frontier economics

ewi

Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich (Projekt 43/09)

ENDBERICHT FÜR DAS BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE

August 2010

04. Sep. 2013
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln
– Bibliothek –
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

EN-14-16

© Frontier Economics Ltd, London.

Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich (Projekt 43/09)

Abkürzungsverzeichnis xii

1 Einleitung 1

1.1 Hintergrund ... 1

1.2 Projektauftrag ... 1

1.3 Aufbau des Berichts ... 1

2 Ansatz und Methodik 3

2.1 Erläuterung der Methodik ... 3

2.2 Verwendete Daten ... 8

3 Endkundenpreise für Strom 15

3.1 Executive Summary - „Strom" ... 15

3.2 Methodischer Überblick ... 19

3.3 Entwicklung der Strompreise in Deutschland ... 24

3.4 Erklärungsansätze/Ursachenanalyse für die Preisentwicklung 34

3.5 Internationaler Preisvergleich ... 67

4 Endkundenpreise für Erdgas 95

4.1 Executive Summary – „Gas" ... 95

4.2 Methodischer Überblick ... 99

4.3 Entwicklung in Deutschland ... 105

4.4 Ursachenanalyse Deutschland ... 113

4.5 Internationaler Preisvergleich ... 127

5 Endkundenpreise für Mineralölprodukte 161

5.1 Executive Summary – „Mineralölprodukte" ... 161

5.2 Überblick ... 163

5.3 Preisentwicklung in Deutschland ... 166

5.4 Erklärungsansätze/Ursachenanalyse für die Preisentwicklung 170

5.5 Internationaler Preisvergleich 179

6 Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland 193

6.1 Executive Summary – Energiekostenbelastung 193

6.2 Energiekostenbelastung der privaten Haushalte 195

6.3 Energiekostenbelastung der Industrie 212

7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen 229

7.1 Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse 229

7.2 Handlungsempfehlungen 232

Anhang 1: Steuern und Abgaben auf Energie in Deutschland 243

Anhang 2: Energierelevante Steuern und Abgaben im Ausland 251

Anhang 3: Anhang Strom 255

Anhang 4: Anhang Erdgas 257

Anhang 5: Anhang Mineralölprodukte 259

Anhang 6: Anhang Energiekostenbelastung 261

Anhang 7: Literaturverzeichnis 263

Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich (Projekt 43/09)

Abbildung 1. Auswahl der Länder für die vergleichende Analyse 7

Abbildung 2. Determinanten von Strompreisen 20

Abbildung 3. Preisbestandteile des Strompreises für einen Musterhaushalt mit 3.500kWh Jahresverbrauch in 2009 (zum 1.4.2009) 22

Abbildung 4. Übersicht der Strompreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industrie- und Haushaltsgruppen nach Eurostat, in ct/kWh (nominal) 25

Abbildung 5. Übersicht über Strompreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industrie- und Haushaltsgruppen nach Eurostat, in ct/kWh (Euro 2008) 28

Abbildung 6. Vergleich der Strompreise in verschiedenen deutschen Großstädten 32

Abbildung 7. Entwicklung der Haushalts-Strompreise mit und ohne Steuern (real, in Euro 2008) 35

Abbildung 8. Steuern- und Abgabenentwicklung der privaten Haushaltsstrompreise (nominal) 36

Abbildung 9. Strompreisentwicklung mit und ohne Steuern für Industriekunden, real in Euro (2008) 38

Abbildung 10. Steuern- und Abgabenbelastung der Industriekunden für Strom (Produzierendes Gewerbe, ohne Ausnahmen für besonders stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes; nominal) 39

Abbildung 11. Entwicklung der EE-Erzeugung nach Technologien und des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch 41

Abbildung 12. Entwicklung der Netto EE-Vergütungssummen (EEG Umlage) nach Technologien und der durchschnittlichen EEG-Vergütung (nominal) 42

Abbildung 13. Förderfähige KWK-Mengen und KWK-Zuschlagszahlungen (nominal) 43

Abbildung 14. Zuschlagszahlungen gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (nominal) 44

Abbildung 15. Entwicklung des (monatsdurchschnittlichen) Day-Ahead-Preises an der EEX (nominal) 45

Abbildung 16. Entwicklung von Rohöl-, Gas- (Grenzübergang) und Steinkohlepreisen (ARA) (nominal) 46

Abbildung 17. Entwicklung der CO2-Preise seit dem Jahr 2005 (nominal) 47

Abbildung 18. Stilisierte Merit-Order-Kurve 50

Abbildung 19. EEX Phelix Base Year Future 2008 und Kohle ARA Year Future 2008 53

Abbildung 20. EEX Phelix Base Year Future 2008 und CO2-Preis 53

Abbildung 21. Entwicklung der Stromkosten des sehr großen Industriekunden 63

Abbildung 22. Entwicklung der Strompreise des sehr großen Industriekunden 64

Abbildung 23. Anpassung des Kraftwerksparks durch EE-Integration 65

Abbildung 24. Endkundenpreise (inkl. relevanter Steuern, aber exkl. MwSt.) im internationalen Vergleich für kleine Industriekunden (alte und neue Methodik) 68

Abbildung 25. Synthetische Endkundenpreise im internationalen Vergleich für sehr große Industriekunden (nominal) 72

Abbildung 26. Endkundenpreise (inkl. aller Steuern) im internationalen Vergleich für Haushaltskunden (alte und neue Methodik) (nominal) 73

Abbildung 27. Anteil an regulierten Tarifen nach Marktsegment 77

Abbildung 28. Komponenten der Endkundenpreise für kleine Industriekunden (2004-08) (nominal) 78

Abbildung 29. Stromgroßhandelspreise im int. Vergleich (Jahresdurchschnittspreise für Jahreskontrakte Baseload; jeweils im Vorjahr gehandelt) (nominal) 80

Abbildung 30. Netzentgelte für kleine Industriekunden im internationalen Vergleich (nominal) 82

Abbildung 31. Relevante Steuern und Abgaben (exkl. MwSt.) für kleine Industriekunden im internationalen Vergleich (alte und neue Methodik) (nominal) 84

Abbildung 32. Komponenten der Endkundenpreise für mittelgroße Industriekunden (2004-08) (nominal) 85

Abbildung 33. Netzentgelte für mittelgroße Industriekunden 86

Abbildung 34. Steuern und Abgaben für mittelgroße Industriekunden (nominal) 87

Abbildung 35. Kostenkomponenten der Endkundenpreise für Haushaltskunden (nominal) 89

Abbildung 36. Netzentgelte für Haushaltskunden im internationalen Vergleich (nominal) 90

Abbildung 37. Steuern und Abgaben für Haushaltskunden im internationalen Vergleich (nominal) 92

Abbildung 38. Anlegbarkeit und Preisbildung im Gas-zu-Gas-Wettbewerb 102

Abbildung 39. Preisbestandteile des Erdgaspreises für einen privaten Haushalt im Jahr 2009 (Beispiel Deutschland) 103

Abbildung 40. Übersicht über Erdgaspreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industrie- und Haushaltsgruppen, in ct/kWh (nominal) 106

Abbildung 41. Reale Preisentwicklung aller Abnahmefälle inklusive relevanter Steuern und Abgaben 108

Abbildung 42. Vergleich der Gaspreise in verschiedenen deutschen Großstädten 112

Abbildung 43. Entwicklung der Erdgaspreise mit und ohne Steuern für Haushalte in Euro (2008) 114

Abbildung 44. Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung der privaten Haushalte (nominal) 115

Abbildung 45. Erdgaspreisentwicklung mit und ohne Steuern für Industriekunden in Euro (2008) 116

Abbildung 46. Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung der Industriekunden (nominal) 117

Abbildung 47. Entwicklung der Erdgasimporte sowie Grenzübergangspreise von 1998 bis 2009 (nominal) 119

Abbildung 48. Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas und Rohöl (nominal) 120

Abbildung 49. Entwicklung der Grenzübergangs- und Endkundenpreise ohne Steuern für Erdgas von 1998 bis 2009 in Euro (2008) 121

Abbildung 50. Entwicklung der Erdgaspreise (Day-Ahead) für das NCG-Gebiet (nominal) 123

Abbildung 51. Marktgebiete für Erdgas in Deutschland 125

Abbildung 52. Entwicklung der Netzentgelte für Erdgas (nominal) 127

Abbildung 53. Gaspreise im internationalen Vergleich für kleine Industriekunden 130

Abbildung 54. Gaspreise im internationalen Vergleich für mittelgroße Industriekunden 132

Abbildung 55. Gaspreise im internationalen Vergleich für große Industriekunden 134

Abbildung 56. Gaspreise im internationalen Vergleich für Haushaltskunden 135

Abbildung 57. Durchschnittliche Endkundenpreise für Haushalte für Erdgas und leichtes Heizöl (1998-2009) im Vergleich (inkl. Steuern, mit MwSt) 139

Abbildung 58. Anteile der Primärenergieträger im Bereich Haushalte (2007) 140

Abbildung 59. Durchschnittliche Endkundenpreise für kleine Industriekunden für Erdgas und leichtes Heizöl (1998-2009) im Vergleich (inkl. Steuern, ohne MwSt) 141

Abbildung 60. Ausgewählte Beschaffungskosten im internationalen Vergleich 143

Abbildung 61. Beschaffungskosten vs. Endkundenpreise in ausgewählten Ländern 145

Abbildung 62. Netzentgelte für mittlere Industriekunden Erdgas im internationalen Vergleich 147

Abbildung 63. Netzentgelte für große Industriekunden Erdgas im internationalen Vergleich 148

Abbildung 64. Netzentgelte für Haushaltskunden Erdgas im internationalen Vergleich 149

Abbildung 65. Steuern und Abgaben auf Erdgas für Haushalte im internationalen Vergleich 152

Abbildung 66. Steuern und Abgaben auf Erdgas für mittlere Industriekunden im internationalen Vergleich 153

Abbildung 67. Einzelkomponenten im Vergleich zum Endkundenpreis, Beispiel Haushalte 2007 155

Abbildung 68. Einzelkomponenten im Vergleich zum Endkundenpreis, Beispiel große Industrie 2008 156

Abbildung 69. Endverbraucherpreise für Mineralölprodukte in Deutschland 166

Abbildung 70. Relative Preisentwicklung für Mineralölprodukte sowie Verbraucherpreisindex in Deutschland 168

Abbildung 71. Preise für Diesel, Superbenzin und Heizöl (HEL) in monatlicher Auflösung 169

Abbildung 72. Aufteilung der Produktenpreise auf die grundsätzlichen Treiberkategorien 172

Abbildung 73. Rohöl und Produktennotierungen in Rotterdam auf Tagesbasis 174

Abbildung 74. Entwicklung der Preiskomponenten seit 1998: Beispiel Diesel 176

Abbildung 75. Anteile der Preiskomponenten seit 1998: Beispiel Diesel 177

Abbildung 76. Monatliche Entwicklung der Preiskomponenten: Beispiel Diesel 178

Abbildung 77. Monatlicher Deckungsbeitrag: Beispiel Diesel 179

Abbildung 78. Dieselpreisentwicklung im internationalen Vergleich 180

Abbildung 79. Reale Dieselpreisentwicklung seit 1998 181

Abbildung 80. Produktenpreis im Vergleich zu nationalen Dieselpreisen ohne Steuern 182

Abbildung 81. Steuerbelastung je Liter Dieselkraftstoff im internationalen Vergleich 184

Abbildung 82. Entwicklung der sonstigen Komponenten des Dieselpreises 185

Abbildung 83. Preisentwicklung Superbenzin im internationalen Vergleich 186

Abbildung 84. Steuerbelastung je Liter Superbenzin 187

Abbildung 85. Preise für leichtes Heizöl im internationalen Vergleich 188

Abbildung 86. Steuerbelastung pro Liter leichtem Heizöl 189

Abbildung 87. Preisentwicklung für schweres Heizöl im internationalem Vergleich 190

Abbildung 88. Steuerbelastung je Tonne schwerem Heizöl (ohne Umsatzsteuern) 191

Abbildung 89. Energiekostenentwicklung aller privaten Haushalte in Mio.€$_{2008}$ 195

Abbildung 90. Energiekostenanteile nach Anwendungsbereichen und Gesamte Energiekosten je Einwohner (in €$_{2008}$) 196

Abbildung 91. Anteile der Energiekosten am verfügbaren Einkommen 197

Abbildung 92. Anteil an den Konsumausgaben der privaten HH 2008 in % 198

Abbildung 92. Entwicklung des Endenergieverbrauchs (ohne Kraftstoffe) [PJ] sowie der Heizgradtage von 1998-2008 199

Abbildung 93. Temperaturbereinigter Endenergieverbrauch (ohne Kraftstoffe) nach Anwendungsbereichen 200

Abbildung 94. Entwicklung der Haushaltsstruktur 201

Abbildung 95. Temperaturbereinigter Raumwärmeverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern (in PJ) 203

Abbildung 96. Anteile der Beheizungssysteme in Neubauten (2008) 204

Abbildung 97. Gesamte Fahrleistungen von Pkw der privaten Haushalte in Mill. Km sowie Pkw-Bestand von privaten Haushalten in Tsd. 205

Abbildung 98. Gesamter Kraftstoffverbrauch von privaten Pkw in Mill. Liter sowie spezifischer Kraftstoffverbrauch in Liter pro 100 km 206

Abbildung 99. Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland seit 1998 sowie Entwicklung des EE-Anteils an der Wärmebereitstellung 208

Abbildung 100. Entwicklung der Kollektorenfläche und Wärmebereitstellung aus solarthermische Anlagen in Deutschland 1998 – 2008 209

Abbildung 101. Struktur der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2008 210

Abbildung 102. Wärmeverbrauch in privaten Haushalten 2008 211

Abbildung 103. Entwicklung des Energiekostenanteils an der Bruttowertschöpfung für ausgewählte energieintensive Wirtschaftszweige 217

Abbildung 104. Übersicht des deutschen Anteils an der globalen Rohstahlproduktion 219

Abbildung 105. Unternehmensanzahl und Beschäftigte im WZ-271220

Abbildung 106. Energiekosten im WZ 271(„Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen") 221

Abbildung 107. Energieverbrauch im WZ 271(„Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen") 222

Abbildung 108. Energiekostenentwicklung im WZ 2651 („Herstellung von Zement") 224

Abbildung 109. Energieverbrauch im WZ 2651 („Herstellung von Zement") 225

Abbildung 110. Entwicklung von Energiekosten, BPW, BWS im WZ 2112 („Herstellung von Papier, Karton und Pappe") 227

Abbildung 111. Entwicklung von Beschäftigten- und Unternehmensanzahl im WZ 2112 („Herstellung von Papier, Karton und Pappe") 228

Tabelle 1. Vergleich der Strompreise in verschiedenen deutschen Großstädten 31

Tabelle 2. Netzentgeltentwicklung zu Zeiten der Verbändevereinbarung von 2002 bis 2005 (nominal) 55

Tabelle 3. Netzentgeltentwicklung: Verbändevereinbarung (VVII+), Kostenregulierung und Anreizregulierung (nominal) 56

Tabelle 4. Kosten der Netzinfrastruktur von 2006 bis 2009 (nominal) 57

Tabelle 5. Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen und EEG-Veredelung (nominal) 58

Tabelle 6. Durchschnittsverbräuche nach Wirtschaftszweig 61

Tabelle 7. Anbieter auf der Erzeugungsstufe, 2008 93

Tabelle 8. Anbieter im Endkundengeschäft Strom, 2008 94

Tabelle 9. Vergleich der Erdgaspreise in deutschen Großstädten 110

Tabelle 10. Nominale und reale Erdgaspreise für Haushaltskunden, in ct/kWh 136

Tabelle 11. Marktöffnung und Regulierung der Endkundenpreise in den Vergleichsländern 158

Tabelle 12. Anbieter auf der Großhandelsstufe (Importeure und Gasproduzenten), 2008 159

Tabelle 13. Anbieter im Endkundengeschäft 160

Tabelle 14. Kennzahlen ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige im Jahr 2007 215

Tabelle 15. Veränderung von Kennzahlen ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige von 1998 bis 2007 216

Tabelle 16. Entwicklung der Stromsteuersätze 244

Tabelle 17. Höchstgrenzen für Konzessionsabgaben (Strom) 245

Tabelle 18. Höchstgrenzen für Konzessionsabgaben (Gas) 248

Tabelle 19. Steuersätze der Energiesteuer für Deutschland im Beispieljahr 2008 250

Tabelle 20. Umsatzsteuersätze auf Mineralölprodukte 253

Tabelle 21. Mineralölsteuer und sonstige Belastungen auf Mineralöl 254

Tabelle 22. Energieverbrauch nach Energieträgern in ausgewählten energieintensiven WZ (2007) 261

Tabelle 23. Kennzahlen von WZ im produzierenden Gewerbe auf 2-er Klassifikationsebene im Jahr 2007 262

Abkürzungsverzeichnis

ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
bbl	Barrel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BPW	Bruttoproduktionswert
BWS	Bruttowertschöpfung
CIF	Cost, insurance, freight
ct	Eurocent
CZ	Tschechische Republik
CZK	Tschechische Krone
DE	Deutschland
DG TREN	Directorate – General Energy and Transport
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EBV	Erdölbevorratungsabgabe
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange
EGM	European Gas Markets
EIA	Energy Information Administration
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
ES	Spanien
EU	Europäische Union
EUR	Euro
FOB	Free on board

FR	Frankreich
GasNEV	Gasnetzzugangsverordnung
GBP	Britisches Pfund
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawattstunde
HEL	Heizöl extra leicht
HH	Haushaltskunde
HJ	Halbjahr
HK	Heizkunden
HKW	Heizkraftwerk
HS	Heizöl schwer
HSp	Hochspannung
IEA	International Energy Agency
KAV	Konzessionsabgabenverordnung für Strom und Gas
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LNG	Liquefied Natural Gas
MinöStG	Mineralölsteuergesetz
MSp	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MwSt	Mehrwertsteuer
MWV	Mineralölwirtschaftsverband
NBP	National Balancing Point
NCG	Net Connect Germany
NNE	Netznutzungsentgelte
NSp	Niederspannung
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
OMIP	Operador do Mercado Iberico de Energia
OTC	Over the counter
PJ	Petajoule

PL	Polen
PLN	Polnische Zloty
ROC	Renewables Obligation Certificate
RON	Research Octane Number
SE	Schweden
SEK	Schwedische Kronen
StromSt	Stromsteuer
t	Tonne
TTF	Title Transfer Facility
UK	Großbritannien
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USD	US Dollar
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VPI	Verbraucherpreisindex
VV	Verbändevereinbarung
WZ	Wirtschaftszweige

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Energiekosten sind ein wesentlicher Faktor im internationalen Wettbewerb der Wirtschaftsstandorte und der Wohlfahrt der Verbraucher. Insofern haben die Verfügbarkeit von Energie und die Kosten der Energiebereitstellung einen wesentlichen Einfluss auf den Wohlstand von Volkswirtschaften.

Seit langem wird öffentlich diskutiert,

- ob Deutschland in Bezug auf die Energiepreise einen Standortnachteil gegenüber anderen Industrienationen hat; und
- was ggf. Gründe für Energiepreisunterschiede gegenüber anderen Ländern sind.

In diesem Zusammenhang verfolgt das BMWi mit der Studie „Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich" das Ziel, Transparenz hinsichtlich der Kosten der Energienutzung in Deutschland zu schaffen. Auf einer entsprechenden Datengrundlage kann dann objektiver über einen möglichen politischen Handlungsbedarf diskutiert werden.

1.2 Projektauftrag

Frontier Economics und das Energiewirtschaftliche Institut der Universität Köln (EWI) wurden beauftragt:

- **Ermittlung** – Die Preisentwicklung ausgewählter Energieträger in Deutschland der vergangenen Jahre zu analysieren. So soll die Energiepreisentwicklung in Deutschland der Entwicklung der Energiepreise und -kosten in anderen Ländern gegenübergestellt werden.
- **Analyse** – Ursachen für die jeweiligen Preisentwicklungen zu identifizieren und deren Einfluss – wo möglich – zu quantifizieren.
- **Empfehlungen** – Handlungsempfehlungen für die Energiepolitik abzuleiten.

1.3 Aufbau des Berichts

Wir untersuchen in dieser Studie jene Energieträger, für die sich die Endkundenpreise aufgrund von Landesspezifika international signifikant unterscheiden (Strom, Erdgas, Mineralölprodukte). Der Bericht ist nach den ausgewählten Energieträgern gegliedert. Nach einem kurzen Überblick zum

Ansatz und der Methodik des Berichts (Kapitel 2) erfolgt die Untersuchung der Entwicklung von Endkundenpreise für

- Strom (in Kapitel 3);
- Erdgas (in Kapitel 4); sowie
- Mineralölprodukte (in Kapitel 5).

In jedem der Kapitel 3 bis 5 folgt unsere Analyse der jeweiligen Energieträger einem einheitlichen Ansatz mit folgenden Schritten:

- Schritt 1 – Erfassung der Preisentwicklung in Deutschland;
- Schritt 2 – Untersuchung von Preis- und Kostentreibern durch Zerlegung der Preise in Komponenten;
- Schritt 3 – Gegenüberstellung der deutschen Preise mit den Preisentwicklungen im Ausland;
- Schritt 4 – Identifizierung wesentlicher Unterschiede bei den internationalen Preisentwicklungen. Dies geschieht ebenfalls durch eine Herausstellung und Analyse der einzelnen Preiskomponenten.

Jedem Kapitel wird eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse für den betrachteten Energieträger vorangestellt.

Nach der Analyse der Energieträgerpreise erfolgt die Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland (Kapitel 6). Die Analyse und Einordnung der Belastungen aus Energiekosten dient der Einordnung der Bedeutung der Energiekosten für unterschiedliche Verbrauchergruppen. Hierbei wird auf die Analysen der vorhergehenden Kapitel zurückgegriffen.

Im Kapitel 7 des Berichts werden zusammenfassend Schlussfolgerungen und Empfehlungen aus den Analysen der vorhergehenden Kapitel abgeleitet. Der Abschnitt enthält Handlungsempfehlungen für die Energiepolitik sowie einen Ausblick auf mögliche konkrete politische Schritte.

2 Ansatz und Methodik

2.1 Erläuterung der Methodik

Im Rahmen dieses Unterkapitels werden die wesentlichen Dimensionen der zu betrachteten Preise definiert. Die einführenden Erläuterungen erfolgen hierbei zunächst generisch für alle untersuchten Energieträger (Strom, Gas, Mineralöl), um ein Verständnis für das weitere Vorgehen zu erhalten. Mehr Hintergrunddetails (z.B. welche Verbrauchsstruktur untersuchte „Industriekunden" aufweisen) zu den analysierten Preisen werden in den jeweiligen Abschnitten zu den einzelnen Energieträgern diskutiert.

2.1.1 Betrachtete Energieträger – Strom, Gas, Mineralölprodukte

Ausgangspunkt der Analyse ist, dass Energiekosten ein wesentlicher Faktor im internationalen Wettbewerb der Wirtschaftsstandorte und der Wohlfahrt der Verbraucher sind. Vor diesem Hintergrund liegt der Fokus unserer Betrachtung auf Energieträgern, für die kein einheitlicher Weltmarkt existiert, d.h. deren Preise bzw. Kosten sich regional signifikant unterscheiden. Dies gilt insbesondere für die beiden leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas. Darüber hinaus beziehen wir auch ausgewählte Mineralölprodukte in die Analyse ein. Zwar besteht hier im Grundsatz eine starke Beziehung zum weltweit mehr oder weniger einheitlich gehandelten Primärenergieträger Rohöl, allerdings rechtfertigt neben regionalen Besonderheiten und staatlichen Eingriffen vor allem die hohe Bedeutung der Ölprodukte für die Verbraucher eine näher gehende Betrachtung. Wir beschränken uns hierbei aber auf für die betrachteten Kundengruppen (siehe Abschnitt 2.1.4) besonders wichtigen Mineralölproduktgruppen Heizöl und Kraftstoffe.

Somit beziehen wir folgende Energieträger in unsere Analyse ein:

- Strom;
- Erdgas;
- leichtes und schweres Heizöl; sowie
- die Kraftstoffe Diesel und Superbenzin.

Nicht in die Analyse der Endkundenpreise einbezogen werden die Kohlen, da diese für Endverbraucher nicht oder nur in sehr geringem Maße relevant sind (Braunkohlen) bzw. da für diese ein relativ einheitlicher Weltmarktpreis existiert (Kesselkohlen, Kokskohlen). Steinkohlenpreise und Kosten für Braunkohle werden allerdings indirekt als Faktoren für die Strompreise in die Analyse einbezogen (Kapitel 3).

Ebenso analysieren wir nicht Preise für Fernwärme, Solarthermie, Geothermie, organische Brennstoffe (z.B. Holzpellets) u.ä. Brennstoffe. Zum einen liegt für diese Energieträger keine international vergleichbare Datenbasis vor, die eine robuste Analyse erlauben würde, zum anderen leiten sich insbesondere bei der Fernwärme die Preise aus den Kosten für die Verwendung alternativer „traditioneller" Brennstoffe (v.a. Heizöl, aber auch Erdgas) ab. Eine eigenständige Preisbildung erfolgt in diesen Fällen nicht.

2.1.2 Preiskategorien – Fokus auf Endkundenpreisen

Energieträger werden entlang der gesamten Wertschöpfungskette gehandelt. Entsprechend bilden sich Preise auf allen Handelsstufen, die die Energieträger von der Gewinnung über die Umwandlung bis zum Endkunden durchlaufen. Zudem werden Energieträger mit unterschiedlichen Fristigkeiten (Spot, Termin) und mit unterschiedlichen Spezifikationen gehandelt (z.B. Vollversorgung vs. Teilversorgung, Grundlast vs. Spitzenlast etc.). Insofern ist eine nähere Spezifikation der zu untersuchenden Preise erforderlich.

In dieser Studie konzentrieren wir uns auf die Analyse der Energiekosten von Endverbrauchern. Entsprechend fokussieren wir v.a. die Analyse der Endkundenpreise. Abgebildet werden jene Preise, wie sie sich bei einer typischen Beschaffungsstruktur für die einzelnen Kunden ergeben und wie sie entsprechend in den Preisstatistiken erfasst werden.

Vorgelagerte Preiskategorien wie Grenzübergangspreise oder Großhandelspreise und weitere Preisbestandteile wie Netzpreise (Strom, Gas), Steuern und Abgaben werden im Rahmen der (Endverbraucher-)Preisanalyse in den jeweiligen Kapiteln 3 bis 5 ebenfalls diskutiert, allerdings dienen sie hier als erklärende Komponente der Endkundenpreise. Sie stellen somit nicht den finalen Untersuchungsgegenstand dar.

2.1.3 Behandlung von Steuern und Abgaben

Bei den Endverbraucherpreisen ist zu differenzieren zwischen Bruttopreisen (also inklusive aller Steuern und Abgaben) und Nettopreisen. Steuern und Abgaben können z.B. sein:[1]

- Mehrwertsteuer (i.d.R. gesondert ausgewiesen);
- energieträgerspezifische Steuern (Stromsteuern, Gassteuern, Mineralölsteuern);

---

1 Im Anhang werden die energierelevanten Steuern und Abgaben in Deutschland sowie in den Vergleichsländern detailliert diskutiert.

- Abgaben zur Förderung Erneuerbarer Energien (in Deutschland EEG Umlage);
- Abgaben zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (in Deutschland KWK-Umlage); sowie
- Abgaben für die Nutzung öffentlicher Wege (in Deutschland Konzessionsabgabe).

Während die Mehrwertsteuer in Preisstatistiken in der Regel explizit ausgewiesen wird, werden die energiespezifischen Steuern und sonstigen Abgaben in der Regel in den Statistiken zusammengefasst. Zudem ist in den Preisanalysen zu berücksichtigen, dass Steuern und Abgaben international sehr unterschiedlich erhoben werden.

Wesentlich für die Abgrenzung der Endkundenpreise hinsichtlich der Berücksichtigung von Steuern und Abgaben ist im Rahmen unserer Analyse die Sicht des Kunden, d.h. welche Energiekosten der Kunde effektiv tragen muss. Dementsprechend liegt der Fokus der Analyse:

- für Haushaltskunden auf den Bruttopreisen (inkl. Steuern und Abgaben);
- für Industriekunden auf den Nettopreisen (ohne MwSt, aber ggf. inkl. der energieträgerspezifischen Steuern und Abgaben).

Der Einfluss von Steuern und Abgaben auf die Endkundenpreise wird in den folgenden Kapiteln näher diskutiert.

2.1.4 Auswahl der Kundengruppen – Haushalte und Industrie

Für die endkundenorientierte Analyse der Energiekosten ist die Auswahl relevanter Kundengruppen erforderlich. Für Strom und Erdgas wird die Endverbraucherpreisanalyse sowohl für die Industrie als auch für Haushalte durchgeführt, während Gewerbekunden nicht betrachtet werden (nähere Angaben s. Abschnitte 3.2.2 und 4.2.2).

- **Haushalte** – Die Analyse wird für einen repräsentativen Haushalt durchgeführt (Jahresverbrauch Strom: ca. 3.500kWh/Jahr; Jahresverbrauch Erdgas: ca. 23.250kWh/Jahr).[2] Dies erscheint pragmatisch, da die Mehrzahl der Haushalte in der Regel eine ähnliche Nachfragestruktur (bspw. identische Saisonalität beim Heizgas) aufweist.[3]

---

2 Zwar handelt es sich bei diesen Werten um statistische Ergebnisse (Durchschnittsverbrauch), allerdings können diese als repräsentativ für Familien mit 3-4 Personen angesehen werden.

3 Im Rahmen der Diskussion der Belastungen von deutschen Haushalten durch Energiekosten greifen wir die Diskussion unterschiedlicher Verbrauchsgrößen und –strukturen dennoch auf.

- **Industrie** – Wir verwenden verschiedene repräsentative Kundengruppen, die sich durch die Höhe des Verbrauchs und das Lastprofil (jährliche Nutzungsstunden) unterscheiden. Besonderes Augenmerk liegt auf jenen Industriekundengruppen, die starkem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind bzw. für die ein intensiver Standortwettbewerb angenommen werden kann. Wir untersuchen entsprechend die energieintensive Industrie (sehr große Verbraucher)[4], große und mittelgroße Industriekunden.

Für die Mineralölprodukte erfolgt die Untergliederung der Kunden in einem geringeren Detaillierungsgrad. Dies liegt zum einen an der schwächeren saisonalen Struktur der Preise[5] als auch an der geringer ausgeprägten Größendegression der Produktpreise. Wir betrachten im Einzelnen:

- leichtes Heizöl (HEL bzw. Gasoil) für Haushalte;
- schweres Heizöl (HS bzw. Fuel Oil) für Industriekunden;
- Diesel und Superbenzin ohne weitere Differenzierung.

Die genauen Spezifikationen aller betrachteten Kundengruppen werden in den jeweiligen energieträgerspezifischen Kapiteln erläutert.

2.1.5 Geografische Abdeckung – Deutschland, Großbritannien, Frankreich, Spanien, Schweden, Polen, Tschechische Republik

Eine der Zielsetzungen dieses Projektes ist es, belastbare Aussagen über die Positionierung der deutschen Endkundenpreise im internationalen Vergleich zu erhalten. Hierbei bieten sich vor allem solche Länder an, die einen vergleichbaren wirtschaftlichen Entwicklungsstand haben, ähnliche energiewirtschaftliche und makroökonomische Strukturen aufweisen und bei denen, bezogen bspw. auf die energieintensive Industrie, Standortwettbewerb angenommen werden kann.

Diese Faktoren treffen uneingeschränkt auf Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zu. Andere Staaten, bspw. außereuropäische OECD-Staaten wie die Vereinigten Staaten oder Japan, weisen zwar eine vergleichbare wirtschaftliche Entwicklung auf, die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind jedoch aufgrund der geografischen Gegebenheiten und der politischen

---

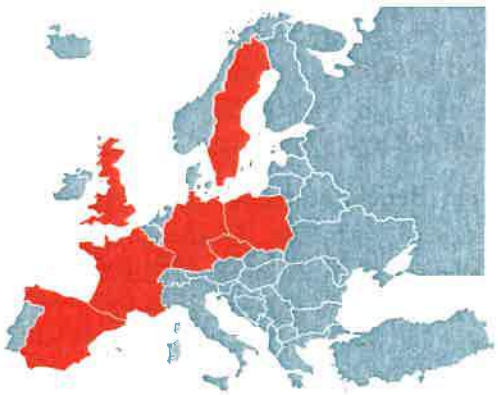
4 Bei Industrien mit sehr hohem Energieeinsatz decken die in den öffentlichen Quellen verwendeten größten Verbrauchsfälle für Strom nicht die sehr großen Verbraucher ab. Wir werden diese Problematik in Kapitel 3 (Strom) aufgreifen und durch quantitative und qualitative Analysen behandeln.

5 Zwar ist der Verbrauch von leichtem Heizöl ähnlich temperaturgetrieben und damit saisonal wie bei Erdgas, doch ist Heizöl kostengünstiger lagerbar, sodass die Beschaffung saisonunabhängig erfolgen kann. Dementsprechend ist die Saisonalität der Heizölpreise deutlich weniger ausgeprägt als bei Erdgas und wird durch andere Treiber wie die Entwicklung des Rohölpreises auf dem Weltmarkt stark überlagert.

Rahmenbedingungen zum Teil sehr unterschiedlich. Andere Staaten, wie z.B. Katar oder Brasilien, sind kaum vergleichbar bezüglich der wirtschaftlichen Entwicklung sowie der energiewirtschaftlichen Strukturen.

Im Rahmen dieses Berichts konzentrieren wir uns deshalb ausschließlich auf Staaten der Europäischen Union (siehe **Abbildung 1**). Die Auswahl erfolgt exemplarisch und soll einen möglichst repräsentativen Überblick geben. So umfasst die Vergleichsgruppe Vorreiter bezüglich der Marktöffnung für Wettbewerb (Großbritannien), Staaten mit (z.T. auch heute noch) tendenziell höherem politischen Einfluss auf die Energiepreise (Frankreich, Spanien), Länder mit traditionell hohen Energiepreisen bzw. -steuern (Schweden) sowie neue mitteleuropäische EU-Mitglieder (Polen, Tschechische Republik).

Abbildung 1. Auswahl der Länder für die vergleichende Analyse



Quelle: Frontier/EWI

2.1.6 Zeitraum der Analyse – 1998-2009

Idealerweise sollte die Preisanalyse bzw. der Preisvergleich einen möglichst langen Zeitraum erfassen. Aufgrund der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte gab es jedoch in vielen EU-Mitgliedstaaten im Zeitraum zwischen 1998 und 2000 eine historische Zäsur, in deren Folge die meisten Mitgliedsstaaten tiefgreifende institutionelle Veränderungen bezüglich der Preisbildung erfahren haben. Ein Vergleich von (zumeist regulierten) Preisen vor Beginn der Liberalisierung mit solchen danach (zumeist wettbewerbliche Preisbildung), erscheint wenig sinnvoll.

Der längste Zeitraum des Preisvergleichs in diesem Bericht beläuft sich somit auf 10 Jahre.[6] Dieser Zeitraum erscheint einerseits ausreichend lang, um wesentliche Trends der Preisentwicklung erfassen zu können, andererseits genügend eingegrenzt, um die Verfügbarkeit von Daten in weiten Teilen sicherzustellen und die Interpretierbarkeit der Preisdaten zu gewährleisten.

2.2 Verwendete Daten

Nachfolgend erläutern und motivieren wir die Auswahl der Datenquellen für die quantitativen Analysen:

- **Strom und Gas** – Fokus auf Eurostat-Daten;
- **Mineralölprodukte** – Fokus auf IEA-Daten.

Wir erläutern zudem mögliche Defizite der Datenquellen, die bei der Interpretation der Preisanalysen dann zu berücksichtigen sind.

2.2.1 Daten für Strom und Erdgas

Eurostat als zentrale Datenquelle

Die Analyse in diesem Bericht stützt sich auf verschiedene Datenquellen (u.a. Eurostat, IEA, nationale offizielle Quellen, kommerzielle Anbieter). Als Hauptquelle dienen allerdings vornehmlich die Endverbraucherpreisdaten aus der Datenbank von Eurostat. Dies hat mehrere Gründe:

- **Datentransparenz** – Die Daten von Eurostat sind öffentlich verfügbar und damit überprüfbar. Ein weiterer Vorteil ist eine klare Definition der Abnahmefälle und die Vergleichbarkeit der internationalen Daten.
- **Zeiträume** – Darüber hinaus liegen die Daten bei Eurostat über vergleichsweise lange Zeiträume vor. Dies ist ein wichtiger Unterschied zu anderen Quellen, die oftmals nur kurze Zeiträume abdecken oder sehr lückenhaft sind bzw. bei denen für einige der hier betrachteten Länder kaum Datenpunkte vorliegen.
- **Periodizität** – Eurostat weist die Preise halbjährlich aus. Einige andere Datenquellen nehmen nur einmalige Preisanalysen vor (bspw. kommerzielle Studien) oder erscheinen in unregelmäßigen Abständen, zum Teil noch mit wechselnder Methodik.

6 Ungeachtet dessen können die tatsächlich betrachteten Zeiträume aufgrund unvollständiger Originaldaten im Einzelfall kürzer ausfallen.

- **Geografische Abdeckung** – Die Eurostat-Daten weisen eine relativ breite geografische Abdeckung für die im Bericht betrachteten Länder auf (im Verhältnis zu den anderen Quellen).

- **Legitimität** – Die Werte von Eurostat beruhen auf Meldungen nationaler Behörden bzw. von ihnen beauftragter Institutionen. Damit haben die bei Eurostat veröffentlichten Preise einen quasi-offiziellen Charakter. Dies stellt einen großen Vorteil gegenüber anderen Quellen dar.

- **Akzeptanz** – Zudem besitzt die Datenbank eine im Vergleich zu alternativen Preisquellen höhere Akzeptanz, sie wird vielfach von offiziellen Stellen genutzt, und auch ein Großteil wissenschaftlicher Studien greift auf Eurostat-Daten zurück.

IEA und andere Daten als ergänzende Quelle

Wir verwenden die Preisdaten der IEA[7] in dieser Studie als ergänzende Quelle, nicht jedoch als Primärquelle, auch wenn die IEA-Daten teilweise quartalsweise vorliegen (im Gegensatz zu der halbjährlichen Erfassung von Eurostat). Verschiedene Gründe sprechen dagegen, die IEA-Daten als primäre Quelle heranzuziehen:

- **Keine klare Definition der Abnahmefälle** – Es existieren keine detaillierten Informationen darüber, welcher Abnahmefall sich tatsächlich hinter einem Haushaltskunden und einem Industriekunden verbirgt.

- **Unklare Primärquellen** – Die IEA-Daten stammen zum Teil von unterschiedlichen nationalen Quellen. Dies können bspw. offizielle Stellen wie Ministerien oder nationale Statistikbehörden sein, allerdings auch Unternehmen oder Wirtschaftsverbände. Darüber hinaus werden manche Werte durch die IEA selbst geschätzt, so dass zwangsläufig Diskrepanzen zwischen IEA- und Eurostat-Daten entstehen müssen.

- **Unklare Behandlung von Steuern und Abgaben** – Es ist nicht in allen Fällen nachvollziehbar, welche Steuern und Abgaben noch in den IEA-Daten „ohne Steuern" enthalten sind.

Neben den IEA-Daten existiert eine Vielzahl weiterer Preisveröffentlichungen. Diese sind überwiegend kommerzieller Natur (und damit nicht frei zugängig) sowie auf wenige Länder oder gar Verbrauchergruppen fokussiert. Auch weicht die Methodik häufig grundsätzlich von den Veröffentlichungen der Institutionen

---

7 Vor allem wird sich hier auf die IEA-Serien „Energy Prices and Taxes – Quarterly Statistics" gestützt.

ab. Im Gegensatz zu offiziellen Statistiken, die bspw. auf Durchschnittswerten einer möglichst breiten Basis beruhen, schätzen viele Quellen ausgewählte Verbraucherpreise aufgrund ihnen bekannter Marktinformationen wie Preisformeln. Diese können punktuell detaillierter sein (und für den betreffenden Fall somit relevanter), den allgemeinen Markt können diese Schätzungen jedoch nicht wiedergeben.[8]

Grenzen der Eurostat-Daten

Im Rahmen dieser Studie erscheint die Verwendung der Daten von Eurostat für Strom und Erdgas geeigneter als die der IEA. Allerdings stellt sich auch in diesem Zusammenhang eine Reihe von Herausforderungen. Beispiele hiefür sind:

- **Vollständigkeit und Zuordnung von Steuern und Abgaben** (sind auch bei Eurostat nicht durchgehend transparent dokumentiert, allerdings transparenter als bei IEA).
- **Datenlücken** (die Preisreihen für Erdgas und vor allem Strom weisen für einzelne Länder zum Teil Lücken auf, allerdings weniger als bei IEA. Dies betrifft Industriepreise stärker als die Angaben für Haushalte).
- **Repräsentativität der Abnahmefälle** (fraglich, ob die Abnahmefälle tatsächlich den Realitäten in den einzelnen Ländern gerecht werden oder ob die Stichproben hinreichend groß sind).
- **Definition der Abnahmefälle** (zentrale Parameter wie Flexibilitäten oder Strukturierung sind nicht klar dokumentiert).F
- **Wechselkurse** (auch bei Eurostat werden implizit Wechselkurse zur Umrechnung nationaler Währungen in € angesetzt; dies kann ggf. zu Verzerrungen der Analyse für Großbritannien, Tschechien, Schweden und Polen führen – die Erfordernis von Wechselkursumrechnungen stellen eine Herausforderung für jede Datenquelle dar, sie treten also nicht nur bei Verwendung der Eurostat-Daten auf);

Einige Problembereiche sind zwar durch einen Wechsel in der Methodik bereinigt worden (siehe nachfolgend, z.B. der Übergang von Stichtags- zu Durchschnittspreisen), allerdings erschwert dies im Gegenzug eine langfristige Betrachtung.

---

8 Als Beispiele seien die auf Ölpreisformeln basierten Berechnungen von Gas Strategies genannt. Hier wird anhand historischer Relationen versucht, bspw. über Ölpreisnotierungen oder Grenzübergangspreise, aktuelle Endkundenpreise abzuleiten. Siehe www.gasstrategies.com.

Ansatz und Methodik

Grundsätzlich lässt sich anmerken, dass Eurostat-Preise lediglich ein Mindestmaß an Anforderungen erfüllen, um internationale Preisvergleiche durchzuführen.[9] Selbst wenn über die methodischen Schwierigkeiten hinweg gesehen werden könnte, bleibt das Problem der Unvollständigkeit für zahlreiche Abnahmefälle.

Durch diese methodischen und inhaltlichen Lücken lassen sich Untersuchungen, die auf Details angewiesen sind, wie bspw. die Margenermittlung im Rahmen von Wettbewerbsuntersuchungen, unmöglich. Aber auch internationale Preisvergleiche aus eher übergeordneter Makroperspektive, wie unsere vorliegende Studie, sind mit einer solchen Datenbasis nur begrenzt aussagekräftig. Speziell Detailfragen sind vor diesem Hintergrund stets kritisch zu hinterfragen.

Allerdings sind bestimmte Kernaussagen auch mit Eurostat-Daten belegbar. Wir werden im Laufe der Untersuchung auf bestimmte Datenprobleme hinweisen, um die Aussagen der jeweiligen Analysen einzuordnen.

Änderungen in der Methodik der Eurostat-Daten

Zu beachten ist, dass bei den Eurostat-Daten 2007/2008 ein Bruch in der Methodik vorliegt.

- **Durchschnittspreis statt Stichtagsbetrachtung** – Bis Ende 2007 wurden die Daten halbjährlich jeweils für einen einzelnen Zeitpunkt – nämlich den 1. Januar und den 1. Juli eines Jahres – für einen konkret spezifizierten Abnahmefall erhoben. Ab 2008 wird hingegen der Durchschnittspreis über ein halbes Jahr gebildet.

- **Bandbreite von Abnahmefällen statt Standardfall** – Die Abnahmefälle werden nach der neuen Methodik als Bandbreiten definiert.[10] Diese Methodenumstellung betrifft jedoch nur die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas, die Erhebung für die Mineralölprodukte bleibt davon unberührt.

- **Behandlung von Steuern und Abgaben** – Aufgrund verschiedener Kritik, hat Eurostat auch die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben konsistenter ausgestaltet. Hierauf gehen wir in den Kapiteln zu den jeweiligen Energieträgern an geeigneter Stelle ein.

Da sich also die Datengrundlage grundlegend geändert hat und somit die Vergleichbarkeit der Preisreihen über den Methodenwechsel hinweg nicht

---

9 Sogar von einer rein nationalen Konsistenz zwischen den Jahren kann nur begrenzt ausgegangen werden.

10 Einen ausführlichen Überblick über den Methodenwechsel bieten Eurostat (2006a) und Eurostat (2006b).

gegeben ist, werden wir die beiden Zeiträume mit den verschiedenen Erhebungen getrennt ausweisen. Eine Normierung oder Übertragung der Daten auf eine einheitliche Basis wird als nicht sinnvoll erachtet, da die Abnahmefälle (stichpunktartig definierter Abnahmefall vs. Verbrauchsbandbreite) und die Vorgehensweise (stichtagsbezogen vs. Halbjahresmittelwert) sich zu stark voneinander unterscheiden. Zudem variieren die zentralen Parameter der definierten Verbrauchergruppen teilweise stark, so dass eine Normierung nur unter Rückgriff auf erhebliche Annahmen getätigt werden könnte, die das Ergebnis stark beeinflussen und so den Aussagegehalt des Vergleichs verringern würden.

Behandlung von Steuern und Abgaben in den Eurostat Daten

Die Eurostat-Datenbank umfasst Preisdaten:

(i) inkl. aller Steuern und Abgaben (auch Umsatzsteuern);

(ii) inkl. energieträgerspezifischer und sonstiger Sondersteuern (und Abgaben), jedoch ohne der allgemeinen Umsatzsteuer; sowie

(iii) exkl. aller Steuern und Abgaben.

Für einen internationalen Preisvergleich sowie eine strukturelle Analyse der Industriekundenpreise sind insbesondere die Preisdaten ohne Steuern (iii) von Interesse, da diese – aufgrund sehr unterschiedlicher Steuer- und Abgabenbelastungen in den verschiedenen Ländern – am ehesten miteinander vergleichbar sind.[11] Gleichwohl ist auch Preiskategorie (ii) von hoher Bedeutung, da diese der tatsächlichen Belastung der Industrie entspricht. Bei Haushaltskunden sind auch die Bruttopreise (inklusive Steuern und Abgaben) in die Betrachtung einzubeziehen, da Steuern und Abgaben (inklusive Mehrwertsteuer) für diese Kundengruppe unmittelbar kostenwirksam sind.

2.2.2 Mineralölprodukte

Die Datenlage bei den Mineralölprodukten erscheint im Vergleich zu den leitungsgebundenen Energieträgern robuster. So bestehen bspw. zwischen Eurostat und IEA nur geringfügige Unterschiede, die sich zum Teil bereits durch unterschiedliche Umrechnungsfaktoren der Nicht-Euro-Währungen erklären lassen.

---

11 Laut DIW (1997) sind internationale Preisvergleiche insbesondere bei den Energieträgern Strom und Gas problematisch. U.a. ergeben sich Schwierigkeiten dadurch, dass die beiden Energieträger keine homogenen Handelswaren aufgrund zeitlicher, räumlicher und mengenmäßiger Differenzierungsmerkmale sind. Durchschnittspreise sind nur bedingt aussagekräftig, da zumeist komplizierte Tarife und vertragliche Vereinbarungen vorliegen – nicht nur einzelne Preise. Steuern und Abgaben unterscheiden sich international stark und werden auch unterschiedlich in den Statistiken berücksichtigt.

Eurostat weist nur bis Januar 2008 durchgehend Preise aus, danach sind die Preisreihen nicht mehr gepflegt. Zwar gibt es alternative Preisnotierungen für Mineralölprodukte, die ebenfalls von Eurostat ausgewiesen werden (erhoben vom Direktorat Transport und Energie DG TREN), allerdings ist hier eine Vergleichbarkeit der Preise nicht gewährleistet.

Deshalb greifen wir, abweichend vom Vorgehen bei Strom und Gas, für Mineralölpreise auf IEA-Statistiken zurück, da diese bis 2009 lückenlos vorliegen.[12] Aufgrund der hohen Konvergenz der veröffentlichten Werte der beiden Institutionen führt dies jedoch nicht zu systematischen Verzerrungen. Für Deutschland greifen wir flankierend noch auf nationalen Quellen (v.a. Mineralölwirtschaftsverband und Destatis) zurück, um eine detailliertere Analyse durchzuführen.

12 Ein Rückgriff auf verschiedene nationale Quellen in Kombination mit Eurostat, analog zu der Vorgehensweise für Deutschland, birgt für den internationalen Vergleich ein Risiko unterschiedlicher Klassifikationen und Definitionen. Dies würde ggf. die internationale Vergleichbarkeit beeinträchtigen.

3 Endkundenpreise für Strom

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Endkundenpreise für Strom. Dabei gehen wir in folgenden Schritten vor:

- Kurzzusammenfassung der Analyse der Strompreise (Abschnitt 3.1);
- Methodischer Überblick – Datenbasis und untersuchte Abnahmefälle (Abschnitt 3.2);
- Strompreise in Deutschland:
  - Ermittlung der Preise (Abschnitt 3.3);
  - Analyse der Determinanten (Abschnitt 3.4);
- Strompreise im internationalen Vergleich (Abschnitt 3.5).

3.1 Executive Summary - „Strom“

In diesem Kapitel analysieren wir die Endkundenpreise für Strom in Deutschland und vergleichen diese mit den entsprechenden Strompreisen im europäischen Ausland. Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich thesenartig wie folgt zusammenfassen:

Signifikanter Anstieg der Strompreise in Deutschland im letzten Jahrzehnt

Die Strompreise für Endkunden befanden sich in Deutschland in den letzten Jahren im Aufwärtstrend. Der Anfang des Jahrzehnts einsetzende Preisanstieg wurde auch nicht in Folge der weltweiten Konjunkturkrise in den Jahren 2008 bzw. 2009 gebrochen. Muster und Verlauf der Preisentwicklungen unterscheiden sich je nach Kundengruppe:

- **Industrie** – Die Industrie in Deutschland konnte bis zum Jahr 2000 nach der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 von sinkenden Strompreisen profitieren: Sinkende Stromgroßhandelspreise wurden in diesem Zeitraum aufgrund zunehmenden Wettbewerbs an Industrieverbraucher weitergegeben. Zwischen den Jahren 2000 und 2002 blieben die Industriestrompreise auf moderatem Niveau weitgehend stabil, um dann in den Jahren von 2002 bis 2009 fast kontinuierlich anzusteigen. Dieser Trend setzte sich in Deutschland trotz der Konjunkturkrise auch 2008 bzw. 2009 fort.

- **Haushalte** – Die Strompreise für Haushaltskunden befinden sich, einschließlich aller Steuern und Abgaben, bereits seit dem Jahr 1998 im Aufwärtstrend. So ist der entsprechende durchschnittliche Preis seit 1998 für Haushaltskunden (nominal) um ca. 40% angestiegen.

Strompreisanstieg in Deutschland v.a. durch Großhandelspreise und Steuern/Abgaben erklärbar

Der Anstieg der Strompreise in Deutschland ist v.a. durch die Entwicklung der Großhandelspreise sowie die Erhöhung von Steuern und Abgaben zu erklären:

- **Großhandelspreise** – Die Preise am Stromgroßhandelsmarkt sind seit Anfang 2002 bis Mitte 2008 deutlich angestiegen. Zurückzuführen ist dieser Trend v.a. auf einen Anstieg der Brennstoffkosten (v.a. Kohle und Erdgas), insbesondere seit dem Jahr 2003, sowie die Einführung des europäischen Handelssystems für CO2-Zertifikate im Jahr 2005. Weiterhin offenbarten sich nach der wettbewerblichen Öffnung des Strommarktes im Jahr 1998 Überkapazitäten im deutschen Kraftwerkspark, die zunächst zu signifikanten Preisrückgängen im Stromgroßhandelsmarkt führten (bis zum Jahr 2000). Seit diesem Zeitpunkt zeigt sich zunehmend Zubaubedarf im deutschen Erzeugungspark, der einen Anstieg der Strompreise impliziert.

- **Steuern und Abgaben** – Seit 1998 haben die Steuern und Abgaben auf Energie deutlich zugenommen. Dies betrifft v.a. die Stromsteuer, Abgaben für Erneuerbare Energien (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) sowie zwei Erhöhungen der Mehrwertsteuer (1999 und 2007). Aufgrund von Ausnahmegenehmigungen sowie der Umsatzsteuerwälzung betreffen diese Erhöhungen die Haushaltskunden ungleich höher als die Industriekunden. Speziell für die stromintensive Industrie sind in den Gesetzen zahlreiche Ausnahmen und Obergrenzen implementiert worden, welche die spezifische Belastung deutlich reduzieren.

- **Netzentgelte und andere Preistreiber** – Diese entwickelten sich dagegen im Zeitablauf uneinheitlich und konnten den Anstieg der Stromgroßhandelspreise und der Steuern/Abgaben nicht ausgleichen.

Kunden können von Tarif- oder Anbieterwechsel profitieren

Stromkunden (Haushaltskunden) können von einem Wechsel des Stromtarifs bei ihrem „angestammten" Lieferanten bzw. durch einen Wechsel des Lieferanten signifikant profitieren. So können Haushalte in deutschen Großstädten durch einen Anbieterwechsel Kostenersparnisse von bis zu knapp 40% realisieren. Wie hoch die Kostenersparnis ausfällt, hängt dabei häufig von der Art des Wechsels und von den genauen Konditionen des neuen Tarifs ab. Ungeachtet dessen sind

die Wechselraten in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern mit vollständig geöffneten Haushaltskundenmärkten relativ gering.

Endkundenpreise für Strom in Deutschland im internationalen Vergleich hoch

Die deutschen Endkundenpreise für Strom bewegen sich im internationalen Vergleich auf einem hohen Niveau. Dies gilt sowohl für Industrie- als auch für Haushaltskunden:

- **Industriekunden** – Die Strompreise für Industriekunden (inklusive Stromsteuern und Abgaben, ohne Mehrwertsteuer) sind in Deutschland für die meisten Kundengruppen höher als in den untersuchten Vergleichsländern. Relativ hohe Strompreise für Industriekunden weisen zudem Großbritannien und teilweise die Tschechische Republik und Spanien auf.

- **Haushaltskunden** – Die Strompreise für deutsche Haushaltskunden bewegen sich deutlich über den Preisen im europäischen Ausland.

Weiterhin lassen sich bezüglich der Volatilität der Endkundenpreise, insbesondere im Haushaltskundenbereich, signifikante Unterschiede zwischen den untersuchten Ländern feststellen: Während die Endkundenpreise in Frankreich politisch bedingt über die Jahre nur wenig variieren (hohe Präferenz für Preisstabilität), sind die Preisschwankungen in den von uns untersuchten Ländern in Großbritannien und Schweden am ausgeprägtesten. Dies reflektiert den relativ hohen Anteil an Wechselkunden, deren Tarifmodelle sich i.d.R. näher an den Fluktuationen des Großhandelsmarkts orientieren als bei „beharrenden" Kunden.

Steuern/Abgaben, Netzentgelte und politische Einflüsse wesentliche Treiber der Preisunterschiede

Die Treiber für die im internationalen Vergleich relativ hohen Strompreise in Deutschland sind insbesondere Steuern/Abgaben, Unterschiede in den Netzentgelten sowie politische Einflussnahme im europäischen Ausland:

- **Steuern und Abgaben** – Die Steuern und Abgaben auf Strom liegen in Deutschland deutlich über den Vergleichswerten des Auslands. Der Grund hierfür sind insbesondere die deutsche Stromsteuer, die Umlage der Mehrkosten für die Förderung Erneuerbarer Energien (EEG) sowie weitere, im Ausland z.T. unübliche Abgaben wie die Konzessionsabgabe. Zwar haben Stromkunden auch in anderen Ländern z.B. Kosten für die Förderung Erneuerbarer Energien zu tragen, doch sind hier die Fördermechanismen in einigen Fällen marktorientierter und damit ggf. kosteneffizienter (z.B. Quotensystem in UK vs. fixe Einspeisetarife in Deutschland) sowie die

staatlich geförderten Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energien deutlich niedriger.

Für Unternehmen in Deutschland mit hohem Stromverbrauch gelten in Bezug auf die Wälzung von Förderkosten für Erneuerbare Energie und KWK über die Netzentgelte Ausnahmeregelungen, die die faktischen Kostenbelastungen der betroffenen Unternehmen deutlich reduziert.

- **Netzentgelte** – Sowohl bei den Industriekunden als auch bei den Haushaltskunden waren (zumindest bis zum Jahr 2007; letztes verfügbares Jahr mit internationalen Vergleichswerten) die durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland höher als in nahezu allen untersuchten Vergleichsländern. Zwar sind Quervergleiche zwischen Ländern bzw. Netzbetreibern z.B. wegen unterschiedlicher Kostenzurechnungsverfahren (z.B. auf Kundengruppen) und unterschiedlichen Kundencharakteristika (Anschlussspannungsebenen, Verbrauchsverhalten etc.) nur schwer durchführbar. Dennoch erscheint die Indikation relativ hoher Netzentgelte in Deutschland robust, da auf Basis der verfügbaren Vergleichsdaten die Netzentgelte für alle untersuchten Kundengruppen vergleichsweise hoch sind. Mehrere Treiber können als Gründe für hohe Netzpreise, bzw. hohe Netzkosten angeführt werden:
  - hohe Netzbereitstellungsqualität im internationalen Vergleich;
  - kostensteigende Investitionsanreize bspw. durch „moderates" Effizienzbenchmarking;
  - Sonderlasten, insbesondere für die Integration Erneuerbarer Energien; sowie
  - die vergleichsweise späte Einführung der Anreizregulierung.

- **Politischer Einfluss** – In Deutschland unterliegen die Endkundenpreise für Strom seit dem Jahr 1998 keiner Regulierung mehr. In einigen Ländern unterliegen die Endkundenpreise für Strom hingegen auch nach einer vollständigen Öffnung der Märkte einer Regulierung (z.B. in Frankreich für alle Kundengruppen und in Spanien und Polen noch für Haushaltskunden). Möglich ist auch eine indirekte politische Beeinflussung der Strompreise z.B. über Staatseigentum an den Energieversorgungsunternehmen (z.B. in Frankreich). Politischer Einfluss kann sich in einer staatlich verordneten Umverteilung von Profiten über die Strompreise von den Unternehmen zu den Kunden manifestieren, oder auch in einer Umverteilung von Kosten zwischen Kundengruppen. So werden in einigen Ländern Strompreise z.B. zur Verfolgung industriepolitischer Ziele eingesetzt. In Frankreich zeigt sich der politische Einfluss in einer ungewöhnlichen Konstanz der

Endkundenpreise für Strom (alle untersuchten Kundengruppen) über die Jahre.

Differenzen in Stromgroßhandelspreisen für stromintensive Industrie von Bedeutung

Bei den Großhandelspreisen für Strom bewegt sich Deutschland im europäischen Mittelfeld. So sind die deutschen Strompreise vergleichbar mit den Preisen z.B. in Frankreich und benachbarten, aber hier nicht detaillierter untersuchten Ländern wie den Niederlanden oder Österreich. Zu beobachtende Preisdifferenzen zum europäischen Ausland sind v.a. durch Unterschiede in den Kraftwerksparks erklärbar: So weist Großbritannien im Durchschnitt höhere Stromgroßhandelspreise auf als Deutschland, was v.a. auf einen höheren Anteil von Gaskraftwerken zurückzuführen ist. In Skandinavien (hierfür haben wir Schweden als Repräsentant analysiert) sind die Stromgroßhandelspreise dagegen im Durchschnitt i.d.R. niedriger als in Deutschland. Die skandinavischen Länder profitieren hierbei v.a. von günstiger Wasserkraft.

Moderate internationale Unterschiede in den Stromgroßhandelspreisen können für die stromintensive Industrie von signifikanter Bedeutung sein. Für die Strompreise von Kunden mit geringeren Verbräuchen sind Stromgroßhandelspreisunterschiede dagegen von untergeordneter Bedeutung, da die Beschaffungskosten mit abnehmender Kundengröße einen abnehmenden Anteil am Gesamtkundenpreis haben. In Bezug auf die Endpreise relativ kleine Preisunterschiede fallen hier nur geringfügig ins Gewicht.

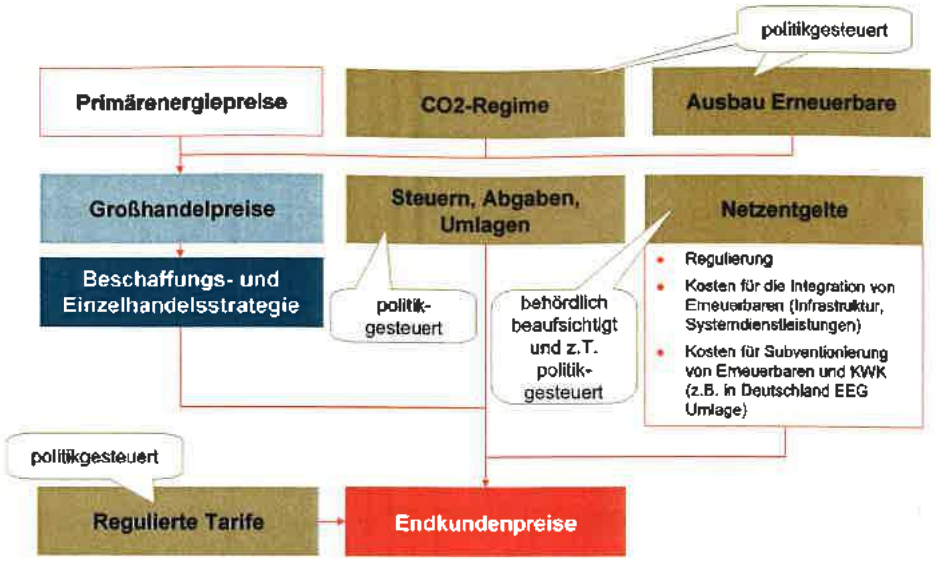
3.2 Methodischer Überblick

3.2.1 Bestimmungsfaktoren von Strom im Überblick

Die Einflussfaktoren von Endkundenstrompreisen lassen sich in drei große Bereiche unterteilen (**Abbildung 2**):

- die Strombeschaffungskosten (Großhandelspreise);
- die Netzentgelte; und
- verschiedene behördlich bzw. politisch determinierte Elemente.

Abbildung 2. Determinanten von Strompreisen



Quelle: Frontier/EWI

- **Strombeschaffungskosten** – Die Strombeschaffungskosten sind die Kosten, die die Versorgungsunternehmen (oder im Falle von großen Industriekunden, die Stromkunden selbst) aufwenden müssen, um die benötigte Strommenge an einer Strombörse oder direkt mittels bilateralen Verträgen bei Stromerzeugern am Großhandelsmarkt einzukaufen.[13] Die entsprechenden Stromgroßhandelspreise werden auf der Angebotsseite primär von Rohstoffpreisen (insbesondere Gas, Steinkohle, Öl), von CO2-Preisen sowie von der Menge des eingespeisten Stroms, der auf Basis Erneuerbarer Energien erzeugt wird, beeinflusst. Auf der Nachfrageseite spielt neben der inländischen Nachfrage auch stets die ausländische Nachfrage, die durch die Auslastung der Grenzkuppelstellen limitiert wird, eine Rolle. Eine ausführliche Diskussion der Preisbildungsmechanismen im Strommarkt sowie der Einflussfaktoren des Großhandelspreises erfolgt in Abschnitt 3.4.5. Wie diese Strombeschaffungskosten genau in Endkundenpreise „übersetzt" werden hängt u.a. ab von der Beschaffungsstrategie (Zeitpunkt von Vertragsabschlüssen, Fristigkeiten des Forward Contracting, Eingehen von Long versus Short Positionen etc.), den

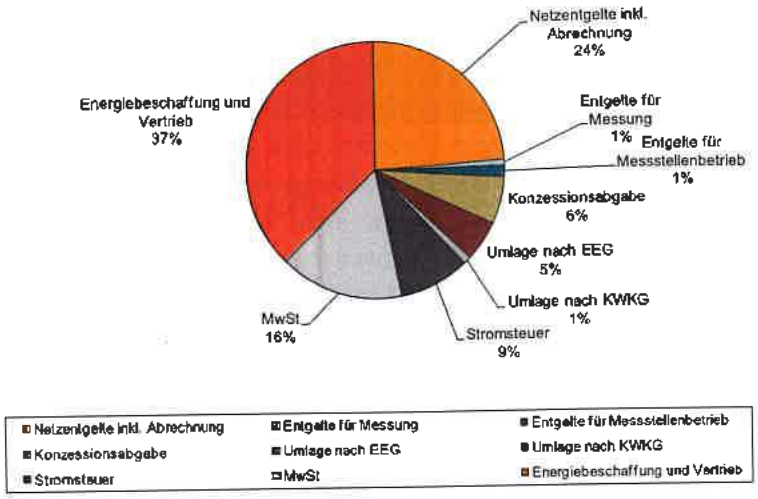
13 Auch für bilaterale Verträge stellen Börsenpreise adäquate Preisindikatoren dar, da für Stromerzeuger der alternative Verkauf an der Börse stets Opportunitätskostencharakter hat. Die Einflussfaktoren des Börsenpreises können folglich als Einflussfaktoren des Großhandelspreises angesehen werden.

Vertriebskosten und den Wettbewerbsmechanismen im betreffenden Marktsegment.

- **Netzentgelte** – Die Netzentgelte sind die Kosten, die für den Transport des Stroms anfallen. Da große Industriekunden i.d.R. ihren Strom von einer höheren Spannungsebene beziehen, fallen für sie geringere Kosten und Entgelte an als für Haushaltskunden, auf die Netzentgelte für den Stromtransport im Übertragungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz überwälzt werden. Die Höhe der Netzentgelte variiert je nach Netzbetreiber (wegen Unterschieden in der Versorgungsaufgabe, in der Netzauslegung und Netzzuverlässigkeit und ggf. unterschiedlicher Kosteneffizienz) und wird neben den Kosten der Netzinfrastruktur (Erneuerung, Restrukturierung, Erweiterung) und der Netzinstandhaltung vor allem durch Regelenenergiekosten beeinflusst. In Deutschland wurden, bzw. werden zudem über die Netzentgelte Kosten für die Förderung und die Aufnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien (nach EEG) und aus KWK-Anlagen (nach KWKG) und damit verbundene Kosten (z.B. für Ausgleichsenergie) an die Endkunden weitergereicht. Im Rahmen der Netzentgelte diskutieren wir insb. die bis 2009 praktizierte sogenannte „EEG-Veredelung" und die Systemdienstleistungskosten, die teilweise durch das Aufkommen an geförderter Erzeugung aus Erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Eine ausführliche Darstellung dieser Faktoren erfolgt ebenfalls in einem separaten Exkurs.

- **Steuern und Abgaben** – Zu den staatlichen Belastungen gehören Steuern (z.B. Stromsteuer) und Abgaben (Konzessionsabgabe), die auf den Energieträger Strom erhoben werden. Ferner werden (wie schon zuvor erwähnt) politisch motivierte Mehrkosten für die Förderung und Einbindung Erneuerbarer Energien und bestimmter KWK-Anlagen über die Netztarife gewälzt. Wir betrachten die EEG-Umlage und die KWK-Umlage, also die Subvention an qualifizierte Erneuerbare und KWK-Erzeuger im Rahmen der Abgaben. Einen Überblick über die entsprechenden Komponenten in Deutschland gibt **Abbildung 3**.

Abbildung 3. Preisbestandteile des Strompreises für einen Musterhaushalt mit 3.500kWh Jahresverbrauch in 2009 (zum 1.4.2009)



Quelle: Frontier/EWI nach BNetzA Monitoringbericht 2009

Abbildung 3 zeigt die Zusammensetzung des Endkundenstrompreises für den Fall eines sogenannten Musterhaushalts mit 3.500kWh Jahresverbrauch in Deutschland. Im Jahr 2009 entfielen ca. 37% des Strompreises auf die Komponente „Energiebeschaffung und Vertrieb" sowie weitere 26% auf die Netzentgelte sowie die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb. Die übrigen 37% entfielen auf die Mehrwertsteuer (MwSt)[14], die Stromsteuer (StromSt), die Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG-Umlage), die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) sowie auf die Konzessionsabgabe. Bei den Industriekunden nimmt der Kostenblock „Erzeugung, Transport und Vertrieb" einen größeren prozentualen Anteil am Endkundenstrompreis ein, da für sie verschiedene gesetzliche Ausnahmeregelungen bezüglich Steuern und Abgaben greifen (vergleiche Anhang sowie 3.4.

Eine Darstellung der Steuern und Abgaben sowie Ausnahmeregelungen befindet sich im Anhang 1 für Deutschland, für das europäische Ausland in Anhang 2.

14 Der MwSt-Satz im Jahr 2009 betrug 19%. 19% des Strompreises (inklusive StromSt, KWKG- und EEG-Umlage, sowie Konzessionsabgabe) entsprach somit einem MwSt-Anteil am Bruttoendpreis in Höhe von 16% (=0,19/1,19; also Mehrwertsteuersatz geteilt durch Endpreis incl. Mehrwertsteuer).

3.2.2 Ausgewählte Abnahmefälle für die Analyse

Bei der Analyse stützen wir uns auf Daten von Eurostat. Die Motivation und eine kritische Diskussion zu dieser Auswahl haben wir bereits in Abschnitt 2.1.4 erläutert. Der Fokus liegt in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf Haushalten und Industriekunden. Gewerbekunden werden nicht analysiert. In der Analyse der Energiepreise beschränken wir uns bei dem Energieträger Strom auf folgende Abnahmefälle:[15]

- **Haushaltskunden:**
  - **Alte Eurostat Methodik:** Kunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500kWh, davon 1.300 nachts (Kunde Dc). Indikativ kann dieser Fall als eine Familie mit 3-4 Personen interpretiert werden.
  - **Neue Eurostat Methodik:** Kunden mit einem Verbrauch zwischen 2.500kWh und 5.000kWh (Kunde DC). Dieser Abnahmefall umfasst damit eine weitere Bandbreite als nach alter Methodik, so dass dieser sowohl 2-Personen-Haushalte als auch Familien mit mehr als 2 Kindern enthalten kann.
- **Industriekunden:**
  - **Alte Eurostat Methodik:**
    - Kunden mit einem Jahresverbrauch von 2.000MWh, einer Höchstlast von 500kW und jährlichen Benutzungsstunden von 4000 h (Kunde Ie), im Folgenden „kleiner Industriekunde" genannt;
    - Kunden mit einem Jahresverbrauch von 70.000MWh, einer Höchstlast von 10.000kW und jährlichen Benutzungsstunden von 7000h (Kunde Ii); im Folgenden „großer Industriekunde" genannt.
  - **Neue Eurostat Methodik:**
    - Kunden mit einem Verbrauch zwischen 2.000MWh und 20.000MWh (Kunde ID), im Folgenden bezeichnet als „kleiner Industriekunde" (innerhalb dieser Bandbreite liegt bspw. der durchschnittliche Verbrauch eines Keramikunternehmens (ca. 12.600MWh) in Deutschland);
    - Kunden mit einem Verbrauch zwischen 70.000MWh und 150.000MWh (Kunde IF); im Folgenden bezeichnet als „mittelgroßer Industriekunde" (innerhalb dieser Bandbreite

15 Für eine Übersicht über alle von Eurostat ausgewiesenen Fälle siehe http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/.

bewegen sich bspw. durchschnittliche Verbräuche von Unternehmen der Aluminium- (ca. 137.280MWh) oder Zementindustrie (ca. 147.370MWh).

Abnahmefall Dc ist ein „typischer" Haushaltskunde im mittleren Konsumbereich in Deutschland. Dieser „Standardfall" wird typischerweise bei Veröffentlichungen von Eurostat verwendet. Bei den Industriekunden wurden ebenfalls ein typischer Industriekunde mit kleinem bzw. mittlerem Stromverbrauch und ein Abnahmefall mit hohem Stromverbrauch ausgewählt.

Anzumerken ist, dass der größte in der Datenbank von Eurostat vorhandene Industrieabnahmefall für Strom nicht Industrien abbildet, die einen extrem hohen Stromverbrauch aufweisen und damit am ehesten im internationalen Standortwettbewerb stehen (wie z.B. Stahlwerke oder große Aluminiumwalzwerke).[16] Wir haben im Rahmen der Treiberanalyse einen Ansatz entwickelt, wie diese Datenlücke approximativ mittels eigener Berechnungen geschlossen werden könnte.

3.3 Entwicklung der Strompreise in Deutschland

In diesem Kapitel erfolgt eine Analyse der Eurostat-Endkundenstrompreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben. Die Industriekundenpreise werden im Unterschied zu den Haushaltskundenpreisen ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen, da diese erstattungsfähig ist und an die Endkunden oder die nachgelagerte Wertschöpfungsstufe weitergegeben wird. Zu beachten ist beim Vergleich der Preise vor und nach dem Jahr 2007 der Einfluss des in Abschnitt 2.2 erläuterten Methodikwechsels bei der Datenermittlung von Eurostat.

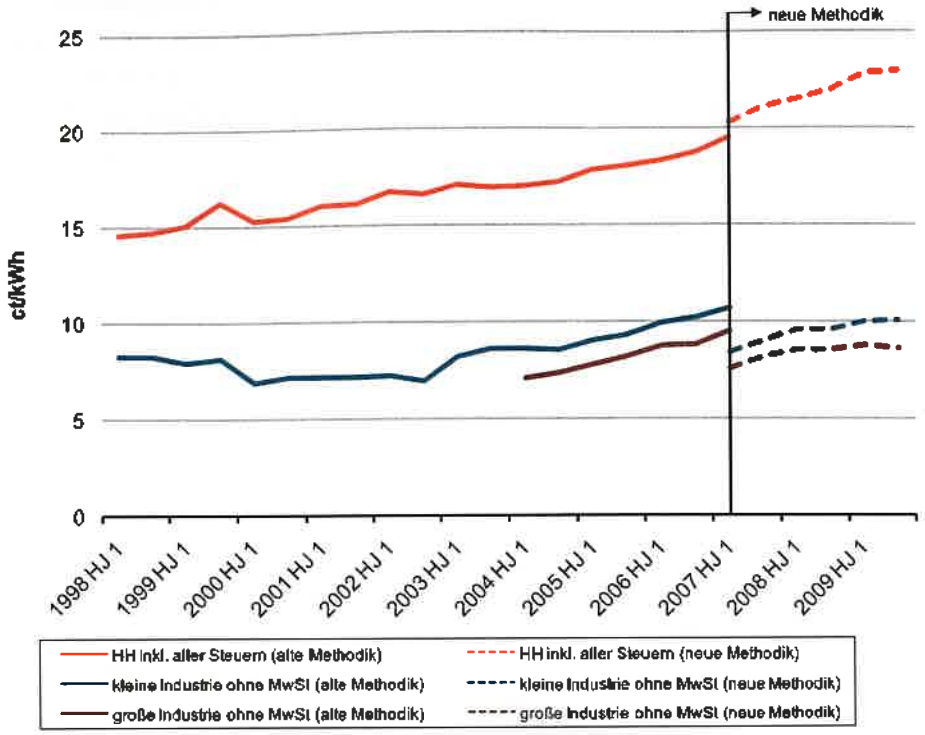
Zunächst wird in Abschnitt 3.3.1 die Entwicklung von Haushalts- und Industriestrompreisen auf Basis der (nominal ausgewiesenen) Eurostat-Daten dargestellt. Darauf folgend wird in Abschnitt 3.3.2 gezeigt, wie sich die Preise real, d.h. unter Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerungsrate, entwickelt haben.

3.3.1 Entwicklung der Endkundenpreise (nominal)

Einen Überblick über die Strompreisentwicklung aller ausgewählten Industrie- und Haushaltsabnahmefälle nach alter und neuer Methodik gibt **Abbildung 4**. Die Zeitreihen für den großen Industrieabnahmefall beginnen aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit im Jahr 2004.

16 Zunächst beschränken wir uns auf die deskriptive Auswertung von Endkundenpreisen aus verfügbaren Statistiken.

Abbildung 4. Übersicht der Strompreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industrie- und Haushaltsgruppen nach Eurostat, in ct/kWh (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

In Bezug auf die Strompreisentwicklung von Haushalts- und Industriekunden lassen sich folgende Aussagen treffen:

- **Die Strompreise für Industriekunden folgen ab 2003 einem Aufwärtstrend** – Die Zeitreihen für den kleinen Industrieabnahmefall zeigen, dass der Strompreis von 1998 bis 2000 zunächst gesunken und bis 2002 relativ konstant auf dem Niveau von 2000 geblieben ist. Von 2003 bis 2007 folgte der Strompreis dann einem Aufwärtstrend. Ebenso wie für den kleinen Industriekunden folgen die Zeitreihen des großen Abnahmefalls im Zeitraum von 2004 bis 2007 einem Aufwärtstrend. Da allerdings größere Abnahmemengen, bzw. ein stetigeres Lastprofil i.d.R. mit geringeren Bezugskosten sowie durchschnittlich geringeren Netzentgelten einhergehen, verlaufen die Zeitreihen von großen Industriekunden auf einem niedrigeren Niveau als diejenigen des kleinen Abnahmefalls.[17] Bei den Werten ab dem

17 Größere Abnahmemengen sind mit niedrigeren Netzentgelten verbunden, da Industriekunden mit einem hohen Verbrauch i.d.R. ihren Strom aus dem Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz beziehen. Die Netzentgelte der höheren Spannungsebenen sind niedriger, da jeweils die Kosten der

Jahr 2007 ist zu beobachten, dass sich die Preisreihen beider Industrieabnahmefälle durch den Methodikwechsel deutlich nach unten verschieben. Dies rührt daher, dass die Verbrauchsmengen der alten Kundendefinitionen beider Fälle den Untergrenzen der Verbrauchsbandbreiten der neuen Methodik entsprechen. Die Preisreihen nach der neuen Methodik bilden folglich tendenziell Kunden mit höheren Stromverbräuchen ab als die der alten Methodik. Innerhalb des Zeitraums der neuen Methodik stiegen die Strompreise des kleinen Industriekunden, abgesehen von einem kurzfristigen leichten Preisrückgang von 2008 HJ 1 zu 2008 HJ 2, weiter kontinuierlich an. Die Strompreise des großen Industriekunden sind analog zu denen kleiner Industriekunden in 2008 leicht zurückgegangen. Im Anschluss sind die Preise zunächst gestiegen und dann wieder auf das Niveau von HJ 1 2008 gefallen.

- **Die Strompreise für Haushaltskunden folgen ab 2000 einem Aufwärtstrend** – Abgesehen von einem Preisrückgang von 1999 zu 2000 folgt der betrachtete Haushaltsstrompreis während der gesamten Periode einem Aufwärtstrend. Beim Übergang zu den Zeitreihen der neuen Methodik muss erneut auf die methodischen Unterschiede hingewiesen werden, die einen direkten Vergleich zwischen Dc und DC limitieren.

- **Haushaltskundenpreise sind grundsätzlich höher als Industriekundenpreise** – Zwischen den Haushalts- und Industriepreisen besteht ein deutlicher Abstand, der nicht nur auf die Belastung durch die Mehrwertsteuer zurückzuführen ist. Zusätzlich führen Ausnahmeregelungen für die Industrie bezüglich ihrer Steuer- und Abgabenbelastung (bspw. durch Belastungsgrenzen), geringere Netzentgelte und Unterschiede im Lastprofil zu unterschiedlich hohen Preisen. Eine weitere Analyse dieser Komponenten erfolgt in Abschnitt 3.4.

  Die Strompreise für Industrie- und Haushaltskunden haben sich nach der Liberalisierung des deutschen Strommarkts zu Beginn des Betrachtungszeitraums auseinander entwickelt und im Zeitverlauf hat sich die Differenz zwischen Haushalts- und Industriepreisen weiter erhöht. Während der Strompreis für den kleinen Industrieabnahmefall bis 2002 tendenziell gefallen ist, stieg der Haushaltskundenpreis im selben Zeitraum bereits an. Im weiteren Zeitverlauf ist für die zunehmende Differenz zwischen Haushalts- und Industriekunden u.a. ausschlaggebend, dass die

vorgelagerten, nicht aber die Kosten der nachgelagerten Spannungsebenen auf die entsprechenden Entgelte überwälzt werden. Zudem gehen größere Abnahmemengen mit niedrigeren Netzentgelten einher, da fixe Kosten (z.B. für den Messstellenbetrieb) auf eine größere Strommenge umgelegt werden.

Steuern- und Abgabenbelastung der Haushaltskunden stärker angestiegen ist als die der Industriekunden.

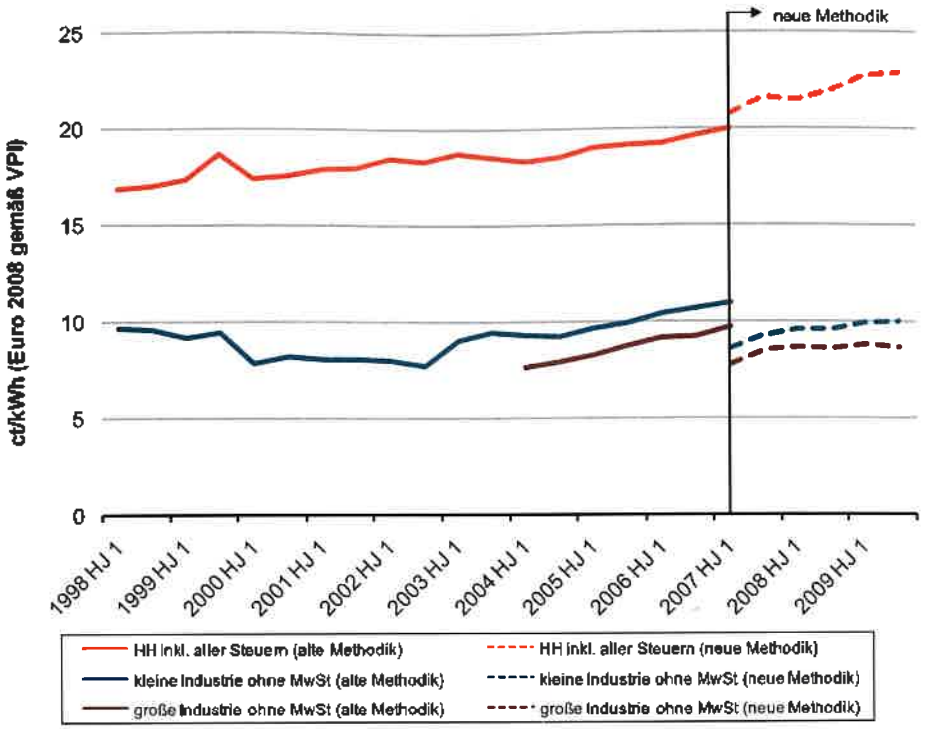
3.3.2 Entwicklung der Endkundenpreise (real)

Die bislang dargestellten ansteigenden nominalen Preisverläufe berücksichtigen nicht, dass das allgemeine Preisniveau in Deutschland zeitgleich ebenfalls angestiegen ist. Um die Preisverläufe zu beurteilen, ist eine inflationsbereinigte Betrachtung hilfreich.

Zur Preisbereinigung können je nach Zweck verschiedene Faktoren herangezogen werden. Das statistische Bundesamt veröffentlicht unter anderem den Verbraucherpreisindex (VPI) für Deutschland sowie einen harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI). Beide Indizes verfolgen das Ziel der Inflationsmessung. Darüber hinaus wird der VPI zur Deflationierung wirtschaftlicher Wertgrößen sowie zur Berechnung von Zahlungsanpassungen in privatrechtlichen Verträgen genutzt. Der HVPI dient vor allem der internationalen Vergleichbarkeit und der Aggregierbarkeit zu europäischen Indizes. Da sich die Untersuchung in diesem Kapitel auf die Strompreisentwicklung in Deutschland konzentriert und für den deutschen Stromkunden die Preissteigerung in Deutschland entscheidend ist, wird in dieser Studie zur Bereinigung der Verbraucherpreisindex gemäß dem Statistischen Bundesamt herangezogen.

Abbildung 5 zeigt die reale Entwicklung der Haushalts- und Industriestrompreise (inklusive aller relevanten Steuern) in Euro (2008) im Betrachtungszeitraum. Aufgrund des tendenziell ansteigenden generellen Preisniveaus in Deutschland werden die Strompreise vergangener Jahre durch die Inflationsbereinigung hochgerechnet. Es zeigt sich, dass auch die realen Endkundenstrompreise im Zeitraum 1998 bis 2009 gestiegen sind.

Abbildung 5. Übersicht über Strompreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industrie- und Haushaltsgruppen nach Eurostat, in ct/kWh (Euro 2008)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat und Destatis

Bei den Haushalten haben sich im Zeitraum von 1998 bis 2007 die Preise (inklusive aller Steuern und Abgaben) real um etwa 18,3% erhöht und auch gemäß der neuen Methodik sind die Preise im Anschluss weiter angestiegen. Der Strompreis für den kleinen Industriekunden ist hingegen real von 1998 bis 2007 um etwa 13% gestiegen. Dabei sind die Preise nach einem Rückgang besonders stark von 2003 bis 2007 angestiegen. Nach 2007 hat sich dieser Trend auf einem niedrigeren Niveau fortgesetzt.

Aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit der nominalen Strompreise für den großen Industriekunden kann die Entwicklung der realen Strompreise erst ab 2004 dargestellt werden. Im Einklang mit dem Preisanstieg der Haushaltskunden sowie kleinen Industriekunden sind auch die Strompreise des großen Industriekunden ab 2004 deutlich angestiegen.

3.3.3 Exkurs: Innerdeutsche Preisunterschiede (Haushaltskunden)

Dieser Exkurs soll verdeutlichen, dass es sich bei den Eurostat-Daten um mittlere Strompreise für eine bestimmte Kundengruppe handelt. Im Einzelnen

können sowohl die Preise zwischen Regionen als auch innerhalb der Regionen zwischen verschiedenen Stromversorgungsunternehmen deutlich von den ausgewiesenen Eurostat-Preisen abweichen. Regionale Unterschiede können insbesondere durch Unterschiede zwischen lokalen Netzentgelten bedingt sein.[18] Diese wiederum können durch unterschiedliche Versorgungsaufgaben, Netzreserven/Netzzuverlässigkeiten und Kosteneffizienzen bedingt sein.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die innerdeutschen Preisunterschiede bei Strom für Haushalte in verschiedenen deutschen Großstädten und die resultierenden Jahreskosten bei einem durchschnittlichen Verbrauch in Höhe von 3.500 kWh im Jahr. In der Tabelle werden die Preise der Grundversorgungstarife bei den jeweiligen Grundversorgern und die Strompreise bei Vertrags- und Lieferantenwechseln gegenübergestellt:

- **Grundversorgungstarife unterscheiden sich zwischen Städten** – Ein Vergleich der Strompreise in diesen Städten zeigt, dass deutliche Unterschiede bei den Grundversorgungstarifen bestehen. Unter den ausgewählten Großstädten hat Leipzig mit 0,251 € pro kWh den teuersten Grundversorgungstarif. Damit ergeben sich für den durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh jährliche Stromkosten in Höhe von 880,12 €. Im Gegensatz dazu ist der Grundversorgungstarif in Hamburg mit 0,221 €/kWh der günstigste in dieser Auswahl für die Verbraucher. Die jährlichen Stromkosten für einen Haushalt in Hamburg belaufen sich somit auf 773,55 € bei gleichem Jahresverbrauch und sind über 100 € geringer als für einen Haushalt in Leipzig.

- **Einsparmöglichkeiten durch Tarifwechsel beim traditionellen Lieferanten** – Neben den Grundversorgungstarifen existieren in allen Städten zahlreiche Wechselmöglichkeiten, die den Haushalten deutliche Einsparpotenziale bieten. In **Tabelle 1** sind neben den Grundversorgungstarifen für jede Stadt auch der Preis für den jeweils billigsten Tarif, der beim Grundversorger erhältlich ist (also durch Vertragswechsel aber ohne Lieferantenwechsel), aufgeführt. In den Tarifen sind zum Teil einmalige Bonuszahlungen eingerechnet. Die Einsparpotenziale reichen von 32,40 € pro Jahr (Tarif ohne Bonuszahlung) in Dresden bis zu 167,93 € in Stuttgart (Tarif inklusive einmaligem Bonus von 100 €). Unter den betrachteten Städten ist es gemäß diesen Daten lediglich in Essen nicht möglich, durch einen Vertragswechsel beim dortigen Grundversorger Stromkosten einzusparen.

---

18 Vgl. hierzu auch die Ausführungen in Weber/Ebert/Bohnenschäfer „Entwicklung der Preise für Strom und Gas in Baden-Württemberg – Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg" (IE Leipzig 2009).

- **Weitere Einsparmöglichkeit durch Lieferantenwechsel** – In der jeweils nächsten Zeile der Tabelle werden die niedrigsten Preise, die bei einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger angeboten werden, aufgelistet. Diese Preise beinhalten häufig verschiedene Sondermerkmale wie Online-Tarife oder Bonuszahlungen. Es werden allerdings keine Tarife berücksichtigt, bei denen eine jährliche Vorauskasse gefordert wird. Die Einsparpotenziale gegenüber dem jeweiligen Grundversorgungstarif liegen für die untersuchten Städte zwischen 103,71 € pro Jahr (Tarif ohne Bonuszahlung) in Köln und 224,22 € (Tarif inklusive einmaligem Bonus von 125 €) in Stuttgart. Unter Berücksichtigung aller möglichen Sondermerkmale, also inklusive der Vorauskasse, ist es für den durchschnittlichen Haushalt möglich, bundesweit Strom für 0,155 €/kWh bzw. 541,15 € jährlich zu beziehen. Damit bieten sich je nach Stadt Einsparmöglichkeiten von über 300 €.

