

**Die vier großen
deutschen
Energieunternehmen
unter der Lupe**

(Kurzstudie)

Uwe Leprich

**Saarbrücken,
28. November 2007**

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
0. Hintergrund.....	3
1. Entwicklung der Gewinne und Dividenden	4
1.1 Der Gewinnbegriff und seine unterschiedlichen Kennziffern.....	4
1.2 Entwicklung der Konzerngewinne	9
1.2.1 Die Konzerne im Kurzüberblick	9
1.2.2 Entwicklung der Konzerngewinne.....	11
1.2.3 Gewinnentwicklung nach Sparten	13
1.3 Die Gewinne für die Aktionäre	17
1.4 Die Entwicklung der Aktienkurse.....	19
2. Entwicklung der Strompreise und der Netzentgelte.....	21
2.1 Entwicklung der Endkundenpreise.....	21
2.2 Entwicklung der Netznutzungsentgelte	25
Exkurs: Entwicklung der Netzinvestitionen	28
3. Zur Marktmacht der vier großen Energieunternehmen.....	29
3.1 Ausgewählte Übersichten.....	29
3.2 Vertikale Vorwärtsintegration	32
Literatur	33

Zusammenfassung

Die vier großen Energieunternehmen in Deutschland (E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe) melden regelmäßig Rekordgewinne und erhöhen gleichzeitig die Energiepreise. Diese Kurzstudie hat die aktuellsten relevanten Daten und ihre Entwicklungen im Hinblick auf diese vier Unternehmen zusammengestellt, um informierter über ihre derzeitige Markt- und Machtstellung diskutieren zu können.

Zunächst wurde der EBIT (Earnings before Interest and Tax) als aussagekräftigste Gewinnkennzahl identifiziert und die Entwicklung der Konzerngewinne mit seiner Hilfe nachgezeichnet. Dabei stellte sich heraus, dass beim RWE seit 2000, bei EnBW und Vattenfall seit 2003 eine Gewinnexplosion zu verzeichnen ist. Bei E.ON ist die Entwicklung differenzierter zu betrachten, da einige Sonderbelastungen wie Wertberichtigungen auf Beteiligungen insbesondere im Jahr 2002 für ein schlechteres Konzernergebnis gesorgt haben.

Hieran zeigt sich bereits die stark eingeschränkte Aussagekraft des Konzerngewinns und seiner Entwicklung. Deutlich aufschlussreicher wäre die Aufgliederung des Gewinns auf die einzelnen Sparten der Wertschöpfungskette, um die wirklichen „Cash Cows“ der Unternehmen identifizieren zu können. Leider liegt diese Aufgliederung nur innerhalb der Unternehmen vor, da es bei der Ausgestaltung des §10 Energiewirtschaftsgesetz seinerzeit nicht mehrheitsfähig war, die Veröffentlichung dieser relevanten Informationen verbindlich vorzuschreiben. So lässt sich nur vermuten, dass die Stromerzeugung in Deutschland in den letzten Jahren die höchsten Gewinnbeiträge geleistet hat.

Alle vier Aktien wären im Ausgangsjahr der Betrachtung (2002) eine gute Geldanlage gewesen, wobei sich die RWE-Stammaktie am Besten entwickelte und nahezu vervierfachte, dicht gefolgt von der E.ON-Aktie mit einer Verdreieinhalbfachung. Aber auch die EnBW-Aktie hat sich seit ihrem Tiefpunkt im Jahr 2003 mehr als verdoppelt.

Die durchschnittlichen Industriestrompreise für typisierte Abnehmer sind seit dem Jahr 2000 zwischen 58% und 77% gestiegen sind, mit einem besonders starken Anstieg im Jahr 2005 – dem Jahr der Einführung des CO₂-Emissionshandels. Sie sind damit nach Italien und Irland die höchsten in Europa. Die Haushaltsstrompreise sind zwischen 2000 und 2006 in Deutschland ebenfalls um rund 50% gestiegen, wobei weniger als die Hälfte dieses Anstiegs staatlich induziert und etwas mehr als die Hälfte unternehmens- und marktinduziert war. Auch die Haushaltskundenpreise liegen europaweit mit an der Spitze.

Die Netzkosten haben am industriellen Strompreis einen Anteil von 12%, bei Haushaltskunden einen Anteil von rund 30%. Für die Netznutzungsentgelte allein auf der Höchstspannungsebene, die sich ausschließlich im Besitz der vier großen Verbundunternehmen befindet, wurden im Jahr 2005 rund 2,5 Mrd. € Erlöst, davon allein mehr als 800 Mio. € durch die

Bereitstellung von Regelenergie. Das sind rund 600 Mio. € mehr als im Jahr 2000, ohne dass diese Erhöhung plausibel nachvollziehbar wäre. Zudem zeigt die Entwicklung eindeutig, dass die Regulierung von Netznutzungsentgelten nicht immer zu sinkenden Netzentgelten führen muss; im Gegenteil sind die Höchstspannungsentgelte bei Vattenfall Europe und RWE seit Einführung der Regulierung gestiegen. Wenn man davon ausgeht, dass die jährlichen Netznutzungsentgelte aller Spannungsebenen zur Zeit jährlich zwischen 20 und 22 Mrd. Euro betragen, nimmt sich hingegen eine Netzinvestitionshöhe im gesamten Netzbereich von deutlich unter 3 Mrd. € eher bescheiden aus.

Die Marktmacht der vier Unternehmen manifestiert sich auf vielfache Weise:

- Ihr Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten (netto) beträgt je nach Zuordnungsmethodik zwischen 82 und 90%, der Anteil an den Grundlastkraftwerken sogar über 95%.
- Von den bereits genehmigten oder kurz vor der Genehmigung stehenden Blöcken entfallen acht von zehn auf die vier Großen; hinzu kommt ein Kraftwerk der Evonik STEAG, an der E.ON und RWE ebenfalls noch beteiligt sind.
- Ihr Anteil an der direkten Endkundenversorgung liegt je nach Zuordnungsmethodik zwischen 56,8 und 71,4%; nimmt man die Minderheitsbeteiligungen dazu, ergibt sich ein Einfluss auf mehr als 80% des Endkundenmarktes.
- Darüber hinaus sind die vier Unternehmen an mehr als 40% aller deutschen Stadtwerke bzw. Regionalversorger beteiligt, die Strom vertreiben, In der Summe sind dies 282 Unternehmen.

Angesichts der Marktdominanz der vier Unternehmen, ihres politischen Einflusses, ihrer Finanzkraft und ihrer infrastrukturpolitischen Bedeutung für die Industriegesellschaft wäre es dringend notwendig, sie regelmäßig zu durchleuchten und die Ergebnisse einer breiten Öffentlichkeit bekannt zu machen. Möglicherweise wäre dies sogar im Interesse der Unternehmen selbst, um ihrerseits das verspielte Vertrauen schrittweise zurück zu gewinnen. Dafür sollten schnellstmöglich die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden.

0. Hintergrund

Politik und Öffentlichkeit nehmen bei jeder Quartalspressekonferenz der vier großen deutschen Energieunternehmen staunend zur Kenntnis, dass seit Jahren ein Rekordergebnis das vorhergehende übertrifft. Umfangreiche Übernahmen deutscher Energieunternehmen in Osteuropa, Großbritannien und entsprechende Versuche in Spanien und den Niederlanden signalisieren hohe Liquiditätsüberschüsse, die investiert werden wollen. Die Höhe des Kaufpreises scheint keine große Rolle zu spielen, da werden über Nacht schon einmal – wie beim Übernahmeversuch der spanischen Endesa durch E.ON geschehen – 10 Mrd. € draufgelegt, ohne mit der Wimper zu zucken.

Der Ruf der vier großen deutschen Energieunternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe war noch nie so schlecht wie heute: in der gesamten Medienlandschaft ist regelmäßig von Abzockerei und Preistreiberei die Rede, es werden Manipulationen und Kartellabsprachen unterstellt, die Vertrauensbasis ist vollständig zerstört. So reichte das ungeschickte Medienverhalten von Vattenfall Europe beim Störfall im Atomkraftwerk Krümmel bereits aus, innerhalb von Wochen mehr als 7% seiner Kunden zu verlieren.

Diese Reaktionen in der Öffentlichkeit und bei den Verbrauchern haben ihre Ursache möglicherweise auch darin, dass Intransparenz und Geheimniskrämerei von jeher das Verhalten der Energieriesen geprägt haben. Oft bestens vernetzt und verdrahtet zur Politik und zur Administration bestand nie die Notwendigkeit, um Zustimmung bei den Verbrauchern und den Medien zu werben. Diese Intransparenz hat sich seit Beginn der Liberalisierung Ende der 90er Jahre noch einmal gesteigert mit dem Hinweis, nun herrsche ja Wettbewerb und Offenlegungen könnten den Wettbewerbern nützen.

Diese Kurzstudie versucht, die aktuell besten Daten über die vier Energieunternehmen, die in der Öffentlichkeit verfügbar sind, zusammen zu tragen, und sie wird dadurch nebenbei auch dokumentieren, wie viele weiße Flecken es noch gibt, die derzeit nicht gefüllt werden können. Angesichts der Marktdominanz zumindest von zweien der vier Unternehmen, ihres politischen Einflusses, ihrer Finanzkraft und ihrer infrastrukturpolitischen Bedeutung für die Industriegesellschaft wäre es dringend notwendig, sie regelmäßig zu durchleuchten und die Ergebnisse einer breiten Öffentlichkeit bekannt zu machen. Möglicherweise wäre eine solche kontinuierliche „E.ON-RWE Watch“-Aktivität sogar im Interesse der Unternehmen, um einerseits das verspielte Vertrauen schrittweise zurück zu gewinnen, andererseits Legendenbildungen und falschen Berichterstattungen in den Medien entgegen zu wirken. Dies würde allerdings voraussetzen, dass beide Unternehmen ihr über Jahrzehnte gewachsenes Selbstverständnis, „Staat im Staate“ zu sein, schnellst möglich über Bord werfen und sich den Regeln einer funktionsfähigen liberalisierten Energiemarktes unterordnen.

1. Entwicklung der Gewinne und Dividenden

1.1 Der Gewinnbegriff und seine unterschiedlichen Kennziffern

Für Laien sind die Begrifflichkeiten der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) immer schon undurchschaubar gewesen, aber ob der Vielzahl der unterschiedlichen Begriffe, Kennziffern und Bilanzierungsvorschriften kommen mittlerweile auch Fachleute ins Schlingern und beklagen Begriffsverwirrungen, die Räume für Fehlinterpretationen bieten (vgl. z.B. Küting/Reuter, FAZ vom 24.09.2007).

Im Folgenden sollen daher zumindest die wichtigsten Gewinnkennziffern für Unternehmen kurz erläutert und bewertet werden, um ein Gefühl für die angemessene Verwendung einzelner Ziffern zu bekommen. Gleichwohl soll dadurch nicht der Anspruch erhoben werden, die Thematik erschöpfend behandelt zu haben.

Kennzahl (1)	Jahresüberschuss/Jahresfehlbetrag
Ermittlung	Umsatzerlöse +/- Bestandsveränderungen + andere aktivierte Eigenleistungen (nach dem Gesamtkostenverfahren) + sonstige betriebliche Erträge - Materialaufwand - Personalaufwand - Abschreibungen - sonstige betriebliche Aufwendungen + Erträge aus Beteiligungen +/- Finanzergebnis +/- außerordentliche Posten - Steuern = Jahresüberschuss
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Der Jahresüberschuss bzw. Jahresfehlbetrag ist das Ergebnis der GuV-Rechnung (§ 275 HGB) und ergibt sich aus der Differenz von Erträgen und Aufwendungen • Diese Kennzahl bezieht sich stets auf eine Periode und wird daher auch als Periodenerfolg bezeichnet • Gewinn-/Verlustvorräte und Entnahmen/Einstellungen aus/in offene(n) Rücklagen werden nicht berücksichtigt
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Insbesondere für börsennotierte Gesellschaften lassen sich zuverlässige Zukunftsprognosen abgeben (z.B. bezogen auf den Gewinn pro Aktie) • Diese Kennzahl ist leicht und intuitiv verständlich • Der Jahresüberschuss/Jahresfehlbetrag berücksichtigt Steuern und andere konkrete Aufwendungen
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die internationale Vergleichbarkeit ist problematisch • Durch bilanzpolitische Maßnahmen kann der Jahresüberschuss/-fehlbetrag stark beeinflusst und „manipuliert“ werden, was letztlich auch die aus ihm resultierenden Kennzahlen betrifft
Fazit	Für nationale Unternehmen, die nach den gleichen Rechnungslegungsvorschriften (HGB, IAS/IFRS, US-GAAP) bilanzieren, ist dies durchaus eine aussagefähige Kennzahl. Bei börsennotierten Unternehmen ist jedoch der Jahresüberschuss pro Aktie wesentlich aussagefähiger.

