

# Klimaschutz und Versorgungssicherheit

Entwicklung einer nachhaltigen  
Stromversorgung



# **Klimaschutz und Versorgungssicherheit**

## **Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung**

von

Thomas Klaus, Charlotte Loreck, Klaus Mischen

Mit Unterstützung von:

Rolf Beckers, Alexander Boehringer, Sebastian Briem,  
Andreas Burger, Thomas Charissé, Marion Dreher,  
Christoph Erdmenger, Benno Hain, Christian Herforth,  
Helmut Kaschenz, Guido Knoche, Kai Kuhnhenh,  
Jürgen Landgrebe, Harry Lehmann, Kai Lipsius,  
Benjamin Lünenbürger, Werner Niederle, Diana Nissler,  
Andreas Ostermeier, Theresa Pfeifer, Axel Riedel,  
Sylvia Schwermer, Rainer Sternkopf, Carla Vollmer,  
Ulrike Wachsmann

Umweltbundesamt

Dessau-Roßlau, September 2009

**UMWELTBUNDESAMT**

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter  
<http://www.umweltbundesamt.de>  
verfügbar.

ISSN 1862-4359

Herausgeber: Umweltbundesamt  
Postfach 14 06  
06813 Dessau-Roßlau  
Tel.: 0340/2103-0  
Telefax: 0340/2103 2285  
Email: [info@umweltbundesamt.de](mailto:info@umweltbundesamt.de)  
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2 Thomas Klaus

Dessau-Roßlau, September 2009

# Inhalt

<b>Kurzfassung</b>	<b>3</b>
<b>1 Einleitung – Nachhaltige Energieversorgung</b>	<b>10</b>
<b>2 Klimaschutz</b>	<b>12</b>
2.1 Ziele des Klimaschutzes	12
2.2 Klimaschutzpotentiale in der Stromversorgung	13
2.2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien	14
2.2.2 Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite	15
2.2.3 Erhöhung der Energieeffizienz auf der Angebotsseite	16
2.2.4 Carbon Capture and Storage (CCS)	18
2.2.5 Risikotechnologie Atomenergie	20
2.3 Der Emissionshandel – ein wichtiges Klimaschutzinstrument	22
<b>3 Versorgungssicherheit</b>	<b>24</b>
3.1 Verfügbarkeit der Energieträger	24
3.2 Sicherer Netzbetrieb	26
3.3 Stromausfälle	29
3.4 Deckung der Stromnachfrage	30
<b>4 Kraftwerkspark und Versorgungssicherheit bis 2020</b>	<b>33</b>
4.1 Aspekte zur Beurteilung der Versorgungssicherheit	33
4.1.1 Abbildung wettbewerblicher Strommärkte	33
4.1.2 Liberalisierung des Strommarktes und europäischer Stromhandel	33
4.1.3 Entwicklung des Kraftwerksbestandes	34
4.1.4 Kraftwerksneubauten	35
4.1.5 Kraftwerkseinsatzplanung	36
4.1.6 Entwicklung der Stromnachfrage	36
4.1.7 Regelbare Lasten	38
4.1.8 Elektromobilität	39
4.1.9 Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf	40
4.2 dena-Kurzanalyse	41
4.2.1 Modellsystem und Methodik	42
4.2.2 Angebotsseite	42
4.2.3 Nachfrageseite	46
4.2.4 Energiebilanz und Leistungslücke	47
4.2.5 Bewertung der Ergebnisse	48
4.2.6 Fazit zur Bewertung der dena-Kurzanalyse	49

4.3	Studie zum Monitoringbericht des BMWi	50
4.3.1	Modell und Annahmen	50
4.3.2	Ergebnisse	51
4.3.3	Fazit zur Bewertung der Studie zum BMWi-Monitoringbericht	56
4.4	UBA-Hintergrundpapier „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“	57
4.5	Beurteilung der Versorgungssicherheit bis 2020	58
<b>5</b>	<b>Perspektiven einer nachhaltigen Stromversorgung</b>	<b>60</b>
5.1	Anforderungen an den Kraftwerkspark	60
5.1.1	Langfristige Klimaschutzziele	61
5.1.2	Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und KWK	65
5.1.3	Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke	67
5.1.4	Regelleistung	75
5.1.5	Flexibilität konventioneller Kraftwerke	75
5.2	Versorgungssicherheit und nachhaltige Stromversorgung	76
<b>6</b>	<b>Wirtschaftlichkeit und Strompreise</b>	<b>80</b>
6.1	Wirtschaftlichkeit	80
6.2	Strompreise	81
	<b>Literatur</b>	<b>84</b>

## Kurzfassung

Deutschland hat sich, wie viele andere Staaten, bereits im Jahr 1992 in Rio de Janeiro dem Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung verpflichtet.

Für die Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems setzt die Tragfähigkeit des Naturhaushalts die Leitplanken. Nur innerhalb dieses Rahmens können wir andere Nachhaltigkeitsanforderungen, wie Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, optimieren.

Die Studie „Klimaschutz und Versorgungssicherheit“ des Umweltbundesamtes (UBA) zeigt, wie eine nachhaltige Stromversorgung möglich ist. Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit sind vereinbar – auch mit Atomausstieg und ohne in den nächsten Jahren weitere konventionelle Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu bauen.

## Klimaschutzziele

Der Klimawandel ist bereits Wirklichkeit. Die Bekämpfung der Klimaveränderungen und ihrer dramatischen Folgen ist eine der zentralen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Drastische Minderungen der Emissionen an Treibhausgasen und Maßnahmen zur Anpassung an die nicht mehr abwendbaren Folgen des Klimawandels sind politische Handlungsmaximen.

Um gravierende Folgen des Klimawandels zu vermeiden, muss die Erderwärmung dauerhaft auf maximal 2 Grad Celsius (°C) gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden. Dafür müssen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 weltweit auf die Hälfte der Emissionen des Jahres 1990 sinken. Das bedeutet für die Industriestaaten, also auch für Deutschland, dass sie bis Mitte dieses Jahrhunderts ihre Treibhausgasemissionen um 80 Prozent (%) bis 95 % gegenüber 1990 mindern müssen.

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen tragen in Deutschland zu über 95 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen und zu rund 80 % aller Treibhausgasemissionen bei. Allein die Stromerzeugung, die in Deutschland zurzeit noch überwiegend auf fossilen Brennstoffen basiert, hat einen Anteil von rund 40 % an den gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Daher hat die Stromerzeugung eine Schlüsselrolle für die Reduzierung klimaschädlicher Emissionen. Klimaschutz ist jedoch nur eine Anforderung an eine nachhaltige Entwicklung.

## Der Weg zu einer nachhaltigen Stromversorgung

Um die langfristigen Klimaschutzziele im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erfüllen zu können, muss ein grundlegender Wandel in der Stromversorgung stattfinden. Zentrale Elemente dafür sind der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, die Senkung der Stromnachfrage durch Effizienzsteigerungen, der Ausbau der KWK und der Ausstieg aus der Atomenergienutzung.

Erneuerbare Energien müssen langfristig den überwiegenden Teil der Stromerzeugung übernehmen. Die Potentiale hierfür sind sowohl in Deutschland als auch weltweit vorhanden.

In einem ersten Schritt müssen wir bis 2020:

- den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf über 30 % und danach weiter steigern,
- die Stromnachfrage durch Effizienzsteigerungen um 11 % gegenüber dem Jahr 2005 senken und
- den Anteil der KWK an der Stromerzeugung auf 25 % erhöhen.

Da eine direkte Speicherung von Wechselstrom großtechnisch nicht möglich ist, muss jederzeit ein Leistungsausgleich zwischen Erzeugung (Einspeiseleistung) und Verbrauch (Last) erfolgen. Durch die schwankende Einspeisung und die Prognoseabweichungen bei Windenergie und Photovoltaik – die neben der Geothermie die größten Potentiale in Deutschland haben – ergeben sich hierfür große Herausforderungen.

Um große Mengen erneuerbarer Energien in die Stromversorgung zu integrieren, müssen und können wir neue technische Möglichkeiten nutzen. Die Frage lautet daher nicht, wie viel Strom aus erneuerbaren Energien das heutige Elektrizitätssystem verträgt, sondern: Wie muss unser zukünftiges Elektrizitätssystem aussehen, um Strom aus erneuerbaren Energien möglichst effektiv und kosteneffizient integrieren zu können?

Dazu sind die erneuerbaren Energien und auch die Nachfrageseite zukünftig stärker am Leistungsausgleich und bei der Bereitstellung von Regelleistung zu beteiligen, beispielsweise in virtuellen Kraftwerken. Zum Ausgleich von Einspeiseschwankungen aus erneuerbaren Energien bietet auch der großräumige europäische Leistungsausgleich erhebliche Potentiale. Als Ergänzung zu dem weiterhin schnell wachsenden Anteil erneuerbarer Energien ist zudem – für eine Übergangszeit – ein hochflexibler und emissionsarmer fossiler Kraftwerkspark erforderlich.

### **Das Phantom „Stromlücke“**

Aktuell geht es jedoch in der öffentlichen Diskussion weniger um die Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung, als viel mehr um die Frage der Versorgungssicherheit und des zukünftigen Bedarfs an Kraftwerksneubauten.

Die dabei häufig genutzten Begriffe „Stromlücke“ und „Defizit“ an verfügbarer Kraftwerksleistung suggerieren die Gefahr großräumiger Stromausfälle (Blackouts). Dem ist aber nicht so: Großräumige Stromausfälle können nur eintreten, wenn sehr seltene Ereignisse die vorgeschriebenen Sicherheitsreserven für den Netzbetrieb übersteigen oder wenn gegen die Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb – zum Beispiel durch menschliches Versagen – verstoßen wird.

Bei den mit den Begriffen „Stromlücke“ und „Defizit“ an verfügbarer Kraftwerksleistung beschriebenen Situationen handelt es sich um Kapazitätsknappheiten. Diese führen in funktionierenden Märkten möglicherweise zu Preisspitzen, jedoch nicht zu großräumigen Stromausfällen. Anhand der aktuellen Entwicklung im Energiemarkt ist nicht erkennbar, dass der Strommarkt momentan nicht funktioniert oder zukünftig nicht funktionieren wird.

Nimmt man jedoch einen nicht funktionierenden Markt an, so sollten nicht die Symptome behandelt werden, wie dies mit Investitionsförderungen für den Neubau von Kraftwerken oder der Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken (AKW) derzeit diskutiert wird, um mögliche Kapazitätsdefizite auszugleichen. Vielmehr sollten die möglichen Ursachen für den nicht funktionierenden Markt beseitigt werden, indem etwa das Marktdesign angepasst wird, um dauerhaft sichere Lösungen zu erhalten.



Zum Neubau von Kraftwerken gibt es grundsätzlich verschiedene Alternativen, die zugleich die Flexibilität am Strommarkt erhöhen. Hierzu gehören zum Beispiel:

- eine stärkere zeitliche Flexibilisierung der Nachfrage zur Steigerung der kurzfristigen Preiselastizität,
- die Senkung der gesamten Nachfrage durch Effizienzsteigerungen
- die Bereitstellung von Regelleistung durch regelbare Lasten,
- Laufzeitverlängerungen bei fossilen Bestandskraftwerken und
- in gewissem Umfang Stromimporte zum kurzfristigen Leistungsausgleich.

Diese Möglichkeiten haben insgesamt erhebliche technische Potentiale, und sie sind aus volkswirtschaftlicher Sicht in der Regel von Vorteil.

### **Keine neuen konventionellen Kraftwerke ohne KWK bis 2020 erforderlich**

Bis zum Jahr 2020 besteht – auch mit dem Atomausstieg – kein Neubaubedarf an konventionellen Kraftwerken ohne KWK über die derzeit in Bau befindlichen Anlagen hinaus. Dies gilt selbst dann, falls die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage insgesamt deutlich verfehlt würden. Vor allem besteht bis zum Jahr 2020 kein Neubaubedarf an zusätzlichen konventionellen Grundlastkraftwerken ohne KWK.

Nur falls der Stromverbrauch ohne eine deutliche Zunahme der kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage erheblich stiege und die zuvor genannten Alternativen zum Kraftwerksneubau nur teilweise genutzt würden und falls zugleich die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK deutlich verfehlt würden, so bestünde ein zusätzlicher Bedarf für konventionelle Neubaukraftwerke. Dieser Bedarf ergäbe sich vor allem für Mittellast-, Spitzenlast- und Reservekraftwerken, jedoch weniger für Grundlastkraftwerke. Sollte sich künftig andeuten, dass die Ziele deutlich verfehlt würden, sollten jedoch vorrangig die bestehenden Instrumente, wie zum Beispiel das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder das KWK-Gesetz, angepasst oder ergänzt werden.

Sollte – zusätzlich zu den bereits in Bau befindlichen Kraftwerken – ein erheblicher Teil der momentan bestehenden und vielfach weit fortgeschrittenen Kraftwerksneubauplanungen realisiert werden, besteht – statt eines weiteren Neubaubedarfs – vielmehr die Gefahr volkswirtschaftlich ineffizienter Überkapazitäten, vor allem im Bereich der Grundlast. Die Diskussion über Laufzeitverlängerungen der Atomkraftwerke verschärft das Risiko massiver Überkapazitäten im Grundlastbereich zusätzlich. Die teilweise zu beobachtende Investitionszurückhaltung bei Kraftwerksneubauten zeigt daher, dass einige Investoren dies erkannt haben und der Markt insofern funktioniert.

### **Zurzeit kein Handlungsdruck**

Vielfach wird über die Notwendigkeit einer sehr baldigen Entscheidung über den Neubau konventioneller Kraftwerke ohne KWK oder auch über Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke diskutiert. Der in diesen Debatten suggerierte Handlungsdruck ist jedoch nicht gerechtfertigt, da die Versorgungssicherheit bis 2020 gewährleistet werden kann – wie oben dargestellt – auch mit Atomausstieg und ohne in den nächsten Jahren weitere konventionelle Kraftwerke ohne KWK zu bauen.

Für Reaktionen auf einen möglichen Kraftwerksbedarf für die Zeit nach 2020 sind bis etwa zum Jahr 2015 keine Entscheidungen erforderlich, da die durchschnittliche Realisierungsdauer neuer fossile Kraftwerke rund drei bis sieben Jahre beträgt.

In den nächsten Jahren besteht deshalb kein Handlungsbedarf, weder für einen Neubau konventioneller Kraftwerke ohne KWK noch für Laufzeitverlängerungen der dann noch betriebenen Atomkraftwerke.

Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke stellen auch für die Zeit nach 2020 keine nutzbare Option dar, da die Atomenergie die Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung gravierend verletzt. Die Atomenergienutzung sollte daher schnellstmöglich beendet werden.

Entscheidungen über den Neubau konventioneller Kraftwerke ohne KWK können in einigen Jahren auf der Grundlage des dann zu erwartenden Kraftwerksbedarfs und vor allem des dann verfügbaren neuen Stands der Technik getroffen werden.

### **Wie sieht es nach 2020 aus?**

Langfristig – vor allem für die Zeit nach 2020 – stellen der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz neue Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark: Obwohl zum Beispiel die fluktuierend einspeisende Windenergie selbst keine Grundlastkapazität darstellt und ihr Leistungskredit sehr niedrig ist, verringert sie die residuale Grundlast deutlich, das heißt den Teil der Grundlast, der von konventionellen Kraftwerken zu decken ist. Der Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt wird den Bedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken – also Kraftwerke mit hohen Ausnutzungsdauern, wie Atom- und neue Kohlekraftwerke – zukünftig deutlich senken.

Langfristig brauchen wir zwar auch neue fossile Kraftwerke. Es besteht jedoch vor allem ein zusätzlicher Bedarf an Spitzenlast- und Reservekraftwerken und gegebenenfalls ein Bedarf an neuen Mittellastkraftwerken für den Ersatz von Bestandsanlagen. Ein erheblicher Neubaubedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken für die Zeit nach 2020 ist – auch mit Atomausstieg – sehr unwahrscheinlich, vor allem falls die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK weitgehend erreicht werden.

Die in der öffentlichen Debatte um die Versorgungssicherheit geforderten Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke oder die Förderung neuer – für die Grundlast bestimmter – konventioneller Kraftwerke sind also nicht nur überflüssig, sondern sie gehen auch in die falsche Richtung.

### **Nachhaltiges Energiesystem: mehr als Klimaschutz und Versorgungssicherheit**

Nachhaltigkeit ist mehr als Klimaschutz. Zu den Anforderungen an ein nachhaltiges Energieversorgungssystem gehören auch Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit, Risikoarmut und Fehlertoleranz, Ressourcenschonung sowie umfassende Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung externer Kosten.

Zu den nicht nachhaltigen Stromerzeugungstechniken gehört die Atomenergienutzung. Sie sollte schnellstmöglich beendet werden.

Auch die Kohleverstromung ist aus Gründen des Klima-, Landschaft- und Ressourcenschutzes keine nachhaltige Technik.

Ebenso ist die Abscheidung und Speicherung des Kohlendioxids (CO<sub>2</sub>), das so genannte carbon capture and storage (CCS), auf Basis fossiler Energieträger bei näherer Betrachtung nicht nachhaltig. Inwieweit CCS an fossilen Kraftwerken in Deutschland einen Beitrag für den Klimaschutz leisten kann, ist fraglich. Vor allem ist noch zu untersuchen, welche Kapazitäten sicherer Speicher tatsächlich zur Verfügung stehen und welche konkurrierenden Verwendungsoptionen für diese Speicher bestehen.

Global kann CCS, da die geologischen Speicher nur begrenzt vorhanden sind, eine Übergangstechnik für die Umstellung zu einem - überwiegend auf erneuerbaren Energien basierenden - nachhaltigen Energiesystem sein. Allerdings ist das Funktionieren der CCS-Technik noch nicht sichergestellt und mit ihrer großtechnischen Verfügbarkeit ist frühestens ab 2020 zu rechnen.

Für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele sind nicht nur drastische Emissionsminderungen bei der Stromerzeugung erforderlich, sondern auch in der Industrie. Die begrenzten, potentiell vorhandenen CO<sub>2</sub>-Speicher sollten daher vorrangig für die Senkung der prozessbedingten Emissionen, zum Beispiel aus der Stahl- und Zementherstellung, und – falls zukünftig erforderlich – für eine Dekarbonisierung der Atmosphäre zur Verfügung stehen. Im Sinne des Vorsorgeprinzips ist dies geboten, solange noch keine belastbaren Informationen über die Kapazitäten der CO<sub>2</sub>-Speicher bestehen.

Auch die Stromerzeugung auf Erdgas-Basis ist im strengen Sinne nicht nachhaltig. Sie sollte deshalb auch nur für eine Übergangszeit bis zu einem hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierenden System zum Einsatz kommen. Sie führt jedoch zu deutlich niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen als die Stromerzeugung auf Basis von Kohle.

Langfristig bestehen ausreichend große Potentiale für eine nachhaltige Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien und Energieeffizienz.

### **Helfen neue fossile Kraftwerke dem Klimaschutz?**

In der öffentlichen Debatte gibt es das Argument, dass moderne Kohlekraftwerke gut für den Klimaschutz seien, weil ein neues Kohlekraftwerk pro Kilowattstunde Strom weniger CO<sub>2</sub> ausstößt als ein altes. Um zu beurteilen, welchen Beitrag eine solche CO<sub>2</sub>-Ersparnis beim erforderlichen Umbau des Kraftwerksparks leisten kann, ist jedoch ein Blick auf das Gesamtsystem notwendig:

Um die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung zu begrenzen und langfristig zu senken, ist der Emissionshandel in der Europäischen Union (EU) – in Kombination mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Steigerung der Energieeffizienz – das zentrale Instrument. Die Obergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Emissionshandel, das so genannte Cap, ist bis zum Jahr 2020 festgelegt. Es muss auch nach 2020 stark sinken, um die langfristigen – für 2050 anvisierten – Klimaschutzziele erreichen zu können.

Eine Betrachtung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele und der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke zeigt erstens: Die durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen dürfen im Jahr 2050 nur noch weniger als ein Drittel der heutigen Werte betragen, müssen also unter 150 g/kWh<sub>e</sub> sinken. Zweitens: Obwohl neue Kohlekraftwerke deutlich höhere Wirkungsgrade und deshalb geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde erreichen als alte Kohlekraftwerke, reichen diese Effizienzgewinne bei weitem nicht für eine CO<sub>2</sub>-Minderung in der Größenordnung aus, wie sie der Klimaschutz erfordert. Drittens: Unter den fossilen Alternativen ohne CCS führt nur der Ersatz alter Kohlekraftwerke durch neue hocheffiziente Erdgas-gefeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mittelfristig zu ausreichenden CO<sub>2</sub>-Minderungen.

Eine starke Kohlenutzung mit heutiger Kraftwerkstechnik würde zudem langfristig – das heißt weit nach 2020 und bei zukünftig stetig sinkendem Cap – den CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis in die Höhe treiben.

Da die Amortisationszeit neuer fossiler Kraftwerke rund 20 Jahre und deren technische Lebensdauer über 40 Jahre beträgt, bestünde mit einem massiven Neubau an Kohlekraftwerken das Risiko der Festlegung auf einen emissionsintensiven fossilen Kraftwerkspark und das Risiko von Fehlinvestitionen für die Kraftwerksbetreiber.

Der Weiterbetrieb bestehender fossiler Kraftwerke bis 2020 ist europaweit nicht mit höheren Emissionen verbunden, da die Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Zeitraum durch den Emissionshandel begrenzt ist.

Da wir zukünftig deutlich weniger konventionelle Grundlastkraftwerke brauchen werden als bisher, ist es für langfristig günstige CO<sub>2</sub>-Preise daher insgesamt von Vorteil, einige fossile Bestandskraftwerke für gewisse Zeit weiterhin zu betreiben, falls diese Kapazitäten notwendig sind, statt neue emissionsintensive Grundlastkraftwerke zu bauen.

### **Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung**

Für das Kriterium der umfassenden Wirtschaftlichkeit in der Stromversorgung sind die vollständigen externen Kosten der Energienutzung zu berücksichtigen, wie das der Emissionshandel für die externen Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits teilweise leistet.

Unter Berücksichtigung der externen Umweltkosten liegen die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung aus verschiedenen erneuerbaren Energien – wie zum Beispiel der Windenergie mit rund 8,0 ct/kWh – bereits heute unter denen der fossilen Stromerzeugung. Zudem wird sich das Kostenverhältnis zukünftig weiter zu Gunsten der erneuerbaren Energien verbessern.

Der Umbau des Kraftwerksparks im Sinne der Nachhaltigkeit ist mit umfangreichen, jedoch volkswirtschaftlich vorteilhaften Investitionen verbunden. Daher sollten wir jetzt die Chance nutzen, das Energiesystem entsprechend den zukünftigen Anforderungen zu gestalten.

### **Markthemmnisse beseitigen und Stromnetze ausbauen**

Wo der Markt bisher nicht optimal funktioniert, sollten Hemmnisse beseitigt werden. Dies gilt vor allem für den Gasmarkt, wo die Liberalisierung noch weniger weit fortgeschritten ist, jedoch auch für den Strommarkt. Der europaweite wie regionale Ausbau der Stromnetze muss vorangetrieben werden, um einen gesamteuropäischen Strommarkt zu schaffen, um erneuerbare Energien auch zukünftig integrieren und die europaweiten Potentiale erneuerbarer Energien optimal nutzen zu können.

## Handlungsempfehlungen

Zusammenfassend ergeben sich aus den langfristigen Zielen für einen nachhaltigen Kraftwerkspark die folgenden Handlungsempfehlungen an die Politik:

- Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK weiter vorantreiben,
- Stromnachfrage durch Effizienzsteigerungen senken,
- Erfolg der Instrumente für erneuerbare Energien, KWK und Effizienz kontrollieren,
- Atomausstieg wie gesetzlich festgelegt fortsetzen,
- Emissionshandels-Cap langfristig ambitioniert senken,
- Laufzeit fossiler Bestandskraftwerken nicht beschränken,
- Neubau von Kraftwerken ohne KWK nicht fördern,
- Liberalisierung des Erdgasmarktes fortsetzen,
- Transportwege und Bezugsquellen für Erdgas diversifizieren,
- Erdgas durch Effizienzmaßnahmen, vor allem im Wärmesektor, einsparen,
- Ausbau des Stromnetzes vorantreiben.

Die Kriterien der Nachhaltigkeit und insbesondere der Klimaschutz erfordern einen grundlegenden Umbau der Stromversorgung. Dieser Umbau braucht Zeit und ist mit großen Investitionen verbunden, die sich jedoch volkswirtschaftlich lohnen.

Entscheidungen, die wir heute über die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks treffen, wirken mindestens bis zur Mitte des Jahrhunderts. Daher sollten wir bereits heute die richtigen Weichen für eine nachhaltige Entwicklung stellen.

# 1 Einleitung - Nachhaltige Energieversorgung

Der Klimawandel ist bereits Wirklichkeit. Die Bekämpfung der Klimaänderungen und ihrer dramatischen Folgen ist eine der zentralen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Drastische Minderungen der Emissionen an Treibhausgasen und Maßnahmen zur Anpassung an die nicht mehr abwendbaren Folgen des Klimawandels sind politische Handlungsmaxime. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen tragen in Deutschland zu über 95 Prozent (%) der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen und zu rund 80 % aller Treibhausgasemissionen bei<sup>1</sup>. Die Energieversorgung - dazu gehören Strom, Wärme und Verkehr - ist damit in Deutschland der Hauptverursacher klimaschädigender Emissionen. Allein die Stromerzeugung, die in Deutschland zurzeit noch zu knapp 60 % auf fossilen Brennstoffen basiert, hat einen Anteil von rund 40 % an den gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die aktuelle Zusammensetzung und die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks haben damit eine maßgebliche Bedeutung für die Reduzierung klimaschädigender Emissionen. Zugleich ist der Kraftwerkspark Gegenstand einer kontroversen aktuellen Debatte, die nicht nur den Klimaschutz, sondern auch die Versorgungssicherheit betrifft. Dabei vermischen sich teilweise politische Forderungen mit technischen und ökonomischen Betrachtungen zu einem verzerrten Bild der realen Situation. Dieses Papier soll zu einer Versachlichung beitragen. Das Umweltbundesamt (UBA) stellt darin dar, wie sich der Kraftwerkspark zukünftig entwickeln sollte, um den Anforderungen einer nachhaltigen Entwicklung Rechnung zu tragen. Der Schwerpunkt des Papiers liegt dabei auf den wesentlichen Nachhaltigkeitsanforderungen Klimaschutz, Versorgungssicherheit und umfassende Wirtschaftlichkeit. Diese sind im Einklang mit weiteren Anforderungen zu erfüllen, um eine nachhaltige Entwicklung zu gewährleisten.

Dem Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung hat sich Deutschland - gemeinsam mit vielen anderen Staaten - im Zuge der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung bereits im Jahr 1992 in Rio de Janeiro verpflichtet. Die Bundesrepublik setzt diese Verpflichtung mit der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie um, die unter anderem auch Vorgaben für eine nachhaltige Energieversorgung und damit auch für die Entwicklung der Stromversorgung enthält.

Eine nachhaltige Entwicklung befriedigt die Bedürfnisse der heutigen Generation, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können<sup>2</sup>. Das Konzept der nachhaltigen Entwicklung umfasst die Dimensionen der ökologischen, ökonomischen und der sozialen Nachhaltigkeit.

Die im Energiewirtschaftsgesetz daran angelehnten Anforderungen an die Elektrizitätsversorgung - sicher, wirtschaftlich und umweltfreundlich - werden häufig gleichrangig dargestellt. Ohne den Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen ist jedoch ein dauerhaftes Überleben der Menschheit unter angemessenen Bedingungen nicht möglich. Einem Energiesystem, das die natürlichen Ressourcen übernutzt, fehlt die Grundlage für eine weitere soziale und wirtschaftliche Entwicklung<sup>3</sup>, und es widerspricht dem Grundsatz generationenübergreifender Gerechtigkeit. Die ökologische Tragfähigkeit ist daher als letzte, unüberwindliche Schranke für alle menschlichen Aktivitäten zu akzeptieren.<sup>4</sup>

---

<sup>1</sup> UBA [2008 a]

<sup>2</sup> Hauff [1987]

<sup>3</sup> Ohne eine Begrenzung des Klimawandels ist zum Beispiel eine volkswirtschaftlich günstige Entwicklung in den kommenden Jahrzehnten nicht möglich, siehe auch Stern [2006].

<sup>4</sup> UBA [2002]

Es kann also nur darum gehen, wie die heutige Menschheit den ihr verbliebenen Spielraum am besten nutzen kann.

**Aus der Tragfähigkeit des Naturhaushalts ergeben sich die Leitplanken für die Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems. Nur innerhalb dieses Rahmens können wir andere Nachhaltigkeitsanforderungen wie Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit optimieren.**

Das UBA hat aus den bereits genannten drei Nachhaltigkeitsdimensionen die spezifischen **Anforderungen an ein nachhaltiges Energieversorgungssystem** abgeleitet:<sup>5</sup>

- Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit,
- soziale Verträglichkeit,
- Risikoarmut und Fehlertoleranz,
- konsequente Ressourcenschonung,
- bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit,
- umfassende Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung externer Kosten<sup>6</sup>,
- Zugangs- und Verteilungsgerechtigkeit,
- Internationale Kooperationen<sup>7</sup>.

Daher sind die Kriterien Klimaverträglichkeit sowie dauerhafte Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, die dieses Papier als Schwerpunkte betrachtet, zwar wichtig, sie sind aber im Einklang mit allen weiteren Kriterien zu erfüllen, um eine nachhaltige Energieversorgung - und damit auch Stromversorgung - zu gewährleisten.

Kapitel 2 beschreibt Klimaschutzziele und die Potentiale in der Stromversorgung diese zu erreichen. Kapitel 3 und 4 nennen wesentliche Aspekte zur Beurteilung der Versorgungssicherheit und bewerten die Entwicklung der Versorgungssicherheit in der deutschen Stromversorgung für den Zeitraum bis 2020 auf Basis dieser Ausführungen und der Analyse verschiedener Studien. Kapitel 5 gibt einen Ausblick auf eine nachhaltige Stromversorgung der Zukunft und zeigt, welche Weichen bereits heute auf dem Weg dorthin zu stellen sind. Kapitel 6 beleuchtet Wirtschaftlichkeit und Preise in der Stromversorgung.

Gemeinsam mit diesem Papier veröffentlichen wir die Studie „Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“<sup>8</sup>, die die Firma BET<sup>9</sup> für das UBA erstellte. Diese Studie behandelt neben allgemeinen Aspekten der Versorgungssicherheit vor allem die Ergebnisse, Vorgehensweise, Annahmen und Schlussfolgerungen der von der Deutschen Energie-Agentur (dena) erstellten „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“<sup>10</sup>. Diese Kurzanalyse wird in der öffentlichen Debatte häufig als Beleg für eine vermeintliche Gefährdung der Versorgungssicherheit angeführt. Die BET-Studie bietet weitere vertiefende Informationen, deren Darstellung im Rahmen des vorliegenden Papiers zu weit führen würde.

---

<sup>5</sup> UBA [2002]

<sup>6</sup> Neben Arbeits-, Kapital- und Ressourcenkosten müssen auch externe ökologische und soziale Kosten einbezogen werden.

<sup>7</sup> Internationale Kooperationen, um Konfliktpotentiale durch regionalen Mangel an Ressourcen zu vermeiden.

<sup>8</sup> BET [2008]

<sup>9</sup> Die Firma BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) ist ein Beratungsunternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft.

<sup>10</sup> Dena [2008]

## 2 Klimaschutz

Dieses Kapitel stellt die mittel- und langfristigen weltweiten, europäischen und deutschen Klimaschutzziele dar, beschreibt Potentiale zur Minderung von Treibhausgasen in der Stromversorgung und stellt die wesentlichen politischen Maßnahmen zu ihrer Erschließung vor.

### 2.1 Ziele des Klimaschutzes

Der Klimawandel findet bereits statt. Steigende Durchschnittstemperaturen, eine Änderung der Niederschlagsmuster, ein Anstieg des Meeresspiegels, eine Häufung extremer Wetterereignisse und die damit verbundenen Konsequenzen wie zunehmende Hochwassergefahren, Ertragsgefährdung in der Landwirtschaft oder negative gesundheitliche Wirkungen bergen erhebliche weltweite Gefahren für Menschen und Volkswirtschaften, gefährden die Stabilität der Ökosysteme und damit allgemein eine nachhaltige Entwicklung. Diese Gefahren können zukünftig noch deutlich zunehmen, falls wir nicht umsteuern.

Um gravierende Folgen zu vermeiden, muss die Erderwärmung auf maximal 2 Grad Celsius (°C) gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden. Diese politisch festgelegte Zielvorgabe der EU basiert auf den wissenschaftlichen Ergebnissen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), des so genannten Weltklimarates<sup>11</sup>. Bei einem darüber hinausgehenden Temperaturanstieg können die Kosten für die Anpassung sowie die möglichen Schäden dramatisch ansteigen.

Um das Zwei-Grad-Ziel mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 66 % zu erreichen, ist eine Stabilisierung der Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre bei maximal 400 parts per million (ppm) CO<sub>2</sub>-Äquivalente notwendig.<sup>12</sup> Die EU strebt eine Stabilisierung bei 450 ppm CO<sub>2</sub>-Äquivalenten an, mit der eine 50-prozentige Wahrscheinlichkeit verbunden ist, das Zwei-Grad-Ziel zu erreichen.<sup>13</sup>

Dafür müssen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 weltweit auf die Hälfte der Emissionen des Jahres 1990 sinken. Das bedeutet für die Industriestaaten, also auch für Deutschland, dass sie bis Mitte dieses Jahrhunderts ihre Treibhausgasemissionen um 80 %<sup>14</sup> bis 95 %<sup>16</sup> gegenüber 1990 mindern müssen.<sup>17</sup> Zögern bedeutet also wachsende

---

<sup>11</sup> IPCC [2007 a]

<sup>12</sup> EU Climate Change Expert Group [2008]

<sup>13</sup> ebd.

<sup>14</sup> UBA [2005]

<sup>15</sup> Enquete-Kommission [2002] S. 36: „Ökologische Ziele (87): Die weltweite Reduzierung der energiebedingten Treibhausgase ist Kern einer auf Nachhaltigkeit angelegten Energie- und Verkehrspolitik. Ziel muss die Stabilisierung des Weltklimas sein. Notwendig ist demnach, den weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis 2050 gegenüber dem heutigen Niveau um etwa 50 % zu senken. Die Kommission sieht es als notwendig an, dass die Treibhausgasemissionen in den Industrieländern, also auch in Deutschland, bis zum Jahr 2020 um 40, bis 2030 um 50 und bis 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden müssen. So würde den mehr als 80 Prozent der Weltbevölkerung in den Entwicklungsländern eine nachhaltige Entwicklungsperspektive ermöglicht.“

ebd. S.345: „Alle Interventionsszenarien sollten weiterhin auf das von der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 13. Deutschen Bundestages vorgegebene Ziel hinarbeiten, die Treibhausgasemissionen Deutschlands im Jahre 2050 gegenüber 1990 um 80 % zu reduzieren.“

<sup>16</sup> IPCC [2007 b], Chapter 13, S. 776, Box 13.7



Klimaschäden und steigende Kosten, sowohl für spätere Klimaschutzbemühungen als auch für Maßnahmen zur Anpassung an die nicht mehr abwendbaren Folgen des Klimawandels.

Die Beschlüsse zu einer gemeinsamen Klima- und Energiepolitik der EU sehen vor, den Ausstoß an Treibhausgasen um 20 % bis zum Jahr 2020 zu reduzieren. Bieten die anderen Vertragsstaaten hinreichende Minderungsverpflichtungen an, will die EU ihren Treibhausgasausstoß um 30 % senken. Das so genannte Klima- und Energiepaket der EU, das mehrere Richtlinien zur Umsetzung des Minderungsziels umfasst, hat der Europäische Rat am 11. und 12. Dezember 2008 verabschiedet<sup>18</sup>. Zudem hat die EU vorgeschlagen, dass die Mitgliedstaaten gemeinsam mit anderen Industriestaaten ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 reduzieren<sup>19</sup>.

Mit den Maßnahmen, die die Bundesregierung im August 2007 in Meseberg beschlossen hat, verfolgt sie das Ziel, die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % zu senken. Mit diesen Beschlüssen wurden die Eckpunkte des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP)<sup>20</sup> festgelegt, mit den primären Zielen, die Energieeffizienzpotentiale der verschiedenen Sektoren besser zu nutzen und die erneuerbaren Energien weiter konsequent auszubauen.

## 2.2 Klimaschutzpotentiale in der Stromversorgung

Verschiedene Veröffentlichungen zeigen, welche Potentiale zur Minderung von Treibhausgasen in Deutschland vorhanden sind. Für die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen entspricht das 40-Prozent-Ziel der Bundesregierung einer jährlichen Emission von maximal 571 Millionen (Mio.) Tonnen (t) CO<sub>2</sub> im Jahr 2020. Das UBA identifizierte acht Maßnahmen für Strom, Wärme und Verkehr, um dieses Ziel bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Darauf aufbauend stellte das UBA in der Studie „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“ im Einzelnen dar<sup>21</sup>, wie sich das 40-Prozent-Ziel im Stromsektor umsetzen lässt. Auch die Studie „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“ von EWI/Prognos<sup>22</sup> zeigt, dass das Ziel einer 40-prozentigen CO<sub>2</sub>-Minderung für Deutschland erreichbar ist.