Tabelle 1. Vergleich der Strompreise in verschiedenen deutschen Großstädten

Ort	Anbieter	Jährl. Kosten	Preis je kwh	inkl. Bonus	Anmerkungen
Berlin	Grundversorger Standardtarif	778,85 €	0,223 €		
	Grundversorger billigster Tarif	672,45 €	0,192 €	65 €	Onlinetarif
	Lieferantenwechsel*	669,25 €	0,191 €	100 €	
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €	120 €	
Hamburg	Grundversorger Standardtarif	773,55 €	0,221 €		
	Grundversorger billigster Tarif	667,15 €	0,191 €	65 €	Onlinetarif
	Lieferantenwechsel*	623,85 €	0,178 €	75 €	Referenzpreismodell
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
Essen	Grundversorger Standardtarif	850,92 €	0,243 €		
	Grundversorger billigster Tarif	850,92 €	0,243 €		
	Lieferantenwechsel*	712,76 €	0,204 €		
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
Köln	Grundversorger Standardtarif	787,23 €	0,225 €		
	Grundversorger billigster Tarif	749,18 €	0,214 €		
	Lieferantenwechsel*	683,52 €	0,195 €		
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
Frankfurt	Grundversorger Standardtarif	817,25 €	0,234 €		
	Grundversorger billigster Tarif	702,45 €	0,201 €	75 €	Preisgarantie bis 31.12.2010
	Lieferantenwechsel*	626,93 €	0,179 €	90 €	6 Monate Preisfixierung
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
Stuttgart	Grundversorger Standardtarif	875,47 €	0,250 €		
	Grundversorger billigster Tarif	707,54 €	0,202 €	100 €	12 Monate Preisfixierung
	Lieferantenwechsel*	651,25 €	0,186 €	125 €	6 Monate Preisgarantie
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
München	Grundversorger Standardtarif	834,31 €	0,238 €		
	Grundversorger billigster Tarif	727,63 €	0,208 €	50 €	
	Lieferantenwechsel*	674,02 €	0,193 €		
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
Leipzig	Grundversorger Standardtarif	880,12 €	0,251 €		
	Grundversorger billigster Tarif	823,12 €	0,235 €		12 Monate Preisfixierung
	Lieferantenwechsel*	672,28 €	0,192 €	90 €	6 Monate Preisfixierung
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		
Dresden	Grundversorger Standardtarif	837,09 €	0,239 €		
	Grundversorger billigster Tarif	804,69 €	0,230 €		Preisfixierung bis 31.12.2010
	Lieferantenwechsel*	702,90 €	0,201 €	75 €	6 Monate Preisgarantie
	Lieferantenwechsel**	541,15 €	0,155 €		

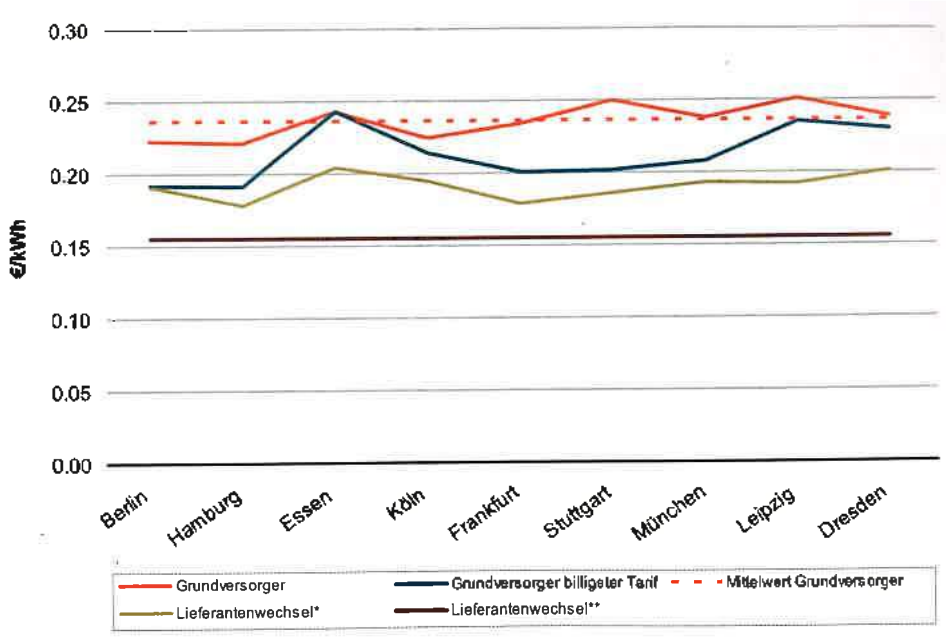
* jeweils billigstes Angebot ohne Vorauskasse, meist Online Tarife, meist mit Preisgarantie und Bonuszahlung (siehe Anmerkungen)
** bundesweit billigster Tarif mit folgenden Konditionen: 12 Monate Vorauskasse, 3 Monate Preisgarantie, inkl. 120€ Bonus, inkl. 250 Frei-kwh, Online Tarif

Quelle: Frontier/EWI nach Verivox (Stand: Februar 2009)

Regionale vs. wettbewerbliche Preisunterschiede

Die Analyse der Daten zeigt, dass deutliche Preisunterschiede für die Verbraucher bei den Grundversorgungstarifen in den untersuchten Städten bestehen. Dennoch sind die Preisunterschiede innerhalb der Städte bei den verschiedenen Stromlieferanten bezüglich der jährlichen Stromkosten bedeutsamer als die regionalen Unterschiede. Die Gegenüberstellung der verschiedenen Preise in **Abbildung 6** zeigt, dass die Grundversorgungstarife zwar teilweise deutlich vom Durchschnitt der analysierten Städte abweichen, aber diese Abweichungen Haushaltskunden nicht betreffen, wenn die Wechselmöglichkeiten in billigere Tarife wahrgenommen werden. So besteht für Haushalte gemäß dieser Angaben bundesweit die Möglichkeit, unter Berücksichtigung der Vorauskasse Strom zu einem Preis von 0,155 €/kWh zu beziehen. Der günstigste Preis entspräche damit nominal ganz grob dem Tarif wie zu Beginn der Liberalisierung (als Steuern und Abgaben noch niedriger waren), er wäre aber ggf. nur mit anderen Zahlungsmodalitäten realisierbar (Lastschrift, bzw. Vorkasse).

Abbildung 6. Vergleich der Strompreise in verschiedenen deutschen Großstädten



Quelle: Frontier/EWI nach Verivox (Stand: Februar 2009)

Wechselverhalten

Allerdings werden Wechselmöglichkeiten von Haushalten selten genutzt. Im Jahr 2008 bezogen weiterhin über die Hälfte (51,04% im Jahr 2008) der Haushaltskunden ihren Strom - auch über ein Jahrzehnt nach der Öffnung des

Endkundenstrommarktes für den Wettbewerb - über einen Grundversorgungstarif beim örtlichen Grundversorger. Weitere 37,76% der Haushaltskunden hatten im Jahr 2008 einen anderen als den Grundversorgungstarif beim örtlichen Grundversorger, während lediglich 11,20% einen Vertrags- und Lieferantenwechsel vollzogen haben.[19] Folglich dominieren immer noch die regionalen Grundversorger den Haushaltskundenmarkt und damit bestehen die in **Tabelle 1** dargestellten regionalen Preisunterschiede für die Haushaltskunden.

Anmerkungen zur Aussagefähigkeit von Wechselraten

Der Wechsel des Stromanbieters ist in Deutschland auch mehr als 10 Jahre nach der Liberalisierung des Marktes eher die Ausnahme als die Regel. So sind beispielsweise in Großbritannien die jährlichen Wechselraten bei Haushaltskunden wesentlich höher als in Deutschland (2008: 19,9% vs. 4,7%).

Allerdings sind diese Beobachtungen vorsichtig zu interpretieren. Denn für die Beurteilung der Wettbewerbssituation ist nicht allein die Wechselrate, sondern auch die Wechselrate in Kombination mit Vertriebsmargen bedeutsam. So ist regelmäßig – und auch regional innerhalb Deutschlands – zu beobachten, dass Wechselraten dort hoch liegen, wo Vertriebsmargen hoch sind. Entsprechend gehen geringe Wechselraten tendenziell mit geringeren Vertriebsmargen einher. Wenn das Ziel der Liberalisierung letztlich das Marktergebnis, also geringe Preise und geringe Margen sind, kann man von geringen Wechselraten nicht direkt auf mangelnden Wettbewerb schließen. Nichtsdestotrotz geben geringe Wechselraten Anlass zur weiteren genauen Beobachtung der Wettbewerbsentwicklung im Markt für Haushaltskunden.

Zumindest in Deutschland kann im Bereich Haushalte indikativ zwischen Kundengruppen mit wechselwilligen Verbrauchern einerseits und mit „beharrenden" Kunden andererseits unterschieden werden. Die Endkundenpreise sind im wettbewerblichen Segment deutlich niedriger. So bewegt sich der Strompreis für Kunden, die zum günstigsten Stromanbieter gewechselt sind, nach Abzug von Steuern und Abgaben und nach Inflationsbereinigung in etwa auf dem Niveau des Jahres 1998, d.h. die Strompreissteigerungen im Großhandelsmarkt konnten durch Effizienzgewinne an anderer Stelle (Vertrieb etc.) in etwa ausgeglichen werden.

19 Vergleiche Monitoringbericht der BNetzA (2009).

3.4 Erklärungsansätze/Ursachenanalyse für die Preisentwicklung

In Kapitel 3.3 wurde deutlich, dass die Endkundenstrompreise mit Steuern sowohl nominal als auch real gegenüber dem Niveau von 1998 deutlich angestiegen sind. In diesem Kapitel werden die Entwicklungen der einzelnen Preiskomponenten (Steuern und Abgaben, Strombeschaffungskosten und Netzentgelte) dargestellt und erläutert. Zudem wird aufbauend auf der Komponentenanalyse im Rahmen eines Exkurses die Strompreisentwicklung für ein großes Unternehmen eines stromintensiven Wirtschaftszweigs berechnet.

3.4.1 Entwicklung der Steuern und Abgaben

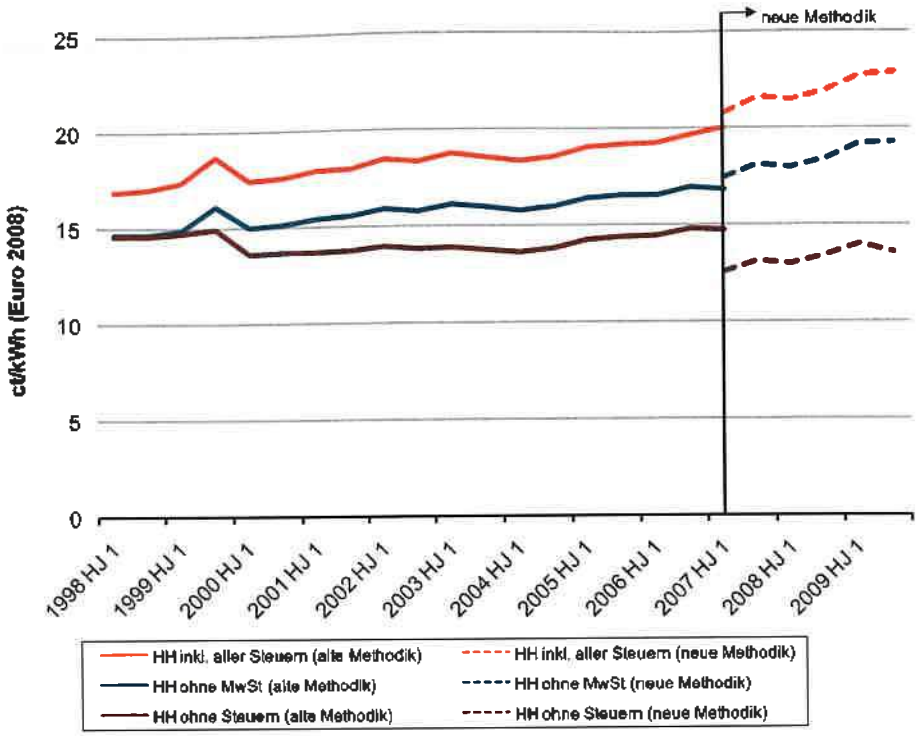
Steuern und Abgaben für Haushalte

Abbildung 7 zeigt die reale Entwicklung der Haushaltsstrompreise in Euro 2008 für die drei von Eurostat ausgewiesenen Steuer-Abnahmefälle „inklusive aller Steuern", „ohne MwSt" (d.h. inklusive aller Steuern außer der MwSt) und „ohne Steuern". Vor dem Methodikwechsel beinhaltet der Abnahmefall „ohne Steuern" von Eurostat alle Steuern und Abgaben außer der Stromsteuer und der MwSt (also Konzessionsabgabe sowie EEG- und KWK-Umlage). Nach dem Methodikwechsel werden in diesem Abnahmefall weder Steuern noch Umlagen oder Abgaben erfasst.

Wie bereits in Abschnitt 3.3 deutlich wurde, sind die nominalen sowie realen Haushaltskundenpreise mit Steuern und Abgaben gegenüber dem Jahr 1998 deutlich angestiegen. In **Abbildung 7** zeigt sich allerdings, dass die realen Haushaltspreise „ohne Steuern" im Zeitraum von 1998 bis 2007 kaum gestiegen bzw. sogar gesunken sind. Der reale Anstieg der Preisreihe „ohne Steuern" betrug etwa 0,8%. In diesem Preisanstieg sind die Anstiege der Umlagen und Abgaben bereits enthalten. Wie weiter unten in **Abbildung 8** ersichtlich, ist die EEG-Umlage von 0,08 ct/kWh in 1998 auf 0,98 ct/kWh gestiegen. Die KWK-Umlage wurde erst 2000 eingeführt und betrug im Jahr 2007 0,249 ct/kWh. Werden EEG- und KWK-Umlage von der Preisreihe „ohne Steuern" abgezogen, so ergibt sich für den Zeitraum 1998 bis 2007 ein realer Rückgang des Preises ohne Steuern und Abgaben von ca. 7%. Nach dem Methodikwechsel sind die realen Preise ohne Steuern und Abgaben um 7,5% von 2007 bis 2009 angestiegen.

Im Wesentlichen ist der Anstieg der Haushaltsstrompreise im Zeitraum der alten Methodik folglich auf einen Anstieg der Steuern- und Abgabenbelastung zurückzuführen. Im Zeitraum der neuen Methodik stieg der Endkundenstrompreis sowohl durch eine zunehmende Steuern- und Abgabenbelastung, als auch durch einen Anstieg des Preises ohne Steuern und Abgaben.

Abbildung 7. Entwicklung der Haushalts-Strompreise mit und ohne Steuern (real, in Euro 2008)



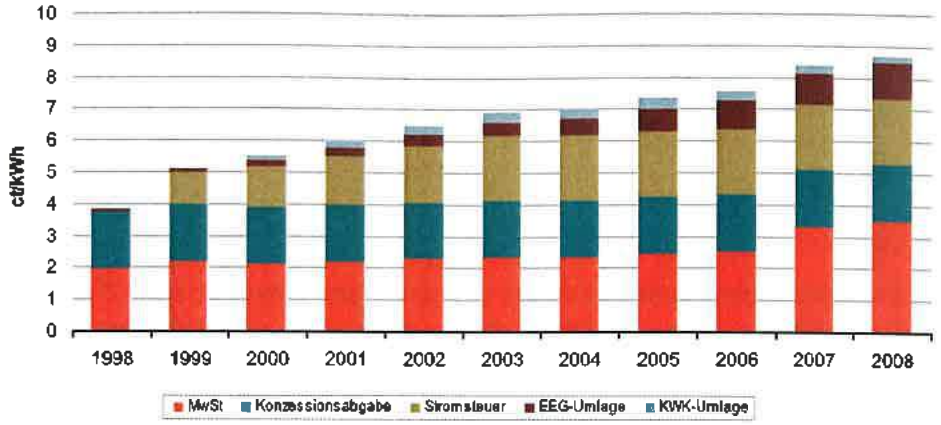
Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

Grafisch ist die zunehmende Steuern- und Abgabenbelastung teilweise durch die Differenzen zwischen den Preisreihen zu erkennen. Nach der alten Methodik liegt zwischen der Preisreihe „ohne Steuern" und der Preisreihe „ohne MwSt" der Stromsteuersatz. Daher weisen diese Zeitreihen bis zum zweiten Halbjahr 1999 exakt die gleichen Werte auf und entwickeln sich in den darauf folgenden Jahren entsprechend den Erhöhungen des regulären Stromsteuersatzes auseinander. Beim Übergang zwischen alter und neuer Methodik ist der Preis ohne Steuern und Abgaben gesunken, während der Preis ohne MwSt nach der neuen Methodik angestiegen ist. Grund hierfür ist vor allem, dass nach der neuen Methodik Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Umlage in dem Preis ohne Steuern nicht mehr enthalten sind. Die Differenz zwischen den Zeitreihen „ohne MwSt" und „inklusive aller Steuern" bildet per Definition den MwSt-Betrag ab, der sowohl aufgrund höherer MwSt-Sätze als auch einer höheren Steuerbemessungsgrundlage (welche dem Preis mit allen Steuern und Abgaben außer der MwSt entspricht) angestiegen ist.

Um die Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung für Haushaltskunden zu verdeutlichen, werden in **Abbildung 8** für einen Durchschnittshaushalt mit

einem Stromverbrauch in Höhe von 3.500 kWh die Steuern und Abgaben in ct/kWh dargestellt. Eine detailliertere Darstellung der relevanten Steuern- und Abgabengesetze befindet sich zudem im Anhang 1.[20]

Abbildung 8. Steuern- und Abgabenentwicklung der privaten Haushaltsstrompreise (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Gesetzestexten und BDEW Jahresabrechnungen (EEG und KWK)

Wir erläutern nun die Höhe der Steuer- bzw. Abgaben- und Umlagesätze für Haushalte im Einzelnen:

- Der **Mehrwertsteuerbetrag** ist während der Betrachtungsperiode zum einen durch eine Erhöhung der Mehrwertsteuersätze (von 15,75% in 1998 auf 16% von 1999-2006 und 19% ab 2007) und zum anderen durch eine Erhöhung der Steuergrundlage angestiegen.[21] Die Mehrwertsteuer wird auf alle Preiselemente einschließlich der anderen Steuern und Abgaben erhoben.

- Die **Konzessionsabgabenverordnung** sieht für Gemeinden je nach Einwohnerzahl unterschiedliche Höchstgrenzen für die Konzessionsabgaben vor (siehe Anhang). Für die Darstellung in **Abbildung 8** wurde daher ein mittlerer Wert (1,79 ct/kWh) gewählt. Im betrachteten Zeitraum haben sich die Höchstgrenzen nicht verändert.

---

20 Die Entwicklung der Steuern und Abgaben ist bis zum Jahr 2008 dargestellt, da die Angaben über die EEG-Umlage 2009 erst zum 30.09.2010 veröffentlicht werden.

21 Der MwSt-Betrag in **Abbildung 8** entspricht dem jeweiligen Mehrwertsteuersatz multipliziert mit der Summe aus Eurostat-Strompreis für Haushalte (Dc bzw. DC) ohne alle Steuern und Abgaben und der Steuern und Abgabenbelastung aus Stromsteuer, Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Umlage.

- Die **Stromsteuer** wurde im April 1999 eingeführt und betrug zunächst 1,023 ct/kWh. Erhöhungen erfolgten in jedem Folgejahr bis 2003. Seit dem Jahr 2003 beträgt der Regelstromsteuersatz bis heute 2,05 ct/kWh.

- Die **EEG-Umlage** fällt seit der Einführung des EEGs im Jahr 2000 an. Zuvor entfielen Umlagen nach dem Vorgänger des EEGs, dem Stromeinspeisungsgesetz. 1998 betrug die Umlage 0,08 ct/kWh und stieg durch den zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien kontinuierlich an.[22] 2008 betrug sie 1,17ct/kWh. Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung von EEG-Vergütungszahlen und der EEG-Umlage kann dem Abschnitt 3.4.2 entnommen werden.

- Die **KWK-Umlage** wird seit dem Jahr 2000 erhoben. Sie betrug zunächst 0,13 ct/kWh, stieg dann bis zum Jahr 2003 an und schwankte im weiteren Zeitverlauf. 2008 betrug die KWK-Umlage 0,191 ct/kWh. Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung der KWK-Umlage befindet sich im Abschnitt 3.4.3.

Insgesamt hat sich der Steuern- und Abgabenbetrag je kWh ohne Einschluss der Mehrwertsteuer von 1,87 ct/kWh (1998) auf 5,201 ct/kWh (2008) um mehr als 175% erhöht. Inklusive der MwSt ist die Steuern- und Abgabenbelastung der privaten Haushalte von 4,14 ct/kWh in 1998 auf 8,7 ct/kWh angestiegen und hat sich damit mehr als verdoppelt.

Steuern und Abgaben für Industriekunden

Der bei den Haushaltskunden diskutierte Effekt der unterschiedlichen Erfassung von Steuern, Abgaben und Umlagen in den Preisreihen „ohne Steuern" ist für die Industriekundenpreise weniger relevant, da in Bezug auf Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Umlage für die Industriekunden geringere Sätze bzw. Ausnahmeregelungen gelten und somit die unterschiedlich erfassten Steuerbeträge absolut eine geringere Höhe aufweisen (**Abbildung 9**).

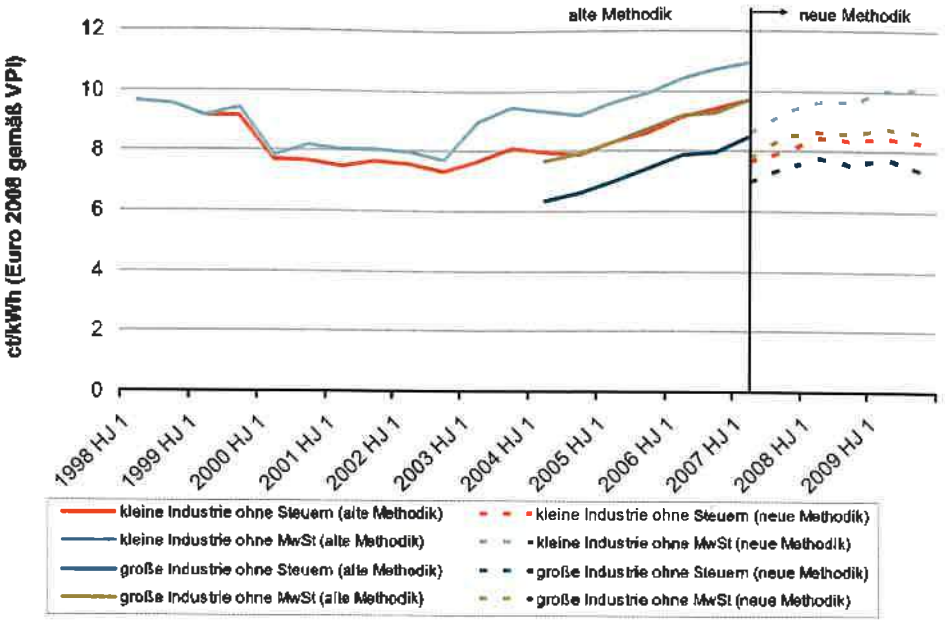
Die realen Strompreise für den kleinen Industriekunden ohne Steuern sind in diesem Betrachtungszeitraum nahezu gleich geblieben. Mit Steuern und Abgaben sind die Preise allerdings von 1998 bis 2007 um etwa 13 Prozent gestiegen. Im Zeitraum der neuen Methodik sind die Preise mit Steuern stärker angestiegen als die Preise ohne Steuern. Die realen Strompreise für den großen Industriekunden sind aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit erst ab dem Jahr 2004 aufgeführt. Ab diesem Zeitpunkt weisen sie sowohl ohne als auch mit Steuern und Abgaben gemäß der alten Methodik eine starke Preissteigerung auf. Im Anschluss sind die

---

22 Relevant ist nicht nur die EE Mengenentwicklung, sondern auch die Entwicklung der Strompreise, da die Differenzkosten aus EEG-Vergütungszahlungen und Strombörsenpreisen an die Endkunden weitergegeben werden.

Preise sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Steuern und Abgaben zunächst weiter gestiegen. Danach haben sich Steigerungen und Senkungen im weiteren Zeitverlauf aufgehoben.

Abbildung 9. Strompreisentwicklung mit und ohne Steuern für Industriekunden, real in Euro (2008)



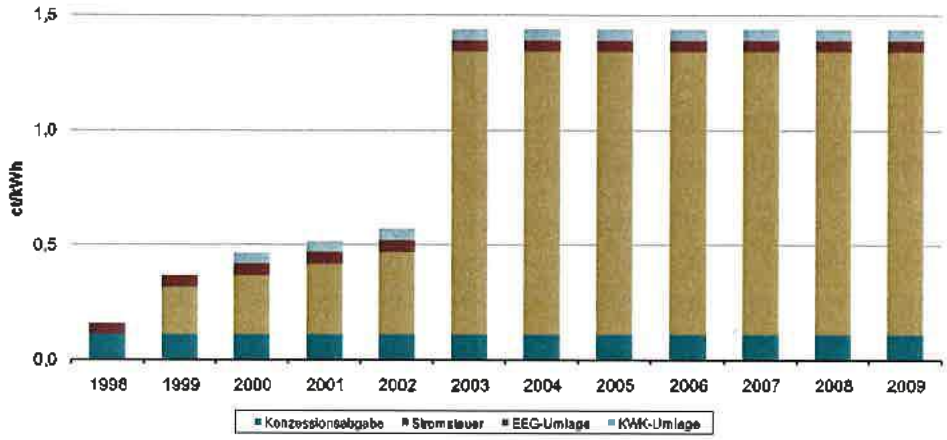
Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

Der Verlauf der Differenz zwischen den Zeitreihen „ohne Steuern" und „ohne MwSt" für den kleinen Industriekunden reflektiert die Entwicklung des (ermäßigten) Stromsteuersatzes für das Produzierende Gewerbe. Ab dem zweiten Halbjahr 1999 führt die Einführung der Stromsteuer im Unterschied zu den Haushaltskundenpreisen nur zu geringen Verschiebungen der beiden Zeitreihen. Grund hierfür ist der deutlich ermäßigte Stromsteuersatz für Industriekunden zwischen 0,205 ct/kWh im Jahr 1999 und 0,36 ct/kWh im Jahr 2002. Im Jahr 2003 stieg der ermäßigte Stromsteuersatz allerdings signifikant auf 1,23 ct/kWh und verblieb dann auf diesem Niveau. Bei den großen Industriekunden entspricht die Differenz zwischen dem Strompreis „ohne Steuern und Abgaben" und „ohne MwSt" bis 2007 ebenso wie bei dem kleinen Industriekunden dem ermäßigten Stromsteuersatz. Im Zeitraum der neuen Methodik liegt die Steuern- und Abgabenbelastung für den kleineren Stromkunden leicht oberhalb derjenigen des großen Stromkunden.[23]

23 Für den großen Industriekunden liegt die Steuern- und Abgabenbelastung im Zeitraum der neuen Methodik unterhalb des reduzierten Stromsteuersatzes für das Produzierende Gewerbe. Dies kann

In **Abbildung 10** wird die Steuern- und Abgabenbelastung der Industriekunden analog zu derjenigen der Haushalte in **Abbildung 8** dargestellt. Insgesamt stieg die Steuern- und Abgabenbelastung für Industriekunden von 0,16 ct/kWh in 1998 auf 1,44 ct/kWh in 2009. Zu beachten ist allerdings, dass für stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes weitere Ausnahmeregelungen gelten, die zu einer geringeren Belastung führen, als in **Abbildung 10** dargestellt.[24]

Abbildung 10. Steuern- und Abgabenbelastung der Industriekunden für Strom (Produzierendes Gewerbe, ohne Ausnahmen für besonders stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes; nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Gesetzestexten

Wir erläutern nun die Höhe der Steuer- bzw. Abgaben- und Umlagesätze im für Haushalte im Einzelnen:

- Die in **Abbildung 10** dargestellte **Konzessionsabgabe** entspricht der Abgabenhöhe für Sondervertragskunden. Stromintensive Unternehmen zahlen dagegen keine Konzessionsabgabe (siehe Anhang 1).

- Der abgebildete **Stromsteuersatz** entspricht dem ermäßigten Stromsteuersatz für das Produzierende Gewerbe sowie für die Land- und Forstwirtschaft. Dieser ist von 0,205 ct/kWh in 1999 auf 1,23 ct/kWh ab 2003 deutlich angestiegen. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zahlen allerdings höchstens einen jährlichen Steuerbetrag in Höhe von 512,50 € (nicht in **Abbildung 10** berücksichtigt). Zusätzlich ist der

dadurch begründet sein, dass bei einem sehr hohen Stromverbrauch nicht die gesamte Strommenge der Steuer unterliegt sondern teilweise erlassen wird (vergleiche Anhang 1).

[24] Vgl. dazu Kapitel 3.4.8

Stromverbrauch für bestimmte Prozesse grundsätzlich steuerfrei (siehe Anhang 1). Für stromintensive Unternehmen entfällt der ermäßigte Stromsteuersatz folglich nur auf einen Bruchteil ihres Stromverbrauchs während der größte Teil stromsteuerfrei ist.

- Bezüglich der **EEG-Umlage** ist in **Abbildung 10** die Höchstgrenze von 0,05 ct/kWh, welche für stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gilt, dargestellt.

- In Bezug auf die **KWKG-Umlage** zeigt **Abbildung 10** die Höchstgrenze der Umlage für Unternehmen mit einem Stromverbrauch über 100 MWh pro Jahr (0,05 ct/kWh) Für besonders stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes ist diese Höchstgrenze nochmals zu halbieren (siehe Anhang 1).

3.4.2 Hintergrundinformation: EEG-Umlage (Umlage nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz)

Seit 2000 regelt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Vergütung von Strom, der auf Basis von Erneuerbaren Energien erzeugt wird. In diesem Abschnitt wird dargestellt, welchen Einfluss das EEG auf den Endkundenstrompreis hat.

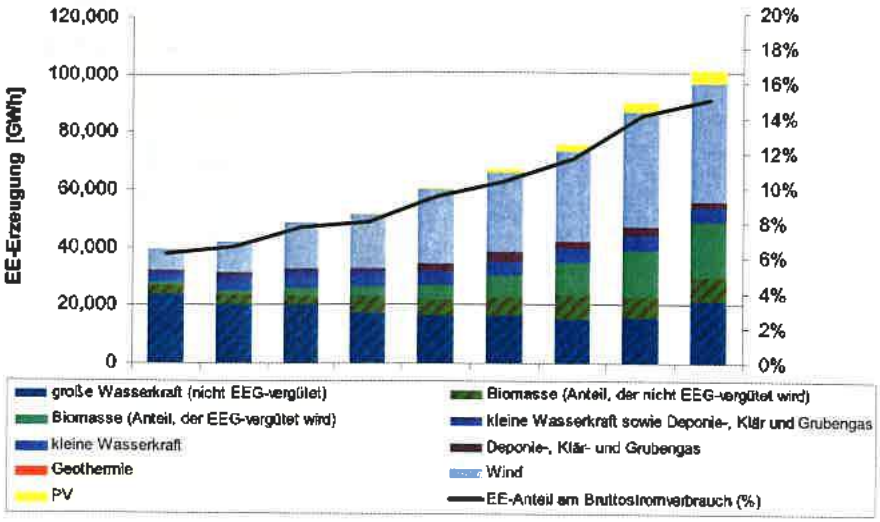
Die gesamte EE-Stromerzeugung ist in diesem Zeitraum um 155% angestiegen, und der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch hat sich von 6,3% in 2000 auf 15,1% im Jahr 2008 erhöht (**Abbildung 11**). Während die EE-Erzeugung zu Beginn des Betrachtungszeitraum von der Stromerzeugung in großen Wasserkraftanlagen (welche wettbewerbsfähig ist und daher nicht EEG-vergütet wird)[25] dominiert wird, wird das Bild im weiteren Zeitverlauf durch die stark wachsende Wind- und Biomasseerzeugung geprägt.[26]

---

25 Neben der EE-Stromerzeugung in großen Wasserkraftanlagen ist auch ein Teil der Biomasseerzeugung nicht EEG-förderungsfähig. Hierunter fällt z.B. die Biomasse-Mitverbrennung in konventionellen thermischen Kraftwerken, die sich für den Anlagenbetreiber z.B. über vermiedene CO2-Kosten rechnet. Der nicht EEG-geförderte Anteil der EE-Stromerzeugung ist in **Abbildung 11** ebenfalls dargestellt, da er zur Erfüllung der EE-Ziele beiträgt.

26 Bezüglich der EE-Erzeugung aus großen Wasserkraftanlagen sei angemerkt, dass diese witterungsbedingt zwischen den Jahren deutlichen Schwankungen unterliegt.

Abbildung 11. Entwicklung der EE-Erzeugung nach Technologien und des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch

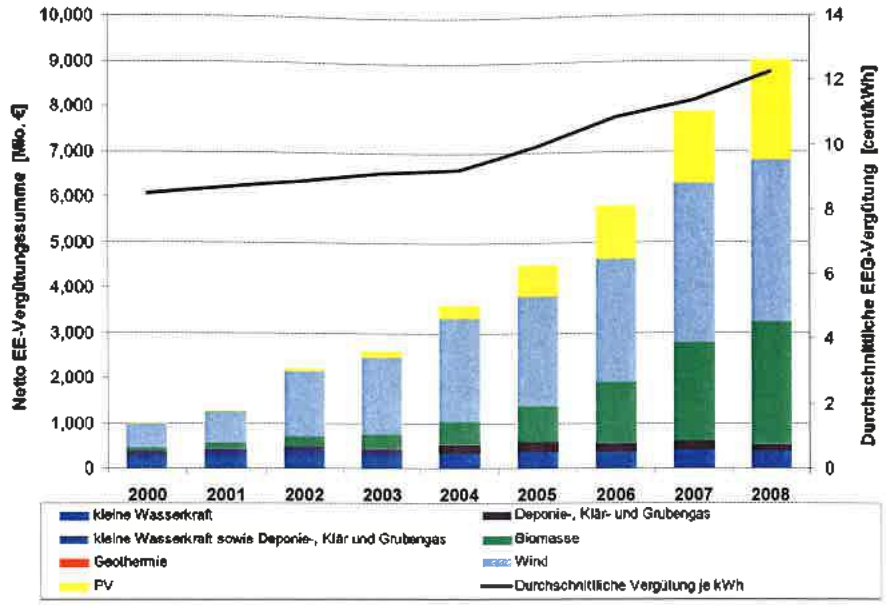


Quelle: EE in Zahlen (2009) BMU und BDEW EEG-Jahresabrechnungen

Die EE-Erzeugung durch Photovoltaikanlagen (PV) macht trotz starken prozentualen Wachstums auch in 2008 lediglich 4% an der gesamten EE-Erzeugung aus. Bei der in **Abbildung 12** dargestellten Entwicklung der Netto-EEG-Fördersummen[27] zeigt sich dagegen, dass Photovoltaik einen großen Anteil der gesamten Fördersummen beansprucht. Insgesamt hat sich die EEG-Vergütungssumme seit Einführung des EEGs bis 2008 um knapp 800% erhöht. Das größte Wachstum verzeichneten dabei PV, gefolgt von Biomasse und Wind. Der Anstieg der Durchschnittsvergütung von 8,5 ct/kWh in 2000 auf 12,253 ct/kWh in 2008 ist ebenfalls signifikant durch den Zubau von Photovoltaik-Anlagen getrieben.

27 Die Netto EEG-Vergütungssummen entsprechen den EE-Vergütungssummen abzüglich den Strombezugskosten der Energieversorgungsunternehmen innerhalb des jeweiligen Jahres.

Abbildung 12. Entwicklung der Netto EE-Vergütungssummen (EEG Umlage) nach Technologien und der durchschnittlichen EEG-Vergütung (nominal)



Quelle: EE-in-Zahlen (2009) BMU und BDEW EEG-Jahresabrechnungen

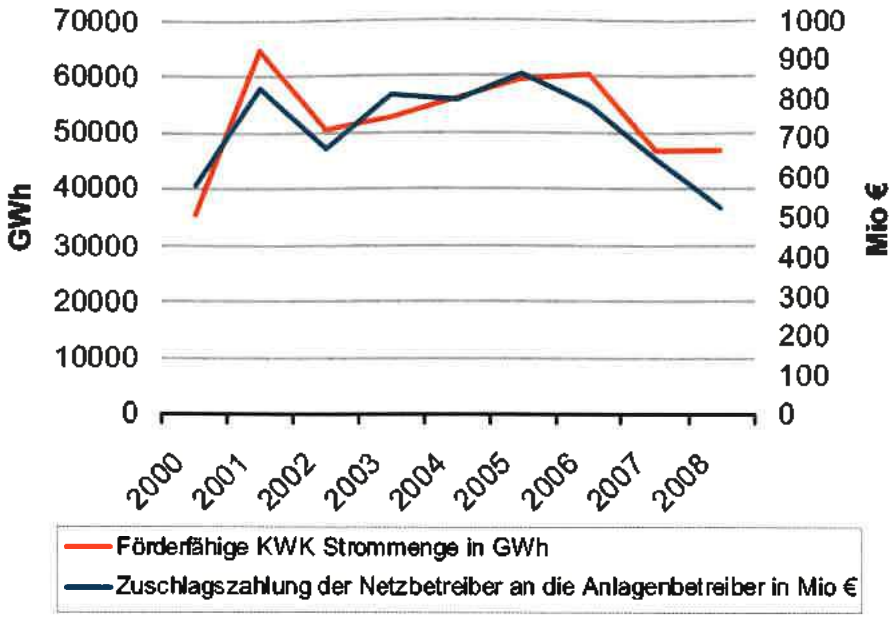
Diese steigende Netto Vergütungssumme wird auf die Stromkunden verteilt, die nicht unter die Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes fallen. Die reguläre EEG-Umlage ist aufgrund des Ausbaus der EE-Anlagen von 0,2 ct/kWh in 2000 auf 1,7 ct/kWh in 2008 angestiegen.

3.4.3 Hintergrundinformation: KWKG-Umlage (Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der förderfähigen KWK-Strommenge sowie der Zuschlagszahlungen, die an die KWK-Betreiber gezahlt wurden. Der Einbruch der förderfähigen KWK-Strommenge von 2001 auf 2002 ist auf Änderungen der gesetzlichen Grundlage bezüglich der förderfähigen KWK-Anlagen zurückzuführen. Da sich die Zuschlagszahlungen u.a. je nach Inbetriebnahmejahr und Effizienzgrad der Anlagen unterscheiden, entwickeln sich förderfähige KWK-Mengen und Zuschlagszahlungen zeitweise unterschiedlich. Die Zuschlagszahlungen, die an die Endkunden weitergegeben werden, steigen tendenziell von 2002 bis 2005 an und sinken dann wieder.

Endkundenpreise für Strom

Abbildung 13. Förderfähige KWK-Mengen und KWK-Zuschlagszahlungen (nominal)

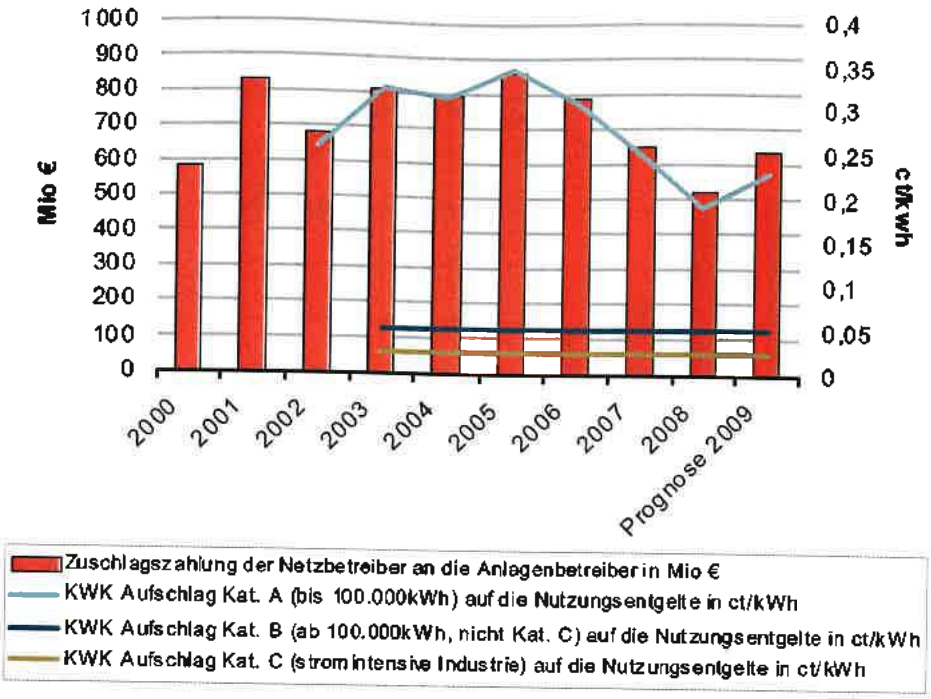


Quelle: Frontier/EWI nach BDEW KWK-Jahresabrechnungen

Diese Entwicklung der KWK-Zuschlagszahlungen ist ebenso in **Abbildung 13** dargestellt. Zudem zeigt die Grafik die Verteilung der Zuschlagszahlungen auf unterschiedliche Endkundengruppen. Da für Kunden mit hohem Stromverbrauch (Kat. B und C) gesetzlich fixierte Höchstgrenzen für die KWKG-Umlage gelten, tragen die Kunden mit einem jährlichen Stromverbrauch bis zu 100 MWh (Kat. A) die Schwankungen der Zuschlagszahlungen, also auch der Anstieg der Zuschlagszahlungen von 2002 bis 2005. Zudem ist der KWK-Aufschlag der Kategorie A um ein Vielfaches höher als derjenige der Kategorien B und C. In die Kundenkategorie A (Stromverbrauch bis 100 MWh, d.h. vor allem Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe) fallen zwar anzahlsmäßig die meisten Stromkunden, in Bezug auf ihren kumulierten Stromverbrauch machen sie jedoch nur knapp 37% des Elektrizitätsmarkts aus.[28] Der größte Anteil der KWK-Zuschlagszahlungen wird folglich auf einen verhältnismäßig kleinen Anteil des Stromverbrauchs aufgeschlagen.

28 Vergleiche Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2009, S. 89ff.

Abbildung 14. Zuschlagszahlungen gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach BDEW KWK-Jahresabrechnungen

3.4.4 Beschaffungskosten

In Kapitel 3.4.1 wurde gezeigt, dass der Anstieg der Steuern- und Abgabenbelastung ein wichtiger Erklärungsfaktor für den Anstieg der Endkundenpreise ist. Dennoch sind auch die Preise ohne Steuern und Abgaben deutlich gestiegen – bei den Haushaltskunden insbesondere ab 2007, bei den Industriekunden ist bereits ab 2004 ein deutlicher Preisanstieg ohne Steuern zu verzeichnen. Aus diesem Grund wird im Folgenden untersucht, inwieweit die übrigen Strompreiskomponenten (Beschaffungskosten und Netzentgelte) als preissteigernde Einflussfaktoren im Betrachtungszeitraum ausschlaggebend waren. Zudem wird analysiert, auf welche Ursachen diese Entwicklungen zurückzuführen sind.

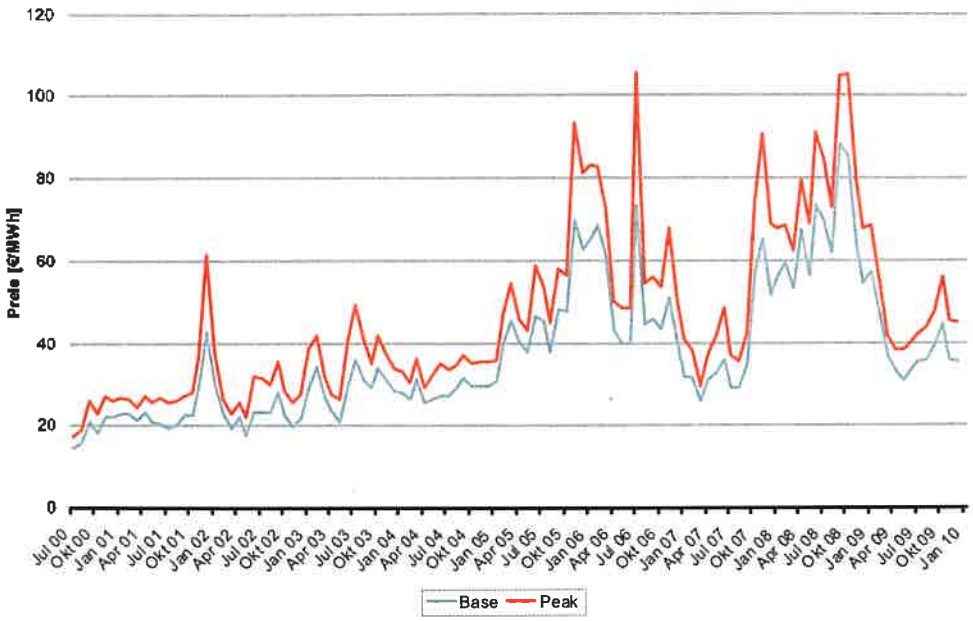
In diesem Kapitel „Beschaffungskosten" wird zunächst die Preisentwicklung an der EEX dargestellt und anschließend anhand der Entwicklungen der Primärenergie- sowie der CO2-Preise erklärt. Ein Abschnitt mit Hintergrundinformationen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse schließt das Kapitel ab.

Endkundenpreise für Strom

Preisentwicklung an der EEX

Die Preisentwicklung an der Strombörse lässt sich z.B. durch die Entwicklung von monatsdurchschnittlichen Day-Ahead-Preisen (Base und Peak) an der Strombörse EEX von Juli 2000 bis Januar 2009 illustrieren (**Abbildung 15**).[29] Der Base-Strompreis ist der Preis für eine Stromlieferung, die für jede Stunde jeden Tages innerhalb des Lieferzeitraums in gleichbleibender Menge geliefert wird. Der Peak-Strompreis ist dagegen der Preis für eine von 8-20 Uhr konstante Stromlieferung innerhalb des Lieferzeitraums. Da die Stromlast tagsüber größer ist als nachts und daher nachts tendenziell ein Kraftwerk mit geringeren Grenzkosten preissetzend ist, liegt der Peak-Preis über dem Base-Preis.

Abbildung 15. Entwicklung des (monatsdurchschnittlichen) Day-Ahead-Preises an der EEX (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach EEX

Die Entwicklung der EEX-Preisreihen ist für den Zeitraum bis Ende 2006 von einem steigenden Trend mit zwei auffälligen Preisspitze Ende 2001/Anfang 2002 und Ende 2005 bis Ende 2006 gekennzeichnet. Danach erfolgte ein Preiseinbruch im Jahr 2007, bevor die Preise im folgenden Jahr wieder deutlich angestiegen sind. Ab Herbst 2008 erfolgte ein weiterer Preiseinbruch.

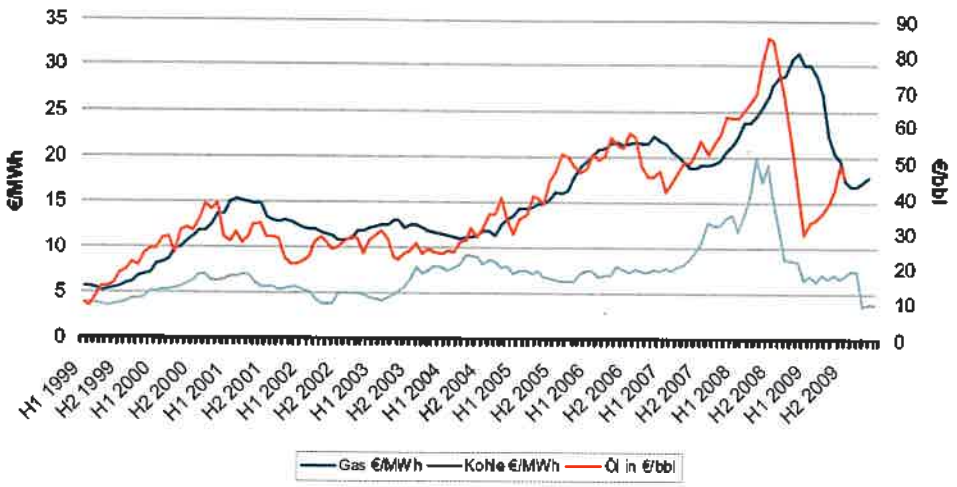
[29] Im Day-Ahead-Markt wird Strom für jede Stunde (sowie für Stundenblöcke) des kommenden Tages gehandelt.

Endkundenpreise für Strom

Die Day-Ahead-Preise stellen dabei nur eines der handelbaren Produkte an der Strombörse dar. Darüber hinaus gibt es noch verschiedene Stunden- oder Tagesblöcke sowie Wochen-, Monats- oder Quartalsbänder. Das volumengrößte Produkt stellt das Jahresband dar. Dieses stellt für viele strombeschaffenden Unternehmen das Rückrad des Stromeinkaufs und das herum durch Hinzunahme weiterer Produkte ein Beschaffungsportfolio aufgebaut wird.

Gründe für diese Strompreisentwicklung können vor allem in der Entwicklung der Primärenergiepreise, in der Einführung des CO2-Handels sowie in der Entwicklung der CO2-Preise gefunden werden. **Abbildung 16** zeigt die Entwicklung von Rohöl-, Gas- und Steinkohlepreisen im Zeitraum von 1999 bis 2009. Von Beginn des Zeitraums bis Ende 2008 weisen die Primärenergieträger im Wesentlichen einen steigenden Trend auf.

Abbildung 16. Entwicklung von Rohöl-, Gas- (Grenzübergang) und Steinkohlepreisen (ARA) (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach McCloskey, BAFA, EIA

Primärenergiepreise

Die Entwicklung der verschiedenen Primärenergiepreise stellte sich wie folgt dar:

- **Rohöl** – Der Preis für den Leitenergieträger Rohöl stieg zunächst bis November 2000 an und verblieb dann bis Mitte 2004 im Wesentlichen auf diesem Niveau. Ab Mitte 2004 bis zu seinem historischen Höchststand im Juli 2008 stieg der Ölpreis abgesehen von einem kurzfristigen Rückgang Mitte 2007 weiter an. Im Zuge der Finanzkrise fiel er nach der Preisspitze rapide ab. In Bezug auf den in **Abbildung 16** dargestellten Rohölpreis in Euro je Barrel ist darauf hinzuweisen, dass der immense Preisanstieg in den Jahren 2007 und 2008 durch den schwachen Dollar teilweise abgefedert

Endkundenpreise für Strom

wurde – die entsprechende Zeitreihe in Dollar je Barrel verzeichnet noch höhere Wachstumsraten.

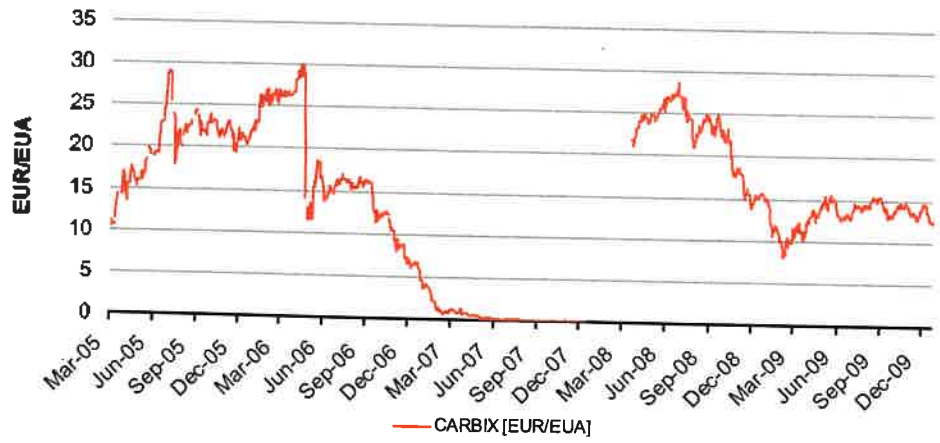
- **Erdgas** – Der Erdgaspreis (Grenzübergangspreis) folgt dem Rohölpreis mit zeitlicher Verzögerung, da die Preise in Gas-Langzeitverträgen häufig mit einer zeitlich verzögerten Bindung an den Ölpreis gekoppelt sind (vgl. Kapitel 4).

- **Kohle** – Der Steinkohlepreis (ARA-Preis) folgt im Wesentlichen ohne zeitliche Verzögerung dem Leitenenergieträger Rohöl. Ausnahmen bilden die Ölpreisanstiege in den Jahren 2005-2006 sowie im ersten Halbjahr 2009. Hier spielen Investitionszyklen eine Rolle: Perioden hoher Preise führen zu verstärkten Investitionen in die Kohleförderung, somit zu einem erhöhten Angebot und zu niedrigeren Preisen.

CO2-Preise

Neben den Primärenergieenergiepreisen haben vor allem die CO2-Preise einen ausschlaggebenden Effekt auf die Strompreisentwicklung. **Abbildung 17** zeigt die Entwicklung der CO2-Preise seit Einführung des CO2-Handelssystems im Jahr 2005.

Abbildung 17. Entwicklung der CO2-Preise seit dem Jahr 2005 (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach EEX-Daten

Die Preisentwicklung für CO2-Unterschied sich zwischen den Handelsperioden:

- Die **erste Handelsperiode** (01.01.2005 bis 31.12.2007) war von einer hohen Preisvolatilität und einem bedeutenden Preisverfall gegen Ende der Periode geprägt. Wie in **Abbildung 17** zu sehen ist, lag der Preis zu Ende der Periode nahe Null. Gründe hierfür waren vor allem eine deutliche

Überallokation von Zertifikaten sowie die fehlende Möglichkeit, die Zertifikate in die zweite Periode zu übertragen.

- Für die **zweite Handelsperiode** (ab Januar 2008) wird in **Abbildung 17** der Einfluss der Finanzkrise deutlich, der zu dem deutlichen Rückgang des CO2-Preises von Sommer 2008 bis Frühjahr 2009 führte. Im Frühjahr 2009 wurden die CO2-Preise von der Veröffentlichung der Emissionsmengen für das Jahr 2008 gestützt. Diese offenbarten, dass die geringere Gesamtmenge der Zertifikate in der zweiten Handelsperiode trotz gesunkener Emissionen zu Knappheiten geführt hat.

Zusammenhang zwischen Strompreisen und Primärenergiepreisen

Ein Vergleich zwischen der Preisentwicklung der Primärenergiepreise, der CO2-Preise und der Strompreisentwicklung führt zu folgenden Beobachtungen:

- Die erste Phase hoher Strompreise Ende 2001 wurde durch den Primärenergiepreisanstieg im Zeitraum 2000/2001 ausgelöst.

- Der Strompreisanstieg im Zeitraum 2005 bis Anfang 2007 lag in einer Phase steigender Öl- und Gaspreise. Der Kohlepreis verzeichnete zwar keinen Anstieg, befand sich jedoch ebenfalls auf einem bereits hohen Niveau. Entscheidend für den Strompreisanstieg in dieser Phase war neben den gestiegenen Gaspreisen jedoch vor allem die Einführung des CO2-Zertifikatehandels.

- Der CO2-Preisverfall zu Ende der ersten Handelsperiode spiegelt sich am Strommarkt in Form eines temporären Preisrückgangs im Jahr 2007 wider.

- Die Strompreisspitzen im Jahr 2008 spiegeln die signifikant gestiegenen Primärenergiepreise in diesem Jahr wider. Der Leitenergieträger Rohöl erreichte Mitte 2008 seinen historischen Höchstpreis von 85 €/Barrel (132,72 Dollar/Barrel). Zudem begann Anfang 2008 die zweite CO2-Handelsperiode, in deren Beginn die CO2-Preise von ca. 0 auf ca. 20 € je Zertifikat gestiegen sind. Infolgedessen stiegen auch die Strompreise nach dem temporären Preisrückgang in 2007 wieder an.

- Ende 2008 brachen in Folge der Finanzkrise und der dadurch ausgelösten konjunkturellen Abwärtsbewegung die Primärenergiepreise ein. Der Strompreis sank infolgedessen. Zudem wirkte sich auch am Strommarkt die abgeschwächte konjunkturelle Lage in Form einer niedrigeren Nachfrage aus.

Endkundenpreise für Strom

3.4.5 Hintergrundinformation: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse

Wir erläutern in diesem Exkurs:

- die Bedeutung der Strombörse für die Endkundenpreise;
- die Logik der Preisbildung an der Börse;
- empirische Beobachtungen zur Preisbildung an der Börse (insb. zum Zusammenhang zwischen Strom- und Primärenergiepreisen).

Bedeutung der Strombörse für die Endkundenpreise

Ein Energieversorgungsunternehmen oder ein industrieller Großabnehmer, der sich direkt am Großhandelsmarkt eindeckt, kann seinen Strombedarf börslich oder außerbörslich jeweils kurzfristig (Spothandel) oder langfristig (Terminhandel) beziehen.

Die größten Mengen werden i.d.R. langfristig (z.B. ein bis zwei Jahre im Voraus) bezogen, in der kurzen Frist werden vor allem, Lieferungen für einzelne Stunden bezogen, Prognosefehler beglichen und ggf. noch spekulativer Handel betrieben.

Die Preisbildung steht aufgrund von Arbitragemöglichkeiten börslich und außerbörslich sowie in Bezug auf die unterschiedlichen Fristigkeiten in einem engen Zusammenhang. So wäre es für einen Stromerzeuger nicht rational, seine Produktion an der Börse zu einem niedrigeren Preis zu verkaufen, als er in einem außerbörslichen Abschluss erzielen könnte und umgekehrt. Ebenso berücksichtigt ein Stromerzeuger, der heute seine Produktion des kommenden Jahres veräußert, dass er diese alternativ innerhalb des kommenden Jahres auf dem Spotmarkt veräußern könnte. Er wird folglich einen Preis fordern, der sich an den erwarteten Spotpreisen des kommenden Jahres orientiert. Abweichungen zwischen kurz- und langfristigen Strompreisen können also durch falsche Erwartungen entstehen, nicht aber systematisch.[30]

Aus diesem Grund kann der Preisbildungsmechanismus im Folgenden am Beispiel der Day-Ahead-Börse repräsentativ für den Preisbildungsmechanismus des Stromgroßhandels veranschaulicht werden.

Logik der Preisbildung im Day-ahead-Markt

Wesentliche Eigenschaften des Gutes Strom sind

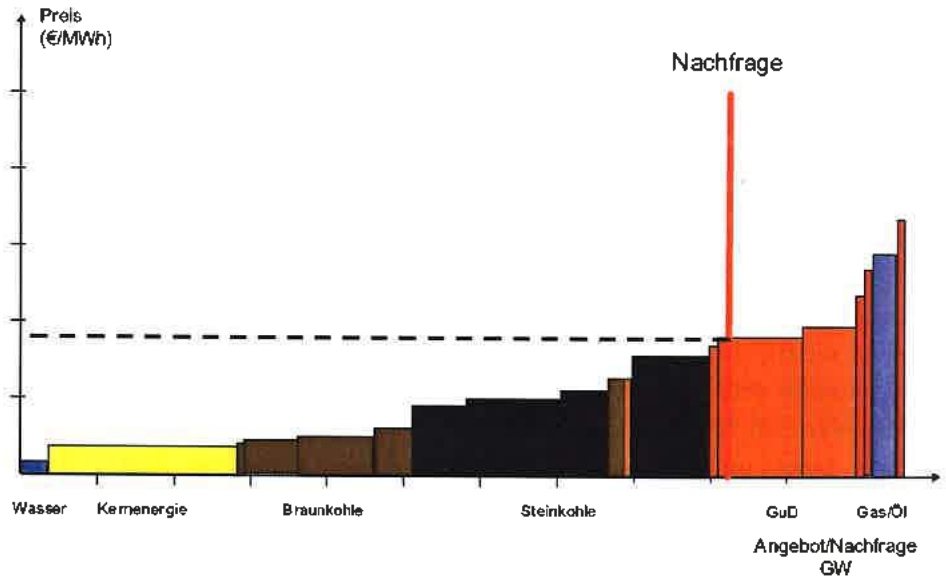
- die stark eingeschränkte wirtschaftliche Speicherbarkeit in signifikanten Mengen; und

30 Vergleiche hierzu z.B. Ockenfels, A. „Strombörse und Marktmacht" in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57(5), 2007, 44-58 oder Cramton, P. „Competitive Bidding Behaviour in Uniform-Price Auction Markets", Hawaii International Conference on System Science (2004).

- die Bedingung, dass das Stromangebot die Nachfrage in jedem Zeitpunkt decken muss, da ansonsten die Versorgungsqualität (Spannungs-/Frequenzhaltung) leidet oder gar ein Systemausfall die Folge wäre.

Diese Charakteristika des Strommarktes erfordern einen Kraftwerkspark, der es erlaubt, Angebot und Nachfrage durch Zu- oder Abschalten von Kraftwerken jederzeit ins Gleichgewicht zu bringen. Die Grundlast (die tagesminimale Stromnachfrage) wird von Kraftwerken mit hohen fixen aber niedrigen variablen Kosten bedient. Diese Kraftwerke haben lange Anlaufzeiten und werden daher mit möglichst konstanter Fahrweise eingesetzt. Die Spitzenlast wird dagegen von Kraftwerken mit hohen variablen aber niedrigen Fixkosten und kurzen Anlaufzeiten bedient.

Abbildung 18. Stilisierte Merit-Order-Kurve



Quelle: Frontier/EWI

Der Preis wird also durch die Grenzkosten des letzten zur Nachfragedeckung benötigten Kraftwerks bestimmt. Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten erhalten auf diesem Weg Beiträge zur Deckung ihrer Investitionskosten. Für Grundlastkraftwerke ergibt sich durch diese Beiträge in relativ vielen Stunden des Jahres langfristig Vollkostendeckung. Umgekehrt ergibt sie sich für Spitzenlastkraftwerke in relativ wenigen Jahreseinsatzstunden, wobei Preisspitzen in wenigen Spitzenlaststunden eine vergleichsweise hohe Bedeutung zukommt. Da Investitionsanreize nur für Kraftwerke bestehen, die ihre Vollkosten decken können, muss der Strompreis zeitweise über den Grenzkosten des teuersten Spitzenlastkraftwerks eines effizienten Kraftwerksparks liegen. In Perioden

starker Last (Peak) und knapper Kapazität beinhaltet der wettbewerbliche Strompreis daher einen Aufschlag, der Kapazitätsknappheit signalisiert und im langfristigen Gleichgewicht die Kosten einer Kapazitätserweiterung signalisiert (Peak-load-pricing).[31]

Im Überblick werden die Grenzkosten des Grenzkraftwerks und folglich der Börsenpreis primär von folgenden Faktoren beeinflusst:

- **Brennstoffkosten** – Primär fallen bei der Erzeugung einer weiteren Stromeinheit Brennstoffkosten an. Zusätzlich bestimmt der Wirkungsgrad eines Kraftwerks die Einsatzmenge der Brennstoffe je erzeugter Stromeinheit und damit die Position eines Kraftwerks in der Merit-Order.

- **CO2-Kosten** – Seit dem 1.1.2005 sind Stromerzeuger verpflichtet, für jede emittierte Tonne CO2 ein Zertifikat vorzuweisen. Die entsprechenden Zertifikatspreise erhöhen die Grenzkosten eines Kraftwerkes in Abhängigkeit des Emissionsfaktors des eingesetzten Brennstoffs. So ist z.B. der Emissionsfaktor von Kohle ca. doppelt so hoch wie der von Erdgas. Während der ersten Handelsperiode (01.01.2005 bis 31.12.2007) wurden die Zertifikate kostenlos zugeteilt. Auch bei kostenlos zugeteilten Zertifikaten besteht für einen Stromerzeuger jedoch die Opportunität das Zertifikat zu verkaufen anstatt es selbst zu nutzen. Als Opportunitätskosten waren die CO2-Preise daher auch in der ersten Handelsperiode grenzkostenrelevant.

- **An- und Abfahrtskosten** – Bei An- und Abfahrtsvorgängen oder durch Teillastbetrieb entstehen Kosten durch zusätzlichen Brennstoffverbrauch. Zusätzlich führen Mindeststillstandzeiten dazu, dass es für einen Kraftwerksbetreiber lohnend sein kann, zeitweise unterhalb seiner variablen Brennstoff- und CO2-Kosten anzubieten, um in der Stromauktion „zum Zug zu kommen", das Kraftwerk daher nicht herunterfahren zu müssen und in den Folgestunden bei höheren Preisen Gewinne einfahren zu können.[32]

- **Preise auf anderen Märkten** – Preise auf Märkten, auf denen ein Erzeuger seinen Strom alternativ veräußern könnte, stellen für ihn Opportunitätskosten dar und sind daher grenzkostenrelevant. Hierzu gehören beispielsweise die Strompreise in benachbarten Ländern (soweit die Grenzkuppelstellenkapazität verfügbar ist und ein grenzüberschreitender Stromhandel möglich ist) oder die Preise auf den Regelenergiemärkten.

---

31 Vergleiche z.B. Stoft, S. (2002): Power System Economics – Designing Markets for Electricity, IEEE Press, Piscataway, NJ.

32 Dieses Bietverhalten steht im Einklang mit einem grenzkostenbasierten Bietverhalten, da in dem Gebot die Opportunitätskosten des möglichen zukünftigen Stromverkaufs und die vermiedenen Kosten der An- und Abfahrt berücksichtigt werden.

Ebenso sind Märkte mit anderen Fristigkeiten vermittels entsprechender Opportunitäten preisrelevant (siehe oben).

- **Weitere Opportunitätskosten** – Bei bestimmten Kraftwerkstypen verringern sich die zukünftigen Produktionsmöglichkeiten durch die heutige Produktion, beispielsweise bei einem Wasserkraftwerk welches aus einem (begrenzt großen) Stausee gespeist wird. Obwohl die variablen Kosten bei Wasserkraftwerken nahe Null liegen, wird der Erzeuger unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten anbieten, die Erlöse durch Speicherentladung in späteren Perioden reflektieren.[33]

- **Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE)** – Für die Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien gilt eine vorrangige Einspeisung. Zudem haben EE-Anlagen mit Ausnahme von Biomasse-Anlagen variable Kosten von Null. Eine höhere Einspeisung von Erneuerbaren Energien senkt in der kurzen Frist folglich den Großhandelsstrompreis, da ein geringerer Anteil der Nachfrage von nicht-erneuerbaren Kraftwerken bedient werden muss und daher ein Kraftwerk mit niedrigeren Grenzkosten preissetzend wird. Langfristige Effekte werden im Abschnitt 3.4.9 diskutiert.

- **Wärmepreis bei wärmegeführter KWK** – Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung werden zum Teil wärmegeführt betrieben. In diesem Fall können sie zeitweise im Strommarkt unterhalb ihrer variablen Produktionskosten bieten, da der Stromverkauf eine zusätzliche, aber nicht entscheidungsrelevante Einnahmequelle darstellt.

- **Kapazitätsverfügbarkeit** – In Zeiten hoher Last und knapper Erzeugungskapazität enthält der Strompreis in wettbewerblichen Märkten einen Aufschlag, der Kapazitätsknappheit signalisiert und Investitionen anreizt (siehe oben).

Empirische Preiszusammenhänge im Stromgroßhandel

Um den theoretisch dargestellten Einfluss von Primärenergieträgern und CO2-Preisen auf den Strompreis in diesem Exkurs empirisch zu unterlegen, wird exemplarisch für das Jahr 2009 der Zusammenhang zwischen dem Strompreis und Kohle- bzw. CO2-Preis dargestellt. Um kurzfristige Effekte wie z.B. prognostizierte Windeinspeisung zu vermeiden, wurden für die Analyse Future-Preise des Jahres 2008 (für Erfüllung im Jahr 2009) verwendet.

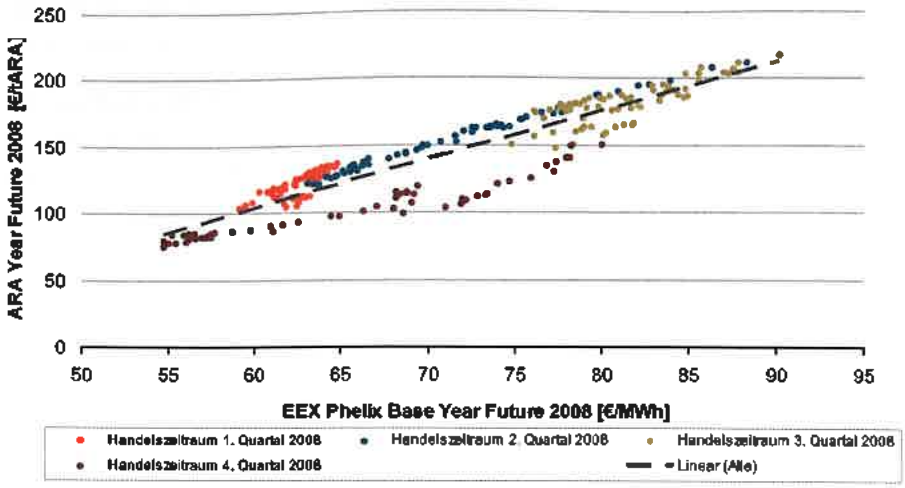
In **Abbildung 19** und **Abbildung 20** ist jeweils der Strompreis auf der X-Achse dem Einflussfaktor (Kohle- bzw. CO2-Preis) gegenübergestellt.

---

33 Vergleiche Cramton, P. Competitive Bidding Behaviour in Uniform-Price Auction Markets", Hawaii International Conference on System Science (2004).

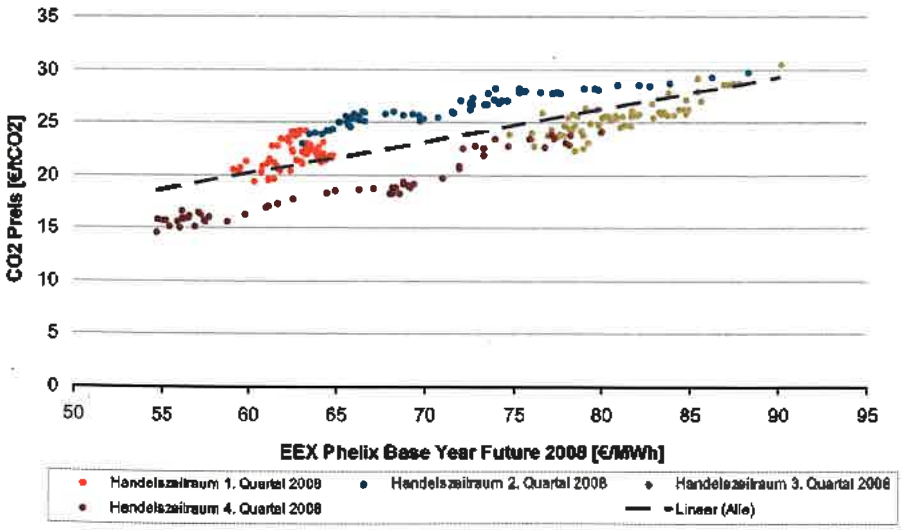
Endkundenpreise für Strom

Abbildung 19. EEX Phelix Base Year Future 2008 und Kohle ARA Year Future 2008



Quelle: Frontier/EWI nach EEX

Abbildung 20. EEX Phelix Base Year Future 2008 und CO2-Preis



Quelle: Frontier/EWI nach EEX

In beiden Abbildungen zeigt sich, dass der oben dargestellte theoretische Zusammenhang durch die empirischen Daten bestätigt wird und zwischen dem Strompreis und dem Kohle- bzw. CO2-Preis eine starke Korrelation besteht. Für den Handelszeitraum im 4. Quartal 2008 fällt auf, dass die Korrelationen weniger

ausgeprägt sind. Dies kann dadurch erklärt werden, dass der Erfüllungszeitraum im 4. Quartal bereits relativ nah zum Handelszeitraum ist. Folglich spielen kurzfristige Effekte wie Wetterprognosen bereits eine größere Rolle.

3.4.6 Entwicklung der Netzkosten

Nach der Entwicklung von Steuern und Abgaben und den Beschaffungskosten werden nun als dritte Strompreiskomponente die Netzkosten näher betrachtet. Einleitend wird dargestellt, weshalb Stromnetze einer Regulierung unterliegen und sich die Netznutzungsentgelte (NNE) daher nicht auf einem freien Markt bilden. Anschließend wird die Entwicklung der NNE sowie deren Kostenbestandteile diskutiert.

Grundlagen der Regulierung von Stromnetzen

- **Motivation für die Regulierung** – Die Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar. Dies bedeutet, dass eine Situation, in der nur ein Stromnetz errichtet wird, kostengünstiger ist als eine Situation in der mehrere Wettbewerber parallele Netze aufbauen. Der Grund hierfür sind die hohen, irreversiblen Fixkosten der Errichtung eines Netzes. Vor der Liberalisierung im Jahr 1998 wurde der deutsche Strommarkt durch vier vertikal integrierte Verbundunternehmen versorgt, die sowohl auf der Erzeugungs- und der Netzebene als auch auf der Endkundenebene aktiv waren. Mit der Liberalisierung sollten die dem Netz vor- und nachgelagerten Stufen für den Wettbewerb geöffnet werden. Um den Markt für den Wettbewerb zu öffnen, muss sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Versorgungsebene gewährleistet sein, dass ein diskriminierungsfreier Netzzugang möglich ist – neue Wettbewerber müssen also zu den gleichen Bedingungen an das Netz angeschlossen bzw. das Netz nutzen können wie die Erzeugungsanlagen und Vertriebe der alteingesessenen Verbundunternehmen.

- **Verbändevereinbarungen bis 2005** – Dieses Ziel wurde in Deutschland zunächst durch die sogenannten Verbändevereinbarungen (VV) verfolgt. Die VV I wurde 1998 vom Bund der Deutschen Industrie (BDI), dem Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) und dem Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) festgelegt. In den Jahren 1999 und 2001 wurden die VV II bzw. die VV II+ verabschiedet, deren Ziel es vor allem war, eine Transparenzsteigerung bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte zu erreichen.

- **Übergang zur Anreizregulierung seit 2006** – Das System des verhandelten Netzzugangs auf Basis der freiwilligen, rechtlich unverbindlichen Verbändevereinbarung wurde 2005 schließlich von der Regulierung durch die Bundesnetzagentur abgelöst. Dabei galt bis

einschließlich 2008 das Prinzip der Kostenregulierung, nach dem die der Behörde gemeldeten Kosten individuell auf deren Berechtigung im Vergleich zu einer (hypothetischen) wettbewerblichen Marktsituation geprüft wurden. Im Zuge dessen erfolgten sowohl 2006 als auch 2008 Eingriffe in die Festlegung der Netzentgelte. Eine Prüfung der Effizienz der angegebenen Kosten erfolgt im Rahmen einer Kostenregulierung nicht. Im Jahr 2009 wurde die Kostenregulierung durch die Anreizregulierung abgelöst. Das Ziel der Anreizregulierung ist, durch die auf Effizienzvergleichen basierende Festlegung von Erlösobergrenzen Anreize zur Kostensenkung auf Seiten der Unternehmen zu setzen.

Entwicklung der Netzentgelte

Netzentgelte entsprechend Verbändevereinbarung (bis 2005) – Der Verband Deutscher Netzbetreiber VDN (2007 aufgegangen im BDEW) hatte nach Maßgabe der VVII+ ab 2002 halbjährlich mittlere Netzentgelte nach Spannungsebenen veröffentlicht. Wie in **Tabelle 2** zu erkennen, blieben während des Bestehens der VVII+ die NNE innerhalb der Kategorien weitestgehend konstant. Auf der Niederspannungsebene fiel das Entgelt von 5,55 ct/kWh im Oktober 2002 leicht ab und pendelte zu den folgenden Berichtszeitpunkten zwischen 5,49 und 5,46 ct/kWh. Das gleiche Muster gilt für die NNE der Mittelspannungsebene, die nach einer Höhe von 2,80 ct/kWh (Oktober 2002) in den Folgejahren zwischen 2,76 und 2,74 ct/kWh schwankten. Im Gegensatz dazu stiegen die Entgelte auf der Hochspannungsebene von 1,23 ct/kWh (Okt. 2002 – Okt. 2003) auf 1,30 ct/kWh im April 2005 an.

Tabelle 2. Netzentgeltentwicklung zu Zeiten der Verbändevereinbarung von 2002 bis 2005 (nominal)

ct/kWh	Okt 2002	Mrz 2003	Okt 2003	Apr 2004	Okt 2004	Apr 2005
Nieder-spannung	5,55	5,49	5,47	5,47	5,46	5,47
Mittel-spannung	2,80	2,76	2,74	2,74	2,74	2,76
Hoch-spannung	1,23	1,23	1,23	1,26	1,27	1,30

Quelle: Frontier/EWI nach BDEW (2008)

Netzentgelte entsprechend ex post Regulierung (seit 2006) – Nach Angaben des BDEW ergibt sich die in **Tabelle 3** dargestellte Entwicklung der NNE ausgehend von der VVII+ über die erste und zweite Genehmigungsrunde der Kostenregulierung bis hin zum Start der Anreizregulierung. Die Wirkung der

regulatorischen Eingriffe im Zuge der Kostenregulierung zeigt sich insbesondere für die Nieder- und Mittelspannungsebene:

- Demnach sanken die Netzentgelte im Vergleich zur VVII+ um 13% auf 4,74 ct/kWh (NSp) bzw. um 4% auf 2,64 ct/kWh (MSp) **mit der ersten Genehmigungsrunde**. Demgegenüber ergab sich auf der Hochspannungsebene (HSp) zwischen VVII+ (1,31 ct/kWh) und der ersten Genehmigungsrunde eine Entgeltsteigerung um 6% auf 1,39 ct/kWh. Diese Entwicklung entspricht zunächst der Fortsetzung des steigenden Trends, der bereits im Verlauf der VVII+ auf dieser Spannungsebene zu beobachten war (siehe **Tabelle 3**).

- Durch die **zweite Genehmigungsrunde** wurden im Vergleich zur ersten Runde weitere Kostensenkungen um 3% auf 4,60 ct/kWh (NSp) und um 4,5% auf 2,52 ct/kWh (MSp) realisiert. Mit der zweiten Genehmigungsrunde wurde auch eine Kostensenkung HSp erreicht, die mit einer Reduzierung auf 1,29 ct/kWh das Niveau zur Zeit der VVII+ unterschreitet.

Tabelle 3. Netzentgeltentwicklung: Verbändevereinbarung (VVII+), Kostenregulierung und Anreizregulierung (nominal)

ct/kWh	VVII+ (bis 2005)	Erste Genehmigungsrunde (2006)	Zweite Genehmigungsrunde (2008)	Start Anreizregulierung (2009)
Niederspannung (NSp)	5,46	4,74	4,60	4,78
Mittelspannung (MSp)	2,75	2,64	2,52	2,64
Hochspannung (HSp)	1,31	1,39	1,29	1,37

Quelle: Frontier/EWI nach BDEW (2009)

Kostenbestandteile der Netzentgelte

Neben den unterschiedlichen Regulierungsmaßnahmen und den daraus resultierenden unterschiedlichen Anreizen zu Effizienzsteigerungen ist für die Entwicklung der Netzentgelte entscheidend, wie sich die einzelnen Kostenbestandteile entwickelt haben.

Endkundenpreise für Strom

Die drei wichtigsten über die Netzentgelte abgerechneten Kostenblöcke der Netzbetreiber umfassen

- die Kosten der Netzinfrastruktur;
- der Systemdienstleistungen; und
- der „EEG-Veredelung".

Die **Kosten der Netzinfrastruktur** beinhalten Investitionen und Aufwendungen des Neubaus, Ausbaus oder der Erweiterung des Netzes, deren Erhalt und Erneuerung sowie der Wartung und Instandhaltung. **Tabelle 4** gibt die Entwicklung dieser Kostenpositionen im Zeitraum der Regulierung durch die Bundesnetzagentur an.

Tabelle 4. Kosten der Netzinfrastruktur von 2006 bis 2009 (nominal)

Mio. €	2006	2007	2008	Plan 2009
Neubau/Ausbau/Erweiterung	203	437	601	703
Erhalt/Erneuerung	207	198	220	268
Wartung/Instandhaltung	512	248	173	173
Summe	**922**	**883**	**994**	**1144**

Quelle: Frontier/EWI nach BNetzA (2007), (2009)

Während auf die Wartung und Instandhaltung der Anlagen mit 512 Mio. € in 2006 noch die höchsten Ausgaben entfielen, wurden diese ab 2007 von den kontinuierlich steigenden Kosten für Neubau, Ausbau und Erweiterung abgelöst: Mit geschätzten 703 Mio. € haben diese 2009 voraussichtlich einen Anteil von 61% an den Gesamtkosten der Infrastruktur in Höhe von 1.144 Mio. € ausgemacht. Angesichts der nur relativ moderat im Zeitverlauf gestiegenen Kosten für Erhalt und Erneuerung (207 Mio. € in 2006; 268 Mio. € in 2009) und der stärkeren Kostensenkungen im Bereich der Wartung und Instandhaltung (512 Mio. € in 2006; 173 Mio. € in 2009) lässt sich der 24% Anstieg der Gesamtkosten der Netzinfrastruktur von 922 Mio. € (2006) auf 1.144 Mio. € (2009) also in erster Linie auf die steigenden Ausgaben für Neubau, Ausbau und Erweiterung zurückführen.

Der in den vergangenen Jahren größte der in die NNE-Berechnung einfließenden Kostenblöcke entfällt auf die **Systemdienstleistungen.**

Tabelle 5. Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen und EEG-Veredelung (nominal)

Mio. €	2006	2007	2008
Primärregelung	82	86	118
Sekundärregelung	388	376	475
Minutenreserve	271	316	217
Verlustenergie	401	431	408
Blindleistung	50	54	49
Schwarzstartfähigkeit	k.A.	11	8
Nationaler u. grenzüberschreitender Redispatch	k.A.	30	45
Summe	1192	1304	1320
EEG-Veredelung	k.A.	577	595

Quelle: Frontier/EWI nach BNetzA (2007), (2009)

Die Systemdienstleistungen umfassen

- die Bereitstellung von Primär- Sekundär- und Minutenreserve;
- den Ausgleich von Verlustenergie;
- die Bereitstellung von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit; sowie
- den nationalen und internationalen Redispatch.

Die Vorhaltung und, in den Fällen von **Primär- und Sekundärregelung**, der Abruf von Regelleistungsprodukten verursachen dabei die größten Kosten und betreffen insbesondere die Netzentgelte der ÜNB.[34] Sie entsprachen in den letzten Jahren rund 60% der Gesamtkosten der Systemdienstleistungen und sind bis 2008 absolut auf 810 Mio. € gestiegen (741 Mio. € in 2006; 778 Mio. € in 2007).

Die Beschaffung von **Verlustenergie** wurde in den letzten Jahren als nächst größerer einzelner Kostenblock verbucht (408 Mio. € in 2008).

34 Der Abruf von Minutenreserveleistung wird über die Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet.

Die absolut noch geringen **Redispatchkosten** haben zwischen den Jahren 2007 (30 Mio. €) und 2008 (45 Mio. €) mit 50% den größten relativen Anstieg verzeichneten. Angesichts der durch die regionale Konzentration von Erzeugungsanlagen einerseits (Zubau von Windenergiekapazitäten und Steinkohlekraftwerken in Norddeutschland) und Lastzentren (West- und Süddeutschland) andererseits getriebenen Relevanz von Netzengpässen ist in den nächsten Jahren mit einer weiteren Erhöhung dieser Position zu rechnen.

Neben den insgesamt leicht gestiegenen Gesamtkosten für die oben genannten Systemdienstleistungen von insgesamt 1.304 Mio. € in 2007 bzw. 1.320 Mio. € in 2008 fielen außerdem zusätzliche Kosten in Höhe von 577 Mio. € (2007) bzw. 595 Mio. € (2008) aufgrund der **EEG-Veredelung** an. Dieses Element erläutern wir nachfolgend eingehender.

3.4.7 Hintergrundinformation: EEG-Veredelungskosten

Logik der EEG-Veredelung

Die EEG-Veredelungskosten entstanden den Netzbetreibern bis Ende 2009 dadurch, dass sie EEG-Mengen, die unter- oder oberhalb der EEG-Monatsprognosen lagen, an der Börse zukaufen bzw. verkaufen mussten. Bis Ende 2009 mussten Vertriebsunternehmen EEG-Strom in Höhe der sogenannten Monatsbänder abnehmen, welche die durchschnittlichen EEG-Mengen widerspiegeln sollten, die in dem Monat eingespeist wurden. Da die täglichen EEG-Einspeisungen stark schwanken, mussten die ÜNB überschüssige EEG-Mengen am Strommarkt verkaufen oder zusätzlich benötigte zukaufen. Da der Strompreis in Zeiten geringer EE-Einspeisung tendenziell höher als in Zeiten hoher EE-Einspeisung ist, mussten ÜNB bei der Strukturierung des Monatsbandes folglich in Zeiten geringer EE-Einspeisung den überdurchschnittlich teuren Strom an der Börse zukaufen, während sie in Zeiten hoher EE-Einspeisung den EE-Strom zu niedrigeren Preisen an der Börse veräußern mussten. Dieser systematische Strukturierungsaufwand wurde über die Netzentgelte an die Endkunden weitergegeben und nicht als Kostenbestandteil des EEG deklariert. Anfang 2010 wurde die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus eingeführt. Seitdem werden keine EEG-Monatsbänder mehr erstellt. Anstelle dieses Vorgehens wird der gesamte EEG-Strom direkt von den ÜNB an der Börse vermarktet.

Bedeutung der EEG-Veredelung

Angesichts der im Zeitraum der Kostenregulierung durch die Bundesnetzagentur steigenden Kosten der Netzinfrastruktur, der Systemdienstleistungen und der EEG-Veredelung einerseits und der gleichzeitig sinkenden Netzentgelte andererseits, kann von einer effektiven (wenn auch systembedingt nicht von einer dynamisch effizienten) Regulierung gesprochen werden. Der Wechsel zur Anreizregulierung geht mit einer Steigerung der NNE einher, die sich nach

Angaben des BDEW auf 4,78 ct/kWh (NS), 2,64 ct/kWh (MS) bzw. 1,37 ct/kWh (HS) beläuft. Damit sind die NNE für die Nieder- und Mittelspannungsebenen im Vergleich zur letzten Genehmigungsrunde um 4% (NS) bzw. 5% (MS) gestiegen, liegen jedoch immer noch unter den Entgelten der VVII+. Die Hochspannungsebene verbucht dahingegen einen Anstieg um 6% auf 1,37 ct/kWh, sodass die NNE in diesem Sektor einen Stand über dem Niveau der VVII+ erreichen. Die Bundesnetzagentur gibt diesbezüglich an, dass die im Rahmen der Anreizregulierung erstmals festgelegten Erlösobergrenzen einen durchschnittlichen Anstieg gegenüber den anerkannten Netzkosten von etwa 2% bedeuten. Dieser ist nach Angaben der Bundesnetzagentur u. a. auf gestiegene Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen, Investitionszuschläge, Übergangsregelungen zu den Personalzusatzkosten und die Berücksichtigung der Geldwertentwicklung zurückzuführen. Entsprechend des im Systems der Anreizregulierung vorgesehenen Senkungspfades der Erlösobergrenzen und der dementsprechend zu erwartenden Effizienzsteigerungen ist jedoch davon auszugehen, dass die Netzentgelte in Zukunft sinken werden.

3.4.8 Exkurs: Berechnung Strompreis stromintensiver Unternehmen auf Basis der Kostenanalyse

Wie bereits in Kapitel 3.2.2 beschrieben, bildet der größte bei Eurostat verfügbare Abnahmefall die Strompreise von Industrien mit einem jährlichen Stromverbrauch zwischen 70.000 und 150.000 MWh ab. Die Strompreise von Unternehmen mit einem sehr hohen Stromverbrauch, wie beispielsweise Aluminiumwerken, werden daher in den Eurostat-Daten nicht erfasst. Da folglich keine Datenreihen für die entsprechenden Strompreise vorliegen, wird in diesem Exkurs die Entwicklung der einzelnen Strompreiskomponenten für den Fall eines sehr stromintensiven Unternehmens untersucht.

In einem ersten Schritt wird der Stromverbrauch des hier dargestellten repräsentativen, stromintensiven Unternehmens ermittelt. Hierfür wurde auf Basis von Daten des Statischen Bundesamtes über den gesamten Stromverbrauch und die Unternehmensanzahl von stromintensiven Wirtschaftszweigen des Produzierenden Gewerbes, der durchschnittliche Stromverbrauch eines Unternehmens der entsprechenden Wirtschaftszweige ermittelt. Eine Durchschnittsbetrachtung führt allerdings dazu, dass der Stromverbrauch sehr stromintensiver Unternehmen innerhalb dieser Wirtschaftszweige unzureichend abgebildet wird. Es ist folglich anzunehmen, dass die in der letzten Spalte in **Tabelle 6** dargestellten Werte den Verbrauch der stromintensivsten Unternehmen noch unterschätzen. Auf Basis der Durchschnittswerte aus **Tabelle 6** lässt sich jedoch eine erste Abschätzung vornehmen, für welche Unternehmen der größte Eurostat-Abnahmefall noch repräsentativ ist und welche einen deutlich höheren Stromverbrauch aufweisen.

Tabelle 6. Durchschnittsverbräuche nach Wirtschaftszweig

Wirtschaftszweig	Stromverbrauch* [MWh]	Unternehmens-anzahl*	Durchschnittsver-brauch [MWh pro Unternehmen]
Chemie [WZ-2413]	6.285.076	63	99.763
Chemie [WZ-2470]	1.534.891	39	39.356
Glas [WZ-2611]	607.832	14	43.417
Glas [WZ-2613]	1.737.675	53	32.786
Keramik [WZ-2630]	289.813	23	12.601
Zement [WZ-2651]	3.979.046	27	147.372
Kalk [WZ-2652]	495.778	9	55.086
Gips [WZ-2653]	197.828	6	32.971
Roheisen + Stahl [WZ-2710]	22.399.557	68	329.405
Aluminium [WZ-2742]	10.845.137	79	137.280

Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Der Durchschnittsverbrauch eines Unternehmens der Chemiebranche [WZ-2413] beträgt gemäß dieser Berechnung etwa 100.000 MWh im Jahr. Unternehmen der Wirtschaftszweige Zement [WZ-2651] und Aluminium [WZ-2742] liegen mit etwa 150.000 MWh im Mittel bereits an der oberen Grenze des größten Eurostat-Abnahmefalls. Eine entsprechende Berechnung für den Wirtschaftszweig Roheisen und Stahl [WZ-2710] ergibt einen durchschnittlichen Verbrauch in Höhe von 330.000 MWh.

Zur Abschätzung der Strompreisentwicklung eines großen stromintensiven Industriekunden werden in diesem Exkurs daher 330.000 MWh als jährlicher Stromverbrauch angenommen. Da ein Stromkunde mit einem Verbrauch in dieser Höhe seinen Strom in der Regel direkt am Großhandelsmarkt (oder aus Verträgen die recht eng an die Entwicklungen im Großhandelsmarkt angebunden sind) bezieht, an der Höchstspannungsebene des Stromnetzes angeschlossen ist und allen Ausnahmeregelungen bezüglich Steuern und Abgaben unterliegt, ist die in diesem Exkurs dargestellte Strompreisentwicklung auch für Stromkunden mit einem Stromverbrauch oberhalb von 330.000 MWh repräsentativ – ändern würden sich in diesem Fall die Stromkosten, allerdings nicht grundlegend der Strompreis je MWh. Bezüglich der Volllaststunden wird für die Berechnung angenommen, dass diese 8.000 h/a betragen.