Kennzahl (2)	Gesamtleistung
Ermittlung	<p>Nettoumsatz + Bestandserhöhungen - Bestandsminderungen + aktivierte Eigenleistungen = Gesamtleistung</p>
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Diese Kennzahl kann nur verwendet werden, wenn der Jahresabschluss nach dem Gesamtkostenverfahren erstellt wird; dann wird neben dem Umsatz die Gesamtleistung ausgewiesen. • Die Gesamtleistung beinhaltet nicht nur den Umsatz, sondern z.B. auch Lagerbestandsveränderungen aus Halb- und Fertigfabrikaten und die daraus resultierenden Kosten, sowie aktivierte Eigenleistungen • Die Gesamtleistung gibt daher an, welche Leistung ein Unternehmen innerhalb einer Periode tatsächlich erbracht hat
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • In dieser Kennzahl sind alle wertmäßigen Produktionsleistungen enthalten • Mit Hilfe der Gesamtleistung lassen sich Rückschlüsse darauf ziehen, ob reine Umsatzveränderungen zu Effizienzsteigerungen führen
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Das Gesamtkostenverfahren ist international nicht sehr verbreitet und findet zum Beispiel keine Anwendung bei der Rechnungslegung nach IFRS oder US-GAAP • Diese Kennzahl dient weniger der externen Analyse als einer zusätzlichen internen Kontrolle
Fazit	<p>Ist aufgrund der Anwendung des Gesamtkostenverfahrens keine gute Kennzahl. Dieses Verfahren ist international nicht sehr weit verbreitet und daher wäre diese Kennzahl nur zu verwenden, wenn lediglich Unternehmen miteinander verglichen werden, die das Gesamtkostenverfahren verwenden.</p>

Kennzahl (3)	Eigenkapitalquote
Ermittlung	$\frac{\text{Eigenkapital}}{\text{Bilanzsumme}} \cdot 100$
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Eigenkapitalquote drückt den Grad der finanziellen Stabilität einer Unternehmung aus • Sie gibt Aufschluss darüber, wie viel Kapital der unbefristeten und dauerhaften Finanzierung der Unternehmung dient • Die Eigenkapitalquote wird auch zur Einschätzung der Risikolage einer Unternehmung herangezogen • Je niedriger die Eigenkapitalquote ist, desto höher sind die Zins- und Tilgungsansprüche der Gläubiger eines Unternehmens
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Eigenkapitalquote lässt sich verhältnismäßig leicht ermitteln • Diese Kennzahl lässt sich i.d.R. für jede einzelne Unternehmung ermitteln
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Eigenkapitalquote hängt stark von der Unternehmensgröße ab • Diese Kennzahl unterliegt in erheblichem Maße den jahresabschlusspolitischen Maßnahmen und Zielsetzungen einer Unternehmung und kann daher leicht „manipuliert“ werden
Fazit	<p>Aufgrund des erheblichen Maßes an Willkürlichkeit, die der Ermittlung der Eigenkapitalquote zugrunde liegt, ist diese Kennzahl nicht geeignet, verlässliche Aussagen über die Finanzstruktur einer Unternehmung zu geben.</p>

Kennzahl (4)	Eigenkapitalrentabilität
Ermittlung	$\frac{\text{Jahresüberschuss vor Steuern}}{\text{Eigenkapital}} \cdot 100$
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Eigenkapitalrentabilität wird auch als Eigenkapitalrendite oder Return on Equity bezeichnet • Diese Kennzahl gibt die Verzinsung der der Unternehmung zur Verfügung gestellten Mittel an • Im Jahresüberschuss vor Steuern sind die dem Eigentümer zu vergütenden kalkulatorischen Kosten nicht berücksichtigt; daher sollte die Eigenkapitalrentabilität deutlich über dem marktüblichen Wert liegen, um diese Kosten zu decken • Solange die Fremdkapitalzinsen unterhalb der Gesamrentabilität liegen, kann die Eigenkapitalrentabilität durch die Aufnahme von Fremdkapital gesteigert werden. Dieser Effekt wird auch Leverage-Effekt genannt.
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Diese Kennzahl lässt sich leicht aus den Angaben der Bilanz ermitteln • Anhand der Eigenkapitalrentabilität können die Investoren erkennen, ob ihre Investition rentabler ist als eine vergleichbare Investition am Markt • Auch potentielle Investoren können diese Größe zur Entscheidungsfindung heranziehen
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Eigenkapitalrentabilität weist nicht zwangsläufig eine Konstanz im Zeitablauf auf, sondern kann größeren Schwankungen unterliegen • Diese Kennzahl ist stark von den nationalen Bilanzierungsvorschriften geprägt, was einen internationalen Vergleich enorm erschwert; durch die Verbreitung und Einführung der IFRS-Standards wird die Vergleichbarkeit in Zukunft vermutlich einfacher werden • Der Leverage-Effekt zeigt die fehlende Finanzneutralität dieser Kennzahl auf, was die Vergleichbarkeit mehrerer Unternehmen erschwert
Fazit	Diese Kennzahl ist insbesondere für (potentielle) Investoren von großer Bedeutung. Wegen der starken Abhängigkeit von nationalen Steuer- und Bewertungsvorschriften ist diese Kennzahl im internationalen Vergleich jedoch nur bedingt aussagefähig.

Kennzahl (5)	Umsatzrentabilität
Ermittlung	$\frac{\text{Jahresüberschuss vor Steuern}}{\text{Umsatz}} \cdot 100$
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Umsatzrentabilität wird auch als Umsatzrendite, Return on Sales oder Operating Profit Margin bezeichnet • Die Umsatzrentabilität gibt an, welcher Prozentsatz vom Umsatz als Jahresüberschuss vor Steuern verbleibt, mit anderen Worten, wie viel Gewinn vom einem Euro Umsatz übrig bleibt
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Umsatzrentabilität lässt sich leicht aus den Angaben der Bilanz einer Unternehmung ermitteln und ist leicht verständlich • Anhand der Eigenkapitalrentabilität können Dritte erkennen, welcher Teil des Umsatzes als Jahresüberschuss verwendet werden kann
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Umsatzrentabilität weist keine Konstanz im Zeitablauf auf, sondern kann größeren Schwankungen unterliegen • Diese Kennzahl ist stark von den nationalen Bilanzierungsvorschriften geprägt, was einen internationalen Vergleich enorm erschwert; durch die Verbreitung und Einführung der IFRS-Standards wird die Vergleichbarkeit in Zukunft vermutlich einfacher werden

Fazit	Wegen der starken Abhängigkeit von nationalen Steuer- und Bewertungsvorschriften ist diese Kennzahl im internationalen Vergleich nur bedingt aussagefähig. Darüber hinaus ist diese Kennzahl insbesondere für (potentielle) Investoren von großer Bedeutung.
--------------	--

Kennzahl (6)	Gesamtkapitalrentabilität
Ermittlung	$\frac{\text{Jahresüberschuss vor Steuern} + \text{Fremdkapitalzinsen}}{\text{Gesamtkapital}} \cdot 100$
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Gesamtkapitalrentabilität wird auch Gesamtkapitalrendite oder Kapitalrendite genannt • Diese Kennzahl gibt an, wie effizient der Kapitaleinsatz eines Investitionsvorhabens innerhalb einer Periode war • Da die Fremdkapitalzinsen auf zwei Arten bewertet werden können, sind auch zwei mögliche Varianten der Gesamtkapitalrentabilität denkbar, der Return on Assets (ROA) und der Return on Investment (ROI) • Das Gesamtkapital setzt sich aus Eigen- und Fremdkapital zusammen, wobei deren Verhältnis für die Ermittlung der Gesamtkapitalrentabilität unerheblich ist.
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Kann aus den Angaben der Bilanz einfach ermittelt werden und ist leicht verständlich • Das Risiko der Eigenkapitalrentabilität, der sog. Leverage-Effekt, spielt bei der Ermittlung der Gesamtkapitalrentabilität keine Rolle
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Diese Kennzahl kann im Zeitablauf aufgrund von Konjunktur und Auftragslage schwanken • Das Verhältnis von Eigenkapital und Fremdkapital wird nicht berücksichtigt, weshalb aufgrund dieser Kennzahl keine Aussagen über die Vermögens- und Liquiditätslage einer Unternehmung getroffen werden können • Diese Kennzahl ist stark von den nationalen Bilanzierungsvorschriften geprägt, was einen internationalen Vergleich enorm erschwert; durch die Verbreitung und Einführung der IFRS-Standards wird die Vergleichbarkeit in Zukunft vermutlich einfacher werden
Fazit	Diese Kennzahl ist ein guter Ansatz zur Beurteilung der Finanzlage einer Unternehmung. Dennoch ist diese Kennzahl, wie auch die Eigenkapital- und die Umsatzrentabilität, stark von jahresabschlusspolitischen Zielsetzungen und nationalen Bewertungsvorschriften abhängig.

Kennzahl (7)	Earnings before Tax (EBT)
Ermittlung	<p>Jahresüberschuss + Steueraufwand + außerordentliches Ergebnis = Gewinn vor Steuern</p>
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Kennzahl EBT (Gewinn vor Steuern) ermöglicht die internationale Vergleichbarkeit der Ertragskraft von Unternehmen, da die Ertragssteuern nicht berücksichtigt werden • Da der EBT bereits Finanzierungskosten beinhaltet, die nationalen Steuergesetzen unterliegen, kann sich ein internationaler Vergleich problematisch gestalten • Die Vorsteuermarge ist eine häufig eingesetzte Kennzahl, die sich aus dem Vorsteuergewinn in Verbindung mit dem Umsatz ergibt
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Kapitalkosten werden teilweise berücksichtigt • Die EBT beinhalten die Zinseinkünfte, die Teil des operativen

	<p>Ergebnisses sind</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unterschiedliche nationale Steuervorschriften haben keinen signifikanten Einfluss
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die EBT sind nur in Verbindung mit anderen Kennzahlen z.B. dem Umsatz aussagefähig • Die EBT weisen i.d.R. keine Konstanz im Zeitablauf auf, sondern können großen Schwankungen unterliegen • Diese Kennzahl ist, wenn auch die nationalen Ertragssteuern nicht berücksichtigt werden, stark von den nationalen Bilanzierungsvorschriften geprägt, was einen internationalen Vergleich enorm erschwert; durch die Verbreitung und Einführung der IFRS-Standards wird die Vergleichbarkeit in Zukunft vermutlich einfacher werden
Fazit	<p>Diese Kennzahl ist zur Beurteilung des Erfolgs einer Unternehmung extrem aussagekräftig. Ein weiterer Punkt, der für diese Kennzahl spricht, ist die Nichtberücksichtigung von nationalen Steuern. Da jedoch eine starke Prägung nationaler Bilanzierungsvorschriften vorliegt, ist ein internationaler Vergleich (bis zur breiten Einführung der IFRS-Standards) nicht gewährleistet.</p>

Kennzahl (8)	Earnings before Interest and Tax (EBIT)
Ermittlung	<p>Jahresüberschuss + Zinsaufwand/ - Zinsertrag + Steuerlast/ -Steuerforderung +/- Beteiligungsergebnis + Außerordentliches Ergebnis = EBIT</p>
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • EBIT = „earnings before interest and taxes“ • Im deutschsprachigen Raum wird EBIT meist mit „Gewinn vor Steuern und Zinsen“ übersetzt • Betrachtet man sich jedoch die Formel zur Ermittlung des EBIT, wird klar, dass dieser vielmehr das operative Ergebnis vor dem Finanz- und Beteiligungsergebnis darstellt • Der EBIT entspricht daher nicht immer dem Gewinn vor Steuern und Zinsen • Der EBIT resultiert im Wesentlichen aus der operativen Tätigkeit eines Unternehmens und dient der Beurteilung der Ertragssituation eines Unternehmens, insbesondere im internationalen Vergleich
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Liefert Angaben, die sich nur auf das operative Geschäft beziehen • In Kombination mit anderen Kennzahlen ist ein industrieweiter Vergleich der operativen Ergebnisse möglich • Da der EBIT eine Kennzahl vor Steuern darstellt, gibt es keine Verzerrungen durch steuerliche Einflüsse • Der EBIT findet international Anwendung
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Der EBIT ist nur in Verbindung mit anderen Kennzahlen aussagefähig • Im operativen Einkommen können auch Zinseinkünfte enthalten sein, die bei der Ermittlung des EBIT keine Berücksichtigung finden • Diese Kennzahl kann u.U. auch Einkünfte beinhalten, die nicht aus dem originären Geschäft resultieren
Fazit	<p>Dies ist meiner Ansicht nach die aussagekräftigste Kennzahl im Bezug auf den Gewinn. Dennoch sollte der EBIT mit mindestens einer weiteren Kennzahl z.B. dem Gewinn vor Steuern oder dem Umsatz verwendet werden.</p>

Kennzahl (9)	Earnings before Interest, Tax, Depreciation and Amortisation (EBITDA)
---------------------	--

Ermittlung	Jahresüberschuss + Zinsaufwand/ - Zinsertrag + Steuerlast/ -Steuerforderung +/- Beteiligungsergebnis + Außerordentliches Ergebnis + Abschreibungsaufwand (inkl. Goodwill) = EBITDA
Erläuterung	<ul style="list-style-type: none"> • EBITDA = „earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation“ • Im deutschsprachigen Raum wird EBITDA meist mit „Gewinn vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen auf materielle und immaterielle Vermögensgegenstände“ übersetzt • Da die indirekten Abschreibungen wie bei der Cash Flow-Berechnung zum Jahresüberschuss hinzuaddiert werden, hat der EBITDA Cash Flow-Charakter • Wird insbesondere von jungen Unternehmen mit einem sehr hohen Abschreibungsbedarf ermittelt, um einen ggf. negativen Jahresüberschuss zu relativieren
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Einflüsse unterschiedlicher Finanzierungsformen werden nicht berücksichtigt • Ermöglicht einen Vergleich im Zeitablauf • Einflüsse, die aus Abschreibungen resultieren, werden nicht berücksichtigt • Dient als Annäherung zum Cash Flow • Der EBITDA ermöglicht einen internationalen Vergleich, da nationale Steuern nicht darin enthalten sind
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Der EBITDA ist nur in Verbindung mit anderen Kennzahlen aussagefähig • Ein industrieübergreifender Vergleich ist nur schwer möglich • Diese Kennzahl kann auch Einkünfte beinhalten, die nicht aus dem rein operativen Geschäft resultieren (z.B. Mieteinkünfte)
Fazit	Generell für internationale Vergleiche gut geeignet.

Fazit

Ausgehend von obiger Charakterisierung der einzelnen Kennzahlen ist der EBIT wohl als aussagekräftigste Kennzahl zu empfehlen. Wir werden daher im nächsten Kapitel zur Gewinnentwicklung die Darstellung darauf abstellen.

Es bleibt jedoch abzuwarten, ob mit zunehmender Verbreitung und Anwendung der IFRS-Rechnungslegungsstandards¹ der EBIT weiterhin die aussagefähigste Kennzahl bleiben oder stattdessen der „Gewinn vor Steuern“ zu bevorzugen ist.