Wie Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2050 mit dem Atomausstieg und ohne den Einsatz von CCS<sup>23</sup> um rund 80 % gegenüber 1990 senken kann, stellt das Leitszenario 2008 des Bundesumweltministeriums (BMU)<sup>24</sup> dar. Eine vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Auftrag von Greenpeace/EREC erstellte Studie<sup>25</sup> zeigt ein Szenario, in dem auch weltweit die globale Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 um 50 % gegenüber 1990 ohne Atomenergie und CCS erreicht wird.

---

<sup>17</sup> Ein angemessener Minderungsbeitrag ist auch von weniger entwickelten Ländern einzufordern. Unter Berücksichtigung des Prinzips der gemeinsamen aber differenzierten Verantwortung und Kapazitäten sind dabei die spezifischen Umstände der weniger entwickelten Länder, besonders ihre notwendige wirtschaftliche Entwicklung, zu berücksichtigen.

<sup>18</sup> Das so genannte Klima- und Energiepaket der EU ist am 5. Juni 2009 im Europäischen Amtsblatt erschienen.

<sup>19</sup> KOM [2009]:

<sup>20</sup> IEKP [2007]

<sup>21</sup> UBA [2008 c]

<sup>22</sup> EWI/Prognos [2007]; EWI: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

<sup>23</sup> CCS: Carbon Capture and Storage, CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Speicherung

<sup>24</sup> BMU [2008]

<sup>25</sup> Greenpeace/EREC [2008]

Energieeinsparung, effiziente Energieumwandlung und die erneuerbaren Energien sind die drei Säulen, auf denen die energiebedingten Emissionsminderungen beruhen. Die wichtigsten Potentiale für Deutschland stellen wir im Folgenden kurz dar und diskutieren auch die mögliche Rolle von CCS und die Probleme bei der Atomenergienutzung.

### 2.2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien

Die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien ist ein zentraler Punkt für eine nachhaltige Energieversorgung. Damit werden endliche fossile Ressourcen geschont, die Importabhängigkeit vermindert sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt<sup>26</sup>. Weltweit liegt das technisch nutzbare Potential erneuerbarer Energien selbst bei strengen Restriktionen in der Größenordnung des Sechsfachen des derzeitigen weltweiten Verbrauchs an Endenergie. Erneuerbare Energien können also auch einen noch steigenden weltweiten Energiebedarf grundsätzlich vollständig und auf Dauer decken.<sup>27</sup> Auch in Deutschland sind ausreichend große Potentiale vorhanden, um den Ausbau der erneuerbaren Energien weit voranzutreiben<sup>28</sup>.

Das Leitszenario 2008 des BMU<sup>29</sup> stellt dar, wie Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2050 um rund 80 % gegenüber 1990 senken kann. In diesem Szenario steigt der Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung kontinuierlich an, während die fossilen Energieträger und die Atomenergie ihre Bedeutung verlieren. Im Jahr 2050 haben die erneuerbaren Energien einen Anteil von knapp 81 % an der Bruttostromversorgung, wobei ein Teil des erneuerbaren Stroms zum Beispiel aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum importiert werden soll.

Die Potentiale für erneuerbaren Strom in Deutschland sind allerdings deutlich größer<sup>30</sup>. Die Abbildung 2-1 zeigt die Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern für 2005, für das Jahr 2050 nach BMU-Leitszenario sowie die Potentiale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Vor allem Photovoltaik und Geothermie bieten noch erhebliche weitere Ausbaupotentiale gegenüber der im Leitszenario für 2050 dargestellten Entwicklung. Diese langfristig nutzbaren inländischen Potentiale umfassen mit 565 Terrawattstunden (TWh) circa 92 % des Bruttostromverbrauchs des Jahres 2005. Erneuerbare Energien können somit die derzeitige jährliche Stromproduktion aus Kohle- und Atomkraftwerken vollständig ersetzen.

Zentrales Instrument für die Umsetzung der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien zur Strombereitstellung ist das EEG, das innerhalb des IEKP novelliert wurde.

---

<sup>26</sup> Vor allem bei Biomasse ist jedoch darauf zu achten, dass neben dem Klimaschutz auch die anderen Anforderungen an ein nachhaltiges Energieversorgungssystem, zum Beispiel bei den Emissionen der klassischen Luftschadstoffe, erfüllt werden.

<sup>27</sup> BMU [2006]

<sup>28</sup> BMU [2009 b]

<sup>29</sup> BMU [2008]

<sup>30</sup> BMU [2009 b]

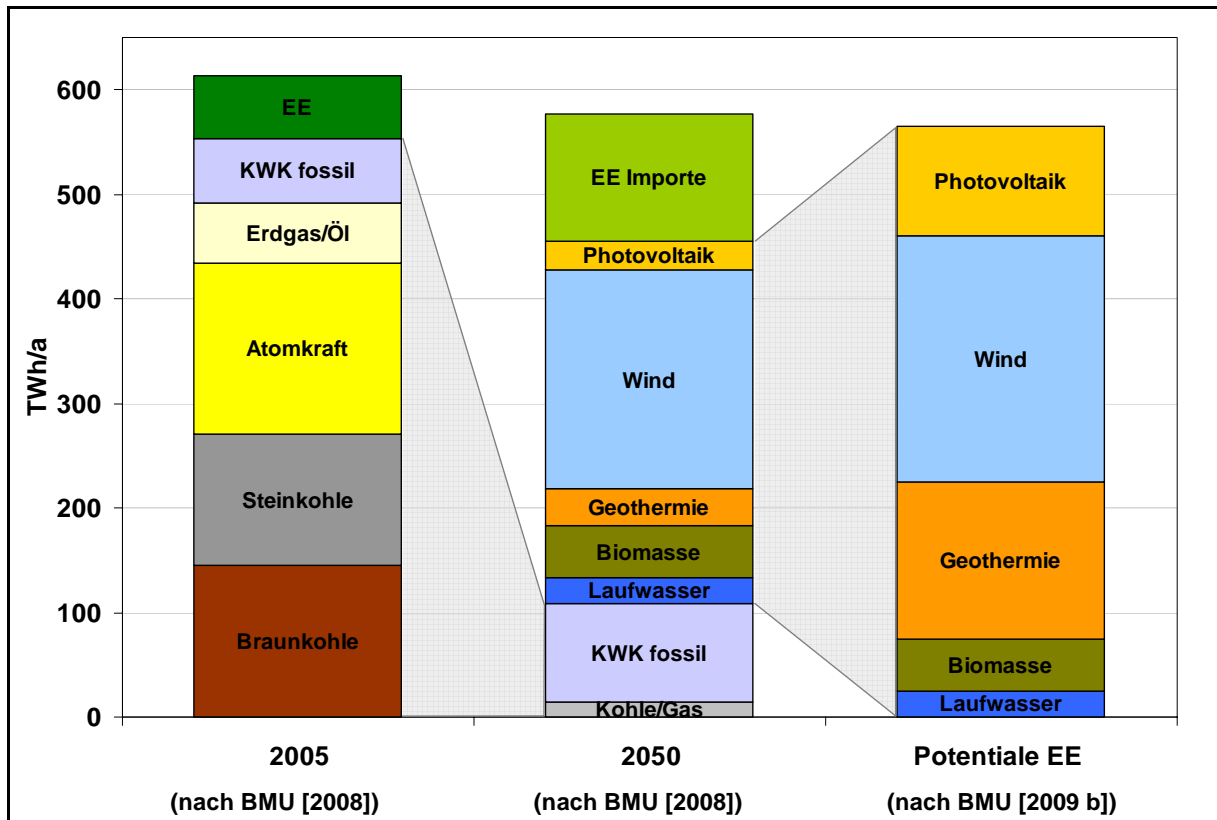


Abbildung 2-1: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung für 2005, für 2050 nach BMU-Leitszenario und langfristig nutzbare Potentiale für die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland

### 2.2.2 Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite

In Deutschland besteht das Ziel, den Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 um 11 % gegenüber 2005 zu senken. Dass dies machbar ist, zeigt ein Blick auf die vorhandenen Stromsparpotentiale, die deutlich größer sind.

Eine Studie des Wuppertal-Instituts im Auftrag der E.ON AG<sup>31</sup> beschreibt Energieeffizienzpotentiale, die in den nächsten zehn Jahren erschließbar sind. Für Strom beziffert die Studie die Sparpotentiale mit insgesamt 110 TWh, die aus Endkundensicht wirtschaftlich sind – das entspricht 18 % des Bruttostromverbrauchs<sup>32</sup> im Jahr 2005. Dies betrifft vermiedenen Stromverbrauch vor allem in Industrie und Gewerbe durch den Einsatz effizienter Pumpen und verbesserter Beleuchtung, Kühlung, Lüftung und Klimatisierung. In den Haushalten sind die größten, volkswirtschaftlich gewinnbringenden Stromsparpotentiale: die Verringerung der Stand-by-Verluste an Audio-, Video- oder TV-Geräten sowie eine Effizienzsteigerung bei Kühlgeräten, Beleuchtung und Heizungspumpen. Aus Endkundensicht lohnend ist auch der Austausch strombetriebener Nachtspeicherheizungen, die

<sup>31</sup> WI [2006]

<sup>32</sup> Der Bruttostromverbrauch beinhaltet neben dem Endenergieverbrauch auch den Eigenstromverbrauch der Kraftwerke und die Netzverluste. Die Einsparung einer bestimmten Menge elektrischer Endenergie vermeidet zusätzlich die Energiemenge, die in Kraftwerken und Netzen zu ihrer Erzeugung und Bereitstellung notwendig gewesen wäre. Mit einem Einsparpotential an Endenergie ist daher ein noch größeres Einsparpotential am Bruttostromverbrauch verbunden als hier angegeben.

allein in den privaten Haushalten zusammen mehr als 3 %<sup>33</sup> des deutschen Bruttostromverbrauchs ausmachen.

Ebenso beschreibt eine Studie von McKinsey - im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) - Energieeffizienzpotentiale, die bis zum Jahr 2020 erschließbar sind, und die zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs um 117 TWh pro Jahr führen<sup>34</sup>.

Das wichtigste politische Instrument zur Förderung des Stromsparens ist die auf EU-Ebene verankerte, so genannte Öko-Design-Richtlinie („Richtlinie zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte“), die verbindliche Effizienzstandards für bestimmte Gerätegruppen vorgibt.

### 2.2.3 Erhöhung der Energieeffizienz auf der Angebotsseite

#### Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Auf der Angebotsseite kann die KWK wegen der besonders hohen Brennstoffausnutzung einen wesentlichen Beitrag zur besseren Energieeffizienz leisten.

Bei der KWK werden Strom und Wärme - in einigen Fällen auch mechanische Energie oder Kälte - gleichzeitig produziert<sup>35</sup>. Das KWK-Potential ergibt sich prinzipiell aus den verfügbaren und wirtschaftlichen Wärmesenken. Je nach Stromkennzahl<sup>36</sup> der zur Wärmedeckung eingesetzten KWK-Anlagen ergibt sich aus dem Wärmenutzungspotential ein Stromerzeugungspotential.

Zur Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK-Kraftwerken gibt es zwei Möglichkeiten: zum einen die weitere Erschließung verfügbarer und wirtschaftlicher Wärmesenken und zum anderen Maßnahmen zur Erhöhung des Gesamtnutzungsgrads bei gleicher Wärmeauskopplung, die mit einer Erhöhung der Stromkennzahl gegenüber bestehenden Anlagen einhergeht.

Die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“<sup>37</sup> schätzt das mittel- und langfristige technische Potential für die KWK-Stromerzeugung in Deutschland auf 220 bis 380 TWh. Dies entspricht 36 bis 62 % des Bruttostromverbrauchs des Jahres 2005. Eikmeier<sup>38</sup> beziffert das Strompotential mit 351 TWh (57 % des Bruttostromverbrauchs 2005), das sich aus einem Wärmepotential von 328 TWh (rund 32 % des Nutzwärmeverbrauchs 2004) ableitet, sofern moderne KWK-Anlagen mit einer Stromkennzahl von circa 1 zum Einsatz kommen.

Schon die Modernisierung aller bestehenden KWK-Anlagen und die damit verbundene Erhöhung der Stromkennzahl kann die KWK-Stromproduktion erheblich steigern. Während die Enquete-Kommission neben der Modernisierung die Potentiale primär in der Industrie, dezentralen Nahwärmenetzen oder der Objektversorgung sieht, nennt Eikmeier

---

<sup>33</sup> siehe WI [2005]; dort sind für Haushalte 19,6 TWh und für den Bereich Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) 2,6 TWh aus Nachtspeicher-Heizungen angegeben. Elektrische Direktheizungen sind nicht einberechnet.

<sup>34</sup> McKinsey [2007]

<sup>35</sup> Neben der Kraft-Wärme-Kopplung bietet auch die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung erhebliche Effizienzpotentiale.

<sup>36</sup> Die Stromkennzahl ist der Quotient aus der Stromproduktion und der gleichzeitig produzierten Wärmemenge.

<sup>37</sup> Enquete-Kommission [2002]

<sup>38</sup> Eikmeier et al. [2005]

als wichtigstes Teilpotential die Fernwärme-KWK, die circa zwei Drittel des gesamten Potentials ausmacht.

Die unterschiedliche Bewertung ergibt sich aus der Verwendung verschiedener Modelle und einer unsicheren Datenbasis, die Schätzungen notwendig macht. Nach den zitierten Studien steht jedoch übereinstimmend ein ausreichendes Potential zur Verfügung, um das Ziel der Bundesregierung zu erreichen, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung von momentan 12 % auf 25 % im Jahr 2020 zu erhöhen.

Das hierzu wichtigste Instrument ist - neben der Berücksichtigung größerer Anlagen im Emissionshandel - das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), das innerhalb des IEKP novelliert wurde. Kleinere Anlagen bis 50 kW<sub>e</sub> werden ab Januar dieses Jahres mit einem Klimaschutz-Impulsprogramm mit einem gestaffelten Investitionszuschuss gefördert. Mehrere tausend Anträge sind bislang für dieses sehr erfolgreiche Programm eingegangen.

### **Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads fossiler Kraftwerke**

Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen - also die pro Kilowattstunde Strom entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen - sind bei der ungekoppelten Stromerzeugung allein abhängig von den Eigenschaften des Brennstoffs und vom elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks. In der Vergangenheit ließen sich beträchtliche Wirkungsgradsteigerungen bei fossilen Kraftwerken erreichen. Durch die thermodynamischen und werkstofftechnischen Grenzen sind jedoch die Potentiale für zukünftige Effizienzsteigerungen bei der Stromerzeugung begrenzt.

Die Abbildung 2-2 zeigt im oberen Teil die Entwicklung der elektrischen Wirkungsgrade von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken: jeweils für alte Kraftwerke (Stand vor 1970), für Kraftwerke nach dem heutigen Stand der Technik und den Erwartungswert für Neubaukraftwerke für die Zeit nach 2015 (Zukunft). In welchem Maße langfristig weitere Verbesserungen erzielt werden können, ist aus heutiger Sicht nicht sicher zu beurteilen. Der untere Teil der Abbildung zeigt die aus den Wirkungsgraden resultierenden spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke.

Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Braunkohlekraftwerken liegen auch bei der zukünftig zu erwartenden Technik mit über 800 Gramm pro Kilowattstunde (g/kWh) höher als die der meisten anderen Kraftwerkstypen. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von neuen Steinkohlekraftwerken betragen zwischen 735 g/kWh (Stand der Technik) und 680 g/kWh (Zukunft).

Erdgas-Kraftwerke emittieren pro erzeugte Kilowattstunde Strom erheblich weniger CO<sub>2</sub> als die modernsten Kohlekraftwerke - dies gilt selbst für die älteren, so genannten Kombi-Kraftwerke mit einem deutlich niedrigeren Wirkungsgrad. Erdgas-GuD-Anlagen<sup>39</sup> haben mit derzeit circa 350 g/kWh - und zukünftig 335 g/kWh - die geringsten spezifischen Emissionen. Die Abbildung zeigt, dass die größten Effizienz- und Klimaschutzpotentiale mit dem Ersatz alter Kohlekraftwerke durch neue Erdgaskraftwerke erschließbar sind.

Wirkungsgradsteigerungen allein, die mit dem Ersatz alter Kohlekraftwerke durch neue Kohlekraftwerke gleicher Leistung erzielbar sind, reichen nicht aus, um die langfristigen europäischen Klimaschutzziele zu erfüllen. Dies zeigen die Ausführungen in Abschnitt 5.1.1 „Langfristige Klimaschutzziele“.

---

<sup>39</sup> GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

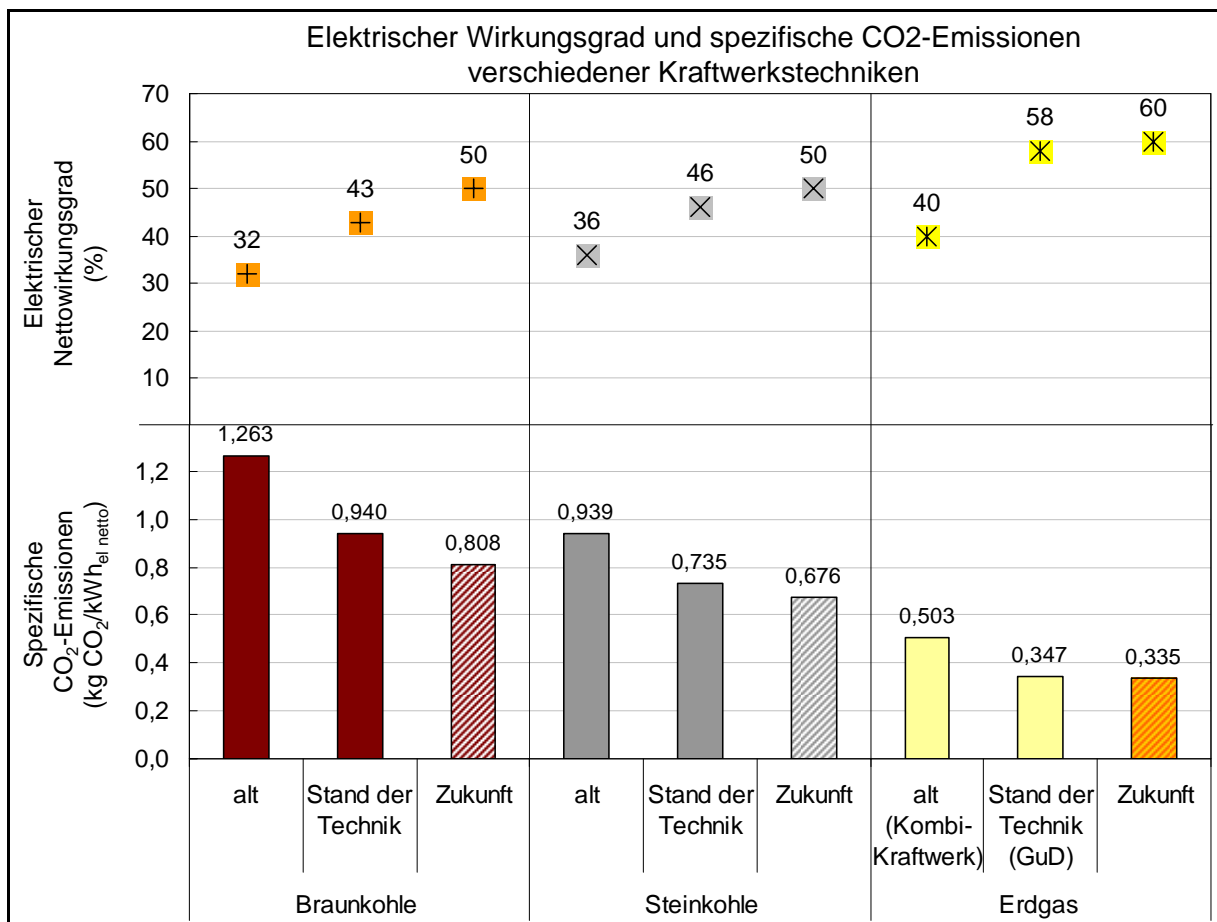


Abbildung 2-2: Elektrischer Wirkungsgrad und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen verschiedener Kraftwerkstechniken<sup>40</sup>

Die Abbildung zeigt auch, dass der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes kein geeigneter Indikator für den Klimaschutz ist. Es ist für den Klimaschutz nicht entscheidend, ob neue Kraftwerke „hocheffizient“ (im Sinne von Energie-Effizienz) sind, sondern dass sie niedrige spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen (CO<sub>2</sub>-Effizienz). Durch Effizienzsteigerungen sind zukünftig nur noch geringe Senkungen der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen möglich, da sich diese reziprok zu den Wirkungsgradsteigerungen verhalten. Eine Halbierung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen würde daher eine Verdopplung des Wirkungsgrades erfordern, was aus thermodynamischen Gründen nicht mehr möglich ist.

## 2.2.4 Carbon Capture and Storage (CCS)

Das UBA hat ein ausführliches Positionspapier zu CCS - der technischen Abscheidung und anschließende Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund (englisch: Carbon Capture and Storage) - veröffentlicht.<sup>41</sup> Zentrale Aussagen dieses Papiers sind: CCS auf Basis fossiler Energieträger ist nicht nachhaltig. Inwieweit CCS einen Beitrag für den Klimaschutz leisten kann, ist aus Sicht des UBA aus mehreren Gründen fraglich. Da neben den fossilen Rohstoffen

<sup>40</sup> elektrischer Netto-Wirkungsgrad bei Nennleistung

<sup>41</sup> UBA [2009 c]

auch die geologischen Speicher nur begrenzt vorhanden sind<sup>42</sup>, kommt CCS nur für einen Übergangszeitraum – zum Beispiel für Staaten mit großen Kohlevorkommen oder Staaten, deren Energiebedarf stark steigt – in Betracht. Zudem ist das Funktionieren der CCS-Technik noch nicht sichergestellt und mit ihrer großtechnischen Verfügbarkeit frühestens ab 2020 zu rechnen. CCS steht in Deutschland daher nicht für Kraftwerksneubauten in den nächsten Jahren zur Verfügung.

CCS vermindert nicht die Produktion des CO<sub>2</sub>, sondern erzeugt tatsächlich - wegen des Energieaufwands für die Abscheidung, den Transport und die Einlagerung - sogar deutlich mehr CO<sub>2</sub> je produzierter nutzbarer Einheit, zum Beispiel pro Kilowattstunde Strom. Der zusätzliche Brennstoffaufwand verbraucht die begrenzten fossilen Ressourcen schneller. Durch diesen zusätzlichen Energieaufwand und die unvollständige Abscheidung sind fossile Kraftwerke mit CCS nicht CO<sub>2</sub>-frei, sondern nur CO<sub>2</sub>-reduziert, sie emittieren also weiterhin einen Teil des produzierten Treibhausgases. Je nach Brennstoff und verwendeter CCS-Technik werden derartige Kraftwerke selbst unter optimistischen Annahmen - bei zukünftig zu erwartenden Kraftwerkswirkungsgraden und Betriebskenngrößen sowie der zeitgleichen Verfügbarkeit von CCS-Komponente und Kraftwerk - noch spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 40 bis 60 g/kWh bei Erdgas, 80 bis 130 g/kWh bei Steinkohle und rund 100 bis 150 g/kWh bei Braunkohle haben.<sup>43</sup>

Über die gesamte Prozesskette hat CCS weitere Umweltwirkungen, beispielsweise den Natur- und Landschaftsverbrauch für den zusätzlich erforderlichen Bergbau und mögliche Wechselwirkungen mit anderen Substanzen im Boden und Grundwasser, was etwa zu einer Versauerung des Grundwassers sowie zu einer Beeinträchtigung von Ökosystemen führen kann. CCS kann zudem - abhängig von der gewählten Abscheidetechnik - einen zusätzlichen Reinigungsmittel- und Wasserverbrauch zur Folge haben.

CCS hat auch einen Einfluss auf die Flexibilität der Kraftwerke. Große Braunkohlekraftwerke, die besonders viel CO<sub>2</sub> emittieren, dienen zumeist der Stromproduktion in der Grundlast. Das An- und Abfahren dieser Kraftwerke ist - auch ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung - ein komplexer Prozess, der je nach Anlagenzustand bis zu mehreren Stunden dauern kann. Da die CO<sub>2</sub>-Abscheidung ein zusätzlicher und sehr komplexer Prozess ist, wird die Flexibilität der Braunkohlekraftwerke durch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung tendenziell weiter abnehmen. Grundsätzlich gilt dies auch für die wesentlich flexibler zu fahrenden Steinkohle- und Gaskraftwerke, sobald diese mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgestattet würden. Zukünftig sind jedoch vor allem hochflexible Kraftwerke für den Erhalt der Versorgungssicherheit erforderlich (siehe Abschnitt 5.1 „Anforderungen an den Kraftwerkspark“).

Von zentraler Bedeutung ist jedoch die Frage, welche Kapazitäten sicherer Speicher für CCS zur Verfügung stehen. Die konkrete geologische Erkundung ist noch lange nicht weit genug fortgeschritten, um verlässliche Aussagen über die Kapazität und Sicherheit der Speicher für abgeschiedenes CO<sub>2</sub> und somit über die nutzbare „Reichweite“ von CCS als mögliche Klimaschutztechnik geben zu können. Es besteht noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf an allen Gliedern der CCS-Kette. Daher können erst in etwa zehn

---

<sup>42</sup> Nutzungskonkurrenz zu nachhaltigen Techniken der Energienutzung wie z.B. Geothermie reduzieren die für die CO<sub>2</sub>-Speicherung verfügbaren Potentiale zusätzlich.

<sup>43</sup> Da bisher keine CCS-Kraftwerke mit vollständiger Prozesskette existieren, werden folgende Annahmen zu den Betriebskenngrößen verwendet: Wirkungsgrade ohne CCS ca. 60% für Erdgas-GuD-Kraftwerke sowie 50% für Braun- und Steinkohlekraftwerke, erhöhter Brennstoffbedarf: 25%, CO<sub>2</sub>-Abscheiderate: 85 bis 90%, Leckagerate des Speichers vernachlässigbar klein, zeitgleiche Verfügbarkeit von CCS-Komponente und Kraftwerk. Steht beispielsweise die CO<sub>2</sub>-Abscheidung während 10% der Betriebszeit des Kraftwerks nicht zur Verfügung, erhöhen sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für Braunkohle unter sonst gleichen Annahmen auf ca. 170 bis 220 g/kWh, oder das Kraftwerk kann während dieser Zeit nicht genutzt werden.

bis 15 Jahren verlässlichere Aussagen dazu getroffen werden, in welchem Umfang CCS tatsächlich einen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann.<sup>44</sup>

Das UBA plädiert deshalb dafür, die großtechnische CO<sub>2</sub>-Abscheidung erst auf Grundlage möglichst weitgehender Nachweise zu geeigneten Speichern voranzutreiben. Erst vor diesem Hintergrund lässt sich beurteilen, wie viel CO<sub>2</sub>-Emissionen die CCS-Technik tatsächlich mindern kann. Diese Beurteilung hilft, Fehlinvestitionen in Abscheidetechnik und Transportinfrastruktur zu vermeiden.

Die Klimaschutzziele sind aufgrund der Potentiale der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz auch ohne CCS in der Stromerzeugung erreichbar. Eine Entwicklung des Kraftwerksparks hingegen, die die Klimaschutzziele nur durch Einsatz von CCS erreichen könnte, würde aus heutiger Sicht ein Risiko für die Erreichung dieser Ziele darstellen.

Selbst falls die CCS-Technik für die Zeit nach 2020 großtechnisch verfügbar sein sollte, ist zu berücksichtigen, dass für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele nicht nur Emissionsminderungen bei der Stromerzeugung erforderlich sind, sondern auch in der Industrie. Besonders schwierig ist dies bei prozessbedingten Emissionen, zum Beispiel aus der Stahl- und Zementherstellung. Die begrenzten, potentiell vorhandenen CO<sub>2</sub>-Speicher sollten daher vorrangig für die Senkung der prozessbedingten Emissionen, und falls zukünftig erforderlich, für eine Dekarbonisierung der Atmosphäre zur Verfügung stehen. Im Sinne des Vorsorgeprinzips ist dies geboten, solange noch keine belastbaren Informationen über die Kapazitäten der CO<sub>2</sub>-Speicher bestehen.

### 2.2.5 Risikotechnologie Atomenergie

Die Atomenergie gehört ebenfalls nicht zu den nachhaltigen Formen der Stromerzeugung. Sie ist ein prominentes Beispiel dafür, dass neben dem Klimaschutz auch andere Nachhaltigkeitskriterien in der Energieversorgung entscheidend sind, vor allem das Kriterium Risikoarmut und Fehlertoleranz, aber auch das der Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit. Die Atomenergienutzung sollte daher schnellstmöglich beendet werden. Der Beschluss zum Atomausstieg in Deutschland<sup>45</sup> ist deshalb eine wichtige Randbedingung auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem.<sup>46</sup>

Die wesentlichen Argumente gegen die Nutzung der Atomenergie, bei denen es letztlich immer um die Gefährdung von Mensch und Umwelt geht, lassen sich - entlang der Brennstoffkette - folgendermaßen zusammenfassen:

Der **Uranabbau** verursacht Schäden für Mensch und Umwelt. Kontaminiertes Wasser, das aus den Uranbergwerken herausgepumpt wird, hat eine erhöhte Uran- und Radiumbelastung in umgebenden Gewässern und im Sediment zur Folge. Die Freisetzung radioaktiven Staubs und Radongases gefährdet Menschen, die in den Uranminen arbeiten oder in der Umgebung wohnen. Je nach Abbautechnik gefährden Laugungsflüssigkeiten wie Schwefelsäure zusätzlich die Umwelt.<sup>47</sup>

---

<sup>44</sup> McKinsey [2008]

<sup>45</sup> BGBl. [2002]

<sup>46</sup> Für die Analyse der durch Radioaktivität verursachten Risiken der Atomkraft, aus der sich letztlich die Argumente gegen ihre Nutzung herleiten, ist das Bundesamt für Strahlenschutz zuständig. Die sich daraus ergebenden Konsequenzen sind eine wichtige Randbedingung für die Arbeit des UBA zu nachhaltiger Energieversorgung.

<sup>47</sup> Kreusch et al. [2006]



Das **Risiko beim Betrieb der Atomkraftwerke** betrifft einerseits die Gefahr von Unfällen - das bisher schlimmste Beispiel ist hier die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl. Andererseits hat auch die Diskussion, welche Gefährdung von einer Atomanlage im Normalbetrieb ausgeht, durch die im Dezember 2007 vorgestellte Kinderkrebsstudie<sup>48</sup> im Auftrag des Bundesamts für Strahlenschutz (BfS) neue Nahrung erhalten.

Der **radioaktive Abfall** strahlt über Jahrmillionen<sup>49</sup> und muss deshalb sicher über lange Zeiträume von der Biosphäre ferngehalten und endgelagert werden. Bislang ist ungeklärt, wie und wo dies am besten geschieht.

Der Einsatz der Atomenergie zur Stromerzeugung birgt immer auch das Risiko der **Nutzung radioaktiver Stoffe als Waffe**. Dazu gehören nicht nur die „klassische“ Atombombe und die Gefahr der Proliferation<sup>50</sup>, sondern auch die Gefahr von Terroranschlägen auf Atomkraftwerke mit katastrophalen Folgen in der Umgebung durch die Freisetzung großer Mengen Radioaktivität. Diese Diskussion hat sich seit den Terroranschlägen vom 11. September 2001 noch verstärkt.

Die am häufigsten auftretende waffentechnische Anwendung ist jedoch der Einsatz von Munition, die abgereichertes Uran („depleted uranium“, DU) enthält, das bei der Herstellung der Brennelemente für Atomkraftwerke entsteht. Die weiträumige Verteilung feinsten giftiger, radioaktiver Stäube infolge des Waffeneinsatzes und deren Eingang in die Nahrungskette führen zu Strahlenschäden, die sowohl Krebserkrankungen als auch die Schädigung des Erbgutes und dadurch Missbildungen in der nächsten Generation zur Folge haben können.<sup>51</sup>

Im Zusammenhang mit den genannten negativen Konsequenzen für Mensch und Umwelt stellt sich die Frage, wie die **Folgen der Atomenergienutzung monetär zu bewerten** sind, und wer die damit entstehenden Kosten trägt. In dem Maße, in dem sie nicht der Atomkraftwerksbetreiber, sondern die Gesellschaft trägt, entstehen Wettbewerbsverzerrungen gegenüber anderen Formen der Energieerzeugung.

Wettbewerbsverzerrungen entstehen außerdem aufgrund **expliziter und impliziter Subventionen** für die Atomenergie - ohne sie wäre die Atomstromerzeugung einzelwirtschaftlich nicht rentabel.<sup>52</sup> Seit Beginn der Förderung im Jahr 1956 bis heute flossen insgesamt gut 40 Milliarden (Mrd.) Euro (€) von Bund und Ländern in Form expliziter Subventionen in die nukleare Forschung, während die Forschung an erneuerbaren Energien und Energieeffizienz zusammen seit 1974 mit 6 Mrd. € gefördert wurde. Im Jahr 2006 standen knapp 400 Mio. € aus dem Bundeshaushalt für die nukleare Energieforschung und die Beseitigung kerntechnischer Anlagen zur Verfügung. Die Atomkraft profitiert zudem in erheblichem Umfang von impliziten Subventionen. Besonders die derzeitigen Regelungen zur Haftung bei Unfällen in Atomkraftwerken sowie zu den Rückstellungen,

---

<sup>48</sup> Ausführliche Informationen sowohl zu der Studie als auch zu der weiteren Beurteilung der Studie durch ein Expertengremium finden sich auf der Homepage des Bundesamts für Strahlenschutz (<http://www.bfs.de/bfs>).

<sup>49</sup> Kreusch et al. [2006]. Der AK END (Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandort des BMU) geht davon aus, dass es möglich ist, eine Isolationsdauer in der Größenordnung von circa 1 Million Jahren für einen Standort nachzuweisen, die zum Schutz der Biosphäre notwendige Isolationsdauer ist jedoch gegebenenfalls größer. Die Halbwertszeit verschiedener langlebiger Radionuklide, die im Abfall von Atomkraftwerken enthalten sind, variiert stark (z. B. Uran 235: 704 Mio. Jahre; Plutonium 239: 24.110 Jahre).

<sup>50</sup> Proliferation beschreibt die verbotene Weitergabe waffentauglicher radioaktiver Substanzen.

<sup>51</sup> Prof. Dr. Albrecht Schott, Physiologie, FU Berlin (a.D.) hat zu dieser Thematik geforscht. Seine Untersuchungen an britischen Veteranen aus dem zweiten Golfkrieg führten 2004 zur Anerkennung der Klage eines geschädigten Veteranen vor einem Gericht in Edinburgh (Schott [2004]).

<sup>52</sup> für eine ausführlichere Darstellung siehe UBA [2008 b]

die die Betreiber für die spätere Stilllegung und Entsorgung der Anlagen bilden, stellen Vorteile mit subventionsähnlicher Wirkung in Milliardenhöhe dar.<sup>53</sup>

Die Politik sollte die Subventionen zugunsten der Atomkraft abbauen und gleichzeitig die externen Kosten der Atomenergie internalisieren, damit die Verursacher und nicht die Gesellschaft diese tragen.

Da die Atomenergie kein Element einer nachhaltigen Stromversorgung darstellt, der Atomausstieg in Deutschland beschlossen ist und die langfristigen Klimaschutzanforderungen auch ohne Atomenergie erfüllbar sind, wird sie in diesem Papier nicht weiter betrachtet.

## 2.3 Der Emissionshandel – ein wichtiges Klimaschutzinstrument

Der europäische Emissionshandel ist das wichtigste Instrument für die Einhaltung der europäischen Klimaziele, das die fossilen Kraftwerke betrifft. Mit seiner Einführung unterliegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksparks nicht mehr allein nationaler Gesetzgebung.

### Funktionsweise des EU-Emissionshandels

Die im Emissionshandelssystem festgelegte Obergrenze der Emissionen, das so genannte Cap, begrenzt die CO<sub>2</sub>-Emissionen der emissionshandelspflichtigen fossilen Kraftwerke und großer Industrieanlagen europaweit. Anlagenbetreiber benötigen Zertifikate für die CO<sub>2</sub>-Emissionen ihrer Anlagen und können diese auch untereinander handeln. Die europaweit kostengünstigsten CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale werden dadurch zuerst erschlossen. Eine durch Senkung des Caps vorgegebene europaweite CO<sub>2</sub>-Minderung im Emissionshandelssektor führt so zu möglichst niedrigen Vermeidungskosten.

Das Cap stellt aber nicht nur die Obergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen dar, sondern praktisch auch die Untergrenze: Die Anlagenbetreiber im Emissionshandelssektor werden die gesamte erlaubte CO<sub>2</sub>-Menge emittieren. CO<sub>2</sub>-Einsparungen in einer emissionshandelspflichtigen Anlage haben deshalb keinen Einfluss auf die Gesamtmenge der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Emissionshandelssektors, sondern nur auf den Zertifikatspreis<sup>54</sup>.