Für die Berechnung der Beschaffungskosten werden die jahresdurchschnittlichen Basepreise der Frontjahresforwards (bspw. setzt sich unser Beschaffungspreis für 2008 aus dem Durchschnitt der in 2007 täglich notierten Preisen für das Jahresband 2008 zusammen) herangezogen. Dieser kann jedoch nur als

ungefähre Referenz genommen werden, da sich die tatsächlichen Beschaffungsstrategien der Unternehmen stark unterscheiden können. Je nach Strategie werden Jahresforwards durch unterschiedlich hohe Anteile von Monats- und Quartalsprodukten sowie Day-Ahead-Mengen ergänzt. Auch die genaue Wahl des Einkaufszeitpunkts hat Einfluss auf die durchschnittlichen Beschaffungskosten. Der von uns gewählte Ansatz stellt aber einen robusten Mittelwert dar. Wie bereits diskutiert, liegen die Strompreise umso näher an den Großhandelspreisen, je größer der Stromverbrauch des Kunden ist. Unternehmen mit einem extrem hohen Stromverbrauch decken sich selbst im Großhandel ein bzw. erzeugen häufig zumindest einen Teil ihres Stroms selbst. Da für selbsterzeugten Strom stets die Opportunität besteht, diesen alternativ zum Einsatz im Produktionsprozess im Großhandel zu veräußern, ist auch für diesen Stromverbrauch der Großhandelspreis der adäquate Preisindikator.

Für die Berechnung der Netzkosten wurde auf die von der Amprion GmbH veröffentlichten Daten zu Netznutzungspreisen zurückgegriffen, da diese für den gesamten Zeitraum verfügbar waren. Die Berechnung erfolgte dann auf Basis der angenommenen Jahreshöchstleistung und dem Verbrauch des Industriekunden, sowie dem von der Amprion GmbH veröffentlichten Arbeits- und Leistungspreis.

Die relative Steuern- und Abgabenbelastung des dargestellten Industriekunden ist im Vergleich zu derjenigen anderer Stromkunden sehr gering:

- **Stromsteuer** muss der dargestellte stromintensive Kunde kaum entrichten, da der Strom für bestimmte Prozesse und Verfahren gemäß § 9a des Stromsteuergesetz verwendet wird, die von der Stromsteuer weitgehend befreit sind (Befreiung von bis zu 95% des Regelsatz von 1,23 c/kWh).

- **Konzessionsabgaben** fallen für sehr große Stromverbraucher ebenfalls nicht an (vgl. Konzessionsabgabenverordnung § 2).

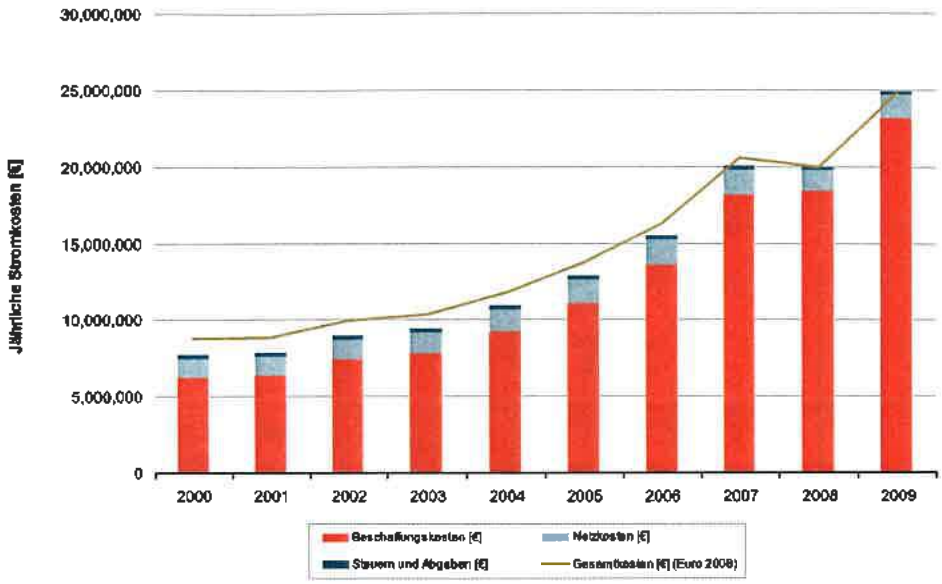
- Bei der **EEG-Umlage** gilt für den großen Stromkunden der festgelegte Höchstsatz für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes von 0,05 ct/kWh.

- Für die **KWKG-Umlage** gilt der festgelegte Höchstsatz für stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes von 0,025 ct/kWh für den Strombedarf, der über 100.000 kWh hinausgeht.

In **Abbildung 21** ist die Entwicklung der Stromkosten des sehr großen Industriekunden sowohl nominal nach Komponenten, als auch inflationsbereinigt dargestellt. Es zeigt sich, dass der Anteil der Netznutzungsgebühr (6,0% in 2008) sowie der Anteil von Steuern und Abgaben (1,0% in 2009) an den Stromkosten für große Industriekunden mit unter 10 Prozent sehr gering ist. Der hauptsächliche Bestandteil der Stromkosten ist

folglich der Kostenblock „Strombeschaffung". Die Entwicklung der in **Abbildung 21** dargestellten Stromkosten entspricht daher im Wesentlichen der Entwicklung der Marktpreise an der EEX, die bereits in Abschnitt 3.4.4 diskutiert wurde. Da diese Preise im Betrachtungszeitraum stark angestiegen sind, sind folglich auch die Stromkosten der stromintensiven Unternehmen deutlich angestiegen.[35]

Abbildung 21. Entwicklung der Stromkosten des sehr großen Industriekunden



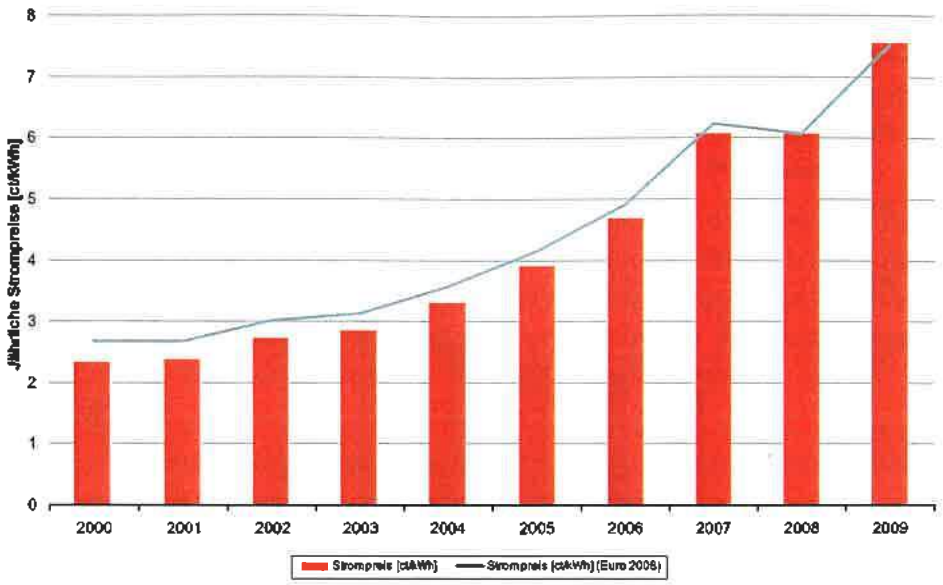
Quelle: Frontier/EWI auf Basis von EEX, Amprion, Gesetzestexten

Durch die Umlage der Gesamtkosten auf den Jahresverbrauch ergibt sich der durchschnittliche Strompreis für den großen Industriekunden. Folgende **Abbildung 22** zeigt die Entwicklung der nominalen und inflationsbereinigten Strompreise von 1998 bis 2009 für den in diesem Exkurs angenommenen großen Industriekunden. Dieser lag mit 2,34 ct/kWh (nominal bzw. 2,67 ct/kWh in $€_{2008}$) in 2000 aufgrund der niedrigen Beschaffungskosten sowie anderer Regelungen bezüglich der Steuern und Abgaben deutlich unterhalb des Preises anderer Industriekunden. Für 2009 ergibt diese Abschätzung einen durchschnittlichen Strompreis in Höhe von 7,56 ct/kWh (bzw. 7,52 ct/kWh in $€_{2008}$) und liegt damit näher an den von Eurostat ausgewiesenen Industriekundenpreisen. Grund hierfür ist, dass sich für den sehr großen Stromkunden die Änderungen des Großhandelspreises wahrscheinlich in beide Richtungen unmittelbar auf seine

35 Industriekunden mit Eigenerzeugung haben teilweise von der unentgeltlichen Zuteilung von CO2-Zertifikaten profitiert, sodass ihre Belastung mit Strombeschaffungskosten ggf. etwas geringer ausgefallen ist als hier dargestellt.

Stromkosten auswirken, für kleinere Kunden erst mit zeitlicher Verzögerung. Für das Jahr 2008 heißt dies, dass die Stromkosten des in diesem Exkurs berechneten großen Stromkunden direkt mit dem Großhandelspreis angestiegen wären, während die Preiserhöhung bei den anderen Kunden nicht sofort weitergegeben worden wäre.

Abbildung 22. Entwicklung der Strompreise des sehr großen Industriekunden



Quelle: Frontier/EWI auf Basis von EEX, Amprion, Gesetzestexten

Insgesamt zeigt die Preisentwicklung des sehr großen Stromkunden, dass diese aufgrund des deutlichen Anstiegs der Beschaffungskosten real um 164% gegenüber dem Jahr 2000 angestiegen sind und die Stromkostenbelastung der stromintensiven Industrie aus diesem Grund erheblich zugenommen hat.

3.4.9 Hintergrundinformation: Einfluss von Erneuerbaren Energien (EE) auf den Strom(großhandels)preis

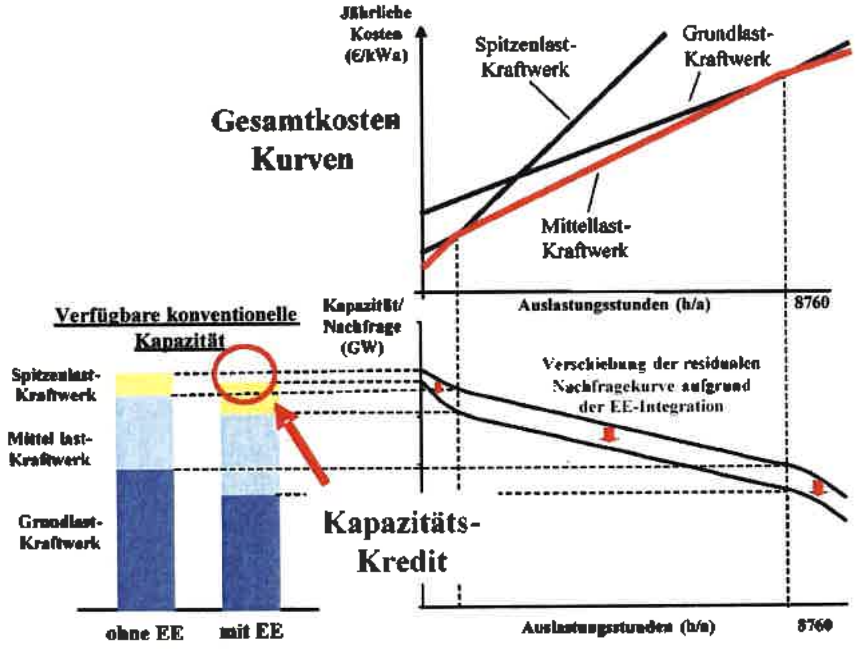
In diesem Abschnitt betrachten wir nicht die Wirkung von EEG-Umlage, EEG-Veredelung und Änderung der Systemdienstleistungskosten sondern vielmehr die anderweitige Wirkung, die der (mittels EEG geförderte) zunehmende Windausbau auf die Preisbildung am wettbewerblichen Großhandelsmarkt hat. Wir zeigen, dass sich nicht eindeutig bestimmen lässt, ob dort die Preise durch den EE-Ausbau tendenziell fallen oder steigen.

Die im EEG verankerte vorrangige Abnahme von EE-Strom führt dazu, dass bei einer höheren EE-Einspeisung eine geringere Strommenge von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden muss. Das Sinken der sog. residualen

Nachfrage führt zur Preissetzung durch ein Kraftwerk mit geringeren Grenzkosten und damit in der kurzen Frist, d.h. ohne Berücksichtigung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen, zu einem sinkenden Stromgroßhandelspreis.[36]

Langfristig, d.h. unter Berücksichtigung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen, kommt es aufgrund der veränderten Anforderung an den Kraftwerkspark jedoch zu einer Verschiebung der Erzeugungsstruktur. Dies ist in **Abbildung 23** veranschaulicht.

Abbildung 23. Anpassung des Kraftwerksparks durch EE-Integration



Quelle: Wissen/Nicolosi (2008), siehe ebenfalls Nabe (2006)

In **Abbildung 23** sind die ökonomischen Anpassungseffekte des Kraftwerksparks an die veränderte Einspeisung von EE dargestellt:[37]

---

36 Daraus folgt nicht, dass der Strompreis generell gesenkt wird. Dieser unter dem Stichwort „Merit-Order Effekt" diskutierte Zusammenhang wird seit längerem diskutiert. Siehe hierzu: BMU (2007,2008), Sensfuß (2007), Wissen/Nicolosi (2008).

37 Die in **Abbildung 23** dargestellte Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an eine veränderte EE-Einspeisung lässt keine Rückschlüsse auf die technischen Anforderungen zu, die durch den erhöhten Anteil an volatiler Windenergie an den Kraftwerkspark gestellt werden. So führt bspw. eine steigende volatile EE-Einspeisung zu vermehrten Anfahrvorgängen konventioneller Kraftwerke. Dadurch ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an flexiblen Kraftwerkstechnologien, welche häufig als Spitzenlastkraftwerke fungieren.

- **Entscheidungsregel zur Identifikation des langfristig kostenminimalen Kraftwerksportfolios** – Im oberen Teil der Grafik sind die jährlichen Gesamtkosten von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken aufgezeigt. Je nach Auslastung der Kraftwerke sind unterschiedliche Kraftwerkstypen wirtschaftlich. Die Kurven starten auf der Ordinate in Höhe der annuitätisch umgelegten Fixkosten und steigen in Abhängigkeit der variablen Kosten. Die Schnittpunkte markieren die Benutzungsstunden [h/a], ab denen andere Kraftwerkstechnologien kostengünstiger produzieren können. Grundlastkraftwerke rechnen sich aufgrund ihrer hohen Investitionskosten und relativ niedrigen variablen Kosten erst bei einer relativ hohen Auslastung [h/a]. Umgekehrt weisen Spitzenlastkraftwerke aufgrund geringer Investitionskosten und relativ hoher variabler Kosten Vorteile bei einer geringen Auslastung auf.

- **Identifikation des kostenminimalen Kraftwerksportfolios unter Beachtung der Laststruktur und EE-Einspeisung** – In der unteren Grafik ist zum einen eine Lastdauerlinie ohne EE (obere Kurve) und zum anderen eine Lastdauerlinie mit EE (untere Kurve) dargestellt. Die residuale Lastdauerlinie stellt die stündlichen in einem Jahr vorkommenden Lasten, die durch die übrigen Kraftwerke abzüglich EE gedeckt werden müssen, in absteigender Reihenfolge dar.[38] Durch die Verschiebung der Jahresdauerlinie (Lastkurve) aufgrund der EE-Einspeisung kommt es zum einen zu einer Absenkung des Gesamtbedarfs an konventionellen Kraftwerkskapazitäten (linker Teil der Grafik).[39] Zum anderen verschieben sich die Anteile der jeweiligen Kraftwerkstypen an der gesamten verfügbaren konventionellen Leistung. So sinkt die Auslastung der Grundlastkraftwerke, da zunehmend EE-Strom während Schwachlastzeiten eingespeist wird. Dies führt langfristig – also unter Beachtung der Investitionsentscheidungen – zu einem sinkenden Bedarf an Grundlastkraftwerken. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass durch die vermehrte volatile EE-Einspeisung der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ansteigt, da diese die veränderte residuale Laststruktur ökonomisch effizienter abfahren können.

Zusammenfassend ist es folglich nicht möglich, den Strompreiseffekt von Erneuerbaren Energien ähnlich wie den Einfluss von Primärenergie- oder CO2-Preisen zu analysieren. Neben den beschriebenen langfristigen Effekten treten auch bei einer kurzfristigeren Betrachtung durch die EE-Einspeisung kostensenkende und kostensteigernde Effekte auf. Bei der Betrachtung einer

---

38 Siehe Stoft, S. (2002) für eine ausführliche Einführung.

39 Der Anteil am konventionellen Kraftwerkspark, der durch EE-Anlagen ersetzt werden kann, ohne eine Reduktion der Versorgungssicherheit in Kauf zu nehmen, wird durch den sog. Leistungskredit der EE-Anlagen bestimmt. Für eine ausführliche Erläuterung siehe Dena (2005).

einzelnen Stunde sinkt der Börsenpreis wie oben beschrieben durch eine hohe EE-Einspeisung. Da allerdings insbesondere die Windeinspeisung sehr volatil ist, kann auf eine Stunde mit hoher Windeinspeisung eine Stunde folgen, in der kaum Wind eingespeist wird und umgekehrt. Dies führt dazu, dass genügend Kraftwerkskapazität (im Teillastbetrieb) am Netz bleiben oder bei nachlassender Windeinspeisung schnell genug hochfahren muss. Wie oben beschrieben führt der Kraftwerksbetrieb in Teillast sowie zusätzliche An- und Abfahrtsvorgänge zu erhöhtem Brennstoffverbrauch und folglich zu höheren Brennstoff- und CO2-Kosten. [40]

3.5 Internationaler Preisvergleich

3.5.1 Methodik des internationalen Preisvergleichs

Grundüberlegungen

Der internationale Preisvergleich basiert auf folgenden Überlegungen:

- Länderauswahl – Im Folgenden werden die Endkundenpreise für Strom den entsprechenden Preisen im europäischen Ausland gegenübergestellt. Wie in Abschnitt 2.1.5 dargestellt, fokussieren wir hierbei auf die Länder Frankreich, Schweden, UK, Polen, Tschechische Republik sowie Spanien.

- Abnahmefälle – Die ausgewählten Kundengruppen (Industrie, Haushalte) entsprechen dabei jenen, die auch der Analyse für Deutschland zugrunde liegen (s. Abschnitt 3.2.2).

- Ursachenanalyse – Im Rahmen der Ursachenanalyse für Preisdifferenzen fokussieren wir weiterhin auf jene Preistreiber, die als Erklärungsgrößen für die Preisunterschiede herangezogen werden können. Für die Erklärung von Preisentwicklungen, die in allen Ländern gleich sind, wird an den entsprechenden Stellen auf den Analyseteil für Deutschland verwiesen.

Mögliche Vergleiche

Die vorliegenden Daten erlauben verschiedene Vergleiche (Auflistung in der Reihenfolge abnehmender Robustheit der Analyse):

- Preisentwicklung innerhalb der einzelnen Länder im Zeitverlauf (kein Vergleich von Trends oder Preisniveaus zwischen Ländern);

- Preistrends im Vergleich zwischen den Ländern;

---

40 Vergleiche hierzu auch: Erdmann, G. (2008): „Indirekte Kosten der EEG-Förderung", Kurzstudie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle, TU Berlin.

- Vergleich der Preisniveaus zwischen den Ländern.

Beachtet man die Grenzen der Analyse (vgl. entsprechende Hinweise in Kapitel 2) sind insbesondere Vergleiche von Preisniveaus zwischen Ländern vorsichtig zu interpretieren.

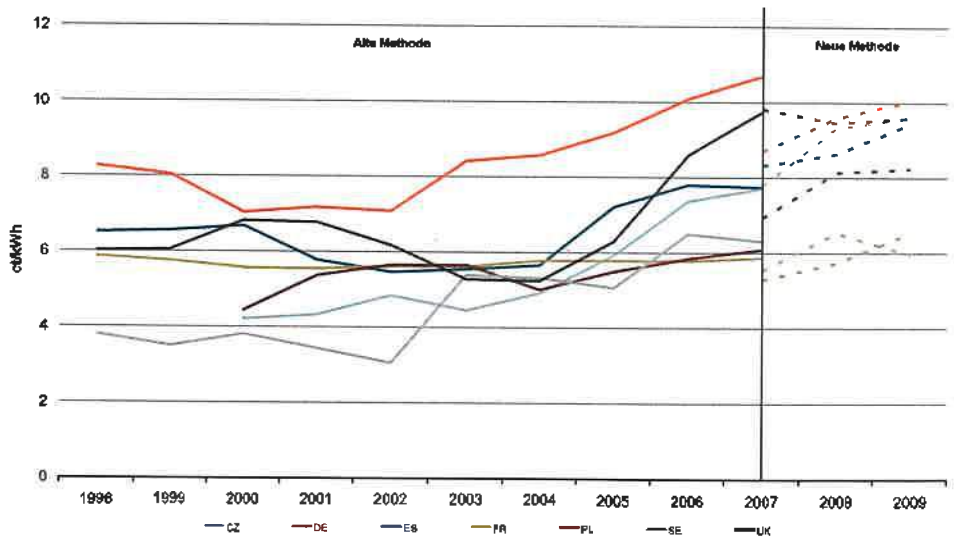
3.5.2 Überblick über die internationalen Preisentwicklung

Wir diskutieren die internationale Preisanalyse zunächst für Industriekunden aufsteigender Größe, dann für Haushaltskunden.

Kleine Industriekunden

Die Analyse der Endverbraucherpreise im Stromsektor für den kleinen Industrieabnahmefall (alte und neue Methodik, inkl. relevanter Steuern, aber exkl. MwSt.[41]) zeigt **Abbildung 24**:

Abbildung 24. Endkundenpreise (inkl. relevanter Steuern, aber exkl. MwSt.) im internationalen Vergleich für kleine Industriekunden (alte und neue Methodik)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

Durchgezogene Linie: Ie (alte Methodik); gepunktete Linie: ID (neue Methodik)

Folgende Aussagen lassen sich für den Zeitraum 1998 bis 2007 (alte Methodik) treffen:

41 Die Endverbraucherpreise für Industriekunden werden hier inkl. aller relevanten Steuern (d.h. sämtlicher energiespezifischer Steuern und Abgaben) jedoch ohne Mehrwertsteuer dargestellt, da diese Steuer erstattungsfähig ist oder an nachgelagerte Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden kann.

- **Preisschwankungen in den Ländern unterschiedlich** – Das Ausmaß der Preisschwankungen im betrachteten Zeitraum unterscheidet sich deutlich zwischen den Ländern:[42]
  - Deutschland weist volatile Preise auf.
  - In Großbritannien sind besonders volatile Preise zu beobachten – Wir führen dies darauf zurück, dass in Großbritannien die Industriestrompreise tendenziell eng an die volatilen Großhandelspreise angebunden sind.
  - In Frankreich sind die Preise nahezu konstant – In Frankreich griff insbesondere ein politisch festgelegter Tarif (Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, kurz: „Tartam"). Die Intention war, dass dieser Tarif einen „Rettungsanker" für Kunden bieten sollte, die den Lieferanten wechseln wollten, aber sicher gehen wollten, dass Sie zu einem sicheren Tarif zurückkehren können, falls Sie keinen positiven Erfahrungen mit dem Wechsel machen. Dieser Tarif definierte damit aber einen Orientierungspunkt für den Markt (den es lohnt nicht zu einem Lieferenten zu wechseln, der einen höheren Preisverlangt). Zudem hatten die Kunden die Chance zu einem (noch günstigeren) Standardtarif versorgt zu werden, wenn sie überhaupt nicht den Lieferanten wechselten.

- **Ansteigender Trend der Strompreise seit ca. 2003** – Seit 2003 weisen die Endkundenpreise für die kleinen Industriekunden in allen Ländern einen steigenden Trend auf - mit Ausnahme von Frankreich: Die französischen Preise bleiben im Gegensatz zum allgemeinen Preistrend nahezu konstant. Auch die Preise in Polen weisen eine vergleichsweise geringe Schwankung auf, was in beiden Ländern wiederum in den regulierten Preisen begründet ist. Ein Hauptgrund für die ansonsten ansteigenden Preise liegt dabei in der Entwicklung des Stromgroßhandelspreises, der seit 2003 in allen Ländern massiv gestiegen ist.

- **Industriestrompreise für kleine Kunden in Deutschland am oberen Ende** – Der deutsche Strompreis zählt über den gesamten betrachteten Zeitraum zu den höchsten. Lediglich in Großbritannien und Spanien bewegen sich die Industriestrompreise für die ausgewählte Kundengruppe zeitweise auf ähnlichem Niveau wie in Deutschland. Die Preise in allen übrigen Ländern liegen z.T. deutlich unter den deutschen Preisen. Als

---

42 Der Industriestrompreis in Schweden weist für das erste Halbjahr 2003 einen außergewöhnlichen Sprung auf. Wir gehen davon aus, dass es sich um einen Datenfehler handelt, da der Ausreißer nicht erklärbar ist und z.B. die Preisreihen der IEA keinen entsprechenden Sprung beinhalten.

Länder mit eher niedrigen Industriekundenpreisen gelten dabei insbesondere bis Ende 2003 die Tschechische Republik und Schweden und ab 2004 vor allem Frankreich und Polen. In den beiden letztgenannten Ländern ist dies insbesondere auf die aus industriepolitischen Gründen regulierten Endkundenpreise in diesem Kundensegment zurückzuführen.

Die **Abbildung 24** zeigt, dass bei den betrachteten Ländern zum Teil deutliche Sprünge im Preisniveau beim Wechsel von der alten zur neuen Methodik von Eurostat zu erkennen sind. Ein Grund hierfür könnte z.B. in der Umstellung von konkret spezifizierten Abnahmefällen (alte Methodik) auf Bandbreiten (neue Methodik) liegen.[43] Sollte z.B. die Verteilung der Abnahmefälle innerhalb einer Bandbreite zwischen den Ländern variieren, könnte dies dazu geführt haben, dass es bei Ländern wie Deutschland und Frankreich zu Preisausschlägen nach unten, bei Ländern wie Polen und Spanien hingegen zu Preisabweichungen nach oben kommen konnte.

Es wird auch mit der neuen Methodik deutlich, dass die deutschen Preise sich im Vergleich zu den sieben untersuchten Ländern erneut im oberen Bereich bewegen; nur die Industriekundenpreise in Großbritannien liegen zu Beginn des betrachteten Zeitraums über denen in Deutschland. Weiterhin weisen nach der neuen Methodik insbesondere die Tschechische Republik und Spanien über den betrachteten Zeitraum ebenso überdurchschnittlich hohe Strompreise für kleine Industriekunden auf. Frankreich und wiederum Schweden gehören auch nach der neuen Methodik zu den Niedrigpreisländern, wobei Polen nun im Mittelfeld zu finden ist.

Mittelgroße Industriekunden

Ähnliche Aussagen wie für den Verbrauchsfall „kleine Industriekunden" lassen sich für den mittelgroßen Industrieabnahmefall treffen.[44] Die internationalen Preistrends sind sowohl für die alte als auch bei Anwendung der neuen Methodik im Verlauf sehr ähnlich. Festzuhalten ist jedoch, dass die Preise für die mittelgroßen Industriekunden erwartungsgemäß allesamt etwas niedriger liegen als für den kleinen Kunden (durchschnittlich ca. 1ct/kWh). Auf eine detaillierte Beschreibung wird aufgrund der aufgezeigten Ähnlichkeit an dieser Stelle verzichtet.

Exkurs: Sehr große Industriekunden

Die folgende Grafik stellt die approximierte Entwicklung der Endkundenpreise für sehr große Industriekunden (annahmegemäß 330.000 MWh) dar. Die

---

43 Vgl. Kapitel 2.2 für weitere Ausführungen zu dem von Eurostat durchgeführten Methodenwechsel.

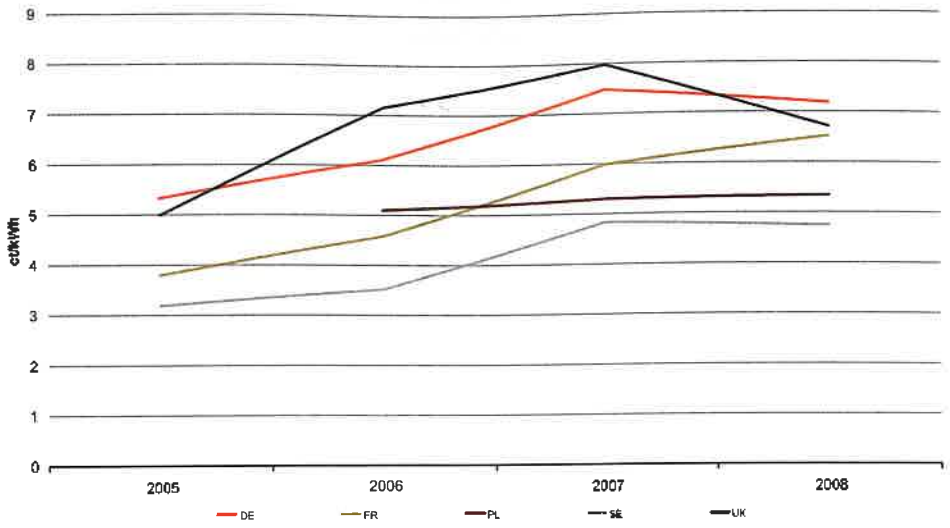
44 Neben zum Teil auch für die kleine Industrie beobachtbaren unplausiblen Preissprüngen für Schweden weisen die Werte für den großen Industriekunden zudem erhebliche Datenlücken auf. Dies betrifft v.a. Deutschland. Aus diesem Grund werden diese Preise nicht grafisch dargestellt.

Endkundenpreise für diesen Abnahmefall setzen sich dabei aus den Beschaffungskosten für Strom am Großhandelsmarkt, den Netzentgelten für die Höchstspannungsebene und den zu zahlenden Steuern und Abgaben[45] zusammen.[46] Es ist zu erwarten, dass die Entwicklung dieser Endkundenpreise stark durch die Entwicklung des Großhandelspreises für Strom geprägt wird (siehe hierzu auch die **Abbildung 29**). Da dieser länderübergreifend über den betrachteten Zeitraum einen steigenden Trend aufweist, dürfte auch die Entwicklung der hier dargestellten Endkundenpreise durch einen generell ansteigenden Trend charakterisiert sein. Eine Ausnahme bildet der Endkundenpreis in Großbritannien für das Jahr 2008. Aufgrund des stark abfallenden Großhandelspreises in Großbritannien im Jahr 2008, ist dort auch ein Absinken des Endkundenpreises zu erwarten.

45 Da uns für den hier konzipierten Fall eines sehr großen Industriekunden keine separaten länderübergreifenden Informationen zu den zu zahlenden Steuern und Abgaben vorliegen, wurden hier ebenfalls die von Eurostat veröffentlichten Daten für den Abnahmefall Ii (alte Methodik) und IF (neue Methodik), d.h. den Steuern und Abgaben für den hier definierten Abnahmefall „mittelgroßer Industriekunde" zugrunde gelegt.

46 Siehe hierzu auch die Ausführungen in 3.4.8. Es ist allerdings anzumerken, dass sich die Methodik zur Bestimmung des Endkundenpreises für sehr große Industriekunden im Rahmen des internationalen Preisvergleiches von der Methode, wie sie für die Berechnung des Strompreises in Deutschland in Abschnitt 3.4.8 gewählt wurde, unterscheidet. Grund hierfür ist, dass auf Basis der uns zur Verfügung stehenden Daten eine länderübergreifend konsistente Analyse nach der dort angewandten Methode nicht möglich ist. Die Entwicklung des Endkundenpreises für Deutschland ist jedoch nach beiden Methoden sehr ähnlich. Einzige Ausnahme bildet hier das Jahr 2007. Diese Diskrepanz erklärt sich dadurch, dass in der Analyse für die deutschen Strombeschaffungskosten der Day-Ahead-Baseprеis zu Grund gelegt wurde und die Analysen in dem internationalen Preisvergleich auf Preisen für Jahreskontrakte beruhen

Abbildung 25. Synthetische Endkundenpreise im internationalen Vergleich für sehr große Industriekunden (nominal)[47]



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat, entsoe und Platts Power Assements Base, EEX, Nordpool

Der Endkundenpreis ist in den Ländern Großbritannien, Deutschland und Frankreich am höchsten. Schweden und Polen weisen geringere Endkundenpreise in diesem Segment auf. Damit finden sich die Niveauunterschiede im Großhandelspreis ebenfalls in den Unterschieden im Endkundenpreise wider.

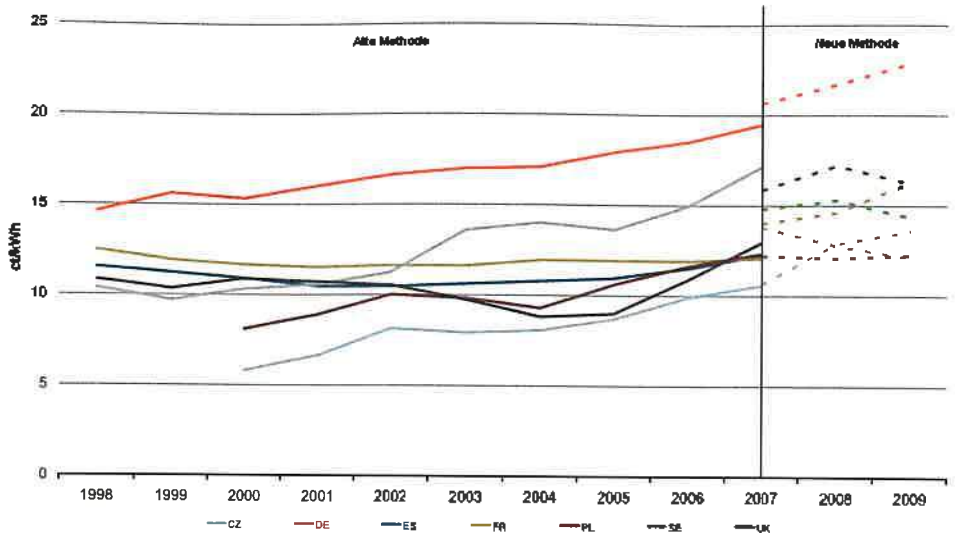
Haushaltskunden

Die Analyse der Endverbraucherpreise für Haushaltskunden inkl. aller relevanten Steuern und Abgaben im internationalen Vergleich zeigt **Abbildung 26**.

47 Aufgrund von Datenlücken muss hier auf die Darstellung der Endkundenpreis für die Länder Tschechien und Spanien verzichtet werden.

Endkundenpreise für Strom

Abbildung 26. Endkundenpreise (inkl. aller Steuern) im internationalen Vergleich für Haushaltskunden (alte und neue Methodik) (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat
durchgezogene Linie: Dc (alte Methodik); gepunktete Linie: DC (neue Methodik)

- **Preisschwankungen länderübergreifend bei Haushaltskunden geringer als bei Industriekunden** – Da Schwankungen in den Erzeugerpreisen in der Regel weniger stark an Haushaltskunden weitergegeben werden, weisen die Haushaltskundenpreise erwartungsgemäß geringere Preisschwankungen als die Endkundenpreise bei den Industriekunden auf. Die nahezu konstante Preisentwicklung in Spanien und erneut Frankreich ist dabei wiederum auf regulierte und z.T. politisch motivierte Preise im Haushaltskundenbereich zurückzuführen. In Großbritannien, Schweden und Polen fallen die Schwankungen am höchsten aus. Dies kann insbesondere in Großbritannien und Schweden eine Konsequenz des vergleichsweise häufigen Anbieterwechsels der Kunden in diesen Ländern sein. Deutschland zeichnet sich dagegen eher durch eine geringe Preisvolatilität aus.

- **Ansteigender Trend** – In nahezu allen betrachten Ländern zeigen die Haushaltskundenpreise einen steigenden Trend auf. Einzige Ausnahme ist wiederum Frankreich, wo über den dargestellten Zeitraum sogar eine leicht fallende Preistendenz zu beobachten ist, was wiederum auf regulierte Endkundenpreise zurückzuführen ist. Die Preise in Großbritannien fallen zwischen 2003 und 2006 deutlich unter das Niveau von 1998; weisen aber über den gesamten betrachteten Zeitraum auch einen steigende Tendenz auf. Mit einer Steigerungsrate von knapp 30% zwischen 2000 und 2007 liegt

Deutschland im Mittelfeld der betrachteten Länder. Der generell ansteigende Endkundenpreis ist länderübergreifend erneut hauptsächlich auf den Anstieg des Großhandelspreises zurückzuführen.

- **Endkundenpreise für deutsche Haushalte ebenfalls am oberen Ende** – Endverbraucherpreise für Haushaltskunden in Deutschland liegen erneut deutlich über den Preisen der ausgewählten Vergleichsländer: Analog zu den Industriekundenpreisen zählen auch die Strompreise für deutsche Haushaltskunden zu den höchsten. Lediglich die Haushaltskundenpreise in Schweden sind seit Anfang 2003 erheblich angestiegen und haben sich somit vom sonst eher einheitlichen Mittelfeld abgesetzt und wiesen insbesondere zum Ende der Periode nach alter Methodik ebenfalls vergleichsweise hohe Haushaltspreise auf. Die Preise für die anderen betrachteten Länder liegen deutlich unter dem Preisniveau in Deutschland, wobei insbesondere die Tschechische Republik, Polen und zeitweise auch Großbritannien im Rahmen der alten Methode die niedrigsten Preise vorweisen konnten.

Der in **Abbildung 26** dargestellte Wechsel zwischen der alten und der neuen Eurostat-Methodik zeigt, dass die nach der neuen Methodik veröffentlichen Preise im Allgemeinen (Deutschland, Spanien, Polen und Großbritannien) über denen nach der alten Methodik liegen. Für Frankreich und die Tschechische Republik scheint die Preisreihe ohne eine Änderung weiterzuverlaufen. In Schweden hingegen ist ein deutliches Absinken des Preisniveaus zu erkennen. Die unterschiedlichen Verläufe der Preiskurven nach der Umstellung auf die neue Methodik könnten, wie bei den Industriekunden schon erwähnt, an der Umstellung auf Bandbreiten liegen, falls die Verteilung innerhalb der Bandbreiten sich von Land zu Land unterscheiden sollten sowie an der Umstellung der Berücksichtigung der Steuern und Abgaben.

Wie bereits aus der **Abbildung 26** erkennbar, bleiben die deutschen Endkundenpreise auch bei Anwendung der neuen Eurostat-Methodik am höchsten und weisen – analog zu Spanien, Großbritannien und der Tschechischen Republik – einen weithin steigenden Trend auf. Während die Preise in Frankreich auf nahezu konstantem Niveau verharren, sinken die Preise in Polen über den gesamten dargestellten Zeitraum. In Schweden fallen die Haushaltskundenpreise nach einem anfänglichen Anstieg in 2009 wieder ab. Die Preisschere zwischen Deutschland und den anderen Vergleichsländern ist zum Ende des betrachteten Zeitintervalls nochmals angestiegen.

Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass in allen betrachteten Segmenten die Endkundenpreise in Europa sehr unterschiedliche Niveaus aufweisen. Des Weiteren zeigt die Analyse, dass die Endkundenpreise in Deutschland sowohl bei den Industrie- als auch bei den Haushaltskunden über den gesamten dargestellten Zeitraum im oberen Bereich liegen und darüber

Endkundenpreise für Strom

hinaus über lange Perioden eine Spitzenposition einnehmen. Im folgenden Abschnitt werden wir die Ursachen für diese internationalen Preisunterschiede näher beleuchten.

3.5.3 Ursachenanalyse für internationale Preisunterschiede

Methodische Vorbemerkungen

Wie schon für die Analyse der Preisdeterminanten innerhalb Deutschlands diskutiert, macht es auch bei der Ursachenanalyse internationaler Preisunterschiede sind drei Hauptkostenkomponenten zu betrachten:

- Großhandelspreis;
- Netzentgelte (als Datenbasis verwenden wir u.a. die Benchmarking-Reports der jeweiligen nationalen Aufsichtsbehörden); und
- Steuern und Abgaben.[48]

Im Folgenden werden die Kostenstrukturen im Ländervergleich anhand dieser Kostenkomponenten für die ausgewählten Kundensegmente im Detail analysiert.

Bei der Interpretation der im Nachhinein dargestellten Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass neben den bereits aufgeführten Problemen hinsichtlich der Qualität der Eurostat-Daten, es ebenfalls Einschränkungen bezüglich der hier verwendeten Daten für die im Folgenden analysierten Kostenelemente gibt:

- **Keine vollständige Konsistenz der Abnahmefälle für die Ermittlung von Preisen und Kosten** – Die hierfür verwendeten Netzentgelte wurden in der Regel für andere Abnahmefälle erhoben als die von uns analysierten Endkundenpreise. Darüber hinaus sind die zu Grunde gelegten Netzentgelte nicht über alle Länder konsistent.[49]

---

48 Darüber hinaus gibt es noch eine weitere Erklärungsgröße, die sogenannte Residualkomponente. Diese Komponente beinhaltet neben den bisher noch nicht erfassten Kostenelementen wie z.B. der Vertriebs- und Marketingkosten auch die erwirtschafteten Margen sowie alle aufgrund der im Folgenden näher erläuterten Probleme hinsichtlich der Datenqualität entstandenen Ungenauigkeiten bei der Bestimmung der hier aufgeführten Kostenkomponenten. Da uns keine entsprechenden Informationen hinsichtlich der noch nicht erfassten Elemente vorliegen und – bedingt durch die erwähnten Datenprobleme – eine Interpretation dieser Residualkomponente nur sehr eingeschränkt möglich ist, wird auf eine weitere Betrachtung dieser Restgröße hier verzichtet. Eine genauere Analyse dieser Komponente würde eine weitere Untersuchung nach sich ziehen, die es erforderlich machen würde, auf zusätzliche – zumeist nicht öffentlich zugängliche – Datenquellen zurückreifen.

49 So beziehen sich zum Beispiel die in den Benchmarking Reports veröffentlichten Netzentgelte für Industriekunden in der Regel auf die definierten Abnahmefälle Ig und Ib, wobei die von uns analysierten Endkundenpreise die Preise für die Abnahmefälle Ie und Ii darstellen, die jeweils einen erheblich höheren Jahresverbrauch aufweisen. Für Schweden wurden wiederum andere Kundengruppen zugrunde gelegt. Statt der sonst für die Netzentgelte üblichen Abnahmefälle (24GWh (Ig), 59MWh (Ib) und 3500kWh (Dc)) beziehen sich die veröffentlichten Netzentgelte in Schweden auf die Abnahmefälle 5GWh, 30MWh and 5000kWh.

- **Netzentgelte:**
  - **Netzentgelte sind nur Approximation** – So stellen die uns zur Verfügung stehenden Angaben für Netzentgelte z.B. nur einen Näherungswert für die jeweils tatsächlich anfallenden Netzentgelte dar. Gründe hierfür sind u.a.:
  - **Zeitliche Zuordnung von Netzentgelten** – In einigen Fällen beziehen sich die Netzentgelte auf unterschiedliche Zeiträume, so wurden z.B. im Benchmarking Report von 2003 die Netzentgelte für Spanien aus dem vorherigen Report übernommen. Zudem ist es insbesondere für ältere Jahre nicht immer eindeutig, auf welchen Zeitpunkt sich die angegebenen Netzentgelte beziehen. Auch aus diesem Grund kann es zu Inkonsistenzen zwischen den verwendeten Datenquellen kommen, welche die Vergleichbarkeit der in der folgenden Analyse gegenübergestellten Endkundenpreise und Gesamtkosten z.T. sehr einschränken können.
  - **Fehlende Klarheit über die Spannungsebene der Belieferung und damit die Netzentgelte** – Es scheint für die einzelnen Abnahmefälle noch eine weitere Unterteilung der Netzentgelte nach Spannungsebenen zu geben (z.B. Unterscheidung von high und extra high voltage bei den großen Industriekunden und zwischen low und high voltage bei den kleinen Industriekunden).[50] Große Sprünge im Zeitablauf oder Inkonsistenzen zwischen den verschiedenen Kundengruppen (beispielsweise, wenn Netzentgelte für kleine Industrie über denen für Haushalte liegen) könnten also dadurch verursacht sein, dass nicht konsistent Unternehmen der gleichen Tarifgruppen erhoben wurden.[51] Diese Problematik erschwert auch den internationalen Vergleich der Netzentgelte.
- **Vollständigkeit der Steuer- und Abgabenbelastung** – Es gibt im Ausland der EEG-Umlage ähnliche und ebenfalls energiepolitisch motivierte Sonderlasten, die sich aber ggf. nicht einfach spezifizieren lassen, und für die daher ggf. auch keine offiziellen Daten zur Schätzung der Belastung

---

50 So werden beispielsweise für Deutschland, Schweden und Großbritannien im Benchmarking Report 2003 zusätzlich zu einem Durchschnittswert noch Bandbreiten angegeben, bei denen die Grenzen mit niedrig und hoch bezeichnet werden und im Benchmarking Report 2005 sind für Polen und Großbritannien für alle drei Abnahmefälle nur Bandbreiten angegeben.

51 Hier könnte auch der Grund dafür liegen, warum z.B. die tschechischen Netzentgelte für die kleine Industriekunden höher sind als die der Haushalte. Der ERGEG National Report 2007 für die Tschechische Republik weist für die kleine Industrie ein Netzentgelt von 4.326 ct/kWh für low voltage und von 0.597 ct/kWh für high voltage aus. Das Netzentgelt für Haushalte liegt mit 3.733 ct/kWh einmal über dem Tarif für die kleine Industrie und einmal unterhalb.

vorliegen. Als Beispiel sei hier etwa die Verpflichtung britischer Stromvertriebsunternehmen zum Erwerb von „Renewable Obligation Certificates" (ROCs) zu nennen, deren Kosten im Wettbewerb letztlich zumindest teilweise an Endkunden gewälzt werden.

- **Schätzung Strombeschaffungskosten** – Ähnliche Einschränkungen gelten für die Schätzung der Strombezugskosten. Hier wurde angenommen, dass die jeweiligen Kosten für die Beschaffung von Strom dem Jahresdurchschnitt der jeweils im Vorjahr gehandelten (Baseload-) Jahreskontrakte entsprechen. Dies ist auch nur als eine Annäherung an die tatsächlichen angefallenen Beschaffungskosten zu verstehen. Die Beschaffungsstrategien können sich zwischen den Ländern und auch im Zeitverlauf unterscheiden und verändern.

- **Verbleibende Inkonsistenzen in der Datenerhebung** – Darüber hinaus scheinen auch Inkonsistenzen bei der Datenerhebung eine Rolle zu spielen. Diese haben wir versucht so weit uns möglich auszugleichen. Dennoch kann es hierdurch zu weiteren Einschränkungen in der Datenqualität gekommen sein.

Politische Einflussnahme auf die Endkundenpreise

Trotz der Bemühungen der Europäischen Kommission die Endkundenmärkte im Stromsektor europaweit dem Wettbewerb zu öffnen, in einzelnen Ländern die Endkundenpreise in verschiedenen Kundensegmenten noch regulatorisch und teilweise eher nach politischen als noch kostenkalkulatorischen Erwägungen festgesetzt werden. Somit tragen auch politische Einflüsse bei der Preisbildung zu einer Diskrepanz den Endkundenpreisen und den hier betrachteten Gesamtkosten bei. Im Folgenden geben wir einen kurzen Überblick über den politischen Einfluss bei Bildung der Endkundenpreise in den von uns betrachteten Ländern.

Zu den Ländern mit Regulierung der Endkundenpreise zählten 2008 unter den hier untersuchten Ländern noch Frankreich, Polen und Spanien.

Abbildung 27. Anteil an regulierten Tarifen nach Marktsegment

	Haushaltskunden	Kleine Industrie	Mittelgroße Industrie	Energieintensive Industrie
Frankreich	99%	82%	94%	82%
Spanien	92%	65%	nicht reguliert	0,005%
Polen	99,99%	nicht reguliert	nicht reguliert	nicht reguliert

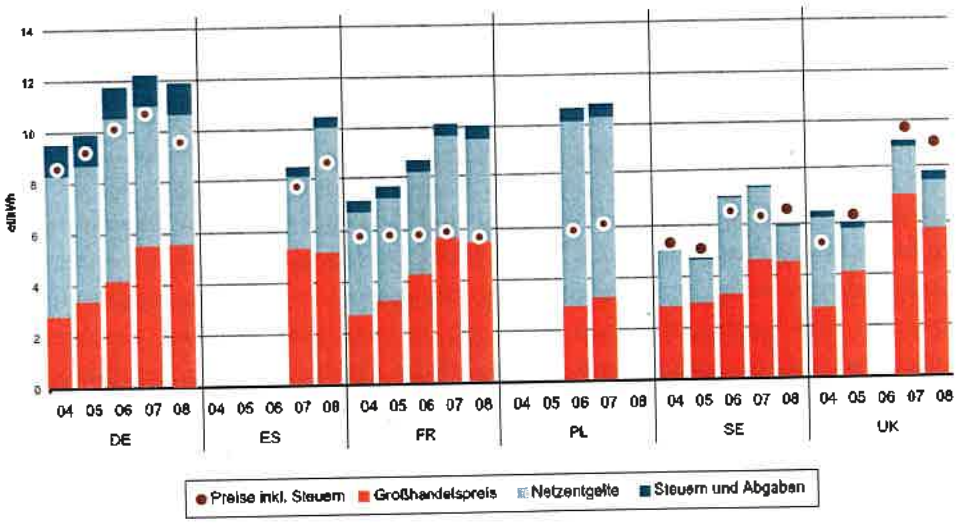
Quelle: ERGEG

Kleine Industriekunden

Die Analyse der Zusammensetzung der Endkundenpreise für kleine Industriekunden in den betrachteten Vergleichsländern für ausgewählte Jahre zeigt (**Abbildung 28**),

- dass die internationalen Preisunterschiede in diesem Industriesegment grundsätzlich die unterschiedlichen Gesamtkosten in den einzelnen Ländern widerspiegeln;
- dabei stellen nur Frankreich und Polen eine Ausnahme dar, wo Endkundenpreise aufgrund regulierter Preise deutlich unterhalb der Gesamtkosten liegt.

Abbildung 28. Komponenten der Endkundenpreise für kleine Industriekunden (2004-08) (nominal)



Anmerkung: Das Niveau der ausgewiesenen Kosten und Preise ist nicht unmittelbar vergleichbar, da z.T unterschiedliche Erhebungsbasen bestehen (vgl. auch Anmerkjungen im Haupttext)

Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat, Benchmarking Reports 2003-2005, 2007-2008, ERGEG National Reports, Platts Power Assements Base, EEX, Nordpool, Energate, OMIP, Power Exchange Central Europe

Betrachtet man nun die einzelnen Kostenelemente im Ländervergleich, so zeigt sich folgendes Bild:

- **Die Stromgroßhandelspreise weisen ein ähnliches Niveau auf** – Der dem Endkundenpreis zugrunde liegende Großhandelspreis für Strom liegt in Deutschland im Vergleich zu den anderen betrachten Ländern im Mittelfeld und entspricht über den gesamten Zeitraum in etwa den Großhandelspreisen in Frankreich, Tschechien und auch Spanien (siehe **Abbildung 29**).

Endkundenpreise für Strom

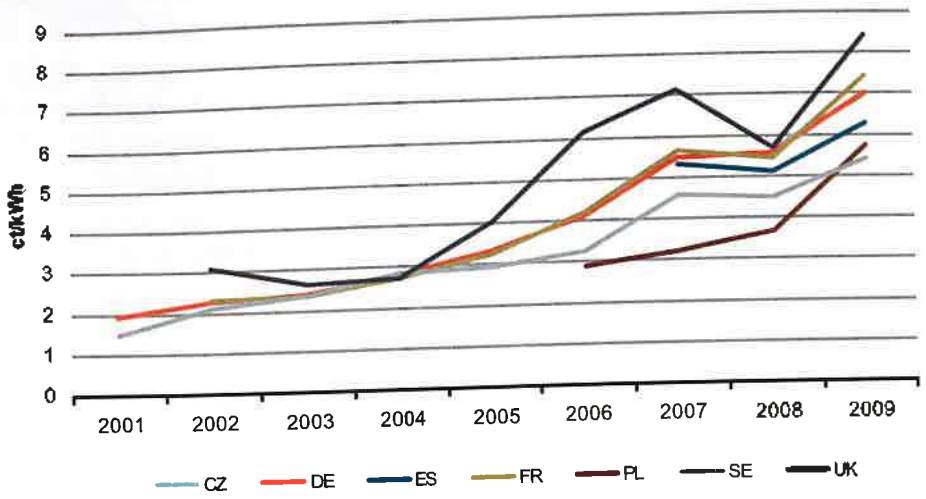
Ausreißer nach oben ist insbesondere in den Jahren 2005 - 2007 Großbritannien. Hauptursache hierfür ist der zu Beginn dieses Zeitraumes stark gestiegene Preis für Erdgas, der bei einem stark gas-basierten Kraftwerkspark – wie er in Großbritannien zu finden ist – einen entsprechend großen Einfluss auf den Großhandelspreis hat. Schweden und Polen zeichnen sich hingegen durch einen vergleichsweise niedrigen Großhandelspreis aus. Die Unterschiede in Bezug auf die skandinavischen Preise sind dabei insbesondere auf die dortige kostengünstigere Herstellung von Strom aus Wasserkraft (und Jahren guter Wasserverfügbarkeit) und dem hohen Anteil von Atomstrom zurückzuführen. Das sehr geringe Preisniveau in Polen ist vorrangig auf Datenprobleme zurückzuführen, die sich aus einer mangelnden Liquidität zu Beginn des Börsenhandels ergeben. In den letzten Jahren hat sich der Großhandelspreis in Polen an die Preise der anderen betrachteten Länder angenähert. Die noch vorhandene Preisdifferenz ist dabei auf den hohen Steinkohleanteil im polnischen Kraftwerkspark zurückzuführen.[52]

Die dauerhaft vorliegenden Preisunterschiede zwischen den Ländern spiegeln dabei vor allem vorherrschende Netzengpässe an den Kuppelleitungen zu den jeweiligen Ländern wider.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass insbesondere die Länder, für die uns solide Daten vorliegen, ein recht ähnliches Großhandelspreisniveau aufweisen. Daher lassen sich die Unterschiede in den Gesamtkosten und somit auch die unterschiedliche Höhe der Endkundenpreise nur sehr eingeschränkt durch die Kostenkomponente „Großhandelspreis" erklären.

52 Neben den nationalen Unterschieden in der Höhe des Stromgroßhandelspreises ist auch zu erkennen, dass der Großhandelspreis in allen betrachteten Ländern einen steigenden Trend aufweist. Gründe hierfür sind vor allem in der Entwicklung der Brennstoffpreise sowie der Preise für CO2-Zertifikate zu finden.

Abbildung 29. Stromgroßhandelspreise im int. Vergleich (Jahresdurchschnittspreise für Jahreskontrakte Baseload; jeweils im Vorjahr gehandelt) (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Platts Power Assements Base, EEX, Nordpool, Energate, OMIP, Power Exchange Central Europe

- Die Netzentgelte erklären einen großen Teil der internationalen Preisunterschiede: **Abbildung 30** zeigt, dass die kleinen Industriekunden in Deutschland im internationalen Vergleich mit die höchsten Netzentgelte zahlen. Ursachen für diese Unterschiede sind z.B.:
  - Sonderlasten – In Deutschland waren die die Netzentgelte z.B. mit den Kosten für EEG-Umlage und EEG-Veredelung belastet;
  - Unterschiede in der Netzauslegung und damit verbundenen Netzzuverlässigkeit;
  - Besonderheiten in der Netzinfrastruktur zum Beispiel durch die spezifische Versorgungsaufgabe (lastdichte, Anschlussdichte etc.); sowie
  - länderspezifische Ausgestaltung der Regulierungsregime und Zusammensetzung der Netzentgelte (z.B. durch unterschiedliche Kostenzurechnungsverfahren oder unterschiedlich stark wirkende Effizienzanreize), sowie

So lassen sich für die relativ hohen Netzentgelte in Deutschland folgende Treiber festhalten:

- Netzbereitstellungsqualität – Das deutsche Stromnetz ist vergleichsweise gut ausgebaut und somit kann Deutschland z.B. im internationalen Vergleich eine sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit vorweisen.[53].

- „Teurere" Netzinfrastruktur – Darüber hinaus weist Deutschland einen vergleichsweise hohen Anteil an Erdkabeln auf, was wiederum mit höheren Netzinfrastrukturkosten verbunden ist.[54]

- Investitionsanreize – Des Weiteren setzt das deutsche Regulierungsregime eine Reihe von Investitionsanreizen, die u. U. kostensteigernd wirken können. Zu nennen sind hier beispielsweise das „moderate" Effizienzbenchmarking (z.B.: „Best-Abrechung" nach vier verschiedenen Benchmarkingverfahren, Berücksichtigung von Leitungslängen und Transformatorkapazitäten als Kostentreiber), also Anreize, die investitionsfördernd wirken, aber Effizienzanreize verringern können bzw. die kapitalmarktgerechten Zinssätze für die Eigenkapitalverzinsung oder auch Sonderregelungen wie die Genehmigung von Investitionsbudgets.

- Sonderlasten – Die Netzbetreiber in Deutschland tragen z.T. implizite Sonderlasten, insbesondere für die Integration Erneuerbarer Energien. So besteht die generelle Pflicht, Stromnetze für die Integration Erneuerbarer Energien auszubauen, was aufgrund des vergleichsweise hohen Marktanteils Erneuerbarer in Deutschland zu besonderen Lasten führt. Zudem sind Kosten für die Vorhaltung von Leistungsreserve, für den Ausgleich unerwarteter Einspeiseschwankungen, für die „Bandveredelung" von EE-Einspeisung sowie für die Vermarktung von Erneuerbaren Energien implizit in den Netzentgelten enthalten.

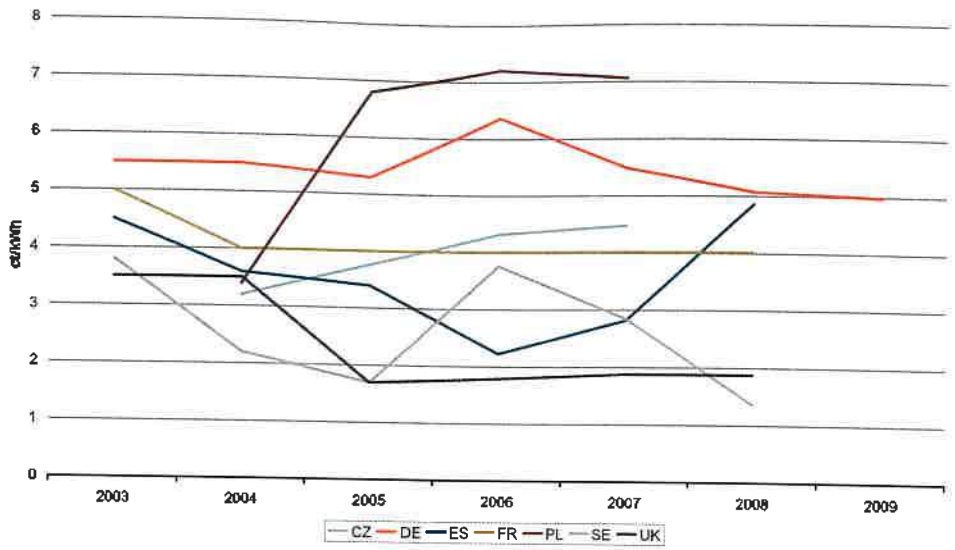
Die Gesamtheit dieser hier aufgeführten Besonderheiten wird in den Netzkosten reflektiert und liefert somit einen Anhaltspunkt für das vergleichsweise hohe Niveau der Netzentgelte in Deutschland.

---

53 So ermittelte z.B. die BNetzA für 2008 eine durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Endverbraucher (SAIDI-Wert) von ca. 17 Minuten. Dies liegt deutlich unter den Werten aller Länder aus der Vergleichsgruppe. So weisen Schweden (300 Minuten) und Polen (530 Minuten) qualitativ deutlich unterdurchschnittliche Netzqualitäten auf. Die anderen Länder bewegen sich dazwischen (bspw. Frankreich und Spanien je ca. 100 Minuten und Großbritannien 75). Vgl. dazu Berichte der jeweiligen Regulierungsbehöden (www.energy-regulators.eu).

54 So beträgt der Verkabelungsgrad in Deutschland bspw. 72%, in Frankreich hingegen nur 29% und in Großbritannien 60% (vgl. RWE (2007)).

Abbildung 30. Netzentgelte für kleine Industriekunden im internationalen Vergleich (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Nationalen Regulierungsbehörden und Europäischer Kommission

Die Abbildung lässt zudem keinen einheitlichen Trend bei der Entwicklung der Netzentgelte erkennen. Während die Netzentgelte in Deutschland und Schweden von 2006 auf 2007 gesunken sind, sind die Entgelte in der Tschechischen Republik im gleichen Zeitraum gestiegen. Frankreich liefert wie schon bei den Endverbraucherpreisen das konstanteste Bild ab. Hier verbleiben die Netzentgelte seit 2004 auf nahezu dem gleichen Niveau. Diese regional unterschiedliche Entwicklung ist u.a. auf die länderspezifischen Regulierungsansätze bei der Bestimmung der Netzentgelte zurückzuführen und somit politisch und nicht – wie zum Beispiel der Großhandelspreis – marktseitig geprägt.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Netzentgelte wesentlich zu den Unterschieden der Gesamtkosten in diesem Kundensegment beitragen, da diese Komponente einerseits einen signifikanten Anteil an den Gesamtkosten hält und sich andererseits im Ländervergleich sehr heterogen darstellt (anders als die Komponente Großhandelspreis – die zwar ebenfalls einen großen Kostenblock darstellt, aber vergleichsweise homogen ausfällt). Wie eingangs festgehalten, schwanken die Endkundenpreise im Ländervergleich in etwa mit den Gesamtkosten. Da die Unterschiede in den Gesamtkosten – wie gerade beschreiben – wesentlich durch die Netzentgelte generiert werden, lässt sich somit auch ein ähnliches Muster zwischen Netzentgelt und Preis erkennen, d.h., das Länder, die durch hohe Netzentgelte gekennzeichnet sind, tendenziell auch vergleichsweise hohe Endkundenpreise aufweisen.

Endkundenpreise für Strom

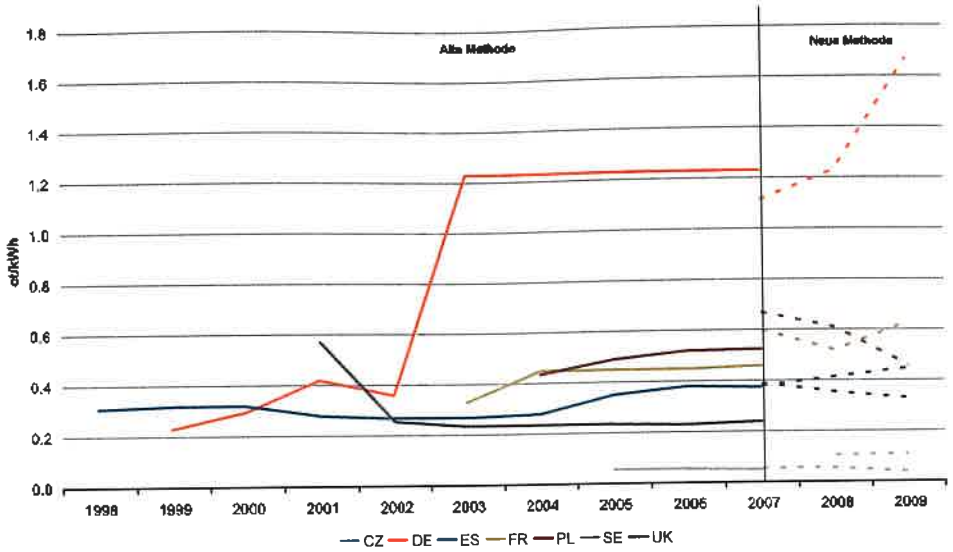
- **Steuern und Abgaben liefern auf Basis der Eurostat-Daten mit Ausnahme von Deutschland einen geringen Erklärungsbeitrag zu den internationalen Preisunterschieden** – Bei den zu zahlenden Steuern und Abgaben liegt Deutschland ebenfalls sowohl nach der alten also auch nach der neuen Berechnungsmethode merklich über den hier betrachteten Ländern, wobei die steuerliche Belastung für die kleinen Industriekunden in Deutschland nach der Anhebung der Stromsteuer im Jahr 2003 (von 0,36 ct/kWh auf 1,23 ct/kWh) von 2008 auf 2009 nochmals aufgrund der höheren EEG-Umlage deutlich angestiegen ist (siehe Abbildung).[55] Demnach war die steuerliche Belastung für kleine Industriekunden in Deutschland in den letzten Jahren fast immer doppelt so hoch wie in den anderen Vergleichsländern. Allerdings sind z.B. in UK die Belastungen durch die Mehrkosten für Erneuerbare Energien nicht in den Steuern und Abgaben gemäß Eurostat enthalten, da die Versorger diese Abgaben tragen. So schätzen wir die nicht enthaltende Kostenbelastung aus den Zertifikaten für Erneuerbare Energien (sog. ROC's, Renewable Obligation Certificates), die Versorger zur Erfüllung von Quoten aus Erneuerbaren Energien vorweisen müssen, für das Jahr 2008 auf ca. 0,4 ct/kWh - mit steigender Tendenz.[56] Dieser Betrag ist von den Vertriebsmargen der Lieferanten abzuziehen.

---

55 Die zum Teil unterschiedliche Auswirkung des Übergangs von der alten zur neuen Methodik liegt u.a. daran, dass die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben mit der Einführung der neuen Methodik umgestellt wurde: Während bei der alten Methode nur Steuern berücksichtigt wurden, die auf der Stromrechnung separat ausgewiesen wurden, werden mit der neuen Methodik alle Steuern, Abgaben und Umlagen berücksichtigt (auch wenn sie nicht separat auf der Rechnung ausgewiesen werden). Im Fall Deutschland bedeutet dies, dass vor der Umstellung auf die neue Methodik nur die Stromsteuer und die Mehrwertsteuer berücksichtigt wurden. Abgaben und Umlagen wie die Konzessionsabgabe sowie die KWKG- und EEG-Umlage waren im Rahmen der alten Methodik noch in dem von Eurostat ausgewiesenen Preis ohne Steuern enthalten. Da uns die genau zuzahlenden Abgaben und Umlagen für die jeweils betrachteten Abnahmefälle im Industriekundenbereich nicht im Detail vorliegen und diese Komponenten in diesem Segment auch vergleichsweise gering sind, haben wir auf eine entsprechende „Berichtigung" der Eurostat-Daten an dieser Stelle verzichtet (d.h. die entsprechenden Abgaben und Umlagen sind für die Industriekunden weiterhin im sogenannten Nettopreis enthalten). Da uns für die Haushaltskunden detailliertere Informationen vorliegen, wurden die „Berichtigung" in diesem Kundensegment – zumindest für Deutschland – vorgenommen.

56 Im Jahr 2002 lag diese Abgabe nach unseren Schätzungen noch in einer Größenordnung von 1,5 ct/kWh.

Abbildung 31. Relevante Steuern und Abgaben (exkl. MwSt.) für kleine Industriekunden im internationalen Vergleich (alte und neue Methodik) (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat
durchgezogene Linie: Ie (alte Methodik); gepunktete Linie: ID (neue Methodik)

Neben Deutschland sind die Steuern und Abgaben für kleine Industriekunden auch in Spanien in den letzten Jahren sehr stark angestiegen und haben sich von 2007 bis 2009 mehr als verdoppelt. In den anderen Ländern ist die Belastung durch Steuern und Abgaben hingegen in etwas konstant geblieben bzw. sogar leicht gesunken.

Insgesamt sind die länderspezifischen Unterschiede bei der Komponente „Steuern und Abgaben" im Vergleich zu den anderen Kostenkomponenten relativ mit Abstand am größten (so war die steuerliche Belastung für kleine Industriekunden in Deutschland in den letzten Jahren fast immer mehr als doppelt so hoch wie in den anderen Vergleichsländern). Da der Anteil der Steuern und Abgaben – trotz der hohen Spreizung – allgemein aber sehr gering ausfällt, spielt diese Komponente in dem hier betrachteten Kundensegment bei der Höhe der Gesamtkosten und somit auch der Analyse der Preisunterschiede eine eher nachgelagerte Rolle. Jedoch trägt die steuerliche Belastung – wenn auch auf relativ niedrigem Niveau – zu dem insgesamt höheren Kosten- und damit auch Preisniveau in Deutschland, das durch die mit Abstand höchsten Steuern und Abgaben gekennzeichnet ist, bei.

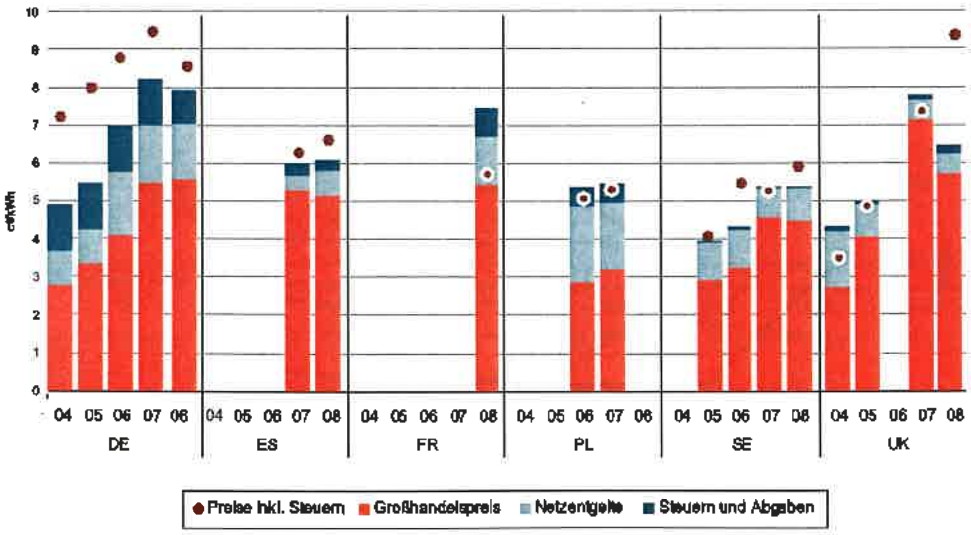
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im Bereich der kleinen Industriekunden den Netzentgelten eine vergleichsweise große Bedeutung bei der Erklärung der internationalen Unterschiede bei den Endkundenpreisen zukommt. So ist der hohe Endkundenpreis in Deutschland zum Beispiel insbesondere auf das hohe Niveau der Netzentgelte in diesem Kundensegment

zurückzuführen. Hingegen spielen die Komponenten Großhandelspreis – da relativ homogen – sowie Steuern und Abgaben – aufgrund der geringen Höhe- dabei eine nur untergeordnete Rolle.

Mittelgroße Industriekunden

Es zeigt sich auch im Bereich der mittelgroßen Industriekunden, dass die Endkundenpreise tendenziell die länderspezifischen Gesamtkosten widerspiegeln. Eine grundsätzliche Ausnahme hierbei stellt Deutschland dar, wo die Endkundepreise generell etwas über den dargestellten Gesamtkosten liegen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass es aufgrund der eingangs erwähnten Datenprobleme zu teilweise erheblichen Abweichungen zwischen den hier verwendeten und den tatsächlich anfallenden Kosten kommen kann. Zudem fällt auf, dass das Niveau der von den Behörden aufgeführten Netzentgelte in Deutschland für die Jahre 2004 und 2005 signifikant unterhalb der Entgelte für die anderen Jahre liegt, was wiederum ein Hinweis auf ein Konsistenzproblem bei der Datenerfassung sein könnte. Dennoch weist auch in diesem Segment Deutschland neben den höchsten Endkundenpreise auch die höchsten Gesamtkosten auf.

Abbildung 32. Komponenten der Endkundenpreise für mittelgroße Industriekunden (2004-08) (nominal)



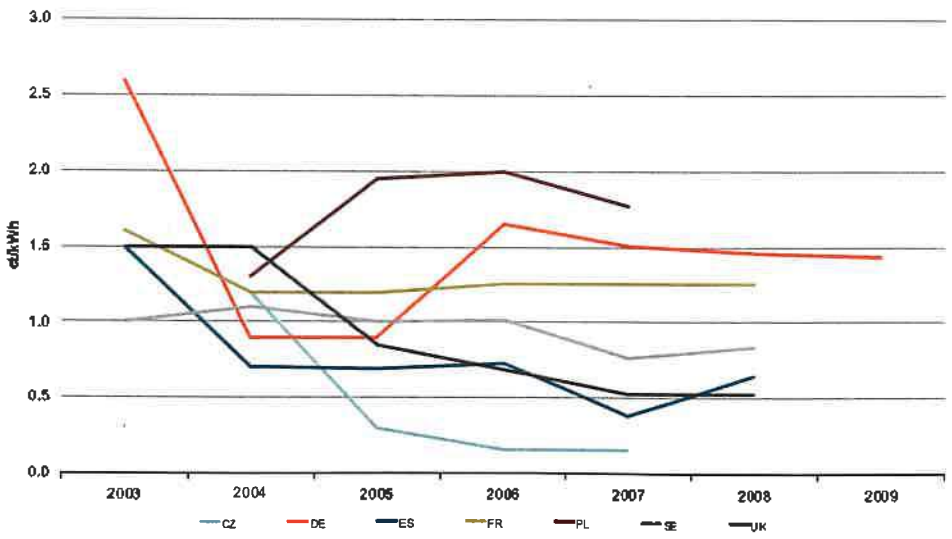
Anmerkung: Das Niveau der ausgewiesenen kosten und Preise ist nicht unmittelbar vergleichbar, da z.T unterschiedliche Erhebungsbasen bestehen (vgl. auch Anmerkjungen im Haupttext)

Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat, Nationalen Regulierungsbehörden und Europäischer Kommission, Platts Platts Power Assements Base, EEX, Nordpool, Energate, OMIP, Power Exchange Central Europe

- **Stromgroßhandelspreis** – Im Gegensatz zu den kleinen Industriekunden macht die **Abbildung 32** deutlich, dass der Großhandelpreis bei den mittelgroßen Industriekunden den Haupanteil an den Kosten darstellt und somit maßgeblich die Höhe der Gesamtkosten beeinflusst. Zwar gilt, dass tendenziell Länder mit hohen Großhandelspreisen auch höhere Endkundenpreise aufweisen. Dennoch ist aber nicht immer ein direkter Zusammenhang zwischen dem Niveau der Endkundenpreise und der Höhe des Großhandelspreises für alle Länder und Jahre feststellbar. So sind bspw. die Großhandelspreise im Jahr 2008 für Deutschland, Spanien, Frankreich und Großbritannien nahezu identisch, während die zugehörigen Industriepreise sehr weit auseinander liegen.

- **Netzentgelte – Abbildung 33** zeigt die Entwicklung der Netzentgelte für mittelgroße Industriekunden im internationalen Vergleich. Dabei wird wiederum deutlich, dass auch die Kunden in diesem Segment in den letzten Jahren in Deutschland vergleichsweise hohe Netzentgelte zahlen.[57] Einzig Polen weist höhere Netzentgelte für mittelgroße Industriekunden auf. Generell ist von 2006 auf 2007 ein Absinken der Entgelte im internationalen Vergleich feststellbar.

Abbildung 33. Netzentgelte für mittelgroße Industriekunden



Quelle: Frontier/EWI nach Nationalen Regulierungsbehörden und Europäischer Kommission

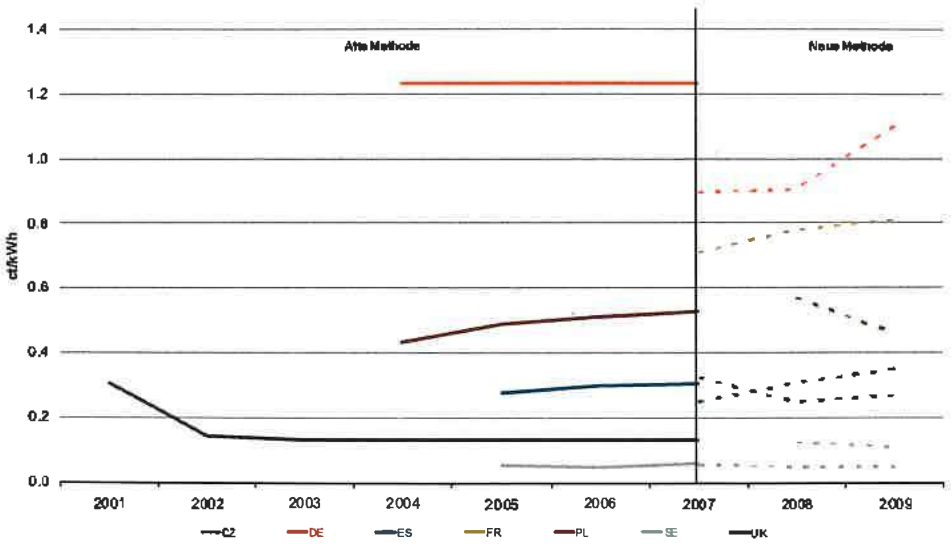
57 Für weitere Informationen hinsichtlich der eingeschränkten Vergleichbarkeit der Entgelte und relevanten länderspezifischen Gegebenheiten siehe die Ausführungen weiter vorn.

Endkundenpreise für Strom

Betrachtet man sich jedoch noch einmal die Kategorie der Netzentgelte in **Abbildung 32**, wird deutlich, dass die Netzentgelte für die mittelgroßen Industriekunden erwartungsgemäß einen sehr viel geringen Teil der Gesamtkosten ausmachen als im Fall der kleinen Industriekunden. Auch die Netzentgelte leisten in diesem Segment somit keinen wesentlichen Erklärungsbeitrag zu den Unterschieden in den länderspezifischen Gesamtkosten und folglich auch nicht zu den Unterschieden in den internationalen Endkundenpreisen bei mittelgroßen Industriekunden.

- **Steuern und Abgaben – Abbildung 34** zeigt die Entwicklung der Steuern und Abgaben im Ländervergleich.[58] Abstrahiert man von den Sprüngen, die durch den Methodenwechsel bedingt sind, sind die Zahlungen für Steuern und Abgaben für die mittelgroßen Industriekunden relativ konstant geblieben.

Abbildung 34. Steuern und Abgaben für mittelgroße Industriekunden (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat
durchgezogene Linie: Ii (alte Methodik); gepunktete Linie: IF (neue Methodik)

Insgesamt sind auch in diesem Segment die länderspezifischen Unterschiede bei den Steuern und Abgaben relativ mit Abstand am größten; während die Steuern und Abgaben z.B. im Jahr 2008 in Deutschland einen Anteil von 11% an den Gesamtkosten innehatten, waren es in Schweden und Großbritannien zum Beispiel nur 1% bzw. 4%. Damit hat diese Kostenkomponente auch nur im Fall

58 Siehe hierzu auch Fußnote 55 – insbesondere die Ausführungen zu der Behandlung von Abgabe und Umlagen in Deutschland.

von Deutschland einen vergleichsweise großen Einfluss auf die Höhe der Gesamtkosten und ist damit ein Erklärungsbaustein für die im internationalen Vergleich relativ hohen Endkundenpreise für mittelgroßen Industriekunden in Deutschland; jedoch nicht in den anderen Ländern. Allerdings sind, wie im Abschnitt zu den kleinen Industriekunden erläutert, in UK die Belastungen durch die Mehrkosten für Erneuerbare Energien nicht in den Steuern und Abgaben gemäß Eurostat enthalten.

Somit lässt sich festhalten, dass bei den mittelgroßen Industriekunden keine einzelne Komponente für die Erklärung der internationalen Preisunterschiede herangezogen werden kann, sondern eher das Zusammenwirken aller Kostenkomponenten ausschlaggebend ist. So sind die hohen Endkundenpreise in Deutschland sowohl auf vergleichsweise hohe Netzentgelte sowie eine hohe Belastung durch Steuern und Abgaben zurückzuführen. In den anderen Ländern sind aufgrund der geringen steuerlichen Belastung vor allem das Niveau der Netzentgelte und die Höhe des Großhandelspreises von Relevanz.

Exkurs: Sehr große Industriekunden

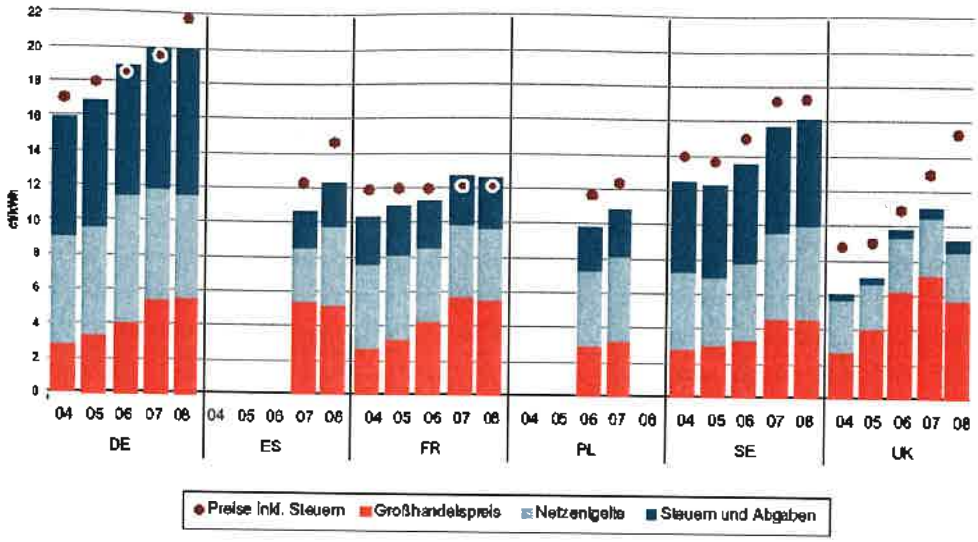
Auf eine detaillierte Analyse der Gründe für die internationalen Preisunterschiede bei den sehr großen Industriekunden wird an dieser Stelle verzichtet, da sich die in **Abbildung 25** dargestellten Endkundenpreise für dieses Segment als Summe aus den Beschaffungskosten für Strom, den Netzentgelten für die Höchstspannungsebene und den zu zahlenden Steuern und Abgaben zusammensetzen. Da sowohl der Anteil der Steuern und Abgaben sowie der Anteil der Netzentgelte vergleichsweise gering ausfallen, resultieren die internationalen Preisunterschiede vorrangig aus den Unterschieden in der Höhe des Großhandelspreises, welcher somit der wesentliche Treiber ist.

Haushaltskunden

Analog zu den Untersuchungen für die Industriekunden illustriert die folgende Grafik die Zusammensetzung der Endkundenpreise für die Haushaltskunden in den jeweiligen Vergleichsländern für ausgewählte Zeiträume.

Endkundenpreise für Strom

Abbildung 35. Kostenkomponenten der Endkundenpreise für Haushaltskunden (nominal)



Anmerkung: Das Niveau der ausgewiesenen kosten und Preise ist nicht unmittelbar vergleichbar, da z.T unterschiedliche Erhebungsbasen bestehen (vgl. auch Anmerkjungen im Haupttext)

Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat, Nationalen Regulierungsbehörden und Europäischer Kommission, Platts Power Assements Base, EEX, Nordpool, Energate, OMIP, Power Exchange Central Europe

Danach zeigt sich, dass auch die internationalen Preisunterschiede im Bereich der Haushaltskunden grundsätzlich die unterschiedlichen Gesamtkosten in den einzelnen Ländern widerspiegeln. Neben den Netzentgelten und dem Großhandelspreis stellt in diesem Kundensegment ebenfalls die Komponente „Steuern & Abgaben" in den meisten Ländern einen relativ großen Kostenblock dar. Analog zu den Industriekunden weist wiederum Deutschland sowohl die höchsten Endverbraucherpreise als auch die höchsten Gesamtkosten auf.

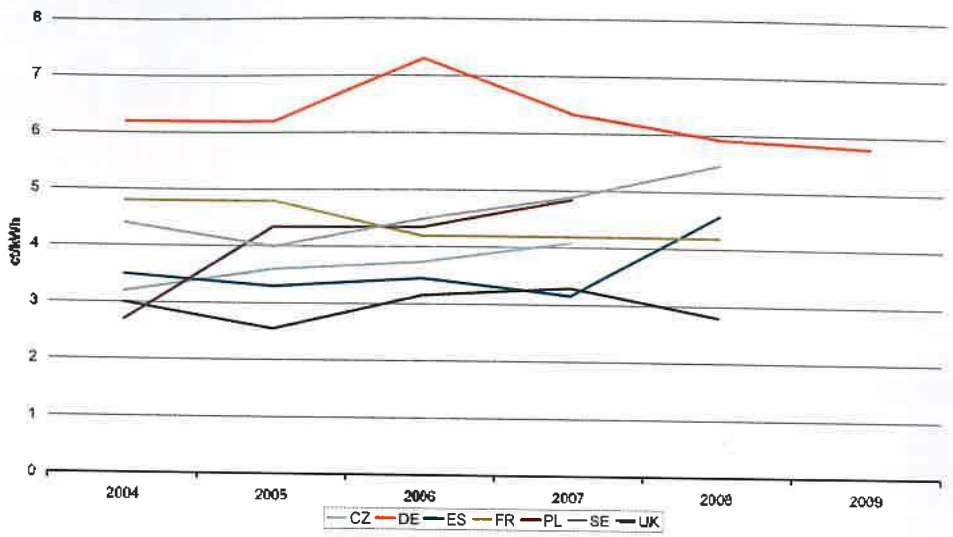
Betrachtet man nun die einzelnen Kostenelemente im Ländervergleich, so zeigt sich für die Haushaltskunden folgendes Bild:

- **Stromgroßhandelspreis** – Im Fall der Haushaltskunden stellt der Großhandelspreis in den meisten Ländern nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten dar. Da für die Haushaltskunden der gleiche Großhandelspreis zugrunde gelegt wurde wie für die Industriekunden, lässt sich zudem festhalten, dass die bestehenden Unterschiede in den Gesamtkosten und somit auch die unterschiedliche Höhe der Endkundenpreise auch in diesem Segment nur sehr eingeschränkt durch den Großhandelspreis erklären lassen.

- **Netzentgelte** – Deutschland weist bei den Haushaltskunden von den hier betrachteten Ländern die höchsten Netzentgelte auf (siehe **Abbildung 36**).

Neben den bereits aufgeführten Einschränkungen hinsichtlich der internationalen Vergleichbarkeit der Entgelte spielen natürlich auch in diesem Kundensegment die erwähnten länderspezifischen Gegebenheiten in der Netzstruktur eine entscheidende Rolle und geben auch hier einen Anhaltspunkt für das hohe Niveau der Netzentgelte in Deutschland.

Abbildung 36. Netzentgelte für Haushaltskunden im internationalen Vergleich (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Nationalen Regulierungsbehörden und Europäischer Kommission

Ein einheitlicher Trend bei der Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden ist ebenfalls wiederum nicht erkennen. Während die Netzentgelte in Deutschland zunächst von 2005 auf 2006 ansteigen und dann in 2007 wieder abfallen, weisen Tschechien und Polen durchgehend und Schweden sowie Großbritannien ab 2005 ansteigende Netzentgelte auf. In Frankreich und Spanien sind die hier dargestellten Netzentgelte für Haushaltskunden hingegen über den betrachteten Zeitraum leicht gesunken. Es ist davon auszugehen, dass diese regionalen Unterschiede dabei u.a. wiederum auf die länderspezifischen Regulierungsansätze zurückzuführen sind.

Abschließend lässt sich auch hier festhalten, dass die Netzentgelte wesentlich zu den Unterschieden der Gesamtkosten beitragen, da auch hier die Netzentgelte zum einen recht großen Anteil an den Gesamtkosten haben und zum anderen über die Länder stark variieren. Somit lässt sich auch bei den Haushaltskunden ein Muster zwischen der Höhe der Netzentgelte und dem Niveau der Endkundenpreise erkennen.

Endkundenpreise für Strom

- **Steuern und Abgaben** – Im Segment der Haushaltskunden ist die Belastung durch Steuern und Abgaben wiederum in Deutschland am höchsten.[59] Der Grund hierfür liegt wiederum an der Vielzahl der Steuerkomponenten, die in Deutschland erhoben werden – jedoch aber zum Teil im Ausland nicht üblich sind – sowie an der relativen Höhe dieser Komponenten. Die **Abbildung 8** zeigt die Entwicklung der verschiedenen Steuern- und Abgabenkomponenten für Haushaltskunden in Deutschland. Daraus wird deutlich, dass neben der Mehrwert- und der Stromsteuer – die durchaus auch den anderen Vergleichsländern üblich ist – in Deutschland die Konzessionsabgaben zusammen mit der EEG- und KWKG-Umlage einen erheblichen Anteil an der Gesamtsteuerbelastung der Haushaltskunden haben. Zwar werden auch in anderen Ländern z.B. Kosten für die Förderung Erneuerbarer Energien angesetzt, doch sind hier die Fördermechanismen in einigen Fällen marktorientierter und damit ggf. kosteneffizienter (z.B. Quotensystem in UK vs. fixe Einspeisetarife in Deutschland) sowie die staatlich geförderten Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energien deutlich niedriger. Zudem sind, wie im Abschnitt zu den kleinen Industriekunden erläutert, in UK die Belastungen durch die Mehrkosten für Erneuerbare Energien nicht in den Steuern und Abgaben gemäß enthalten, sondern werden gesondert über die Versorger verrechnet.