1.2 Entwicklung der Konzerngewinne

1.2.1 Die Konzerne im Kurzüberblick

a) E.ON AG

¹ Seit 2005 haben kapitalmarktorientierte Unternehmen auf Grund einer EU-Verordnung ihren Konzernabschluss nach den Rechnungslegungsvorschriften der International Financial Reporting Standards (IFRS) aufzustellen, nur noch einzelne Konzerne wenden übergangsweise die amerikanischen GAAP-Regeln an.

Im Jahr 2000 fusionierten die Energiekonzerne VEBA und VIAG zur E.ON AG. Ihre mit Abstand größte (100%-)Tochter, die E.ON Energie AG mit Sitz in München, entstand dabei aus der PreußenElektra und dem Bayernwerk. Sie ist heute als „Market Unit Central Europe“ für Strom und Gas in Zentraleuropa tätig, mit Deutschland als Kernmarkt.

Die Aktien befinden sich zu 87,34% im Streubesitz, zu 3,48% bei der UBS AG, zu 2,5% bei der Allianz AG und zu 2% beim Freistaat Bayern. Die restlichen Anteile sind im Besitz von E.ON selbst (vgl. dazu und zu den folgenden Zahlen Monopolkommission 2007, Anhang).

b) RWE AG

Im Jahr 2000 fusionierten die Energiekonzerne RWE und VEW zur RWE AG. Die Konzerntöchter im Energiebereich sind z.T. entlang der Wertschöpfungskette aufgestellt, z.B. RWE Power für die Stromerzeugung oder RWE Trading für den Strom- und Gashandel.

Die Aktien befinden sich zu knapp 38% bei institutionellen Anlegern, zu 13% bei privaten Investoren, zu 7,5% im Streubesitz, zu 27% im Besitz von Kommunen, der Rest entfällt auf kleinere Anteile beteiligter Aktiengesellschaften sowie auf die Mitarbeiter (1,86%).

c) EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Die EnBW entstand am 1. Januar 1997 durch Fusion der beiden baden-württembergischen Energieversorgungsunternehmen Badenwerk AG und Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS). Die Konzerntöchter im Energiebereich sind ebenfalls z.T. entlang der Wertschöpfungskette aufgestellt, z.B. EnBW Kraftwerke AG oder EnBW Trading GmbH.

Hauptaktionäre der EnBW sind mit 45,01% die Électricité de France (EDF) sowie mit 45,01% der Zweckverband Oberschwäbischen Elektrizitätswerke (OEW). Die restlichen Anteile halten baden-württembergische kommunale Elektrizitätsverbände, private Aktionäre sowie die EnBW selbst.

d) Vattenfall Europe AG

Die Vattenfall Europe AG ging 2002 aus der Fusion der Energieversorgungsunternehmen Hamburgische Electricitäts-Werke (HEW), der Vereinigten Energiewerke AG (VEAG) und dem Bergbauunternehmen LAUBAG hervor, zu der Anfang 2003 die Berliner Bewag hinzu kam. Damit versorgt die Vattenfall Europe AG im wesentlichen die neuen Bundesländer.

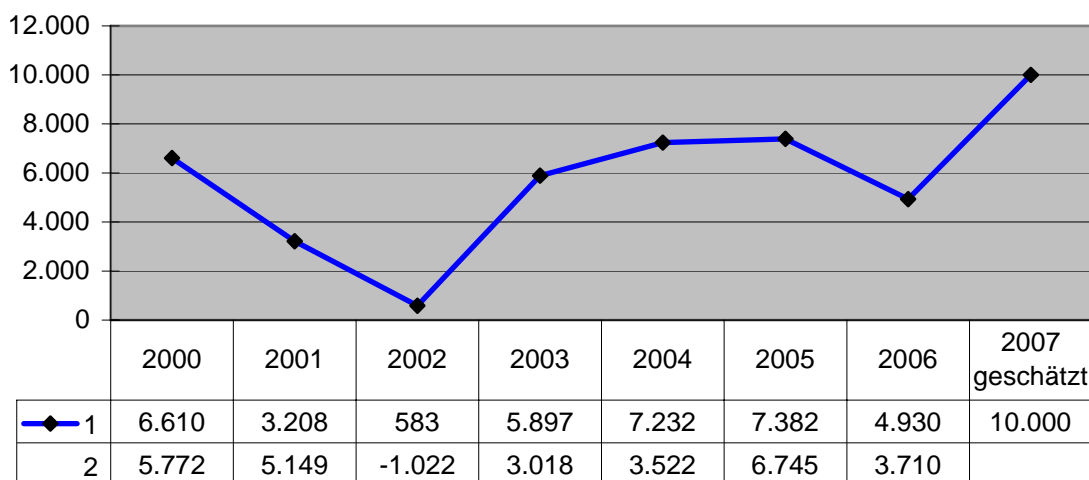
Die Vattenfall Europe AG ist zu knapp 97% im Besitz der Vattenfall AB, die restlichen 3% befinden sich im Streubesitz. Die Vattenfall AB wiederum ist zu 100% im Besitz des schwedischen Staates.

1.2.2 Entwicklung der Konzerngewinne

Im Folgenden wird die Gewinnentwicklung der Unternehmen in den letzten Jahren an Hand des EBIT nachgezeichnet². Für E.ON und RWE wird die Entwicklung bis zum Jahr 2000 zurückverfolgt (dem ersten Jahr nach der jeweiligen Großfusion), für Vattenfall Europe seit den Gründungsfusionen im Jahr 2002, für EnBW seit dem Jahr Eins nach Beginn der Liberalisierung (1999). Neben dem EBIT wird bei allen Unternehmen nachrichtlich das Beteiligungsergebnis ausgewiesen, um zu verdeutlichen, inwieweit die Gewinne aus den Aktivitäten der Konzernholding resultieren.

Alle Daten sind den jeweiligen jährlichen Geschäftsberichten der Unternehmen entnommen und mit den Daten von ausgewählten Finanzportalen im Internet abgeglichen worden.³

a) E.ON AG



1: Operatives Ergebnis EBIT (in Mio. €)
2: Beteiligungsergebnis (in Mio. €)

Es wird unmittelbar deutlich, dass ein großer Teil des operativen Ergebnisses der E.ON AG auf die Ergebnisse der Beteiligungen zurückzuführen ist. In den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres hat sich das operative Ergebnis im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt und damit das Jahresergebnis von 2006 bereits weit übertroffen. Der Einbruch in 2002 erklärt sich durch Sonderbelastungen wie insbesondere Wertberichtigungen auf Beteiligungen (z.B. bei PowerGen).

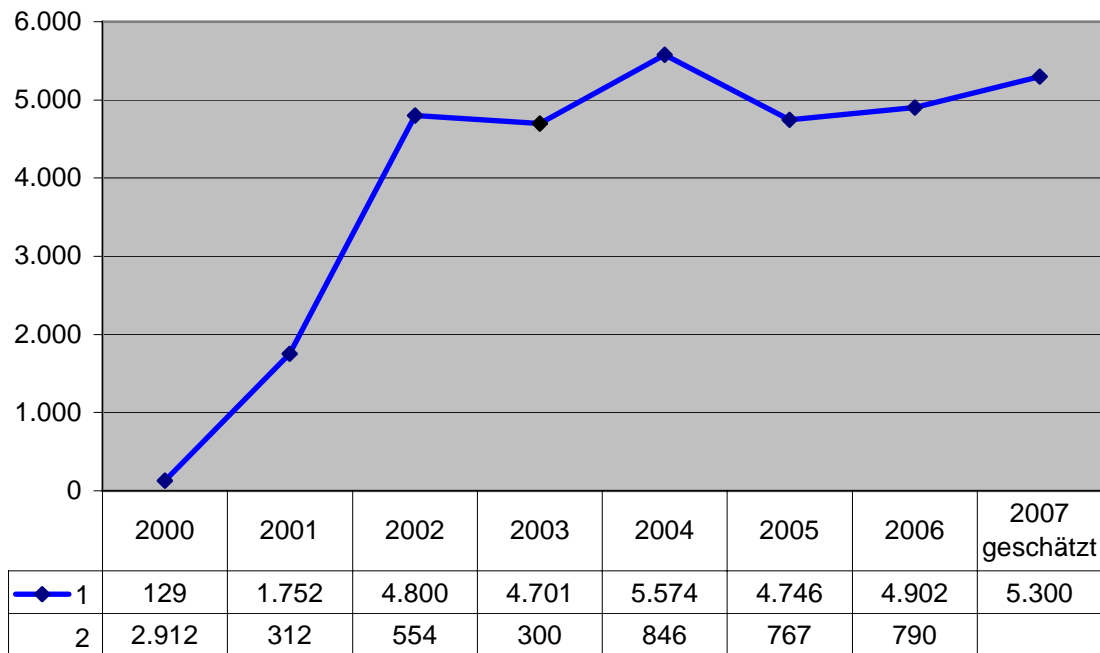
Die E.ON AG selbst verwendet für ihre eigene Darstellung der Gewinnsituation die beiden Kennziffern Adjusted EBIT⁴ und ROCE (Return on Capital Employed). Für unsere Zwecke schien uns die Konzentration auf das operative Geschäft aussagekräftiger.

² Der EBIT wird auch mit „operativem Ergebnis“ bezeichnet, in der E.ON GuV allerdings mit „Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten“.

³ Besonders umfassend sind hier die Darstellungen bei „finanzen.net“ und der Homepage der Berliner Volksbank „bvb.gedif.de“.

⁴ Zieht man vom „adjusted EBIT“ insbesondere die Positionen „sonstiges nicht operatives Ergebnis“ und „Zinsergebnis“ sowie den Saldo Buchverluste/-gewinne ab, erreicht man größenordnungsmäßig den EBIT.

b) RWE AG

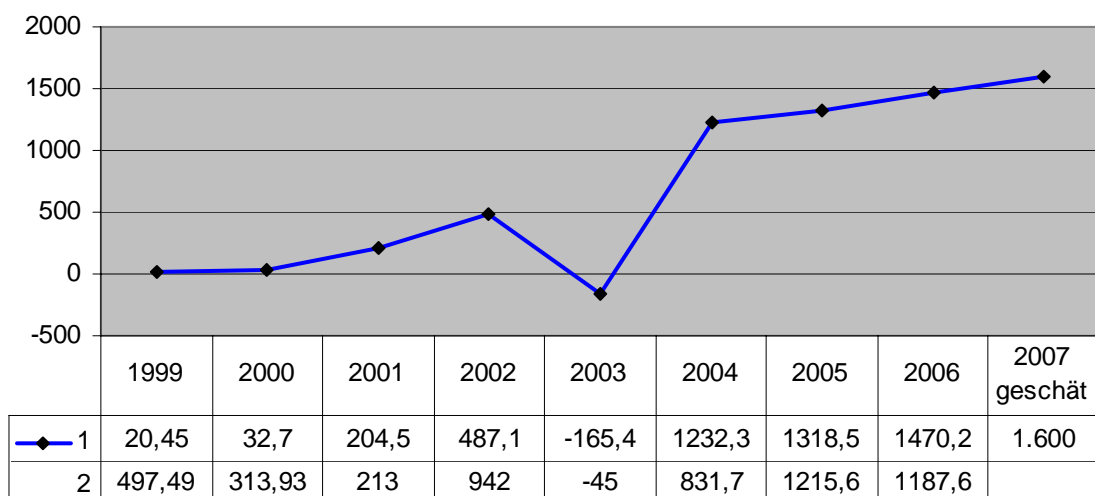


1: Operatives Ergebnis EBIT (in Mio. €)
2: Beteiligungsergebnis (in Mio. €)

Bei der RWE AG spielen die Beteiligungsergebnisse nur eine untergeordnete Rolle. Die Entwicklung des EBIT nach dem Jahr 2000 ähnelt der Entwicklung der Strompreise, deren Tiefpunkt im Sommer 2000 erreicht war. Das Nettoergebnis lag in den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres um rund 45% über dem Vorjahreswert.

Die RWE AG verwendet für ihre eigene Darstellung der Gewinnsituation insbesondere den EBITDA, legt also Wert auf internationale Vergleichbarkeit. Da sich das Hauptgeschäft des RWE auf Deutschland konzentriert, verwundert die Wahl dieser Kennziffer etwas.

c) EnBW AG

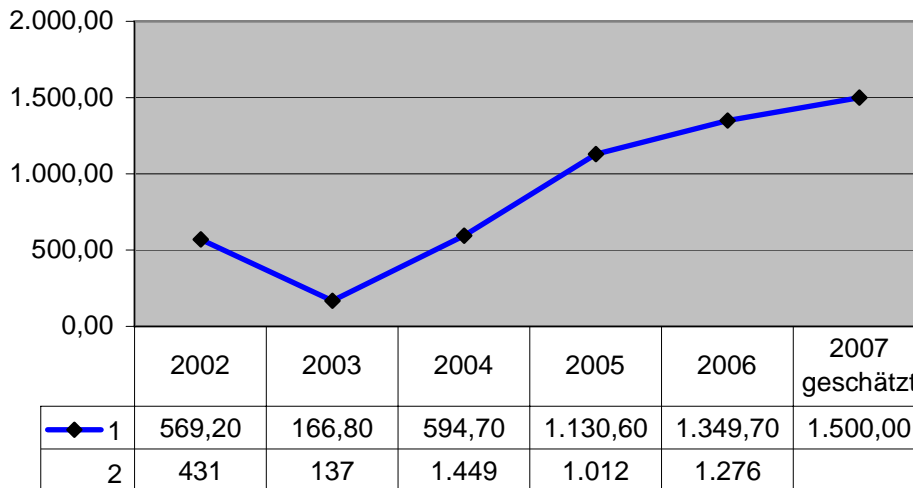


1: Operatives Ergebnis EBIT (in Mio. €)
2: Beteiligungsergebnis (in Mio. €)

Bei der EnBW AG wird das gesamte operative Ergebnis vom Beteiligungsergebnis dominiert. Große außerplanmäßige Abschreibungen im Jahr 2003 führten dort zu einem Gewinneinbruch, von dem sich das Unternehmen jedoch schnell wieder erholte.