Für die Einhaltung der europäischen Klimaziele ist die kontinuierliche, ambitionierte Senkung des Caps im europäischen Emissionshandel entscheidend. Die EU-Kommission hat im Dezember 2008 mit der neuen Emissionshandelsrichtlinie beschlossen, das Cap von 2013 bis zum Jahr 2020 linear zu senken<sup>55</sup>. Der dafür bestimmte jährliche

---

<sup>53</sup> Auf Basis einer vereinfachten Modellrechnung schätzt das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) den Vorteil, der mit der derzeitigen Rückstellungspraxis verbunden ist, auf jährlich mindestens 175 Mio. € (DIW [2007]). Schätzungen der Begünstigung durch die begrenzte Versicherungspflicht reichen bezogen auf die Stromproduktion von 5 bis 185 Cent/kWh (Thomas et al. [2007]). Für die Stromproduktion der Atomkraftwerke im Jahr 2008 (148,8 TWh) ergibt sich damit eine jährliche Begünstigung zwischen 7 und 274 Mrd. €.

<sup>54</sup> Die Gesamtemissionen im Emissionshandelssektor bis zum Jahr 2020 steigen daher auch nicht bei einem Weiterbetrieb bestehender fossiler Kraftwerke und würden ebenso bei einer möglichen Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke in diesem Zeitraum nicht sinken.

<sup>55</sup> Die lineare Senkung ergibt sich aus der jährlichen Reduzierung um einen festen Betrag. Dieser beträgt 1,74 % der durchschnittlichen jährlichen Gesamtmenge der Zertifikate, die über die nationalen Zuteilungspläne der Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2008 bis 2012 zugeteilt wurden (siehe KOM [2008], Artikel 9).

Minderungsfaktor gilt auch für die Zeit nach 2020 weiter<sup>56</sup>, so dass eine weitere kontinuierliche Senkung des Caps anvisiert ist.

Die Emissionshandelsrichtlinie soll dazu beitragen, dass die EU ihre Treibhausgasemissionen aus allen Sektoren bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 senkt. Je nach internationaler Beschlusslage will die EU sich auch zu einer 30-Prozent-Minderung bis 2020 verpflichten und dabei das Emissionshandels-Cap weiter senken, als bisher in der Richtlinie beschlossen. Die Anforderungen des Klimaschutzes an den Kraftwerkspark sind damit bis zum Jahr 2020 über den EU-Emissionshandel geregelt und geben den Rahmen für dessen weitere Entwicklung vor.

Trotzdem fehlen bisher noch verbindliche Klimaschutzziele für die Zeit nach 2020 sowie verbindliche Vorgaben für die langfristige Entwicklung des Cap. Da heutige Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke – aufgrund ihrer Bauzeit sowie der langen Abschreibungs- und Amortisationsdauern von rund 20 Jahren – den Zeitraum von etwa 2015 bis 2035 umfassen, haben Cap und Investitionsentscheidungen einen unterschiedlichen Wirkungsbereich. Der Emissionshandel setzt daher möglicherweise noch keine ausreichend klaren Signale für die Zeit nach 2020.

### **EU-Emissionshandel und nationale Klimaschutzziele**

Deutschland hat international eine gewisse Vorbildfunktion für den Klimaschutz, denn es ist bisher das einzige große Industrieland mit einer sehr kohlelastigen Stromerzeugung, das sich zugleich sehr ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt hat. Eine glaubwürdige Vereinbarkeit von Klimaschutz und erfolgreicher wirtschaftlicher Entwicklung wird in Zukunft eine bedeutende Rolle dabei spielen, ob sich vor allem Länder mit hohem Kohleanteil im Energiesystem und hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ambitionierte Klimaschutzanstrengungen einlassen werden.

Wenn Deutschland sein Ziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % territorial zu senken weit verfehlt und die internationalen Verpflichtungen nur einhalten kann, indem Anlagenbetreiber nennenswert Emissionshandels-Zertifikate aus dem europäischen Ausland zukaufen, dann kann dies die Realisierbarkeit langfristig wirksamer internationaler Klimaschutzverpflichtungen schwächen. Diese sind jedoch für die Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels unbedingt erforderlich.

---

<sup>56</sup> Über eine mögliche Anpassung des Minderungsfaktors soll bis spätestens 2025 entschieden werden (siehe ebenda).

### 3 Versorgungssicherheit

Ein weiteres Kriterium eines nachhaltigen Energiesystems (siehe 1 “Einleitung – Nachhaltige Energieversorgung”) ist die Versorgungssicherheit. Um diese in der Stromversorgung zu gewährleisten, müssen die folgenden Kriterien erfüllt sein:

- Verfügbarkeit der Energieträger,
- sicherer Netzbetrieb,
- Deckung der Stromnachfrage.

#### 3.1 Verfügbarkeit der Energieträger

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird in Zukunft deutlich zunehmen und zu einem deutlich sinkenden Verbrauch an konventionellen Energieträgern führen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt somit der zunehmenden Importabhängigkeit der konventionellen Energieträger entgegen. Ebenso verringert ein effizienter Umgang mit Energie die Importabhängigkeit.

Fossile Energieträger sind begrenzt, ihre Nutzung ist daher nicht nachhaltig. Solange die Stromversorgung jedoch noch auf fossile Energieträger angewiesen ist, müssen diese Energieträger ausreichend verfügbar sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Um die **Verfügbarkeit der Energieträger** zu gewährleisten, sollte das **Versorgungsrisiko** bei den einzelnen Energieträgern auf ein vertretbares Maß begrenzt werden. Dies kann durch Verringerung der **Importabhängigkeit** sowie durch die Diversifizierung der Lieferländer und Transportstrukturen erreicht werden.

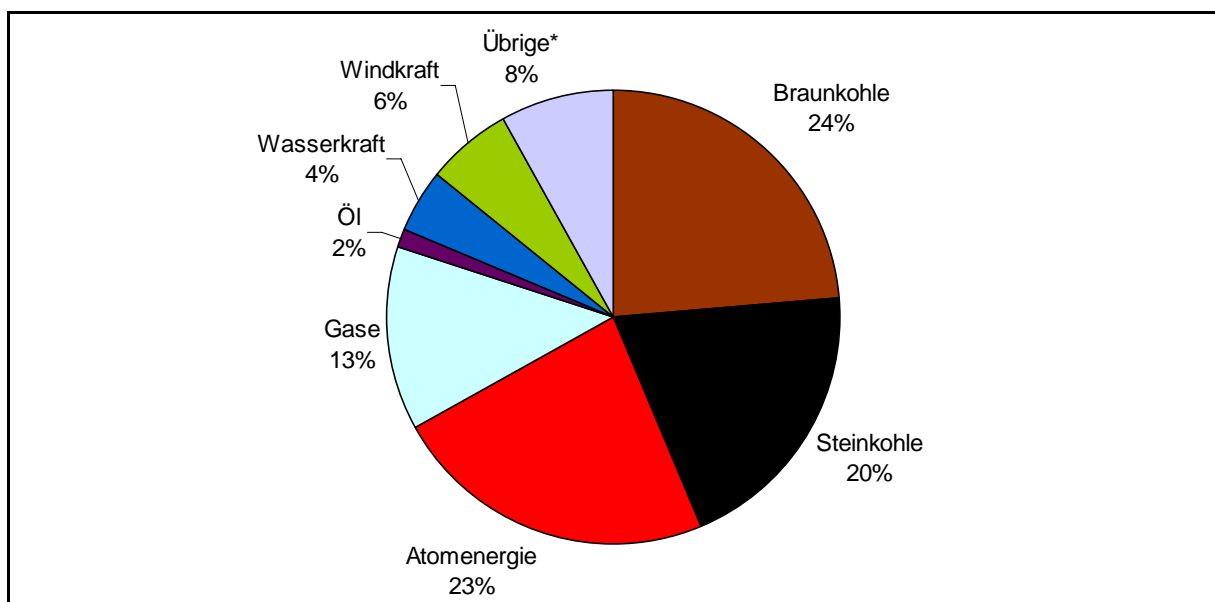


Abbildung 3-1: Energieträgereinsatz zur Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2008

\* Müll (erneuerbar/nicht-erneuerbare) + sonst. Biomasse; (eigene Darstellung nach AG EB [2009])

Abbildung 3-1 stellt den Anteil der Energieträger an der deutschen Bruttostromerzeugung im Jahr 2008 dar. Für die deutsche wie auch für die europäische Stromerzeugung haben von den konventionellen Energieträgern vor allem Braunkohle, Uran, Steinkohle und Erdgas eine große Bedeutung. Erdöl spielt bei der Stromerzeugung eine

unbedeutende Rolle. Windenergie trug im Jahr 2008 mit 6,3 % zur Bruttostromerzeugung bei, Wasserkraft mit 4,2 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt stieg in den letzten Jahren stetig und lag im Jahr 2008 bei 14,8 % bezogen auf den Bruttostromverbrauch.

Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über Importquote, Lieferrisiko und Reichweite verschiedener Energieträger sowie ihren Anteil am Primärenergieverbrauch und der Stromerzeugung in Deutschland. Im Jahr 2020 wird Deutschland bei den Energieträgern Erdgas, Erdöl und Steinkohle voraussichtlich vollständig auf Importe angewiesen sein. Für Steinkohle ist die Verfügbarkeit auch längerfristig als gesichert einzuschätzen, denn sie ist weltweit relativ gut verteilt und findet sich in ausreichendem Umfang in politisch stabilen Regionen der Erde. Die Frage nach Uranimporten stellt sich für Deutschland durch den beschlossenen Atomausstieg langfristig nicht mehr. Die Stromerzeugung aus Braunkohle basiert nahezu ausschließlich auf inländischer Förderung. Für Braunkohle ist die Verfügbarkeit wegen der vorhandenen Reserven auch längerfristig als unproblematisch einzuschätzen.

**Tabelle 3-1: Importquote, Lieferrisiko, statische Reichweite, Anteil am Primärenergieverbrauch [PEV] und an der Stromerzeugung der Energieträger in Deutschland<sup>57</sup>**

Energieträger	Importquote (2007) [%]	Lieferrisiko	Statische Reich- weite in Jahren (weltweit)	Anteil am PEV (2008) [%]	Anteil an Brutto- stromerzeugung (2008) [%]
Braunkohle	- 1,0	gering	200	11,1	23,5
Steinkohle	67,2	gering	125	13,1	20,1
Uran	100,0	gering	25-166 <sup>58</sup>	11,6	23,3
Erdgas	83,1	relevant	60	22,1	13,0
Mineralöl	94,3	gering	41 <sup>59</sup>	34,7	1,6
Erneuerbare	k.A. <sup>60</sup>	kein/gering	unendlich	7,4	15,1 <sup>61</sup>

Im Gegensatz dazu ist die (langfristige) Verfügbarkeit von Erdgas, im Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung etwas kritischer. Ursachen hierfür sind die geringen nationalen und europäischen Reserven, die hohe Importquote und die Konzentration der globalen Reserven auf wenige, zum Teil politisch wenig zuverlässige Staaten. Zudem ist der Transport von Erdgas nur in Pipelines oder per Schiff in verflüssigter Form

<sup>57</sup> Daten nach BMWi [2009]; für Uran: Wiss. Dienste [2006]; Prozentuale Anteile aus AG EB [2009 a], AG EB [2009 b]

<sup>58</sup> Ein Schätzen der Reichweite bekannter Vorräte ist schwierig, da Uran im Gegensatz zu fossilen Energieträgern keinen eindeutig definierbaren Heizwert besitzt. Die extrahierbare Energie pro Gewichtseinheit ist stark vom Brennstoffkreislauf, dem benutzten Reaktortyp und der Kernbeladungsstrategie abhängig. Die Energy Watch Group geht von einer Reichweite von 30 bis 70 Jahren aus, in Abhängigkeit von den Extraktionskosten. (Energy Watch Group [2006])

<sup>59</sup> Nach Analysen der Energy Watch Group wurde das weltweite Ölfördermaximum im Jahr 2006 erreicht. Die Ölförderung wird nach diesem „Peak“ einen steilen Rückgang erleben. (Energy Watch Group [2008])

<sup>60</sup> Im Gegensatz zu den meisten erneuerbaren Energieträgern wie Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik und Solarthermie müssen bestimmte Anteile biogener Brennstoffe – zum Beispiel Palmöl und Bioethanol - importiert werden. Die genaue Importquote ist hier jedoch unbekannt.

<sup>61</sup> für Erneuerbare: Anteil am Bruttostromverbrauch, nicht der -erzeugung, nach AG EESat [2009]

(„Liquified Natural Gas“, LNG) möglich und erfordert daher eine entsprechende Infrastruktur. Bemerkenswert ist hierbei, dass Japan sein Erdgas vollständig als Flüssig-Erdgas importiert. In den nächsten Jahren wird der weltweite LNG-Handel voraussichtlich sehr stark zunehmen.<sup>62</sup>

Vorübergehende Liefereinschränkungen bei Erdgasimporten stellen in Deutschland zurzeit keine Gefährdung dar, da die Kapazität der deutschen Erdgasspeicher mit rund 20 Mrd. Kubikmetern (m<sup>3</sup>) rund 20 % des jährlichen deutschen Verbrauchs beträgt. Falls in Zukunft der Erdgasanteil zur Stromerzeugung in Deutschland steigt, kann sich dies jedoch ändern.

Um das Versorgungsrisiko bei Erdgas zukünftig auf ein vertretbares Maß zu begrenzen, müssen verschiedene Maßnahmen getroffen werden, wie eine Diversifizierung der Transportwege und Bezugsquellen sowie ein Ausbau der Erdgasspeicher. Gleichzeitig ließe sich der Erdgasverbrauch mit Effizienzsteigerungen - wie verbesserter Gebäudedämmung oder dem Ersatz älterer, ineffizienter Erdgaskraftwerke<sup>63</sup> - senken. Das gesparte Erdgas stünde dann zusätzlich zur Stromerzeugung in hocheffizienten Kraftwerken zur Verfügung. **So kann der Erdgasanteil an der Stromversorgung steigen, ohne dass das Versorgungsrisiko zunimmt.**

### 3.2 Sicherer Netzbetrieb

Eine weitere notwendige Voraussetzung für die sichere Versorgung mit Elektrizität ist ein sicherer Netzbetrieb. Um diesen zu gewährleisten und somit großräumige Stromausfälle zu vermeiden, bestehen verschiedene Regelwerke und Sicherheitskriterien. Wesentlich sind hier vor allem das „Operation Handbook“ der UCTE<sup>64</sup> und der nationale „Transmission Code“ des VDN (heute BDEW)<sup>65</sup>. Verantwortlich für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sind die jeweiligen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber.

Zentrale Aspekte für den sicheren Netzbetrieb sind die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums (siehe unten) und die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung. Die Frequenzhaltung gehört zu den Systemdienstleistungen<sup>66</sup>, für die allein die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich sind.

---

<sup>62</sup> CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>63</sup> Zum Sparen von Erdgas ist vorwiegend der Ersatz von Anlagen mit hohen Ausnutzungsdauern – zum Beispiel KWK-Anlagen - sinnvoll. Alte Erdgas-Kraftwerke, die nur zur Spitzenlastdeckung dienen, sollten weiterhin zur Verfügung stehen.

<sup>64</sup> UCTE [2004]; UCTE: union for the co-ordination of transmission of electricity; Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität

<sup>65</sup> VDN [2007]; VDN: Verband der Netzbetreiber; BDEW: Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft

<sup>66</sup> „Als Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System-/Betriebsführung) werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet.“ VDN [2007]

## Netzreserve und Netzbetrieb

Ein ausreichend dimensioniertes (Übertragungs-)Netz ist eine notwendige Voraussetzung, um den Strom von den Erzeugern zu den Verbrauchern zu transportieren.

Um großräumige Stromausfälle weitgehend zu vermeiden, soll die Bemessung der Netzreserve generell<sup>67</sup> anhand des **(n-1)-Kriteriums** erfolgen: „Ein Netz erfüllt die Anforderungen dieses Kriteriums, wenn es den störungsbedingten Ausfall einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) ohne unzulässige Einschränkungen seiner eigenen Übertragungs- oder Verteilungsfunktion übersteht. Dabei dürfen die festgelegten technischen Grenzen des Netzes und seiner Betriebsmittel nicht verletzt werden, damit es zu keiner Störungsausweitung kommt.“<sup>68</sup>

Mit der Ausbauplanung sollen Netzbetreiber sicherstellen, dass das Netz auch für zukünftige Übertragungsaufgaben ausreichend dimensioniert ist. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dafür verantwortlich, die zum Ausbau ihrer Netze notwendigen Genehmigungsverfahren einzuleiten sowie die baulichen Maßnahmen nach erteilter Genehmigung zu veranlassen.

Bei einer ungenügenden Netzreserve können Engpässe auftreten. „Ein **Engpass** besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplananmeldungen ohne durch ihn veranlasste Sondermaßnahmen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.“<sup>69</sup>

Engpässe im Übertragungsnetz erfordern ein so genanntes **Engpassmanagement**, mit dem die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums auch sichergestellt wird, jedoch der Engpass nicht ursächlich behoben wird. Netzengpassmanagement umfasst die „Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses (z. B. Auktionen, Redispatch, Countertrading, Market Splitting)“<sup>70</sup> und wird derzeit beispielsweise an vielen nationalen Grenzkuppelstellen in der EU eingesetzt. Netzengpässe, die mit einem Engpassmanagement beseitigt werden können, führen somit zwar nicht zu einer Gefahr von großräumigen Stromausfällen, jedoch zu Einschränkungen im Strommarkt mit möglichen volkswirtschaftlichen Nachteilen.

Um unzulässige Netzbelastungen durch die fluktuierende und nicht exakt prognostizierbare Einspeisung erneuerbarer Energien zu vermeiden, steht den Netzbetreibern zusätzlich das **Erzeugungsmanagement**, also das zeitweise Reduzieren der Einspeisung erneuerbarer Energien, zur Verfügung.

## Netzausbau für den Ausbau erneuerbarer Energien

Eine stärker auf erneuerbaren Energien und dezentraler Erzeugung basierende Stromerzeugung stellt veränderte Anforderungen an den Netzbetrieb und erfordert langfristig erhebliche Anpassungen des Stromnetzes auf allen Ebenen.<sup>71</sup>

---

<sup>67</sup> Das (n-1)-Kriterium gilt sowohl für die Systembetriebsplanung und der Systemführung als auch für den langfristigen Netzausbau.

<sup>68</sup> VDN [2007]

<sup>69</sup> VDN [2007]

<sup>70</sup> VDN [2007]

<sup>71</sup> Zwar ist prinzipiell der technisch sichere Netzbetrieb auch mit einer deutlich höheren installierten Leistung aus erneuerbaren Energien und ohne den dafür erforderlichen Netzausbau nicht gefährdet, jedoch nur unter Anwendung des Erzeugungs- und Engpassmanagements, was zu volkswirtschaftlichen und im Falle ei-

...

Die dena-Netzstudie I hat dies für den Zeitraum bis 2015 mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von circa 20 % an der Stromerzeugung detailliert untersucht. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien eine erhebliche Verstärkung verschiedener Netzbetriebsmittel<sup>72</sup>, vor allem der Ausbau des Übertragungsnetzes, sowie die Bereitstellung zusätzlicher Regel- und Reserveleistung erforderlich ist.<sup>73</sup> Der Zeitraum bis 2025 ist Gegenstand der aktuell laufenden dena-Netzstudie II.

### Frequenzhaltung und Regelleistung

Die Frequenzhaltung hat als Systemdienstleistung eine besondere Rolle für die Versorgungssicherheit. Sie ist zudem eine wichtige Schnittstelle zwischen dem Strommarkt und dem sicheren Netzbetrieb (siehe auch Abschnitt 3.4 „Deckung der Stromnachfrage“).

Strom ist eine nicht lagerbare Ware, da eine direkte Speicherung von Wechselstrom<sup>74</sup> großtechnisch nicht möglich ist. Daher muss für einen sicheren Netzbetrieb **jederzeit** ein Ausgleich zwischen Erzeugung (Einspeiseleistung) und Verbrauch (Last) erfolgen.

Für diese Aufgabe, auch Frequenzhaltung genannt, sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Sie setzen dafür Regelleistung in Form von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (Tertiärregelleistung) ein.<sup>75</sup>

Die Frequenzstabilität ist gewährleistet, wenn die Systembilanz ausgeglichen ist, also unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Regelzonen zu jedem Zeitpunkt ein Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht.

Um großräumige Stromausfälle durch Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch zu vermeiden, sind die Übertragungsnetzbetreiber daher verpflichtet, **permanent** eine **ausreichend dimensionierte Regelleistung** vorzuhalten. Zudem müssen die Bilanzkreise für die 'day-ahead' Fahrplananmeldung<sup>76</sup> bei den Übertragungsnetzbetreibern eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz aufweisen.<sup>77</sup> Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch entstehen deshalb allein durch Abweichungen zwischen den eingeplanten (SOLL) und tatsächlichen (IST) Leistungen von Erzeugung und

---

nes Erzeugungsmanagements von erneuerbaren Energien zudem zu ökologischen Effizienzeinbußen führen würde. Da Engpässe im Übertragungsnetz infolge der Einspeisung erneuerbarer Energien nur bei einem großen Angebot an Leistung aus diesen Anlagen auftreten können, wäre durch diese Maßnahmen insgesamt kein Mangel an verfügbarer Kraftwerkskapazität zu erwarten. Der Netzausbau ist jedoch erforderlich, um das Energieangebot aus den dargebotsabhängigen und somit nicht speicherbaren erneuerbaren Energien möglichst vollständig nutzen zu können.

<sup>72</sup> zum Beispiel Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen

<sup>73</sup> Zu den Details sei hier auf die dena-Netzstudie I verwiesen (Dena [2005]).

<sup>74</sup> Eine Speicherung von Wechselstrom ist nur indirekt, zum Beispiel in Form von potentieller Energie (Pumpspeicherkraftwerk) oder chemischer Energie (Batterie), möglich.

<sup>75</sup> Zum Teil setzen die Übertragungsnetzbetreiber auch eine spezielle Windreserveleistung (ähnlich der Stundenreserveleistung) zum Ausgleich der Prognoseabweichungen des EEG-Bilanzkreises ein. Diese Windreserve verringert dabei den Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung.

<sup>76</sup> Auf dem 'day-ahead' Markt wird Strom gehandelt, der am nächsten Tag zur Lieferung kommt.

<sup>77</sup> Bilanzkreise sind generell für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Beschaffung (Erzeugung, Importe) und Abgabe (Verbraucher, Exporte) in jeder Viertelstunde verantwortlich. Die Sicherstellung des Leistungsgleichgewichtes in Folge von Bilanzkreisabweichungen erfolgt durch den Einsatz von Regelleistung und obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber für seine Regelzone. (siehe VDN [2007])



Verbrauch, also durch kurzfristige Ausfälle von Erzeugungsanlagen<sup>78</sup> sowie durch Prognoseabweichungen der erneuerbaren Energien und der Last.

### 3.3 Stromausfälle

#### Ursachen und Vermeidung

Großräumige Stromausfälle - so genannte Großstörungen oder Blackouts - können im Allgemeinen entstehen, wenn nach kurzfristigen Ausfällen<sup>79</sup> von Netzbetriebsmitteln oder Erzeugungsanlagen eine Störungsausweitung auftritt oder wenn ein Mangel an Regelleistung zum Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch führt. Ebenso kann menschliches Versagen bei der Netzbetriebsführung zu Großstörungen führen.

Mit Erfüllung des (n-1)-Kriteriums ist gewährleistet, dass der Ausfall von nur einer Komponente - entweder Netzbetriebsmittel oder Erzeugungseinheit - sicher beherrscht wird und keine Störungsausweitung stattfindet. Zur Vermeidung großräumiger Stromausfälle durch Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch sollen die Übertragungsnetzbetreiber jederzeit eine ausreichend dimensionierte Regelleistung vorhalten (siehe oben).

#### Restrisiko

Die Regeln und Sicherheitskriterien für einen sicheren Netzbetrieb dienen dazu, die Ausbreitung unvermeidlich auftretender Störungen zu großräumigen Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Eine hundertprozentige Sicherheit oder ein hundertprozentiger Schutz vor Stromausfällen ist jedoch in der Praxis nicht oder zumindest nicht mit vertretbarem Aufwand zu gewährleisten.<sup>80</sup>

Daher ist auch bei Einhaltung der Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb eine sehr geringe Wahrscheinlichkeit, mit der großräumige Stromausfälle eintreten können, zulässig.

Diese großräumigen Stromausfälle können einerseits entstehen, wenn Ereignisse die Reserven des (n-1)-Kriteriums übersteigen. Andererseits können die Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme die Regelleistungsreserven übersteigen, da bei der Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung ein bestimmtes Defizitniveau zulässig ist.<sup>81</sup> Deutschlandweit beträgt das Defizitniveau derzeit weniger als 15 Minuten pro Jahr.

---

<sup>78</sup> Ausfälle von Erzeugungsanlagen können durch Störungen in den Erzeugungsanlagen oder durch Ausfälle von Netzbetriebsmitteln – wie beim weiträumigen Ausfall von Windenergieanlagen durch „Spannungstrichter“ - entstehen.

<sup>79</sup> Unter dem Begriff "Ausfall" wird der zufällige störungsbedingte Übergang einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) in den Fehlzustand verstanden. (siehe VDN [2007])

<sup>80</sup> siehe auch Studie zum Monitoringbericht (CONSENTEC/EWI/IAEW [2008])

<sup>81</sup> In der Praxis werden für die Dimensionierung der Regelleistung Defizitwahrscheinlichkeiten von 0,1 % für einzelne Regelzonen genutzt. Wegen der wechselseitigen Unterstützungsmöglichkeiten zwischen den derzeit vier deutschen Regelzonen ist die daraus resultierende Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit für Gesamtdeutschland mit weniger als 0,0028 % (entspricht weniger als 15 Minuten pro Jahr) deutlich niedriger. (Haubrich/CONSENTEC [2008])

## **Fazit**

Großräumige Stromausfälle können somit in der Regel - also bei Erfüllung der Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb - nur aufgrund sehr seltener Ereignisse eintreten, die die vorgeschriebenen Sicherheitsreserven übersteigen.

Darüber hinaus treten großräumige Stromausfälle nur auf, wenn gegen die Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb, zum Beispiel durch menschliches Versagen, verstoßen wird.

Großräumige Stromausfälle entstehen jedoch - bei Erfüllung der Sicherheitsanforderungen - nicht durch Knappheiten von Erzeugungskapazitäten am Strommarkt.<sup>82</sup>

Falls entgegen dieser Einschätzung die derzeitigen Rahmenbedingungen, vor allem die Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb, nicht ausreichen sollten, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf einem angemessenen Niveau zu gewährleisten, so sollten die möglichen Schwachstellen im System beseitigt werden. Dies gilt auch für gegebenenfalls bestehende Schwachstellen bei den Anforderungen, die auf den Strommarkt wirken, wie die Anforderungen an die Bilanzkreise zum Ausgleich der Leistungsbilanzen und zur Vorhaltung von Dauerreserve für länger andauernde Kraftwerksausfälle.

## **3.4 Deckung der Stromnachfrage**

Die Deckung der Stromnachfrage ist das Kriterium für Versorgungssicherheit, das derzeit am besonders kontrovers diskutiert wird. Zentrale Bedeutung haben hier die Funktionsweise und das tatsächliche Funktionieren wettbewerblicher Elektrizitätsmärkte.

Die aktuelle Diskussion zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks handelt vielfach von einer so genannten „Stromlücke“ und einem „Defizit“ an verfügbarer Kraftwerksleistung. Die Begriffe „Stromlücke“ und „Defizit“ suggerieren die Gefahr von Stromausfällen (siehe oben). Bei den Situationen, die mit diesen Begriffen beschrieben werden, handelt es sich jedoch um Kapazitätsknappheiten (Leistungsknappheiten), die in funktionierenden Märkten gegebenenfalls zu Preisspitzen, jedoch nicht zu großräumigen Stromausfällen (Blackouts) führen.

### **Funktionsweise wettbewerblicher Elektrizitätsmärkte**

Mit der Einführung des EU-Binnenmarktes für Elektrizität wurde ein wettbewerblicher, marktorientierter Ordnungsrahmen für die Elektrizitätsversorgung geschaffen.<sup>83</sup> Ziele des Wettbewerbs sind eine Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt durch eine effiziente Ressourcenallokation und günstige Strompreise.

Preise haben auf Märkten eine wichtige Signalfunktion, indem sie Anpassungsprozesse bei Angebot und Nachfrage anregen. Dazu müssen Preise bei einer Verknappung der Kapazitäten steigen und bei Überkapazitäten fallen.

---

<sup>82</sup> Auch die Analyse verschiedener Großstörungen in Europa und den USA zeigt, dass ein Kapazitätsmangel bei diesen Ereignissen nicht die Ursache war. (CONSENTEC/EWI/IAEW [2008])

<sup>83</sup> Jedoch besteht derzeit wegen verschiedener Engpässe an grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen noch kein einheitliches europäisches Marktgebiet. Hierfür ist ein weiterer Netzausbau zur Beseitigung der Engpässe erforderlich.

Kurzfristig können die Stromanbieter bei Knappheiten in wettbewerblichen Märkten alle betriebsbereiten Erzeugungsanlagen aktivieren und die Nachfrager auf die Preissignale durch Verbrauchsanpassungen (Verlagerung oder Reduzierung) reagieren. Weiterhin können höhere Importe die Folge sein. Langfristig können ebenfalls Nachfragereaktionen durch Effizienzsteigerungen und Angebotsreaktionen durch Neubauten von Kraftwerken sowie Lebensdauer verlängernde Maßnahmen bei bestehenden Kraftwerken erfolgen, die bei höheren Preisen wirtschaftlich attraktiver werden.

**Grundsätzlich gilt: Auf funktionierenden Märkten findet auf Basis von Preissignalen kurz-, mittel- und langfristig ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage statt.** Ein physisches Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung ist insofern nur in einem nicht funktionierenden Strommarkt möglich.

Ein funktionierender Wettbewerbsmarkt war ein wesentliches Ziel der Strommarktliberalisierung. Daher sollten bei der Annahme eines nicht funktionierenden Marktes nicht die Symptome behandelt werden - wie mögliche Kapazitätsdefizite durch Investitionsförderungen für den Neubau von Kraftwerken oder die Verlängerung der AKW-Laufzeiten -, sondern es sollten die möglichen Ursachen beseitigt und gegebenenfalls das Marktdesign angepasst werden.

**Anhand der aktuellen Entwicklung im Energiemarkt ist jedoch nicht erkennbar, dass der Strommarkt momentan nicht funktioniert oder zukünftig nicht funktionieren wird.** Diese Einschätzung bestätigen auch die Studie zum Monitoringbericht des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) zur Versorgungssicherheit in Deutschland<sup>84</sup> und die Untersuchung von BET zur Versorgungssicherheit. Aus Sicht des UBA sind die Mechanismen des Marktes und die Anreize, die der Markt über Preissignale setzt, ausreichend, um auch langfristig die erforderlichen Anpassungen auf der Angebots- und Nachfrageseite zu realisieren. Der Strommarkt funktioniert derzeit jedoch aus verschiedenen Gründen noch nicht **optimal**, zum Beispiel wegen Netzengpässen im europäischen Übertragungsnetz, Markteintrittsbarrieren im Erdgasmarkt bei Kraftwerksgas und der erheblichen Marktmacht einzelner Akteure.

Eine wichtige Rolle für einen **optimal** funktionierenden Strommarkt hat zukünftig die stärkere Einbindung der Nachfrageseite und eine Erhöhung der kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage. Die beiden wesentlichen Voraussetzungen sind zeitvariable, angebotsabhängige Verbrauchertarife und der Aufbau einer entsprechenden Mess-, Informations- und Kommunikationsinfrastruktur („smart metering“).<sup>85</sup> Dies erschließt zusätzliche Sicherheitsreserven und verbessert die Kosteneffizienz im System. Bisher können nur relativ wenige Verbraucher, vor allem aus der stromintensiven Industrie, direkt auf Strompreisschwankungen des Großhandelsmarktes reagieren, indem sie ihren Strombezug optimieren.<sup>86</sup> Daher ist die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage derzeit noch gering. Kurzfristige Nachfragereaktionen werden in größerem Umfang zudem - wegen des vielfach geringen Anteils der Ausgaben für Strom an den Gesamtkosten in Gewerbe und Industrie - erst bei sehr hohen Strompreisen in Knappheitssituationen stattfinden.<sup>87</sup>

---

<sup>84</sup> CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>85</sup> Die momentanen, technischen sowie regulatorischen Veränderungen im Messwesen schaffen erste Voraussetzungen für ein marktnäheres Verhalten der Stromverbraucher .

<sup>86</sup> Für einen Teil der stromintensiven Industrie ist die Teilnahme am Großhandelsmarkt bereits Praxis. Auch die industrielle Eigenerzeugung kann kurzfristig am Großhandelsmarkt auf Knappheitssignale reagieren.

<sup>87</sup> Bei genügend hohen Strompreisen ist auch im 'day-ahead'-Markt zu erwarten, dass ein erheblicher Teil der industriellen und gewerblichen Verbraucher mit Nachfragereduzierung reagieren werden.

Neben dem grundsätzlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf funktionierenden Märkten gilt in der Praxis: Am Markt kann nur soviel Strom gekauft werden wie auch angeboten wird. Zudem müssen die Bilanzkreise eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz für die 'day-ahead'-Fahrplananmeldung bei den Übertragungsnetzbetreibern aufweisen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass alle Bilanzkreise ausreichend Kraftwerkskapazitäten für die prognostizierte Last einplanen und vorhalten und somit kein physisches Defizit entsteht.<sup>88</sup>

### **Besonderheit im Strommarkt**

Im Strommarkt besteht die Besonderheit, dass Strom nicht wie andere Waren lagerbar ist. Daher müssen immer ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden sein, um die Verbraucher - mit den zuvor am Markt gehandelten und von den Bilanzkreisen angemeldeten Leistungen,<sup>89</sup> zuzüglich der Lastprognoseabweichungen und des Lastrauschens - zeitgleich zu versorgen. Um dies sicherzustellen, dient die von den Übertragungsnetzbetreibern vorzuhaltende Regelleistung (siehe oben). Die Kraftwerksbetreiber sind zudem verpflichtet, für länger andauernde Kraftwerksausfälle eine so genannte Dauerreserve vorzuhalten.

---

<sup>88</sup> Sollten theoretisch - was unter den tatsächlichen Verhältnissen auch zukünftig absolut unwahrscheinlich ist - alle Flexibilitäten am Markt (Importe, Reservekraftwerke, Nachfrageflexibilitäten) infolge von Extremsituationen aufgebraucht sein, daher ein physisches „Defizit“ entstehen und kurzzeitig der Strommarkt nicht funktionieren, so wären Bilanzkreise mit einer Unterdeckung in der Leistungsbilanz dazu verpflichtet, den Strombezug einzelner Verbraucher einzuschränken und somit die Leistungsbilanz auszugleichen (Rationierung). Auch dies würde jedoch nicht zu großräumigen Stromausfällen führen, sondern zu zusätzlichen Anreizen für Anpassungsreaktionen am Markt. Da solche Ausnahmezustände nicht plötzlich auftreten würden, besteht am Markt eine Reaktionszeit zur Anpassung an sich abzeichnende Engpässe.

<sup>89</sup> Die gehandelten und angemeldeten Leistungen sind mittlere Leistungen für eine Zeitspanne von mindestens einer Viertelstunde und ergeben sich als Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit und derselben Zeitspanne.

## 4 Kraftwerkspark und Versorgungssicherheit bis 2020

In diesem Kapitel betrachten wir die Entwicklung des Kraftwerksparks und der Versorgungssicherheit in Deutschland bis zum Jahr 2020. Dazu stellen wir zuerst die grundlegenden Aspekte zur Beurteilung der Versorgungssicherheit dar. Anschließend erfolgt vor diesem Hintergrund eine Diskussion der Ergebnisse der dena-Kurzanalyse<sup>90</sup>, der Studie zum BMWi-Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit<sup>91</sup> und des UBA-Hintergrundpapiers „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“<sup>92</sup>. Abschließend beschreiben wir auf Basis dieser Analysen die wahrscheinliche Entwicklung der Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2020.

### 4.1 Aspekte zur Beurteilung der Versorgungssicherheit

Zur Beurteilung der Entwicklung der Versorgungssicherheit sind eine Reihe grundlegender Aspekte, die im Folgenden dargestellt werden, zu berücksichtigen. Besonders das hierzu verwendete Modellsystem und die Methodik müssen die Realitäten im europäischen Strommarkt - die Funktionsweise wettbewerblicher Märkte und den zunehmenden innereuropäischen Stromhandel - und alle weiteren relevanten Einflussfaktoren adäquat abbilden.

#### 4.1.1 Abbildung wettbewerblicher Strommärkte

Bei Untersuchungen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit sind Marktmechanismen mit angebots- und nachfrageseitigen Reaktionen auf Preissignale zu berücksichtigen - etwa Stilllegungen und Lebensdauer verlängernde 'Retrofit'-Maßnahmen an Bestandskraftwerken, Kraftwerksneubauten sowie Effizienzsteigerungen und Lastverlagerungen auf der Nachfrageseite. Untersuchungen, die eine Entwicklung ohne diese Marktreaktionen auf Preissignale annehmen, sind zur Beurteilung der Versorgungssicherheit nur bedingt geeignet.

