,56	4,69	5,85	5,03	6,27
2005	noch keine Angaben					
Quelle: A						
a) 1 Mio (British thermal unit) = 1 Barrel Öl Äquivalent						

A.6 Primärenergiebedarf

Angesichts der vorher dargestellten Reserven/Ressourcen-, Produktions- und Preislagen wird der kommerziell erfasste Primärenergiebedarf der Welt ganz überwiegend von den erschöpflichen fossilen und nuklearen Energieträgern dominiert - Tabelle A.6.

Die Abhängigkeit vom Erdöl ist besonders groß.

Tabelle A.6:

Primärenergiebedarf nach Energieträgern 2004

Einheit/Region	Mio t RÖE ^{a)}					
	Kohle	Erdöl	Erdgas	Nuklear	Wasserkraft + sonstige	Summe
Welt	2.778	3.767	2.420	624	634	10.224
Asien/Pazifik	1.507	1.090	331	119	152	3.198
Nordamerika	604	1.122	706	210	142	2.784
Europa	362	771	467	231	129	1.960
FSU	175	186	531	56	56	1.004
Lateinamerika	19	222	106	4	132	483
Mittlerer Osten	9	251	218	-	4	482
Afrika	103	124	62	4	20	312
OECD	1.163	2.252	1.266	530	293	5.504
EU-25	307	695	420	223	74	1.718
Staaten – Ranking						
USA	564	938	582	188	60	2.331,6
China	956,9	308,6	35,1	11,3	74,2	1.386,2
Russische Föderation	105,9	128,5	361,8	32,4	40,0	668,6
Japan	120,8	241,5	64,9	64,8	22,6	514,6
Indien	204,8	119,3	28,9	3,8	19,0	375,8
Deutschland ^{b)}-2004	85,4	124,5	77,3	43,5	13,9	344,1
vorläufig – 2005 ^{c)}	82,0	126,4	78,6	41,0	15,8	341,7
Quelle: A, B						
a) RÖE: Rohöleinheit (= oil equivalent)						
b) C						
c) D, gerundet						

Im Jahre 2005 hat sich in Deutschland der Primärenergieverbrauch um 1,2 % reduziert (temperaturbereinigt: - 1%), auf 341,7 Mio t RÖE (= 486 t SKE), bedingt „v.a. durch die erneut kräftig gestiegenen Energiepreise, wodurch die verbrauchsstimulierenden Effekte des Wirtschaftswachstums mehr als ausgeglichen wurden“.¹²

¹²

DIW-Berlin: *Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland*, Wochenbericht 10/2006.

A.7 Erdöl- und Erdgasverbrauch

Im Erdölverbrauch reproduziert sich das Verteilungsbild der OECD, die 60 % für sich akquiriert - Tabelle A.7a.

Deutschland verbraucht 3,3 % des Weltverbrauchs, gegenüber dem OECD-Mittel dennoch unterdurchschnittlich.

Die Verteilung der Rohöldiversifizierung zeigt Tabelle A.7b.

Es wird ersichtlich, dass sich die Verteilung zum Vorteil Nordamerikas auf 32 % erhöht. Da dies jeweils die Tagesnachfrage betrifft, wirkt sich dies auch unmittelbar auf die Preisbildungsabhängigkeit aus. Gefolgt wird Nordamerika in der absoluten Menge zwar schon von Asien/Pazifik, wobei jedoch der Bevölkerungsunterschied beider Regionen mit 316 zu 3.680 Millionen Menschen umgekehrt skaliert. Der OECD-Bereich verbraucht vom Gesamtaufkommen bereits 62 %.

Der Erdgasverbrauch verteilt sich entsprechend Tabelle A.7c.

Es wiederholt sich das Ungleichgewicht von Verbrauch und Produktion im OECD-Bereich. Im Vergleich dazu erweisen sich die Anteile des Erdgasverbrauchs Deutschlands sowohl an der Weltproduktion als auch am Primärenergiebedarf als unterdurchschnittlich.

Tabelle A.7a:

Erdölverbrauch 2004

(Binnenverbrauch, Flugbenzin, Bunkerung, Raffinerieeigenverbrauch und –verluste)

Einheit/Region	Erdölverbrauch		Vergleich zum Gesamt-Primärenergiebedarf	
	Mio t RÖE	%	Mio t RÖE	%
Welt	3.767	100	10.224	36,8
Nordamerika	1.122	29,8	2.784	40,3
Asien/Pazific	1.091	28,9	3.198	34,1
Europa	771	20,5	1.960	39,3
Mittlerer Osten	251	6,7	482	52,1
Lateinamerika	222	5,9	483	46,0
FSU	186	4,9	1.004	18,5
Afrika	124	3,3	312	39,7
OECD	2.252	59,8	5.504	40,9
EU-25	695	18,4	1.718	40,4
Staaten – Ranking				
USA	937,8	24,9	2.331,6	40,2
China	308,6	8,2	1.386,2	22,3
Russische Föderation	128,5	3,4	668,6	19,2
Japan	241,5	6,4	514,6	46,9
Indien	119,3	3,2	375,8	31,7
Deutschland	123,6	3,3	330,4	37,1
Quelle: A, B				

Tabelle A.7 b:

Ölverbrauch ausgewählter Einheiten/Regionen nach Produktgruppen

Einheit/Region	1000 bbl pro Tag				
	Benzine ^{a)}	Dieselöle ^{b)}	Schweröle ^{c)}	Rest ^{d)}	Summe
Welt ohne FSU	24.241	27.741	9.083	15.964	77.028
Nordamerika	10.879	7.105	1.274	5.343	24.619
Asien/Pazifik	6.507	8.697	3.397	4.846	23.446
Mittlerer Osten	1.120	1.708	1.354	1.106	5.289
Lateinamerika	1.246	1,815	697	980	4.739
Afrika	619	1.119	461	448	2.647
OECD	17.685	17.024	4.140	9,928	48.777
EU-25	3.514	6.607	1.652	2.810	14.583
Staaten – Ranking					
USA	9.436	6.087	795	4.199	20.517
China	1.686	2.352	907	1.739	6.684
Japan	1.795	1.861	672	960	5.288
Deutschland	1.360	950	150	110	2.570
2005 ^{e)}					2.500
Quelle:	A, B				
a)	Flug/Verkehrs-Kraftstoffe, leichte Destillate				
b)	Mitteldestillate				
c)	Gas-, Diesel- und Bunkeröle				
d)	Raffineriegase, LPG, Lösungsmittel, Petroleum, Lubricants, Bitumen, Eigenbedarf				
e)	C; vorläufige Zahlen				

Nach Schätzung der IEA wird die globale Energieversorgung bis zum Jahr 2030 Investitionen von 17 Bill \$ erfordern, davon je 3 Bill \$ für Erdöl und Erdgas. In den nächsten 25 Jahren geht die IEA von einer durchschnittlichen Steigerungsrate von 1,6 % p.a. aus. Damit würde der Erdölverbrauch im Jahre 2030 auf knapp 6 Mrd t p.a. steigen.

Die Steigerungsraten liegen zz. bei bis zu 3 % p.a.¹³ Wenn sich durch Substitution oder Einsparung die Zuwachsrate mittelfristig auf 1 % p.a. senken ließe, wird in 25 Jahren der Verbrauch um 30 %, auf mehr als 5 Mrd t p.a. steigen. Dies erfordert für die nächsten 25 Jahre Investitionen von etwa 500 Mrd \$. Damit wird auch ein Ausbau der heutigen Produktions- und Verarbeitungskapazitäten von 85 Mio bbl/Tag erforderlich. Zurzeit sind allerdings Kapazitäten von lediglich 3,3 Mio bbl/Tag oder 170 Mio t/Jahr in Bau.¹⁴

¹³ IEA: *World Energy Outlook 2004*, S. 82 ff.

¹⁴ QUINLAN, M: *Big Profits, Big Decisions*, Petroleum Economist, 9/2005, S. 12.

Tabelle A.7c:

Erdgasverbrauch 2004

Einheit/Region	Erdgasverbrauch		Vergleich zum Primärenergiebedarf	
	Mrd m ³	%	Mrd m ³	%
Welt	2.689	100	13.485	100
Nordamerika	784	29,2	3.672	27,2
FSU	590	21,9	1.324	9,8
Europa	518	19,3	2.585	19,2
Asien/Pazific	368	13,7	4.218	31,2
Mittlerer Osten	242	9,0	636	4,7
Lateinamerika	118	4,4	637	4,7
Afrika	69	2,6	412	3,0
OECD	1.406	52,3	7.260	53,8
EU-25	467	17,4	2.266	16,8
Staaten-Ranking				
USA	646,7	24,0	3.075	22,8
China	39,0	1,5	1.828	13,6
Russische Föderation	402,1	15,0	882	6,5
Japan	72,2	2,7	679	5,0
Indien	32,1	1,2	496	3,7
Deutschland	85,9	3,2	436	3,2
Quelle: A, B				

A.8 Erdölverarbeitung

Die Verteilung der Erdölverarbeitung zeigt Tabelle A.8:

In der Verarbeitungskapazität setzt sich diese zweifache Asymmetrie der Verbrauchsstrukturen fort:

- Einerseits verbraucht Nordamerika (2003: 325 Millionen Einw.) mit 24,6 Mio bbl/tag deutlich mehr, als es selbst an Raffineriekapazität vorhält; d.h. etwa 4 Mio bbl/Tag (= 200 Mio t p.a.) zu wenig. Demgegenüber verbraucht die EU-25 (2003: 453 Millionen Einw.) 14,6 Mio bbl/Tag, verarbeitet sogar 0,3 Mio bbl/Tag (= 15 Mio t p.a.) mehr. Diese Asymmetrie zwischen Nordamerika und Europa führt für sich schon zu Preissteigerungen, weil sich die nordamerikanische Nachfrage auch auf EU-Produkte fokussiert.
- Andererseits fällt auf, dass der Mittlere Osten, obwohl Schwerpunkt der Öl- und Erdgasförderung, offenbar auf eine eigene Raffinerieinfrastruktur verzichtet. Würde dieses Verarbeitungsdefizit dort reduziert, erhöhte sich zwar die beider-

seitige Abhängigkeit, was bei rationalen Handlungsstrukturen zugleich einseitige Maßnahmen unwahrscheinlicher machen würde.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Raffineriekapazitäten deutlich hinter der Nachfrage herhinken. Hinzu kommt, dass neue Raffinerien praktisch ausschließlich auf vollständiges cracking ausgelegt sind, d.h. von Heizöl L hoch zu Wasserstoff, so dass letztlich keine Rückstände wie Bunker C übrigbleiben. Der Neubau einer solchen Raffinerie in Europa dürfte Investitionen etwa einer Mrd \$ pro Mio t Jahres-Öldurchsatz erfordern.

Tabelle A.8:

Erdöl-Raffineriekapazitäten 2004

Einheit/Region	1000 bbl pro Tag	%
Welt	84.592	100
Asien/Pazific	21.930	25,9
Nordamerika	20.459	24,2
Europa	16.804	19,9
FSU	8.390	9,9
Mittlerer Osten	7.109	8,4
Lateinamerika	6.589	7,8
Afrika	3.311	3,9
OECD	44.226	52,3
EU-25	14.851	17,6
Staaten – Ranking		
USA	17.042	20,1
China	5.818	6,9
Russische Föderation	5.412	6,4
Japan	4.531	5,4
Südkorea	2.598	3,1
Indien	2.513	3,0
Deutschland	2.314	2,7
Quelle: A, B		

A.9 Motorisierungsgrade mit Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen

Einer der entscheidenden Verbrauchssektoren für Erdöl - zunehmend auch für Erdgas - wird auch zukünftig der Verkehrsbereich sein. Die Bestandentwicklung und ihre Fortschreibung bis zum Jahr 2050 sind enorm. Gab es im Jahre 1960 und 2000 noch 60 und 700 Mio Fahrzeuge, werden es um die Jahre 2020 und 2050 jeweils eine und zwei Milliarden Fahrzeuge sein.

Tabelle A.9a listet den Bestand von 2003 auf. Demnach verfügt heute

- jeder 10. Mensch auf der Welt rechnerisch über einen PKW und jeder 35. über ein Nutzfahrzeug.
- Demgegenüber verfügt in den USA faktisch jeder 2. über einen PKW und jeder 3. über ein Nutzfahrzeug.
- In Westeuropa verfügen zwei von fünf Einwohnern über einen PKW und jeder 16. über ein Nutzfahrzeug,
- hingegen in China nur jeder 237. über einen PKW und jeder 87. über ein Nutzfahrzeug sowie
- in Indien jeder 154. über einen PKW bzw. jeder 304. über ein Nutzfahrzeug.

Für den Fall, dass Planungen, den Motorisierungsgrad von China und Indien auf den Bestand von Westeuropa oder den USA fortzuschreiben, tatsächlich ernsthaft in Erwägung gezogen werden, wäre dies einer der entscheidenden Dammsbrüche für die weitere Beschleunigung des Treibhauseffektes.

Demgegenüber weist Tabelle A.9b einen eher realistischen Ausbau zum Jahr 2030 aus:

- An der Tatsache, dass jeder 10. Mensch auf der Welt rechnerisch über einen PKW verfügt, ändert sich wenig, allerdings verfügt nun jeder 20. über ein Nutzfahrzeug.
- In den USA verfügt weiterhin jeder Zweite über einen PKW, der Anteil der Nutzfahrzeuge erhöht sich auf 4,2 je 10 US-Amerikaner.
- In Europa kommen 5,6 PKW und ein Nutzfahrzeug auf 10 Einwohner. Beim PKW-Bestand ändert sich mithin prozentual gegenüber 2003 wenig, weil jedoch die Bevölkerung steigt, ist die absolute Zahl entscheidend.
- China und Indien würden ihren PKW-Bestand absolut verdoppeln und den Nutzfahrzeugbestand nahezu verdreifachen. In der relativen Darstellung wird dies wiederum eher versteckt, da danach
 - jeder 117. Chinese und 117. Inder über einen PKW und
 - jeder 37. Chinese und 134. Inder über ein Nutzfahrzeug verfügen.

Tabelle A.9a:**Motorisierung - Bestand 2003** (Personenkraftwagen: PKW und Nutzfahrzeuge: NFZ)

Region	Bevölkerung Millionen	PKW Mio	NFZ Mio	PKW + NFZ pro 1000 Einw.
Welt	6.301	601,9	225,6	131
OECD-Europa	466,3	193,5	28,0	475
Ost-Europa	260,5	60,2	11,5	275
Afrika	851,0	15,5	7,0	27
Übrige Staaten	1.932,3	135,0	50,2	96
Staaten				
USA	294,0	130,6	92,7	759
Japan	127,7	54,5	17,7	565
China	1.304,2	5,5	15,0	16
Indien	1.065,5	6,9	3,5	10
Deutschland	82,5	44,5	3,6	583
Quelle: VOIGT U. (DIW); Statistisches Bundesamt Wiesbaden: Statistisches Jahrbuch für das Ausland, 2000 ff.				

Tabelle A.9b:**Motorisierung - Prognose 2030**

Region	Bevölkerung Millionen	PKW Mio	NFZ Mio	PKW + NFZ pro 1000 Einw.
Welt	8.244	854,8	413,5	154
OECD-Europa	453,9	253,0	46,5	662
Ost-Europa	267,6	92,4	23,6	433
Afrika	1.491,5	25,7	17,3	29
Übrige Staaten	2.614,5	212,9	92,7	117
Staaten				
USA	364,6	180,3	154,1	918
Japan	127,7	65,8	28,7	74
China	1.492,2	12,7	39,9	24
Indien	1.431,6	12,2	10,7	16
Deutschland	80,3	58,4	5,9	800
Quelle: VOIGT U. (DIW); Statistisches Bundesamt Wiesbaden: Statistisches Jahrbuch für das Ausland, 2000 ff.				

Am Treibhauseffekt hat der Verkehrsbereich zz. einen weltweiten Anteil von 18 %.

A.10 Kohlendioxid-Emissionen

Tabelle A.10a zeigt zunächst die spezifischen CO₂-Emissionen typisierter Primärenergieträger.

Tabelle A.10a:

Primärenergiespezifischen CO₂-Emissionen

Primärenergie	g CO ₂ pro kWh(H _u)	Index
Braunkohle	400	121
Steinkohle	330	100
Erdöl	263 ^{a)}	80
Erdgas, darunter	190	58
Flüssiggas, Propan (C ₃ H ₈) Butan (C ₄ H ₁₀)	ca. 228	69
Quelle: GÖTTLICHER: <i>Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken</i> , VDI-Reihe 6, Fortschrittsberichte Nr. 421, Düsseldorf 1999.		
a) Mineralöl-Zahlen 2004, Mineralölwirtschaftsverband e.V., Hamburg		

In Tabelle A.10b sind die spezifischen Parameter der Primärenergien seit 1990 und weitere Kennziffern zusammengestellt.

Tabelle A.10b:

Deutschland – Spezifische CO₂-Emissionen pro Primärenergieträger und Kennziffern des Energieverbrauchs

	Einheit	spez. CO ₂ -Emissionen (gerundet)			
		1990	1995	2000	2003/04
Bruttoinlandsprodukt ^{a)}	Mrd €	1.712	1.860	2.054	2.129
CO ₂ -Emissionen ^{a)}	Mio t	987	873	831	837
CO ₂ -Emissionen gesamt	g CO ₂ pro kWh(th)	238	220	209	208
Steinkohle		285	310	299	290
Braunkohle		386	400	402	415
Mineralöl		217	212	205	203
Naturgase		222	212	211	208
CO ₂ -Emission je Ew. ^{a)}	t/Ew.				
CO ₂ -Anteil am PEV ^{a)}	t CO ₂ /TJ				
CO ₂ -Intensität ^{a)}	t CO ₂ /Mio €-BIP				
Kennziffern für Energieverbrauch					
Primärenergieverbrauch (PEV)	GJ/Ew.	188	175	175	175
Bruttostromverbrauch	KWh/Ew.	6.939	6.632	7.034	7.273
Energieverbrauch je T€ Bruttoinlandsprodukt (BIP-2000)					
Primärenergie	GJ/T€-BIP	8,67	7,64	6,98	6,80
Bruttostrom	KWh/T€-BIP	320	290	280	283
Energieverbrauch in Industrie je T€ Bruttowertschöpfung (2000)					
Endenergie	GJ/T€-BWS	5,9 ^{b)}	5,9	5,2	4,9
Strom	KWh/T€-BWS	427	454	447	437
Bruttostrom pro T€ BIP	KWh/T€-BIP	428 ^{b)}	454	446	437
Endenergiebedarf pro Haushalt (HH)	GJ/HH	68	72	68	72
mittl. Verbrauch PKW ^{c)}	L/100 Km	9,4	8,8	8,3	8,0
Quelle: B; Tab. 8 + 11.					
a)	CO ₂ -Emissionen in Deutschland im Jahre 2005 deutlich gesunken, DIW-Woichenbericht, 12/2006, Berlin				
b)	für 1990 keine Angaben; Angabe für 1991				
c)	Vergaser- und Dieseltreibstoff				

In Tabelle A.10b reproduzieren sich i.W. die spezifischen CO₂-Emissionen (in g CO₂/KWh) gegenüber Tabelle A.10a. Die Statistik des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie weist bzgl. der Differenzen zu Tabelle A.10a auf unterschiedliche methodische Berechnungsverfahren und Emissionsfaktoren hin. Diese Differenzen neutralisieren sich aber in den Angaben zur Gesamtemission.

Die CO₂-Emissionen aus der Umwandlung fossiler Primärenergie im weltweiten Kontext zeigt Tabelle A.10c. Weltweit wurde gegenüber dem Basisjahr 1990 deutlich mehr CO₂ emittiert.

Tabelle A.10c:

Energiebedingte CO₂-Emissionen ausgewählter Regionen/Staaten

Region	Trend	CO ₂ -Emission in Mio t (gerundet)				Änderung in % 1990:2004	
		1990	1995	2000	2004		
Welt	↑↑	22.682	23.108	24.677	28.233	+ 24,4	
Nordamerika	↑	6.214	6.554	7.283	7.511	+ 20,7	
Südamerika	↑↑	712	843	968	996	+ 39,9	
Asien/Ozeanien	↑↑	5.646	6.962	7.465	10.041	+ 77,8	
OECD-Europa	↑	3.731	3.709	4.434	4.621	+ 23,9	
FSU	↓↓	3.907	2.531	2.250	2.506	- 35,9	
Staaten							
Frankreich	↗	416	404	434	437	+ 5,1	
Großbritannien	↘	625	598	589	607	- 2,9	
Italien	↑	440	453	480	501	+ 13,9	
Spanien	↑↑	238	266	339	382	+ 60,5	
Niederlande	↑	219	237	247	271	+ 23,7	
Österreich	↑	79	80	81	91	+ 15,2	
China	↑↑	2.452	3.013	2.740	4.766	+ 94,4	
Japan	↑	1.179	1.305	1.344	1.377	+ 16,8	
Deutschland	↓					2003	
Steinkohle		182,5	177,5	167,8	163,7	- 15,2	
Braunkohle		343,3	192,8	173,0	289,2		
Mineralöl ^{a)}		315,0	335,5	312,4	298,2		
Erdgas ^{b)}		143,8	165,2	175,4	189,2		
Sonstige		2,2	1,5	2,0	2,1		
Summe		986,8	872,5	830,5	836,6		
Quelle: B; Tab. 11 +12.							
Trend: ↑ steigend; ↓ fallend (Doppelpfeil: stark ...); ↗ leicht steigend; ↘ leicht fallend							
a) ohne Flugtreibstoffverbrauch für internationalen Luftverkehr, inkl. Flüssig- und Raffineriegas							
b) Naturgase, Kokerei-, Stadt- und Gichtgas.							

Tabelle A.10d schlüsselt die CO₂-Emissionen für Deutschland ab dem Jahr 2000 in Jahresschritten auf:

Tabelle A.10d:**Deutschland – Energiebedingte CO₂-Emissionen von 1990 bis 2004 (gerundet)**

Mio t CO ₂	1990	1995	1998	2000	2001	2002	2003	2004	Einsparung 1990 bis 2004	
									Mio t	%
im Jahre	992,4	877,6	857,5	833,6	846,7	835,1	841,0	832,4	160	-16,1
kumulierte Einsparung	0	114,8	134,9	158,8	145,7	157,3	151,4	160,0	160	-16,1

Quelle: D, Tab. 6 (Nationales Treibhausinventar 2006)

Im Jahre 2004 konnten die CO₂-Emissionen auf 832,4 Mio t reduziert werden. Diese Einsparung geht i.W. auf einen Verbrauchsrückgang an festen Brennstoffen und flüssigen Brenn-/Kraftstoffen zurück.

Mithin kann Deutschland bis einschließlich 2004 eine Einsparung von -160 Mio t CO₂ oder -16,1 % vorweisen. Für die EU zeigt sich, dass Länder mit Konjunktur wie Frankreich, Niederlande und Österreich ihre Klimaziele nicht einhalten oder sogar deutlich verfehlen.

Diese im Vergleich zum Internationalen Trend beachtliche Einsparung von -16,1 % erklärt sich allerdings nicht allein aus energiepolitischen Einsparerfolgen:

- Zum einen sind dies Sanierungsgewinne infolge Stilllegung der überkommenen DDR-Industrieanlagen in den Neuen Ländern, in der Zeit von 1990 bis 1995 im Umfang von -114,8 Mio t CO₂.
- Zum anderen wurden in den Jahren bis 2004 nur noch weitere 45,2 Mio t CO₂ eingespart, was sich nach einem leichten Anstieg in den Jahren 2001 bis 2003 im Jahre 2004 auf insgesamt 832,4 Mio t CO₂ - dem Stand 2000 - einpendelte. Dass sich - abgesehen von politikinduzierten Effekten, wie etwa dem Windenergieboom - keine weiteren Sanierungsgewinne erzielen ließen, ist u.a. auch darauf zurückzuführen, dass sich in Deutschland seit den späten 1990er Jahren keine Binnenkonjunktur trotz Exportboom einstellte.

Vorläufige Daten für 2005 weisen darauf hin, dass sich im Jahre 2005 die CO₂-Emissionen nochmals verringert haben. Der Verbrauchsrückgang an festen Brennstoffen in der Stromproduktion dürfte durch den zeitgleichen Aufwuchs der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, kompensiert worden sein, der Rückgang an flüssigen Brenn-/Kraftstoffverbrauch erklärt sich aus der Ölpreisentwicklung.

A.11 Potenzial der Erneuerbaren Energien

Auf die Erde strahlt jedes Jahr die Energiemenge von 5,6 Mio EJ ein. Davon werden

- 31 % sofort am oberer Atmosphärenrand zurückgestrahlt und
- 17,4 % in der Lufthülle absorbiert.

Von den Kontinenten und der Meeresfläche werden

- 17,9 % reflektiert,
- 20,7 % tragen zur Verdunstung und
- 8,8 % zur Konvektion bei.

Insgesamt besteht ein in etwa ausgeglichenes, indes ein 0,006 % geringfügig positives Einstrahlungsverhältnis, da Strahlungsenergie in Biomasse gespeichert wird. Diese ist in geologischen Zeiträumen fossil biogen umgewandelt worden (Kohle, Erdöl, Erdgas). Mit Beginn der industriellen Revolution ab 1860 werden mehr fossil biogene und mineralische Energieträger verbrannt - heute in etwa 420 EJ -, als durch die Einstrahlung biogen fossil umgewandelt wird. Damit erhöht sich von der Erdoberfläche die Wärmeabstrahlung, die durch die infrarot-aktiven Treibhausgase absorbiert wird und damit die Globaltemperatur steigen lässt.¹⁵

Gegenüber diesem o. g. Potenzial aus der Solarstrahlung und gegenüber den Reserven/Ressourcen der erschöpflichen Energieträger erweist sich das technisch realisierbare Potenzial der Erneuerbaren Energieträger weltweit immer noch als beträchtlich - Tabelle A.11.

¹⁵ KALTSCHMIDT & WIESE (Hrsg.): *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, Springer 1997.