In den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres verbesserte sich der EBIT um weitere 11 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

d) Vattenfall Europe AG

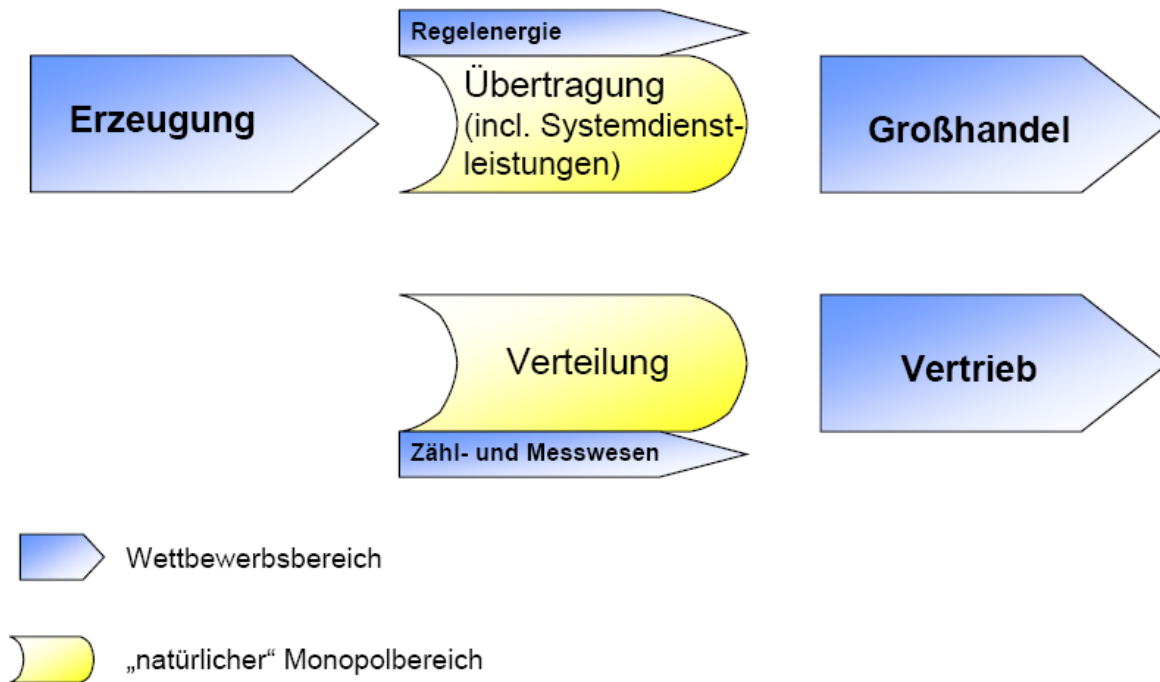


1: Operatives Ergebnis EBIT (in Mio. €)
2: Beteiligungsergebnis (in Mio. €)

Seit der Gründung der Vattenfall Europe AG ging es mit dem EBIT steil nach oben. In den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres verbesserte sich der EBIT um mehr als 11 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.. Auch bei Vattenfall Europe ist das Beteiligungsergebnis entscheidend für das Gesamtergebnis.

1.2.3 Gewinnentwicklung nach Sparten

Die Entwicklung der Konzerngewinne insgesamt gibt noch keinen Aufschluss darüber, in welchen Teilbereichen die Gewinne anfallen und wo die „Cash Cows“ der jeweiligen Unternehmen sind. Daher wäre es im Sinne einer maximalen Transparenz sehr hilfreich, wenn die Gewinne für die Sparten Strom und Gas in Deutschland gesondert ausgewiesen und möglichst auf die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette aufgeteilt würden. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die zu unterscheidenden Stufen.



Leider geben die Geschäftsberichte der vier Unternehmen eine solche Detaillierung nicht ansatzweise her. Dazu im einzelnen:

Der **E.ON-Konzern** unterscheidet seit dem Geschäftsjahr 2003 die folgenden sechs Unternehmensbereiche („market units“):⁵

- Central Europe
- Pan-European Gas
- UK
- Nordic
- US-Midwest
- Corporate Center

Die für unsere Zwecke detaillierteste Aufschlüsselung des EBIT ist hier für Central Europe, Teilgebiet West, die Unterscheidung zwischen Strom und Gas. Der Anteil des Teilbereiches Strom (Central Europe West) am Konzern-EBIT liegt bei über 40%. Seit 2003 ist der absolute Betrag hier um 40% gestiegen – von 2,5 Mrd. € auf rund 3,5 Mrd. €. Eine separate Ausweisung des EBIT nur für die Stromerzeugung, bei der wir die größten Gewinnsteigerungen in den letzten Jahren vermuten, liegt leider öffentlich nicht vor.

Der **RWE-Konzern** unterscheidet aktuell die folgenden sieben Unternehmensbereiche:

- RWE Power (Stromerzeugung)
- RWE Energy (Vertriebs- und Netzgesellschaft)
- RWE Trading (Energiehandel, insbesondere Strom und Gas)
- RWE Systems (Dienstleistungen)
- RWE nPower (Großbritannien)

⁵ Vor 2003 wurde E.ON Energie als größtes Tochterunternehmen im Konzernbericht separat ausgewiesen.

- RWE Gas Midstream (Gasbeschaffung, -transport und –speicherung)
- RWE DEA (Öl- und Gasförderung)

Unternehmensbereiche dieser Art werden bei RWE erst seit 2002 unterschieden, und auch seither gab es immer wieder Veränderungen in der Konzernstruktur, so dass es für Außenstehende nahezu unmöglich ist, belastbare Kennziffernvergleiche durchzuführen.

Am aussagekräftigsten ist noch die Entwicklung im Bereich RWE Power, wo Strom inkl. Trading separat ausgewiesen wird, allerdings nicht regional beschränkt auf Deutschland. Der Anteil dieses Bereichs am Konzern-EBITDA betrug in den letzten beiden Jahren rund ein Drittel, wobei der EBIT hier in 2006 gegenüber 2005 um 28% zugenommen hatte. Ausschlaggebend dafür sei „die Margenverbesserung durch die Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt“ gewesen, so die RWE AG in ihrem Geschäftsbericht 2006.

Der Bereich RWE Energy wird für Deutschland ebenfalls separat ausgewiesen und umfasst die Vertriebs- und Netzgesellschaften der RWE AG in Deutschland in den Bereichen Strom, Gas und Wasser; die überregionalen Transportnetze für Strom und Gas sind auf Grund der Entflechtungsvorschriften davon getrennt. Insgesamt trägt dieser Bereich rund ein Viertel zum Konzern-EBITDA bei; sein absoluter Beitrag in Höhe von 1,85 Milliarden Euro ist auf Grund der Netzentgeltregulierung in Deutschland, die seit 2005 von der Bundesnetzagentur durchgeführt wird, etwas gesunken.

Die **EnBW AG** unterscheidet in ihrem Geschäftsbericht lediglich die Geschäftsfelder Strom, Gas und Energie-/Umweltdienstleistungen. Der Beitrag des Strom-Geschäftsfeldes zum Gesamt-EBIT beträgt hier deutlich mehr als 90%, im Geschäftsjahr 2006 sogar über 100% (d.h. in der Summe machten die anderen Geschäftsbereiche Verluste). Seit 2003 ist der EBIT im Geschäftsfeld Strom um über 300% gewachsen, seit 2004 (dem Jahr nach der internen Konsolidierung) immerhin um rund ein Drittel. Absolut beträgt er zur Zeit rund 1,5 Mrd. €.

Die Vattenfall Europe AG unterscheidet seit 2004 in ihrem Geschäftsbericht die Segmente („business units“)

- Mining & Generation
- Heat
- Sales
- Distribution
- Transmission

Der Beitrag des Segments „Mining und Distribution“ dominiert die anderen Segmente um ein Vielfaches. Im Jahr 2006 trug er rund 70% zum Gesamt-EBIT bei. Gegenüber dem Vorjahr war hier ein Wachstum von zwei Dritteln zu verzeichnen, im wesentlichen bedingt durch die hohen Strom-Großhandelspreise. Absolut gesehen trug das Segment im Jahr 2006 rund 1 Mrd. € zum EBIT bei.

Insgesamt gesehen ist es mit den öffentlich zur Verfügung stehenden Unterlagen nicht möglich, die Gewinnentwicklung in den Unternehmen für jede einzelne Stufe der Wertschöpfungskette separat nachzuvollziehen. Die größtenteils hoch aggregierten Daten in den Geschäftsberichten lassen allenfalls Tendenzen erkennen und bestätigen die Vermutung, dass der Bereich der Stromerzeugung verbunden mit dem Stromhandel in den letzten Jahren die wichtigste „Cash Cow“ der vier großen Energieunternehmen gewesen ist. Im einzelnen belegen – möglicherweise sogar anlagenscharf – lässt sich dies leider nicht.

Intern sind diese Daten selbstverständlich vorhanden und dokumentiert, da dies in §10 Energiewirtschaftsgesetz (Rechnungslegung und interne Buchführung) vorgeschrieben wurde. Dort heißt es in Abs. 3:

Unternehmen, die im Sinne von § 3 Nr. 38 zu einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, haben zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten in den nachfolgend aufgeführten Bereichen so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbständigen Unternehmen ausgeführt würden:

1. *Elektrizitätsübertragung;*
2. *Elektrizitätsverteilung;*
3. *Gasfernleitung;*
4. *Gasverteilung;*
5. *Gasspeicherung;*
6. *Betrieb von LNG-Anlagen.*

*Tätigkeit im Sinne dieser Bestimmung ist auch jede wirtschaftliche Nutzung eines Eigentumsrechts an Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen, Gasspeichern oder LNG-Anlagen. Für die anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors und innerhalb des Gassektors sind Konten zu führen, die innerhalb des jeweiligen Sektors zusammengefasst werden können. Für Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors sind ebenfalls eigene Konten zu führen, die zusammengefasst werden können. Soweit eine direkte Zuordnung zu den einzelnen Tätigkeiten nicht möglich ist oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden wäre, hat die Zuordnung durch Schlüsselung der Konten, die sachgerecht und für Dritte nachvollziehbar sein muss, zu erfolgen. Mit der Erstellung des Jahresabschlusses ist für jeden der genannten Tätigkeitsbereiche **intern** jeweils eine den in Absatz 1 genannten Vorschriften entsprechende Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung aufzustellen. Dabei sind in der internen Rechnungslegung die Regeln einschließlich der Abschreibungsmethoden anzugeben, nach denen die Gegenstände des Aktiv- und Passivvermögens sowie die Aufwendungen und Erträge den gemäß den Sätzen 1 bis 4 geführten Konten zugeordnet worden sind. (Hervorh. dA)*

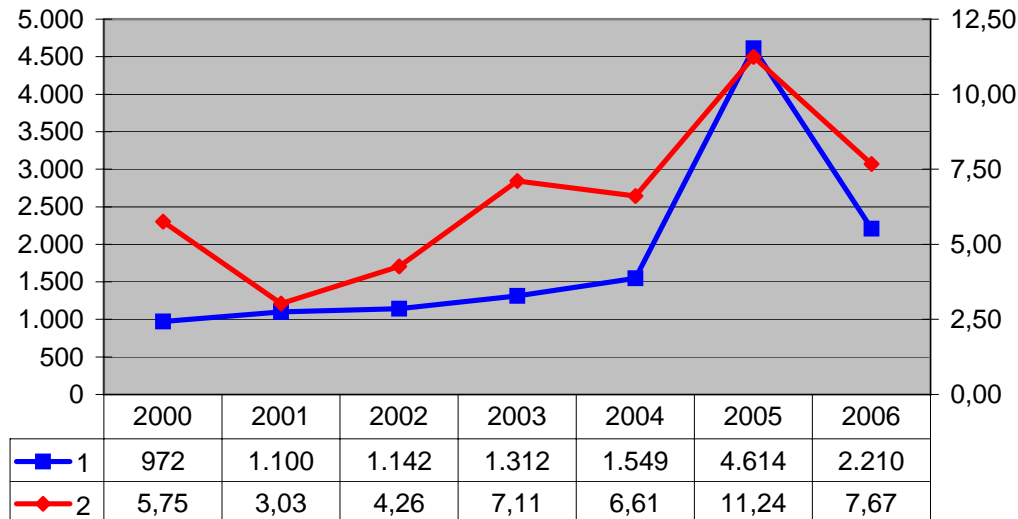
Im Rahmen einer Arbeitsgruppe der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes, die sich in den Jahren 2003 bis 2005 regelmäßig traf, wurde seinerzeit vorgeschlagen, den vorletzten Satz nach dem Wort „aufzustellen“ um folgenden Zusatz zu ergänzen: „... **und in den Anhang des Jahresabschlusses aufzunehmen**“. Dieser Vorschlag fand Eingang in den Gesetzestext, wie er dem Bundesrat zugeleitet wurde. Dieser allerdings strich ihn in letzter Minute wieder heraus.

Der Bedarf nach einem solchen Zusatz erscheint heute aktueller denn je und sollte bei der nächsten Novellierungsrunde zum EnWG wieder aufgegriffen werden.

1.3 Die Gewinne für die Aktionäre

Im Folgenden wird die jährliche Dividendenausschüttung der vier Energiekonzerne nachgezeichnet. Zudem wird parallel der Gewinn je Aktie ausgewiesen, um das Ausschüttungsverhalten der Unternehmen zu illustrieren.

