

---

# **„Entwicklungsperspektiven des deutschen Energiemarktes“**

Überlegungen zur zukünftigen Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs und seiner Deckung in der Bundesrepublik Deutschland

Untersuchung im Auftrag der HSE AG

September 2009

Univ.-Prof. Dr. D. Schmitt  
in Zusammenarbeit mit  
Dipl.-Volksw. H.H. Forsbach

---

<b>Inhalt</b>	<b>Seite</b>
<b>1. ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>3</b>
<b>2. EINLEITUNG UND ÜBERBLICK</b>	<b>12</b>
<b>3. ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS NACH SEKTOREN</b>	<b>22</b>
<b>3.1. ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS DER PRIVATEN HAUSHALTE</b>	<b>23</b>
<i>3.1.1 Methodische Vorbemerkungen</i>	<i>23</i>
<i>3.1.2 Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs für Haushalts-geräte</i>	<i>30</i>
<i>3.1.3 Stromverbrauch für Warmwasserbereitung und zentrale Heizungssysteme</i>	<i>31</i>
<b>3.2 ELEKTRIZITÄTSVERBRAUCHS DES SEKTORS HANDEL, GEWERBE UND DIENSTLEISTUNGEN (GHD)</b>	<b>36</b>
<i>3.2.1 Vorbemerkungen</i>	<i>36</i>
<i>3.2.2 Entwicklung der Wertschöpfung im Bereich GHD</i>	<i>37</i>
<i>3.3.3 Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs</i>	<i>39</i>
<i>3.3.4 Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor GHD</i>	<i>40</i>
<b>3.4 INDUSTRIE</b>	<b>43</b>
<i>3.4.1 Vorbemerkungen</i>	<i>43</i>
<i>3.4.2 Wesentliche Determinanten der Stromverbrauchsentwicklung im Industriebereich</i>	<i>46</i>
<i>3.4.3 Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Industrie</i>	<i>48</i>
<i>3.4.4 Entwicklung des Stromverbrauchs der Industrie bis 2030</i>	<i>52</i>
<b>3.5 VERKEHR</b>	<b>54</b>
<i>3.5.1 Vorbemerkungen</i>	<i>54</i>
<i>3.5.2 Entwicklung im Bereich Schienenverkehr</i>	<i>54</i>
<i>3.5.3 Entwicklung im Bereich Straßenverkehr</i>	<i>55</i>
<b>3.6. ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS INSGESAMT</b>	<b>59</b>
<b>4. DECKUNG DES STROMBEDARFS</b>	<b>61</b>
<b>4.1 AUSGANGSBEDINGUNGEN</b>	<b>61</b>
<b>4.2 AUSBLICK AUF DIE ELEKTRISCHE LEISTUNGSBILANZ</b>	<b>73</b>
<b>5. SENSITIVITIES</b>	<b>82</b>

# Überlegungen zur zukünftigen Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs und seiner Deckung in der Bundesrepublik Deutschland

## 1. Zusammenfassung

Der über die letzten Jahrzehnte - wenn auch mit rückläufigen Zuwachsraten – zu verzeichnende immer weitere Anstieg des Stromverbrauchs wird sich im Beobachtungszeitraum bis 2030 nicht fortsetzen. Trotz eines Wirtschaftswachstums, das sich in einem Anstieg des realen Bruttosozialprodukts um über ein Drittel, einer Ausweitung der industriellen Produktion um rd. ein Drittel und nicht zuletzt auch in einer entsprechenden Steigerung des verfügbaren Einkommens – Basis für die Beschaffung und Nutzung weiterer und größerer Stromverbrauchsgeräte - niederschlagen wird, stagniert der Stromverbrauch (netto) auf einem Niveau von knapp 550 TWh.

Dabei geht der Verbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher (GHD) in Summe sogar absolut zurück, der Verbrauch der Industrie steigt nur minimal an. Lediglich der Verbrauch im Sektor Verkehr erhöht sich - im Wesentlichen dank der vordringenden – staatlicherseits massiv geförderten - Elektromobilität - auf mehr als das Doppelte. Die Industrie bleibt mit einem Anteil von 45% der wichtigste Verbrauchssektor, der Anteil der Haushalte fällt von über 26% auf 23,6%, der des Sektors GHD geht leicht zurück, damit wird dieser Sektor nunmehr nach der Industrie der zweitwichtigste Stromverbraucher. Lediglich der Anteil des Sektors Verkehr steigt stark – allerdings nur – von 3,0 auf 6,3%.

Die Stromintensität der deutschen Volkswirtschaft sinkt insgesamt um rd. 35%. Die Ursachen für diese Entwicklung sind zum einen in der Annahme einer - allerdings nur leicht - rückläufigen Bevölkerung zu suchen, zum anderen im fortdauernden industriellen Strukturwandel, der mit dem relativen Vordringen stromextensiver Branchen zulasten stromintensiver einhergeht. Hinzu kommen jedoch in entscheidendem Maße die Auswirkungen einer beträchtlichen Steigerung der Strom-Effizienz, die aufgrund

des autonomen, aber auch des preis- und politikgetriebenen technischen Fortschritts in den nächsten Jahrzehnten – wenn auch in den einzelnen Sektoren und Stromverwendungen in unterschiedlicher Höhe zu erwarten ist. Hierbei kommt sogar dem kürzlich seitens der EU angestoßenen Plan zur Steigerung der Energieeffizienz insgesamt um mittelfristig 1%/a für die Elektrizität weniger große Bedeutung zu, im Gegenteil, hiervon kann der Stromverbrauch sogar noch positive Impulse erfahren. Die Effekte der Effizienzsteigerung insgesamt werden für Elektrizität zum Teil dadurch kompensiert, dass es aufgrund des unterstellten Wirtschaftswachstums sowie der Substitution anderer Energieträger durch Strom zu immer mehr Stromverwendungen kommt. Strom bleibt in vielen Fällen wegen seiner überragenden Produkteigenschaften Wunschenergie nicht nur des privaten, sondern auch des gewerblichen Verbrauchers.

In diesem Zusammenhang ist allerdings zu berücksichtigen, dass über die beschlossenen Maßnahmen hinaus, die den Stromverbrauch nicht unerheblich belasten werden (Ökosteuer, Kernenergieausstieg, EEG - und KWK-Umlage, Kosten der ab 2013 vollständig zu ersteigernden CO<sub>2</sub> Zertifikate), keine weiteren energie- und klimapolitischen Maßnahmen zu lasten des Stromverbrauchs im Beobachtungszeitraum unterstellt wurden. Die erst in den letzten Wochen beschlossene Entlastung der stromintensiven Industrie von den indirekten, nämlich eingepreisten Kosten für CO<sub>2</sub> Zertifikate wird lediglich als vorübergehend angesehen.

Bei der Vorausschätzung der hieraus für die Deckung dieses Stromverbrauchs abzuleitenden Implikationen sind gleichwohl zum einen die oben aufgezeigten bereits ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen zu berücksichtigen, zum anderen beträchtliche Ungewissheiten, die aus den marktlichen Rahmenbedingungen, aber auch dem regulatorischen Umfeld der Stromversorgung resultieren.

Die Deckung der aufgezeigten Nachfrage nach elektrischer Arbeit scheint in den nächsten Jahrzehnten kaum gravierende Probleme aufzuwerfen, alleine die bestehenden sowie die derzeit zugebauten und in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befindlichen Kraftwerke reichen hierzu aus, selbst wenn – wie in dieser Untersuchung zunächst nach Gesetzeslage zu unterstellen war - am Kernenergieausstieg festgehalten worden wäre. Rein rechnerisch wären darüber hinaus auch in diesem Fall kaum weitere Kraftwerkszubauten im konventionellen Bereich im Betrachtungszeitraum erforderlich.

Die Entwicklung der Leistungsbilanz zeichnet jedoch ein wesentlich differenzierteres Bild. Die relevante Ausgangsgröße für die Prognose der mit dem aufgezeigten Stromverbrauch einhergehenden Angebotsentwicklung ist die Höchstlast. Diese wird im Prognosezeitraum wegen des unterstellten Rückgangs der stromintensiven Industrie, den Effekten, die von der Einführung von „smart-metering und – grids“ erwartet werden können (Lastglättung sowie –verschiebung und gegebenenfalls sogar –absenkung) und die durch die unterstellte Einführung zeitvariabler Tarife sowie Verhaltensänderungen beim Verbraucher noch verstärkt werden, leicht zurückgehen. Der vergleichsweise hohe Bedarf an vorzuhaltender Kraftwerksreserve wird dagegen zur Sicherstellung einer weiterhin auch im internationalen Vergleich hohen Verfügbarkeit des Stromversorgungssystems, vor allem wegen des weiteren Anstiegs des Stromangebots aus volatiler Erzeugung in Wind- und Solarkraftwerken noch zunehmen. Dennoch sinkt die benötigte Leistung leicht von 86,8 GW auf 84,5 GW im Jahr 2030.

Für die Deckung dieses Bedarfs kommen grundsätzlich Kraftwerke sowohl im In – als auch im Ausland in Frage. Gerade im Zuge des europäischen Einigungsprozesses und eines immer mehr zusammenwachsenden europäischen Kraftwerkmarktes dürften grenzüberschreitende Standortoptimierungen (nicht zuletzt im Bereich regenerativer Energieträger) auch im Kraftwerksbereich immer mehr zur Normalität werden und eine Diskriminierung von Investitionen in europäischen Nachbarländer weitgehend ausscheiden. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass die natürlichen Voraussetzungen sich im Ausland als wesentlich günstiger erweisen (Windenergieangebot / Sonneneinstrahlung), die Akzeptanzvoraussetzungen entsprechender Zubauten eher erfüllt sind, oder unterschiedliche gesetzliche Anforderungen Gültigkeit besitzen resp. erlangen.

Auch ist nicht ausgeschlossen, dass rigide (energie- und klima-) politische Vorgaben einerseits sowie die Einräumung günstiger Ansiedlungsbedingungen andererseits, eine Verlagerung von Kraftwerksinvestitionen ins Ausland auslösen. Erste Anzeichen hierfür sind erkennbar. Dennoch dürfte Strom aus im Ausland errichteten Kraftwerken vornehmlich auch in den jeweiligen Gastländern vermarktet werden. Hinzu kommt jedoch, dass für den Import von im Ausland erzeugter elektrischer Energie – abgesehen von den voraussichtlich insgesamt begrenzten Möglichkeiten, die Swaps bieten werden - auch ausreichende Netz- und Koppelkapazitäten zur Verfügung ste-

hen, bzw. neu errichtet werden müssen, auch Kraftwerksinvestitionen im Ausland möglicherweise mit Akzeptanzproblemen konfrontiert sein werden und sich möglicherweise auch die Standortbedingungen in der EU sukzessive angleichen. Insgesamt halten wir es jedoch für berechtigt, davon auszugehen, dass die für die Deckung des inländischen Bedarfs vorzuhaltende Kraftwerksleistung im Wesentlichen auch weiterhin verbrauchsnahe im Inland bereitgestellt werden muss.

Entscheidendes Datum für die Bemessung der Kraftwerksleistung, die für die Befriedigung des Leistungsbedarfs bereitgestellt werden kann bzw. muss, sind die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen, insbesondere der nach wie vor gültige Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie sowie die von sämtlichen politischen Parteien getragene Absicht zur Steigerung des Beitrags regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung auf 30% bis 2020 (und danach weiter ansteigend) und zur Verdoppelung der Stromerzeugung aus KWK. Hinzu kommen die Konsequenzen des EU-weiten Handelssystems für CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie der Notwendigkeit zur vollständigen Ersteigerung der Zertifikate ab 2013. Weitergehende CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen, wie sie von Vielen als Ergebnis der Kyoto- Folgekonferenz in Kopenhagen erhofft werden, sind jedoch nicht berücksichtigt worden. Dasselbe gilt für die in einzelnen EU- Mitgliedsstaaten verfolgte Absicht zur Einführung einer CO<sub>2</sub>- Besteuerung fossiler Brennstoffe. Auch der erfolgreiche Abschluss der von einer breiten Mehrheit der im deutschen Bundestag vertretenen Parteien favorisierten Entwicklung der CCS-Technologie ist hier aufzuführen, weil hiervon die Möglichkeit zu einer auch längerfristigen Verstromung von Kohle abhängen dürfte.

Im Folgenden werden die Rahmendaten der Entwicklung im Kraftwerksbereich, wie sie der Untersuchung zugrundegelegt wurden, noch einmal zusammengefasst wiedergegeben:

- Der Ausstieg aus der Kernenergie reduziert die verfügbare grundlastfähige Leistung bis 2020 um rd. 17 GW und bis 2030 um 21 GW.
- Der angestrebte Beitrag der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger auf 30% bis zum Jahr 2020 bei weiter steigender Tendenz führt zu einem Anstieg von derzeit 87,5 auf insgesamt fast 203 TWh im Jahre 2030. Den bei weitem größten Beitrag hierzu erbringt (mit 2/3) die Windenergie mit einem Anstieg auf 118 TWh, und zwar durch starken Ausbau der Offshore-Erzeugung und gleichzeitiger Leistungssteigerung an binnenländischen Standorten durch Repowering.

Die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse dürfte sich auf knapp 40 TWh verdoppeln, der der Photovoltaik sich sogar - allerdings von einem vergleichsweise niedrigen Niveau aus – auf 14 TWh vervierfachen. Diese Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger wird in jedem Fall vom Gesamtsystem aufgenommen und vermarktet werden müssen (must run). Unter Berücksichtigung energieträgerspezifischer Auslastungs- und Verfügbarkeitsfaktoren ergibt sich hieraus allerdings lediglich eine sicher verfügbare Leistung, die von etwas über 7 auf gut 14 GW ansteigt. Dies entspricht lediglich 17% der im Jahre 2030 benötigten Leistung.

- Auch die Verdoppelung der Stromerzeugung in Kraft- Wärme Kopplung ist als politische Vorgabe anzusehen. Dies erhöht deren Beitrag zur Stromerzeugung bis 2030 auf rd. 150 TWh, was ebenfalls als „must run“ –Erzeugung anzusehen ist. Hierbei ist allerdings der Anteil der KWK auf Basis Regenerativer enthalten (insgesamt rd. 30 TWh). Ein derartiger Ausbau der KWK dürfte ohne in hohem Maße zu subventionierende Erweiterungen des Fernwärmenetzes – wie implizit angenommen - nur schwer darstellbar sein, wobei die weitere Verdichtung sowie der Ausbau des Netzes unmittelbar mit dem bereits existierenden Erdgasnetz konkurrieren bzw. kollidieren würde. Eine elegante Lösung der hieraus resultierenden Probleme böte allerdings die schrittweise Einführung dezentraler - aber derzeit zumeist noch unwirtschaftlicher - objektbezogener KWK Anlagen, die ohne Netzausbau mit den im Zuge weiterer Effizienzsteigerungen im Wärmemarkt freigesetzter Erdgas-mengen befeuert werden könnten. Auch für die KWK Anlagen werden Auslastungs- und Verfügbarkeitskennziffern geschätzt und hieraus ihre Bereitstellung gesicherter Leistung abgeleitet. Sie steigt für konventionell befeuerte KWK-Anlagen von gut 13 auf 18 GW im Jahre 2030.
- Auch die aus Gründen der Klimavorsorge für die Stromerzeugung gültigen – aus dem europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel abzuleitenden – Implikationen sind als Datum anzusehen. Dies wird mittelfristig dazu führen, dass die in steigendem Maße benötigten Zertifikate ersteigert werden müssen. Hiervon können erhebliche Implikationen für die Wirtschaftlichkeitsrelationen der einzelnen für die Deckung des Strombe-

darfs heran zu ziehenden Kraftwerkalternativen ausgehen, was sowohl deren Positionierung auf der „merit order“ als auch die Entscheidung für Neubauten und damit die sich langfristig herausbildende Kraftwerksstruktur maßgeblich tangiert. Dabei wird im Rahmen dieser Untersuchung davon ausgegangen, dass bei weiterer Gültigkeit des Preisbildungsprinzips nach der Anlegbarkeit die sich bei Erdgas im Vergleich zur Kohle herausbildenden Vorteile (allenfalls halb so hohe Kapitalkosten, ein Drittel höherer Wirkungsgrad, geringere „CO<sub>2</sub>-Intensität“ des Brennstoffs) von den Gaslieferanten weitgehend eingepreist werden. Entscheidende Bedeutung besitzen die in unterschiedlicher Höhe anfallenden Klimavorsorgekosten nicht zuletzt jedoch auch für die Entwicklung und Markteinführung von Emissionsvermeidungsstrategien, wie sie unter dem Stichwort CCS weltweit zurzeit verfolgt werden. Für die vorliegende Untersuchung sind wir davon ausgegangen, dass es im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts gelingt, die Verlässlichkeit der derzeit entwickelten Verfahren zu demonstrieren, die sich auch in diesem Bereich offenbar immer stärker herausbildenden Akzeptanzprobleme zu lösen und der erwartete Anstieg des Preises für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ausreicht, um die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes dieser Verfahren sicherzustellen. Dies bedeutet gleichzeitig, dass CCS sich zu einer „backstop“-Technologie entwickeln könnte, die einem weiteren Anstieg des Preises für Zertifikate erfolgreich entgegenzuwirken vermöchte. Dennoch bedeutet dies nicht, dass sämtliche - CO<sub>2</sub> emittierenden - Kraftwerke mit dieser Technologie im Beobachtungszeitraum ausgestattet werden. Von vorneherein ausgerüstet mit dieser Technologie werden sicherlich neue Kohlekraftwerke, nachgerüstet werden möglicherweise Kohlekraftwerke mit relativ langen Restlaufzeiten, während ältere Kohlekraftwerke sowie Gaskraftwerke aus Wirtschaftlichkeitsgründen wohl eher CO<sub>2</sub> Zertifikate erwerben.

- Zusammen mit der erwarteten Speicherleistung (von knapp 6 auf knapp 7 GW ansteigend) ist der verbleibende Leistungsbedarf durch die vorhandenen und neu zuzubauende Kraftwerke zu decken. Die vorhandene - einschließlich der im Bau befindlichen - Kraftwerksleistung sinkt unter Berücksichtigung des altersbedingten Abgangs, der aus einer an-

lagenscharfen Altersstruktur und Absterbeordnung angeleitet wurde, allerdings von 71 auf nur noch etwas über 26 GW bis 2030.

- Danach müssten bis 2020 etwas über 7 GW und bis 2030 knapp 19 GW noch zusätzlich in konventionellen Kraftwerken zugebaut werden, sofern am Kernenergieausstieg festgehalten wird (bei einer Revision des Ausstiegsbeschlusses ergibt sich demgegenüber bereits bis zum Jahre 2020 ein Kapazitätsüberschuss von bis zu 10 GW ! – bis 2030 reduziert sich der Angebotsüberschuss allerdings auf bis zu 2 GW).
- Bezieht man allerdings darüber hinaus die im fortgeschrittenen Planungsstadium befindlichen Kraftwerke mit in die Überlegung ein, so ergibt sich für das Jahr 2020 sogar auch ohne Revision des Ausstiegsbeschlusses ein Angebotsüberschuss (der zu einer weiteren vorzeitigen Stilllegung von vorhandener Kraftwerksleistung führen müsste) und bis zum Jahre 2030 nur ein zusätzlicher Zubaubedarf von 2,4 GW. Dies erklärt möglicherweise – neben den zunehmenden Akzeptanzproblemen – auch, warum in jüngster Zeit eine Reihe geplanter Kraftwerksprojekte zeitlich geschoben oder sogar storniert wurde. Aus denselben Gründen, wie sie oben gegen die Erwartung steigender Importe aufgeführt wurden, halten wir die Erwartung langfristiger Stromexporte in diesem Zusammenhang für unwahrscheinlich.
- Da die bereitgestellte Kraftwerksleistung jedoch auch dem erwarteten Lastgang entsprechen muss, war darüber hinaus die Struktur des erforderlichen Kraftwerksparks und deren Abgleich mit dem skizzierten Leistungszugang kritisch zu hinterfragen. Dabei zeigte sich, dass mit großer Wahrscheinlichkeit ein Überschuss an Grundlastkapazität bei einem gleichzeitigen Defizit von flexibler Mittel- und Spitzlast-Leistung zu erwarten ist. Hieraus ist zu schließen, dass im Wesentlichen flexible Kraftwerksleistung, die sich als für den Lastfolgebetrieb geeignet erweist, zugebaut werden muss. Zwar können heute offenbar auch Kohlekraftwerke mit deutlich höheren Lastgradienten ausgelegt werden, dies ist jedoch mit höheren Kosten verbunden. Daher scheinen für einen Lastfolgebetrieb Erdgas-Kraftwerke eher geeignet, zumal sie auch noch eine Reihe anderer Vorteile, wie einen niedrigeren Kapitalbedarf, die geringere Kostenprogression, einen höheren Wirkungsgrad und ei-

ne geringere CO<sub>2</sub> Intensität aufweisen. Andererseits sehen sich potentielle Investoren jedoch mit der Frage konfrontiert, wie die zukünftige Brennstoffversorgung dieser Kraftwerke auch langfristig zu wirtschaftlichen Bedingungen jederzeit sichergestellt werden kann.

- Abschließend sei noch darauf verwiesen, dass die der Untersuchung zugrunde gelegte Absterbeordnung für Altanlagen lediglich eine erste relativ grobe Herangehensweise an die Ermittlung des Ersatzbedarfs darstellt. Abgesehen davon, dass es aus externer Sicht kaum möglich ist, den exakten Zustand einer Anlage (auch als Ergebnis einer entsprechenden Nachrüstung) zu erfassen, folgen Entscheidungen zum Kraftwerkszubau bzw. zum geplanten Einsatz in der „merit order“ normalerweise nicht einer relativ groben, eher an technischen Kriterien orientierten Vorgehensweise, wie einer altersbedingten Absterbeordnung sondern den Ergebnissen dezidierter Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Der optimale Zeitpunkt für die Ablösung eines bestehenden Kraftwerks durch ein neues ist demnach dann gegeben, wenn die erwarteten langfristigen Grenzkosten des neuen Kraftwerks niedriger sind als die kurzfristigen vermeidbaren Kosten des alten. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich potentielle Investoren bei einer diesbezüglichen Kalkulation mit erheblichen Ungewissheiten konfrontiert sehen. Immerhin erfordert die Ermittlung langfristiger Grenzkosten vom Inbetriebnahmezeitpunkt eines Kraftwerks an gerechnet einen Blick über eine erwartete Lebensdauer von oft mehr als 40 Jahren, d.h. bezogen auf das Ende der dieser Untersuchung zugrunde gelegten Beobachtungsperiode bis weit in die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts. Angesichts der Probleme, über solche Zeiträume etwa die Brennstoffpreisentwicklung, die zusätzlich geforderten klimapolitischen Restriktionen oder die offenbar weiter zunehmenden Akzeptanzprobleme für konventionelle Kraftwerke, aber auch den weiteren technischen Fortschritt im Bereich der regenerativen Energieträger adäquat erfassen zu können, wäre es durchaus nachvollziehbar, wenn der Stilllegungszeitpunkt für Altanlagen auch zulasten von Neubauten selbst unter Inkaufnahme teurer Nachrüstungsmaßnahmen nach hinten geschoben würde.

Bei einer Revision des Ausstiegsbeschlusses, entsteht eine Situation, in der noch nicht einmal die derzeit im Bau befindlichen konventionellen Grundlastkraftwerke (einschließlich der laut Absterbeordnung in den nächsten Jahrzehnten weiter betriebenen vorhandenen Kraftwerke) für die Deckung des Bedarfs benötigt würden, während die Notwendigkeit zum Bau von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken fortbesteht. Selbstverständlich ließe sich dies über den vorzeitigen Abgang von bestehender Kraftwerksleistung steuern, allerdings auf Kosten entgehender Deckungsbeiträge.

Ein weiteres – bislang in der Öffentlichkeit allenfalls ansatzweise diskutiertes - Problem resultiert aus der Tatsache, dass mit dem politisch präferierten Ausbau der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger eine erhebliche Zunahme der Volatilität einhergeht, weil ein großer Teil dieses Energiedargebots von schwankenden und nur unvollkommen prognostizierbaren Wetterbedingungen abhängt. Hiervon ist immerhin eine Kapazität von rd. 55 GW im Jahre 2030 betroffen, d.h. eine Leistung, die zu diesem Zeitpunkt deutlich über die der konventionellen Kraftwerke hinausgehen wird. Selbst wenn man davon ausgeht, dass das hieraus resultierende Problem um vielleicht ein Drittel reduziert wird durch eine verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit, den (allerdings von erheblichen Restriktionen gekennzeichneten) Ausbau von Speichern sowie die sich nicht zuletzt mit der Einführung von „smart grids“ verbundenen Möglichkeiten zur Laststeuerung ergeben, verbleibt ein Problem, das für die Optimierung der zukünftigen Entscheidungen für den Kraftwerks-Ausbau höchste Priorität besitzt.

Die Notwendigkeit zur Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung, die bereits heute (vor allem im Bereich der Minutenreserve) erhebliche Bedeutung erlangt hat, dürfte im Zuge dieser Entwicklung eine noch ganz andere Dimension erlangen.

## 2. Einleitung und Überblick

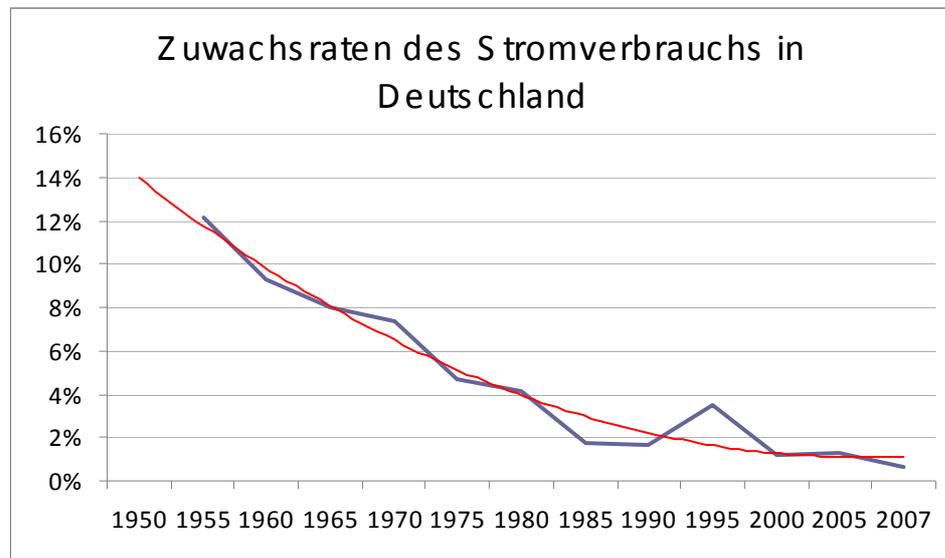
Der Elektrizitätsmarkt der Bundesrepublik Deutschland befindet sich im Umbruch. Die für die Elektrizitätswirtschaft relevanten Umfeldbedingungen haben sich im letzten Jahrzehnt stärker verändert als im Verlauf des gesamten Jahrhunderts zuvor. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die politischen Rahmenbedingungen, die die Entwicklung im Elektrizitätsbereich – angebots- wie nachfrageseitig – nachhaltig beeinflussen. Hinzu kommen jedoch auch gravierende Veränderungen im Bereich des Elektrizitätsverbrauchs sowie auf den Aufkommensmärkten für Einsatzenergieträger zur Stromerzeugung, denen sich die Versorgungswirtschaft nunmehr zu stellen hat.