Tabelle A.11:

Weltweit realisierbares technisches Potenzial Erneuerbarer Energie 1995 bis 2050

Erneuerbare Energien	Wärme	Treibstoffe	Strom	Primärenergie	
	TWh	Mio t	TWh	EJ	zu 1995 %
Ausbaustand von	1995 2050 ^{a)}				
Wasserkraft			2.600 5.000	10 20	2,6 2,6
Wind			30 ^{b)} ca. 1000	0,12 3,60	0,03 0,5
Solarstrahlung	ca. 10 ca. 1.000		0 ca. 2.000	0,012 7,2	0,03 1,0
Biomasse	ca. 2.000 ^{b)} ca. 3.000	0 ca. 500	0 ca. 3.000	ca. 40 ^{c)} 80 ^{d)}	10,3 10,3
Geothermie	ca. 30 ca. 500		50 ca. 100	ca. 0,7 3,0	0,2 0,4
Summe	2.000 4.500	0 500	2.700 ca. 11.000	12 114	3 ca. 15
Vergleich					
1995	45.000	1.400	14.000	390	100
2050	55. – 70.000	1.400 – 2.000 ^{e)}	20. – 25.000	780	100
Quelle:	HEINLOTH, <i>Die Energiefrage – Bedarf, Potenziale, Nutzung, Risiken und Kosten</i> , Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden, 003; Tab. 7.22				
a)	Annahme: Verdopplung des Primärenergiebedarfs bis zum Jahre 2050.				
b)	Wert für 2001				
c)	Dominanz von i.W. Holzverbrennung aus nicht kommerziellem Aufkommen mit weniger als 20 % Wirkungsgrad.				
d)	Annahme: Ersatz der ineffizienten Nutzung von 40 EJ durch Effizienzsteigerung auf 80 EJ.				
e)	Treibstoffbedarfsschätzung eines starken Verkehrszuwachses zzgl. neue effizientere Technologien				

Weltweit gesehen werden geordnet nach ihren technologischen Potenzialen vornehmlich Biomasse, Wasserkraft und Wind ausgebaut werden müssen, um die Abhängigkeit von den erschöpflichen Energieträgern zu reduzieren. Für Deutschland dürfte sich diese Rangfolge vom Umfang her und zeitlich umordnen in: Windenergie, Wasserkraft, die i. W. ausgebaut ist und aufkommender Biomasse.

Beim „technisch realisierbaren Potenzial“ handelt es sich um eine Prognose, die von den heutigen Erkenntnissen ausgeht. Entwicklungen aus Verknappungstendenzen, die dann die Frage, was und zu welchen Kosten technisch zu realisieren sein wird, hintanstellen oder eine Neuausrichtung erzwingen, sind nicht berücksichtigt.

In Tabelle A.11 muss das Gesamtergebnis relativ und absolut bewertet werden. Demnach erhöht sich das Potenzial der Erneuerbaren Energien relativ von 3 % im Jahre 1995 auf 15 % im Jahre 2050 - um den Faktor 5 -, absolut aber um den Faktor 9,5 (= 850 %).

Allerdings ist bei langfristigen Energieprognosen immer Vorsicht geboten. So haben bspw. die ersten beiden Energieberichte der Bundesregierung der 1970er Jahre zum Jahr 2000 noch bis zu 80.000 MW Kernenergie prognostiziert, realisiert wurden etwa 22.000 MW. Die noch in 2004 von Bundesumweltminister Trittin für das Jahr 2030 in den Raum gestellte Vision von mehr als 30.000 MW offshore-Windkapazität wird vmtl. dasselbe Schicksal erleiden.

Die neueste Schätzung des BMU vom Januar 2006 offenbart bereits mehr Realismus, indem sie für das Jahr 2020 von den insgesamt 151 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien 26 % dem offshore Wind zurechnet (= 40 TWh).¹⁶ Dies entspricht bei erwarteten 4.500 Nennlaststunden in etwa einer Leistung von knapp 9.000 MW im offshore im Jahre 2020.

A.12 Treibhauseffekt und Globale Klimaziele

Der Treibhauseffekt wird zwischenzeitlich in der science community von niemand Ernsthaftem mehr bestritten. Zumal wir heute mit der globalen Mitteltemperatur von 15,3°C nur noch 0,8 K von der Eem-Zeit - der Warmzeit mit der bislang höchsten nachgewiesenen Mitteltemperatur von 16,1°C - entfernt sind.¹⁷ In Kenntnis der heute prognostizierten Energieverbräuche und der daraus abschätzbaren Klimafolgen dürfte die Eem-Temperatur um 1,2 bis 4 K überschritten werden.

Diesen „*unveränderlichen Großversuch am Treibhaus*“ (Schellnhuber, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung) kann man zum einem als Bedrohung, zum anderen aber auch als Chance ansehen. Deshalb verschließen sich weder die Staaten noch einige Konzerne den Erneuerbaren Energien. Beide haben in ihren nationalen und Konzern-Energiepolitiken den Erneuerbaren Energien direkt oder indirekt über Klimaziele einen bedeutenden Anteil eingeräumt:

- Gemäß Kioto-Protokoll¹⁸ von 1997 sollen 35 Industrieländer (Annex I - Länder) bis zum Jahr 2012 insgesamt ihre CO₂-Emissionen um mindestens 5,2% im Vergleich zum Referenzjahr 1990 senken. Mit der Ratifizierung durch die Russische Föderation im November 2004 ist das Kioto-Protokoll im Februar 2005 in Kraft getreten.
- Die EU insgesamt wird auf eine Reduzierung um 8% verpflichtet.

¹⁶ *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 und finanzielle Auswirkungen*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 1/2006, S. 3.

¹⁷ *Welt im Wandel - Wege zu Lösung globaler Umweltprobleme - Jahresgutachten 1995*, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltauswirkungen (WBGU)/Bremerhaven, Springer 1996 S. 111 ff., der im Rahmen eines „Leitplankenmodells“ eine „Vollbremsung“ bei den globalen CO₂-Emissionen als nicht erforderlich nachweist, sondern im WBGU-Szenario für die nächsten 150 Jahre nachweist, die Eem-Mitteltemperatur nur um max. 0,5 K zu überschreiten. Dies bedeutet, dass in den nächsten 150 Jahren allenfalls 3.000 Gt CO₂ emittiert werden dürften, was im Mittel 20 Gt p.a. wären. Heute indes werden bereits knapp 28 Gt CO₂ p.a. emittiert, so das vom WBGU untersuchte „Leitplankenszenario“ realistischer wird.

¹⁸ BGBl 2002 Teil II, S. 966 ff.

- Deutschland ist im Rahmen des EU-„burden sharings“ eine Minderungsquote von 21 % eingegangen.
- Der Emissionshandel soll einen zusätzlichen Anreiz für mehr Energieeffizienz und zur Verminderung des Energieverbrauchs bei gleichzeitiger Minimierung der Kosten bewirken. Er soll zugleich maßgeblich dazu beitragen, das von der Bundesregierung in der Nachhaltigkeitsstrategie beschlossene Ziel einer Effizienzsteigerung von 3 % pro Jahr zu erreichen.
- Zu den internationalen Maßnahmen des Kioto-Protokolls gehören die *Clean Development Mechanisms (CDM)*, die in einem Entwicklungsland durchgeführt werden. Sie werden vom Executiv Board der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in Bonn offiziell zugelassen. Von den 500 bis Ende 2005 beantragten Projekten sind 56 % den Erneuerbaren Energien zuzurechnen (insbesondere Biomasse und Wasserkraft)¹⁹.
- Mit der „*EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt*“ wurden für den Strombereich die Grundlagen geschaffen, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten EU-Energiebedarf bis 2010 zu verdoppeln. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden für alle Mitgliedstaaten indikative Richtziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch festgelegt. Deutschland hat sich auf eine Steigerung auf 12,5 % bis 2010 festgelegt. In dem „*Bericht der Bundesrepublik Deutschland 2005 zur Erreichung des Richtziels für den Verbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2010*“ an die EU vom Oktober 2005 hat die Bundesregierung darlegt, dass im Jahre 2004 aus Erneuerbaren Energien 55.826 GWh Strom erzeugt wurden. Dies entspricht einem Anteil von 9,3 Prozent am Bruttostromverbrauch.
- Japan soll seine Treibhausgas-Emissionen um 6 % reduzieren. Insbesondere Unternehmen aus Japan, den EU-Staaten (auch untereinander) und aus Kanada konkurrieren um CDM-Projekte nach den Kioto Mechanismen.
- Die Russische Föderation wird durch das Kioto-Protokoll lediglich zu einer Stabilisierung seiner Treibhausgas-Emissionen verpflichtet (0%). Die Emissionen sind durch die Krise der Industrie nach dem Ende der Sowjetunion aber drastisch gefallen. Das Potenzial für einen regen Emissionshandel wäre gegeben, die großen Konzerne sind interessiert, es wurden jedoch von der Regierung bisher kaum die rechtlichen Voraussetzungen dafür geschaffen.²⁰
- Die USA beteiligen sich nicht am Kioto-Protokoll. Allerdings planen neun US-Bundesstaaten einen Emissionshandel nach europäischem Vorbild und über 100 Städte haben sich auf Klimaschutzziele nach dem Vorbild von Kioto geeinigt.²¹

Angesichts des oligopolistischen Erdöl- und Erdgasmarktes begrüßt es die Landesregierung, dass dennoch auch einige der großen internationalen Ölkonzerne sich im Klimaschutz engagieren:

¹⁹ Sonne Wind & Wärme: SW&W 3/2006, S. 28/29.

²⁰ Der Standard, Wien 7.3.2006.

²¹ *Weltklimakonferenz in Montreal – ein Schritt in die richtige Richtung oder ein wirkungsloser Schritt?* iwp Nr. 1/2006.

-
- BP hat sich 1998 als erste Ölgesellschaft verpflichtet, die Emissionen von Schadstoffen weltweit bis zum Jahr 2010 um 10 % gegenüber 1990 zu verringern. Das Ziel konnte mit dem Aufbau eines internen Emissionshandels bereits Ende 2001 erreicht werden. Nach dem Aufbau von BP Solar und der Umbenennung in „*beyond petroleum*“ hat BP im November 2005 den neuen Geschäftsbereich „*BP Alternative Energy*“ gegründet. BP plant eine Verdoppelung der Investitionen in alternative Energien auf 8 Mrd \$ bis 2015. Mit dem Schwerpunkt auf Stromerzeugung, wobei die Windenergie in den Fokus rückt und die Solarkapazität verdoppelt wird. BP versteht dies u. a. auch als Signal an die Energieindustrie.
 - Auch Royal Dutch Shell plc hat nach dem Konflikt um die Ölförderplattform Brent Spar 1998 - bekundet in Anzeigen: „*Wir haben verstanden*“ - angekündigt, die Treibhausgasemissionen aus seiner weltweiten Tätigkeit bis zum Jahr 2002 gegenüber 1990 um 10 Prozent zu verringern. Bis zum Jahr 2010 soll der Ausstoß gegenüber 1990 um mehr als 5 % reduziert werden. Bislang wurden eine Milliarde \$ in Erneuerbare Energien investiert. Zugleich wurde mit dem Aufbau von Shell-Solar eine Diversifizierung jenseits des Öls begonnen. Shell will vermehrt in Biomasse, Windkraft und Wasserstoff investieren, mindestens eine der erneuerbaren Alternativen zu einem wesentlichen Geschäft entwickeln und insbesondere ihre Position als größter Verkäufer von Biokraftstoffen (BTL: biomass to liquids) weiter ausbauen.²²

Der Erfüllungsstand der Kioto-Verpflichtungen ist in Tabelle A.12 zusammengestellt.

²²

Deutsche Shell Holding GmbH: *Shells Pläne für erneuerbare Energien: Mehr Biomasse, Windkraft und Wasserstoff – Neue Weichenstellungen für Solar*, Den Haag/Hamburg, 02.02.2006.

Tabelle A.12

Verpflichtungen nach dem Kioto-Protokoll und bisherige Entwicklung

Vertragsparteien	Reduktionspflicht um %	CO ₂ -Emissionen in Mio Tonnen			Änderung 1990-2002 um %
		1990	2000	2002	
EU, darunter	- 8	4.233	4.093	4.122	-2,6
Deutschland	-22	992	834	835	-16,0
Liechtenstein, Monaco, Schweiz	- 8	53	53	53	-1,6
Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien	- 8	812	459	463	-43,0
USA	- 7	6.129	7.038	6.935	+13,1
Japan	- 6	1.187	1.337	1.331	+ 12,1
Kanada	- 6	609	725	731	+ 20,1
Polen, Ungarn	- 6	677	464	461	- 32,0
Kroatien	- 5	32	26	28	- 11,5
Neuseeland	0	62	70	75	+ 21,6
Russische Föderation	0	3.050	1.876	1.876	- 38,5
Ukraine	0	919	455	484	- 47,4
Weißrussland	0	127	68	70	- 44,4
Norwegen	+ 1	52	56	55	+ 6,2
Australien	+ 8	431	513	526	+ 22,
Island	+ 10	3	3	3	- 4,2
Summe	- 5,2	18.376	17.237	17.212	- 6,3
Quelle: UNFCCC; die Werte beziehen sich auf CO ₂ -Äquivalente ohne Landnutzungsänderung					

Trotz der eingegangenen Pflichten gemäß Tabelle A.12 wissen alle Akteure, dass weitere Klimaschutzanstrengungen erforderlich werden. Mithin wird es darauf ankommen, zunächst alle CO₂-freien oder -neutralen Energien zu nutzen.

B. Beantwortung der Großen Anfrage

"Weg vom Öl" - Auswirkungen eines dauerhaft hohen Ölpreises auf Wirtschaft und Verkehr in Schleswig-Holstein

B.I Verbrauch und Verbrauchsprognose Erdöl und Erdgas in Schleswig-Holstein

- B.1 Wie haben sich in Schleswig-Holstein seit 1990 der Gesamtverbrauch sowie die Verbrauchsanteile von Erdöl, Ölprodukten und Erdgas in den Sektoren
- a) Heizenergie (hilfsweise: insgesamt in privaten Haushalte und Kleinverbrauch)
 - b) Industrie
 - c) Verkehr entwickelt?

Antwort (zu a, b und c):

Auf die Tabellen B.1a bis B.1c wird Bezug genommen.

Zur Tabelle B.1a:

Demnach ist in den Jahren 1990 bis 2002 der Endenergieverbrauch (EEV) Schleswig-Holsteins um 2,7 % von 293,1 PJ auf 285,3 PJ zurückgegangen. Gegenüber dem Spitzenwert des Betrachtungszeitraums - im Jahre 1996: 337,1 PJ - verringerte sich der EEV des Jahres 2002 um gut 15 %. Die Daten sind nicht temperaturbereinigt; in ihnen schlagen sich auch Witterungseinflüsse nieder. Temperaturbereinigungen erbringen Unterschiede von allenfalls ± 1 %.

Für die Entwicklung der Verbrauchssektoren ist aufgrund der Datenlage eine inhaltlich vergleichbare Aussage für den Zeitraum ab 1993 nur bis 2001 möglich.

Ab 2001 ist es durch eine Methodenänderung zu einer teilweisen Verlagerung vom Bereich Verarbeitendes Gewerbe zum Bereich Haushalte und Gewerbe gekommen, so dass auch ab 2001 die Vergleichbarkeit mit den Vorjahren eingeschränkt ist.

Als Verbrauchssektoren werden in der Energiebilanz die Bereiche

- Verarbeitendes Gewerbe (Industrie)
- Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, übrige Verbraucher sowie
- Verkehr unterschieden.

Der EEV wird nur für die Energieträger Mineralölprodukte einschließlich des leichten Heizöls und für Erdgas nachgewiesen. Erdöl als Rohöl fließt nur in die Verarbeitung, nicht in den EEV ein.

Im Jahre 1993 entfielen

- 43 % des EEV von Mineralölprodukten auf den Verkehr,
- 40 % auf Haushalte und Gewerbe sowie
- 17 % auf das Verarbeitende Gewerbe.

Im Jahr 2000 lag der Anteil des

- Verkehrsbereichs bei 55 %,
- Sektors Haushalte und Gewerbe bei 32 % und
- Verarbeitenden Gewerbes nur noch bei 13 %. Der geringere Anteil des Gewerbes war unter anderem auch Ausdruck eines Rückgangs der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung des Verarbeitenden Gewerbes.

Zur Tabelle B.1b:

Der Einsatz von Erdgas wird zurzeit nur für die Bereiche Verarbeitendes Gewerbe und Haushalte/Gewerbe nachgewiesen, da die Einsatzmengen im Bereich Verkehr noch zu gering sind. Rund ein Viertel wird im Verarbeitenden Gewerbe, die restlichen drei Viertel werden im Sektor Haushalte, Gewerbe verbraucht.

Zur Tabelle B.1c:

Aus Tabelle B.1c geht hervor, dass der Verbrauch an Erdöl kaum steigt, dagegen stieg der Erdgasverbrauch von 1990 bis 2003 um 47 %.

Tabelle B.1a:

Endenergieverbrauch an Mineralölprodukten in Schleswig-Holstein nach Verbrauchergruppen in TJ

Endenergieverbrauch in Schleswig-Holstein an Mineralölprodukten in TJ					
Jahr	EEV insgesamt in S-H	davon Mineralöl- produkte ¹⁾	in den Verbrauchgruppen		
			Gewinnung von Steinen und Erden ²⁾	Haushalte, Gewerbe ³⁾	Verkehr
1990	293 060	179 420	(8 734)	81 180	89 506
1991	302 173	182 150	(6 899)	83 839	91 412
1992	302 328	180 406	(6 390)	80 802	93 214
1993	318 281	190 492	32 589	75 502	82 401
1994	310 939	181 974	31 542	70 564	79 868
1995	318 453	184 332	34 763	67 781	81 789
1996	337 128	189 833	35 841	72 267	81 484
1997	315 561	172 626	20 720	69 989	81 921
1998	309 809	169 288	20 268	65 204	83 814
1999	302 972	164 018	23 661	55 340	85 018
2000	297 858	153 507	19 893	49 301	84 313
2001	302 369	150 085	11 736	54993	83 357
2002	285 279	142 318	10 765	48 286	83 266

Quelle: Energiebilanz, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2006

1) Mineralölprodukte: Kraftstoffe, Heizöl leicht und schwer, Flüssiggas
 2) Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe insgesamt
 3) Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher, einschl. Militärische Dienststellen
 Zahlen in Klammern () : nur eingeschränkt aussagefähig

Tabelle B.1b:**Endenergieverbrauch an Erdgas in Schleswig-Holstein nach Verbrauchergruppen in TJ**

Endenergieverbrauch in Schleswig-Holstein an Erdgas in TJ					
Jahr	EEV	davon Erdgas	in den Verbrauchergruppen		
			Gewinnung von Steinen und Erden ¹⁾	Haushalte, Gewerbe ²⁾	Verkehr
1990	293 060	54 133	14 157	39 976	-
1991	302 173	57 887	13 457	44 430	-
1992	302 328	60 901	14 535	46 366	-
1993	318 281	61 631	15 265	46 366	-
1994	310 939	61 980	16 534	45 446	-
1995	318 453	68 401	17 798	50 603	-
1996	337 128	76 460	18 116	58 344	-
1997	315 561	72 168	17 677	54 491	-
1998	309 809	71 628	17 360	54 269	-
1999	302 972	69 724	17 201	52 523	-
2000	297 858	72 802	19 581	53 221	-
2001	302 369	81 563	18 266	63 297	-
2002	285 279	75 675	18 160	57 515	-

Quelle: Energiebilanz, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2006

1) Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe insgesamt
2) Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher, inkl. Bundeswehrstellen

Tabelle B.1c:

Primärenergieeinsatz in Schleswig-Holstein nach ausgewählten Energieträgern in TJ

Primärenergieeinsatz in Schleswig-Holstein nach ausgewählten Energieträgern in TJ				
Jahr	Insgesamt	Mineralöl		Erdgas
		Mineralölprodukte ¹⁾	Erdöl	
1990	459 110	254 862	201 317	58 147
1991	469 969	260 817	198 618	62 012
1992	473 778	257 265	197 169	64 582
1993	458 913	242 971	203 563	65 662
1994	460 581	237 830	212 258	66 201
1995	587 565	238 765	175 496	72 843
1996	604 486	246 730	179 520	83 344
1997	609 090	236 251	174 992	79 435
1998	546 545	226 014	188 025	79 499
1999	595 477	212 198	170 206	77 848
2000	580 528	207 785	170 035	80 736
2001	605 173	215 864	198 708	92 297
2002	547 343	204 203	203 160	85 563

Quelle: Energiebilanz, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2006

1) Mineralölprodukte: Erdöl, Rohbenzin, Kraftstoffe, Heizöl L und S, andere Mineralölprodukte, Flüssiggas, Raffineriegas

B.2 Wie hat sich in diesem Zeitraum der nichtenergetische Bedarf an Erdöl entwickelt?

Antwort:

Nichtenergetischer Bedarf wird nur für Mineralölprodukte nachgewiesen. Daten hierfür liegen nur für den Zeitraum 1993 bis 2002 vor - Tabelle B.2.

Danach lag der nichtenergetische Verbrauch im Jahr 2002 mit 44,4 PJ um rund 14,9 PJ oder rund die Hälfte über dem Wert des Jahres 1993 von 29,6 PJ. In den dazwischen liegenden Jahren kam es je nach Auftragslage der verarbeitenden Betriebe zu stärkeren Schwankungen.

Tabelle B.2:**Nichtenergetischer Verbrauch an Mineralölprodukten in Schleswig-Holstein in TJ**

Nichtenergetischer Verbrauch von Mineralölprodukten	
Jahr	Mineralölprodukte in TJ¹⁾
1990	(51 962)
1991	(54 666)
1992	(30 259)
1993	29 570
1994	37 819
1995	43 029
1996	42 371
1997	42 420
1998	38528
1999	30 668
2000	35 123
2001	48 356
2002	44 423
Quelle: Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2006	
1) Mineralölprodukte: Rohbenzin, Kraftstoffe, Heizöl leicht und schwer, andere Mineralölprodukte, Flüssiggas, Raffineriegas Zahlen in Klammern (): nur eingeschränkt aussagefähig	

- B.3 Wie entwickelte sich in diesem Zeitraum die Angebotsstruktur für Erdöl- und Erdgasversorgung? Wie viele Tankstellen für ölbasierte Kraftstoffe sowie Erdgas- und Flüssiggastankstellen gibt es in Schleswig-Holstein? Wie hat sich die Struktur der Besitzer und Betreiber seit 1990 entwickelt? Wie viele nicht öffentliche Zapfanlagen (z. B. bei Firmen zur Eigenversorgung) gibt es? (Bitte jeweils nach Kreisen auflisten).

Antwort:

Das Erdgasnetz ist in Schleswig-Holstein seit 1990 kontinuierlich ausgebaut worden, siehe Antwort zu Frage 4.

Die Versorgung der Letztverbraucher erfolgt durch die örtlichen Gasversorgungsunternehmen. Seit 1990 sind mehrere kleinere Versorgungsunternehmen hinzugekommen, unter anderem Neumünster, Kaltenkirchen, Bad Bramstedt und Ahrensburg.

Die beiden Regionalversorgungsunternehmen Hamburger Gaswerke und Schleswig haben sich zur E.ON Hanse zusammengeschlossen. Für die Endverbraucher entscheidend ist aber, dass sie bis heute „unfreie“ Kunden geblieben sind. Das heißt, sie haben bisher keine Wahlmöglichkeit zwischen mehre-

ren Gashändlern. Das soll sich infolge der 2005 beschlossenen Energierechtsreform erst ändern. Die Landesregierung erwartet, dass sich auch im Gasbereich in nächster Zeit Wettbewerb um letztverbrauchende Kunden entwickelt.

Die Heizölversorgung erfolgt durch eine Vielzahl unabhängiger Händler.

Zur Kraftstoffversorgung werden in Schleswig-Holstein 817 Tankstellen, darunter 41 Flüssiggas- und 22 Erdgaszapfstellen. Nach Angaben des Bundesverbandes der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) wurde mit dem Aufbau des Netzes für Erdgastankstellen 2002 begonnen. Derzeit befinden sich drei Erdgastankstellen im Bau und weitere sechs Erdgastankstellen in der Planung.

Tabelle B.3:

Tankstellen mit Zapfsäulen in Schleswig-Holstein

Tankstellen mit Zapfsäulen in Schleswig-Holstein *)			
Kreis / Stadt	ölbasierte Kraftstoffe ¹⁾	Flüssiggas ²⁾	Erdgas ²⁾
Dithmarschen	51	4	
Flensburg	24	2	
Herzogtum Lauenburg	53	3	1
Kiel	35	2	
Lübeck	53	2	2
Neumünster	25	2	6
Nordfriesland	76	6	1
Ostholstein	66	5	2
Pinneberg	66	2	4
Plön	31	2	
Rendsburg-Eckernförde	80	1	1
Schleswig-Flensburg	81	2	
Segeberg	69	5	2
Steinburg	50	1	2
Stormarn	57	2	1
Summe	817	41	22
Quelle: Eichdirektion Nord, 01/2006			
*) Angaben für den geschäftlichen Verkehr, der dem Eichrecht unterliegt. Dabei handelt es sich um öffentliche Tankstellen und Tankstellen, die nur einem eingeschränkten Nutzerkreis zugänglich sind. In einzelnen Kreisen oder Regionen können erfassungsbedingte Abweichungen vorliegen.			
1) ölbasierte Kraftstoffe beziehen sich auf Mineral- und Bioöle			
2) Tankstellen an den denen mehrere Kraftstoffarten angeboten werden, wurden mehrfach gezählt. Daher sind Flüssiggas- und Erdgastankstellen zum Teil in der Anzahl Tankstellen ölbasierte Kraftstoffe enthalten.			

Statistiken über die Struktur der Besitzer und Betreiber sowie Angaben zu der Zahl nicht öffentlicher Zapfanlagen sind der Landesregierung nicht bekannt. Es ist nicht ersichtlich, welcher statistischer Erkenntnisgewinn und Handlungsbedarf aus einer kreisspezifischen Datenaufnahme gezogen werden sollen.

B.4 Wie hat sich der Ausbau des Erdgasnetzes seit 1990 entwickelt (gegliedert nach Kreisen)? Wie beurteilt die Landesregierung den weiteren Ausbau des Erdgasnetzes?

Antwort:

Nach Angaben des BGW hat sich die Länge des Erdgasnetzes in Schleswig-Holstein (inkl. Hamburg) von 15.726 Km im Jahre 1990 auf 27.206 Km im Jahre 2004 nahezu verdoppelt - Tabelle B.4.

Von rund 1,3 Millionen Haushalten in Schleswig-Holstein wurden im Jahre 2002 ca. 430.000 mit Erdgas (33%) versorgt.²³ Statistische Erhebungen zur Entwicklung des schleswig-holsteinischen Erdgasnetzes in den einzelnen schleswig-holsteinischen Kreisen liegen nicht vor.