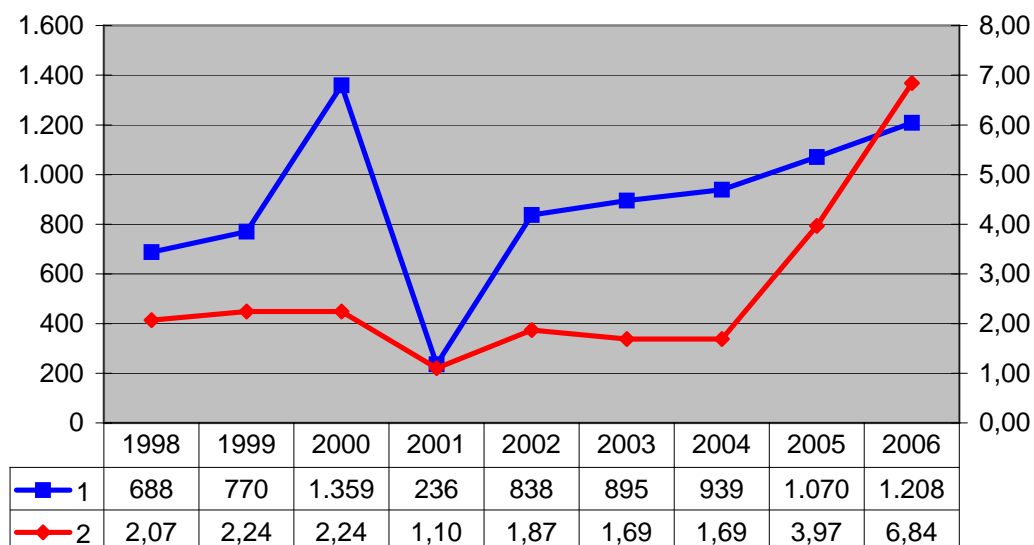
a) E.ON AG



1: Dividendenausschüttung (in Mio. €)
2: Ergebnis je Aktie (in €/Aktie)

Gut erkennbar ist ein stetes Wachstum der Dividendenausschüttung, das jedoch nicht immer parallel zur Gewinnentwicklung je Aktie erfolgt. 2005 ist in dem Sinne als Ausnahmejahr zu betrachten, dass fehlende konkrete Investitions- und Akquisitionsperspektiven zu einer hohen Ausschüttung zwangen. 2006 warf die geplante Akquisition der spanischen Endesa bereits ihren Schatten voraus.

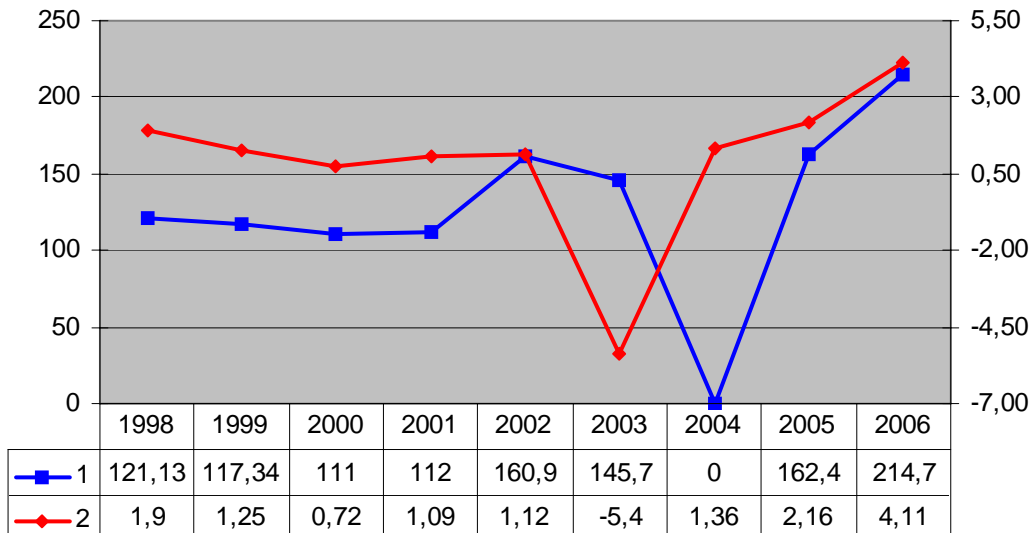
b) RWE AG



1: Dividendenausschüttung (in Mio. €)
2: Ergebnis je Aktie (in €/Aktie)

Auch bei der RWE AG ist – ausgehend von der Konsolidierung der Unternehmensfusion mit der VEW und dem Rekordtief der Strompreise im Sommer 2000 – seit 2001 ein stetiges Dividendenwachstum zu verzeichnen. Auffällig ist, dass sich die Gewinnexplosion der letzten beiden Jahre nicht in einer noch höheren Ausschüttung niedergeschlagen hat.

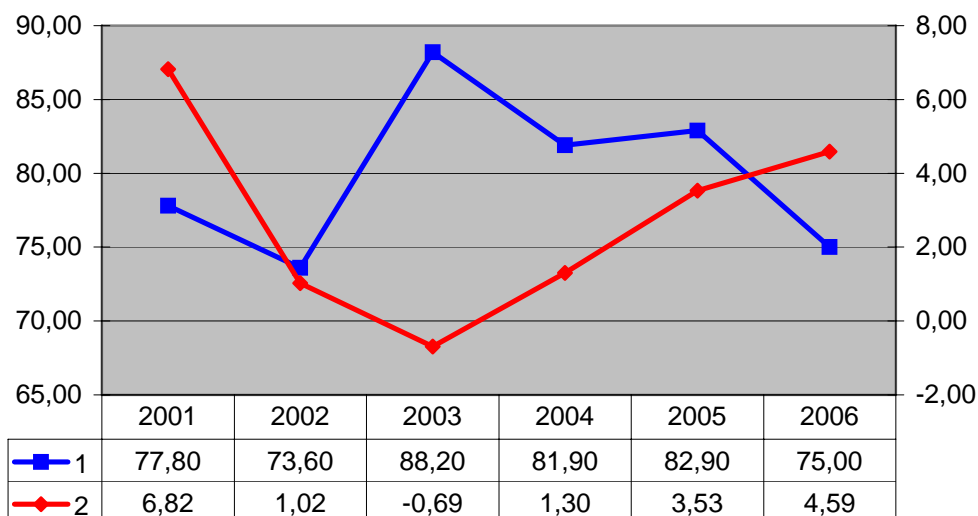
c) EnBW AG



1: Dividendenausschüttung (in Mio. €)
2: Ergebnis je Aktie (in €/Aktie)

Nach der Unternehmenskonsolidierung im Jahr 2003 durch den neuen Vorstandsvorsitzenden Claassen und der daraus resultierenden Dividendenaussetzung im Jahr 2004 steigt die Ausschüttung einhergehend mit der Gewinnentwicklung steil an.

d) Vattenfall Europe AG

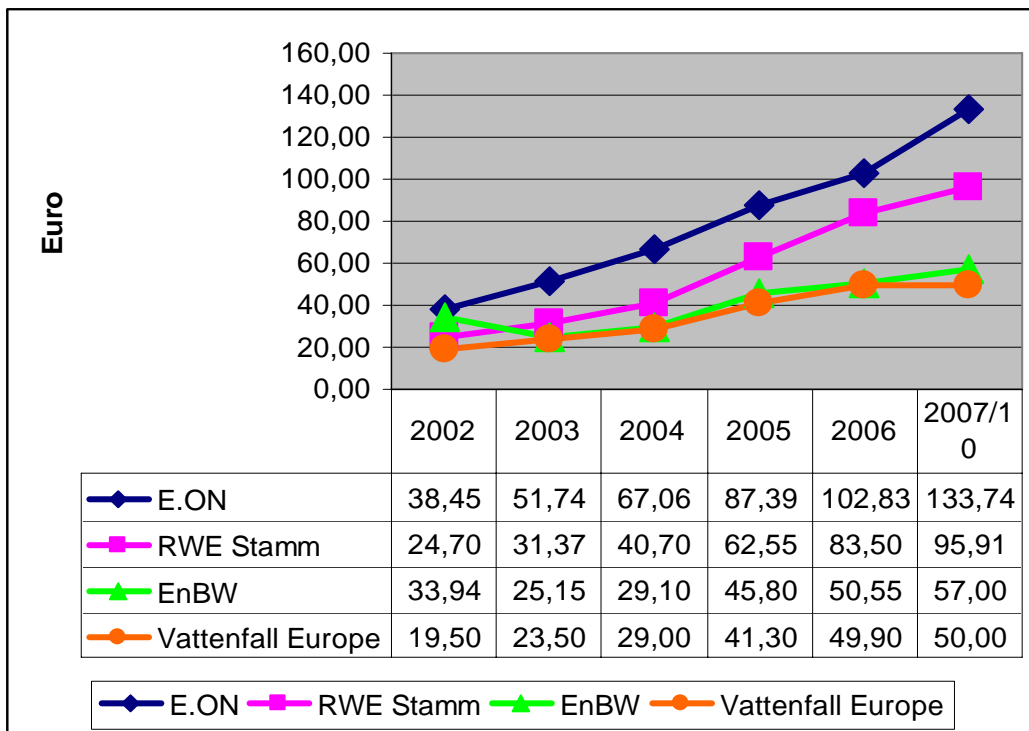


1: Dividendenausschüttung (in Mio. €)
2: Ergebnis je Aktie (in €/Aktie)

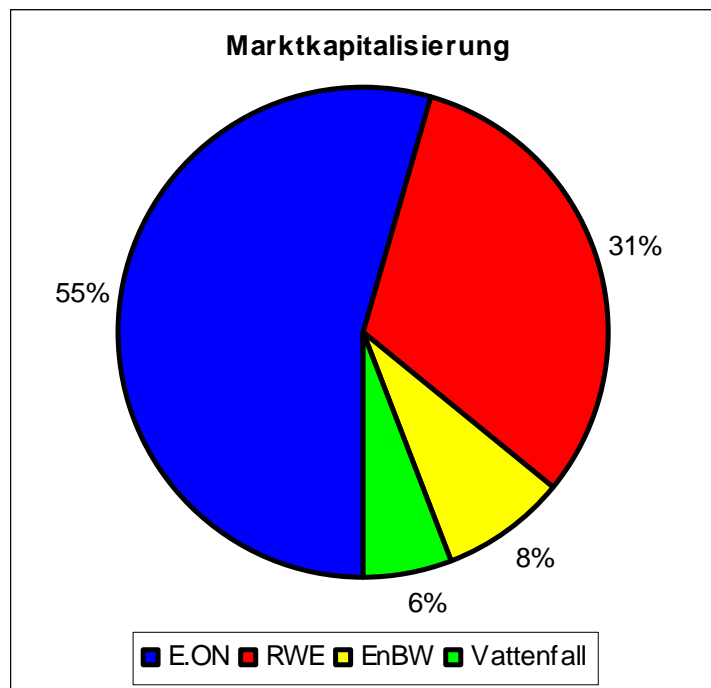
Wenn man einmal das Jahr 2001 als Vorläuferjahr der Vattenfall Europe AG ausblendet, ist seit dem Jahr 2003 eine sehr zurückhaltende Ausschüttungspolitik zu erkennen, die durch die Gewinnentwicklung nicht gestützt wird. Offensichtlich fordert der schwedische Staat gegenüber seiner nahezu 100%-Tochter Vattenfall Europe AG keine allzu offensive Ausschüttungspolitik ein.

1.4 Die Entwicklung der Aktienkurse

Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht der Aktienkursentwicklung der vier großen Energieunternehmen seit dem Jahr 2002. Alle vier Aktien wären im Ausgangsjahr eine gute Geldanlage gewesen, wobei sich die RWE-Stammaktie am Besten entwickelte und nahezu vervierfachte, dicht gefolgt von der E.ON-Aktie mit einer Verdreieinhalbfachung. Aber auch die EnBW-Aktie hat sich seit ihrem Tiefpunkt im Jahr 2003 mehr als verdoppelt.



Die augenblickliche Marktkapitalisierung der vier Unternehmen beträgt rund 170 Mrd. Euro, die allerdings recht ungleich verteilt sind, wie die folgende Abbildung veranschaulicht:



Es wird hier unmittelbar das ungleich größere Gewicht von E.ON und RWE gegenüber den anderen beiden Unternehmen deutlich; und E.ON selbst spielt offensichtlich noch einmal in einer anderen Liga als das RWE.

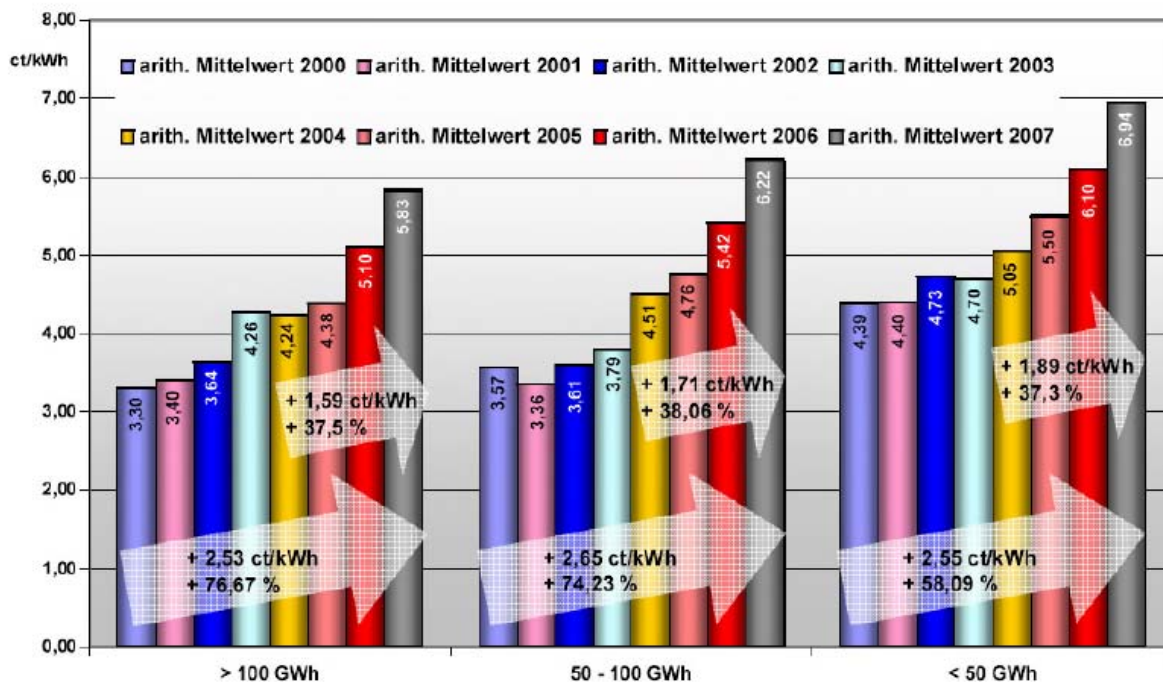
2. Entwicklung der Strompreise und der Netzentgelte

Da die vier großen Energieunternehmen durch ihre vielfältigen Beteiligungen an den integrierten Stadtwerken und Regionalversorgern einen erheblichen Anteil an der Endkundenbelieferung sowie an dem Gesamtaufkommen der Netznutzungsentgelte im Verteilnetzbereich besitzen (vgl. dazu Kapitel 3), wäre eine Beschränkung der Preis- und Entgeltanalyse auf die jeweiligen Konzernunternehmen unangemessen gewesen. Stattdessen soll im Folgenden die generelle Entwicklung bei den Strompreisen und den Netzentgelten in Deutschland nachvollzogen werden. Dabei wird ausschließlich auf aktuelle Daten Dritter zurückgegriffen, da eine eigene Datenauswertung den Rahmen dieser Kurzstudie gesprengt hätte.