#### 4.1.2 Liberalisierung des Strommarktes und europäischer Stromhandel

Eine adäquate Betrachtung erfordert die Einbeziehung des europäischen Marktes und insbesondere der Nachbarländer. Eine rein nationale Betrachtung führt zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Versorgungssicherheit.

Wesentliches Ziel der Strommarkt-Liberalisierung in der EU ist eine effizientere Deckung der Nachfrage durch die Schaffung eines wettbewerblichen europäischen Binnenmarktes für Elektrizität und die stärkere Einbeziehung der Nachfrageseite. Dies ermöglicht es, Überkapazitäten abzubauen und teure erforderliche Reservekapazitäten zu verringern. Ein Ansatz, bei dem die Lastdeckung auch zukünftig ausschließlich aus nationalen Kraftwerken sichergestellt werden soll - wie vom BMWi im Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit vertreten<sup>93</sup> - widerspricht den Zielen der Strommarktliberalisierung.

---

<sup>90</sup> Dena [2008]

<sup>91</sup> CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>92</sup> UBA [2008]

<sup>93</sup> BMWi [2008]

Bei Kapazitätsengpässen in einem europäischen Land kann in gewissem Umfang ein Ausgleich durch zusätzliche Stromimporte aus den Nachbarländern stattfinden. Möglich ist dieser Ausgleich auch zu Spitzenlastzeiten durch unterschiedliche Laststrukturen und Stromerzeugungssysteme. So lag beispielsweise die Jahreshöchstlast 2007 im UCTE-Netz<sup>94</sup> mit rund 403 Gigawatt (GW) um 17 GW niedriger als die Summe der nationalen Jahreshöchstlasten<sup>95</sup>. Ebenso ist bei Kraftwerksausfällen in einem Land nicht davon auszugehen, dass zur selben Zeit alle ausländischen Reservekraftwerke ebenfalls zur Deckung von Kraftwerksausfällen erforderlich sind.<sup>96</sup>

Der grenzüberschreitende Stromhandel ist bereits zwischen vielen Ländern Realität. Deutschland hat zum Beispiel zu den Nachbarländern Frankreich, Schweiz und Österreich relativ gut ausgebaute Grenzkuppelstellen. In diesen Ländern gleichen sich die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt tendenziell an<sup>97</sup>.

Derzeit sind die handelbaren Leistungen jedoch noch durch die Kapazitäten der grenzüberschreitenden Übertragungsnetze beschränkt. Zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom ist der weitere Ausbau der länderübergreifenden Übertragungskapazitäten erforderlich.

#### 4.1.3 Entwicklung des Kraftwerksbestandes

Verschiedene Untersuchungen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit gehen für Bestandskraftwerke von einer bestimmten „typischen“ Zahl an Betriebsjahren aus. Dies greift jedoch zu kurz und führt vielfach zu einer Unterschätzung der verfügbaren fossilen Kraftwerksleistung und somit auch der Versorgungssicherheit.

Die Laufzeit der Kraftwerke (in Betriebsjahren) ist aus technischer Sicht keine fest begrenzte oder vorherbestimmte Größe, sondern ist erstens abhängig von der tatsächlichen Betriebsweise der Anlagen in der Vergangenheit und kann zweitens durch so genannte Retrofit-Maßnahmen<sup>98</sup> erhöht werden. „In der Realität wird die Stilllegung von Bestandskraftwerken nicht ausschließlich aufgrund von technischen Gegebenheiten nach einer bestimmten Anzahl von Jahren erfolgen, sondern gerade durch technisch-wirtschaftliche Betrachtungen und somit durch Preissignale des Marktes bestimmt werden.“<sup>99</sup>

Der Einfluss der tatsächlichen Anlagenbetriebsweise auf die Laufzeit der Kraftwerke zeigt sich vor allem bei verschiedenen Öl- und Gaskraftwerken, bei denen die Ausnutzungsdauer<sup>100</sup> in der Vergangenheit deutlich niedriger war als bei der Auslegung ursprünglich geplant. Bei diesen Kraftwerken, die bisher vorwiegend Spitzen- und Reserveleistung bereitgestellt haben, ist daher zu erwarten, dass sie auch ohne umfangreiche Lebensdauer verlängernde Maßnahmen deutlich länger betrieben werden können, als ursprünglich vorgesehen. Voraussetzung dafür ist, dass der Betrieb weiterhin am Markt rentabel ist.

---

<sup>94</sup> UCTE: union for the co-ordination of transmission of electricity; Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber

<sup>95</sup> UCTE [2009]

<sup>96</sup> siehe auch BET [2008]

<sup>97</sup> Ein Beispiel sind Deutschland und Frankreich, die trotz großer Unterschiede im Kraftwerkspark (in Frankreich liefern Atomkraftwerke ca. 80 % des Stroms) ähnliche Großhandelspreise für Strom aufweisen.

<sup>98</sup> z. B. Erneuerung einzelner Anlagenkomponenten (zum Beispiel Turbinen und Leittechnik)

<sup>99</sup> BET [2008]

<sup>100</sup> auch als Auslastung bezeichnet

Retrofit-Maßnahmen wurden in den vergangenen Jahren an verschiedenen Braunkohle-, Steinkohle und Erdgaskraftwerken durchgeführt und sind auch in Zukunft zu erwarten<sup>101</sup> - besonders im Falle von Kapazitätsknappheiten.

Für Retrofit-Maßnahmen gilt: „Ob und in welchem Umfang diese Optionen genutzt werden, hängt von den erzielbaren Erlösen und somit von den Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt sowie von den entstehenden Kosten für solche Maßnahmen ab.“ (...) „Das Ausmaß und somit die Kosten, die mit diesen Maßnahmen verbunden sind, hängen sowohl von der Betriebsweise der Anlagen in der Vergangenheit als auch ggf. von Verschärfungen genehmigungsrechtlicher Auflagen ab.“<sup>102</sup>

Bei Kraftwerksstilllegungen besteht zudem häufig ein Zusammenhang mit Neubauprojekten. Für verschiedene Standorte sind Kraftwerksstilllegungen nur dann geplant oder zu erwarten, falls die Altanlagen durch Neubaukraftwerke ersetzt werden. Dies lässt sich zum Beispiel sehr anschaulich für die Braunkohlebestandsanlagen der RWE im Rheinland nachvollziehen<sup>103</sup>.

#### 4.1.4 Kraftwerksneubauten

Unternehmen werden sich im Allgemeinen für Investitionen in neue Kraftwerke entscheiden, falls sie eine angemessene Rendite erwarten. Ein Zeichen dafür, dass der Markt in diesem Sinne funktioniert, sind die realen Kraftwerksneubauprojekte. Dieser Aspekt ist deshalb bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit abzubilden.

Neben den derzeit im Bau befindlichen Kraftwerken gibt es derzeit zahlreiche weitere Kraftwerksneubauplanungen, die bereits weit fortgeschritten sind. Für einen Teil dieser Planungen „haben Unternehmen bereits hohe Millionenbeträge für die Planung, Projektentwicklung, Genehmigungsverfahren sowie teilweise erhebliche Kosten für Reservierungen wesentlicher Großkomponenten (wie Dampfkessel, Turbinen, Spezialstähle, Transformatoren usw.) aufgewendet.“ (...) „Eine Aufgabe oder ein Scheitern all dieser Projekte erscheint äußerst unrealistisch.“<sup>104</sup>

Derzeit sind fossile Kraftwerke mit einer Leistung von rund 12.000 Megawatt (MW) netto<sup>105</sup> im Bau. Zusätzlich sind fossile Kraftwerke auf Basis von Stein- und Braunkohle sowie Erdgas mit insgesamt mehr als 30.000 MW netto in Planung. Berücksichtigt man die unterschiedlichen Realisierungswahrscheinlichkeiten anhand des Planungsstadiums, so ist nach BET<sup>106</sup> eine Kraftwerkskapazität von rund 8.000 MW zusätzlich zu den in Bau befindlichen Kraftwerken zu erwarten. Inwieweit diese Kraftwerke tatsächlich für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind, ist allerdings äußerst fraglich (siehe Abschnitt 4.5 „Beurteilung der Versorgungssicherheit bis 2020“).

Zusätzlich zu den bereits bekannten Neubauprojekten werden bei sich abzeichnenden Kapazitätsknappheiten mit entsprechenden Marktsignalen weitere Neubauprojekte hinzukommen. Dass momentan für die Zeit nach 2015 kaum öffentliche Ankündigungen für

---

<sup>101</sup> So sind in einigen Fällen 'Retrofit'-Maßnahmen mit einer Verlängerung der Kraftwerkslaufzeit, zum Beispiel bei einigen Braunkohlekraftwerken von RWE im Rheinland, Teil der Unternehmensstrategie und der unmittelbaren Planung.

<sup>102</sup> BET [2008]

<sup>103</sup> ausführliche Darstellung hierzu in BET [2008]

<sup>104</sup> ebd.

<sup>105</sup> Die Nettoleistung ergibt sich aus der Bruttoleistung nach Abzug der Eigenbedarfsleistung.

<sup>106</sup> ebd.

Kraftwerksneubauten vorliegen<sup>107</sup>, ist wegen des noch fernen Datums und einer Realisierungsdauer von drei bis sieben Jahren<sup>108</sup> bei den meisten Kraftwerkstechniken - von der Standortfindung bis zur Inbetriebnahme - verständlich.

#### **4.1.5 Kraftwerkseinsatzplanung**

Neben der als installierte Leistung insgesamt zur Verfügung stehenden Kapazität der konventionellen und regenerativen Kraftwerke ist die planmäßig verfügbare Kraftwerksleistung im Jahresverlauf zu betrachten.

Die längerfristige Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt in der Praxis unter Berücksichtigung der planmäßig erforderlichen Revisionen und des jahreszeitlich schwankenden Verlaufs der Nachfrage. Zum Zeitpunkt der erwarteten Jahreshöchstlast werden üblicherweise kaum Revisionen durchgeführt, um den Gesamtbedarf an Kraftwerkskapazitäten zu minimieren.

Betrachtungen für einen einzelnen Zeitpunkt, wie den der Jahreshöchstlast<sup>109</sup>, haben daher nur eine bedingte Aussagekraft. Um Aussagen über die Versorgungssicherheit während des gesamten Jahres treffen zu können, ist eine integrierte Jahresbetrachtung oder wenigstens eine Betrachtung anderer möglicher kritischer Zeitpunkte, wie die saisonalen Höchstlasten, durchzuführen. Dabei sind die Revisionszyklen konventioneller Kraftwerke zu berücksichtigen.

#### **4.1.6 Entwicklung der Stromnachfrage**

Bei der Beurteilung der zukünftigen Versorgungssicherheit hat die Entwicklung der Stromnachfrage einen wichtigen Einfluss. Dabei ist jedoch nicht nur die Höhe der jährlichen Stromnachfrage bedeutend, sondern vielmehr die Entwicklung des Lastverlaufes, vor allem der Nachfrage zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Entscheidend ist hierbei die Entwicklung der kurzfristigen Nachfrageelastizitäten.

#### **Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs**

Ziel der Bundesregierung ist es, den deutschen Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 um 11 % gegenüber dem Jahr 2005 zu senken. Dies ist ein ambitioniertes, jedoch technisch realisierbares Ziel mit großen Kosteneinsparpotentialen. Dies bestätigen unter anderem eine Studie des Wuppertal Instituts im Auftrag von EON aus dem Jahr 2006<sup>110</sup> sowie die „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“ von EWI und Prognos<sup>111</sup> (siehe auch Abschnitt 2.2.2 „Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite“). Falls zukünftig erkennbar ist, dass dieses Ziel nicht erreicht wird, sollten vorrangig die Instrumente hierzu angepasst werden.

Die längerfristige Entwicklung der Stromnachfrage hängt unter anderem von der Höhe zukünftiger Strompreise ab, da diese einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Effi-

---

<sup>107</sup> siehe auch CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>108</sup> BET [2008]

<sup>109</sup> beispielsweise bei der dena-Kurzanalyse (Dena [2008])

<sup>110</sup> WI [2006]

<sup>111</sup> EWI/Prognos [2007]



zizienzmaßnahmen haben. Höhere Strompreise führen tendenziell zu mehr Investitionen in die Energieeffizienz, so dass sich der Stromverbrauch dadurch längerfristig verringert.<sup>112</sup>

Einen weiteren Einfluss auf die Entwicklung der Stromnachfrage hat die Entstehung neuer Anwendungsgebiete. Dazu zählen neue elektrisch betriebene Geräte in Haushalten ebenso wie die Elektromobilität, deren Einfluss davon abhängt, wie schnell die hierbei noch bestehenden technischen Probleme gelöst werden können und die Markteinführung stattfinden wird (siehe Abschnitt 4.1.8 „Elektromobilität“).

### **Entwicklung der Nachfrageelastizitäten - Lastmanagement**

Mit der Senkung der Spitzennachfrage nach Strom besteht eine volkswirtschaftlich vorteilhafte Alternative zu Kraftwerksinvestitionen. Möglich ist dies einerseits, indem der Strombedarf durch Effizienzsteigerungen insgesamt abgesenkt wird oder andererseits, indem der Spitzenkapazitätsbedarf durch eine Flexibilisierung und Glättung der Nachfrage gesenkt wird, zum Beispiel indem sich Teile der Nachfrage von teuren Spitzenlastzeiten auf preisgünstigere Zeiten verlagern. Die Steigerung der kurzfristigen Preiselastizität der Stromnachfrage - durch eine verstärkte Teilnahme großer Verbraucher am 'day-ahead'-Strommarkt und Lastmanagement - kann zudem extreme Preisspitzen dämpfen.<sup>113</sup>

In der Vergangenheit, genauer gesagt zwischen 2000 und 2007, bestand ein direkter Zusammenhang zwischen dem jährlichen Stromverbrauch und der Jahreshöchstlast, wobei die Jahreshöchstlast nahezu proportional zum jährlichen Stromverbrauch war. Zugleich können bisher nur relativ wenige Verbraucherinnen und Verbraucher, vor allem aus der stromintensiven Industrie, direkt auf Strompreisschwankungen des Großhandelsmarktes durch Optimierung ihres Strombezuges reagieren. Daher war die Nachfrage bisher weitgehend unabhängig von den Strompreisen.

In anderen Märkten, wie Telekommunikation oder Schienen- und Flugverkehr, ist ein gezieltes Verlagern des Verbrauchs von nachfragestarken auf nachfrageschwache Zeiten durch Preissignale bereits üblich. Im Strommarkt entstehen erst jetzt die regulatorischen und technologischen Voraussetzungen dafür. „Intelligente“ Stromzähler werden den Einsatz zeitvariabler, angebotsabhängiger Tarife und damit Reaktionen der Verbraucher - beispielsweise durch Lastverlagerungen - auf knappheitsbedingte Preissignale ermöglichen. Dies wird in Zukunft die kurzfristige Preiselastizität der Stromnachfrage erhöhen und einen wichtigen Beitrag dazu leisten können, die Nachfrage besser dem Angebot anzupassen, indem Verbraucher stärker in preisgünstigeren nachfrageschwachen Zeiten Strom nachfragen.

„Aufgrund der starken Zeitabhängigkeit vieler Stromanwendungen bei Produktions- und Dienstleistungsprozessen wird ein Teil der Nachfrage auch in Zukunft voraussichtlich weitgehend preisunelastisch und zeitlich nicht verlagerbar sein. Ein anderer Teil der Nachfrage wird sich allerdings insbesondere bei kurzfristigen Preisspitzen“ - also wenn die Erzeugungskapazitäten besonders knapp sind - „in andere Tageszeiten verlagern (...) oder sich in diesen Zeiten verringern lassen.“<sup>114</sup> Daher ist zu erwarten, dass die kurzfristige Preiselastizität der Stromnachfrage bis zum Jahr 2020 deutlich steigt.

Für die Entwicklung der Jahreshöchstlast ergibt sich: Auch wenn ein Teil möglicher Stromeinsparungen - zum Beispiel der Austausch von Nachtspeicherheizungen - nur in

---

<sup>112</sup> siehe auch ebd.

<sup>113</sup> siehe auch CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>114</sup> BET [2008]

Schwachlastzeiten wirkt und deshalb keinen Einfluss auf die Jahreshöchstlast hat, so gibt es dennoch Stromsparmaßnahmen, die auch die Nachfrage in Spitzenlastzeiten und damit tendenziell die Jahreshöchstlast senken. Zusammen mit der zukünftig steigenden Preiselastizität der Nachfrage ist daher zu erwarten, dass die Jahreshöchstlast bei abnehmender jährlicher Nachfrage sinkt und bei steigender jährlicher Nachfrage schwächer steigt als diese.

#### 4.1.7 Regelbare Lasten

Eine Spezialform für die Anwendung preisinduzierter Nachfragereaktionen sind regelbare Lasten, die für die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung eingesetzt werden können. Dabei schalten große Verbraucher gegen Entgeltzahlung für eine bestimmte Zeit eine vorher vereinbarte Anlagenleistung ab. Mit dem Einsatz regelbarer Lasten sinkt der Bedarf an verfügbarer konventioneller Kraftwerksleistung. Die Vernachlässigung von regelbaren Lasten führt daher zu einer Unterschätzung der Versorgungssicherheit.

Der Einsatz regelbarer Lasten zur Bereitstellung von Minutenreserveleistung<sup>115</sup> ist bereits Realität, zum Beispiel bei einigen industriellen Verbrauchern der Aluminium-, Stahl- oder Chlorherstellung. So bietet das Unternehmen Evonik seit mehreren Jahren Regelleistung in Form von Minutenreserveleistung auf Basis eines „virtuellen“ Kraftwerks mit ausgewählten Erzeugungsanlagen und regelbaren Lasten an. Im Jahr 2008 konnte Evonik durchgehend mehr als 200 MW positive Minutenreserveleistung mit regelbaren Lasten bereitstellen.

Insgesamt sind derzeit industrielle Verbraucherlasten mit einer Leistung von über 600 MW zur Vorhaltung positiver Minutenreserveleistung präqualifiziert<sup>116</sup>. Bei entsprechenden Marktsignalen ist hier mit einer deutlichen Ausweitung des Angebotes zu rechnen<sup>117</sup>.

Die technischen Potentiale zur Bereitstellung positiver Minutenreserveleistung durch regelbare Lasten betragen nach Einschätzungen aus Branchenkreisen allein für den Industriebereich über 3.000 MW bei ganzjähriger Verfügbarkeit<sup>118</sup>. Um die Potentiale vollständig zu ermitteln, ist eine umfangreiche anlagenbezogene Untersuchung in den wichtigsten Einsatzbereichen erforderlich.

Auf Basis dieser Potentiale und der bereits in beachtlichem Umfang eingesetzten Anlagen ist es auch bei konservativer Betrachtung sehr wahrscheinlich, dass regelbare Lasten im Jahr 2020 ganzjährig mit mindestens **1.500 MW** zur Bereitstellung positiver Regel- und Reserveleistung beitragen können.

---

<sup>115</sup> siehe auch Abschnitt 3.2 „Sicherer Netzbetrieb“

<sup>116</sup> Anlagen die präqualifiziert sind, erfüllen die Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die Teilnahme am Minutenreservemarkt.

<sup>117</sup> Siehe auch BET [2008]

<sup>118</sup> Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt eine Untersuchung, die im Jahr 2005 an der TU-Berlin durchgeführt wurde (Schubert [2005]).

## 4.1.8 Elektromobilität

### Entwicklungsperspektiven

Aus Sicht des UBA ist es unwahrscheinlich, dass die Elektromobilität bis zum Jahr 2020 einen für die Stromnachfrage bedeutenden Umfang einnehmen wird, denn bisher bestehen noch verschiedene ungelöste Probleme, die eine breite Markteinführung von Elektrofahrzeugen verhindern, zum Beispiel bei der Kapazität und dem Preis der Stromspeicher. Neben den bereits auf dem Markt befindlichen Hybridfahrzeugen ist daher zunächst in Folge der anlaufenden Förderung eher mit kleinen Elektrofahrzeugen für den Stadtverkehr zu rechnen.

Selbst das Szenario mit einer verstärkten Nutzung der Elektrizität im Individualverkehr in der Leitstudie 2008<sup>119</sup> stellt für das Jahr 2020 nur einen Teil der Elektromobilität von rund 2,5 % am Verkehrsaufwand<sup>120</sup> des motorisierten Individualverkehrs dar. Daraus ermitteln die Autoren eine zusätzliche Stromnachfrage von 3 TWh<sup>121</sup> pro Jahr. Somit ist der Einfluss der Elektromobilität im Individualverkehr auf die Stromnachfrage bis zum Jahr 2020 mit großer Wahrscheinlichkeit sehr gering. Langfristig können Elektrofahrzeuge allerdings eine nutzbare Komponente in einem nachhaltigen Stromversorgungssystem darstellen.

### Einfluss auf die Versorgungssicherheit

Elektrofahrzeuge sind zusätzliche Stromverbraucher, die grundsätzlich die Stromnachfrage und bei ungesteuerter Ladung auch die Spitzenlast erhöhen. Die Akkumulatoren der Elektrofahrzeuge bieten jedoch auch technische Möglichkeiten zur Lastverlagerung sowie zur aktiven Einspeisung bei Kapazitätsengpässen. Durch die begrenzte Speicherkapazität der Akkumulatoren sind die „Energie-Speicherpotentiale“ im Elektrizitätswirtschaftlichen Maßstab dabei nur gering. Zugleich sind jedoch die „Leistungs-Speicherpotentiale“ durch die relativ hohe kumulierte Anschlussleistung erheblich.<sup>122</sup>

Technisch möglich erscheinen auch die Unterstützung der Spannungs- und Frequenzhaltung sowie die Aufnahme von Überschüssen aus fluktuierender Stromproduktion (Wind, Photovoltaik)<sup>123</sup> durch die üblicherweise langen Stillstandszeiten der Fahrzeuge. Die technischen Voraussetzungen hierfür sind jedoch bisher nur zum Teil erfüllt. Zudem sind rechtliche und logistische Rahmenbedingungen sowie die Akzeptanz der Fahrzeughalter zu klären. Ebenso definiert die Häufigkeit des Be- und Entladens der Akkumulatoren ihre Lebensdauer und stellt daher einen zu beachtenden Kostenfaktor dar.

---

<sup>119</sup> BMU [2008]

<sup>120</sup> Der Begriff „Verkehrsaufwand“ bezeichnet das Produkt aus der transportierten Gütermenge (t) oder der Personenzahl (P) und der zurückgelegten Wegstrecke (km). In der Verkehrsstatistik ist hierfür auch der Begriff „Verkehrsleistung“ gebräuchlich.

<sup>121</sup> 3 TWh entsprechen 0,5 % des Bruttostromverbrauchs (612,1 TWh) von 2005.

<sup>122</sup> Selbst die kumulierte Speicherkapazität von 1 Mio. Elektrofahrzeugen mit einem 10 kWh-Fahrzeugspeicher würde nur 10 Gigawattstunde (GWh) betragen, also circa der Speicherkapazität des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal entsprechen. Die kumulierte Anschlussleistung dieser Fahrzeuge mit jeweils 3 kW-Anschlussleistung je Fahrzeug würde zugleich rund 3 GW betragen, also circa der dreifachen Leistung des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal entsprechen (siehe auch Pehnt et al. 2007). Diese kumulierte Anschlussleistung wird jedoch wegen der Ungleichzeitigkeit der einzelnen Ladungen praktisch nie als Gesamtlast, sondern nur anteilig wirksam. Durch entsprechende Preissignale können zudem Anreize gesetzt werden, dass die Ladungen vorwiegend zu Nicht-Engpasszeiten stattfindet.

<sup>123</sup> Pehnt et al. [2007]

Für den Netzbetrieb der Elektrofahrzeuge bestehen in Abhängigkeit vom Ladezustand der Akkumulatoren sowie der Angebots- und Nachfragesituation prinzipiell folgende technische Möglichkeiten neben der ungesteuerten Ladung:

- einfacher Ladebetrieb - vorrangig in Nicht-Engpasszeiten (Lastmanagement),
- Ladebetrieb als regelbare Last zur Bereitstellung einer Leistungsreserve,
- aktive Einspeisung zur Bereitstellung einer Leistungsreserve.

Der Netzbetrieb der Elektrofahrzeuge sollte sich insgesamt maßgeblich an der Angebots- und Nachfragesituation des Strommarktes orientieren. Die Anreize hierzu sollten die Nutzer über - die Knappheitssituation widerspiegelnde - Preissignale auf Basis flexibler Tarife erhalten. Dies setzt jedoch auch entsprechende Mess-, Informations- und Kommunikationsmöglichkeiten voraus.

Ein Großteil des heutigen Fahrzeugbestandes befindet sich die meiste Zeit nicht im Fahrbetrieb. Mit großer Wahrscheinlichkeit wird dies in ähnlicher Weise auch für Elektrofahrzeuge gelten, so dass diese - falls die Infrastruktur verfügbar wäre und die Nutzerinnen und Nutzer dies unterstützen - zu einem großen Teil entweder zur Laststeuerung im Ladebetrieb oder zur aktiven Einspeisung als Leistungsreserve zur Verfügung stehen können. Zudem ist ein erheblicher Anteil der Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr nur dann zu erwarten, falls die Reichweite und damit die Speicherfähigkeit der Akkumulatoren so groß sind, dass eine Zwischenladung für die meisten alltäglichen Fahrten - vor allem bei Pendlerinnen und Pendlern - nicht oder nur als Ausnahme erforderlich ist und somit für die Nutzerinnen und Nutzer kein erhöhtes Mobilitätsrisiko besteht. In diesem Fall ist es sehr wahrscheinlich, dass die Ladevorgänge überwiegend, vor allem durch Preisanreize, zu Schwachlast- oder Nicht-Engpasszeiten stattfinden.

Obwohl Elektromobilität die Nachfrage nach elektrischer **Energie** erhöht, kann also mit den dargestellten flexiblen Eigenschaften prinzipiell eine Erhöhung der Last - und damit auch des Bedarfs an verfügbarer Kraftwerks**leistung** - in Engpass-Situationen vermieden werden<sup>124</sup>. Dafür steigt die Last in Nicht-Engpasszeiten. Die mit der Elektromobilität nutzbaren Flexibilitäten können sich insgesamt günstig auf den Netzbetrieb auswirken.

#### 4.1.9 Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien mit einem fluktuierenden Energieangebot führt gegenüber einem rein konventionellen Kraftwerkspark durch die Prognosegenauigkeiten zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung, vor allem an Minutenreserve. Dies betrifft momentan hauptsächlich die Windenergie, gilt jedoch vergleichbar für die Photovoltaik.

Der zusätzliche Regelleistungsbedarf für die Windenergie steigt zwar prinzipiell mit deren installierter Leistung (siehe auch „dena-Netzstudie I“<sup>125</sup>). Durch die ständige Verbesserung der Prognosegenauigkeit und gegebenenfalls einer Verkürzung des Prognosezeitraumes sinkt jedoch der zusätzliche Regelleistungsbedarf bei konstanter An-

---

<sup>124</sup> Dies ist gegeben, falls in Engpass-Situationen nur die unbedingt notwendigen Ladevorgänge durchgeführt werden und zugleich dieselbe Leistung durch bereits geladene Elektrofahrzeuge eingespeist wird. Ob zukünftig diese Option auch tatsächlich genutzt wird und ob die Preissignale für eine entsprechende Anpassung der Nutzungsgewohnheiten ausreichen, oder welche anderen nachfrage- und angebotsseitigen Optionen genutzt werden, lässt sich momentan nicht vorhersagen und hängt vor allem von der zukünftigen Entwicklung des Marktes insgesamt ab.

<sup>125</sup> Dena [2005]

lagenleistung deutlich. Dies wirkt einem Anstieg des zusätzlichen Regelleistungsbedarfs entgegen. Wie stark der zusätzliche Regelleistungsbedarf zukünftig steigen wird, hängt also auch von der Entwicklung dieser Faktoren ab. Beispielsweise ist der gesamte deutsche Regelleistungsbedarf in den letzten Jahren - trotz einer Verdopplung der installierten Windleistung - vor allem wegen der Verbesserung der Prognosegenauigkeit annähernd konstant geblieben. Ebenso hatte die Einführung des unmittelbaren horizontalen Belastungsausgleiches einen günstigen Einfluss hierauf.

Der zusätzliche Regelleistungsbedarf ist neben der installierten Leistung entscheidend von der Höhe der prognostizierten Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien abhängig: Wenn zum Beispiel keine Windleistung prognostiziert wird, kann auch keine ausfallen. Deshalb entsteht auch kein positiver Regelleistungsbedarf. Daher ist der zusätzliche positive Regelleistungsbedarf bei einer niedrigen prognostizierten Windleistung sehr viel niedriger als bei einer sehr hohen prognostizierten Windleistung. Dies zeigen auch die Ergebnisse der dena-Netzstudie I.

Bei einem Stromerzeugungssystem mit hohem Windenergieanteil sollte daher die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung in Abhängigkeit von der Höhe der prognostizierten Windleistung ermittelt und ausgeschrieben werden.

Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit wird für die Windenergie im Allgemeinen ein Zugewinn an gesicherter Leistung in Höhe weniger Prozente der installierten Leistung berücksichtigt. Bei dieser Methodik gilt für die Windenergie und prinzipiell auch für die Photovoltaik: Da bei einer prognostizierten Windleistung von wenigen Prozenten der installierten Leistung auch nur diese geringe Leistung ausfallen kann, ist zur Absicherung dieser gesicherten Leistung kaum zusätzliche positive Regelleistung erforderlich. Bis auf einen marginalen Teil ist der zusätzliche Bedarf an Regelleistung daher nicht bei der Ermittlung der insgesamt zur Lastdeckung erforderlichen verfügbaren Kraftwerksleistung zu berücksichtigen<sup>126</sup>.

## 4.2 dena-Kurzanalyse

Die „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030)“ der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) vom März 2008<sup>127</sup> spielte in der öffentlichen Debatte um die so genannte „Stromlücke“ eine wesentliche Rolle. Sie kommt unter anderem zu folgendem Ergebnis:

*„Bei Umsetzung des Energieprogramms der Bundesregierung, also bei einem sinkenden Stromverbrauch, wird bereits ab 2012 nicht mehr genügend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung stehen, um die Jahreshöchstlast zu decken. Bis 2020 wächst die Differenz zwischen Jahreshöchstlast und gesicherter Kraftwerksleistung auf rund 11.700 MW.“*

In der öffentlichen Debatte werden unter Bezug auf diese Studie die politischen Forderungen nach Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke und einer Förderung neuer konventioneller Kraftwerke als scheinbare Notwendigkeit dargestellt.

Bei genauer Prüfung ergibt sich jedoch ein deutlich anderes Bild. Es ist äußerst zweifelhaft, das zukünftig ein Mangel an verfügbarer Kraftwerksleistung oder eine „Stromlücke“ zu erwarten ist. Vor allem ein zusätzlicher Bedarf an Grundlastkraftwerken ist bei näherer Betrachtung der Entwicklung des Kraftwerksparks sehr unwahrscheinlich. Des-

---

<sup>126</sup> siehe auch BET [2008]

<sup>127</sup> Dena [2008]

halb stellen wir hier die wesentlichen Kritikpunkte an der dena-Kurzanalyse dar. Eine ausführlichere Darstellung hierzu findet sich in der Veröffentlichung von BET.<sup>128</sup>

#### 4.2.1 Modellsystem und Methodik

Modellsystem und Methodik der dena zur Beurteilung der Versorgungssicherheit bilden die Realitäten<sup>129</sup> und zukünftigen Entwicklungen im europäischen Strommarkt nicht angemessen ab. Die dena berücksichtigt weder Lebensdauer verlängernde Maßnahmen an Bestandskraftwerken noch weitere Kraftwerksneubauten<sup>130</sup>. Sie berücksichtigt zudem weder Nachfragereaktionen noch Stromimporte nach Deutschland zum kurzzeitigen Leistungsausgleich, die als Folge knappheitsbedingter Preissignale am Markt realisiert werden könnten.

Gerade die verstärkte Nutzung preisinduzierter Nachfragereduktionen und Stromimporten zu Spitzenlastzeiten waren wichtige Argumente bei der Schaffung des EU-Binnenmarktes für Elektrizität.

Auch zu Spitzenlastzeiten in Deutschland sind Stromimporte in gewissem Umfang möglich, denn die Nachbarländer haben unterschiedliche Laststrukturen und Stromerzeugungssysteme. Der großräumige europäische Leistungsausgleich ist vor allem mit zunehmendem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Europa sinnvoll<sup>131</sup>. Der gegenseitige kurzzeitige Leistungsausgleich ändert grundsätzlich nichts an einer ausgeglichenen Import-Export-Bilanz für die jährliche Stromproduktion, wie das näherungsweise im Moment für Deutschland der Fall ist.

Um die Funktionsweise wettbewerblicher Märkte abzubilden, müsste das Modell preisinduzierte Reaktionen auf der Angebots- und Nachfrageseite berücksichtigen. Das Vorgehen der dena kann man daher als eine Art „Worst case“-Betrachtung für einen nicht funktionierenden Markt mit einer kurz- und langfristig unelastischen Nachfrage und Deutschland als Inselsystem verstehen. Vor allem durch diese grundsätzlichen Schwächen liegen mehrere von der dena verwendete Annahmen vielfach am unteren Rand der Bandbreite möglicher Entwicklungen. Diese Annahmen werden im Folgenden dargestellt und bewertet.

#### 4.2.2 Angebotsseite

Die Annahmen der dena - insbesondere bezüglich Kraftwerksstilllegungen und Kraftwerksneubauten - führen tendenziell zu einer Unterschätzung der verfügbaren konventionellen Kraftwerksleistung und somit zu einer Unterschätzung der Versorgungssicherheit.

---

<sup>128</sup> BET [2008]

<sup>129</sup> Grundsätzlich ist anzumerken, dass in einem funktionierenden Strommarkt kein Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung auftritt.

<sup>130</sup> Neubauten, die über die in Bau befindlichen oder mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit bewerteten Kraftwerksplanungen hinausgehen, werden von der dena nicht berücksichtigt. Bis 2020 gehen nach dena-Annahmen im Jahr 2009 das letzte Gaskraftwerk und im Jahr 2012 das letzte Kohlekraftwerk in Betrieb.

<sup>131</sup> Windstrom, der zu Schwachlastzeiten eingespeist wird, kann zum Beispiel in Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen oder Skandinavien gespeichert werden und dann importiert werden, wenn er gebraucht wird.

## Laufzeiten der Bestandskraftwerke

Die dena-Kurzanalyse nimmt die Stilllegung fossiler Bestandskraftwerke nach einer bestimmten „typischen“ Laufzeit unabhängig von Preissignalen und für Atomkraftwerke gemäß Atomausstiegsbeschluss an. Auf dieser Basis wird der verbleibende Kraftwerksbestand für die zukünftigen Jahre bestimmt.

Die Laufzeit fossiler Kraftwerke ist jedoch keine technisch fest vorherbestimmte Größe. Stilllegungsentscheidungen erfolgen stets auf Basis technisch-wirtschaftlicher Betrachtungen. „Sterbekurven“ für den Kraftwerkspark lassen sich daher nur mit großen Unsicherheiten vorhersagen, da sie die Marktentscheidungen aller Kraftwerksbetreiber (Retrofit, Stilllegung) abbilden müssten. Dabei sind erstens mögliche Lebensdauer verlängernde Maßnahmen an Bestandsanlagen zu berücksichtigen und zweitens die tatsächliche Betriebsweise der Kraftwerke in der Vergangenheit, die einen Einfluss auf die mögliche Laufzeit hat. Die üblicherweise angenommenen „typischen“ Betriebsjahre bis zur Stilllegung stellen somit eher eine technische Untergrenze dar.

Dass die von der dena angenommenen Stilllegungen nicht den momentanen Planungen der Kraftwerksbetreiber entsprechen, zeigen die Ergebnisse einer Umfrage der Bundesnetzagentur für den Monitoringbericht 2008 (siehe Abbildung 4-1).