Die Landesregierung nimmt auf den weiteren Ausbau des Erdgasnetzes keinen steuernden Einfluss. Je nach Gegebenheiten sollte die Wärmeversorgung dezentral oder zentral erfolgen, vorzugsweise in KWK.

Aus Umwelt- und Klimagesichtspunkten ist Gas gegenüber Öl vorzuziehen. Dieser Vorteil wächst, wenn Gas über moderne Technologien wie bspw. dem Sterlingmotor oder in sonstiger KWK eingesetzt wird.

²³

Gasnetzentwicklung Hamburg/Schleswig-Holstein, 124. Gasstatistik Bundesrepublik, BGW 2002.

Tabelle B.4:

Gasnetzentwicklung in Hamburg und Schleswig-Holstein

Gasnetzentwicklung in Hamburg und Schleswig-Holstein	
Jahr	Leitungslänge in Km
1990	15.726
1991	16.232
1992	16.884
1993	17.735
1994	18.585
1995	19.221
1996	20.149
1997	21.261
1998	22.442
1999	23.511
2000	24.138
2001	24.980
2002	25.262
2003	27.149
(2004)	27.206
Quelle:	BGW-Gasstatistik, 02/2006
	(...) = vorläufig

B.5 Wie hat sich der Ausbau des Flüssiggasnetzes seit 1990 entwickelt (gegliedert nach Kreisen)? Wie beurteilt die Landesregierung den weiteren Ausbau des Flüssiggasnetzes? Wie steht sie zu der (im Vergleich zu Erdgas) kürzer befristeten Steuerermäßigung für Flüssiggas?

Antwort:

Flüssiggas gleicht in der Wärmeversorgung eher Heizöl mit ähnlichen Transport-, Versorgungs- und Lagerungshandhabungen.

Der Aufbau von „*Flüssiggasnetzen*“ stellt außerdem die Ausnahme dar. Technisch wird dabei ein zentraler Flüssiggastank in der Gemeinde installiert und von dort aus ein Versorgungsleitungsnetz aufgebaut. Dieses wird erdgastauglich ausgelegt, so dass eine spätere Umstellung von Flüssig- auf Erdgas ermöglicht wird.

Die Flüssiggaswirtschaft konzentriert sich bei ihrer Kundenakquisition auf solche Gemeinden, in denen Erdgasversorger bislang nicht tätig werden (wollen).

Die Versorgung erfolgt i. d. R. auf Basis eines Konzessionsvertrages mit der Gemeinde, der sich an Konzessionsverträgen zu Erdgas anlehnt.

In Schleswig-Holstein spielen Flüssiggasnetze eine untergeordnete Rolle. In rund 50 kleineren Ortschaften sind Flüssiggasnetze mit 5 bis 50, in Einzelfällen bis max. ca. 240 Abnehmern aufgebaut worden. Der überwiegende Anteil dieser Flüssiggasnetze befindet sich in den Kreisen

- Schleswig-Flensburg, einschl. Stadt Flensburg mit 19
- Nordfriesland mit 14 und
- Rendsburg-Eckernförde mit 11 Gemeinden bzw. Gemeindeteilen sowie
- in einzelnen Ortschaften/ Ortsteilen in den Kreisen Plön, Ostholstein und Dithmarschen.

Der Ausbau des Flüssiggasnetzes seit 1990 in den einzelnen Kreisen kann mangels Planungsunterlagen nicht dargestellt werden,

Flüssiggas steht im Wettbewerb mit den anderen Energieträgern, wie z. B. Heizöl und Erdgas, und muss seinen Platz im Markt behaupten. Da Schleswig-Holstein bereits in weiten Teilen mit Erdgas erschlossen ist, geht die Landesregierung davon aus, dass in der leitungsgebundenen Energieversorgung Flüssiggas eher Nischenfunktionen ausfüllt. Außerdem führt Flüssiggas gegenüber Erdgas zu etwa 15 % höheren spez. CO₂-Emissionen.

Die Landesregierung prüft zz. die steuerliche Gleichbehandlung von Flüssiggas und Erdgas.

- B.6. Wie hat sich seit 1990 der Versorgungsgrad mit Fernwärme in Schleswig-Holstein entwickelt (bitte nach Kreisen auflisten)? Beziehen schleswig-holsteinische VerbraucherInnen Fernwärme aus dem Nachbarland Dänemark? Ist der Landesregierung der Anteil der Versorgung mit Fernwärme in Dänemark bekannt? Welche Folgerungen zieht die Landesregierung ggf. für die Fernwärmeversorgung in Schleswig-Holstein? Wie beurteilt die Landesregierung die Bedeutung von Nah- und Fernwärmeversorgung für eine zukunftsfähige Energiepolitik?

Antwort:

Daten über die Fernwärmeversorgung in Schleswig-Holstein wurden für den Energiebericht Schleswig-Holstein 1999 erhoben. Belastbare Zahlen für 1998 stehen für die Städte Kiel, Lübeck, Flensburg, Neumünster und Schleswig zur Verfügung. Für das Jahr 2004 wurde erneut eine Erhebung für vorgenannte Städte durchgeführt.

Die Durchführung einer Erhebung der Fernwärmeversorgung in Schleswig-Holstein nach Kreisen aufgelistet wäre äußerst aufwändig, sowohl in der Datenaufnahme als auch in der -validierung.

In Tabelle B.6 ist die Entwicklung der Fernwärmeversorgung für Kiel, Lübeck, Flensburg, Neumünster und Schleswig zusammengestellt.

Tabelle B.6:

Fernwärmeversorgung in den Städten Kiel, Lübeck, Flensburg, Neumünster und Schleswig im Jahr 1998 und 2004

Fernwärmeversorgung in den Städten Kiel, Lübeck, Flensburg, Neumünster und Schleswig im Jahr 1998 und 2004										
Erzeugung in GWh	Kiel		Lübeck		Flensburg		Neumünster		Schleswig	
	1998	2004	1998	2004	1998	2004	1998	2004	1998	2004
Wärmeerzeugung in KWK	269	188	95	98	1.158	1.199	468	457	42	40
Stromerzeugung in KWK	44	33	43	40	446	434	90	97	23	23
Wärmeproduktion aus Eigenanlagen	447	50,8	162	252	1.218	1.224	503	463	52	56
Wärmebezug aus Fremdanlagen	875	1.026	3	--	--	--	--	--	--	0,3
Wärmeversorgungs- und Infrastrukturentwicklung										
Wärmeabgabe in GWh ^{a)}	1.076	1.050	148	203	1.084	1.004	377	370	48	50
Fernwärme- Anschlusswert in MW	1.021	1.030	89	136	857	922	270	384,9	29	29
Anschlusswert in kW je 1.000 Ein- wohner	4.277	4.414	414	635	10.053	8.762	3.330	4.934	1.103	1.103
Anteil der mit Fernwärme be- heizten Wohnun- gen in Prozent	47	55	11	20	98	98	47	47,5	12	12
Verteilernetz in Km	264	281	34,5	64,3	508	577	142	159	9	9
Netzzubau 1988 bis 1998, bzw. 1998 bis 2004 in km	44	17	34,5	29,8	98	69	38	55	11	--
Quelle:	Mitteilungen der Stadtwerke 2006									
a)	Beim Kunden gemessen									

Nach Kenntnis der Landesregierung beziehen schleswig-holsteinische Verbraucherinnen und Verbraucher keine Fernwärme aus Dänemark. Dagegen ist die Gemeinde Padburg (Dänemark) der größte Einzelabnehmer der Stadtwerke Flensburg. Die Stadtwerke liefern ca. 4,5 % ihrer gesamten Wärmeabgabe in Höhe von 45 GWh an diese Gemeinde.

Der Anteil der Fernwärmeversorgung in Dänemark ist der Landesregierung bekannt, er beträgt ca. 50 % des Heizwärmebedarfs.

Die heute in den meisten Neubaugebieten übliche Gaseinzelversorgung hat zwar im Vergleich zu Öl bereits Klimavorteile, stellt aber weder die umweltfreundlichste Wärmeenergieversorgung - wie die Primärenergie- als auch die Gesamtemissionsbilanzen zeigen - dar, noch kann sie generell als preisgünstigste Wärmeenergieversorgung gelten, wie Vollkostenrechnungen zeigen. Es muss ein gewisser Anschlusswert erreicht werden, um die Fernwärmeversorgung zu vertretbaren Bedingungen einsetzen zu können. Mit der Verlegung von Wärmenetzen wird eine Wärmeversorgungsinfrastruktur geschaffen, die Voraussetzung für die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung oder der Biomasse ist.

Die in Neubaugebieten immer noch verbreitete Erdgaseinzelversorgung stellt insofern ein Hindernis für eine rationelle und effiziente Wärmeenergieversorgung dar, da zwei vglw. kapitalintensive Wärmeversorgungsstrukturen nebeneinander und konkurrierend nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Die Kommunen entscheiden mit ihrer eigenständigen Bauleitplanung auch über die Effizienz - und damit auch über die Nachhaltigkeit - ihrer Wärmeversorgung.

Die Landesregierung begrüßt es im Hinblick auf ihr Ziel, das umweltfreundliche Potenzial von Biomasse und Kraft-Wärme-Kopplung verstärkt zu nutzen und auszubauen, wenn Kommunen sich für Wärmenetze entscheiden, wenn Vollkostenrechnungen zu vergleichbaren Ergebnissen führen.

Die Landesregierung hat in einem ersten Schritt im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms- Energie (ZIP-E) bis Ende 2005 ein Förderprogramm für die Beistellung von KWK-Aggregaten an bisherige Heizwerke aufgelegt. Ein großer Teil der mit fossiler Energie betriebenen Heizwerke ist danach inzwischen mit KWK-Modulen nachgerüstet worden.

In einem zweiten Schritt sollen aus dem SH-Fonds zukünftig auch Wärmenetze gefördert werden, mit folgenden Maßgaben,

- mindestens 50 % der Wärmemenge in KWK oder durch Biomasse bereitzustellen,
- das Eigentum am Wärmenetz von der Wärmeerzeugung zu trennen,
- die Wärmenetze nach betriebsüblicher Nutzungszeit abzuschreiben und
- die Wärmeerzeugung regelmäßig, mindestens alle 15 Jahre auszuschreiben.

Mit diesen Maßgaben werden u. a. die wettbewerbshemmende Kopplung des Eigentums an Netz und Erzeugung aufgehoben. Die Kosten für die Nutzung des natürlichen Monopols „Wärmenetz“ werden verringert und regelmäßig ein Wettbewerb um die Wärmeerzeugung initiiert.

Eine Effizienzsteigerung in der Wärmeversorgung kann u. a. auch durch Objekt-BHKW erreicht werden. Objekt-BHKW können in kleineren bis mittleren Gebäuden mit einem Jahres-Wärmeenergieverbrauch ab ca. 60.000 kWh/a, das entspricht ca. 6.000 m³ Erdgas oder 6.000 l Heizöl, zum Einsatz kommen. Im öffentlichen Bereich gehören dazu Verwaltungsgebäude, Schulen, Schwimmbäder, Sporteinrichtungen etc.

Im Jahr 2003 wurden durch die Investitionsbank (IB) ein „Leitfaden zum Einsatz von Objekt-BHKW“ erstellt sowie in loser Folge verschiedene Best-Practice-Beispiele bei der Energieagentur der IB ins Internet gestellt. Im Rahmen des

ZIP wurden vier Objekt-BHKW mit insgesamt 32 T€ und einem Investitionsvolumen von 307 T€ gefördert. Ferner werden im Rahmen der Förderrichtlinie Energie und Technologie des SH-Fonds ab 2006 Objekt-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 10 bis 40 kW pauschal mit einem Zuschuss in Höhe von 5 T€ gefördert.

- B.7 Mit welcher Entwicklung rechnet die Landesregierung bezüglich des Öl- und Erdgasbedarfes bis zum Jahr 2020 für die genannten Verbrauchssektoren in Schleswig-Holstein? (Bitte auch die Methodik der Verbrauchserfassung und -prognose erläutern.)

Antwort:

Die Entwicklung der Öl- und Erdgasmärkte in Schleswig-Holstein wird maßgeblich durch die Rahmenbedingungen auf internationaler und nationaler Ebene bestimmt. Daher stützt sich die Landesregierung in dieser Frage auf die Studien und Prognosen der Bundesregierung, für Schleswig-Holstein liegen keine Daten vor.

Der Energiereport IV „*Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit von EWI/prognos aus dem Jahr 2005 prognostiziert nachfolgende Entwicklung - Tabelle B.7:

Tabelle B. 7:

Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Öl und Erdgas 1995 bis 2020 in Deutschland

Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Öl und Erdgas 1995 bis 2020 in PJ						
	1995	2000	2002	2010	2015	2020
Sektor Private Haushalte - temperaturbereinigt ¹⁾						
Öl	955	939	919	827	770	716
Erdgas	947	1045	1065	1080	1065	1035
Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen - temperaturbereinigt ²⁾						
Öl	420	356	333	274	243	212
Erdgas	415	507	510	484	467	448
Sektor Industrie						
Öl ³⁾	299	202	207	202	195	187
Erdgas ⁴⁾	748	780	762	724	712	698
Sektor Verkehr insgesamt ⁵⁾						
Öl ⁶⁾	2553	2686	2594	2556	2505	2372
Erdgas	0	0	0	5	15	32
Insgesamt						
Öl	4227	4183	4053	3859	3713	3487
Erdgas	2110	2332	2337	2293	2259	2213
Quelle:	EWI/prognos, Energiereport IV "Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030" - Energiewirtschaftliche Referenzprognose im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, März 2005					
1)	Verwendungszweck: Raumwärme, Warmwasser und Kochen					
2)	ohne Kraftstoffe					
3)	darunter Heizöl L und S					
4)	ohne Flüssig-, Raffinerie-, Kokerei-, Stadt-, Gicht- und Konvertergas					
5)	Verwendungszweck: Straßenverkehr, Schienenverkehr, Binnenschifffahrt und Luftverkehr					
6)	Benzin, Diesel (aus Mineralöl) und Flugtreibstoffe					

Danach sind der Öl- und Erdgasbedarf von 2002 bis 2020 insgesamt rückläufig. Im Sektor Haushalte wird eine Reduzierung um rund 10 % erwartet. Diese wird auf die verbesserte energetische Qualität der Gebäude und effizientere Heizungsanlagen verbunden mit der zunehmenden Substitution des Energieträgers Öl u. a. durch Erdgas zurückgeführt.

Ebenso wird im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen die Senkung des Bedarfs um rund 20 % bis 2020 prognostiziert. Dies wird vorrangig auf die Reduzierung des Raumwärmebedarfs zurückgeführt.

Trotz der mit knapp 1,5 % p.a. zu erwartenden Steigerung der Produktion im Industriesektor wird wegen der anstehenden Ersatzinvestition eine Reduzierung des Bedarfs an Öl und Erdgas um 8 % erwartet. Weiterhin wird die Reduzierung im Industriesektor darauf zurückgeführt, dass zunehmend ordnungspolitische Auflagen Eingang in energiewirtschaftlich relevante Investitionsentscheidungen finden.

Im Verkehrssektor wird aufgrund des wachsenden grenzüberschreitenden Handels- und Dienstleistungsaufkommens mit einer Steigerung der überregionalen Verkehrsleistung gerechnet. Dem wirkt die Entwicklung effizienterer Fahrzeugtechniken entgegen, wodurch bis 2020 eine Reduzierung des Öl- und Erdgas-einsatzes um rund 7 % erwartet wird. Dabei wird im Bereich Straßenverkehr der Bedarf um voraussichtlich 30 % sinken, hingegen im Luftverkehr der Bedarf an Flugtreibstoffen um 30 % wachsen. Der Erdgaseinsatz im Verkehrssektor insgesamt wird auch bis 2020 keine relevante Bedeutung erreichen. Im Verhältnis zum Benzin- und Dieselbedarf im Bereich Straßenverkehr erreicht Erdgas als Treibstoff einen Anteil in Höhe von rund 2 %.

Beim o. g. Energiereport IV handelt es sich um eine Referenzprognose, die auf Basis der aktuellen Gegebenheiten im Rahmen des sozioökonomischen Gesamtsystems einen analytischen Ausblick auf die energiewirtschaftlichen Entwicklungen ermöglicht. Dabei werden langfristige Entwicklungstrends mit grundlegenden politischen Weichenstellungen unter Berücksichtigung von Zweckmäßigkeit und Realisierbarkeit sowie der Reaktionsträgheit der gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und technischen Subsysteme verknüpft. Damit unterscheidet sich diese Methodik grundlegend sowohl von Status-quo-Prognosen als auch von Ziel-Szenarien, die unter bestimmten Vorgaben unter Variation der Mittel verschiedene Einzelziele verfolgen. Hinsichtlich der Ergebnisse ist auch bei anschließender Kopplung an mögliche Zielszenarien aufgrund der Trägheit des Systems nicht mit wesentlich anderen Erkenntnissen zu rechnen.

Bei der Entwicklung für Deutschland wurde unterstellt, dass es zu keinen grundlegenden Veränderungen der Rahmenbedingungen kommt.

- B.8 Wie beurteilt die Landesregierung die Substitutionsmöglichkeiten von Erdöl durch Erdgas bzw. regenerativen Produkten wie z.B. biogenen Kraftstoffen? Welche Auswirkungen hat eine Substitution auf die Preise, Verfügbarkeit und Anforderungen an die Versorgungsinfrastruktur?

Antwort:

Erdöl kann für Fahrzeugantriebe sowie in der Wärme- und Stromerzeugung weitgehend problemlos durch Erdgas ersetzt werden.

Der Anteil des Mineralöls in Deutschland am Primärenergieverbrauch hat sich von 55 % im Jahr der ersten Ölpreiskrise 1973 (alte Länder) auf rd. 37 % im Jahre 2002 (Deutschland) verringert. Ersetzt worden ist das Mineralöl im Wesentlichen durch das Erdgas. Der Erdgasanteil ist von rd. 10 % im Jahre 1973 auf rd. 22 % im Jahr 2002 gestiegen.

In Schleswig-Holstein verlief die Entwicklung ähnlich. Im Jahre 1973 betrug der Mineralölanteil am Primärenergieverbrauch rd. 69 %, 2002 nur noch rd. 37 %. Der Erdgasanteil stieg dagegen von rd. 3 % (1973) auf rd. 16 % (2002). Die Entwicklung hat sich wahrscheinlich bis heute fortgesetzt, aktuellere Zahlen liegen aber noch nicht vor.

Sowohl beim Erdöl als auch beim Erdgas ist Deutschland in hohem Maße importabhängig, bei Öl > 95 %, bei Erdgas > 80 %. Durch Reduzierung des Energiebedarfs und Ersatz der konventionellen Kraftstoffe kann die Abhängigkeit von Öl und Gas gesenkt werden, um die Versorgungssicherheit langfristig zu erhöhen.

Die Landesregierung unterstützt deshalb die Erzeugung und Verwendung biogener Brennstoffe. Sie fühlt sich dem Ziel der Richtlinie 2003/30/EG verpflichtet, gemessen am Energieinhalt, bis zum 31.12.2010 insgesamt 5,75 % des Kraftstoffs aus Biomasse zu erzeugen. Nach dem Grünbuch der Kommission, „*Hin zu einer europäischen Strategie der Versorgungssicherheit*“, sollen bis 2020 außerdem 20 % der im Straßenverkehr benötigten Kraftstoffe durch alternative Kraftstoffe ersetzt werden.

Welche Auswirkungen das auf die Infrastruktur hat, lässt sich heute noch nicht abschätzen. Werden die alternativen Kraftstoffe den konventionellen beigemischt, kann die vorhandene Infrastruktur zunächst beibehalten werden. Werden die alternativen Kraftstoffe eigenständig vermarktet, ist zur bestehenden Kraftstoffversorgung eine parallele Infrastruktur aufzubauen, wie das bereits für Erdgas und Autogas (Flüssiggas) erfolgt. Letzteres gilt gleichermaßen für Wasserstoff im Verkehrsbereich.

Öl ist in Deutschland und weltweit immer noch der wichtigste Primärenergieträger und wird dies in den nächsten Jahrzehnten vermutlich auch bleiben. Die Preise von Erdgas und den anderen Energieträgern werden sich deshalb mit oder ohne Vertragsbindung am Ölpreis orientieren. Bei weltweit steigendem Bedarf und begrenzten Fördermengen ist von steigenden Preisen auszugehen.

B.II Preisentwicklung von Erdöl und Erdgas in Schleswig-Holstein, Verfügbarkeit der Rohstoffe

B.9 Welche Mengen an Erdöl und Erdgas werden in Schleswig-Holstein seit 1990 gefördert? Wie hoch ist der Anteil Schleswig-Holsteins an der Gesamtöl- und Erdgasförderung in Deutschland? Mit welcher Verfügbarkeit bzw. Reichweite ist bei diesen einheimischen Rohstoffen zu rechnen? Auf welcher Grundlage wird die Verfügbarkeit berechnet und hält die Landesregierung sie für zuverlässig?

Antwort:

Die Erdöl- und Erdölgasförderung in Schleswig-Holstein ist in Tabelle B.9a zusammengestellt.

Tabelle B.9a:

Erdöl- und Erdölgasförderung in Schleswig-Holstein

Erdöl- und Erdölgasförderung in Schleswig-Holstein				
Jahr	Erdöl, inkl. Kondensat in t	Anteil an der Gesamtölförderung in Deutschland in %	Erdgas/Erdölgas in m³	Anteil an der Gesamtgasförderung in Deutschland in %
1990	658 000		k.A.	
1991	631 500		k.A.	
1992	583 343	17,66	8 050 800	0,04
1993	506 181	16,59	7 390 000	0,04
1994	443 547	15,05	6 176 600	0,03
1995	616 891	20,85	8 784 200	0,04
1996	636 320	22,31	9 561 400	0,04
1997	680 000	24,1	k.A.	
1998	883 000	30,5	k.A.	
1999	902 000	32,9	k.A.	
2000	1 327 920	42,57	18 012 452	0,08
2001	1 632 637	47,4	22 497 555	0,1
2002	2 008 339	54,2	27 047 435	0,1
2003	2 236 223	58,7	30 103948	0,1
2004	2 010 300	57,2	27 538 318	0,1
2005	2 189 000	61,3	29 701 788	0,1
Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Niedersachsen 2006				
k.A. = keine Angabe				

Die Berechnung der Verfügbarkeit der einheimischen Rohstoffe erfolgt durch die Unternehmen. Da indes sowohl bei Erdöl als auch Erdgas lediglich eine geringe Eigenförderung besteht, wird weder die Verfügbarkeit noch die Reichweite zu einer relevanten Entscheidungsgrundlage, wie es die Relation zu den Jahresverbräuchen ausweist - Tabelle B.9b.

Tabelle B.9b:

Erdölreserven in Schleswig-Holstein in Mio Tonnen

Erdölreserven in Schleswig-Holstein in Mio t RÖE			
Stichtag zum 01.01.	Sicher	wahrscheinlich	Vergleich Erdölverbrauch ^{a)}
1991	4,6	11,7	6,2
1992	4,4	11,5	6,1
1993	3,8	11,4	5,8
1994	5,4	9,8	5,6
1995	4,7	9,5	5,5
1996	7,4	16,2	5,6
1997	6,8	21,0	5,6
1998	6,0	21,0	5,4
1999	7,8	18,2	5,1
2000	24,9	5,0	5,0
2001	26,8	2,1	5,2
2002	24,9	3,1	4,9
2003	22,6	18,7	noch k.A.
2004 ^{b)}	18,6	15,6	
2005	16,6	15,6	
2006	14,4	15,6	
Quelle:	Landesamt für BErgbau, Energie und Geologie, Niedersachsen 2006		
	a) Quelle: F		
a)	Der Mineralölverbrauch umfasst alle Produkte wie Benzin, Heizöl, Flüssiggas und Diesel. Wegen Änderung der Methodik sind nicht alle Jahresangaben miteinander vergleichbar.		
b)	Die Reservenreduktion in Mittelplate ist nach Auskunft der Betreiberfirma größtenteils nur durch eine Klassifizierung bzw. eine Umbuchung von Reserven nach Ressourcen, nicht aber durch eine Verringerung des Ölinhalts oder des Entölungsgrades der Lagerstätte bedingt.		

Für Deutschland kann für Erdöl- und Erdgas zwar rechnerisch ein R/P-Faktor als Reichweite errechnet werden, vgl. Tabellen A.2a und A.2b.

Ein solcher deutscher R/P-Faktor ist indes ohne Aussagekraft, weil er zum einen bei der bekannten Erdöl- und Erdgasabhängigkeit von 97 % bzw. 80 % rechnerisch bei

- Erdöl lediglich 162 Tage und

- Erdgas 2 1/3 Jahre liegt.

Zum anderen wird dabei übersehen, dass nach Ausschöpfen dieser 162 Tage bzw. 2 1/3 Jahre die Importabhängigkeit zu 100 % besteht, mithin eine Reaktionszeit ernsthaft nicht konstruiert werden kann.

Auf Grund der seit 2004 international vorgegebenen Erdölpreisentwicklung können Prospektionen und Aufschluss weitere Erdölreserven in Schleswig-Holstein erforderlich werden.

B.10 Aus welchen Ländern werden die in Schleswig-Holstein verbrauchten Energieträger importiert mit welchen Anteilen Erdöl und Erdgas? Mit welcher Verfügbarkeit bzw. Reichweite ist bei diesen Ländern zu rechnen?

Antwort:

Das in Schleswig-Holstein benötigte Erdgas gelangt nach Angaben der BGW-Landesgruppe Nord, über das Hochdruckleitungsnetz im Lande zu den Verbrauchern. In diesem Leitungssystem wird Erdgas aus Dänemark und Norwegen sowie aus der Russischen Föderation transportiert.

Tabelle B.10a zeigt das Erdgasaufkommen für Deutschland.

Tabelle B.10a:

Erdgas-Aufkommen Deutschlands nach Herkunftsländern für 2004

	Importanteile in % für 2004
Russische Föderation	35
Norwegen	24
Niederlande	19
GB/ Dänemark u.a.	6
Quelle: <i>Energie- und Erdgasverbrauch in Deutschland 2004, Vorläufige Angaben, Marktbericht E.ON/Ruhrgas</i>	

Das in Deutschland benötigte Erdgas stammte 2004 zu 16 % (2003 zu 18 %) aus inländischer Förderung und zu 84 % (82 %) aus Einfuhren.