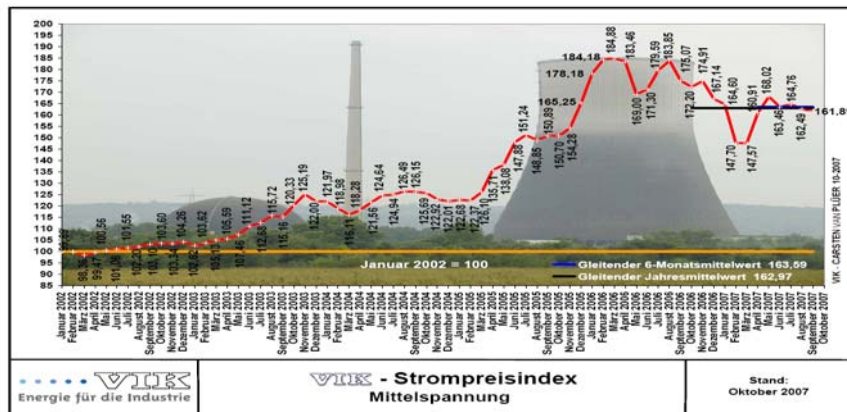
2.1 Entwicklung der Endkundenpreise

Die Strompreise kennen in Deutschland seit Sommer 2000 im wesentlichen nur eine Richtung: sie gehen nach oben. Der VIK als Lobbyverband der großen industriellen Energieverbraucher hat in seinem neuesten Strompreisvergleich ermittelt, dass die durchschnittlichen Preise für seine Klientel seit 2000 zwischen 58% und knapp 77% gestiegen sind, mit einem besonders starken Anstieg im Jahr 2005 – dem Jahr der Einführung des CO₂-Emissionshandels.

Abbildung 1: VIK-Strompreisvergleich Juni 2007

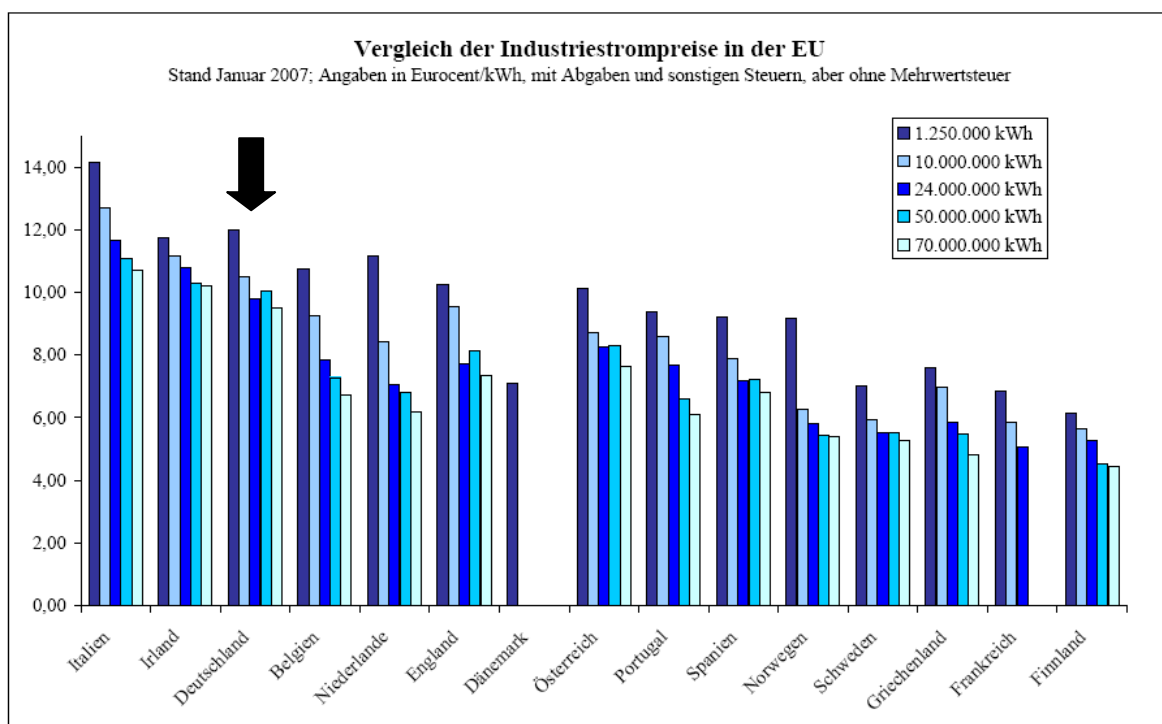


Die monatliche Indexentwicklung für Industriestrompreise hatte im April 2006 einen absoluten Höhepunkt und stabilisiert sich seit einiger Zeit auf hohem Niveau (www.vik.de):



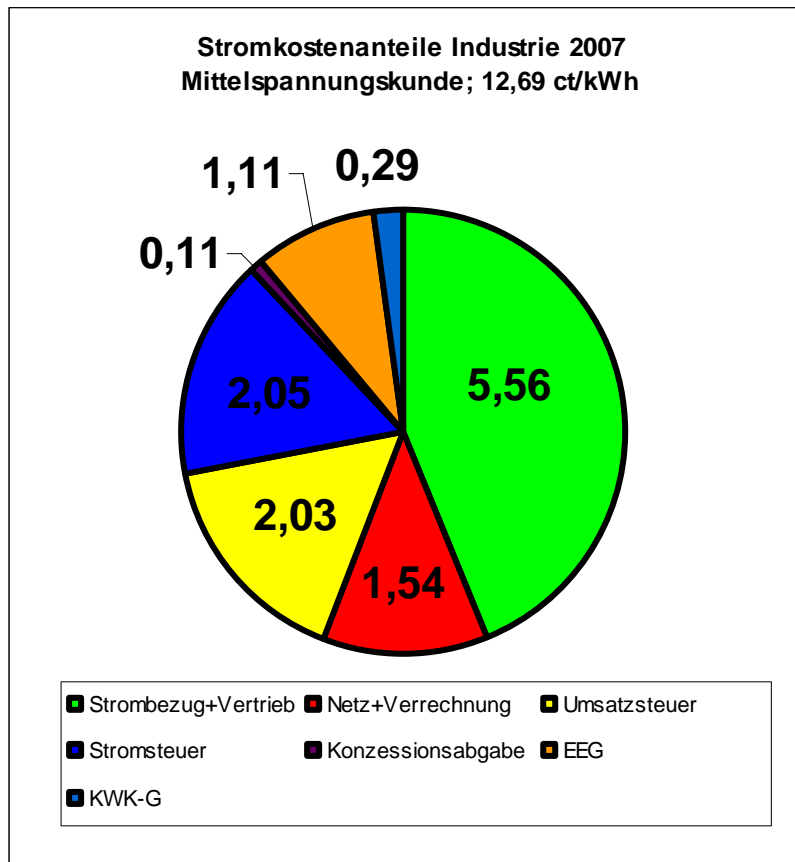
Im europäischen Vergleich liegen die deutschen Strompreise auch für die Industriekunden ganz weit oben, wie der zweimal im Jahr durchgeführte EU-Strompreisvergleich regelmäßig beweist.

Abbildung 2: EU-Strompreisvergleich, Stand: 1.01.2007



Der Industriestrompreis setzt sich für einen beispielhaften Mittelspannungs-Industriekunden⁶ wie folgt zusammen (eigene Abschätzung auf Basis BNetzA 2007, Stand: November 2007):

⁶ Eurostat-Kundenkategorie Ig: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Höchstlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden.

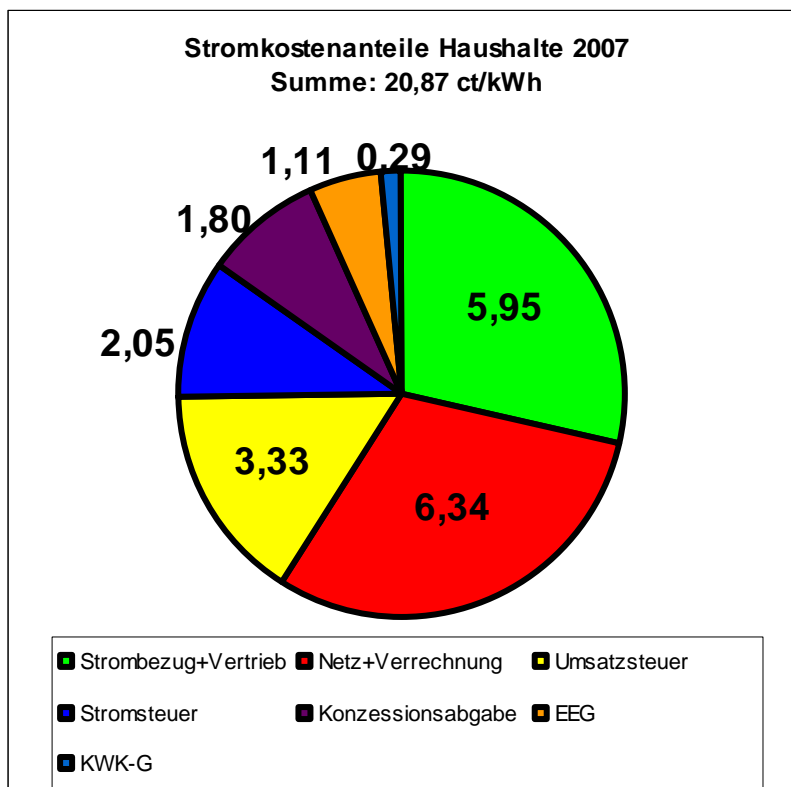


Die Strombezugskosten enthalten hierbei noch die Vertriebsmarge, die Netzkosten die Verrechnungsentgelte. Steuern und Abgaben umfassen neben der Umsatz- auch die Stromsteuer sowie die Konzessionsabgabe und die Zuschläge nach EEG und KWK-G.

Es wird unmittelbar deutlich, dass die Höhe des industriellen Strompreises von den Strombezugskosten dominiert wird (Anteil: rund 44%). Das gilt in noch stärkerem Maße für große Industriekunden, die direkt auf der Hochspannungsebene versorgt werden und daher sowohl niedrigere Netznutzungsentgelte entrichten müssen also auch bei den Abgaben stark entlastet werden.

Für den Haushaltskundenbereich⁷ sieht die Zusammensetzung des Strompreises deutlich anders aus: (eigene Abschätzung auf Basis BNetzA 2007, Stand: November 2007)

⁷ Eurostat-Kundenkategorie Dc: Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh, darunter 1.300 kWh Nachtstrom, Grundversorgung in Niederspannung



Hier machen die staatlichen Belastungen den größten Anteil am Strompreis aus (Anteil: rund 40%), gefolgt von den Netzkosten (Anteil 30%). Absolut gesehen sind die Haushaltsstrompreise um rund zwei Drittel höher als die obigen Strompreise für Industriekunden, was im wesentlichen den höheren staatlichen Belastungen und den Netzentgelten für die Niederspannungsebene geschuldet ist.

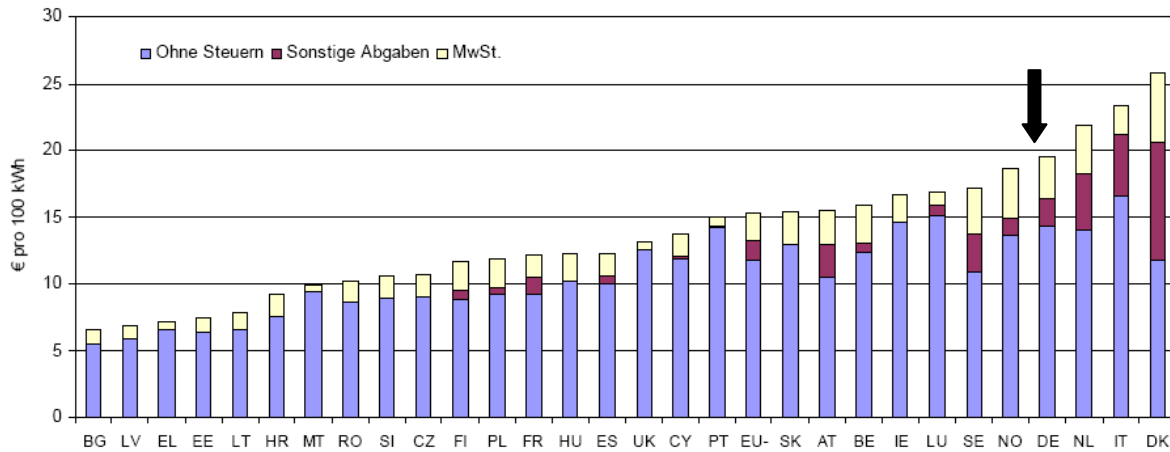
Die Haushaltsstrompreise sind zwischen 2000 und 2006 in Deutschland um rund 50% gestiegen, wobei weniger als die Hälfte dieses Anstiegs staatlich induziert und etwas mehr als die Hälfte unternehmens- und marktinduziert war, wie die folgende Tabelle dokumentiert:

HH 3.500 kWh	2000	2007	Preisanstieg von 2000 bis 2007		
	Euro/Monat	Euro/Monat	Δ Euro	Anstieg in %	Anteil in %
Strompreis	40,66	60,20	19,54	48	
Davon Stromerzeugung, -transport und -vertrieb	25,15	35,70	10,55	42	59,3
Davon Steuern und Abgaben	15,51	24,50	8,99	58	40,7

Quelle: VDEW, 8. August 2007; mittlerer Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr

Im europäischen Vergleich sind die deutschen Haushaltsstrompreise ebenfalls vergleichsweise hoch, wie die folgende Übersicht von EUROSTAT belegt:

Abbildung 3: Vergleich der Strompreise für private Haushalte am 1. Januar 2007



Anmerkung: Dieser Vergleich bezieht sich auf den Verbrauchertypus Dc, also für Haushalte mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3500 kWh.