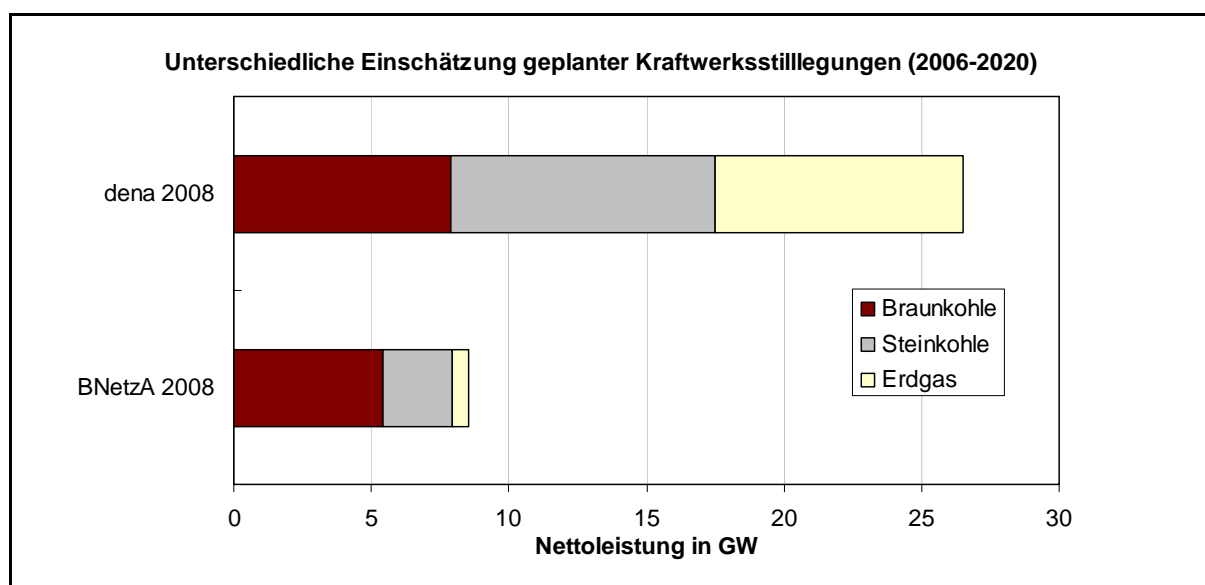


Abbildung 4-1: Vergleich der Stilllegungen nach der dena-Kurzanalyse mit den geplanten Stilllegungen der Kraftwerksbetreiber nach dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zwischen 2006 und 2020<sup>132</sup> (eigene Darstellung)

Demnach planen die Betreiber derzeit nur Stilllegungen von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken mit rund 8.300 MW installierter Leistung<sup>133</sup>, während die dena davon ausgeht, dass mehr als 25.000 MW stillgelegt werden. Stilllegungen von Bestandskraftwerken werden also voraussichtlich - vor allem falls sich Kapazitätsknappheiten abzeichnen sollten - in einem wesentlich geringeren Umfang stattfinden, als sie die dena annimmt.

<sup>132</sup> [BNetzA 2008], Dena [2008]

<sup>133</sup> Die Grafik zeigt die Stilllegungen zwischen 2006 und 2020 (8.500 MW). In den Jahren 2006 und 2007 wurden 170 MW Steinkohle- und 41 MW Erdgaskraftwerke stillgelegt. (BNetzA [2008])

## Entwicklung der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke

Für Braunkohlebestandskraftwerke nimmt die dena-Kurzanalyse eine Laufzeit von 45 Jahren an und ermittelt damit eine installierte Leistung von rund 11.300 MW (netto) im Jahr 2020, während heute rund 20.000 MW (netto) in Betrieb sind. Eine solche Entwicklung ist jedoch äußerst unrealistisch. Bei der Analyse<sup>134</sup> der bestehenden Braunkohlekraftwerke im rheinischen, Lausitzer und im mitteldeutschen Revier ergibt sich, dass bis 2020 mit rund 13.500 MW (netto) noch mindestens Kraftwerke mit einer Leistung von 2.200 MW mehr in Betrieb sein werden, als von der dena angenommen. Davon stehen nach einer zur dena-Kurzanalyse analogen Vorgehensweise rund **2.000 MW** als gesicherte Leistung zur Verfügung.

Unter Berücksichtigung der von RWE geplanten Neubaukraftwerke und der angestrebten Kopplung von Stilllegungen an diese Neubauten ist bis 2020 sogar eine nahezu konstante Leistung aller deutschen Braunkohlekraftwerke ein wahrscheinliches Szenario.

Prinzipiell sind auch die von der dena angenommenen Stilllegungen möglich. Dies ist jedoch bei den aktuellen Unternehmensplanungen und bei der zu erwartenden Marktsituation unrealistisch. Denn wegen der niedrigen Brennstoffpreise ist - abgesehen von den ältesten Kraftwerken - auch bei relativ hohen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen nicht mit einer Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraftwerke zu rechnen.

Diese Braunkohlekraftwerke haben zwar vergleichsweise hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen, so dass sie für den Klimaschutz prinzipiell schädlich sind. Durch den Emissionshandel sind jedoch die zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 begrenzt. Eine schnellere Stilllegung bestehender Braunkohlekraftwerke, wie sie die dena annimmt, spart in diesem Zeitraum gesamteuropäisch keine Emissionen.<sup>135</sup>

## Entwicklung der installierten Leistung der Atomkraftwerke

Die dena geht in ihrer Kurzanalyse bei Atomkraftwerken von einer verbleibenden Netto-Leistung von 2.600 MW im Jahr 2020 aus.

Die Nutzung der Atomenergie, die nicht den Anforderungen an eine nachhaltige Energienutzung entspricht, sollte schnellstmöglich beendet werden. In der Praxis regelt das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung“<sup>136</sup> die Restlaufzeiten der verschiedenen Kraftwerke. Mit den darin vereinbarten Reststrommengen - inklusive der Strommenge, die von Mühlheim-Kärlich auf andere Atomkraftwerke übertragen werden kann - ist jedoch zu erwarten, dass 2020 noch Atomkraftwerke mit zusammen rund 5.400 MW (netto) in Betrieb sein werden<sup>137</sup>. Das führt zu einer um 2.800 MW höheren Netto-Leistung, als die dena annimmt, und damit zu einer zusätzlichen gesicherten Leis-

---

<sup>134</sup> BET [2008]

<sup>135</sup> Diese Aussage muss insoweit eingeschränkt werden, als - durch stillgelegte Anlagen - eingesparte Zertifikate den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie zufolge auch für spätere Jahre angespart werden können („Banking“) und insoweit tatsächlich zumindest temporär zu Emissionssenkungen führen würden, da dann keine Zertifikate am Markt verkauft werden, die einem anderen Teilnehmer höhere Emissionen ermöglichen würden. Dies ist im Prinzip unbegrenzt möglich. Der extensiven Nutzung von Banking steht jedoch entgegen, dass es sich bei „gelagerten“ Zertifikaten um „totes Kapital“ handelt und daher nur insoweit profitabel ist, als die erwartete Steigerung des Zertifikatspreises über dem Marktzins für Kapital liegt. Daher kann mit Banking allenfalls für einige wenige Jahre gerechnet werden, und der Emissionseffekt stillgelegter Braunkohleanlagen für die Emissionen bis 2020 wäre in der Tat voraussichtlich nachrangig.

<sup>136</sup> BGBl. [2002]

<sup>137</sup> In der 2008 veröffentlichten Studie CONSENT/EC/IAEW [2008] wird eine installierte Leistung der Atomkraftwerke von rund 7.000 MW angegeben.



tung von circa **2.600 MW**. Der Betrieb der Atomkraftwerke ist mit Blick auf die Nachhaltigkeitsanforderungen nicht anzustreben und für die Versorgungssicherheit nicht erforderlich. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass die Kraftwerksbetreiber die zur Verfügung stehenden Reststrommengen ungenutzt lassen und vorzeitig Atomkraftwerke stilllegen.

### **Entwicklung der installierten Leistung der Erdgas- und Ölkraftwerke**

Mit der angenommenen Betriebszeit von 40 Jahren geht die dena davon aus, dass bis 2020 alle Erdgas-Kombikraftwerke und ebenso Ölkraftwerke stillgelegt werden, die vor 1980 in Betrieb gegangen sind.

Die Erdgas- und Ölkondensationskraftwerke aus den 1970er Jahren werden derzeit fast ausschließlich zur Abdeckung der Spitzenlast und zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung genutzt. Sie wurden wegen Überkapazitäten in den letzten Jahrzehnten und ihrer Stellung in der Merit Order<sup>138</sup> in der Regel deutlich weniger eingesetzt, als ursprünglich bei ihrer Auslegung geplant. Somit ist zu erwarten, dass bei diesen Anlagen auch eine längere Laufzeit - ohne umfangreiche, Lebensdauer verlängernde Maßnahmen - bei entsprechenden Preissignalen auf dem Strommarkt möglich ist.

Aus aktuellen Anfragen des UBA bei den entsprechenden Kraftwerksbetreibern ergibt sich: Von den vor 1980 in Betrieb gegangenen Erdgas-Kombi-Kraftwerken ist bei Kraftwerken mit einer Nettoleistung von mindestens 4.300 MW keine Stilllegung vor 2020 zu erwarten. Bei diesen Anlagen ist der Betrieb bis nach 2020 vorgesehen oder gemäß technischer Voraussetzungen und rechtlicher Vorgaben bis nach 2020 möglich. Vor allem im Falle sich abzeichnender Kapazitätsknappheiten wäre eine Stilllegung dieser Kraftwerke sehr unwahrscheinlich.

Unter Verwendung einer zur dena-Kurzanalyse analogen Vorgehensweise ergibt sich somit eine zusätzliche gesicherte Leistung von rund **3.700 MW** im Jahr 2020.

### **Verfügbarkeit der Gasturbinenkraftwerke**

Die dena-Kurzanalyse ermittelt aus der Verfügbarkeit der Kraftwerke deren gesicherte Leistung. Für die Verfügbarkeit der Gasturbinenkraftwerke geht die dena von einem ungewöhnlich niedrigen Wert von 56,1 % aus.

Nach der VGB-Statistik<sup>139</sup> haben Gasturbinen eine etwas höhere (Arbeits-) Verfügbarkeit als Erdgas-Kombi-Kraftwerke. Daher wäre in der Systematik der dena zumindest ein ähnlicher Faktor für den Beitrag zur gesicherten Leistung wie bei Erdgas-Kombi-Kraftwerken anzunehmen, also mindestens 86 % statt - wie es die dena annimmt - nur 42 %<sup>140</sup>.

Laut UBA-Datenbank<sup>141</sup> wären davon Gasturbinen mit deutlich mehr als 2.000 MW (netto) betroffen, die dann über **1.000 MW** mehr zur gesicherten Leistung beitragen würden, als von der dena angenommen.

---

<sup>138</sup> Merit Order: Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt

<sup>139</sup> VGB [2006], VGB: Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber

<sup>140</sup> Mögliche Startversager von Gasturbinenkraftwerken spielen bei der Betrachtung der gesicherten Leistung als langfristige Verfügbarkeit keine Rolle. Startversager sind lediglich bei der Bestimmung der erforderlichen Regelleistung zu berücksichtigen und werden durch diese abgesichert.

<sup>141</sup> UBA [2009 b]

## **Kraftwerksneubauten und Kraftwerksplanungen**

Die dena-Kurzanalyse berücksichtigt ausschließlich Kraftwerksprojekte, die bereits in Bau sind (Kategorie A) oder sich zum Zeitpunkt der Erstellung der Analyse kurz vor Beginn der Bauphase befanden (Kategorie B). Die Leistung dieser Neubauprojekte beträgt laut dena circa 15.300 MW<sup>142</sup>.

Laut BET sind mehr Kraftwerke in Planung, als von der dena berücksichtigt. Und die Realisierungswahrscheinlichkeit vieler Kraftwerksprojekte wird insgesamt wesentlich höher bewertet. Eine nicht abschließende Darstellung von BET umfasst Kraftwerksprojekte mit einer Nettoleistung von insgesamt 43.700 MW, aufgeteilt in die Kategorien A (in Bau), B1 (fortgeschrittene Planung), B2 (mittlere Realisierungswahrscheinlichkeit) und C (keine abgesicherten Informationen über den aktuellen Stand). Unter der konservativen Annahme, dass nur jedes zweite Kraftwerk der Kategorie B1 und nur jedes dritte Kraftwerk der Kategorie B2 gebaut würde, ermittelt BET eine wahrscheinliche Neubaukapazität von rund 20.600 MW (netto), also über 5.000 MW mehr als von der dena berücksichtigt.<sup>143</sup>

Die Marktanalyse von BET zu Kraftwerksneubauten zeigt sogar, dass bei Realisierung eines Großteils der geplanten Projekte die Gefahr des Aufbaus volkswirtschaftlich ineffizienter Überkapazitäten, vor allem im Bereich der Grundlast, besteht (siehe auch Abschnitte 4.2.4 „Energiebilanz und Leistungslücke“ und 5.1 Anforderungen an den Kraftwerkspark“).

### **4.2.3 Nachfrageseite**

#### **Entwicklung gemäß den Zielen der Bundesregierung**

Die dena stellt drei verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Stromverbrauchs dar: sinkend, steigend, konstant. Dabei nimmt sie für jedes Szenario eine statisch an den Stromverbrauch gekoppelte, aber nicht proportionale Entwicklung der Jahreshöchstlast an.

Im Szenario „Energieprogramm Bundesregierung“ der dena-Studie sinkt der Stromverbrauch gegenüber 2005 um circa 7 % im Jahr 2020 und um circa 10 % im Jahr 2030. Das erklärte Ziel der Bundesregierung ist dagegen, die Stromnachfrage bereits bis zum Jahr 2020 um 11 % gegenüber 2005 zu senken. Dass die Potentiale hierzu vorhanden sind, zeigt Abschnitt 2.2.2 „Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite“.

Im genannten Szenario „Energieprogramm Bundesregierung“ der dena wird zu der dargestellten Entwicklung des Stromverbrauchs eine Senkung der Jahreshöchstlast im Jahr 2020 um 5 % und im Jahr 2030 um 7 % gegenüber 2005 angenommen. Es ist prinzipiell möglich, dass die prozentuale Senkung der Jahreshöchstlast geringer ausfällt, als die des Stromverbrauchs, weil zum Beispiel einige Stromsparmaßnahmen, wie der Austausch von Nachtstromspeicherheizungen, nur in Schwachlast-Zeiten den Verbrauch senken können (siehe Abschnitt 4.1.6 „Entwicklung der Stromnachfrage“).

Bei diesen Annahmen berücksichtigt die dena jedoch nicht mögliche Nachfragereaktionen durch Preissignale, obwohl die Nachfrage auch momentan weder kurz- noch langfristig vollkommen unelastisch ist und zukünftig eine stärkere Verlagerung der Nachfrage von Spitzenlast- in Schwachlast-Zeiten bei Knappheit stattfinden wird.

---

<sup>142</sup> In diesen 15.300 MW sind diejenigen neuen Kraftwerke nicht enthalten, die zwischen 2005 und Erstellung der dena-Studie in Betrieb gegangen sind und die die dena ebenfalls in der Kategorie A aufzählt.

<sup>143</sup> BET [2008]

Die Namensgebung des Szenarios „Energieprogramm Bundesregierung“ ist irreführend, weil es nicht dem tatsächlichen 11-Prozent-Ziel der Bundesregierung entspricht. Um dieses Ziel näherungsweise abzubilden, müssten die Annahmen der dena für das Jahr 2030 bereits für das Jahr 2020 (minus 10 % beim Stromverbrauch, minus 7 % bei der Jahreshöchstlast) verwendet werden. Dies ergäbe eine um 1.500 MW niedrigere Jahreshöchstlast als von der dena angenommen. Damit würde das von der dena ermittelte Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung in diesem Szenario um weitere **1.500 MW** schrumpfen.

## Regelbare Lasten

Mit der Nutzung regelbarer Lasten zur Bereitstellung positiver Regel- und Reserveleistung lässt sich der Bedarf an verfügbarer Kraftwerksleistung verringern. Diese Möglichkeit berücksichtigt die dena-Kurzanalyse jedoch nicht.

Bei konservativer Bewertung der nutzbaren Potentiale ergibt sich, dass regelbare Lasten im Jahr 2020 ganzjährig mit mindestens **1.500 MW** zur Bereitstellung positiver Regel- und Reserveleistung beitragen können (siehe Abschnitt 4.1.7 „Regelbare Lasten“).

### 4.2.4 Energiebilanz und Leistungslücke

Wie die vorherigen Ausführungen gezeigt haben, ist eine deutlich andere Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und der Nachfragereaktionen wahrscheinlich, als die dena in ihren Berechnungen angenommen hat.

Ein weiterer bedeutender Mangel der dena-Kurzanalyse besteht in der fehlenden Betrachtung jährlicher Energiebilanzen, also einer vergleichenden Betrachtung der jährlichen Stromerzeugung und der jährlichen Stromnachfrage. So werden Schlussfolgerungen über den Bedarf zusätzlicher Grundlastkraftwerke<sup>144</sup> auf Basis der Analyse zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast abgeleitet, die selbst vor dem Hintergrund der Annahmen der dena problematisch erscheinen. Daher führte BET im Auftrag des UBA die in der dena-Kurzanalyse fehlende Energiebilanz durch. Dabei wurden die Angaben der dena zur Entwicklung der Bruttostromerzeugung konventioneller Bestandskraftwerken, erneuerbarer Energien und neuer KWK-Anlagen sowie typischen Ausnutzungsdauern für die von der dena angenommenen Neubaukraftwerke<sup>145</sup> angesetzt.

Im Szenario „Energieprogramm der Bundesregierung“ mit sinkender Stromnachfrage würde - in einer Jahresbetrachtung bei typischen Betriebsweisen der verschiedenen Kraftwerke - ausreichend elektrische Energie in Deutschland zur Verfügung stehen, um die Nachfrage zu decken.

In den Szenarien mit konstanter und steigender Stromnachfrage würde nur eine geringe Energiemenge „fehlen“<sup>146</sup>. Diese „fehlende“ Energiemenge könnte bereits durch eine etwas erhöhte Ausnutzungsdauer und durch geringfügige Netto-Stromimporte behoben werden.

---

<sup>144</sup> Dies wird von der dena vor allem in Interviews und Vorträgen vertreten, aber auch mit den Ergebnissen der Szenarien „Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke“ suggeriert.

<sup>145</sup> Neue Steinkohlekraftwerke werden üblicherweise mit circa 6.500 bis 7.000 Volllaststunden, also als Grundlastkraftwerke geplant. (BET [2008])

<sup>146</sup> In dem Szenario mit konstanter Stromnachfrage würde ausreichend elektrische Energie zur Verfügung stehen, falls zusätzlich zu den dena-Annahmen die oben dargestellten wahrscheinlichen Entwicklungen der installierten Leistungen für Erdgas-, Kohle- und Atomkraftwerke bis 2020 mit typischen Ausnutzungsdauern berücksichtigt würden.

Die von der dena ermittelte so genannte „**Stromlücke**“ - sofern sie denn existieren würde - wäre also auch bei den Annahmen der dena ausschließlich eine „**Leistungslücke**“, jedoch keine „**Energielücke**“. Um diese „Leistungslücke“ zu schließen, wären bei rein technischer Betrachtung jedoch keine Grundlastkraftwerke, sondern Spitzenlast- oder Reservekraftwerke nötig.

Auch aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht ist äußerst fraglich, ob zusätzliche Grundlastkraftwerke zum Schließen dieser „Leistungslücke“ eine sinnvolle Lösung bieten würden. Mit den Ergebnissen der Energiebilanz und den folgenden Betrachtungen zur residualen Last (siehe Abschnitt 5.1.3 „Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke“ und BET) zeigt sich auch mit den Annahmen der dena vielmehr die Tendenz, dass im Jahr 2020 gegebenenfalls Spitzenlastkapazitäten oder Kapazitäten zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung erforderlich wären<sup>147</sup>.

#### **4.2.5 Bewertung der Ergebnisse**

Die dena ermittelt für das Jahr 2020 ein Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung von 11.700 MW im Szenario mit sinkender Stromnachfrage und von 15.800 MW im Szenario mit konstanter Stromnachfrage.

Modellsystem und Methodik der dena zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ebenso wie zentrale Annahmen zum Kraftwerkspark bilden die Realitäten und zukünftigen Entwicklungen im europäischen Strommarkt nicht angemessen ab und sind daher nicht zielführend. Viele zentrale Annahmen der dena liegen am unteren Ende der Bandbreite einer möglichen Entwicklung und führen daher tendenziell zu einer Unterschätzung der Versorgungssicherheit. Vor allem ist eine deutlich andere Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks wahrscheinlich, als die dena angenommen hat. Die daraus insgesamt resultierenden Abweichungen und Unsicherheiten sind deutlich größer als das ermittelte Defizit an verfügbarer Leistung.

Die von der dena ermittelten Ergebnisse, vor allem dass zukünftig eine „Stromlücke“ oder ein Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung auftreten wird, sind daher zweifelhaft.

Auch ohne zusätzliche Kraftwerksneubauten ergibt sich mit einer zur dena-Kurzanalyse analogen Vorgehensweise kein Defizit an verfügbarer Leistung für das Szenario „Energieprogramm der Bundesregierung“, wenn realistischere Annahmen, vor allem zu den Laufzeiten konventioneller Kraftwerke, der Verfügbarkeit der Gasturbinenkraftwerke und den Potentialen regelbarer Lasten berücksichtigt sowie das Ziel der Bundesregierung zur Entwicklung der Stromnachfrage adäquat abgebildet werden. In Summe addieren sich allein die oben dargestellten Abweichungen zu 12.300 MW, so dass das von der dena ermittelte Defizit von 11.700 MW bereits bei dieser Betrachtung - ohne Berücksichtigung von zusätzlichen Kraftwerksneubauten – verschwände (siehe Abbildung 4-2).

Für das Szenario „konstante Nachfrage“ ergibt sich ebenfalls kein Defizit an verfügbarer Leistung, wenn entweder die vorhandenen Nachfrageelastizitäten, geringfügige Stromimporte oder weitere Lebensdauer verlängernde Retrofit-Maßnahmen bei einigen Bestandskraftwerken genutzt würden, oder wenn die Kraftwerksneubauplanungen mit über 5.000 MW installierter Leistung realisiert würden, die BET nach konservativer Abschätzung als wahrscheinlich einstuft.

---

<sup>147</sup> Siehe auch BET [2008]

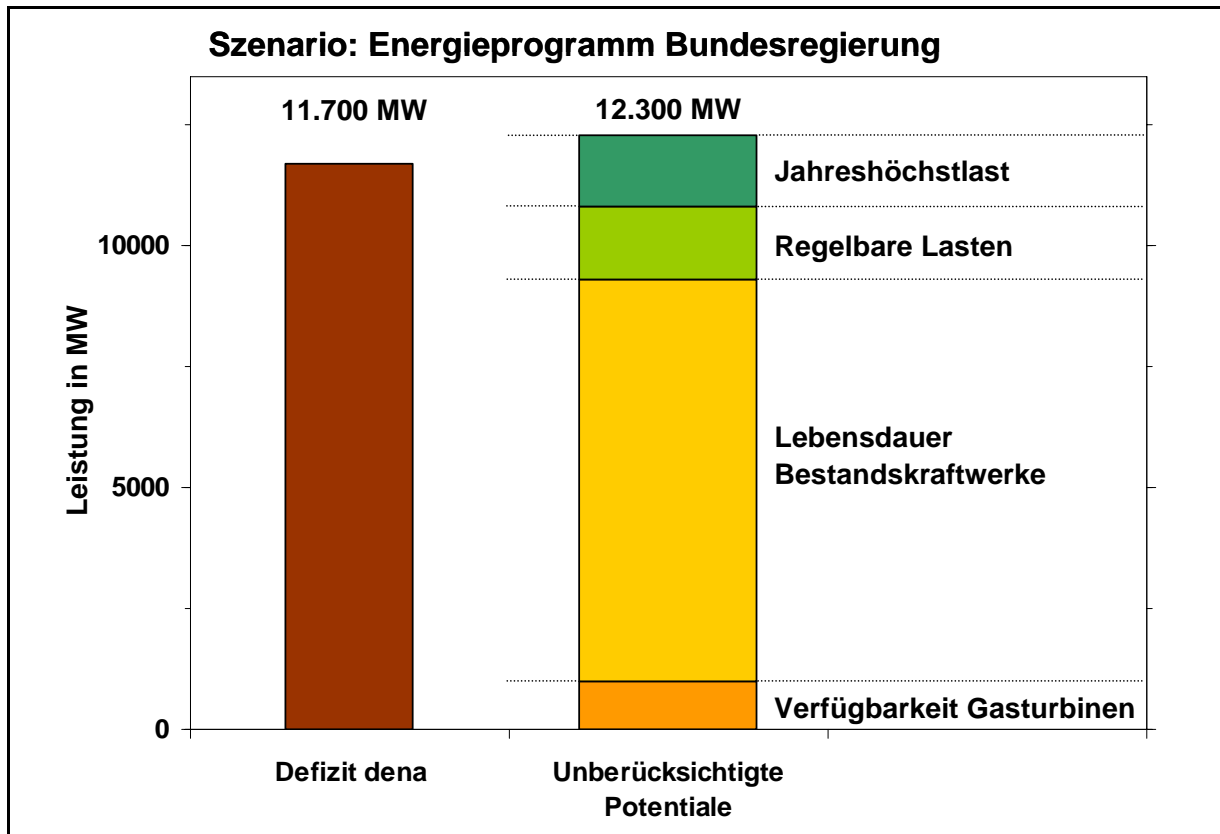


Abbildung 4-2: Vergleich zwischen dem „Defizit“ an gesicherter Leistung nach der dena-Kurzanalyse und die darin unberücksichtigten Potentiale

Die von der dena im dritten Szenario betrachtete steigende Stromnachfrage würde angesichts der vorhandenen Stromsparerpotentiale eine wenig effiziente und nicht-nachhaltige Entwicklung darstellen, auf die die Politik mit zusätzlichen Maßnahmen und Instrumenten reagieren sollte. Die Effizienzpotentiale hierzu sind vorhanden (siehe Abschnitt 2.2.2 „Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite“).

#### 4.2.6 Fazit zur Bewertung der dena-Kurzanalyse

Wie die bisherigen Ausführungen zeigen, lässt sich mit der dena-Kurzanalyse nicht belegen, dass - bei Realisierung der Ziele der Bundesregierung zu Atomausstieg, erneuerbaren Energien, KWK und Verminderung der Stromnachfrage - ein Risiko für die Versorgungssicherheit oder ein Bedarf an zusätzlichen konventionellen Neubaukraftwerken ohne KWK in Deutschland bestehen könnte.

Ein Bedarf an zusätzlichen Grundlastkraftwerken ist äußerst fraglich. Die dena-Kurzanalyse begründet weder die Notwendigkeit für Laufzeitverlängerungen von Atomkraftwerken noch einen erheblichen Neubaubedarf an Kraftwerken für den Grundlastbetrieb.

Auch ist der durch die dena-Kurzanalyse suggerierte Handlungsdruck nicht gerechtfertigt, der daraus abgeleitet wird, dass die Studie bereits im Jahr 2012 ein angebliches Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung identifiziert.

### 4.3 Studie zum Monitoringbericht des BMWi

Die Studie „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“<sup>148</sup> - erstellt von einem Konsortium aus Consentec, EWI und IAEW<sup>149</sup> - war wesentliche Grundlage für den Monitoringbericht des BMWi zur „Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“ aus dem Jahr 2008. Einen solchen Monitoringbericht erstellt das BMWi alle zwei Jahre.

Ein Schwerpunkt dieser Studie war die Untersuchung der Entwicklung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2020. Die Gutachter kommen darin zu dem Ergebnis, dass zukünftig keine Erzeugungseingpässe infolge eines Kapazitätsmangels zu erwarten sind. Die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse<sup>150</sup> hierzu stellen wir im Folgenden dar und diskutieren sie anhand der aktuellen Entwicklungen seit Veröffentlichung der Studie sowie anhand alternativer zukünftiger Entwicklungen.

#### 4.3.1 Modell und Annahmen

Mit den Marktmodellen CEEM und GEMS hat das EWI den kostenoptimalen Kraftwerksneubau bis zum Jahr 2020 ermittelt, mit dem ein vorgegebenes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Dabei gelten die folgenden Annahmen:

- Atomenergieausstieg wie vereinbart,
- Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 2020 rund 23 %,
- Anteil der KWK, resultierend aus den Fördermechanismen, 2020 rund 15 %,
- Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 rund 580 TWh (entspricht minus 5 % gegenüber 2005),
- Jahreshöchstlast im Jahr 2020 rund 76.200 MW (entspricht minus 1 % gegenüber 2005),
- Last preisunelastisch<sup>151</sup>,
- Niveau der Versorgungssicherheit von 99 %.

Die Dimensionierung des deutschen Kraftwerksparks erfolgte ohne Berücksichtigung möglicher Importe, so dass die inländische Kraftwerksleistung jederzeit die Last vollständig decken kann. Importe und Exporte erfolgen allein auf Grundlage unterschiedlicher Erzeugungskosten zur kostenoptimalen Lastdeckung.<sup>152</sup>

Die Stilllegung von Bestandskraftwerken erfolgt nach einer im Modell vorgegebenen technischen Lebensdauer<sup>153</sup> unter Berücksichtigung bereits durchgeführter Retrofit-Maßnahmen oder durch vorzeitige Stilllegung bei Unwirtschaftlichkeit. Mögliche Lebensdauer verlängernde Retrofit-Maßnahmen in der Zukunft wurden bei der Modellierung

---

<sup>148</sup> CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>149</sup> IAEW: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen

<sup>150</sup> Einige Daten, die nicht in der Studie angegeben sind, stammen aus einer UBA-Anfrage an das EWI (EWI [2009]).

<sup>151</sup> Es werden keine Nachfragereaktionen auf Preissignale berücksichtigt, weder am Strommarkt noch als unmittelbare Reaktion auf kurzfristig auftretende Knappheiten mittels Lastmanagement.

<sup>152</sup> UBA-Anfrage an das EWI (EWI [2009])

<sup>153</sup> Die vorgegebenen technischen Lebensdauern betragen 50 Jahre für alte Braunkohlekraftwerke (bei Retrofit), 45 Jahre für neue Braunkohlekraftwerke, 45 Jahre für Steinkohlekraftwerke, 30 Jahre für Erdgas-GuD-Kraftwerke und 25 Jahre für Gasturbinenkraftwerke.

nicht berücksichtigt. Dies führt im Modell vor allem bei Erdgaskraftwerken zu einer deutlich größeren Stilllegung von Bestandsanlagen, als in der Praxis zu erwarten ist (siehe auch Abschnitt 4.1.3 „Entwicklung des Kraftwerksbestandes“).

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen demnach, welcher Neubaubedarf an fossilen Kraftwerken bis zum Jahr 2020 besteht, falls erstens die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2020 beim Ausbau der erneuerbaren Energien (30 %) und KWK (25 %) sowie für Effizienzsteigerungen bei der Stromnachfrage (minus 11 % gegenüber 2005) insgesamt deutlich verfehlt werden, zweitens zukünftig keine Retrofit-Maßnahmen bei Bestandskraftwerken stattfinden, drittens die Nachfrage vollkommen preisunelastisch ist sowie zugleich der Atomausstieg umgesetzt wird.

## 4.3.2 Ergebnisse

### Neubaubedarf fossiler Kraftwerke

Der unter diesen Annahmen ermittelte Neubaubedarf an stromgeführten<sup>154</sup> fossilen Kraftwerken gegenüber dem Bestand des Jahres 2005 beträgt rund 20.000 MW (netto) bis zum Jahr 2020. Dieser unterteilt sich in einen Bedarf von rund 15.000 MW bis zum Jahr 2015 und rund 5.000 MW für die Zeit zwischen 2015 und 2020 (siehe Abbildung 4-3).

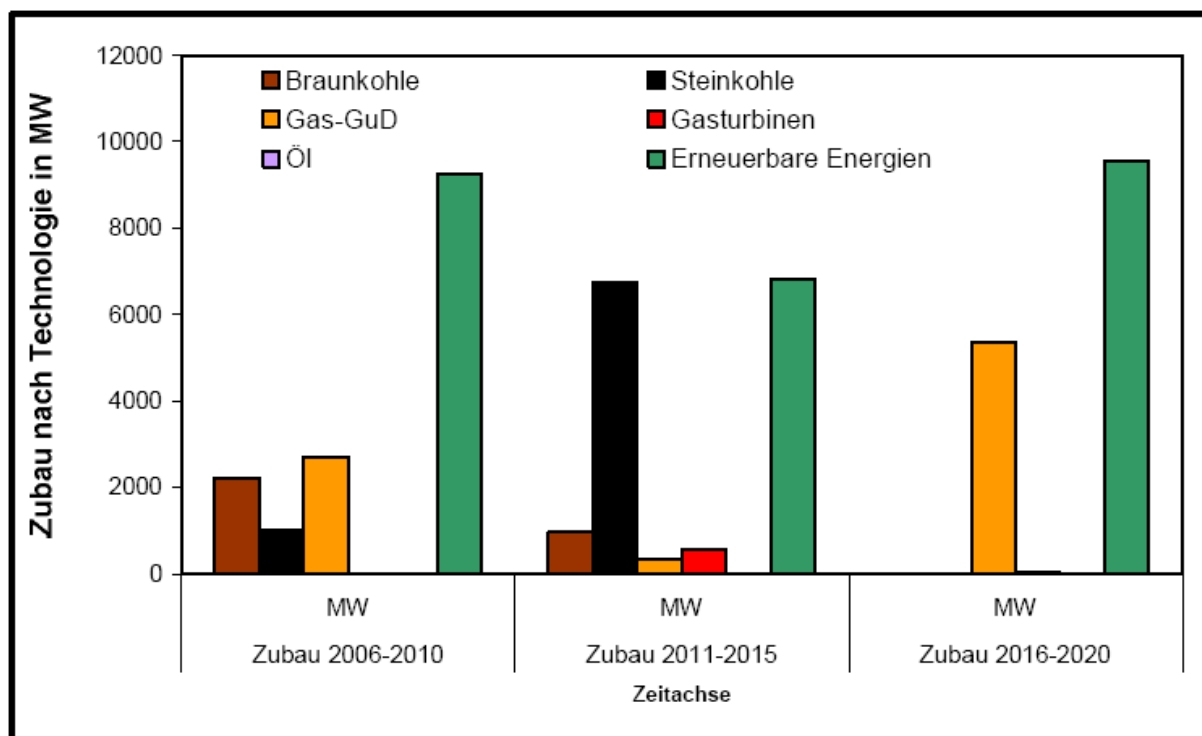


Abbildung 4-3: Bedarf an Kraftwerksneubauten in Deutschland bis 2020 in MW (netto) (aus CONSENTEC/EWI/IAEW [2008])

<sup>154</sup> Wärmegeführte KWK-Anlagen, die hauptsächlich zur Wärmebereitstellung in Industriebetrieben oder Fernwärmenetzen eingesetzt werden und bei denen die Stromerzeugung (lediglich) ein anfallendes Kuppelprodukt darstellt, sind hier nicht enthalten.

Bis zum Jahr 2015 beträgt der Bedarf im Einzelnen: 7.900 MW bei Steinkohle, 3.100 MW bei Braunkohle und 3.700 MW bei Erdgas (überwiegend als GuD-Anlagen). Für die Zeit von 2015 bis 2020 ermittelt das Modell ausschließlich einen Bedarf für Erdgas-GuD-Anlagen (5.300 MW).

### **Analyse der Neubauplanungen und des Kraftwerksbestandes**

Den Neubaubedarf von rund 15.000 MW bis 2015, den das Strommarktmodell ermittelt, vergleichen die Autoren mit einer Prognose für die realen Kraftwerksneubauten: Sie erwarten einen Neubau fossiler Kraftwerke von mindestens 11.000 MW (netto) für den Zeitraum bis 2015. Davon waren zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie bereits rund 7.000 MW in Bau. Die übrigen 4.000 MW resultieren aus einer Gewichtung der bekannten Kraftwerksplanungen mit sehr konservativen Realisierungswahrscheinlichkeiten. Zusammen mit neuen Erdgaskraftwerken mit rund 2.400 MW (netto), die bereits nach 2005 in Betrieb gegangen waren, waren damit insgesamt 13.400 MW (netto) neuer Kraftwerksleistung gegenüber dem Bestand des Jahres 2005 zu erwarten. Der verbleibende Neubaubedarf bis 2015 beträgt also in dieser Studie noch etwa 1.600 MW und wird wegen der bestehenden Kraftwerksplanungen als unkritisch bewertet.

Seit der Erstellung der Consentec/EWI/IAEW-Studie begann der Bau verschiedener weiterer Kraftwerke. Neben den bereits seit 2005 in Betrieb genommenen Neubaukraftwerken mit rund 2.400 MW (netto) sind derzeit Kraftwerke auf Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgasbasis mit einer Kapazität von rund 12.200 MW (netto) in Bau. Diese Kraftwerke, die zusammen über eine Kapazität von 14.600 MW verfügen, decken bereits den in der Consentec/EWI/IAEW-Studie bis 2015 ermittelten Neubaubedarf.

Von dem insgesamt mit dem Strommarktmodell ermittelten Neubaubedarf an fossilen Kraftwerken von rund 20.000 MW (netto) bis 2020 bleibt also ein **Neubaubedarf von nur noch rund 5.400 MW, der erst nach 2015 realisiert werden muss. Der reale Neubaubedarf ist aus den im Folgenden dargestellten Gründen jedoch wesentlich niedriger.** Zudem ist der Neubau weiterer Kraftwerke mit einer installierten Leistung von über 8.000 MW (netto) bis 2015 sehr wahrscheinlich, wie BET nach konservativer Bewertung der aktuellen Kraftwerksplanungen ermittelte.