Die wichtigsten Lieferländer für Erdöl, Erdgas und Mineralölerzeugnisse für Schleswig-Holstein im Jahr 2004 sind in Tabelle B.10b zusammengestellt.

Tabelle B.10b zeigt u. a., dass die Einfuhr von Erdgas aus dem Ausland nach Schleswig-Holstein zu 100 % aus Dänemark erfolgt. Das bedeutet aber nicht, dass dieses Gas auch in Schleswig-Holstein verbraucht wird, siehe dazu den ersten Teil dieser Antwort.

Die Reichweite bzw. Verfügbarkeit der Erdgas- und Erdölimporte ist unter Ziffern A.2 bis A.4 in den dortigen Tabellen gelistet.

Tabelle B.10b:

Erdöleinfuhr des Landes Schleswig-Holstein 2004

		Erdöleinfuhr 2004			
Ware	Land	Tonnen	Anteil in %	€	Anteil in %
Erdöl, Ölhaltige Schiefer und Sande	UK	3.504.189	86,3	885.673.702	88,7
	Norwegen	301.181	7,4	58.946.521	5,9
	Litauen	4.562	0,1	1.186.477	0,1
	Polen	10.736	0,3	2.138.474	0,2
	Russ.Föderation	169.343	4,2	39.049.841	3,9
	Mexico	35.057	0,9	6.630.263	0,7
	Venezuela	34.302	0,8	5.370.569	0,5
	Summe	4.059.371	100	998.995.847	100
Mineralöl- erzeugnisse	Frankreich	9.625	0,8	3.913.303	1,1
	Niederlande	551.795	46,8	185.943.646	52,2
	Italien	225	0,0	93.739	0,0
	UK	115.050	9,8	34.541.543	9,7
	Dänemark	14.957	1,3	5.999.599	1,7
	Schweden	190.903	16,2	55.445.701	15,6
	Finnland	52	0,0	60.423	0,0
	Österreich	250	0,0	179.822	0,1
	Belgien	20.475	1,7	8.380.191	2,4
	Norwegen	76.038	6,5	23.514.758	6,6
	Schweiz	145	0,0	368.143	0,1
	Litauen	21.271	1,8	2.574.749	0,7
	Polen	17.243	1,5	2.019.544	0,6
	Tschechien	2	0,0	5.434	0,0
	Belarus	10.601	0,9	1.283.206	0,4
	Russ.Föderation	149.186	12,7	31.901.007	9,0
	USA	149	0,0	166.058	0,0
	China	2	0,0	5.060	0,0
	Japan	18	0,0	4.626	0,0
Summe	1.177.987	100	356.400.552	100	
	Erdgas				
	Dänemark	779.650	100	126.569.242	100,0
	Summe	779.650	100	126.569.242	100
Quelle: Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2006					

B.11 Wie hoch waren die jährlichen Gesamtkosten des schleswig-holsteinischen Erdöl- und Erdgasbedarfs seit 1990? Wie hoch waren die jährlichen Gesamtkosten der entsprechenden Importe seit 1990?

Antwort:

Die jährlichen Gesamtkosten des schleswig-holsteinischen Erdöl- und Erdgasbedarfs werden statistisch nicht erfasst.

Der Wert der schleswig-holsteinischen Importe von Erdöl und Erdgas ist von 1990 bis 2004 von knapp 510 Mill. € auf 1,126 Mrd. € angestiegen, wobei das Niveau in den späten 1990er Jahren unter dem von 1990 lag. Im Jahr 2000 erhöhte sich der Einfuhrwert dann auf 690 Mill. € und stieg in den Folgejahren, mit Ausnahme des Jahres 2001, weiter deutlich an - Tabelle B.11.

Tabelle B.11:

Einfuhr des Landes Schleswig-Holstein 1990 bis 2004

Jahr	Einfuhr 1990 bis 2004 in € (Erdöl, Ölhaltige Schiefer und Sande, Erdgas)
1990	509.744.332
1991	448.707.984
1992	412.234.528
1993	427.741.067
1994	397.474.068
1995	402.541.233
1996	554.791.367
1997	458.912.619
1998	352.390.273
1999	396.737.361
2000	690.359.451
2001	619.703.252
2002	767.565.538
2003	1.075.032.040
2004	1.125.565.089

Quelle: Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2006

B.12 Wie haben sich die Erdöl- und Erdgaspreise in den unter Frage 1 genannten Sektoren seit 1990 entwickelt? Welche Kosten sind den Haushalten und der Wirtschaft des Landes entstanden? Wie haben sie darauf reagiert? Welche

Branchen in der Wirtschaft sind stark, welche weniger stark betroffen? Bitte um eine Aufgliederung der Branchen und ihre Auswirkungen und Reaktionen.

Antwort:

Da die Frage auf die Verwendung der Produkte in den genannten Sektoren abstellt, wird die Preisentwicklung anhand einzelner Mineralölprodukte sowie der Endabnehmerpreisentwicklung für Erdgas dargestellt.

Die Erhebung über die Erzeugerpreise für gewerbliche Produkte hat eine gegenüber den in Frage 1 angegebenen Sektoren abweichende Gliederung der Abnehmergruppen. Da eine Umordnung nicht möglich ist, wird letztere übernommen - Tabelle B.12a:

Tabelle B.12a

Verbraucherpreisindex für Deutschland (Basisjahr 2000 = 100)

Jahr	Verbraucherpreisindex für Deutschland (2000 = 100)				
	Gesamtindex			Heizöl und Kraftstoffe	Gas
	Summe	ohne Energie (Haushaltsenergie ¹ und Kraftstoffe)	ohne Heizöl und Kraftstoffe		
Gewichtung in ‰	1000	919,28	958,40	41,60	9,41
2000	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2001	102,0	101,6	102,1	99,7	121,2
2002	103,4	103,1	103,5	100,0	114,4
2003	104,5	104,0	104,5	104,4	120,2
2004	106,2	105,5	106,0	110,2	121,4
2005	108,3	106,7	107,6	123,7	134,1
Quelle:	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Revisionsbericht 2005				
1)	Haushaltsenergie umfasst Strom, Gas und andere Brennstoffe				

Zu den nachfolgende Tabellen:

Zu Tabelle B.12b:

Der Abgabepreis für Dieselkraftstoffe hat sich insgesamt von 1990 bis 2005 um fast 110 % erhöht, wobei für den gesamten Zeitraum nur eine Differenzierung nach Abgabe an Großhandel und Großverbraucher möglich ist. Ab 2000 liegen zusätzlich Informationen über die Preisentwicklung „ab Tankstelle“ vor. Ein Vergleich der Bereiche zeigt, dass es keine signifikanten Unterschiede in der Preisentwicklung gab. Seit 2000 sind alle Bereiche von einer Preiserhöhung um knapp ein Drittel betroffen.

Zu Tabelle B.12c:

Der Abgabepreis für leichtes Heizöl hat sich im Jahre 2005 gegenüber 1990 insgesamt um 114 % erhöht. Der Preisanstieg bei der Abgabe an den Großhandel fiel etwas stärker aus (+ 118 %) als der für die Lieferung an Verbraucher (+ 106 %).

Zu Tabelle B.12d:

Die Preisentwicklung für Erdgas war etwas moderater als die für Heizöl. Die Gesamtentwicklung weist eine Verdoppelung der Abgabepreise gegenüber 1990 aus, wobei die Verbrauchssektoren unterschiedlich stark betroffen waren. Während sich die Abgabepreise an Haushalte um 76 % erhöht haben, lagen die Preise für den Bereich Handel und Gewerbe um 83 % und für die Industrie um knapp 96 % über denen des Jahres 1990.

Tabelle B.12b:
Dieseldieselkraftstoff

Dieseldieselkraftstoff							
Monat/ Jahr	Summe		bei Abgabe				
			an Großhandel		an Großverbraucher		ab Tank- stelle
	Index 2000: 100	Entwickl. 1990: 100	Index 2000: 100	Entwickl. 1990: 100	Index 2000: 100	Entwickl. 1990: 100	Index 2000: 100
lfd. Nr. der FS 17 R2	189		190		191		192
1990	62,9	100	62,1	100	62,2	100,0	
1991	68,0	108,1	66,7	107,4	66,8	107,4	
1992	66,9	106,4	65,4	105,3	65,3	105,0	
1993	67,5	107,3	65,4	105,3	65,8	105,8	
1994	70,9	112,7	68,6	110,5	69,1	111,1	
1995	69,6	110,7	67,2	108,2	67,6	108,7	
1996	75,1	119,4	72,7	117,1	73,0	117,4	
1997	76,1	121,0	73,2	117,9	73,6	118,3	
1998	69,6	110,7	66,8	107,6	67,2	108,0	
1999	77,1	122,6	75,0	120,8	75,5	121,4	
2000	100,0	159,0	100,0	161,0	100,0	160,8	100,0
2001	101,6	161,5	101,3	163,1	101,2	162,7	101,9
2002	102,6	163,1	101,8	163,9	101,3	162,9	104,0
2003	108,6	172,7	107,7	173,4	107,4	172,7	110,1
2004	115,6	183,8	114,8	184,9	114,6	184,2	116,8
2005	131,9	209,7	132,0	212,6	131,2	210,9	132,5
Monat	2004						
1.	106,5	169,3	104,8	168,8	104,8	168,5	108,6
2.	105,7	168,0	103,6	166,8	103,6	166,6	108,2
3.	108,3	172,2	107,7	173,4	107,8	173,3	109,0
4.	111,0	176,5	109,5	176,3	109,3	175,7	113,1
5.	116,2	184,7	114,8	184,9	114,4	183,9	118,2
6.	111,9	177,9	110,0	177,1	109,8	176,5	114,4
7.	114,8	182,5	113,6	182,9	113,5	182,5	116,4
8.	120,3	191,3	120,1	193,4	119,4	192,0	121,1
9.	120,2	191,1	121,3	195,3	120,8	194,2	119,3
10.	129,3	205,6	130,9	210,8	130,1	209,2	127,9
11.	122,5	194,8	120,6	194,2	120,4	193,6	125,0
12.	120,3	191,3	120,7	194,4	120,8	194,2	119,8

Monat	2005						
	1.	118,3	188,1	117,5	189,2	117,1	188,3
2.	117,9	187,4	118,3	190,5	117,7	189,2	117,9
3.	127,2	202,2	128,7	207,2	127,9	205,6	126,0
4.	129,1	205,2	128,8	207,4	128,1	205,9	129,9
5.	125,7	199,8	123,0	198,1	122,5	196,9	129,5
6.	133,7	212,6	135,2	217,7	134,3	215,9	132,6
7.	136,2	216,5	135,0	217,4	134,2	215,8	138,2
8.	139,3	221,5	140,4	226,1	139,4	224,1	138,8
9.	140,3	223,1	141,1	227,2	140,1	225,2	140,0
10.	143,5	228,1	144,5	232,7	143,4	230,5	143,1
11.	136,3	216,7	135,6	218,4	135,0	217,0	137,7
12.	135,7	215,7	135,6	218,4	135,1	217,2	136,3

Quelle: Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Revisionsbericht 2005

Tabelle B.12c:
Leichtes Heizöl

leichtes Heizöl						
Monat/ Jahr	zusammen		bei Abgabe			
	Index 2000: 100	Entwicklung 1990: 100	an Großhandel		an Verbraucher	
			Index 2000: 100	Entwicklung 1990 = 100	Index 2000: 100	Entwicklung 1990 = 100
lfd. Nr. der FS 17 R2	193		194		195	
1990	61,9	100,0	61,3	100,0	62,4	100,0
1991	65,2	105,3	65,0	106,0	66,4	106,4
1992	56,2	90,8	55,8	91,0	58,3	93,4
1993	55,6	89,8	54,9	89,6	58,3	93,4
1994	50,6	81,7	49,9	81,4	54,0	86,5
1995	48,1	77,7	47,3	77,2	51,5	82,5
1996	59,1	95,5	58,5	95,4	61,6	98,7
1997	60,1	97,1	59,5	97,1	62,9	100,8
1998	47,5	76,7	46,6	76,0	51,0	81,7
1999	61,1	98,7	60,6	98,9	63,2	101,3

2000	100,0	161,6	100,0	163,1	100,0	160,3
2001	91,6	148,0	91,6	149,4	91,3	146,3
2002	84,2	136,0	83,8	136,7	86,1	138,0
2003	86,7	140,1	86,5	141,1	87,5	140,2
2004	99,2	160,3	99,4	162,2	98,1	157,2
2005	132,6	214,2	133,4	217,6	128,6	206,1
Monat	2004					
1.	83,1	134,2	83,0	135,4	83,6	134,0
2.	78,3	126,5	78,1	127,4	79,3	127,1
3.	86,0	138,9	85,9	140,1	86,5	138,6
4.	91,3	147,5	91,3	148,9	91,5	146,6
5.	96,7	156,2	96,9	158,1	95,7	153,4
6.	91,8	148,3	91,9	149,9	91,1	146,0
7.	98,2	158,6	98,6	160,8	96,4	154,5
8.	107,5	173,7	108,0	176,2	105,2	168,6
9.	111,1	179,5	111,5	181,9	109,0	174,7
10.	132,4	213,9	133,3	217,5	127,8	204,8
11.	108,7	175,6	109,1	178,0	106,7	171,0
12.	104,8	169,3	105,0	171,3	103,9	166,5
Monat	2005					
1.	105,3	170,1	105,7	172,4	103,2	165,4
2.	105,7	170,8	106,0	172,9	104,0	166,7
3.	121,5	196,3	121,8	198,7	119,8	192,0
4.	121,7	196,6	122,2	199,3	118,9	190,5
5.	113,2	182,9	113,6	185,3	111,2	178,2
6.	138,5	223,7	139,4	227,4	133,8	214,4
7.	138,6	223,9	139,6	227,7	133,6	214,1
8.	150,6	243,3	151,4	247,0	146,4	234,6
9.	154,1	248,9	155,3	253,3	147,9	237,0
10.	157,8	254,9	159,2	259,7	150,4	241,0
11.	140,8	227,5	141,8	231,3	135,5	217,1
12.	143,7	232,1	144,7	236,1	138,4	221,8
Quelle: Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Revisionsbericht 2005						

Tabelle B.12d:
Erdgas (Verteilung)

Erdgas (Verteilung)								
Monat/ Jahr	Summe		bei Abgabe an					
			Haushalte		Handel und Gewerbe		Industrie	
	Index 2000: 100	Ent- wickl. 1990: 100	Index 2000: 100	Entwickl. 1990: 100	Index 2000: 100	Entwickl. 1990: 100	Index 2000: 100	Entwickl. 1990: 100
lfd. Nr. der FS 17 R2	654		655		656		657	
1990	73,6	100,0	76,5	100,0	77,3	100,0	71,4	100,0
1991	85,9	116,7	86,4	112,9	87,9	113,7	80,5	112,7
1992	81,6	110,9	85,9	112,3	87,2	112,8	75,7	106,0
1993	77,9	105,8	83,8	109,5	85,0	110,0	72,3	101,3
1994	75,7	102,9	83,1	108,6	83,8	108,4	71,4	100,0
1995	72,0	97,8	80,9	105,8	80,3	103,9	69,7	97,6
1996	72,9	99,0	80,4	105,1	79,4	102,7	70,7	99,0
1997	82,3	111,8	86,4	112,9	85,4	110,5	79,7	111,6
1998	78,7	106,9	84,6	110,6	83,2	107,6	75,8	106,2
1999	72,9	99,0	82,6	108,0	81,0	104,8	71,0	99,4
2000	100,0	135,9	100,0	130,7	100,0	129,4	100,0	140,1
2001	128,5	174,6	121,7	159,1	125,1	161,8	126,1	176,6
2002	114,2	155,2	114,3	149,4	115,8	149,8	112,6	157,7
2003	125,7	170,8	120,2	157,1	122,8	158,9	124,8	174,8
2004	121,3	164,8	121,5	158,8	123,5	159,8	119,3	167,1
2005	147,0	199,7	134,6	175,9	141,2	182,7	139,6	195,5
Monat	2004							
1.	121,0	164,4	120,9	158,0	122,2	158,1	119,4	167,2
2.	120,0	163,0	120,7	157,8	122,1	158,0	118,5	166,0
3.	119,3	162,1	120,8	157,9	121,9	157,7	118,5	166,0
4.	120,2	163,3	120,6	157,6	121,8	157,6	118,8	166,4
5.	120,3	163,5	120,5	157,5	121,8	157,6	118,9	166,5
6.	120,5	163,7	120,4	157,4	121,8	157,6	119,0	166,7
7.	120,3	163,5	120,4	157,4	122,0	157,8	118,5	166,0
8.	120,3	163,5	120,7	157,8	122,3	158,2	118,6	166,1
9.	120,6	163,9	121,1	158,3	122,7	158,7	118,3	165,7
10.	124,2	168,8	123,5	161,4	127,0	164,3	120,7	169,0
11.	124,3	168,9	124,1	162,2	127,9	165,5	121,2	169,7
12.	124,8	169,6	124,7	163,0	128,1	165,7	121,3	169,9

Monat	2005							
	1.	133,7	181,7	129,4	169,2	133,3	172,4	127,2
2.	134,2	182,3	130,1	170,1	134,0	173,4	128,8	180,4
3.	135,3	183,8	130,1	170,1	134,8	174,4	129,1	180,8
4.	144,1	195,8	130,6	170,7	136,3	176,3	136,2	190,8
5.	144,5	196,3	130,9	171,1	136,4	176,5	137,9	193,1
6.	145,7	198,0	131,1	171,4	136,6	176,7	138,0	193,3
7.	149,4	203,0	132,4	173,1	139,5	180,5	140,8	197,2
8.	150,2	204,1	134,0	175,2	142,2	184,0	141,6	198,3
9.	151,2	205,4	135,9	177,6	143,9	186,2	142,2	199,2
10.	157,5	214,0	143,0	186,9	152,0	196,6	150,0	210,1
11.	158,8	215,8	143,7	187,8	152,4	197,2	151,2	211,8
12.	159,4	216,6	143,9	188,1	152,9	197,8	151,9	212,7

Quelle: Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Revisionsbericht 2005

Der Landesregierung liegen keine Angaben über Auswirkungen und Reaktionen der Preisentwicklung auf die schleswig-holsteinische Transportwirtschaft vor. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf Deutschland. Über Auswirkungen für die Transportbranche Deutschlands und die Reaktion der Unternehmen lassen sich jedoch Rückschlüsse auch auf die Situation der schleswig-holsteinischen Transportunternehmen ziehen.

Für die Transportunternehmen haben sich die Kraftstoffkosten seit 1990 erheblich erhöht.

Die Transportunternehmen reagieren auf die Kostensteigerungen durch gestiegene Kraftstoffpreise mit

- Anpassung des Tankverhaltens (Auslandsbetankung, Verwendung von Biodiesel),
- Abbau unrentabler Kraftfahrzeuge,
- Verschiebung von Ersatzinvestitionen,
- Maßnahmen zur Reduzierung des Leerfahrtenanteils,
- Strategien zur Spezialisierung und Bindung der Stammkundschaft,
- konsequente Ablehnung unrentabler Aufträge,
- Suche nach Marktnischen und einer
- Reduzierung des Eigenfuhrparks.

Die Rationalisierungspotenziale, die ohne Investitionen umsetzbar sind, sind weitgehend erschöpft. Mehr und mehr sind für Unternehmen alle betriebswirtschaftlichen Mittel zur Verbesserung der Ertragslage ausgeschöpft.

Zur Kostensenkung hat im Laufe des Jahres 2005 eine deutlich steigende Anzahl von Transportunternehmen ihren Fuhrpark auf Biodiesel umgestellt. Dies bestätigen die für das Jahr 2005 prognostizierten Absatzzahlen des Biodiesels für LKW/Busse, die von einer Steigerung um fast 40% auf 890.000 Tonnen ausgehen. In den letzten Jahren lag der Preisunterschied zwischen Biodiesel und mineralischem Diesel relativ konstant bei 10 bis 12 cts/Liter. Seit Juni 2005 ist die Preisdifferenz durch die gestiegenen Preise für mineralischen Diesel jedoch auf über 0,18 €/Liter gestiegen. Häufigere Wartungsintervalle (Öl- und Filterwechsel) beim Einsatz von Biodiesel reduzieren diesen Preisvorteil je nach Einsatz des LKW um ca. 0,03 €/Liter. Bei einem angenommenen Kostenvorteil gegenüber mineralischem Diesel von 0,15 €/Liter kann die Einsparung bei einem 40-t-Lastzug pro Jahr rund 7.100 € erreichen.

Der zunehmende Angebotsengpass für Biodiesel aufgrund der stark gestiegenen Nachfrage durch Transportunternehmen und den Mineralölgesellschaften, die seit 2005 eine erheblich gestiegene Gesamtmenge an Biodiesel dem mineralischen Biodieselskraftstoff beimischen, führt zu Ausweichversuchen der Transportunternehmen auf Raps- und anderes Pflanzenöl. Dazu sind jedoch Umrüstkosten in Höhe von mindestens 4 T€ je LKW erforderlich, welche die Investitionskraft vieler umrüstwilliger Unternehmen überschreiten.

Konkrete Angaben über Auswirkungen und Reaktionen „der Industrie“ auf die gestiegenen Energiepreise liegen der Landesregierung nicht vor. Bekannt ist aber, dass bereits im Zuge der ersten „Ölpreiskrise“ 1973/74 es verschiedenste Reaktionen in der Wirtschaft auf die ansteigenden Energiepreise gab. Ziel war und ist bis heute, die Energiekosten möglichst gering zu halten. Dazu wurde in Gebäude investiert, die Verfahrensabläufe, die Produktion und auch die Produkte immer wieder hinsichtlich der Einsparung von Energie überprüft. Unternehmen, die hier neue Ideen und Verfahren entwickeln, können sich im Markt besser positionieren. In der Regel werden diese Verfahren von anderen Unternehmen – mit einem gewissen Zeitverzug - übernommen.

Produkte, die auch beim Kunden zu einer Energieeinsparung führten, konnten und können sich nach wie vor gut am Markt durchsetzen. Unternehmen, die in die Entwicklung neuer energiesparender Produkte investieren haben deshalb gute Chancen, trotz hoher Energiepreise.

Branchen, die für die Herstellung ihrer Produkte Energieträger, z. B. Erdöl, Erdgas oder auch elektrischen Strom benötigen - z. B. Teile der Chemieindustrie -, sind trotz aller Energieeinsparbemühungen von den hohen Energiepreisen stärker betroffen. Technologisch sind hier in den letzten Jahren die Energieeinsparpotenziale überwiegend ausgeschöpft worden. Weitere Energieeinsparpotenziale sind nur noch mit einem unverhältnismäßig hohen, wirtschaftlich kaum noch zu rechtfertigenden Aufwand zu realisieren. Die einzelnen Betroffenheiten von Branchen infolge der Energiepreissteigerungen ergeben sich Tabelle B.12a bis B.12c.

Allerdings profitieren andere Branchen, z. B. die Energieanlagenhersteller für regenerative Energien, moderne Maschinen und Anlagenbauer aber auch das Bau- und Installationshandwerk und Dienstleister, wie z. B. Energieberater, von den hohen Energiepreisen. In diesem Bereich sind deshalb unterschiedliche Investitionen ausgelöst worden und es entstehen Aufträge.

B.13 Welchen Anteil hat Erdöl und seine Aufbereitung an den Verkaufspreisen von Ölprodukten (z.B. Liter Super, Liter Diesel, leichtes Heizöl)?

Antwort:

Die Anteile von Erdöl bis zum Verkaufs-Endpreis des Mineralprodukts sind in Tabelle B.13a zusammengestellt. Dabei wurden folgende Preise inkl. 16 % MWSt. angenommen; Stand Anfang Mai 2006:

- Superbenzin 135 cts/l
- Diesel 115 cts/l
- Heizöl-EL 65 cts/l.

Tabelle B.13a

Preisanteile von Erdöl und Aufbereitung für ausgewählte Produkte pro Liter
(skaliert auf angenommene Preise)

Stand : 10.05.2006	Super	Diesel	Heizöl-EL
	cts/Liter (gerundet)		
Rohöl (70 \$/bbl) ^{a)}	37,0	37,0	37,0
Raffinerie sowie vor- und nachgelagerter Transport/Lagerung inkl. Abgaben/Steuern ^{b)}	13,95	15,06	12,9
Steuer/Abgaben ohne MWSt. ^{c)}	65,45	47,04	6,14
Summe	116,4	99,1	56,03
mitt. Verkaufspreis 2006 inkl. 16 % MWSt.	135	115	65
davon Steuer/Abgabenanteil	84,07	62,9	14,4
in %	62	55	24
Energieinhalt (KWh/Liter)	9,1	10,0	10,0
a) Annahme: 1\$ = 0,84 € b) k.A. erhältlich; berechnet aus Summe ohne MWSt. abzgl. Rohöl und Steuern/Abgaben. c) Monatsbericht des Bundesministerium der Finanzen, 9/2005, S. 65 ff. und 3/2004, S. 35 ff.; vgl. § 2 Abs. 1, Nr. 3, 4 Mineralölsteuergesetz; entnommen aus Tabelle B.13d			

Dabei ist allerdings auffällig, dass bei Preisen (März/April 2006) für Super, Diesel und Heizöl von 125, 110 und 60 cts/l sich die o.g. entsprechenden Aufwendungen für Raffinerie/Verteilung etc. rechnerisch zu 13,25 : 18,66 : 16,4 cts/l ergeben. Mithin ist ersichtlich, dass dieser Preissektor den Gewinn gewissermaßen versteckt. Denn es ist unerfindlich, da dieser Bereich vom Rohölpreis

unabhängig ist, ob sich die interne Kostenstruktur (Investitionen, Abschreibungen etc.) binnen Monatsfrist so deutlich ändern kann. Oder mit anderen Worten: Bei einem niedrigeren Rohölpreis sind die Preise zu hoch.