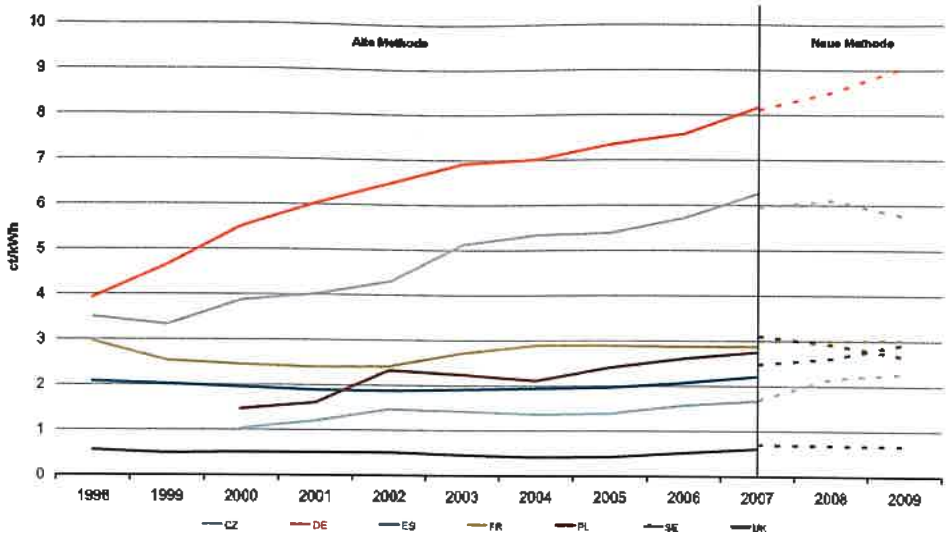
  Des Weiteren ist festzuhalten, dass, während die Steuern und Abgaben im Ländervergleich generell nur schwach angestiegen sind, Deutschland und Schweden einen vergleichsweise starken Anstieg zu verzeichnen haben. Wobei die Belastung in Schweden nach Einführung der neuen Methodik wieder leicht rückläufig war, ist sie in Deutschland weiter angestiegen.

  Aufgrund der generell hohen relativen Größe dieses Kostenblockes (siehe hierzu noch einmal **Abbildung 35**) leistet die Höhe der Steuern und Abgaben einen entscheidenden Beitrag zum Niveau der länderspezifischen Gesamtkosten und somit auch zu der Höhe der Endkundenpreise in diesem Segment.

---

59 Im Rahmen der alten Eurostat-Methodik waren die Konzessionsabgabe, sowie die EEG- und KWKG-Umlage nicht in der Kategorie „Steuern und Abgaben" sondern noch in dem von Eurostat ausgewiesenen Preis ohne Steuern enthalten (siehe hierzu auch 55) Im Bereich der Haushaltskunden haben wir für Deutschland diese „Berichtigung" der Steuer und Abgaben-Daten von Eurostat vorgenommen und die bisher nicht berücksichtigten Komponenten in Kategorie „Steuern und Abgaben" rübergezogen (dabei beinhaltet die Komponente EEG-Umlagen auch nur die steuerlich relevanten EEG-Umlagen und nicht andere in Verbindung mit den EEG entstehenden Kosten, wie z.B. Kosten im Rahmen der EEG-Veredelung). Da diese Abgabenkomponenten in den anderen Vergleichsländern eher unüblich (bzw. wenn erhoben, dann deutlich niedriger) sind und uns hierfür die detaillierten Daten länderübergreifend nicht zur Verfügung stehen, wurde diese „Berichtigung" nur für Deutschland vorgenommen.

Abbildung 37. Steuern und Abgaben für Haushaltskunden im internationalen Vergleich[60] (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat, deutschen Gesetzestexte und BDEW Jahresabrechnungen (EEG und KWK)
durchgezogene Linie: Dc (alte Methodik); gepunktete Linie: DC (neue Methodik)

Prinzipiell lässt sich bei den Haushaltskunden festhalten, dass die internationalen Unterschiede in der Höhe der Endkundenpreise vor allem auf das Zusammenwirken der unterschiedlichen Niveaus der Netzentgelte sowie der Steuern und Abgaben zurückzuführen ist; d.h. Länder mit vergleichsweise hohen Netzentgelten und einer starken steuerlichen Belastung weisen auch höhere Endkundenpreise auf.

3.5.4 Exkurs: Marktstrukturen im internationalen Vergleich

Neben den aufgezeigten Kostentreibern können zudem auch Wettbewerb und Marktstrukturen Einfluss auf Großhandels- und Endkundenpreise für Strom haben. Eine umfassende Wettbewerbsanalyse des deutschen Strommarktes ist an dieser Stelle nicht möglich.

Zumindest im internationalen Vergleich zeigt **Tabelle 7** allerdings, dass sich im Bereich der Stromproduktion in Deutschland die Wettbewerbssituation a priori nicht ungünstiger darstellt als in vielen Vergleichsländern. So ist die Anzahl der Marktteilnehmer in Deutschland um ein Vielfaches höher als im Ausland. In Deutschland gibt es mehr als 450 Erzeuger, wohingegen Polen als Land mit der zweithöchsten Erzeugeranzahl nur 55 Marktteilnehmer aufweist. Zudem liegt

60 Siehe Fußnote55 zur Behandlung der Steuern und Abgaben in Deutschland.

Deutschland mit vier „Hauptstromproduzenten" im internationalen Mittelfeld. Die Anzahl der wesentlichen Erzeuger ist in Frankreich, Tschechien und Schweden niedriger und deren Marktanteile sind höher als in Deutschland. Polen, UK und auch Spanien weisen hingegen eher eine niedrigere Konzentration auf als Deutschland. Ein Rückschluss auf die Wettbewerbsprozesse ist allerdings allein mit diesen Daten nicht möglich. So ist z.B. der deutsche Stromerzeugungsmarkt über Netzanbindungen deutlich stärker mit dem Ausland integriert als z.B. UK oder Spanien, was sich positiv auf den potentiellen Wettbewerb auswirkt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich die Marktstrukturen z.B. durch Desinvestitionen von Kraftwerkskapazitäten durch die E.ON AG (ca. 5.000 MW) oder den Ausbau von erneuerbaren Energien in den Jahren nach 2008 weiter verändert haben.[61]

Tabelle 7. Anbieter auf der Erzeugungsstufe, 2008

	Anzahl Erzeuger	Anzahl Haupter-zeuger (=Marktanteil >5%)	Kumulierter Marktanteil der Haupter-zeuger (Strom-produktion)	Marktanteil größter Erzeuger	Kumulierter Marktanteil der Haupterzeu ger (installierter Leistungen)
CZ	16	1	72.9%	72.9%	69.0%
DE	>450	4	72.0%	30.0%	56.0%
ES	k.A.	3	50.3%	22.2%	70.0%
FR	>5	1	87.3%	87.3%	82.5%
PL	55	5	45.9%	18.9%	41.9%
SE	8	3	84.7%	45.2%	83.6%
UK	17	9	80.5%	15.3%	83.3%

Quelle: Eurostat (2010a)

Auch beim Endkundengeschäft ist bei einer deutschlandweiten Marktabgrenzung a priori keine im Vergleich zum Ausland ungünstigere Marktstruktur erkennbar. So ist der kumulierte Marktanteil der drei deutschen Hauptlieferanten im Vertriebsgeschäft im Vergleich zum Ausland am niedrigsten (**Tabelle 8**). Lediglich Schweden bewegt sich auf einem ähnlich niedrigen

61 Einen guten Überblick über Anforderungen zur Messung von Marktmacht im Stromsektor bietet Ockenfels (2007).

Konzentrationsniveau. Die Anzahl der gesamten Lieferanten ist – wie auch schon auf der Erzeugungsstufe – in Deutschland mit Abstand am höchsten.

Die hohe Anzahl von Anbietern auf nationaler Ebene sowie die geringen kumulierten Marktanteile der Hauptlieferanten lassen zunächst keine grundsätzlichen strukturellen Wettbewerbshindernisse erkennen. Auch die relativ hohe Zahl an Anbietern, aus der die Kunden in der Zwischenzeit wählen können (siehe Exkurs in Kapitel 3.3.3), sprechen auf den ersten Blick gegen marktstrukturelle Defizite.

Tabelle 8. Anbieter im Endkundengeschäft Strom, 2008

	Anzahl Lieferanten	Anzahl Hauptliefereranten (=Marktanteil >5%)	Kumulierter Marktanteil der Hauptlieferanten
CZ	281	3	84.0%
DE	940	3	46.5%
ES	459	3	95.8%
FR	177	1	85.5%
PL	137	6	69.4%
SE	113	3	49.6%
UK	23	7	91.5%

Quelle: Eurostat (2010a)

Gleichwohl bleibt festzuhalten, dass dieser indikative internationale Marktstrukturvergleich noch nicht hinreichend ist, um zu bewerten, ob der Wettbewerb auf Großhandels- oder Endkundenebene tatsächlich funktioniert. So bedarf z.B. die bundesweite Abgrenzung des relevanten Marktes im Bereich des Stromvertriebs einer weiteren Untersuchung, und eine weitere Segmentierung des Marktes z.B. nach Kundengruppen wäre zu prüfen. Zudem kann nicht unmittelbar von Marktstrukturen auf das Marktverhalten von Anbietern oder auf Marktergebnisse geschlossen werden. Wie bereits in Kapitel 2 angeführt, sind für eine Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs deshalb weitere vertiefende Analysen erforderlich.

4 Endkundenpreise für Erdgas

In diesem Kapitel analysieren wir die Endkundenpreise für Erdgas in Deutschland und vergleichen diese mit den entsprechenden Gaspreisen im europäischen Ausland. Dabei gehen wir in folgenden Schritten vor:

- Kurzzusammenfassung der Analyse der Gaspreise (Abschnitt 4.1).
- Methodischer Überblick – Datenbasis und untersuchte Abnahmefälle (Abschnitt 4.2).
- Gaspreise in Deutschland – Ermittlung und Analyse der Determinanten (Abschnitte 4.3 und 4.4).
- Gaspreise im internationalen Vergleich (Abschnitt 4.5).

4.1 Executive Summary – „Gas"

Die wesentlichen Ergebnisse der Gaspreisanalyse lassen sich thesenartig wie folgt zusammenfassen:

Anstieg der Gaspreise im letzten Jahrzehnt in zwei Phasen

Die Erdgaspreise für Endkunden befanden sich in Deutschland in den letzten Jahren im Aufwärtstrend. Dabei sind zwei Phasen des Preisanstiegs zu unterscheiden: Die erste Preissteigerungsphase fand in den Jahren 2000 und 2001 statt, die zweite Hausse begann im Jahr 2004 und hielt bis zum Jahr 2008 an. 2009 waren die Preise aufgrund der weltweiten Konjunkturkrise rückläufig.

Auch wenn sich die absoluten Gaspreise je nach Kundengruppe unterscheiden (je größer die Kunden und je stetiger die Gasabnahme, desto geringer die spezifischen Gaspreise, z.B. in €/MWh), ähneln sich die Gaspreise über die Kundengruppen bezüglich Muster und Verlauf über die Jahre. Eine Ausnahme bilden große industrielle Abnehmer, deren Preisanstieg insbesondere in der zweiten Phase der Gaspreiserhöhung (2004 bis 2008) etwas flacher verläuft als bei den kleineren Kunden.

Erdgaspreise folgen dem Erdölpreis gemäß dem Anlegbarkeitsprinzip

Im deutschen (wie auch kontinentaleuropäischen und asiatischen) Gasmarkt basiert die Gaspreisbildung zumindest bei kleinen und mittelgroßen Kunden (heute noch) ganz überwiegend auf dem Wettbewerb des Erdgases mit Ersatz- bzw. Substitutionsenergien (Anlegbarkeitspreise). Hierbei spielt der Preis für Erdöl die mit Abstand wichtigste Rolle. Dementsprechend folgen die Gaspreise – sowohl auf der Importstufe am Grenzübergangspunkt, als auch auf der

Endverbraucherstufe – in großen Teilen den Entwicklungen des Erdölpreises bzw. den Preisen für Erdölprodukte (v.a. leichtes Heizöl). In den langfristigen Gasimportverträgen sind die Gaspreise mit vertraglich fixierten Formeln an die Ölpreise gekoppelt. Die Anpassungen der Gasimportpreise spiegeln im Grundsatz die Anlegbarkeit der Gaspreise bei den Endkunden wider und werden dementsprechend an die Endverbraucher weitergegeben.

Insofern war die Entwicklung der Ölpreise und damit der Grenzübergangspreise für Erdgas in den letzten 10 Jahren bestimmend für die Entwicklung der Gaspreise für Endkunden in Deutschland. Hierfür spricht auch, dass die Differenz zwischen den Grenzübergangspreisen für Erdgas einerseits und den Endkundenpreisen z.B. für Haushalte andererseits mit ca. 2 ct/kWh über die letzten 10 Jahre relativ stabil geblieben ist. Der Anstieg der Endkundenpreise bis zum Jahr 2008 kann somit durch einen Anstieg der Beschaffungskosten der Erdgasversorgungsunternehmen erklärt werden. Entsprechend der Logik der Anlegbarkeit wurde im Jahr 2009 auch der Rückgang der internationalen Gasbeschaffungspreise an die Endkunden weitergegeben.

Deutsche Gaspreise international für kleine und mittelgroße Kunden im oberen, für große Kunden dagegen im unteren Bereich

Die Gaspreise für Endkunden in Deutschland bewegen sich im internationalen Vergleich insbesondere für kleinere und mittelgroße Kunden im oberen Bereich und werden lediglich von Schweden übertroffen. Die schwedischen Gaspreise für kleinere Kunden sind nach Steuern etwa doppelt so hoch wie z.B. die Preise in Frankreich oder Spanien. Am günstigsten sind die Gaspreise für kleine und mittelgroße Kunden in Großbritannien, Polen und der Tschechischen Republik.

Bei den industriellen Großkunden zeigt sich ein anderes Bild: Die Gaspreise für diese Kunden waren in den letzten 10 Jahren mit Gaspreisen im europäischen Ausland vergleichbar, zeitweise lagen die Preise auch am unteren Rand des internationalen Vergleichs. In den letzten Jahren befinden sich die Preise jedoch eher am oberen Rand. Relativ hohe Preise waren für industrielle Großabnehmer auch in der Tschechischen Republik zu beobachten. In Großbritannien war die Volatilität der Endkundenpreise für große Industriekunden über die Jahre am höchsten, so dass sich die Gaspreise dort zeitweise über oder unter den Preisen in den Vergleichsländern bewegten. Diese Entwicklung spiegelt wider, dass sich die Gaspreise in UK im Gas-zu-Gas-Wettbewerb an den kurzfristigen Spotmarktpreisen am National Balancing Point (NBP) orientieren.

Preisunterschiede begründen sich durch marktliches und regulatorisches Umfeld

Die internationalen Preisunterschiede begründen sich durch Unterschiede im marktlichen und regulatorischen Umfeld. Zu nennen sind hier insbesondere folgende Faktoren:

Endkundenpreise für Erdgas

- **Differenzen in den Anlegbarkeitspreisen** – In den meisten Ländern ist die Anlegbarkeit des Gaspreises an die Preise von Substitutionsenergien von entscheidender Bedeutung. Dementsprechend spiegeln die Gaspreise wider, welche Energieträge als Alternativen zum Erdgas relevant sind und wie hoch deren Preise sind. Als Beispiel können hier genannt werden:
  - **Substitutionsenergieträger** – Während in Deutschland v.a. das leichte Heizöl als wesentliche Substitutionsenergie für Erdgas im Wärmesektor herangezogen wird, können in anderen Ländern andere Energieträger zum Einsatz kommen (z.B. Kohle in Polen, Elektrizität in Schweden).
  - **Preise der Substitutionsenergien** – Internationale Preisunterschiede für leichtes Heizöl werden v.a. durch staatliche Steuern und Abgaben determiniert: In Deutschland und Schweden sind die Energiesteuern auf Heizölprodukte höher als in den europäischen Vergleichsländern. Somit sind bei ansonsten ähnlichen Heizölproduktpreisen ohne Steuern die anlegbaren Kosten für die Endverbraucher in Deutschland und Schweden deutlich höher als im Ausland. Steuern auf Substitutionsenergien wirken somit erhöhend auf die Preise für Erdgas.
  - **Präferenzen der Verbraucher** – Neben den monetären Faktoren sind auch nicht-monetäre oder nur schwer quantifizierbare Faktoren für die Bewertung des Erdgases von Bedeutung. So genießt Erdgas z.B. in Deutschland im Verhältnis zum Heizöl aufgrund der relativ niedrigen CO2- und Schadstoffemissionen generell einen guten Ruf, so dass die Präferenz der Kunden für Erdgas aus Umweltgesichtspunkten ggf. ausgeprägter ist als in anderen Ländern und dementsprechend die Zahlungsbereitschaft ggf. höher.

- **Preisbildungsmechanismen** – Während sich in Deutschland und anderen kontinentaleuropäischen Ländern die Gaspreise für Endkunden überwiegend (noch) auf Basis der Anlegbarkeit bilden, herrscht in UK die Preisbildung im Gas-zu-Gas-Wettbewerb vor. Aus diesem Grund sind die Gaspreise in Großbritannien deutlich stärker an die Großhandelspreise im kurzfristigen Spotmarkt angelehnt als in Kontinentaleuropa. Dies bedingt u.a., dass die Endkundenpreise für Erdgas in UK insbesondere bei den Industriekunden deutlich volatiler als in den europäischen Vergleichsländern sind.

- **Regulatorischer und politischer Einfluss** – Der regulatorische und politische Einfluss auf die Endkundenpreise für Erdgas ist in Deutschland auf die Ausgestaltung der Netzentgelte und Steuern beschränkt. In anderen Ländern unterliegen die Endkundenpreise für Erdgas dagegen einer stärkeren Regulierung (z.B. in Polen, Frankreich, Spanien), sodass Preise auch Ergebnis politischer Präferenzen sein können.

Einfluss der Kosten der Gasbereitstellung wird auf Endkundenpreise weiter zunehmen

In Deutschland entwickelt sich seit dem Jahr 2002 schrittweise der Handel mit Erdgas außerhalb der langfristigen Lieferverträge auf Großhandelsebene. So wird Erdgas mit steigender Liquidität auf Gasbörsen in den Marktgebieten von Net Connect Germany (NCG) und Gaspool gehandelt. Auf Endkundenebene dominiert zwar (heute noch) die Preisbildung auf Basis der Anlegbarkeit, doch könnte in Zukunft der Gas-zu-Gas-Wettbewerb zumindest partiell zu veränderten Vertrags- und Preisstrukturen zwischen Lieferanten und Kunden führen.

Im Gas-zu-Gas-Wettbewerb nimmt die Bedeutung der Einzelkomponenten der Gaspreise – Gasbeschaffungspreise, Netzpreise, Strukturierungskosten, Steuern und Abgaben etc. – für die Höhe der Endkundenpreise zu, die Bedeutung der Preise der Substitutionsenergien nimmt dagegen ab. Für das Verhältnis der deutschen Gaspreise zu denen im europäischen Ausland könnte dementsprechend zunehmend die Entwicklung der Einzelkomponenten der Gaspreise von Bedeutung sein. Im internationalen Vergleich stellen sich die wichtigsten Gaspreiskomponenten wie folgt dar:

- **Beschaffungspreise für Erdgas (Gasimportpreise)** – Die Beschaffungspreise für Erdgas an deutschen Grenzübergabepunkten bewegen sich auf einem ähnlichen Niveau wie z.B. in Frankreich und Tschechien. In Spanien sind die Gasimportpreise, v.a. aufgrund von LNG Bezügen und günstigeren Erdgases aus Algerien, niedriger als in Zentraleuropa. Die Großhandelspreise in UK waren in den vergangenen Jahren am kurzfristigen Spotmarkt (National Balancing Point, NBP) je nach Angebots- und Nachfragesituation höher (z.B. von 2003 bis 2006) oder niedriger als in Kontinentaleuropa (z.B. 2007 und 2009).

- **Netzentgelte** – Die Entgelte für die Nutzung der Gasnetze bewegen sich nach den Daten der Energieregulatoren in Deutschland uneinheitlich gegenüber den untersuchten Vergleichsländern. Dabei ist die Zuordnung der Netzkosten zu den Kundengruppen in den europäischen Vergleichsländer unterschiedlich: Während z.B. in Polen die Netzentgelte für Industriekunden (ähnlich wie die Endkundenpreise) vergleichsweise hoch sind, bewegen sich diese bei kleineren Industriekunden und Haushalten im Mittelfeld. In Spanien ist dieses Verhältnis umgekehrt. Generell sind die Netzentgelte in den meisten Ländern, einschließlich Deutschland, über die letzten Jahre aufgrund der Netzentgeltregulierung rückläufig.

- **Steuern und Abgaben** – Deutschland und v.a. Schweden weisen im internationalen Vergleich die höchsten Steuern und Abgaben auf Erdgas auf. Dies gilt sowohl für die Haushalts- als auch für Industriekunden.

Endkundenpreise für Erdgas

Auf Basis der Kostenbestandteile liegt Deutschland bei den Gasbereitstellungskosten eher am oberen Rand der internationalen Bandbreite. Grund hierfür sind v.a. die relativ hohen Steuern auf Erdgas. Netzentgelte und Gasbeschaffungskosten können dies nicht kompensieren. So ist zu erwarten, dass Deutschland aufgrund der Lage im Zentrum Europas bei den Gasimportpreisen bzw. Gasgroßhandelspreisen in Zukunft weiterhin im Mittelfeld rangieren wird. Auch bei den Netzentgelten sind langfristig keine strukturellen Kostenvorteile gegenüber dem Ausland zu erwarten.

4.2 Methodischer Überblick

4.2.1 Preisbildung und Preistreiber für Erdgas im Überblick

Im Gasmarkt herrschen je nach Ausgestaltung des Handels- und Liefergeschäftes unterschiedliche Preisbildungsprinzipien. Damit sind die Treiber für die Endverbraucherpreise in den einzelnen Ländern nicht identisch. Zwischen der Struktur der Gasmärkte, den Prinzipien, nach denen der Handel mit Erdgas funktioniert, der Ausgestaltung der Gasverträge und den Prinzipien der Gaspreisbildung besteht also ein enger Zusammenhang.

Aufgrund der stark differierenden gaswirtschaftlichen Gegebenheiten unterscheiden sich die Marktregionen in Bezug auf die heutige Ausgestaltung der Lieferbeziehungen zwischen Gasverkäufern und Käufern:

- **Kontinentaleuropa** – In Deutschland sowie den anderen (nicht nur den hier untersuchten) kontinentaleuropäischen Ländern wird Erdgas auf der Importstufe zum ganz überwiegenden Teil im Rahmen langfristiger Lieferverträge gehandelt, die häufig mit Laufzeiten von 20 – 30 Jahren ausgestattet sind. Begründet wird die Notwendigkeit langfristiger Liefervereinbarungen mit der Sicherstellung großer, möglichst konstanter Vertragsvolumina, um für beide Vertragspartner die Amortisation der zum Teil erheblichen Investitionen in Produktions- und Transportinfrastruktur zu gewährleisten. Durch langfristige Verträge kann weiterhin opportunistisches Verhalten der Vertragspartner ausgeschlossen werden. So kann bei einer langfristigen Vertragsbindung keiner der Vertragspartner „ausscheren" und, nachdem Investitionen in Förderanlagen, Infrastrukturen etc. getätigt wurden, unter Androhung des Ausstiegs aus der Lieferbeziehung nachträglich einseitig für sich günstigere Lieferkonditionen durchsetzen.

- **Großbritannien** – Im Gegensatz zu Deutschland sind die Gasmärkte in den angelsächsischen Ländern bereits während der achtziger und neunziger Jahre des vorigen Jahrhunderts schrittweise liberalisiert worden. So existieren in Großbritannien und den USA neben längerfristigen Lieferverträgen auch Spotmärkte, auf denen die Händler kurzfristig – also auch täglich – in

großen Mengen Erdgas kaufen und wieder verkaufen können. Die Händler können so ihr Beschaffungs- und Lieferportfolio kurzfristig optimieren.

Spotmärkte und kurzfristiger Gashandel abseits der langfristigen Lieferverträge etablieren sich zunehmend auch in Deutschland. So hat die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, die in Deutschland führende Energiebörse, im Sommer des Jahres 2007 einen kurzfristigen Spotmarkt für Erdgas für zwei deutsche Marktregionen – heute Net Connect Germany (NCG) und Gaspool – eingerichtet. Diese Handelspunkte zeigen eine ansteigende Liquidität. Frühere Initiativen wie der Handel am nordwestdeutschen Gas-Hub Emden/Bunde, der seit dem Jahr 2002 von der Gesellschaft HubCo, einer Tochter mehrerer deutscher Gasgesellschaften, organisiert wird, konnten nur begrenzt Liquidität anziehen und hatten somit für den Gesamtmarkt nur geringe Bedeutung. HubCo wurde folglich bereits wieder aufgelöst.

Die beschriebenen vertraglichen und strukturellen Unterschiede zwischen den Gaswirtschaften haben Auswirkungen auf die Gaspreisbildung. Dies betrifft nicht nur die Höhe, Struktur und Volatilität der Preise, sondern v. a. die Art und Weise, wie die Preise gebildet werden. Hierbei unterscheiden wir das Preisbildungsprinzip der Anlegbarkeit einerseits und der Preisbildung im Gas-zu-Gas-Wettbewerb andererseits:

- **Anlegbarkeit** – Im deutschen (wie auch kontinentaleuropäischen und asiatischen) Gasmarkt basiert die Gaspreisbildung ganz überwiegend auf dem Wettbewerb des Erdgases mit Ersatz- bzw. Substitutionsenergien. Ausgangspunkt der Berechnung des Anlegbarkeitspreises ist die Tatsache, dass Erdgas im Endverbrauchermarkt bei der Erzeugung von Raumwärme, Prozesswärme, Elektrizität u. Ä. mit anderen Energieträgern wie Erdöl und Kohle in Konkurrenz steht (Substitutionswettbewerb). Der Anlegbarkeitspreis entspricht dem Preis, den die Endverbraucher in Anbetracht der Alternativenergieträger bereit sind zu zahlen, d. h., die Gasverbraucher zahlen einen Preis, der das Erdgas gegenüber den Konkurrenzenergien wettbewerbsfähig hält. Daneben werden folgende Faktoren berücksichtigt:

  - Vor- oder Nachteile bei der Verwendung des Erdgases im Vergleich zu Konkurrenzbrennstoffen;
  - Differenzen zwischen den Investitions- und Betriebskosten bei den Anlägen, in denen Erdgas bzw. deren Konkurrenzbrennstoffe eingesetzt werden; sowie
  - Unterschiede im Wirkungsgrad der Anlagen.

  Berücksichtigt werden bei der Kalkulation des Anlegbarkeitspreises neben den Brennstoffkosten des Erdgases und des Erdgassubstituts also auch die

Endkundenpreise für Erdgas

Betriebs- und Kapitalkosten der entsprechenden energieverbrauchenden Anlagen.

- **Preise im Gas-zu-Gas-Wettbewerb** – In Nordamerika und Großbritannien sind die Gaspreise Ergebnis des aktuellen Verhältnisses von Gasangebot und -nachfrage. Die Gasunternehmen stehen in diesen Märkten bis hin zum Endkunden in einem intensiven Wettbewerb zueinander. Im langfristigen Trend gewinnen die Kosten der Bereitstellung von Erdgas (Förderung und Transport) stärkeren Einfluss auf die Preisbildung; die Preisentwicklung der Substitutionsenergien Heizöl und Kohle markieren aber weiterhin eine Orientierungsgröße, die den Erdgaspreis nach oben limitieren.

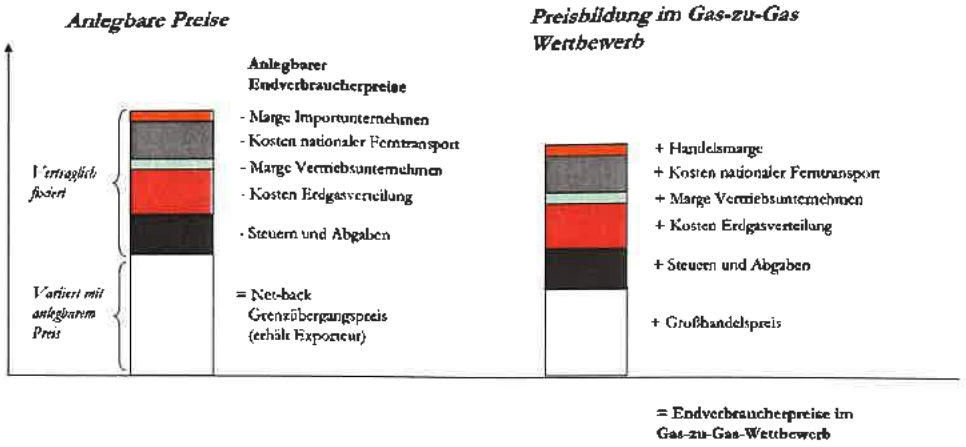
Der Anlegbarkeitspreis entspricht dem Preis, den die Endverbraucher in Anbetracht der Alternativenergieträger bereit sind zu zahlen, d. h., der das Erdgas gegenüber den Konkurrenzenergien wettbewerbsfähig hält. Das Prinzip der Anlegbarkeit bezieht sich zunächst auf die Gaslieferung an Endkunden (Industrie, Kraftwerke, Haushalte, Gewerbe). Wichtigste Substitutionsenergien für Erdgas sind hierbei im Wärmemarkt Erdöl bzw. Erdölprodukte. Im Kraftwerksbereich steht das Erdgas auch mit anderen Energieträgern wie zum Beispiel der Kohle im Wettbewerb.

Damit sind die wichtigsten Treiber für die Gaspreise im System der Anlegbarkeit die Preise für Substitutionsenergien beim Endkunden, also insbesondere

- Preise für leichtes Heizöl (Industrie, Haushalte);
- Preise für Steinkohle (Kraftwerksgas).

Die Erdgaspreise auf den vorgelagerten Marktstufen (Großhandelsstufen, Importstufe) können durch „Rückwärtsrechnung" (Netback-Rechnung) aus den Anlegbarkeitspreisen ermittelt werden: Von den Endverbraucherpreisen werden Marktstufe für Marktstufe die anfallenden Kosten für Transport, Verteilung, Speicherung, ggf. Steuern, sonstige Abgaben (z. B. Konzessionsabgaben) sowie Handels- bzw. Vertriebsmargen abgezogen. Da der „Wert" des Gases sich je nach Kundengruppe unterscheidet, werden die jeweils für die Kundengruppen berechneten anlegbaren Preise i.d.R. unter Gewichtung mit den in den verschiedenen Marktsegmenten abgesetzten Gasmengen zu einem Durchschnittspreis zusammengefasst. Variieren die Preise für die Substitutionsenergien (Heizöl, Kohle etc.) über die Zeit, wird dies an den Gasproduzenten „durchgereicht". Die Netback-Rechnung führt auf diese Weise dazu, dass der Produzent als letztes Glied der Rechnung (bzw. als erstes Glied der Gaskette) das Preisrisiko von langfristigen Lieferverträgen trägt.

Abbildung 38. Anlegbarkeit und Preisbildung im Gas-zu-Gas-Wettbewerb



Quelle: Frontier/EWI

Die Preise im Gas-zu-Gas-Wettbewerb bilden sich kostenorientiert. Der Verkaufspreis ergibt sich hier durch eine Bottom-up-Summation der Kostenkomponenten für Gasproduktion (bzw. alternativ Gaspreis an der Grenze, wo Produzenten Erdgas an die Importeure übergeben), Transport, Verteilung, Speicherung etc. sowie ggf. Steuern und sonstige Abgaben. Ist das Gasangebot im Verhältnis zur Nachfrage sehr knapp, sind zudem erhebliche Aufschläge auf die Kosten zu erwarten (Mark-ups, Knappheitsrenten). Höhere Preise bewirken, dass Verbraucher ihre Gasabnahme vermindern und Anbieter zusätzliche Gasmengen (z. B. aus Gasspeichern) an den Markt bringen. Zu beobachten ist dies in Märkten mit ausgeprägtem Gas-zu-Gas-Wettbewerb in der Regel z. B. in den Wintermonaten. Übersteigt dagegen das Angebot die Nachfrage, ist mit deutlich geringeren Preisen zu rechnen. Dies ist i. d. R. in den Sommermonaten eines Jahres zu beobachten.

Wesentliche Gaspreistreiber sind demnach im Gas-zu-Gas-Wettbewerb:

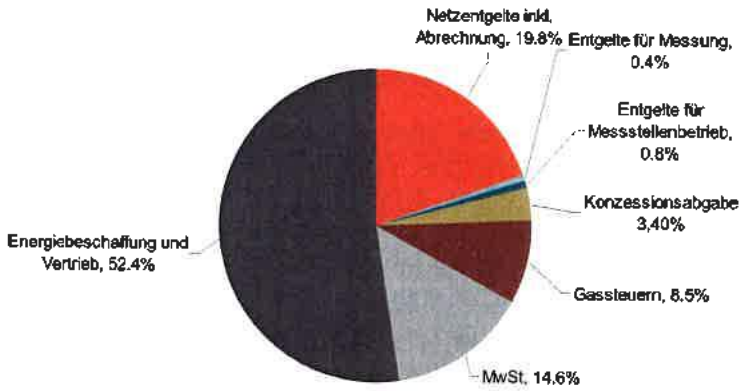
- Importpreise (am Grenzübergabepunkt) bzw. Großhandelspreise (z.B. auf Börsen);
- Kosten für Transport und Verteilung (Netzkosten);
- Kosten für Speicherung (Strukturierung);
- Steuern und Abgaben.

Zudem fallen auf den einzelnen Handels- bzw. Vertriebsstufen entsprechende Handelsmargen an.

Endkundenpreise für Erdgas

Eine beispielhafte Übersicht über die Importkosten, Kosten für Transport, Verteilung und Speicherung einerseits sowie relevante Steuern und Abgaben, die auf Gas in Deutschland erhoben werden, andererseits gibt **Abbildung 39.** Für einen privaten Haushalt entfielen im Jahr 2009 ca. 52% seines Gaspreises auf die Komponenten Energiebeschaffung und Vertrieb, ca. 21% auf Netzentgelte und Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb. Die übrigen 27% entfielen auf die Mehrwertsteuer, die Konzessionsabgabe sowie auf die Gassteuern (die im Wesentlichen der Erdgassteuer entsprechen – einen kleinen Anteil nimmt zudem die Anteilige Förderabgabe ein). Bei den Industriekunden nehmen die Kostenblöcke Energiebeschaffung und Netzentgelte einen größeren prozentualen Anteil am Endkundenpreis ein, da für sie verschiedene gesetzliche Ausnahmeregelungen bezüglich Steuern und Abgaben greifen (vergleiche Anhang 1).

Abbildung 39. Preisbestandteile des Erdgaspreises für einen privaten Haushalt im Jahr 2009 (Beispiel Deutschland)



Quelle: Frontier/EWI nach BNetzA Monitoringbericht 2009

4.2.2 Ausgewählte Abnahmefälle für die Analyse

Für den Energieträger Erdgas werden folgende Eurostat-Abnahmefälle als repräsentative Kundengruppen untersucht:

- **Haushaltskunden:**
  - **Alte Methodik** – Kunden mit einem Jahresverbrauch von 23.268,6kWh (83,70GJ (Kunde D3)).

- **Neue Methodik** – Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.560kWh und 55.600kWh (20GJ und 200GJ (D2)).[62]

- **Industriekunden:**
  - **Alte Methodik:**
    - Kunden mit einem Jahresverbrauch von 11.637 MWh (41.860 GJ), einem Auslastungsfaktor von 200 Tagen und einer Stundenhöchstlast von 1600 Stunden (Kunde I3-1), im Folgenden bezeichnet als „kleiner Industriekunde";
    - Kunden mit einem Jahresverbrauch von 116.371 MWh (418.600 GJ), einem Auslastungsfaktor von 250 Tagen und 4000 Benutzungsstunden (Kunde I4-1), im Folgenden „mittelgroßer Industriekunde" genannt;
    - Kunden mit einem Jahresverbrauch von 1.163.708 MWh (4.186.000 GJ), einem Auslastungsfaktor von 330 Tagen und 8000 Benutzungsstunden (Kunde I5);[63] im Folgenden bezeichnet als „großer Industriekunde".
  - **Industriekunden (neue Methodik):**
    - Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.780. MWh und 27.800 MWh (10.000 GJ und 100.000 GJ (Kunde I3)), im Folgenden „kleiner Industriekunde" genannt;
    - Kunden I4 mit einem Jahresverbrauch zwischen 27.800 MWh und 278.000 MWh (100.000 GJ und 1.000.000 GJ (Kunde I4)), im Folgenden bezeichnet als „mittelgroßer Industriekunde"; sowie
    - Kunden I5 mit einem Jahresverbrauch zwischen 278.000 MWh und 1.112.000 MWh (1.000.000 GJ und 4.000.000 GJ (Kunde I5)), im Folgenden „großer Industriekunde" genannt.

Bei den Haushaltskunden greifen wir wie bei Strom auf den „Standardfall" zurück (mittelgroßer Haushaltskunde), der in vielen Publikationen (u.a. von Eurostat) üblicherweise als repräsentativer Haushalt ausgewiesen wird. Die Auswahl der Industrieabnahmefälle ist darin begründet, dass im Rahmen dieser

---

62 Wie auch beim Strom hat der Methodenwechsel die Basis der abgedeckten Verbrauchsfälle erweitert. Entsprach der alte Fall eher einem Reihen- oder mittelgroßem Einfamilienhaus, bewegt sich die neue Spannbreite zwischen einer kleinen Wohnung (ca. 40m³) und einem großen Einfamilienhaus.

63 Zusätzlich werden auch noch die Abnahmefälle I3-2 und I4-2 ergänzend betrachtet, die den gleichen Jahresverbrauch aufweisen wie I3-1 bzw. I4-1, sich aber durch einen höheren Auslastungsfaktor unterscheiden. Da die Daten für diese beiden Fälle allerdings lückenhafter sind, dienen sie nur als Vergleich für die Abnahmefälle I3-1 und I4-1.

Studie vor allem mittelgroße sowie große Industriekunden berücksichtigt werden sollen. Zwar liegt auch dieser als „groß" bezeichnete Industriekundenfall nicht am oberen Spektrum der tatsächlichen Großverbraucher, doch kommt der obere Rand des Jahresverbrauchs von I5 (1,1 TWh) bereits einem größeren Standort bspw. der Aluminiumindustrie nahe und ist dementsprechend ausreichend repräsentativ.

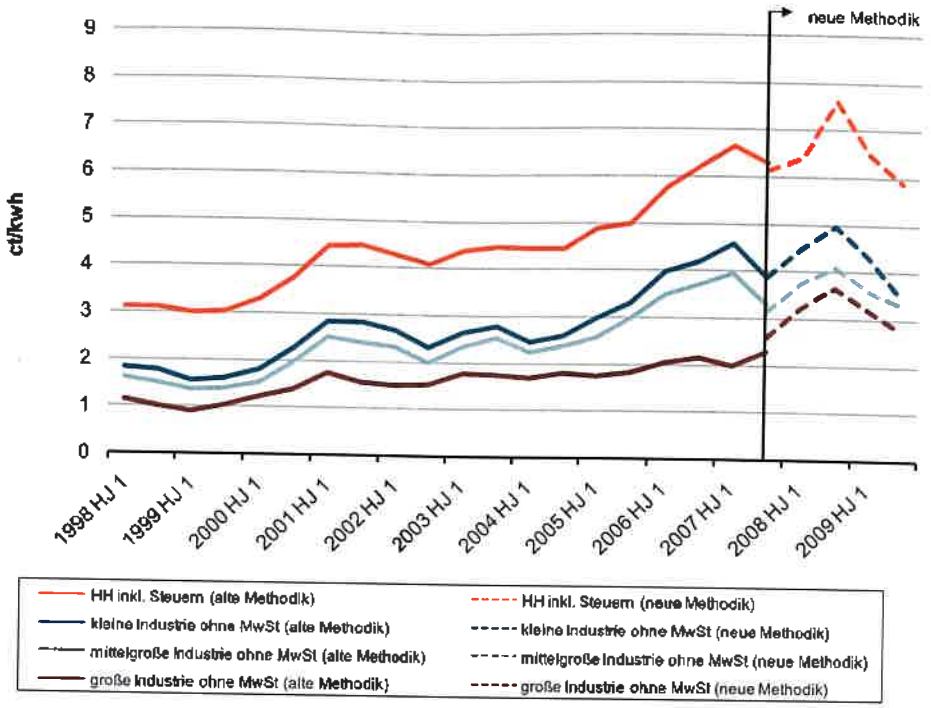
4.3 Entwicklung in Deutschland

In diesem Kapitel erfolgt eine Analyse der Erdgaspreise für Endkunden inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben. Die Industriekundenpreise für Erdgas werden im Unterschied zu den Haushaltskundenpreisen ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen, da diese erstattungsfähig ist. Zu beachten ist beim Vergleich der Preise vor und nach dem Jahr 2007 wiederum der Einfluss des bereits in Abschnitt 2.2 erläuterten Methodikwechsels bei der Datenermittlung von Eurostat. Zunächst wird in Abschnitt 4.3.1 die Preisentwicklung von Haushalts- und Industriekundenpreisen auf Basis der nominal ausgewiesenen Eurostat-Daten dargestellt. Darauf folgend wird in Abschnitt 4.3.2 gezeigt, wie sich die Erdgaspreise real (inflationsbereinigt) entwickelt haben.

4.3.1 Entwicklung der Endkundenpreise (nominal)

Einen Überblick über die Erdgaspreisentwicklung aller ausgewählten Industrie- und Haushaltsabnahmefälle alter und neuer Methodik gibt **Abbildung 40**. Im Unterschied zu den Preisreihen für Strom sind für Erdgas alle ausgewählten Abnahmefälle für den gesamten Betrachtungszeitraum verfügbar. Des Weiteren weichen die Abnahmefälle der neuen Methodik von Eurostat mit Ausnahme des großen Industriekunden weniger stark von denen der alten Methodik ab als bei den Stromabnahmefällen. Der hier abgebildete große Industriekunde ist nach der neuen Methodik mit einer geringeren Erdgas-Abnahmemenge definiert als nach der alten Methodik. Es wird zwar von Eurostat ein Abnahmefall I6 mit einer höheren bzw. passenderen Abnahme definiert, allerdings liegen für diesen keine Preise von Eurostat vor.

Abbildung 40. Übersicht über Erdgaspreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industrie- und Haushaltsgruppen, in ct/kWh (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

In Bezug auf die Entwicklung der Erdgaspreise von Haushalts- und Industriekunden lassen sich folgende Aussagen treffen:

- **Für alle Abnahmefälle lässt sich eine Preissteigerung mit zwei dominanten Phasen beobachten** – Die erste Preissteigerungsphase fand in den Jahren 2000 und 2001 statt, die zweite fing im Jahr 2004 an und hielt bis auf einen kurzen Abfall im Jahr 2007 bis zum Ende 2008 an. Im Jahr 2009 setzten zum Teil starke Preiskorrekturen nach unten ein.

- **Die Erdgaspreise für Industriekunden unterscheiden sich in ihrer Höhe, folgen aber im Wesentlichen der gleichen Struktur** – Die Preise der einzelnen Abnahmefälle unterscheiden sich in ihrer absoluten Höhe, da größere Abnahmemengen bspw. mit geringeren Bezugskosten und zum Teil mit geringeren Strukturierungskosten einhergehen können. Im Zeitverlauf folgen sie im Wesentlichen der gleichen Struktur. Zu Beginn der Betrachtungsperiode sind die Preise leicht gesunken und stiegen daraufhin in den zwei genannten Phasen deutlich an. Der industrielle Großabnehmer weicht von dem Muster des Anstiegs in der zweiten Phase ab dem Jahr 2005 ab und folgt einem eher leichten und kontinuierlichen Anstieg seit 2001. Der

stärkste Anstieg des großen Industriekunden lässt sich zwischen 1999 und 2001 beobachten. Dieser liegt absolut jedoch unter denen des kleinen und mittelgroßen Industriekunden. Nach den Daten der neuen Methodik fallen zwischen den drei Abnahmefällen kaum abweichende Strukturen auf. Während für den industriellen Großkunden in der alten Methodik deutlich geringere Preisanstiege zu verzeichnen waren als für die kleineren Abnahmefälle, stieg dessen Erdgaspreis in der neuen Methodik zunächst ebenso wie die Erdgaspreise der anderen Abnahmefälle relativ stark an. Dies ist evtl. wiederum darauf zurückzuführen, dass für den größten Abnahmefall aufgrund von fehlenden Daten auf den Abnahmefall mit geringeren Mengen zurückgegriffen werden musste.

- **Die Erdgaspreise für Haushaltskunden sind bis 2008 kontinuierlich gestiegen** – Für die betrachteten Haushaltskundenfälle D3 (alte Methodik) und D2 (neue Methodik) lässt sich im Wesentlichen eine kontinuierliche Preissteigerung bis einschließlich 2008 2.HJ beobachten. Lediglich in den Jahren 2002/2003 und 2007/2008 gab es kurzzeitige Preissenkungen. Nach dem Erreichen dieses Maximums setzte in 2009 jedoch ein Einbruch der Preise ein, allerdings verbleiben die Preise im langfristigen Vergleich auf recht hohem Niveau.

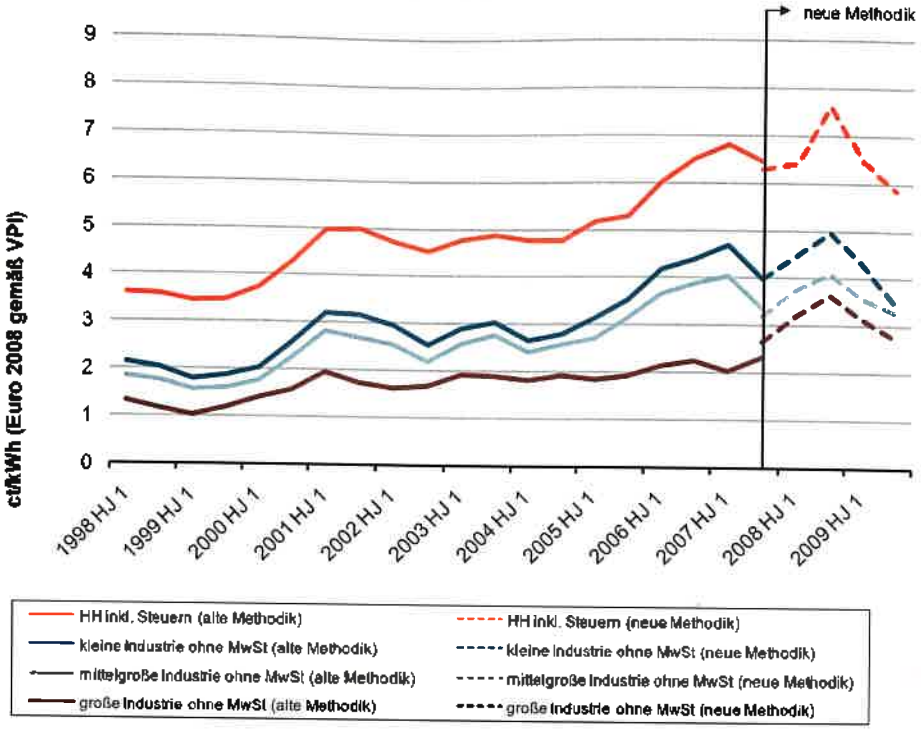
- **Haushaltskundenpreise sind grundsätzlich höher als Industriekundenpreise** – Aus der Übersicht wird ersichtlich, dass Haushaltskunden höhere Preise bezahlen als Industriekunden, was sich durch die kleineren Abnahmemengen, die unterschiedliche Abnahmestruktur und die bei den privaten Verbrauchern enthaltene Mehrwertsteuer erklären lässt (siehe Abschnitt 4.4).

4.3.2 Entwicklung der Endkundenpreise (real)

Die bislang dargestellten ansteigenden, nominalen Preisverläufe berücksichtigen nicht, dass das allgemeine Preisniveau in Deutschland zeitgleich ebenfalls angestiegen ist. Um die Preisverläufe zu beurteilen, ist eine inflationsbereinigte Betrachtung hilfreich. Die Inflationsbereinigung der Gaspreise wurde analog zu derjenigen der Strompreise (vergleiche Abschnitt 3.3) auf Basis des Verbraucherpreisindexes (VPI) des Statistischen Bundesamtes durchgeführt.

Abbildung 41 zeigt die reale Entwicklung der Haushalts- und Industriestrompreise (inklusive aller relevanter Steuern und Abgaben) in Euro (2008) zwischen 1998 und 2009. Aufgrund des tendenziell ansteigenden generellen Preisniveaus in Deutschland fallen die Gaspreise vergangener Jahre durch die Inflationsbereinigung höher aus als die entsprechenden nominalen Werte. Es zeigt sich, dass nicht nur die nominalen, sondern auch die realen Erdgaspreise im untersuchten Betrachtungszeitraum deutlich angestiegen sind.

Abbildung 41. Reale Preisentwicklung aller Abnahmefälle inklusive relevanter Steuern und Abgaben



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

Die realen Gaspreise für Haushalte inklusive Steuern sind gemäß dieser Daten um etwa 78 Prozent von 3,60 ct/kWh in 1998 auf 6,46 ct/kWh in 2007 angestiegen. Im selben Zeitraum sind die realen Gaspreise der Industriekunden mit Steuern und Abgaben zwischen 77 bis 87 Prozent gestiegen. Gemäß der neuen Methodik sind die Preise im Folgenden zunächst weiter angestiegen, darauffolgend jedoch wieder gesunken und befanden sich somit Ende 2009 wieder in etwa auf dem Niveau von 2007.

4.3.3 Exkurs: Innerdeutsche Preisunterschiede (Haushaltskunden)

Dieser Exkurs soll verdeutlichen, dass es sich bei den Eurostat-Daten, um mittlere Erdgaspreise für eine bestimmte Kundengruppe handelt. Im Einzelnen können sowohl die Preise zwischen Regionen, als auch innerhalb der Regionen zwischen verschiedenen Gasversorgungsunternehmen deutlich von den ausgewiesenen Eurostat-Preisen abweichen.

In Anlehnung an die Analyse der regionalen Preisunterschiede für Strom bei Haushalten zeigt **Tabelle 9** die Gaspreise der Standardtarife der Grundversorger, des günstigsten Tarifs der Grundversorger sowie jeweils das günstigste Angebot

ohne Kaution und/oder Vorauskasse für einige deutsche Großstädte. Für die Tarife bzw. für die Berechnung der jährlichen Kosten der Gasversorgung wird von einem Haushalt mit einem jährlichen Verbrauch in Höhe von 20.000 kWh ausgegangen.

Ein Vergleich der Standardtarife der Grundversorger zeigt, dass deutliche Unterschiede in den betrachteten Städten bestehen. Während Haushalte in München bei dem dortigen Grundversorger Erdgas zu 0,058 €/kWh beziehen können, ist der Standardtarif des Grundversorgers in Leipzig mit 0,096 € pro kWh deutlich teurer. Somit ergeben sich für einen Standardhaushalt mit einem Gasverbrauch von 20.000 kWh jährliche Kosten in Höhe von 1.929,75 € in Leipzig und lediglich 1.159,06 € in München. Der Haushalt in Leipzig hat folglich Mehrkosten in Höhe von 770,60 € bei der Versorgung durch den Standardtarif des Grundversorgers. Der Grundversorger in Dresden bietet mit 0,076 € pro kWh bzw. 1.523,20 € im Jahr nach Leipzig den teuersten Tarif in dieser Auswahl an und der Unterschied zu München ist mit 364,14 € deutlich geringer.

Neben den Standardtarifen haben Haushalte wie auch bei der Wahl des Stromversorgers die Möglichkeit, den Tarif bei ihrem Grundversorger zu wechseln. So sind in der **Tabelle 9** neben den Preisen der Standardtarife auch die Preise der billigsten Tarife, die beim jeweiligen Grundversorger erhältlich sind, aufgeführt. In allen untersuchten Städten lassen sich die Kosten durch einen Vertragswechsel deutlich senken. Entsprechend dieser Angaben liegt das jährliche Einsparpotenzial für einen Standardhaushalt durch einen Vertragswechsel zwischen 81,97 € in Berlin und 460,80 € in Frankfurt.

In **Tabelle 9** ist neben den Preisangaben für den Standardtarif sowie günstigsten Tarif des Grundversorgers der günstigste angebotene Tarif in der jeweiligen Stadt angegeben. Die Daten zeigen, dass Haushalte durch einen Wechsel des Lieferanten weitere deutliche Einsparungen erzielen können. Die jährlichen Einsparpotenziale für Haushalte gegenüber dem Standardtarif des Grundversorgers liegen zwischen 218,50 € (Tarif inklusive einmaligem Bonus von 80 €) in Berlin und 758,53 € (Tarif inklusive einmaligem Bonus von 80 €) in Leipzig.

Tabelle 9. Vergleich der Erdgaspreise in deutschen Großstädten

Ort	Anbieter	Bezeichnung	Jährl. Kosten	Preis je kwh	inkl. Bonus	Anmerkungen
Berlin	**Grundversorger Standardtarif**	Komfort	1.209,04 €	**0,060 €**		
	Grundversorger billigster Tarif	Online Plus	1.127,07 €	0,056 €		12 Monate Vorauskasse, Preisfixierung bis 31.12.2010
	Lieferantenwechsel *	123gas	990,54 €	0,050 €	80 €	
	Lieferantenwechsel **	Teldafax 1574	809,64 €	0,040 €	100 €	
Hamburg	**Grundversorger Standardtarif**	Standard Gas Region 1	1.320,90 €	**0,066 €**		
	Grundversorger billigster Tarif	Optimal Gas Hamburg	1.180,24 €	0,059 €		
	Lieferantenwechsel *	123gas	959,94 €	0,048 €	80 €	
	Lieferantenwechsel **	TelDaFax 1574	920,90 €	0,046 €	100 €	
Essen	**Grundversorger Standardtarif**	Grundversorgung	1.251,17 €	**0,063 €**		
	Grundversorger billigster Tarif	Klarol Online	1.099,56 €	0,055 €		
	Lieferantenwechsel *	123gas	1.036,32 €	0,052 €	80 €	
	Lieferantenwechsel **	TelDaFax 1574	850,29 €	0,043 €	100 €	
Köln	**Grundversorger Standardtarif**	Grundversorgung	1.323,76 €	**0,066 €**		
	Grundversorger billigster Tarif	FairOnline erdgas	1.228,23 €	0,061 €		zzgl. befristetem Rabatt (bis 30.09.2010; Rabatt 0,11ct/kwh netto)
	Lieferantenwechsel	MAINGAU-direkt Flex	1.018,64 €	0,051 €		Online-Tarif
Frankfurt	**Grundversorger Standardtarif**	Erdgas Medium	1.415,80 €	**0,071 €**		
	Grundversorger billigster Tarif	Erdgas Direkt	955,00 €	0,048 €	100 €	6 Monate Preisgarantie
	Lieferantenwechsel	123gas	868,03 €	0,043 €	80 €	

Endkundenpreise für Erdgas

Stuttgart	**Grundversorger Standardtarif**	Erdgas Plus	1.339,13 €	0,067 €		
	Grundversorger billigster Tarif	ErgasOnline	1.076,20 €	0,054 €	90 €	Preisgarantie bis 31.10.2010
	Lieferantenwechsel	MaxTarif Gas	917,68 €	0,046 €	120 €	
München	**Grundversorger Standardtarif**	Grundversorgung	1.159,06 €	0,058 €		
	Grundversorger billigster Tarif	M-Erdgas Internet	1.052,72 €	0,053 €		12 Monate Vorauskasse
	Lieferantenwechsel	123gas	850,14 €	0,043 €	80 €	
Leipzig	**Grundversorger Standardtarif**	Grundversorgung	1.929,75 €	0,096 €		
	Grundversorger billigster Tarif	Gas21 A10-12	1.630,30 €	0,082 €		Preisfixierung bis 28.02.2011
	Lieferantenwechsel	123gas	1.171,22 €	0,059 €	80 €	
Dresden	**Grundversorger Standardtarif**	Heizgaspreis	1.523,20 €	0,076 €		
	Grundversorger billigster Tarif	Dresdner Gas flexibel	1.380,40 €	0,069 €		Online-Tarif
	Lieferantenwechsel	MAINGAU-direkt Flex	1.113,84 €	0,056 €		

* jeweils billigstes Angebot ohne Kaution und/oder Vorauskasse, meist Online Tarife, meist mit Preisgarantie und Bonuszahlung

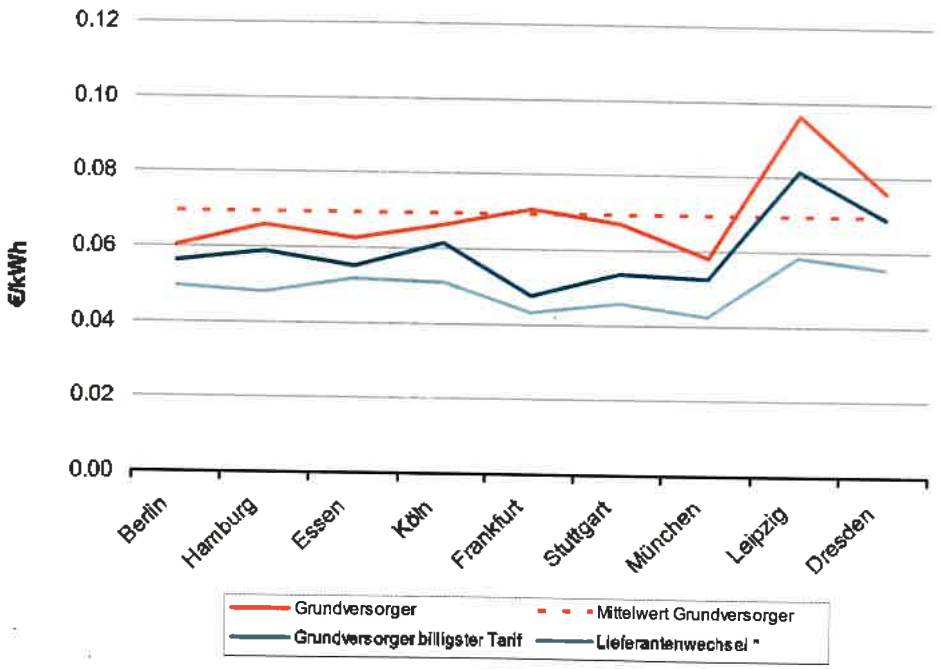
** zzgl. 200€ Kaution, 12 Monate Vorauskasse, 12 Monate Preisgarantie, Referenzpreismodell

Quelle: Frontier/EWI nach Verivox (Stand: Februar 2009)

Endkundenpreise für Erdgas

Abbildung 42 verdeutlicht die bestehenden regionalen Preisunterschiede sowie die Einsparpotenziale für Haushalte. In der grafischen Übersicht wird außerdem der hohe Preis in allen Tarifen in Leipzig deutlich. Ferner fällt auf, dass die Preise in Leipzig sowie Dresden als Städte in den neuen Bundesländern deutlich höher sind. Gasversorger weisen dabei auf die hohen Investitionskosten in das Gasversorgungsnetz nach der Wiedervereinigung sowie die niedrigeren Absatzdichten in den neuen Bundesländern hin.[64] Der Gesetzgeber hat dieser Argumentation folgend Strukturklassen Ost und West sowie die Berücksichtigung unterschiedlicher Absatzdichten (niedrig, mittel und hoch) in der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV) für die Vergleichsrechnung der Netzentgelte vorgesehen. Gemäß dieser Einteilung ergeben sich zulässige höhere Netzentgelte und demnach Endverbraucherpreisen in den weniger besiedelten neuen Bundesländern.

Abbildung 42. Vergleich der Gaspreise in verschiedenen deutschen Großstädten



Quelle: Frontier/EWI nach Verivox (Stand: Februar 2009)

[64] Vgl. z.B. http://www.rbb-online.de/klartext/beitrag/2007/gaspreise_im_osten.html. oder http://www.energieverbraucher.de/index.php?itid=1935.

4.4 Ursachenanalyse Deutschland

In Abschnitt 4.3 wurde dargestellt, dass die Erdgaspreise für Endkunden mit Steuern und Abgaben sowohl nominal als auch real im Betrachtungszeitraum 1998 bis 2009 angestiegen sind. Des Weiteren wurde bereits in Abschnitt 4.2 exemplarisch für 2009 gezeigt, dass die wesentlichen Preiskomponenten für Erdgasendkundenpreise Steuern und Abgaben, Beschaffungskosten sowie Kosten für Transport und Verteilung sind. Im Folgenden werden die Entwicklungen der einzelnen Preiskomponenten dargestellt und somit die Ursache für den Preisanstieg der Erdgasendverbraucherpreise herausgearbeitet.

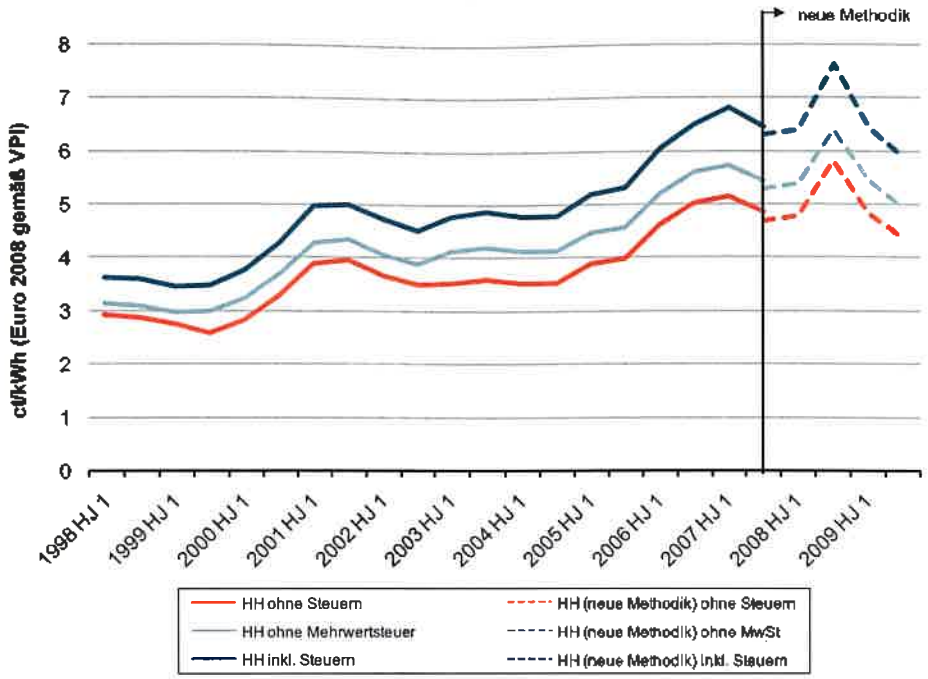
4.4.1 Entwicklung der Steuern und Abgaben

Steuern und Abgaben für Haushalte

Abbildung 43 zeigt die reale Entwicklung der Haushaltserdgaspreise in Euro (2008) für die drei von Eurostat ausgewiesenen Steuer-Abnahmefälle „inklusive aller Steuern", „ohne MwSt (d.h. inklusive aller Steuern außer der MwSt) und „ohne Steuern". Wie bereits in Abschnitt 4.3.2 deutlich wurde, sind die Haushaltskundenpreise mit Steuern und Abgaben (mit und ohne Inflationsbereinigung) gegenüber dem Niveau von 1998 deutlich angestiegen (real um etwa 78% von 1998 bis 2007).

In **Abbildung 43** wird deutlich, dass auch die realen Preise ohne Steuern und Abgaben im Betrachtungszeitraum deutlich angestiegen sind (um etwa 66% von 1998 bis 2007). Im Anschluss sind die Preise gemäß der neuen Erfassungsmethodik von 2007 bis 2008 mit Steuern und Abgaben (um etwa 21%) und ohne Steuern und Abgaben (um etwa 24%) noch weiter angestiegen. In 2009 setzte ein Rückgang ein, der aber die wesentlichen Entwicklungstrends nicht verändert. Im Unterschied zu dem realen Anstieg der Endkundenstrompreise ist folglich der Preisanstieg für Erdgas sowohl auf einen Anstieg der Steuern- und Abgabenbelastung als auch auf einen Anstieg des Preises ohne Steuern und Abgaben zurückzuführen.

Abbildung 43. Entwicklung der Erdgaspreise mit und ohne Steuern für Haushalte in Euro (2008)

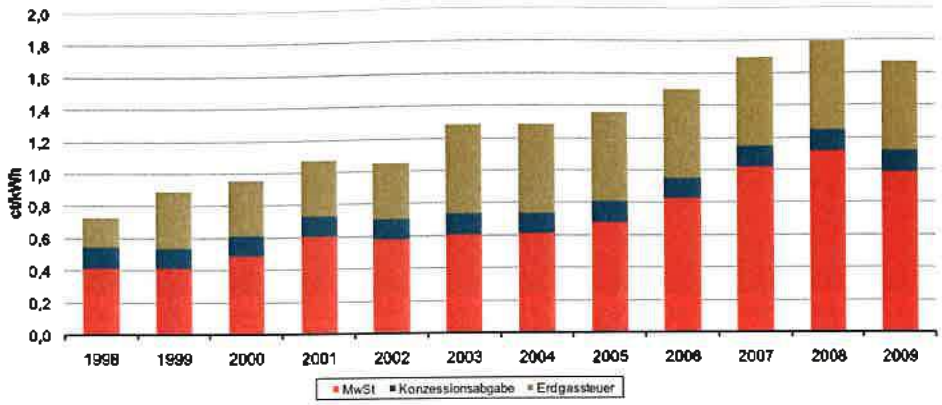


Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat und Destatis

Der Anstieg der Steuern- und Abgabenbelastung spiegelt sich grafisch in einer größer werdenden Differenz zwischen den Zeitreihen in **Abbildung 43** wider. Die Differenz zwischen dem Preispfad ohne alle Steuern und ohne MwSt folgt der Struktur der Erdgassteuer. Der Preispfad inklusive aller Steuern berücksichtigt ferner die Entwicklung der Mehrwertsteuer.

Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung der privaten Haushalte. Dargestellt ist die Entwicklung von Erdgassteuer, Konzessionsabgabe und Mehrwertsteuer. Zudem entfällt die anteilige Förderabgabe (für die Förderung von Erdgas im Inland). Diese betrug in den letzten Jahren ca. 1 bis 3% des Haushalts-Endkundenpreises, beispielsweise im Jahr 2008 mit 2% des Endkundenpreises ca. 0,13 ct/kWh. Eine ausführliche Darstellung der Steuern und Abgaben befindet sich in Anhang 1.

Abbildung 44. Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung der privaten Haushalte (nominal)



Quelle: Frontier/EWI auf Basis von Eurostat und Gesetzestexten

Entscheidend für den Anstieg der Steuern- und Abgabenbelastung sind zum einen die Erhöhung des Erdgassteuersatzes und zum anderen die Erhöhung der Mehrwertsteuerbeträge. Letztere ist sowohl auf eine Erhöhung der Mehrwertsteuersätze, als auch auf eine Erhöhung der Steuerbemessungsgrundlage (Erdgaspreis sowie alle anderen Steuern und Abgaben außer der Mehrwertsteuer) zurückzuführen. Wie aus **Abbildung 44** ersichtlich, hat sich der Erdgassteuersatz in der Betrachtungsperiode mehr als verdoppelt. Bis zum 1.4.1999 betrug der Steuersatz 0,184 ct/kWh und wurde dann auf 0,347 ct/kWh erhöht. Eine weitere Erhöhung erfolgte Anfang 2003 um 0,203 ct/kWh auf 0,55 ct/kWh. Die in **Abbildung 44** dargestellte Steuern- und Abgabenbelastung ist somit von 1998 auf 2009 um 130% (nominal) gestiegen. Dies entspricht einem realen Anstieg von etwa 97%. Die Entwicklung der Steuern und Abgaben hat daher zu dem Preisanstieg der Haushaltskunden beigetragen. Allerdings zeigt sich in **Abbildung 44** auch, dass der wesentliche Anstieg des Endkundenpreises bereits in dem Preis ohne Berücksichtigung der Steuern und Abgaben enthalten ist.

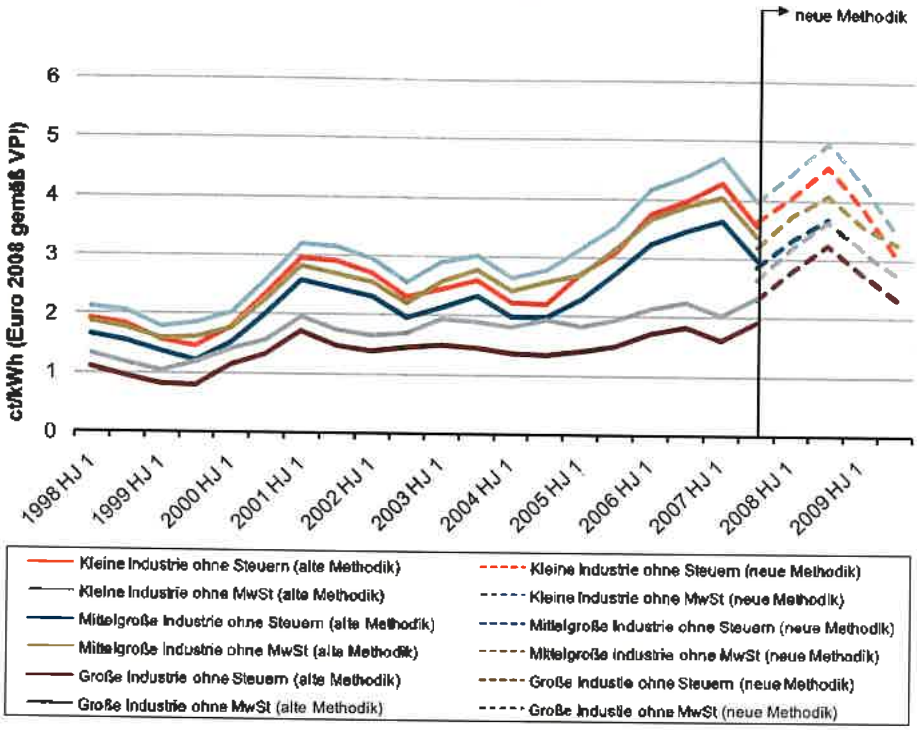
Steuern und Abgaben für Industriekunden

Abbildung 45 zeigt die Preisentwicklung für Industriekunden für die von Eurostat ausgewiesenen Abnahmefälle „ohne Steuern" und „ohne MwSt" (d.h. inklusive aller Steuern außer der MwSt) im untersuchten Betrachtungszeitraum in Euro 2008. Die Industriekundenpreise mit Steuern und Abgaben (mit und ohne Inflationsbereinigung) sind gegenüber dem Niveau von 1998 deutlich angestiegen (real um etwa 77-87 Prozent von 1998 bis 2007). **Abbildung 45** zeigt, dass die Erdgaspreise der Industriekunden auch ohne Steuern und Abgaben stark gestiegen sind, insbesondere für den kleinen und mittelgroßen Industriekunden.

Endkundenpreise für Erdgas

Ohne Steuern und Abgaben sind die Erdgaspreise real für den kleinen Industriekunden von 1998 bis 2007 um etwa 86% gestiegen, für den mittelgroßen um etwa 80% und für den großen Industriekunden um etwa 74%. Im Anschluss sind die Preise gemäß der neuen Erfassungsmethodik von 2007 bis 2008 noch weiter angestiegen (zwischen 25% und 40%). Die Steuern- und Abgabenbelastung der Industriekunden ist gestiegen, allerdings sind die Industriekundenpreise auch ohne Steuern und Abgaben seit 1998 angestiegen.

Abbildung 45. Erdgaspreisentwicklung mit und ohne Steuern für Industriekunden in Euro (2008)

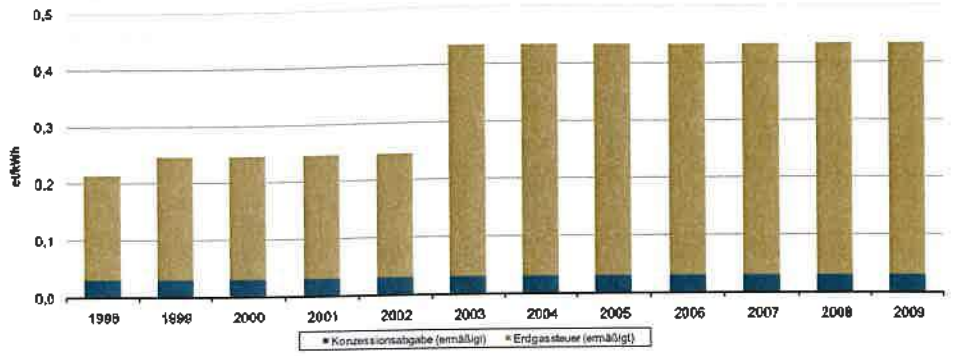


Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat und Destatis

Der Anstieg der Steuern- und Abgabenbelastung zeigt sich in **Abbildung 46** durch einen größer werdenden Abstand zwischen den Preisreihen ohne Steuern und Abgaben und den jeweiligen Reihen mit diesen. Die Differenz zwischen beiden Steuerfällen entspricht im Wesentlichen der Erdgassteuer, deren Erhöhung im Jahr 2003 zu einer deutlichen Erhöhung der Differenz beider Preisreihen geführt hat. Zur Verdeutlichung zeigt **Abbildung 46** die Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung für Industriekunden.

Endkundenpreise für Erdgas

Abbildung 46. Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung der Industriekunden (nominal)



Quelle: Frontier/EWI auf Basis von Gesetzestexten

Für Industriekunden gelten sowohl bezüglich der Konzessionsabgabe als auch der Erdgassteuer Sonderregelungen, sodass die Entwicklung der Steuern- und Abgabenbelastung auf einem deutlich niedrigeren Niveau als bei den Haushaltskunden verläuft. So ist die Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden auf 0,03 ct/kWh begrenzt oder entfällt sogar für Unternehmen mit besonders gasintensiven Prozessen (vergleiche Anhang 1). Des Weiteren ist der Erdgassteuersatz für Industriekunden ermäßigt.[65] Dieser hat sich allerdings seit 1998 mehr als verdoppelt und damit zum Anstieg der Erdgaspreise für Industriekunden beigetragen.

4.4.2 Beschaffungskosten

Wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt, ist der starke Anstieg der Haushalts- sowie Industriekundenpreise für Erdgas zwar auch auf die zusätzliche Steuern- und Abgabenbelastung, im Wesentlichen jedoch auf den Anstieg der Preise ohne Steuern und Abgaben, zurückzuführen. Neben den Steuern und Abgaben stellen vor allem die Beschaffungs- sowie Netzkosten wesentliche Preiskomponenten für Erdgas dar. Im Folgenden wird daher untersucht, inwieweit der Preisanstieg ohne Steuern und Abgaben auf die Entwicklung dieser Komponenten zurückgeführt werden kann. Es wird zunächst die Entwicklung der Beschaffungskosten analysiert.

Wie in 4.4.2 bereits dargestellt, beziehen Erdgasversorgungsunternehmen ihre Liefermengen zu einem Großteil über langfristige Lieferverträge mit ausländischen Erdgasproduzenten. Die Beschaffungskosten ergeben sich für

65 Zudem wird für bestimmt Prozesse und Verfahren (wie z.B. bei der Herstellung von Glas und Glaswaren) eine vollkommene Steuerentlastung gewährt (vergleiche Anhang 2).

diesen Fall direkt aus der Menge und dem Importpreis. Seit dem Jahr 2007 haben Versorgungsunternehmen neben den langfristigen Lieferverträgen die Möglichkeit, Erdgasmengen über die EEX-Börse in Leipzig kurzfristig am Spotmarkt oder langfristig am Terminmarkt einzukaufen. Darüber hinaus können die benötigten Mengen durch OTC-Geschäfte beschafft werden.[66] Der Fokus der Analyse wird aufgrund der Bewertung der langfristigen Entwicklung auf die Beschaffung über Lieferverträge mit ausländischen Erdgasproduzenten gelegt. Hintergrundinformationen zu dem EEX-Handel und OTC-Geschäften können dem nachfolgenden Exkurs entnommen werden.

Erdgasbeschaffung durch langfristige Lieferverträge

Die Kosten der Erdgasbeschaffung durch langfristige Lieferverträge ergeben sich direkt aus der Menge und dem Preis der Erdgasimporte. In der Regel werden zur Absicherung der hohen Investitionen für die Gasleitungen zwischen dem Importeur und dem ausländischen Erdgasproduzenten langfristige Lieferverträge mit fixen Liefermengen (in gewissen Grenzen) und flexiblen Preisen geschlossen. Nach Bestimmung des Erdgaspreises für das Basisjahr durch die beiden Parteien wird dieser in festgelegten Abschnitten nach einem ausgehandelten Verfahren fortgeschrieben, um dem Preisrisiko langfristiger Lieferverträge gerecht zu werden. Für Lieferverträge dieser Art werden in der Regel die Preise der substitutiven Energieträger (insbesondere Erdöl und Kohle) zur Anpassung herangezogen.[67]

Abbildung 47 zeigt die monatliche Entwicklung der Erdgasimporte sowie die entsprechenden Grenzübergangspreise seit dem Jahr 1992. Grenzübergangspreise stellen die mittleren Importpreise über verschiedene Importländer sowie für unterschiedliche Kundengruppen dar. Abhängig von den Möglichkeiten einer Kundengruppe, Erdgas durch einen anderen Energieträger zu substituieren, gelten unterschiedliche Anlegbarkeitsprinzipien (vergleiche hierzu auch Kapitel 4.2.1). Daher muss beachtet werden, dass der Grenzübergangspreis zwar ein Indikator für das Großhandelspreisniveau ist, nicht jedoch als Beschaffungspreis für eine bestimmte Kundengruppe interpretiert werden kann.[68]

---

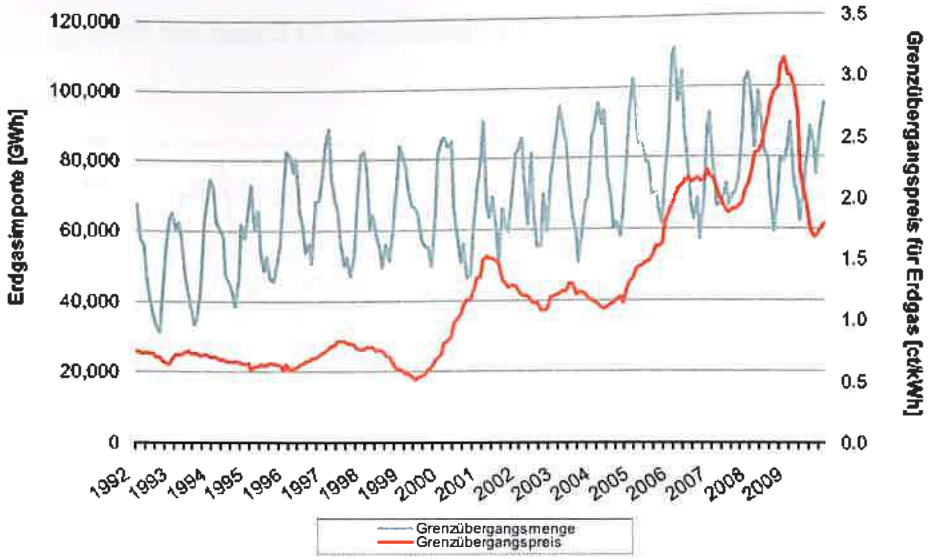
66 Diese Option bestand schon länger, auch im benachbarten Ausland sind entsprechende Beschaffungsmärkte bereits seit einigen Jahren vorhanden (bspw. Zeebrugge in Belgien oder TTF in den Niederlanden). De facto konnten jedoch nur wenige Marktteilnehmer diese Option nutzen, da neben Transportengpässen auch die langfristigen City-Gate-Verträge speziell kleineren Marktteilnehmern das Hinzufügen von Handelsmengen unmöglich gemacht haben. Nach einer Kartellamtsentscheidung wurde dies jedoch im Jahr 2006 zugunsten der kleinen Abnehmer geändert.

67 Vgl. Buttermann u.a. (2008), S. 188.

68 Vgl. Stannek (2008), S.33.

Endkundenpreise für Erdgas

Abbildung 47. Entwicklung der Erdgasimporte sowie Grenzübergangspreise von 1998 bis 2009 (nominal)



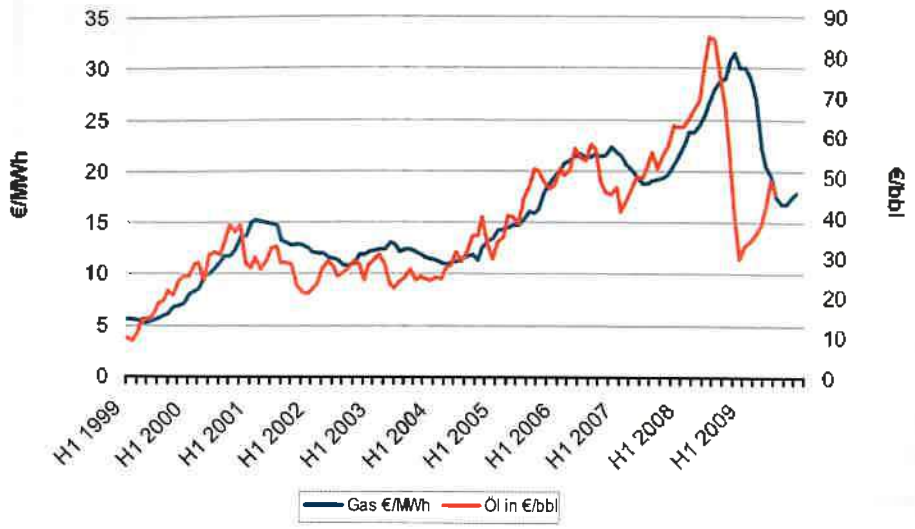
Quelle: Frontier/EWI nach Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Auffällig in **Abbildung 47** sind die starken Schwankungen der Erdgasimporte innerhalb eines Jahres sowie der erkennbare Anstieg der Importe bis 2006. In Deutschland wird Erdgas als Energieträger überwiegend zur Raumheizung in privaten Haushalten und im Handel und Gewerbe sowie als Prozessenergie in der Industrie eingesetzt. Die saisonale Fluktuation der Gasimporte ist somit auf die stark unterschiedliche Nachfrage nach Raumwärme innerhalb eines Jahres zurückzuführen. Der Grenzübergangspreis für Erdgas war mit ungefähr 0,65 ct/kWh in den Jahren von 1992 bis 2000 stabil. Ab dem ersten Halbjahr 2000 sind die Preise allerdings in mehreren Phasen signifikant angestiegen und haben im zweiten Halbjahr 2008 ein vorläufiges Hoch mit über 3,0 ct/kWh erreicht. Seitdem ist der Grenzübergangspreis für Erdgas wieder zurückgegangen, wobei der Preis mit 1,7 ct/kWh noch etwa doppelt so hoch ist gegenüber dem Niveau von 2000.

Der Anstieg der Grenzübergangspreise für Erdgas ist wiederum durch den Anstieg der Preise für die substitutiven Energieträger wie Öl gemäß dem Anlegbarkeitsprinzip erklärbar. **Abbildung 48** zeigt den Verlauf der Grenzübergangspreise für Erdgas und den Weltmarktpreis für Erdöl gemäß der Energy Information Administration von 1999 bis zum Jahr 2009. Deutlich zu erkennen ist der ähnliche Verlauf der Preise sowie die zeitliche Verzögerung zwischen dem Erdgas- und Erdölpreis in diesem Zeitraum. Die zeitliche Verzögerung des Erdgaspreises gegenüber dem Ölpreis ist besonders deutlich in

dem Peak Ende 2008 zu erkennen. Während der Ölpreis bereits im Juni 2008 ein Allzeithoch erreicht hat, ist der Erdgaspreis weiter gestiegen und hat dieses Hoch erst im November 2008 erreicht.

Abbildung 48. Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas und Rohöl (nominal)

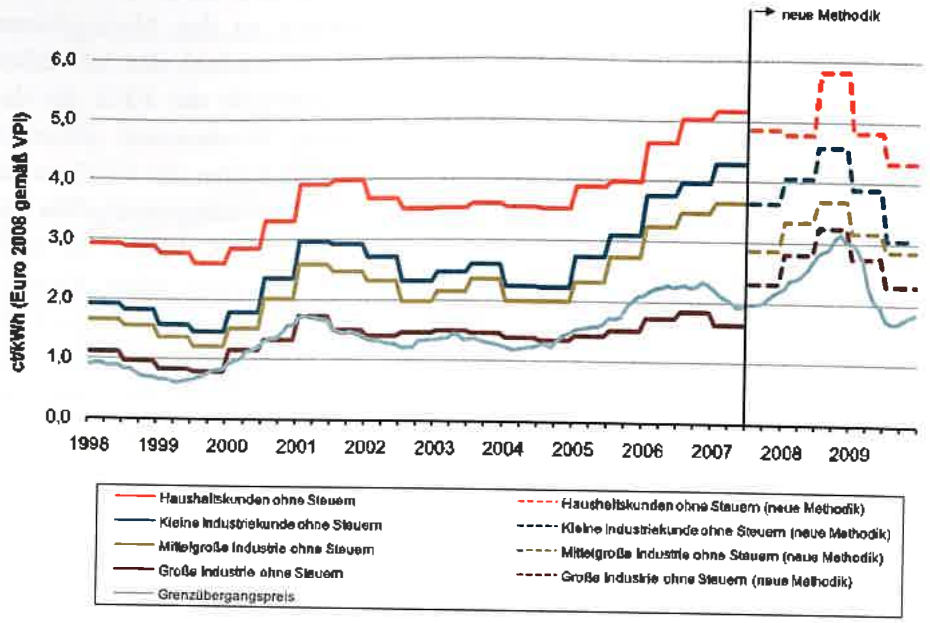


Quelle: Frontier/EWI nach McCloskey, BAFA, EIA

In **Abbildung 49** sind die Grenzübergangspreise den Endkundenpreisen ohne Steuern und Abgaben von 1998 bis 2008 gegenüber gestellt. Zu beachten ist, dass es sich bei den Erdgaspreisen für Haushalte und den Industriekunden um halbjährliche Preise handelt, die für die einzelnen Monate fortgeschrieben wurden. Es ergibt sich daher eine Treppenfunktion für die Erdgaspreise der Haushalte und Industriekunden. Dabei fällt auf, dass die langfristige Entwicklung der Endkundenpreise den Verlauf des Grenzübergangspreises widerspiegelt. So führen sinkende bzw. steigende Grenzübergangspreise zu sinkenden oder steigenden Endkundenpreisen ohne Steuern. Beispielsweise ist der Grenzübergangspreis im Betrachtungszeitraum in drei Phasen (2000-2001, 2005-2007, 2008) deutlich angestiegen. Diesen Anstiegen sind die Preise der Haushaltskunden sowie Industriekunden mit ein wenig zeitlicher Verzögerung gefolgt. Analog dazu sind die Endkundenpreise ohne Steuern bei einem Rückgang der Grenzübergangspreise zum Beispiel im Jahr 2002 auch gefallen.

Endkundenpreise für Erdgas

Abbildung 49. Entwicklung der Grenzübergangs- und Endkundenpreise ohne Steuern für Erdgas von 1998 bis 2009 in Euro (2008)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Über die Höhe der Beschaffungskosten je Kundengruppe kann allerdings wegen den unterschiedlichen anlegbaren Preisen der Kundengruppen keine Aussage getroffen werden. Während der Grenzübergangspreis einen Durchschnittspreis darstellt, werden die Preise der einzelnen Kundengruppen durch deren unterschiedliche Substitutionsmöglichkeiten, den Preisen der entsprechenden alternativen Energieträger und der Bereitschaft der jeweiligen Kundengruppe zur Substitution beeinflusst. Dennoch ist für eine vergangenheitsorientierte Betrachtung der Grenzübergangspreis der beste Indikator des (mittleren) Beschaffungspreises. Dieser hat sich im Betrachtungszeitraum bis zu verdreifacht. Somit kann festgehalten werden, dass der Anstieg der Endkundenpreise wesentlich auf ein Ansteigen der Beschaffungskosten zurückzuführen ist.[69]

---

69 Inwiefern Änderungen der Beschaffungspreise gleichmäßig in beide Richtungen (also Erhöhung und Rückgang) an die Kunden weitergegeben werden, kann anhand der hier dargestellten Auflösung nur schwer eingeschätzt werden. Grundsätzlich scheinen die Wirkungen in beide Richtungen zu laufen, wobei aufgrund des Methodenwechsels für 2007 keine Aussage getätigt werden kann. Allerdings können bereits kleinere Abweichungen zwischen Bezugs- und Absatzpreis größere (oder kleinere) Margen bei einzelnen Unternehmen generieren. (Vgl. eine unternehmensindividuelle Analyse bei Harms/Leprich (2009)). Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund der Vertraulichkeit der Beschaffungskonditionen der Bezugspreis nur geschätzt werden kann, was zu Verzerrungen bei Margenabschätzungen führen kann.