- Die Eröffnung des Wettbewerbs im Zuge der Liberalisierung hat bei gleichzeitiger Einführung einer intensiven Regulierung des Netzzugangs seit Ende der 90er Jahre schrittweise die Jahrzehnte lang gültige Ordnung mit gesetzlich sanktionierten geschlossenen Versorgungsgebieten abgelöst. Zwar ist seither ein Jahrzehnt vergangen, in dem die existierenden Barrieren lediglich schrittweise abgebaut werden konnten, inzwischen hat der Wettbewerb jedoch an Fahrt aufgenommen, die grundsätzliche Angreifbarkeit seiner tradierten Absatzgebiete zwingen jeden Versorger, mit einem vollständigen Strategiewechsel auf die neuen Herausforderungen zu reagieren. CO<sub>2</sub>
- Die Bewältigung der hieraus resultierenden Anpassungsprobleme hinterlässt in der Versorgungswirtschaft immer gravierendere Spuren. Die durch eine hohe Konzentration geprägte Versorgungslandschaft ist einerseits durch den Versuch gekennzeichnet, die erreichte Marktposition durch konsequente Ausschöpfung der Rationalisierungspotentiale, eine Straffung und Neuausrichtung der organisatorischen Strukturen, z.T. weit reichende Kooperationen und nicht zuletzt die Entwicklung einer konsequent an den Interessen des Kunden orientierten und hierauf fokussierten Strategie zu sichern. Gleichzeitig werden zumindest von dynamischen EVU neue strategische Geschäftsfelder besetzt (Abrundung bzw. Ausweitung des Beschaffungsportfolios, Bereitstellung von Energiedienstleistungen, sowie von Ökostrom-Produkten, Engagement im Bereich der E-Mobility) und die

bislang lokal oder regional begrenzten geschäftlichen Aktivitäten durch einen regionalen, wenn nicht bundesweiten Marktauftritt erweitert.

- Die Konsequenzen, die die Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energieträger zeitigt, werden verstärkt durch die zunehmende Realisierung eines einheitlichen europäischen Strommarktes, auch wenn in einer Reihe europäischer Nachbarstaaten der Marktzugang nach wie vor durch eine Reihe außerordentlich wirksamer nichttarifärer Hemmnisse beeinträchtigt wird.
- Dabei ist der Elektrizitätsmarkt selbst inzwischen in seine Reifephase eingetreten. Der Stromverbrauch steigt – wenn überhaupt - nur noch mäßig an, in immer stärkerem Maße setzen sich Sättigungstendenzen durch. Jährliche Zuwachsraten des Stromverbrauchs von teilweise über 5% und zuletzt immerhin noch bis zu 2% gehören der Vergangenheit an, auch im Strombereich hat sich längst eine Abkopplung der Wachstumsraten des Stromverbrauchs vom Anstieg des Bruttosozialprodukts vollzogen. Auch bei einer weiteren Zunahme der Stromverwendungen und einer Substitution anderer Energieträger durch Elektrizität ist längerfristig eine Senkung des Stromverbrauchs nicht unwahrscheinlich. Andererseits sollte die aktuelle Entwicklung mit einem Einbruch des Stromverbrauchs in einer von EVU zu EVU schwankenden Größenordnung, aber im Durchschnitt des ersten Halbjahres 2009 um 5-7% und im Industriebereich teilweise um über 20% auch nicht überbewertet werden und wird allerdings erst in einer Reihe von Jahren wieder kompensiert sein. Für die längerfristige Trendentwicklung sind nicht konjunkturelle sondern vielmehr strukturelle Phänomene von weit größerer Bedeutung.

Abb.: 1



- Entscheidender Treiber dieser Entwicklung dürfte zum einen die demographische und wirtschaftliche Entwicklung sein. Statt wie in der Vergangenheit nicht zuletzt aufgrund von Wanderungsbewegungen stetig anzusteigen, wird in Zukunft mit einem Bevölkerungsrückgang gerechnet.
- Das Wirtschaftswachstum hat sich zunehmend abgeflacht, der augenblickliche Konjunkturunbruch wird auch bei optimistischen Erwartungen erst in einer Reihe von Jahren ausgeglichen sein.
- Dabei dringt der energieextensive Dienstleistungssektor zunehmend vor. Innerhalb der Industrie erweisen sich die energie- und stromintensiven Sektoren des Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes immer weniger als Wachstumsmotoren.
- Die Geräteausstattung hat in vielen Fällen bereits einen außerordentlich hohen Stand erreicht.
- Darüber hinaus ist zu konstatieren, dass es offenbar zunehmend gelingt, die hohen auch im Strombereich vorhandenen Potenziale zur Effizienzsteigerung auszuschöpfen. Der gewerbliche wie private Verbraucher reagiert immer stärker auf die Signale steigender Strompreise, die von den Kostenauftriebstendenzen auf den Beschaffungsmärkten ausgelöst, durch energie- und vor allem klimapolitische Maßnahmen (Ökosteuern, Kennzeichnungspflichten, Produktauktionen wie die Verbannung der Glühbirne oder

der angestrebte Rückbau der Nachtspeicherheizung EEG, KWK, CO<sub>2</sub> - Zertifikatehandel, Belastungen, die allesamt im Strompreis weitergegeben werden müssen) noch verstärkt bzw. ergänzt werden.

- Hinzu kommen schließlich jedoch auch immer stärker Verhaltensänderungen beim privaten wie gewerblichen Verbraucher, die aus einer grundlegend veränderten Einstellung zum Energieverbrauch im Hinblick auf die hiermit verbundenen Implikationen für den Ressourcenverbrauch sowie den drohenden Klimawandel resultieren. Dies führt zwar auf der einen Seite zu einer Ausweitung des Stromverbrauchs durch Substitution fossiler Energieträger und die Ausweitung der Stromverwendung in bislang nicht oder weniger besetzten Bereichen, es stärkt andererseits jedoch auch die Bestrebungen zur Steigerung der Effizienz beim Stromeinsatz selbst sowie zum Abbau von Stromverschwendung und die inzwischen offenbar weiter zunehmende Nachfrage nach ökologisch orientierten Angeboten der Elektrizitätsversorger.
- Gravierend verändert haben sich auch die Bedingungen, unter denen die in Zukunft zu erwartende Stromnachfrage gedeckt werden kann, wobei hiervon weit reichende Implikationen auf den Stromerzeugungs-Mix und hierüber auf die Elektrizitätspreisrelationen auf den Großhandelsmärkten ausgehen.
- Dies gilt zum einen für die grundlegenden Veränderungen, die auf den wichtigsten weltweiten Aufkommensmärkten für Einsatzenergieträger zur Stromerzeugung zu verzeichnen sind und die dazu geführt haben, dass sich die ehemals dominierenden Industrieländer bei der Deckung ihres Energiebedarfs zunehmend mit einer steil ansteigenden Nachfrage der Schwellen- und Entwicklungsländer konfrontiert sehen. Dabei weisen die Aufkommensmärkte für Kohle und Erdgas, die beiden nach wie vor wichtigsten Einsatzbrennstoffe zur Stromerzeugung - und die zunehmend von künstlichen Verknappungstendenzen gekennzeichneten Ölmärkte immer ausgeprägtere Interdependenzen auf. Dies bedeutet, dass sich auf diesen Märkten bei unvermindert hoher Nachfrage aus den Schwellen- und Entwicklungsländern voraussichtlich zunehmend Preisauftriebstendenzen und darüber hinaus eine stark steigende Preisvolatilität durchsetzen. Dies gilt insbesondere, wenn es nicht gelingt, die der Kernenergienutzung entge-

genstehenden Restriktionen nachhaltig abzubauen, die Regenerativen Energieträger systematisch im Markt einzuführen und die Potenziale zur Steigerung der Stromeffizienz nicht nachhaltig ausgeschöpft werden. Gleichzeitig kann davon ausgegangen werden, dass sich die Wirtschaftlichkeit der regenerativen Energieträger sukzessive erhöht. Dies gilt in dem Maße, wie sich einerseits diese Preisauftriebstendenzen auf den internationalen Öl-, Kohle- und Gasmärkten tatsächlich durchsetzen und nicht zuletzt auch die mit deren Einsatz verbundenen - auf die externen Effekte der Klimabeeinflussung zurück zuführenden - Kostenbelastungen zunehmend eingepreist werden und es andererseits gelingt, auch in Zukunft nur in etwa an die in der Vergangenheit realisierten Lernkurveneffekte (als Funktion des technischen Fortschritts und von Skaleneffekten) anzuknüpfen.

- Gleichzeitig kann kaum davon ausgegangen werden, dass eine Korrektur des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung zu einer entsprechenden Senkung des Preisniveaus auf den Großhandelsmärkten führen würde. Dieses wird auch in Zukunft von den Kosten des Grenzkraftwerkes (auf Kohle- oder Erdgasbasis) bestimmt. Im Übrigen ist völlig offen, wie hoch hieraus zu beziffernde Zusatzgewinne der Kernkraftwerksbetreiber veranschlagt werden können, da dies unter anderem von durchaus nicht auszuschließenden Nachrüstmaßnahmen, aber auch die Frage einer gegebenenfalls noch zu konzipierenden Umverteilung zugunsten etwa einer Förderung regenerativer Energieträger abhängt.
- Schließlich hat die Bundesregierung – teilweise als Reaktion auf entsprechende Brüsseler Vorgaben – inzwischen eine Reihe von energie- und klimapolitischen Maßnahmen im Elektrizitätsbereich ergriffen, mit denen Problemen einer zunehmenden Verknappung von Ressourcen, der Sicherheit der Versorgung aber auch dem Bedürfnis nach umwelt- und klimaverträglicher Elektrizitätsversorgung Rechnung getragen werden soll und die neben den Auswirkungen auf die Strompreisentwicklung auch direkte Konsequenzen für den Erzeugungs-Mix aufweisen. Hierzu zählen vor allem das EU-ETS, das EEG sowie das KWKG und die darin verankerten Absatzziele, die für das Jahr 2030 immerhin rd. 3/5 des gesamten Stromangebots staatlich vorgeben. Hinzu kommen der Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie mit einem Anteil an der Erzeugung derzeit von 25%,

Maßnahmen zur Sicherstellung eines nicht-diskriminierenden Netzan schlusses neuer Kraftwerke sowie zur Beschleunigung des Netzausbaus, der sich gerade im Hinblick auf die Integration der im Küstenbereich konzentrierten volatilen Stromerzeugung auf Windenergiebasis als erforderlich erweist.

- Alle diese Faktoren werden nicht nur in die Zukunft fortwirken, sondern in den nächsten Jahrzehnten möglicherweise sogar erst ihre volle Wirkung entfalten. Hinzu kommt jedoch, dass angesichts der befürchteten gravierenden Konsequenzen des Klimawandels Industrieländern wie Deutschland in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich noch wesentlich weiter reichende Anstrengungen zur Reduzierung der Emissionen klimarelevanter Spurengase abverlangt werden, selbst wenn derzeit die Aussichten zum Abschluss einer wirklich belastbaren Post-Kyoto-Vereinbarung noch in diesem Jahr immer unwahrscheinlicher zu werden scheinen. Dies ist deshalb auch im Rahmen der vorliegenden Untersuchung so relevant, weil spätestens am Ende der Beobachtungsperiode im Elektrizitätsbereich Investitionsentscheidungen zu treffen sind, die bei einer Ausreifungszeit und Lebensdauer von Jahrzehnten bis weit in die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts reichen werden. Zu diesem Zeitpunkt jedoch wird sich eine weitgehend CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung auch in unserem Lande durchgesetzt haben müssen.

Vor diesem Hintergrund scheinen die Ungewissheiten, denen sich jeder Versuch, Aussagen über zukünftige Entwicklungen zu treffen, immer mehr – aber vielleicht auch nur scheinbar - zuzunehmen. Es gilt immer Entscheidungen unter Ungewissheit zu treffen. Die Alternative nicht zu entscheiden ist keine belastbare Alternative. Hilfreich ist in diesem Zusammenhang jedoch die Erkenntnis, dass eine Prognose keineswegs zu verwechseln mit einer Prophetie. Sie stellt vielmehr den Versuch dar, im Sinne einer Wenn – Dann - Aussage auf Basis der mit einer möglichst sorgfältigen und detaillierten Analyse der in der Vergangenheit eingetretenen Entwicklung unter rationalen Erwartungen auf den zukünftigen Verlauf zu schließen. Hierzu werden zunächst relevante Einflussfaktoren der Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs und seiner Deckung in einem Stützbereich identifiziert und die Beziehungen zwischen

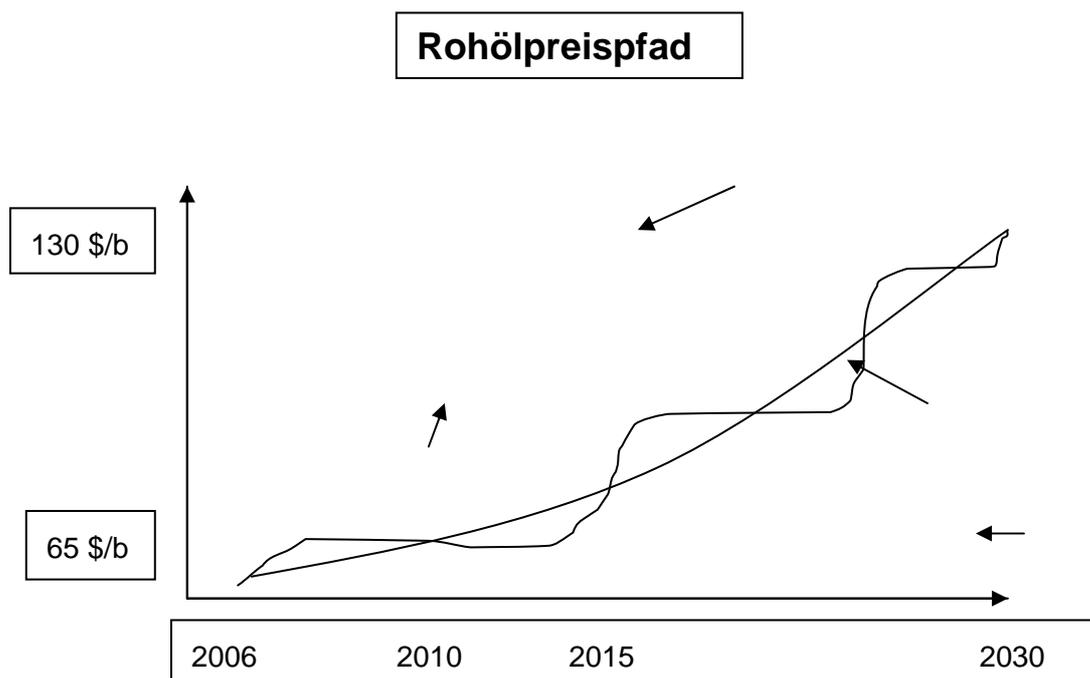
diesen Treibern und der Verbrauchs- und Angebotsentwicklung selbst möglichst exakt erfasst. Sodann wird mithilfe von Szenarien, letztendlich subjektiv getroffener detaillierter Annahmen über die Entwicklung dieser Treiber und der zukünftigen Entwicklung der Relationen zwischen diesen Treibern und der Entwicklung im Bereich der Stromnachfrage wie des Stromangebotes auf den zukünftigen Verlauf in Subsektoren und Sektoren und schließlich mit der Zusammenfassung dieser Aggregatgrößen auf den Verlauf insgesamt geschlossen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit und der zur Verfügung stehenden Zeit konnte dieser Ansatz allerdings nur grundsätzlich und nur zulasten von Tiefe sowie Breite Anwendung finden.

Dennoch sollen im Folgenden die wesentlichen Basisannahmen vorgestellt und problematisiert werden.

- Die demographische Entwicklung
  - Bevölkerung von 82,4 auf 77,2 Mio. Personen abnehmend
  - Altersstruktur: Zunehmendes Gewicht älterer Jahrgänge
  - Zahl der Haushalte (bei sinkender Belegungsdichte ansteigend von 39,1 auf 40,6 Mio.)
- Die wirtschaftliche Entwicklung:
  - Aktuelle Rezession wird in den nächsten Jahren überwunden
  - Finanzkrise hinterlässt keine bleibenden Spuren
  - Staat zieht sich schrittweise wieder zurück
  - Weltmarktentwicklung fasst schon 2010 wieder Tritt
  - Anstieg des BIP um 1,3%/a im Durchschnitt zwischen 2006 und 2030
  - Industrieproduktion: Anstieg um 1,2%/a
  - BIP-Beiträge GHD: Anstieg um 1,4%/a
  - Verfügbares Einkommen: Anstieg um 1/3 bis 2030
- Die Entwicklung der Energiepreisrelationen
  - Rohölpreis: Von 65 \$/b auf 130\$/b ansteigend
  - Dollarkurs: 1,40 \$/€
  - GÜW Rohöl: von 340 auf 680€/t ansteigend
  - Hel von 55 auf 97 €/ 100 l ansteigend
  - Gas (Wärmemarkt, Anlegbarkeitsprinzip) von 5 auf 8,8 ct/kWh
  - Steinkohle (Kraftwerkmarkt) von 75 auf 145 €/t SKE ansteigend

- Erdgas (Kraftwerksmarkt, Anlegbarkeitsprinzip bei voller Einpreisung des CO<sub>2</sub>-Vorteils) von rd. 2 auf 4,5 ct/kWh ansteigend
- CO<sub>2</sub>-Zertifikate: Anstieg von 14 auf 60€/t CO<sub>2</sub>
- Strompreis Tarifkunden: von knapp 18 auf 22 Ct/kWh (netto) ansteigend (Verdoppelung des Großhandelspreises auf 10 ct/kWh, leichte Absenkung der Netznutzungsentgelte, weitgehende Konstanz der staatlich bedingten Preisbestandteile)
  
- Die energiepolitischen Rahmendaten: Status quo ante
  - Liberalisierung einschl. Regulierung wird systematisch fortgesetzt
  - EU-Einigungsprozess schreitet voran, verbliebene Barrieren werden schrittweise abgebaut
  - Ökosteuern bleiben bestehen
  - EEG- und KWK-Kosten werden umgelegt und notfalls aufgestockt
  - CO<sub>2</sub>-Kosten werden eingepreist
  - CCS wird eingeführt und die aktuellen Akzeptanzprobleme damit gelöst
  - Kennzeichnungspflichten werden ausgeweitet
  - Produktvorgaben nicht weiter vertieft
  - Regenerativ-Strom: Ansteigend auf 30% bis 2020 und 35% bis 2030
  - KWK-Strom: Verdopplung bis 2020 auf 25%
  - Kernenergieausstieg bleibt bestehen
  
- Verhalten/Wertewandel
  - Zunehmendes Bewusstsein über Knappheit der Ressourcen, Umwelt- und Klimabelastung von Energieeinsatz
  - Bereitschaft wächst, Effizienzsteigerungen auch persönlich sich zu eigen zu machen und sogar wirtschaftliche Einbußen bis zu einem gewissen Grade in Kauf zu nehmen



Charakteristisch für die derzeitige Situation ist zweifellos, dass all diese Annahmen mit durchweg nicht ohne weiteres als abwegig zu bezeichnenden Argumenten kritisch hinterfragt werden können. Hier einige Beispiele:

- So ist durchaus unsicher, ob nicht im Zuge des europäischen Einigungsprozesses über sich wieder intensivierende Wanderungsbewegungen der Rückgang der inländischen Bevölkerung kompensiert werden kann und mit der höheren Kinderzahl der Zuwanderer nicht auch die ansonsten zu befürchtenden Konsequenzen für die Alterstruktur ausbleiben
- Die Überwindung der Finanzkrise und deren Übertragung auf die Realwirtschaft kann sich durchaus noch wesentlich länger hinziehen als derzeit erhofft und protektionistischen Bestrebungen weltweit Vorschub leisten, worunter die exportintensive deutsche Industrie besonders leiden müsste
- Die stromintensive Industrie kann durch eine zunehmende Verschlechterung der Standortbedingungen in Deutschland zur sukzessiven Abwanderung gezwungen werden

- Der Rohölpreis kann aufgrund einer zunehmend künstlichen Verknappung auch noch wesentlich stärker steigen, aber unter Berücksichtigung von user cost-Überlegungen auch auf niedrigerem Niveau verharren
- Der Anstieg des Kohlepreises kann bei Forcierung der internationalen Nachfrage auch wesentlich stärker, aufgrund absatzstrategischer Überlegungen im Zusammenhang mit weltweiten Klimavorsorgeerwartungen auch wesentlich niedriger ausfallen
- Der Gaspreis kann unter Einpreisung klimapolitischer Erwägungen und oligopolistischer Gewinnmaximierungskalküle auch deutlich stärker ansteigen, aber auch eine Abkopplung vom Ölpreis ist nicht ausgeschlossen
- Die energie- und klimapolitischen Eingriffe können teilweise zurückgenommen (Ausstieg aus dem Ausstieg), grundlegend modifiziert, aber auch noch wesentlich intensiviert werden (CO<sub>2</sub>-Steuer auf nicht vom EU-ETS Systeme erfasste fossile Energieträger, Erhöhung der Subventionen, weitere Produktvorgaben wie z.B. drehzahlgesteuerte Heizungspumpen und Verwendungsbeschränkungen).

Dennoch soll für die vorliegende Untersuchung zunächst von der Gültigkeit der oben getroffenen Annahmen ausgegangen werden, sodann aber in einem zweiten Schritt anhand von Sensitivitätsüberlegungen in für wichtig erachteten Bereichen die Konsequenz einer Variation bestimmter Annahmen und damit die Robustheit des ermittelten Ergebnisses hinterfragt werden. Hierzu zählen:

- die Konsequenzen einer bis 2030 stabilen Bevölkerung
- eine Korrektur des Ausstiegsbeschlusses,
- die Konsequenzen einer Abwanderung der stromintensiven Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie bei gleichzeitigem Vordringen der weniger energieintensiven Investitions- und Konsumgüterindustrie,
- Die Auswirkungen einer höheren Industrieproduktion sowie eines höheren BIP-Beitrags des Sektors GHD im Zusammenhang mit einem höheren Wirtschaftswachstum

### 3. Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren

Die folgende Tabelle 3.1 sowie Abbildung 2 vermitteln einen Eindruck von der Stromverbrauchsentwicklung in der jüngeren Vergangenheit. Es zeigt sich, dass der Stromverbrauch in den letzten anderthalb Jahrzehnten nur noch um insgesamt 14,4% angestiegen ist. Dies entspricht einem durchschnittlichen Wachstum von jährlich 0,85%. Das vergleichsweise höchste Wachstum weist dabei der Sektor GHD auf, das niedrigste der Sektor Industrie.

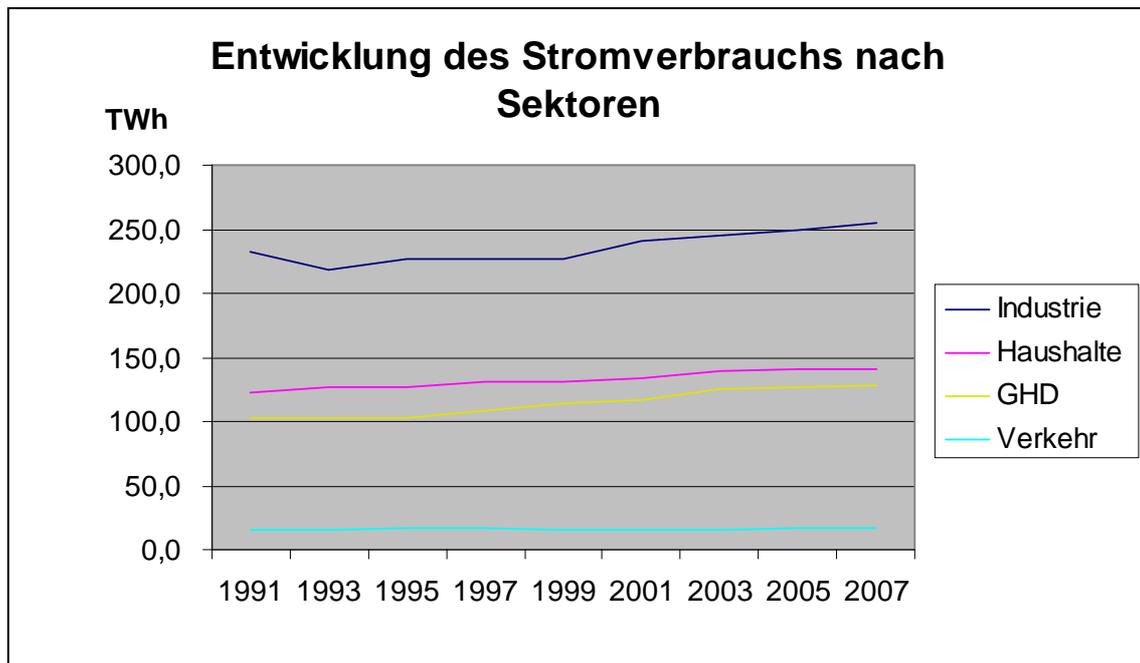
Tabelle 3.1

#### Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren

	1991	1993	1995	1997	1999	2001	2003	2005	2007
	in TWh								
Industrie	232,1	218,2	226,1	227,4	227,3	240,3	244,8	249,7	255,6
Haushalte	122,2	126,1	127,2	130,8	131,3	134,4	139,1	141,3	140,5
GHD	103,3	102,8	103,1	107,8	114,1	117,0	125,0	127,0	128,6
Verkehr	15,3	15,0	16,2	16,9	15,8	16,0	16,1	16,2	16,3
<b>Netto Stromverbrauch</b>	<b>472,9</b>	<b>462,1</b>	<b>472,6</b>	<b>482,9</b>	<b>488,5</b>	<b>507,7</b>	<b>525,0</b>	<b>534,2</b>	<b>541,0</b>
	in v.H.								
Industrie	49,1	47,2	47,8	47,1	46,5	47,3	46,6	46,7	47,2
Haushalte	25,8	27,3	26,9	27,1	26,9	26,5	26,5	26,5	26,0
GHD	21,8	22,2	21,8	22,3	23,4	23,0	23,8	23,8	23,8
Verkehr	3,2	3,2	3,4	3,5	3,2	3,2	3,1	3,0	3,0
<b>Netto Stromverbrauch</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
	Index 1991=100								
Industrie	100,0	94,0	97,4	98,0	97,9	103,5	105,5	107,6	110,1
Haushalte	100,0	103,2	104,1	107,0	107,4	110,0	113,8	115,6	115,0
GHD	100,0	99,5	99,8	104,4	110,5	113,3	121,0	122,9	124,5
Verkehr	100,0	98,0	105,9	110,5	103,3	104,6	105,2	105,9	106,5
<b>Netto Stromverbrauch</b>	<b>100,0</b>	<b>97,7</b>	<b>99,9</b>	<b>102,1</b>	<b>103,3</b>	<b>107,4</b>	<b>111,0</b>	<b>113,0</b>	<b>114,4</b>

Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWI

Abb. 2



### 3.1. Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte

#### 3.1.1 Methodische Vorbemerkungen

Als Treiber des Stromverbrauchs in Haushalten ist ein breites Spektrum von Faktoren anzusehen. Größte Bedeutung kommt

- a) der Anzahl der stromverbrauchenden Geräte (Aktivität) sowie
- b) dem spezifischen Verbrauch dieser Geräte (Intensität)

zu. Hinter diesen Haupt-Treibern des Elektrizitätsverbrauchs im Haushaltsbereich stehen wiederum jeweils eine Reihe von Determinanten, wie die demografische -, die wirtschaftliche - und technische Entwicklung, energie- und umweltpolitische Einflüsse und nicht zuletzt Veränderungen des Konsumentenverhaltens selbst.