Die Preisspanne zwischen Rohöl- und Tankstellenabgabe gemäß Tabelle B.13a lässt sich auch aus einem Vergleich der Rotterdam-Notierungen und den Tankstellenpreisen für das IV.Quartal 2006 nachvollziehen - Tabelle B.13b:

Tabelle B.13b: Gegenüberstellung Tankstellenpreise und Rotterdam-Notierungen für Rohöl und sowie Superbenzin/Diesel IV.Quartal 2005

Monat	Tankstellenpreise ohne Steuern/Abgaben		Rotterdam-Notierung Monatsmittel		Rohöl-Notierung ^{a)}	
	Euro-Super	Diesel	Super	Diesel	€/bbl	cts/Liter
	cts/Liter					
2005						
10.	47,0	51,2	33,75	39,57	52,00	32,7
11.	41,0	48,3			50,42	31,7
12.	41,1	47,7			51,66	32,4
Quelle: Mineral-Barometer - Informationsdienst für Medien, 4.Quartal 2005, 27.01.2006						
a) MWV-Statistik, 2006						

Mithin reproduziert sich für das IV. Quartal 2005 auf Grund von Transport, Lagerung und Handel für Superbenzin und Diesel die Preisspreizung zum einen zwischen Rohöl und Tankstelle, zum anderen auch für Kraftstoff ab Rotterdam und ab Tankstelle. So besehen fällt auf, dass die täglich zu beobachtenden Preissprünge an den Tankstellen von bis zu 6 cts/Liter kaum mit den Rohölnotierungen zu korrelieren sind.

Zur Verdeutlichung der Wirkung von Änderungen in der Rohölnotierung gilt, dass bei einer Rohölpreisänderung von ± 1 \$/bbl - und bei der zulässigen Annahme, dass nur diese Preisänderung weitergegeben wird - sich der Literpreis für Superbenzin um $\pm 0,61$ cts/Liter inkl. MWSt. ändert.

Demgegenüber ist die Abhängigkeit vom \$/€-Wechselkurs deutlich robuster. Bei der o.g. Annahme des Wechselkurses von $1 \$ = 0,84 €$ ($1 € = 1,19 \$$) würde sich eine Wechselkursänderung um $\pm 0,01 €$ im Rohölanteil mit $\pm 0,4$ cts/Liter ohne MWSt. auswirken.

Ein Vergleich mit der Strombesteuerung ergibt folgende Aufschlüsselung - Tabelle B.13c:

Tabelle B.13d

Einnahmen von Bund und Ländern aus der Mineralölsteuer ab 1950 in Mio €
(Rundungsdifferenzen durch DM/€-Umrechnung)

Jahr	Mineralölsteuer	Stromsteuer
	Mio €	
1950	34	
1955	581	
1960	1.362	
1965	3.798	
1970	5.886	
1971	6.349	
1972	7.274	
1973	8.482	
1974	8.207	
1975	8.754	
1976	9.265	
1977	9.809	
1978	10.463	
1979	10.809	
1980	10.917	
1981	11.340	
1982	11.675	
1983	11.933	
1984	12.288	
1985	12.537	
1986	13.112	
1987	13.363	
1988	13.821	
1989	16.220	
1990	16.960 ^{a)}	
1991	23.361 ^{b)}	
1992	27.119 ^{b)}	
1993	27.600	
1994	31.142 ^{c)}	
1995	31.433	
1996	31.871 ^{d)}	
1997	32.074	
1998	32.372	
1999	34.442	1.816
2000	35.751	3.356
2001	37.931	4.322
2002	39.234	5.097
2003	39.975	6.531
2004	35.446	6.597

Quelle: Monatsbericht des BMF 9/2005, S. 65 ff. und 3/2004, S. 35 ff.

a) 1990 Alte Länder, zzgl. Neue Länder und Berlin (Ost) ab Juli 1990: 1,031 Mrd Euro.
b) Steigerung im Nachlauf zur Wiedervereinigung.
c) Anhebung der Mineralölsteuer um 16 Pf/Liter.
d) zzgl. 1.329 Mio Euro außerordentliche Einnahmen durch Zahlungsfristverkürzung.

Aus den Einnahmenssprüngen ab 1990 ist zunächst ersichtlich, dass in den Jahren 1990 bis 1993 im Nachlauf zur deutschen Wiedervereinigung der Motorisierungsgrad in den Neuen Ländern anstieg. Darüber hinaus wurde im Jahre

1994 die Mineralölsteuer um 16 Pf/Liter angehoben, um die Lasten der Wiedervereinigung zu finanzieren.²⁴ Diese besondere Steueranhebung sollte aus Sicht der Landesregierung gesamtpolitisch und gesellschaftlich streitfrei gestellt sein. Denn Westdeutschland wurde in der Nachkriegszeit durch die am 27.11.1945 in den USA gegründete private Hilfsorganisation *CARE (Cooperative for American Remittances to Europe)* ab Februar 1946 humanitäre Hilfe zu Teil und in der Folgezeit fest ins westliche Bündnis integriert. Demgegenüber blutete Ostdeutschland über indirekte Reparationszahlungen zu Gunsten der Sowjetunion bis 1989 gewissermaßen aus.

Eine weitere Erhöhung in der Mineralölsteuer erfolgte in den Jahren 1999 bis 2003 mit der ökologischen Steuerreform. Ab 01.04.1999 wurden in fünf Stufen Steuersätze in Jahresschritten gehoben, um die gesetzliche Rentenversicherung zu entlasten. Umfang und Höhe ergeben sich aus Tab. B.13e:

Tabelle B.13e

Stufen der ökologischen Steuerreform

(Rundungsdifferenzen in den Jahresschritten durch DM/€-Umrechnung)

Energieform	Einheit	Stufen der ökologischen Steuerreform						Stand 1.1.04	Steuer ab 2003/2004	
		1 1.4.99	2 1.1.00	3 1.1.01	4 1.1.02	5 ^{a)} 1.1.03	Summe Stufe 1-5			zzgl. 16% MWSt
Kraftstoffe										
Benzin	cts/l	3,07	3,07	3,07	3,07	--	12,28	--	65,45 ^{b)}	74,92
Diesel	cts/l	3,07	3,07	3,07	3,07	--	12,28	--	47,04 ^{c)}	54,67
Erdgas	€/MWh	0,56	0,56	0,55	0,55	0,60	3,42	0,60	13,90	16,12
Flüssiggas	€/t	7,52	7,57	7,57	7,53	7,60	37,79	19,32	180,32	209,17
zu Heizzwecken										
Heizöl-L/EL	€/l	0,0205	--	--	--	--	0,0205	--	0,0614	0,0712
Heizöl-S	€/t	--	2,56	--	--	7,11	9,67	--	25,00	29,00
Erdgas	€/MWh	1,64	--	--	--	2,02	3,66	--	5,50	6,38
Flüssiggas	€/t	12,78	--	--	--	22,26	35,04	--	60,60	70,30
Quelle: <i>Entwicklung der Mineral- und Stromsteuersätze in der Bundesrepublik Deutschland</i> , Bundesministerium der Finanzen, Berlin, 2/2005.										
a) modifizierte Steuersätze nach Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform v. 23.12.2002, BGBl. 2002 I, S. 4602.										
b) > 10 mg Schwefel/Liter: 66,98 €/l.										
c) > 10 mg Schwefel/Liter: 48,57 €/l.										

²⁴

Entwicklung der Mineral- und Stromsteuersätze in der Bundesrepublik Deutschland, Bundesministerium der Finanzen, Berlin, 2/2005.

Das Ergebnis der Mineralöl- und Strombesteuerung in der Zeit von 1999 bis 2005 stellt sich wie folgt dar - Tabellen B.13f und B.13g.

Tabelle B.13f

Mineralölsteuer-Entwicklung 1999 bis 2005 ohne MWSt.

Energieform	Einheit	1.1.1999	1.1.2005	Zuwachs 1999-2005
Kraftstoffe				
Benzin bleifrei – schwefelarm verschwefelt verbleibt	cts/l	--	65,5 ^{b)}	+ 65,5
		50,1 ^{a)}	67,0	+ 17,6
		58,3	72,1	+ 13,8
Diesel schwefelarm verschwefelt		--	47,0 ^{c)}	+ 47,0
		31,7	48,6	+ 16,9
Erdgas	€/MWh	9,56	13,9	+ 4,34
Flüssiggas	€/t	123,22	180,32	+ 57,10
zu Heizzwecken				
Heizöl-EL	cts/l	4,09	6,14	+ 2,05
Erdgas	€/MWh	1,84	5,50	+ 3,66
Heizöl-S Wärme Strom	€/t	15,34	25,00	+ 9,66
		28,12	--	--
Flüssiggas		25,56	60,60	+ 35,04
Quelle: <i>Entwicklung der Mineral- und Stromsteuersätze in der Bundesrepublik Deutschland</i> , Bundesministerium der Finanzen, Berlin, 2/2005.				
a) bleifrei: ≤ 13 mg/l; verbleit: > 13 mg/l.				
b) Verbleiung wie vor: ab 1.4.1999 zusätzlich schwefelarm: ≤ 50 mg/Kg; verschwefelt: > 50 mg/Kg ab 1.1.2002: schwefelarm: ≤ 10 mg/Kg; verschwefelt: > 10 mg/Kg.				
c) Verschwefelung wie vor.				

Tabelle B.13g

Stromsteuer-Entwicklung seit 1999 bis 2005 in €/MWh ohne MWSt.

Änderung zu	Regelsteuer	Nachtspeicher	Schienebahn Oberleitungsbusse	Prod. Gewerbe Land- und Forstwirtschaft
1.4.1999	10,23	5,11	5,11	2,05
1.1.2000	12,78	6,39	6,39	2,56
1.1.2001	15,34	7,67	7,67	3,07
1.1.2002	17,90	9,00	9,00	3,60
1.1.2003	20,50	12,30	10,20	12,30
1.1.2004			11,42	
Zuwachs 1999 - 2004	+ 10,27	+ 7,19	+ 6,31	+ 10,25
Quelle: Entwicklung der Mineral- und Stromsteuersätze in der Bundesrepublik Deutschland, Bundesministerium der Finanzen, Berlin, 2/2005.				

B.14 Wie bewertet die Landesregierung die Lage an den internationalen Erdöl- und Erdgasmärkten und welche Preisentwicklung erwartet sie für die Zukunft? Wie beurteilt die Landesregierung die Preisentwicklung für die Haushalte und die Wirtschaft des Landes?

Antwort:

Die Landesregierung teilt die Einschätzung von Kommission und Europäischem Parlament. Sie sieht in den steigenden Öl- und Gaspreisen der jüngsten Zeit negative Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und das Wohlergehen der Bevölkerung insgesamt. Die Landesregierung ist der Auffassung, dass zur Sicherung der Energieversorgung die Energie- und Lieferquellen diversifiziert werden sollten. Sie unterstützt den Ausbau von Energiesparmaßnahmen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz.

Aufgrund der Erfahrungen, die im Rückblick auf die Ölpreiskrisen der 1970er Jahre mit sprunghaft steigenden Öl- und Gaspreisen gemacht wurden, sieht die Landesregierung aufgrund der derzeitigen Preissteigerungen und auch eventueller weiterer Preissteigerungen wie EU-Energiekommissar Piebalgs allerdings keinen Anlass zur Panik. Die zum Teil erheblichen Preissprünge hatten bis Ende der 1990er Jahre keine gravierenden Beeinträchtigungen der Wirtschaft und des Wohlstandes der Bevölkerung zur Folge.

Bei weiteren Preissteigerungen oder sogar Preisschüben bedarf die Erwartung des EU-Energiekommissars auf Anpassungen von Angebot und Nachfrage über den Markt der ständigen zeitnahen Überprüfung. Denn eine solche Anpas-

sung wird in Zukunft umso eher möglich sein, je mehr Europa sich von den Öl- und Gaseinfuhren unabhängig machen kann.

Aufgrund der beschriebenen Gegensteuerungsmaßnahmen, die von der Landesregierung nur in geringem Umfang mit eigenen Maßnahmen und außerdem nur im Gefolge der Gesetzgebung und der politischen Handlungen des Bundes ergriffen werden können, müssen die sozialen Konsequenzen eventueller weiterer Öl- und Gaspreissteigerungen antizipiert werden.

Weitere innerdeutsch ausgelöste Steuer- oder Abgabendiskussionen würden indes diese sozialen und gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen verschärfen. Eine solche Verschärfung bedeutete bspw. das Wiederaufleben der Forderung nach Benzinpreisen von 5,-- DM pro Liter, entsprechend etwa 2,50 €. Davon unabhängig sind unbeeinflussbare externe Preisentwicklungen.

Die Landesregierung nimmt im Zusammenhang mit der Erdöl/Erdgas-Preisentwicklung von der Initiative der Kommission Kenntnis, mit ihrem Grünbuch „*Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*“ vom 08.03.2006 eine gemeinsame EU-Energieaußenpolitik zu fordern.

Darin wird in Aussicht gestellt, *„um auf die Herausforderungen reagieren zu können, die hohe und volatile Energiepreise, die steigende Importabhängigkeit, eine stark wachsende weltweite Energienachfrage und die weltweite Erwärmung darstellen,*

- *die Ermittlung europäischer Prioritäten für den Bau neuer Infrastruktureinrichtungen, für die eine sichere Energieversorgung der EU erforderlich sind,*
- *Die Konzipierung eines Vertrages zur Gründung einer europaweiten Energiegemeinschaft.*
- *Eine neue Energiepartnerschaft mit Russland.*
- *Einen neuen Gemeinschaftsmechanismus, der eine schnelle und koordinierte Reaktion auf Energieversorgungsnotfälle in Drittländern, die sich auf die EU-Versorgung auswirken, ermöglicht.*
- *Die Vertiefung der Energiebeziehungen zu wichtigen Energieerzeuger- und Energieverbraucherländern.*
- *Ein internationales Abkommen über Energieeffizienz.“* ²⁵

Demgegenüber besteht nach Auffassung der Landesregierung - unterstützt durch eine Mehrheit im Bundesrat - keine explizite Kompetenzzuweisung an die Kommission für die Energiepolitik, zumal im EU-Kontext die Subsidiarität insgesamt einen wichtigen Stellenwert im nationalen Energiemix hat. Die Forderung der Kommission nach eigenen Energiekompetenzen im EG-Vertrag wurde bereits im Vorfeld zum Maastricht-Vertrag von der Mehrheit der Mitgliedstaaten einschließlich Deutschland abgelehnt, ebenso Vorstöße der Kommission im Post-Nizza-Prozess. Demgegenüber fand sich im EU-Verfassungsentwurf eine

²⁵

Kommission der EU: *Grünbuch – Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*, KOM (2006) endgültig 105 vom 08.03.2006, S. 23.

eingeschränkte Energiekompetenz mit der Grenzziehung, dass die Kommission keine Maßnahmen treffen kann, welche die Wahl der Mitgliedstaaten zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur deren Energiepolitik berühren (Art. III 157 Abs. EU-Verf.)

B.15 Welchen Einfluss hat die Preisentwicklung von Erdöl und Erdgas auf die Inflation in Deutschland?

Antwort:

Als Indikator für die Inflation wird der Verbraucherpreisindex, der Preisindex für die Lebenshaltung aller privaten Haushalte, herangezogen. Die Tabelle zum Verbraucherpreisindex in der Antwort zu Frage 12 (sh. B.12) zeigt, dass der Gesamtindex von 2000 bis 2005 um 8,3 % gestiegen ist. Rechnet man aus dem Gesamtindex die Preisentwicklung für die Haushaltsenergie (Strom, Gas und andere Brennstoffe) und für Kraftstoffe heraus, ergibt sich für den gleichen Zeitraum ein Preisanstieg von 6,7 %. Ohne Kraftstoffe und Heizöl lag die Preissteigerung bei 7,6 %.

Die Preissteigerung bei Heizöl und Kraftstoffen betrug zwischen 2000 und 2005 fast 24 % und bei Gas 34 %.

Während der Gesamtindex von 2004 auf 2005 um 2,0 % stieg, erhöhte sich der Index ohne Haushaltsenergie und Kraftstoffe lediglich um 1,1 % und der Index ohne Heizöl und Kraftstoffe um 1,5 %. Heizöl und Kraftstoffe verteuerten sich binnen eines Jahres um 12,3 %, Gas um 10,5 %.

Im April 2006 betrug die Steigerung bei

- Verbraucherpreisen + 2,0 %
- Großhandelspreisen + 3,2%
- Erzeugerpreisen + 5,9 %

gegenüber dem Vorjahresmonat. Der Energiebedarf schlägt bei den Verbraucherpreisen für Strom, Gas und anderer Brennstoffe sowie Kraftstoffe mit Steigerungen von 10,1 bis 14,4 % zu Buche.²⁶

B.16 Im Zusammenhang mit den Erdgaspreissteigerungen wird immer wieder auf die Koppelung des Gaspreises an den Ölpreis verwiesen. Welche Verträge und rechtlichen Grundlagen liegen dem zugrunde? Wie beurteilt die Landesregierung diesen Zusammenhang und welchen Handlungsbedarf sieht sie?

Antwort:

²⁶ Statistisches Bundesamt, www.destatis.de/presse/deutsch/pm2006/p1840051.htm; [....p1690052.htm](http://www.destatis.de/presse/deutsch/pm2006/p1690052.htm); [....p1980054.htm](http://www.destatis.de/presse/deutsch/pm2006/p1980054.htm).

Die Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis ist seit den 1990er Jahren, als das Gas als Alternative zum Heizöl wettbewerbsfähig gemacht wurde, Teil der privatrechtlichen Verträge zwischen den Gasimporteuren und den meist ausländischen Gasproduzenten.

Die Gaspreise werden an den Preis für Erdöl gekoppelt. Die Gasimporteure geben die Preisentwicklung an ihre Abnehmer bis herunter zu den Stadtwerken weiter. Die Stadtwerke bzw. Gasversorgungsunternehmen begründen ihrerseits die Preisanpassungen zumeist mit der international steigenden Nachfrage nach Energie und der Ölpreisbindung.

Da die Wirkung der Gaspreisbindung an den Ölpreis über die Grenzen von Schleswig-Holstein hinausgeht, ist nicht die Landeskartellbehörde, sondern das Bundeskartellamt für die Missbrauchsprüfung zuständig.

Das Bundeskartellamt hat in seiner Prüfung der Preisbindung auch die Praxis in anderen Staaten miteinbezogen. Dabei zeige sich, dass auch in den Staaten, die keine vertragliche Preiskopplung haben, wie z. B. Großbritannien, der Ölpreis eine Indikatorfunktion für den Gaspreis habe. Aber auch auf dem deutschen Markt gebe es keine vollständige durchgängige Anbindung des Gaspreises an den Ölpreis. Eine durchgehende Preisbindung lasse sich nicht einmal zwischen den Produzenten, den erdölfördernden Ländern und den Importeuren sowie den Weiterverteilern feststellen. Mithin sei es völlig undurchsichtig, wie der Ölpreis auf den Gaspreis durchschlage. Das Bundeskartellamt hat seine Recherchen zur Preiskopplung vorerst eingestellt.

Die Landesregierung sieht in der vertraglichen Bindung des Gaspreises an den Ölpreis eine den Wettbewerb beschränkende Wirkung. Mit Schreiben vom 20. Oktober 2005 hat deshalb Minister Austermann gegenüber Staatssekretär Adamowitsch, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, seine Erwartung geäußert, dass das Bundeskartellamt alsbald erste Ergebnisse zur Überprüfung der Bindung des Gaspreises an den Ölpreis vorlegen möge.

B.III Maßnahmen heute und in der Zukunft

- B.17 a) Sieht die Landesregierung vor dem Hintergrund der genannten Preisentwicklung von Erdöl und Erdgas und deren Auswirkungen in ihrem Zuständigkeitsbereich Handlungsbedarf?
- b) Wenn ja, welche eigenen Beiträge leistet die Landesregierung im Rahmen einer Strategie „Weg vom Öl“? Welche Beiträge werden und wollen sie in Zukunft leisten?

Antwort:

Zu a)

Ja.

Zu b)

Vor dem Hintergrund hoher, volatiler, zumeist steigender Öl- und Gaspreise hat die Landesregierung bereits eine Fülle von Maßnahmen ergriffen, um die Abhängigkeit von Öl und Gas zu vermindern:

- Die Landesregierung hat die Strompreise nur dann und insoweit genehmigt, wenn die Erhöhung in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei rationeller Betriebsführung erforderlich war. In der Preisprüfung 2006 ist den Unternehmen lediglich gestattet worden, ihre erhöhten Einkaufspreise weiterzugeben.
- Sie hat im Gasbereich mehrere Gaspreismessungen durchgeführt. Die Preise der jeweils teuersten Unternehmen sind untersucht worden. Im Ergebnis konnte erreicht werden, dass einige Unternehmen sich bei weiteren Preiserhöhungen zurückgehalten haben. Nach den Feststellungen der Landeskartellbehörde haben die Unternehmen im Ergebnis lediglich ihre erhöhten Einkaufspreise weitergegeben. Gleichwohl ist festzustellen, dass der Mittelwert der Gaspreise in Schleswig-Holstein bislang stets unter dem Bundes-Mittelwert lag.
- Die Landesregierung setzt sich für eine Beibehaltung von Steuervergünstigungen für Biokraftstoffe (z.B. Biodiesel) im EU-rechtlich möglichen Rahmen über das Jahr 2009 hinaus ein. Die Verwendung im Agrarbereich, im ÖPNV und in der gewerblichen Schifffahrt soll steuerfrei bleiben. Die Landesregierung unterstützt stabile Rahmenbedingungen für die Entwicklung und Markteinführung innovativer BTL-Kraftstoffe („biomass to liquid“). Diese sollten bis mindestens 2015 nicht mit der Mineralölsteuer belegt werden.
- Die Landesregierung setzt sich im Rahmen der Förderung regenerativer Energien für eine Erweiterung des Brennstoffkatalogs der 1.BImSchV um bisher nicht aufgeführte biogene Stoffe wie bspw. Getreide ein.“
- Sie hat sich gegenüber dem Bundeswirtschaftsministerium für eine Aufhebung der Gaspreisbindung an den Ölpreis ausgesprochen.

-
- Die Landesregierung fördert mit einem umfangreichen Programm aus dem Schleswig-Holstein-Fonds
 - ◆ den Ausbau der Biomassenutzung,
 - ◆ den Ausbau der Wärmenetze zur Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse,
 - ◆ den Bio-Energiepark Eggebek,
 - ◆ die Errichtung und Erweiterung von Wärmenetzen,
 - ◆ die Beistellung von Objekt-Blockheizkraftwerken an Heizkessel,
 - ◆ die Errichtung von Neubauten mit geringem Heizenergiebedarf,
 - ◆ eine energieoptimierte Gebäudesanierung,
 - ◆ die Markteinführung der Vakuumdämmung.
 - ◆ die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.²⁷,
 - ◆ die Entwicklung von Batterien als Pufferlösung auf Basis von Festkörperionenleitung.

Für alle vorgenannten Projekte werden Pilot- und Demonstrationsobjekte zz. geprüft oder bereits gefördert.

Für den Zeitraum bis zum Jahre 2009 stehen hierfür insgesamt 18 Mio € zur Verfügung.

- Die Landesregierung unterstützt den Ausbau der offshore-Windenergie durch die Genehmigung von Standorten für offshore-Testanlagen. Sie fördert die Forschungsplattform Neptun mit 4,3 Mio €.

B.18 Welche Potenziale sieht die Landesregierung

- a) für das Ersetzen und das Einsparen von Erdöl als Energiequelle und welche Möglichkeiten sieht sie, um mittels eigener Maßnahmen diese Einsparpotenziale zu mobilisieren?
- b) um über die stoffliche Verwertung von Biomasse (z.B. in Bioraffinerien) Erdöl als Grundsubstanz der chemischen Industrie zu ersetzen?
- c) für die Nutzung von regenerativen Energien (z. B. Biomasse, Solarenergie, Windenergie) zum einen insgesamt als Beitrag zum Primärenergieverbrauch und zum anderen differenziert nach den Verbrauchsbereichen (Kraftstoffe, Wärme, Strom) bis 2010 bzw. 2020?
- d) Wie hoch ist der heutige Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch in Schleswig-Holstein sowie zu den genannten Verbrauchsbereichen?

²⁷

Evaluation der offshore-Wind-Wasserstoff-Kette und des „virtuelles Kraftwerkes“ (brennstoffzellenbasierte KWK); durchgeführt im Kompetenzzentrum Wasserstoff/Brennstoffzellen an der FH Lübeck,

Antwort:

Die Landesregierung erstattet seit 1999 etwa zur Mitte jeder Legislaturperiode dem Landtag einen ausführlichen Energiebericht - zuletzt durch Drucksachen 15/3494 vom 25.05.2004 und 16/581 vom 06.02.2006 - darüber, wie sich die Energiestruktur entwickelt hat.

Zu a)

Technisch kann Erdöl durch fast jeden anderen Energieträger wie z. B. Erdgas, Kohle oder biogene Energieträger ersetzt werden. Praktisch ist die Substitution von Erdöl durch andere Energieträger aber durch deren endliche Verfügbarkeit, insbesondere von Erdgas, begrenzt.

Die Landesregierung fördert deshalb zunächst Energiesparmaßnahmen im Gebäudebereich, um den Energiebedarf zu reduzieren. Sie unterstützt den Ausbau der energetischen Biomassennutzung mit begrenzten Fördermitteln. Wie hoch das dadurch ausgelöste Einsparpotenzial insgesamt ist, kann nicht quantifiziert werden. Dass der Energieverbrauch aber reduziert wird, liegt auf der Hand.

Zu b)

Biomasse bzw. nachwachsende land- und forstwirtschaftliche Rohstoffe und weitere organische Reststoffe können einen Beitrag zum Ersatz von ansonsten erforderlichen Mineralölanteilen leisten.

Vielfältige Anwendungen in der chemischen Industrie eröffnen sich insbesondere für Schmierstoffe und Hydrauliköle, Farben und Lacke, Wasch- und Reinigungsmittel, Kosmetika, biologisch abbaubare Werk- und Kunststoffe sowie Arzneimittel. Zu berücksichtigen ist aber, dass nur ein relativ geringer Erdölanteil überhaupt für eine stoffliche Verwertung genutzt wird. Über 90 % des Mineralöls werden direkt in Industrie-, Gewerbe- und Hausfeuerungsanlagen sowie Motoren eingesetzt. Die

Substitutionsmöglichkeiten im Rahmen einer stofflichen Verwertung der

~~Biomasse sind begrenzt.~~

Bundesweit macht heute nach Angaben der chemischen Industrie der Anteil nachwachsender Rohstoffe am gesamten Rohstoffeinsatz in diesem Industriezweig 10 % aus. Landesspezifische Zahlen liegen der Landesregierung dazu nicht vor.