2.2 Entwicklung der Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte auf der Höchstspannungsebene (Übertragungsnetz) haben sich bei den vier Verbundunternehmen wie folgt entwickelt:

	E.ON	RWE	EnBW	Vattenfall
2000				
a) NNE €/kW	a) 26,40	a) 31,00	a) 26,94	a) 37,17
b) Erlöse Mio.€	b) 528	b) 708	b) 257	b) 398
2001				
a) NNE €/kW	a) 26,40	a) 30,53	a) 27,93	a) 32,10
b) Erlöse Mio.€	b) 528	b) 748	b) 268	b) 353
2002				
a) NNE €/kW	a) 30,98	a) 33,98	a) 30,97	a) 35,70
b) Erlöse Mio.€	b) 620	b) 832	b) 297	b) 393
2003				
a) NNE €/kW	a) 30,98	a) 36,41	a) 33,34	a) 42,80
b) Erlöse Mio.€	b) 620	b) 892	b) 320	b) 471
2004				
a) NNE €/kW	a) 34,85	a) 36,41	a) 37,11	a) 42,78
b) Erlöse Mio.€	b) 697	b) 892	b) 356	b) 471
2005				
a) NNE €/kW	a) 34,85	a) 39,92	a) 37,94	a) 47,40
b) Erlöse Mio.€	b) 697	b) 978	b) 364	b) 521
2000 - 2005	+ 32%	28,8%	40,8%	27,5%

Die Angaben der Netznutzungsentgelte (NNE) erfolgt in Form von Netzpunktarifen, die die Kosten der Netzebene auf die Jahreshöchstlast beziehen (Höchstspannungsbriefmarke)

Quellen: LBD 2005; BET 2005

In der Summe wurden durch die Netznutzungsentgelte allein auf der Höchstspannungsebene im Jahr 2005 rund 2,5 Mrd. € erlöst, davon allein mehr als 800 Mio. € durch die Bereitstellung von Regelleistung. Das sind rund 600 Mio. € mehr als im Jahr 2000, ohne dass diese Erhöhung plausibel nachvollziehbar wäre (LBD 2005).

Für den Abnahmefall eines Industriekunden mit 1 TWh Stromabnahme bei 7.000 h/a hat der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) im Sommer 2007 die Entwicklung der Netznutzungsentgelte für die Höchstspannungsnetze für die vier Verbundunternehmen wie folgt ermittelt:

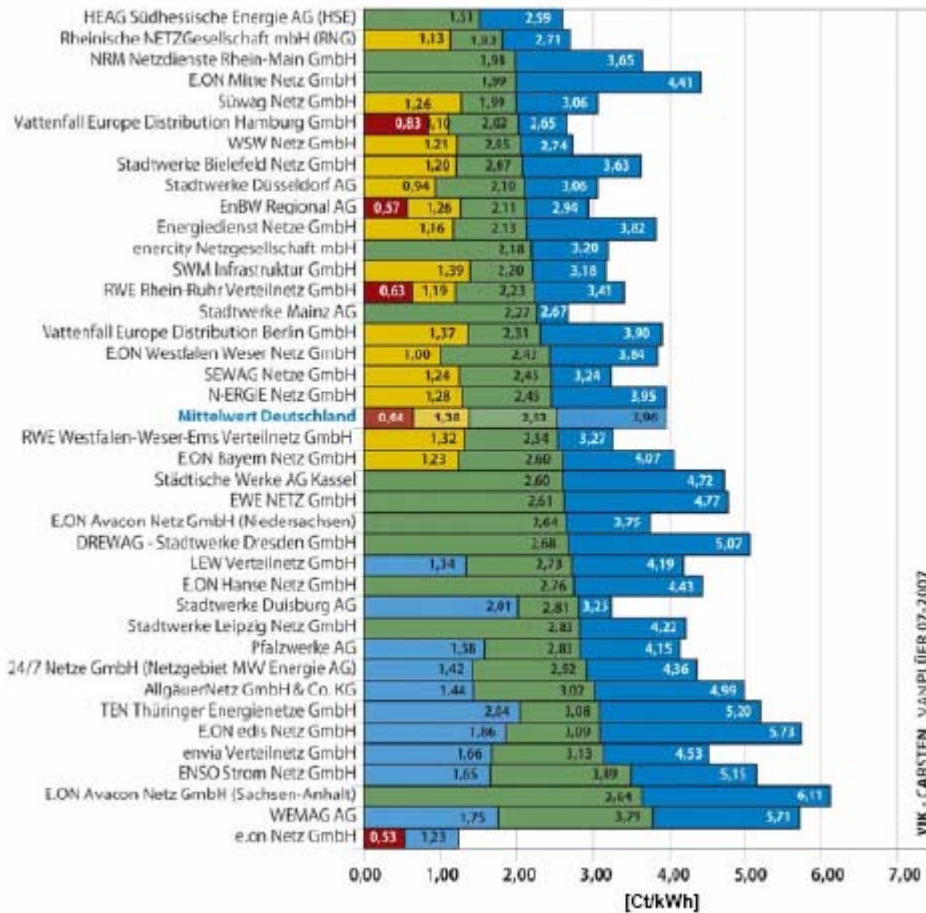
	in Tsd. Euro			Delta in %
	2005	2006	2007	
E.ON	4.903	4.579	4.579	- 6,6
RWE	5,226	5.501	5.501	+5,2
Vattenfall	6.504	5.490	6.974	+7,2
EnBW	5.320	4.836	4.836	-9,1

Die Entwicklung zeigt eindeutig, dass die Regulierung von Netznutzungsentgelten nicht immer zu sinkenden Netzentgelten führen muss; im Gegenteil sind die Entgelte bei Vattenfall Europe und RWE seit Einführung der Regulierung gestiegen.⁸

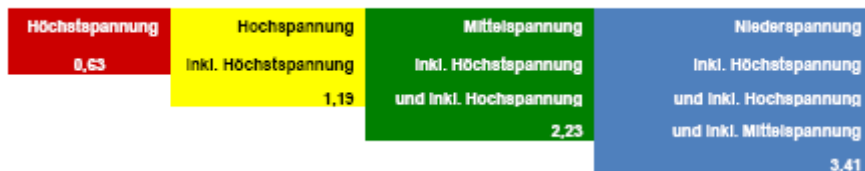
Die Entwicklung der Netzentgelte auf den übrigen Spannungsebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) konnte im Rahmen dieser Kurzstudie nicht nachvollzogen werden. Allerdings zeigt der VIK-Preisvergleich Stromnetze vom Juli 2007, dass die Netzentgelte in Deutschland immer noch breit streuen und dass die Verbundunternehmen mit ihren Töchtern im Mittelfeld angesiedelt sind.

Abbildung 4: VIK-Preisvergleich Netznutzung 2007

⁸ Die entsprechenden Meldungen in der Presse sprechen zwar immer von Entgeltsenkungen, diese Senkungen beziehen sich aber stets auf die beantragten, nicht etwa auf die zum Zeitpunkt der Antragstellung geltenden Entgelte. Demnach kann eine drastische Kürzung des Antrages unter dem Strich immer noch zu Erhöhungen gegenüber den bestehenden Entgelten führen. Diese eigenwillige Informationspraxis ist in anderen Ländern der EU nicht anzutreffen.



Beispiel zur Zusammensetzung der Netzentgelte: RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH



Höchstspannung (Mittelwert bei 5.000h/a ; 6.000 h/a ; 7.000h/a)

Hochspannung (Mittelwert bei 2.500h/a ; 4.000 h/a ; 6.000h/a)

Mittelspannung (Mittelwert bei 1.600h/a ; 2.500 h/a ; 5.000h/a)

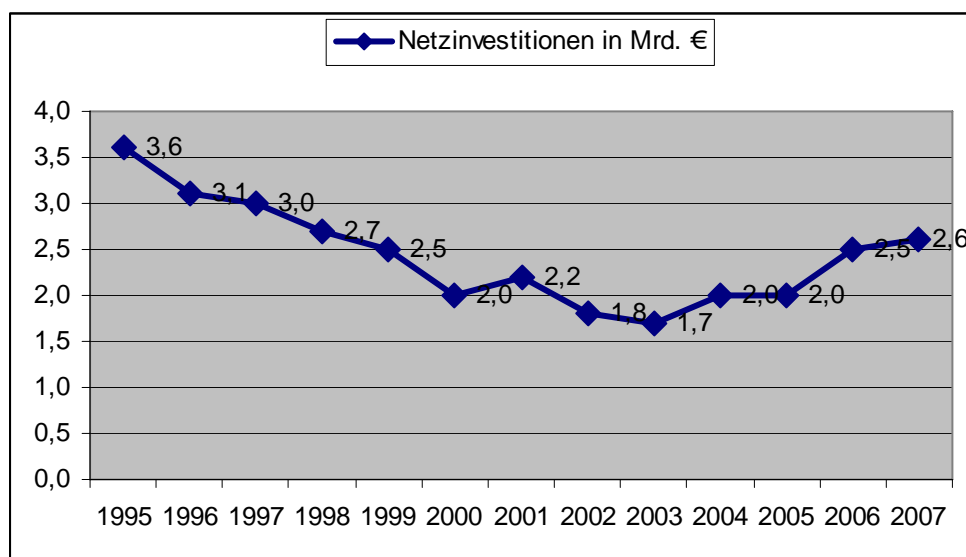
Niederspannung (Mittelwert bei 1.600h/a ; 2.500 h/a ; 4.000h/a)

Quelle: VIK 2007

Exkurs: Entwicklung der Netzinvestitionen

Durch ein faktisches Vergleichsmarktkonzept der Öffentlichkeit und des Bundeskartellamtes sowie durch das Fehlen einer Qualitätsregulierung sahen die Netzbetreiber in der Zeit der freiwilligen Verbändevereinbarung bis zum Jahr 2005 wenig Veranlassung zu entgelterhöhenden Investitionen in die Netze; hinzu kamen häufig gestiegene Renditeanforderungen der privaten und öffentlichen Anteilseigner. Insofern führte die erste Phase der Energiemarktliberalisierung zu einer gewissen Investitionsabstinenz, und die über die Netzentgelte refinanzierten Abschreibungen wurden eher ausgeschüttet als reinvestiert. Die folgende Abbildung zeichnet den Verlauf der Netzinvestitionen der deutschen Stromversorgungsunternehmen insgesamt seit 1995 nach. Seit 2006 ist – auch bedingt durch die Investitionssicherheit bietende Netzentgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur – eine deutliche Zunahme der Netzinvestitionen zu verzeichnen. Für eine Unterteilung der Investitionen in das Übertragungsnetz und das Verteilnetz stehen allerdings keine Daten zur Verfügung.

Abbildung 5: Investitionen der Stromversorgungsunternehmen in Deutschland (in Mrd. €)



Quelle: A.T. Kearney 2007 (nach VDEW)

Wenn man davon ausgeht, dass die jährlichen Netznutzungsentgelte aller Spannungsebenen zur Zeit jährlich zwischen 20 und 22 Mrd. Euro betragen, nimmt sich eine Netzinvestitionshöhe von deutlich unter 3 Mrd. € eher bescheiden aus.⁹

⁹ Die Bundesnetzagentur nennt in ihrem Monitoringbericht 2007 die Zahl von 21,19 Mrd. € als Gesamterlöse (Netzentgelte, Messung und Abrechnung) für 2004, wobei sie sich auf 886 Netzbetreiber bezieht. Allerdings sind in dieser Zahl Doppelzählungen enthalten, da die Kosten der vorgelagerten Netzebenen jeweils in den Erlösen enthalten sind. Vgl. BNetzA 2007, S.179.

3. Zur Marktmacht der vier großen Energieunternehmen

3.1 Ausgewählte Übersichten

Es ist nicht ganz einfach, einen stets aktualisierten Überblick über die Anteile der vier großen Energieunternehmen an den einzelnen Wertschöpfungsstufen des Energiesektors zu bekommen, da es hierzu keine regelmäßige Berichterstattung gibt. Insofern ist man zum einen auf eigene Veröffentlichungen des VDEW/VDN angewiesen, die stets mit besonderer Vorsicht zu betrachten sind (s. dazu BEI 2005, S.27), sowie auf Veröffentlichungen des Bundeskartellamtes und der Monopolkommission. Glücklicherweise gibt es mit dem Institut für Wirtschaftswissenschaften an der Universität Erlangen-Nürnberg (Uni E-N) wieder eine Forschungseinrichtung, die sich um diesen Bereich wissenschaftlich kümmert, nachdem das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln 1998 letztmalig eine Erhebung zur Konzentration der Energiewirtschaft vorgelegt hatte (EWI 1998).

Im Folgenden werden einige wesentliche Fakten zur Marktmacht der Verbundunternehmen zusammengefasst.