**Zu a)**

Als erste zielführende Größe für die Bestimmung des Aktivitätsniveaus im Haushaltsbereich wird die Anzahl der Wohnungen angesehen, die sich aus der Anzahl der Haushalte ergibt, welche ihrerseits aus der Bevölkerungsentwicklung und der Belegungsdichte (Personen je Haushalt) ermittelt werden kann. Zwar ist davon auszugehen, dass sich die Verhältnisse zwischen diesen Größen teilweise noch wesentlich differenzierter darstellen (eine nicht unbeträchtliche Zahl von Haushalten lebt zur Untermiete, in Einrichtungen zur Unterbringung und Pflege sowie in Anstalten – was die Anzahl der sich aus der Bevölkerungsentwicklung ergebenden Haushalte reduziert - gleichzeitig existiert auch eine beträchtliche Zahl von leer stehenden Wohnungen - rd 10% - ).

Dennoch glauben wir, dass es vertretbar ist, die Zahl der Haushalte der weiteren Betrachtung als entscheidendes Aktivitätsniveau für die Ermittlung des Stromverbrauchs im Haushaltsbereich zugrunde zu legen.

Die Anzahl der Haushalte ergibt sich wie ausgeführt aus den Größen Bevölkerungsentwicklung und Belegungsdichte.

In der folgenden Tabelle wird die Entwicklung der Wohnbevölkerung in Deutschland gemäß der fortlaufenden Bevölkerungsstatistik und der jüngsten Bevölkerungsvorausberechnung Statistischen Bundesamtes aufgezeigt.

Die Bevölkerung ist seit Anfang der 90-iger Jahre - nicht zuletzt aufgrund des verstärkten Zuzugs aus Zentral- und Osteuropa - im Bundesgebiet um über zwei Millionen Menschen angestiegen.

Dennoch wird auf Basis der Alterstruktur sowie weitgehend übereinstimmend getroffener Annahmen über die Lebenserwartung und die Geburtenhäufigkeit davon ausgegangen, dass die Bevölkerung bis zum Jahre 2030 um 6,3% (d.h. um 5,2 Mio. Personen) auf dann nur noch 77,2 Mio. Personen schrumpfen wird. Gleichzeitig wird sich die Altersstruktur beträchtlich zugunsten eines wesentlich höheren Anteils älterer und sehr alter Menschen in unserer Gesellschaft verschieben, was den Trend zum Ein- und Zweipersonenhaushalt weiter verstärkt. Die nachstehende Abbildung gibt die erwartete Entwicklung der Bevölkerung in der Darstellungsform der Bevölkerungspyramide wider.

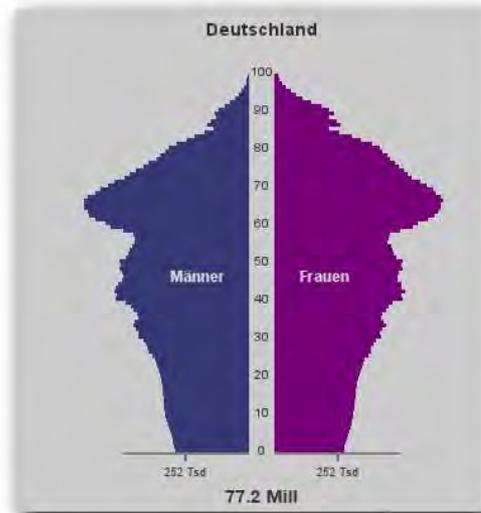
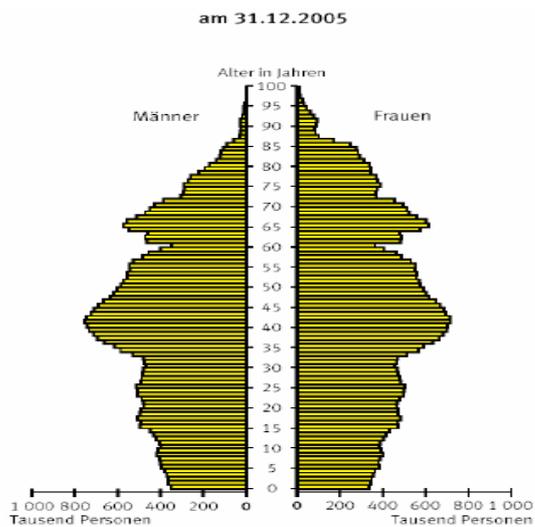


Abb.3: Alterstruktur der Bevölkerung 2005

und im Jahr 2030

(Quelle: Statistisches Bundesamt)

Während die Bevölkerungszahl zurückgeht, wird erwartet, dass die Anzahl der Haushalte gleichzeitig wegen des seit langem zu beobachtenden Rückgangs der Belegungsdichte um rd. 1,0 Mio. auf rd. 40,6 Mio. Haushalte im Jahr 2030 ansteigt (vgl. Tabelle 3.2). Diese Entwicklung spiegelt im Wesentlichen die steigende Zahl von Single-Haushalten, die aber nicht nur junge - sondern auch alte allein lebende Menschen betrifft, wider.

**Tabelle 3.2****Bevölkerungsentwicklung und Anzahl der privaten Haushalte in Deutschland  
Prognose 2010, 2020 und 2030**

	Bevölkerung	Personen/HH	Haushalte	darunter	
				1u.2 Pers.HH	3 u mehr. Pers
1991	80152	2,27	35256	64%	36%
1992	80732	2,26	35700	65%	35%
1993	81428	2,25	36230	66%	34%
1994	81763	2,23	36695	66%	34%
1996	82069	2,20	37281	68%	32%
1997	82235	2,20	37457	68%	32%
1998	82118	2,19	37532	68%	32%
1999	82251	2,18	37795	69%	31%
2000	82473	2,16	38124	69%	31%
2001	82575	2,15	38456	70%	30%
2005	82400	2,11	39052	72%	28%
2010	81900	2,05	39951	74%	26%
2020	80100	1,98	40455	76%	24%
2030	77200	1,90	40632	78%	22%
			2005 = 100		
1991	97,3	107,6	90,3	89,6	126,6
2001	100,2	101,9	98,5	97,5	106,4
2005	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2010	99,4	97,2	102,3	102,5	93,6
2020	97,2	93,8	103,6	105,3	86,5
2030	93,7	90,0	104,0	108,1	79,4

Quelle: Statistisches Bundes-  
amt

Eigene Berechnungen

Die Entwicklung des Wohnungsbestandes ist nunmehr die Basis für die im nächsten Abschnitt abzuleitende Ausstattung mit elektrischen Geräten. Ausgangspunkt hierfür ist der derzeit zu verzeichnende Sättigungsgrad, dessen Entwicklung über den Beobachtungszeitraum fortzuschreiben ist.

Wie sich zeigt, wird davon ausgegangen, dass einerseits die Gerätesättigung aufgrund des unterstellten weiteren Einkommenszuwachses, weiter gesteigerter Komfortbedürfnisse sowie auch zunehmender Berufstätigkeit der Frauen zunimmt, andererseits auch teilweise eine Mehrfachausstattung erwartet wird, in anderen Bereichen aber immer noch keine vollständige Sättigung mit Elektrogeräten eintreten wird.

Tabelle 3.3

**Entwicklung des Ausstattungsgrades der privaten Haushalte mit Elektrogeräten  
nach Anwendungsbereichen**

Benennung	2005	2010	2020	2030	2030/2005
<b>Verwendungsbereich</b>					
TV, Audio, Video, PC	100%	104%	112%	120%	20%
Beleuchtung	100%	100%	100%	100%	0%
Elektroherd	82%	83%	84%	86%	5%
Kühlschrank	104%	108%	116%	125%	20%
Gefriergerät	65%	67%	71%	75%	15%
Waschmaschine	95%	95%	95%	95%	0%
Wäschetrockner	40%	42%	47%	52%	30%
Geschirrspüler	55%	57%	62%	66%	20%
Hilfsenergie für Zentralhgz.	40%	40%	40%	40%	0%
Kleingeräte, Sonstiges	100%	100%	100%	100%	0%

Gründe hierfür sind zum einen konkurrierende Energieträger (Gasherd) sowie auch alternative Formen der Nutzenbereitstellung (Spülen von Hand, traditionelles Wäschetrocknen, Inanspruchnahme von haushaltsnahen Dienstleistungen, die durch demografische Faktoren noch gestützt werden mögen etc.). Auch in Zukunft dürften sich bei wachsendem Wohlstand und zunehmendem Komfortbedürfnis immer mehr elektrische Verwendungen durchsetzen und im Zuge dieser Entwicklung auch neue Geräte eingeführt werden. Hierbei handelt es sich aber zum einen um eine Vielzahl kleinerer Geräte, die teilweise sogar alternativ zu vorhandenen Großgeräten eingesetzt werden ( z.B. Mikrowelle, Kaffeeautomaten, Brotbackgeräte, etc.), zum anderen durchaus um Großgeräte wie Klimageräte oder Wärmepumpen, die zwar eine erhebliche Leistungsaufnahme aufweisen, die aber aller Voraussicht nach erst im Zeitablauf nennenswerte Stückzahlen erreichen (siehe auch zum Vergleich die Erfahrungen mit der Einführung von Brennwertgeräten). Zudem ist zu berücksichtigen, dass z.B. Klimageräte nur eine vergleichsweise geringe jährliche Nutzungsdauer aufweisen. Auch der wachsende Trend zur Vernetzung der Haustechnik einschließlich der Elektrogeräte zu IT- gestützten „smart homes“ ist hier zu beachten.

**Zu b)**

Für diese Geräte sind typische spezifische Verbräuche zu definieren, die einerseits von der technischen Entwicklung abhängen, andererseits aber auch davon, wie sich dieser technische Fortschritt (autonom, preis- oder politikgetrieben) über die Zeit

durchzusetzen vermag. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass angesichts des Betrachtungszeitraums bis 2030 der heutige Gerätebestand ausgetauscht wird. Hinzu kommen als Einflussgrößen die Haushaltsgröße selbst, die von der Entwicklung des Strompreises ausgehenden Effekte, das Konsumentenverhalten (unvermindert hohe Qualitätsansprüche im Hinblick auf die private Umwelt, Bequemlichkeit, veränderte Werthaltungen, insbesondere Klimabewusstsein, sich wandelnde Zeitpräferenzen, aber auch modische Trends) sowie nicht zuletzt der Einfluss energiepolitischer Maßnahmen zur Effizienzsteigerung (wie z.B. Gerätekennzeichnung, Informationskampagnen, Nutzungsverbote, etc.). Ob im Zuge der weiteren Bemühungen um Ressourcenschonung und Klimavorsorge weitere Grenzwerte für technische Eigenschaften von Geräten vorgegeben werden (etwa z.B. die Pflicht zum Einbau drehzahlgegener Heizpumpen oder Vorgaben von maximal zulässigen Transmissionsverlusten von Kühl- und Gefriergeräten) ist nicht auszuschließen, kann aber nicht mit hinreichender Wahrscheinlichkeit abgeschätzt werden.

Was die Entwicklung der Strompreise für den Haushaltsbereich angeht, wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Das Preisniveau auf den Großhandelsmärkten steigt von rd. 55 auf rd. 100 €/MWh an. Ausschlaggebend hierfür ist die Annahme, dass der Preis durch die Kosten des Grenzkraftwerks (älteres Steinkohlenkraftwerk und oder Gaskraftwerk mit anlegbarem Gaspreis) bestimmt wird und hierin die angenommenen Verteuerungen für Einsatzbrennstoffe, CO<sub>2</sub> Zertifikate und die Entwicklung der Wirkungsgrade reflektiert werden.
- Die Transport und Verteilungskosten werden zukünftig weiter reguliert und damit Rationalisierungspotentiale ausgeschöpft. Andererseits aber können durch den gerade im Zuge der Integration der regenerativen Energieträger erforderlichen Netzausbau (einschl. Netzanbindung von off-shore Anlagen und Verkabelung) zuzüglich der steigenden Regelenergieanforderungen zusätzliche Kostensteigerungen nicht ausgeschlossen werden. Hinzu kommen die Effekte der Einführung von „smart-grids“ und „smart metering“, welche ebenfalls als Kostentreiber in die Preisentwicklung eingehen. Insgesamt wird dennoch von einer leichten Absenkung der Netznutzungsentgelte ausgegangen.

- Was die im Preis ebenfalls überwältigten Belastungen aus Steuern, Abgaben und staatlichen Eingriffen zugunsten der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträger und Kraft-Wärmekopplung angeht, wird davon ausgegangen, dass Steuern und Abgaben einschließlich der Konzessionsabgabe sich über den Beobachtungszeitraum nicht ändern. Was die Übrigen durch staatliche Eingriffe verursachten Eingriffe angeht, darf einerseits davon ausgegangen werden, dass in Folge der mit der Nutzung von Lernkurveeffekten verbundenen Kostendegression einerseits und den wie unterstellt ansteigenden Vermeidungskosten (GH-Preise) andererseits die spezifischen Beiträge sinken können. Diese sind jedoch mit den steigenden Strommengen aus regenerativen Energieträgern, wie sie sich aus der mit dem EEG verfolgten Erzeugungsziele sowie der Verteilung auf die einzelnen regenerativen Energieträger ergeben.
- Insgesamt gehen wir daher davon aus, dass auch der Strompreis für Tarifkunden im Beobachtungszeitraum ansteigt, das dieser Preisauftrieb jedoch mit 22% bis 2030 weit hinter dem anderer Energiepreise im Haushalt (Heizöl, Erdgas) zurückbleibt. Hierdurch dürften sich die Wirtschaftlichkeitsrelationen für den Stromeinsatz und damit auch für eine Ablösung anderer Energieträger durch Strom sukzessive verbessern. Dies gilt erst recht, wenn es wie derzeit diskutiert, zu einer Einführung von CO<sub>2</sub> Steuern auf fossile Energieträger in Bereichen kommen sollte, die bisher nicht vom EU-ETS erfasst sind.

Tabelle 3.3

**Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs der privaten Haushalte für Elektrogeräte  
nach Anwendungsbereichen**

	2005	2010	2020	2030	2030/2005
	spez. Verbrauch in kWh/a				Entwicklg. in v.H.
<b>1-2 Personen Haushalte</b>					
TV, Audio, Video; PC	450	420	361	302	-33%
Beleuchtung	300	270	210	150	-50%
Kochen u. Backen	350	343	329	315	-10%
Kühlen	310	285	236	186	-40%
Gefrieren	300	270	210	150	-50%
Waschen	190	179	156	133	-30%
Trocknen	350	333	298	263	-25%
Geschirrspülen	220	211	194	176	-20%
Hilfsenergie für Zentralheizung	400	352	256	160	-60%
Kleingeräte, Sonstiges	450	473	518	563	25%
<b>3 u. mehr Personen Haushalte</b>					
TV, Audio, Video, PC	600	560,4	481,2	402,0	-33%
Beleuchtung	400	360	280	200	-50%
Kochen u. Backen	450	441	423	405	-10%
Kühlen	400	368	304	240	-40%
Gefrieren	450	405	315	225	-50%
Waschen	230	216	189	161	-30%
Trocknen	400	380	340	300	-25%
Geschirrspülen	260	250	229	208	-20%
Hilfsenergie für Zentralheizung	400	352	256	160	-60%
Kleingeräte, Sonstiges	600	630	690	750	25%

### 3.1.2 Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs für Haushaltsgeräte

Aus der Zusammenführung der vorstehenden Daten zum Gerätebestand sowie ihrer erwarteten Nutzungsintensität ergibt sich der voraussichtliche Elektrizitätsverbrauch dieser Geräte im Bereich der privaten Haushalte.

Tabelle 3.4

**Gesamtverbrauch der Haushaltsgeräte nach Verwendungsbereichen**

	2005	2010	2020	2030	2030/2005
	in TWh				Entwicklg. in v.H.
TV, Audio, Video; PC	19,2	19,0	17,7	15,8	-18%
Beleuchtung	12,8	11,7	9,2	6,5	-49%
Kochen u. Backen	12,1	12,2	12,0	11,7	-3%
Kühlen	13,6	13,3	11,9	10,0	-26%
Gefrieren	8,7	8,2	6,8	5,1	-42%
Waschen	7,5	7,2	6,3	5,4	-28%
Trocknen	5,7	5,8	5,9	5,7	1%
Geschirrspülen	5,0	5,1	5,0	4,9	0%
Hilfsenergie für Zentralheizung	6,2	5,6	4,1	2,6	-58%
Kleingeräte, Sonstiges	19,2	20,5	22,6	24,6	28%
<b>Gesamt</b>	<b>110,0</b>	<b>108,6</b>	<b>101,5</b>	<b>92,3</b>	<b>-16%</b>

Wie sich zeigt wird erwartet, dass trotz eines Zugangs weiterer Geräte aufgrund eines Rückgangs des spezifischen Verbrauchs der Geräte deren Stromverbrauch insgesamt um 16% gegenüber dem Niveau 2005 zurückgeht.

### 3.1.3 Stromverbrauch für Warmwasserbereitung und zentrale Heizungssysteme

Neben dem Stromverbrauch für die oben beschriebenen Geräte ist die Entwicklung in den Bereichen Warmwasserbereitung und Zentralheizung (Kleinheizgeräte sind in der Kategorie „Kleingeräte und Sonstiges“ subsumiert) in den Blick zu nehmen.

#### - elektrische Warmwasserbereitung

Wie sich zeigt, wird davon ausgegangen, dass der leicht (um 11%) ansteigende Warmwasserverbrauch, der sich in einer intensiveren Nutzung vor allem der elektrischen Durchlauferhitzer niederschlägt, den Rückgang der Anzahl der Geräte bis zum Jahre 2030 um 12% nicht voll zu kompensieren vermag, so dass der Stromverbrauch für diesen Verwendungszweck um insgesamt knapp 3% zurückgeht.

Tabelle 3.5.1

**Stromverbrauch der privaten Haushalte für Warmwasserbereitung**

	2005	2010	2020	2030	2030/2005
	Anzahl der dezentralen Systeme 1) in 1000				Entwicklg. in v.H.
in Ein- und Zweifamilienhäusern	2830	2745	2575	2406	-15,0%
in Mehrfamilienhäusern	4440	4351	4174	3996	-10,0%
gesamt	7270	7096	6749	6402	-11,9%
	spezifischer Verbrauch kWh/a				
in Ein- und Zweifamilienhäusern	2450	2490	2630	2730	11,4%
in Mehrfamilienhäusern	1400	1420	1500	1560	11,4%
	Gesamtverbrauch TWh				
in Ein- und Zweifamilienhäusern	6,9	6,8	6,8	6,6	-5,3%
in Mehrfamilienhäusern	6,2	6,2	6,3	6,2	0,3%
<b>Gesamt</b>	<b>13,1</b>	<b>13,0</b>	<b>13,0</b>	<b>12,8</b>	<b>-2,7%</b>

zu 1) Startjahr gem. Mikrozensus Zusatzerhebung 2006

## - elektrische Zentralheizungen

Bei der Vorausschätzung des Stromverbrauchs in Zentralheizungen ist zwischen den Nachtspeicherheizungen und den Wärmepumpenheizungen zu unterscheiden, da diese beiden Systeme in Zukunft einen völlig unterschiedlichen Verlauf nehmen<sup>1</sup>.

Die Nachtspeicherheizung findet sich nahezu ausschließlich im Altbaubestand und zwar insbesondere in Gebäuden, die von vormaliger Einzelofenheizung umgerüstet worden sind. Es ist anzunehmen, dass ein beträchtlicher Anteil dieser System im Betrachtungszeitraum ausscheidet. Dies wird nicht zuletzt durch die energiepolitische Vorgabe einer größtmöglichen Reduktion von Nachtspeicherheizungen befördert. Dieser Prozess ist bis zum Jahre 2030 bereits weitestgehend, aber noch nicht ganz abgeschlossen.

Im Gegensatz hierzu drängt die Wärmepumpenheizung in den letzten Jahren sehr stark vor (vor allem im Ein- und Zweifamilienhausbereich) und erzielt derzeit unter allen Heizungsformen die höchsten Zuwachsraten.

<sup>1</sup> Der Stromverbrauch für die in den meisten Zentralheizungen Einsatz findenden Umwälzpumpen ist unter der Kategorie Elektrogeräte erfasst

Der Grund hierfür liegt nicht nur darin, dass sich die Wirtschaftlichkeit dieser System im Zuge der jüngeren Preisentwicklung für fossile Energieträger entscheidend verbessert hat und trotzdem immer noch Fördermittel gewährt werden, sondern auch darin, dass Verbraucher für Aspekte der Sicherheit der Versorgung sowie des Klimaschutzes sensibilisiert sind.

Wenn trotz dieser Vorzüge auch für das Jahr 2030 „erst“ mit knapp 2,0 Mio. Systemen (rd 5% des Wohnungsbestandes) gerechnet wird, so ergibt sich dies daraus, dass bei der Penetration solcher Systeme durchaus auch mit einer Reihe vom Hemmnissen gerechnet werden muss (kaum Neubautätigkeit sondern im Wesentlichen nur Ersatz, bautechnische Restriktionen, Vorbehalte gegen neue Technologien, Anstrengungen der konkurrierenden Energieträger zur Sicherung der Marktposition, energiepolitische Unterstützung für die Fernwärme). Im Übrigen lässt sich am Beispiel der Einführung des Gas-Brennwertgerätes zeigen, dass selbst ein (bereits Ende der 1980-er Jahre) wirtschaftliches Heizungssystem nach 20 Jahren erst einen Marktdurchdringungsgrad von unter 20% erreicht hat.

Die angesetzten spezifischen Stromverbräuche tragen auch der Überlegung Rechnung, dass einerseits die verbleibenden mit Nachtspeicherheizungen beheizten Wohnungen eher nicht oder noch nicht bautechnisch saniert werden, wohingegen Häuser mit Wärmepumpensystemen einen höheren Wärmeschutzstandart aufweisen oder aufweisen werden. Wenn trotzdem der spezifische Verbrauch ansteigt, so ist dies auf den Zugang von Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern zurückzuführen.

Tabelle 3.5.2

**Stromverbrauch der privaten Haushalte für Nachtspeicherheizungen**

	2005	2010	2020	2030	2030/2005
			Anzahl Systeme		Entwicklg.
			in 1000		in v.H.
Nachtspeicherheizungen	1271	1107	778	449	-65%
davon in EFH/ ZFH (Wohnungen)	745	633	410	186	-75%
davon in MFH (Wohnungen)	526	473	368	263	-50%
			spez. Verbrauch je Whg.		
			kWh/Jahr		
in EFH /ZFH	9000	8820	8460	8100	-10%
in MFH	7000	6860	6580	6300	-10%
			TWh		
Gesamtverbrauch					
in EFH /ZFH	11,4	9,8	6,6	3,6	-68%
in MFH	5,2	4,3	2,7	1,2	-78%
<b>Summe</b>	<b>16,7</b>	<b>14,1</b>	<b>9,3</b>	<b>4,8</b>	<b>-71%</b>

Tabelle 3.5.2 (f)

**Stromverbrauch der privaten Haushalte für Wärmepumpen**

	2005	2010	2020	2030	2030/2005
			Anzahl Systeme in 1000		Entwicklg. in v.H.
Elektro-Wärmepumpensysteme	188	486	1200	1900	911%
			spez. Verbrauch je System MWh/Jahr		
Verbrauch je System	8,0	8,5	9,8	10,0	25%
			TWh		
<b>Verbrauch gesamt</b>	<b>1,5</b>	<b>4,1</b>	<b>11,7</b>	<b>19,0</b>	

Hieraus ergibt sich insgesamt ein Stromverbrauch für Heizzwecke in Zentralheizungsanlagen, der von 18 TWh auf rd. 24 TWh um rd. ein Drittel ansteigen wird.

### - **Elektrizitätsverbrauch der Haushalte insgesamt**

Die Zusammenfassung der obigen Überlegungen ergibt die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs der Haushalte insgesamt. Er sinkt von rd. 141 TWh im Jahre 2005 um rd. 9% auf gut 129 TWh ab. Während der Elektrizitätsverbrauch für die Warmwasserbereitung etwa konstant bleibt, kann der Rückgang bei den sonstigen Elektrogeräten um rd. 16% lediglich teilweise durch einen Zuwachs in der elektrischen Beheizung kompensiert werden.

Tabelle 3.6

**Entwicklung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte (in TWh)**

	Einheit	2005	2010	2020	2030	2030/2005 Entwicklg.
<b>Anzahl der Haushalte</b>						
1-2 Personen	in 1000	28082	29447	30627	31574	12%
3 u. mehr Personen Haushalte	in 1000	10971	10504	9827	9058	-17%
Gesamt	in 1000	39052	39951	40455	40632	4%
<b>Stromverbrauch für Elektrogeräte</b>						
1-2 Personen	TWh	73,2	74,4	71,8	67,3	-8%
3 u. mehr Personen Haushalte	TWh	36,9	34,2	29,7	25,0	-32%
Gesamt	TWh	110,0	108,6	101,5	92,3	-16%
<b>Stromverbrauch für Warmwasserbereitung</b>						
	TWh	13,1	13,0	12,8	13,0	-1%
<b>Stromverbrauch für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen</b>						
Nachtspeicherheizungen	TWh	16,7	14,1	9,3	4,8	-71%
Wärmepumpen	TWh	1,5	4,1	11,7	19,0	1164%
Gesamt	TWh	18,2	18,2	21,0	23,8	31%
<b>Stromverbrauch der Haushalte insgesamt</b>		<b>141,3</b>	<b>139,8</b>	<b>135,3</b>	<b>129,2</b>	<b>-9%</b>
Index 2005 = 100		100	99	96	91	-9%

**- Zwischenfazit**

Elektrizität kann die Position als Premium-Energieträger im Haushaltsbereich behaupten. Diese wird sich auch in Zukunft auf die überragenden Produkteigenschaften der elektrischen Energie gründen, die sich aus seiner allgegenwärtigen und hohen Verfügbarkeit, seiner Bequemlichkeit, Sauberkeit und Umweltverträglichkeit in der Verwendung ergibt. Der auch in Zukunft weiter wachsende Lebensstandard lässt die Beschaffung zusätzlicher, immer effizienterer Geräte erwarten. Bei immer mehr ansteigenden Verwendungen für elektrische Energie sinken allerdings aufgrund des technischen Fortschritts, unterstützt durch energiepolitische Maßnahmen, wachsendem Informationsstand und veränderten Werthaltungen der Verbraucher die spezifischen Verbräuche. Aus diesem Grunde ist auch bei steigender Ausstattung mit Elektrizität verbrauchenden Geräten ein leichter Verbrauchsrückgang insgesamt zu erwarten.

## **3.2 Elektrizitätsverbrauchs des Sektors Handel, Gewerbe und Dienstleistungen (GHD)**

### **3.2.1 Vorbemerkungen**

Der hier betrachtete GHD Sektor, häufig auch als Sektor „Kleinverbraucher“ bezeichnet, rangiert im Stromverbrauch mit einem Anteil von rd. 26% zwar deutlich hinter dem Verarbeitenden Gewerbe (rd. 44%), aber etwa gleich auf mit den privaten Haushalten (rd. 27%).

Es handelt sich beim GHD Sektor um ein ausgesprochen heterogenes Gebilde, in dem neben den genannten Bereichen Handel, Gewerbe und Dienstleistungen auch noch Sektoren wie die Landwirtschaft oder öffentliche Einrichtungen subsumiert sind. Die in diesem Sektor zusammengefassten Verbraucher unterscheiden sich nicht nur in hohem Maße durch ihre Größe sondern auch nach den hier zu verzeichnenden Verwendungszwecken und den hierfür verantwortlichen Determinanten.