Das Rohstoffaufkommen für eine stoffliche Verwertung von Biomasse in der Chemieindustrie stammt aus dem Anbau von Industriepflanzen von landwirtschaftlichen Basis- und Stilllegungsflächen sowie aus ohnehin anfallenden anderen organischen Reststoffen. Die Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe belief sich im Jahr 2005 in Deutschland auf rund 1,4 Mio ha. Mit rund 1,2 Mio ha Anbaufläche floss der überwiegende Teil in eine energetische Verwertung ein, hauptsächlich Raps zur Herstellung von Biodiesel.

Weitere Reststoffpotenziale sind Getreidestroh, Knick- und Waldrestholz, Zuckerrübenblätter, Bio- und Grünabfälle sowie biologische Restgüter aus

der Lebensmittelindustrie. Sie werden bislang aber kaum für eine stoffliche Biokonversion eingesetzt.

Die Roh- und Reststoffe sind herkömmlichen Erzeugnissen wegen zumeist höherer Preise im Wettbewerb noch unterlegen. Es kommt deshalb vorrangig darauf an, zunächst deren Markteinführung durch gezielte Förderungen von Bund und Land zu unterstützen. Durch Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, die Förderung von Technologien sowie die Realisierung von Industrieprojekten und Produktionslinien, die auf nachwachsenden Rohstoffen fußen, wird die Nachfrage nach agrarischen Rohstoffen für non-food-Anwendungen weiter belebt werden.

In diesem Zusammenhang kann ein weiterer Substitutionsbereich erschlossen werden, indem man die Förderung von enzymatischen, z. T. auch gentechnisch basierten Verfahren unterstützt. Denn damit können u.U. Hochdruck- (> 100 bar) und Hochtemperaturverfahren (> 1000°C) produktneutral ersetzt werden. Der Vorteil insbesondere für die industriell-chemischen Verfahren liegt darin, dass die heutigen Verfahren in der Regel nur in so genannten Störfallanlagen gemäß der 12. BImSchV eingesetzt werden können. Damit unterliegen sie verschärften Überwachungs- und Nachweisanforderungen gemäß BImSchG, WHG etc., die ansonsten bei enzymatischen Verfahren durch Verfahrensbedingungen von weniger als 20 bar Druck und weniger als 130°C Verfahrenstemperatur ganz entfielen oder weniger Aufwand erforderten.

Zu c)

Bis wann welcher Anteil in den Verbrauchsbereichen Kraftstoffe, Wärme und Strom erreicht sein wird, hängt von sehr vielen Einflussfaktoren ab. Daher kann heute darüber keine belastbare Prognose abgegeben werden.

Entscheidend ist aber, dass bspw. jede Kilowattstunde Strom, die in Schleswig-Holstein auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt wird, irgendwo in Deutschland oder im europäischen Netz²⁸ eine fossil erzeugte Kilowattstunde ersetzt.

Mit Stand vom 31.12.2005 waren nach den Jahresstatistiken der Landwirtschaftskammer in Schleswig-Holstein 2.594 Windkraftanlagen mit einer Leistung von 2.179 MW installiert. Die damit erzeugte Windstrommenge von 3,9 TWh entspricht rechnerisch einem Anteil von 28 % Stromverbrauchsäquivalent.²⁹

Nach einer Abschätzung der Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog wird die Einspeiseleistung onshore inkl. Biomasseanlagen und Photovoltaik auf ca. 4.000 MW anwachsen, davon allein 3.800 MW durch Wind inkl. des Repo-

²⁸ UCTE-Netz (früher UCPT: L'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité): Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweiz, Slowenien, Spanien, Serbien/Montenegro, Bosnien-Herzegowina und Mazedonien; assoziiert: Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

²⁹ z.B.: Bei einem mittleren Jahresverbrauch eines 4-Personenhaushaltes von 4.000 kWh können rechnerisch mit 3,9 TWh knapp eine Million Haushalte versorgt werden.

wering. Die Stromerzeugung kann mithin auf ca. 8 TWh etwa verdoppelt werden.³⁰

Zusätzlich sind in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee vor schleswig-holsteinischen Küsten sechs Windparks geplant. Hinzu kommt ein Windpark mit 25×3 MW sowie ein Testfeld mit 5×5 MW in der Ostsee. Insgesamt sind damit etwa 2.200 MW im offshore geplant. Mithin würde dann in Schleswig-Holstein rechnerisch mehr Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden - bis zu 16 TWh allein aus Wind on- und offshore -, als insgesamt an Strom im Lande verbraucht wird (2005: vmtl. knapp 14 TWh).

Das nutzbare Biomasse Gesamtpotenzial in Schleswig-Holstein liegt bei ca. 13 % des Primärenergieverbrauchs von 1990; hiervon ist ca. 1 % ausgeschöpft.³¹ Da der Markt und staatliche Rahmenbedingungen die Verwendung der Biomasse stark mitentscheiden, ist eine Aufteilung dieses Potenzials in Sektoren nur begrenzt sinnvoll.

Im Bereich Solarenergie werden die gegenwärtig installierten Anlagen von der Landesregierung auf ca. 9.000 – 10.000 Solarthermieanlagen und ca. 1.300 Fotovoltaikanlagen geschätzt.³²

Bei Fortbestand der Rahmenbedingungen, wie z. B. dem EEG und anderer staatlicher Fördermaßnahmen sowie der Energiepreissituation, kann von einem weiteren, ggf. sogar gegenüber der Vergangenheit verstärkten Anwachsen der Anlagenzahlen ausgegangen werden. Der Beitrag zum Primärenergieverbrauch ist auf absehbare Zeit aber nicht bedeutend.

Zu d)

Im Jahre 2002 hatten erneuerbare Energien folgenden Anteil am Energiebedarf in Schleswig-Holstein - Tabelle B.18.d:

³⁰ *Zukünftige Energiepolitik für Schleswig-Holstein* - Bericht der Landesregierung, Drucksache 16/581 vom 06.02.2006, S. 9.

³¹ ebd., S. 14 ff.

³² ebd., S. 17 f.

Tabelle B.18d:

Anteil erneuerbarer Energien am Energiebedarf in Schleswig-Holstein in Prozent

Anteil erneuerbarer Energien am Energiebedarf in Schleswig-Holstein in %	
an der Primärenergiegewinnung	6,9
am Primärenergieverbrauch	2,0
an der Stromerzeugung	10,3
am Stromverbrauch (rechnerisch)	ca. 22
Quelle:	E

Wie im Jahre 2004 verharrte die Windstromproduktion auch in 2005 bei 3,9 TWh.³³ Das rechnerische Stromverbrauchsäquivalent ist damit auf 28 % gestiegen.

Der Anteil im Wärme- und Kraftstoffbereich ist der Landesregierung mangels statistischer Aufnahme nicht bekannt.

- B.19 Wie groß schätzt die Landesregierung die Potenziale zur Reduktion des Ölverbrauchs im Verkehr in Schleswig-Holstein durch folgende Maßnahmen ein:
- Generelles Tempolimit von z.B. 120 km/h auf Autobahnen und z.B. 80 km/h auf Landstrassen;
 - Stärkung des Schienen- und Wasserweges gegenüber der Strasse im Güterverkehr;
 - Verbindliche Fortbildung aller Führerscheininhaber in so genannten „Spritsparkursen“ in energiesparender Fahrtechnik;
 - Gesetzliche Flottenverbrauchsbegrenzung für Neufahrzeuge oder anderer Modelle der Verbrauchsreduzierung bei PKW und LKW;
 - Ersatz von Mineralöl durch Biokraftstoffe, Erdgas, Flüssiggas, Strom oder Wasserstoff;
 - Verlagerung des Personenverkehrs auf öffentliche Verkehrsmittel und Fahrrad;
 - Einführung einer Kerosinsteuer im Flugverkehr (national bzw. innerhalb der EU sowie international);
 - Einführung von Autofreien Tagen;
 - Ausbau von Carsharing Modellen;
 - Einführung des Emissionshandels im Flugverkehr.

Antwort: Siehe Antwort zu Frage Nummer 20.

B.20 Wie bewertet die Landesregierung die unter Frage 19 aufgeführten Maßnahmen und welche sollen umgesetzt werden

Antworten zu Fragen 19 a) bis j) und 20 zusammengefasst:

In Tabelle B.20 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Zeit von 1990 bis 2003 zusammengestellt.

Tabelle B.20: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland

Jahr	Kraftstoffe			Strom	Summe
	Motorbenzin	Diesel	Summe		
Petajoule (PJ)					
1990	1.331	802	2.329	49	2.379
1991	1.333	847	2.372	55	2.428
1992	1.344	917	2.467	54	2.522
1993	1.351	972	2.542	54	2.596
1994	1.277	994	2.498	56	2.554
1995	1.301	1.019	2.554	58	2.614
1996	1.301	1.016	2.561	60	2.625
1997	1.298	1.025	2.577	61	2.643
1998	1.301	1.065	2.627	58	2.691
1999	1.302	1.135	2.716	57	2.782
2000	1.238	1.145	2.680	57	2.753
2001	1.200	1.133	2.623	56	2.700
2002	1.167	1.139	2.593	56	2.674
2003	1.104	1.112	2.511	58	2.595

Quelle: *Fünf Jahre ökologische Steuerreform*, Monatsbericht 3/2004, Bundesministerium der Finanzen, Tab. 3; Jahre 2000 bis 2003: vorläufige Angaben.

Aus Tab. B.20 wird ersichtlich, dass im Kraftstoffsektor der Dieserverbrauch mehr zugenommen, als der Benzinverbrauch vglw. abgenommen hat. Insgesamt hat der Energieverbrauch von 1990 bis 2003 um 9,1 % zugenommen.

Zu Frage 19.a) / Frage 20

Der Landesregierung liegen keine konkreten Erkenntnisse über eine bundesweite oder in Schleswig-Holstein mögliche Reduzierung des Ölverbrauchs durch die Einführung bzw. Änderung genereller Geschwindigkeitsbeschränkungen vor.

Nach Mitteilung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung wird insbesondere das Potenzial einer Kraftstoffeinsparung und damit auch einer Schadstoffreduzierung durch ein generelles Tempolimit auf Autobahnen weit überschätzt. So geht das Umweltbundesamt (UBA) in seinem Bericht „*Umweltauswirkungen von Geschwindigkeitsbeschränkungen (Mai 1999)*“ davon aus, dass bei einer - unrealistisch - hohen Befolgsquote von 80 % bei einem Tempolimit von 120 km/h eine Minderung der CO₂-Gesamtbelastung von nur 0,3 % zu erwarten wäre.

Die ökologischen Auswirkungen von generellen Geschwindigkeitsbeschränkungen im Straßenverkehr lassen sich vor allem auch deshalb sehr schwer einschätzen, weil die tatsächliche Fahrgeschwindigkeit von einer Vielzahl von Faktoren abhängig ist. Hierzu gehören:

- Streckenverlauf (Länge außerörtlicher Streckenabschnitte, Kurven, Kuppen)
- Breite und Ausbauzustand der Straße, Straßenschäden
- Fahrbahnzustand (Nässe, Schnee- oder Eisglätte, Verschmutzungen)
- Sichtverhältnisse (Regen, Schnee, Nebel, Dunkelheit, Sonneneinstrahlung)
- Verkehrsdichte und -zusammensetzung
- besondere Gefährdungssituationen (z. B. Wildwechsel, landwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Verkehr, Großraum- und Schwerverkehr, Baustellen)
- spezielle Gefahrzeichen, Tempolimits und Überholverbote nach § 45 StVO
- Verkehrsbeeinflussungsanlagen.

Außerdem ist der jeweilige Kraftstoffverbrauch auch wesentlich von dem Gewicht und der aerodynamischen Form der Fahrzeuge, von der Fahrzeugtechnik (Motorleistung, Energiespartechiken) sowie dem individuellen Fahrverhalten des Einzelnen abhängig.

Unabhängig von Mutmaßungen über die durch Tempolimits theoretisch denkbaren Einsparungen beim Ölverbrauch ist die Landesregierung der Auffassung, dass sich die derzeitige Struktur der Geschwindigkeitsbeschränkungen auf außerörtlichen Straßen sowohl unter Aspekten der Verkehrssicherheit als auch zur Gewährleistung eines optimalen Verkehrsablaufs in langjähriger Praxis grundsätzlich gut bewährt hat. Außerhalb von Autobahnen könnte sich eine Verschärfung des geltenden Tempolimits unter Sicherheitsaspekten (Zunahme von Überholvorgängen) und wegen möglicher Stau- bzw. Kolonnenbildungen (Erschwerung von Straßenquerungen) sogar als kontraproduktiv erweisen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es nicht sinnvoll und erforderlich, den außerörtlichen Straßenverkehr ausschließlich aus allgemeinen ökologischen Gründen weiteren straßenverkehrsrechtlichen Restriktionen zu unterwerfen. Auf Bundesländer-Ebene gibt es deshalb keine Bestrebungen mit dem Ziel einer solchen Änderung der Straßenverkehrs-Ordnung.

Tatsächlich sank die Benzinabgabe an den deutschen Tankstellen im Jahr 2005 um 7,3% auf 30,7 Mrd Liter, die Dieselabgabe um 4,5 % auf 31,8 Mrd Liter. Dies liegt aber ersichtlich am aktuellen Preisniveau; vgl. auch Antwort B.14.

Zu Frage 19.b) / Frage 20

Die Landesregierung strebt neben dem notwendigen Ausbau des Straßennetzes die Stärkung der Verkehrsträger Schiene und Wasserweg an, um die Straße zu entlasten. Handlungsschwerpunkte sind dabei der verstärkte Ausbau der Schieneninfrastruktur und der Häfen. So werden z. B. im Rahmen der Lübecker Hafenplanungen von 1995 bis 2010 insgesamt mehr als 500 Mio. € investiert.

Darüber hinaus wird mit der Elektrifizierung der Bahnstrecke Hamburg-Lübeck eine durchgehende elektrifizierte Schienenverbindung nach Lübeck geschaffen, die eine wesentliche Verbesserung und Attraktivitätssteigerung für den Schienengüterverkehr bringen wird. Mit dem im Jahr 2003 in Betrieb genommenen Terminal für den kombinierten Verkehr in Lübeck Skandinavienkai wird es möglich sein, den derzeitigen Bahnanteil am Transport von bislang 15 % bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln.

Auch im Bereich des Kieler Hafens wurden mit der Einrichtung eines Terminals für den kombinierten Verkehr und Investitionen in den Rangierbahnhof die Verkehrsträger Schiene und Wasserstraße gefördert.

Eine belastbare Schätzung des Potenzials zur Reduktion des Ölverbrauchs durch Stärkung der Verkehrsträger Schiene und Wasserstraße ist aufgrund der Komplexität der Verkehrsströme und anderer beeinflussender Faktoren nicht möglich.

Zu Frage 19.c) / Frage 20

Das Fahrerlaubnisrecht ist in Bundesvorschriften geregelt; eine Landesstatistik über Fahrerlaubnisinhaber/innen (Führerscheininhaber) besteht nicht.

Seit dem 01.01.1999 werden in Deutschland nationale Führerscheine nur noch im Kartenformat ausgestellt, und nur diese werden im Zentralen Fahrerlaubnisregister (ZFER) beim Kraftfahrt-Bundesamt gespeichert. Das ZFER ist erst im Aufbau begriffen. Die überwiegende Mehrheit der Führerscheininhaber ist deshalb nicht im ZFER erfasst, sondern nur in den bundesweit rd. 660 örtlichen Fahrerlaubnisregistern (öFER) bei den Fahrerlaubnisbehörden erfasst.

Sowohl das ZFER als auch die öFER lassen eine bundeslandbezogene Zuordnung der Führerscheininhaber nicht zu, da Veränderungen des Wohnsitzes nach Erteilung einer Fahrerlaubnis nicht registriert werden.

Schon aus diesem Grunde ist eine Einschätzung des Öleinsparpotenzials durch verbindliche Fortbildung aller Führerscheininhaber in „Spritsparkursen“ in Schleswig-Holstein nicht möglich. Hinzu kommt, dass der Landesregierung nicht bekannt ist, wie hoch die Fahrleistung der Führerscheininhaber ist.

Nach geltendem Bundesrecht ist die *„Kenntnis der Zusammenhänge zwischen Geschwindigkeit und Schadstoffemissionen, Wahl umweltschonender Geschwindigkeiten“* Gegenstand der allgemeinen Fahrausbildung (Grundstoff für alle Fahrerlaubnisklassen) und -prüfung, die Fahrerlaubnisbewerber in Deutschland absolvieren.

Die Landesregierung hält diese Vorschriften für ausreichend. Eine verbindliche Fortbildung aller Führerscheininhaber in so genannten „Spritsparkursen“ in energiesparender Fahrtechnik wird hingegen nicht befürwortet. Abgesehen von

dem immensen, nicht vertretbaren Verwaltungsaufwand, der angesichts der bestehenden Datenlage zu betreiben wäre, um die Führerscheininhaber zu ermitteln, bedürfte es einer auch unter verfassungsrechtlichen Gesichtspunkten tragfähigen Begründung für eine solche Pflichtfortbildung, einschließlich der Überwachung ihrer Einhaltung und Festlegung der rechtlichen Konsequenzen bei Nichtbefolgung. Zweifelhaft ist, ob eine zwangsweise Beschulung den gewünschten nachhaltigen Nutzen entfalten würde. Derartige Eingriffe in die persönliche Freiheit des Einzelnen wären nach Auffassung der Landesregierung, auch im Hinblick auf die ungewissen Öleinspareffekte nicht gerechtfertigt.

Zu Frage 19.d) / Frage 20

Die Potenziale zur Reduktion des Ölverbrauchs im Verkehr in Schleswig-Holstein durch eine gesetzliche Flottenverbrauchsbegrenzung sind nicht quantifizierbar. Bei Erfüllung der freiwilligen Vereinbarung der internationalen Automobilindustrie (ACEA) könnte bis zum Jahr 2008 bundesweit der durchschnittliche Verbrauch der neu zugelassenen PKW mit Benzinmotoren auf 6,0 l/100 km und bei Dieselmotoren auf 5,3 l/100 km sinken (Stand 2004: Benzin 7,5 l/100 km, Diesel 6,4 l/100 km). Dieses entspricht einer Senkung der CO₂-Emissionen aller Neuwagen von 173,6 g CO₂/km (2004) auf 140 g CO₂/km.

Eine gesetzliche Regelung für eine Flottenverbrauchsbegrenzung oder andere rechtliche Modelle können auf Grund des EU-Rechts nur auf Basis einer entsprechenden EU-Regelung vorgenommen werden. Die Landesregierung begrüßt die Bemühungen der EU-Kommission um eine weitere Reduzierung der CO₂-Emissionen. Die Kommission verfolgt dazu folgende Ziele:

- die Fortschreibung der freiwilligen Vereinbarung mit einer Reduktion auf 120 g CO₂/km (entspricht ca. 5 l/100 km bei Benzin, 4,5 l/100 km bei Diesel) bis zum Jahr 2010,
- sofern bei der Fortschreibung der Vereinbarung kein Fortschritt erzielt werden kann, werden Grenzwertvorschriften für CO₂ erwogen,
- die Prüfung, ob auch leichte Nutzfahrzeuge in die freiwillige Vereinbarung einbezogen werden können,
- die Einführung neuer Abgasgrenzwerte ab 2008 (EURO-5) und
- die Förderung alternativer erneuerbarer Kraftstoffe aus erneuerbaren Energie.

Zur Erreichung der Ziele ist aus Sicht der Landesregierung darauf zu achten, dass technische Innovationen nicht durch rechtliche Vorschriften verhindert sowie die weitere Reduzierung der CO₂-Emissionen und damit des Kraftstoffverbrauchs bei vertretbaren Kosten in allen Fahrzeugkategorien und Fahrzeuggrößen vorangetrieben werden. Außerdem dürfen die rechtlichen Rahmenbedingungen nicht einseitig der deutschen Automobilindustrie zum Nachteil gereichen.

Zu Frage 19.e) / Frage 20

Da statistische Angaben über alternativ angetriebene Kraftfahrzeuge und Fahrleistungen für Schleswig-Holstein nicht in ausreichendem Umfang vorliegen, ist

eine differenzierte Aussage zu den Potenzialen zur Reduktion des Ölverbrauchs im Verkehr nicht möglich. Auch ist die Verwendung alternativer Kraftstoffe maßgeblich von dem jeweils geltenden Steuerrecht abhängig.

Der Absatz von Biodiesel hat sich in den letzten Jahren erheblich gesteigert. Insgesamt lag der Biodieselabsatz in Deutschland im Jahr 2005 bei 1,8 Mio Tonnen. Die Mineralölindustrie mischt dem mineralischen Diesel seit 2005 verstärkt bis zu 5%-Anteile Biodiesel bei. Damit wird über den Absatz des mineralischen Dieselmotorkraftstoffs eine entsprechende Verringerung des Verbrauchs mineralischen Öls bewirkt.

In Schleswig-Holstein betrug die Zahl der Erdgasfahrzeuge am 01.01.2005 knapp 400 pro 1 Mio Kfz. Bei einem Bestand von 1,568 Mio PKW in Schleswig-Holstein am 01.01.2005 entspricht dies ca. 640 Kfz bzw. einem Anteil von ca. 0,0004 %. Dies zeigt, dass auch die in zunehmendem Maße eingesetzten alternativ angetriebenen Fahrzeuge im Verhältnis zu den herkömmlichen PKW noch einen sehr geringen Anteil ausmachen. Erschwernisse wie z. B. der geringere Aktionsradius eines Erdgasfahrzeuges gegenüber einem herkömmlichen PKW lassen eine größere Trendwende in nächster Zeit nicht erwarten. Die Anzahl der mit Flüssiggas betriebenen Autos ist geringfügig höher als die der Erdgasfahrzeuge. Die Potenziale zur Reduktion des Ölverbrauchs durch den Betrieb von Erdgas- und Flüssiggasfahrzeugen werden daher als gering eingeschätzt.

Der Einsatz von Strom erfolgt eher in Ausnahmefällen, v. a. in den Neuen Ländern (Oberleitungsbusse).

Brennstoffzellen als Antriebsaggregate sind bislang ebenfalls nur im Pilotmaßstab im Einsatz. So hat die Hamburger Hochbahn Busse mit Brennstoffzellen auf Wasserstoffbasis im Einsatz. Diese Busse weisen einen Radius von etwa 250 Km auf, bei Kosten von 1,25 Mio € pro Bus. Demgegenüber kosten Busse auf Diesel- oder Gasbasis etwa 360 T€.

Beim Einsatz von Brennstoffzellen wird es darauf ankommen, den bisher erfolgreichen Einsatz in U-Booten mit mehr als 200 KW in einen Bereich bis zu 5 KW elektrisch herunterzukalieren. Wenn dies im Zusammenhang mit einer Wasserstoffproduktion aus Erneuerbaren Energien („blauer Wasserstoff“) synchronisiert wird, steht diesem System „Wasserstoff/Brennstoffzelle“ in Zukunft ein weites Einsatzfeld offen.

Systemar wäre die Einheit „blauer Wasserstoff/Brennstoffzelle“ die erwünschte Ablöseenergie im Verkehrs- und Energie-, insbesondere aber auch im Hauswärmebereich, weil i. W. emissionsfrei.³⁴

Zu Frage 19.f) / Frage 20

Die Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel Bus und Bahn hängt häufig von der Qualität ihrer Verknüpfung untereinander und der Schnittstellen zum Individualverkehr per Pkw, Rad und Fußgänger ab.

Eines der verkehrspolitischen Ziele ist unter Mitwirkung aller am ÖPNV Beteiligten die Gestaltung einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Nahverkehrspolitik,

³⁴

ebd., S. 19 - 21.

die ökonomisch effizient organisiert ist und die ökologischen Gesichtspunkten entspricht.

Die nachhaltige Weiterentwicklung von praxisorientierten Lösungen trägt somit dazu bei, weitere qualitative Verbesserungen des ÖPNV-Angebotes im Land zu erreichen und einen Anstieg des motorisierten Individualverkehrs (MIV) zu vermeiden und zudem einen größeren Marktanteil des ÖPNV am Gesamtverkehrsmarkt zu erreichen.

Ein erfolgreicher ÖPNV ist somit von einem jeweiligen Zusammenspiel des politischen/finanziellen Stellenwertes, der Angebotsgestaltung in Verbindung mit der Nachfrage und von der Imagepflege/Marketing aber auch dem Willen der Nutzer pro ÖPNV abhängig.

Zuwachschancen sind vorhanden, die Potenziale in den Landkreisen und Städten sind jedoch sehr unterschiedlich. Notwendig sind bspw. eine noch bessere Kommunikation und weitere Angebotsverbesserungen um den Marktanteil des Nahverkehrs in Schleswig-Holstein in einem wachsenden Verkehrsmarkt weiter ausbauen und damit die Nutzung von Bus und Bahn nachhaltig zu verbessern.

Größere Potenziale für die Verlagerung von Personenverkehr vom Auto auf das Fahrrad bestehen hauptsächlich im Schul- und Alltagsverkehr. Im Freizeitradverkehr existieren zwar ebenfalls noch erhebliche, insbesondere touristische Potenziale, diese sind jedoch im Wesentlichen nicht alternativ zum motorisierten Verkehr zu sehen.

Eine Stärkung des Schul- und Alltagsradverkehrs ist zur Reduzierung der verkehrsbedingten Umweltbelastungen besonders bedeutend, weil die alltäglichen Fahrten mit dem Kraftfahrzeug überwiegend in die Städte führen oder rein innerörtliche Fahrten sind. Ein hoher Anteil dieser Autofahrten ist kürzer als 3 bis 4 km, liegt also in einem für das Fahrrad günstigen Entfernungsbereich. Gerade in den Städten und den dichter bebauten Räumen im Umland liegen daher die größten Chancen, Kfz-Fahrten auf den Radverkehr zu verlagern und damit möglichst viele Bürgerinnen und Bürger von Lärm und Schadstoffen zu entlasten. Dies kann auch dazu beitragen, ein attraktives Wohnumfeld zu fördern und die Tendenz vieler Bewohnerinnen und Bewohner abzuschwächen, aus den Städten wegzuziehen.

Daten für den innerörtlichen Verkehr sind jedoch nur für einzelne Kommunen verfügbar, wobei auch bei diesen Angaben nicht immer aktuelle Ergebnisse vorliegen. In den größeren Städten Schleswig-Holsteins reicht der Radverkehrsanteil der zurückgelegten Wege aller Verkehrsteilnehmer

- von 6 %: Stadt Itzehoe, 1991
- über 8 %: Stadt Flensburg, 1998
- bis 16 %: Stadt Kiel, 2002 und
- 17 %: Stadt Lübeck, 2000;
- in Neumünster liegt der Radverkehrsanteil sogar bei 28 % (1983).