4.4.3 Hintergrundinformation: Entwicklung der Gaspreise an der EEX

Die in Deutschland führende Energiebörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig hat im Juli 2007 in den Marktgebieten BEB und E.ON Gastransport (EGT) (die mittlerweile aufgrund von Kooperationen zu den Marktgebieten Gaspool und NetConnect Germany (NCG) erweitert wurden) den börslichen Handel mit Erdgas eingeführt. Erdgas kann am Spotmarkt der EEX für den nächsten, den übernächsten Tag und das folgende Wochenende gehandelt werden. Zusätzlich zu diesem kontinuierlichen Spothandel hat die EEX im Juli 2009 eine börsentägliche Day-Ahead-Auktion mit der Mindestkontraktgröße von einem Megawatt eingeführt. Der Terminmarkt der EEX bietet für jedes Marktgebiet Handelsoptionen für die nächsten sieben Monate, sieben Quartale und sechs Jahre an. Darüber hinaus können im Marktgebiet NCG noch die nächsten vier Sommer- bzw. Winterhalbjahre gehandelt werden.[70] Preise der gehandelten Gasmengen werden von der EEX veröffentlicht, was die Preistransparenz im deutschen Gasmarkt verbessert hat. Dennoch wird der Handel an der EEX noch begrenzt in Anspruch genommen, da es aus Sicht der Gashändler einige Nachteile gibt, wie etwa die geringen Flexibilitäten bezüglich der Handelsvolumina. Weiterhin fallen Handelsgebühren an und die EEX verlangt finanzielle Sicherheiten für alle offenen Positionen, weshalb der OTC-Handel zum Teil bevorzugt wird.[71]

Die EEX bietet den Gaslieferanten somit neben dem direkten Import von ausländischen Gasproduzenten eine weitere Möglichkeit ihre Gasmengen zu beziehen. **Abbildung 50** zeigt die an der EEX gehandelten Day-Ahead-Preise für Erdgas von Januar 2008 bis Dezember 2009. Aufgrund der Änderung der Marktgebiete sind die Daten aus dem Jahr 2007 nicht mit denen ab 2008 vergleichbar. Daher lässt sich keine Aussage über die langfristige Entwicklung der Handelspreise treffen. Dennoch zeigt sich in der Abbildung ein ähnlicher Verlauf wie für den Grenzübergangspreis. Zunächst war der Erdgaspreis in 2008 sehr hoch und schwankte Ende 2008 mit teilweise sehr hohen Preisen. Anfang 2009 sind die Preise stark gefallen und haben im August ein Niveau von ungefähr 7 Euro pro MWh erreicht. Seit Ende 2009 steigt der Day-Ahead-Preis wieder deutlich an.[72]

---

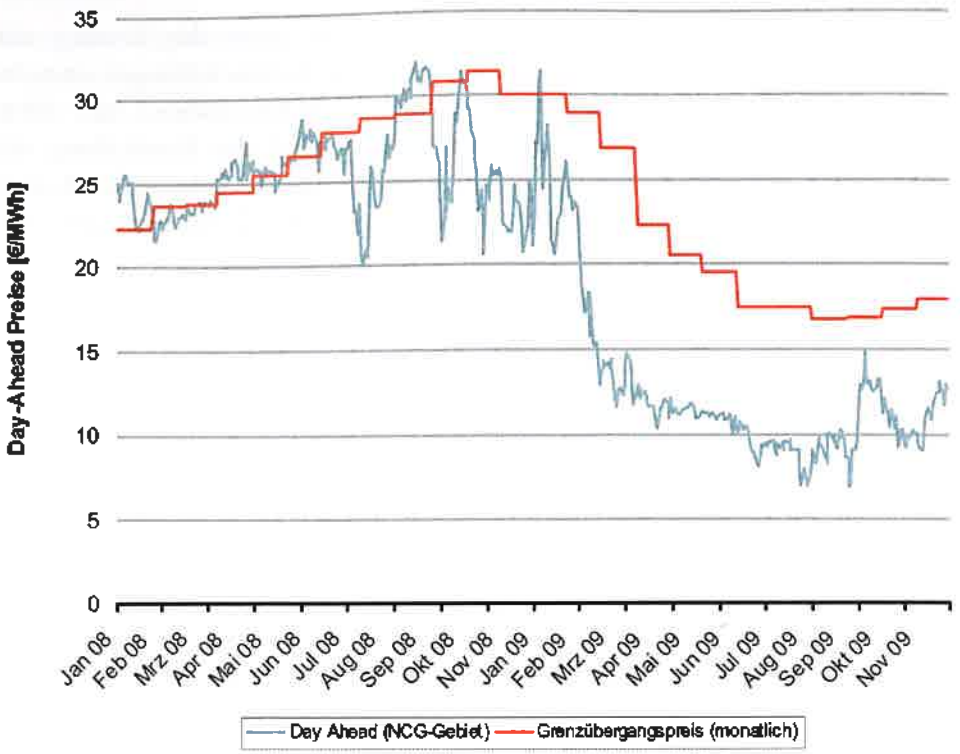
70 Vgl. EEX (2009).

71 Vgl. Lohmann (2009).

72 Ähnliche Verläufe lassen sich auch für andere an der EEX gehandelte Gasprodukte feststellen (bspw. Quartals- oder Jahresbänder). Generell lässt sich sagen, dass je länger die Laufzeit des gehandelten Produkts ist, desto weniger stark anfällig sind die Preise für sehr volatile Preistreiber wie kurzfristige Temperatureffekte. Hier überwiegen eher Treiber die das langfristige Angebots-/Nachfrageverhältnis beeinflussen (bspw, erwartete Verfügbarkeit von neuen Infrastrukturprojekten).

Endkundenpreise für Erdgas

Abbildung 50. Entwicklung der Erdgaspreise (Day-Ahead) für das NCG-Gebiet (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach EEX und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Neben den traditionellen Langfristverträgen und dem börslichen Handel haben Erdgasversorgungsunternehmen die Möglichkeit über OTC-Verträge Gasmengen zu beschaffen. Erste Ansätze des Hub-Betreibers Eurohub in der Emden/Bunde-Region einen OTC-Handel im Zeitraum von 2002 bis 2006 einzuführen waren allerdings zunächst gescheitert.[73] Im Rahmen des neuen Netzzugangsmodells wurden die Netzbetreiber zur Einrichtung eines Virtuellen Handelspunktes in jedem einzelnen Marktgebiet gesetzlich verpflichtet. Die Einführung Virtueller Handelspunkte und die schrittweise Reduktion der Anzahl der Netzgebiete sorgen für eine Vereinfachung des Handels und lassen darauf schließen, dass sich der OTC-Handel in den nächsten Jahren weiter verstärkt. Obwohl mit der Einführung des Zweivertragsmodells deutsche Gasunternehmen die Möglichkeit haben ihr Portfolio mit Hilfe des OTC-Handels an den Virtuellen Handelspunkten zu optimieren und zu diversifizieren, wird diese

73 Vgl. Lohmann (2006), S. 160-163.

Möglichkeit noch immer sehr begrenzt genutzt. Die Beschaffung über traditionelle Verträge dominiert somit immer noch am deutschen Gasmarkt.[74]

4.4.4 Netzentgelte

Die Analyse der Beschaffungskosten hat gezeigt, dass der Anstieg der Endkundenpreise im Wesentlichen auf einen Anstieg der Beschaffungskosten der Erdgasversorgungsunternehmen zurückgeführt werden kann. Als dritte wesentliche Preiskomponente wird in diesem Kapitel die Entwicklung der Netzentgelte für die unterschiedlichen Kundengruppen aufgezeigt. Zudem werden wichtige Grundlagen der Regulierung von Gasnetzen und der Entwicklung der Marktgebiete in Deutschland erläutert.

Grundlagen

Der deutsche Erdgasmarkt wurde im Jahr 2005 durch die Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG in nationales Recht liberalisiert. Die aus dieser Novelle des EnWG resultierende anschließende Durchführungsverordnung zum Gasnetzzugang (Gasnetzzugangsverordnung) ermöglichte den Netzbetreibern zunächst zwischen dem Einvertragsmodell und dem Zweivertragsmodell zu wählen. Das Einvertragsmodell ist durch entfernungs- bzw. pfadabhängige Transportentgelte gekennzeichnet, während im Zweivertragsmodell ein Entry-Exit-Modell vorgesehen ist, bei dem die Netzkunden Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Netzübergabepunkten getrennt buchen. Im Rahmen der von Gasnetzbetreibern unterzeichneten Kooperationsvereinbarung im Oktober 2006 war das Zweivertragsmodell nur unzureichend verwirklicht worden. Daher entschied die Bundesnetzagentur im November desselben Jahres im Rahmen eines Missbrauchverfahrens, dass das Einzelbuchungsmodell nicht mehr angewendet werden darf.[75]

Im Einzelbuchungsmodell mussten Erdgashändler mit allen betreffenden Netzbetreibern transportpfadbasierte separate Durchleitungsverträge abschließen. Dies führte aufgrund der Vielzahl von Netzbetreibern und abzuschließenden Verträgen zu hohen Kosten sowie zu einer geringen Vergleichbarkeit der Verträge. Im Gegensatz dazu ist die Länge des Transportweges im Zweivertragsmodell irrelevant. Erdgaslieferanten können das Gas an einem beliebigen Einspeisepunkt zu den dort gültigen Entgelten einspeisen (Entry) und an jeder beliebigen Stelle des Systems innerhalb eines Marktgebietes zu einem festgelegten Zeitpunkt zu den dortigen Ausspeisegebühren wieder entnehmen (Exit). Dies ermöglicht flexiblere Buchungsmechanismen, reduzierte Kapazitätsvorenthaltungen und standardisierte Verträge und hat die Entstehung Virtueller Handelspunkte (Hubs)

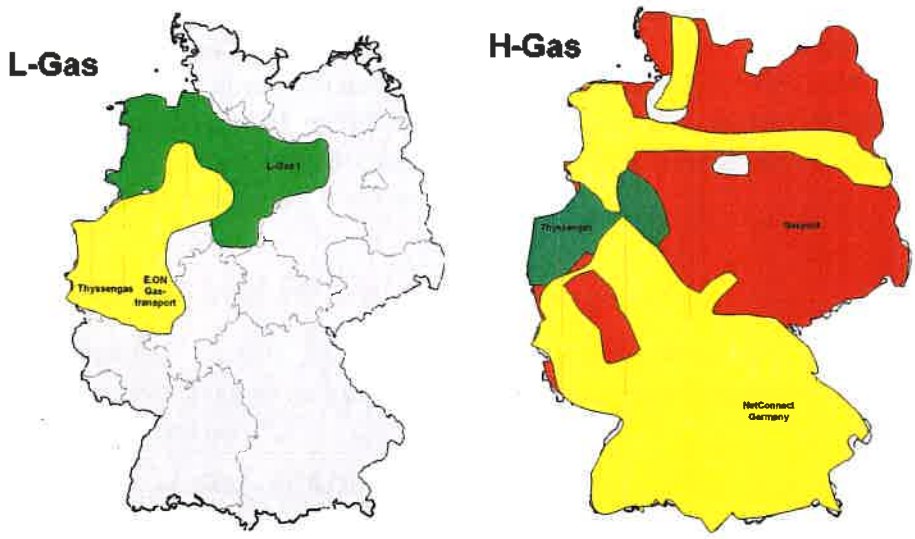
74 Vgl. Lohmann (2009).

75 Vgl. Bundesnetzagentur (2006).

in den verschiedenen Marktgebieten gefördert. Diese Virtuellen Handelspunkte wiederum eröffnen neue Handelsmöglichkeiten, insbesondere vereinfachte Handelsregeln und transparentere Preissignale, die den Markteintritt Dritter erleichtern.

Trotz der Verbesserungen durch die Einführung eines Entry-Exit-Systems schränkt eine hohe Anzahl von Marktgebieten den Handel ein. Noch im Herbst 2006 war der deutsche Gasmarkt in 19 Marktgebiete unterteilt. Da beim Transport durch verschiedene Marktgebiete in jedem einzelnen Gebiet Entry- und Exit-Verträge abgeschlossen werden müssen, summieren sich die Netzentgelte beim Handel durch eine hohe Anzahl von Marktgebieten auf (pancaking). Weiterhin ist nicht immer sicher, dass in dem nächsten Marktgebiet ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Durch Zusammenschlüsse haben sich die 19 Gebiete auf drei H- und drei L-Marktgebiete reduziert.[76] Die folgende Abbildung zeigt eine vereinfachte Übersicht über die aktuellen Marktgebiete in Deutschland. Es ist damit zu rechnen, dass nach Abschluss des Verkaufsprozesses der Thyssengas durch die RWE AG diese beiden kleineren Marktgebiete in ein anderes Marktgebiet aufgenommen werden, so dass bereits kurzfristig mit einer weiteren Reduzierung auf jeweils zwei Marktgebiete pro Gasqualität gerechnet werden kann.

Abbildung 51. Marktgebiete für Erdgas in Deutschland



Quelle: Frontier/EWI nach BNetzA

[76] Erdgas H und Erdgas L unterscheiden sich in ihrem Methan- bzw. Energiegehalt. Es ist in Deutschland regional unterschiedlich welche Erdgassorte zur Verfügung steht.

Höhe der Netzentgelte

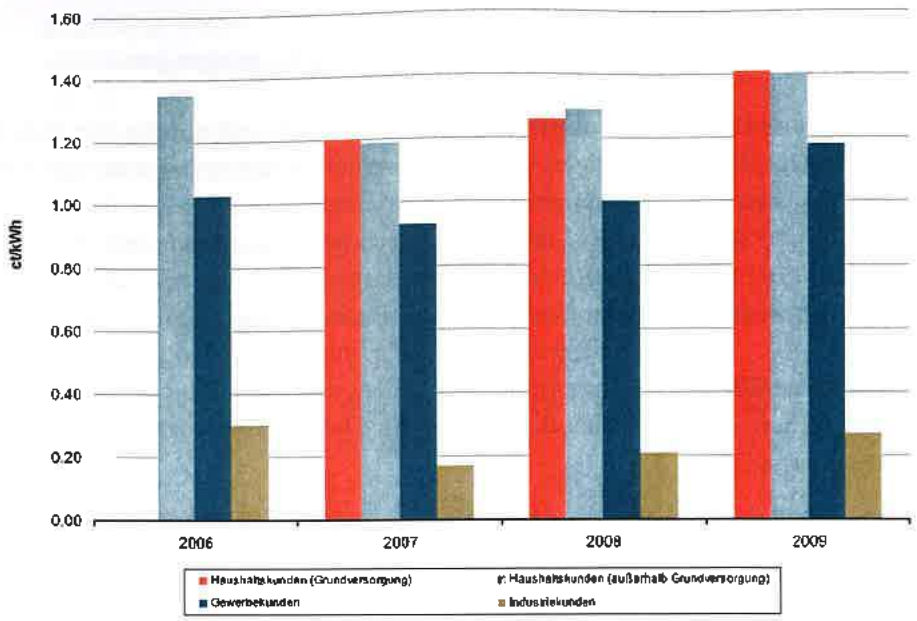
Den Netzbetreibern von Gasversorgungsnetzen entstehen vor allem Kosten durch die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur sowie den Betrieb der Anlagen. Die Investitionen werden durch die Berücksichtigung kalkulatorischer Abschreibungen kostenwirksam. Aufgrund der Abschreibungszeiträume von bis zu 30 Jahren beeinflussen sie die Netzkosten über einen langen Zeitraum. Neben den Netzkosten entstehen den Netzbetreibern Kosten für Systemdienstleistungen, wie zum Beispiel dem Einsatz von Regelenergie.

Abbildung 52 zeigt die von der Bundesnetzagentur ausgewiesenen Netzentgelte seit der Erfassung im Jahr 2006. Während diese von 2006 auf 2007 aufgrund einer Kürzung der Kostenvolumen gefallen sind, stiegen sie in den letzten beiden Jahren an. Laut Bundesnetzagentur ist diese Kostensteigerung einerseits auf einen Mengeneffekt und andererseits auf die umfassende Berücksichtigung von Kosten der vorgelagerten Netzebenen sowie der Systemdienstleistungen zurückzuführen. Der Mengeneffekt ergibt sich aus der gesunkenen inländischen Nachfrage, da die fixen Netzkosten auf eine niedrigere Gasausspeisemenge umgelegt werden und somit sind die Netzentgelte pro Kilowattstunde gestiegen. Dieser Effekt erklärt auch die niedrigere Belastung der Industriekunden, da diese als einzelner Abnehmer einen weitaus höheren Verbrauch haben als ein einzelner Haushalt und daher fixe Kosten auf eine größere Gasmenge umgelegt werden können.[77]

[77] Vgl. Bundesnetzagentur (2009) – Monitoringbericht 2009.

Endkundenpreise für Erdgas

Abbildung 52. Entwicklung der Netzentgelte für Erdgas (nominal)



Quelle: Frontier/EWI nach Bundesnetzagentur (2009)

In der **Abbildung 52** zeigt sich aber auch, dass die Netzentgelte in 2009 trotz des erneuten Anstieges kaum höher waren als im Jahr 2006. Haushaltskunden außerhalb des Tarifgebiets mussten demnach in 2009 lediglich 0,05 ct/kWh (1,40 ct/kWh gegenüber 1,35 ct/kWh) mehr bezahlen. Der leichte Anstieg der Netzentgelte gegenüber 2006 erklärt somit nicht den Anstieg der Erdgaspreise für Endverbraucherkunden in diesem Zeitraum.

4.5 Internationaler Preisvergleich

Im Folgenden werden die deutschen Endkundenpreise für Erdgas den entsprechenden Preisen im europäischen Ausland gegenübergestellt. Wir gehen hierbei wie folgt vor:

- Beschreibung der Methodik des internationalen Preisvergleichs (4.5.1)
- Erfassung und Erläuterung der Preisunterschiede (4.5.2);
- Analyse und Diskussion der Erklärungsansätze für die Preisentwicklung und Preisunterschiede (4.5.3).

4.5.1 Methodik des internationalen Preisvergleichs

Grundüberlegungen

Der internationale Preisvergleich basiert auf folgenden Überlegungen:

- **Länderauswahl** – Im Folgenden werden die Endkundenpreise für Erdgas den entsprechenden Preisen im europäischen Ausland gegenübergestellt. Wie in Abschnitt 2.1.5 dargestellt, fokussieren wir hierbei auf die Länder Frankreich, Schweden, UK, Polen, Tschechische Republik sowie Spanien. Hierbei ist allerdings zu bedenken, dass Erdgas in Schweden von untergeordneter Bedeutung ist (ca. 2% am Primärenergieaufkommen).

- **Abnahmefälle** – Die ausgewählten Kundengruppen (Industrie, Haushalte) entsprechen jenen, die auch der Analyse für Deutschland zugrunde liegen (s. Abschnitt 4.2.2).

- **Ursachenanalyse** – Im Rahmen der Ursachenanalyse für Preisdifferenzen fokussieren wir weiterhin auf jene Preistreiber, die als Erklärungsgrößen für die Preisunterschiede herangezogen werden können. Für die Erklärung von Preisentwicklungen, die in allen Ländern gleich sind, wird an den entsprechenden Stellen auf den Analyseteil für Deutschland verwiesen (Abschnitt 4.4).

Grenzen der Analyse

Bei der Auswertung sind zahlreiche Grenzen des internationalen Preisvergleichs zu beachten:

- Wie repräsentativ sind die jeweiligen Abnahmefälle? – Die Preisethebungen von Eurostat beziehen sich z.T. auf Bandbreiten von Abnahmefällen. Es kann nicht absolut gewährleistet werden, dass die Stichprobe innerhalb der Größenklassen von Kunden über alle Länder tatsächlich vergleichbar ist (in einem Land könnten die Stichproben z.B. am oberen, in einem anderen Land am unteren Rand der Verbrauchsklassen liegen). Dies allein könnte systematische Preisdifferenzen bedingen.

- Wie vergleichbar sind die Abnahmefälle? – Zwischen Ländern könnten strukturelle Unterschiede bestehen, die sich in der Ursachenanalyse nicht identifizieren lassen (z.B. wenn bestimmte Kundentypen auf unterschiedlichen Druckstufen angeschlossen sind). Dies allein kann Unterschiede bei den Netzentgelten und damit den Endkundenpreisen bedingen.

Endkundenpreise für Erdgas

- Behandlung von Währungsdifferenzen – Wir rechnen die Preise nachfolgend mit Wechselkursen um. Allein die jeweilige Wechselkursentwicklung gegenüber Nicht-Euro-Ländern kann bereits bestimmte Preisunterschiede zwischen Ländern bedingen.

- Methodik der Datenerhebung – Die verwendeten Daten werden jeweils von den nationalen Institutionen an Eurostat berichtet. Auch wenn Eurostat bemüht ist, Anleitungen zu einem einheitlichen Vorgehen bei der Datenerhebung zu geben, können von Land zu Land dennoch Unterschiede in der Erhebung bestehen. Z.B. können Unterschiede dahingehend bestehen, wie stark die Preise von Wechselkunden und wie stark die Preise der traditionellen Lieferanten in den Vergleich eingehen.

Vor diesem Hintergrund sind insbesondere Vergleiche von Preisniveaus zwischen Ländern vorsichtig zu interpretieren.

Mögliche Vergleiche

Die vorliegenden Daten erlauben verschiedene Vergleiche (Auflistung in der Reihenfolge abnehmender Robustheit der Analyse):

- Preisentwicklung innerhalb der einzelnen Länder im Zeitverlauf (kein Vergleich von Trends oder Preisniveaus zwischen Ländern);
- Preistrends im Vergleich zwischen den Ländern;
- Vergleich der Preisniveaus zwischen den Ländern.

4.5.2 Überblick über den internationalen Preisvergleich

Wir diskutieren die internationale Preisanalyse zunächst für Industriekunden in aufsteigender Größe, dann für Haushaltskunden.

Kleine Industriekunden

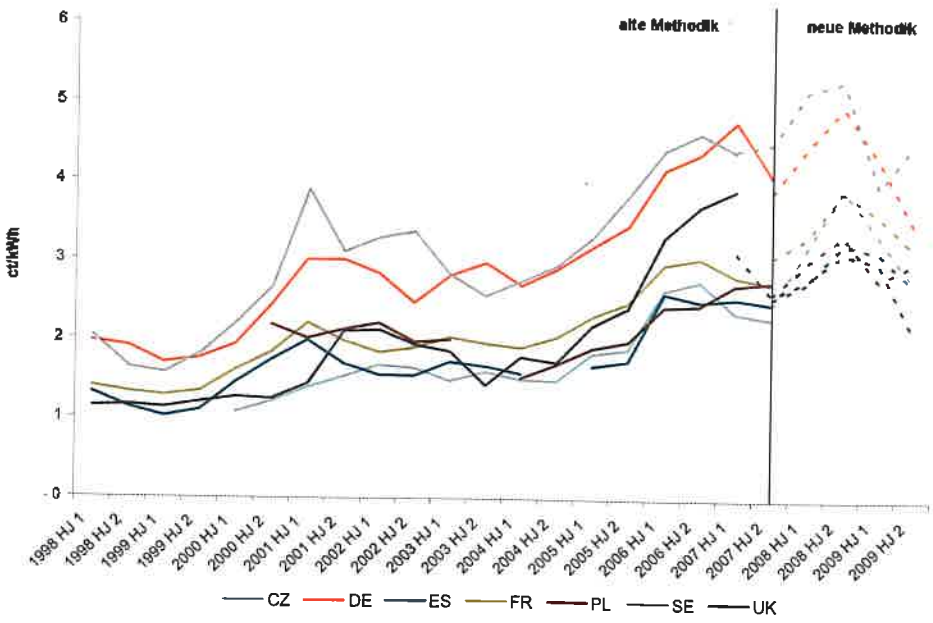
Bei den Industriekunden analysieren wir Endverbraucherpreise ohne Mehrwertsteuern, aber mit sonstigen energieträgerspezifischen Steuern und Abgaben für Erdgas. Für die kleinen Industriekunden (I3-1 bzw. I3 nach Definition von Eurostat) lassen sich folgende Aussagen treffen (**Abbildung 53**).

- **Langfristig ansteigender, aber volatiler Preistrend** – Seit 1998 sind die Gaspreise für kleine Industriekunden insgesamt gestiegen: Die Preise dieser Kundengruppe haben sich im Durchschnitt bis Ende 2009 verdoppelt. Der Anstieg wurde von mehreren Preisrückgängen unterbrochen, zuletzt im Jahr 2009. Dieser jüngste Rückgang stellt einen starken Einbruch gegenüber dem Preishöchststand in der zweiten Hälfte 2008 dar.

- **Relativ hohe Homogenität der Preisbewegung** – Die Preise bewegen sich weitestgehend parallel in den verschiedenen Ländern über den Betrachtungszeitraum hinweg. Zwar sind immer wieder vereinzelte Ausreißer zu beobachten (z.B. in Deutschland 2003 und 2007, Schweden 2009), in den meisten Fällen werden diese Entwicklungen aber in den Folgeperioden wieder nivelliert. Markante Bewegungen in den Zeitreihen sind sehr ähnlich (bspw. Preisspitzen in 2008, Einbrüche 2007 und 2009).

- **Industriegaspreise für kleinere Kunden in Schweden und Deutschland am höchsten** – Die Preise für kleine Industriekunden sind in Deutschland und Schweden durchweg am höchsten. Die Preise in der Tschechischen Republik, Spanien, Frankreich und Polen liegen relativ nah beieinander und sind deutlich niedriger. Nach der alten Methodik war das Industriegas in der Spitze (1. Halbjahr 2007) in Deutschland mehr als doppelt so teuer wie in der Tschechischen Republik.[78] Auch nach der neuen Methode wechseln sich Deutschland und Schweden an der Spitze des Preisvergleichs ab.

Abbildung 53. Gaspreise im internationalen Vergleich für kleine Industriekunden



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat
Anmerkung: alle Preise ohne Mehrwertsteuer, aber mit sonstigen Steuern und Abgaben

[78] Die Preistrends und –niveaus sind für I3-1 und I3-2 weiterstgehend identisch. Da die Datenverfügbarkeit für das Ausland bei I3-1 insgesamt besser ist, verzichten wir hier auf eine grafische Darstellung von I3-2.

Endkundenpreise für Erdgas

Mittelgroße Industriekunden

Für die mittelgroßen Industriekunden (Eurostat-Abnahmefälle I4-1 bzw. I4) sind deutlich weniger Datenpunkte verfügbar als für die kleinen Kunden (**Abbildung 54**). Bis auf Deutschland ist nur die Datenreihe für Großbritannien vollständig. In manchen Jahren sind außer diesen beiden Ländern überhaupt keine Vergleichswerte verfügbar.

Ungeachtet der Datenlücken lassen sich bezüglich der Gaspreise für mittelgroße Industriekunden ähnliche Aussagen treffen wie für die kleinen Industriekunden. Faktisch verlaufen die Preisreihen für kleine und mittlere Industriekunden, auf unterschiedlichen Niveaus, weitestgehend parallel:[79]

- **Langfristig ansteigender, aber volatiler Preistrend** – Seit 1998 sind die Gaspreise für mittlere Industriekunden insgesamt gestiegen: Die Preise dieser Kundengruppe haben sich im Durchschnitt bis Ende 2009 verdoppelt. Der Anstieg wurde von mehreren Preisrückgängen unterbrochen, zuletzt im Jahr 2009. Dieser jüngste Rückgang stellt einen starken Einbruch gegenüber dem Preishöchststand in der zweiten Hälfte 2008 dar.

- **Relativ hohe Homogenität der Preisbewegung** – Die Preise bewegen sich weitestgehend parallel in den verschiedenen Ländern über den Betrachtungszeitraum hinweg.

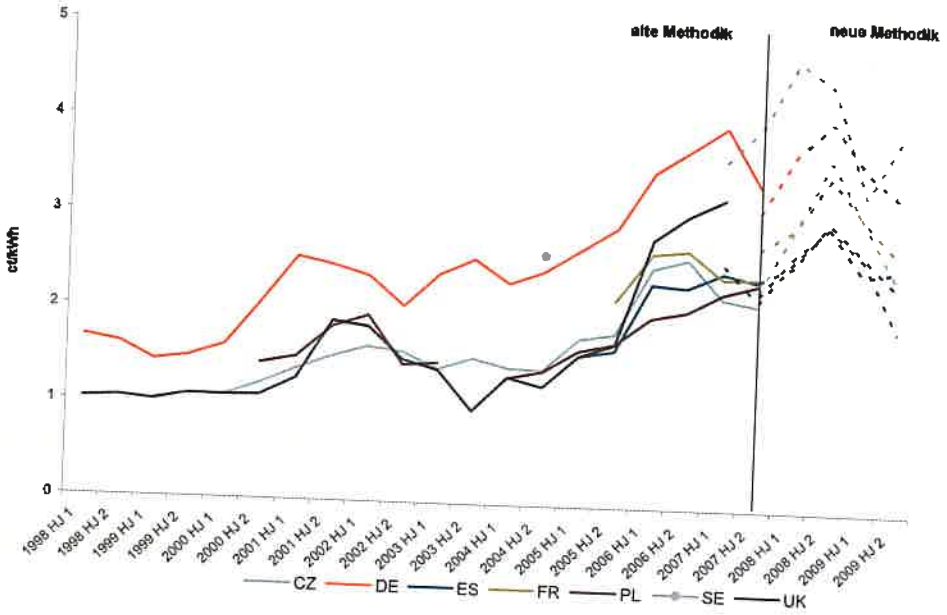
- **Deutsche Gaspreise im oberen Bereich** – Die deutschen sowie die schwedischen Gaspreise für mittelgroße Industriekunden sind höher als in den betrachteten Vergleichsländern.[80] Zu den günstigsten Ländern gehören, wie bei den kleinen Industriekunden, Polen und Tschechien sowie, bis auf den Preissprung in 2006/2007, Großbritannien.

---

79 Die Differenz zwischen den Preisreihen beträgt im Durchschnitt ca. 0,5 ct/kWh. Hierin spiegeln sich die Unterschiede in den Verbrauchsprofilen und –mengen der Kunden wider, d.h. mit stetigerem Verbrauchsprofil und höherer Abnahmemenge nehmen die spezifischen Gaspreise (z.B. in €/MWh) i.d.R. ab

80 Für Schweden liegt nach alter Methodik nur ein Datenpunkt vor (2. HJ 2004), dieser liegt aber über dem Wert für Deutschland. Auch die Entwicklung nach 2007 lässt vermuten, dass Deutschland und Schweden gemeinsam die Höchstpreisländer sind.

Abbildung 54. Gaspreise im internationalen Vergleich für mittelgroße Industriekunden



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat
Anmerkung: alle Preise ohne Mehrwertsteuer, aber mit sonstigen Steuern und Abgaben

Große Industriekunden

Die Analyse der Preisentwicklung bei den großen Industriekunden (15 bei beiden Eurostat-Methoden) stellt aus folgenden Gründen besondere Herausforderungen:

- **Datenverfügbarkeit** – Die Verfügbarkeit von Daten ist gegenüber den mittleren Industriekunden noch einmal geringer. So liegen für manche Länder für die Jahre vor 2007 keine Preisdaten vor.

- **Diskontinuitäten** – Es ist eine deutliche Diskrepanz zwischen den Preisen nach alter und neuer Methodik zu beobachten. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Kundencharakteristika bei den großen Kunden nach alter und neuer Methodik stärker divergieren als bei den kleinen und mittelgroßen Kunden.

- **Geringere Streubreite zwischen Deutschland und den Vergleichsländern** – Die Preisunterschiede zwischen Deutschland und den Vergleichsländern sind in Absolutgrößen bei den großen Industriekunden geringer als bei den kleinen und mittelgroßen Kunden. Dies hat zur Folge,

Endkundenpreise für Erdgas

dass bereits kleinere Preisänderungen zu einer Umkehr der Reihenfolge in den Preisen zwischen den Ländern führen können. Bspw. verändert sich zwischen 2001 und 2003 Deutschlands Position trotz nur kleinerer absoluter Preisänderungen in den Vergleichsländern vom teuersten zum günstigsten Land und wieder zurück.

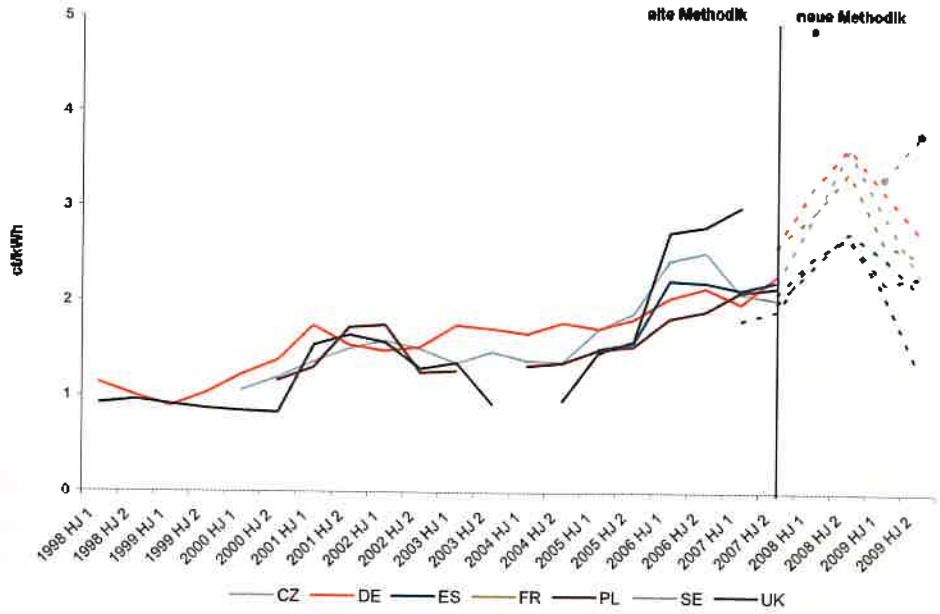
Für die großen Industriekunden lassen sich auf Basis der verfügbaren Daten dennoch folgende Feststellungen treffen:

- **Langfristig ansteigender, aber volatiler Preistrend** – Seit 1998 sind die Gaspreise für großen (wie bei den kleinen und mittelgroßen) Industriekunden gestiegen. Der aufgrund der Konjunkturkrise zu beobachtende deutliche Preisrückgang nach Mitte 2008 war auch bei dieser Kundengruppe zu beobachten.

- **Gaspreise in Deutschland nach neuer Erhebungsmethodik am oberen Ende der Vergleichsgruppe** – Deutschland zählt nach der neuen Erhebungsmethodik von Eurostat zu den hochpreisigen Ländern der Vergleichsgruppe und wird in einigen Jahren nur von Schweden übertroffen.

- **Deutschland nach alter Methodik im Mittelfeld der Vergleichsgruppe** – Nach alter Erhebungsmethodik von Eurostat bewegen sich die Gaspreise für große Industriekunden im Mittelfeld der Vergleichsländer. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass die Gaspreise bei sehr großen Industriekunden – der Kunde I5 ist nach alter Methodik größer (Verbrauch: 1.163.708 MWh) als nach neuer Methodik (Verbrauch zwischen 278.000 MWh und 1.112.000 MWh) – international wettbewerbsfähiger sind als bei weniger großen Industriekunden. Da nach neuer Methodik die Kunden in Bandbreiten erfasst werden und der durchschnittliche Verbrauch innerhalb der Bandbreiten nicht bekannt ist, kann der Einfluss der Unterschiede in den Kundengrößen von alter zur neuen Erfassungsmethodik auf die Preisdifferenzen zum Ausland nicht exakt quantifiziert werden.

Abbildung 55. Gaspreise im internationalen Vergleich für große Industriekunden



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat
Anmerkung: alle Preise ohne Mehrwertsteuer, aber mit sonstigen Steuern und Abgaben

Haushaltskunden

Bezüglich der Gaspreise für Haushaltskunden (mit allen Steuern und Abgaben, Abnahmefall D3 nach alter und D2 nach neuer Methodik) können im internationalen Vergleich folgende Aussagen getroffen werden:

- **Anstieg der Gaspreise für Haushaltskunden bis 2008, Rückgang 2009** – Nach einem ersten Anstieg der Gaspreise in den Jahren 1999 und 2000 waren die Gaspreise für Haushaltskunden in den Jahren 2001 bis 2005 (mit Ausnahme in Schweden) relativ stabil. Im Zeitraum von 2005 bis 2008 sind die Gaspreise allerdings erneut deutlich angestiegen, um im Jahr 2009 wieder merklich nachzugeben. In der zweiten Hälfte 2009 sind in drei der sieben Vergleichsländer die Preise wieder leicht angestiegen. Insgesamt haben die Haushaltskundenpreise in den Ländern, für die seit 1998 Preise vorliegen, um durchschnittlich 78% über den Betrachtungszeitraum zugelegt.

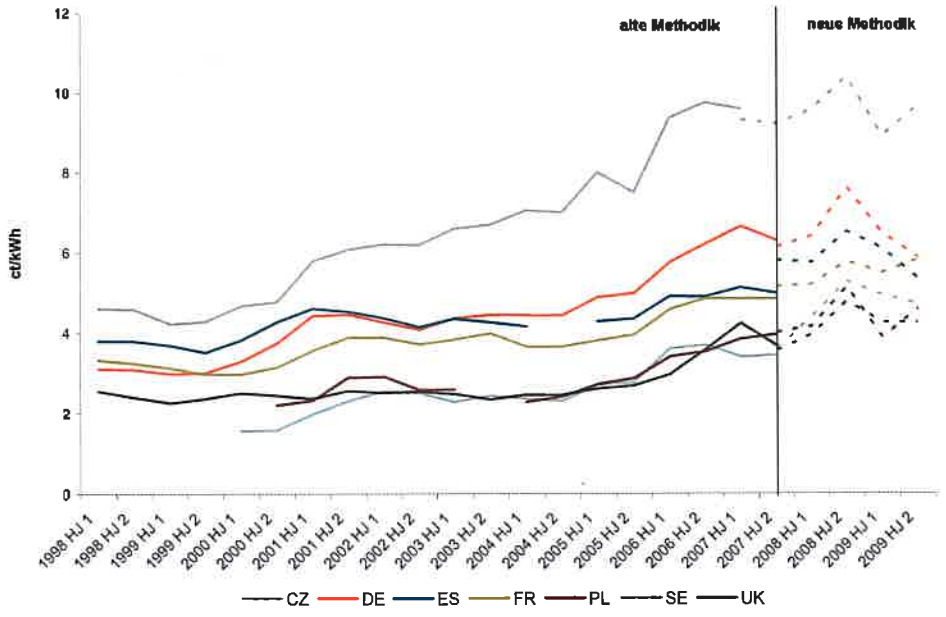
- **Hohe Homogenität der Preisentwicklung** – Die Preistrends sind im Grundsatz in allen Ländern zu beobachten, auch wenn es vereinzelt gewisse Abweichungen gibt. So sind in Deutschland die Preise mit 90% überdurchschnittlich angestiegen. Die höchsten Zuwächse im Zeitraum

Endkundenpreise für Erdgas

1998-2009 verzeichnete Schweden (+110%), während in Spanien nur 41% Zuwachs zu verzeichnen war.

- **Deutsche Gaspreise im oberen Bereich der Vergleichsländer** – Die Gaspreise für Haushaltskunden in Deutschland liegen, mit Ausnahme Schwedens sowie Spaniens (bis zum Jahr 2003), in allen Jahren über den Preisen der Vergleichsländer. Die Gaspreisniveaus für Haushaltskunden waren dagegen in der Tschechischen Republik, Polen und Großbritannien am niedrigsten.

Abbildung 56. Gaspreise im internationalen Vergleich für Haushaltskunden



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat)

Die bisherigen Betrachtungen bezogen sich auf die nominalen Preisbewegungen. Die folgende **Tabelle 10** stellt darüber hinaus die Preisentwicklung in realen Preisen dar. Es wird ersichtlich, dass mit Ausnahme Spaniens alle Preise auch in realen Preisen deutlich angestiegen sind.

Tabelle 10. Nominale und reale Erdgaspreise für Haushaltskunden, in ct/kWh

	Preise 1998 (nominal)	Preise 2009 (nominal)	Preise 2009 (real, Basis: 1998[81])	Delta (nominal)	Delta (real)
Deutschland	3,10	5,89	4,97	90%	60%
Spanien	3,80	5,35	3,91	41%	3%
Frankreich	3,29	5,83	4,81	77%	46%
Schweden	4,60	9,67	7,98	110%	73%
Großbritannien	2,48	4,26	3,51	72%	41%

Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

4.5.3 Erklärungsansätze/Ursachenanalyse für internationale Preisunterschiede

Im Folgenden diskutieren wir Erklärungsansätze bzw. Ursachen für die Preisentwicklung in unterschiedlichen Ländern bzw. Preisdifferenzen zwischen den Ländern. Hierbei fokussieren wir auf jene Preistreiber, die als Erklärungsgrößen für die Preisunterschiede herangezogen werden können. Für die Erklärung von Preisentwicklungen, die in allen Ländern gleich sind, wird an den entsprechenden Stellen auf den Analyseteil für Deutschland verwiesen.

Folgende Preistreiber bzw. Erklärungsansätze für Preisunterschiede diskutieren wir im Folgenden:

- Gaspreisdeterminanten gemäß Anlegbarkeitsprinzip;
- Kostenkomponenten der Gasbereitstellung;
  - Gasbeschaffung;
  - Netzentgelte;
  - Steuern und Abgaben;
- Preisregulierung und politischer Einfluss auf die Preise.

[81] Mit Verbraucherpreisindizes der jeweiligen Länder deflationiert.

Auf eine ausführliche Analyse weiterer Preis- bzw. Kostenkomponenten wie Speicher- und Strukturierungskosten für Erdgas, Kosten für Ausgleichsenergie oder Mess- und Abrechnungskosten verzichten wir an dieser Stelle. Für einen internationalen Preisvergleich sind diese Kostenkategorien aufgrund ihrer geringen Preisanteile von untergeordneter Bedeutung. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs im Gasmarkt der Zugang zu Speichern bzw. Gasflexibilitäten oder die Regelungen zum Bezug und zur Abrechnung von Ausgleichsenergie von wesentlicher Bedeutung sein können.

Preisentwicklung gemäß Anlegbarkeitsprinzip

Wie in Abschnitt 4.2.1 dargestellt, erfolgt in den meisten kontintentaleuropäischen Ländern die Gaspreisbildung für Endkunden i.d.R. nach dem Prinzip der Anlegbarkeit. Der Anlegbarkeitspreis entspricht hierbei dem Preis, den die Endverbraucher in Anbetracht der Alternativenergieträger bereit sind zu zahlen, d.h., der das Erdgas gegenüber den Konkurrenzenergien wettbewerbsfähig hält.

Das Prinzip der Anlegbarkeit bezieht sich zunächst auf die Gaslieferung an Endkunden (Industrie, Kraftwerke, Haushalte, Gewerbe). Wichtigste Substitutionsenergien für Erdgas sind hierbei im Wärmemarkt Erdöl bzw. Erdölprodukte. Im Kraftwerks- und Industriebereich steht das Erdgas auch mit anderen Energieträgern wie zum Beispiel der Kohle oder dem schweren Heizöl im Wettbewerb. Die Kosten der Bereitstellung des Erdgases über die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind dagegen im System der Anlegbarkeit zunächst von geringerer Bedeutung (siehe Abschnitt 4.2.1).

Nach dem Anlegbarkeitsprinzip sollten die Preise für Substitutionsenergien wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Endkundenpreise für Erdgas in den verschiedenen Ländern haben. In **Abbildung 57** werden für Haushaltskunden exemplarisch die durchschnittlichen Preise von 1998 bis 2009 für leichtes Heizöl und Erdgas (inkl. aller Steuern) in den Vergleichsländern gegenübergestellt. Es lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- **Zusammenhang zwischen Erdgaspreisen und Heizölpreisen** – Bei Haushaltskunden besteht grundsätzlich ein Zusammenhang zwischen den nationalen Preisen für Heizöl und Erdgas. Dies zeigt sich auch, wenn statt der Durchschnittspreise (1998 bis 2009) einzelne Jahreswerte gegenübergestellt werden. Somit gehen die Heizölpreise, und damit z.B. auch die Höhe der staatlichen Steuern und Abgaben auf Heizöl, in die Endkundenpreise für Erdgas ein.

- **Abweichungen zwischen den Ländern** – Zwischen den Ländern gibt es Abweichungen bezüglich des Zusammenhangs von Heizölpreisen und Gaspreisen. So ist z.B. in Polen und Tschechien Erdgas in Relation zu

Heizöl relativ günstig, während in Deutschland Erdgas vergleichsweise hochpreisig ist. Dies kann folgende Gründe haben:

- **Unterschiedliche Bedeutung der Substitutionsenergien** – In den Vergleichsländern weicht die Bedeutung der Substitutionsenergien voneinander ab (siehe **Abbildung 57**.). So sind in Polen und der Tschechischen Republik beispielsweise die Wärmeerzeugung mit relativ kostengünstigen Festbrennstoffpreisen (Kohle) weiter verbreitet als in anderen Ländern.[82] In Schweden werden Stromheizungen vergleichsweise häufig eingesetzt. Unterschiede in der Bedeutung der Alternativenergien können sich somit über die Anlegbarkeit in den Erdgaspreisen niederschlagen.[83]

- **Unterschiede in den Präferenzen für Erdgas** – Neben den monetären Faktoren sind auch nicht-monetäre oder nur schwer quantifizierbare Faktoren für die Bewertung des Erdgases von Bedeutung. So genießt Erdgas z.B. in Deutschland im Verhältnis zum Heizöl aufgrund der relativ niedrigen CO2- und Schadstoffemissionen generell einen guten Ruf, so dass die Präferenz der Kunden für Erdgas aus Umweltgesichtspunkten ggf. ausgeprägter ist als in anderen Ländern und dementsprechend die Zahlungsbereitschaft ggf. höher ausfällt. In ähnlicher Weise könnten Komfort (keine regelmäßige Bestellung und Einlagerung des Energieträgers erforderlich) und die Raumersparnis gegenüber Heizöleinsatz (kein Brennstofftank erforderlich) wirken: Hohe Präferenzen für Komfort erhöhen den Wert des Erdgases.

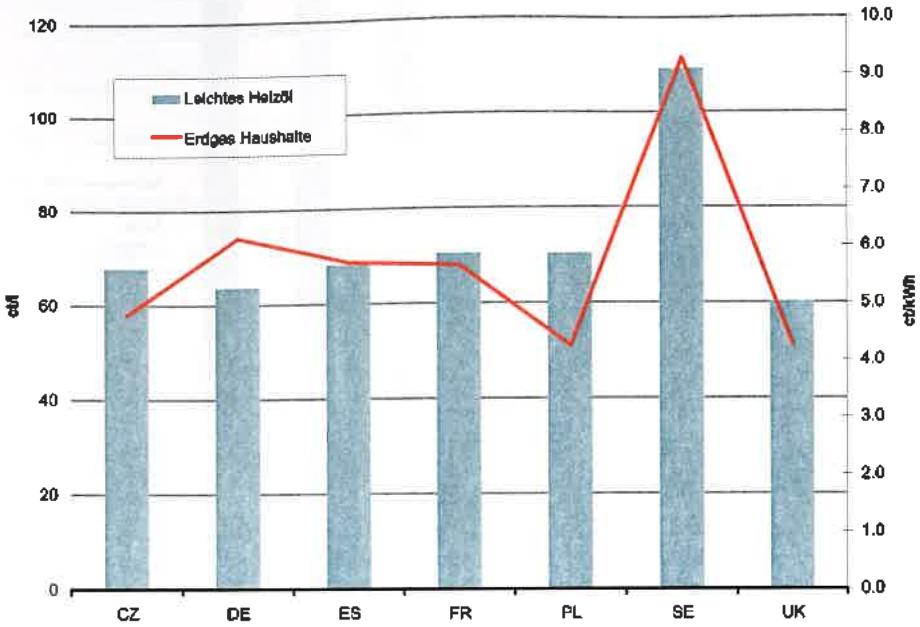
- **Regulierung und politische Eingriffe in die Gaspreise** – Weiterhin weicht die Gaspreisbildung in einigen Ländern graduell oder vollständig vom Prinzip der Anlegbarkeit ab. So werden in Polen die Endkundenpreise für Erdgas mit dem Ziel reguliert, die Endkunden nicht mit zu hohen Gaspreisen zu belasten. Somit können sich die Relationen der Gaspreise zu den Heizölpreisen zugunsten des Erdgases verschieben.

---

82 Der Anteil der Kohle am gesamten Endenergieverbrauch der Haushalte lag in Polen im Jahr 2007 bei 28% (1995: 36%), in Tschechien bei ca. 8% (1995: 28%). In Deutschland lag der entsprechend Anteil 2007 bei 0,9%.

83 Die Bedeutung von Substitutionsenergieträgern zum Erdgas ändert sich im Zeitablauf. War bspw. in den vergangenen Jahrzehnten traditionell Heizöl die praktisch einzige Konkurrenzenergie im Raumwärmebereich in Deutschland, erlangen heute Heizsysteme wir Elektro-Wärmepumpen oder Holzpellet-Brenner im Neubaubereich größere Bedeutung. Der Vergleich zum Öl spiegelt somit nicht mehr die vollständige Anlegbarkeit wieder..

Abbildung 57. Durchschnittliche Endkundenpreise für Haushalte für Erdgas und leichtes Heizöl (1998-2009) im Vergleich (inkl. Steuern, mit MwSt)

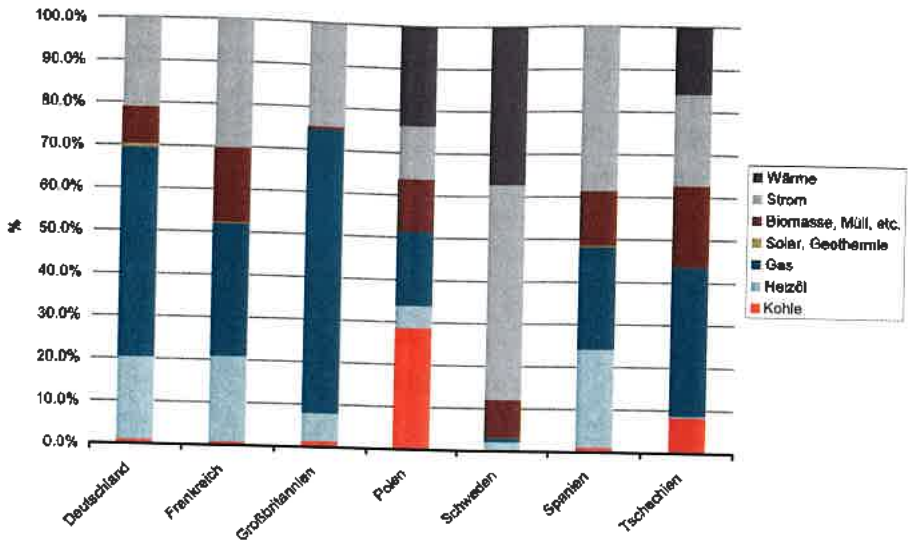


Quelle: Fontier/EWI nach Eurostat und IEA

In Großbritannien bilden sich die Endkundenpreise für Erdgas prinzipiell im Gas-zu-Gas-Wettbewerb und nicht nach dem Anlegbarkeitsprinzip. Dennoch legt **Abbildung 57** nahe, dass zwischen Heizölpreisen und Endkundenpreisen für Erdgas zumindest langfristig ein Zusammenhang besteht, auch wenn der Anteil des Heizöls beim Primärenergieverbrauch von Haushalten unter 10% liegt. Grund hierfür ist, dass Heizöl und Erdgas auch ohne explizite Preisbindung im Wettbewerb zueinander stehen.[84] Langfristig können sich also auch in einem Erdgasmarkt mit ausgeprägtem Gas-zu-Gas-Wettbewerb die Preise für Erdgas nicht unabhängig von den Preisen der Substitutionsenergieträger entwickeln.

[84] Zudem ist der Gasgroßhandelsmarkt in UK über Pipelineverbindungen (Interkonnektoren) mit dem kontinentaleuropäischen Gasmarkt verbunden, so dass über Gasaustäusche und Arbitragegeschäfte ein Zusammenhang zwischen Preisbewegungen auf dem Kontintent (Ölpreisindizierung bei Importverträgen vorherrschend) und UK (Preisbildung im Gas-zuGas Wettbewerb) besteht (s. auch unten Abschnitt zu „Gasbeschaffungskosten").

Abbildung 58. Anteile der Primärenergieträger im Bereich Haushalte (2007)[85]

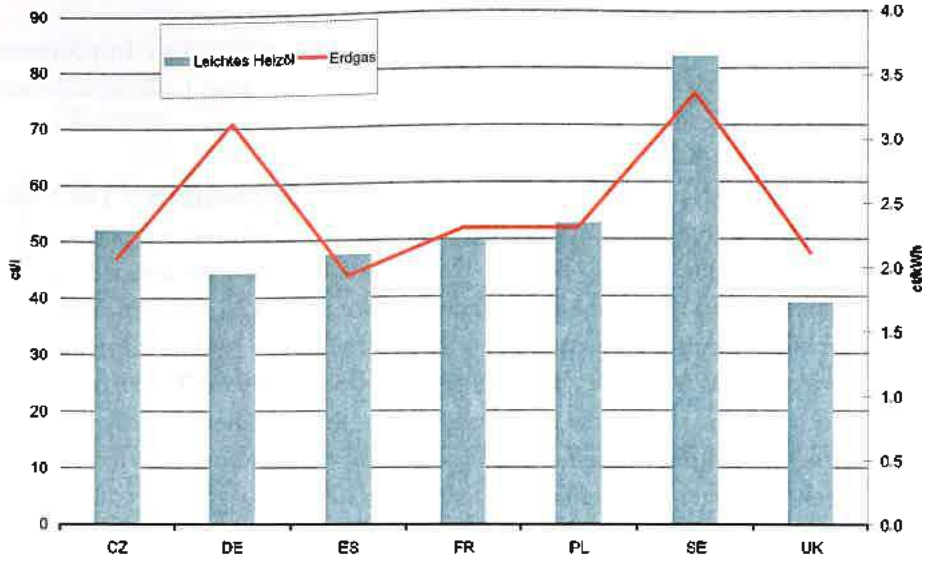


Quelle: IEA

Bei Industriekunden (**Abbildung 59**, Bsp. „Kleine Industriekunden", I3) sind die Preisrelationen von Erdgas zu Heizöl in den einzelnen Ländern ähnlich wie bei den Haushaltskunden. Im Vergleich zu den Haushaltskunden sind die Gaspreise im Verhältnis zum Heizöl etwas höher in der Tschechischen Republik, Deutschland, Polen und UK, etwas niedriger in Schweden. Die moderaten Veränderungen können u.a. darauf zurückzuführen sein, dass der Gaseinsatz in der Industrie (Wärmeerzeugung, Prozesse) heterogener ist als bei Haushalten.

[85] Die Primärenergieträgeranteile enthalten neben der Wärmeerzeugung auch andere Energieverwendungen wie Kochen, mechanische Energie etc.

Abbildung 59. Durchschnittliche Endkundenpreise für kleine Industriekunden für Erdgas und leichtes Heizöl (1998-2009) im Vergleich (inkl. Steuern, ohne MwSt)



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat und IEA

Gasbeschaffungskosten

Aus Sicht der Gaslieferanten und –händler sind die Gasbeschaffungskosten wesentlicher Teil der Kosten der Gasbereitstellung für die Endkunden. Insofern stellen die Beschaffungskosten aus Händler- bzw. Lieferantensicht einen zentralen Treiber der Endkundenpreise dar: So belaufen sich in Deutschland bei Haushalten die Gasbeschaffungskosten auf mehr als die Hälfte des Endkundenpreises, bei der Industrie steigt der Anteil mit zunehmenden Verbrauchsmengen weiter an (siehe Abschnitt 4.4.2).

Wir erfassen die Gasbeschaffungskosten im Folgenden auf Importebene (Grenzübergangspreise) bzw. Großhandelsebene (Handelspunkte auf nationaler Ferngastransportebene). Insofern sind z.B. Entgelte für den nationalen Ferngastransport nicht (bei Grenzübergabepreisen) bzw. nur für die Netzeinspeisung in das Netz (bei Großhandelspreisen an virtuellen Handelspunkten im Netz) in den Preisen enthalten. Auch Kosten für inländische Gasspeicherung oder z.B. Margen der Gasimportunternehmen sind nicht enthalten.

Für unsere Übersicht der Gasbeschaffungspreise (**Abbildung 60**) verwenden wir verschiedene Datenquellen (BAFA, IEA, EGM, Thomson Financial). Die verfügbaren Preisdaten sind hierbei aus folgenden Gründen mit Vorsicht zu interpretieren:

Endkundenpreise für Erdgas

- **Datenlücken** – Einzelne Datenreihen weisen zum Teil erhebliche Lücken auf. So sind bspw. für Tschechien erst ab 2007, für Polen sogar überhaupt keine Importpreise verfügbar.

- **Daten z.T. Schätzwerte** – Die ausgewiesenen vertraglichen Importpreise für Erdgas sind z.T. geschätzt, da die genauen Preis- und Lieferkonditionen Geschäftsgeheimnisse darstellen.

- **Importgeschäfte basieren auf komplexen Vertragswerken** – Die Liefer- und Preisbedingungen unterscheiden sich in zahlreichen Parametern. Zentrale Punkte sind bspw. Flexibilitäten und Strukturierung der Gaslieferung. So sind hohe Flexibilitäten (also die Option für den Importeur, kurzfristige Anpassungen der Bezugsmengen vorzunehmen) und vorstrukturierte Verträge (also höhere durchschnittliche Liefermengen im Winter als im Sommer) üblicherweise mit höheren Importpreisen verbunden, während konstante Liefermengen (sogenannte Bandlieferungen) deutlich günstiger angeboten werden.[86] Das unreflektierte Gegenüberstellen der Preise ohne Kenntnis der sonstige Parameter und Konditionen ist somit problematisch und kann zu Verzerrungen führen.

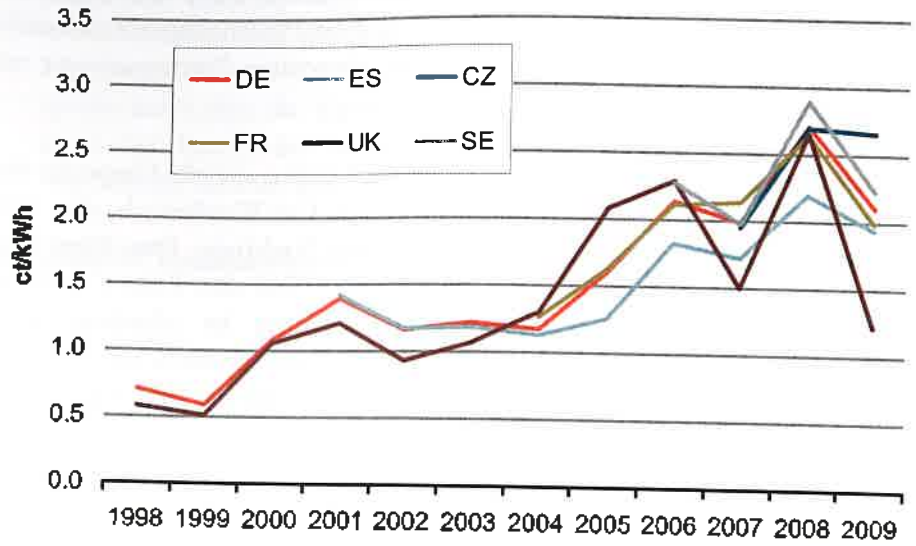
- **Z.T. (leicht) abweichende Lieferpunkte und Zeitperioden** – Die ausgewiesenen Preise beziehen sich in den meisten Fällen auf durchschnittliche Importpreise eines Landes in dem jeweiligen Zeitraum. Eine Ausnahme stellt Großbritannien dar: Hier verwenden wir durchschnittliche Notierungen der Handelspreise für den Frontmonat. Diese dienen allerdings zum Teil als Referenzpunkt für Importverträge, so dass die Vergleichbarkeit prinzipiell gegeben ist.[87] Zudem ist, wie erwähnt, in Großbritannien der National Balancing Point, ein Referenzpunkt im nationalen Trabsportnetz, Lieferpunkt, während die anderen Preise Grenzübergangspreise darstellen.

---

86 Dies liegt darin begründet, dass der Exporteur im Falle höhere Transport- und Speicherkapazitäten nutzen bzw. vorhalten muss. Bei Bandlieferungen werden diese Kosten hingegen durch den Importeur getragen.

87 Dies ist ein großer Unterschied zu den anderen Ländern. Zwar gibt es auch hier Handelsplätze, allerdings ist deren Liquidität deutlich geringer als in Großbritannien. Ihre Rückkopplung auf die Importpreise ist nur äußerst gering, so dass (langfristige) Importmärkte und (kurzfristige) Handelsmärkte zwei relativ getrennte Segmente sind.

Abbildung 60. Ausgewählte Beschaffungskosten im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach BAFA, IEA, EGM, Thomson Financial

Grundsätzlich lassen sich mehrere „Muster" von Preisentwicklungen identifizieren:

- **West- und Zentraleuropa** – Deutschland, Frankreich und Tschechien weisen weitestgehend identische Beschaffungskosten und Verläufe der Preisentwicklung auf.[88] Diese Länder sind vollständig oder zu einem Großteil von Pipelineimporten abhängig. Erdgas wird in diesen Ländern v.a. aus Russland, Norwegen, Niederlande, Dänemark und Algerien bezogen, wenn auch mit unterschiedlicher Zusammensetzung und Gewichtung. Mit den Exportunternehmen dieser Länder wurden langfristige Importverträge mit Erdölproduktenpreisbindungen abgeschlossen.[89]

- **Spanien** – Die Erdgasimportpreise Spaniens waren bis zum Jahr 2004 weitgehend identisch mit denen in Frankreich, Deutschland und Tschechien. Seit 2004 sind die Importpreise Spaniens allerdings etwas niedriger als in West- und Mitteleuropa, wobei die Preisdynamik – auf niedrigerem Niveau – weitgehend der in West- und Mitteleuropa entspricht. Die vergleichbare

88 Für Tschechien und Schweden liegen bisher nicht alle monatlichen Werte für 2009 vor. Es ist angesichts der Entwicklung in anderen Ländern sowie der Ölpreise zu erwarten, dass der Jahresdurchschnitt inkl. des vierten Quartals für diese beiden Länder etwas niedriger ausfallen wird als in der Abbildung ausgewiesen.

89 Vgl. EU (2007).

Bewegung lässt sich durch identische Vertragsstrukturen (langfristige Verträge mit Ölpreisbindungen) erklären. Das niedrigere Niveau liegt unter anderem in dem hohen Anteil LNG mit zahlreichen Anbietern begründet. Auch ist algerisches Gas, das den Hauptanteil der Pipelineimporte ausmacht, im Durchschnitt geringfügig günstiger als alternative Pipelineanbieter wie Norwegen oder Russland.

- **Großbritannien** – Im Vereinigten Königreich bilden sich die Gaspreise (wie bereits in Abschnitt 4.2.1 erläutert) im Gas-zu-Gas-Wettbewerb, also nach dem kurzfristigen Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Dies führt dazu, dass die Gaspreise in einzelnen Jahren deutlich von den Preisen in West- und Mitteleuropa abweichen können. Langfristig ist allerdings keine vollständige Entkopplung der Preise in Großbritannien erkennbar. Vielmehr „oszillieren" die britischen Preise über die Jahre um die ölpreisindizierten Gaspreise in Kontinentaleuropa.

- **Schweden** – Die Gaspreise in Schweden bewegen sich in etwa auf dem Niveau der Preise in West- und Zentraleuropa. Ähnlich wie in West- und Zentraleuropa sind die Gasimportpreise in den langfristigen Gasbezugsverträgen an die Erdöl- bzw. Erdölproduktenpreise gekoppelt. Zeitweise sind die Preise in Schweden etwas höher als in West- und Zentraleuropa, was ggf. auf höhere Flexibilitäten in den Gasimportverträgen zurückzuführen ist, da Schweden nicht über Gasspeicher verfügt.

Die Endkundenpreise folgen sowohl beim Preisbildungsprinzip der Anlegbarkeit als auch im Gas-zu-Gas-Wettbewerb grundsätzlich den Großhandelspreisen, allerdings in unterschiedlich starkem Ausmaß. Dies wird deutlich bei einem Vergleich der Endkundenpreise in Deutschland und Spanien mit den jeweiligen Importpreisen bzw. in Großbritannien dem Vergleich der Endkundenpreise mit den Großhandelspreisen (**Abbildung 61**):

- **Preisdifferenzierung auf Endkundenebene** – Die Preisdifferenzierung auf Endkundenebene ist in Ländern mit dem Anlegbarkeitsprinzip höher, d.h. Import-, Industrie- und Haushaltspreise liegen weniger eng beieinander als in Großbritannien.

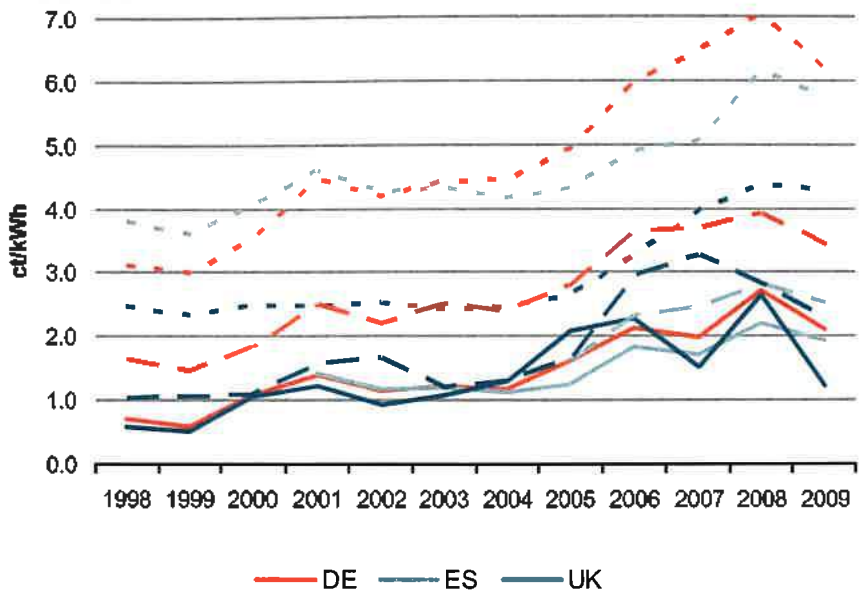
- **Preisniveau** – Obwohl die Gasbeschaffungskosten in den verschiedenen Ländern im Durchschnitt relativ nah beieinander liegen, bestehen bedeutende Unterschiede bei den Endkundenpreisen. Damit sind die Beschaffungskosten zwar, wie oben gezeigt, ein Treiber für die Preisentwicklung und die Volatilität, sie können jedoch das absolute Preisniveau zwischen den Ländern nur begrenzt erklären.

- **Preisbewegung** – Die Endkundenpreise folgen bei den ölpreisindizierten Gaspreisen den Importpreisen deutlich enger, als dies bei den

Endkundenpreise für Erdgas

Großhandelspreisen im Gas-zu-Gas-Wettbewerb in Großbritannien der Fall ist. In Deutschland und Spanien sind die Endabnehmerpreise (inkl. der relevanten Steuern) sehr hoch korreliert (jeweils R^2 von 0,97). In Großbritannien sind die Bezüge zum Beschaffungsmarkt deutlich geringer ausgeprägt (R^2 von 0,6 bei Haushalten, von 0,7 bei der Industrie). Dies spricht dafür, dass die Wertschöpfungsketten nicht so eng verzahnt sind wie unter dem System der Anlegbarkeit, sondern segmentspezifische Einflüsse (wie z.B. die aktuelle Wettbewerbssituation) stärker ins Gewicht fallen.

Abbildung 61. Beschaffungskosten vs. Endkundenpreise in ausgewählten Ländern



Quelle: Frontier/EWI auf Basis Eurostat, BAFA, EGM, Thomson Financial, nationale Regulierer
Anmerkung:
durchgezogene Linien – Beschaffungskosten, gestrichelt – mittlerer Industriekunde, gepunktet – Haushalte

Netzentgelte

Netzentgelte stellen bei der Belieferung von Endkunden eine weitere wesentliche Kostenkomponente für die Gaslieferanten bzw. -händler dar. Die Netzentgelte unterliegen für den nationalen Gastransport sowie die Gasverteilung (heute) in allen Vergleichsländern einer Preisregulierung.[90] Insofern befindet sich diese Kostenkomponente, anders als die Gasbeschaffungskosten, unmittelbar unter behördlicher Kontrolle.

90 Für Gastransite gelten z.T. anderweitige Regelungen.

Wir stützen unserer Analyse auf die jährlichen Berichte der nationalen Regulierungsbehörden. Der internationale Vergleich der Netzentgelte ist dabei mit Augenmaß zu interpretieren:

- **Datenverfügbarkeit** – Die jährlichen Berichte der nationalen Regulierungsbehörden sind in vielen Fällen lückenhaft. Speziell für die ersten Jahre des Betrachtungszeitraums (vor 2004) sind überhaupt keine vergleichbaren Zahlen vorhanden.

- **Vergleichbarkeit** – Die gemeldeten Netzentgelte sollten im Grundsatz bezüglich der Definitionen kompatibel zu den Eurostat Endverbraucherpreisdaten sein. Allerdings ist dies nicht für alle Jahre und Länder gegeben.

- **Durchschnittsbildung** – Bei den Netzentgelten spielen individuelle Faktoren wie unterjährige Nachfrageprofile eine entscheidende Rolle, sodass die ausgewiesenen durchschnittlichen Netzentgelte nur eine grobe Indikation der tatsächlichen Kosten darstellen.

Im Folgenden gehen wir auf die Netzentgelte für mittelgroße und große Industriekunden sowie Haushaltskunden ein. Anschließend geben wir eine zusammenfassende Bewertung.

Mittelgroße Industriekunden

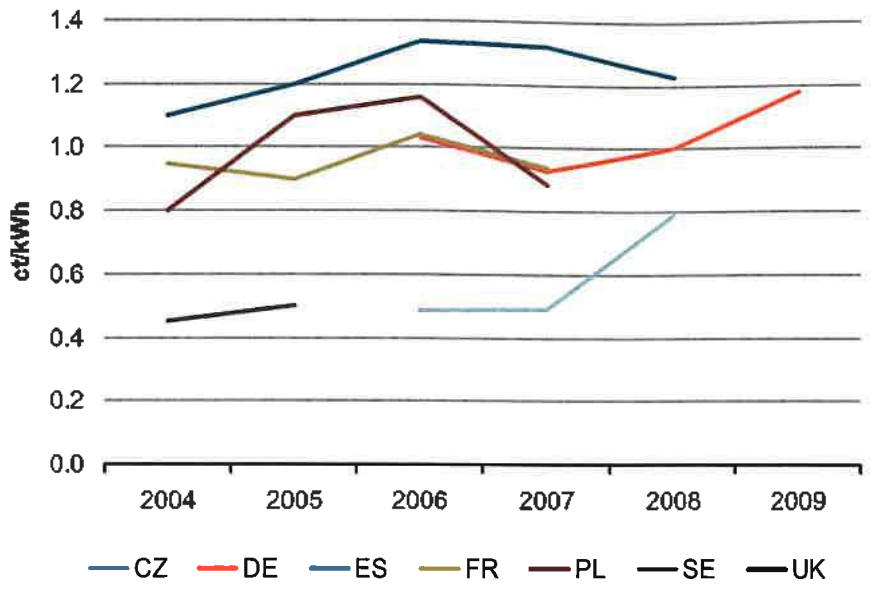
Die Netzentgelte für mittelgroße Industriekunden weisen über die Jahre keine einheitlichen Preisbewegungen auf, d.h. es besteht kein einheitlich steigender oder fallender Trend (**Abbildung 62**). Bezüglich der Relationen zwischen den Ländern lassen sich auf Basis der (lückenhaften) Daten folgende indikativen Aussagen ableiten:

- Die deutschen Netzentgelte bewegen sich aktuell eher am oberen Rand der Bandbreite der Vergleichsländer. Gleiches gilt über den Betrachtungszeitraum für Spanien.

- Die Netzentgelte in Frankreich bewegen sich im Mittelfeld der Vergleichsgruppe, im Jahr 2007 in etwa auf dem Niveau Polens. Zuvor verliefen die Netzentgelte für mittelgroße Kunden in Polen zeitweise oberhalb der entsprechenden Preise in Frankreich.

- Die Netzentgelte in UK und der Tschechischen Republik sind deutlich niedriger als in allen Vergleichsländern.

Abbildung 62. Netzentgelte für mittlere Industriekunden Erdgas im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach jährlichen Berichten der nationalen Regulierer

Die Differenzen in den Netzentgelten sind zwischen den Ländern insbesondere in den ersten Jahren des Analysezeitraums erheblich (zwischen ca. 0,45 ct/kWh und ca. 1,35 ct/kWh). Am Ende des Betrachtungszeitraums lagen die verfügbaren Preisdaten in einem engeren Band zwischen 0,8 ct/kWh und 1,2 ct/kWh.

Große Industriekunden

Die Netzentgelte für große Industriekunden weisen, wie jene für mittelgroße Industrien, über die Jahre keine einheitlichen Preisbewegungen auf (**Abbildung 63**). Allerdings weisen die Preisbewegungen der Netzentgelte für mittelgroße Kunden einerseits und große Industriekunden andererseits z.T. ähnliche Muster auf (z.B. Anstieg der Netzentgelte im Jahr 2009 in Deutschland, Anstieg der Netzentgelte in der Tschechischen Republik von 2006 bis 2008).

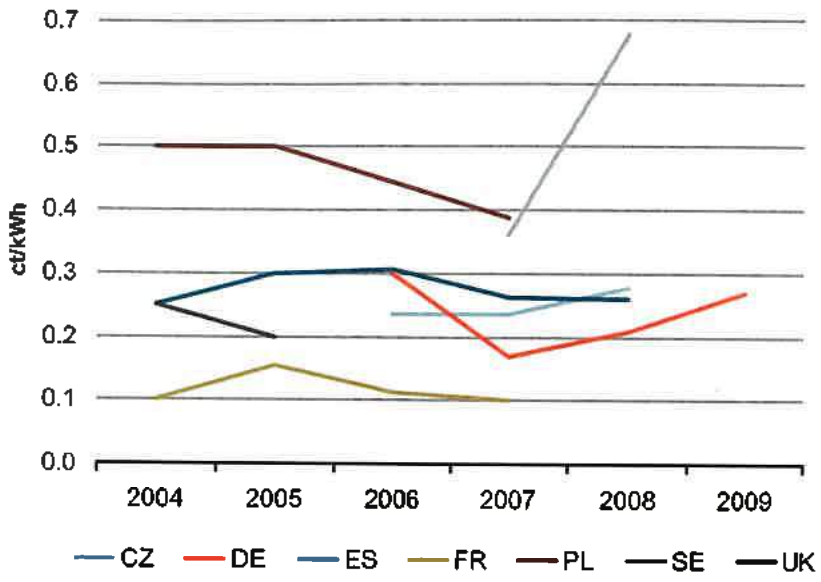
Bezüglich der Entgeltrelationen zwischen den Ländern lassen sich auf Basis der (lückenhaften) Daten die folgenden indikativen Aussagen ableiten:

- Die deutschen Netzentgelte bewegen sich zusammen mit den Netzentgelten in der Tschechischen Republik eher am unteren Rand der Netzentgelte der Vergleichsländer. Dies stützt die Indikation, dass die Wettbewerbsfähigkeit

der Endverbraucherpreise bei großen Industriekunden im internationalen Vergleich eher gegeben ist als bei kleineren Kunden.

- Bei den großen Industriekunden weist Frankreich die günstigsten Netzentgelte auf.
- Polen weist die höchsten Netzentgelte für diese Kundengruppe auf.

Abbildung 63. Netzentgelte für große Industriekunden Erdgas im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach jährlichen Berichten der nationalen Regulierungsbehörden

Auch bei den großen Industriekunden sind die Differenzen in den Netzentgelten zwischen den Ländern signifikant. So betrug die Spreizung der Netzentgelte zwischen den Ländern in den ersten Jahren des Analysezeitraums zwischen ca. 0,1 ct/kWh und ca. 0,5 ct/kWh. Am Ende des Betrachtungszeitraums wies das Preisband (ohne Schweden) immer noch eine Spreizung von ca. 0,1 bis 0,4 ct/kWh auf, d.h. eine signifikante Konvergenz der Netzentgelte lässt sich auf Basis der verfügbaren Daten nicht nachweisen.

Haushaltskunden

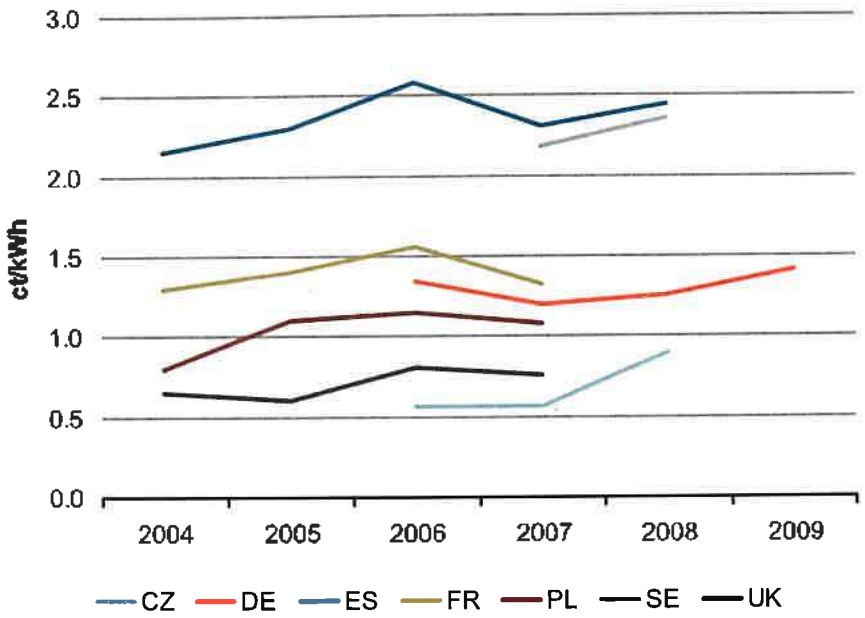
Auch die Netzentgelte für Haushaltskunden unterscheiden sich zwischen den Ländern stark. So bewegen sich die Netzentgelte der Vergleichsländer in einem Korridor von etwas über 0,5 ct/kWh (Tschechische Republik) bis zu ca. 2,5 ct/kWh (Spanien).

Endkundenpreise für Erdgas

Bezüglich der Entgeltrelationen zwischen den Ländern lassen sich auf Basis der Daten die folgenden indikativen Aussagen ableiten:

- Die deutschen Netzentgelte bewegen sich zusammen mit den Netzentgelten in Frankreich und Polen im Mittelfeld der Netzentgelte der Vergleichsländer.
- Die Tschechische Republik und UK weisen die günstigsten Netzentgelte auf.
- Spanien und Schweden weisen bei den Haushaltskunden die mit Abstand höchsten Netzentgelte auf.

Abbildung 64. Netzentgelte für Haushaltskunden Erdgas im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach jährlichen Berichten der nationalen Regulierungsbehörden

Zusammenfassende Bewertung

Die Netzentgelte in den betrachteten Vergleichsländern sind je nach Kundengruppe und Verbrauchsfall sehr unterschiedlich und entwickeln sich im Zeitablauf nicht einheitlich. So weichen die Preisstrukturen zwischen den Kundengruppen zwischen den Ländern z.T. erheblich voneinander ab, was u.a. durch den Gemeinkostencharakters von Netzkosten und die deshalb nicht eindeutige Kostenzuordnung zu Kundengruppen begründbar ist. Auch die

Preisrelationen zwischen den Ländern variieren über die Zeit und mit den betrachteten Kundengruppen.

Für die einzelnen Länder lassen sich die Preisindikationen wie folgt zusammenfassen:

- **Deutschland** – Die Netzentgelte bewegen sind für große Industriekunden am unteren Rand der Bandbreite der Netzentgelte in den Vergleichsländern, für Haushalte und mittelgroße Industriekunden im Mittelfeld. Aktuell bewegen sich die Netzentgelte für mittelgroße Industriekunden aufgrund der jüngeren Entgelterhöhungen allerdings in Richtung des oberen Bereichs des Vergleichsspektrums.

- **Großbritannien** – In Großbritannien sind die Netzentgelte bei den meisten Kundengruppen, für die Daten verfügbar sind, niedrig. UK verfügt schon seit über 10 Jahren über eine Anreizregulierung für Strom- und Gasnetzbetreiber. Über die Jahre ist es zu erheblichen Entgeltsenkungen gekommen.

- **Tschechische Republik** – Auch in Tschechien sind die Netzentgelte bei den meisten Kundengruppen, für die Daten verfügbar sind, niedrig. In Tschechien tragen die Erdgastransite einen Teil der Kosten des nationalen Gastransportnetzes, was die inländischen Netzentgelte entlastet.

- **Polen** – Die polnischen Netzentgelte sind für Industriekunden vergleichweise hoch, für Haushaltskunden dagegen vergleichsweise niedrig. Zwischen 2004 und 2007 sind die Netzentgelte für Haushalte allerdings signifikant gestiegen, während die Entgelte für die Industrie gesunken sind. Die Netzentgeltstruktur wurde demnach graduell an international vergleichbare Strukturen herangeführt.

- **Frankreich** – Die Netzentgelte Frankreichs liegen für mittelgroße Industriekunden und Haushaltkunden im Mittelfeld, für große Industriekunden bewegen sich die Entgelte eher am unteren Rande des Preisbandes der Vergleichsländer.

- **Spanien** – Die spanischen Netzentgelte sind im internationalen Vergleich eher als hoch einzustufen.

Grundsätzlich können die Unterschiede in den Netzentgelten die internationalen Differenzen und die Bewegungen der Endkundenpreise über die Zeit nicht alleine erklären. Eine Gegenüberstellung von Endkundenpreisen und Kostentreibern muss dementsprechend v.a. auch die Gasbeschaffungskosten und Steuern und Abgaben enthalten

Endkundenpreise für Erdgas

Steuern und Abgaben

Auch Steuern und Abgaben stellen wesentliche Bestandteile der Erdgaspreise dar. Dabei bestehen zwischen den einzelnen Ländern sehr große Unterschiede. Auch die Arten der erhobenen Steuern sind in den Ländern z.T. unterschiedlich wie z.B.:

- Nationale Mehrwertsteuern (werden in allen Ländern erhoben, allerdings in unterschiedlicher Höhe);
- Umsatzsteuer auf Kommunalebene (in Spanien erhoben, maximal 1,5%);
- Steuern auf den Verbrauch von Erdgas; wie z.B.
  - in Deutschland Erdgassteuer (seit 1.1.1989, mehrmals angepasst) und Ökosteuer (seit 1. April 1999; reduzierte Tarife für die verarbeitende Industrie);
  - in der tschechischen Republik Ökosteuer (seit 1.Januar 2008, wird bei Haushaltskunden für Heizenergie zurückerstattet);
  - in Frankreich Tax Intérieur de la Consommation des Gaz Naturel (TICGN) (seit 1. April 2008; Ausnahmen für Heizgas, öffentliche Verwendungen, Stromerzeugung und einige andere industrielle Anwendungen);
- Sonstige Steuern und Abgaben wie z.B. Konzessionsabgaben in Deutschland.

Im Folgenden erläutern wir die Belastung der Gaspreise für Haushalte und Industriekunden mit Steuern und Abgaben auf Basis der Daten von Eurostat.

Haushaltskunden

Deutschland weist im internationalen Vergleich, mit Ausnahme Schwedens, die höchsten Steuern auf Erdgas im Haushaltskundenbereich auf (**Abbildung 65**):

- Zwischen Deutschland und den meisten anderen Ländern - Tschechische Republik, Spanien, Frankreich, Polen - beträgt der Unterschied in den Steuern und Abgaben ca. 0,5 ct/kWh.
- Großbritannien hat die mit Abstand niedrigsten Steuern auf Erdgas. Eine gesonderte Gassteuer gibt es in Großbritannien nicht. Die Differenz der Steuern zwischen Deutschland und Großbritannien beträgt in 2009 etwas unter 1,5 ct/kWh. Dies entspricht auch ungefähr der Differenz der Haushaltskundenendpreise zwischen diesen Ländern.

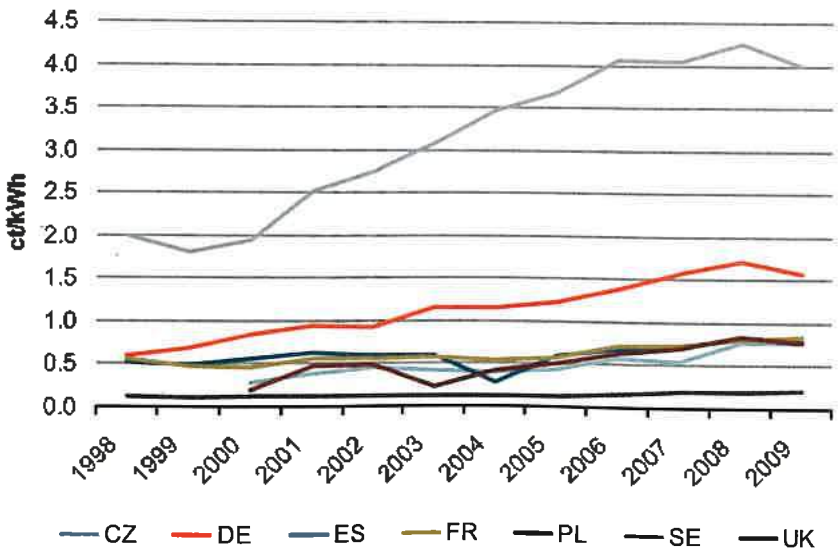
Endkundenpreise für Erdgas

- Die höchsten Steuern (Mehrwertsteuer und energieträgerspezifische Steuern) weist Schweden auf. Zwischen Schweden und den anderen Ländern besteht dabei eine große Distanz. Diese ist sogar deutlich größer als der gesamte Steuerbetrag des zweithöchsten Landes, Deutschland.

Seit 1998 hat sich die Spreizung der Steuern zwischen den Ländern deutlich erhöht. Speziell die Hochsteuerländer Schweden und Deutschland haben die Steuern im Betrachtungszeitraum stark angehoben (in Deutschland z.B. durch Einführung der Ökosteuer im Jahr 1999). Auch in Polen wurden im Betrachtungszeitraum die Steuern für Haushaltskunden merklich angehoben, so dass sich das Land vom vormals zweitniedrigsten Rang zum Mittelfeld in der Besteuerungsbelastung aufgeschlossen hat. So wurde in Polen die Umsatzsteuer auf Energie zwischen 1993 von 7% auf 22% im Jahr 1998 in mehreren Stufen angehoben.

Die Differenzen in den Steuerbelastungen können die Unterschiede in den Endkundenpreisen in Teilen, aber nicht vollständig erklären. Zudem sind ein Teil der Steuern, v.a. Umsatz- und Mehrwertsteuern, in absoluten Größen von den Gaspreisen selbst abhängig (bei prozentualen Steuersätzen). So ist ein Teil der Steuererhöhungen in (absoluten Größen) Ergebnis und nicht Ursache des Anstiegs der Gaspreise bis zum Jahr 2008. Auch waren in diesen Fällen nicht staatliche Anpassungen der Steuersätze ursächlich. Die Endkundenpreisentwicklung wird also auch bezüglich der Steuern von der Entwicklung der Gasbeschaffungspreise bzw. der Anlegbarkeitspreise dominiert.

Abbildung 65. Steuern und Abgaben auf Erdgas für Haushalte im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

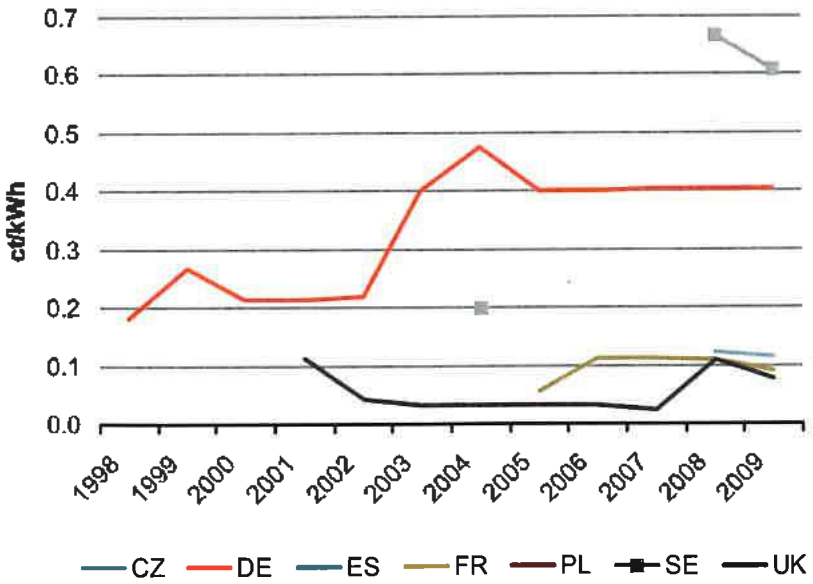
Endkundenpreise für Erdgas

Industriekunden

In **Abbildung 66** sind die Steuerbelastungen für den mittleren Industriekunden dargestellt. Die Aussagen, die sich auf Basis (der lückenhaften)[91] Daten treffen lassen, sind auch für die anderen Industriekundenfälle gültig:

- Die Steuerbelastung für deutsche Industriekunden liegt analog zu den Haushaltskunden deutlich unter der in Schweden, aber auch merklich über der in den anderen Vergleichsländern.
- Die Steuern in Großbritannien sind für industrielle Gaskunden sehr niedrig. Für den mittleren Industriekunden beläuft sich das Verhältnis gegenüber der deutschen Steuerlast auf nur ein Fünftel, für den großen Industriekunden sogar nur auf ein Zehntel (0,04 vs. 0,40 ct/kWh).

Abbildung 66. Steuern und Abgaben auf Erdgas für mittlere Industriekunden im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat

91 Zudem sind einzelne Jahreswerte nicht immer nachvollziehbar. So sind die Ausschläge bei den deutschen Steuern zwar grundsätzlich durch unterschiedliche Gewichtungen von ermäßigten Steuersätzen oder Umfang der Erlassquote der Konzessionsabgabe (siehe Anhang 1) zu erklären, transparent erläutert werden diese Werte jedoch nicht. Dies lässt zusätzlich zu den Datenlücken auch noch in einzelnen Fällen Zweifel an der Plausibilität aufkommen.

Synthese der Einzelkomponenten

Wie bereits in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, basiert die Preisbildung in den meisten Erdgasmärkten auf dem Anlegbarkeitsprinzip. Im Gegensatz zu Märkten mit Preisbildung im Gas-zu-Gas-Wettbewerb ist der Preis somit nicht unmittelbar durch die Summe der Einzelkomponenten erklärbar. Allerdings besteht insbesondere aus Händler- und Lieferantensicht ein Zusammenhang zwischen Kostenelementen und Endverbraucherpreisen, da die Kosten der Gasbereitstellung in der Praxis bei Preisänderungen an die Endkunden weitergegeben werden und ebenfalls in die Anlegbarkeitsbetrachtung mit einfließen sollten.

Abbildung 67 zeigt die Anteile der Einzelpreiskomponenten an den Endkundenpreisen für Haushalte im Jahr 2007.[92] Insgesamt können die Endkundenpreise zu einem guten Teil mit den Einzelpreiskomponenten erklärt werden. Allerdings fällt das nicht durch die Komponenten erklärbare Delta in den Vergleichsländern unterschiedlich aus.

Im Vergleich sind die Restgrößen in Deutschland und Schweden (zwischen 20 und 30%) überdurchschnittlich hoch. In Spanien ist die Differenz mit lediglich 3% des Preises sehr gering. Bei Interpretation der Deltas sind allerdings eine Reihe von Aspekten zu beachten:

- **Nicht erfasste Kostenkomponenten** – Es sind eine Reihe von Kostenkomponenten in den „Deltas" enthalten, die die Preisdifferenzen aufgrund der unterschiedlichen Struktur der Gaswirtschaften teilweise erklären können. Diese Komponenten sind z.B. Kosten für die Gasspeicherung oder Ausgleichsenergiekosten. Darüber hinaus beinhaltet das „Delta" auch unternehmensspezifische Größen wie Personal- und Marketingkosten sowie die Gewinnmarge.

- **Zeitverzögerungen** – Einzelne Kostenkomponenten (z.B. Großhandelspreise) werden in bestimmten Ländern (z.B. in regulierten Systemen) z.T. zeitverzögert an die Endkunden weitergegeben, d.h. die einzelnen Länder können unterschiedliche Preisanpassungszyklen haben. So kann in einem Land der Importpreis bspw. nach 6 Monaten in die Endkundenpreisberechnung eingehen, in anderen Ländern hingegen können 12 Monate der Standard sein. Dies kann den Preisvergleich und den Vergleich der Deltas über die Zeit deutlich verzerren.