Insgesamt zeigt eine entsprechende Analyse jedoch, dass der Stromverbrauch in diesem Sektor einerseits stark von der Wertschöpfung und deren Entwicklung getrieben wird, die einen entsprechenden Stromverbrauch - differenziert nach den unterschiedlichsten Verwendungszwecken – voraussetzt, andererseits von der Entwicklung des spezifischen Verbrauchs, der den einspartechnischen Fortschritt sowie die Intensität reflektiert, mit der Strom in entsprechenden Geräten und Aggregate genutzt wird.

Angesichts der Heterogenität des Sektors GHD empfiehlt es sich, zum einen nach Subsektoren zum anderen nach Verwendungszwecken zu unterscheiden.

Überragende Bedeutung besitzen hinsichtlich des Elektrizitätsverbrauchs in diesem Bereich die öffentlichen Einrichtungen (gut 30%), die privaten Dienstleister (knapp 30%) sowie der Handel (27%).

Unter allen Verwendungszwecken der Elektrizität dominieren neben der Beleuchtung (über 40% Anteil, davon der größte Teil beim Handel, den privaten Dienstleistern und den öffentlichen Einrichtungen) die Anwendung Kraft (rd. 22% Anteil, davon der größte Teil bei den öffentlichen Einrichtungen und den privaten Dienstleistern), gefolgt von Kommunikation und IT (rd. 15% Anteil, wiederum der größte Teil bei den

privaten Dienstleistern und den öffentlichen Einrichtungen). Auf Prozesswärme, Kühlung und Klimatisierung sowie Raumwärme entfallen zusammen rd. 23%.

Tabelle 3.7

Stromverbrauch im Sektor Kleinverbrauch nach Subsektoren und Verwendungszwecken 2006  
in TWh und in v.H.

Subsektoren	gesamt	- in TWh -					
		Beleuchtung	Kraft	Prozesswärme	Prozesskälte	Kommunikation	Raumheizung
1 Produzierendes Kleingewerbe	10,1	4,1	2,3	0,9	0,4	0,9	1,5
2 Handel	36,4	20,1	3,1	1,2	5,0	3,0	3,4
3 private Dienstleister	40,1	13,9	7,8	3,3	3,6	9,1	1,9
4 öffentliche Einrichtungen	41,8	15,6	13,7	4,2	0,3	6,6	0,6
5 Landwirtschaft	8,3	1,9	3,8	1,3	0,8	0,3	0,1
6 gesamt	136,7	55,5	30,6	10,9	10,1	19,9	7,6
		- in v.H. -					
1 Produzierendes Kleingewerbe	100%	40%	22%	8%	4%	9%	15%
2 Handel	100%	55%	8%	3%	14%	8%	9%
3 private Dienstleister	100%	35%	19%	8%	9%	23%	5%
4 öffentliche Einrichtungen	100%	37%	33%	10%	1%	16%	2%
5 Landwirtschaft	100%	23%	45%	15%	10%	4%	1%
6 gesamt	100%	41%	22%	8%	7%	15%	6%
1 Produzierendes Kleingewerbe	7%	7%	7%	8%	4%	5%	20%
2 Handel	27%	36%	10%	11%	49%	15%	45%
3 private Dienstleister	29%	25%	25%	31%	36%	46%	25%
4 öffentliche Einrichtungen	31%	28%	45%	38%	3%	33%	8%
5 Landwirtschaft	6%	3%	12%	12%	8%	1%	1%
6 gesamt	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Quelle: Geiger, et.al. sowie eigene Berechnungen

### 3.2.2 Entwicklung der Wertschöpfung im Bereich GHD

#### Vorbemerkungen

Die erwartete gesamtwirtschaftliche Entwicklung wurde bereits einleitend vorgestellt (vergl. Kap. 2, S: 17). Sie ist gekennzeichnet von der Erwartung, dass nach Überwindung des augenblicklichen schweren Konjunkturerinbruchs, die Wirtschaft der Bundesrepublik Deutschland bereits in wenigen Jahren wieder auf einen mittleren Wachstumspfad zurückkehren wird. Gleichzeitig wird unterstellt, dass die Entwicklung im tertiären Bereich, der im Wesentlichen mit dem Sektor GHD identisch ist, in einer postindustriellen Gesellschaft wie der Bundesrepublik Deutschland in Zukunft, so wie auch bereits in der Vergangenheit zunehmende Bedeutung im Rahmen der

wirtschaftlichen Entwicklung behält und der auf diesen Sektor entfallende BIP-Beitrag überproportional im Zeitraum bis 2030 um durchschnittlich 1,4% p.a. (d.h. insgesamt um rd. 38%) ansteigt. Gleichzeitig darf jedoch auch davon ausgegangen werden, dass sich nicht zuletzt in diesem Bereich, auch bei zunehmendem Einsatz Strom verbrauchender Geräte und Aggregate, in erheblichem Maße Effizienzsteigerungen durchsetzen werden.

### Entwicklung der Wertschöpfung

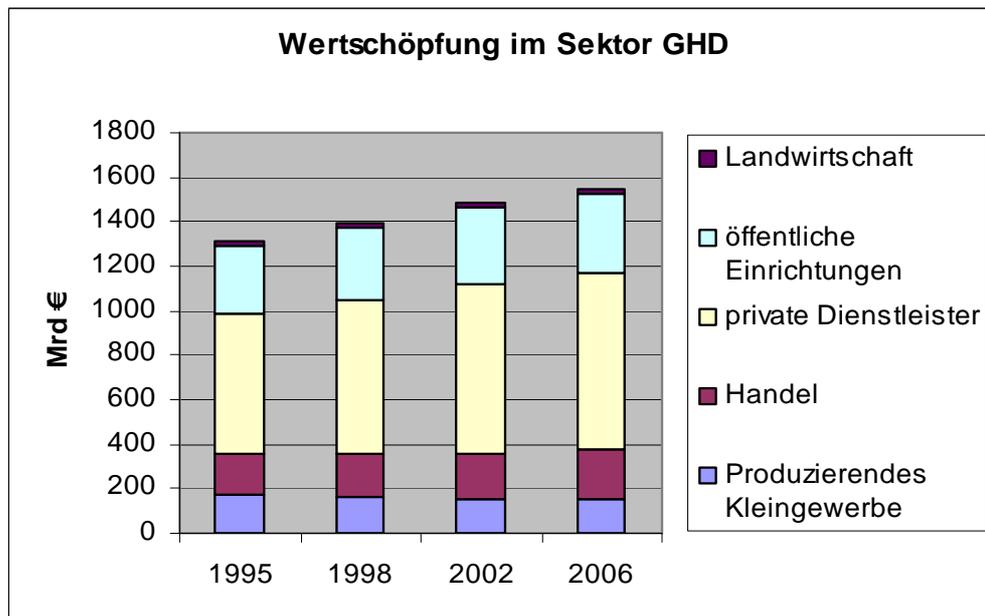
Die folgende Tabelle weist die Entwicklung der Wertschöpfung im Sektor GHD nach Subsektoren aus. Übertreffende Bedeutung besitzen die Subsektoren private Dienstleister sowie öffentliche Einrichtungen. Der Handel und das produzierende Kleingewerbe fallen dagegen bereits stark zurück.

Tabelle 3.8

#### Entwicklung der Wertschöpfung im Sektor GHD nach Subsektoren

Subsektoren	Wertschöpfung ( Mrd € )			
	1995	1998	2002	2006
1 Produzierendes Kleingewerbe	170	166	152	156
2 Handel	181	192	208	222
3 private Dienstleister	630	689	763	792
4 öffentliche Einrichtungen	305	322	344	350
5 Landwirtschaft	21	21	23	22
6 gesamt	1307	1390	1490	1543

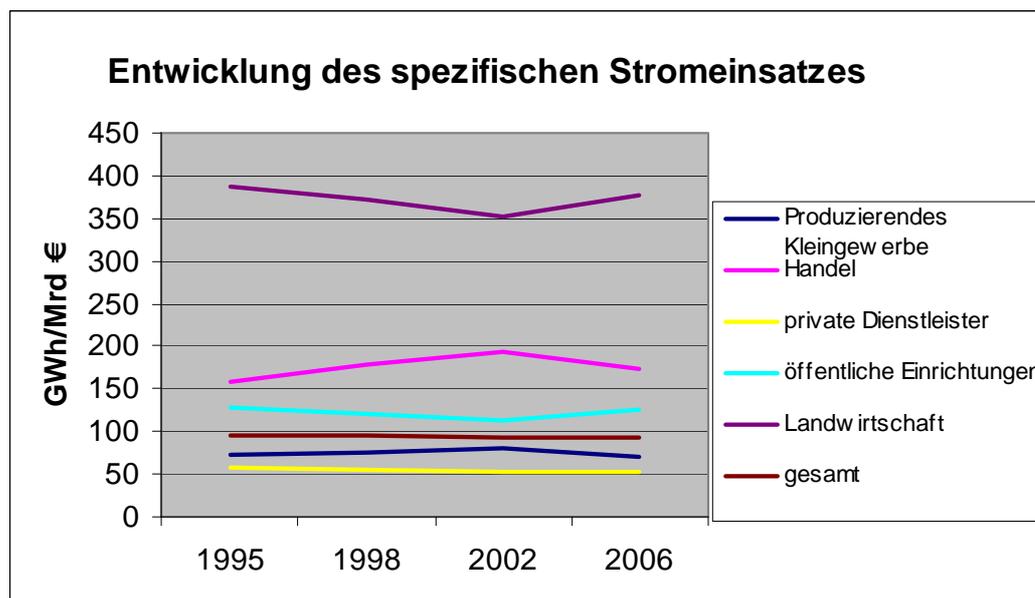
Abb. 4



### 3.3.3 Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs

Wie sich zeigt, weisen sämtliche Subsektoren im GHD Bereich bereits im letzten Jahrzehnt einen sinkenden oder allenfalls stagnierenden spezifischen Stromverbrauch auf, das heißt, ein auch weiterhin steigende Bruttowertschöpfung konnte ohne nennenswerten Stromverbrauchsanstieg oder sogar mit einem sinkenden Stromverbrauch realisiert werden. Diese Entwicklung dürfte wiederum einer Reihe von Einflussgrößen zuzuschreiben sein, die teilweise gegenläufigen Charakter tragen. Die zusätzliche Ausstattung mit Strom verbrauchenden Geräten und Aggregaten löst ebenso wie deren stärkere Nutzung tendenziell einen steigenden Stromverbrauch aus. Effizienzsteigerungen (als Ergebnis des autonomen-, preis- aber auch des politikinduzierten technischen Fortschritts) sowie veränderte Verhaltensweisen senken im Gegenzug den sektoralen Stromeinsatz.

Abb.5



### 3.3.4 Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor GHD

Wie bereits ausgeführt, wird die Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor GHD bis zum Jahre 2030 aus den beiden Determinanten Wertschöpfung (Aktivität) sowie dem spezifischen Verbrauch (Mischgröße aus Intensität und technischem Fortschritt) abgeleitet.

Was die Entwicklung der Wertschöpfung anbelangt, wird erwartet, dass sich der oben für das letzte Jahrzehnt aufgezeigte Trend in Zukunft nach Maßgabe der wirtschaftlichen Entwicklung insgesamt fortsetzen wird. Dies bedeutet, dass im Rahmen einer wirtschaftlichen Entwicklung, die von einem Wachstum des Bruttoinlandsprodukts getragen wird, das gegenüber der Vergangenheit zwar weniger stark ausgeprägt ist, aber nach Überwindung der derzeitigen Konjunkturkrise, wieder auf einen halbwegs befriedigenden Wachstumspfad einzuschwenken vermag, auch zukünftig ein überproportionaler Anstieg der Wertschöpfung im Sektor GHD zu verzeichnen sein wird. Dieser wird von den einzelnen Subsektoren allerdings in unterschiedlichem Maße getragen. Den absolut höchsten Beitrag zur Wertschöpfung in diesem Bereich erbringen die privaten Dienstleister, die höchste Zuwachsrates verzeichnet allerdings

der Sektor öffentliche Einrichtungen (getragen nicht zuletzt von der wachsenden Bedeutung des Gesundheitswesens in einer alternden Bevölkerung). Für den Handel wird demgegenüber – angesichts der bereits heute offenkundigen Überkapazitäten – ein stark unterproportionales Wachstum unterstellt, für die Landwirtschaft sogar ein absoluter Rückgang.

Tabelle 3.9

	Wertschöpfung ( Mrd € )							
	1995	1998	2000	2002	2006	2010	2020	2030
Produzierendes Kleingewerbe	170	166	163	152	156	162	185	207
Handel	181	192	205	208	222	225	234	242
private Dienstleister	630	689	734	763	792	841	1025	1225
öffentliche Einrichtungen	305	322	332	344	350	363	409	455
Landwirtschaft	21	21	23	23	22	22	22	22
gesamt	1307	1390	1458	1490	1543	1613	1875	2151

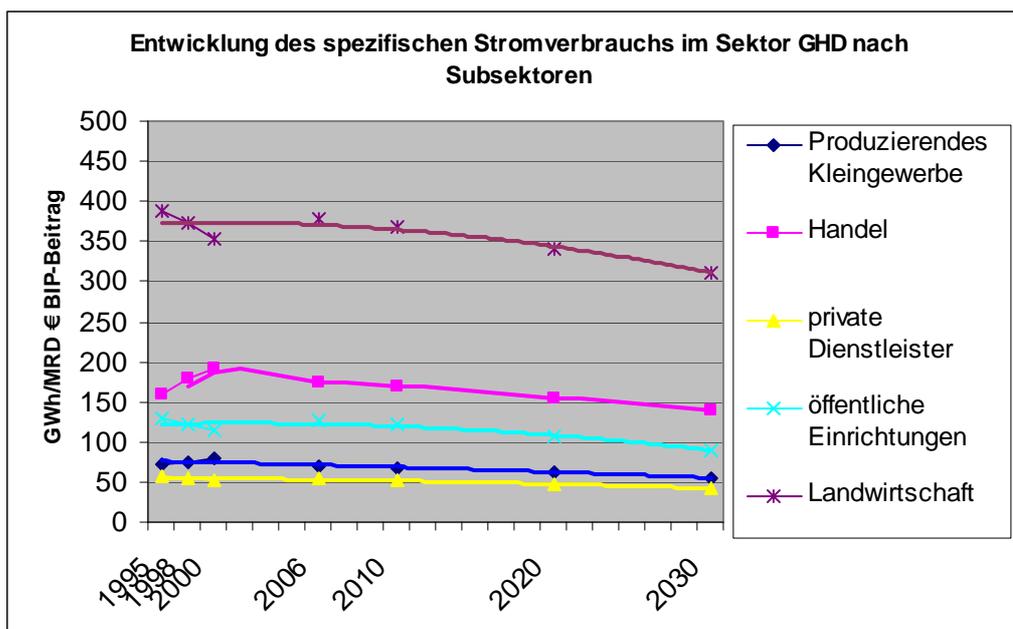
Auch was die Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs angeht, wird davon ausgegangen, dass sich die für die Vergangenheit feststellbaren rückläufigen Trends in Zukunft voraussichtlich sogar verstärkt fortsetzen werden.

In sämtlichen Verwendungszwecken, die in diesem Bereich vorherrschen, dürfte sich der energietechnische Fortschritt zunehmend durchsetzen. Hierzu trägt nicht nur der auch bereits für die Vergangenheit zu unterstellende Autonome technische Fortschritt bei, dieser wird vielmehr durch Reaktionen auf den zu erwartenden Preisanstieg, vor allem aber durch die Auswirkungen inzwischen ergriffener energie - und klimapolitischer Maßnahmen verstärkt. Dasselbe gilt für Reaktionen der Verbraucher auf die veränderten Umfeldbedingungen und ein Ressourcen schonenderes sowie klimabewussteres Verhalten.

Bei der Entwicklung der diesbezüglichen Erwartungen im Einzelnen war allerdings der Tatsache Rechnung zu tragen, dass in den einzelnen Subsektoren und deren Verwendungszwecken in unterschiedlichem Maße zusätzliche Verwendungen wie auch Effizienzsteigerungen unterstellt werden konnten und dass nicht das theoretische Einsparpotenzial, sondern das unter Berücksichtigung unterschiedlichster Hemmnisse tatsächlich im Verlauf der nächsten Jahrzehnte als erschließbar anzusehende Potential als Ziel führende Größe anzusehen war. Andererseits ist der Beobachtungszeitraum von über zwei Jahrzehnten lang genug, um bei der durchschnitt-

lichen Nutzungsdauer der Geräte und Anlagen gegebenenfalls vorhandene Hemmnisse für eine erfolgreiche Durchsetzung des technischen Fortschritts zu überwinden. Die erwartete Entwicklung für die einzelnen Subsektoren ist in der folgenden Grafik dargestellt.

Abb. 6



### 3.3.5 Ergebnisse Sektor GHD

Die Verknüpfung der unterstellten wirtschaftlichen Entwicklung im GHD Bereich mit den Annahmen über den zukünftigen Verlauf des spezifischen Stromverbrauchs ergibt den bis 2030 erwarteten Verlauf des Stromverbrauchs im Sektor GHD.

Es zeigt sich, dass trotz eines insgesamt noch beträchtlichen Anstiegs der Wertschöpfung in diesem Bereich der Stromverbrauch praktisch stagniert.

Wichtigster Verbrauchssektor bleibt der Bereich der privaten Dienstleister (rd. 36%), gefolgt von den öffentlichen Einrichtungen (rd. 28%) und dem Handel (rd. 23%).

Tabelle 3.10

**Prognose des Stromverbrauchs im Sektor GHD**

	2006	2010	2020	2030
	Wertschöpfung (Mrd €)			
Produzierendes Kleingewerbe	156	162	185	207
Handel	222	225	234	242
private Dienstleister	792	841	1025	1225
öffentliche Einrichtungen	350	363	409	455
Landwirtschaft	22	22	22	22
<b>Gesamt</b>	<b>1543</b>	<b>1613</b>	<b>1875</b>	<b>2151</b>
	spezifischer Verbrauch ( GWh/Mrd € )			
Produzierendes Kleingewerbe	65	63	57	51
Handel	164	160	145	131
private Dienstleister	51	49	45	40
öffentliche Einrichtungen	119	115	100	85
Landwirtschaft	369	361	332	304
	Stromverbrauch nach Subsektoren (TWh)			
Produzierendes Kleingewerbe	10,1	10,2	10,5	10,6
Handel	36,4	35,9	34,0	31,6
private Dienstleister	40,1	41,4	45,7	48,9
öffentliche Einrichtungen	41,8	41,7	40,9	38,8
Landwirtschaft	8,3	7,9	7,3	6,7
<b>Gesamt</b>	<b>136,7</b>	<b>137,1</b>	<b>138,4</b>	<b>136,5</b>

**3.4 Industrie****3.4.1 Vorbemerkungen**

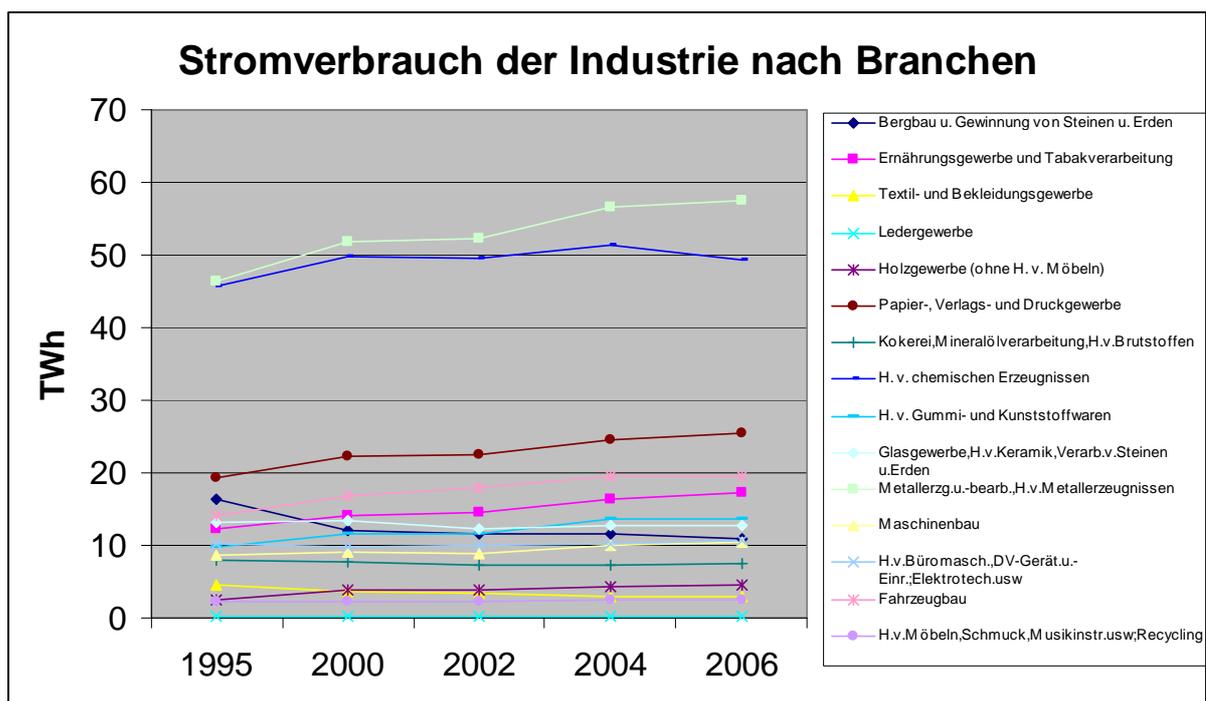
Der Stromverbrauch der Industrie ist in den letzten anderthalb Jahrzehnten um rd. 17% angestiegen. Damit konnte sie ihre Position unter allen Stromverbrauchssektoren behaupten und ist heute immer noch mit knapp 50% der bei Weitem wichtigste Einzelverbrauchssektor.

Innerhalb der Industrie dominiert als wichtigster Verbraucher nach wie vor die Grundstoff- und Produktionsgüter Industrie. Als Einzelsektoren dominieren die Metallindustrie (rd. 23%) sowie Chemie (mit rd. 20%) sowie in einigem Abstand die Branchen Papier (gut 10%) und Fahrzeugbau (rd. 8%).

Tabelle 3.11

		<b>Stromverbrauch der Industrie</b>				
		1995	2000	2002	2004	2006
		<b>in TWh</b>				
1	Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden .....	16,3	12,1	11,7	11,6	10,9
2	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung .....	12,3	14,0	14,5	16,4	17,3
3	Textil- und Bekleidungsgewerbe .....	4,5	3,7	3,4	3,1	2,9
4	Ledergewerbe .....	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2
5	Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln) .....	2,5	3,9	3,8	4,4	4,6
6	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe .....	19,3	22,2	22,4	24,5	25,5
7	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v.Brutstoffen .....	8,0	7,7	7,2	7,3	7,6
8	H. v. chemischen Erzeugnissen .....	45,6	49,8	49,6	51,3	49,2
9	H. v. Gummi- und Kunststoffwaren .....	9,8	11,6	11,7	13,5	13,7
10	Glasgewerbe, H.v.Keramik, Verarb.v.Steinen u.Erden .....	13,1	13,3	12,2	12,7	12,8
11	Metallerzg.u.-bearb.,H.v.Metallerzeugnissen .....	46,4	51,8	52,3	56,5	57,4
12	Maschinenbau .....	8,6	9,1	8,9	9,9	10,4
13	H.v.Büromasch.,DV-Gerät.u.-Einr.;Elektrotech.usw .....	10,2	9,8	9,9	10,2	10,7
14	Fahrzeugbau .....	14,0	16,9	17,9	19,4	19,6
15	H.v.Möbeln,Schmuck,Musikinstr.usw;Recycling .....	2,2	2,3	2,3	2,6	2,5
16	<b>Gesamt</b>	<b>213,0</b>	<b>228,4</b>	<b>228,0</b>	<b>243,6</b>	<b>245,1</b>
		<b>in v.H.</b>				
1	Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden .....	7,7%	5,3%	5,1%	4,7%	4,5%
2	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung .....	5,8%	6,1%	6,4%	6,7%	7,0%
3	Textil- und Bekleidungsgewerbe .....	2,1%	1,6%	1,5%	1,3%	1,2%
4	Ledergewerbe .....	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
5	Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln) .....	1,2%	1,7%	1,7%	1,8%	1,9%
6	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe .....	9,1%	9,7%	9,8%	10,0%	10,4%
7	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v.Brutstoffen .....	3,8%	3,4%	3,2%	3,0%	3,1%
8	H. v. chemischen Erzeugnissen .....	21,4%	21,8%	21,8%	21,1%	20,1%
9	H. v. Gummi- und Kunststoffwaren .....	4,6%	5,1%	5,1%	5,6%	5,6%
10	Glasgewerbe, H.v.Keramik, Verarb.v.Steinen u.Erden .....	6,1%	5,8%	5,4%	5,2%	5,2%
11	Metallerzg.u.-bearb.,H.v.Metallerzeugnissen .....	21,8%	22,7%	22,9%	23,2%	23,4%
12	Maschinenbau .....	4,0%	4,0%	3,9%	4,1%	4,2%
13	H.v.Büromasch.,DV-Gerät.u.-Einr.;Elektrotech.usw .....	4,8%	4,3%	4,3%	4,2%	4,4%
14	Fahrzeugbau .....	6,6%	7,4%	7,9%	8,0%	8,0%
15	H.v.Möbeln,Schmuck,Musikinstr.usw;Recycling .....	1,0%	1,0%	1,0%	1,1%	1,0%
16	<b>Gesamt</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Abb. 7



Als wesentlicher Treiber der Stromverbrauchsentwicklung im Industriebereich wird die industrielle Produktion angesehen, hinter welcher in den einzelnen Branchen jeweils unterschiedlich eine Vielzahl von Strom-Einsatzbereichen stehen, die von thermischen über vielfältige mechanische Anwendungen, bis hin zu integrierten und automatisierten Steuerungs- und Regelungsprozessen reichen. Es ist insbesondere dem Stromeinsatz zuzuschreiben, dass sich die Industrie über die Veredelung und Automatisierung auch in einem immer schärfer werdenden internationalen Umfeld zu behaupten vermochte.

Die folgende Tabelle weist die Entwicklung der Wertschöpfung in den einzelnen industriellen Branchen aus.