**Statt eines weiteren Neubaubedarfs besteht vielmehr die Gefahr volkswirtschaftlich ineffizienter Überkapazitäten.**

### **Bewertung der Versorgungssicherheit**

Die Gutachter kommen in ihrer Studie zu dem Ergebnis: **"Insgesamt sind zukünftig jedoch keine Erzeugungseingpässe aufgrund von Kapazitätsmangel im Erzeugungsbereich zu erwarten. Der zusätzlich erforderliche Zubau in der Größenordnung von 5 GW thermischer Kraftwerksleistung zwischen 2015 und 2020 stellt vor dem Hintergrund von durchschnittlichen Planungsphasen von 4 bis 7 Jahren aus heutiger Sicht keinen kritischen Engpass dar."** Damit weisen die Gutachter darauf hin, dass konkrete Planungen für die Zeit nach 2015 zum momentanen Zeitpunkt weder erforderlich noch üblich sind.

Aus Sicht der Gutachter ist vielmehr „die Frage der technischen Versorgungssicherheit im Netzbereich sowie das Problem der ansteigenden Abhängigkeit von Primärenergieträgerimporten, die zur Befuerung der in Planung befindlichen Kraftwerkskapazitäten notwendig werden, verstärkt zu beachten.“



**Grundsätzlich kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die Mechanismen des Marktes ausreichen, um rechtzeitig genügend Kraftwerkskapazitäten bereitzustellen.** Diese Einschätzung resultiert aus der aktuellen Kapazitätssituation und den Neubauplanungen sowie dem Funktionieren der Preisbildung auf den Strommärkten.

### **Analyse des Bedarfs an Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken**

Aus den Ergebnissen des Strommarktmodells lässt sich auch der Neubaubedarf für verschiedene Kraftwerkstechniken ermitteln.

Für die Deckung der Grundlast<sup>155</sup> kommen derzeit fast ausschließlich Braunkohle- und Atomkraftwerke zum Einsatz, für die Deckung der Mittellast Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. Wegen des Atomausstiegs und der Kostenstruktur des Kraftwerksparks ist zukünftig auch der Einsatz neuer Steinkohle-Kraftwerke im Grundlastbereich wahrscheinlich. Üblicherweise werden neue Steinkohlekraftwerke auch mit diesen hohen Ausnutzungsdauern geplant.

Die in den letzten Jahren gebauten Erdgas-GuD-Kraftwerke werden bisher aufgrund der Kostenstruktur des Kraftwerksparks und der daraus resultierenden Merit Order vorwiegend in der Mittellast betrieben, sind jedoch technisch auch für den Einsatz als Grundlastkraftwerke geeignet. Ältere Erdgas-Kombi-Kraftwerke werden derzeit überwiegend als Spitzenlast- und Reservekraftwerke eingesetzt. Ausnahmen bei den Ausnutzungsdauern bestehen bei wärmegeführten KWK-Anlagen.

Neue stromgeführte Erdgas-GuD-Kraftwerke werden bei den hier angenommenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen<sup>156</sup> auch zukünftig im Mittellastbereich eingesetzt, wobei die Ausnutzungsdauer bis 2020 auf rund 6.000 Stunden pro Jahr (h/a)<sup>157</sup> in den Bereich der unteren Mittellast steigt. Dass Erdgas-GuD-Kraftwerke bis 2020 nicht im Grundlastbereich eingesetzt werden, resultiert neben der Kostenstruktur auch aus den erheblichen in Bau befindlichen Kohlekraftwerkskapazitäten und der zukünftig sinkenden residualen Grundlast<sup>158</sup> durch den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Der gesamte Neubaubedarf an Grundlastkraftwerken bis zum Jahr 2020 entspricht daher dem im Marktmodell ermittelten Neubaubedarf an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken von rund 11.000 MW (netto)<sup>159</sup>. Zugleich sind derzeit schon Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von rund 10.000 MW (netto) im Bau, so dass der Neubaubedarf an Grundlastkraftwerken bis zum Jahr 2020 praktisch gedeckt ist.

---

<sup>155</sup> In dieser Studie verwendet UBA eine Ausnutzungsdauer von 6.500 Volllaststunden pro Jahr für die Abgrenzung zwischen Mittel- und Grundlast. Üblicherweise haben Grundlastkraftwerke Ausnutzungsdauern von rund 7.000 Volllaststunden pro Jahr, zum Teil auch mehr.

<sup>156</sup> Neue Erdgas-GuD-Kraftwerke mit 58 % Wirkungsgrad haben, bei den in der Consentec/EWI/IAEW-Studie angenommenen Preisen für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>, höhere Grenzkosten als Steinkohlekraftwerke mit mehr als 40 % Wirkungsgrad.

<sup>157</sup> EWU [2009]

<sup>158</sup> Die residuale Last ist die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Last als Differenz aus der Last und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (siehe auch Abschnitt 5.1.3 „Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke“).

<sup>159</sup> Der Gesamtbedarf an stromgeführten Grundlastkraftwerken im Jahr 2020 ergibt sich in der Consentec/EWI/IAEW-Studie näherungsweise aus der Summe der im Modell ermittelten Leistung der Braunkohle- und Atomkraftwerke (dort Abb. 4.2) sowie der Neubauten bei Steinkohlekraftwerken (dort Abb. 4.3) und beträgt rund 30.000 MW (netto). Nach der UBA-Kraftwerksdatenbank sowie unter Berücksichtigung des Atomausstiegs, der zu erwartenden Laufzeit der Braunkohlebestandskraftwerke und der bereits in Bau befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke ist zu erwarten, dass im Jahr 2020 noch Grundlastkraftwerke mit einer installierten Leistung von rund 29.000 MW (netto) in Betrieb sein werden.

**Bis zum Jahr 2020 besteht daher - mit den eingangs dargestellten Modellannahmen - kein zusätzlicher Bedarf an neuen stromgeführten Grundlastkraftwerken.**

Wie BET nach konservativer Bewertung der aktuellen Kraftwerksplanungen ermittelte, ist der Neubau weiterer Kraftwerke mit einer installierten Leistung von über 8.000 MW (netto) sehr wahrscheinlich - davon rund 5.000 MW auf Basis von Braun- und Steinkohle. Somit besteht die Gefahr volkswirtschaftlich ineffizienter Überkapazitäten nicht nur insgesamt, sondern vor allem im Bereich der Grundlast.

### **Alternativen zum Kraftwerksneubau**

Für den Fall, dass Verzögerungen beim Kraftwerksneubau entstehen, bemerken die Gutachter: „Es sind derzeit Kraftwerkskapazitäten in Höhe von mindestens 3 GW in der Kaltreserve. Diese konservierten Kraftwerke könnten bei Bedarf wieder als Erzeugungsoption zur Verfügung stehen, was die Problematik für den Fall von Kapazitätsknappheiten entschärfen würde. Zudem ist bei einem Teil der in den nächsten Jahren geplanten Kraftwerksstilllegungen davon auszugehen, dass bei Bedarf diese Kraftwerke technisch noch wenige Jahre länger laufen könnten. **Somit stehen mit Einsatz bereits konservierter Kraftwerke sowie mit zeitlicher Verschiebung von Kraftwerksstilllegungen zwei Optionen zur Verfügung, auf die im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann.**“

Ebenso wird darauf hingewiesen: „**Eine Alternative zu Kraftwerksinvestitionen besteht aus volkswirtschaftlicher Sicht auch darin, die Spitzennachfrage nach Strom abzusenken**, indem entweder durch Flexibilisierung und Glättung der Nachfrage der Spitzenkapazitätsbedarf abgesenkt wird oder durch Energieeffizienzsteigerungen auf Nachfragerseite der Strombedarf insgesamt abgesenkt wird. Eine Steigerung der kurzfristigen Preiselastizität der Stromnachfrage könnte ebenfalls helfen, extreme Preisspitzen zu dämpfen.“ Diese Möglichkeiten berücksichtigt die Consentec/EWI/IAEW-Studie jedoch bei der Ermittlung des Neubaubedarfs an Kraftwerken nicht.

Zudem stellt der – in der Consentec/EWI/IAEW-Studie nicht berücksichtigte - Einsatz regelbarer Lasten zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung eine heute schon genutzte Alternative zum Kraftwerksneubau dar. Auch bei konservativer Bewertung der nutzbaren Potentiale ist es sehr wahrscheinlich, dass regelbare Lasten im Jahr 2020 mit mindestens **1.500 MW** zur Bereitstellung positiver Regel- und Reserveleistung beitragen können (siehe Abschnitt 4.1.7 „Regelbare Lasten“).

### **Stilllegungen fossiler Bestandsanlagen**

In der Praxis ist der verbleibende Neubaubedarf an fossilen Kraftwerken nach 2015 auch unter den ansonsten in der Consentec/EWI/IAEW-Studie verwendeten Annahmen deutlich niedriger als 5.400 MW, da Stilllegungen von Bestandskraftwerken mit großer Wahrscheinlichkeit vielfach später als hier ermittelt stattfinden werden.

Die in der Modellrechnung für die Zeit bis 2020 ermittelten Stilllegungen fossiler Bestandsanlagen, die spätestens nach Erreichen einer fest vorgegebenen Lebensdauer erfolgt, ist vor allem bei Erdgas und bei Braunkohle in der angegebenen Höhe sehr unwahrscheinlich (siehe Abschnitt 4.2.2 „Angebotsseite“).

Die Stilllegungen von Erdgaskraftwerken mit 8.000 MW bis zum Jahr 2020 sollen nach den Ergebnissen des Strommarktmodells fast gänzlich bis 2010 stattfinden. Sie würden in

der Realität jedoch überwiegend nur dann stattfinden, wenn Kraftwerksneubauten diese Kraftwerke aus dem Markt verdrängen. Nach der jüngsten Umfrage der Bundesnetzagentur<sup>160</sup> bei den Kraftwerksbetreibern für den Monitoringbericht 2008 sind momentan für die Zeit bis 2020 insgesamt nur Stilllegungen von rund 600 MW (netto) bei Gaskraftwerken geplant, und diese überwiegend für die Zeit nach 2013.

Auch bei Braunkohlekraftwerken ist im Jahr 2020 mit mindestens 13.500 MW (netto) eine höhere installierte Leistung der Bestandskraftwerke sehr wahrscheinlich, als die installierte Leistung der Bestandskraftwerke von rund 12.000 MW (netto), die das Modell unter Benutzung fixer Lebensdauern ermittelt.

### **Erreichung der Ziele für erneuerbare Energien, KWK und Effizienz**

Die Annahmen in der Consentec/EWI/IAEW-Studie liegen deutlich unter den Zielen der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien (23 % statt 30 %), der KWK (15 % statt 25 %) sowie für die Senkung der Stromnachfrage<sup>161</sup> (minus 5 % statt minus 11 %).

Der tatsächliche Neubaubedarf an fossilen Kraftwerken liegt daher deutlich unter den Ergebnissen der Consentec/EWI/IAEW-Studie, falls in diesen drei Bereichen mehr erreicht wird, als hier angenommen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt vor allem zu einem verringerten Bedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken (siehe Abschnitt 5.1.3 „Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke“). Durch Effizienzsteigerungen auf der Nachfrageseite sinkt der Bedarf an konventionellen Kraftwerken insgesamt.

Ebenso verringert der Ausbau der KWK den Bedarf an fossiler Kraftwerksleistung ohne KWK. Allein das Erreichen des KWK-Ziels von 25 % (statt der hier angenommenen 15 %) würde zu einer zusätzlichen Kraftwerksleistung von mindestens 5.700 MW führen<sup>162</sup>. Diese ist größer als der verbleibende Neubaubedarf bei fossilen Kraftwerken von 5.400 MW (netto), der nach den Ergebnissen der Consentec/EWI/IAEW-Studie für den Zeitraum bis 2020 resultiert.

---

<sup>160</sup> BNetzA [2008]

<sup>161</sup> In der Studie wird für das Jahr 2020 ein um rund 5 % verringerter Stromverbrauch und mit 76.200 MW eine um 1 % verringerte Jahreshöchstlast gegenüber 2005 angenommen. Die Annahme einer quasikonstanten Jahreshöchstlast bei sinkendem Stromverbrauch ist konservativ. In der Vergangenheit (zwischen 2000 und 2007) verhielten sich Jahreshöchstlast und Stromverbrauch in guter Näherung proportional zueinander. Zudem ist zukünftig eine steigende Preiselastizität der Nachfrage (Lastmanagement) zu erwarten, so dass bei abnehmender jährlicher Nachfrage auch die Jahreshöchstlast wahrscheinlich sinken wird (siehe Abschnitt 4.1.6 „Entwicklung der Stromnachfrage“).

<sup>162</sup> Eine KWK-Stromerzeugung von 15 % bezogen auf den Bruttostromverbrauch von 580 TWh in der Consentec/EWI/IAEW-Studie entspricht 87 TWh. Die Zunahme der KWK-Stromerzeugung von 15 % auf 25 % im Jahr 2020 würde auch bei Erreichen der politisch angestrebten Stromverbrauchsminderung von 11 % gegenüber 2005 einer zusätzlichen KWK-Stromerzeugung von 48 TWh entsprechen. Selbst bei einer theoretischen Ausnutzungsdauer von 8.000 h/a und einem Eigenbedarf von 5 % würde dies eine zusätzliche installierte Leistung von rund 5.700 MW (netto) ergeben.

### 4.3.3 Fazit zur Bewertung der Studie zum BMWi-Monitoringbericht

Die Studie zum Monitoringbericht zeigt: Selbst unter den konservativen Annahmen dieser Studie **besteht bis zum Jahr 2020 auch mit Atomausstieg kein Bedarf an neuen stromgeführten Grundlastkraftwerken über die in Bau befindlichen hinaus**, sondern nur ein zusätzlicher Bedarf an konventionellen stromgeführten Mittellastkraftwerken in Höhe von rund 5.000 MW für die Zeit nach 2015. Dies gilt selbst unter den konservativen Annahmen, dass erstens die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage insgesamt deutlich verfehlt werden, zweitens zukünftig keine Retrofit-Maßnahmen bei Bestandskraftwerken stattfinden sowie drittens die Last vollkommen preisunelastisch ist.

In der Praxis werden jedoch - wie dargelegt - die Stilllegungen von Erdgas- und Braunkohlekraftwerken sehr wahrscheinlich in deutlich geringerem Umfang stattfinden, als bei der Ermittlung dieses Neubaubedarfs berücksichtigt. Ebenso ist die Nachfrage langfristig - und in gewissem Maß auch kurzfristig - elastisch, und die hier nicht berücksichtigten Optionen der regelbaren Lasten zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung und des Lastmanagements werden zukünftig eine deutlich größere Bedeutung als derzeit haben. Diese Potentiale können den oben ermittelten verbleibenden Neubaubedarf von rund 5.000 MW ersetzen. Aus der Analyse der dargestellten Ergebnisse und Annahmen resultiert daher:

Selbst falls die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage insgesamt deutlich verfehlt würden, **so besteht bis zum Jahr 2020 - auch mit Atomausstieg - kein Bedarf an konventionellen stromgeführten Neubaukraftwerken über die in Bau befindlichen Anlagen hinaus**.

Falls die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage überwiegend erreicht werden, ist bereits mit den derzeit in Bau befindlichen Kraftwerken die Gefahr volkswirtschaftlich ineffizienter Überkapazitäten bis zum Jahr 2020 evident.

#### 4.4 UBA-Hintergrundpapier „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“

Im Hintergrundpapier „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“<sup>163</sup> prüfte das UBA, ob der deutsche Kraftwerkspark seine Emissionen gemäß dem 40-Prozent-Ziel<sup>164</sup> bis 2020 unter Umsetzung des Atomausstiegs senken und zugleich die Stromnachfrage gemäß dem 11-Prozent-Minderungsziel<sup>165</sup> der Bundesregierung decken kann.

Dabei wurde ein Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK gemäß den Zielen der Bundesregierung, der derzeitige Kraftwerksbestand sowie die derzeit in Bau befindlichen neuen Kraftwerke berücksichtigt. Bei der Ermittlung der jährlichen Stromproduktion wurden typische Ausnutzungsdauern für die verschiedenen Kraftwerkstechniken angenommen.

Aus den jährlichen Energiebilanzen ergibt sich, dass der betrachtete Kraftwerkspark mit den getroffenen Annahmen die jährliche Stromnachfrage bis 2020 decken kann. Daher wäre für die zeitgleiche Deckung der Nachfrage allenfalls eine zusätzliche Leistungsreserve erforderlich, also Spitzenlast- oder Reservekraftwerke oder Maßnahmen zu deren Substitution.

Grundsätzlich ging die Studie davon aus, dass der Strommarkt auch zukünftig funktioniert und somit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf Basis von Preissignalen stattfindet (siehe auch Abschnitt 3.4 „Deckung der Stromnachfrage“) - also kein Kapazitätsdefizit auftreten wird. Weiterhin ist zu erwarten, dass sich die Preiselastizität der Nachfrage signifikant erhöht (siehe Abschnitt 4.1.6 „Entwicklung der Stromnachfrage“) und somit die Nachfrageseite zukünftig verstärkt zum Leistungsausgleich beitragen wird. Neben den im Hintergrundpapier genannten technischen Optionen zusätzlicher Speicherkraftwerke und des Lastmanagements stehen darüber hinaus auch die folgenden, oben erläuterten Möglichkeiten zur Verfügung, falls eine sehr hohe Spitzennachfrage dies tatsächlich erfordern sollte:

- Lebensdauer verlängernde Maßnahmen für (Spitzenlast-)Bestandskraftwerke,
- Neubau an Spitzenlast- und Reservekraftwerken (zum Beispiel Gasturbinen),
- Stromimporte zum kurzfristigen Leistungsausgleich,
- Bereitstellung von Regelleistung mit regelbaren Lasten.

In welchem Umfang die einzelnen Optionen zukünftig eingesetzt werden, wird der Markt „entscheiden“.

Das UBA-Hintergrundpapier kommt zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2020 auch mit Atomausstieg gewährleistet ist und die Klimaschutzziele bei Realisierung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und KWK erreichbar sind.

---

<sup>163</sup> UBA [2008 c]

<sup>164</sup> 40-Prozent-Ziel der Bundesregierung: eine Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Sektoren bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber 1990.

<sup>165</sup> 11-Prozent-Minderungsziel der Bundesregierung für den Stromverbrauch: Senkung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2020 um 11 % gegenüber 2005.

## 4.5 Beurteilung der Versorgungssicherheit bis 2020

Zusammenfassend ergibt sich, dass die Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2020 auch mit Atomausstieg gewährleistet sein wird. Diese Einschätzung resultiert vor allem aus folgenden Punkten:

1. Es ist auch zukünftig kein Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung zu erwarten.

Auf funktionierenden Märkten findet auf Basis von Preissignalen kurz-, mittel- und langfristig ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage statt. Ein physisches Defizit an verfügbarer Kraftwerksleistung ist insofern nur in einem nicht funktionierenden Strommarkt möglich. Anhand der aktuellen Entwicklung im Energiemarkt ist jedoch nicht erkennbar, dass der Strommarkt momentan nicht funktioniert oder zukünftig nicht funktionieren wird (siehe Abschnitt 3.4 „Deckung der Stromnachfrage“).

2. Es bestehen verschiedene Alternativen zum Kraftwerksneubau mit erheblichen Potentialen.

Eine stärkere zeitliche Flexibilisierung der Nachfrage zur Steigerung der kurzfristigen Preiselastizität, die Senkung der gesamten Nachfrage durch Effizienzsteigerungen, die Bereitstellung von Regelleistung durch regelbare Lasten sowie Laufzeitverlängerungen bei fossilen Bestandkraftwerken, und in gewissem Umfang Stromimporte zum Leistungsausgleich, haben insgesamt erhebliche technische Potentiale. Diese Optionen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht in der Regel vorteilhaft und erhöhen die Flexibilität am Strommarkt.

3. Bis zum Jahr 2020 besteht auch mit Atomausstieg - je nach Entwicklung - kein oder nur ein geringer zusätzlicher Neubaubedarf für **konventionelle Nicht-KWK-Kraftwerke** über die im Bau befindlichen Anlagen hinaus.

Der zukünftige Neubaubedarf hängt erheblich davon ab, wie gut die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage erreicht werden und wie sich die Nachfrageelastizität entwickelt.

Werden diese Ziele erreicht, so besteht bis zum Jahr 2020 auch mit Atomausstieg kein zusätzlicher Bedarf für konventionelle Neubaukraftwerke ohne KWK. Dies resultiert aus den zuvor dargestellten Analysen der Studien von dena<sup>166</sup>, Consentec/EWI/IAEW<sup>167</sup> und UBA<sup>168</sup>.

**Selbst falls diese Ziele insgesamt deutlich verfehlt würden, bestünde auch mit Atomausstieg unter Nutzung der am Markt vorhandenen Flexibilitäten kein zusätzlicher Bedarf an konventionellen stromgeführten Neubaukraftwerken bis zum Jahr 2020.** Dies folgt aus der Analyse der Consentec/EWI/IAEW-Studie.

Nur falls der Stromverbrauch ohne eine deutliche Zunahme der kurzfristigen Nachfrageelastizität erheblich stiege und die zuvor genannten Alternativen zum Kraftwerksneubau nur teilweise genutzt sowie falls zugleich die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK deutlich verfehlt würden, so bestünde ein zusätzlicher Bedarf für konventionelle Neubaukraftwerke, vor allem bei Mittellast-, Spitzenlast- oder Reservekraftwerken.

---

<sup>166</sup> Dena [2008]

<sup>167</sup> CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]

<sup>168</sup> UBA [2008 c]

Falls zukünftig erkennbar ist, dass die Ziele für erneuerbare Energien, KWK und Effizienz sehr deutlich verfehlt würden, können und sollten jedoch vorrangig die bestehenden Instrumente hierzu angepasst oder ergänzt werden.

Sollte ein erheblicher Anteil der momentan bestehenden und vielfach weit fortgeschrittenen Kraftwerksneubauplanungen zusätzlich zu den bereits in Bau befindlichen Kraftwerken realisiert werden, so besteht viel mehr die Gefahr volkswirtschaftlich ineffizienter Überkapazitäten.

4. Vor allem besteht bis zum Jahr 2020 auch mit Atomausstieg kein Neubaubedarf an zusätzlichen **konventionellen Grundlastkraftwerken** über die derzeit in Bau befindlichen Anlagen hinaus.

Langfristig besteht durch den Ausbau der erneuerbaren Energien ein erhöhter Bedarf an (flexiblen) Kraftwerken zur Deckung der Spitzenlast sowie zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung. Zugleich sinkt der Bedarf an Grundlastkraftwerken in der Zukunft stark (siehe auch Abschnitt 5.1.3 „Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke“).

Aus den zuvor dargestellten Analysen der Studien von dena, Consentec/EWI/IAEW und UBA ergibt sich bis zum Jahr 2020 kein zusätzlicher Neubaubedarf an konventionellen **Grundlastkraftwerken** ohne KWK. Dies gilt auch, falls die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage deutlich verfehlt würden.

5. Es besteht auch mit Atomausstieg in den nächsten Jahren kein Handlungsbedarf für den Neubau zusätzlicher konventioneller Kraftwerke ohne KWK.

Vielfach wird über die Notwendigkeit einer sehr baldigen Entscheidung über den Neubau zusätzlicher konventioneller Kraftwerke ohne KWK oder auch über Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke diskutiert. Der in diesen Debatten suggerierte Handlungsdruck ist jedoch nicht gerechtfertigt, da die Versorgungssicherheit bis 2020 gewährleistet werden kann – wie oben dargestellt – auch mit Atomausstieg und ohne in den nächsten Jahren weitere konventionelle Kraftwerke ohne KWK zu bauen.

Für Reaktionen auf einen möglichen Kraftwerksbedarf für die Zeit nach 2020 sind bis etwa zum Jahr 2015 keine Entscheidungen erforderlich, da die durchschnittliche Realisierungsdauer neuer fossiler Kraftwerke rund drei bis sieben Jahre beträgt.

In den nächsten Jahren besteht deshalb kein Handlungsbedarf, weder für einen Neubau zusätzlicher konventioneller Kraftwerke ohne KWK noch für Laufzeitverlängerungen der dann noch betriebenen Atomkraftwerke.

Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke stellen auch für die Zeit nach 2020 keine nutzbare Option dar, da die Atomenergie die Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung gravierend verletzt. Die Atomenergienutzung sollte daher schnellstmöglich beendet werden. Entscheidungen über den Neubau konventioneller Kraftwerke ohne KWK können in einigen Jahren auf der Grundlage des dann zu erwartenden Kraftwerksbedarfs und vor allem der dann verfügbaren neuen Stands der Technik getroffen werden.

## 5 Perspektiven einer nachhaltigen Stromversorgung

Um die Versorgungssicherheit im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung langfristig zu sichern, sind wesentliche Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft erforderlich. Vor allem sind die derzeitige Erzeugungsstruktur und die Netzinfrasturktur nicht mit dem geplanten und erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien kompatibel. Zudem muss die Nachfrageseite durch eine teilweise Anpassung an die Angebotssituation stärker am Leistungsausgleich beteiligt werden.

**Die Frage lautet also nicht, wie viel Strom aus erneuerbaren Energien das heutige Elektrizitätssystem verträgt, sondern: Wie muss unser zukünftiges Elektrizitätssystem aussehen, um Strom aus erneuerbaren Energien möglichst effektiv und kosteneffizient integrieren zu können?** Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist, dass die Netzinfrastruktur adäquat angepasst wird. Die dazu erforderlichen Maßnahmen untersucht momentan zum Beispiel die dena-Netzstudie II (siehe auch Abschnitt 3.2 „Sicherer Netzbetrieb“).

Dieses Kapitel skizziert die speziellen Anforderungen an den Kraftwerkspark, vor allem an Kraftwerksneubauten, die für den Aufbau einer nachhaltigen Stromversorgung in Deutschland und Europa zu erfüllen sind. Der Betrachtungsschwerpunkt liegt dabei auf den Nachhaltigkeitskriterien Klimaschutz, Ressourcenschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Anschließend skizzieren wir Möglichkeiten zur Realisierung der langfristigen Klimaschutzziele und gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung.

### 5.1 Anforderungen an den Kraftwerkspark

Um die Nachhaltigkeitskriterien zu erfüllen, muss der Kraftwerkspark in Deutschland grundlegend umgebaut werden. Dazu gehören sowohl der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, der KWK sowie der Bau emissionsarmer und hochflexibler fossiler Nicht-KWK-Kraftwerke.

Dieser langfristige Umbau erfordert bereits heute die richtigen Entscheidungen, denn Investitionen in neue Kraftwerke haben langfristige Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: Für heute geplante, fossile Kraftwerke ist mindestens mit einem Betrieb bis circa 2035 zu rechnen. Dies ergibt sich aus einer Realisierungsdauer von drei bis sieben Jahren bei den meisten Kraftwerkstechnologien - von der Standortfindung bis zur Inbetriebnahme - sowie aus den üblichen Abschreibungsdauern und Amortisationsdauern von rund 20 Jahren und länger. Bei einer technischen Lebensdauer von 40 bis 50 Jahren könnten diese Kraftwerke auch bis nach 2050 betrieben werden. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist dabei gerade das „goldene Ende“ der Kraftwerkslebensdauer interessant. Entscheidungen über Kraftwerksneubauten, die bereits in näherer Zukunft gefällt werden, haben also einen Einfluss auf die Zeit weit nach 2020. Dies ist besonders in Bezug auf die Anforderungen für einen langfristig wirksamen Klimaschutz bedeutend (siehe auch Abschnitt 2.3 „Der Emissionshandel – ein wichtiges Klimaschutzinstrument“). Daher sollten bei Auswahl und Auslegung zukünftiger fossiler Kraftwerke die folgenden Aspekte berücksichtigt werden.



### 5.1.1 Langfristige Klimaschutzziele

Langfristig erfordert der Klimaschutz, dass die Industriestaaten ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80 %<sup>169 170</sup> bis 95 %<sup>171</sup> unter den Wert von 1990 senken (siehe auch Abschnitt 2.1 „Ziele des Klimaschutzes“). Dieses Ziel bedeutet für die langfristige Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks, dass auch dessen Emissionen erheblich sinken müssen. Vor diesem Hintergrund sind mögliche Entscheidungen für den Neubau fossiler Kraftwerke in den nächsten Jahren, die circa 2015 in Betrieb gehen würden, und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu bewerten.

Dazu stellen wir im Folgenden dar, wie hoch die durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung (pro Kilowattstunde) in Zukunft aus Klimaschutzsicht maximal sein dürfen. Dieser Wert dient als Indikator für die Anforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark.

Die durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung ergeben sich aus einer angenommenen Entwicklung der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksparks sowie des Stromverbrauchs. Die hierzu verwendeten Annahmen, zum Beispiel zur Cap-Entwicklung und zum Anteil des Kraftwerksparks am Cap, sind mit Unsicherheiten behaftet. Wegen der durchgehend konservativen Setzung bei den benötigten Annahmen ist das Ergebnis tendenziell als Obergrenze anzusehen.

Als Bilanzraum wählen wir Europa (hier die EU-27), weil die Emissionen des Kraftwerksparks mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems nicht mehr allein nationaler Gesetzgebung unterliegen. Durch das Cap werden europaweit die CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>172</sup> der emissionshandelspflichtigen Anlagen aus Energiewirtschaft und Industrie begrenzt.

Weiterhin sollen folgende Annahmen gelten:

1. Die im Kyoto-Protokoll vorgesehenen, so genannten flexiblen Mechanismen (CDM, JI, Emissionshandel zwischen Staaten<sup>173</sup>) ermöglichen es den Vertragspartnern, eigene Minderungsverpflichtungen durch Aktivitäten im Ausland zu erbringen. Wir gehen jedoch hier davon aus, dass Europa seine Treibhausgasemissionen bis 2050 auf dem eigenen Territorium um den für Industrieländer empfohlenen Wert von mindestens 80 % senkt. Hierfür besteht vor allem wegen des Anteils an den bisherigen anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen eine moralische Verpflichtung und zugleich wegen des hohen Emissionsniveaus auch ein hohes Minderungspotential.
2. Im Basisjahr<sup>174</sup> haben alle Sektoren der EU-27 insgesamt 4.534 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>175</sup> emittiert. Eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % gegenüber dem Basisjahr würde also bedeuten, alle CO<sub>2</sub>-Emissionen der EU-27 bis zum Jahr 2050 auf gut 900 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zu senken (siehe Abbildung 5-1). Wie viel dieses CO<sub>2</sub>-Budgets bis dahin noch für Emissionen aus fossilen Kraftwerken zur Verfügung stehen wird, lässt sich aus heuti-

---

<sup>169</sup> UBA [2005]

<sup>170</sup> Enquete-Kommission [2002]

<sup>171</sup> IPCC [2007 b], Chapter 13, S. 776, Box 13.7

<sup>172</sup> in Zukunft evtl. auch weitere Treibhausgase und weitere Sektoren

<sup>173</sup> CDM: Clean Development Mechanism; JI: Joint Implementation

<sup>174</sup> „Basisjahr“ ist das Jahr, auf das sich die Reduktionsverpflichtungen des jeweiligen Staates beziehen. Für die meisten der EU-27-Staaten ist 1990 das Basisjahr für CO<sub>2</sub>, jedoch nicht für alle.

<sup>175</sup> ohne LULUCF (Land Use, Land-Use Change and Forestry; auf deutsch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft); UNFCCC [2009]

ger Sicht nicht sagen. Dennoch lässt sich, wie im Folgenden dargestellt, eine Größenordnung ermitteln, in der die Obergrenze der durchschnittlichen Kraftwerksemissionen langfristig liegen muss.

3. Die im Dezember 2008 von der EU beschlossene Emissionshandels-Richtlinie beinhaltet eine lineare Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Emissionshandelssektor bis mindestens 2020<sup>176</sup>. Würde diese lineare Minderung bis 2050 fortgesetzt, würde das Cap auf 633 Mio. t CO<sub>2</sub> sinken. Der Vergleich mit dem oben dargestellten 80-Prozent-Ziel zeigt, dass in diesem Fall der Emissionshandelssektor<sup>177</sup> etwa zwei Drittel der insgesamt noch erlaubten Emissionen beanspruchen würde, während heute sein Anteil an den Gesamtemissionen EU-weit etwa 50 % umfasst. Die Annahme einer weiterhin linearen Senkung des Caps führt daher wahrscheinlich zu einer Überschätzung des zukünftigen CO<sub>2</sub>-Budgets des Emissionshandelssektors.

In der Abbildung 5-1 ist für das Jahr 2020 eine Senkung der EU-weiten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20 % gegenüber dem Basisjahr unterstellt. Auch die dargestellte Senkung des Emissionshandels-Caps bis 2020 entspricht diesem Ziel. Sollte sich die EU im Rahmen internationaler Vereinbarungen dazu verpflichten, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um 30 % zu reduzieren, würde daraus auch eine stärkere Senkung des Caps bis 2020 – und voraussichtlich darüber hinaus – resultieren, als hier dargestellt.

4. Die Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Europa verteilen sich momentan mit etwa 60 % auf die Kraftwerke und mit 40 % auf die übrigen Industrie-sektoren. Im Sinne einer konservativen Betrachtung für die Kraftwerksemissionen wird dieses Verhältnis hier fortgeschrieben. Die reale Verteilung für diesen langen Zeitraum ist aus heutiger Sicht unsicher und hängt von den Zertifikatspreisen und den Kosten der zu erschließenden Minderungspotentiale in Industrie und Energiewirtschaft ab. Tendenziell gibt es in der Industrie geringere kostengünstige Einsparpotenziale als in der Energiewirtschaft<sup>178</sup>. Daher wird sich über den Emissionshandel für die Energiewirtschaft zukünftig ein kleinerer Anteil am Gesamtcap ergeben, als mit der Fortschreibung der Aufteilung zwischen Energiewirtschaft und Industrie angenommen.
5. Der Nettostromverbrauch der EU-27 lag laut Eurostat<sup>179</sup> im Jahr 2005 bei 2.762 TWh (Endenergieverbrauch). Wir nehmen für diese Betrachtung der Einfachheit halber an, dass der Stromverbrauch bis zur Mitte des Jahrhunderts konstant bleibt.<sup>180</sup>

---

<sup>176</sup> Diese ergibt sich aus der jährlichen Reduzierung um einen festen Betrag von 1,74 % der durchschnittlichen jährlichen Gesamtmenge derjenigen Zertifikate, die über die nationalen Zuteilungspläne der Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2008 bis 2012 zugeteilt wurden. Damit soll bis 2020 das 20-Prozent-Ziel (minus 20 % gegenüber 1990 in allen Sektoren) der EU erreicht werden. Der Emissionshandelssektor reduziert dabei seine Emissionen bis 2020 um 21 % gegenüber 2005. Weiter heißt es in dem Entwurf: „Die Kommission überprüft den linearen Koeffizienten und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat gegebenenfalls einen Vorschlag für die Zeit nach 2020 vor, mit Blick darauf, dass spätestens im Jahr 2025 eine Entscheidung vorliegt.“

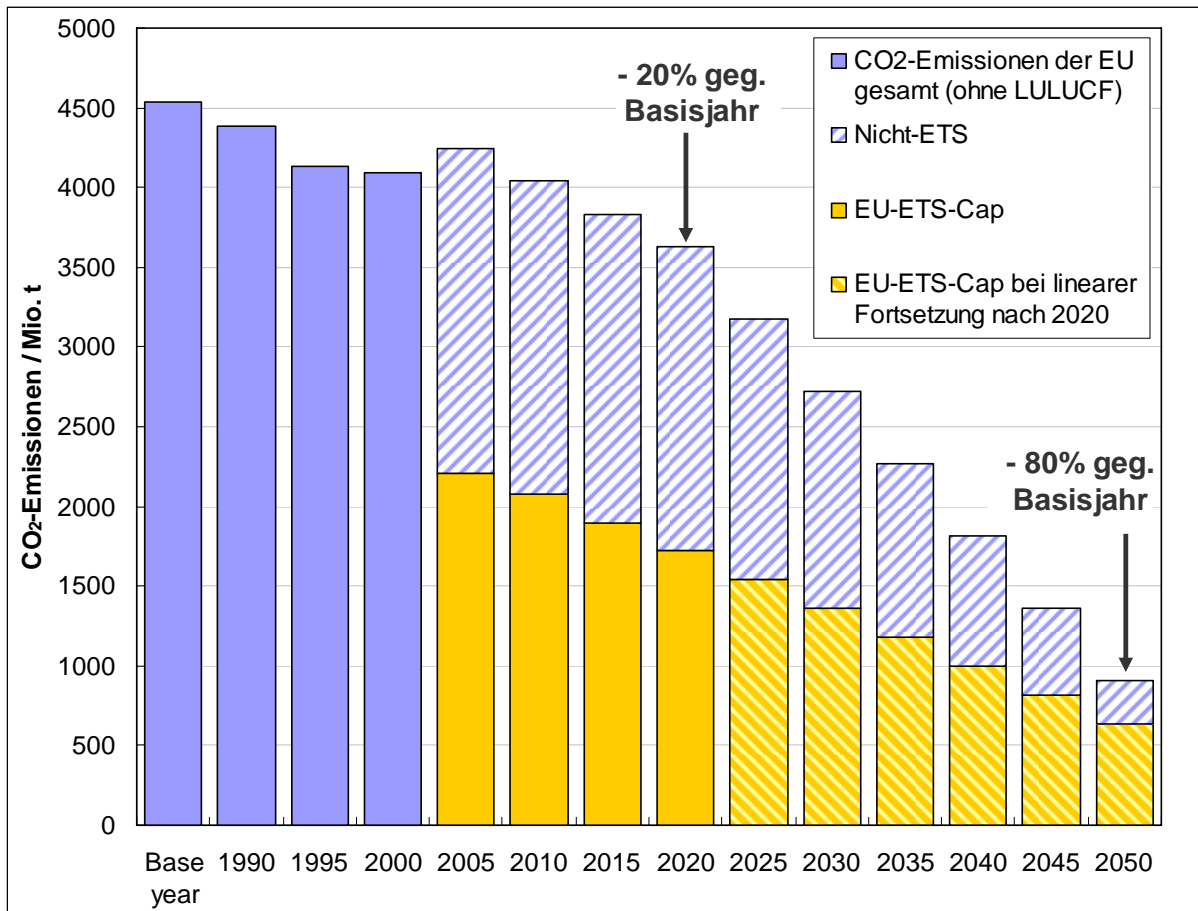
<sup>177</sup> Der hier bis 2050 betrachtete Bereich des Emissionshandels umfasst nur die auch momentan im Emissionshandel berücksichtigten Sektoren. Zukünftig ist die Einbeziehung von weiteren Sektoren denkbar oder bereits in Planung.