Auf teilweise unterschiedliche Erhebungsgrößen (Wegeanteil bzw. Fahrstreckenanteil) ist zu achten.

Deutliche Veränderungen können sich aus der Verlagerung kurzer PKW-Fahrten auf das Fahrrad ergeben, denn die höchsten Verkehrsanteile erreicht

der Fahrradverkehr bereits mit 16 % aller zurückgelegten Wege auf Entfernungen bis zu 3 km, zwischen 3 km und 8 km liegt sein Anteil bei 9 % und bei Distanzen von 8 - 15 km bei 3 %. Bei größeren Entfernungen hat der Radverkehr nur einen Anteil von 1 %.

Nach den Schätzungen des Bundesradverkehrsplans lassen sich in Ballungsgebieten bis zu 30 % der PKW-Fahrten auf den Radverkehr verlagern; in Regionen mit langer Fahrradtradition und konsequenter Förderung des Fahrradverkehrs werden sogar Verkehrsanteile des Rades von über 30 % erreicht (Münster, Groningen).

Zur Förderung des Radverkehrs hat das Land Schleswig-Holstein auf der Grundlage des Programms „*Fahrradfreundliches Schleswig-Holstein*“ bereits eine Vielzahl von Maßnahmen getroffen, beispielhaft sei hier das landesweite Radverkehrsnetz genannt.

Folgende Maßnahmen, die zwar schwerpunktmäßig in der Zuständigkeit der Kommunen liegen, durch das Land jedoch materiell und immateriell unterstützt werden, können den Schul- und Alltagsradverkehr weiter fördern und attraktiver machen:

- Förderung des Radverkehrs im Rahmen einer nachhaltigen Stadt- und Verkehrsentwicklung.
- Ausbau eines flächendeckenden und sicheren Radverkehrsnetzes.
- Ausbau von leicht zugänglichen, diebstahlsicheren und witterungsgeschützten Fahrradabstellanlagen.
- Verknüpfung des Radverkehrs mit dem Öffentlichen Personennahverkehr.
- Erweiterung von Angeboten und Informationen, die die Fahrradnutzung erleichtern.
- Förderung einer umweltbewussten Verkehrsmittelwahl und eines verkehrssicheren Verhaltens durch Mobilitätserziehung und eine angemessene Infrastruktur.
- Stärkung betrieblicher Angebote für Arbeits- und Dienstfahrten mit dem Rad.
- Erleichterung des Einkaufens und des Transports mit dem Rad.
- Angebot von attraktiven Routen und Abstellmöglichkeiten.

Wesentlich ist dabei, die Radverkehrsförderung nicht auf den Bau neuer Radwege zu beschränken, sondern die Förderung des Radverkehrs als eigenständiges System aus Infrastruktur, Service und Kommunikation zu betrachten.

Zu Frage 19.g) / Frage 20

Die Landesregierung sieht kein Potenzial zur Reduktion des Ölverbrauchs im Luftverkehr durch Einführung einer Kerosinsteuer. Für den Antrieb von Flugzeugen gibt es nach dem heutigen Stand der Technik keine Alternative zum Mineralöl.

Zu Frage 19.h) / Frage 20

Die Einführung von obligatorischen autofreien Tagen ist nach dem geltenden Straßenverkehrsrecht des Bundes nicht möglich. Eine Änderung dieser Rechtslage wird weder von der Bundesregierung noch von der Landesregierung angestrebt, weil solche pauschalen Verkehrsverbote einen massiven Eingriff in die persönliche Freiheit des Einzelnen darstellen würden und auch im Hinblick auf die wirtschaftlichen Auswirkungen nicht vertretbar wären.

Dies schließt jedoch nicht aus, dass im Rahmen spezieller Umweltschutzaktionen auf europäischer bis hin zur regionalen und kommunalen Ebene eine symbolhafte Benennung von „*autofreien Tagen*“ auf freiwilliger Basis erfolgen kann. Dabei besteht nach § 29 Abs. 2 der Straßenverkehrs-Ordnung auch die Möglichkeit, einzelne Straßen oder Bereiche für gezielte Veranstaltungen - z. B. einen Volkslauf, einen Fahrradtag oder eine autofreie Einkaufsmeile - für den Kraftfahrzeugverkehr zu sperren. Über die Erteilung einer Erlaubnis für solche Events sowie eventuelle Ausnahmeregelungen - z. B. für zwingend notwendige Anliegerverkehre - entscheiden die zuständigen Straßenverkehrsbehörden im Rahmen ihres pflichtgemäßen Ermessens unter Abwägung der Sonderinteressen des Veranstalters und der örtlichen Erfordernisse zur Aufrechterhaltung eines geordneten und problemlosen Verkehrsablaufs.

Die allgemeine Akzeptanz von symbolhaft bestimmten „*autofreien Tagen*“ ist erfahrungsgemäß eher gering, da die zufällige Auswahl eines solchen Tages oft nicht mit den persönlichen Mobilitätsvorstellungen des Einzelnen sowie den Interessen und Erfordernissen des gewerblichen Wirtschaftsverkehrs in Einklang zu bringen ist. Dies gilt insbesondere auch für die maßgeblich vom Fremdenverkehr geprägten Länder, in denen die touristischen Aktivitäten überwiegend von der jeweiligen Wetterlage und dem sehr vielfältigen auch überregionalen Veranstaltungsangebot abhängig sind.

Außerdem ist davon auszugehen, dass auch bei Teilnahme an einem „*autofreien Tag*“ die entsprechenden privaten und gewerblichen Fahrten weitgehend nur zeitlich verlagert würden. Daher können - abgesehen von dem Stroheffekt eines solchen Aktionstages - im Ergebnis keine nennenswerten Kraftstoffeinsparungen erwartet werden.

Das Potenzial der durch „*autofreie Tage*“ erzielbaren Reduzierung des verkehrsbedingten Ölverbrauchs lässt sich daher auch ansatzweise nicht konkret abschätzen. Solche Aktionstage können lediglich dazu beitragen, das Umweltbewusstsein in der Bevölkerung zu stärken - was sich aber empirisch kaum nachweisen lassen dürfte - und allgemeine Appelle zur kontinuierlichen Reduzierung und Verlagerung des Individualverkehrs auf den ÖPNV bzw. andere Verkehrsträger zu unterstützen.

Zu Frage 19.i) / Frage 20

Die Möglichkeit der flexiblen PKW-Nutzung leistet einen Beitrag zur Reduktion des Ölverbrauchs im Straßenverkehr. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass Car-Sharing in kleinen und mittleren Gemeinden unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten schwierig ist. Da für die überwiegende Zahl der Autofahrer auch der Besitz eines eigenen Fahrzeuges wichtig ist, wird Car-Sharing voraussichtlich auch zukünftig nur von einem kleinen Interessentenkreis genutzt wer-

den. Das Einsparpotenzial durch den Ausbau von Car-Sharing-Modellen wird in einem Flächenland wie Schleswig-Holstein daher als gering eingestuft.

Straßenverkehrsrechtlich wurde bereits im Jahr 1998 durch einen Beschluss auf Bund-Länder-Ebene die Regelung getroffen, dass Mitglieder einer Car-Sharing-Organisation ebenfalls einen Bewohnerparkausweis zum bevorrechtigten Parken in ihrem Wohnbereich erhalten können. Damit wurden den Car-Sharing-Nutzern die gleichen Rechte eingeräumt wie den Haltern eigener Kraftfahrzeuge, die in bestimmten innerörtlichen Bereichen Sonderparkrechte in Anspruch nehmen können. Diese Regelung wurde im Jahr 2002 in die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung übernommen.

Ein darüber hinausgehende Privilegierung von Car-Sharing-Fahrzeugen im öffentlichen Verkehrsraum ist nach dem geltenden Straßenverkehrsgesetz und der darauf basierenden Straßenverkehrs-Ordnung nicht möglich. Eine entsprechende Erweiterung der straßenverkehrsrechtlichen Möglichkeiten wird zurzeit auf Bundesebene geprüft, wäre jedoch angesichts der dadurch bewirkten zusätzlichen Verknappung des allgemein zugänglichen öffentlichen Parkraums als äußerst problematisch anzusehen. Der Bundesgesetzgeber und die Bundesregierung werden in Abstimmung mit den Ländern im Bundesrat darüber zu befinden haben, ob eine solche Rechtsänderung mit dem Gemeingebrauch an öffentlichen Straßen und der daraus resultierenden grundsätzlichen Privilegienfeindlichkeit des Straßenverkehrsrechts vereinbar ist.

Zu Frage 19.j) / Frage 20

Durch die Einführung des Emissionshandels im Luftverkehr wird mit einer Reduktion des Ölverbrauchs nicht gerechnet. Da die Treibstoffkosten einen hohen Anteil der Gesamtkosten ausmachen, müssten die Fluggesellschaften aus eigenem Antrieb daran interessiert sein, diese Kosten zu senken.

- B.21 Welche Erfahrungen bezüglich des Einsparpotenzials liegen bislang mit den z.B. von Fahrschulen, Automobilclubs und der Straßenverkehrswacht freiwillig angebotenen „Sprintsparkursen“ vor? Welche Erfahrungen liegen bei Bediensteten des Landes vor, die an derartigen Sprintsparkursen teilgenommen haben und inwieweit ist die Landesregierung bereit, in einer ersten Stufe zur Realisierung des unter 19c. genannten Punktes für die Nutzer landeseigener Fahrzeuge derartige Kurse verbindlich vorzuschreiben?

Antwort:

Nach Recherchen der Landesregierung haben verschiedene Anbieter von Sprintsparkursen den Kraftstoffverbrauch der Teilnehmerinnen und Teilnehmer bei Fahrten vor und direkt nach der Schulung gemessen. Dabei wurde ein um 10 bis 30 % geringerer Kraftstoffverbrauch während der Fahrt nach der Unterweisung gemessen. Dies lässt jedoch keinen Schluss auf das absolute Einsparpotenzial zu, da dieses von weiteren Faktoren beeinflusst wird, wie Anwendung des energiesparenden Fahrstils im Alltag, jährliche Fahrleistung, technische Einflussfaktoren. Außerdem ist nicht bekannt, ob das Fahrverhalten und die Mo-

tivation der Kursteilnehmerinnen und Kursteilnehmer repräsentativ für die Führerscheininhaber insgesamt sind.

Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Landesregierung sind nach Nr. 11.4 der Krafffahrzeugrichtlinien gehalten, eine ökonomische, ökologische, rücksichtsvolle und defensive und damit auch der Sicherheit dienende Fahrweise zu zeigen.

Im Bereich der Landespolizei liegen Erfahrungen mit Schulungen zu verbrauchsoptimierter Fahrweise vor. Ein im Rahmen der Fahrlehrerfortbildung 2002 durchgeführter Feldversuch „*Verbrauchsoptimierte Fahrweise*“ belegte eine mögliche 10 - 20%ige Kraftstoffersparnis. Diese Ergebnisse decken sich mit denen der Landespolizei in Hessen und der Bundespolizei.

Unter Berücksichtigung der Faktoren, die im täglichen polizeilichen Einsatzgeschehen die Fahrweise von Dienstkraftfahrzeugen relevant beeinflussen, relativierte sich die mögliche Kraftstoffersparnis auf 8 – 10 %. Lehrgänge zu verbrauchsoptimierter Fahrweise werden im Bereich der Landespolizei angeboten.

Die tatsächliche Kraftstoffersparnis durch eine verbrauchsoptimierte Fahrweise ist allerdings nicht quantifizierbar, weil wiederum mehrere Faktoren den Kraftstoffverbrauch bestimmen.

Für den übrigen Bereich der Landesregierung liegen keine Erfahrungen mit derartigen Schulungen vor. Der Kreis der Nutzerinnen und Nutzer ist im Selbstfahrerbereich überwiegend sehr weit. Die Beschäftigten nehmen zum Teil nur selten am Dienstreiseverkehr teil. Es gibt deshalb derzeit bei der Landesregierung keine Überlegung, derartige Schulungen für die Nutzerinnen und Nutzer landeseigener Fahrzeuge vorzuschreiben.

Eine Senkung des Kraftstoffverbrauchs konnte durch die weitgehende Umstellung von Benzin- auf Dieselfahrzeuge erreicht werden.

B.22 Wie groß schätzt die Landesregierung die Potenziale zur Reduktion des Erdöl- und Erdgasverbrauchs im Heizungssektor in Schleswig-Holstein ein:

- a) Steigerung der Kraft-Wärme-Kopplung;
- b) Energetische Sanierung von Altbauten;
- c) Verschärfung der gesetzlichen Anforderungen für Alt- und Neubauten in der Energieeinsparverordnung (EnEV);
- d) Aufbau von lokalen Fernwärmenetzen in Verbindung mit Biomasseblockheizkraftwerken oder solarer Heizwerke;
- e) Ersatz von Ölheizungen durch regenerative Heizungssysteme (z.B. Holzpellets, Holzhackschnitzel, Pflanzenöl, Biogas, Solarthermie, Geothermie, ...);
- f) Verstärkte Nutzung von Contractingmodellen bei der energetischen Sanierung von Gebäuden und der Erneuerung von Heizungsanlagen;
- g) Einführung des Gebäudepasses (verbrauchs- oder gebäudeorientiert);

- h) Spezielle Schulungen für Architekten und Handwerker, Bauherren und Hausbesitzer/innen.

Antwort:

zu a)

Das technisch/wirtschaftliche Potenzial der KWK hängt von einer Reihe von Rahmenbedingungen ab, u.a. von

- dem Ausmaß der Gleichzeitigkeit von Wärme- und Strombedarf,
- den Marktpreisen für die Primärenergie,
- dem Ausmaß der Spreizung von Arbeits- und Leistungspreis,
- der Entwicklung der Steuerbegünstigung der KWK,
- der KWK-Strom-Vermarktung über Arealnetze,
- der virtuellen Vernetzung mehrerer Anlagen; bspw. platziert die Saar-Energie mit einem Pool von 150 Anlagen „Regelleistung“ am Markt, was die Wirtschaftlichkeit der eingebundenen Anlagen weiter verbessert.
- Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass eine Hausenergieversorgung auch mit Motor-Kleinkraftwerken erfolgen kann (die allerdings in diesem Segment nur einen Stromwirkungsgrad von 26 % haben). Mit sinkendem Wärmeenergiebedarf (besserem Wärmeschutz) ist eine verbesserte Stromkennzahl (Verhältnis von Strom und Wärmeerzeugung) erforderlich, die absehbar nur Brennstoffzellen aufweisen werden können (Stromkennzahl bis zu 1). Auch einen besonders variablen Betrieb (Teillastbetrieb) soll die Brennstoffzelle gewährleisten. Ihre Markteinführung für den Hauswärmesektor wird innerhalb der nächsten zehn Jahre erwartet.

zu b)

Der Heizenergieverbrauch beträgt rund 80 % des Gesamtenergieverbrauchs im Haushaltssektor. Mehr als 97 % aller Gebäude wurden vor 1995 (vor Erlass der vorletzten Wärmeschutzverordnung) errichtet. Das praktisch realisierbare Einsparpotenzial beträgt ca. 20 - 30 % des gesamten Endenergiebedarfs in diesem Bereich.

zu c)

Das Potenzial zur Reduktion des Erdöl- und Erdgasverbrauchs für Schleswig-Holstein ist ohne größeren Untersuchungs- und Gutachtenaufwand nicht zu beziffern.

Die Landesregierung erwartet bei der Ausschöpfung der Einspar- und Effizienzpotenziale neben höheren Standards im Neubaubereich v. a. durch die Energiepreisentwicklung ausgelöste Einsparmaßnahmen der Verbraucher selbst. Darüber hinaus haben die Wohnungsbaugesellschaften Schleswig-Holsteins gegenüber anderen Bundesländern überdurchschnittlich am Gebäudesanierungsprogramm der KfW partizipieren können.

zu d) und e)

Die Möglichkeiten des Ersatzes von Erdöl und Erdgas durch Erneuerbare Energien ist von den technischen und wirtschaftlichen Potenzialen sowie den zur Verfügung stehenden Technologien für den Wärmesektor abhängig. Dies sei an zwei Beispielen verdeutlicht:

- Derzeit werden verstärkt Holz-Pelletöfen anstelle von Erdgas- oder Ölheizungen in Schleswig-Holstein eingesetzt. Die Pellets selbst kommen allerdings zurzeit nicht aus Schleswig-Holstein, sondern aus anderen Bundesländern. Holzpellets sind damit gewissermaßen ein heimischer Energieträger und obendrein klimapolitisch neutral.
- Biogas wird durch den KWK-Prozess in Strom und Wärme umgewandelt. Damit werden zum einen anteilig die Abwärmeverluste bei Öl- und Erdgas-einsatz vermieden, zum anderen extern fossile Energieträger substituiert, weil extern anteilig kein Strom erzeugt werden muss. In Zukunft ist der Einsatz von Biogas direkt als Erdgasersatz im Erdgasnetz, aber auch als Kraftstoff zu erwarten, wenn die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität sich wirtschaftlich umsetzen lässt. Über den Zeitpunkt und die Größenordnung der Verfügbarkeit des Biogases kann noch keine Aussage gemacht werden.

Insgesamt kommt bei KWK in Haushalten die erwünschte Option hinzu, um

- zum einen die **extern vom Netz** angeforderten Stromspitzen zu reduzieren.
- Zum anderen kann umgekehrt im Falle von Spitzenbedarf Strom von den KWK-Hausanlagen **ins Netz** eingespeist werden kann.

Derartige KWK-Anlagen - sowohl bei kalter Verbrennung (Brennstoffzelle) als auch bei herkömmlich heißer Verbrennung - verbinden sich über diese Wechselwirkung zum „*virtuellen Kraftwerk*“.

In der jüngsten Studie hat das Institut für Energetik und Umwelt/Leipzig ein Biogas-Potenzial von ca. 12 % des Erdgasverbrauches des Jahres 2002 ermittelt. Das sind etwa 4 % des gesamten Erdgas- und Erdölverbrauches des Jahres in Schleswig-Holstein.

Nachfragen bei Forschungsinstituten und Verbänden haben ergeben, dass für Schleswig-Holstein keine Zahlen für eine Abschätzung der Substitution des Erdgases und des Erdöls durch Erneuerbare Energien auf dem Heizungssektor vorliegen.

Das Biomassepotenzial wird mit 18 bis 25 % auf ca. 13 % des Primärenergieverbrauchs des Jahres 1990 in Schleswig-Holstein eingeschätzt, u. a. aus Holzhackschnitzel, Biogas, Stroh, Pflanzenöl und Holzpellets.³⁵ Theoretisch

³⁵

Energieversorgungsbeitrag der Land- und Forstwirtschaft in Schleswig-Holstein, Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH/Leipzig Studie im Auftrag der Ministerien für Finanzen und Energie sowie für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Fischerei des Landes Schleswig-Holstein, überarbeitet Fassung 3/1994; Aktualisierung durch Energiestiftung Schleswig-Holstein und Ministerium für Umwelt, Natur und Forsten 2003.

könnte damit der Öl- und Erdgasverbrauch ersetzt werden. Dabei muss indes beachtet werden, dass zunehmend die Nutzung von Biomasse im Verkehrsreich als Konkurrenz entsteht.

Weitere Potenziale aus der Nutzung der Solarthermie, Geothermie etc kommen hinzu, die nicht regionalisiert abschätzbar sind. Durch die Nutzung von Solarthermie und Geothermie wird sich das Substitutionspotenzial von Erdgas und Erdöl noch erhöhen. Durch die Verdoppelung der in Schleswig-Holstein bislang installierten Solarthermieanlagen und einer Steigerung der Kollektorfläche kann indes eine Einsparung bei Erdgas und Öl von lediglich 0,1 % erreicht werden.

zu f)

Contractingmodelle dienen der Finanzierung von Investitionen und Dienstleistungen unter anderem im Bereich der Gebäudesanierung und der Energiebereitstellung. Vorrangige Entscheidungsgrundlage für die Wahl eines Contractingmodells sind wirtschaftliche Erwägungen.

Aufgrund der aufwändigen Datenerhebung im Vorwege eines Contractingangebots bewerben sich Contractinganbieter vornehmlich um Projekte größerer Unternehmen mit hohen Energiekosten. In Schleswig-Holstein mit seiner Struktur von kleineren und mittleren Unternehmen (KMU) werden daher Contractingvorhaben nur einen kleinen Anteil bei energetischen Sanierungsvorhaben stellen.

zu g)

Es gibt keinen für alle verbindlichen Gebäudepass. Er wird als ein freiwilliges Instrument zur Qualitätssicherung für den Wohnungsbau im Rahmen von Pilotvorhaben in der sozialen Wohnraumförderung unterstützt. Die Auswertung der Pilotverfahren ist noch nicht abgeschlossen. Reduktionsziele können deshalb nicht benannt werden.

Der Energieausweis soll durch die Novellierung der Energieeinsparverordnung des Bundes aus der einschlägigen EU-Richtlinie in nationales Recht übernommen werden. Ein Referentenentwurf des Bundes liegt noch nicht vor. Die Landesregierung prüft den verbrauchsorientierten Energieausweis. Staatlichen Förderungen sollte der bedarfsorientierte Energieausweis zugrunde gelegt werden. Die Umsetzung der Ergebnisse der Energieausweise obliegt den Hauseigentümern. Das Einsparpotenzial kann nicht benannt werden.

Insgesamt müssen die Maßgaben eines Energiepasses angemessen und überprüfbar bleiben.

zu h)

Es gibt bereits zahlreiche spezielle Schulungen für Architekten und Handwerker, Bauherren und Hausbesitzer/innen im Energiebereich:

- Im Bereich des Handwerks finden beim Baugewerbeverband unter dem Siegel „meisterhaft“ Schulungen statt,
- die IHK bietet die Schulung als Gebäudeenergieberater im Handwerk an.

-
- Fortbildungsstudiengänge finden auch im Rahmen des Angebots der Architekten- und Ingenieurkammer Schleswig-Holstein statt.
 - Die Wirtschaftsakademie bietet einen Fortbildungsstudiengang „Gebäudeenergieberater für Architekten und Ingenieure“ an.
 - Die Arbeitsgemeinschaft zeitgemäßes Bauen bietet außerdem Fortbildungslehrgänge für Baustoffhändler an.
 - Die Verbraucherzentrale Schleswig-Holstein führt Erstberatungen für Bauherren und Hauseigentümer durch.

Das Einsparpotenzial kann nicht benannt werden.

B.23 Wie bewertet die Landesregierung die unter Frage 22 aufgeführten Maßnahmen und welche sollen umgesetzt werden?

Antwort:

Die unter Ziffer 22 aufgeführten Maßnahmenbereiche werden überwiegend - bis auf c - als sinnvoll angesehen. Die Umsetzung erfolgt durch die verschiedensten Personen und Investitionsträger, die zum Teil von der Landesregierung unterstützt werden, vgl. Antwort B.17.

Insgesamt wird die Landesregierung bei allen Regelungen zur Energieeinsparung und rationellen Energieverwendung darauf achten, dass Überreglementierungen vermieden und ein sachgerechtes Kosten-/Nutzen-Verhältnis gewahrt wird.

B.24 Was wird die Landesregierung unternehmen, um durch eine umfangreiche energetische Modernisierung und Nutzung erneuerbarer Energien bei staatlichen Liegenschaften im Rahmen der Strategie „Weg vom Öl“ eine Vorbildrolle einzunehmen?

Antwort:

Es wird das Ziel verfolgt, die Instandsetzung und Modernisierung des Gebäudebestandes unter Beachtung der bautechnischen Anforderungen und der zur Verfügung stehenden Haushaltsmittel weiter zu gewährleisten. Mit dem Energieeinsparungsgesetz (ENEG) und der Energieeinsparverordnung (ENEV) – haben sich die gesetzlichen Vorgaben wesentlich verbessert.

Mit der konsequenten Umsetzung dieser Vorgaben wird sich langfristig die energetische Situation im Gebäudebestand verbessern, zumal Grundsanierungen des Gebäudebestandes anstehen bzw. sich bereits in der Durchführung befinden. Das wesentliche Ziel ist, den Energieverbrauch zu verringern. In Verbindung mit den Instandsetzungsmaßnahmen werden die sich bietenden Möglichkeiten der Kopplung nachhaltig genutzt.

Für größere Liegenschaften werden zunehmend Systeme der Gebäudeautomatisierung (GA) zum Einsatz kommen. Diese GA-Systeme eignen sich hervorragend dazu, den Liegenschaftsbetrieb gebäude- und anlagenübergreifend auch in energetischer Sicht zu optimieren. Hierzu hat das Finanzministerium eine Arbeitshilfe eingeführt: *Hinweise für Planung, Ausführung und Betrieb der Gebäudeautomatisierung in öffentlichen Gebäuden (Gebäudeautomatisierung 2005) mit Erlass VI 437 – B 1053-7 vom 10. Januar 2006.*

Die vom Land genutzten Liegenschaften werden nur noch zu 5 % mit Öl versorgt. Der Fernwärmeversorgung, auf der Basis der KWK und Gasversorgung durch die örtlichen Energieversorger wurde schon in der Vergangenheit Vorrang eingeräumt. Die Deckung des Wärmeverbrauchs im Bereich der Gebäudebeheizung liegt bei Fernwärme bei ca. 55 % und bei Erdgas bei ca. 40 %.

- B.25 Welche Energieeinsparungen konnte die GMSH in den vergangenen fünf Jahren insgesamt sowie spezifisch (pro m² Nutzfläche) erzielen (bitte Angabe zum einen in einer energetischen Kenngröße wie beispielsweise Kilowattstunde oder Gigajoule, zum anderen in Euro)? Ist die Landesregierung zufrieden mit dieser Entwicklung?

Antwort:

Die GMSH hat im vergangenen Jahr erstmals einen Energiebericht für die landesgenutzten Liegenschaften vorgelegt, auf dessen Daten hier zurückgegriffen wird. Aus diesen Energieverbrauchswerten ergibt sich folgende auf den m² Hauptnutzfläche bezogene Energieeinsparung, unter Berücksichtigung der baulichen und technischen Energiesparmaßnahmen sowie des gezielten Energiemanagements bzw. Betriebsüberwachung durch die GMSH. Hierbei wird unterstellt, dass sich durch die Betriebsoptimierung und das Energiecontrolling im Rahmen des Energiemanagements der GMSH erfahrungsgemäß ein Einsparpotenzial von 10 % gegenüber der Unterlassung dieser Tätigkeiten ergibt. Hieraus ergibt sich folgendes Einsparpotenzial - Tabelle B.25.