Tabelle 3.12

		<b>Wertschöpfung der Industrie (real)</b>				
		1995	2000	2002	2004	2006
		in Mrd €				
1	Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden .....	8,79	5,23	4,26	3,88	3,32
2	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung .....	35,08	36,68	34,28	34,05	35,85
3	Textil- und Bekleidungsgewerbe .....	10,00	8,89	8,03	7,78	7,98
4	Ledergewerbe .....	1,26	1,05	1,09	0,96	0,92
5	Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln) .....	8,08	8,18	7,50	7,67	7,64
6	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe .....	31,65	34,03	30,35	30,45	32,43
7	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v.Brutstoffen .....	6,26	5,28	5,17	3,94	4,60
8	H. v. chemischen Erzeugnissen .....	37,24	41,26	44,15	47,22	52,55
9	H. v. Gummi- und Kunststoffwaren .....	18,17	20,02	20,66	21,94	24,28
10	Glasgewerbe, H.v.Keramik, Verarb.v.Steinen u.Erden .....	16,79	16,35	15,02	15,06	16,43
11	Metallerzg.u.-bearb., H.v.Metallerzeugnissen .....	50,54	56,04	55,40	55,51	60,34
12	Maschinenbau .....	60,85	62,00	61,44	62,63	67,34
13	H.v.Büromasch., DV-Gerät.u.-Einr.; Elektrotech.usw .....	47,70	66,10	64,00	76,69	92,39
14	Fahrzeugbau .....	52,40	57,26	66,09	69,75	79,41
15	H.v.Möbeln, Schmuck, Musikinstr.usw; Recycling .....	13,20	12,85	11,05	9,97	10,83
16	<b>Gesamt</b>	<b>398,00</b>	<b>431,22</b>	<b>428,49</b>	<b>447,50</b>	<b>496,32</b>
		in v.H.				
1	Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden .....	2,2%	1,2%	1,0%	0,9%	0,7%
2	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung .....	8,8%	8,5%	8,0%	7,6%	7,2%
3	Textil- und Bekleidungsgewerbe .....	2,5%	2,1%	1,9%	1,7%	1,6%
4	Ledergewerbe .....	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
5	Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln) .....	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%	1,5%
6	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe .....	8,0%	7,9%	7,1%	6,8%	6,5%
7	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v.Brutstoffen .....	1,6%	1,2%	1,2%	0,9%	0,9%
8	H. v. chemischen Erzeugnissen .....	9,4%	9,6%	10,3%	10,6%	10,6%
9	H. v. Gummi- und Kunststoffwaren .....	4,6%	4,6%	4,8%	4,9%	4,9%
10	Glasgewerbe, H.v.Keramik, Verarb.v.Steinen u.Erden .....	4,2%	3,8%	3,5%	3,4%	3,3%
11	Metallerzg.u.-bearb., H.v.Metallerzeugnissen .....	12,7%	13,0%	12,9%	12,4%	12,2%
12	Maschinenbau .....	15,3%	14,4%	14,3%	14,0%	13,6%
13	H.v.Büromasch., DV-Gerät.u.-Einr.; Elektrotech.usw .....	12,0%	15,3%	14,9%	17,1%	18,6%
14	Fahrzeugbau .....	13,2%	13,3%	15,4%	15,6%	16,0%
15	H.v.Möbeln, Schmuck, Musikinstr.usw; Recycling .....	3,3%	3,0%	2,6%	2,2%	2,2%
16	<b>Gesamt</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

### **3.4.2 Wesentliche Determinanten der Stromverbrauchsentwicklung im Industriebereich**

Der Stromverbrauch in Relation zur Wertschöpfung ergibt die Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs der einzelnen Branchen, d.h. eine Kennziffer, die Aufschluss darüber gibt, welcher Stromverbrauch erforderlich war, um eine Einheit der industriellen Wertschöpfung und den einzelnen Branchen zu erzeugen. Es zeigt sich, dass in den meisten Branchen der spezifische Stromverbrauch nahezu stagniert, dass aber in den letzten Jahren insgesamt ein rückläufiger Trend zu verzeichnen ist, und zwar auch in den Branchen wie NGG, Holzverarbeitung in der Papierindustrie sowie Metallindustrie, die zu Beginn der Beobachtungsperiode noch einen diesbezüglichen Anstieg aufwiesen. Damit darf davon ausgegangen werden, dass in der Industrie auch in der Vergangenheit bereits erhebliche Anstrengungen zur Optimierung des Stromeinsatzes vorgenommen wurden, denn Strom war nicht nur vergleichsweise teuer, sondern aufgrund seiner überlegenen Produkteigenschaften auch hier bevorzugte Einsatzenergie in immer mehr Verwendungen und Basis für die Realisierung von Rationalisierung und Automatisierung. Ohne diese Effekte wäre ein höherer Rückgang des spezifischen Verbrauchs zu verzeichnen gewesen.

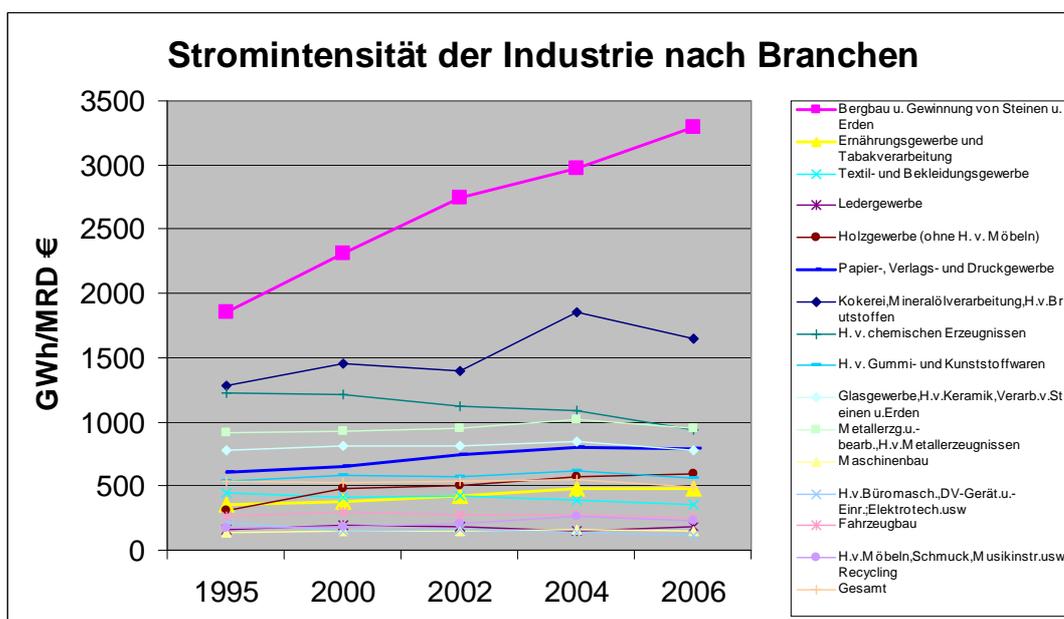
Tabelle 3.13

### Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Industrie nach Sektoren

	1995	2000	2002	2004	2006
	<b>GWh / Mrd €</b>				
1	1855	2314	2746	2975	3299
2	352	382	423	481	481
3	450	416	424	393	359
4	158	190	184	145	181
5	309	477	507	576	596
6	610	652	738	804	786
7	1279	1458	1392	1849	1642
8	1224	1207	1123	1087	937
9	540	579	566	616	563
10	780	813	812	845	778
11	918	924	944	1018	951
12	141	147	145	158	154
13	214	148	155	133	116
14	267	295	271	279	247
15	167	179	208	262	231
16	535	530	532	544	494

	<b>Index 1995 = 100</b>				
1	100,0	124,7	148,0	160,3	177,8
2	100,0	108,6	120,3	136,7	136,8
3	100,0	92,5	94,2	87,4	79,8
4	100,0	120,3	116,0	91,7	114,4
5	100,0	154,1	163,7	186,2	192,7
6	100,0	107,0	121,0	131,8	128,8
7	100,0	114,1	108,9	144,6	128,4
8	100,0	98,6	91,7	88,8	76,5
9	100,0	107,4	105,0	114,2	104,3
10	100,0	104,3	104,1	108,3	99,7
11	100,0	100,7	102,9	110,9	103,6
12	100,0	103,8	102,5	112,0	108,9
13	100,0	69,3	72,3	62,3	54,1
14	100,0	110,5	101,4	104,3	92,6
15	100,0	107,4	124,9	157,1	138,5
16	100,0	99,0	99,4	101,7	92,2

Abb. 8



### **3.4.3 Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Industrie**

Es ist davon auszugehen, dass auch in Zukunft der Stromverbrauch der Industrie im wesentlichen durch die Produktionsentwicklung im Industriebereich, einschließlich der intra-sektoralen Veränderungen zwischen den einzelnen Branchen zum einen und zum anderen von der Entwicklung des Stromverbrauchs pro Einheit der industriellen Wertschöpfung in den einzelnen Branchen bestimmt werden wird. Daher wird zunächst die im Prognosezeitraum zu erwartende wirtschaftliche Entwicklung insgesamt sowie der einzelnen Industriebranchen diskutiert und sodann die erwartete Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs prognostiziert.

#### **- Zur Produktionsentwicklung in der Industrie**

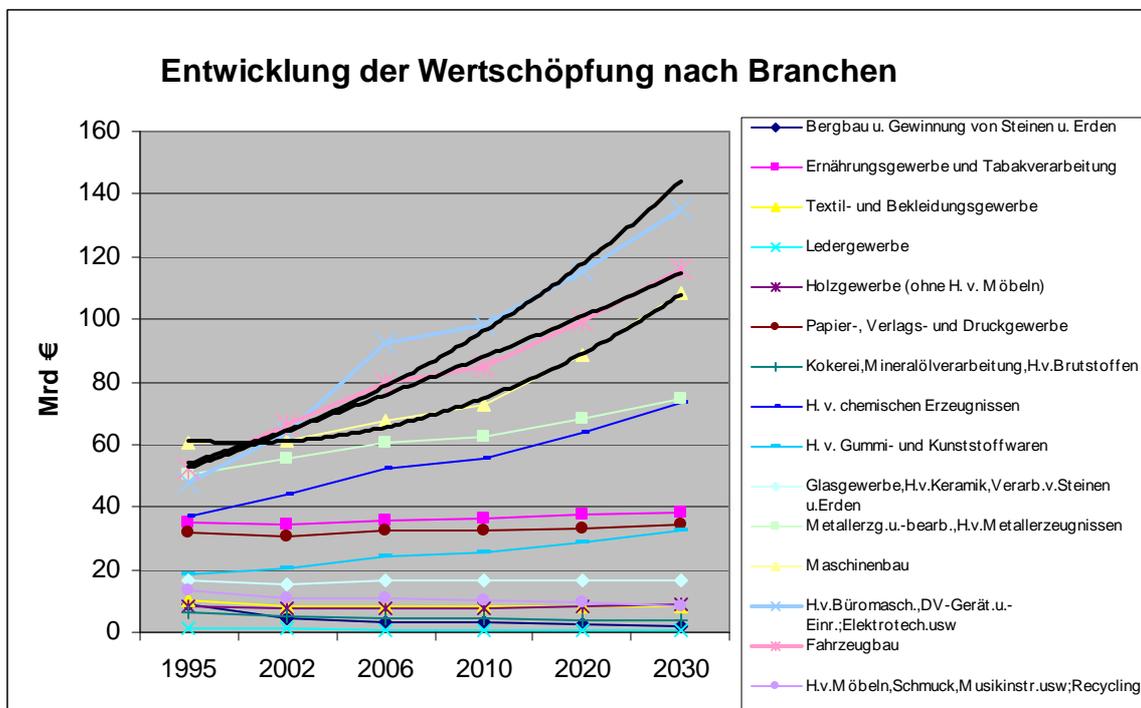
Wie bereits einleitend dargelegt, gehen wir davon aus, dass die Wirtschaft insgesamt nach Überwindung des derzeitigen Konjunkturunbruchs bereits im kommenden Jahr wieder Fuß zu fassen vermag. Gleichzeitig wird erwartet, dass die Wertschöpfung der Industrie wie bereits in der Vergangenheit hinter der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung zurückbleiben wird, weil der Prozess eines zunehmenden Vordringens des tertiären Sektor in einer postindustriellen Gesellschaft wie der Bundesrepublik Deutschland weiterhin anhält. Konkret drückt sich dies in der Erwartung aus, dass bei einem Wirtschaftswachstum bis zu Jahre 2030 in Höhe von durchschnittlich 1,3% p.a. die Industrieproduktion insgesamt leicht unterproportional mit in Summe etwa 1,2% p.a. ansteigen wird. Dabei wird auch dieses Wachstum von den einzelnen Branchen in unterschiedlichem Maße getragen. Als Wachstumstreiber erwiesen sich nach wie vor die Branchen Maschinenbau, die Ausrüstung mit Anlagen und Geräten der DV-, der Elektronik, Elektrotechnik, Optik und Medizintechnik, nach wie vor auch der Fahrzeugbau und schließlich die Chemie. Leicht unterproportional wachsen die Branchen Metall-, Glas und Keramik- sowie die Papierindustrie. Nur unterdurchschnittlich entwickeln sich dagegen die Ernährungs- und Genussmittelindustrie sowie die Verbrauchsgüterindustrie (Textil, Bekleidung, Leder, Möbel, usw.). Die Mineralölverarbeitung, der Bergbau und die Kokereien fallen stark zurück.

Tabelle 3.14

Entwicklung der Wertschöpfung im Sektor Industrie (real)

		in Mrd €					
		1995	2002	2006	2010	2020	2030
1	Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden .....	8,79	4,26	3,32	3,1	2,5	2,0
2	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung .....	35,08	34,28	35,85	36,3	37,4	38,5
3	Textil- und Bekleidungsgewerbe .....	10,00	8,03	7,98	8,0	8,0	8,0
4	Ledergewerbe .....	1,26	1,09	0,92	0,9	0,7	0,6
5	Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln) .....	8,08	7,50	7,64	7,8	8,2	8,6
6	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe .....	31,65	30,35	32,43	32,7	33,4	34,2
7	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v. Brutstoffen .....	6,26	5,17	4,60	4,4	4,0	3,6
8	H. v. chemischen Erzeugnissen .....	37,24	44,15	52,55	55,6	63,8	73,4
9	H. v. Gummi- und Kunststoffwaren .....	18,17	20,66	24,28	25,5	28,7	32,3
10	Glasgewerbe, H.v. Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden .	16,79	15,02	16,43	16,4	16,4	16,4
11	Metallerzg. u.-bearb., H.v. Metallerzeugnissen .....	50,54	55,40	60,34	62,5	68,4	74,8
12	Maschinenbau .....	60,85	61,44	67,34	72,9	88,9	108,3
13	H.v. Büromasch., DV-Gerät. u.-Einr.; Elektrotech. usw ...	47,70	64,00	92,39	98,5	115,4	135,2
14	Fahrzeugbau .....	52,40	66,09	79,41	84,6	99,2	116,2
15	H.v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr. usw.; Recycling .....	13,20	11,05	10,83	10,4	9,4	8,5
16	Gesamt	398,00	428,49	496,32	519,5	584,4	660,8

Abb. 9



## - Die Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs in der Industrie

Unter dem Begriff des spezifischen Stromverbrauchs kumuliert sich eine Reihe von Einflussfaktoren, die sich einerseits zu kompensieren, andererseits aber auch zu verstärken vermögen. Die zunehmende Verwendung von Strom, bzw. von strombasierten Prozessen anstelle des Einsatzes anderer Energieträger, wie sie aufgrund von Produkteigenschaften des Stroms wie z.B. der Automatisier- und Regelbarkeit, der Verfügbarkeit und Bequemlichkeit, der Umweltverträglichkeit, aber auch der in vielen Fällen damit verbundenen Steigerung der Effizienz und der Produktqualität festzustellen sind, führt tendenziell zu einer steigenden Stromintensität der industriellen Produktion.

Als tendenziell senkend erweist sich dagegen zum Einen die in vielen Bereichen zu beobachtende steigende Wertdichte der Produktion, in die gleiche Richtung wirkt zum Anderen die zunehmende internationale Arbeitsteilung mit der häufig damit verbundenen Verlagerung stromintensiver Prozesse in das Ausland (NE-Metallindustrie, Chemie, etc.) bzw. der Import von Halbfertig- und Vorprodukten. Dies gilt nicht zuletzt jedoch auch für die zunehmende Durchsetzung des energietechnischen Fortschritts, der sich einerseits autonom entfaltet, andererseits aber auch durch energie- und klimapolitische Maßnahmen verstärkt wird und durch bessere Information und eine veränderte Werthaltung und deren organisatorische Umsetzung bei den industriellen Verbraucher zunehmend unterstützt wird.

Neben den Möglichkeiten, die der Übergang auf Strom sparende Beleuchtungssysteme in diesem Zusammenhang bietet, ist hier insbesondere auf die Potenziale zur Steigerung der Stromeffizienz zu verweisen, welche sich aus der Optimierung von Pumpen und Elektroantrieben (optimale Auslegung, variable Drehzahlsteuerung, leistungsangepasstem Teillastbetrieb, etc) die Verbesserung der Prozesssteuerung mittels Mikroelektronik und Sensorik, die Optimierung der Kälte und Kühlsysteme, oder die verbesserte Wärmerückgewinnung. Einschlägige energiepolitische Vorgaben, ein zunehmend höherer Informationsstand der Beschäftigten und Verantwortlichen, das Setzen entsprechender Anreize und die organisatorische Umsetzung in den Produktionsabläufen dürften das Erreichen dieser Ziele ermöglichen.

Die genannten Effekte können nicht im Einzelnen isoliert ausgewiesen werden, sondern schlagen sich insgesamt in der Sammelgröße des spezifischen Elektrizitätsverbrauchs nieder. Sie waren zweifellos auch bereits in der Vergangenheit mehr oder weniger stark wirksam (vergl. Abb. 8), wir gehen jedoch davon aus, dass sich in Zukunft diese Effekte, teilweise sogar verstärkt fortsetzen.

Das Ergebnis unserer diesbezüglichen Einschätzung findet sich für die einzelnen Branchen in der folgenden Tabelle 3.14 und Abbildung 10.

Tabelle 3.14

		Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Industrie nach Sektoren					
		GWh / Mrd €					
		1995	2002	2006	2010	2020	2030
1	Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden .....	1855	2746	3299	3244	3106	2969
2	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung .....	352	423	481	473	453	433
3	Textil- und Bekleidungs-gewerbe .....	450	424	359	350	327	305
4	Ledergewerbe .....	158	184	181	178	171	163
5	Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln) .....	309	507	596	591	579	567
6	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe .....	610	738	786	762	703	644
7	Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v. Bruttstoffen .....	1279	1392	1642	1615	1547	1478
8	H. v. chemischen Erzeugnissen .....	1224	1123	937	902	816	731
9	H. v. Gummi- und Kunststoffwaren .....	540	566	563	549	514	479
10	Glasgewerbe, H.v. Keramik, Verarb.v. Steinen u. Erden ..	780	812	778	765	732	700
11	Metallerzg.u.-bearb., H.v. Metallerzeugnissen .....	918	944	951	911	812	713
12	Maschinenbau .....	141	145	154	151	145	138
13	H.v. Büromasch., DV-Gerät.u.-Einr.; Elektrotech.usw ...	214	155	116	114	109	104
14	Fahrzeugbau .....	267	271	247	243	233	223
15	H.v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr.usw; Recycling .....	167	208	231	227	217	208
16	Gesamt	535	532	494	473	423	376

Abb. 10

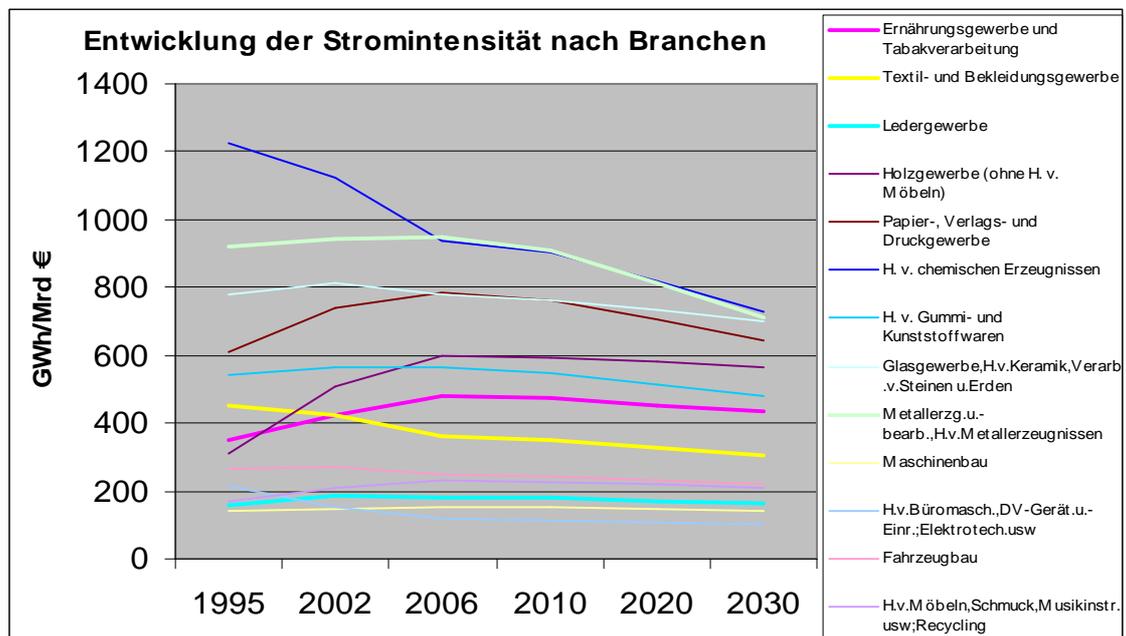
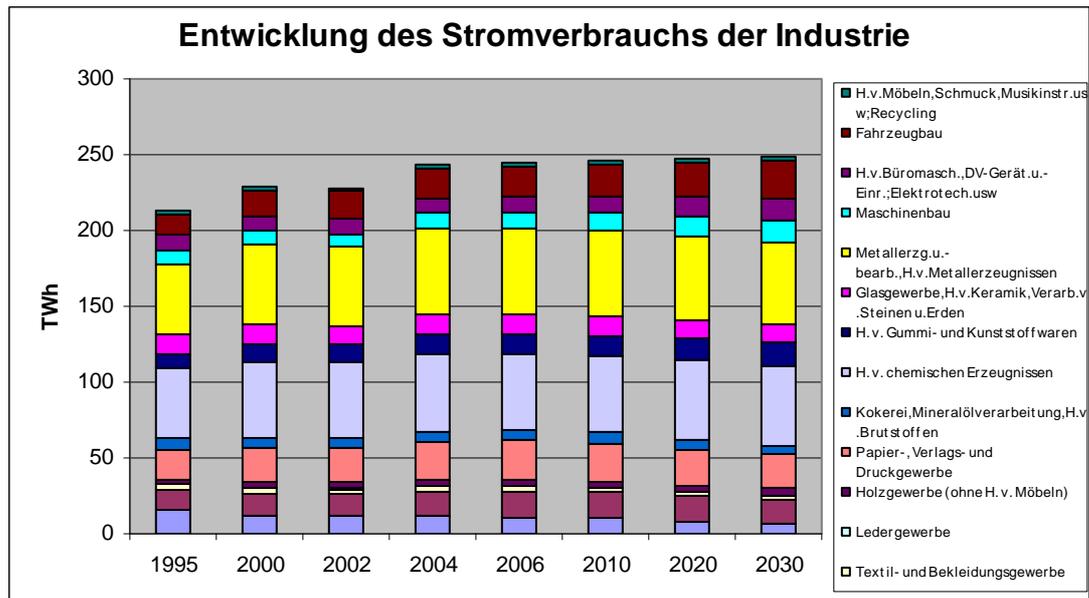




Abb. 11



Als Resultante der im Einzelnen beschriebenen Einflussfaktoren wird erwartet, dass der industrielle Stromverbrauch insgesamt bis zum Jahre 2030 nur noch marginal von rd. 245 auf rd. 248 TWh ansteigen wird. Auch dies ist ausschließlich der Ausweitung der industriellen Produktion um real 1,2%/a über den gesamten Prognosezeitraum zuzuschreiben, wie sie notwendigerweise als mit einem unterstellten realen Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,3% p.a. kompatibel anzusetzen ist. Der auch im Industriebereich in erheblichem Umfang erwartete energietechnische Fortschritt vermag den sich ansonsten ergebenden wesentlich stärkeren Stromverbrauchsanstieg jedoch entschieden zu begrenzen. Die Stromintensität der Industrie sinkt damit – im wesentlichen bedingt durch die Entwicklung im Bereich der stromintensiven Industrie - um gut 31%, d. h. pro Einheit industrielle Wertschöpfung wird im Jahre 2030 nur noch rd. 69% des Stromverbrauchs benötigt gegenüber heute. Die wichtigsten Stromverbrauchssektoren bleiben trotz relativer Einbußen die Metallindustrie sowie die Chemische Industrie (mit zusammen rd. 43%), gefolgt vom Fahrzeugbau sowie der Papierindustrie (zusammen rd. 19%).

## **3.5 Verkehr**

### **3.5.1 Vorbemerkungen**

Der in diesem Sektor z.B. für das Jahr 2006 mit etwas über 16 TWh ausgewiesene Stromverbrauch resultiert bislang im Wesentlichen aus dem Subsektor Schienenverkehr, wobei allerdings ein Teil des hier eigentlich zu verbuchenden Stromverbrauchs (ÖPNV sowie der Stromverbrauch der Bahnhöfe) im Sektor öffentliche Einrichtungen erfasst wird. Die Höhe des für diesen Sektor ausgewiesenen Stromverbrauchs hat sich über die letzten eineinhalb Jahrzehnte dank ausgeprägter Effizienzsteigerungen kaum verändert, obwohl die Verkehrsleistung (Personen- und Frachtkilometer, Geschwindigkeiten, Elektrifizierung), nicht unerheblich zugenommen hat.

### **3.5.2 Entwicklung im Bereich Schienenverkehr**

Es darf davon ausgegangen werden, dass der Schienenverkehr in Zukunft durchaus noch an Bedeutung gewinnen wird, weil die Anstrengungen zur Optimierung des Angebots (z.B. Reise- und Transportgeschwindigkeit, Zugfrequenzen, Sicherheit und Bequemlichkeit, Klimaentlastung, etc.) an diesbezüglichen Verkehrsleistungen von Erfolg gekrönt sein werden. Auch sind noch längst nicht alle Strecken elektrifiziert, was bei zunehmender Umweltrelevanz auch im Hinblick auf die Befriedigung von Verkehrsbedürfnissen auch einen systematischen Ersatz der heute noch vielfach betriebenen Dieselantriebe erwarten lässt. Andererseits verliert der Schwertransport tendenziell an Bedeutung, die Zugfolge lässt sich, insbesondere auf den bereits häufig frequentierten Strecken nicht beliebig steigern, ein nennenswerter Ausbau des Streckennetzes kann angesichts finanzieller Engpässe und auch in diesem Bereich zu verzeichnender Akzeptanzprobleme nicht erwartet werden.

Entscheidende Grenzen für einen Ausbau des schienengebundenen Verkehrs müssen auch in der nach wie vor hohen Attraktivität des Individualverkehrs gesehen werden. Dies gilt sowohl für den Personen- als auch für den Güterverkehr. Auch wenn für den Elektroantrieb im Schienenverkehr im Zuge der Durchsetzung von effizienterer Antriebs- und Energierückgewinnungssysteme noch Stromeinsparungen unterstellt werden sollten und eine Ausweitung der Fahrleistung auch zum Teil durch eine Erhöhung der Auslastung erfolgen dürfte, erwarten wir insgesamt für den

Stromverbrauch des Schienenverkehrs bis zum Jahre 2030 noch einen Anstieg um 25% auf gut 20 TWh.

### **3.5.3 Entwicklung im Bereich Straßenverkehr**

Längerfristig wesentlich größere Bedeutung für die Entwicklung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor dürfte dem Straßenverkehr zukommen. Nach ersten Ansätzen zu Beginn des vergangenen Jahrhunderts ging der Stromeinsatz in diesem Bereich gegenüber der Verwendung von Kraftstoffen fast bis zur Bedeutungslosigkeit zurück. In jüngster Zeit erlebt die Diskussion um die E-Mobilität jedoch eine ungeahnte Renaissance. Auslöser dieser Entwicklung waren zum einen die zunehmend vom Verkehr ausgehenden Klimabelastungen sowie die Sorge um eine auch langfristig gesicherte Versorgung mit kostengünstigen Kraftstoffen auf Rohölbasis sowie die eher schleppende Einführung alternativer Antriebssysteme auf Basis von Erdgas oder Flüssiggas, zum anderen aber auch die im Wesentlichen durch die Anforderungen im Informations- und Kommunikationsbereich getriebene Entwicklung verbesserter Batteriesysteme (im Hinblick auf Leistungsdichte, Ladezeiten, Haltbarkeit, Sicherheit, Preis).