Die Situation bei der Stromerzeugung, wo die Marktmacht zur Zeit am intensivsten diskutiert wird, stellt sich zur Zeit wie folgt dar:

a) Bestehende Erzeugungskapazitäten (netto)

	BKA 2006	Uni E-N 2005	BEI 2005
E.ON	52%	28,1	27,4%
RWE		29,7	34,9%
EnBW	~30%	11,0	13,0%
Vattenfall		15,1	15,2%
Summe	~82%	83,9	90,5

Anmerkungen:

- BKA 2006: Das Bundeskartellamt stützt sich einerseits auf eine eigene Marktuntersuchung für die Jahre 2003 und 2004, andererseits auf Daten der Verbundunternehmen selbst, die sie u.a. im Rahmen des Berichtes der EU-Kommission vom 10. Januar 2007 über die Sektoruntersuchung gemacht bzw. akzeptiert haben.
- Uni E-N 2005: Berücksichtigt wurden alle Kraftwerksblöcke ab 100 MW im Jahr 2004 unter Anwendung der direkten Zurechnung, d.h. die Zurechnung der jeweiligen Besitzanteile auf die einzelnen Unternehmen erfolgt nach den jeweiligen Beteiligungsprozentsätzen an den Kraftwerken.

- BEI 2005: Berücksichtigt wurden alle Kraftwerksblöcke > 100MW, die in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen. Zudem wurden die vertraglich gesicherten Leistungen des RWE berücksichtigt.

Zu beachten ist zudem, dass die Anteile der vier Unternehmen an der Stromerzeugung (Arbeit) noch höher liegen, da ihr Anteil an den rund um die Uhr laufenden Grundlastkraftwerken über 95% beträgt.

b) Konkret geplante Neubaukapazitäten

Es besteht politisch weitgehende Einigkeit darüber, dass diese dominierende Marktposition der vier Energieunternehmen im Bereich der Stromerzeugung dringend abgebaut werden muss, um auf Dauer einen funktionsfähigen Wettbewerb im Stromgroßhandel und an der Strombörse zu garantieren. Blendet man eine Enteignung bei bestehenden Kraftwerken, wie sie der hessische Wirtschaftsminister Rhiel seit längerer Zeit vorschlägt, als politisch nicht umsetzbare Option einmal aus, erscheint es besonders dringlich, dafür Sorge zu tragen, dass bei den anstehenden Neubauten von Kraftwerken die Marktmacht der vier Großen nicht perpetuiert wird. Aktuell deutet sich allerdings exakt das Gegenteil an, wie die folgende Übersicht der geplanten Kohle-Kraftwerksneubauten zeigt:

Standort	Leistung in MW	Brennstoff	Unternehmen
Bereits genehmigte Blöcke bzw. Genehmigung steht dicht bevor			
Boxberg	660	Braukohle	Vattenfall
Datteln	1.055	Steinkohle	E.ON
Duisburg-Walsum	750	Steinkohle	Evonik STEAG
Hamm-Uentrop	2*800	Steinkohle	RWE
Lünen	820	Steinkohle	Trianel
Moorburg	2*820	Steinkohle	Vattenfall
Neurath	2*1.050	Braunkohle	RWE
	10 Blöcke, 8.625 MW		
Anlagen im konkreten Genehmigungsverfahren			
Brunsbüttel	800	Steinkohle	Südwest Strom
Dörpen (NS)	900	Steinkohle	Advanced Power
Düsseldorf	400	Steinkohle	SW Düsseldorf
Ensdorf	2*800	Steinkohle	RWE
Herne	750	Steinkohle	Evonik STEAG
Krefeld-Uerdingen	750	Steinkohle	Trianel
Lubmin	2*800	Steinkohle	Dong
Lünen	900	Steinkohle	Evonik STEAG
Mainz	800	Steinkohle	SW Mainz-Wiesbaden
Stade	800	Steinkohle	Electrabel
Stade	1.100	Steinkohle	E.ON
Staudinger	1.100	Steinkohle	E.ON
Wilhelmshafen	500	Steinkohle	E.ON
	15 Blöcke, 12.000 MW		

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis der WWF Pressemitteilung vom 26. 11.2007

Von den bereits genehmigten oder kurz vor der Genehmigung stehenden Blöcken entfallen acht von zehn auf die vier Großen; hinzu kommt ein Kraftwerk der Evonik STEAG, an der E.ON und RWE ebenfalls noch beteiligt sind.

Etwas besser sieht es bei den weiteren 15 Blöcken im konkreten Genehmigungsverfahren aus: ein Drittel der Blöcke entfällt auf die vier Großen, hinzuzurechnen sind allerdings zwei Blöcke der Evonik STEAG. Darüber hinaus werden zwei große Gas-GuD-Blöcke von E.ON (Standort: Irsching) und ein Block vom RWE (Standort: Lingen) realisiert.

Insgesamt ist damit offensichtlich, dass die vier großen Energieunternehmen alles daran setzen, ihre Marktmacht auf dem Stromerzeugungsmarkt auch in Zukunft zu behalten, ohne dass die Politik sie daran hindern würde.

c) Endkundenversorgung

Auch im Bereich der direkten Endkundenversorgung ist die Marktmacht der vier Verbundunternehmen eklatant, wie die folgende Übersicht zeigt:

	Uni E-N 2007	BEI 2005
E.ON	17,8%	27,0%
RWE	19,4%	26,6%
EnBW	12,9%	12,1%
Vattenfall	6,7%	5,7%
Summe	56,8%	71,4%

- Uni E-N 2007: Nach der so genannten Dominanzmethode wurden hier nur die von den vier Unternehmen beherrschten Beteiligungen (>50% Anteil) berücksichtigt. Nimmt man die Minderheitsbeteiligungen dazu, so ergibt sich ein Einfluss auf mehr als 80% des Endkundenmarktes. Bezugsjahr: 2004
- BEI 2005: Hier wurden die Prozentwerte anteilsproportional im Hinblick auf die Beteiligungen der Unternehmen ermittelt. Sieht man auch bei Minderheitsbeteiligungen einen erheblichen Einfluss (s. Abschnitt 3.2), kommt man auch hier auf einen Gesamtwert von knapp 80%. Bezugsjahr: 2003

d) Netze

Die Anteile an den deutschen Stromnetzen teilen sich wie folgt auf (Bundeskartellamt 2007, S.39):

	> 200 kV Höchstspannung	60<x<220 kV Hochspannung	60 kV<x<6 kV Mittelspannung	< 6 kV Niederspann.
E.ON	> 60%	>70%	~50%	~50%
RWE				
EnBW	~ 10%	~ 10%	~ 10%	~ 10%
Vattenfall	28%	< 10%	< 10%	< 10%
Summe	~98%	~90%	~70%	~70%

Fazit: Insgesamt fällt bei all diesen Betrachtungen die überragende Marktstellung der zwei Unternehmen E.ON und RWE auf, was sich beim Bundeskartellamt schon seit dem Jahr 2001 dahingehend niederschlägt, dass stets von einem „marktbeherrschenden Duopol“ gesprochen und ausgegangen wird.

3.2 Vertikale Vorwärtsintegration

Mit Beginn der Liberalisierung des deutschen Stromsektors 1998 hat es eine Vielzahl von Unternehmenszusammenschlüssen und –beteiligungen gegeben, die die Sektorstruktur massiv verändert haben. So wurden nicht nur aus ehemals acht großen Verbundunternehmen vier, sondern es erfolgte eine offensive vertikale Vorwärtsintegration seitens dieser vier Verbundunternehmen, die es insbesondere auf Beteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern abgesehen hatte. Diese Strategie wurde nahezu unbehelligt vom Bundeskartellamt sehr erfolgreich umgesetzt und führte dazu, dass die vier Verbundunternehmen derzeit Beteiligungen an insgesamt 282 Stadtwerken und Regionalversorgern besitzen. Die folgende Übersicht fasst die Ergebnisse einer aktuellen Studie der Universität Erlangen-Nürnberg zusammen (vgl. Vollhals u.a. 2007), die erstmals etwas Transparenz in das oft undurchschaubare Beteiligungsgeflecht gebracht hat.

	Beteiligung mit einem Anteil von			Summe
	0 bis < 25%	25 bis < 50%	> 50%	
E.ON	83	86	15	184
RWE	51	38	10	99
Vattenfall	6	1	3	10
EnBW	7	24	1	32
Summe	147	149	29	325*

* An 241 Unternehmen ist nur einer der vier Großen beteiligt, an 41 hingegen zwei oder mehr. Insgesamt beziehen sich die 325 Beteiligungen auf 282 Stadtwerke und Regionalversorger.

Quelle: Vollhals u.a. 2007, S.15

Insgesamt sind die vier Großen somit an mehr als 40% aller Stadtwerke bzw. Regionalversorger beteiligt, die Strom vertreiben.¹⁰ Obwohl es sich größtenteils um Minderheitsbeteiligungen handelt, ist davon auszugehen, dass die meisten Unternehmen dadurch vollständig von den vier Großen dominiert werden. Dies hat bereits das Bundeskartellamt in seinem Beschluss vom 17. Januar 2002 zum Fusionsantrag E.ON-Gelsenberg AG erkannt. Dort heißt es:

„Die Beteiligung der Duopolmitglieder (E.ON und RWE, UL) an Weiterverteilern und ihre Vertretung in deren Organen hat aufgrund der besonderen energie- und betriebswirtschaftli-

¹⁰ Vgl. dazu auch den ausführlichen Anhang des Sondergutachtens der Monopolkommission vom November 2007 zum Strom- und Gassektor.

chen Kompetenz von RWE und E.ON faktisch ein wesentlich höheres Gewicht als es in der Höhe der jeweiligen Beteiligung oder der quantitativen Präsenz in den Organen der Gesellschaft zum Ausdruck kommt. Das energiewirtschaftliche und betriebswirtschaftliche know how wird in wesentlichen Teilen durch das jeweilige Verbundunternehmen in die Gesellschaft eingebracht. Zwischen beiden Unternehmen besteht in der Regel ein Liefervertrag, der den gesamten Fremdbezugsbedarf (oder zumindest einen Teil davon) des REVU oder Stadtwerks abdeckt. Sofern nicht schon aufgrund der Beteiligungshöhe davon ausgegangen werden kann, dass die Unternehmen wechselseitig die Interessen des jeweils anderen Teils berücksichtigen werden und das Beteiligungsunternehmen in der Regel seine Entscheidungen mit Rücksicht auf den gewichtigen Minderheitsgesellschafter treffen wird, bestehen eher geringe Anreize eines Vorlieferanten, mit seinem Beteiligungsunternehmen zu konkurrieren. Denn der Vorlieferant profitiert von dem mit dieser Lieferbeziehung verbundenen festen Absatzkanal. Zudem mangelt es den Stadtwerken und REVUs in der Regel auch an der erforderlichen Flexibilität der (politischen) Entscheidungsstrukturen und an den für substantielle Investitionen erforderlichen Finanzierungsspielräumen.“ (Bundeskartellamt 2002, S.38

Seither untersagt das Bundeskartellamt so gut wie alle Bestrebungen der vier großen Energieunternehmen, weitere Anteile an Stadtwerken zu erwerben.¹¹ Aber auch so ist davon auszugehen, dass die vier Großen bereits Einfluss auf rund 80% des gesamten Stromabsatzes in Deutschland besitzen (s. oben) und auf diese Weise den Vertrieb ihres in Großkraftwerken erzeugten Stroms sicherstellen.

Literatur

A.T. Kearney: Liberalisierung des deutschen Strommarktes: Wer profitiert, wer verliert? Zusammenfassung der Studienergebnisse, Berlin, Januar 2007

[BEI 2005]: Bremer Energie Institut (Eikmeier, Bernd/Gabriel, Jürgen): Quantitative Entwicklung der Erzeugungs- und Absatzstruktur in der deutschen Stromwirtschaft von 1998 bis heute. Gutachten im Auftrag der MVV Energie AG, Bremen, Februar 2005

[BET 2005]: BET Aachen (Nailis, Dominic/Zander, Wolfgang): Kostensteigerung der Regelleistung und des EEG-Horizontalausgleichs. Studie im Auftrag der MVV Energie AG, Aachen, 16. Februar 2005

Bundeskartellamt/BKA (2002), 8. Beschlussabteilung: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren E.ON –Gelsenberg AG, B 8 – 40000 – U – 109/01, 17. Januar

Bundeskartellamt/BKA (2006): Schriftsatz vom 15.3.2006 (Beschwerdeverfahren E.ON vor OLG Düsseldorf), Ergebnisse dokumentiert in: OLG Düsseldorf: Beschluss des 2. Kartellsenats in Sachen E.ON – Stadtwerke Eschwege vom 6.06.2007

Bundeskartellamt/BKA (2007): 8. Beschlussabteilung: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren RWE – Saar Ferngas, B 8 – 40000 – U – 62/06, 12. März

Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, November 2007

Bundesministerium für Umwelt (BMU)/Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Bonn, März 2006

¹¹ Seit 2004 hat es nur noch acht vollzogene Anteilserwerbe der vier Verbundunternehmen an lokalen Energieversorgern gegeben, wie das ZEW im Oktober 2007 ermittelte.

Deutscher Bundestag: Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz, Drucksache 16/6532 vom 28.09.2007

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln/EWI: Konzentration und Wettbewerb in der deutschen Energiewirtschaft, Band 52, R. Oldenbourg Verlag München 1998

Kütting, Karlheinz/Reuter, Michael: Sprachliche Bilanzakrobatik, in: FAZ vom 24.09.2007

[LBD 2005]: LBD Beratungsgesellschaft: Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 3.06.2005

[LBD 2006]: BTOElt-Gutachten. Wettbewerbliche Wirkung und rechtliche Zulässigkeit der BTOElt im liberalisierten Strommarkt, Berlin, 31.10.2006

Monopolkommission: Strom und Gas 2007 - Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, November 2007

Schwarz, Hans-Günter/Lang, Christoph: Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. (2005), Heft 12, S.864-870

[UN E-N 2005]: Pfeiffer, Jörg: Konzentration auf dem deutschen Strommarkt 1994 bis 2004. IWE Working Paper Nr. 02 2005, Institut für Wirtschaftswissenschaft Universität Erlangen-Nürnberg, Dezember 2005

[UN E-N 2007]: Vollhals, Jutta/Schwarz, Hans-Günther/Dees, Philipp/Meier, Sonja: Struktur und Konzentration im deutschen Stromendkundenmarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. Jg. (2007), Heft 1/2, S.14-16

[VIK 2007]: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft/VIK: Graphiken zur VIK-Jahrespressekonferenz 2007, Berlin, 24. Oktober 2007