Tabelle B.25:

Energie-Einsparung für den Fünfjahreszeitraum von 1999 bis 2003

Wärme-Einsparung - für den Fünfjahreszeitraum (1999 – 2003)	
Eingesparter Verbrauch	ca. 105.035 MWh
Eingesparte Kosten	ca. 4,775 Mio €
Eingesparter spez. Verbrauch in KWh/m ² Hauptnutzfläche und Jahr	ca. 22 KWh/m ² .a
Eingesparte spez. Kosten in €/m ² Hauptnutzfläche und Jahr	ca. 1 €/m ² .a
Strom-Einsparung - für den Fünfjahreszeitraum (1999 - 2003)	
Eingesparter Verbrauch	ca. 36.285 MWh
Eingesparte Kosten	ca. 3,82 Mio €
Eingesparter spez. Verbrauch in KWh/m ² Hauptnutzfläche und Jahr	ca. 7,6 KWh/m ² .a
Eingesparte spez. Kosten in €/m ² Hauptnutzfläche und Jahr	ca. 0,8 €/m ² .a

Unter den gegebenen Umständen und den zur Verfügung stehenden Haushaltsmitteln wird das Ergebnis von der Kostenseite als zufriedenstellend bewertet.

Zukünftig wird der Energieverbrauch verstärkt betrachtet werden müssen. Ein großes Potenzial zur Beeinflussung der Verbräuche liegt im Verantwortungsbereich der Nutzer. Die Nutzer dabei zu unterstützen, dieses Einsparpotenzial besser auszuschöpfen, wird ein künftiger Schwerpunkt innerhalb des Energiemanagements bzw. der Betriebsüberwachung durch die GMSH sein.

- B.26 Welche zusätzlichen Maßnahmen bzw. welche weiteren Initiativen werden die Landesregierung zur Verminderung der Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgasimporten ergreifen oder auf nationaler Ebene anstoßen?

Antwort:

Es werden folgende zusätzliche Maßnahmen und Initiativen verfolgt:

- Unter der Initiative von „*meer-sh*“ (**Mehr Energieeffizienz und ERneuerbare Energien für Schleswig-Holstein**) werden von der Energieagentur weiche Maßnahmen zur Intensivierung des kommunalen Energiecontrollings (EC) und -managements (EM) durchgeführt. Die Energieagentur Schleswig-Holstein der Investitionsbank (IB) hat hierfür ein internet-gestütztes Energiecontrolling entwickelt und baut auf Empfehlung des Landesrechnungshofes ein landesweites Benchmarking für das kommunale EC auf. EC und EM bilden die Basis aller Energieeffizienzmaßnahmen. Kommunale Landesverbände und Landesregierung beabsichtigen deshalb, für die Inanspruch-

nahme des KIF ab 2007 Kommunen mit EC/EM vorrangig zu berücksichtigen.

- Die Innovationsstiftung Schleswig-Holstein (ISH) bereitet derzeit für 2007 und 2008 einen landesweiten kommunalen Energieeffizienzwettbewerb vor.
- Zur Effizienzsteigerung der Wärmeversorgung wird seit 2004 die Beistellung von BHKWen für mittelgroße Heizungsanlagen gefördert, zunächst im Rahmen des ZIP-E, jetzt aus dem Schleswig-Holstein-Fonds.
- Aus dem Schleswig-Holstein-Fonds werden ab 2006 Wärmenetze gefördert. Fördervoraussetzung ist u. a. die Auskopplung von 50 % KWK-Wärme bzw. der Einsatz von Biomasse.
- Landesinitiative Wärmeschutz mit überwiegend nichtinvestiven Aktionen und Projekten.
- Initiative Biomasse und Energie.
- Weitere Entwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.
- Maßnahmen im Bereich der Energieeinsparung (Alt- und Neubau).

B.IV Verschiedenes

B.27 Wie beurteilt sie die Ankündigung der CDU/CSU-Kanzlerkandidatin Angela Merkel (u. a. im Fernsehduell mit Bundeskanzler Schröder am 4.9.05), die Öko-steuer um den Anteil kürzen zu wollen, der nicht zur Senkung der Lohnnebenkosten genutzt wird, also auch um die rund 200 Mio. €, die derzeit jährlich im Rahmen des Marktanreizprogramms für die Förderung solarthermischer Anlagen und der Biomassenutzung zur Verfügung stehen?

Antwort:

Die Landesregierung hält es angesichts der Tatsache, dass Frau Dr. Angela Merkel am 22.11.2005 zur Bundeskanzlerin der Bundesrepublik Deutschland gewählt worden ist, für sinnvoll und zielführend ihre Regierungserklärung vom 30.11.2005 als Grundlage zu nehmen. Darin wurde eine Kürzung der Ökosteuer nicht angesprochen. Zur Entwicklung der Öko-Steuer wird auf Antwort B.12 verwiesen.

Inhaltlich gilt zum Marktanreizprogramm für solarthermische Anlagen allerdings, dass im Vergleich dazu zunächst Wärmedämm-Grundmaßnahmen erheblich effizienter sind. So kann bspw. die Reihenfolge, welche Teile von Einzelhäusern mit welchen Anteilen Energieersparungen erbringen können, als bekannt vorausgesetzt werden:

- Heizungsanlage: 29 %
- Außendämmung: 19 %
- Fenster: 17 %
- Lüftung: 17 %
- Dach: 6 %
- Boden: 6 %.³⁶

Dabei können Dämmmaßnahmen den Energieverbrauch von Wohngebäuden prinzipiell bis auf den Passiv-Energiestandard reduzieren und damit solarthermische Nutzungen alleinstellen, vermögen heizungstechnisch ausgelegte solarthermische Anlagen im Althausbestand für sich allein nur additiv zu wirken. Denn i. A. verteilt sich der Hauswärmebedarf in hiesigen Breiten zu 75 % auf Heizungswärme und zu 25 % auf das Warmwasser.³⁷ Von dieser Hauswärme kann eine solarthermische Anlage etwa 10 % der Heizung und 50 % beim Warmwasser substituieren, d.h. insgesamt 22,5 % des Wärmebedarfs einsparen.

Der mögliche Beitrag der Solarthermik stellt sich je nach Wärmeschutzstandard wie folgt dar:

³⁶ bspw. Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt 2002.

³⁷ Quelle: Investitionsbank-Energieagentur 2006.

- Mit **Passivhausstandard** wird ein Ölverbrauchsäquivalent von weniger als 1,5 Liter Öl/m².a³⁸ bezeichnet, i. A. inkl. Solarthermik.
- Der **Niedrigenergiehausstandard** erzielt Verbräuche bis allenfalls 7 Liter Öl/m².a. Wenn Solarthermik nicht schon integriert ist, könnten weitere 1,5 Liter Öl/m².a eingespart werden. Bei einer Wohnfläche von 100 m² Wohnfläche werden damit etwa 150 Liter Öl eingespart, heute entsprechend knapp 100,-- € pro Jahr.
- Bei **Altbauten**, deren letzte Sanierung mehr als zwanzig Jahre her ist, werden heute z. T. deutlich mehr als 15 Liter Öl/m².a verbraucht. Analog würde eine solarthermische Anlage etwa 4 Liter Öl/m².a oder mehr einsparen helfen. Bei der Altbaussanierung sollte deshalb die Reihenfolge - erst Wärmedämmmaßnahmen, danach darauf ausgelegte Erneuerung der Heizungsanlage nach neuesten Standards, bishin zur Fern- oder Nahwärmeversorgung, sofern eine Anschlussmöglichkeit besteht - eingehalten werden. Da dadurch ggf. mehr als 10 Liter Öl/m².a eingespart werden können, ist der Beitrag der Solarthermik in der Altbausanierung eher begrenzt.³⁹

Mithin können insgesamt nur noch über die Altbausanierung relevante Mengen an CO₂ eingespart werden.

B.28 Im Zusammenhang mit den Folgen der Sturmereignisse an der amerikanischen Küste (Hurrikan „Katrina“) wurde ein Verkauf aus der nationalen Ölreserve diskutiert. Wie sind dafür die gesetzlichen Grundlagen? Wie groß ist die Reserve? Welche Informationen liegen der Landesregierung über die Realisierung des Verkaufs und über die etwaige Auffüllung der nationalen Reserve vor? Welche kurz- und mittelfristigen Auswirkungen hat der Verkauf auf die Ölpreise gehabt? Wie bewertete die Landesregierung diese Maßnahme?

Antwort:

Die Bevorratung von Erdöl zur Sicherstellung der Energieversorgung bei Versorgungsstörungen obliegt in Deutschland nach dem *Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölzerzeugnissen (Erdölbevorrattungsgesetz – ErdölBevG)*⁴⁰ dem Erdölbevorratungsverband.

³⁸ Andere Quellen skalieren analog auf kWh/m².a, d.h. Passivhausstandard: < 15 kWh/m².a.

³⁹ SCHULZE-DARUP: *Energetische Gebäudesanierung mit Faktor 10*, gefördert durch die deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU-Projekt AZ 19208), Osnabrück 2004, S. 14 ff. Demnach konnten bei der Sanierung von Altbauten beachtliche Energieeinsparungen erreicht und nachgewiesen werden:

- Bei Baujahr 1880 bis 1930 bis zum Faktor 4, d.h. 75 %
- 1950er/60er Jahre bis zum Faktor 10, d.h. 90 %.

⁴⁰ Erdölbevorrattungsgesetz vom 06.04.1998, BGBl I S. 680; zuletzt geändert am 25.11.2003, BGBl I S. 2304.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV) ist eine Körperschaft des öffentlichen Rechts mit Sitz in Hamburg. Mitglieder sind alle Unternehmen, die gewerbsmäßig Erdöl oder Erdölerzeugnisse einführen, herstellen oder herstellen lassen. Die zur Erfüllung der Aufgaben des EBV erforderlichen Mittel werden durch Beiträge seiner Mitglieder aufgebracht.

Der EBV hat ständig Vorräte von Erdöl und Erdölprodukten für einen Bedarf von 90 Tagen in Deutschland zu halten. Am 31.08.2005 betragen die Vorräte des EBV

- 6 428.000 t in der Erzeugnisgruppe I (Benzine),
- 15 318.500 t in der Erzeugnisgruppe II (Dieselkraftstoff, Heizöl EL und Flugturbinenkraftstoff) sowie
- 1 370.400 t in der Erzeugnisgruppe III (Heizöl S).

Der Bundesminister für Wirtschaft und Technologie ist zum Zwecke der Verhütung unmittelbar drohender oder zur Behebung eingetretener Störungen der Energieversorgung oder zur Erfüllung der Verpflichtungen aus Rechtsakten der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft sowie zur Erfüllung der Verpflichtungen vom 18.11.1974 über ein internationales Energieprogramm zur Freigabe von Vorratsmengen durch Rechtsverordnung ermächtigt.

Im Zusammenhang mit den Folgen des Hurrikans Katrina im Südosten der USA beschloss der aus 26 Nationen bestehende Verwaltungsrat der internationalen Energieagentur IEA am 02.09.2005 die Freigabe von insgesamt 60 Mio Barrel Rohöl (ca. 8,2 Mio t) bzw. dessen Äquivalenz in Produkten.

Der auf die Bundesrepublik Deutschland entfallende Anteil betrug dabei 6 %. Den Vereinbarungen zum internationalen Ölprogramm von 1974 folgend verordnete der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit am 05.09.2005 die Freigabe von Vorräten des EBV in Höhe von maximal 474.000 t Rohöläquivalent. Diese Verordnung trat nach Veröffentlichung im Bundesanzeiger Nr. 168 vom 06.09.2005 am darauf folgenden Tag in Kraft. Der EBV hat darauf hin seinen Mitgliedsfirmen die freigegebenen Mengen zum Kauf angeboten. Die Annahme der Mengen durch die Mitgliedsfirmen des EBV erfolgte nur zögerlich und führte nicht zu einer Unterschreitung der gesetzlichen Vorratspflicht von 90 Tagen.

Der Ölpreis unterliegt einer Vielzahl von Einflussfaktoren wie Angebot und Nachfrage, Logistik, Erwartungshaltungen künftiger Entwicklungen etc. Eine Aussage über die isolierten Auswirkungen der Bestandsfreigabe auf den Ölpreis kann daher nicht getroffen werden.

Die Bundesregierung hat im Einklang mit den gesetzlichen und den internationalen Verpflichtungen gehandelt. Eine Freigabe der Reserven nur auf Grund von Preissteigerungen ist nach dem ErdölBevG nicht zulässig und wäre auch in Anbetracht der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Mengen zum Scheitern verurteilt.

B.29 Welche sozialen und finanziellen Auswirkungen haben der hohe Erdölpreis und Erdgaspreis im Rahmen der Sozialleistungen beim Land und den Kommunen (z.B. Hartz IV bei der Übernahme von Heizkosten)?

Antwort:

Grundsätzlich müssen hierzu zwei Bereiche getrennt betrachtet werden:

- a) Bei den **Beziehern von Sozialleistungen** beschränkt sich die Beurteilung des MSGF und des MJAE auf die Sozialhilfe nach dem SGB XII und die Grundsicherung für Arbeitsuchende nach dem SGB II.

Gemäß § 1 SGB I sollen die Sozialleistungen vereinfacht gesprochen den sozio-kulturellen Mindestbedarf abdecken, um insbesondere auch ein menschenwürdiges Dasein zu sichern. Hierfür werden Pauschalen (Regelsätze) ermittelt und gewährt. Leistungen für Unterkunft und Heizung werden hierbei in Höhe der tatsächlichen Aufwendungen, soweit diese angemessen sind, erbracht.

Nach § 28 Abs. 1 SGB XII i.V.m. § 27 Abs. 1 Satz 1 SGB XII (Sozialhilferecht, das zugleich das Referenzsystem für die Regelsätze nach dem SGB II ist) umfasst der Regelsatz zur Deckung des dort beschriebenen notwendigen Lebensunterhaltes insbesondere Aufwendungen für Ernährung, Kleidung, Körperpflege, Hausrat und persönliche Bedarfe des täglichen Lebens. Siehe hierzu auch § 20 Abs. 1 SGB II, in dem vom SGB II Regelsatz noch zusätzlich in vertretbarem Umfang auch Bedarfe für Beziehungen zur Umwelt und eine Teilnahme am kulturellen Leben umfasst wird.

Steigen die Preise für die Deckung des aus dem Regelsatz zu bestreitenden notwendigen Bedarfes, wie hier für Energie (Stromverbrauch im Haushalt der Leistungsempfänger), bedeutet dies, dass für die weiteren festgestellten Bedürfnisse des sozio-kulturellen Mindestbedarfes (insbesondere Kleidung, Ernährung, Teilhabe am gesellschaftlichen Leben), die ebenfalls aus der pauschalen Zuweisung zu bestreiten sind, die verfügbaren Mittel hierfür sinken. Dies kann mit nicht unerheblichen sozialen Auswirkungen für die Betroffenen verbunden sein. Bei dieser Betrachtung bleiben Ermessensentscheidungen im Einzelfall, wie z.B. die Gewährung von Beihilfen oder Darlehen in besonderen Härtefällen bei erheblichen Stromkostennachzahlungen, außen vor.

Im Rahmen der Überprüfung der Regelsätze nach dem SGB XII und dem SGB II, die nach der Auswertung der Einkommens- und Verbrauchsstatistik (EVS) 2003 von der Bundesregierung noch in diesem Frühsommer vorgenommen werden soll, muss geprüft werden, ob die derzeit gewährten pauschalierten Regelsätze noch den Zielen des § 1 SGB I entsprechen.

- b) Von den jeweiligen **Trägern der Sozialleistungen** sind gemäß § 29 Abs. 1 SGB XII die Leistungen für Unterkunft und Heizung (LfU) individuell angemessener, regional unterschiedlicher Grenzen in Höhe der tatsächlichen Aufwendungen zu erstatten. Nach den Regelungen für die

Grundsicherung für Arbeitsuchende sind diese Leistungen gemäß § 22 Abs. 1 SGB II von den Kommunen zu tragen. In diesem Bereich verursachen höhere Energiepreise in der Regel unmittelbare finanzielle Mehraufwendungen.

Steigen die Heizkosten bspw. bei derzeit rd. 135.000 Bedarfsgemeinschaften im SGB II-Bezug alleine in Schleswig-Holstein um nur einen Euro monatlich, so bedeutet dies eine jährliche Ausgabensteigerung von 1,62 Mio €.

Bundesweit würde dies, bei aktuell rd. 3,7 Millionen SGB II-Bedarfsgemeinschaften, unter der o.g. Annahme sogar eine Ausgabensteigerung im Bereich LfU von jährlich 44,4 Mio € ausmachen. Die Hauptlast dieser Mehrausgaben tragen die kommunalen SGB II Träger, der Bund beteiligt sich hieran mit derzeit 29,1%, dies allerdings zur Einhaltung der versprochenen kommunalen Entlastung von 2,5 Mrd € jährlich durch die Auswirkungen der Umsetzung von Hartz IV.

Diese moderat angelegten Beispielsrechnungen für Teilbereiche der sozialen Leistungssysteme sollen exemplarisch die doch gravierenden Auswirkungen gestiegener Preise bei Gas und Öl im Rahmen der Sozialleistungen nach dem SGB II belegen.

Genauere Zahlen aus dem praktischen Verwaltungsvollzug, die eine exakte Quantifizierung der Auswirkungen gestiegener Bezugskosten von Gas und Öl im Bereich LfU ermöglichen würden, könnten nur im Wege einer umfangreichen schriftlichen Umfrage bei den Sozialhilfe-, den Einrichtungs- sowie den SGB II-Trägern ermittelt werden. Abgesehen von dem erheblichen Verwaltungsaufwand, der hierdurch verursacht würde, wäre eine solche Umfrage zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht zielführend, da die Jahresabrechnungen für Strom und Heizung der Energieversorger regelmäßig erst Mitte des Jahres vorliegen und abgerechnet werden. Dies ist das aktuelle Ergebnis einer Abfrage im Rahmen eines Treffens der Landesregierung (MJAE) und der Regionaldirektion Nord der Bundesagentur für Arbeit mit den schleswig-holsteinischen SGB II Trägern vom 09.02.2006.

Diese grundsätzliche Aussage gilt z.B. auch hinsichtlich der Auswirkungen dauerhaft gestiegener Heiz-, Energie- und Kraftstoffpreise und der davon ausgehenden Mehrbelastung für die Träger von Einrichtungen der Eingliederungshilfe, die im Rahmen von entsprechenden Vereinbarungen mit dem Land als überörtlichem Träger der Sozialhilfe nach § 75 SGB XII Vergütungen für in Einrichtungen lebende Menschen mit Behinderungen erhalten. Die insbesondere bei der Grundpauschale z.B. durch Heiz- und Fuhrparkkostensteigerungen entstehenden höheren Ausgaben werden ggfs. über entsprechende jährliche Anpassungen ausgeglichen. Bisher sind noch keine Anträge auf Erhöhung dieser Pauschalen gestellt worden.

Steigende Gas- und Erdölpreise können mithin zumindest mittelfristig einen Anpassungsdruck auf die Regelsätze der Sozialleistungen (Pauschalen) auslösen. Sozialleistungen werden damit teurer. Durch eine Erhöhung der Regelleistung der Grundsicherung für Arbeitsuchende (SGB II) wäre in erster Linie der Bundeshaushalt belastet, hinsichtlich der So-

zialhilfeleistungen die Kreise und kreisfreien Städte als örtliche und das Land als überörtlicher Träger.

Den Umfang der möglichen finanziellen Belastungen der öffentlichen Hand macht bspw. eine anschauliche Berechnung deutlich: Steigen die passiven monatlichen Transferleistungen des SGB II (ALG II, Sozialgeld, LfU), derzeit durchschnittlich bei 634,77 €, nur um einen Prozentpunkt - diese Annahme liegt unter der aktuellen Inflationsrate -, so ergäbe dies bei derzeit rd. 3,7 Millionen Bedarfsgemeinschaften bundesweit eine jährliche Mehrbelastung von 281,8 Mio €.

C. Umrechnungsfaktoren, Abkürzungen ⁴¹

Maßeinheit		Sonderzeichen	
g	Gramm	=	gleich
t	Tonne	≡	identisch
m	Meter	>	größer (mehr) als
sec	Sekunde	≥	größer (mehr) als, gleich
l	Liter	<	kleiner (weniger) als
°C, K	Grad Celsius, Kelvin	≤	kleiner (weniger) als, gleich
h, d, a	Stunde, Tag, Jahr	≈	ungefähr, ca.
W	Watt	±	plus/minus

Energieskala - 1		
Einheit	Bezeichnung	Umrechnungen
J	Joule	1.000 J = 1.000 Ws = 1 KJ
cal	Kalorie	1.000 cal = 1 Kcal = 4,186 KJ
KWh	Kilo-Wattstunde	1 KWh = 3,6 MJ
Kg SKE	Kg Steinkohleeinheit	1 Kg SKE = 29.308 KJ
Kg RÖE ≡ oe (OE)	Kg Rohöleinheit ≡ oil equivalent	1 Kg RÖE ≡ 1 oe ≡ 1 OE = 41.868 KJ
m³ Erdgas	m³ Erdgas	1 m³ Erdgas = 31.736 KJ
btu, BTU	british thermal unit	1 BTU = 0,000293071 KWh = 1,05506 KJ
bbl	barrel	1 bbl ≈ 159 Liter

Energieskala - 2						
→	KJ	Kcal	KWh	Kg SKE	Kg RÖE	m³ Erdgas
1 KJ	1	0,2388	0,000278	0,000034	0,000024	0,000032
1 Kcal	4,1868	1	0,001163	0,000143	0,0001	0,00013
1 KWh	3.600	860	1	0,123	0,086	0,113
1 Kg SKE	29.308	7.000	8,14	1	0,7	0,923
1 Kg RÖE	41.868	10.000	11,63	1,428	1	1,319
1 m³ Erdgas	31.736	7.580	8,816	1,083	0,758	1

⁴¹

BP-Statistical Review of World Energy, June 2005, Appendix, S. 41

Mineralöl-Zahlen 2004, Mineralölwirtschaftsverband e.V., Hamburg, 5/2005.

Öl-Mengenskala				
→	t	m ³	barrels	t/Jahr
t	1	1,165	7,33	
m ³	0,8581	1	6,29	
barrels	0,1364	0,159	1	
barrels/Tag				49,8

Gasmengen-Skala					
→	Mrd m ³ LNG	Mio t RÖE	Mio t LNG	10 ¹² BTU	Mio barrel OE
Mrd m ³ LNG	1	0,90	0,73	36	6,29
Mio t RÖE	1,111	1	0,805	40,4	7,33
Mio t LNG	1,38	1,23	1	52	8,68
10 ¹² BTU	0,028	0,025	0,02	1	0,17
Mio barrel OE	0,16	0,14	0,12	5,8	1

Ölprodukt-Skala				
	Multiplikationsfaktoren			
	barrels → Tonnen	Tonnen → barrels	m ³ → Tonnen	Tonnen → m ³
Flüssiggas	0,086	11,6	0,542	1,844
Kraftstoff	0,118	8,5	0,74	1,351
Diesel	0,133	7,5	0,839	1,192
Kerosin	0,128	7,8	0,806	1,24
Heizöl	0,149	6,7	0,939	1,065

Größen-Skala				
	Skalierung mit Maßeinheiten			Abkürzungen für €-Beträge
	Kilo	Mega	Giga	Tera
Tausend	Kilo	K	10 ³	T
Million	Mega	M	10 ⁶	Mio
Milliarde	Giga	G	10 ⁹	Mrd
Billion	Tera	T	10 ¹²	Bill
Billiarde	Peta	P	10 ¹⁵	
Trillion	Exa	E	10 ¹⁸	

Öl-Kennwerte				
Produkt	Menge	Heizwert (H_u)		CO ₂ -Emission g/KWh-th
		KJ	Kg SKE	
Rohöl	Kg	42.744	1,458	264
Motorenbenzin		43.543	1.486	249
Rohbenzin		44.000	1,501	264
Flugturbinenkraftstoff		43.000	1,467	--
Dieselmkraftstoff		42.960	1,466	267
Heizöl L		42.800	1,460	267
Heizöl S		40.443	1,380	278
Petrolkoks		31.506	1,075	363
Flüssiggas		46.680	1,593	227
Raffineriegas		45.416	1,550	--
sonstige Mineralölprodukte		39.937	1,363	264

Textliche Abkürzungen (Mehrfachverwendung)	
BGW	Bundesverband der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, Berlin
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlendioxid
CTF	coal to fuel (Kohleverflüssigung für Kraftstoffsektor)
CSS	capture-sequestration-storage (CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung)
d.h.	das heißt
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin
dsgl.	desgleichen (Zitat, selber Themenbereich)
ebd.	ebenda, vorangehendes Zitat
EC/EM	Energiecontrolling/management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
ggfs.	gegebenenfalls
H _u ; H _o	Heizwert; Brennwert
i.d.R.	in der Regel

IEA	Internationale Energieagentur, Paris Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Japan, Kanada, Luxemburg, Niederlande, Neuseeland, Norwegen (Sonderstatut), Österreich, Portugal, Spanien, Schweiz, Schweden, Südkorea, Tschechien, Türkei, UK, Ungarn, USA.
inkl.	Inklusive
i.Ü.	im Übrigen
i.V .m.	in Verbindung mit
i.W.	im Wesentlichen
k.A.	keine Angabe(n)
KMU	Klein- und Mittelbetriebe
KWh-th	Kilowattstunde-thermisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas
NFZ	Nutzfahrzeug
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries, Wien Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudiarabien, Venezuela, und Vereinigte Arabische Emirate. Ecuador (1973-92), Gabun (1975-94).
p.a.	pro Jahr
PEV	Primärenergieverbrauch
PKW	Personenkraftwagen
StVO	Straßenverkehrsordnung
u.a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
usw./etc.	und so weiter, und andere(s)
v.a.	vor allem
vgl.	vergleiche (Kap., Zitat...)
vglw.	vergleichsweise
vmtl.	vermutlich
z.B.	zum Beispiel
zit.n.	zitiert nach
z.T.	zum Teil
zz.	zurzeit