---

92 Die Beispiele wurden nach der höchsten Datenverfügbarkeit gewählt, so dass für die meisten Länder alle Preise und Komponenten vorhanden sind. Die wesentlichen Aussagen aus der Analyse dieser beiden Jahre gelten jedoch auch für andere Jahre, zum Teil aber mit gewissen Verschiebungen.

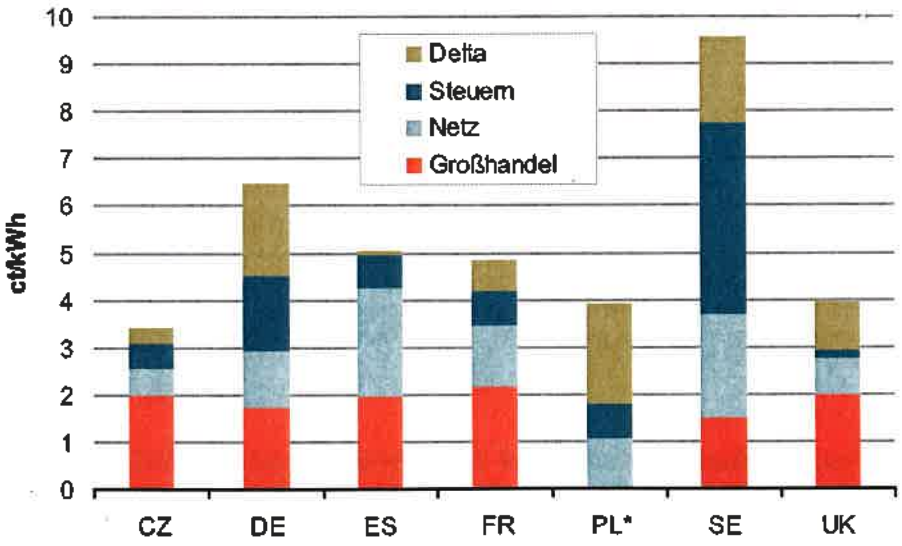
Endkundenpreise für Erdgas

- **Regulierung und politischer Einfluss** – In einigen Märkten werden die Preise zudem reguliert (z.B. Polen)und damit ggf. politisch gesetzt. Anders als in wettbewerblich ausgestalteten Märkten und Segmenten können Versorgungsunternehmen hier auch ohne oder sogar mit negativen Deckungsbeiträgen operieren, da sie an anderer Stelle einen Ausgleich erhalten (bspw. auf anderen Segmenten oder über Subventionen).

- **Datenrestriktionen** – Grundsätzlich bestehen auch auf der aggregierten Ebene die Datenprobleme im selben Maß weiter wie sie bei den Einzelkomponenten bestehen.

Insofern kann auf Basis der „Deltas" nicht unmittelbar auf andere Preistreiber wie z.B. die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs zurückgeschlossen werden. Dies gilt umso mehr, da die Preise in den meisten der betrachteten Länder nicht durch den Gas-zu-Gas-Wettbewerb getrieben, sondern durch die Bedingungen auf den Substitutproduktmärkten determiniert werden.

Abbildung 67. Einzelkomponenten im Vergleich zum Endkundenpreis, Beispiel Haushalte 2007

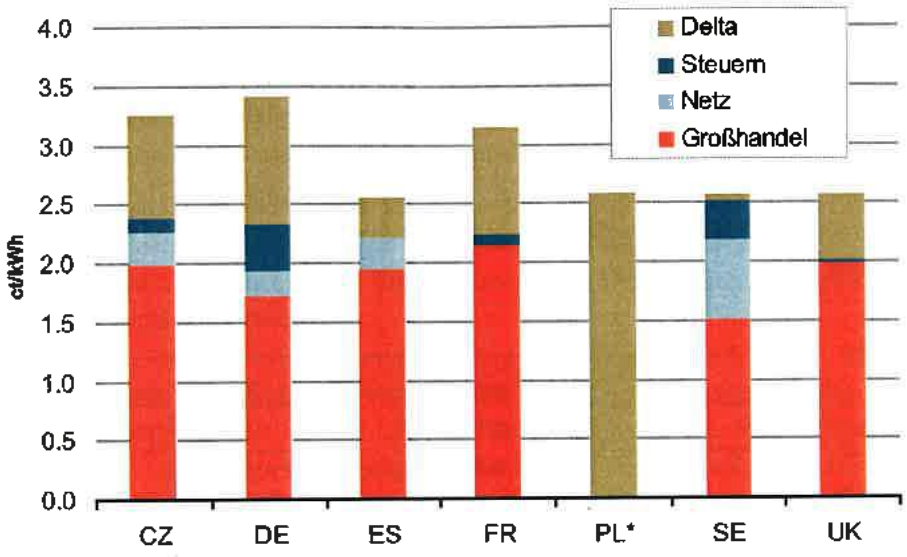


Quelle: Frontier/EWI auf Basis Eurostat, IEA, EGM, Thomson Financial sowie nationale Regulierer
Anmerkung: Der Bergriff Großhandel umfasst entweder Importpreise oder Marktpreise (UK)
* Für Polen sind keine Importpreise verfügbar

Bei den Industriekunden, in **Abbildung 68** durch das Beispiel der großen Industrieverbraucher für das Jahr 2008 illustriert, sind ebenfalls unterschiedlich hohe Deltas in den Vergleichsländern zu beobachten. Während diese in Deutschland mit den Restgrößen bei den Haushaltskunden vergleichbar sind,

weichen diese in anderen Ländern ab. So sind die Deltas in Schweden bei Haushalten überdurchschnittlich hoch, während bei Industriekunden nahezu kein Delta zwischen Endkundenpreis und Kostenkomponenten verbleibt. In Tschechien ist dies umgekehrt. Hier existiert nur eine geringe Differenz bei den Haushalten (9%), während bei großen Industriekunden das Delta mit 26% zu den höchsten in der Vergleichsgruppe gehört. Dies verdeutlicht erneut, dass die Komponentenanalyse nur bedingt im System der Anlegbarkeit belastbar ist.

Abbildung 68. Einzelkomponenten im Vergleich zum Endkundenpreis, Beispiel große Industrie 2008



Quelle: Frontier/EWI auf Basis Eurostat, IEA, EGM, Thomson Financial sowie nationale Regulierer
Anmerkung: Der Bergriff Großhandel umfasst entweder Importpreise oder Marktpreise (UK)
* Für Polen sind keine Importpreise verfügbar, für Spanien, Frankreich und Großbritannien fehlen Netzentgelte

Preisregulierung und politische Eingriffe in die Preisbildung

In den Jahren seit Beginn der Gasmarktliberalisierung haben sich die i.d.R.. vormals monopolistisch organisierten Gasmärkte hin zu mehr Wettbewerb orientiert. Die vorgegebene Marktöffnung wurde in der Zwischenzeit mehrmals forciert, so dass nunmehr die meisten Länder alle Kundensegmenten für den Wettbewerb geöffnet haben. Davon vollständig ausgenommen sind nur sogenannte „Emerging Gas Markets" (bspw. Portugal), für die eine verlängerte Übergangsfrist vorgesehen ist

Auch in grundsätzlich für Wettbewerb geöffneten Gasmärkten gibt es für die Staaten Möglichkeiten, in die Gaspreisbildung politisch oder administrativ einzugreifen. Hoheitliche Einflussnahme kann z.B. erfolgen durch

- staatliche Beteiligung an Energieversorgungsunternehmen; sowie
- Preisregulierung durch Regulierungsbehörden.

In allen von uns betrachteten Vergleichsländern sind die Endverbrauchermärkte heute vollständig für Wettbewerb geöffnet. Dennoch bestehen heute noch in einigen der Vergleichsländer regulierte Endkundentarife (**Tabelle 11**).[93]

- **Frankreich** – In Frankreich existieren für alle Kundensegmente regulierte Endkundentarife, die jedoch je nach Kundengruppe unterschiedlich stark in Anspruch genommen werden. Bei den Haushalten werden derzeit 96% der Kunden durch diesen Tarif beliefert, bei der kleinen und mittleren Industrie sind es 73% und bei den großen Industriekunden 37%.

- **Spanien** – In Spanien sind nur noch Haushaltskunden sowie kleine Industriekunden berechtigt, einen regulierten Tarif in Anspruch zu nehmen. Hier beträgt der Anteil noch 53%. Für die mittelgroße und große Industrie gibt es keinen regulierten Endkundentarif mehr. Die Abschaffung der regulierten Tarife erfolgte hierbei schrittweise:
  - 1. Juli 2008: Beschränkung der regulierten Tarife auf Kunden mit Netzanschlussdruck von weniger als 4 bar und Jahresgasverbrauch von weniger als 3 GWh.
  - 1. Juli 2008: Beschränkung der regulierten Tarife auf Kunden mit Netzanschlussdruck von weniger als 4 bar und Jahresgasverbrauch von weniger als 2 GWh.
  - 1. Juli 2010: Beschränkung der regulierten Tarife auf Kunden mit Netzanschlussdruck von weniger als 4 bar und Jahresgasverbrauch von weniger als 1 GWh.

  Somit werden zum 1.Juli 2010 auch die regulierten Tarife für kleinere Industriekunden abgeschafft.

- **Polen** – Das umfassendste System von regulierten Endkundenpreisen in den Vergleichsländern gibt es in Polen. Hier bestehen für alle Kundensegmente regulierte Endkundentarife. In Polen sind die Gaspreise in Relation zu den Vergleichsländern relativ niedrig, d.h. die Gaspreise werden mit dem Ziel reguliert, die Energiekostenbelastung der Endkunden zu begrenzen.

93 Vgl. ERGEG (2009).

Tabelle 11. Marktöffnung und Regulierung der Endkundenpreise in den Vergleichsländern

	Vollständige Marktöffnung	Haushalts-kunden	Kleine Industrie	Mittlere/ große Industrie	Energie-intensive Industrie
Deutschland	1998				
Tschech. Republik	2007-01				
Frankreich	2007-07				
Polen	2007-07				
Spanien	2007-07				
Schweden	2003-01				
UK	1998				

Quelle: Frontier/EWI nach ERGEG 2009
Anmerkung: Segmente mit regulierten Endkundenpreisen in gelb, ohne in grün dargestellt.

4.5.4 Exkurs: Marktstrukturen im internationalen Vergleich

Die Marktstruktur auf dem deutschen Gasmarkt ist vergleichsweise komplex. Dies bezieht sich sowohl auf die Großhandelsstufe (also sowohl einheimische Produktion als auch Importe) als auch auf das Endkundengeschäft. Obwohl es noch weitere Marktstufen und deutlich differenziertere Marktabgrenzungen gibt (bspw. nach Kundengruppen oder regional), kommt diesen beiden Marktstufen eine entscheidende Bedeutung zu.[94]

Legt man in einer ersten Näherung für alle Vergleichsländer eine nationale Marktabgrenzung zugrunde, weicht die Anzahl der Marktteilnehmer auf der Großhandelsstufe in Deutschland nicht wesentlich von den anderen Ländern ab (**Tabelle 12**). So weisen alle zum Vergleich herangezogenen Staaten eine ähnlich hohe Konzentration auf der Beschaffungsstufe auf.

[94] [● allgemeines zu WB im Gas, detaillierte Marktstruktur DE]

Tabelle 12. Anbieter auf der Großhandelsstufe (Importeure und Gasproduzenten), 2008

	Anzahl Anbieter Großhandel	Anzahl Hauptanbieter (=Marktanteil >5%)	Kumulierter Marktanteil der Hauptanbieter
CZ	10	2	97.7%
DE	19	6	89.0%
ES	19	5	82.0%
FR	14	3	86.0%
PL	16	1	96.2%
SE	2	1	>95%
UK	27	8	87.0%

Quelle: Eurostat (2010b) - Werte für Schweden teilweise Basis 2007

Anders sieht das Bild auf der Endkundenstufe aus. Mit 700 Anbietern weicht die deutsche Marktstruktur signifikant von der in den anderen Ländern ab, wiederum unter der Annahme einer nationalen Marktabgrenzung. Lediglich zwei Unternehmen kommen über einen Marktanteil von 5%, gemeinsam vereinen sie lediglich 17% des Absatzes auf sich. In den anderen Ländern, sogar in Großbritannien, liegen die kumulierten Marktanteile im Bereich von 78% bis 95%.

Tabelle 13. Anbieter im Endkundengeschäft

	Anzahl Lieferanten	Anzahl Hauptlieferanten (=Marktanteil >5%)	Kumulierter Marktanteil der Hauptlieferanten
CZ	13	8	94.2%
DE	700	2	17.0%
ES	44	6	80.4%
FR	36	3	83.0%
PL	58	1	93.6%
SE	6	5	>95%
UK	17	7	78.3%

Quelle: Eurostat (2010b) - Werte für Schweden teilweise Basis 2007

Gleichwohl bleibt festzuhalten, dass dieser indikative internationale Marktstrukturvergleich noch nicht hinreichend ist, um zu bewerten, ob der Wettbewerb auf Großhandels- oder Endkundenebene tatsächlich funktioniert. So bedarf z.B. die bundesweite Abgrenzung des relevanten Marktes einer weiteren Untersuchung. Zudem wäre eine weitere Segmentierung des Marktes z.B. nach Kundengruppen zu prüfen. Darüberhinaus kann nicht unmittelbar von Marktstrukturen auf das Marktverhalten von Anbietern oder auf Marktergebnisse geschlossen werden. Wie bereits in Kapitel 2 angeführt, sind für eine Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs deshalb weitere vertiefende Analysen erforderlich.[95]

95 Für eine umfassende Bestandsaufnahme des Wettbewerbs im deutschen Gasmarkt vgl. Lohmann (2009).

5 Endkundenpreise für Mineralölprodukte

In diesem Kapitel analysieren wir die Endkundenpreise für Mineralölprodukte in Deutschland und vergleichen diese mit den entsprechenden Produktenpreisen im europäischen Ausland. Dabei gehen wir in folgenden Schritten vor:

- Kurzzusammenfassung der Analyse der Ölpreise (Abschnitt 5.1);
- Methodischer Überblick – Datenbasis und untersuchte Abnahmefälle (Abschnitt 5.2);
- Mineralölproduktenpreise in Deutschland – Ermittlung und Analyse der Determinanten (Abschnitte 5.3 und 5.4);
- Preise der einzelnen Produkte im internationalen Vergleich (Abschnitt 5.5).

5.1 Executive Summary – „Mineralölprodukte“

In diesem Kapitel analysieren wir die Endkundenpreise für Mineralölprodukte in Deutschland und vergleichen diese mit den entsprechenden Produktenpreisen im europäischen Ausland. Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich thesenartig wie folgt zusammenfassen:

Starker Preisanstieg der deutschen Ölproduktenpreise im letzten Jahrzehnt

Die Preise für Mineralölprodukte sind im letzten Jahrzehnt deutlich und nahezu kontinuierlich gestiegen. Trotz des Einbruchs zum Ende des Betrachtungszeitraums infolge der weltweiten Wirtschaftskrise erhöhten sich die Preise um bis 200% gegenüber 1998. Bei Kraftstoffen sind die relativen Anstiege dabei etwas weniger stark ausgeprägt als bei Heizölen, was u.a. am deutlich höheren Ausgangsniveau liegt. Absolut betrachtet legten die Kraftstoffe hingegen deutlich stärker zu.

Die Entwicklung der Endkundenpreise inkl. aller relevanten Steuern (beim schweren Heizöl entsprechend ohne Mehrwertsteuer) zwischen 1998 und 2009 fiel für die einzelnen Produkte wie folgt aus:

- Diesel: von 58 auf 108 ct/l (+86%);
- Superbenzin: von 81 auf 129 ct/l (+58%);
- Leichtes Heizöl: von 21 auf 51 ct/l (+148%); und
- Schweres Heizöl: von 101 auf 303 €/t (+200%).

Bezogen auf die Maximalwerte des Jahres 2008 würde der Preisanstieg sogar noch deutlich höher ausfallen.

Die starke Zunahme der Mineralölproduktenpreise gilt auch bei realen Preisen (also bereinigt um Inflationseffekte). Dies liegt daran, dass Mineralölproduktenpreise im Durchschnitt um bis zu 10% pro Jahr zugelegt haben, während die allgemeine Preissteigerungsrate nur bei durchschnittlich 1,5% lag.

Internationale Beschaffungsmärkte Haupttreiber für die Preiszuwächse

Grundsätzlich setzen sich die Mineralölproduktenpreise aus drei Komponenten zusammen, die je nach Produkt unterschiedlich stark ins Gewicht fallen:

- Produktenpreisnotierungen an internationalen Handelsplätzen;
- Steuern und Abgaben; sowie
- sonstige Bestandteile (wie Transportkosten, Bevorratungsabgabe oder Deckungsbeitrag zu den unternehmensspezifischen Kosten).

Die Produktenpreisnotierungen an internationalen Handelsplätzen, die ausnahmslos dem Weltrohölpreis folgen, sind zum größten Teil für die starken Anstiege der Produktenpreisen bei den Endkunden verantwortlich. Zwar wurden im Betrachtungszeitraum auch die Steuern mehrmalig erhöht (bspw. im Zuge der Energiesteuerreform sowie die Mehrwertsteuererhöhung in 2007), die Volatilität und die Höhe der Preise werden aber maßgeblich durch die Beschaffungskosten getrieben. Durch die relative (prozentuale) Ausgestaltung der Mehrwertsteuer werden Bewegungen beim Produktenpreis zudem noch einmal verstärkt – sowohl in die eine als auch in die andere Richtung.

In dem unterschiedlich hohen Anteil der Steuern liegt auch die relative hohe Preiszunahme der Heizöle im Vergleich zu den Kraftstoffen begründet. Da bei Heizölen die Steuern eine geringere Rolle gegenüber den Beschaffungskosten spielen, überträgt sich die Volatilität der internationalen Märkte auch deutlich stärker als bei den Kraftstoffen. Zudem wirkt hier der hohe Kostenblock Mineralölsteuer (der im Gegensatz zur Mehrwertsteuer fix ist) dämpfend.

Deutsche Kraftstoffpreise international sehr hoch, Heizöle relativ günstig

Die deutschen Kraftstoffpreise sind im internationalen Vergleich sehr hoch. Im Betrachtungszeitraum haben sich die deutschen Superbenzinpreise von einem Mittelfeldplatz zum teuersten Preis in der Vergleichsgruppe entwickelt. Bei Diesel verlief die Entwicklung analog, allerdings findet sich mit Großbritannien noch ein Land im Vergleich, dessen Dieselpreise über den deutschen liegt. Allerdings hat sich der Abstand zu diesem Spitzenreiter im letzten Jahrzehnt von 39 auf 4 ct/l reduziert.

Endkundenpreise für Mineralölprodukte

Bei den beiden Heizölen hingegen gehört Deutschland durchweg zu den günstigsten Ländern. Hier weisen lediglich Großbritannien (leichtes Heizöl) sowie Tschechien (schweres Heizöl) durchweg niedrigere Endverbraucherpreise auf.

Steuern ausschlaggebend für internationale Preisunterschiede

Die nationalen Mineralölmärkte weisen identische Beschaffungskosten und Strukturen auf, was einen internationalen Vergleich erleichtert. Die Beschaffungskosten sind für die Entwicklung der Preise sowie deren Volatilität verantwortlich, der entscheidende Treiber hinter den internationalen Preisunterschieden sind jedoch die Steuern und Abgaben. Hier zeigen sich stark unterschiedliche Besteuerungsansätze in den einzelnen Ländern. Mit Bezug auf Deutschland lässt sich festhalten, dass die Besteuerung bei den Kraftstoffen besonders stark (auch im internationalen Vergleich) angehoben wurde, während die Steuern bei Heizölen sich nur moderat und durchaus im internationalen Rahmen entwickelt haben.

Grundsätzlich lässt sich folgendes Fazit der Treiberanalyse ziehen:

- Beschaffungspreise sind entscheidend für das allgemeine Preisniveau der Länder und maßgeblich für die Volatilität der Preise verantwortlich. Diese Kostenkomponente ist für alle Vergleichsländer nahezu identisch.

- Steuern und Abgaben bestimmen maßgeblich die Preisrangfolge der Länder. Hochsteuerländer bilden entsprechend die Spitze bei den Endkundenpreisen, während Niedrigsteuerländer entsprechend am unteren Ende stehen.

- Geringfügige Unterschiede bei den Beschaffungskosten sowie den sonstigen, kleineren Kostenkomponenten (bspw. Transportkosten, Deckungsbeiträge des Downstreamgeschäfts) bleiben ohne maßgeblichen Einfluss.

5.2 Überblick

In diesem Kapitel analysieren wir die Preise für Mineralölprodukte in Deutschland sowie im europäischen Ausland. Wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, fokussieren wir hierbei auf die Produkte schweres und leichtes Heizöl, Superbenzin sowie Diesel.

Der Abschnitt ist wie folgt gegliedert:

- Einführend geben wir einen Überblick über die Wertschöpfungskette für Mineralölprodukte sowie über die untersuchten Produkte (dieser Abschnitt).

- Anschließend diskutieren wir die Preisentwicklung in Deutschland (Abschnitt 5.3) und analysieren die wesentlichen Treiber Abschnitt 5.4).

- Das Kapitel endet mit einer Einordnung der deutschen Preise (und deren Entwicklung) in den internationalen Kontext (Abschnitt 5.5)

5.2.1 Wertschöpfungskette für Mineralölprodukte

Die Preise für Mineralölprodukte setzen sich aus folgenden Bestandteilen entlang der Wertschöpfungskette zusammen:

- **Produktionskosten/Verladekosten** – Rohöl wird in den Erdölförderstaaten (z.B. im Nahen Osten, Nordafrika etc.) gewonnen, innerhalb der Länder zumeist über lokale Pipelines zu Exporthäfen transportiert und auf Erdöltanker verladen. Auf dieser Wertschöpfungsstufe wird das Erdöl „free on board" (FOB) gehandelt bzw. als FOB Preise notiert. Einige Länder wie z.B. Russland exportieren das geförderte Rohöl ganz oder teilweise auch über Pipelines in das Ausland (z.B. nach Deutschland). In diesem Fall erfolgt keine Verladung auf Tankschiffe. In einigen Ländern wird das Rohöl bereits in den Exportstaaten zu Mineralölprodukten weiterverarbeitet, d.h. raffiniert. In diesen Fällen werden nicht Rohöl sondern die Mineralölprodukte exportiert.

- **Frachtraten (Rohöl oder Mineralölprodukte)** – Erfolgt ein Hochseetransport von den Erdölexportstaaten in die Importländer, sind entsprechende Kosten für die Verschiffung zu entrichten (sog. Frachtraten). Ggf. sind Gebühren für die Nutzung von Hochseekanälen zu entrichten (z.B. Suez Kanal). Erfolgt ein Ferntransport des Rohöls oder der Mineralölprodukte über Pipelines, sind ebenfalls entsprechende Transportkosten zu berücksichtigen. Zudem fallen bei Durchquerung von Drittstaaten ggf. Transitgebühren an (z.B. bei Transport russischen Erdöls über Weißrussland nach Deutschland).

- **Entladungskosten in den Überseehäfen der Zielländer** – Das Rohöl oder die Mineralölprodukte werden in den Zielhäfen wie z.B. Rotterdam entladen und dort zwischengelagert. Auf dieser Wertschöpfungsstufe wird das Erdöl als „Cost, Insurance, Freight" (CIF) Produkt gehandelt bzw. als CIF Preise notiert, d.h. die Kosten des Seetransports sowie der entsprechenden Versicherungen sind in den Rohöl- bzw. Mineralölproduktenpreise bereits enthalten. Im Falle des Rohöls erfolgt zudem teilweise eine Raffinierung in Hafennähe (z.B. Rotterdam).

- **Binnentransport** – Das Rohöl bzw. die Mineralölprodukte werden von den Überseehäfen über Binnenschiffe, Pipelines oder Tanklaster weiter in das

Binnenland bzw. die umliegenden Länder transportiert (z.B. von Rotterdam entlang des Rheins nach Deutschland). Ziel des Transports sind im Falle von Mineralölprodukten entweder unmittelbar Verbraucher (industrielle Großabnehmer) oder verbrauchsnahe Zwischenlager. Bei Rohöl erfolgt ein Transport zu verbrauchsnahen Raffinerien (und von diesen anschließend der Weitertransport der Produkte).

- **Endverteilung** – Schließlich werden die Mineralölprodukte von den Zwischenlagern oder Raffinerien im Binnenland an die Endkunden mit Hilfe Tanklaster und Tankstellen verteilt.

- **Steuern und Abgaben** – Neben den Kosten auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen fallen eine Reihe von Steuern und Abgaben an. In Deutschland sind dies neben der allgemeinen Umsatzsteuer (so es sich um einen Endverbraucher handelt) v.a. die Mineralölsteuer sowie die Mineralölbevorratungsabgabe.

In den Preisen für Mineralölprodukte sind zudem weitere Kosten und Margen für Erdölproduzenten, Raffinerien, Transportunternehmen, Händler, Vertriebsaktivitäten etc. enthalten.

5.2.2 Ausgewählte Produkte für die Analyse

Wir konzentrieren uns in unserer Analyse auf die für die Endverbraucher wichtigsten Mineralölprodukte Diesel, Superbenzin, leichtes Heizöl (HEL) sowie schweres Heizöl (HS).[96]

Je Produkt wird jeweils nur ein Durchschnittspreis betrachtet, da es nahezu keine Abhängigkeit des Preises von kundenspezifischen Verbrauchsparametern wie Abnahmegröße, Struktur, geografische Lage innerhalb eines Landes etc. gibt, Bei den Kraftstoffen und dem leichten Heizöl gehen wir von einem privaten Endverbraucher (Haushalt) aus, so dass alle Steuern und Abgaben in den Endpreisen enthalten sind. Beim schweren Heizöl kann davon ausgegangen werden, dass es nur noch in der Industrie Einsatz findet. Entsprechend sind in den ausgewiesenen Preisen keine Mehrwertsteuern enthalten. Die Mineralölsteuer ist hingegen bei allen Produkten einbezogen.

96 Soweit nicht anders angegeben beruhen unsere Angaben in diesem Abschnitt auf IEA (2010]), MWV (2009), MWV (Internet) und Destatis (2010).

5.3 Preisentwicklung in Deutschland

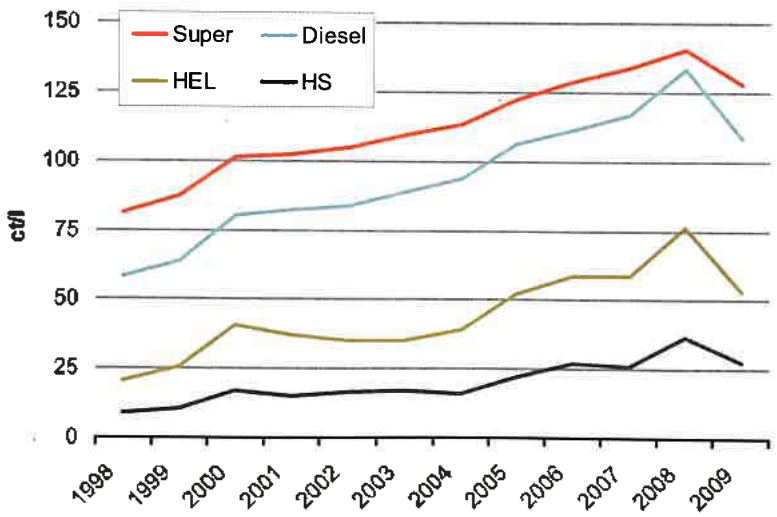
5.3.1 Überblick über die Preisentwicklung

Die folgenden Graphen geben die Entwicklung der deutschen Endverbraucherpreise für die Mineralölprodukte Superbenzin, Diesel, leichtes Heizöl (HEL) und schweres Heizöl (HS) wieder. Zu beachten ist hierbei, dass die ersten drei Energieträger entsprechend herkömmlicher Konventionen in ct/l gehandelt und ausgewiesen werden. Schweres Heizöl hingegen wird üblicherweise in € je (metrischer) Tonne (€/t) notiert. Um eine intuitive Erfassung der Größenordnungen zu ermöglichen, haben wir die Werte in ct/l umgerechnet.[97] Der Preis für schweres Heizöl enthält im Gegensatz zu den anderen analysierten Produkten keine Mehrwertsteuer (wohl aber die Mineralölsteuer), da es sich hier annahmegemäß um einen rein industriellen Verbrauch handelt.

Absolute Preisentwicklung

Abbildung 69 fasst die Entwicklung der Jahresdurchschnittspreise für die vier Produkte zusammen.

Abbildung 69. Endverbraucherpreise für Mineralölprodukte in Deutschland



Quelle: Frontier/EWI nach IEA, MWV und Destatis
Anmerkung: Super, Diesel und HEL incl. aller Steuern, HS ohne MwSt.

97 Wir sind von 1.100 Litern je Tonne ausgegangen. Dies kann jedoch je nach Zusammensetzung und Herkunft des Heizöls variieren. Die hier ausgewiesenen Werte dienen jedoch nur der Illustration, so dass kleinere Unschärfen toleriert werden können. Die Ausgangswerte für HS bewegen sich zwischen 101 €/t (1998) und 405 €/t (2008).

Alle Produkte weisen bis 2008 steigende Trends auf. Bei den Kraftstoffen ist diese Entwicklung stetig, d.h., dass der Preis jedes Jahr über dem des Vorjahres liegt. Beim leichten Heizöl gab es eine Erholungsphase zwischen 2001 und 2003, ansonsten gilt auch hier der oben genannte stetige Anstieg. Schweres Heizöl stellt eine gewisse Ausnahme dar. Zwar sind auch hier die Randbedingungen identisch, also niedrigsten Preise in 1998 und Höchstpreise in 2008, die Preisentwicklung dazwischen ist jedoch nicht kontinuierlich. Jahren mit Preisanstiegen folgen immer wieder solche mit leichten Preisrückgängen.

2009 markierte einen Wendepunkt in dieser Entwicklung. Nach den Höchstständen in 2008 brachen die Preise im Folgejahr stark ein.[98] Dennoch bewegen sich sämtliche Preise ungefähr auf einem Niveau des Jahres 2006. Von den Werten zu Beginn unseres Betrachtungszeitraums sind die letztjährigen Preise jedoch weiterhin weit entfernt. Absolut betrachtet hat Diesel zwischen 1998 und 2009 am stärksten zugelegt (über 50 ct/l), gefolgt von Super (46 ct/l) und leichtem Heizöl (32 ct/l). Schweres Heizöl legte im Betrachtungszeitraum um über 200 €/t, entsprechend ca. 19 ct/l, zu.

An den grundsätzlichen Aussagen ändert sich zudem auch bei einer realen Preisbetrachtung nichts.[99] Sämtliche beschriebenen Preisbewegungen und Preisspitzen verlaufen identisch, wenn auch auf einem etwas abgeflachten Niveau. So belaufen sich die realen Preisanstiege von 1998 bis 2009 beim Diesel auf 34 statt 50 ct/l (in 1998er Preisen). Für Super betragen die realen Zuwächse 27 ct/l, beim leichten Heizöl 24 ct/l und bei schweren Heizöl 14 ct/l.

Relative Preisentwicklung

Angesichts der unterschiedlich hohen Preisniveaus sind absolute Preisanstiege nur begrenzt aussagekräftig. Relativ betrachtet sehen die Zuwächse, bzw. die Reihenfolge der Produkte, anders aus (**Abbildung 70**).[100] Der relative Anstieg fällt beim schweren Heizöl am stärksten aus. So muss ein Verbraucher in 2009 mehr als dreimal so viel dafür bezahlen, als es noch in 1998 der Fall war. Auch Kunden mit leichtem Heizöl traf die Preisentwicklung relativ gesehen

---

98 Die Gründe für diesen Preiseinbruch werden in Kapitel 5.4 (Treiberanalyse) diskutiert, aber es ist offensichtlich, dass die Folgen der globalen Wirtschaftskrise zentraler Auslöser dieser Entwicklungen waren.

99 Hierfür verwenden wir den Verbraucherpreisindex von Destatis. Bei einer Indexierung von 1998 als 100 erhöht sich dieser auf 118 bis 2009.

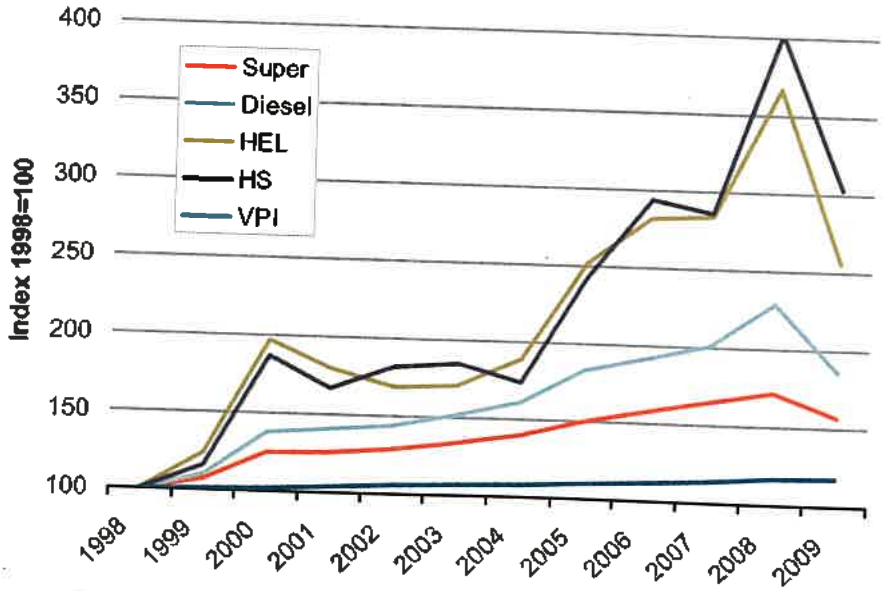
100 Die Abbildung ist auf nominaler Basis erstellt worden. Sollen Inflationseffekte berücksichtigt werden, müssen die relativen Preisveränderungen noch um den ebenfalls dargestellten Verlauf des allgemeinen Verbraucherpreisindex bereinigt werden. Analog zur Diskussion im Abschnitt zuvor ändert sich dadurch jedoch keine grundsätzliche Aussage bezüglich der Reihenfolge und Preisentwicklung.

überdurchschnittlich (256% des Ausgangswertes).[101] Im Durchschnitt entspricht dies einem jährlichen Preisanstieg von 9,7% (HS) bzw. 8,1% (HEL).

Die absolut am stärksten gestiegenen Kraftstoffpreise fallen relativ gesehen deutlich hinter den Heizölen zurück. Gleichwohl legten auch sie im größeren Umfang zu. Die durchschnittlichen jährlichen Preisanstiege von 5,3% beim Diesel und 3,8% beim Superbenzin liegen zwar deutlich unter denen der Heizöle, aber auch merklich über der allgemeinen Preissteigerungsrate von durchschnittlich 1,5% pro Jahr. Kummuliert ergibt sich so eine Veränderung auf 118% des Ausgangswertes.

Die Ursachen hierfür sind zum einen die unterschiedlichen Ausgangsniveaus und zum anderen die unterschiedliche Zusammensetzung der einzelnen Produktenpreise. Offenbar spielen bei Heizölen dynamische Preistreiber eine größere (relative) Rolle als dies bei Kraftstoffen der Fall ist. Dies wird im folgenden Kapitel näher analysiert.

Abbildung 70. Relative Preisentwicklung für Mineralölprodukte sowie Verbraucherpreisindex in Deutschland



Quelle: Frontier/EWI nach IEA, MWV und Destatis

101 Dies soll an einem Beispiel verdeutlicht werden. Ein „typisches" Einfamilienhaus mit einem Jahresverbrauch von 3.000 l HEL musste 1998 rund 620 € für den Brennstoff bezahlen. Die selbe Menge im Jahr 2009 hat hingegen einen Wert von 1.600 €, entsprechend 256% der Kosten in 1998.

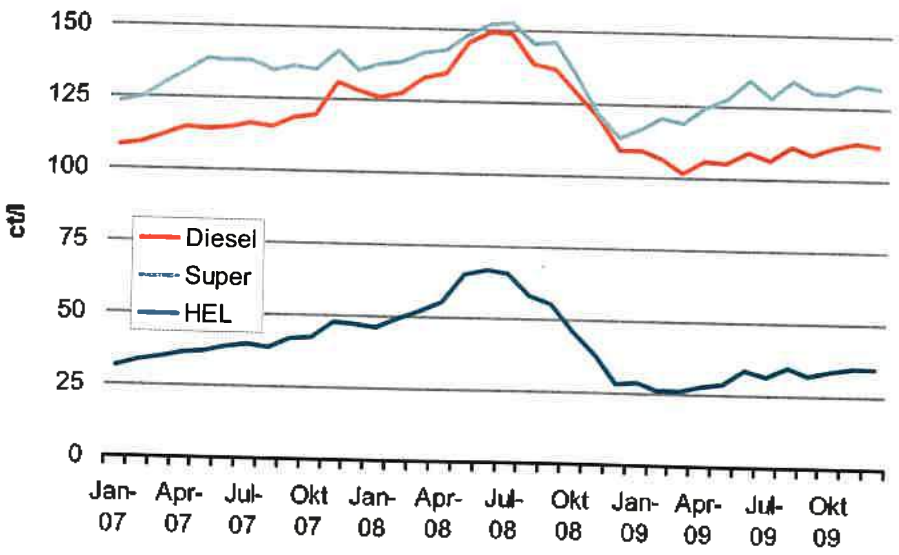
Endkundenpreise für Mineralölprodukte

5.3.2 Exkurs: Preisbewegungen in monatlicher Auflösung

Zwar sieht bereits der Preisrückgang von 2008 auf 2009 auf Jahresbasis sehr markant aus (sowohl absolut als auch relativ betrachtet), bei einer monatlichen Betrachtung fallen die Schwankungen der Preise noch stärker aus. Dies soll am Beispiel des Dieselpreises verdeutlicht werden:[102] Im Juni 2008 erreichte Diesel mit 150 ct/l im Durchschnitt seinen Höchststand. Abgesehen von der beispielslosen Höhe ist vor allem bemerkenswert, dass der Superbenzinpreis für diesen Monat nur noch rund 2 ct/l darüber lag, was angesichts der historischen Preisrelationen äußerst ungewöhnlich ist.[103] Bis Ende des Jahres erfolgte ein stetiger Rückgang auf 109 ct/l, ein Prozess, der erst im März 2009 sein Ende fand (102 ct/l).

Für die anderen Brennstoffe gelten ähnliche Beobachtungen, wenn auch nicht mit einem solchen (absoluten) Preisunterschieden zwischen niedrigstem und höchstem Preis. Relativ betrachtet sind die Schwankungen beim leichten Heizöl sogar noch größer (**Abbildung 71**).

Abbildung 71. Preise für Diesel, Superbenzin und Heizöl (HEL) in monatlicher Auflösung



Quelle: Frontier/EWI nach MWV

102 Im Rahmen der Treiberanalyse werden wir noch einmal detaillierter auf die Fragestellung der unterjährigen Entwicklung der Preise bzw. einzelner Komponenten eingehen.

103 Auch hierzu finden sich tiefer gehende Analysen in der Treiberanalyse in Abschnitt 5.4.

5.4 Erklärungsansätze/Ursachenanalyse für die Preisentwicklung

In diesem Abschnitt erklären wir zunächst grundsätzlich die Zusammensetzung der einzelnen Produktenpreise. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um dieselben Komponenten, die jedoch je nach Produkt unterschiedlich ins Gewicht fallen. Eine detaillierte Analyse erfolgt exemplarisch anhand der (auch unterjährigen) Entwicklung des Dieselpreises. Auf die anderen Produkte wird in diesem Zusammenhang nur vergleichend hingewiesen (also bspw. bei größeren Abweichungen zu den Erkenntnissen beim Diesel). Die zugehörigen Daten sind im Anhang bereitgestellt.

5.4.1 Übersicht über die grundsätzlichen Preistreiber

Die Preistreiber aller Mineralölprodukte lassen sich in drei Kategorien einteilen:

- **Steuern und Abgaben** – Diese umfassen sowohl allgemeine Umsatzsteuern (Mehrwertsteuer) als auch spezielle Steuern. Diese können entweder speziell für Mineralöle erhobene Steuern sein oder Teil einer umfassenden Energiebesteuerung. In Deutschland stellt die Mineralölsteuer in der Zwischenzeit ein in die allgemeine Energiesteuer integriertes System dar. Hier ist je nach Mineralölprodukt und zum Teil auch differenziert nach Verwendung ein unterschiedlicher, absoluter (d.h. ein fixer Satz, bspw. ausgedrückt in ct/l) Steuerbetrag festgelegt. Zusätzlich zu diesen fixen Komponenten kommt noch ein variabler Anteil über die Mehrwertsteuer, die prozentual auf den gesamten Produktpreis inklusive Mineralölsteuer erhoben wird. Letzteres gilt nicht für den (hier angenommenen industriellen) Einsatz.[104]

- **Produktenpreis** – Angesichts der Ausführungen zu Beginn dieses Kapitels ist bereits deutlich geworden, dass sich die Preisbildung in den europäischen Ländern an internationalen Märkten orientiert. Von zentraler Bedeutung für Deutschland (und die meisten anderen westeuropäischen Länder) ist dabei Rotterdam (bzw. der Handelsraum ARA – Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen). Es ist aus ökonomischer Sicht unerheblich, ob die Produkte in Rotterdam direkt beschafft werden, oder ob sich die nationalen Raffinerien an diesen Preis anlehnten (da er die Opportunitätskosten widerspiegelt).

104 Hier soll nur das Grundprinzip der Besteuerung angesprochen werden, in Ergänzung fasst Anhang 1 die Ausgestaltung der Energiebesteuerung in Deutschland detailliert zusammen.

- **Sonstige, weitestgehend feste Kostentreiber** – Diese Kategorie setzt sich aus mehreren, zum Teil sehr kleinen Komponenten zusammen, deren Gesamthöhe im Bereich von 5 ct/l liegt:
  - Transportkosten vom Handelszentrum (Rotterdam) zu den nationalen Verbrauchszentren bzw. Zwischenlagern: Aufgrund der günstigen Transporteigenschaften des Öls (zumindest im Vergleich zu den anderen betrachteten Energieträgern Strom und Erdgas) stellt diese nur eine untergeordnete Größe dar.[105]
  - Erdölbevorratungsabgabe (EBV): Die Kosten für die zentrale Bevorratung von Mineralölprodukte für den Krisenfall werden auf die Verbraucher umgelegt. Je nach Produkt fallen unterschiedlich hohe Sätze an, die jedoch alle unter 0,5 ct/l liegen.[106]
  - Beimischung Biokomponenten: Diese Kosten werden seit Januar 2007 auf den Dieselpreis umgelegt und bewegen sich schätzungsweise im Bereich von 1,5 ct/l.
  - Marge Tankstellenpächter: Bei den Kraftstoffen entfällt eine feste Marge auf die Tankstellenpächter. Diese Kosten sind ebenfalls fix und betragen ca. 0,75 ct/l.[107]
- **Variabler Deckungsbeitrag** – Diese Größe bildet sich schließlich als Residuum des Endpreises, das sich nicht durch die oben aufgeführten Steuern und Kosten erklären lässt. Darin enthalten sind sämtliche sonstige unternehmensindividuellen Kosten (Personal, Marketing usw.) und die kummulierten Margen des nationalen Verteilungsgeschäfts (Downstream).

Abbildung 72 verdeutlich, welchen Anteil die einzelnen Treiberkategorien an den Produktenpreisen haben. Die ausgewiesenen Werte sind Durchschnitte für den gesamten Betrachtungszeitraum. Dabei sind folgende Beobachtungen besonders augenfällig:

- Bei den Kraftstoffen nehmen Steuern einen deutlich höheren Teil ein als bei Heizölen. Generell gilt, dass mit zunehmender Produktqualität die Besteuerung immer weiter zunimmt.[108] Diese Spreizung der Besteuerung

105 Ein Vergleich der internationalen Notierungen mit den nationalen Großhandelspreisen (reine Produktpreise, bereinigt um Steuern und sonstige Kostengrößen) ergibt einen langfristigen Durchschnitt im Bereich von 2 ct/l. Vgl. MWV (2009) und Destatis (2010).

106 Die aktuellen Sätze sind 4,90 €/t für Benzin, 3,79 €/t für Diesel und leichtes Heizöl sowie 3,30 €/t für schweres Heizöl. Vgl. Erdölbevorratungsverband (www.ebv-oil.de).

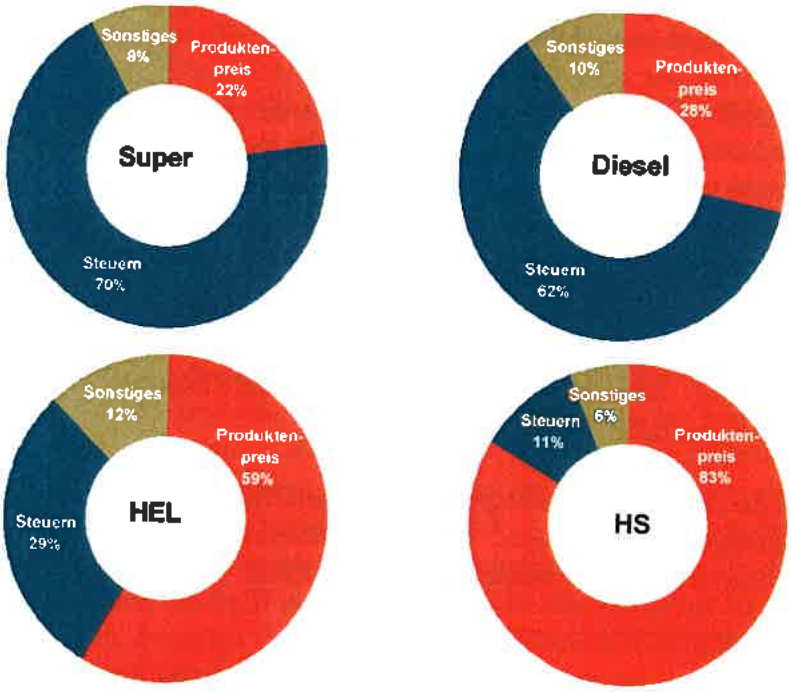
107 Nach Angaben des Branchenführers Aral beläuft sich die Marge der Pächter im Aral-Verbund auf 0,5 bis 1,0 ct/l. Vgl. www.aral.de.

108 Auch unter Einbezug der Mehrwertsteuer beim schweren Heizöl, ändert sich nichts an der Aussage.

lässt sich nicht mit umweltpolitischen Maßnahmen begründen. So emittiert das am wenigsten besteuerte schwere Heizöl das meiste CO2 und enthält zudem einen relativ hohen Schwefelanteil. Das am stärksten besteuerte Superbenzin hingegen weist die geringsten CO2-Emissionen auf und sondert zudem keinen Feinstaub ab, wie dies bei Dieselmotoren der Fall ist.[109] Die Motivation dürfte tendenziell eher im Bereich der Verbraucherzusammensetzung bzw. den Preiselastizitäten zu finden sein. So wird schweres Heizöl ausschließlich von der Industrie eingesetzt, während Superbenzin überwiegend bei privaten PKWs eingesetzt wird. Bei Diesel (bspw. LKW-Flotten der Speditionen, Landwirtschaft) und leichtem Heizöl sind die Verbrauchergruppen gemischt.

- Nicht durch Steuern oder Beschaffungskosten erklärbare sonstige Kostentreiber, spielen für alle Produkte nur eine geringe Rolle. Dies gilt umso mehr, als in dieser Kategorie noch weitere feste Bestandteile, also nicht durch die Unternehmen beeinflussbare Größen (wie EBV) sind.

Abbildung 72. Aufteilung der Produktenpreise auf die grundsätzlichen Treiberkategorien



Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA, MWV, Destatis, Thomson Financial und Eurostat sowie eigene Schätzungen

109 Siehe bspw. www.aral.de.

Aufgrund des Zusammenspiels von fixen und variablen Kostenelementen sind die Anteile in den einzelnen Jahren allerdings nicht immer identisch, sondern schwanken in einem gewissen Band um die Mittelwerte in **Abbildung 72**. Die Gewichtungen ändern sich aber niemals grundlegend, so dass die zentralen Aussagen erhalten bleiben. Dies wird in Abschnitt 5.4.3 am Beispiel des Diesels detaillierter veranschaulicht.

5.4.2 Bedeutung der internationalen Produktenpreise (Beschaffungskosten)

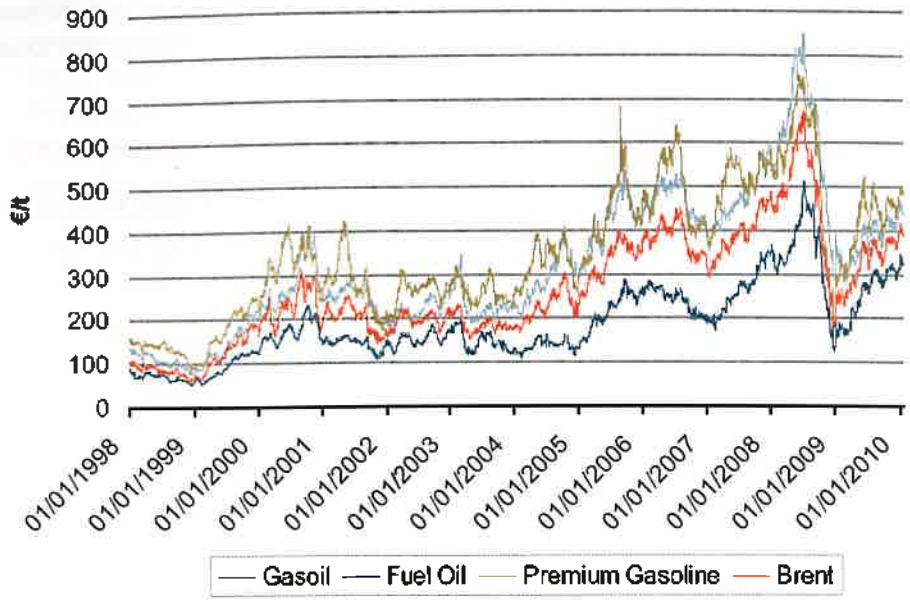
Die internationalen Produktenpreise (respektive die Beschaffungskosten) nehmen eine zentrale Rolle für die Bildung der Endkundenpreise ein. Nach Abzug der staatlich motivierten Steuern und Abgaben sind die reinen Produktkosten die mit Abstand größte Komponente, die nur noch von den oben beschriebenen kleineren Faktoren (wie Transport, EBV oder die Margen) flankiert wird.

Produktenpreise sind auch im Wesentlichen für die Dynamik der Endkundenpreise verantwortlich. Dies geschieht zum einen direkt über die eigene Preisbewegung und zum anderen indirekt über die multiplikative Verknüpfung mit der Mehrwertsteuer, die diesen Effekt verstärkt (in Zeiten fallender Produktenpreise nimmt auch die Mehrwertsteuer ab und vice versa). Viele der anderen Kostengrößen sind fix oder variieren nur gering. Die große Ausnahme stellen hierbei die Erhöhungen der Steuern dar, die zwar ebenfalls größere Preiseffekte auslösen können, jedoch erfolgen diese Anpassungen nicht in einem mit Marktpreisschwankungen vergleichbaren Zeitintervall.

Abbildung 73 verdeutlicht die starke Volatilität der Produktenpreise. Zusätzlich sind auch noch die Notierungen für Rohöl dargestellt.[110]

110 Premium Gasoline ist die internationale Bezeichnung für Superbenzin, Fuel Oil steht für schweres Heizöl und die Mitteldestillate Diesel und leichtes Heizöl werden als Gasoil behandelt. Der Unterschied zwischen den beiden Produkten besteht lediglich aus einigen Additiven, die dem Diesel beigemischt werden und beim leichten Heizöl entfallen. Dennoch werden für beide keine separaten Notierungen mehr ermittelt, vielmehr werden die Kosten für die Beimischung als Differenz (sogenannter Spread) notiert. Dieser liegt jedoch in der Regel im Bereich einiger weniger €/t, so dass auf eine getrennte Ausweisung hier verzichtet werden kann.

Abbildung 73. Rohöl und Produktennotierungen in Rotterdam auf Tagesbasis



Quelle: Thomson Financial

Dabei lassen sich einige zentrale Aussagen festhalten:

- Alle Produktenpreise weisen einen sehr engen Bezug zum Rohölpreis auf. Zwar gibt es vereinzelt kürzere Zeiträume, in denen sich einzelne Produkte etwas abkoppeln, diese stellen jedoch die Ausnahme dar.[111]

- In der Regel bleibt die Rangfolge der Produktenpreise unverändert. Es gibt jedoch einige Ausnahmen, in denen Gasoil (also Diesel/HEL) Premium Gasoline (Superbenzin) als teuerstes Produkt überholt hat. Ein solcher Zeitraum stellt auch die Hochpreisphase im Sommer 2008 dar, was sich auch mit den Endpreisen zu diesem Zeitraum deckt. Aus **Abbildung 71** wird ersichtlich, dass in diesem Zeitraum Diesel und Super, trotz des Steuerunterschieds zugunsten des Diesel, nahezu gleich teuer waren (an einzelnen Tagen war Diesel gar erstmals teurer als Super).

- Fuel Oil ist ein minderwertiges Restprodukt des Raffinerieprozesses. Daraus erklärt sich, warum das Endprodukt dauerhaft unter dem Einsatzprodukt Rohöl gehandelt wird.

---

111 Dies wird auch deutlich durch die sehr hohen Korrelationen (zwischen 0,96 beim Fuel Oil und 0,99 beim Gasoil).

Endkundenpreise für Mineralölprodukte

Durch die Fixierung der nationalen Preise auf den Rotterdamer Markt und dessen Einbindung in den Welthandel, liegen die wesentlichen Preiseinflüsse außerhalb des Einflusses der deutschen Verbraucher und Anbieter sowie der Politik. Vielmehr wird der Preis durch das internationale Verhältnis von Angebot und Nachfrage bestimmt. Dadurch können Ursachen wie der Beginn der „Driving Season" in den USA, eine politisch motivierte Angebotsverknappung der OPEC-Staaten, der Ausfall einer wichtigen Raffinerie in Asien oder die Auswirkungen von Umweltkatastrophen (bspw. zerstörte Ölförderplattformen durch Hurricanes) unmittelbare Auswirkungen für die deutschen Verbraucher haben.[112]

5.4.3 Entwicklung der Komponenten im Zeitablauf am Beispiel Diesel

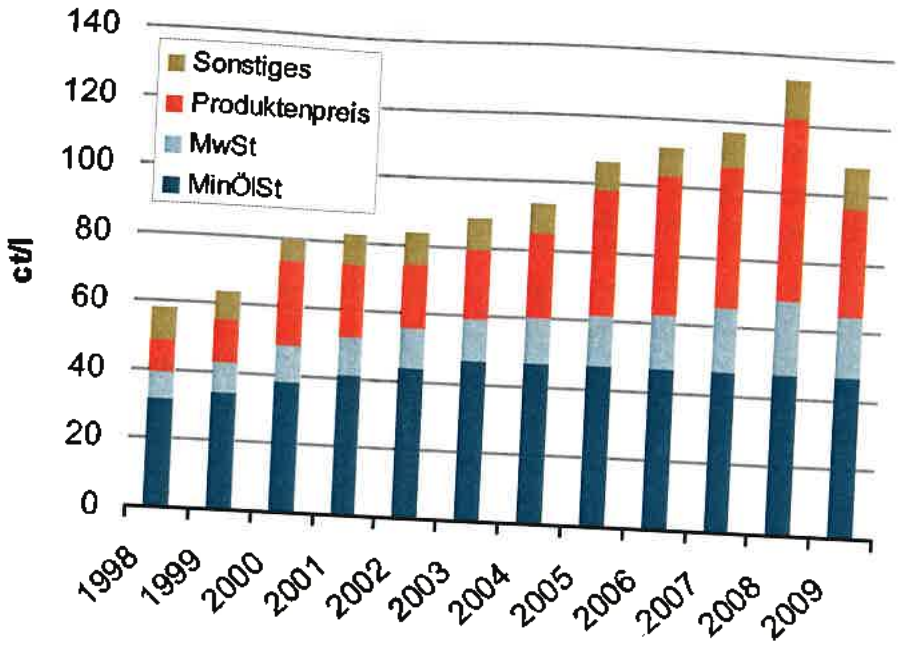
Bereits ein oberflächlicher Vergleich der Endpreise (**Abbildung 71**) mit den internationalen Produktenpreisen (**Abbildung 73**) lässt den unmittelbaren Zusammenhang der Entwicklungen ersichtlich werden. Im Folgenden soll dies am Beispiel des Dieselpreises noch einmal im Detail belegt und diskutiert werden.

Absolute Entwicklung der Komponenten

Die folgenden Ausführungen knüpfen an die bereits in Abschnitt 5.3.1 diskutierte Preisentwicklung des Dieselpreises an. Wie dort ausgeführt durchführte der Preis speziell in den letzten Jahren starke Preisschwankungen. Aus **Abbildung 74** wird ersichtlich, dass der Produktenpreis den zentralen Treiber und das volatilste Element des Preises darstellt. Wie bereits diskutiert variieren diese Beschaffungskosten zwischen unter 10 und über 50 ct/l im betrachteten Zeitraum. Über den gesamten Zeitraum 1998 bis 2009 betrachtet hat sich dieser Preistreiber somit mehr als verdreifacht (nach einem zwischenzeitlichen Faktor 5 in 2008).

112 Ausführliche Beschreibungen über die Funktionsweise des Weltrohölmarktes finden sich bspw. bei Energy Charter Secretariat (2007).

Abbildung 74. Entwicklung der Preiskomponenten seit 1998: Beispiel Diesel



Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA, MWV und eigenen Berechnungen

Einen weiteren weniger dynamischen Treiber des Dieselpreisniveaus stellen die Steuern und Abgaben dar. Zwar variieren die Steuern als größte Komponente des Endpreises nicht ganz so stark, allerdings sind auch hier größere Bewegungen nach oben zu verzeichnen. Im Betrachtungszeitraum sind die staatlichen Belastungen von unter 40 ct/l in 1998 auf ca. 65 ct/l in 2009 gestiegen, was einer Zunahme um über 60% entspricht. Neben den durch die Produktenpreise getriebenen Mehrwertsteueranteile ist hier vor allem die stufenweise Anhebung der Mineralölsteuer bis 2004 hervorzuheben.

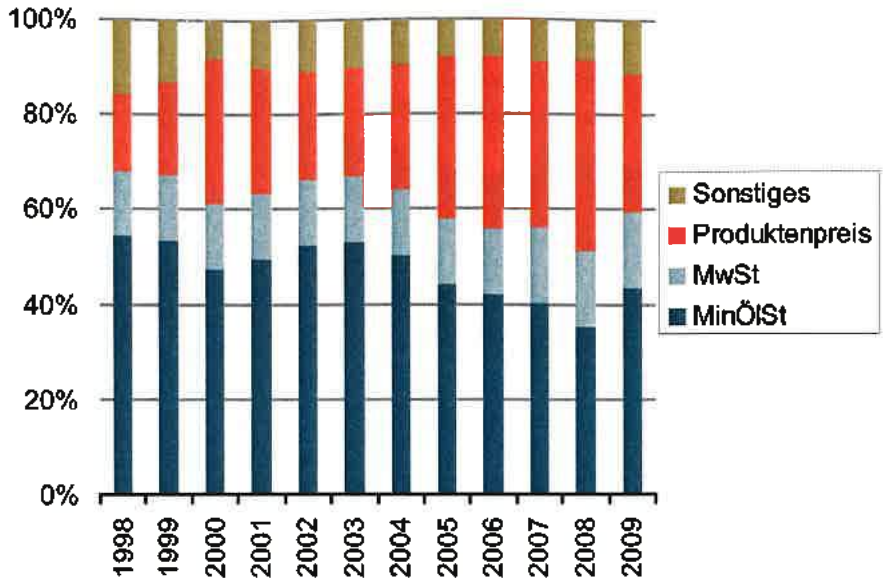
Die sonstigen Kostenkomponenten haben sich nicht wesentlich verändert. Lediglich die Einführung der Biokomponentenumlage ab 2007 macht sich hier etwas bemerkbar.

Relative Zusammensetzung der Komponenten

Aus dem Verhältnis der absoluten Entwicklungen der Einzelkomponenten ergibt sich die relative Aufteilung des Dieselpreises (**Abbildung 75**). Hieraus wird ersichtlich, wie die Preistreiber um die zuvor vorgestellten langfristigen Durchschnitte schwanken. Der starke Anstieg des Rotterdampreises wirkt sich direkt in steigende Anteile der Beschaffungskosten (die in 2008 mit 40% deutlich über dem langjährigen Mittel von 28% liegen) und sinkenden Steueranteil (in 2008 „nur" noch knapp über 50%) aus.

Endkundenpreise für Mineralölprodukte

Abbildung 75. Anteile der Preiskomponenten seit 1998: Beispiel Diesel



Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA, MWV und eigenen Berechnungen

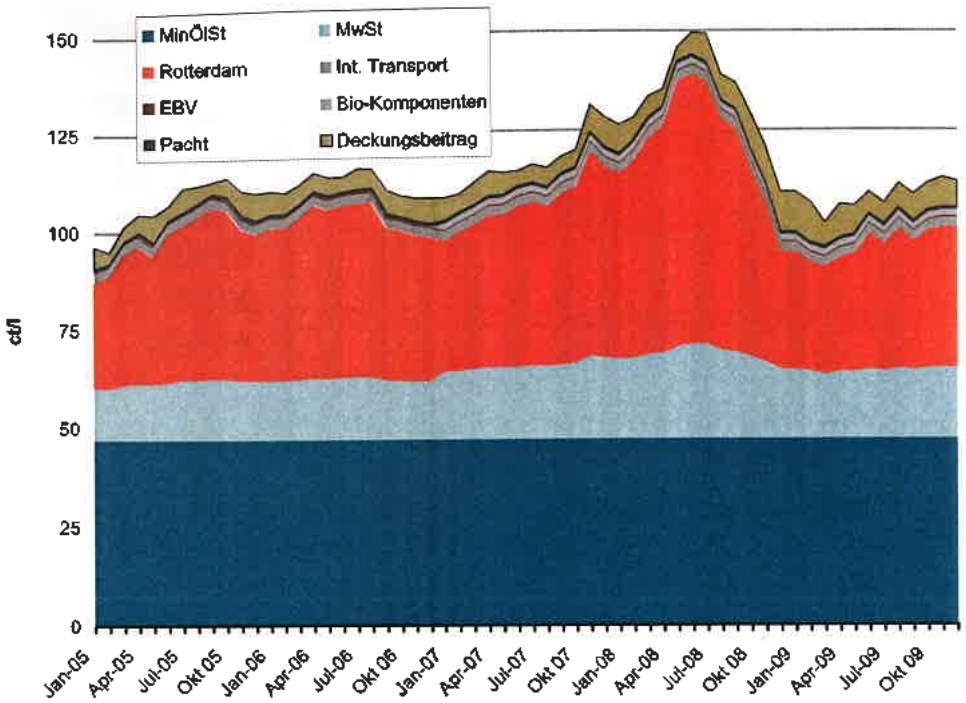
5.4.4 Exkurs: Preisentwicklung in monatlicher Auflösung

Die außergewöhnlichen unterjährigen Preisbewegungen der Mineralölprodukte im Jahr 2008 wurden bereits in Abschnitt 5.3.2 thematisiert. Im Folgenden soll diese Entwicklung noch einmal anhand des Beispiels Diesel näher analysiert werden, indem die identifizierten Treiber ebenfalls monatlich aufgelöst dargestellt werden (**Abbildung 76**).

Aus der Grafik wird erneut deutlich, welchen Einfluss die Rotterdamnotierungen auf den Endpreis haben. Im Gegensatz zu Strom- oder Gaspreisen erfolgt die Weitergabe an den Endverbraucher sogar unmittelbar, also bspw. ohne zeitlichen Verzug durch unterschiedliche Börsenbeschaffungsstrategien und –zeitpunkte oder verschiedene Time-Lags in Erdgaseinkaufs- und -verkaufsformeln.

Bei einem Vergleich der jeweiligen monatlichen Endpreise sowie Beschaffungskosten wird zudem klar, dass diese Größen keiner klar strukturierten saisonalen Preisbildung unterliegen, wie dies bspw. bei Gasmärkten (Handelsplätze, nicht jedoch bei Formelpreisen, siehe Kapitel 4) der Fall ist. Dies lässt sich durch einige prägnante Beispiele belegen. So stellt der November 2007 den teuersten Monat des ganzen Jahres dar, während im Vorjahr dieser Monat der günstigste war. Den herausragenden Preisen im Juli 2008 stehen die zweitgünstigsten Jahreswerte im Juli 2009 entgegen.

Abbildung 76. Monatliche Entwicklung der Preiskomponenten: Beispiel Diesel



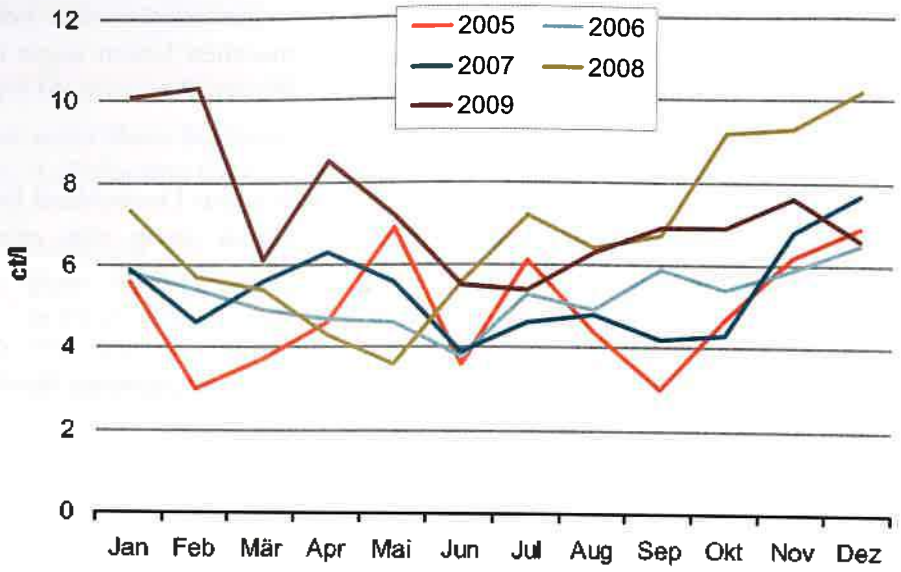
Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA, MWV, Destatis, Aral und eigenen Berechnungen

Der unmittelbare Preiszusammenhang (oder besser die Dynamik der Preise) zwischen internationalem Ölmarkt und lokalem Endkundenverkauf wird somit deutlich. Dies limitiert den Handlungsspielraum von verteilenden Mineralölunternehmen, Preise willkürlich oder gar missbräuchlich zu setzen. Dieser mögliche Spielraum konzentriert sich somit mehr oder weniger auf den nicht durch andere transparente Größen (wie EBV) erklärbare Restkomponenten, die in der Grafik als Deckungsbeitrag ausgewiesen ist.

Bei einer Gegenüberstellung der monatlichen Deckungsbeiträge für die einzelnen Jahre (**Abbildung 77**) wird deutlich, dass auch diese Restgröße, wie schon der Gesamtpreis, keinem nachvollziehbaren saisonalen Muster folgt. Auch die häufig geäußerte Vermutung, dass speziell zu den Ferienzeiten (bspw. April bzw. Juli und August) die Preise gezielt erhöht werden, lässt sich in dieser Durchschnittsbetrachtung nicht belegen.[113]

113 Allerdings ist diese Betrachtung auch nicht geeignet, dies zu widerlegen. Um missbräuchliches Verhalten nachzuweisen, sind eine höhere zeitliche sowie eine niedrigere geografische Auflösung eher geeignet. Dies wird derzeit in einer Untersuchung des Bundeskartellamts berücksichtigt, die in ausgewählten Städten tankstellenscharf tägliche Preisänderungen erfasst. Mit einer Entscheidung ist noch im Laufe des Jahres 2010 zu rechnen. Vgl. Bundeskartellamt (2009). Dort findet sich auch ein

Abbildung 77. Monatlicher Deckungsbeitrag: Beispiel Diesel



Quelle: IEA, MWV, Destatis, Aral, eigene Berechnungen

5.5 Internationaler Preisvergleich

Im Folgenden werden die Endkundenpreise für Mineralölprodukte den entsprechenden Preisen im europäischen Ausland gegenübergestellt. Analog zu Abschnitt 2.1.5, fokussieren wir hierbei auf die Länder Frankreich, Schweden, UK, Polen, Tschechische Republik sowie Spanien.

5.5.1 Diesel

Nominale Preisentwicklung

Die internationale Preisentwicklung verläuft weitestgehend analog zu der in Deutschland. Vereinzelte jährliche Abweichungen für bestimmte Länder stellen die Ausnahme dar (**Abbildung 78**). Die wesentlichen Hauptentwicklungen bleiben davon jedoch unberührt:

- Sowohl das Verhältnis der absoluten Preisniveaus als auch die jährlichen Bewegungen nach oben oder nach unten weisen eine sehr hohe Ähnlichkeit

grundsätzlicher Überblick über die Funktionsweise und Wettbewerbsverhältnisse entlang der Wertschöpfungskette für Kraftstoffe.

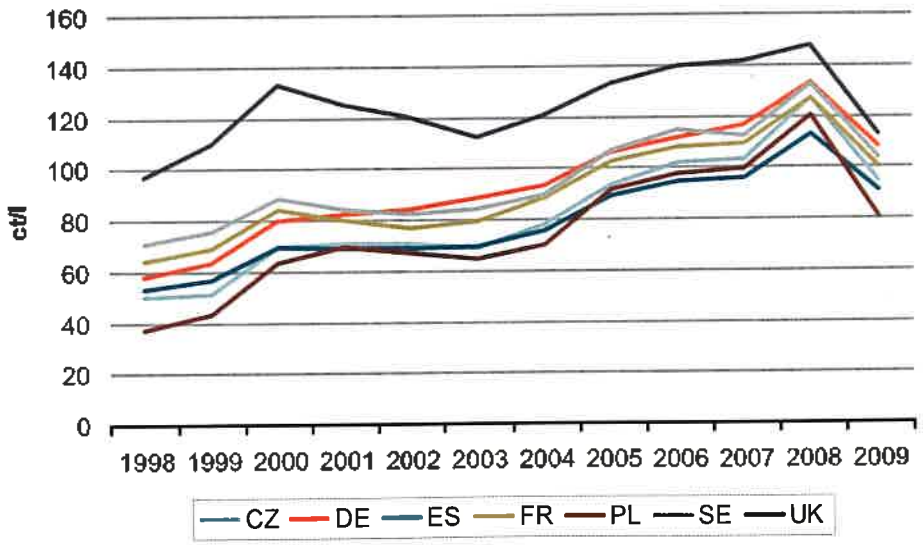
auf. Nennenswerte Ausreißer vom generellen Trend sind nicht zu beobachten.

- Ungeachtet der relativen Homogenität der Bewegungen bestehen sehr hohe Preisdifferenzen zwischen den Ländern, die in manchen Jahren sogar im Bereich von 60 ct/l (bspw. 1998, bei einem niedrigsten Preis von 40 ct/l) liegen.

- Die Reihenfolge der Länder ändert sich nur graduell. Für Deutschland lässt sich festhalten, dass sich der deutsche Dieselpreis stetig von einem Mittelfeldplatz zu Beginn zum zweitteuersten in 2009 entwickelt.

- Großbritannien ragt bis auf 2009 mit deutlichem Abstand aus der Vergleichsgruppe heraus. Die Gründe hierfür werden im hinteren Bereich dieses Abschnitts erläutert. [114]

Abbildung 78. Dieselpreisentwicklung im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA

Im Durchschnitt legten die Dieselpreise über den gesamten Zeitraum betrachtet um 70% zu. Deutlich unterdurchschnittlich verlief der Anstieg dabei in den

---

114 Die Preisreihe für Schweden basiert im Gegensatz zu sämtlichen anderen Daten teilweise auf Eurostat-Werten (ab 2000). Diese Ausnahme liegt in einem nicht nachvollziehbaren Preisanstieg von 25 ct/l in 2000 begründet, der sich in keiner anderen offiziellen Statistik findet. Die wesentlichen Aussagen bleiben aber unberührt, da sich gegen Ende des Betrachtungszeitraums die IEA- Werte wieder den sonstigen verfügbaren Preisreihen für Schweden annähern.

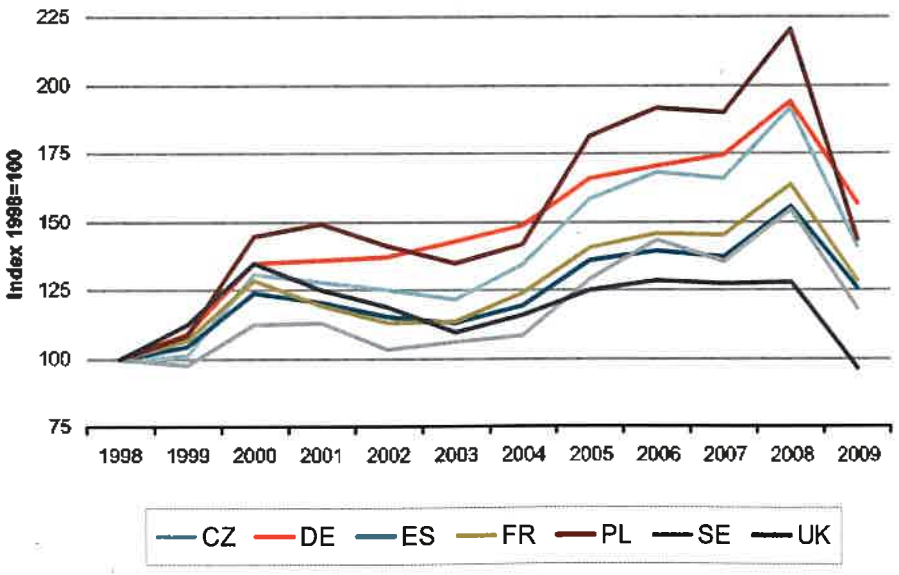
Hochpreisländern zu Beginn des Zeitraums (Schweden +47%, Großbritannien +17%), während die Niedrigpreisländer Tschechien (+89%) und Polen (+117%) überdurchschnittlich stark anstiegen. Deutschland, 1998 noch im Mittelfeld, legte mit +86% überdurchschnittlich stark zu.

Reale Preisentwicklung

Auf realer Basis (in Preisen von 1998) fällt der Preisanstieg deutlich gedämpfter aus. Auffällig sind hierbei vor allem zwei Entwicklungen (**Abbildung 79**):

- Aufgrund der zum Teil deutlich unterdurchschnittlichen Inflationsraten (bzw. Anstieg des Verbraucherpreisindex) machen sich die Preissteigerungen in Deutschland real am stärksten bemerkbar.
- In Großbritannien entsprechen die realen Preise in 2009 ungefähr denen in 1998. Die Gründe hierfür werden weiter unten erläutert.

Abbildung 79. Reale Dieselpreisentwicklung seit 1998



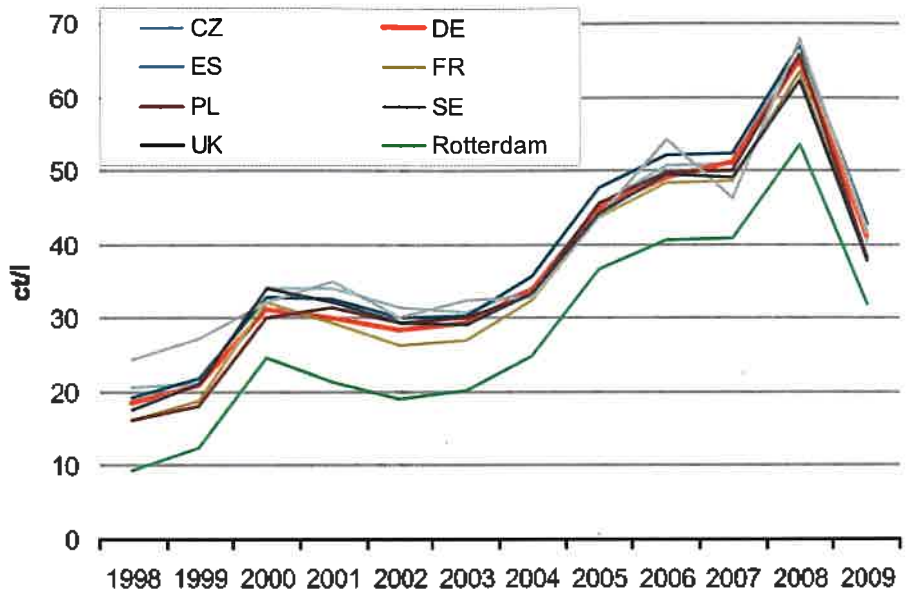
Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA, Eurostat und IMF

Treiber der Preisentwicklung

Wie bereits in Kapitel 5.4.2 für Deutschland dargelegt, stellt die Preisentwicklung an den internationalen Produktenpreismärkten den zentralen und dynamischsten Treiber für die Endpreise dar. Dies gilt uneingeschränkt auch für die anderen europäischen Vergleichsländer.

Bereits bei einem Blick auf **Abbildung 80** wird ersichtlich wie eng der Zusammenhang zwischen internationalen Beschaffungsmärkten (hier wieder dargestellt durch die Notierungen in Rotterdam) und den nationalen Vorsteuerpreisen ist. Auch bei einer tiefer gehenden Analyse bleibt dieser Eindruck bestätigt: in der Regel weisen alle nationalen Preisreihen eine nahezu hundertprozentige Korrelation mit dem Produktenpreise auf.[115]

Abbildung 80. Produktenpreis im Vergleich zu nationalen Dieselpreisen ohne Steuern



Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA und Eurostat

Die zweite Gruppe von Hauptpreistreibern, die in Abschnitt 5.4 herausgestellt wurde, sind Steuern und Abgaben (**Abbildung 81**). Diese stellen im internationalen Vergleich einen zentralen Treiber dar für

- die absolute Höhe des Endkundenpreises; und
- die internationalen Preisunterschiede.

Bezüglich der absoluten Höhe lässt sich festhalten, dass in allen Ländern die Steuerbelastungen von Diesel nahezu immer höher als der Produktenpreis sind.[116]

---

115 Dies gilt grundsätzlich auch für Schweden, selbst wenn die Zeitreihe aufgrund der zuvor beschriebenen Dateninkonsistenzen aus mehreren Quellen zusammengesetzt werden musste.

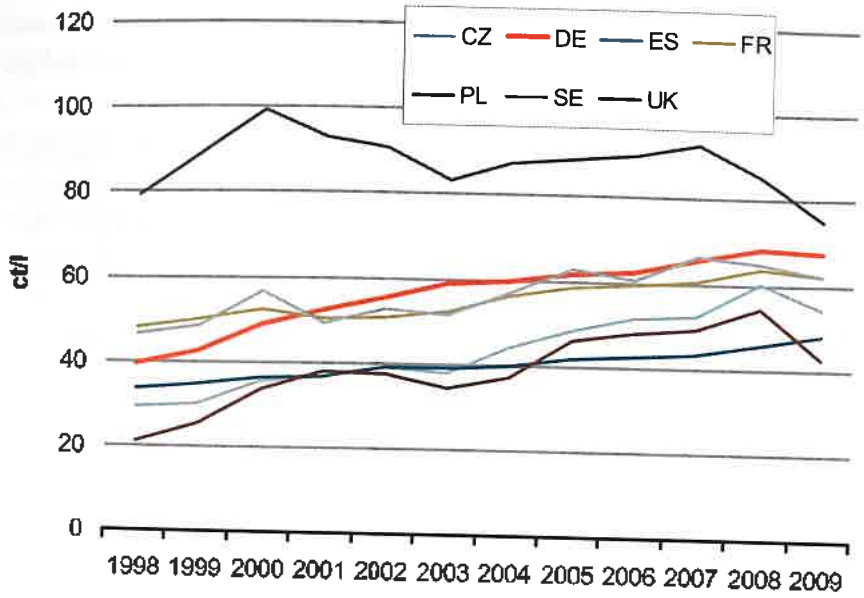
116 Lediglich einmal ist das umgekehrte Verhältnis zu beobachten: so lagen in 2008 die spanischen Steuern geringfügig unter dem Rotterdampreis.

In der Regel übersteigen die Steuern die Beschaffungskosten sogar um ein Vielfaches. Speziell in Perioden mit vergleichsweise niedrigen Produktenpreisen können Faktoren von zwei, drei oder sogar noch mehr erreicht werden. Das Maximum ist für Großbritannien im Jahr 2008 zu verzeichnen, wo die Steuerbelastung mit 79 ct/l internationalen Beschaffungspreisen von lediglich 9 ct/l gegenüberstehen (mehr als Faktor acht).

Aus diesen unterschiedlichen Besteuerungsansätzen leiten sich entsprechend auch die wesentlichen Preisunterschiede zwischen den Ländern und damit letzten Endes auch die Reihenfolge in Hinsicht auf Preisgünstigkeit für den Endverbraucher ab. Die einzelnen Jahreswerte können dabei je nach nationalem Verhältnis von Mengensteuern (wie der Mineralölsteuer in Deutschland) und Wertsteuern (Mehrwertsteuer) variieren. In Niedrigpreisphasen schlagen die fixen Mengensteuern stärker ins Gewicht, während in Hochpreiszeiten der Anteil der variablen Wertsteuern immer mehr an Bedeutung gewinnt.

In der Steuerkategorie hat sich Deutschland gegenüber anderen Ländern im Betrachtungszeitraum stark verändert. Speziell die Erhöhungen der Mineralölsteuer bzw. die Einbettung in das Energiesteuergesetz sowie die Mehrwertsteuererhöhung in 2007 machen Deutschland (hinter Großbritannien) zum Höchststeuerland für Diesel, während die Belastungen in 1998 noch im Mittelfeld lagen. Aufgrund der Steuersenkungen in Großbritannien im Zuge der Wirtschaftskrise 2008/2009 hat sich der Abstand unübersehbar verringert. Lagen zwischen Deutschland und Großbritannien in 2000 noch über 50 ct/l Differenz in der Dieselbesteuerung, betrugen diese in 2009 nur noch 8 ct/l.

Abbildung 81. Steuerbelastung je Liter Dieselkraftstoff im internationalen Vergleich

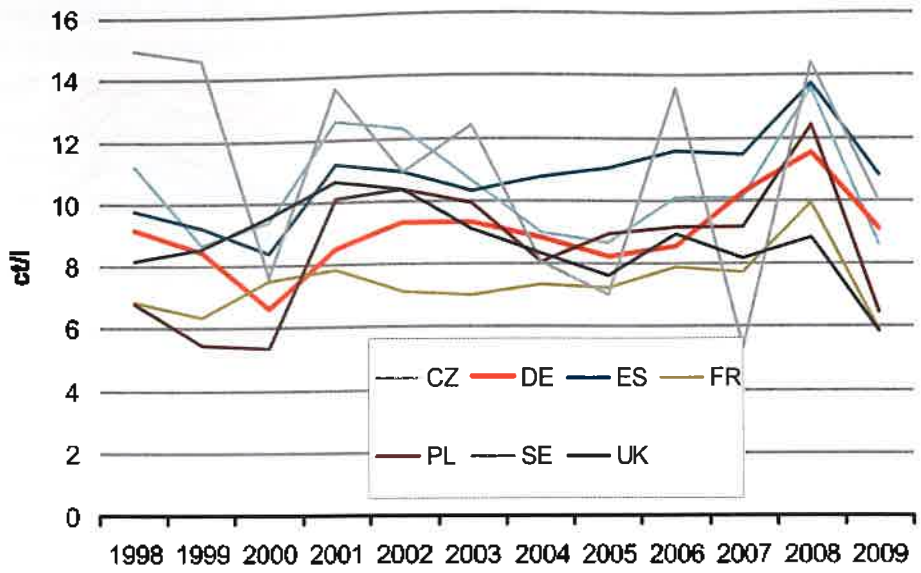


Quelle: Frontier/EWI nach IEA und Eurostat

Um die obigen Aussagen über den zentralen Einfluss der Steuern und Abgaben auf die Reihenfolge der internationalen Dieselpreise zu verifizieren müssen wir ausschließen, dass auch die anderen Preiskomponenten hierfür nicht verantwortlich sind. Aus **Abbildung 82** wird der Verlauf der sonstigen Preisbestandteile ersichtlich. Wie bereits in Abschnitt 5.4.1 erläutert setzt sich diese Restgröße aus einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren wie bspw. Transportkosten oder dem Deckungsbeitrag der Mineralölunternehmen zusammen. Bei einem Vergleich der einzelnen Zeitreihen wird deutlich, dass diese Restgröße zwar eine hohe Volatilität aufweist, diese sich aber in der Regel in einem Band von 2 bis 3 ct/l bewegt. Weiterhin fällt auf, dass keine klaren Steigerungstrends wie bei den Steuern sowie Produktenpreisen zu beobachten sind. Deutschland liegt mit durchschnittlich 9 ct/l für die Restkomponenten, ähnlich wie Großbritannien und Polen im Mittelfeld. Schweden, Spanien und Tschechien liegen über diesem Durchschnitt (bis zu 11 ct/l für Schweden), Frankreich schneidet mit unter 8 ct/l am günstigsten ab.

Ungeachtet der Volatilität dieser Preiskategorie eignet sie sich nicht als Erklärungsansatz für wesentliche Endkundenpreisunterschiede zwischen den Ländern. Zusammenfassend ist es eher so, dass die Produktenpreise für das Niveau und die Steuern (neben einer signifikanten Niveauverschiebung) für einen Großteil der internationalen Unterschiede verantwortlich sind.

Abbildung 82. Entwicklung der sonstigen Komponenten des Dieselpreises



Quelle: Frontier/EWI auf Basis IEA, Eurostat und Thomson Financial

5.5.2 Superbenzin

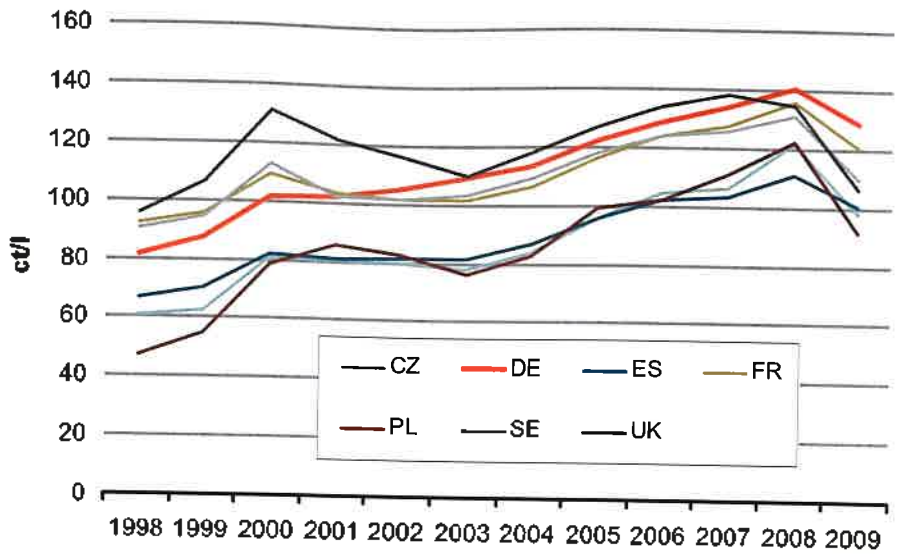
Wie bereits im Abschnitt 5.4 erläutert, sind die grundsätzlichen Rahmenbedingungen und Treiber für alle Mineralölprodukte weitestgehend identisch. Wir werden in diesem Abschnitt (sowie in den folgenden beiden für die Heizöle) nur noch grob auf einzelne Punkte eingehen und auf entsprechende Parallelen zum Diesel bzw. auf grundlegende Zusammenhänge, die bereits im Rahmen der deutschen Preistreiberanalyse herausgestellt wurden, hinweisen. Die zugrundeliegenden Daten werden im Anhang bereitgestellt.

Preisentwicklung

Wie beim Diesel bewegte sich auch der deutsche Superbenzinpreis zum Ende der 1990er Jahre im Durchschnitt der Vergleichsländer (**Abbildung 83**). Seit 2008 sind jedoch die Superpreise die höchsten, sogar noch teurer als in Großbritannien, das bis 2007 die Spitzenposition einnahm (und es beim Diesel immer noch einnimmt).

Analog zur Dieselpreisentwicklung stellen auch hier wieder Polen, Tschechien und Spanien das untere Spektrum der Preisbandbreite dar.

Abbildung 83. Preisentwicklung Superbenzin im internationalen Vergleich



Quelle: Frontier/EWI nach IEA

Treiber der Preisentwicklung

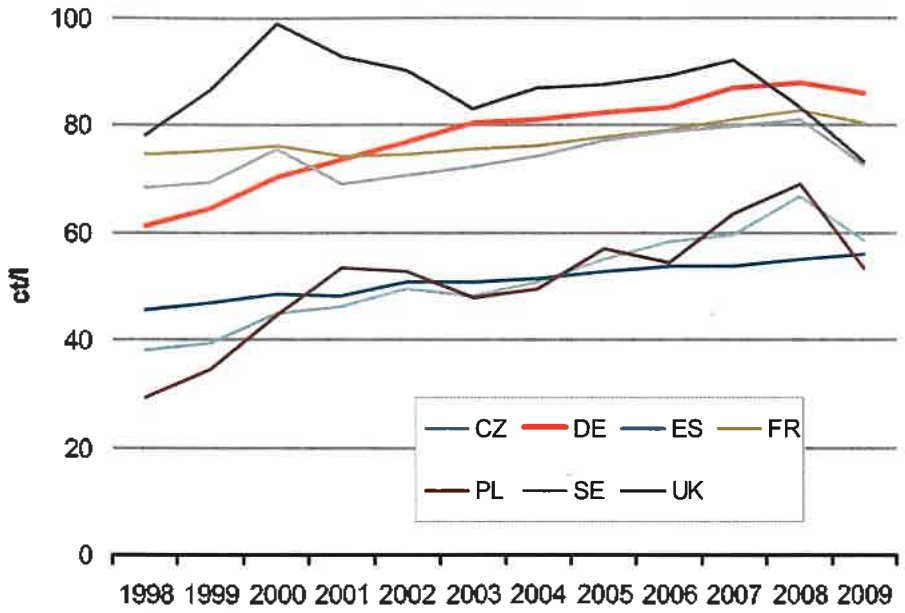
Wie bereits in **Abbildung 73** in Abschnitt 5.4.2 deutlich wird, ist die Preisentwicklung für Superbenzin grundsätzlich ähnlich wie für Diesel (bzw. Rohöl). Auch für den Vergleich von Vorsteuerpreisen mit den Produktpreisen in Rotterdam gelten identische Aussagen wie für Diesel. In allen Ländern folgen die nationalen Preise ohne Steuer ausnahmslos der Entwicklung an den internationalen Beschaffungsmärkten. Diese dienen damit als Ursache für das Niveau der Superpreise in Europa, erklären aber nicht die nationalen Unterschiede beim Endkundenpreis. Auch die Kostenkategorie „sonstiges" eignet sich nicht als Erklärungsansatz, da auch hier dieselben Aussagen wie beim Diesel gelten:

- die Preise schwanken zwar volatil aber in einem relativ engen Band um einen nationalen Durchschnitt;
- es lassen sich auch beim Super keine eindeutigen Preissteigerungstendenzen ausmachen; und
- Deutschland befindet sich erneut (wie beim Diesel) mit 9 ct/l im Mittelfeld. Schweden, Spanien und Tschechien liegen wieder über dem Durchschnitt, Frankreich darunter. Einziger wesentlicher Unterschied ist dass Großbritannien beim Super mit 7 ct/l deutlich am unteren Ende der Bandbreite liegt.