<sup>178</sup> Dies gilt vor allem mit Blick auf die Stoffumwandlungsprozesse in der Grundstoffindustrie.

<sup>179</sup> Eurostat [2009]

<sup>180</sup> Die hier betrachtete Größe der maximalen durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich aus der Gesamtmenge der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksparks geteilt durch den Stromverbrauch. Ein niedrigerer Stromverbrauch hätte also - bei gleichbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen - höhere durchschnittliche spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge. Die EU formuliert in ihrem Energie- und Klimapaket das Ziel, den Energieverbrauch (nicht explizit den Stromverbrauch) bis 2020 um 20 % gegenüber einer Referenzentwicklung (mit einem um 10 % steigenden Verbrauch) zu senken. Leitet man daraus für den Stromsektor ein Ziel

...



**Abbildung 5-1: Historische Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU-27 und Projektion einer linearen Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Sektoren um 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr sowie Entwicklung des Caps im Emissionshandel (Quelle: UNFCCC, eigene Berechnungen)**

Mit diesen Annahmen ergibt sich die Entwicklung der durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde der zukünftigen Stromerzeugung bis 2050. Bis zum Jahr 2050 müssen danach die durchschnittlichen spezifischen Emissionen der Stromerzeugung auf rund 140 g/kWh sinken, wie in Abbildung 5-2 dargestellt.

Für die Beantwortung der Frage, inwieweit allein Wirkungsgradsteigerungen bei fossilen Kraftwerken einen Beitrag zum Klimaschutz leisten können, sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen moderner Kraftwerke den dargestellten Klimaschutzanforderungen gegenüber zu stellen. Um den Effekt der Wirkungsgradsteigerungen isoliert darzustellen, werden hier fossile Kraftwerk ohne KWK betrachtet - der überwiegende Teil der derzeitigen Großkraftwerke produziert praktisch nur Strom, die gegebenenfalls bestehende Wärmeauskopplung spielt nur eine sehr geringe Rolle.

---

von minus 10 % bis 2020 gegenüber 2005 ab, so würde der Wert der durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für 2050 statt 138 g/kWh, wie im hier betrachteten Fall mit konstantem Stromverbrauch, 153 g/kWh betragen und läge also in ähnlicher Höhe. Je niedriger der Stromverbrauch ist, umso CO<sub>2</sub>-intensiver darf die Stromproduktion (bei gleicher CO<sub>2</sub>-Obergrenze) sein, zugleich sinkt in diesem Fall jedoch die absolute Stromproduktion aus CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken.

Die Abbildung 5-2 zeigt zum einen mit der fallenden Gerade, in welchem Bereich zukünftig die Obergrenze der durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Europa liegen sollte, um langfristige Klimaschutzziele einzuhalten. Zum anderen zeigt sie als Vergleich die spezifischen Emissionen fossiler Kraftwerkstechniken mit Wirkungsgraden, wie sie für Neubaukraftwerke ab 2015 zu erwarten sind (siehe Abschnitt 2.2.3 „Erhöhung der Energieeffizienz auf der Angebotsseite“). Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der hier betrachteten fossilen Kraftwerkstypen sind selbst mit zukünftigen Wirkungsgraden, vor allem bei Kohlekraftwerken, deutlich höher als die durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des zukünftigen Kraftwerkspark langfristig sein dürfen.

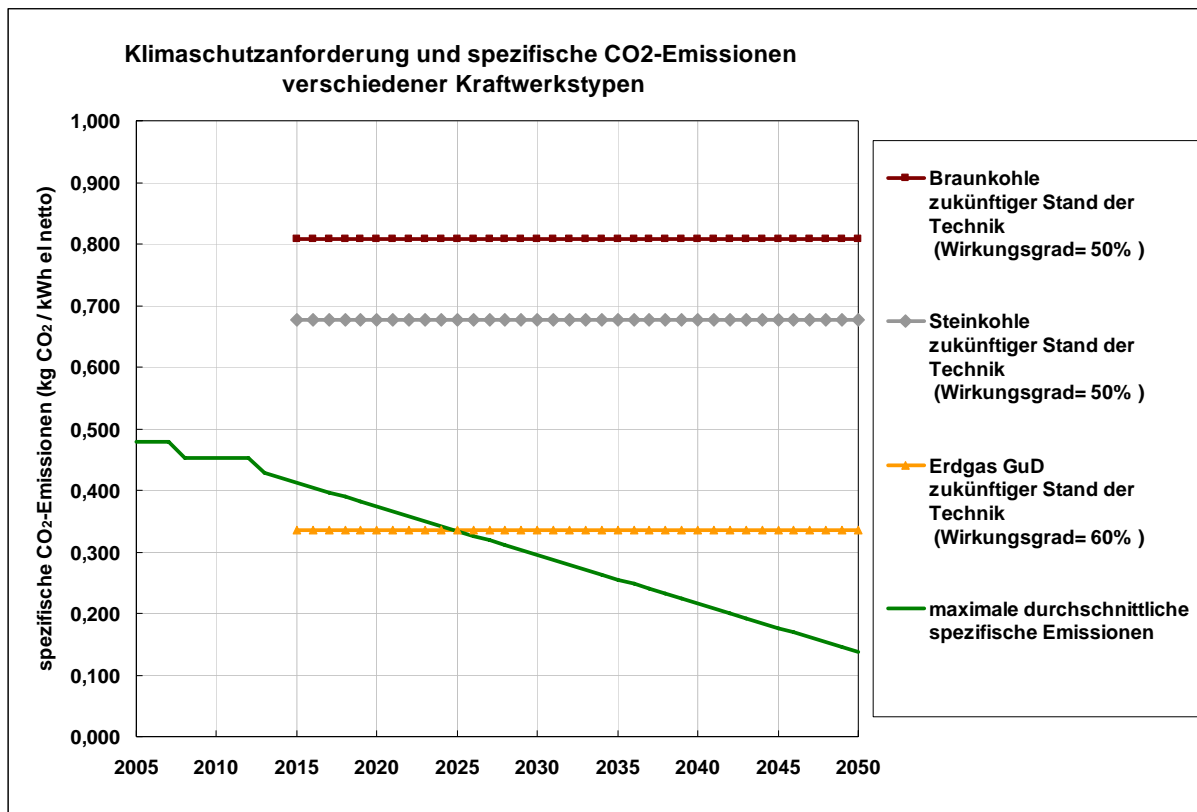


Abbildung 5-2: Klimaschutzanforderungen (maximale durchschnittliche spezifische Emissionen) und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen (Quelle: eigene Berechnung)

Anhand dieser Ausführungen wird deutlich:

1. Um die langfristigen Klimaschutzanforderungen erfüllen zu können, müssen für jedes Kraftwerk im europäischen Kraftwerkspark, dessen Emissionen über den langfristigen Durchschnittswerten liegen, in ausreichendem Umfang andere Kapazitäten vorhanden sein, deren Emissionen entsprechend niedriger als der Durchschnitt sind.
2. Die möglichen Wirkungsgradsteigerungen bei Kohlekraftwerken allein - wie mit dem Ersatz alter Kraftwerke durch neue Kraftwerke mit gleicher Leistung erzielbar - reichen nicht aus, um die langfristigen europäischen Klimaschutzziele zu erfüllen. Die damit erzielbaren CO<sub>2</sub>-Minderungen sind zu gering im Vergleich zu den langfristigen Klimaschutzziele. Solche Maßnahmen sind daher nur in einem sehr begrenzten Umfang sinnvoll. Nur der Ersatz alter Kohlekraftwerke durch neue Erdgas-GuD-Kraftwerke führt mittelfristig zu ausreichenden CO<sub>2</sub>-Minderungen. Allerdings ist auch der Einsatz

von Erdgas im strengen Sinne nicht nachhaltig. Auch Erdgas-GuD-Anlagen sollten deshalb nur für eine Übergangszeit bis zu einem hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierten System zum Einsatz kommen.

3. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Kraftwerke mit CCS würden zwar im Bereich der langfristig erforderlichen Durchschnittswerte liegen, diese Technik ist jedoch nicht nachhaltig. Auf deren Einsatz kann langfristig verzichtet werden, da nachhaltige Alternativen mit ausreichend großen Potentialen bestehen. Im Sinne des Vorsorgeprinzips sollten – solange ihre Verfügbarkeit ungeklärt ist – die begrenzten CO<sub>2</sub>-Speicher vorrangig für die Senkung der prozessbedingten Emissionen und, falls zukünftig erforderlich, für eine Dekarbonisierung der Atmosphäre zur Verfügung stehen (siehe auch 2.2.4 „Carbon Capture and Storage (CCS)“).
4. Die langfristigen Klimaschutzziele erfordern einen technologischen und strukturellen Wandel des Kraftwerksparks. Zusammen mit den anderen Nachhaltigkeitskriterien erfordern sie einen Umbau der Stromversorgung hin zu einem überwiegend auf erneuerbaren Energien basierendem System, ergänzt durch eine verstärkte Nutzung der KWK und Effizienzsteigerungen auf der Nachfrageseite.

### 5.1.2 Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und KWK

Die vorangegangenen Kapitel machen deutlich, dass langfristig erneuerbare Energien und die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (KWK) - aus Gründen des Klimaschutzes, aber auch für eine nachhaltige Entwicklung insgesamt - den überwiegenden Teil der Stromversorgung übernehmen müssen. Wie eine solche Entwicklung für Deutschland möglich ist, zeigt die Leitstudie 2008<sup>181</sup> (s. Abschnitt 2.2.1 „Ausbau der erneuerbaren Energien“)

Nach den Zielen des EEG soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % steigen und danach kontinuierlich weiter erhöht werden<sup>182</sup>. Bis zum Jahr 2030 sollte der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nach Ansicht des BMU<sup>183</sup> und des UBA auf rund 50 % und danach weiter steigen. Dabei sollten 45 % der Stromerzeugung aus inländischen erneuerbaren Energien stammen, wie auch in der Leitstudie 2008 dargestellt.

Der Anteil der KWK an der Stromerzeugung soll bis zum Jahr 2020 auf 25 % erhöht werden. Dieses Ziel bezieht sich auf alle KWK-Anlagen, sowohl auf Basis fossiler als auch erneuerbarer Energieträger<sup>184</sup>. Für die fossile KWK-Stromerzeugung ist ein Anteil von rund 15 % der gesamten Stromerzeugung bei Realisierung des 25-Prozent-Ziels zu erwarten. Dies gilt, falls die Entwicklung der erneuerbaren KWK wie im Leitszenario 2008<sup>185</sup> dargestellt, realisiert wird. Anderenfalls könnte der Anteil der fossilen KWK-Stromerzeugung deutlich höher liegen.

---

<sup>181</sup> BMU [2008]

<sup>182</sup> Ziel laut EEG vom 25.10.2008

<sup>183</sup> BMU [2009 a]

<sup>184</sup> Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommen die Biomassenutzung und die Geothermie für die Kraft-Wärme-Kopplung in Frage, wobei die Geothermie voraussichtlich bis zum Jahr 2020 nur einen geringen Anteil an der Stromerzeugung haben wird. Nach dem Leitszenario der Leitstudie 2008 ist ein Biomasse-Anteil an der gesamten KWK-Stromerzeugung von rund 40 % zu erwarten. (siehe BMU [2008]).

<sup>185</sup> ebd.

Möglicherweise werden die Ausbauziele der erneuerbaren Energien und der KWK nicht genau zu dem angestrebten Zeitpunkt vollständig realisiert sein. Aus Sicht des UBA gibt es jedoch keinen Zweifel, dass vor allem der Ausbau der erneuerbaren Energien zukünftig mit großem Tempo fortgesetzt werden sollte. Für die folgenden Betrachtungen ist es daher nicht entscheidend, ob diese Ziele wenige Jahre eher oder später erreicht werden. Vielmehr sollen die aus dieser Entwicklung resultierenden qualitativen Anforderungen und Lösungsmöglichkeiten für zukünftige Elektrizitätsversorgungssysteme dargestellt werden.

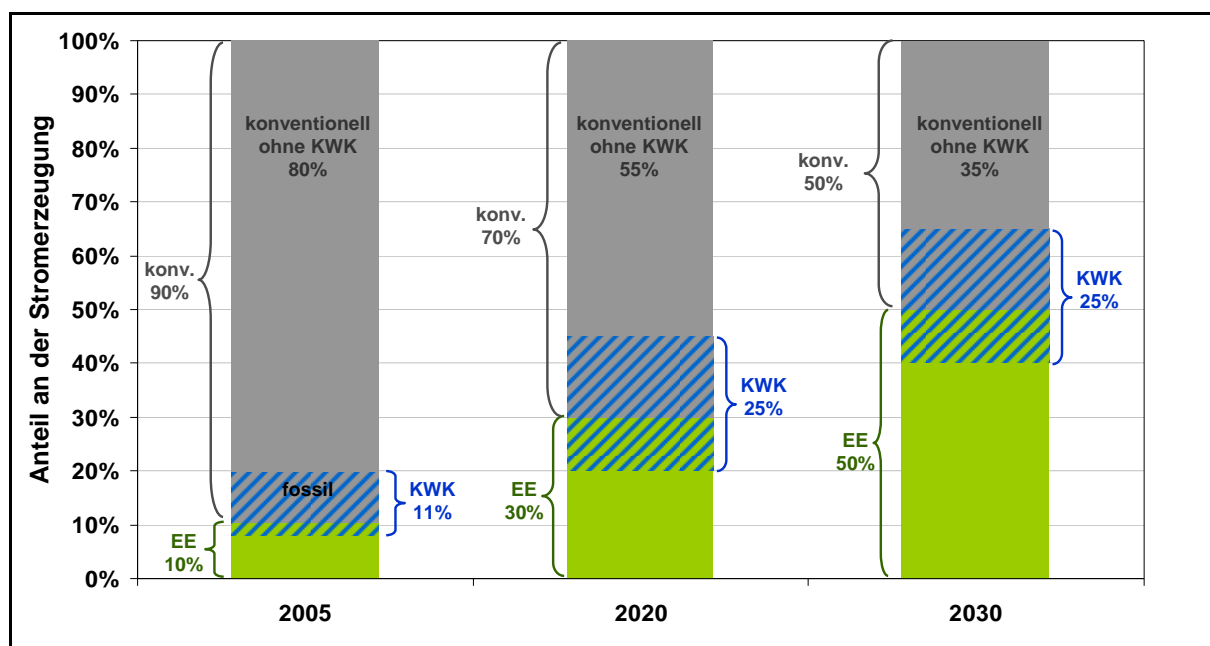


Abbildung 5-3: Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung in der Stromerzeugung in Deutschland normiert auf 100 %<sup>186</sup> (eigene Darstellung).

Bei Erreichen der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien und KWK werden im Jahr 2020 zusammen rund 45 % und im Jahr 2030 bereits 65 % der deutschen Stromerzeugung zusammen aus erneuerbaren Energien und fossilen KWK-Anlagen stammen (Abbildung 5-3). An die fossilen Kraftwerke ohne KWK, die dann etwa im Jahr 2030 gerade noch 35 % der gesamten Stromerzeugung abdecken, werden somit deutlich andere Anforderungen als heute gestellt. Vor allem werden wesentlich niedrigere Ausnutzungsdauern und eine wesentlich höhere Flexibilität erforderlich sein.

<sup>186</sup> Hinzu kommen Ziele für die Senkung des Stromverbrauchs, so dass 100% in den Jahren 2020 und 2030 in absoluten Zahlen eine niedrigere Stromerzeugung darstellen als im Jahr 2005.

### 5.1.3 Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke

Mit einem steigenden Anteil fluktuierend einspeisender Quellen ändern sich die Anforderungen an den fossilen Kraftwerkspark gravierend. Dies betrifft ganz wesentlich auch die Wirtschaftlichkeit einzelner Kraftwerkstechniken.

#### Lastgang, Lastdauerlinie und Lastdeckung

Das Lastprofil, auch als Lastgang bezeichnet, ist eine häufig genutzte Form zur Darstellung der Last. Hier wird die Höhe der Last über einen bestimmten Zeitraum dargestellt (siehe Abbildung 5-4).

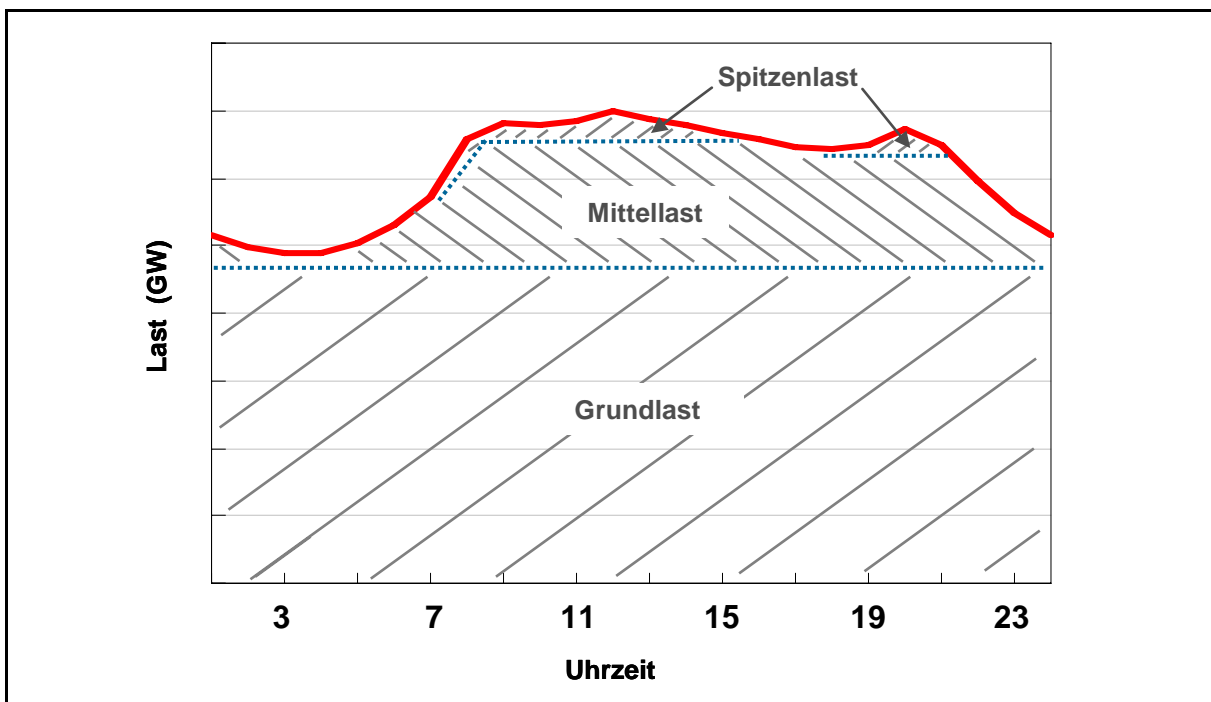


Abbildung 5-4: Schematische Darstellung des Lastverlaufs über einen Tag in stündlichen Werten (eigene Darstellung)

Der Verlauf der Last legt es nahe, verschiedene Lastbereiche zu unterscheiden. Diese können jedoch nicht scharf voneinander abgegrenzt werden<sup>187 188</sup>:

- Als **Grundlast** wird der weitgehend durchlaufende Anteil der Last bezeichnet. Die Grundlast ist im Allgemeinen im Winter größer als im Sommer. Die Grundlast ist also der Anteil der Last, der während der meisten Zeit des Jahres auftritt. Der Grundlastbereich ist durch eine quasikonstante Leistung mit seltenen Laständerungen gekennzeichnet.
- Die **Spitzenlast** ist durch einen Lastverlauf gekennzeichnet, der mit steilen Flanken über das vorausgehende und nachfolgende Lastniveau hinausragt und während einer kurzen Zeitspanne auftritt. Die Spitzenlast tritt also nur während einer

<sup>187</sup> siehe auch VDEW [1990]

<sup>188</sup> In der Literatur werden unterschiedliche Abgrenzungen zwischen Spitzen- und Mittellast sowie zwischen Mittel- und Grundlast verwendet. Im Folgenden verwenden wir 3.000 h/a als Grenze zwischen Spitzen- und Mittellast und 6500 h/a als Grenze zwischen Mittel- und Grundlast.

geringen Zeit des Jahres auf. Der Spitzenlastbereich umfasst jeweils Zeitspannen einzelner oder weniger Stunden und ist durch schnelle und häufige Laständerungen gekennzeichnet.

- Als **Mittellast** wird der zwischen Grund- und Spitzenlast liegende Lastbereich bezeichnet. Der Mittellastbereich liegt mit seinen Eigenschaften (Geschwindigkeit der Laständerungen und Länge der Intervalle) zwischen Grund- und Spitzenlast.

Eine andere Darstellung derselben Last ist die Lastdauerlinie. Die Lastdauerlinie stellt die nach der Höhe der Lastniveaus in absteigender Reihenfolge sortierte jährliche Last in stündlicher Auflösung dar (siehe Abbildung 5-5).

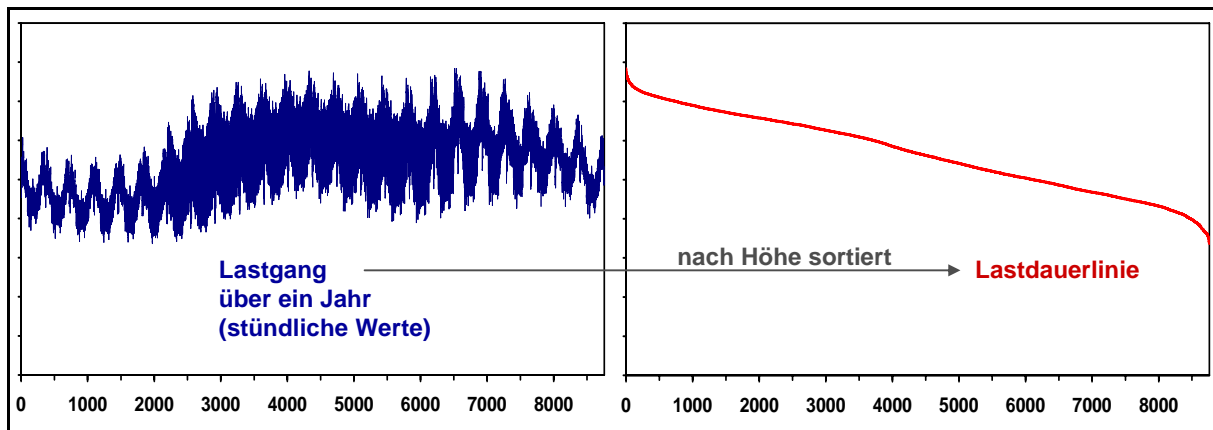


Abbildung 5-5: Von der jährlichen Lastkurve zur Lastdauerlinie (eigene Darstellung aus UCTE-Daten<sup>189</sup> für die Last in Deutschland 2007)

Mit der Lastdauerlinie kann ermittelt werden, welche Kraftwerksleistung in wie vielen Stunden pro Jahr benötigt wird. Es ist ersichtlich, dass nur eine bestimmte Leistung durchgängig notwendig ist. Ebenso ist eine bestimmte Leistung nur zu wenigen Stunden im Jahr erforderlich.

Die Lastdauerlinie enthält auch wichtige Informationen für eine kostenoptimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks, da für die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke deren Ausnutzungsdauer entscheidend ist<sup>190</sup>.

### Kostenstruktur verschiedener Kraftwerkstechniken

Aus der Lastdauerlinie ist ersichtlich, dass nur ein Teil der gesamten Kraftwerksleistung mit einer sehr hohen Ausnutzungsdauer erforderlich ist (Grundlast). Ebenso ist ein Teil der gesamten Kraftwerksleistung nur mit einer sehr niedrigen Ausnutzungsdauer erforderlich (Spitzenlast).

Die konventionellen Kraftwerkstechniken haben unterschiedliche Investitions- und Betriebskosten. Daher sind bei der Investitionsentscheidung je nach Ausnutzungsdauer unterschiedliche Kraftwerke aus betriebswirtschaftlicher Sicht (Gesamtkosten) am kostengünstigsten.

<sup>189</sup> UCTE [2009]

<sup>190</sup> Für die Investitionsentscheidung der Kraftwerksbetreiber ist zudem die Kostenstruktur des bereits vorhandenen Kraftwerksparks von großer Bedeutung.



So genannte<sup>191</sup> **Spitzenlastkraftwerke** - wie Erdgas-Gasturbinenkraftwerke - haben wegen niedriger Investitionskosten und relativ hoher variabler Kosten bei geringen Ausnutzungsdauern die geringsten Gesamtkosten. Andererseits haben so genannte **Grundlastkraftwerke** - wie Braunkohle- und Atomkraftwerke - wegen ihrer hohen Investitionskosten und relativ niedrigen variablen Kosten erst bei relativ hohen Ausnutzungsdauern die geringsten Gesamtkosten. So genannte **Mittellastkraftwerke**, mit Investitionskosten niedriger und variablen Kosten höher als bei Grundlastkraftwerken, haben bei mittleren Ausnutzungsdauern die geringsten Gesamtkosten.

Um die Gesamtlast kostenoptimal zu decken, kommen daher für die Grund-, Mittel- und Spitzenlast verschiedene Kraftwerkstechniken zum Einsatz. Aus technischer Sicht können jedoch prinzipiell alle fossilen Kraftwerkstypen im Dauerlastbetrieb, das heißt zur Deckung der Grundlast, eingesetzt werden.

Zudem haben die verschiedenen Kraftwerkstechniken sehr unterschiedliche technische Eigenschaften in Bezug auf Anfahrzeit, zulässige Anfahrhäufigkeit, Mindestbetriebsdauer, Mindestteillast und Leistungsänderungsgeschwindigkeit, wodurch sie jeweils für die Deckung bestimmter Lastbereiche besonders gut oder schlecht geeignet sind. Kraftwerke mit langen Anfahrzeiten und relativ geringen Laständerungsgeschwindigkeiten – vor allem Atom- und Braunkohlekraftwerke - eignen sich besonders gut für die Abdeckung der Grundlast, jedoch nicht für die Deckung der Spitzenlast. Hingegen eignen sich Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke, mit kurzen Anfahrzeiten und hohen Laständerungsgeschwindigkeiten, besonders gut zur Deckung der Spitzenlast.<sup>192</sup>

### **Residuale Last und residuale Lastdauerlinie**

Die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, die durch das EEG gefördert werden, haben prinzipiell Vorrang vor der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken. Zudem sind die variablen Kosten der dargebotsabhängigen Techniken (Sonnen-, Wind- und Laufwasserkraftwerke) fast Null, so dass diese am Strommarkt fast immer zu den günstigsten Anbietern gehören.

Mit der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien verringert sich daher die Höhe der Last, die von den konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss - zugleich erhöhen sich die Anforderungen an die Flexibilität dieser Kraftwerke.

**Die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Last, hier als „residuale Last“ bezeichnet, ergibt sich aus der Gesamtlast abzüglich der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien<sup>193</sup> (siehe Abbildung 5-6).**

---

<sup>191</sup> Die korrekte Bezeichnung dieser Kraftwerke lautet: „Spitzenleistungs-Kraftwerke“, „Mittelleistungs-Kraftwerke“ und „Grundleistungs-Kraftwerke“.

<sup>192</sup> Pumpspeicherkraftwerke können jedoch keine Grundlast bereitstellen.

<sup>193</sup> Der Begriff „residual“ stammt vom lateinischen „residuum“ (bedeutet „Rest“) ab. In der residualen Last kann je nach Definition auch die Stromerzeugung aus wärmegeführten KWK-Anlagen berücksichtigt werden, da diese Anlagen - zumindest weitgehend - unabhängig von Strompreisen einspeisen (siehe auch dena-Netzstudie I, dena [2005])

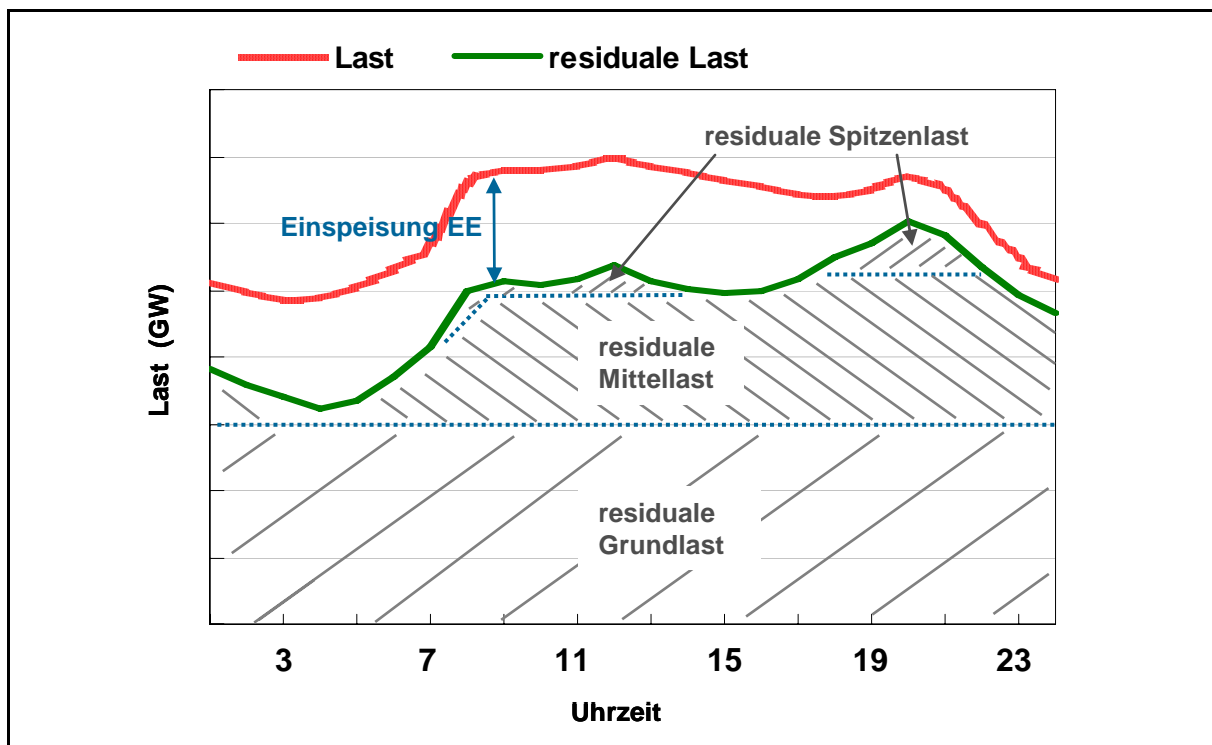


Abbildung 5-6: Schematische Darstellung des Verlaufs von Last und residualer Last über einen Tag in stündlichen Werten (eigene Darstellung).

Die residuale Lastdauerlinie (siehe Abbildungen der folgenden Abschnitte) stellt die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Last dar, sortiert nach der Höhe der Lastniveaus. Mit der residualen Lastdauerlinie kann ermittelt werden, welche konventionelle Kraftwerksleistung in wie vielen Stunden pro Jahr benötigt wird.

### Einfluss der Windenergie auf die residuale Last

Die Windenergie hat derzeit und voraussichtlich auch zukünftig den größten Anteil an der Stromerzeugung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Den Einfluss hoher Anteile der Windstromeinspeisung auf die residuale Last zeigt Abbildung 5-7<sup>194</sup>.

Die Windenergieerzeugung reduziert die residuale **Höchstlast** (in der Grafik ganz links abzulesen) nur sehr wenig. Zugleich sinkt jedoch die residuale **Grundlast** deutlich<sup>195</sup>, während die residuale Spitzenlast deutlich steigt und die residuale Mittellast annähernd konstant bleibt.

<sup>194</sup> Die Abbildung zeigt beispielhaft den Einfluss der Windenergie mit einem Anteil von rund 20 % an der gesamten Stromerzeugung. Bei der Darstellung der residualen Last ist zu berücksichtigen, dass zuerst die Einspeisung der erneuerbaren Energien von der Last abgezogen werden, um die residuale Last zu erhalten und danach die einzelnen Stunden der Last und der residualen Last jeweils separat nach der Höhe der Lastniveaus sortiert werden. Daher ist eine bestimmte Stunde der Last nicht unbedingt an der gleichen Stelle in der Abbildung der Lastdauerlinie zu finden, wie dieselbe Stunde der residualen Last.

<sup>195</sup> Die Windenergie deckt aufgrund ihrer Einspeisecharakteristik auch einen erheblichen Teil der Last im Grundlastbereich (Windeinspeisungen nachts). Sie verdrängt dabei teilweise bisherige Grundlastkraftwerke.

Die Windenergie führt zu einer deutlichen Verringerung der erforderlichen Grundlastkapazität des Kraftwerksparks, obwohl die Windenergie selbst keine Grundlastkapazität darstellt und ihr Leistungskredit sehr niedrig ist.<sup>196</sup>

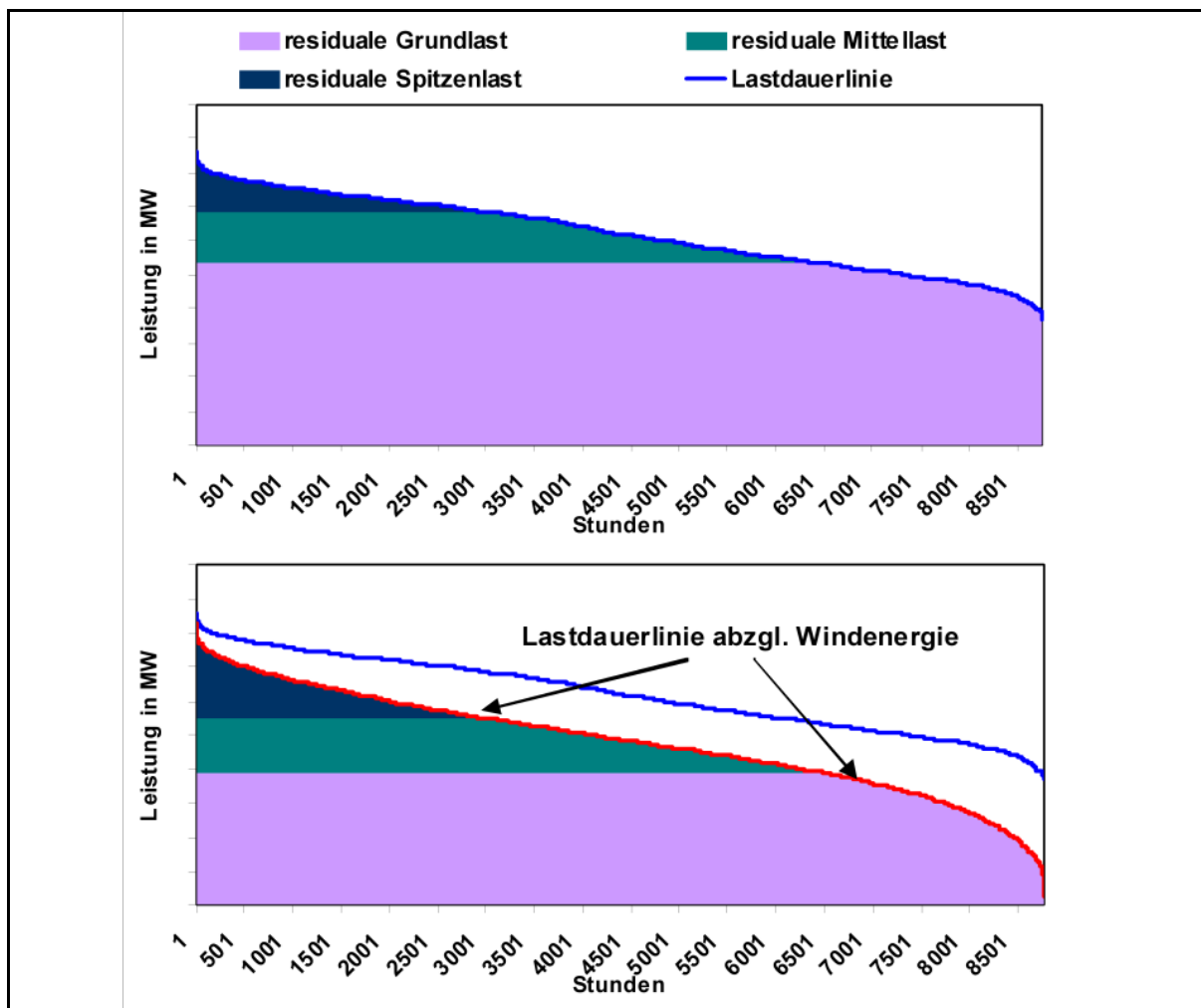


Abbildung 5-7: Veränderung der Lastdauerlinie durch Windenergieeinspeisung (BET [2008])

Es ist also nicht notwendig, dass die Grundlast ausschließlich durch so genannte Grundlastkraftwerke gedeckt wird. Obwohl die Windenergie selbst nicht mit dauerhaft konstanter Leistung einspeisen kann, speist sie auch zu Grundlastzeiten ein und ersetzt somit einen Teil der Stromerzeugung aus „Grundlastkraftwerken“.