Die Entwicklung der Elektromobilität steht noch ganz am Anfang, Erfahrungen über den Langzeitbetrieb fehlen. Auch sind Elektrofahrzeuge heute noch weit davon entfernt, mit der Leistungsfähigkeit eingeführter Fahrzeuge mit konventioneller Antriebstechnik (hinsichtlich Reichweite, Kofferraumvolumen, Flexibilität, Lebensdauer) verglichen werden zu können und erst recht nicht mit deren Kosten. Gleichzeitig können die Entwicklungspotentiale bei konventionellen Antriebssystemen bei weitem noch nicht als ausgeschöpft angesehen werden. Dennoch darf erwartet werden, dass dem Einsatz von Strom im Individualverkehr in den kommenden Jahrzehnten zunehmende Bedeutung zukommen wird.

Diese Erwartung gründet sich zum Einen darauf, dass sich die Preisschere zwischen Elektrizität und Kraftstoffen selbst bei Einpreisung steigender Kosten der Klimavor-sorge sowie der Einsatzbrennstoffe zur Stromerzeugung einerseits sowie der Auswirkungen sich im Beobachtungszeitraum verdoppelnder Rohölpreise auf die Kraftstoffpreise andererseits weiter öffnen wird. Hinzu kommt, dass auch im Bereich der E-Mobilität und hierbei insbesondere im Bereich der Batterieentwicklung sowie der Integration und Optimierung der einzelnen Systemkomponenten voraussichtlich er-

hebliche Lernkurveneffekte realisiert werden können. Immerhin wird auf Basis der unten aufgeführten Annahmen ein elektrisch betriebener Klein- bis Mittelklassewagen im Jahr 2030 einen Betriebskostenvorteil von über 350,- € pro Jahr realisieren, der für die Deckung der Batteriekosten eingesetzt werden kann. Dabei dürfte allein der Übergang auf Massenfertigung im Batteriebereich erhebliche Kostensenkungspotentiale eröffnen, die nach ersten Schätzungen japanischer Automobilkonzerne zu einer Halbierung des Fahrzeugpreises noch innerhalb des nächsten Jahrzehnts führen sollen. Positive Zukunftserwartungen in punkto Elektromobilität basieren aber nicht zuletzt auch auf der Breite des Engagements, das derzeit bei sämtlichen großen Automobilherstellern dem Thema Elektromobilität beigemessen wird, sowie dem Stellenwert, den dieses Thema inzwischen mit Blick auf eine auch langfristig sichere und umweltverträgliche Versorgung in sämtlichen politischen Parteien genießt. Die Automobilindustrie sieht sich inzwischen nicht nur mit rigorosen CO<sub>2</sub> Grenzwerten für ihre Fahrzeugflotte konfrontiert, sondern auch mit dem Problem, dass der Verkehrsbereich in den letzten Jahren hinsichtlich der von ihm ausgelösten Klimabelastung noch an Relevanz zugenommen hat und in hohem Maße für den Verbrauch von jenen fossilen Brennstoffen verantwortlich zeichnet, die als am knappsten anzusehen sind und die größten Sorgen im Hinblick auf die Sicherheit der Versorgung aufwerfen. Auch wenn die Automobilindustrie die Entwicklung noch effizienterer konventioneller Antriebssysteme fortsetzen dürfte, wird sie alleine um auch weiterhin die höhere Wertschöpfung im Premium Segment realisieren und Antriebssysteme für größere Fahrzeuge ohne Imageverlust anbieten zu können, ihre Anstrengungen zur Entwicklung und Markteinführung sowohl des reinen Elektroantriebs, als auch von Hybrid-systemen intensiv weiterverfolgen müssen.

Aber auch die Versorgungswirtschaft hat inzwischen längst die große Bedeutung der E-Mobilität für einen auch in Zukunft erfolgreichen Marktauftritt erkannt. Hierbei kommen sicherlich unterschiedlichste Motive zum Zuge, neben dem steigenden Umweltbewusstsein, dem sich auch die Versorgungswirtschaft gegenüber sieht sowie auch Anstrengungen zur Verbesserung des Images, vor allem aber der Entwicklung eines neuen strategischen Geschäftsfeldes, bei ansonsten stagnierendem oder sogar rückläufigem Absatz und nicht zuletzt der Möglichkeiten, die sich mit der E-Mobilität im Rahmen der Anstrengungen eröffnen, mittels smart grids sowie – mete-

ring die Probleme im Zusammenhang mit dem wachsenden Beitrag volatiler Kraftwerksleistung zur Deckung des Bedarfs zu meistern.

Die Anstrengungen zur Einführung von Elektroantrieben sind auf breiter Front bei Fahrzeugherstellern, Batterielieferanten wie Versorgungsunternehmen angelaufen. Dies gilt nicht zuletzt auch für den Aufbau einer leistungsfähigen Versorgungs- und Abrechnungsinfrastruktur.

Daher sind auch nach Einschätzung der Bundesregierung noch eine Reihe „von politischen, technischen, regulatorischen und infrastrukturellen Voraussetzungen“ zu schaffen, um die Entwicklung der Elektromobilität erfolgreich einzuleiten. Ein ehrgeiziges – auch mit erheblichen Mitteln ausgestattetes – staatliches Förderprogramm ist inzwischen beschlossen bzw. in Aussicht gestellt worden. Dabei sollte das Ausmaß an Anstrengungen nicht unterschätzt werden, dass bis zum wirtschaftlichen Durchbruch dieser Systeme geleistet werden muss. Die Elektromobilität ist bislang noch weit von der Wirtschaftlichkeitsgrenze entfernt und bedarf realistischerweise erheblicher Anschubsubventionen, deren Finanzierung im Augenblick mehr als unsicher ist. Zu den größten Herausforderungen zählt hierbei nicht zuletzt die Entwicklung noch wesentlich leistungsfähigerer und vor allem billigerer Batteriesysteme mit befriedigend langen Standzeiten bzw. Nachladezyklen, deren Kosten von derzeit bis zu 3000 €/kWh auf ein Zehntel sinken müssen, um selbst bei steigenden Kraftstoffpreisen die Wirtschaftlichkeit des Elektroantriebs sicherzustellen. Hinzu kommt, dass aller Erfahrung nach neue - auch wirtschaftliche - Systeme erst über die Zeit zu penetrieren vermögen. So hat das bereits Ende der 1980-er Jahre wirtschaftliche Gas - Brennwertgerät auch heute erst einen Marktanteil von rd. 20% erreicht. Von erheblicher Bedeutung ist zweifellos auch der Entgang von Mineralölsteuer auf die verdrängen Mineralölprodukte, die für die Finanzierung des Haushalts unverzichtbar scheint. Ob dies zu einer Kompensation durch die Einführung eines Öko-Steuer Zuschlags auf die traditionellen Kraftstoffe und/oder zu einer entsprechenden Besteuerung von „Fahrstrom“ führen wird, ist derzeit nicht abzusehen, dürfte aber die Wirtschaftlichkeit des Elektroantriebs ebenfalls entscheidend beeinflussen.

Vor diesem Hintergrund kann es nicht verwundern, wenn die Schätzungen über die Markteinführung von Elektrofahrzeugen eine große Streubreite aufweisen. Aktuelle (halboffizielle) Schätzungen belaufen sich auf rd. eine Million Fahrzeuge im Jahre 2020. Demgegenüber scheinen Schätzungen bis zu fünf Millionen Fahrzeugen im Jahre 2020 eher utopisch.

Angesichts der Klimarelevanz, die der Energieversorgung in sämtlichen Bereichen zukommen dürfte, der unterstellten zunehmenden Verknappung von Kraftstoffen, aber auch dem in diesem Bereich erwarteten technischen Fortschritt sowie der mit Lernkurveneffekten verbundenen Möglichkeiten zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit, gehen wir davon aus, dass bis zum Jahre 2030 auf dem deutschen Markt rd. 20% der Fahrzeugflotte mit Elektroantrieb ausgestattet sein werden.

Dies entspricht bei der Annahme, dass es sich hierbei zum größten Teil um Klein- und Mittelklassewagen mit einer durchschnittlichen Fahrleistung von rd. 8000 km /Jahr handelt, die bei einem spezifischen Verbrauch von rd. 0,2 kWh/km einen zusätzlichen Stromverbrauch von rd. 14 TWh verursachen werden. Dieser Wert sollte aus heutiger Sicht als optimistische Obergrenze angesehen werden. Kritische – nicht nur interessenbezogene - Stimmen warnen vor allzu großer Euphorie. Immerhin müssten nach dieser Prognose im Jahrzehnt zwischen 2020 und 2030 Jahr für Jahr etwa 1/5 aller Neuwagen mit Elektroantrieb ausgestattet sein. Daher scheint durchaus auch eine Entwicklung nicht unplausibel, die für das Jahr 2030 lediglich zu einem Anteil von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen an der gesamten Fahrzeugflotte in Höhe von 10% führen würde. Der Stromverbrauch im Straßenverkehr würde in diesem Falle um 7 TWh niedriger ausfallen, der Stromverbrauch insgesamt gegenüber heute noch deutlicher zurückgehen.

Tabelle 3.16 Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Verkehr

	1995	2002	2006	2010	2020	2030
	<b>in TWh</b>					
Schieneverkehr .....	16,2	16,0	16,3	17,0	18,7	20,4
Straßenverkehr .....	0,0	0,0	0,0	0,1	1,6	14,0
Gesamt .....	16,2	16,0	16,3	17,1	20,3	34,4

### 3.6. Entwicklung des Stromverbrauchs insgesamt

Die nachfolgende Tabelle 3.17 und Grafik 3.11 fassen die Ergebnisse der Prognose für die einzelnen Sektoren zusammen.

Insgesamt zeigt sich, dass der Stromverbrauch bis zu Jahre 2030 im Wesentlichen auf dem derzeitigen Niveau verharrt. Der nach 2020 erneut festzustellende leichte Anstieg ist fast ausschließlich auf die unterstellte Entwicklung im Verkehrsbereich zurückzuführen. Dabei wird die Absatzzusatzweitung in diesem Sektor teilweise kompensiert durch einen Rückgang des Stromverbrauchs der privaten Haushalte, während die Sektoren Industrie sowie GHD praktisch stagnieren. Die Stromintensität der deutschen Volkswirtschaft sinkt damit um rd. ein Drittel, das heißt, eine Einheit des Bruttoinlandsprodukts wird im Jahre 2030 nur noch den Einsatz von 2/3 des heutigen Stromverbrauchs erfordern.

Tabelle 3.17 Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren

		1995	2002	2006	2010	2020	2030
		<b>in TWh</b>					
1	Industrie .....	213,0	228,0	245,1	245,6	246,9	248,2
2	Private Haushalte .....	127,2	136,5	141,5	139,8	135,3	129,2
3	Gewerbe Handel Dienstleistungen .....	116,2	135,7	136,7	137,1	138,4	136,5
4	Verkehr .....	16,2	16,0	16,3	17,1	20,3	34,4
5	Gesamt .....	472,6	516,2	539,6	539,6	540,9	548,3
		<b>in v.H.</b>					
1	Industrie .....	45,1%	44,2%	45,4%	45,5%	45,7%	45,3%
2	Private Haushalte .....	26,9%	26,4%	26,2%	25,9%	25,0%	23,6%
3	Gewerbe Handel Dienstleistungen .....	24,6%	26,3%	25,3%	25,4%	25,6%	24,9%
4	Verkehr .....	3,4%	3,1%	3,0%	3,2%	3,8%	6,3%
5	Gesamt .....	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Die Bedeutung des Verkehrssektors verdoppelt sich, Haushalte und GHD verlieren leicht an Marktanteil, die Industrie legt geringfügig zu. Der hier ausgewiesene Stromverbrauch für das Jahr 2010 ist als Trendwert zu interpretieren. Nachdem der Stromverbrauch konjunkturbedingt im ersten Halbjahr 2009 um etwa 6% (und im Industriebereich noch wesentlich stärker) gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen ist, kann nicht ausgeschlossen werden, dass für das Gesamtjahr 2009 ein Minus von 5% realisiert wird. Dieser Rückgang wird in den nächsten Jahren erst schrittweise wieder aufgeholt werden können.

Abb. 12

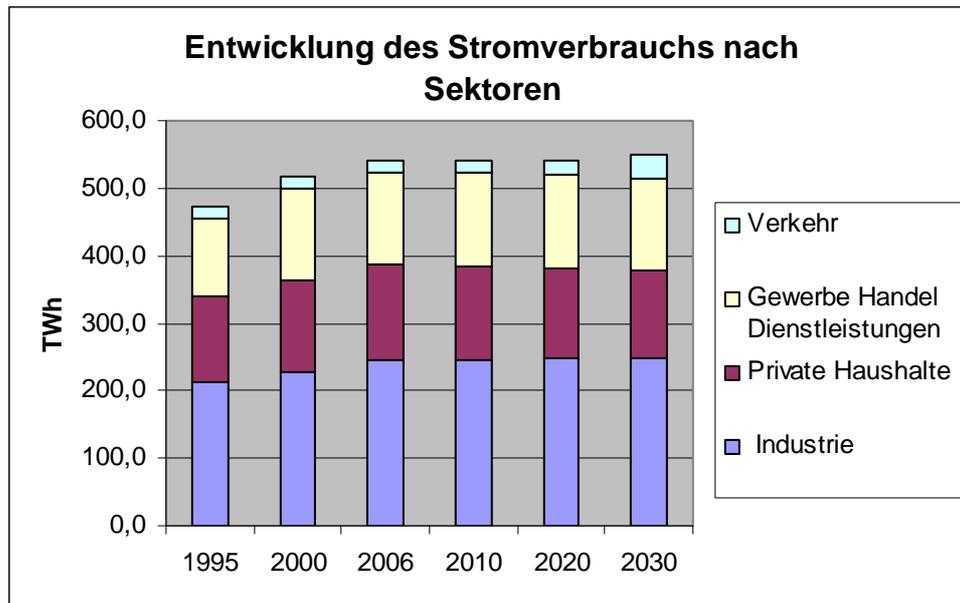
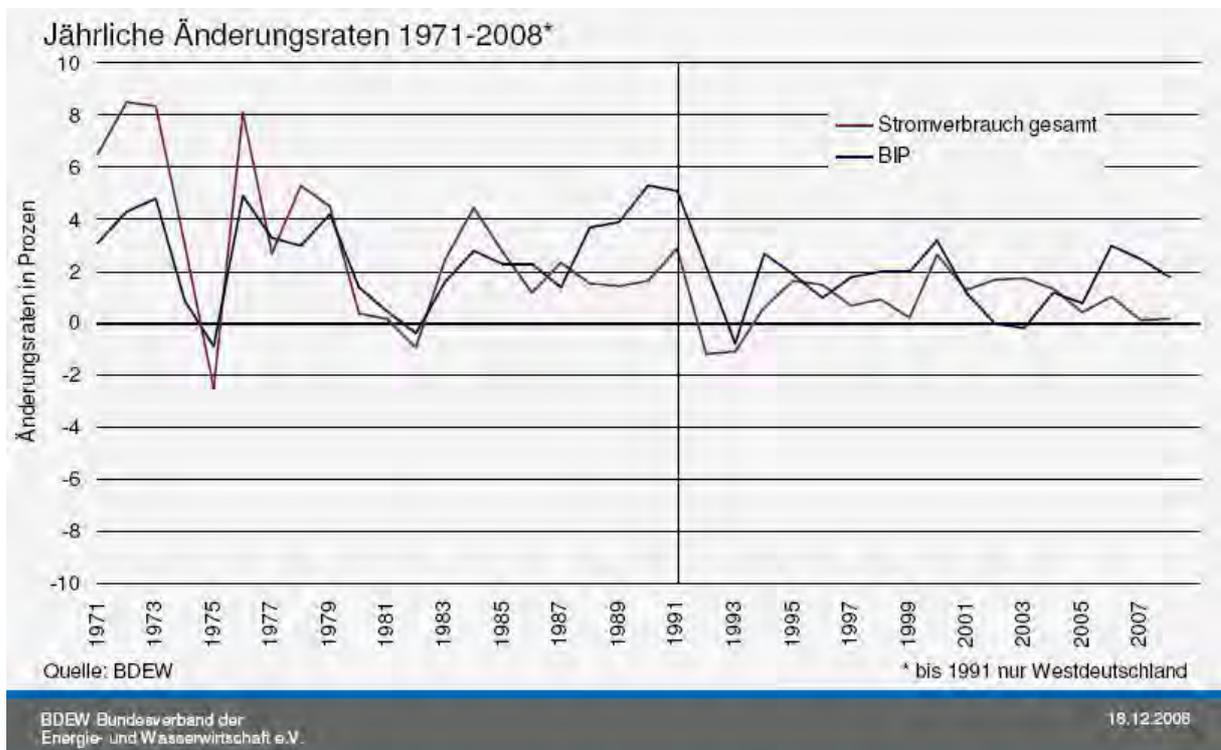


Abb. 13



## 4. Deckung des Strombedarfs

### 4.1 Ausgangsbedingungen

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Diskussion der Angebotsentwicklung im Strombereich ist der erwartete Verlauf der Stromnachfrage bis zum Jahre 2030. Bedeutsam für die mit der Deckung dieser Nachfrage aufgeworfenen Fragen ist darüber hinaus jedoch sodann auch die Entwicklung des sich hierfür ergebenden Lastverlaufs (über die Zeit). Dieser ergibt – einschließlich der erforderlichen Reserve – die benötigte Kraftwerksleistung insgesamt. Hieraus ist unter Berücksichtigung von Exporten und Importen sowie des derzeitigen Bestandes und des erwartenden Abgangs der erforderliche Zubau an Kraftwerksleistung abzuleiten. Der Beitrag, der hierbei auf die einzelnen Kraftwerkstypen entfallen wird, ergibt sich grundsätzlich auch im Prognosezeitraum aus der Zielfunktion einer kostenminimalen Deckung des Strombedarfs. Zusätzlich sind allerdings explizit, auch die diversen – bereits heute eingeführten oder als hinreichend sicher anzusehenden – energie-, umwelt- und vor allem klimapolitischen Vorgaben einzubeziehen. Hinzu kommt, dass Investitionen im Kraftwerksbereich offenbar in steigendem Maße die Einstellung der Bevölkerung zur Errichtung und zum Betrieb von Kraftwerken in die Überlegungen einzubeziehen haben, die bereits heute in erheblichen Akzeptanzproblemen nicht nur gegenüber Kernkraftwerken sondern auch fossil befeuerten Anlagen und sogar auch gegen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger zum Ausdruck kommen.

Wie in Kapitel 3 dargelegt, wird die Stromnachfrage im Beobachtungszeitraum als Zusammenspiel eines Rückgangs im Sektor Haushalte sowie eines Anstiegs im Sektor Verkehr bei weitgehender Stagnation in Industrie sowie dem Sektor GHD nur noch in geringem Maße von rd. 540 TWh im Jahre 2006 auf rd. 548 TWh im Jahre 2030 ansteigen. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass die Höchstlast (und damit einschließlich Reserve der Leistungsbedarf) im Beobachtungszeitraum nicht nur nicht steigen sondern sogar sinken wird. Hierfür spricht zum Einen der erwartete Rückgang des Grundlastbedarfs der stromintensiven Industrie, darüber hinaus aber auch die Bestrebungen der Bundesregierung zur Einführung zeitvariabler Tarife, zum Anderen aber auch die mit „smart metering“ bzw. „-grids“ erhofften Effekte eines Abbaus von Stromspitzen durch eine Veränderung des Benutzerverhaltens. Es war im

Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht möglich, die hiermit verbundenen Effekte in befriedigender Tiefe zu analysieren, dennoch halten wir es für vertretbar davon auszugehen, dass die hiervon ausgelösten Effekte zu einer Reduzierung der Höchstlast um rd. 5% führen, was sich ceteris paribus unmittelbar in einem reduzierten Zubaubedarf niederschlägt.

Basis für eine möglichst kostengünstige Deckung des oben beschriebenen Strom- bzw. Leistungsbedarfs ist der Einsatz des derzeit bestehenden Kraftwerksparks. Dieser ist allerdings über den Beobachtungszeitraum hinweg wenn nicht – angesichts des stagnierenden Strombedarfs sowie des sogar sinkenden Leistungsbedarfs - zu ergänzen, dann aber bei mehr oder weniger starkem Abgang veralteter Kapazität doch zu ersetzen. Die in diesem Falle zum Zuge kommenden Entscheidungsprozesse haben in zunehmendem Maße die Konsequenzen energie- und klimapolitischer Rahmendaten zu berücksichtigen, wie sie heute bereits in Form des Ausstiegsbeschlusses aus der Kernenergie, den EEG- und KWK- Vorgaben sowie dem EU-ETS vorliegen und im wesentlichen sogar erst über den Beobachtungszeitraum ihre volle Wirkung entfalten.

Obwohl seitens der CDU und der FDP bereits seit Monaten die Auffassung vertreten wird, dass der bestehende Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie korrigiert und eine Laufzeitverlängerung der derzeit betriebenen KKW sichergestellt werden muss, ist derzeit noch von der bestehenden Beschlusslage auszugehen. Dies bedeutet, dass schon bis 2020 der größte Teil (nämlich 17200 MW) der derzeit betriebenen KKW (in Höhe von über 21000 MW), alles Grundlastkapazität, sukzessive vom Netz zu nehmen ist, und im Jahre 2022 die Stromproduktion aus Kernenergie völlig ausläuft. Angesichts der Bedeutung, die diesbezüglichen Annahmen auf die Entwicklung des Kraftwerkmarkts entfalten würden, scheint es jedoch ratsam, die zunächst unter status-quo- Bedingungen ermittelten Prognoseergebnisse im Lichte der Wahlergebnisse im September zu hinterfragen. Der Wegfall der anteiligen Grundlastkapazität müsste entsprechend ihrer Positionierung auf der merit-order durch eine höhere Beschäftigung von bislang im Mittelastbereich eingesetzten Kraftwerken ausgeglichen und gegebenenfalls auch zusätzliche Zubau-Überlegungen auslösen.

Von nicht minder großer Bedeutung ist jedoch, dass die Bundesregierung im Zusammenhang mit den im EEG- und KWK Gesetz verfolgten Zielsetzungen die Absicht bekundet hat, den Anteil regenerativ erzeugten Stroms bis 2020 auf 30% und

des in KWK erzeugten Stroms auf 25% zu erhöhen. Dies bedeutet gegenüber heute (mehr als) eine Verdoppelung. Damit liegen allerdings noch keine konkreten quantitativen politischen Vorgaben für eine weitere Steigerung des Anteils der Stromerzeugung aus regenerativen und KWK bis zum Jahre 2030 vor. Es erscheint jedoch vertretbar, im Hinblick auf den Beitrag regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung angesichts der bereits im EEG Gesetz verankerten Zielsetzung, den Anteil der regenerativen Stromerzeugung auch nach 2020 kontinuierlich zu erhöhen, im Rahmen der Prognose für das Jahr 2030 einen diesbezüglichen Beitrag von 35% zu unterstellen. Dabei wird dieser Anteil für das Jahr 2030 auf den Nettostromverbrauch einschließlich Übertragungsverlusten und Pumpstromverlusten bezogen, also den Nettostromverbrauch von 548 TWh, zuzüglich nur geringfügig ansteigender Transport- und Verteilungsverluste in Höhe von 28 TWh, einem Pumpstromverbrauch von netto konstant 3,0 TWh und einem Außenhandelsaldo von 0 TWh, insgesamt also auf einen Wert von 579 TWh. Dies ergibt eine Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen im Jahre 2030 in Höhe von 203 TWh.

Es ist in hohem Maße ungewiss, ob ein so hoher Beitrag ohne zusätzliche energiepolitische Förderung geleistet und ob nicht doch ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung auf Basis regenerativer kostengünstig durch Anlagen im (benachbarten) Ausland im Rahmen beispielsweise eines EU-weiten Systems handelbarer „grüner“ Zertifikate erbracht werden kann.

Angesichts der in der Bundesrepublik vorliegenden Bedingungen wird über alles gesehen der bei weitem größte Teil dieser Stromerzeugung auf Basis von Windenergie erfolgen müssen, und zwar vorwiegend durch offshore in Nord- und Ostsee, aber auch durch Repowering der Anlagen an Land.

- Die Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Nutzung der Wasserkraft sind in Deutschland weitgehend erschöpft. Die verbleibenden insgesamt begrenzten Potentiale werden derzeit systematisch erschlossen, sofern Naturschutzüberlegungen dem nicht entgegenstehen.
- Die Photovoltaik, mit deren Hilfe weltweit das insgesamt bei weitem größte technische Potential unter allen regenerativen Energieträgern erschlossen werden kann, benötigt trotz erheblicher und sicherlich längst nicht voll ausgeschöpfter Lernkurveneffekte – nicht zuletzt angesichts der in Deutschland vergleichsweise ungünstigen Einstrahlungs-Bedingungen - immer noch ein Mehrfaches an Subventionen pro kWh gegenüber anderen Rege-

nerativen. Die bereits bis heute aufgelaufenen Subventionszusagen belasten den deutschen Stromverbraucher mit hohen zweistelligen Milliardenbeträgen bis zum Ende der Laufzeit dieser Anlagen. Dies ist in letzter Zeit massiv in die Kritik geraten, zumal auf dem Weltmarkt die Preise für wichtige Komponenten stark gefallen sind. Immer stärker werden daher Forderungen laut, entweder die Förderung drastisch zu reduzieren und/oder absolut zu begrenzen. Die für 2030 unterstellte Stromerzeugung auf Basis der Photovoltaik in Höhe von 14 TWh könnte daher auch bei optimistischen Erwartungen über die Realisierung weiterer Lernkurveneffekte durchaus in Frage gestellt werden, wenn als Ergebnis des eingeleiteten Diskussionsprozesses die Förderung der PV in Deutschland entweder drastisch reduziert oder sogar gedeckelt würde.

- Andere solare Stromerzeugungssysteme wie die Solarturm-Technologie werden möglicherweise schneller die Wirtschaftlichkeitsschwelle überschreiten und werden jetzt sogar speziell gefördert, sie finden allerdings - wie auch die Photovoltaik - in sonnenreicheren Gebieten wesentlich günstigere Voraussetzungen vor. Die solarthermische Stromerzeugung kann vergleichsweise leicht mit thermischen Speichern kombiniert werden und weist damit gegenüber der Photovoltaik eine wesentlich höhere Verfügbarkeit aus. Dennoch ist nur schwer absehbar, welche Bedeutung diese Technologien im Mittelmeerraum für Deutschland gewinnen können, auch wenn in jüngster Zeit spektakuläre Projektideen wie DESERTEC entwickelt wurden. Gerade im Zusammenhang mit Projekten in Nord Afrika scheint noch eine ganze Reihe von Fragen zu existieren, die zunächst in einer grundlegenden Untersuchung geklärt werden sollen. Die DLR hat den potentiellen Beitrag dieser Technologien zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland kürzlich mit 3% im Jahre 2030 beziffert. Dies entspricht lediglich etwas über 16 TWh.
- Die Stromerzeugung auf Basis von Geothermie ist über das Demonstrationsstadium noch nicht hinaus gekommen und die Nutzung beschränkt sich auf geologisch begünstigte - und insgesamt nur in begrenztem Maße vorhandener - Gebiete. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Stromerzeugung auf Basis von geothermischer Energie wegen des niedrigen nutzbaren Temperaturniveaus technisch / wirtschaftlich weniger attraktiv ist.