Endkundenpreise für Mineralölprodukte

Somit lässt sich auch beim Superbenzin festhalten, dass die Steuern und Abgaben nicht nur den mit Abstand größten Kostentreiber ausmachen, sie sind auch für die wesentlichen Preisunterschiede in Europa verantwortlich. So beträgt 2009 der Steuerabstand zwischen dem Land mit den höchsten Steuern (Deutschland) und den mit dem niedrigsten Steuerbelastungen (Polen) 33 ct/l. Diese Differenz liegt sogar noch 2 ct/l über der Rotterdamnotierung für Super im gleichen Jahr. Angesichts solcher Dimensionen sind Phänomene wie „Tanktourismus", also das Ausweichen deutscher Verbraucher auf Anbieter im benachbarten Ausland, speziell im deutsch-polnischen Grenzgebiet nicht weiter verwunderlich.

Abbildung 84. Steuerbelastung je Liter Superbenzin



Quelle: Frontier/EWI nach IEA

5.5.3 Leichtes Heizöl

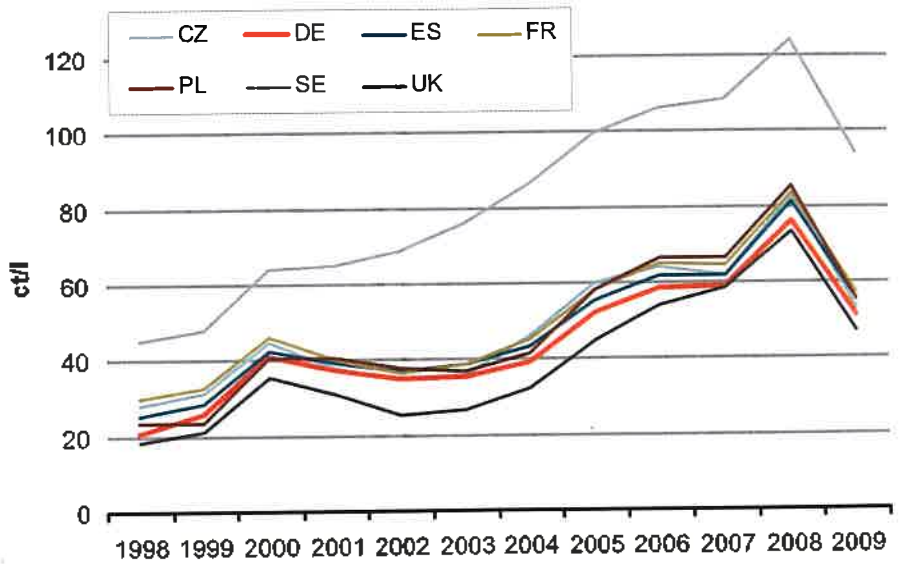
Preisentwicklung

Beim leichten Heizöl gibt es im internationalen Vergleich einige Abweichungen zu den bisher in diesem Kapitel herausgestellten Erkenntnissen und Aussagen. Mit Blick auf **Abbildung 85** lassen sich folgende Besonderheiten herausstellen:

- Deutschland und Großbritannien markieren den unteren Rand des internationalen Preisniveaus. Dies gilt für den gesamten Betrachtungszeitraum und ist vor allem vor den genau umgekehrten Aussagen beim (nahezu identischen Mineralölprodukt) Diesel bemerkenswert.

- Schweden ragt stark aus der ansonsten recht homogenen Vergleichsgruppe heraus.
- Generell ist die geringe Bandbreite der Endkundenpreise inkl. Steuern recht ungewöhnlich im Vergleich zu Super und Diesel, wo die einzelnen Preise (auch nach Herausnahme des Extremfalls Großbritannien beim Diesel) sehr viel weiter streuen.
- Beim leichten Heizöl finden keine nennenswerten Wechsel in der Reihefolge der Länder im Zeitablauf statt.

Abbildung 85. Preise für leichtes Heizöl im internationalen Vergleich



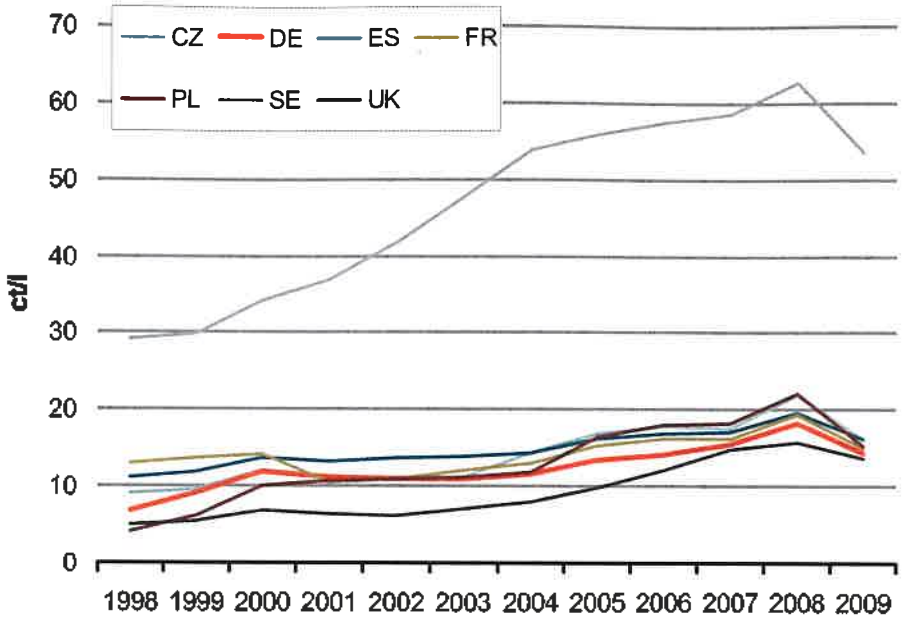
Quelle: Frontier/EWI nach IEA

Treiber der Preisentwicklung

Waren beim Diesel und Superbenzin die Steuern der Haupttreiber für nationale Unterschiede, so ist dies beim leichten Heizöl nicht gegeben. Hier sind, mit der Ausnahme Schwedens, sowohl die absoluten Steuerbelastungen als auch die Entwicklung über den Zeitraum nahezu identisch. Zwar gibt es auch eine kleine Streuung (bspw. liegt Großbritannien in einigen Jahren doch deutlich unter der Referenzgruppe), die sich jedoch bis 2009 immer mehr verringert. Aufgrund der

relativ niedrigen Größenordnung haben Steuern keinen wesentlichen Einfluss auf das Verhältnis der Nachsteuerpreise (**Abbildung 86**).[117]

Abbildung 86. Steuerbelastung pro Liter leichtem Heizöl



Quelle: Frontier/EWI nach IEA

Die restlichen Komponenten des Preises eignen sich auch nicht als Erklärung für größere Preisunterschiede. Im Durchschnitt liegen diese nur bei 6 ct/l, was etwas niedriger ist als beim Diesel, da bspw. Preisbestandteile wie Tankstellenpacht und Biobemischung (zumindest in Deutschland) entfallen. Deutschland liegt hier mit 4 ct/l unter dem Mittelwert der Vergleichsgruppe, während Frankreich mit fast 8 ct/l die höchste Restkomponente aufweist.

5.5.4 Schweres Heizöl

Die Analyse für schweres Heizöl unterscheidet sich in einigen Punkten von derjenigen für die anderen Mineralölprodukte.

- Zum einen wird schweres Heizöl in Tonnen (also einer Gewichtseinheit statt Flüssigkeitsmaß) notiert, was zwar kein wirkliches Problem mit sich bringt, aber je nach Zusammensetzung gewisse Ungenauigkeiten bei der Umrechnung in sich birgt.

117 Auf eine separate Diskussion der Beschaffungskosten kann an dieser Stelle verzichtet werden, da das zugrunde liegende Produkt identisch ist mit dem beim Diesel. In beiden Fällen ist der Gasoilpreis relevant, wobei beim leichten Heizöl lediglich auf die Beimischung von Additiven verzichtet wird.

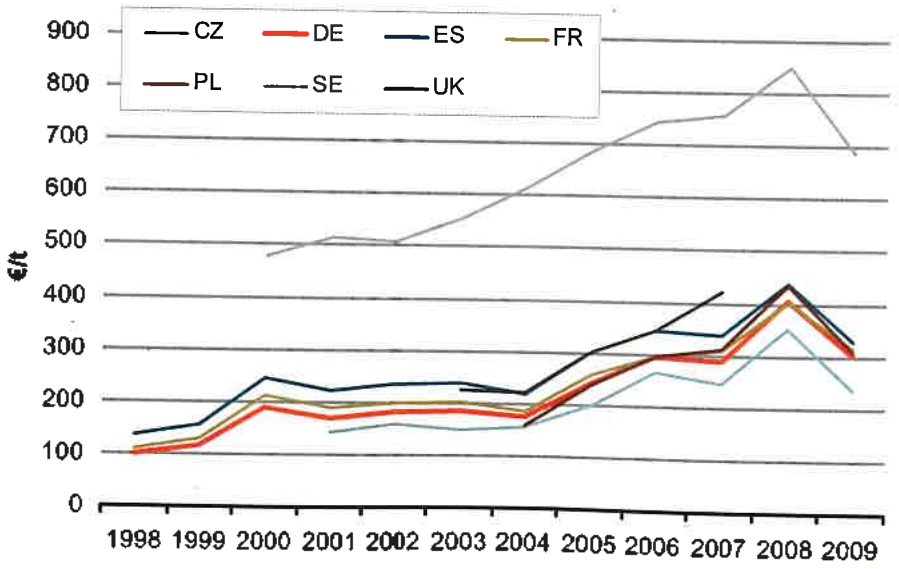
- Darüber hinaus berücksichtigen wir keine Umsatzsteuern für das schwere Heizöl, da ein industrieller Verbraucher angenommen wird. Dadurch liegt der Steueranteil naturgemäß unter dem für die anderen Produkte. Allerdings werden die zentralen Aussagen dadurch nicht berührt.

- Die Datenbasis ist im Gegensatz zu den anderen Produkten nicht vollständig. Dies betrifft sowohl die Anfangsjahre für einige Länder (Polen, Tschechien, Schweden, Großbritannien) sowie ab 2008 Großbritannien. Da sich bei Eurostat diese Datenlücken ebenfalls finden, lassen sich die Reihen nicht synthetisch ergänzen. Vielmehr scheint die Ursache in den nationalen Erhebungen zu liegen.

Preisentwicklung

Deutschland befindet sich im internationalen Vergleich am unteren Rand des Mittelfelds (**Abbildung 87**). Nach unten wird diese recht einheitliche Gruppe nur von Tschechien unterboten, nach oben liegt Schweden unangefochten (in 2009 mehr als doppelt so teuer wie in den anderen Ländern) an der Spitze. Auch Großbritannien hat 2007 die Vergleichsgruppe, bei denen stagnierende Preise zu beobachten waren, durch einen starken Preisanstieg nach oben verlassen. Allerdings liegen für 2008 und 2009 keine Zahlen mehr vor.

Abbildung 87. Preisentwicklung für schweres Heizöl im internationalem Vergleich



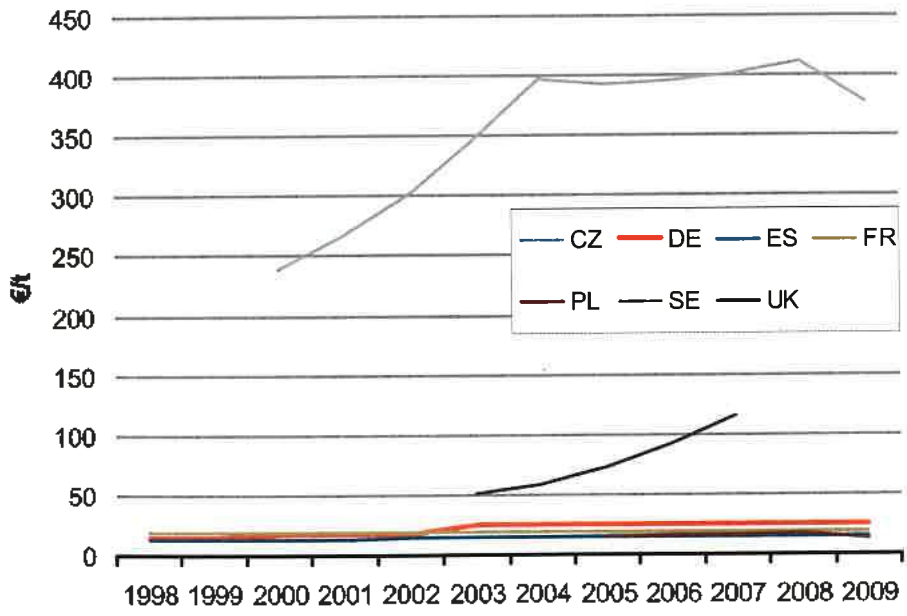
Quelle: Frontier/EWI nach IEA

Endkundenpreise für Mineralölprodukte

Treiber der Preisentwicklung

Im Gegensatz zu den anderen Produkten stellen die Steuern für die meisten Länder nicht den zentralen Treiber dar. Daran ändert sich auch nichts, wenn (unrealistischerweise) von einem privaten Endverbraucher ausgegangen würde, also die Umsatzsteuern mit einbezogen würden. Die große Ausnahme stellt wie bei leichtem Heizöl Schweden dar, dessen produktspezifische Besteuerung in 2009 ca. 150% des Beschaffungspreises in Rotterdam entsprach.[118] Bei den meisten anderen Ländern bewegt sich die Besteuerung in 2009 hingegen im Bereich von unter 10%. Wie aus **Abbildung 88** ersichtlich wird haben mit Ausnahme Großbritanniens die anderen Staaten die Besteuerung nicht wesentlich erhöht.

Abbildung 88. Steuerbelastung je Tonne schwerem Heizöl (ohne Umsatzsteuern)



Quelle: Frontier/EWI nach IEA

Verglichen mit den Verhältnissen der Vorsteuerpreise zu den Produktenpreisen weist das schwere Heizöl im Vergleich zu den anderen Mineralölprodukten ebenfalls einige Besonderheiten auf. Zwar sind auch bei den anderen Produkten gewisse Spreizungen der Preise ohne Steuern zu erkennen, die Preisentwicklung ist jedoch deutlich homogener. Außerdem sind die Verläufe insgesamt stabiler,

118 Die Schwankungen des schwedischen Steuerbetrags lassen sich durch das variierende Verhältnis der Schwedischen Krone zum Euro erklären.

d.h. der Abstand der einzelnen Länder zum Beschaffungspreis ist relativ konstant.

Beim schweren Heizöl hingegen sind unterschiedliche Preisniveaus auch ohne Steuern zu verzeichnen. Einige Länder befinden sich mit ihrem Preisniveau nur geringfügig über den Rotterdam-Preisen (bspw. Deutschland und Frankreich), andere recht deutlich darüber (Schweden, Spanien) und Tschechien fasst über den gesamten Betrachtungszeitraum darunter. Allen ist aber eine dennoch hohe Korrelation zu den Beschaffungspreisen gemein (auch hier liegt selbst die geringste Korrelation bei 0,97), d.h. die Bewegungen sind relativ ähnlich, lediglich die Niveauunterschiede ragen heraus.

Dies hat zur Konsequenz, dass die verbleibende Restgröße relativ unterschiedlich ausfällt. Während in Deutschland und Frankreich recht geringe sonstige Kostengrößen (inkl. Deckungsbeitrag) verbleiben (im Durchschnitt 13 bzw. 29 €/t), fallen diese für andere Länder ungleich höher aus (bspw. Spanien und Schweden mit 66 bzw. 79 €/t). Für Tschechien ist die Restgröße sogar negativ für einen Großteil des Betrachtungszeitraums (im Durchschnitt -11 €/t).

Hierfür lassen sich zunächst drei Erklärungsansätze heranziehen:

- Die Datenlage beim schweren Heizöl ist im Gegensatz zu den anderen Produkten relativ schwach. Dies zeigt sich nicht nur an den Datenlücken, auch an deren Qualität kann im Einzelfall gezweifelt werden. In Deutschland hat bspw. das Statistische Bundesamt den langjährigen Referenzpreis „Rheinschiene" 2009 eingestellt, da es im relevanten geografischen Raum nicht mehr genug Raffinerien gibt, die entsprechende Produkte herstellen und die verlässliche und repräsentative Preismeldungen zulassen würden.[119]

- Analog zum Angebot ist auch die Nachfrage in den letzten Jahrzehnten stark zurückgegangen. Auch dies lässt keine verlässliche Preiserfassung zu, da bereits eine kleine Minderung des Angebots- oder Nachfrageverhaltens weniger Marktteilnehmer Einfluss auf den Preis haben kann.

- Schließlich spricht einiges dafür, dass der internationale Austausch an zentralen Handelsplätzen wie Rotterdam (die wiederum in den Welthandel eingebunden sind) bei diesem Restprodukt nicht ganz so stark ausgeprägt ist wie bei den leichteren Produkten. Vielmehr dürften sich in manchen Ländern eher lokale oder regionale Raffineriestrukturen mit ihren unmittelbaren Abnehmern bemerkbar machen.

119 Vgl. Destatis (2010).

6 Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

In diesem Kapitel diskutieren wir die Energiekostenbelastung von privaten Haushalten und Industriekunden. Zunächst fassen wir dazu unsere Erkenntnisse zusammen.

6.1 Executive Summary – Energiekostenbelastung

Einflussfaktoren

Die Energiekostenbelastung von Haushalten und Industrie hängt von verschiedenen Faktoren ab:

- den Energiepreisen;
- dem Energieverbrauch:
  - den Anwendern (der Anzahl der Haushalte und der Anzahl der Industrieunternehmen und ihrer jeweiligen Wertschöpfung); sowie
  - der Intensität der Anwendung (z.B. je Haushalt, bzw. je Unternehmen oder Wertschöpfung).

Indikatoren

Da sich die Bemessungsgrundlage (Anzahl Haushalte, Industrieunternehmen, Wertschöpfung) verändert, macht es Sinn, insbesondere spezifische Daten auszuwerten, also z.B.

- Anteil der Energiekosten am Haushaltseinkommen/Wertschöpfung; und
- Anteil verschiedener Energieträger an dieser Energiekostenbelastung.

Belastung der Haushalte

Hinsichtlich der Belastung der Haushalte ist zu beobachten:

- Der Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen liegt bei rund 6-7%. Der Anteil der Energiekosten hat sich in der Zeit zwischen 1998 und 2008 um ca. 1%-Punkt erhöht.
- Treiber des leichten Anstiegs der Energiekostenbelastung für Haushalte waren:

- der Anstieg der Energiepreise (wie in vorherigen Kapiteln erläutert);
- eine Zunahme der Energieeffizienz und damit ein Rückgang des Endenergieverbrauchs, der den Preisanstieg teilweise kompensiert. Insbesondere im Wärmebereich ist der Energieverbrauch gesunken, z.T. einhergehend mit einer Verdrängung von Mineralöl durch Erdgas im Wärmemarkt. Auch der Kraftstoffverbrauch ist gesunken. Bei in etwa konstanter Fahrleistung wurde dies insbesondere durch sinkende spezifische Verbräuche (l/100km) erreicht.

- Rund 50% der Energiekostenbelastung entfällt auf Kraftstoffe (vornehmlich für Individualtransport), die anderen 50% auf Licht und Wärme (Strom und Gas). Diese Anteile sind im Zeitverlauf zwischen 1998 und 2008 relativ konstant geblieben.

Belastung der Industrie

Hinsichtlich der Belastung der Industrie ist zu beobachten:

- Die Energiekostenbelastung variiert stark nach Sektoren. Zu den energieintensivsten Sektoren (mit einem Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung von über 30%) gehören insbesondere (in absteigender Reihenfolge hinsichtlich Anteil Energiekosten):
  - Papierindustrie;
  - bestimmte Chemiebranchen;
  - Glasindustrie;
  - Fliesen- und Keramikindustrie;
  - Zementindustrie;
  - Kalkindustrie;
  - Gipsindustrie;
  - Stahlindustrie;
  - Aluminiumindustrie.

- Tendenziell ist der Energiekostenanteil in all diesen Branchen zwischen 1998 und 2008 gestiegen. Treiber der Entwicklung ist einerseits ein Anstieg der Energiepreise, der teilweise durch steigende Energieeffizienz kompensiert wird.

- In den letzten Jahren ist in ausgewählten Branchen die Energiekostenbelastung gesunken (z.B. zwischen 2002 und 2008 in der

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Stahlindustrie und der Kalkindustrie und zwischen 2003 und 2007 in der Zementindustrie). Faktoren bei der Senkung der Kostenbelastung umfassen u.a. Wechsel des Brennstoffs, Änderung der Produktionsprozesse und Erneuerung von Kapazitäten.

- In anderen Sektoren ist die Kostenbelastung praktisch stetig angestiegen, so z.B. in der Papierindustrie, in der die Energiekosten 2007 fast 50% der Bruttowertschöpfung ausmachten.

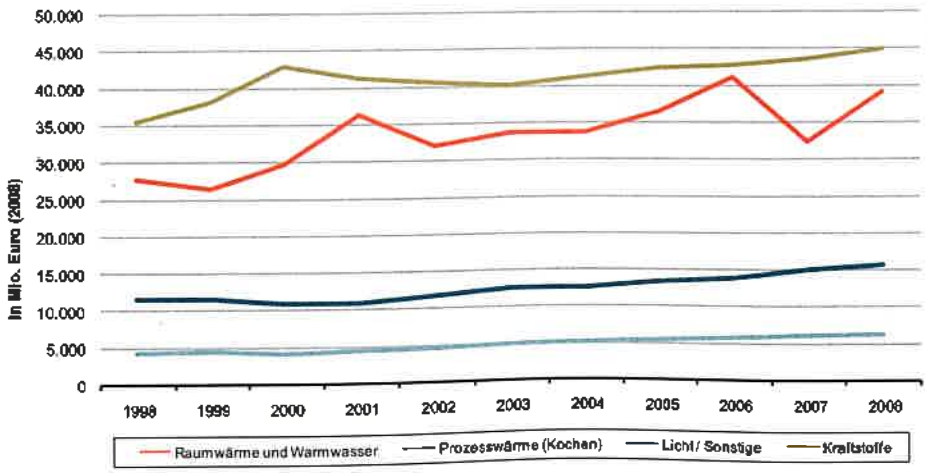
6.2 Energiekostenbelastung der privaten Haushalte

In diesem Abschnitt wird diskutiert, wie sich die Energiekostenbelastung der privaten Haushalte in den letzten zehn Jahren verändert hat und inwieweit dies auf Verbrauchs- und/oder Preisänderungen zurückzuführen ist.

6.2.1 Entwicklung der Energiekosten sowie der Energiekostenbelastung

Einen Überblick über die Entwicklung der Energiekosten der privaten Haushalte in Deutschland gibt **Abbildung 89**. Insgesamt sind die Energiekosten im betrachteten Zeitraum um 55% (nominal) bzw. 33% (real) angestiegen. Dieser Trend besteht für alle Anwendungsbereiche „Raumwärme und Warmwasser", „Prozesswärme", „Licht/Sonstige" und „Kraftstoffe". Für den Wärmebereich ist der trendmäßige Anstieg durch temperaturbedingte Schwankungen überlagert. So war bspw. 2007 ein sehr warmes Jahr und daher der Bedarf gering. Der größte Anteil der Energiekosten der privaten Haushalte entfällt auf Kraftstoffe sowie Raumwärme und Warmwasser.

Abbildung 89. Energiekostenentwicklung aller privaten Haushalte in Mio.€$_{2008}$

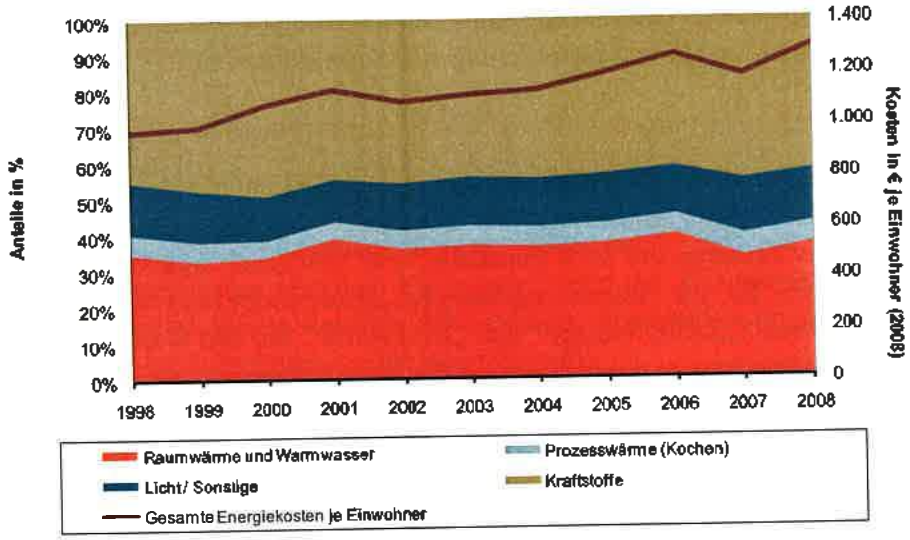


Quelle: Frontier/EWI nach BMWi-Energiestatistiken

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Abbildung 90 veranschaulicht, dass über den Betrachtungszeitraum die Energiekostenbelastung der privaten Haushalte hauptsächlich durch die Kosten für Kraftstoffe (41-49%) sowie für Raumwärme und Warmwasser (33-40%) bestimmt ist. Die Energiekostenanteile für Licht/Sonstige schwanken zwischen 12 und 15%, die für Prozesswärme betragen anteilig 5-6%. Auf der zweiten Achse von **Abbildung 90** ist zusätzlich die Entwicklung der gesamten Energiekosten je Einwohner abgetragen. Während ein Einwohner im Jahr 1998 für Energie 832€ (966€ in $€_{2008}$) aufwendete, waren es zehn Jahre später 1289€.

Abbildung 90. Energiekostenanteile nach Anwendungsbereichen und Gesamte Energiekosten je Einwohner (in $€_{2008}$)

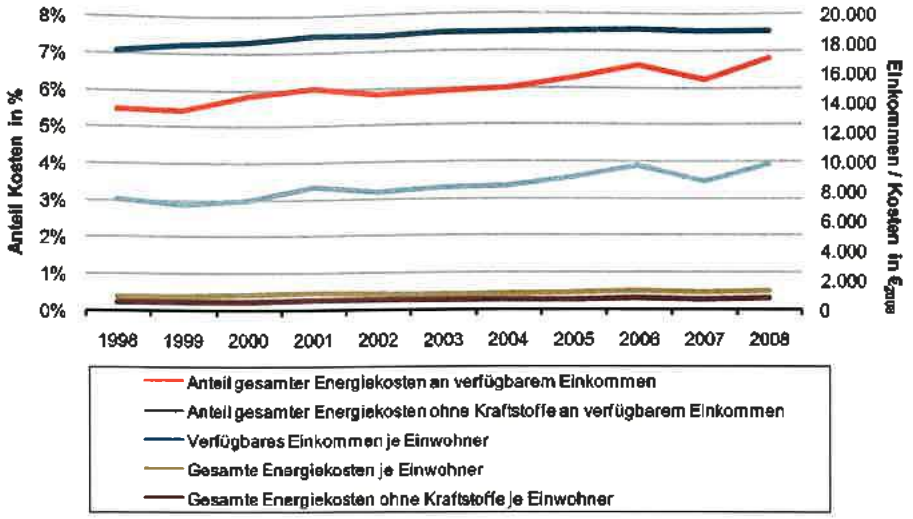


Quelle: Frontier/EWI nach BMWi-Energiestatistiken

Für eine Beurteilung der Energiekostenbelastung der privaten Haushalte sind nicht nur die absoluten Energiekosten, sondern ihre Entwicklung in Relation zum verfügbaren Einkommen maßgeblich. Dieser Zusammenhang ist in **Abbildung 91** dargestellt. Die reale Steigerung der Energiekosten um 33% (ohne Kraftstoffe um 39%) ist ein realer Anstieg des verfügbaren Einkommens je Einwohner um etwa 7% entgegenzustellen. Der Anstieg der Energiekostenbelastung, ausgedrückt als Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen, stieg somit im Zeitraum 1998-2008 von 5,5% auf 6,8%. Der Anteil der Energiekosten ohne Kraftstoffe am verfügbaren Einkommen stieg im selben Zeitraum von 3,0% auf 3,9%.

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

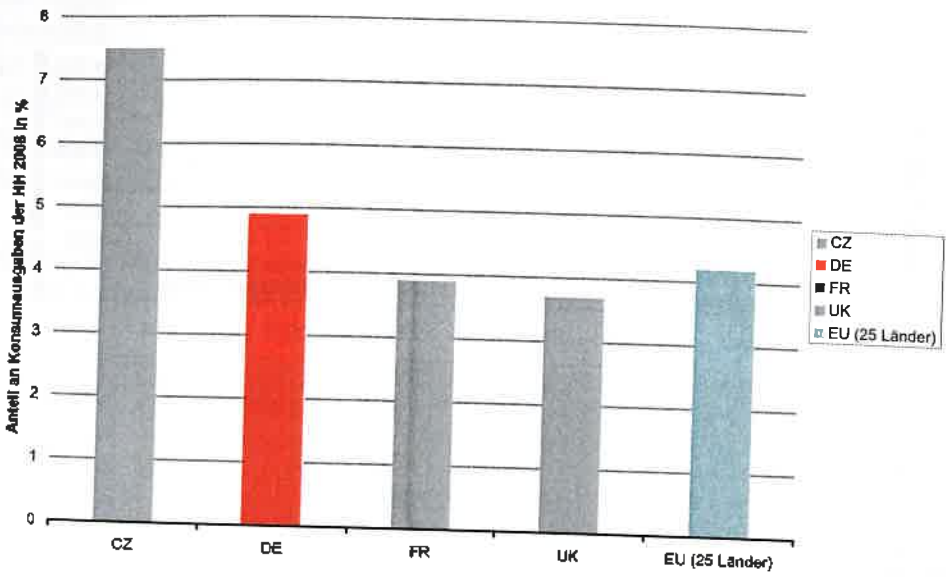
Abbildung 91. Anteile der Energiekosten am verfügbaren Einkommen



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis und BMWi-Energiestatistiken

Deutschland liegt damit im internationalen Vergleich über dem EU-Durchschnitt. Zwar liegen keine aktuellen verlässlichen Zahlen zum Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen vor, internationale Daten von Destatis für den Energiekostenanteil an den Konsumausgaben für das Jahr 2008 lassen jedoch grundsätzlich einen gewissen Strukturunterschied erkennen (vgl. Destatis 2010). So zeigt **Abbildung 92**, dass sich Deutschland beim Anteil der Kosten für Strom, Gas und andere Brennstoffe an den Konsumausgaben der privaten Haushalte im oberen Mittelfeld der Vergleichsgruppe sowie auch oberhalb des Durchschnitts der EU-Länder bewegt. Die Spannbreite zwischen den Mitgliedsländern der EU ist grundsätzlich relativ groß und reicht von 1,9% (Griechenland weist den niedrigsten Energiekostenanteil auf) bis zu 7,5% in der Tschechischen Republik.

Abbildung 92. Anteil an den Konsumausgaben der privaten HH 2008 in %



Quelle: Destatis 2010, Beiheft zur Fachserie 18_Private Konsumausgaben und verfügbares Einkommen

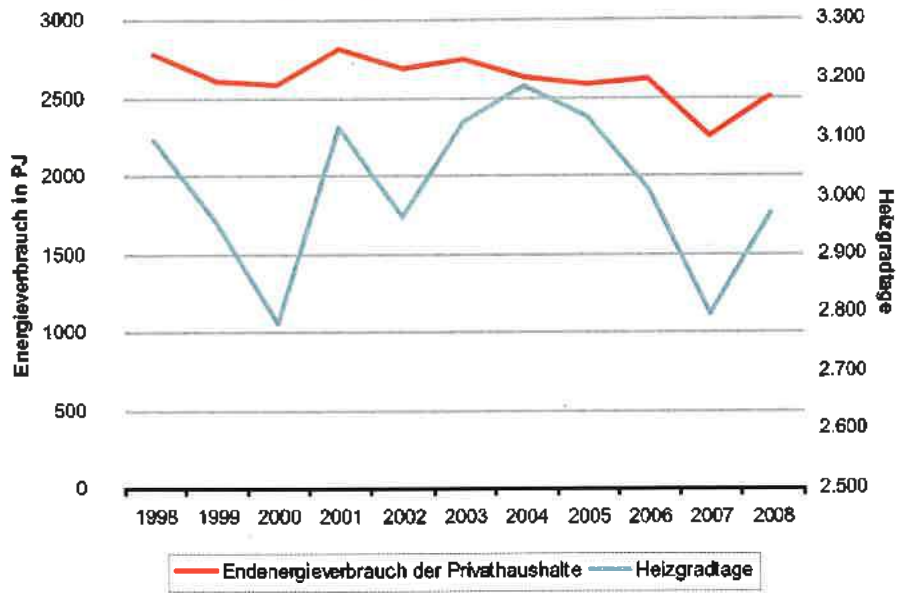
6.2.2 Entwicklung des Energieverbrauchs (Bereich Wohnen)

Im Weiteren soll nun näher untersucht werden, inwieweit die Energiekostensteigerungen auf Verbrauchssteigerungen zurückzuführen sind. Zunächst soll dabei auf den Endenergieverbrauch für den Bereich Wohnen (d.h. alle obigen Anwendungsbereiche außer Kraftstoffen) eingegangen werden. **Abbildung 93** zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (ohne Kraftstoffe) der privaten Haushalte von 1998 bis 2008. Auf der zweiten Achse sind zudem die Heizgradtage[120], als Indikator für temporäre temperaturbedingte Verbrauchsänderungen, abgebildet. Betrachtet man zunächst die Entwicklung des Endenergieverbrauchs, so fällt auf, dass sich dieser im langfristigen Trend leicht rückläufig entwickelt. Ein Vergleich mit den Heizgradtagen zeigt zudem auf, dass tendenziell Verbrauchsspitzen in Jahren mit niedrigen Temperaturen auftreten, Verbrauchssenkungen bei milden Temperaturen. Dennoch besteht dieser Zusammenhang nach 2000 nicht in jedem Jahr. So kommt es beispielsweise von 2003 zu 2004 zu einem sinkenden Endenergieverbrauch trotz kälteren Temperaturen. Ebenso bleibt von 2005 zu 2006 der Endenergieverbrauch trotz deutlich niedrigerer Temperaturen nahezu konstant, und auch ein Vergleich der

120 Zur Berechnung der Heizgradtage wird für alle Heiztage eines Betrachtungszeitraums die Differenz zwischen mittlerer Außenlufttemperatur und angestrebter Raumtemperatur ermittelt und über die Heiztage aufsummiert.

klimatischen Bedingungen und des Endenergieverbrauchs in 2000 und 2007 sind Indiz dafür, dass sich der Endenergieverbrauch seit 2000 auch unabhängig von Temperatureinflüssen rückläufig entwickelt. Dies deckt sich mit der Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte, der bis 2000 angestiegen und seitdem gefallen ist (vgl. **Abbildung 94**). Zusammenfassend kann über den Zusammenhang von Energiekosten und Energieverbrauch im Bereich Wohnen festgehalten werden, dass sich einzelne Ausschläge der Energiekostenentwicklung, wie im Jahr 2007, zwar durch temperaturbedingte Ausschläge des Verbrauchs erklären lassen, der langfristige Aufwärtstrend der Energiekosten jedoch nicht verbrauchsgetrieben ist.

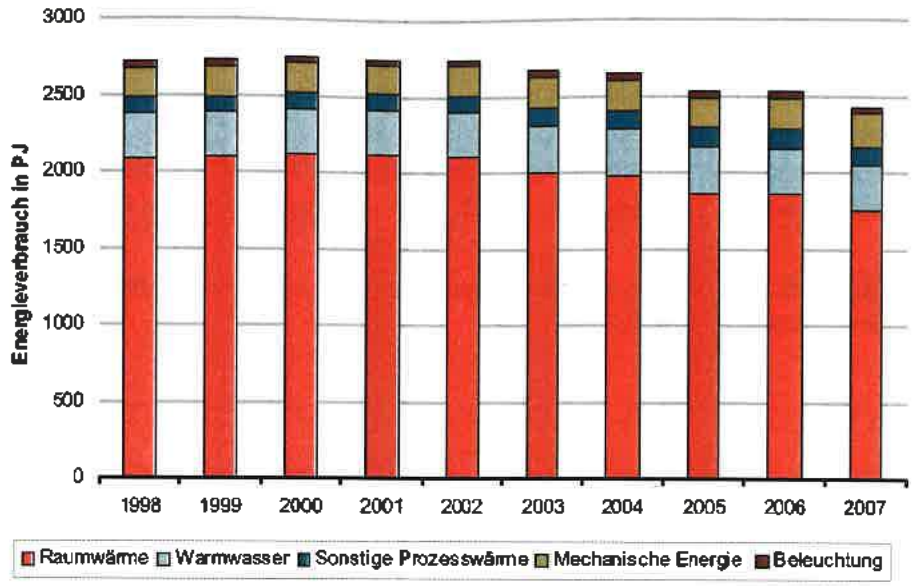
Abbildung 93. Entwicklung des Endenergieverbrauchs (ohne Kraftstoffe) [PJ] sowie der Heizgradtage von 1998-2008



Quelle: Frontier/EWI nach Eurostat und AG-Energiebilanzen

Bei einer Betrachtung der Endenergieverbrauchsentwicklung nach Anwendungsbereichen, stellt man in einzelnen Bereichen Verbrauchssenkungen, in anderen Steigerungen fest. Dargestellt ist der Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen für den Zeitraum 1998 bis 2007 in **Abbildung 94**. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme ist temperaturbereinigt und stellt, im Einklang mit seinem Einfluss auf die Energiekosten, auch in Bezug auf den gesamten Endenergieverbrauch (ohne Kraftstoffe) den wichtigsten Treiber dar. Wie bereits oben beschrieben, sinkt er seit dem Höchststand im Jahr 2000 kontinuierlich.

Abbildung 94. Temperaturbereinigter Endenergieverbrauch (ohne Kraftstoffe) nach Anwendungsbereichen



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Unter den anderen Anwendungsbereichen zeichnen sich die Bereiche Beleuchtung und Warmwasser (inklusive dem Verbrauch von Wasch- und Geschirrspülmaschinen) durch einen im Zeitverlauf relativ konstanten Energieverbrauch aus. In diesen beiden Bereichen führen Energieeffizienzsteigerungen (z.B. durch den vermehrten Einsatz von Energiesparlampen für den Bereich Beleuchtung) zu Verbrauchssenkungen, Veränderung bei der Haushaltsgröße und der durchschnittlichen Wohnfläche je Haushalt jedoch zu Verbrauchssteigerungen.[121] Der Verbrauch für Prozesswärme (hauptsächlich Kochen) nimmt über den gesamten Zeitraum um ca. 20% zu, was ebenfalls durch die Tendenz zu kleineren Haushaltsgrößen begründet sein dürfte. Bei dem Verbrauch für mechanische Energie ist ein Anstieg von 13% zu verzeichnen, was sich durch die Zunahme an Informations- und Kommunikationsgeräten erklären lässt.

Nach diesem Überblick über alle Anwendungsbereiche im Wohnbereich, wird im Folgenden der Raumwärmeverbrauch als bedeutendster Bereich, im Hinblick auf dessen Einflussfaktoren sowie dessen energieträgerspezifische Zusammensetzung, näher analysiert.

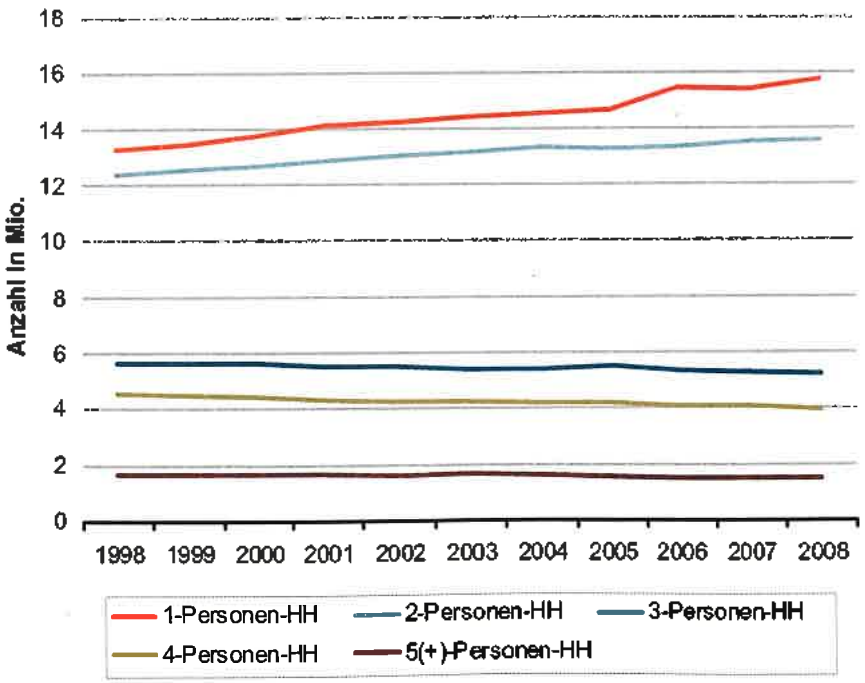
---

121 Vergleiche hierzu auch Destatis (2008): „Energieverbrauch der privaten Haushalte – Wohnen, Mobilität, Konsum und Umwelt". Begleitmaterial zur Pressekonferenz 5.November 2008 in Berlin

Wichtige Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Raumwärmeverbrauchs sind Veränderungen der Haushaltsstrukturen, der durchschnittlichen Wohnflächengröße, Energieeffizienzmaßnahmen und Verhaltensänderungen, z.B. als Reaktion auf steigende Preise.

Die Wohnflächengröße je Haushalt ist für alle Haushaltsgrößen (1-, 2-, und 3-und-mehr-Personen-Haushalte) in den vergangenen zehn Jahren gestiegen.[122] Zudem hat sich - wie in **Abbildung 95** ersichtlich- die Zahl der 1- und 2-Personen-Haushalte während des Betrachtungszeitraums von 1998 bis 2008 erhöht, während die Anzahl der 3-und-mehr-Personen-Haushalte rückläufig war. Durch die Veränderung der Haushaltsstruktur steigt der Energieverbrauch pro Person, u.a. da mit sinkender Haushaltsgröße die Wohnfläche pro Person zunimmt. Dies hat insbesondere Einfluss auf den Energieverbrauch für Raumwärme, der je Haushaltsmitglied bei einem 1-Personen-Haushalt um 50-60% höher ist, als im Durchschnitt.[123]

Abbildung 95. Entwicklung der Haushaltsstruktur



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

122 Vergleiche hierzu Destatis (2008): „Energieverbrauch der privaten Haushalte – Wohnen, Mobilität, Konsum und Umwelt". Begleitmaterial zur Pressekonferenz 5.November 2008 in Berlin.

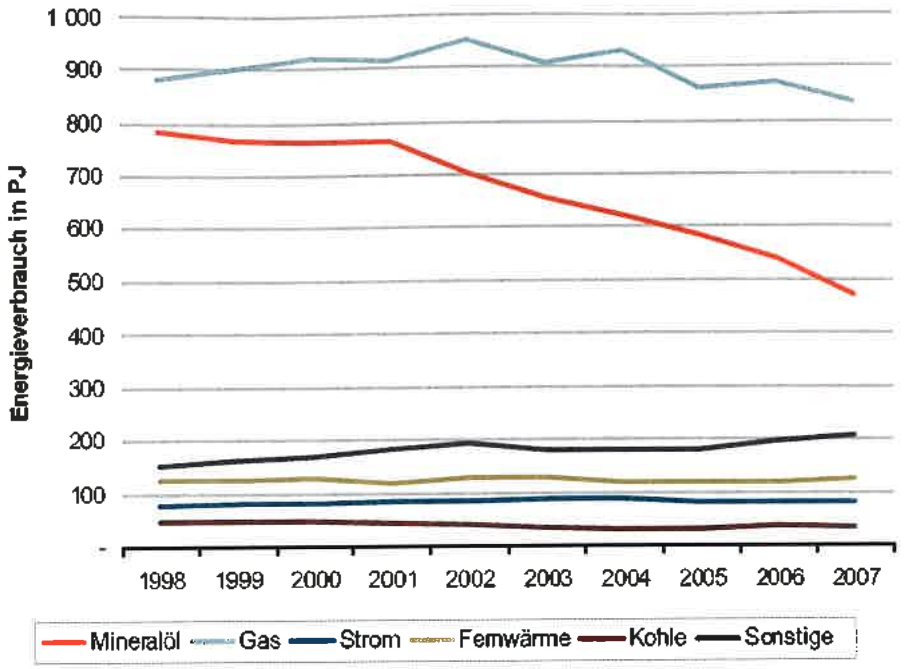
123 Ebenda.

Auf der anderen Seite führen Energieeffizienz steigernde Maßnahmen wie Sanierungen zu einem Rückgang des Energiebedarfs je Wohnfläche. So sank der temperaturbereinigte Energiebedarf je Wohnfläche von 189,1 kWh/m² im Jahr 1995 auf 161,8 kWh/m² im Jahr 2006. [124] Diese Zahlen spiegeln allerdings neben dem Effekt steigender Energieeffizienz auch Verhaltensänderungen wider – eine klare Separation der Effekte ist nicht möglich.

Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch sinkt folglich trotz des Wandels der Haushaltsstruktur und der größeren Wohnflächen aufgrund von Effizienzmaßnahmen und Verhaltensänderungen. Die Preissteigerungen, die demnach für den Kostenanstieg im Bereich Wärme verantwortlich sind, sind maßgeblich auf Preissteigerungen von Erdgas und Mineralöl zurückzuführen, wie durch **Abbildung 96** deutlich wird. Abgebildet ist die Entwicklung des Raumwärmeverbrauchs nach Energieträgern. Über den gesamten Zeitraum von 1998 bis 2007 wird der größte Anteil des Verbrauchs durch Gas gedeckt. Am Anfang des Betrachtungszeitraums folgt der Mineralölverbrauch mit kurzem Abstand, dieser sinkt bis 2007 jedoch massiv. Neben Gas und Öl spielen zunehmend „Sonstige" Energieträger eine Rolle, zu denen vor allem Erneuerbare Energieträger gehören. Deren Rolle wird nachfolgend in einem separaten Exkurs diskutiert. Der Stromverbrauch im Bereich Raumwärme bleibt relativ konstant, während der Kohleverbrauch rückläufig ist und der Fernwärmeverbrauch leicht ansteigt.

124 Ebenda

Abbildung 96. Temperaturbereinigter Raumwärmeverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern (in PJ)



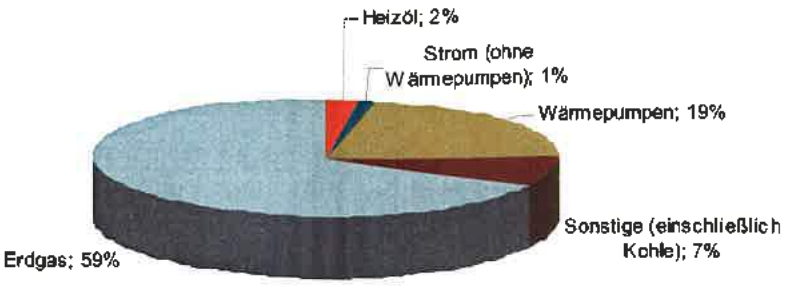
Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Während **Abbildung 97** die Anteile der Beheizungssysteme für den gesamten Wohnungsbestand darstellt, ist in **Abbildung 98** der Anteil der Beheizungssysteme in Neubauten (für das Jahr 2008) dargestellt. Zwei Drittel aller geplanten Beheizungssysteme im Jahr 2008 waren Erdgassysteme. Wärmepumpen haben mit 19% in Neubauten ebenfalls eine wichtige Rolle eingenommen. Bei den „Sonstigen" Beheizungssystemen, die in 7% der Neubauten zum Einsatz kamen, handelt es sich vor allem um Holzpelletheizungen.[125],[126] Heizöl und Strom kamen nur in Ausnahmefällen zum Einsatz.

125 Der Anteil der Kohle beträgt lediglich 1%.

126 Der Einsatz von Wärmepumpen und Biomasseanlagen wird seit 2000 durch das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmebereich gefördert. Vergleiche hierzu den Exkurs zur Bedeutung erneuerbarer Energien im Wärmebereich.

Abbildung 97. Anteile der Beheizungssysteme in Neubauten (2008)



Quelle: Frontier/EWI nach BDEW

6.2.3 Entwicklung des Energieverbrauchs (Bereich Kraftstoffe):

Die Energiekosten für Kraftstoffe haben den größten Einfluss auf die Energiekostenbelastung der privaten Haushalte und sind im Betrachtungszeitraum 1998-2008 signifikant angestiegen. Daher wird im Folgenden diskutiert, inwieweit dies direkt auf Mengen- oder auf Preisänderungen zurückzuführen ist. (Freilich können Mengenänderungen durch Preisänderungen induziert sein.) In **Abbildung 98** sind die gesamten Fahrleistungen von Pkw privater Haushalte sowie der Pkw-Bestand, jeweils für Diesel- und Otto-Pkw, dargestellt. In Bezug auf die gesamten Fahrleistungen ist festzustellen, dass diese von 1998 bis 2008 um 2,5% angestiegen sind. Zudem hat sich die Struktur zwischen den Fahrleistungen von Otto- und Diesel-Pkw verschoben: Während die Fahrleistungen von Otto-Pkw im Betrachtungszeitraum um 15% gesunken sind, haben sich diejenigen von Diesel-Pkw um 102% erhöht. Dies steht im Einklang mit der Entwicklung des Pkw-Bestandes. Es ist jedoch zu beachten, dass ab 2007 ein methodischer Bruch vorliegt, da ab diesem Jahr stillgelegte sowie vorübergehend abgemeldete Fahrzeuge herausgerechnet werden.[127] Betrachtet man daher die Entwicklung von 1998-2006, so kann ein Anstieg des Pkw-Bestandes der privaten Haushalte um ca. 10% verzeichnet werden. Der Bestand an Diesel-Pkw stieg im selbigen Zeitraum um ca. 80%, während der Bestand an Otto-Pkw lediglich um 1% zunahm.

Insgesamt sind in **Abbildung 98** also zwei gegenläufige Effekte in Bezug auf die Kraftstoffkostenentwicklung ersichtlich: Während eine Zunahme der

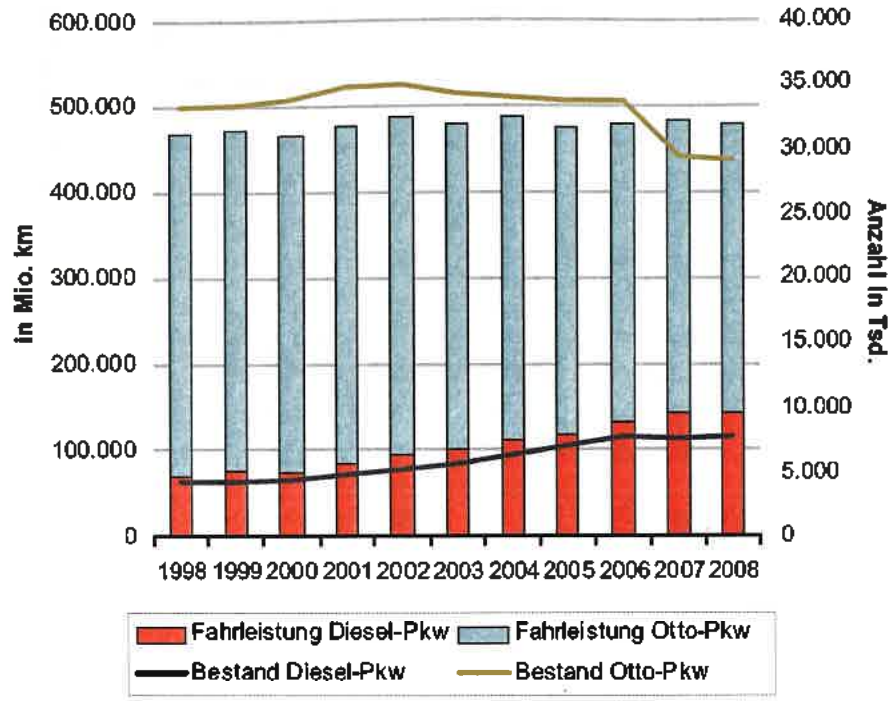
---

127 Laut DIW (Wochenbericht 50/2008) haben sich die ausgewiesenen Pkw-Bestände durch den Methodenbruch 2007 im Mittel um etwa 12% verringert. Die durchschnittlichen Fahrleistungen, die auf Basis der Pkw-Bestände errechnet haben, haben sich dementsprechend durch den Methodenbruch erhöht.

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Fahrleistungen ceteris paribus zu höheren Kosten führt, wirkt der Wechsel von Benzin zu Diesel wegen niedrigerer Kraftstoffpreise Kosten dämpfend.

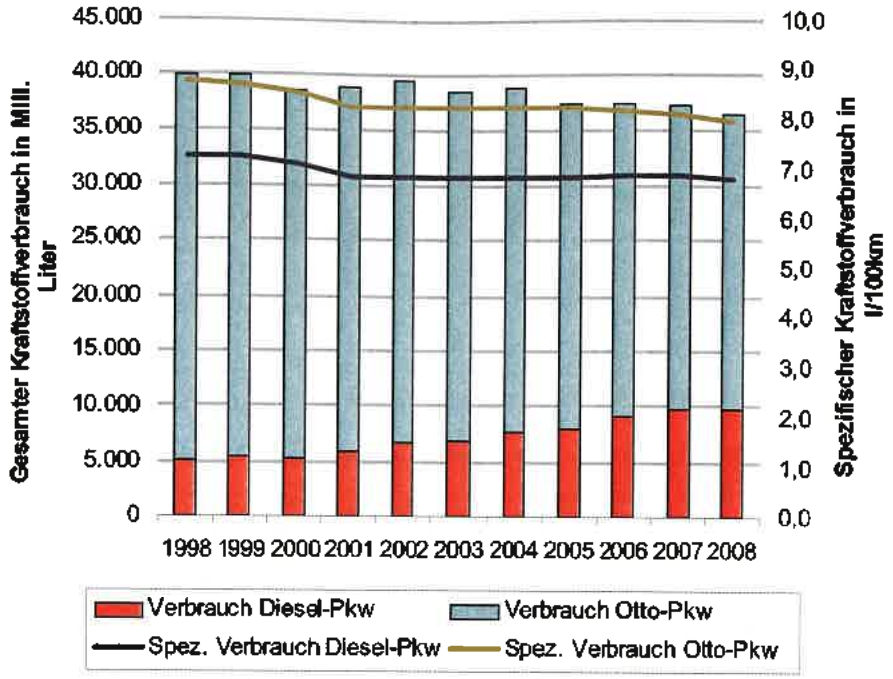
Abbildung 98. Gesamte Fahrleistungen von Pkw der privaten Haushalte in Mill. Km sowie Pkw-Bestand von privaten Haushalten in Tsd.



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Aus **Abbildung 99** ist ersichtlich, dass der gesamte Kraftstoffverbrauch von privaten Pkw trotz gestiegener Fahrleistungen gesunken ist. Grund hierfür ist der gesunkene spezifische Verbrauch von Otto- und Diesel-Pkw. Zudem ist der Anteil des Dieselverbrauchs am gesamten Kraftstoffverbrauch angestiegen. Wegen den niedrigeren Dieselpreisen sowie dem niedrigeren spezifischen Verbrauch von Diesel-Pkw gegenüber Otto-Pkw, wirken diese Effekte also Kosten senkend.

Abbildung 99. Gesamter Kraftstoffverbrauch von privaten Pkw in Mill. Liter sowie spezifischer Kraftstoffverbrauch in Liter pro 100 km



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Die steigende Energiekostenbelastung im Bereich Kraftstoffe ist folglich nicht verbrauchsgetrieben. Die Kraftstoffkostenentwicklung folgt der Preisentwicklung von Benzin und Diesel, die im Abschnitt 5.3.1, dargestellt ist.

6.2.4 EXKURS: Die Rolle von Erneuerbaren Energien bei der Wärmebereitstellung

In Abschnitt 6.2.2 wurde bereits dargestellt, dass der Einfluss Erneuerbarer Energien im Haushalts-Wärmebereich insbesondere bei Neubauten zunimmt. Im Zeitraum 1998 bis 2008 stieg der Anteil Erneuerbarer Energien an der (gesamten) Wärmebereitstellung von 3,5% auf 7,4%. Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) soll in 2020 ein Anteil von 14% am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme[128] erreicht werden. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Erneuerbaren Energien bei der Wärmebereitstellung wird deren Entwicklung in diesem Exkurs näher beleuchtet.

128 Raum-, Kühl- und Prozesswärme sowie Warmwasser.

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Abbildung 100 zeigt den Beitrag unterschiedlicher Erneuerbarer Energieträger an der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland seit 1998. Zudem ist die Entwicklung des EE-Anteils an der Wärmebereitstellung dargestellt. Seit Beginn des Betrachtungszeitraums dominiert die Wärmebereitstellung auf Basis von Biomasse. 2008 betrug deren Anteil an der EE-Wärmeerzeugung ca. 89%, der Anteil des biogenen Abfalls weitere 5%.[129] Solarthermie folgt mit 4%, der Geothermieanteil beträgt 2,5%. Das stärkste Wachstum im Betrachtungszeitraum weist die Wärmebereitstellung auf Basis solarthermischer Anlagen auf, welches aus diesem Grund zusätzlich separat in **Abbildung 101** dargestellt ist. Bei der Biomasse fällt ein sprunghafter Anstieg von 2002 auf 2003 auf, der jedoch auch auf einen methodischen Bruch bei der Datenerfassung zurückzuführen ist.[130] Dennoch weist die Biomasse auch bei einer Betrachtung des Zeitraums 2003 bis 2008 eine signifikante Zunahme um 47% auf. Hierbei ist auch auf den Einfluss des Marktanreizprogrammes, nach dem seit dem Jahr 2000 Investitionszuschüsse für Anlagen zur EE-Wärmerzeugung geleistet werden, hinzuweisen. Während der Einfluss zu Beginn des Programmes mit einem ausgelösten Investitionsvolumen von 0,4 Mrd. Euro in 2000 noch vergleichsweise gering war, hat das Programm mit einem bis 2008 kumulierten ausgelösten Investitionsvolumen von 9,8 Mrd. Euro[131] die in **Abbildung 100** abgebildete Entwicklung vorangetrieben.

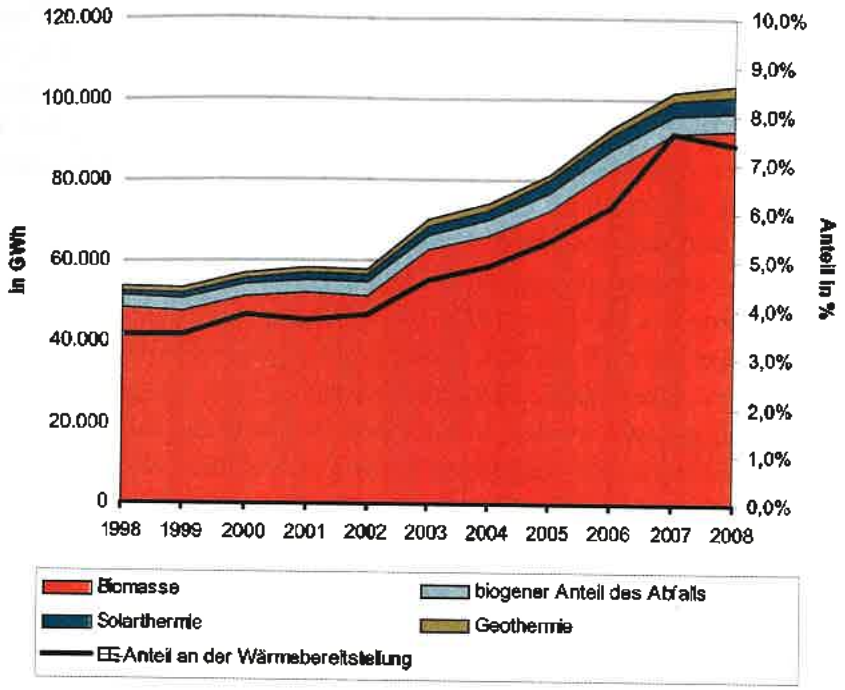
---

129 Der Anteil des biogenen Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen wird zu 50% angesetzt.

130 Der sprunghafte Anstieg der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien von 2002 auf 2003 ist teilweise auf die Änderung des Energiestatistikgesetzes im Jahr 2003 zurückzuführen. Ab 2003 beruhen die Zahlen auf Angaben nach § 3 (Erhebungen in der Elektrizitätswirtschaft zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme nach Energieträgern), §5 (Erhebungen in der Wärmewirtschaft zur Wärmeerzeugung nach Energieträgern) und §8 (Erhebungen über die Energieverwendung in der Industrie) des Energiestatistikgesetzes von 2003 sowie auf Zahlen zur Direktnutzung von Klärgas.

131 Vgl. BMU: EE in Zahlen 2009.

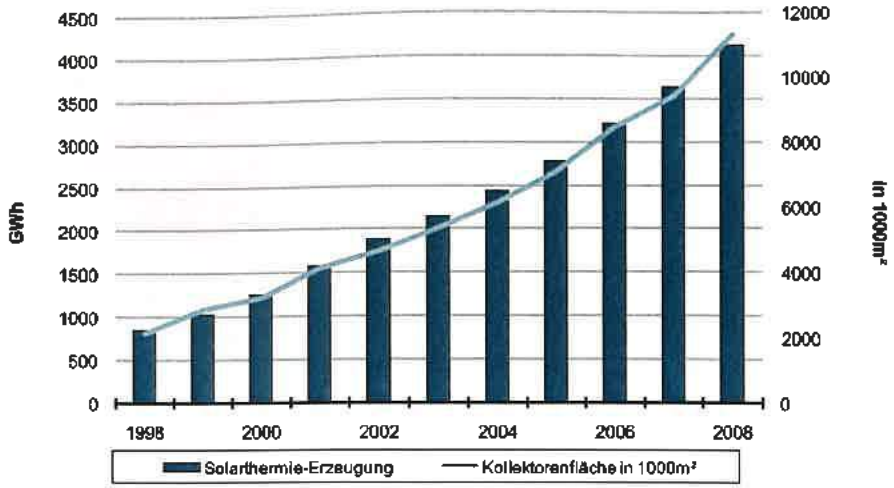
Abbildung 100. Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland seit 1998 sowie Entwicklung des EE-Anteils an der Wärmebereitstellung



Quelle: Frontier/EWI nach BMU (EE in Zahlen 2009)

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

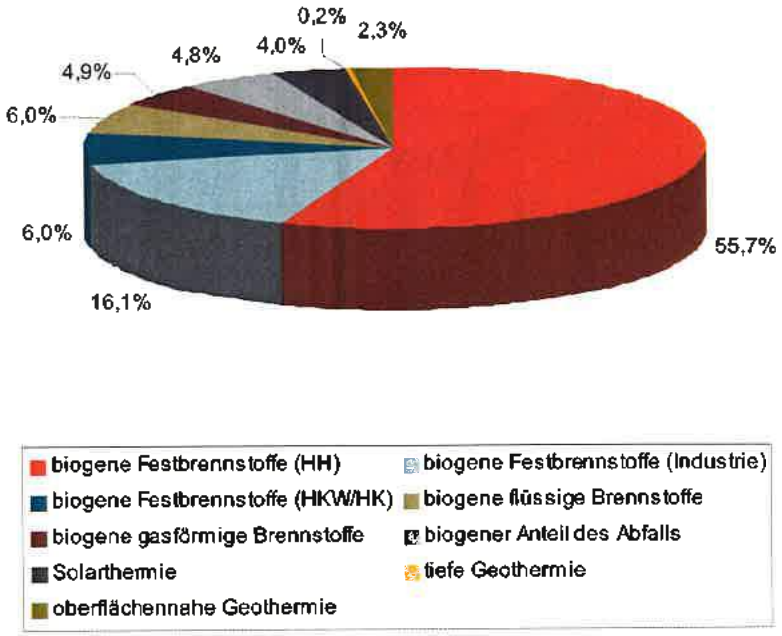
Abbildung 101. Entwicklung der Kollektorenfläche und Wärmebereitstellung aus solarthermische Anlagen in Deutschland 1998 – 2008



Quelle: Frontier/EWI nach BMU (EE in Zahlen 2009)

In Bezug auf den Beitrag einzelner Sektoren an der Wärmebereitstellung auf Basis Erneuerbarer Energien wird in **Abbildung 102** ersichtlich, dass die Haushalte den größten Beitrag leisten. **Abbildung 102** zeigt die Struktur der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien für das Jahr 2008. Der Beitrag biogener Feststoffe (z.B. Scheitholz, Holzhackschnitzel, Holzpellets) ist zudem nach Sektoren aufgeteilt: 55,7% der gesamten EE-Wärmebereitstellung wurde in Haushalten auf Basis biogener Feststoffe bereitgestellt. Der EE-Wärmebeitrag auf Basis biogener Festbrennstoffe in der Industrie betrug dagegen lediglich 16,1%, von Heizkraftwerken wurden weitere 6% der gesamten EE-Wärme erzeugt. Neben den biogenen Festbrennstoffen kamen biogene flüssige Brennstoffe (z.B. Pflanzenöl), biogene gasförmige Brennstoffe (Biogas, Deponie- und Klärgas), der biogene Teil des Abfalls sowie Solarthermie und Geothermie zum Einsatz.

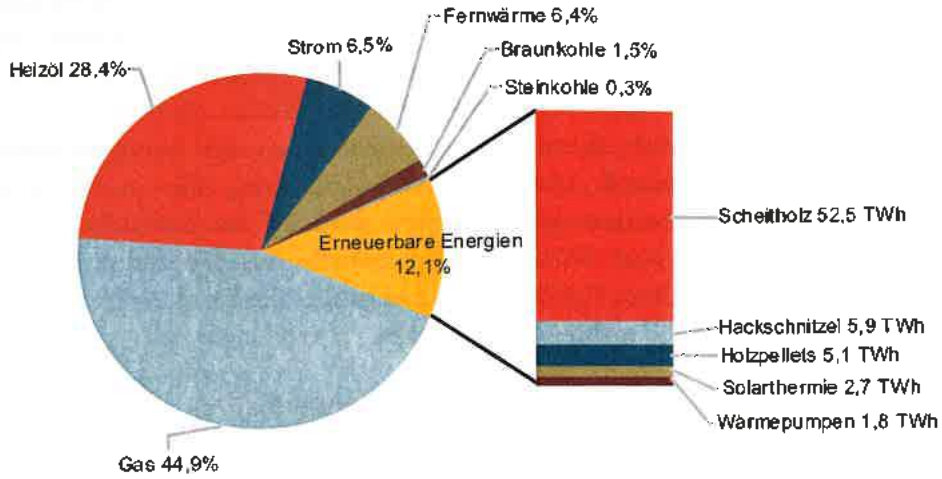
Abbildung 102. Struktur der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2008



Quelle: Frontier/EWI nach BMU (EE in Zahlen 2009)

Auch in **Abbildung 103** wird deutlich, dass der EE-Anteil an der Wärmebereitstellung bei den Haushalten mit 12,1% (in 2008) über dem EE-Anteil von 7,4% an der Wärmebereitstellung aller Sektoren liegt. Zudem wird deutlich, dass der überwiegende EE-Anteil im Haushaltswärmebereich auf Basis von Scheitholz erzeugt wird.

Abbildung 103. Wärmeverbrauch in privaten Haushalten 2008



Quelle: Frontier/EWI nach AEE 2009 / ZSW 2009

Wie bereits angedeutet, ist im EEWärmeG für das Jahr 2020 ein EE-Zielanteil an der Wärmebereitstellung von 14% festgeschrieben. Zu diesem Zweck schreibt das Gesetz Eigentümern von neu errichteten Gebäuden vor, den Wärmebedarf durch eine festgeschriebene anteilige Nutzung von EE zu decken.[132] Das Gesetz ist am 1.1.2009 in Kraft getreten und wird folglich dazu führen, dass die Energiekosten von Haushalten und Industrien zukünftig stärker von den Erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Ob dies im Einzelfall zu steigenden oder sinkenden Energiekosten führt, lässt sich allerdings nicht eindeutig vorhersehen. Bei einem Einsatz von Solarthermie und Geothermie anstelle von konventionellen Energieträgern findet eine Verschiebung von Brennstoffkosten zu Investitionskosten statt. Die statistisch erfassten Energiekosten, die sich nur auf Brennstoffe beziehen, würden daher sinken. Inwieweit und nach welcher Amortisationszeit sich die Investition für einen Endkunden lohnt, hängt dagegen von zahlreichen Faktoren ab, wie u.a. auch von der Preisentwicklung der konventionellen Energieträger sowie von der Höhe des Investitionszuschusses, welcher im Rahmen des Marktanreizprogrammes geltend gemacht werden kann.[133] Bei einem Einsatz von biogenen Brennstoffen spielen dagegen neben

---

132 Alternativ können auch Ersatzmaßnahmen geleistet werden, z.B. den Wärmeenergiebezug zu bestimmten Anteilen aus Nah- oder Fernwärmeanlagen, aus KWK-Anlagen zu decken. Ebenso gelten bestimmte Energieeinsparungsmaßnahmen als Ersatzmaßnahmen.

133 Im Wohngebäudebereich werden nach dem Marktanreizprogramm schwerpunktmäßig Investitionszuschüsse für Solarkollektoren zur Warmwasserbereitung, zur kombinierten

den Investitionskosten die Preisentwicklungen von Holz, Hackschnitzeln und Holzpellets eine Rolle. Hier hat sich insbesondere bei der Preisentwicklung von Holzpellets in der Vergangenheit gezeigt, dass Marktengpässe zu immensen Preisanstiegen führen können.

6.3 Energiekostenbelastung der Industrie

In diesem Kapitel wird die Energiekostenbelastung des produzierenden Gewerbes in Deutschland dargestellt und analysiert. Für ausgewählte energieintensive Wirtschaftszweige (WZ) wird zunächst die Entwicklung der Energiekostenbelastung von 1998 bis 2007 dargestellt. Anschließend erfolgt für diese WZ eine Analyse ihres Energieverbrauchs, wobei die Energieträger Strom, Gas, Heizöl und Kohle betrachtet werden.

6.3.1 Auswirkungen einer steigenden Energiekostenbelastung

Eine Betrachtung der Energiekostenbelastung der Industrie erfolgt im Folgenden für besonders energieintensive Wirtschaftszweige. Besonders bedeutsam sind die Auswirkungen von steigenden Energiekosten für energieintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen und die Kosten daher nicht oder nur teilweise auf Produktpreise überwälzen können.[134] Dies gilt im Besonderen, sofern steigende Energiekosten auf steigende Preise von leitungsgebundenen Energieträgern (Strom und Gas) zurückzuführen sind, denen die ausländische Konkurrenz nicht ausgesetzt ist. Die mangelnde Überwälzbarkeit der Kosten kann bei Unternehmen mit einem hohen Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung dazu führen, dass vergleichsweise geringe Energiekostensteigerungen im Vergleich zum Ausland zu erheblicher Beeinträchtigung der Profitabilität führen und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen gefährden. Ursache für im Vergleich zum Ausland steigende Energiekosten kann zum einen ein anderer Energiemix sein - so betrifft ein Anstieg des Weltkohlepreises zwar alle Länder, wirkt sich aber auf den Strompreis der Länder stärker aus, in denen häufig ein Kohlekraftwerk preissetzend ist, Is beispielsweise auf den Strompreis von Ländern mit einem durch Wasserkraft dominierten Kraftwerksparkmix. Zum anderen steigen Energiekosten im Vergleich zum Ausland durch regulatorische Maßnahmen, die nur einzelne Länder oder Ländergruppen betreffen, wie das europäische CO2-Handelssystem.

Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung sowie für Biomasseheizungen und effiziente Wärmepumpen vergeben.

134 Vgl. z.B. European Commisson, McKinsey & Company, Ecofys (2006); Lutz, Christian/Meyer, Bernd (2008); Auer, Josef (2008); Eikmeier, Bernd/Gabriel, Jürgen/Pfaffenberger, Wolfgang (2005); EEFA (2008).

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Die Auswirkungen steigender Energiekosten auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie wird beispielsweise von European Commisson/ McKinsey & Company/Ecofys (2006) untersucht. In der Studie werden neben direkten Produktionskostensteigerungen durch die Einführung des CO2-Handels die indirekten Kostensteigerungen durch steigende Strompreise untersucht. Gemäß den Untersuchungen führt ein Strompreisanstieg um 10 €/MWh in der Stahlindustrie zu einem Produktionskostenanstieg um 2-2,5%, bei der Herstellung von Papier und Pappe zu einem entsprechenden Anstieg um 0,5 bis 6,1%. Die Autoren geben zudem an, dass je nach Branche nur ein geringer Teil des Kostenanstiegs an die Kunden weitergegeben werden kann. Für Stahl werden je nach Produktionsprozess 6-66% genannt, für die Papier- und Pappe-Branche 0 bis 50% und für die Zement-Industrie 0-15%. Für die Aluminium-Industrie (Erzeugung von Aluminium) besteht gar keine Möglichkeit, die Kosten zu überwälzen.

Negative gesamtwirtschaftliche Effekte steigender Energiekosten zeigen z.B. Lutz und Meyer (2008) durch die Modellierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Energie- und Klimapakets der EU-Kommission vom 23.Januar 2008. Die Maßnahmen des Klimapakets würden den Berechnungen zufolge 2020 zu einem Rückgang des deutschen BIPs um 1,22% gegenüber einem Referenzszenario führen, im produzierenden Gewerbe würde es zu einem Beschäftigungsrückgang in Höhe von 1% kommen. Zu den negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten kommt es in der Studie obwohl die energieintensive Industrie in den Berechnungen von der Auktionierung der CO2-Zertifikate ausgenommen wird. Grund sind die auch von European Commisson/ McKinsey & Company/Ecofys (2006) angesprochenen indirekten CO2-Effekte durch steigende Strompreise. Insbesondere für die Stahl- und Aluminiumindustrie, deren Produkte auf den Weltmärkten einer hohen Konkurrenz ausgesetzt sind, führen steigende Strompreise zu einem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit. Da für das deutsche BIP die Exportindustrien eine große Bedeutung haben, führen ansteigende Energiekosten zu negativen Wachstums- und Arbeitsmarkteffekten.

6.3.2 Kennzahlen ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige

In **Tabelle 14** sind Kennzahlen energieintensiver Wirtschaftszweige aus den Branchen Papier, Chemie, Glas, Keramik, Baustoffe sowie Metalle auf der jeweils kleinstmöglichen Aggregationsebene[135] für das Jahr 2007 aufgelistet.[136,137] Die

135 Die Vierer-Klassifikation der WZ im Produzierenden Gewerbe, für die das Statistische Bundesamt wichtige Kenngrößen veröffentlicht, ist die detaillierteste Klassifikationsebene. Für einzelne WZ auf Dreier-Ebene gibt es keine weitere Unterteilung (z.B. WZ-271 „Herstellung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen").

Kennzahlen zeigen, dass die WZ der Baustoffbranche (Zement, Kalk und gebrannter Gips) die höchsten Energiekostenanteile am Bruttoproduktionswert (BPW) sowie an der Bruttowertschöpfung (BWS) aufweisen. Eine Betrachtung von Energiekostenanteilen anstelle von absoluten Energiekosten ist erforderlich, um nicht lediglich die „größten" WZ zu erfassen. So weist unter den betrachteten WZ „Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen" die höchsten Energiekosten auf, ist allerdings auch der WZ mit der höchsten Beschäftigten- und Unternehmensanzahl, sowie den höchsten Werten bei BPW und BWS. Bei der Interpretation der Energiekostenbelastung als Anteil der Energiekosten am BPW ist zu beachten, dass der BPW auf Basis der Umsatzerlöse der Unternehmen berechnet wird und daher alle von anderen Unternehmen erbrachten Vorleistungen enthält.[138] Dies kann zum Beispiel dazu führen, dass eine teilweise Produktionsverlagerung ins Ausland als eine Energiekosten-Entlastung interpretiert wird, wenn die Energiekosten des WZ hierdurch sinken (da die Produktion nicht mehr innerhalb des WZ in Deutschland stattfindet), der BPW aber nahezu konstant bleibt (da in ihm die –nunmehr importierten– Vorleistungen weiterhin enthalten sind). Unter anderem aus diesem Grund wird nachfolgend zusätzlich die Kenngröße „Energiekostenanteil an der BWS" herangezogen.[139]

136 Ein Vergleich der Kennzahlen besonders energieintensiver WZ mit den Kennzahlen anderer WZ des verarbeitenden Gewerbes ermöglicht **Tabelle 23** im Anhang, die auf Zweier-Ebene der WZ-Klassifikation die Energiekostenbelastung aller WZ des verarbeiteten Gewerbes darstellt.

137 Eine Auflistung des Energieverbrauchs nach Energieträgern der in **Tabelle 14** dargestellten WZ befindet sich in **Tabelle 22** im Anhang.

138 Für die Berechnung des Bruttoproduktionswertes werden die Umsatzerlöse um Bestandsveränderungen an fertigen und unfertigen Erzeugnissen aus eigener Produktion korrigiert und um selbst erstellte Anlagen ergänzt.

139 Die Bruttowertschöpfung (BWS) beinhaltet im Gegensatz zum BPW keine Vorleistungen. Sie ist ein Maß für die tatsächliche Leistungsfähigkeit des Unternehmens. Für die Berechnung der BWS werden vom BPW abgezogen: Materialverbrauch, Einsatz an Handelsware, Kosten für durch andere Unternehmen ausgeführte Lohnarbeiten, Kosten für Dienstleistungen, Kosten für Leiharbeitskräfte, Mieten, Pachten und sonstige Kosten.

Tabelle 14. Kennzahlen ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige im Jahr 2007

WZ	Herstellung/ Erzeugung von	Energie-kostenanteil am BPW (%)	Energie-kostenanteil an BWS (%)	Energie-kosten in 1000€	BPW in 1000€	BWS in 1000€	Unter-nehmensanzahl	Beschäftigten-anzahl
2112	Papier, Karton und Pappe	10,8	47,2	1.755.290	16.252.688	3.718.550	156	40.074
2413	sonst. anorganischen Grundstoffen und Chemikalien	10,4	46,7	532.902	5.124.057	1.141.518	63	13.299
247	Chemiefasern	7,3	33,8	309.717	4.242.699	917.316	39	13.039
2611	Flachglas	10,5	30,9	143.174	1.363.565	463.844	14	3.959
2613	Hohlglas	12,0	30,4	308.409	2.570.075	1.013.622	53	14.354
263	Keramische Wand- u. Bodenfliesen und -platten	10,7	32,3	84.476	789.492	261.675	23	4.936
264	Ziegel und sonst. Baukeramik	16,5	44,4	243.361	1.474.913	548.071	74	8.785
2651	Zement	17,1	49,6	430.969	2.520.286	868.877	27	7.744
2652	Kalk	23,6	62,4	153.323	649.674	245.762	9	2.460
2653	gebrannter Gips	19,5	63,1	34.360	176.205	54.445	6	621
271	Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen	8,8	34,5	3.654.098	41.523.640	10.577.925	68	75.617
2742	Aluminium	5,2	35,9	740.371	14.237.921	2.063.684	79	28.824

Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Tabelle 15. Veränderung von Kennzahlen ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige von 1998 bis 2007

WZ	Herstellung/Erzeugung von	Energiekosten (Veränderung in %)	BPW (Veränderung in %)	BWS (Veränderung in %)	Unternehmensanzahl (Veränderung in %)	Beschäftigtenanzahl (Veränderung in %)
2112	Papier, Karton und Pappe	111%	37%	1%	-4%	-11%
2413	sonst. anorganischen Grundstoffen und Chemikalien	81%	-27%	-31%	7%	-41%
247	Chemiefasern	53%	-12%	-34%	22%	-38%
2611	Flachglas	224%	205%	270%	56%	72%
2613	Hohlglas	55%	6%	5%	-25%	-26%
263	keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten	90%	24%	-2%	-21%	-14%
264	Ziegeln und sonstiger Baukeramik	18%	-23%	-35%	-54%	-37%
2651	Zement	13%	-10%	-27%	-18%	-38%
2652	Kalk	56%	35%	7%	-36%	-15%
2653	gebranntem Gips	211%	18%	-10%	-33%	-25%
271	Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	45%	100%	90%	45%	-12%
2742	Aluminium	61%	61%	-6%	5%	-9%

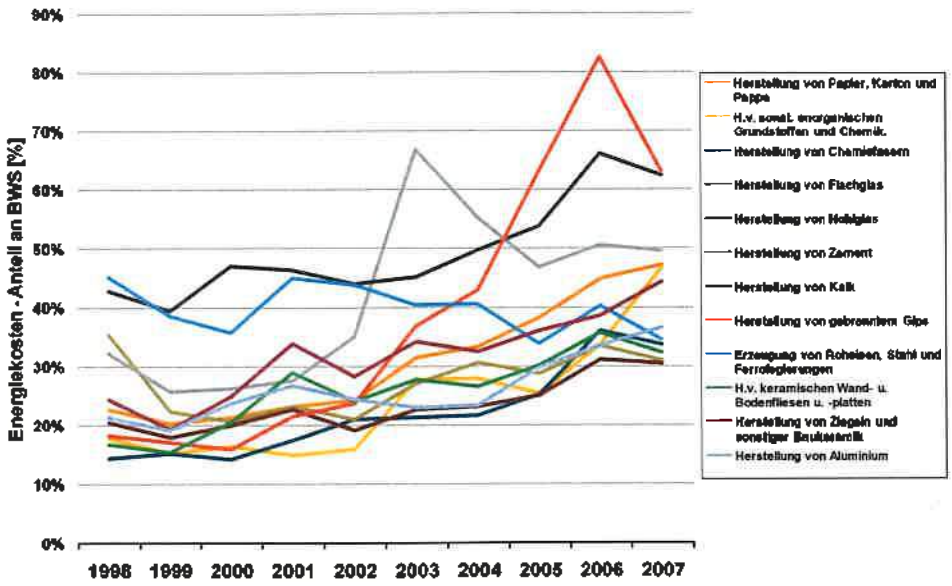
Quelle:: Frontier/EWI nach Destatis

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Tabelle 15 zeigt zusätzlich die Veränderung der in **Tabelle 14** dargestellten Kennzahlen von 1998 bis 2007. Den größten Energiekostenanstieg verzeichnet der WZ 2611 (Flachglas) mit 224% - gleichzeitig ist in diesem WZ allerdings auch die BWS deutlich angestiegen (um 270%). Ebenso ist im WZ 271 (Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen) die BWS stärker angestiegen als die Energiekosten. In allen anderen betrachteten WZ sind die Energiekosten angestiegen, die BWS dagegen gesunken oder vergleichsweise nur sehr gering angestiegen.

Diese Entwicklungen spiegeln sich auch in **Abbildung 104** wider, welche einen Überblick über die zeitliche Entwicklung der Energiekostenbelastung (ausgedrückt als Anteil der Energiekosten an der BWS) der ausgewählten WZ gibt.

Abbildung 104. Entwicklung des Energiekostenanteils an der Bruttowertschöpfung für ausgewählte energieintensive Wirtschaftszweige



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Über den gesamten Betrachtungszeitraum weist der WZ „Herstellung von Kalk" den höchsten Energiekostenanteil an der BWS auf, gefolgt von Zement und ab 2005 von Gips. Wie bereits in **Tabelle 15.** Veränderung von Kennzahlen ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige von 1998 bis 2007 dargestellt, steigen in allen abgebildeten WZ mit Ausnahme von WZ 2611 (Flachglas) und WZ 271 (Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen) die Energiekosten über den betrachteten Zeitraum stärker an als die BWS. Folglich steigt der Energiekostenanteil an der BWS über den gesamten Zeitraum bei fast allen WZ deutlich an. Dies ist ein Hinweis darauf, dass der im Betrachtungszeitraum erhebliche generelle Energiepreisanstieg (der Preis des Leitenergieträgers Rohöl

hat sich 1998-2007 von etwa 10$/bbl 1998 auf über 70$/bbl vervielfacht) einen merklichen und Wirtschaftszweige übergreifenden Einfluss auf die betrachteten Energiekostenanteile hat. Für die meisten WZ sind auch tendenziell ähnliche Entwicklungsmuster im zeitlichen Verlauf zu beobachten, so z.B. ein Rückgang der Energiekostenanteile von 1998 auf 1999 oder ein Anstieg von 2005 auf 2006. Anderseits sind die Entwicklungen bei unterschiedlichen WZ teils auch gegenläufig, was z.B. an einer unterschiedlichen wirtschaftlichen Entwicklung liegen kann. Um dies im Einzelnen zu erklären, wäre eine weit detailliertere Betrachtung der Wirtschaftszweige erforderlich. Einen Ansatz hierzu liefert die folgende detailliertere Darstellung von drei der ausgewählten WZ. Da die Erzeugung der Baustoffe die höchsten Energiekostenbelastungen aufweist, wird der WZ „Herstellung von Zement" exemplarisch für diese Branche näher beleuchtet. Er zeichnet sich zwar durch etwas geringere Kennzahlen bei der Energiekostenbelastung aus als die Herstellung von Kalk und gebranntem Gips, ist jedoch aufgrund höherer Beschäftigtenzahlen und einer höheren BWS gesamtwirtschaftlich bedeutsamer. Da sie durch eine geringe Wertdichte charakterisiert sind, lohnen sich Importe von Zement, Kalk und Gips nur bei kurzen Transportwegen. Sie sind daher von internationalem Wettbewerb weniger stark betroffen, als die WZ „Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen" sowie „Herstellung von Papier, Karton und Pappe", die ebenfalls detaillierter betrachtet werden, zumal sie eine hohe Beschäftigtenzahl und hohe BWS aufweisen.

6.3.3 Energiekostenbelastung in der Eisen- und Stahlindustrie

Für die Eisen- und Stahlindustrie[140] haben steigende Energiekosten und zunehmender internationaler Wettbewerb erhebliche Konsequenzen. In den vergangenen Jahren hat sich vor allem China als Wettbewerber etabliert. Während die chinesische Produktion stark gestiegen ist, hat die europäische Industrie in den vergangenen Jahren stetig Marktanteile verloren. Die deutsche Stahlindustrie reagierte auf dieses Marktgeschehen in den letzten Jahren mit einem Strukturwandel auf zwei Ebenen. Die Branche konzentriert sich zunehmend in Nordrhein-Westfalen und im Saarland (ca. 54% der Rohstahlproduktion). Darüber hinaus rückten qualitativ höherwertige Stahlprodukte in den Fokus der Erzeuger. Dies hat einen Anstieg in der Wertschöpfung zur Folge, wie auch weiter unten in **Abbildung 105** ersichtlich ist.

Innerhalb der erweiterten EU-27 war Deutschland in 2008 mit einem Anteil von einem knappen Viertel der größte Rohstahlproduzent. Global steht Deutschland

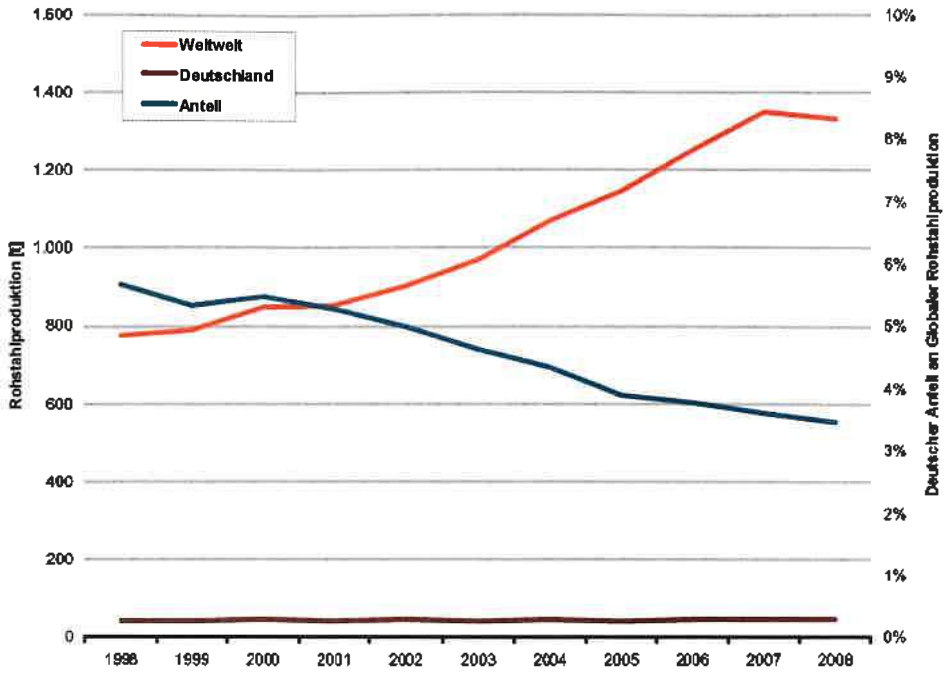
---

140 Aus Gründen der Veranschaulichung und der Datenverfügbarkeit, wird in diesem Abschnitt schwerpunktmäßig die Stahlindustrie diskutiert. Die Datengrundlage für die diskutierten Indikatoren basiert allerdings vor allem auf dem WZ-271, welcher übergreifend die Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen umfasst.

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

hinter China, Japan, den USA, Russland, Indien und Südkorea auf Platz 7. **Abbildung 105** zeigt die globale und deutsche Rohstahlproduktion sowie den resultierenden deutschen Anteil an der globalen Produktion.

Abbildung 106. Übersicht des deutschen Anteils an der globalen Rohstahlproduktion



Quelle: Frontier/EWI nach Wirtschaftsvereinigung Stahl

Trotz des leichten absoluten Produktionsanstiegs ist in **Abbildung 105** erkenntlich, dass der deutsche Anteil an der globalen Rohstahlproduktion aufgrund des immensen globalen Produktionswachstums in den vergangenen Jahren stark gesunken ist.

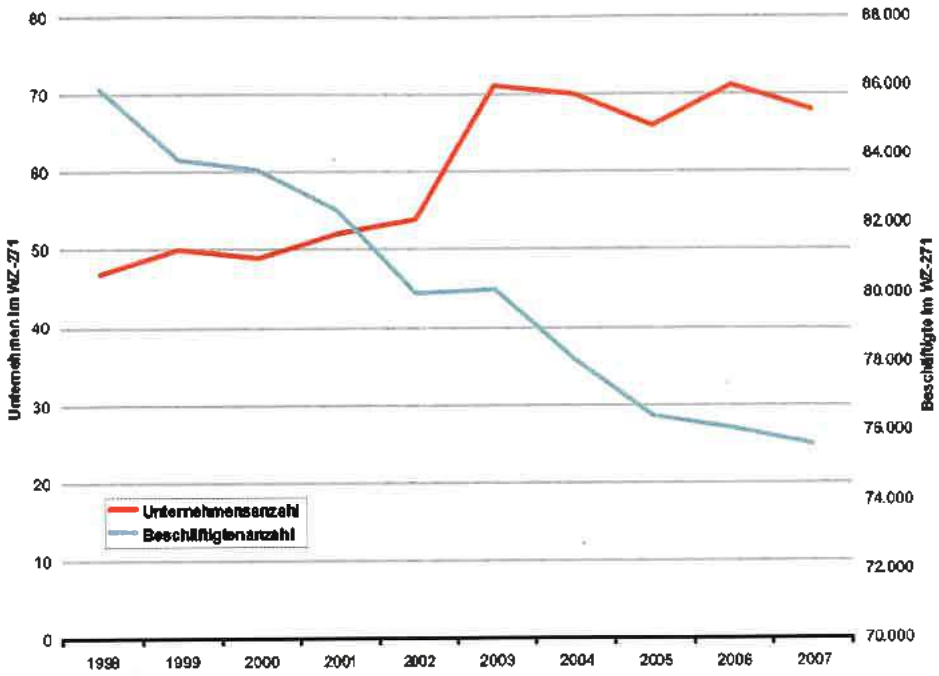
Stahl wird auf zwei verschiedene Arten produziert: Während Elektro-Lichtbogenöfen unter Einsatz von Elektrizität hauptsächlich Stahlschrott verarbeiten, wird in Hochöfen der Energieträger Kokskohle eingesetzt, um Stahl aus dem Rohstoff Eisenerz zu gewinnen. Zwei Drittel der deutschen Stahlproduktion entfallen auf letzteres Verfahren.

Branchenentwicklung

In Deutschland ist die Produktion von Rohstahl gegenüber 1998 leicht angestiegen, der Weltmarktanteil ist jedoch aufgrund des immensen globalen Wachstums gesunken (**Abbildung 105**). Induziert durch den globalen Wettbewerbsdruck ist die Produktivität innerhalb Deutschlands in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Während im Jahr 1990 durchschnittlich 220 t Rohstahl

pro Beschäftigtem erzeugt wurden, wuchs dieser Wert bis zum Jahr 2008 auf 488 t an. Im Wesentlichen ist dieser Produktivitätsanstieg auf eine Konsolidierungswelle in den 90er Jahren zurückzuführen, an die sich die notwendige Restrukturierung angeschlossen hat. Zudem wurden innerhalb dieses Zeitraums zunehmend Prozesse automatisiert, was mit den vorher genannten Gründen zu einem starken Beschäftigungsrückgang von 80.000 Beschäftigten seit 1990 in der Stahlbranche allein geführt hat (**Abbildung 106**).

Abbildung 106. Unternehmensanzahl und Beschäftigte im WZ-271

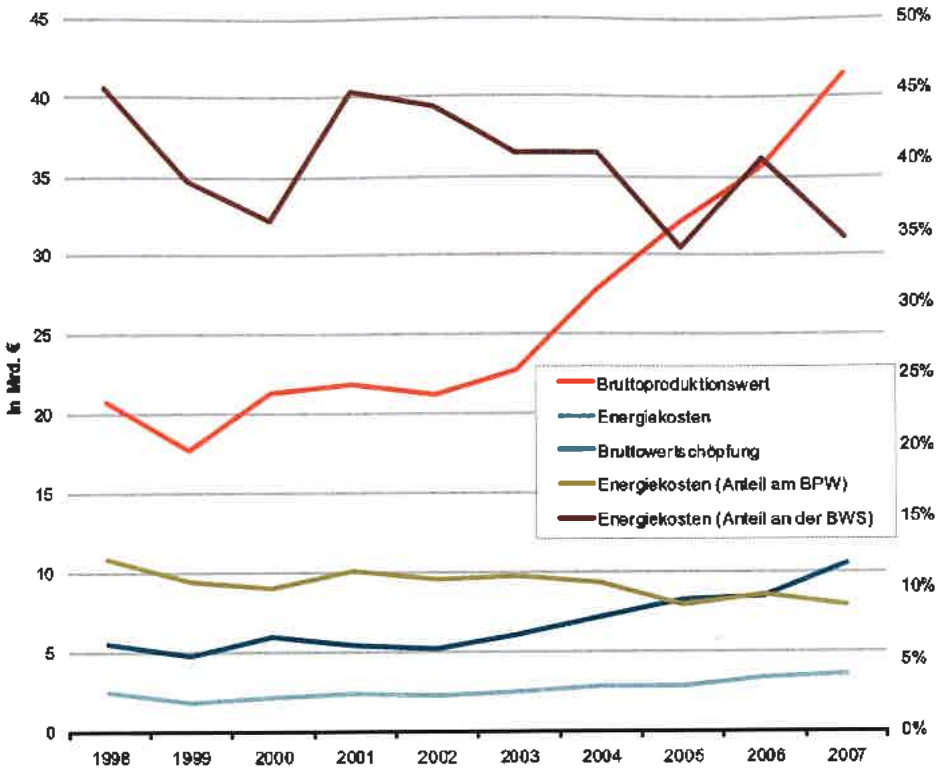


Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Trotz der sinkenden Marktanteile zeigt die Entwicklung von BPW und BWS in **Abbildung 107**, dass die Wirtschaftsleistung der eisen- und stahlerzeugenden Unternehmen signifikant zugenommen hat. Dies ist auf die bereits angesprochene Konzentration auf qualitativ hochwertige Stahlprodukte und die höhere Produktivität zurückzuführen. Der BPW ist 2007 ggü. 1998 um 100% angestiegen, die BWS um 90%. Demgegenüber steht ein Energiekostenanstieg von 45%. Dies resultiert in einem Energiekostenanteil am BPW, der 2007 gegenüber 1998 um drei Prozentpunkte gesunken ist. Der Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung schwankte im Zeitverlauf zwar relativ stark, der negative Trend lässt sich in **Abbildung 107** dennoch deutlich ablesen.

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

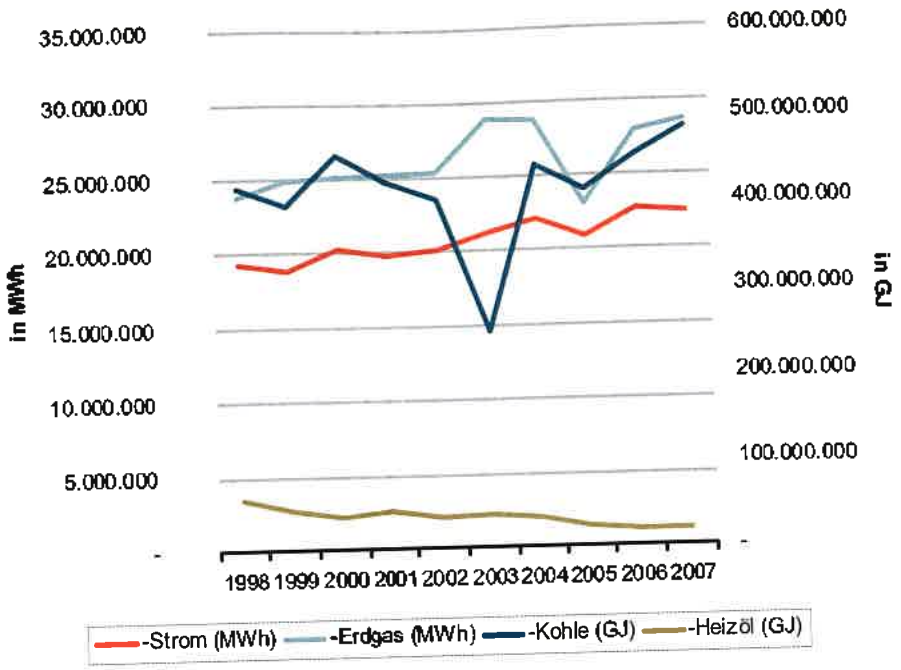
Abbildung 107. Energiekosten im WZ 271(„Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen")



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

In Bezug auf den Energieverbrauch, der in **Abbildung 108** dargestellt ist, lässt sich ein steigender Verbrauch von Strom (+15% in 2007 ggü. 1998), Gas (+20%) und Kohle (+15%) feststellen, während der Heizölverbrauch sinkt (-68%). Bei dem niedrigen Wert für den Kohleverbrauch im Jahr 2003 lässt sich ein Datenfehler vermuten, u.a. auch da sich dieser extrem niedrige Verbrauch nicht in den Energiekosten widerspiegelt. Zusammenfassend ist die Stahl- und Eisenindustrie also mit steigenden Energiekosten konfrontiert, die sowohl auf Verbrauchs-, als auch auf Preisänderungen zurückzuführen ist. Dennoch ist die Energiekostenbelastung – ausgedrückt als anteilige Energiekosten am BPW und an der BWS - über den Betrachtungszeitraum gesunken.

Abbildung 108. Energieverbrauch im WZ 271(„Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen")



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Aus den diskutierten Entwicklungen in der Stahlindustrie, stellvertretend für den WZ-271, lässt sich folgern, dass die Branche auf den intensiven globalen Wettbewerb und die ansteigenden Energiebelastungen adäquat reagierte. Durch Konsolidierungen, Restrukturierungen und die Automatisierung der Fertigungsprozesse war die Stahlbranche in der Lage die Produktivität zu steigern und sich durch qualitativ hochwertige Produkte dem globalen Wettbewerb zu stellen.

6.3.4 Energiekostenbelastung der Zementindustrie

Wie aus **Abbildung 109** ersichtlich, gehört die Zementindustrie zu den energieintensivsten Industrien. Der wichtigste Rohstoff für die Zementherstellung ist Kalkstein. Er wird gemahlen und mit Zusatzstoffen gemischt, bevor er bei Temperaturen zwischen 1400 und 1600°C kalziniert wird. Das Ergebnis ist sog. Klinker. Dieser wird mit Zusatzstoffen gemischt und gemahlen, bevor es als Zement verkauft wird.

Zement hat einen relativ geringen Wert pro Tonne und steht daher nur regional begrenzt im Wettbewerb. Die Produktions- und Verbrauchsmengen eines Landes liegen folglich nah beieinander. Innerhalb der EU wird Zement hauptsächlich auf dem Landweg bis zu einer Distanz von maximal 200 bis 300 km transportiert.

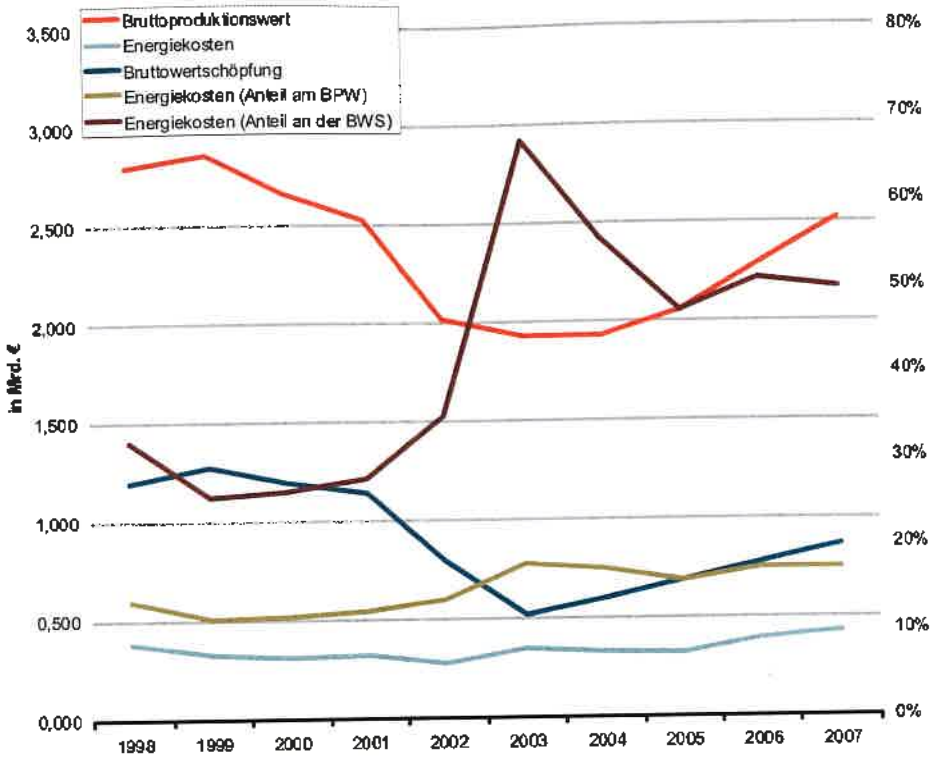
Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

Internationaler Handel entsteht allerdings zunehmend zwischen küstennahen Regionen, da der Transport per Schiff auch über weitere Strecken rentabel ist. Hiervon sind hauptsächlich die südeuropäischen Länder sowie Skandinavien betroffen. Die deutsche Zementindustrie ist im Vergleich zu anderen energieintensiven Industrien weniger vom internationalen Wettbewerb betroffen.[141]

Die Energiekostenentwicklung bei der Zement-Herstellung ist in **Abbildung 109** dargestellt. Der Energiekostenanteil am BPW betrug zu Beginn des Betrachtungszeitraumes 14% (an der BWS 32%), erreichte nach einigen Schwankungen 18% im Jahr 2003 (67% an der BWS) und belief sich zu Ende des Zeitraums auf 17% (50% an der BWS). Die Verläufe von BPW und BWS zeigen eine sinkende Wirtschaftsleistung im Zeitraum 1999 bis 2003/2004 sowie eine anschließende Erholung im weiteren Zeitverlauf. Die höchsten Energiekosten treten in den beiden Jahren hoher Wirtschaftsleistung auf: Zu Beginn des Zeitraums in 1998 sowie zu deren Ende in 2006 und 2007. Allerdings sind im Jahr 2007 die Energiekosten 12,6% höher als 1998, während BPW und BWS trotz der Erholung 10% bzw. 27% niedriger sind als in 1998. Die Energiekostenentwicklung ist folglich nicht ausschließlich an die wirtschaftliche Entwicklung gekoppelt. Deutlich wird dies insbesondere bei der Entwicklung von 2002 zu 2003, wo sinkender BPW und sinkende BWS zeitgleich mit steigenden Energiekosten auftreten.

141 BREF Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries (May 2009).

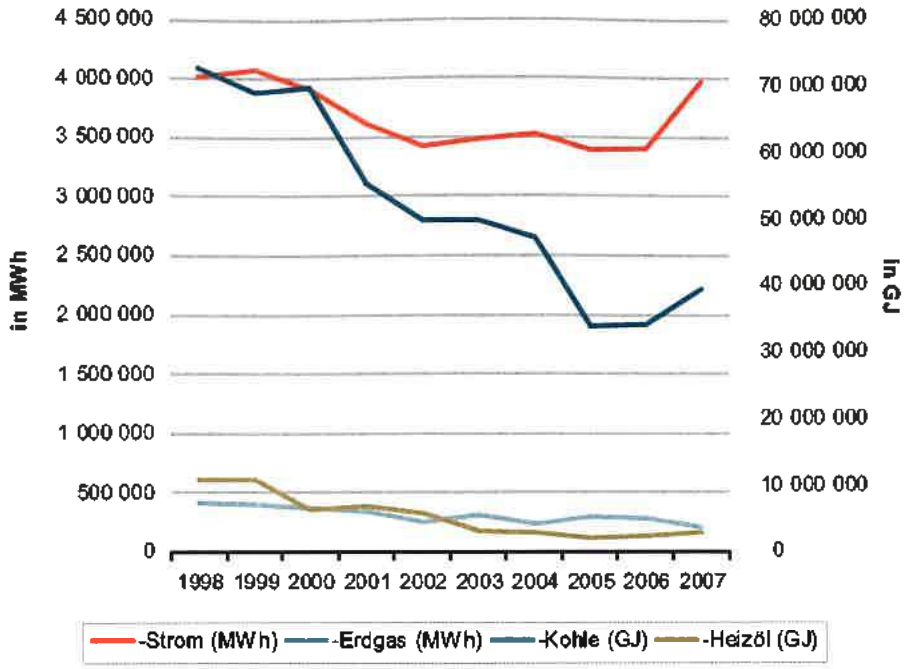
Abbildung 109. Energiekostenentwicklung im WZ 2651 („Herstellung von Zement")



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Zusätzlich kommt es von 2002 zu 2003, wie in **Abbildung 110** ersichtlich, trotz sinkendem BPW und sinkender BWS zu einem steigenden Strom- und Erdgasverbrauch, der Kohleverbrauch sinkt lediglich marginal. Generell zeigt die Darstellung des Energieverbrauchs in **Abbildung 110**, dass der Verbrauch bis 2005 tendenziell sinkt und lediglich von 2006 zu 2007 signifikant ansteigt.

Abbildung 110. Energieverbrauch im WZ 2651 („Herstellung von Zement")[142]



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Vergleicht man wieder Beginn und Ende des Betrachtungszeitraums, so lässt sich ein geringerer Verbrauch von Strom (-8%), Erdgas (-52%), Kohle (-46%) und Heizöl (-75%) feststellen – trotz der oben genannten höheren Energiekosten von 12,6%.

6.3.5 Energiekostenbelastung in der Papierbranche

Im Folgenden wird mit dem WZ 2112 „Herstellung von Papier, Karton und Pappe" eine weitere energieintensive Industrie, die stark im internationalen Wettbewerb steht, bezüglich ihrer Energiekostenbelastung näher betrachtet.

Bei der Papierproduktion wird in einem ersten Schritt aus pflanzlichen Fasern Zellstoff gewonnen. In einem zweiten Schritt wird der Rohstoff in einer Papiermühle entwässert und weiterverarbeitet, z.B. zu Zeitungspapier.[143] Abhängig vom verwendeten Zellstoff-Verfahren und dem hergestellten Papier

142 Für Heizöl ist in den Jahren 2003 bis 2005 lediglich der Wert für schweres Heizöl verfügbar.

143 BREF Report on Pulp and Paper Industry.

liegt der Energiebedarf pro Tonne Papier zwischen 11 und 26 GJ. Viele Papierfabriken besitzen ein eigenes Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung. Die Hitze wird für die Zellstoffproduktion genutzt, die Elektrizität für die Papiermaschinen. Abfallstoffe wie Rinde dienen als Brennstoff.[144]

Papier und Pappe werden international gehandelt. Die deutsche Papierindustrie steht sowohl innerhalb als auch außerhalb der EU im Wettbewerb.[145] Im Jahr 2007 wurden in Deutschland 23,3 Mio. Tonnen Papier, Karton und Pappe produziert, dies waren 23% der EU-27-weiten Produktion und knapp 6% der weltweiten Produktion. Knapp die Hälfte der Produktion entfiel auf grafische Papiere (insb. Zeitungspapier). Über 60% der deutschen Produktion wurde ins Ausland exportiert. Auf der anderen Seite wurde der deutsche Verbrauch im Jahr 2007 zu 57% durch Importe gedeckt.[146] Die hohen Außenhandelsanteile weisen darauf hin, dass Energiekostensteigerungen in Deutschland erhebliche Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Papierindustrie haben.

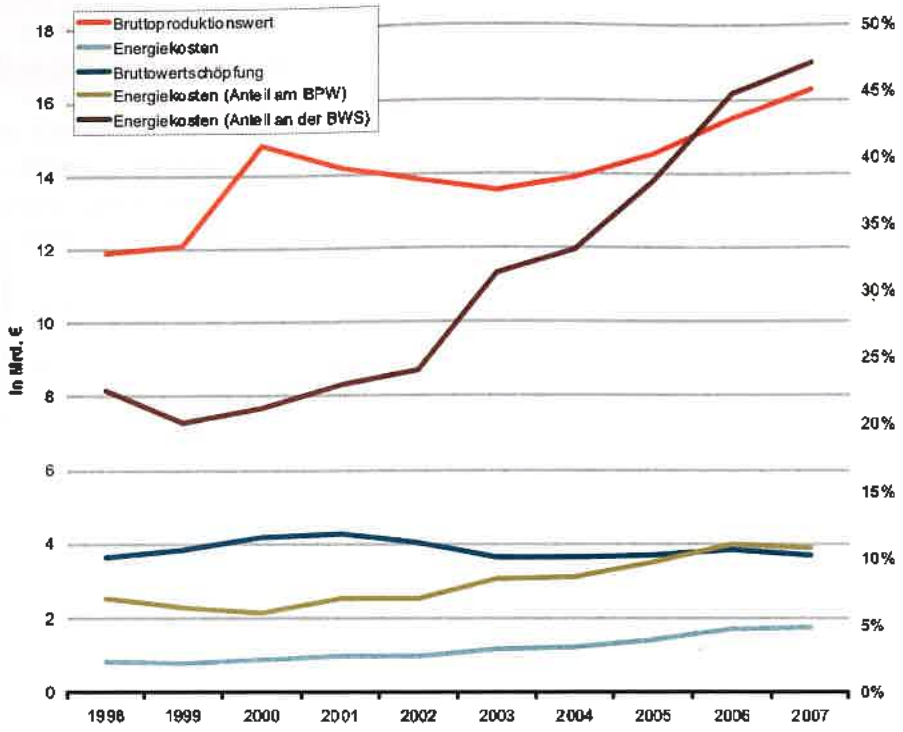
Die Entwicklung der Energiekostenbelastung im WZ „Herstellung von Papier, Karton und Pappe" ist in **Abbildung 111** dargestellt, die Entwicklung von Beschäftigten- und Unternehmensanzahl wird aus **Abbildung 112** ersichtlich.

144 Bergmann, Manfred/Schmitz, Andreas/Hayden, Mark/Kosonen, Katri (2007): Imposing a unilateral carbon constraint on energy-intensive industries and its impact on their international competitiveness – Data and analysis, European Economy Economic Papers Number 298, Brussels 2007.

145 BREF Report on Pulp and Paper Industry.

146 Verband deutscher Papierfabriken e.V.

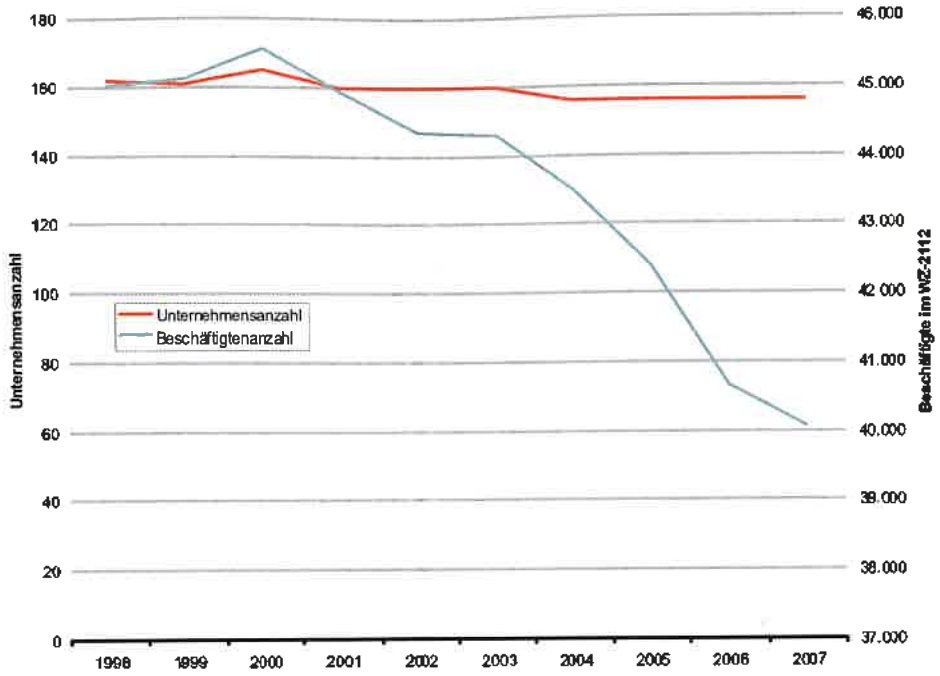
Abbildung 111. Entwicklung von Energiekosten, BPW, BWS im WZ 2112 („Herstellung von Papier, Karton und Pappe")



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Anhand der abgebildeten Kennzahlen lassen sich drei Phasen unterscheiden. Von 1998 bis 2000 wächst die Branche (BPW, BWS, Unternehmens- und Beschäftigtenzahl) während die Energiekosten sinken (1998 bis 1999) bzw. nur moderat ansteigen (1999 bis 2000). In der zweiten Phase von 2000 bis 2003/2004 sinken BPW, BWS, Unternehmens- und Beschäftigtenzahl während die Energiekosten ansteigen. Von 2003/2004 bis 2006/2007 erholt sich die Branche: BPW und BWS steigen, während die Unternehmens- und Beschäftigtenzahlen weiter sinken. Allerdings steigen die Energiekosten in einem stärkeren Ausmaß als BPW und BWS, so dass die Energiekostenbelastung der Branche zunimmt.

Abbildung 112. Entwicklung von Beschäftigten- und Unternehmensanzahl im WZ 2112 („Herstellung von Papier, Karton und Pappe")



Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Eine Betrachtung des Energieverbrauchs im WZ 2112 ist mangels Datenverfügbarkeit nicht möglich.

Einordnung der Energiekostenbelastung für Endkunden in Deutschland

7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

7.1 Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Die Energiepreise sind in Deutschland seit der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes im Jahr 1998 signifikant angestiegen. Wesentliche Treiber für den Anstieg der Energiepreise waren die an den internationalen Rohstoffmärkten stark gestiegenen Preise für Primärenergieträger, allen voran Erdöl bzw. Erdölprodukte, Steinkohle und Erdgas. Erst seit der weltweiten Konjunkturkrise Mitte 2008 ist eine signifikante Entspannung auf den Energiemärkten mit entsprechend rückläufigen Preisen zu beobachten. So hat sich z.B. der Erdölpreis zwischen August 2008 von über 145 USD/bbl auf ca. 70 USD/bbl zum Ende 2009 halbiert. Diese Entwicklung spiegelt sich teilweise, aber nicht (bzw. ggf. noch nicht) durchweg in den Endkundenpreisen für Energie wider.

Der Trend steigender Energiepreise war in den letzten 10 Jahren international zu beobachten. Eine Analyse der Endkundenpreise für Strom, Erdgas und Mineralölprodukte zeigt allerdings, dass sich die Energiepreise in Deutschland im internationalen Vergleich (zu den untersuchten Ländern Frankreich, Spanien, Großbritannien, Schweden, Polen, Tschechische Republik) für die meisten (jedoch nicht für alle) Kundengruppen und Energieträger am oberen Rand bewegen. Als wesentliche Gründe haben wir hierfür folgende Faktoren identifiziert:

- **Steuern und Abgaben** – Bei allen von uns untersuchten Energieträgern, - Strom, Erdgas, Mineralölprodukte – gehören die Steuern und Abgaben in Deutschland zu den höchsten in den ausgewählten Vergleichsländern. Lediglich in Schweden sind für die meisten Kundengruppen bzw. Energieträger noch höhere Steuern bzw. Abgaben zu verzeichnen. Die wesentlichen deutschen Steuern bzw. Abgaben, die die hohen deutschen Energiepreise bedingen, sind
  - die Mineralölsteuer (für Mineralölprodukte) bzw. die Erdgassteuer;
  - die Stromsteuer;
  - Umlagen für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (bei Strom); und
  - die Konzessionsabgaben (bei Strom und Erdgas).

  Bei den Steuern und Abgaben für Strom gelten in Deutschland für energieintensive Industrien zahlreiche Sonderregelungen, die für diese

Kundengruppen die Belastung der Energiepreise aus den Steuern bzw. Abgaben signifikant reduzieren können.

- **Netzentgelte** – Insbesondere im Bereich Strom waren sowohl bei den Industriekunden als auch bei den Haushaltskunden die durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland höher als in nahezu allen untersuchten Vergleichsländern. Zwar sind Quervergleiche zwischen Ländern bzw. Netzbetreibern z.B. wegen unterschiedlicher Kostenzurechnungsverfahren (z.B. auf Kundengruppen) und unterschiedlichen Kundencharakteristika (Anschlussspannungsebenen, Verbrauchsverhalten etc.) nur schwer durchführbar, doch erscheint die Indikation relativ hoher Netzentgelte für Strom in Deutschland robust. Folgende Treiber können als Gründe angeführt werden:
  - **Netzbereitstellungsqualität** – Das deutsche Stromnetz ist vergleichsweise gut ausgebaut und mit Reserven ausgelegt. Dies schlägt sich in einer vergleichsweise hohen Netzzuverlässigkeit in Deutschland im Vergleich zum Ausland nieder, die mit höheren Netzkosten „erkauft" wird.
  - **Investitionsanreize** – Das deutsche Regulierungsregime setzt eine Reihe von Investitionsanreize, die u.U. kostensteigernd wirken können. Zu nennen sind z.B. ein „moderates" Effizienzbenchmarking (z.B.: „Best-Abrechung" nach vier verschiedenen Benchmarkingverfahren, Berücksichtigung von Leitungslängen und Transformatorkapazitäten als Kostentreiber), die tendenziell investitionsfördernd wirken, aber Effizienzanreize verringern können, kapitalmarktgerechte Zinssätze für die Eigenkapitalverzinsung oder Sonderregelungen wie die Genehmigung von Investitionsbudgets.
  - **Sonderlasten** – Die Netzbetreiber in Deutschland tragen z.T. implizite Sonderlasten, insbesondere für die Integration Erneuerbarer Energien. So besteht die generelle Pflicht, Stromnetze für die Integration Erneuerbarer Energien auszubauen, was aufgrund des vergleichsweise hohen Marktanteils Erneuerbarer in Deutschland zu besonderen Lasten führt. Zudem sind Kosten für die Vorhaltung von Leistungsreserve implizit in den Netzentgelten enthalten;
  - **Regulierung** – Einzelne Länder, insbesondere Großbritannien, praktizieren schon seit längerem eine Anreizregulierung, die langfristig zu Kosten- und Tarifsenkungen führt. Ein entsprechender Regulierungsansatz wurde in Deutschland erst 2009 umgesetzt. Allerdings befindet sich das Regulierungsregime in anderen Vergleichsländern (z.B. in Schweden oder Spanien) ebenfalls noch im Umbruch.

- **Politischer Einfluss** – In einigen Ländern unterliegen die Endkundenpreise für Strom und Erdgas auch nach einer vollständigen Öffnung der Märkte einer Regulierung. Möglich ist auch eine indirekte politische Beeinflussung der Energiepreise z.B. über Staatseigentum an den Energieversorgungsunternehmen. Politischer Einfluss kann sich in einer staatlich verordneten Umverteilung von Renditen über die Strompreise von den Unternehmen zu den Kunden manifestieren, oder auch in einer Umverteilung von Kosten zwischen Kundengruppen. So werden in einigen Ländern Strom- und Gaspreise z.B. zur Verfolgung industriepolitischer oder sozialpolitischer Ziele eingesetzt.

Bei Strom und v.a. Erdgas sind zudem, insbesondere bei kleinen und mittelgroßen Kunden, Lieferanten- und Tarifwechsel in Deutschland eher gering ausgeprägt. Zurückzuführen ist dies ggf. auf den noch vergleichsweise jungen Wettbewerbsmarkt in Deutschland und die geringe Wechselerfahrung vieler Kunden. So können z.B. bei Strom Haushaltskunden durch Tarif- oder Lieferantenwechsel deutliche Energiekostenersparnisse erreichen, doch der Wechsel des Versorgers ist eher die Ausnahme als die Regel.

Internationale Energiepreisunterschiede sind nach unseren Analysen nur bedingt durch Differenzen in den Beschaffungspreisen für Energie an den Großhandelsmärkten bzw. bei Energieimporten begründbar. So ist das Verhältnis der Strom- und Gasbeschaffungspreise Deutschlands zum europäischen Ausland sehr uneinheitlich. Die Börsenpreise für Strom an der deutschen Strombörse EEX z.B. weichen nicht signifikant von den entsprechenden Preisen z.B. in Frankreich, Österreich oder den Niederlanden ab. In UK waren die Börsenpreise für Strom in den vergangenen Jahren i.d.R. höher als in Deutschland, v.a. begründet durch den hohen Anteil an Gaskraftwerken in UK. In anderen Regionen wie den skandinavischen Ländern oder Osteuropa sind die Großhandelspreise für Strom zwar i.d.R. niedriger als in Deutschland, doch lassen sich die Preisdifferenzen durch Unterschiede in den Kraftwerksparks begründen. Zudem lassen sich Preisbewegungen am deutschen Stromgroßhandelsmarkt relativ gut mit den Stromerzeugungskosten, allen voran den Brennstoffkosten (insb. Kohle und Gas, die für die preisbestimmenden „Grenzkraftwerke" besonders relevant sind) und den Kosten für CO2-Zertifikate, begründen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere für die energieintensive Industrie die Strom- und Gasbeschaffungskosten am Großhandelsmarkt sowie kleinere Unterschiede in den Netzentgelten zum Ausland von wesentlicher Bedeutung für die internationale Wettbewerbsfähigkeit sein können.[147] Insofern können bereits

147 Bei der nicht-energieintensiven Industrie spielen diese kleinen Schwankungen bzw. Unterschiede nur eine untergeordnete Rolle, da zum einen aufgrund höherer Steuerbelastungen die Anteile der

ein im internationalen Vergleich durchschnittlicher Stromgroßhandelspreis oder durchschnittliche Netzentgelte zu Wettbewerbsnachteilen führen, da davon auszugehen ist, dass die konkurrierenden Unternehmen der stromintensiven Industrien insbesondere in Ländern mit niedrigen Energiepreisen über industrielle Produktionskapazitäten verfügen. Dieser Aspekte ist selbst dann bedeutsam, wenn internationale energieintensive Industrieunternehmen auch in Deutschland über Fertigungskapazitäten verfügen. Insbesondere wenn die Fertigungskapazitäten nicht voll ausgelastet sind, besteht ein Anreiz, die Kapazitäten in den Ländern mit den niedrigsten Energiepreisen höher und in Ländern mit hohen Energiepreisen geringer auszulasten (auch Transportkosten für die produzierten Güter spielt natürlich bei dieser Optimierung eine Rolle). Insofern ist in den energiepolitischen Entscheidungsprozessen zu berücksichtigen, dass für diese energieintensiven Unternehmen auch geringfügigere Preisdifferenzen zum Ausland erhebliche negative Implikationen für die Produktion in Deutschland haben können und eine Orientierung am Durchschnitt des Auslands ggf. nicht ausreicht, um Standortnachteile zu vermeiden.

7.2 Handlungsempfehlungen

Auf Basis unserer Analyse lassen sich allgemeine und energieträgerspezifische Handlungsempfehlungen ableiten. Wir fassen die Handlungsempfehlungen im Folgenden thesenartig zusammen.

Justierung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks überprüfen

Die im EnWG festgeschriebenen Ziele der Energiepolitik Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit stehen teilweise in einem Zielkonflikt. Dies bedeutet, dass Maßnahmen im einen Bereich eines oder beide der anderen Ziele negativ beeinflussen können. Grundsätzlich kann eine Überbetonung eines Ziels nicht nur die Zielerreichung der anderen Bereiche gefährden, sondern auch zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Allokation führen. Allerdings können bspw. politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen durchaus eine Schwerpunktsetzung in der Gewichtung begünstigen (bspw. Versorgungssicherheit in den Aufbaujahren nach dem zweiten Weltkrieg oder im Zuge der Ölpreiskrise, Preisgünstigkeit in der Einführungsphase der Liberalisierung Ende der 1990er Jahre, Umwelt- und Klimapolitik Ende der 1990er Jahre bis heute).

Ungeachtet dessen sind die Ausprägungen in der Zielgewichtung von Zeit zu Zeit zu überprüfen, ob sie sich noch durch die gesamtwirtschaftlichen und

---

Großhandelspreise und Netzentgelte geringer sind. Zum anderen stellen Energiekosten einen wesentlich geringeren Anteil an den Produktionskosten dar.

gesellschaftlichen Bedingungen rechtfertigen lassen. Da keines der Ziele im Gesetz besonders herausgehoben wird, liegt die Annahme nahe, dass nach der Intention des Gesetzes zumindest im langfristigen Trend die Ziele ungefähr gleich gewichtet sein sollten.

Steuern und Abgaben auf politische Zielsetzung überprüfen

Wie ausführlich beschrieben, sind staatliche Steuern und Abgaben auf Energie ein wesentlicher Treiber der Energiepreise in Deutschland. Diese staatlichen Steuern, Abgaben und Sonderlasten dienen unterschiedlichen politischen Zielen:

- **Finanzierung öffentlicher Haushalte und Dienstleistungen** (fiskalische Steuern/Abgaben) – z.B. Mehrwertsteuer, Mineralölsteuer, Konzessionsabgaben.
- **Internalisierung externer Effekte und Energieeffizienzanreize** (Pigou-Steuern) – Lenkungswirkung: Stromsteuer, Mineralölsteuern einschließlich Gassteuer.
- **Technologieförderung** – Umlagen für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen des EEG bzw. KWK-G; indirekte Förderung Erneuerbarer Energien über die Netzintegration (implizit in den Netzentgelten an die Endkunden gewälzt).

Die Zielsetzung international wetttbewerbsfähiger und vergleichbarer Energiepreise steht teilweise im Konflikt zu den genannten Zielsetzungen. So wurde im Jahr 1999 die Stromsteuer eingeführt und die Mineralölsteuer erhöht,[148] um monetäre Anreize für Energieeffizienz zu setzen und gleichzeitig einen Beitrag zur Finanzierung der staatlichen Sozialsysteme zu leisten. Dies widerspricht unmittelbar dem Ziel Preisgünstigkeit. Dieses Ziel ist nicht gleichzusetzen mit niedrigen Energiepreisen. Vielmehr ist darauf zu achten, dass die Preise volkswirtschaftlich effizient sind, sie also neben den Erzeugungs-/Produktionskosten auch externe Effekte internalisieren sollten. Eine Subventionierung von Energiepreisen unter ihre eigentlichen Angebotskosten ist aus Preisbildungsgesichtspunkten volkswirtschaftlich ebenso ineffizient wie die Preise über das Maß der externen Effekte hinausgehend zu besteuern. Insofern erscheint u.E. eine Klärung und Gewichtung der politischen Zielsetzung von Energiepreisen, ggf. differenziert nach Kundengruppen und/oder Energieanwendungen, geboten. Letztendlich geht es darum, das im EnWG festgeschriebene Ziel der Preisgünstigkeit mit anderen Zielen der Energiepolitik wie der Umweltverträglichkeit sowie weitergehenden Zielen wie der Finanzierung

148 Bei der Mineralölsteuer sei z.B. darauf hingewiesen, dass diese aus Umweltgesichtspunkten nicht stringent aufgebaut ist. So werden energiewirtschaftlich hochwertige Produkte mit höheren Umweltstandards (v.a. Superbenzin) deutlich höher besteuert als solche mit ungünstigeren Produktspezifika (wie schweres Heizöl).

öffentlicher Haushalte im politischen Willensbildungsprozess bewusst abzuwägen.

Ein Aspekt im Zuge dieser Abwägung sollte auch zukünftig sein, im internationalen Wettbewerb stehende Sektoren (energieintensive Industrie) durch Sonderregelungen besser zu stellen als übrige Energieverbraucher. Grund hierfür sind andernfalls induzierte Auslagerungseffekte („Carbon Leakage" bzw. „Energy Leakage"), die sowohl klima- als auch standortpolitisch kontraproduktiv wären.

Effizientes Monitoring der Zielerreichung

Um ein Erreichen der einzelnen Ziele möglichst effizient beurteilen zu können, müssen zunächst geeignete Indikatoren definiert werden. Diese sollten verständlich und leicht zu quantifizieren sein sowie einen internationalen Vergleich ermöglichen. Für die Ziele Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit existieren bereits geeignete Indikatoren. Für die Umweltverträglichkeit seien hier bspw. die CO2-Reduktionen im Vergleich zu den nationalen Zielen genannt. Bei der Versorgungssicherheit haben sich z.B. die Kenngrößen Häufigkeit bzw. Dauer der Versorgungsunterbrechung (SAIDI und SAIFI) etabliert.

Wie im Rahmen dieses Berichts dargelegt, gibt es für das Ziel der Preisgünstigkeit der Energieversorgung hingegen keinen einheitlichen und leicht zu interpretierenden Indikator. Ein sinnvoller Energiekostenindikator müsste das gesamte Spektrum der Verbrauchsfälle abdecken, eine Gewichtung der Fälle vornehmen sowie eine breite Basis an Energieträgern umfassen. Zudem müsste eine geeignete Referenz für den Indikator definiert werden (BIP, BIP pro Kopf, Wertschöpfung o.ä.).

Grundsätzlich muss bei der Definition eines Indikators verschiedenes berücksichtigt werden. Zunächst besteht eine Abwägung zwischen Genauigkeit der Datenerhebung und der Repräsentativität. Konkrete Abnahmefälle, wie sie auch in dieser Studie verwendet werden, haben bei aller Datenunschärfe ein immer noch recht hohes Genauigkeitsniveau. Allerdings sind sie hingegen auch nur für die konkreten Fälle aussagekräftig, sie sind also nicht repräsentativ für eine gesamte Volkswirtschaft. Eine Alternative zu Abnahmefällen sind hingegen auf Durchschnittswerten bzw. Makroindikatoren beruhende Indikatoren, die volkswirtschaftliche oder zumindest sektorale Dimensionen einnehmen. Hier kann, bei einer entsprechend geeigneten Ausgestaltung des Indikators, von einer erhöhten Repräsentationsfähigkeit ausgegangen werden, die Genauigkeit der Aussagen kann bei dieser Auflösung jedoch nicht gewährleistet werden.

Die Wahl des Indikators ist zudem vom Erkenntnisziel abhängig. Soll bspw. ein Trend über den Zeitablauf dokumentiert werden oder soll ein Niveauvergleich stattfinden? Bei Trends bietet sich das Arbeiten mit Durchschnittsgrößen an, da hier die Genauigkeit eine geringere Rolle spielt. Sollen jedoch internationale

Niveaus verglichen werden, muss zugunsten der Datengenauigkeit jedoch auf Repräsentativität verzichtet werden.

Schlussendlich stellt sich auch noch die Frage, ob statt eines Indikators nicht eher zwei, einer für Haushalte und einer für Industriekunden, entwickelt werden sollten. Speziell bei den Haushalten liesen sich hierdurch sowohl Genauigkeit als auch eine gewisse Repräsentativität realisieren. Bei der Industrie ist dies leider nicht gegeben.

Effizienz der staatlich bedingten Abgaben und Sonderlasten sicherstellen

Unabhängig von der politischen Zielsetzung sollten aus Effizienzgründen die staatlichen Abgaben, insbesondere für die Technologieförderung, kontrolliert gesteuert und effizient strukturiert werden. Probleme sehen wir insbesondere aufgrund:

- einer ineffizienten Ausgestaltung der Fördermechanismen (hohe Kosten pro geförderter Stromerzeugung) bei zugleich
- steigendem Fördervolumen (gefördertes Stromaufkommen).

Insbesondere aufgrund des stark ansteigenden Volumens der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, die über das EEG gefördert werden, ist mit einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage in den kommenden Jahren zu rechnen. Selbst wenn dies mit einer gewissen Entlastung des Großhandelspreises für Strom verbunden ist (kurzfristiger Merit-Order-Effekt), so entsteht der Volkswirtschaft EEG-bedingt doch eine erhebliche Mehrbelastung, da die Kosten der EE-Stromerzeugung die der konventionellen Stromerzeugung auch in den kommenden ein bis zwei Dekaden deutlich übersteigen wird.[149] Dies gilt – abgesehen von punktuellen Ausnahmen wie z.B. besonders guten Windstandorten – für die Entwicklung des absehbaren erneuerbaren Gesamtportfolios, selbst nach Berücksichtigung von Lerneffekten und CO2-Bepreisung im Rahmen des EU-Emissionshandels.

In Deutschland besteht über die Parteigrenzen hinweg dennoch weitestgehend Konsens, die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien weiter umfassend zu fördern und auszubauen. Um das Ziel der Preisgünstigkeit der Energieversorgung unter dieser Maßgabe möglichst weitgehend zu erreichen, sind aus ökonomischer Perspektive effiziente Fördermechanismen erforderlich. Dies bedingt u.E. z.B.folgendes:

---

149 EEG-bedingte volkswirtschaftliche Zusatzkosten müssen sich nicht in erhöhten Strompreisen für Endverbraucher niederschlagen. Sie können sich – abhängig vom Merit-Order-Effekt – z.B. auch in unveränderten Verbraucherpreisen und verminderten Deckungsbeiträgen aus konventioneller Stromerzeugung äußern. Dann werden die Zusatzkosten nicht von den Verbrauchern, sondern den Erzeugern getragen.

- Definition und Gewichtung der **Zielsetzungen** der Förderung – Sowohl mit der Förderung Erneuerbarer Energien als auch der Kraft-Wärme-Kopplung werden unterschiedliche politische Ziele verfolgt. Zu nennen sind hierbei z.B.
  - Klimaschutz bzw. CO2-Minderung;
  - Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten;
  - Industriepolitik und Sicherung von Arbeitsplätzen; und
  - Technologiepolitik und –förderung.

  Je nach Zielsetzung erweisen sich unterschiedliche Förderstrategien als effizient. So können z.B. die Ziele Klimaschutz und Reduktion der Importabhängigkeit durch verschiedene alternative Förderungen erreicht werden. Die Förderinstrumente sollten effizient auf das Erreichen der jeweiligen Ziele ausgerichtet sein. Dies kann bedeuten, dass die Förderung für bestimmte Technologien reduziert -, die für andere erhöht werden sollte.[150] Die Eignung und Wirtschaftlichkeit der Technologien ist dabei regelmäßig zu überprüfen, so dass eine Effizienz der Fördermittel auch über den Zeitablauf gewährleistet ist.

- Überprüfung der **Fördermechanismen** – Das Instrument einer garantierten Einspeisevergütung für Erneuerbare Energien war bisher in Deutschland im Hinblick auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien *effektiv*, aber nicht *kosteneffizient*, da teure Technologien und Standorte, bezogen auf die erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien, stärker gefördert werden als kostengünstigere. Mitnahmeeffekte sind kaum auszuschließen, da Anlagenbetreiber einerseits und staatliche Behörden andererseits über asymmetrische Informationen bezüglich der Kosten der Bereitstellung der Erneuerbaren Energien verfügen. Wettbewerblich organisierte Förderverfahren wie Ausschreibungswettbewerb, Bonus- oder Quotensysteme sind i.d.R. kosteneffizienter. Zudem wäre eine internationale Integration bzw. Koordination der Förderung Erneuerbarer Energien im Hinblick auf Kosten und die Erreichung von (europaweiten) Klimaschutzzielen zu bevorzugen. Eine EU-weite Harmonisierung der EE-Förderung würde einen Wettbewerb der Standorte für EE-Anlagen unterstützen, somit die Erschließung vorteilhafter Standorte begünstigen

150 Vgl. EWI (2010).

und könnte gemäß einer aktuellen EWI-Studie[151] zu Erneuerbaren Energien in der kommenden Dekade EU-weit dreistellige Milliardenbeträge einsparen.

- Schaffung von **Transparenz** – Um eine verlässliche Entscheidungsgrundlage zu Ausmaß und Struktur der Technologieförderung zu schaffen, sollte bezüglich der Kosten und Nutzen der Förderung Erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme Kopplung eine möglichst weitgehende Transparenz angestrebt werden. Ein wichtiger Schritt zur Schaffung einer größeren Transparenz wurde Anfang dieses Jahres bereits durch die Änderung des EEG-Wälzungsmechanismus erreicht. Die Kosten der EEG-Vermarktung werden nun nicht mehr über die Netzentgelte, sondern über die EEG-Umlage weitergegeben. Dennoch besteht weiterer Handlungsbedarf. So sind heute die Kosten der Netzintegration Erneuerbarer Energien (z.B. Netzanschluss und Regelleistungskosten) in den Entgelten für die Nutzung der Stromnetze enthalten und werden somit indirekt an die Netzkunden weitergewälzt. Im politischen Entscheidungsprozess sollten aufgrund ihrer Größenordnung auch diese Kosten Berücksichtigung finden. Grundsätzlich muss im Rahmen dieser Diskussion auch stärker auf die Rolle des Emmissionshandels eingegangen werden. Im Gegensatz zu den Erneuerbaren und KWK-Förderungen, deren Belastungen (zumindest die direkten) dem Haushaltskunden in der Zwischenzeit auf der Stromrechnung ausgewiesen werden, bleiben die Belastungen aus dem CO2-Handel dem Endkunden verborgen. Dies liegt daran, dass die Wirkung nicht wie bei den Abgaben und Steuern auf den reinen Energiepreis aufgeschlagen werden, sondern im Großhandelspreis beinhaltet sind. Wie in Kapitel 3.4.4 aufgezeigt, können die Belastungen aus dem Emmissionshandel durchaus ein nennenswertes Ausmaß einnehmen, ohne dem Endkunden bewusst zu werden. Wenn also über Gesamtbelastung aus dem Bereich der Umweltverträglichkeit diskutiert wird, müssen diese Kosten mitberücksichtigt werden, auch wenn eine Quantifizierung aufgrund der Wirkunsgmechanismen von Strommärkten nicht ohne weiteres möglich ist.

Solange die Förderung Erneuerbarer Energien bzw. der KWK und die damit verbundene Belastung der Endverbraucher durch staatliche Abgaben nicht international koordiniert bzw. integriert ist, ist es unseres Erachtens gerechtfertigt, Sonderreglungen für im internationalen Wettbewerb stehende Industrieunternehmen beizubehalten. Andernfalls ist nicht auszuschließen, dass staatlich bedingte Abgaben und indirekte Lasten (z.B. über die Netzentgelte) die Abwanderung deutscher Industrieunternehmen in das Ausland induziert.

---

[151] Vgl. EWI (2010), „Untersuchung nachhaltiger und effizienter Förderstrategien für erneuerbare Energien unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem konventionellen Stromerzeugungssystem in Europa"

Internationale Integration der Energiemärkte weiter vorantreiben

Bereits in den vergangenen Jahren hat sich die Integration des deutschen Energiemarktes, insbesondere des Strommarktes, mit dem europäischen Ausland verbessert. So ist z.B. Deutschland Mitglied bei insgesamt vier[152] von sieben regionalen Initiativen zur verbesserten Integration europäischer Strommärkte. Bei diesen Initiativen unter Führung der nationalen Regulierungsbehörden bzw. des Zusammenschlusses der Regulierungsbehörden (ERGEG bzw. CEER) streben Netzbetreiber, Börsen und Handelsteilnehmer an, die internationale Integration der nationalen Strommärkte zu verbessern. Dies soll erreicht werden durch

- eine verbesserte Nutzung der bereits verfügbaren Austauschkapazitäten durch Harmonisierung des Handels und eine effizientere Zuteilung der Übertragungsrechte – Hervorzuheben ist hier insb. die Ausdehnung des derzeit zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden betriebenen Market Coupling nach Deutschland ab dem Herbst 2010. Auch die Übernahme, bzw. Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern über die Grenzen hinweg, lässt eine weitere Marktintegration erwarten; und
- neue Stromleitungen (z.B. die TEN-E Prioritätsleitungen) - Bezüglich des Netzausbaus werden im Rahmen des TEN-E Programms umfangreiche Erweiterungen der Interkonnektoren in Europa diskutiert. Einige neue Leitungen (z.B. Verstärkung der Leitungen zu Polen) sind bereits als Prioritätsprojekte im deutschen Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aufgelistet. Derzeit werden neben den polnischen Projekten auch neue Verbindungen zu Dänemark (Kasso-Dollern), Norwegen, (NorGer Kabel), den Niederlanden (Wesel-Doentichem) oder Belgien[153] (ELIA-Amprion) diskutiert. Eine solche, und durchaus eine noch weiter gehende Ausweitung der grenzüberschreitenden Stromtransportkapazitäten würde zum einen unter Wettbewerbsaspekten in vorteilhafter Weise den EU-Strombinnenmarkt vertiefen, und zum zweiten die EU-weite Netz- und Marktintegration der Erneuerbaren Energien in der Stromversorgung unterstützen.

Ähnliche Bestrebungen der Binnenmarktvertiefung sind im Gasbereich erkennbar. So kann durch die Übernahme des Transportnetzes der BEB durch die holländische Gasunie im Jahr 2008 ein grenzüberschreitendes Marktgebiet für Erdgas für Deutschland und die Niederlande entstehen. Zudem ist mit neuen

---

152 Deutschland ist bei den Regionalinitiativen CEE, CS, CW und North beteiligt. (siehe www.european-regulators.eu)

153 http://tdworld.com/projects_in_progress/announcements/elia-rwe-belgium-german-interconnect-0409/

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Gasprojekten wie der Nabbucco Pipeline, der Nordstream Pipeline sowie neuen LNG Terminals (z.T. auch in den Niederlanden) eine weitere Integration der internationalen Gasmärkte möglich.

Dabei sollte allerdings bedacht werden, dass eine Ausweitung der internationalen Integration zunächst eine effizientere, d.h. bezogen auf die gesamte Integrationsregion bezogene kostengünstigere Energieversorgung und eine internationale Konvergenz der Großhandelspreise bewirkt. Das bedeutet noch nicht zwingend, dass in Deutschland auch die Großhandelspreise fallen. Insbesondere, wenn die Kopplung zu Ländern mit tendenziell höheren Großhandelspreisen zunimmt, ist nicht mit einem Sinken der Preise zu rechnen.

Andererseits können deutsche Stromkunden von niedrigeren Energiepreisen und dem Potenzial zur Stromspeicherung in Skandinavien profitieren, wenn die Stromnetze zwischen Skandinavien und Deutschland weiter ausgebaut werden. Gleiches gilt z.B. für die Stromnetze in Richtung Osteuropa (Polen, Tschechien, ggf. weiter Richtung Ukraine). Zudem kann eine weitere internationale Integration der Energiemärkte, v.a. im Gasbereich, die Liquidität der Großhandelsmärkte weiter erhöhen. Die Politik bzw. Behörden können hierbei unterstützen, z.B. indem

- Ausnahmegenehmigungen von der Regulierung für neue internationale Infrastrukturen weiterhin möglich bleiben;
- internationale Infrastrukturprojekte auf politischer Ebene bei Bedarf diplomatisch unterstützt werden;
- die marktliche, regulatorische und administrative Integration der internationalen Strom- und Gasmärkte weiter durch die Regulierungsbehörden vorangetrieben wird.

Begonnene Schritte in der Netzregulierung weiterführen

Die ersten Jahre nach der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte (und damit die ersten Jahre unseres Betrachtungszeitraums) waren durch einen wenig transparenten Netzzugang sowie eine unzureichende (Selbst-) Regulierung gekennzeichnet. Durch die Etablierung der Bundesnetzagentur (2005) und die Einführung der Anreizregulierung (2009) haben sich die Defizite in diesem Bereich deutlich reduziert. Dies zeigt sich u.a. in sinkenden Netzentgelten in den Jahren nach Einführung der Regulierung und einer erhöhten Transparenz im Netzbereich. Die eingeleiteten Schritte sollten konsequent weiterverfolgt werden. Bspw. könnte die internationale Vergleichbarkeit der Netzentgelte für die einzelnen Abnahmefälle noch weiter ausgebaut werden. Allerdings ist bei einem Vergleich immer zu berücksichtigen, dass sich die Netze bzw. die dahinter stehenden Investitionssummen international strukturell deutlich unterscheiden. Ein internationaler Vergleich stößt damit zwar an Grenzen, allerdings kann dennoch eine Einordnung dieses Kostenblocks auf die nationalen Endkunden

besser vorgenommen werden. Auch sind Systemwechsel, wie der Übergang in Deutschland zu Anreizregulierung, sowie größere Investitionsvorhaben, wie die Offshoreanbindungen, bei der Interpretation der nun wieder steigenden Netzentgelte (zumindest im Strom) zu berücksichtigen.

Wettbewerb im Endkundensegment weiter fördern

Unsere Analyse zeigt indikativ, dass der Wechsel von Tarifen und Lieferanten im Bereich der Endkunden in den letzten Jahren im deutschen Strom- und Gasmarkt zugenommen hat, aber die Potenziale insbesondere bei kleineren und mittelgroßen Kunden ggf. noch nicht voll ausgeschöpft sind. Grund für das „Beharren" vieler Endkunden könnte ein Informationsdefizit bezüglich der Wechsel- und Wahlmöglichkeiten sein. Im europäischen Ausland haben aus diesem Grund Behörden bzw. Politik verschiedene Maßnahmen zur Förderung des Endkundenwettbewerbs von staatlicher Seite ergriffen, die auf die Behebung des Informationsdefizits abzielen. Beispiele hierfür sind:

- Informationskampagnen, in denen von staatlicher Seite über Wahl- und Wechselmöglichkeiten aktiv informiert und für den Tarif- bzw. Lieferantenwechsel (zeitlich befristet) öffentlich und systematisch geworben wird; sowie
- Tarifrechner, die von staatlicher Seite (i.d.R. den Regulierungsbehörden) zum Vergleich der Preise der Anbieter bereitgestellt werden (z.B. Österreich). Öffentliche Tarifrechner werden oftmals aufgrund des „offiziellen" Charakters eher angenommen als private Tarifrechner.

Zwar sind einige der Maßnahmen aus ordnungspolitischer Sicht nur eingeschränkt zu befürworten (so könnten staatliche Tarifrechner private Initiativen verdrängen), doch ist die Förderung des Wettbewerbs durch (ggf. zeitlich befristete) Maßnahmen wie die Bereitstellung von Informationen einer „Re-Regulierung" des Endkundenmarktes vorzuziehen.

Verbesserung der Informations- und Datenbasis

Die Informations- und Datenbasis ist bei öffentlichen zugänglichen Datenquellen (Eurostat, IEA etc.) lückenhaft. So werden z.B. bei Eurostat (aber auch bei IEA) bei weitem nicht für alle Länder und Kundengruppen Preisdaten ausgewiesen. Weiterhin ist die Definition und Methodik der Erfassung der verfügbaren Daten nur unvollständig dokumentiert. Dies schränkt die internationale Vergleichbarkeit der Daten bzw. die Möglichkeit, die Daten durch Korrekturrechnungen vergleichbar zu machen, ein. Auch ist unter Umständen nicht sichergestellt, dass sich die erfassten Preisdaten in den verschiedenen Ländern exakt auf identische Sachverhalte beziehen.

Um ein zuverlässiges und aussagekräftiges internationales Monitoring von Energiepreisen in der Zukunft sicherzustellen, wäre eine weitere Präzisierung und

Ergänzung der öffentlich verfügbaren Datenquellen (z.B. bei Eurostat) von Vorteil. Dies könnte z.B. folgende Bereiche betreffen:

- **Vollständigkeit** – Verpflichtung der EU-Mitgliedstaaten, für alle Kundengruppen Preisdaten zu melden. Diese Verpflichtung sollte idealerweise z.B. auch energieintensive Industrien umfassen.

- **Prüfung auf Plausibilität und Fehler** – Die Datenreihen enthalten zahlreiche Fehler. Idealerweise sollte eine Prüfung vor Aufnahme der Preise in die Datenbank stattfinden. Darüber hinaus sollte auch eine rückwirkende Prüfung der bereits eingearbeiteten Daten erfolgen.

- **Methodik der Datenerhebung** – Präzisierung der Abnahmefälle bzw. der erfassten Preisdaten: Das liberalisierte Marktumfeld erfordert ggf. eine Präzisierung der Definition der Abnahmefälle bzw. erfassten Preisdaten. So ist z.B. zu präzisieren, ob die erfassten Energiepreise z.B. Tarifpreise, Sondervertragspreise (d.h. Preise außerhalb des Tarifsystems) oder Durchschnittspreise über mehrere Preiskategorien umfassen.

- **Relevanz der Abnahmefälle hinterfragen** – Speziell für kleinere Industriekunden besteht eine Vielzahl von Abnahmefälle, die sich zum Teil nur geringfügig unterscheiden. Diese sollten durch mehrere Großabnehmer ergänzt werden. Die Fälle sollten zudem intuitiv zugängig beschrieben werden, so dass eine Vermittlung der Daten, auch im Hinblick auf Nichtfachleute, einfacher erfolgen kann.

- **Harmonisierung der Datenquellen** – Es sollte idealerweise eine Abstimmung der verschiedenen öffentlichen Preisstatistiken erfolgen. Zwar sind aufgrund unterschiedlicher Definitionen und Erhebungsmethoden Abweichungen nicht auszuschließen, grundsätzlich sollte aber bei offiziellen Preisstatistiken auf eine größere Harmonisierung angestrebt werden. Dies könnte bspw. durch die Bündelung von nationalen Erhebungen erfolgen. In der Praxis erfolgen häufiger Parallelabfragen durch unterschiedliche öffentliche oder öffentlich beauftragte Stellen.

Anhang 1: Steuern und Abgaben auf Energie in Deutschland

Steuern und Abgaben auf Strom

Stromsteuer

Das Stromsteuergesetz (StromStG) ist seit dem 1.4.1999 in Kraft und verpflichtet Stromversorger sowie Eigenerzeuger zur Entrichtung einer Steuer je MWh geliefertem bzw. verbrauchtem Strom. Der Regelsteuersatz beträgt seit dem 1.1.2003 20,50€/MWh. Eine für Haushaltskunden relevante Steuerermäßigung bestand nur bis zum 31.12.2006 für Strom, der zum Betrieb von Nachtspeicherheizungen entnommen wurde, welche vor dem 1.April 1999 installiert wurden sind (ermäßigter Steuersatz i.H.v.12,30€/MWh).

Für Industriekunden sieht das Gesetz mehrere Ausnahmen vor. So unterliegt Strom einem ermäßigten Steuersatz i.H.v. 12,30€/MWh wenn er von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft für betriebliche Zwecke entnommen wird. Dieser Steuersatz gilt bis zu einer jährlichen Verbrauchsmenge von 25MWh. Für darüber hinaus entnommenen Strom beträgt die Steuer 8,20€/MWh. Zudem ist festgelegt, dass Unternehmen des Produzierenden Gewerbes die Stromsteuer erlassen, erstattet oder vergütet wird, sofern der Strom für bestimmte Prozesse und Verfahren verwendet wird. Diese umfassen z.B. Elektrolyse, Herstellung von Zement oder Metallerzeugung und -bearbeitung. Schließlich gilt für Strom, der von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke entnommen wird, dass die Steuer erlassen, erstattet oder vergütet wird, sofern die Steuer im Kalenderjahr den Betrag von 512,50€ übersteigt. **Tabelle 16** fasst die Entwicklung der Steuersätze seit Einführung der Stromsteuer zusammen.

Tabelle 16. Entwicklung der Stromsteuersätze

mit Wirkung vom	Regelsteuersatz	ermäßigter Satz für Nachtspeicher-heizungen	ermäßigter Satz für das Produzierende Gewerbe sowie Land- und Forstwirtschaft
		€/MWh	
01.04.1999	10,23	5,11	2,05
01.01.2000	12,78	6,39	2,56
01.01.2001	15,34	7,67	3,07
01.01.2002	17,9	9	3,6
01.01.2003	20,5	12,3	12,3
01.01.2004	20,5	12,3	12,3
01.01.2007	20,5	keine Ermäßigung	12,3

Quelle: Frontier/ EWI nach BMF (2009)

Konzessionsabgabe

Seit dem 1.1.1992 sind Energieversorgungsunternehmen gemäß der Konzessionsabgabenverordnung für Strom und Gas (KAV) zur Zahlung von Konzessionsabgaben an Gemeinden bzw. Landkreise verpflichtet. Bei Konzessionsabgaben handelt es sich um "Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen". Die Höhe der Konzessionsabgaben wird von den Gemeinden festgelegt, darf jedoch die in der KAV festgelegten Höchstgrenzen nicht überschreiten. Die Höchstgrenze orientiert sich dabei an der Größe der jeweiligen Gemeinde.[154]

154 Für Stromlieferungen an Sondervertragskunden gilt zudem, dass keine Konzessionsabgaben gezahlt werden dürfen, sofern deren Durchschnittspreis je kWh im Kalenderjahr unter dem Durchschnittserlös je KWh aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegt.

Anhang 1: Steuern und Abgaben auf Energie in Deutschland

Tabelle 17. Höchstgrenzen für Konzessionsabgaben (Strom)

	Ct/KWh
Tarifkunden	
bis 25.000 Einwohner	1,32
bis 100.000 Einwohner	1,59
bis 500.000 Einwohner	1,99
über 500.000 Einwohner	2,39
Sondervertragskunden	
	0,11

Quelle: Frontier/EWI, nach KAV

Umlage nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz

Das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) regelt seit 2000 die Vergütung und die Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie den bundesweiten Ausgleich des vergüteten Stroms. Zuvor war die Förderung Erneuerbarer Energien gesetzlich im Stromeinspeisegesetz von 1991 verankert. Das EEG 2000 wurde durch das EEG 2004 und zuletzt durch das EEG 2009 abgelöst. Nach dem EEG erhalten Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom auf Basis Erneuerbarer Energien, eine feste Einspeisevergütung für den erzeugten Strom. Die Vergütung des Stroms erfolgt durch die Netzbetreiber, in deren Netz der erneuerbare Strom eingespeist wird. Die Kosten der Vergütung werden durch einen Umlage- und Ausgleichsmechanismus bundesweit verteilt und auf die Letztverbraucher umgewälzt. Die Höhe der EEG-Umlage, die der Letztverbraucher trägt, hängt von der Höhe der sog. Differenzkosten ab. Hierbei handelt es sich um die Differenz zwischen den EEG-Vergütungen und den Strombezugskosten der Energieversorgungsunternehmen je kWh. Die EEG-Umlage hängt also sowohl vom durchschnittlichen Vergütungssatz und von der eingespeisten Menge aus Erneuerbaren Energiequellen, als auch von den Großhandelspreisen für Strom im jeweiligen Abrechnungszeitraum ab.

Für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes gelten besondere Ausgleichsregelungen. Ziel dieser Regelungen ist, die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen zu stärken. Die anteilig weitergereichte Strommenge ist daher in dem Maße begrenzt, dass die Mehrkosten durch die EEG-Umlage auf 0,05ct/kWh reduziert werden. Dies gilt

für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromverbrauch im letzten Geschäftsjahr größer als 10GWh war und die zusätzlich ein Verhältnis von Stromkosten zu Bruttowertschöpfung aufweisen, welches 15% übersteigt. Diese Begrenzung gilt nur für die Strommenge, die über 10% der Stromabnahme des letzten Geschäftsjahres hinausgeht, falls der Strombezug zwischen 10 und 100GWh lag oder falls das Verhältnis von Stromkosten und Bruttowertschöpfung eines Unternehmens im Bereich über 15% und unter 20% ist.

Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Eine Förderung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung wurde zunächst im KWKG 2000 und anschließend im KWKG 2002 gesetzlich verankert. Ziel des KWKG 2000 war es, bestehende KWK-Anlagen für einen befristeten Zeitpunkt im liberalisierten Markt zu schützen. Anspruch auf eine Vergütung hatten alle KWK-Anlagen, die von Energieversorgungsunternehmen (EVU) betrieben wurden und Strom in das allgemeine Versorgungsnetz einspeisten. Ziel des KWKG 2002 ist es dagegen, (betreiberunabhängig) die Modernisierung und den Neubau von KWK-Anlagen, die Einführung der Brennstoffzelle sowie den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen zu fördern. Zu diesem Zweck muss KWK-Strom vorrangig durch den Netzbetreiber abgenommen werden. Der KWK-Betreiber erhält für den Strom den zwischen ihm und dem Netzbetreiber vereinbarten Preis (alternativ: den „üblichen Preis" zuzüglich einem Betrag für die durch die dezentrale Einspeisung vermiedenen Netzentgelte) plus einen im Gesetz festgelegten Zuschlag. Die Höhe des Zuschlags variiert je nach Inbetriebnahmejahr, Effizienzgrad und Leistung der KWK-Anlage. Die zusätzlichen finanziellen Belastungen die dem Netzbetreiber durch die Abnahme von KWK-Strom entstehen, werden wie die EEG-Differenzkosten bundesweit ausgeglichen und an die Letztverbraucher weitergereicht. Für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch, der 100MWh übersteigt, dürfen sich die Mehrkosten durch die KWK-Umlage für den über die 100MWh hinausgehenden Teil des Stromverbrauchs, auf höchstens 0,05ct/kWh belaufen. Wenn Letztverbraucher zudem Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind, deren Stromkosten im vergangenen Kalenderjahr 4% des Umsatzes überstiegen haben, dürfen sich die Mehrkosten auf maximal 0,025ct/kWh belaufen. Da diese Minderbelastung der Industrie im KWKG 2002 gegenüber dem KWKG 2000 neu eingeführt wurde, stieg 2002 die von den Haushalten zu tragende KWK-Umlage, obwohl die gesamte vergütete Strommenge nach dem KWKG- 2002 sank.

Mehrwertsteuer (MwSt)

Zusätzlich zu den energiespezifischen Steuern und Abgaben wird auf Strom die Mehrwertsteuer erhoben. Die entsprechenden Sätze für den Betrachtungszeitraum sind 15,75% in 1998, 16% von 1999 bis 2006 und 19% ab

Anhang 1: Steuern und Abgaben auf Energie in Deutschland

2007. Der jeweils geltende Mehrwertsteuersatz fällt auf alle Komponenten des Endkundenstrompreises an, also auch auf die Zahlungen aus den oben aufgeführten sonstigen Steuern und Abgaben. Aufgrund der Umsatzsteuerwälzung werden die Industriekundenpreise grundsätzlich ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen.

Steuern und Abgaben auf Gas

Erdgassteuer

Die Erdgassteuer war bis 2006 im Mineralölsteuergesetz (MinöStG) verankert. Seit 2006 gelten die entsprechenden gesetzlichen Regelungen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG). Die Steuer auf Erdgas zu Heizzwecken betrug gemäß MinöStG 1,84€/MWh bis zum 1.4.1999. Sie stieg dann um 1,636€/MWh auf 3,476€/MWh. Ein weiterer Anstieg erfolgte zum 1.1.2003 um 2,024€/MWh. Seitdem beträt der Erdgassteuersatz bis heute 5,5€/MWh. Für das Produzierende Gewerbe galt bis 2002 eine Steuerbegünstigung in Höhe von 80% der Ökosteuer, d.h. in Höhe von 80% der Steuererhöhungen seit dem 1.4.1999 (3,66€/MWh =1,636€/MWh + 2,024€/MWh). Von Januar 2003 bis zur Einführung des EnergieStG in 2006 umfasste die Steuervergünstigung lediglich 40% der Steuererhöhungen seit dem 1.4.1999 (also 1,464€/MWh = 40%*3,66€/MWh). Seit 2006 wird eine Steuerentlastung in Höhe von 2,20€/MWh gewährt, wenn ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes das Erdgas zu betrieblichen Zwecken verheizt hat und der Entlastungsbetrag im Kalenderjahr 205€ übersteigt.

Konzessionsabgabe

Seit dem 1.1.1992 fallen auf Gas- ebenso wie auf Stromlieferungen, Konzesssionsabgaben an. Die entsprechenden zulässigen Höchstgrenzen für Gas sind in **Tabelle 18** abgebildet.

Tabelle 18. Höchstgrenzen für Konzessionsabgaben (Gas)

	ct/KWh
Tarifkunden	
für Kochen und Warmwasser	
bis 25.000 Einwohner	0,51
bis 100.000 Einwohner	0,61
bis 500.000 Einwohner	0,77
über 500.000 Einwohner	0,93
für sonstige Tariflieferungen	
bis 25.000 Einwohner	0,22
bis 100.000 Einwohner	0,27
bis 500.000 Einwohner	0,33
über 500.000 Einwohner	0,40
Sondervertragskunden	
	0,03

Quelle: Frontier/EWI, nach KAV

Konzessionsabgaben für Lieferungen an Sondervertragskunden fallen nicht an, sofern diese pro Jahr mehr als 5GWh beziehen. Ebenso fallen keine Konzessionsabgaben an, wenn der Durchschnittspreis des Sondervertragskunden im Kalenderjahr unter 1,50ct/kWh liegt, wobei dieser Preis im Verhältnis der Durchschnittserlöse des Versorgungsunternehmens aus der Belieferung von Sondervertragskunden im Jahr 1989 und im jeweiligen Kalenderjahr zu verändern ist. Für nach dem 1. Januar 1992 abgeschlossene Verträge ist der Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus den Lieferungen von Gas an alle Letztverbraucher zugrunde zu legen und entsprechend zu verändern.

Anteilige Förderabgabe:

Der Erdgaspreis für Letztverbraucher enthält neben den bereits genannten Steuern und Abgaben eine anteilige Förderabgabe. Diese muss die Förderindustrie für die Nutzung der unter Staatsvorbehalt stehenden Bodenschätze an den Staat bezahlen. Der Förderabgabensatz wird vom

Anhang 1: Steuern und Abgaben auf Energie in Deutschland

jeweiligen Bundesland jährlich im Rahmen der Vorgaben des Bundesberggesetzes festgelegt.

Mehrwertsteuer (MwSt)

Analog zu Strom wird auch auf Gas die Mehrwertsteuer erhoben (derzeit 19%), jedoch auch hier nur für private Endverbraucher.

Steuern und Abgaben auf Mineralölprodukte

Mineralölsteuer/Energiesteuer

Das Mineralölsteuergesetz wurde am 15. Juli 2006 durch das Energiesteuergesetz (EnergieStG) ersetzt, um das Mineralölsteuergesetz an die EU-Energiesteuer-Richtlinie anzupassen. Die Steuer wird auf Produzentenebene oder nachfolgenden Handelsstufen erhoben und wird über die Preise an die Konsumenten weitergegeben. Zuständig für die Erhebung der Steuer sind die Hauptzollämter der Bundeszollverwaltung.

Bei der Energiesteuer handelt es sich um eine Verbrauchssteuer (und daher um eine indirekte Steuer). Sie wird u.a. auf Energieerzeugnisse wie Benzin, Dieselkraftstoff, leichtes und schweres Heizöl, Kohle, Erdgas, Flüssiggas und Biokraftstoffe (bei einer Bestimmung als Kraft- oder Heizstoff) erhoben.

Allerdings sieht das Gesetz auch mehrere Ausnahmen bei der Besteuerung der Verwendung von Energieerzeugnissen vor, da nur der Verbrauch von Energieerzeugnissen als Kraft- oder Heizstoff belastet werden soll. Zu den zahlreichen Steuerermäßigungen zählen u.a. die Besteuerung von Motor-Kraftstoffen und Heizöl, wenn sie zur Förderung umweltfreundlicher Energieressourcen oder zum Transport verwendet werden. Auch das produzierende Gewerbe (zu dem aus steuerrechtlicher Sicht auch die Energieversorgung zählt) sowie Betreiber von Stromerzeugungs-, KWK- und Müllverbrennungsanlagen erhalten Steuernachlässe. Die Vergünstigungen für die Industrie dienen einer Verhinderung von Wettbewerbsnachteilen im internationalen Vergleich.

Die folgende Tabelle gibt die relevanten Steuersätze für die Energieträger Benzin, Diesel, leichtes und schweres Heizöl für das Beispieljahr 2008 an.

Tabelle 19. Steuersätze der Energiesteuer für Deutschland im Beispieljahr 2008

Energieträger	Steuerssatz
Bleifreies Benzin (Schwefelgehalt <10 mg/kg)	654,50€ pro 1000l
Diesel (Schwefelgehalt <10 mg/kg)	470,40€ pro 1000l
Leichtes Heizöl	61,35€ pro 1000l
Schweres Heizöl	25,00€ pro 1000kg

Quelle: Energiesteuergesetz, Europäische Kommission

Mehrwertsteuer

Handelt es sich bei den Verbrauchern um private Haushalte (wie in unserer Untersuchung für Benzin, Diesel und leichtes Heizöl) ist der jeweils gültige Mehrwertsteuersatz zu berücksichtigen. Analog zu Strom und Gas wird dieser auch auf die anderen Abgaben, in diesem Fall die Energiesteuer, erhoben.

Anhang 1: Steuern und Abgaben auf Energie in Deutschland

Anhang 2: Energierelevante Steuern und Abgaben im Ausland

7.2.2 Strom und Erdgas

Frankreich

Die Zusammensetzung der Steuern und Abgaben im Zusammenhang mit einzelnen Energieträgern ist in Frankreich komplex. So gibt es vier verschiedene Steuern beim Energieträger **Strom**:

- **CTA (contribution tarifaire d'acheminement)** – Diese Steuer dient als Beitrag zur Netzbereitstellung und wurde durch das Gesetz vom 8. August 2004 festgelegt (und ist seit dem 29. September 2005 in Kraft). Die Höhe der Steuer ist abhängig vom Wohnort. Befindet sich der Haushalt in einem Gebiet, das weniger als 40.000V verbraucht, beträgt die Steuer 21%, befindet sich der Haushalt jedoch in einem Gebiet, das mehr als 40.000V verbraucht, sind es nur 8,2%. Die CTA basiert auf dem Tarif der Nutzung der öffentlichen Transport- und Verteilungsnetze TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution). TURPE besteht sowohl aus einem festen als auch aus einem variablen Teil, die jeweils von dem Netzbetreiber abhängig sind. Die CTA basiert nur auf dem fixen Teil.

- **TLE (taxes locales d'électricité)** – Darüber hinaus wird eine lokale Elektrizitätssteuer erhoben. Diese wird von der jeweiligen Kommune und dem département festgelegt. Üblich sind hierbei für Kommunen 4-8% und für départements 2-4%. Die Basis für diese Steuer ist 80% der Kosten für das Stromabonnement und des Konsums.

- **CSPE (contribution au Service Public de l'Électricité)** – Hierbei handelt es sich um einen Beitrag zur Erfüllung von Verpflichtungen des öffentlichen Auftrags. Diese Steuer beläuft sich auf 0,45ct/kWh.

- **Umsatzsteuer** – Die Sätze belaufen sich auf 5,5% auf die Leistungsgebühr (oder feste Grundgebühr, d.h. Abonnement und CTA), 19,6% auf die Energie ohne Steuern und auf den Betrag der lokalen Steuern und CSPE.

Auf **Gas** werden die folgenden beiden Steuern erhoben:

- **TICGN (taxe Interieure a la Consommation de Gaz Naurel)** – Spezielle Steuer auf den Verbrauch von Erdgas als Kraftstoff für die Industrie (0,119ct/kWh).

- **Umsatzsteuer** – Beim Gas gelten 5,5% auf den Grundpreis und 19,6% auf den Arbeitspreis.

Großbritannien

In Großbritannien sind die Belastungen für Haushaltskunden im internationalen Vergleich am niedrigsten für die Energieträger **Strom** und **Gas**. So zahlen Haushaltskunden nur eine 5% Umsatzsteuer auf ihren Stromverbrauch, weitere direkte Abgaben entfallen. Zusätzlich sind noch verschiedene Fördermechanismen für Erneuerbare Energien zu berücksichtigen, allerdings werden diese nicht als Steuern ausgewiesen (siehe Ausführungen in Kapitel 3.5). Die Industriekunden zahlen eine höhere Umsatzsteuer von 17,5% und zusätzlich noch eine Klimawandelabgabe (climate change levy). Als Beispiele für die Klimawandelabgabe seien an dieser Stelle Strom mit 0,00441GBP/kWh und Gas mit 0,00154 GBP/kWh genannt.

Polen

In Polen werden seit dem 26. März 2002 Verbrauchssteuern auf **Strom** in Höhe von 0,02PLN/kWh erhoben. Ausgenommen von dieser Steuer ist Strom aus Erneuerbaren Energien. Die Verbrauchssteuer wird indirekt über die Tarife für Verteiler an die Endverbraucher weitergegeben und nicht direkt in der Rechnung ausgewiesen. Darüber hinaus beläuft sich der Umsatzsteuersatz auf Strom auf 22%.

Auf den Energieträger **Gas** wird in Polen nur die Umsatzsteuer in Höhe von 22% erhoben.

Spanien

In Spanien wird eine Stromsteuer von 4,864% erhoben, auf den Gesamtpreis für **Strom** wird dann die Umsatzsteuer von 16% angesetzt. Beim Energieträger **Gas** gibt es außer der Umsatzsteuer keine zusätzlichen Steuern.

Schweden

In Schweden wird auf die Energieträger **Strom** eine Energiesteuer erhoben. Diese beträgt 0,005 SEK/kWh für die Industrie und 0,178 bis 0,270 SEK/kWh für Haushalte und Kleingewerbe.

Seit Anfang der 1990er Jahre werden Umweltabgaben auf fossile Brennstoffe und eine Umsatzsteuer von 25% auf Energie erhoben. Mit einer Umweltsteuer werden Kohlendioxid, Schwefel und Stickoxid belegt sowie mit einer Energiesteuer sämtliche Brennstoffe. Brennstoffe werden seit 1991 mit einer Kohlendioxidsteuer belegt. Von Steuern ausgenommen sind biologische Brennstoff für sämtliche Nutzer. Die Energie- und CO_2-Steuer wird nicht auf Brennstoffe zur Stromerzeugung erhoben, Stromerzeugung in Kernkraftwerken

Anhang 2: Energierelevante Steuern und Abgaben im Ausland

wird hingegen gesondert besteuert. Verbraucher zahlen eine Stromsteuer. Für die Produktion in Kraft-Wärme-Werken wird die halbe Energiesteuer gezahlt, allerdings die volle CO_2-Steuer für den auf die Wärmeproduktion bezogenen Anteil des Brennstoffs. Diese Steuer beläuft sich auf 40 SEK/kg CO2.

Tschechische Republik

Die tschechische Republik zählt seit 2008 ebenfalls zu den Ländern, die eine Stromsteuer erheben. Diese beläuft sich auf 28,30CZK/MWh. Im Jahre 2008 ist außerdem eine Gassteuer in Kraft getreten, allerdings gibt es zahlreiche Ausnahmen beispielsweise für Haushalte und die Schwerindustrie. Die Umsatzsteuer beläuft sich auf 19%.

7.2.3 Mineralölprodukte

Auf Mineralölprodukte für Endverbraucher werden folgende Umsatzsteuern erhoben (ohne schweres Heizöl, da ausschließlich Einsatz in der Industrie). Die Tabelle gibt den aktuellen Stand (April 2010) wieder. Für historische Daten galten zum Teil unterschiedliche Sätze.

Tabelle 20. Umsatzsteuersätze auf Mineralölprodukte

	Diesel	Superbenzin	Leichtes Heizöl
Deutschland	19%	19%	19%
Frankreich	19,6%	19,6%	19,6%
Großbritannien	17,5%	17,5%	5%
Polen	22%	22%	22%
Schweden	25%	25%	25%
Spanien	16%	16%	16%
Tschechische Republik	19%	19%	19%

Quelle: EU, Oil Bulletin, April 2010

Darüber hinaus entfallen in allen Ländern noch spezielle Steuern auf Mineralölprodukte, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst sind. Auch diese Tabelle gibt den aktuellen Stand (April 2010) wieder. Für historische Daten galten zum Teil unterschiedliche Sätze.

Tabelle 21. Mineralölsteuer und sonstige Belastungen auf Mineralöl

		Diesel (je 1000l)	Super-benzin (je 1000l)	Leichtes Heizöl (je 1000l)	Schweres Heizöl (je t)
Deutschland	EUR	654,50	470,40	61,35	25,00
Frankreich	EUR	606,20	427,90	56,60	18,50
Großbritannien	GBP	571,90	571,90	109,90	k.A.
Polen	PLN	1.658	1.282	232	64,00
Schweden	SEK	5.520	4.339	3.804	4.132,98
Spanien	EUR	436,49	340,36	85,73	15,06
Tschechische Republik	CZK	12.840	10.950	2.375	472

Quelle: EU, Oil Bulletin, April 2010

Anhang 2: Energierelevante Steuern und Abgaben im Ausland

Anhang 3: Anhang Strom

Daten werden elektronisch zur Verfügung gestellt.

Anhang 4: Anhang Erdgas

Daten werden elektronisch zur Verfügung gestellt.

Anhang 5: Anhang Mineralölprodukte

Daten werden elektronisch zur Verfügung gestellt.

Anhang 6: Anhang Energiekostenbelastung

Tabelle 22. Energieverbrauch nach Energieträgern in ausgewählten energieintensiven WZ (2007)

WZ	Herstellung/ Erzeugung von	Strom (in MWh)	Erdgas (in MWh)	Kohle (in GJ)	Heizöl (in GJ)
2112	Papier, Karton und Pappe	17.387.292	30.207.125	-	-
2413	sonst. anorganischen Grundstoffen und Chemikalien	6.285.076	-	8.391.102 (nur Steinkohle)	1.388.275
247	Chemiefasern	-	1.832.363	-	-
2611	Flachglas	607.832	4.690.060	-	1.741.246 (nur schweres Heizöl)
2613	Hohlglas	1.737.675	6.028.888	-	5.953.456
263	Keramische Wand- u. Bodenfliesen und -platten	289.813	2.122.739	-	-
264	Ziegel und sonst. Baukeramik	908.532	6.305.106	-	970.706 (nur schweres Heizöl)
2651	Zement	3.979.046	196.464	39.556.761	2.669.746
2652	Kalk	495.778	1.844.874	16.644.646	70.943 (nur leichtes Heizöl)
2653	gebrannter Gips	197.828	-	2.592.531	131.890 (nur leichtes Heizöl)
271	Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen	22.399.557	28.620.708	483.287.834 (nur Steinkohle)	18.617.574
2742	Aluminium	10.845.137	6.084.696	-	608.909 (nur leichtes Heizöl)

Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Tabelle 23. Kennzahlen von WZ im produzierenden Gewerbe auf 2-er Klassifikationsebene im Jahr 2007

WZ	Bezeichnung	Energiekosten-anteil am BPW [%]	Energiekosten-anteil an BWS [%]	Energiekosten in 1000€	BPW (1000€)	BWS (1000€)
WZ-10	Kohlenbergbau, Torfgewinnung	5,9%	60,2%	252.477	4.279.279	419.160
WZ-11	Gew.v. Erdöl und Erdgas, Erbrg. Verb. Dienstleist.	1,4%	3,8%	61.151	4.367.941	1.622.932
WZ-14	Gew.v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	9,6%	25,4%	423.488	4.411.334	1.667.686
WZ-15	Ernährungsgewerbe	2,3%	10,7%	3.468.882	150.820.956	32.388.051
WZ-16	Tabakverarbeitung	0,3%	0,4%	57.519	19.173.006	12.850.913
WZ-17	Textilgewerbe	3,0%	9,9%	408.196	13.606.542	4.114.923
WZ-18	Bekleidungsgewerbe	0,5%	2,0%	46.163	9.232.655	2.321.649
WZ-19	Ledergewerbe	0,8%	3,5%	26.087	3.260.891	735.214
WZ-20	Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	3,0%	12,6%	585.218	19.507.274	4.628.965
WZ-21	Papiergewerbe	6,2%	23,4%	2.339.939	37.740.945	9.988.767
WZ-22	Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	1,2%	3,2%	501.609	41.800.776	15.660.351
WZ-23	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v. Brutstoffen	0,6%	2,0%	720.193	120.032.109	35.951.830
WZ-24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	3,4%	12,1%	5.981.133	176.092.150	49.497.799
WZ-25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	2,4%	7,9%	1.676.711	69.862.938	21.136.240
WZ-26	Glasgewinnung, H.v. Keramik, Verarb.v. Steinen und Erden	6,7%	20,1%	2.620.140	39.106.570	13.022.472
WZ-27	Metallerzeugung und -bearbeitung	5,2%	23,5%	5.838.569	112.280.171	24.801.064
WZ-28	Herstellung von Metallerzeugnissen	1,7%	4,9%	1.776.565	104.503.842	36.004.262
WZ-29	Maschinenbau	0,8%	2,4%	1.772.627	221.578.378	74.248.744
WZ-30	H.v. Büromaschinen, DV-Geräten und -Einrichtungen	0,3%	1,3%	52.122	17.374.005	4.028.105
WZ-31	H.v. Geräten d. Elektriz.erzeugung, -verteilung u.Ä.	0,8%	2,6%	804.258	100.532.253	31.357.007
WZ-32	Rundfunk- und Nachrichtentechnik	0,8%	3,4%	431.564	53.945.473	12.780.116
WZ-33	Medizin-, Mess-, Steuertechnik, Optik H.v. Uhren	0,7%	1,7%	303.047	43.292.445	17.654.868
WZ-34	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteile	0,7%	3,4%	2.554.339	364.905.573	74.148.735
WZ-35	Sonstiger Fahrzeugbau	0,8%	2,7%	292.816	36.602.058	10.918.830
WZ-36	H.v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr., Sportgeräte usw.	1,1%	3,6%	319.535	29.048.676	8.989.420
WZ-37	Recycling	2,3%	15,3%	149.162	6.485.302	975.892

Quelle: Frontier/EWI nach Destatis

Anhang 6: Anhang Energiekostenbelastung

Anhang 7: Literaturverzeichnis

Quellenangaben, Dokumente und Internetlinks werden elektronisch zur Verfügung gestellt.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE
BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA
Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com