- Der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung hat in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Er profitiert nicht nur von der Tatsache, dass in hohem Maße bekannte Technik eingesetzt werden kann und teilweise ansonsten zu entsorgende Abfälle zum Einsatz kommen können, sondern auch von seiner Grundlastfähigkeit. Eine wesentliche Steigerung der Stromerzeugung auf Basis von Biomasse kann aber- selbst bei voller Erschließung der heute noch ungenutzten Potentiale, nur durch Anbau von „Energiepflanzen“ erwartet werden, was sich dann aber dem Problem konkurrierenden Nutzungen für den Nahrungsmittel-, den Wärme- und den Treibstoffmarkt gegenübersteht.
- Den bislang bei Weitem größten Beitrag zur Stromerzeugung erbringt die Nutzung der Windenergie, deren Wirtschaftlichkeit entscheidend durch die Serienproduktion aber auch Skaleneffekte erhöht werden konnte, und die mit der Errichtung der ersten großtechnischen Offshore-Anlagen, mit denen das bei weitem größere und stetigere Windenergieangebot auf dem Meer erschlossen werden soll, nunmehr auch in Deutschland in ein neues Stadium eintritt. Selbst im Falle der Windenergie sind allerdings längst nicht alle Probleme gelöst. Die „onshore“ Erzeugung kann entscheidend nur durch „Repowering“ erhöht werden und sieht sich an Binnenstandorten inzwischen ebenfalls erheblichen Akzeptanzproblemen gegenüber. Die „offshore“ Windenergienutzung kommt deutlich schleppender in Gang als zunächst erwartet und verursacht zudem zumindest auf absehbare Zeit deutlich höhere (und in punkto Wartung und Instandhaltung bislang möglicherweise überhaupt noch nicht überschaubare) Kosten und Subventionen als ursprünglich angenommen.

Die folgende Tabelle gibt die von uns erwartete Entwicklung der Stromerzeugung im Prognosezeitraum zusammengefasst wieder.

Tabelle 4.1

**Entwicklung der Stromerzeugung auf basis regenerativer Energieträger**

	2007		2030		Entwicklung 07 - 30 in v.H.
	TWh	in v.H.	TWh	in v.H.	
Wasserkraft	20,7	24%	23	11%	11%
Wind	39,5	45%	118	58%	199%
Photovoltaik	3,5	4%	14	7%	400%
Biomasse	19,5	22%	39	19%	200%
Müll	4,3	5%	7	3%	51%
Geothermie	0	0%	2	1%	
<b>Gesamt</b>	<b>87,5</b>	<b>100%</b>	<b>203</b>	<b>100%</b>	<b>131%</b>

Selbst wenn für alle diese Technologien noch die Möglichkeit zur Erschließung erheblicher Lernkurveneffekte (technischer Fortschritt zzgl. Skaleneffekte) unterstellt werden können und sich ihre Wirtschaftlichkeit im Zuge der erwarteten Preissteigerungen für fossile Energieträger sowie der Einpreisung der vollen Kosten der Klimavorsorge sukzessive verbessert, muss auch auf absehbare Zeit mit der Notwendigkeit einer erheblichen Subventionierung gerechnet werden.

Daher stellt sich die Frage, ob angesichts der ansonsten in Kauf zu nehmenden erheblichen Kosten im Prognosezeitraum nicht doch schrittweise mit einem Übergang auf ein gesamt-europäisch ausgelegtes Förderregime – etwa in Form eines Systems handelbarer „grüner“ Zertifikate zu rechnen ist, wie es seitens der EU-Kommission bereits in die Diskussion eingeführt, dann aber verworfen wurde. Der unbezweifelbare Vorteil einer solchen Strategie läge darin, dass sich damit die politische Zielsetzung eines steigenden Beitrags zur Klimavorsorge durch verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger erfüllen und gleichzeitig die Kosten einer solchen Strategie minimieren ließen. In dem Maße, in dem die politische Vorgabe des Beitrags regenerativer durch Investitionen im Ausland erfüllt wird, tritt an die Stelle von regenerativer Stromerzeugung im Inland (statistisch gesehen) ein entsprechender Import. In diesem Zusammenhang ist aber fraglich, ob tatsächlich ein physikalischer Stromimport stattfinden würde, oder lediglich Gutschriften zugeteilt würden, die auf eine entsprechende Quote angerechnet werden könnten. In diesem Falle wäre in Deutschland allerdings die Nutzung (und gegebenenfalls auch die Leistung) konventioneller Kraftwerke entsprechend auszuweiten, um die Leistungsbilanz auszugleichen. Hiermit

sind zweifellos auch eine ganze Reihe zusätzlicher, im Rahmen dieser Untersuchung nicht im Detail zu behandelnder Fragen verbunden, so z.B., ob im europäischen Ausland überhaupt eine ausreichende Anzahl attraktiver Standorte sowie für den Abtransport des Stroms erforderliche Leitungskapazitäten zur Verfügung stehen, aber auch ob sich mit einer solchen Strategie die zweifellos ebenfalls erhofften industrie- und beschäftigungspolitischen Zielsetzungen realisieren ließen. Aus diesem Grunde haben wir davon abgesehen, eine entsprechende Festlegung vorzunehmen.

Zu diskutieren ist auch die energiepolitische Vorgabe der Bundesregierung, den Beitrag der Kraft-Wärme Kopplung bis 2020 auf 25% zu verdoppeln.

Der Ausbau der KWK dürfte von der gesetzlich vorgesehenen Subventionierung in erheblichem Maße profitieren. Hinzu kommt, dass die Einpreisung der Kosten für Klimavorsorge in die konventionelle Strom- (und gegebenenfalls auch Wärme-) erzeugung einerseits, sowie die angenommene Preisentwicklung für fossile Energieträger andererseits die Wirtschaftlichkeit der KWK in Zukunft positiv beeinflussen. Trotzdem bestehen Bedenken, die für das Jahr 2020 avisierte Größenordnung, die von der KWK erbracht werden soll, unbesehen auf das Jahr 2030 zu übertragen. Zunächst einmal fehlt im Gegensatz zum EEG im KWK-Gesetz eine Absichtserklärung, diesen Beitrag auch nach 2020 weiter zu erhöhen. Ein Teil der unter Biomassenutzung ausgewiesenen Stromerzeugung wird in KWK erfolgen und insofern die vorgegebene Quote erfüllen, daher gehen wir davon aus, dass die Verdoppelung des KWK Anteils von derzeit rd. 12,5% auf 25% „lediglich“ einen Anstieg der Stromerzeugung in konventionellen KWK-Anlagen auf rd. 115 TWh bedeuten würde.

Eine verstärkte Nutzung der KWK wird allerdings auch dann, wenn die noch vorhandenen Möglichkeiten zur höheren Verdichtung und zum Aufbau von Nahwärmesystemen genutzt werden, einen Ausbau von Wärmenetzen und damit vielfach auch diesbezügliche Subventionen erfordern. Als eine wahrscheinliche Konsequenz wäre die Kollision mit dem Einsatz von Biomasse und Solarthermie in Nahwärmeversorgungen, als eine andere die Konkurrenz zu vorhandenen Erdgasnetzen unvermeidbar, denn Fernwärme kann wirtschaftlich nur in Verdichtungsgebieten angeboten werden, in welchen die Gasverrohrung in der Regel bereits erfolgt ist. Hinzu kommt, dass bei einer besseren Isolierung der Gebäude, die unter dem Gesichtspunkt der Effizienzsteigerung in Zukunft verstärkt durchgeführt werden müsste und voraussichtlich auch wird, der Wärmeabsatz auch in den bereits bestehenden KWK wie in

neu zu errichtenden Systemen und damit auch die Nutzungsdauer beträchtlich reduziert würde. Beide Effekte belasten die kapitalintensive zentrale KWK in besonders starkem Maße. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung in KWK Anlagen könnte jedoch auf dezentrale, objektbezogene Kleinanlagen auf Basis von Verbrennungsmotoren (Stirling, Otto, Diesel), Brennstoffzellen, Dampfprozessen oder Mini Gasturbinen entfallen, die die durch bessere Gebäudeisolierung ebenfalls stark sinkende Auslastung von Erdgasnetzen entschieden kompensieren könnten und die auch von vermeidbaren Netzkosten im Strombereich zu profitieren vermöchten. Die Markteinführung dieser Systeme hat jedoch erst begonnen und für deren Wirtschaftlichkeit müssen die Anlagekosten, vor allem im Bereich wartungsarmer KWK - Systeme, jeweils noch beträchtlich gesenkt werden.

Daher wird davon ausgegangen, dass mit dem bestehenden Subventionsrahmen des KWK-Gesetzes, der für 2020 als unverändert gültig angesetzt wird, ein Anstieg von derzeit rd. 75 TWh auf insgesamt 115 TWh im Jahre 2020 in fossil gefeuerten KWK Anlagen erfolgt, diese Erzeugung aber bis 2030 nicht ohne weitere energiepolitische Unterstützung gesteigert werden kann.

Tabelle 4.2

**Strombilanz 2006 bis 2030 in TWh**

	2006	2010	2020	2030
Nettoverbrauch	539,6	539,6	540,9	548,3
Verteilungsverluste	27,5	27,5	27,6	27,9
Pumpstromeinsatz (netto)	3,0	3,0	3,0	3,0
Aussenhandelssaldo	20,0	15,0	10,0	0,0
Erforderliche Erzeugung (netto)	590,1	585,1	581,5	579,2
davon:				
- regenerativ	72,1	93,6	174,4	202,6
- KWK konventionell *)	74,5	80,0	120,4	114,7
verbleibender Bedarf	443,5	411,5	286,7	261,9
Hierfür anzusetzender Kraftwerkseigenverbrauch	39,7	37,0	25,8	28,8
Stromerzeugung in konv. Anlagen im Inland	483,2	448,5	312,5	290,7

\*) zuzüglich KWK auf Basis Biomasse, 2020 25 TWh, 2030 30 TWh

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass auch bei einem noch leicht ansteigenden Netto - Verbrauch die Stromerzeugung in konventionellen Anlagen im Inland aufgrund des unterstellten Vordringens der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger sowie der KWK sukzessive von 483 TWh auf nur noch 291 TWh im Jahre 2030 zurückgeht. Dies ist die Basis für die Vorausschätzung des Beitrags, der von den einzelnen Energieträgern im Rahmen der Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken zukünftig erbracht werden muss.

Hierbei ist vorab zu berücksichtigen, dass nach der aktuellen Beschlusslage der Kernenergieausstieg nicht revidiert wird.

Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung auf Basis von Kernenergie sich im Prognosezeitraum von derzeit (2009) rd. 160 (2007 rd.140) auf rd. 28 TWh im Jahr 2020 reduzieren wird und bis 2030 vollständig ausläuft. Damit wären in fossil befeuerten Kondensationskraftwerken im Jahre 2010 321 TWh, 2020 284 TWh und im Jahre 2030 291 TWh zu erzeugen.

Vor diesem Hintergrund ist nunmehr zu analysieren, welche Konsequenzen sich hieraus für die Deckung dieses Bedarfes ergeben.

- Zunächst steht hierfür der derzeit existierende Kraftwerkspark zur Verfügung.
- Hinzu kommen Kraftwerke, die sich derzeit im Bau befinden und gegebenenfalls darüber hinaus im Betrachtungszeitraum zugebaut werden.
- Schließlich ist jedoch auch der Abgang an Kapazität zu berücksichtigen, der in Folge des Erreichens der Altersgrenze stillgelegt wird.

Mit Blick auf das Jahr 2020 (2030) steht zunächst der derzeit bestehende Kraftwerkspark zur Verfügung (siehe Tabelle 4.3). Hinzu kommt eine Leistung, die sich augenblicklich im Bau befindet und in den nächsten Jahren in Betrieb gehen wird, in Höhe von insgesamt knapp 16 GW. Von der Summe ist sodann in Abzug zu bringen entsprechend den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes gültigen energiepolitischen Vorgaben zum einen die laut Ausstiegsbeschluss abgehende Kernkraftwerksleistung in Höhe von rd. 17 GW (rd. 21 GW). Zum anderen ist abzuschätzen, welche Kapazität an fossil befeuerten Kraftwerken altersbedingt im Beobachtungszeitraum ausscheidet. Hierfür wird in einer ersten Annäherung das Alter sämtlicher vorhandener Kraftwerke (auch unter Berücksichtigung größerer Nachrüstungsmaß-

nahmen) bestimmt und unter der Annahme einer aus der Erfahrung abgeleiteten durchschnittlichen Nutzungsdauer (in Jahren) eine Absterbe-Ordnung festgelegt. Allein hieraus ergibt sich für das Jahr 2020 (2030) eine Kraftwerksleistung in Höhe von 74,6 GW (56,4 GW), die für die Deckung desjenigen zukünftigen Strombedarfs herangezogen werden kann, welcher auf die Kraft-Wärme-Kopplung sowie die sonstige Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger im Jahre 2020 entfällt. Hieraus ergibt sich für das Jahr 2020 unter der Annahme einer im Vergleich zu heute unveränderten Nutzungsdauer eine verbleibende Stromerzeugung von rd. 31 TWh (104 TWh), für die noch zusätzliche Erzeugung bereitgestellt werden muss. Wenn man aber des weiteren unterstellt, dass die hinter der energiepolitischen Vorgabe einer Verdoppelung der KWK - Erzeugung bis 2020 erforderliche Kraftwerksleistung in jedem Fall zugebaut wird, so geht die die vorgenannte Differenz bis 2020 auf Null zurück, für das Jahr 2030 ergibt sich noch eine Differenz von 70 TWh. Im Genehmigungsverfahren und in einem fortgeschrittenen Planungsprozess befinden sich zur Zeit knapp 18 GW, die bei einer energieträgerbezogenen durchschnittlichen Auslastung im Jahr 2020 (2030) eine Erzeugung von rd. 84 TWh zuließen. Um diese Erzeugung „unterzubringen“, müsste bis 2020 die durchschnittliche Lebensdauer der außer Betrieb gehenden Kraftwerke deutlich unter 40 Jahre sinken. Mit Blick auf das Jahr 2030 ergäbe sich diesbezüglich ein Saldo von Null.

Tabelle 4.3

<b>Entwicklung des konventionellen Kraftwerks parks nach Energieträgern (in GW)</b>			
	2007	2020	2030
<b>bestehende konv. Kraftwerke (einschl. altersbed. Abgang)</b>			
Braunkohle	22,5	17,0	16,0
Steinkohle	29,3	23,4	11,9
Kernenergie	21,3	4,2	0,0
Gas	21,3	13,3	12,5
Heizöl	5,4	0,7	0,0
<b>gesamt</b>	<b>99,8</b>	<b>58,7</b>	<b>40,4</b>
<b>Zugang aus 2009 im Bau befindl. konv. Kraftwerken</b>			
Braunkohle		2,8	2,8
Steinkohle		7,5	7,5
Kernenergie			
Gas		2,7	2,7
Heizöl			
<b>Gesamt</b>		<b>15,9</b>	<b>15,9</b>
<b>In Betrieb bef. konv. Kraftwerke gesamt</b>			
Braunkohle	22,5	19,8	18,8
Steinkohle	29,3	31,0	19,4
Kernenergie	21,3	4,2	0,0
Gas	21,3	15,9	15,2
Heizöl	5,4	0,7	0,0
<b>Gesamt</b>	<b>99,8</b>	<b>74,6</b>	<b>56,2</b>

Der Ersatz eines alten Kraftwerks erfolgt zweifellos nicht nach simplen Lebensdauer-Kriterien, sondern hängt von dem Zustand der Anlage, incl. gegebenenfalls erfolgter Nachrüstungsmaßnahmen einerseits, vor allen Dingen aber von den mit einem Ersatz verbundenen ökonomischen Implikationen ab, konkret der Relation der variablen Kosten der Altanlage und den Vollkosten der Neuanlage. Wirtschaftlich gerechtfertigt ist ein Ersatzzeitpunkt erst dann, wenn sich durch die Inbetriebnahme einer neuen Kraftwerksanlage die Kosten der Erzeugung senken lassen. Die Außerbetriebnahme einer alten Anlage erfolgt aber auch dann, wenn an der Börse für die Altanlage nur noch Erlöse erzielt werden können, die die variablen Kosten des Betriebs (d.h. korrekt die kurzfristigen Grenzkosten des Betriebs) nicht mehr decken.

Bei der Kalkulation der variablen Kosten sind selbstverständlich die Kosten der Klimavorsorge mit zu berücksichtigen. Dies führt zu dem Ergebnis, dass aufgrund des höheren Wirkungsgrades der Neuanlagen deren variable Kosten niedriger sind als die von Altanlagen. Altanlagen können aber nicht unbegrenzt weiter betrieben wer-

den, weil von einem bestimmten Zeitpunkt an auch mit gegebenenfalls sehr stark ansteigenden (sprungfixen) Kosten (etwa für den Ersatz ganzer Systemkomponenten) gerechnet werden muss, die in der Grenzkostenbetrachtung als vermeidbar anzusehen sind.

EVU, die derzeit vor Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke stehen, sehen sich erheblichen Ungewissheiten gegenüber.

- Diese gründen sich zum einen auf die Frage, ob es zu einer Revision des Ausstiegsbeschlusses aus der Kernenergie kommt oder nicht, und wenn, dann in welcher Form. Bei Weiterbetrieb würde bezogen auf das Jahr 2020 nicht einmal die Inbetriebnahme heute bereits im Bau befindlicher Anlagen erforderlich sein, um die Arbeitsbilanz auszugleichen (unter Berücksichtigung von Aspekten einer Deckung der erforderlichen elektrischen Leistung ist die Betrachtung differenzierter zu führen s.u.).
- Weitere Ungewissheit besteht hinsichtlich der Entwicklung der Energiepreisrelationen, und zwar über die gesamte Lebensdauer neu zu installierender Anlagen. Folgt der Kohlepreis – und wenn ja wie stark – dem Ölpreis, schöpft das Gas die volle Anlegbarkeit im Kraftwerksbereich (einschließlich der Kapitalkosten-, der Wirkungsgrad- sowie der Klimavorteile) aus,
- Wie entwickeln sich der Preis für CO<sub>2</sub> Zertifikate, bzw. die Kosten für die Vermeidung von CO<sub>2</sub> Emissionen durch CCS und welche Konsequenzen hat dies für die Positionierung auf der merit-order?
- Auch die Sorge um die Sicherheit der Versorgung mit einzelnen Einsatzbrennstoffen, hier vor allem Erdgas sowie auch die offenbar Großanlagen in zunehmendem Maße gegenüber artikulierten Akzeptanzprobleme sind hier anzuführen.
- Und schließlich, wie entwickelt sich der Bedarf an elektrischer Arbeit und Leistung über die Beobachtungsperiode?

Vor diesem Hintergrund ist es wenig erstaunlich, wenn in jüngerer Zeit nicht nur angesichts wachsender Widerstände gegen neue Kraftwerke, aber auch als Ergebnis reduzierter Bedarfsannahmen eine offenbar steigende Zahl bereits im Genehmigungsverfahren, oder zumindest ernsthaft geplanter Kraftwerksprojekte entweder ganz aufgegeben, oder erst einmal zeitlich geschoben wurden. Hieraus kann auch

geschlossen werden, dass im Zweifel die vorhandenen Anlagen möglichst lange am Netz bleiben und möglicherweise sogar ertüchtigt werden sollen.

Die Herausbildung einer tendenziellen Überschusssituation wäre erst recht dann zu erwarten, wenn der Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie nach der nächsten Bundestagswahl revidiert würde, weil dann weitere bis zu 17 bzw. 21 GW an Grundlastleistung bis 2020 (2030) zur Verfügung stünden, die allein rd. 25% der benötigten Erzeugung zu erbringen vermöchten.

## **4.2 Ausblick auf die elektrische Leistungsbilanz**

Ein völlig anderes Bild ergibt sich, wenn nicht die Deckung der elektrischen Arbeit sondern die der zu erwartenden elektrischen Leistung in den Blick genommen wird. Ausgangspunkt dieser Betrachtung ist die Entwicklung der im Beobachtungszeitraum zu erwartenden Höchstlast. Es wird davon ausgegangen, dass die zeitgleiche Höchstlast von rd 79 GW auf rd 75 GW zurückgeht. Hintergrund für diese Annahme sind die bereits angelaufenen Bemühungen um eine Kappung von Lastspitzen mit Hilfe verschiedener Maßnahmen (z.B. Einführung von Geräten beim Endkunden, die den Lastverlauf exakt messen, dem Kunden kommunizieren und es ermöglichen, extern den Betrieb von Endkundengeräten anzusteuern; hinzu kommen Verhaltensänderungen des Kunden, die durch die Einführung zeitvariabler Tarife, aber auch Rückkehr zu Leistungspreis Elementen in der Abrechnung noch verstärkt werden).

Für die Deckung dieser Höchstlast ist nicht nur eine Kraftwerksleistung in dieser Höhe vorzuhalten, die auch tatsächlich zum Zeitpunkt der Höchstlast als einsatzbereit gelten kann, sondern auch eine Reserve für unvorhergesehene Ereignisse (Kraftwerksausfälle, Lastrauschen, Prognosefehler) sowie Systemdienstleistungen (insbes. Frequenzhaltung), die auf 8 bis 10 GW veranschlagt wird. Die Summe aus diesen beiden Kategorien ist die benötigte sichere Leistung.

Für die Deckung dieses Leistungsbedarfes steht zunächst gesicherte Leistung aus Speicherkraftwerken/Speichern zu Verfügung, von in einem ersten Schritt angenommen werden soll, dass sie im Prognosezeitraum leicht auf 6,8 GW ansteigt. Hinzu kommt die zum Zeitpunkt der Höchstlast als gesichert anzusehende Leistung aus

Kraftwerken auf Basis regenerativer Energieträger. Hierzu wurde die jeweilige elektrische Leistung aus der unterstellten Erzeugung und den Nutzungsdauern abgeleitet und hierauf - den jeweiligen Charakteristika dieser Energieträger entsprechend - unterschiedlich hohe Kapazitätsfaktoren angewendet (siehe Tabelle 4.4).

Hinzu kommt die zum Zeitpunkt der Höchstlast als verfügbar anzusehende Leistung in konventionellen KWK - Anlagen, die wiederum aus der erwarteten Erzeugung und einem charakteristischen Benutzungsprofil ermittelt wurde und die im Betrachtungszeitraum bis 2020 von 13,2 GW auf 19 GW ansteigt, dann aber aufgrund von Anlagenabgang wieder leicht auf 18,3 GW zurückgeht. Wenn annahmegemäß zunächst am Kernenergieausstieg festgehalten wird, so bedeutet dies, dass entweder andere grundlastfähige Leistung zugebaut wird, oder Leistung aus dem bestehenden Kraftwerkspark in den Grundlastbereich hineinwandert. Hierfür sind die kurzfristigen Grenzkosten (einschl. der CO<sub>2</sub> Kosten) maßgebend, die eine entsprechende Verschiebung der einzelnen Kraftwerke auf der merit-order bestimmen und die mit Hilfe eines Kraftwerks-Modells ermittelt wurden. Im zuletzt genannten Fall sind dann allerdings die nunmehr im Grundlastbereich eingesetzten Kraftwerke entweder durch neu zuzubauende Mittel- /Spitzenlastanlagen und/oder durch eine spätere Stilllegung alter Anlagen zu ersetzen.

Tabelle 4.4

**Ableitung der Verfügbaren Leistung im Prognosezeitraum  
aus Kraftwerken auf Basis regenerativer ET**

Erzeugung	in TWh			Volllaststunden		
	2007	2020	2030	2007	2020	2030
Wasserkraft	20,7	22	23	4600	4600	4600
Wind	39,5	104	118	1500	2050	2600
Photovoltaik	3,5	10	14	725	862,5	1000
Biomasse	19,5	35	39	5200	5325	5450
Müll	4,3	6	7	5200	5325	5450
Geothermie	0	1	2	7000	7000	7000
<b>Gesamt</b>	<b>87,5</b>	<b>177,4</b>	<b>202,5</b>			

Leistung	in GW			Kapazitätsfaktor		
	2007	2020	2030	2007	2020	2030
Wasserkraft	4,5	4,8	5,0	40%	40%	40%
Wind	26,3	50,7	45,4	5%	7,5%	10%
Photovoltaik	4,8	11,6	14,0	1%	1%	1%
Biomasse	3,8	6,6	7,2	88%	88%	88%
Müll	0,8	1,0	1,2	88%	88%	88%
Geothermie	0,0	0,1	0,3	90%	90%	90%
<b>Gesamt</b>	<b>40,2</b>	<b>74,8</b>	<b>73,0</b>			

Verfügbare Leistung in GW			
Wasserkraft	1,8	1,9	2,0
Wind	1,3	3,8	4,5
Photovoltaik	0,0	0,1	0,1
Biomasse	3,3	5,8	6,3
Müll	0,7	0,9	1,0
Geothermie	0,0	0,1	0,3
<b>Gesamt</b>	<b>7,2</b>	<b>12,7</b>	<b>14,3</b>

Gemäß den getroffenen Annahmen über die Brennstoffpreisrelationen, Wirkungsgrade und CO<sub>2</sub> Preise wird dies dazu führen, dass Steinkohlenkraftwerke in verstärktem Maße zur Deckung der Grundlast herangezogen werden, während Erdgaskraftwerke eher im Mittel- und Spitzenlastbereich angesiedelt bleiben.

Den insgesamt größten Beitrag zur Deckung des gesamten vorbezeichneten Leistungsbedarfs erbringen die bestehenden (einschl. der im Bau befindlichen) konventionellen Kondensationskraftwerke. Ihr Beitrag geht jedoch von 71 GW altersbedingt auf nur noch 26,4 GW zurück.

Insgesamt ergibt sich eine verfügbare Leistung im Jahre 2020 von knapp 80 GW und im Jahre 2030 von reichlich 65 GW. Bezogen auf die zu diesen Zeitpunkten benötig-

te Leistung zeigt sich demnach für diese beiden Zeitpunkte noch eine zusätzlich benötigte Leistung von 7,2, bzw. 18,7 GW. Bezieht man darüber hinaus die derzeit im fortgeschrittenen Genehmigungsverfahren und Planungsstadium befindlichen Kraftwerke mit in die Überlegung ein, so ergibt sich für das Jahr 2020 selbst bei Festhalten am Ausstiegsbeschluss sogar ein beträchtlicher Leistungsüberschuss von über 9 GW und für das Jahr 2030 lediglich ein zusätzlicher Deckungsbedarf von rd. 2,4 GW.

Tabelle 4.5

<b>Ermittlung des Zubaubedarfs bis zum Jahre 2030</b>				
<b>in GW</b>				
	2007	2020	2030	
Höchstlast	78,8	76,6	74,9	
Reserve 1)	8,0	10,0	9,6	
benötigte Leistung	86,8	86,5	84,5	
Gesicherte Leistung:				
- Speicher	5,9	6,3	6,8	
- REGS	5,9	12,5	14,3	
- konv. KWK	13,4	19,0	18,3	
- bestehende u. im Bau bef. Kond. Kraftwerke	71,0	41,5	26,4	
- Gesamt	96,2	79,3	65,7	
Deckungslücke 1	-9,4	7,2	18,7	
Kond. KW in Planung		16,3	16,3	
Deckungslücke 2	-9,4	-9,1	2,4	

1) Gesamtreserve aus Sekundär- und Minutenreserve

Geht man weiterhin von der Erfahrungsregel aus, dass 50% der Leistung auf Grundlast-, 35% auf Mittellast, und 15% auf Spitzenlastanlagen entfallen sollten und berücksichtigt gleichzeitig, dass von ihrer Kostenstruktur her gesehen für die Deckung des Grundlastbedarfes Wasserkraft, Kernenergie, Kohle-, Biomasse- und Geothermie-Kraftwerke, für die Deckung des Mittel- und Spitzenlastbedarfs dagegen vornehmlich Gas-/Ölkraftwerke, weniger dagegen Steinkohlekraftwerke in Frage kommen, so weist die bislang aufgezeigte Bilanz ein ausgesprochenes Ungleichgewicht auf. Einschließlich der geplanten Kraftwerke ist 2020 ein Übergewicht an Grundlastkapazität in Höhe von knapp 7 GW, aber ein Defizit an Mittel- und Spitzenlastkapazi-

tät in Höhe von rd. 2,5 GW zu verzeichnen. Bis 2030 muss nur etwa 1,4 GW Grundlastkapazität zugebaut werden, aber rd. 7 GW Mittel- und Spitzenlastkapazität, das heißt im wesentlichen Gaskraftwerke. Diese Ungleichgewichte würden sich im Grundlastbereich bei einer Revision des Ausstiegsbeschlusses noch entschieden verstärken und könnten nur über eine beschleunigte Stilllegung alter Kohlekraftwerke bzw. eine spätere Inbetriebnahme von derzeit geplanten Kraftwerkszubauten aufgefangen werden. Hinzu kommt, dass Kohlekraftwerke, die bei einem Ausstieg aus der Kernenergie in den Grundlastbereich wandern, bei einer Revision des Ausstiegsbeschlusses weiterhin auf ihrem von der merit-order definierten Platz im Mittellastbereich verblieben.

Daher stellt sich die Frage, ob nicht doch in wesentlich stärkerem Maße auf den Zubau von typischen Grundlastkraftwerken zugunsten des Baus typischer –flexibler - Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, vor allem auf Gasbasis, verzichtet werden müsste, auch wenn dies von der merit-order her gesehen nicht zwingend geboten erscheint. Hinzu kommt, dass der Zubau von Gaskraftwerken die wesentlich geringere Kapitalbindung nach sich zieht, Gaskraftwerke unter CO<sub>2</sub> Emissionsgesichtspunkten deutlich günstigere Bedingungen aufweisen und diese Anlagen auch eine wesentlich geringere Größendegression der Investitionskosten aufweisen. Potenzielle Investoren werden dennoch zögern, ein solches Engagement einzugehen, solange nicht langfristig Gasbezugsverträge abgeschlossen werden können, die eine auskömmliche Marge des Betriebs erwarten lassen und mit hinreichender Gewissheit Probleme hinsichtlich der Sicherheit der Gasversorgung ausgeschlossen werden. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass aufgrund der in hohem Maße erwarteten Effizienzsteigerungen (Wärmedämmung, verbesserte Heizsysteme) beträchtliche Gasmenngen auf dem Wärmemarkt freigesetzt werden, die für den Einsatz im Stromerzeugungsbereich in Frage kämen.

In jedem Falle wird durch die Integration der regenerativen Stromerzeugung auf Basis von Windenergie und Photovoltaik die Nutzungsdauer des konventionellen Kraftwerksparks reduziert. Hierdurch entstehen neben den höheren Kosten infolge von An- und Abfahrverlusten sowie die Verschlechterung des Wirkungsgrades zusätzliche Belastungen aufgrund der geringeren Auslastung dieser Anlagen.

Über diese Überlegungen hinaus kommt jedoch einem weiteren Aspekt zunehmende Bedeutung zu, nämlich der Notwendigkeit, das gesamte Stromversorgungssystem auf die wesentlich höheren Flexibilitätsanforderungen vorzubereiten, die von dem massiven Ausbau volatiler Stromerzeugung ausgehen. Nicht zuletzt aus diesem Grunde muss die Bereitstellung hoher Flexibilität, d.h. der Fähigkeit von Kraftwerken, auch schnellen Änderungen des Dargebots an entsprechender volatiler Leistung Rechnung tragen zu können, in allen Ausbaustrategien neben der Erschließung weiterer Speichermöglichkeiten höchste Priorität einnehmen. Bereits heute können die - wenn auch nur für jeweils wenige Stunden an der Börse zustande gekommenen außerordentlich hohen negativen Strompreise nur durch eine mangelnde Aufnahmefähigkeit des Netzes und die geringe Flexibilität des Kraftwerksparks erklärt werden. In Zukunft ist jedoch eine noch wesentlich höhere Flexibilität des Kraftwerksparks gefordert, weil der energiepolitisch vorgegebene Ausbau der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger zu einem erheblichen Teil Kraftwerke auf Basis von Wind- und Solarenergie (PV) betrifft, die aufkommensbedingt eine hohe Volatilität aufweisen und wie die gesamte Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger bevorzugt im Netz unterzubringen sind. Dies bedeutet konkret angesichts der hierfür im einzelnen zu unterstellenden Benutzungsdauern und Verfügbarkeiten (vergl. Tabelle 4.4) eine im Jahre 2030 (2020) vorhandene volatile Kraftwerksleistung von rd. 55 GW (rd. 58 GW), nämlich knapp 60 GW (gut 62 GW) installiert abzüglich der als verfügbar angesehenen Leistung von 4,6 GW (bzw. 3,9 GW). Da diese Leistung aufgrund des Charakters dieser Energieträger kurzfristig ausfallen oder auch ins Netz drängen kann, muss hierfür im Interesse einer jederzeitigen Deckung des Bedarfs eine Kompensationsmöglichkeit geschaffen werden. Hierfür kommen eine Reihe von Strategien infrage: Die Speicherung, der Außenhandel, Last Management mit unterbrechbaren Lieferungen/und oder extern gesteuerten Einspeisungen (wie sie heute u.a. unter dem Begriff des Smart Grid diskutiert werden). Die Möglichkeiten zum Bau traditioneller Speicherkraftwerke (i.W. Pumpspeicher, aber auch Druckluftspeicher) dürften angesichts der in Deutschland vorliegenden Restriktionen begrenzt sein, neue Speichertechnologien (beispielsweise im Zusammenhang mit der Entwicklung der Elektromobilität) werden allenfalls erst in den nächsten Jahrzehnten zunehmende Bedeutung erlangen. Die mit smart Grids sowie unterbrechbaren Lieferungen verbundenen Möglichkeiten dürften sich ebenfalls erst im Zeitablauf aufbauen. Auf absehbare Zeit wird daher voraussichtlich der größte Teil der oben ange-

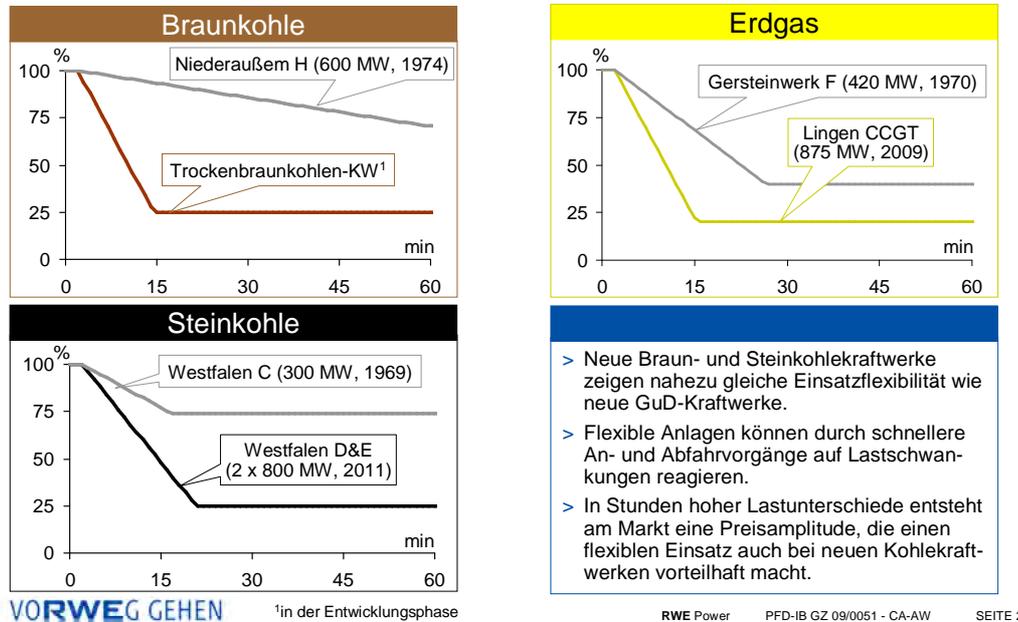
sprochenen Kompensationsaufgabe durch Kraftwerke geleistet werden müssen, die über eine entsprechende Flexibilität verfügen und damit dem ggfls. stark schwankenden Angebot aus volatiler Erzeugung zu folgen vermögen.

Es darf unterstellt werden, dass die im Jahre 2030 insgesamt in Betrieb befindliche Leistung auf Erdgasbasis in Höhe von rd 13 GW eine hohe Flexibilität aufweist. Dies gilt jedoch keineswegs automatisch auch für den übrigen konventionellen Kraftwerkspark, sondern nur für Neubauten, die von vorneherein entsprechend konstruktiv ausgelegt werden, wie dies für eine Reihe neu gebauter Kohlekraftwerke kürzlich von einem großen deutschen Stromerzeuger bestätigt wurde (vgl. folgende Abb.). Auch unter Berücksichtigung der übrigen – oben aufgeführten - Faktoren dürfte die ausgewiesene Gaskraftwerkskapazität auch nicht annähernd in der Lage sein, eine Minder-/bzw. Mehreinspeisung von rd 55 GW (58 GW) aufzufangen, hierzu muss auch der übrige Kraftwerkspark mit der notwendigen Flexibilität ausgestattet werden. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die als volatil anzusehende Leistung zu bestimmten Zeiten sogar die insgesamt zu diesen Zeitpunkten vorhandene konventionelle Kraftwerksleistung übertrifft. Dies gilt erst recht für die in ausgesprochenen Schwachlastzeiten zum Einsatz kommende Kraftwerksleistung.

Das in diesem Zusammenhang angesprochene Problem ergibt sich daraus, dass auch zum Zeitpunkt der Höchstlast nicht ausgeschlossen werden kann, dass gegen Ende der Betrachtungsperiode einerseits über 50.000 MW an volatiler Kraftwerksleistung auf Basis regenerativer Energieträger am Netz sind, aber plötzlich ausfallen können, andererseits diese ggfls. anfallende volatile Leistung im Netz untergebracht werden muss, obwohl zu diesem Zeitpunkt konventionelle Kraftwerke bereits den Bedarf decken.

Abbildung 14:

## Lastrampen älterer und neuer Anlagen im Vergleich (gilt für An- und Abfahrvorgänge)



- > Neue Braun- und Steinkohlekraftwerke zeigen nahezu gleiche Einsatzflexibilität wie neue GuD-Kraftwerke.
- > Flexible Anlagen können durch schnellere An- und Abfahrvorgänge auf Lastschwankungen reagieren.
- > In Stunden hoher Lastunterschiede entsteht am Markt eine Preisamplitude, die einen flexiblen Einsatz auch bei neuen Kohlekraftwerken vorteilhaft macht.

Möglicherweise relativiert sich das hiermit aufgezeigte Problem allerdings unter Berücksichtigung folgender Aspekte:

- Die immer besseren Wetterprognosen erlauben es, sich frühzeitig auf Extremwetterlagen einzustellen; sie lösen das mit der volatilen Stromerzeugung aufgeworfene Problem aber nicht grundsätzlich.
- Wesentlich bedeutsamer ist dagegen, dass nur mit geringer Wahrscheinlichkeit Extremwetterlagen im gesamten Beobachtungsraum gleichzeitig auftreten. Dennoch sind auch solche flächendeckenden Wetterlagen – wie Erfahrungen Belegen – nicht auszuschließen.
- Der geplante Ausbau des grenzüberschreitenden Netzes ermöglicht in Zukunft tendenziell steigende Ex- bzw. Importe zum Ausgleich von Überschüssen/Defiziten. Dieser Ausbau kommt allerdings im Augenblick nur außerordentlich zögernd voran.

- Der Markt dürfte in Zukunft zunehmende Möglichkeiten erschließen, temporär überschüssige, bzw. fehlende Leistung aus volatiler Erzeugung auszugleichen (Smart Grids, unterbrechbare Lieferungen mit Großabnehmern, Vereinbarungen zur Abschaltung volatiler Erzeugungsanlagen).

Setzt man zur Berücksichtigung dieser Aspekte etwa ein Drittel der volatilen Leistung an, so würde dies bedeuten, dass im Jahre 2030 über 30.000 bis 40.000 MW konventioneller Kraftwerksleistung verfügbar sein müssten, die eine ausreichend hohe Flexibilität aufweisen, um die Mehr- bzw. Mindereinspeisung volatiler Kraftwerke auf Basis regenerativer Energieträger ausgleichen zu können.

Selbst wenn sämtliche neuen konventionellen Kraftwerke jedoch mit dieser Flexibilität ausgestattet würden, was keineswegs als sicher gelten kann, so ergäbe sich für das Jahr 2030 (abzüglich der - weil wärmegeführt gefahren – nicht für eine flexible Fahrweise in Frage kommenden KWK Anlagen), eine als flexibel anzusehende Kapazität, die allenfalls nur etwa halb so hoch wäre wie der Gesamtbedarf an flexibler Kraftwerksleistung, insbesondere zu Schwachlastzeiten. Hinzu kommt, dass diese Flexibilität in Kohlekraftwerken nur unter Inkaufnahme höherer Kosten erzielt werden kann. Insgesamt kommt damit auf die Branche noch die Notwendigkeit zu, bereits in den nächsten Jahren weit reichende Entscheidungen zu treffen über die optimale Auslegung und den Einsatz des Kraftwerksparks sowie des Netzes, aber auch die Bewältigung der Probleme, die die in steigendem Maße zu erwartende volatile Stromerzeugung aufwerfen wird. Hierzu zählen sicherlich einerseits Möglichkeiten, auch den Betrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger Optimierungsüberlegungen zu unterwerfen, aber auch wieder in verstärktem Maße eine kostenorientierte Preisbildung mit einer Betonung von Leistungspreiselementen ins Auge zu fassen.

Vor dem Hintergrund all dieser Überlegungen – aber auch angesichts der Akzeptanzprobleme, mit denen sich auch der Neubau fossil befeuerter Kraftwerke in offenbar zunehmendem Maße konfrontiert sieht - kann daher nachvollzogen werden, warum im Hinblick auf den Zubau neuer Kraftwerksleistung ein zunehmender Investitions - Attentismus feststellbar ist und bereits eine ganze Reihe fest geplanter oder sogar bereits im Genehmigungsprozess befindliche Kraftwerksprojekte zeitlich verschoben oder sogar storniert wurden.

## 5. Sentivities

Eingedenk der großen Unsicherheiten, die für die meisten der in die Vorausschätzung der Stromverbrauchsentwicklung und ihrer Deckung einfließenden Parameter zu konstatieren sind, wäre es zweifellos interessant, im Rahmen von Szenario-Analysen ein ganzes Spektrum denkbarer Entwicklungen aufzuzeigen. Dies war vereinbarungsgemäß im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht möglich. Um dennoch die Größenordnung der aus einer Variation wichtiger Parameter resultierenden Implikationen erfassen und diskutieren zu können, sollen stattdessen für eine begrenzte Anzahl von Fällen Sensitivitätsüberlegungen treten. Hiermit soll versucht werden, die Konsequenzen einer Variation wichtiger Parameter und damit die Robustheit der vorliegenden Ergebnisse zu testen.

Als Varianten wurden herangezogen:

- Variante A: Höhere Bevölkerung

Mit dieser Variantenrechnung soll der Überlegung Rechnung getragen werden, dass mit der im Basisfall unterstellten rückläufigen Bevölkerung das Ergebnis wesentlich ausgeprägter Wanderungsbewegungen nicht richtig erfasst wurde. Wie historisch belegt, könnte sich eine solche Entwicklung aus der Tatsache ergeben, dass in einem sich stärker zusammenschließenden Europa gerade aus Randeuropa zunehmend Arbeitskräfte auf den deutschen Markt drängen, was statt zu einer rückläufigen zu einer insgesamt stabilen Bevölkerung bis zum Jahr 2030 führen könnte.

- Variante B: Ausstieg aus dem Ausstieg

Insbesondere auf Basis der sowohl von der Union als auch der FDP im Vorfeld erfolgten Festlegung ist unter der Annahme eines entsprechenden Wahlausgangs vorstellbar, dass der bestehende Ausstiegsbeschluss rückgängig gemacht wird. Damit ist dennoch noch nicht eindeutig, wie diese Forderung nach einer Revision des Ausstiegsbeschlusses konkret interpretiert werden sollte. Am plausibelsten erscheint eine Verlängerung der Laufzeit nicht ad infinitum sondern von derzeit im Durchschnitt 32 auf insgesamt 50-60 Jahre. Dabei ist durchaus offen, ob eine solche Laufzeitverlängerung unbesehen für

sämtliche Anlagen ausgesprochen würde, oder ob diese nicht vielmehr mit einerseits hohen sicherheitstechnischen – die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke in jedem Falle negativ tangierenden - Auflagen (Pflicht zur Nachrüstung gemäß Stand der Technik) und/oder andererseits mit hohen kernenergie-spezifischen finanziellen Belastungen verknüpft würden. Dennoch soll der Einfachheit halber unterstellt werden, dass pauschal die Laufzeit aller Anlagen auf 50 Jahre erhöht wird. Dies bedeutet gleichzeitig, dass der Altersstruktur entsprechend auch im Beobachtungszeitraum bereits erste Kernkraftwerke ausscheiden werden. Eine Auswirkung auf den Großhandelspreis für Strom kann hierbei nicht unterstellt werden, da dessen Niveau vom (Kohle-/ Erdgas) Grenzkraftwerk bestimmt wird.

- Variante C: Abwanderung der stromintensiven Industrie  
Im Basisfall war davon ausgegangen worden, dass die stromintensive Industrie im Wachstum nur leicht hinter dem der Industrie insgesamt zurückbleibt. Dies ist nicht zuletzt Ausfluss der Annahme, dass die derzeit bestehenden Vergünstigungen hinsichtlich der Belastungen aus dem EEG, der Ökosteuer, der Stromtransportkosten, der Einpreisung von CO<sub>2</sub>-Kosten oder der Verpflichtung zur Teilnahme an der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wegen der ansonsten zu befürchtenden Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit fortbestehen. Ob sich dies angesichts der hiermit verbundenen Diskriminierung der übrigen Verbraucher, aber auch unter EU-Behilfegesichtspunkten langfristig durchhalten lässt, ist durchaus offen. Hinzu kommt, dass nicht nur Schwellenländer sich gerade in diesen Bereichen Wachstumschancen versprechen und dass Rohstoff- sowie Energielieferanten zunehmend Interesse an einer Verlängerung der Wertschöpfungskette äußern, auf eine aufkommensnahe Verwertung von Energie (Nahostgas, Steinkohle, Wasserkraftstrom) drängen und hierfür auch die erforderlichen Anreize setzen. Andererseits handelt es sich bei der stromintensiven Industrie z.T. um integrierte Prozesse, aus denen einzelne Produktionslinien nicht ohne weiteres herausgelöst werden können. Hinzu kommt, dass sich zunehmend ein europaweiter Elektrizitätsmarkt mit einer Angleichung der relevanten Preise etablieren wird und nicht zuletzt auch sonstige Faktoren für Standortentscheidungen nicht unterschätzt werden sollten. Dennoch ist die These einer tendenziel-

len Abwanderung stromintensiver Industrien (z.B. im Sinne eines Verzichts auf Reinvestitionen) durchaus nicht von vorneherein auszuschließen. Von einer solchen Entwicklung wären nicht nur Großunternehmen aus dem Bereich der NE-Metallindustrie, der Chemie oder der Metallurgie betroffen, die in besonderem Maße die öffentliche Diskussion beherrschen, sondern auch eine Vielzahl kleiner und mittlerer Unternehmen, für die ebenfalls das Kriterium eines besonders hohen Anteils der Stromkosten an der Wertschöpfung zutrifft. Einer solchen Entwicklung soll durch ein hierauf zugeschnittenes spezielles Szenario Rechnung getragen werden.

- Variante D: Höheres Wirtschaftswachstum

Auf der anderen Seite ist auch eine Entwicklung nicht auszuschließen, die gegenüber dem Basisfall einen höheren Anstieg der Industrieproduktion im Rahmen eines stärkeren Wirtschaftswachstums insgesamt aufweist. Eine solche Entwicklung ist vom Potential her gesehen auch nach Auffassung der meisten großen Wirtschaftsforschungsinstitute möglich. Hinzu kommt, dass ein hohes Wirtschaftswachstum unabdingbare Voraussetzung für die Reduzierung der Arbeitslosigkeit sowie für die Finanzierung der sozialen Sicherungssysteme ist und eine diesbezügliche Zielsetzung daher - zwar alles andere als automatisch realisierbar anzusehen ist – aber zumindest auf der politischen Agenda sämtlicher Parteien ganz oben rangieren dürfte. Eine solche Entwicklung, die natürlich auch eine erfolgreiche Überwindung der derzeitigen Krise und die erfolgreiche Abwehr wieder erstarkender protektionistischer Strömungen auf dem Weltmarkt voraussetzen würde, soll mit der Annahme eines Wirtschaftswachstums von 1,5%-2%/a über den gesamten Beobachtungszeitraum sowie einem Anstieg der Wertschöpfung um 1,5%/a Rechnung getragen werden.

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsrechnungen finden sich in folgender Tabelle 5.1: Es zeigt sich, dass Konsequenzen dieser Sensitivitätsanalyse im Wesentlichen im Hinblick auf

1. die Stromverbrauchsentwicklung und
2. Probleme einer Deckung dieses Bedarfs

zu erwarten sind.

Zu 1)

- In der Variante A) (Stabile Bevölkerung) ergibt sich ein Stromverbrauch von 133,7 statt 129,2 TWh. Auch in diesem Falle geht der Stromverbrauch im Sektor Haushalte zurück, allerdings nicht so stark wie im Basisfall. Insgesamt steigt der Stromverbrauch leicht auf 584 TWh an, bleibt aber trotzdem hinter dem derzeitigen Stromverbrauch zurück.
- Im Falle einer Revision des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie (Variante B) sind keine unmittelbaren Auswirkungen auf den Stromverbrauch zu erwarten (indirekt könnte allerdings hiervon ein stabilisierender Einfluss auf den Stromverbrauch der Industrie ausgehen, weil gegebenenfalls Freiräume zu einer alternativen Subventionierung der Regenerativen sowie der KWK, aber auch zu einer entsprechend attraktiven Preisgestaltung für industrielle Großverbraucher entstünden).
- In der Variante C (Abwanderung der stromintensiven Industrie) sinkt der industrielle Stromverbrauch auf 196,1 (statt 248,2) TWh (minus 21%), der Stromverbrauch insgesamt reduziert sich auf 496,3 (statt 579,2) TWh und sinkt damit um 16% gegenüber dem derzeitigen Niveau.
- In der Variante D ergibt sich ein industrieller Stromverbrauch von 251,5 (statt 248,2) TWh, ein Stromverbrauch des Sektors GHD von 140,4 (statt 136,5) TWh. Der Stromverbrauch insgesamt beläuft sich in diesem Fall auf 586,8 (statt 579,2) TWh. Er liegt damit zwar leicht höher als im Basisfall, aber immer noch leicht unter dem derzeitigen Niveau. Dieses zunächst überraschende Ergebnis ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass bei einem höheren Wirtschaftswachstum automatisch ein schnellerer Umschlag des Kapitalstocks und damit eine beschleunigte Umsetzung des energietechnischen Fortschritts angesetzt werden kann.

Zu 2)

Effekte hinsichtlich einer Deckung des Strombedarfs:

- Zunächst einmal geht von einem – bezogen auf den Basisfall - höheren Stromverbrauch (Variante A und D) ein absolut höherer Beitrag der Regenerativen sowie der KWK aus (320 bzw. 321 TWh (statt 317 TWh im Basisfall)),

während in Variante C (272 TWh) der absolute Beitrag dieser Kraftwerkstypen weniger hoch ausfällt.

- Hinsichtlich der im Basisfall für das Jahr 2030 ausgewiesenen Deckungslücke von 2,4 GW ergibt sich in Variante A ein leichter Anstieg auf 3,1 GW, ebenso wie in Variante D auf 3,6 GW. Dies entspräche in etwa einem zusätzlichen Kraftwerksblock. In Variante B ergibt sich jedoch ein Überschuss von 9,1 GW und in Variante C ein Überschuss von 8,2 GW.

Dies ist das rein rechnerische Ergebnis der Variantenrechnungen. In der Realität dürfte dies (bei Variante B und C) dazu führen, dass zwar die im Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke benötigt werden, bei weitem jedoch nicht alle geplanten. Darüber hinaus heißt dies, dass noch weniger Grundlastkapazität zugebaut werden muss, als bereits für den Basisfall festgestellt wurde.

Tabelle 5.1

## Auswirkungen von Veränderungen der Basisannahmen auf das Ergebnis

Ifd. Nr.		Einheit	Ist Zustand	Basisfall	Basisfall	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D
			2006	2020	2030	Bevölker. konstant 2030	Kernenergie Verl.d.Laufz. 2030	Abwanderg. stromint. Ind. 2030	höh. Wirtsch.- wachst. 2030
1	Nachfrage	TWh							
	Industrie		245,1	246,9	248,2	248,2	wie Basisfall	196,1	251,5
	Private Haushalte		141,5	135,3	129,2	133,7		129,2	129,2
	GHD		136,7	138,4	136,5	136,5		136,5	140,4
	Verkehr		16,3	20,3	34,4	34,4		34,4	34,4
	Netzverl. u. Pumpstrom		30,5	30,5	30,9	31,2	30,9	30,6	31,3
	Aussenhandelsaldo		20,0	10,0	0,0	0,0	10,0	10,0	0,0
	Summe 1:	TWh	590,1	581,4	579,2	584,0	589,2	496,3	586,8
2	Erzeugung durch:								
	- Regs	TWh	72,1	93,6	202,6	204,4	202,6	173,7	205,4
	- KWK		74,5	80,0	114,7	115,7	114,7	98,3	116,2
	- Kond KW (incl. KW Eigenv.)		483,4	407,8	261,9	263,9	271,9	224,3	265,2
	Summe 2:	TWh	630,0	581,4	579,2	584,0	589,2	496,3	586,8
3	ben. KW Leistung	GW	86,8	86,5	84,5	85,2	86,0	73,9	85,6
4	Verfügb. Kraftw. Leistung	GW	96,2	79,3	65,7	65,7	78,7	65,7	65,7
	davon Regs, KWK u. Speicher		25,1	37,9	39,3		39,3		39,8
	- Kond KW (Bestand u. i. Bau)		71,0	41,5	26,4		39,4		25,9
	- dav KE		19,8	4,0	0,0		13,0		0,0
5	Lücke 1	GW	-9,4	7,2	18,7	19,4	7,2	8,1	19,9
6	Kond- KW in Planung	GW		16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
7	Lücke 2	GW	-9,4	-9,1	2,4	3,1	-9,1	-8,2	3,6