Windenergie benötigt daher einen komplementären Kraftwerkspark, also vorwiegend Spitzen- und Mittellastkraftwerke.

### Gesamteinfluss der erneuerbaren Energien auf die residuale Last

Neben der Windenergie haben auch alle weiteren erneuerbaren Energien einen großen Einfluss auf die residuale Last. Dabei unterscheiden sich die Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien durch ihre jeweils typische Einspeisecharakteristik. Entscheidend für

<sup>196</sup> siehe auch BET [2008]

die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark ist der Gesamteinfluss aller erneuerbaren Energien auf die residuale Last.

Im Folgenden soll deshalb anhand einer qualitativen Betrachtung dargestellt werden, welchen Einfluss der angestrebte Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt auf die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Last hat.<sup>197</sup>

Dabei wird für das Jahr 2020 ein Anteil der in Deutschland installierten erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von rund 30 % und für das Jahr 2030 von rund 45 % angenommen.<sup>198</sup>

Um den Einfluss der erneuerbaren Energien auf die residuale Last isoliert betrachten zu können, wird hier eine gleichbleibende Stromnachfrage angenommen. Ausgangsbasis ist daher die deutsche Netzlast für das Jahr 2007, die von der UCTE in stündlicher Auflösung veröffentlicht wird.

Durch die Einspeisung aller erneuerbaren Energien ergibt sich ein deutlich anderer Verlauf der **residualen** Lastdauerlinie im Vergleich zur Lastdauerlinie<sup>199</sup> (siehe Abbildung 5-8).

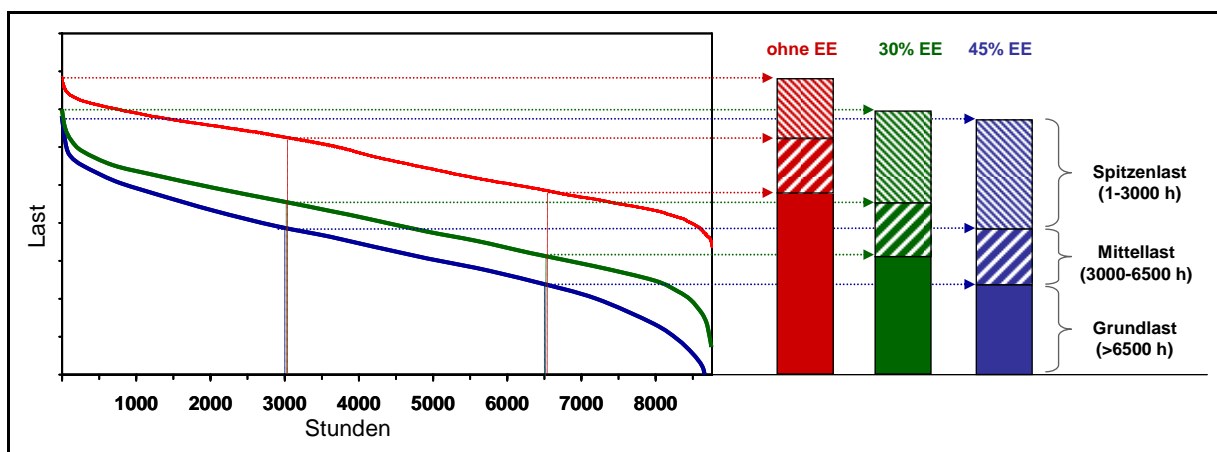


Abbildung 5-8: Last und residuale Last - Gesamteinfluss der erneuerbaren Energien auf die residuale Lastdauerlinie auf Basis der Stromnachfrage des Jahres 2007 in Deutschland (eigene Darstellung aus UCTE-Daten<sup>200</sup> für die Last in Deutschland 2007)

Die erneuerbaren Energien verringern die residuale Höchstlast nur moderat. Zugleich sinkt jedoch die residuale Grundlast - also der Bedarf an konventionellen Grundlastkapazitäten - deutlich, während die residuale Spitzenlast deutlich steigt und die residuale Mittellast geringfügig steigt. Der zeitliche Verlauf der residualen Grundlast trägt zugleich typische Merkmale der Mittellast, da die residuale Last bei höheren Anteilen erneuerbarer

<sup>197</sup> Selbstverständlich ersetzt diese qualitative Betrachtung keine exakte quantitative Untersuchung, die Ergebnisse können aber den Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Entwicklung der residualen Last im Wesentlichen gut darstellen.

<sup>198</sup> gemäß den Zielen des EEG und in Anlehnung an die im Leitszenario 2008 dargestellte Entwicklung

<sup>199</sup> Der Einfluss der Windenergie auf die residuale Last wurde in der dena-Netzstudie I für Windenergieanteile von bis zu 15 % (siehe dena [2005]) und im BET-Gutachten für einen Windenergieanteil von rund 20 % dargestellt (siehe BET [2008]). Für Wasserkraft, Biomasse und Geothermie kann näherungsweise von einer bandförmigen Einspeisung ausgegangen werden. Der Einfluss der Photovoltaik auf die residuale Last kann bei installierten Leistungen von bis zu 20 GW näherungsweise vernachlässigt werden, da die Stromerzeugung bei diesen Leistungen unter 5 % der heutigen Gesamtstromerzeugung liegt.

<sup>200</sup> UCTE [2009]

Energien an der Stromerzeugung zeitweise bis auf Null absinkt (zum Beispiel bei Situationen mit Starkwind und Schwachlast) und dadurch das bisher typische „Grundlastband“ verschwindet. Der Bedarf an einer „klassischen“ konventionellen Grundlast wird also zukünftig stark sinken. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien bestehen daher zukünftig für den konventionellen Kraftwerkspark, der zur Deckung der residualen Last erforderlich ist, deutlich andere Anforderungen als bisher. Vor allem wird die durchschnittliche Ausnutzungsdauer der konventionellen Kraftwerke deutlich sinken.

**Der zukünftige konventionelle Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien benötigt also deutlich mehr Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Spitzenlast und deutlich weniger Kraftwerkskapazitäten zu Deckung der Grundlast als heute.**

### **Einfluss von Veränderungen der Stromnachfrage auf die residuale Last**

Zusätzlich zu den erneuerbaren Energien hat auch eine mögliche Veränderung der Stromnachfrage einen bedeutenden Einfluss auf die residuale Last, wobei sich beide Einflüsse überlagern. Zukünftig ist sowohl mit Veränderungen der jährlichen Gesamtstromnachfrage wie auch des zeitlichen Verlaufs der Nachfrage zu rechnen.

Neben dem Ziel der Bundesregierung, den Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 um 11 % zu senken, werden mögliche Entwicklungen, wie allgemeine Effizienzverbesserungen, der Rückbau von Nachtspeicherheizungen, eine verstärkte Nutzung von Klimaanlage, der Ausbau der Elektromobilität und zusätzliche Nachfragereaktionen auf Preissignale (Lastmanagement) einen Einfluss auf die Höhe und den zeitlichen Verlauf der zukünftigen Last haben (siehe auch Abschnitt 4.1.6 „Entwicklung der Stromnachfrage“).

Werden die angestrebten Effizienzsteigerungen und das damit verbundene Ziel einer deutlichen Senkung des Stromverbrauchs erreicht, so wird dies zu einer weiteren deutlichen Senkung der residualen Last insgesamt führen. Durch die Veränderungen der Stromnachfrage ist auch ein weiterer Rückgang der residualen Grundlast sehr wahrscheinlich.

### **Einfluss der KWK**

Neben der Einspeisung aus erneuerbaren Energien hat auch die Einspeisung aus KWK-Anlagen Vorrang. Ein Großteil der KWK-Anlagen wird wärmegeführt betrieben, speist also - zumindest weitgehend - unabhängig von Strompreisen und mit einem erheblichen Grundlastanteil ein.

Die von konventionellen Kraftwerken ohne KWK zu deckende Last, vor allem der Grundlastanteil, ist also nochmals deutlich niedriger als die residuale Last. Und sie sinkt tendenziell weiter mit dem geplanten Ausbau der KWK.

### **Neubaubedarf Grundlastkraftwerke**

Wie im Abschnitt 4.3 anhand der Ergebnisse der Consentec/EWI/IAEW-Studie dargestellt, beträgt der Bedarf an stromgeführten konventionellen Grundlastkraftwerken im Jahr 2020 rund 30.000 MW (netto). Um diesen Bedarf zu decken, besteht bis zum Jahr 2020 auch mit Atomausstieg kein zusätzlicher Neubaubedarf an stromgeführten konventionellen Grundlastkraftwerken über die derzeit in Bau befindlichen Anlagen hinaus - selbst falls die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK sowie für die Senkung der Stromnachfrage insgesamt deutlich verfehlt würden.

Mit dem langfristig geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK wird auch nach 2020 die von konventionellen Kraftwerken ohne KWK zu deckende Grundlast erheblich sinken (siehe oben). Gleichzeitig werden im Jahr 2035 insgesamt noch - allein mit den bereits in Bau befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerken und den heute bestehenden Braunkohlekraftwerken (mit typischen technischen Lebensdauern von über 40 Jahren) - stromgeführte konventionelle Grundlastkraftwerke mit einer installierten Leistung von über 16.000 MW (netto) zur Verfügung stehen (siehe Abbildung 5-9).

Daher ist ein erheblicher Neubaubedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken langfristig - auch mit Atomausstieg - sehr unwahrscheinlich.

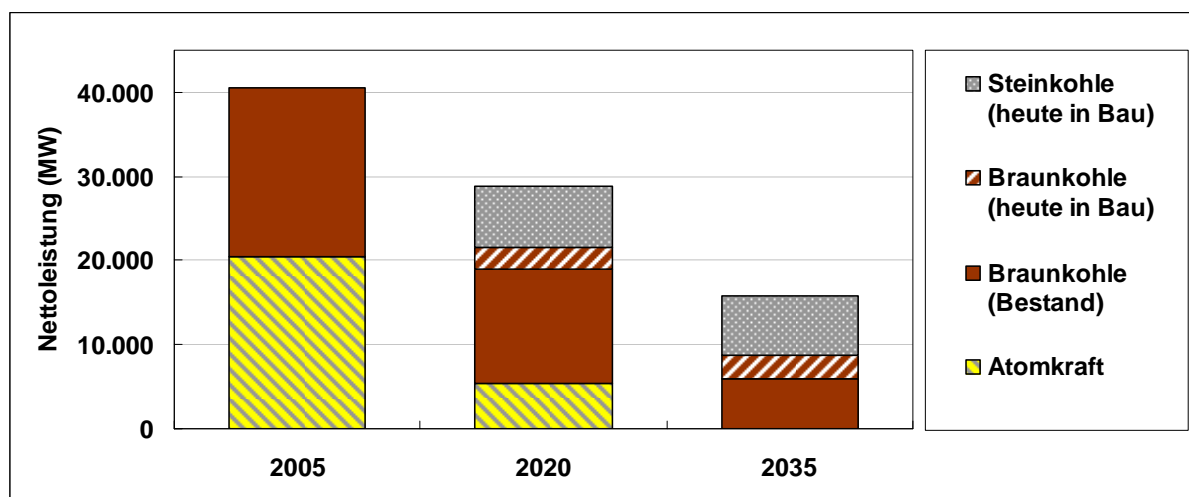


Abbildung 5-9: Nettoleistungen der bestehenden und heute in Bau befindlichen stromgeführten Grundlastkraftwerke in Deutschland in den Jahren 2005, 2020 und 2035 (eigene Darstellung nach UBA-Kraftwerksdatenbank)

## Fazit

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt die von konventionellen Kraftwerken zu deckende - residuale - Last erheblich. Vor allem sinkt der Bedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken, die zur Deckung der residualen Grundlast erforderlich sind.

Ein erheblicher Neubaubedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken für die Zeit nach 2020 ist auch mit Atomausstieg sehr unwahrscheinlich, vor allem falls die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK weitgehend erreicht würden.

Langfristig besteht jedoch infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien ein zusätzlicher Bedarf an Spitzenlast- und Reservekraftwerken und gegebenenfalls ein Bedarf an Mittellastkraftwerken für den Ersatz von Bestandsanlagen.

Zudem muss der konventionelle Kraftwerkspark deutlich flexibler werden, um den Anforderungen aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien zu entsprechen.

## 5.1.4 Regelleistung

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien müssen vor allem folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Bei verstärkter Einspeisung aus den fluktuierenden erneuerbaren Energien, wie Wind und Sonne, werden die Schwankungen der residualen Last deutlich zunehmen, sowohl in der Höhe als auch in der Geschwindigkeit der Laständerungen.
- Mit der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien sinkt zugleich die Höhe der residualen Last und somit die erforderliche Leistung der konventionellen Kraftwerke zur Deckung der residualen Last. Dabei sinkt auch der Umfang der Regelleistung, der mit diesen konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden kann. Mit Unterschreiten einer bestimmten Kraftwerksleistung können konventionelle Kraftwerke allein nicht mehr ausreichend Regelleistung bereitstellen.
- Zudem steigt tendenziell<sup>201</sup> der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung, vor allem der Minutenreserveleistung<sup>202</sup>.

Vor allem in Situationen, in denen die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Last zu gering ist, um mit diesen Kraftwerken ausreichend Regelleistung bereitstellen zu können, ist deshalb die Nutzung anderer Möglichkeiten erforderlich, als derzeit hauptsächlich üblich. Derzeit wird die Regel- und Reserveleistung fast ausschließlich mit konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken sowie in geringem Umfang durch regelbare Lasten in „virtuellen“ Kraftwerken (siehe Abschnitt 5.2 „Versorgungssicherheit und nachhaltige Stromversorgung“) bereitgestellt.

Für den Erhalt der Versorgungssicherheit sind daher zukünftig ein erheblich flexiblerer konventioneller Kraftwerkspark, die stärkere Beteiligung der Nachfrageseite am Leistungsausgleich und die Nutzung weiterer Optionen, wie der Regelung erneuerbarer Energien, zur Bereitstellung von Regelleistung erforderlich.

## 5.1.5 Flexibilität konventioneller Kraftwerke

Auch die technischen Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke, die zur Deckung der residualen Last erforderlich sind, werden mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erheblich zunehmen. Der zukünftige konventionelle Kraftwerkspark muss deutlich flexibler werden<sup>203</sup>. **Neubaukraftwerke sollten eine niedrige Mindestleistung, hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und kurze Anfahrzeiten aufweisen.**

---

<sup>201</sup> siehe Abschnitt 4.1.9 „Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf“

<sup>202</sup> Ein steigender Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung kann auch vermieden werden, indem die Prognoseabweichungen in „virtuellen“ Kraftwerken ausgeglichen werden, dies ist zum einen durch Drosselung der Anlagenleistung der erneuerbaren Energien mit fluktuierendem Energieangebot oder zum anderen durch einen regelbaren Anlagenbestand auf Basis speicherbarer Energieträger möglich. Werden diese Optionen nur für einen Teil des erneuerbaren Kraftwerksparks genutzt, so resultieren hieraus (energetische) Ineffizienzen, da diese virtuellen Kraftwerke zeitweise „gegeneinander“ arbeiten oder „gegen“ den restlichen erneuerbaren Kraftwerkspark. Energetisch am effizientesten ist der gegenseitige Ausgleich der Prognoseabweichungen und Leistungsschwankungen in einem möglichst großen Bilanzraum, also vorzugsweise Deutschland mit Einbindung des europäischen Auslands.

<sup>203</sup> Siehe auch Dena [2005]

Bei der Auslegung und Auswahl zukünftiger konventioneller Kraftwerke ist daher zu berücksichtigen:

1. Mit der Zunahme der residualen Spitzenlast und dem tendenziell steigenden Bedarf an Minutenreserve durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, erhöht sich zukünftig der Bedarf an **hochflexiblen Spitzenlast- und Reservekraftwerken mit kurzer Anfahrzeit und hoher Leistungsänderungs-Geschwindigkeit**. Diese Anforderungen erfüllen zum Beispiel Gasturbinenkraftwerke, Blockheizkraftwerke (BHKW) und Pumpspeicherkraftwerke besonders gut.
2. Die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung mittels konventioneller Kraftwerke erfordert, dass die jeweiligen Kraftwerke im Netzbetrieb arbeiten. Die Deckung der residualen Mittellast und der insgesamt deutlich sinkenden residualen Grundlast erfordert daher zukünftig vor allem **hochflexible konventionelle Kraftwerke mit einer sehr niedrigen Mindestteillast und einer hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeit**. Diese Anforderungen erfüllen besonders Erdgas-GuD-Kraftwerke und Steinkohlekraftwerke.

## 5.2 Versorgungssicherheit und nachhaltige Stromversorgung

In diesem Abschnitt stellen wir beispielhaft technische Möglichkeiten dar, die bei der Entwicklung zu einem nachhaltigen Stromversorgungssystem genutzt werden sollten. Sie ermöglichen einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sowie eine ausreichende Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung<sup>204</sup>. Für einige dieser Optionen sind gegebenenfalls auch eine Anpassung der rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen sowie eine Förderung mit geeigneten Instrumenten erforderlich.

- **Stromnachfragesenkung durch Effizienzsteigerungen und Einsparungen**

Die Steigerung der Energieeffizienz und Einsparungen auf der Nachfrageseite führen insgesamt zu einer geringeren Nachfrage und somit auch tendenziell zu einer Senkung der Spitzenlast (siehe auch Abschnitt 4.1.6 „Entwicklung der Stromnachfrage“).

- **Lastmanagement (Demand Side Management)**

Lastmanagement verbessert die kurzfristige Anpassung der Nachfrage an die Erzeugungssituation auf Basis von Preissignalen<sup>205</sup>. Deren verstärkter Einsatz erhöht die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage (siehe Abschnitt 4.1.6 „Entwicklung der Stromnachfrage“). Die regulatorischen und technologischen Voraussetzungen hierfür werden derzeit geschaffen.

- **Regelbare Lasten für die Bereitstellung von Regelleistung**

Vor allem bei industriellen Großverbrauchern bestehen hierzu erhebliche Potentiale, die bisher noch weitgehend ungenutzt sind (siehe Abschnitt 4.1.7 „Regelbare Lasten“).

---

<sup>204</sup> Es bestehen zukünftig vielfältige Möglichkeiten hierzu. Welche Möglichkeiten eingesetzt werden, wird der Markt „entscheiden“. Zur grundsätzlichen Funktionsweise von wettbewerblichen Strommärkten siehe Abschnitt 3.4 „Deckung der Stromnachfrage“.

<sup>205</sup> Neben Nachfragereaktionen, die (zeitweise) zu einer verminderten Last führen, sind auch Reaktionen möglich, die (zeitweise) zu Lasterhöhungen führen. Mit zusätzlichen Verbrauchern kann beispielsweise überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien (zum Beispiel Starkwind - Schwachlast) genutzt werden. Hierbei sollten jedoch nur energetisch sinnvolle Anwendungen genutzt werden. So ist beispielsweise die Erzeugung von Wasserstoff eine zu prüfende Option.



- **„Virtuelle“ Kraftwerke aus dezentraler Erzeugung und regelbaren Lasten**

Die gemeinsame Betriebsführung verschiedener dezentraler Erzeugungsanlagen und regelbarer Lasten ermöglicht einen Betrieb wie mit einem „virtuellen“ großen Kraftwerk - zur Lastdeckung und Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung. Die Nutzung solcher „virtuellen“ Kraftwerke ist bereits in kleinem Umfang Praxis (siehe Abschnitt 4.1.7 „Regelbare Lasten“). „Virtuelle“ Kraftwerke können dabei den energiewirtschaftlichen Nutzen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und fossilen KWK-Anlagen erhöhen.

Bei geeigneter Zusammensetzung können „virtuelle“ Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien in Kombination mit Speicherkraftwerken prinzipiell auch eine alleinige Lastdeckung übernehmen. Dieses wurde im Jahr 2008 mit dem Projekt „Kombikraftwerk“ des ISET<sup>206</sup> gezeigt.

Mit „virtuellen“ Kraftwerken ist auch die Nutzung von Elektrofahrzeugen als regelbare Last oder als aktive Einspeisung zur Bereitstellung einer Leistungsreserve möglich.

- **Großräumiger europäischer Leistungsausgleich**

Der großräumige europäische Leistungsausgleich bietet erhebliche Potentiale zur Verringerung der insgesamt erforderlichen Kraftwerksleistung und führt dadurch zu erheblichen volkswirtschaftlichen Vorteilen. Diese Potentiale resultieren aus dem stochastischen Ausgleich der unterschiedlichen nationalen Lasten und der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Ebenso werden die Reservecapazitäten für Ausfälle konventioneller Kraftwerke in der Praxis nicht in allen Ländern in voller Höhe gleichzeitig benötigt.

Der großräumige europäische Leistungsausgleich ermöglicht Stromimporte zum Ausgleich unterschiedlicher Erzeugungskosten und möglicher Kapazitätsengpässe durch die Nutzung ausländischer Kraftwerksreserven (siehe auch Abschnitt 4.1.2 „Liberalisierung des Strommarktes und europäischer Stromhandel“). Ein Beispiel hierfür ist die verstärkte Einbindung der vorhandenen Speicherkraftwerke in den Alpen und in Skandinavien für den deutschen und europäischen Leistungsausgleich.

Der überregionale Ausgleich schwankender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien erhöht deren energiewirtschaftlichen Nutzen erheblich. Nach den kürzlich veröffentlichten Ergebnissen des dena-Projektes „TRADEWIND“ verdoppelt sich etwa der Leistungskredit der Windenergie auf rund 14 % bei einem europaweiten Ausgleich der Leistungsschwankungen im Vergleich zur deutschlandweiten Betrachtung<sup>207</sup>.

Für die verstärkte Nutzung dieser Möglichkeiten ist jedoch ein weiterer Ausbau der Übertragungsnetze und der Grenzkuppelstellen erforderlich. Dieser sollte möglichst umwelt- und sozialverträglich stattfinden.

---

<sup>206</sup> ISET [2008 a]

<sup>207</sup> Der Leistungskredit von 14 % ergibt sich bei einer installierten Windenergieanlagenleistung von 200.000 MW in Europa (siehe EWEA [2009])

- **Neubau hochflexibler Spitzenlast- und Reservekraftwerke**

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht sich der Bedarf an Kraftwerken mit niedriger Ausnutzungsdauer, kurzer Anfahrtzeit und hoher Leistungsänderungsgeschwindigkeit zur Deckung der Spitzenlast und zur Bereitstellung von Minutenreserveleistung. Hierzu eignen sich besonders Gasturbinenkraftwerke<sup>208</sup>, Blockheizkraftwerke und Speicherkraftwerke. Diese Kraftwerke werden beispielsweise dann benötigt, wenn die Nachfrage besonders hoch und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch ein geringes Dargebot an Wind und Sonne besonders niedrig ist.

- **Neubau hochflexibler emissionsarmer Mittellastkraftwerke mit KWK**

Langfristig ist der Ersatz bestehender Mittellastkraftwerke durch hochflexible Mittellastkraftwerke mit einer sehr niedrigen Mindestteillast und einer hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeit erforderlich. Aus Klimaschutz- und Effizienzgründen sollten diese Kraftwerke vorwiegend mit KWK betrieben werden. Besonders günstig sind dabei Erdgas-GuD-Kraftwerke, die auch in der ungekoppelten Stromerzeugung höchste Wirkungsgrade und niedrige CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichen. Mit dem Einsatz von Wärmespeichern ist es möglich, die Nachfrage nach Wärme und Strom zeitlich zu entkoppeln und somit die KWK-Anlagen nicht mehr ausschließlich wärmegeführt zu betreiben, sondern flexibler auf die Anforderungen des Strommarkts reagieren zu können.

- **Neubau von Speicherkraftwerken**

Einspeiseschwankungen fluktuierender erneuerbarer Energien und überschüssige Einspeisungen (zum Beispiel Starkwind - Schwachlast) können mit zusätzlichen Speichern besser in die Stromversorgung integriert werden. Hierfür ist auch eine Kapazitätserweiterung bestehender Pumpspeicherkraftwerke durch ein Repowering möglich. Ebenso eignen sich Speicherkraftwerke - wie Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke - prinzipiell für die Deckung der Spitzenlast sowie die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung.

- **Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Energien**

Besonders geeignet für die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung sind die erneuerbaren Energien, deren Energieträger gespeichert werden können, also Biomassekraftwerke und Speicherwasserkraftwerke. Prinzipiell können jedoch auch fluktuierende erneuerbare Energien, wie die Windenergie, Regel- und Reserveleistung durch Drosselung bereitstellen. Dies ist derzeit noch Gegenstand der Forschung und Erprobung. Ein Beispiel hierfür ist das Projekt „Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme“ unter Leitung des ISET<sup>209</sup>. Es zeigt zum einen konzeptionell und zum anderen anhand eines Feldversuches, dass es mit einem aus mehreren Windenergieanlagen bestehenden „virtuellen“ Kraftwerks möglich ist, Regelleistung bereitzustellen.

---

<sup>208</sup> Da Reservekraftwerke nur selten eingesetzt werden und somit einen sehr geringen Anteil an der Gesamtstromerzeugung haben, spielt der Wirkungsgrad dieser Kraftwerke nicht die wichtigste Rolle und der absolute Brennstoffbedarf ist relativ gering. Zudem sind selbst bei älteren Gasturbinen mit einem Wirkungsgrad von rund 30 % die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen mit rund 670 g CO<sub>2</sub>/kWh niedriger als bei den neusten Steinkohlekraftwerken mit über 700 g CO<sub>2</sub>/kWh (siehe auch Abschnitt 6.1.1 „Langfristige Klimaschutzziele“).

<sup>209</sup> ISET [2008 b]

Wegen des Energieverlustes sollte die Drosselung von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien jedoch nur bei Kapazitätsengpässen und vorwiegend zur Bereitstellung von negativer Regel- und Reserveleistung genutzt werden<sup>210</sup>, wenn keine energetisch sinnvolleren Alternativen zur Verfügung stehen.

**Nach 2020** besteht möglicherweise für wenige Jahre ein geringer zusätzlicher Bedarf an fossilen Grundlastkraftwerken. Dieser ist vor allem abhängig von dem tatsächlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK:

- **Neubau hochflexibler Grundlastkraftwerke mit KWK**

Einerseits führt der Ausbau der erneuerbaren Energien zu einem deutlichen Rückgang der residualen Last und andererseits ist der Ausbau der KWK für eine nachhaltige Energieversorgung erforderlich. Daher sollten neue Grundlastkraftwerke, falls diese notwendig sein sollten, vorrangig als KWK-Anlagen gebaut werden. Soweit möglich sollten Wärmespeicher zum Einsatz kommen, um die Nachfrage nach Wärme und Strom zeitlich zu entkoppeln. Neue Grundlastkraftwerke sollten zudem eine sehr niedrige Mindestteillast und eine hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit erfüllen, um Regelleistung auch in Situationen mit geringer residualer Last bereitstellen zu können.

- **Retrofit fossiler Kraftwerke**

Retrofit-Maßnahmen zur Laufzeitverlängerung bieten sich vor allem bei solchen Kraftwerken an, für die nach Ablauf ihrer technischen Auslegungsbetriebsdauer nur noch ein Bedarf über wenige Jahre besteht und somit ein Neubau nicht sinnvoll wäre. Vorwiegend im stark schrumpfenden residualen Grundlastbereich können Retrofit-Maßnahmen zur Laufzeitverlängerung fossiler Bestandskraftwerke neben dem Neubau von KWK-Anlagen genutzt werden.

---

<sup>210</sup> Für die Bereitstellung von negativer Regel- und Reserveleistung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien ist nur für den Fall des tatsächlichen Einsatzes eine Drosselung erforderlich. Um eine positive Regel- und Reserveleistung vorhalten zu können, ist jedoch eine permanente Drosselung (mit entsprechenden Energieverlusten) erforderlich.

## 6 Wirtschaftlichkeit und Strompreise

### 6.1 Wirtschaftlichkeit

Eine preisgünstige und kosteneffiziente Stromversorgung ist eine weitere Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung. Ein funktionierender wettbewerblicher Strommarkt ist die Basis einer wirtschaftlichen Energieversorgung. Er fördert eine kostengünstige und effiziente Energieerzeugung und damit auch niedrige Strompreise. Allerdings ist die Stromerzeugung bislang mit erheblichen externen Kosten verbunden. Deshalb greift eine rein einzel- oder betriebswirtschaftliche Beurteilung der Wirtschaftlichkeit zu kurz; ergänzend ist auch eine volkswirtschaftliche Sicht erforderlich. Das UBA setzt allein die Kosten der Klimafolgeschäden einer Tonne CO<sub>2</sub> mit 70 Euro an.<sup>211</sup> Durch den Emissionshandel wurde in den letzten Jahren – mit Preisen von meist deutlich unter 30 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> – nur ein Teil dieser Klimafolgekosten am Markt wirksam.

Neben den Klimafolgeschäden der CO<sub>2</sub>-Emissionen umfassen die externen Kosten auch die monetarisierten Schäden anderer Emissionen wie Staub (PM<sub>10</sub>), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>).

Die gesamten externen Umweltkosten der Stromerzeugung betragen derzeit durchschnittlich etwa 8,7 Cent/kWh bei Braunkohlekraftwerken, rund 6,8 Cent/kWh bei Steinkohlekraftwerken und rund 3,9 Cent/kWh bei Erdgas betriebenen Kraftwerken.

Ein erheblicher Teil dieser Kosten wird bislang nicht den Verursachern angelastet. Besonders hoch sind diese nicht internalisierten Kosten bei Braun- und Steinkohle (6,9 und 5,0 Cent/kWh), deutlich geringer sind sie bei Erdgas (1,9 Cent/kWh). Auch die Atomenergienutzung ist mit erheblichen externen Kosten verbunden (siehe Abschnitt 2.2.5 „Risikotechnologie Atomenergie“).

Die externen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien<sup>212</sup> liegen mit 0,1ct/kWh für Windenergie (offshore, 800 kW-Anlage), 0,4ct/kWh für Wasserkraft, und 0,8ct/kWh für Photovoltaik deutlich niedriger als die externen Kosten der fossilen Stromerzeugung.

Unter Berücksichtigung der externen Umweltkosten liegen die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung aus verschiedenen erneuerbaren Energien – wie der Windenergie mit rund 8,0 ct/kWh – bereits heute unter denen der fossilen Stromerzeugung (Braunkohle: 11,7 ct/kWh, Steinkohle 10,7 ct/kWh, Erdgas 9,4 ct/kWh).<sup>213</sup> Zudem werden langfristig die realen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien durch Lerneffekte sinken, während Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern, vor allem bei Steinkohle und Erdgas, sehr wahrscheinlich sind.

Der Umweltpolitik kommt deshalb eine wichtige Funktion auf dem Strommarkt zu: Ihre Instrumente geben der Umweltnutzung einen Preis und beeinflussen so die betrieblichen Entscheidungen. Solange nicht umweltpolitische Instrumente die externen Kosten internalisieren, sind diese von der Allgemeinheit zu tragen - mit negativen Folgen für die ge-

---

<sup>211</sup> UBA [2007 b]

<sup>212</sup> Ebd.

<sup>213</sup> Zum Vergleich: Die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke im Jahr 2007 ohne CO<sub>2</sub>-Aufschlag (Kapitalkosten, Betriebskosten und Brennstoffkosten bei einer Ausnutzungsdauer von 7.000 h/a) gibt die Leitstudie unter bestimmten Annahmen mit 2,99 Cent/kWh für Braunkohle, 3,90 Cent/kWh für Steinkohle und 5,49 Cent/kWh für Erdgas an. Die Leitstudie beziffert für die erneuerbaren Energien die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der im Jahr 2007 installierten Neuanlagen mit 11 Cent/kWh (ohne Photovoltaik 8,5 Cent/kWh) und erwartet bis 2050 einen Rückgang auf 5,5 Cent/kWh [Quelle: BMU [2008].

samtgesellschaftliche Wohlfahrt. Nur falls diese externen Kosten der Stromerzeugung internalisiert sind, kann der Wettbewerbsmarkt zu einer volkswirtschaftlich kostenoptimalen Entwicklung führen.

Die momentane Diskussion über die Zukunft der Elektrizitätsversorgung greift jedoch nicht nur zu kurz, weil sie häufig nur aus betriebswirtschaftlicher Sicht geführt wird und dabei wichtige volkswirtschaftliche Aspekte vernachlässigt.

Ebenso greifen einfache Aussagen - beispielsweise, dass neue Kohlekraftwerke für niedrige Strompreise erforderlich seien - oftmals zu kurz, da sie die Komplexität des Strommarktes verkennen. Unrealistische Vorstellungen über die Funktionsweise des Strommarktes können zu sachfremden wirtschaftspolitischen Empfehlungen und Entscheidungen führen. Deshalb gehen wir im Folgenden kurz auf grundlegende Prinzipien des Strommarktes ein.

## 6.2 Strompreise

Strom wird am Großhandelsmarkt - etwa der Leipziger Strombörse, European Energy Exchange (EEX) - in Stundenkontrakten für jede Stunde eines Tages gehandelt.<sup>214</sup> Kraftwerksbetreiber geben hier ihre Angebote ab, die Angaben über die Liefermenge und den gewünschten Preis enthalten. Ordnet man die Angebote nach ihrem Preis, erhält man die so genannte Merit Order. In jeder Stunde muss das Stromangebot die Stromnachfrage decken. Es kommen, angefangenen bei den günstigsten, alle Angebote zum Zuge, die günstigere oder gleich hohe Angebotspreise aufweisen wie das letzte gerade noch benötigte Angebot. Dieses letzte Angebot - das des Grenzkraftwerks - bestimmt den einheitlichen Marktpreis, der an alle Stromlieferanten gezahlt wird. Gemäß dem Funktionsprinzip des Strommarktes sind somit die niedrigeren Angebote der anderen Anbieter für die Preisbildung nicht entscheidend.

Eine Vielzahl von Zusammenhängen und Faktoren beeinflussen die Strompreisbildung:

- In einem perfekt funktionierenden Wettbewerbsmarkt bieten die Erzeuger Strom auf Basis ihrer kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion an<sup>215</sup>. Dies sind die variablen Kosten, zu denen die Brennstoffkosten, die Kosten für erworbene CO<sub>2</sub>-Zertifikate, Opportunitätskosten der kostenlos zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikate und gegebenenfalls die Anfahrkosten<sup>216</sup> gehören. Die kurzfristigen Grenzkosten des Grenzkraftwerkes bestimmen somit den Strompreis.
- Die Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerke sind sehr unterschiedlich<sup>217</sup>. Deshalb finden sich die verschiedenen Stromerzeugungstechniken und die dazugehörigen Energieträger an unterschiedlichen Stellen in der Merit Order.

---

<sup>214</sup> Ein Großteil des (Industrie-)Stroms wird bilateral zwischen Versorger und (Industrie-)Kunden ausgehandelt und orientiert sich dabei lediglich an den Börsenpreisen.

<sup>215</sup> Bei Kapazitätsknappheiten können die Strompreise auch über die Grenzkosten der letzten Einheit steigen. Dies ist erforderlich, damit auch Investitionen in Grenzkraftwerke stattfinden. „Abgesehen von kurzfristigen extremen Preisspitzen kann das Preisniveau also langfristig auf einem wettbewerblichen Markt theoretisch nicht über das Vollkostenniveau (Anm.: der letzten Einheit) ansteigen.“ (CONSENTEC/EWI/IAEW [2008])

<sup>216</sup> Anfahrkosten entstehen beim Anfahren des Kraftwerks zum Beispiel durch den Brennstoffbedarf für das Aufwärmen der Anlage und durch den zusätzlichen Verschleiß.

<sup>217</sup> Für eine volkswirtschaftlich optimale Allokation sind verschiedene Kraftwerkstechniken erforderlich. Insbesondere Kraftwerke mit niedrigen Fixkosten und hohen Betriebskosten - beispielsweise Erdgaskraftwerke - sind für die Bereitstellung von Mittel- und Spitzenlast sowie für Reserveleistung wirtschaftlich sinnvoll (siehe Abschnitt 5.1.3 „Residuale Last und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke“).

Grenzkraftwerke waren in den letzten Jahren - in Abhängigkeit von der Höhe der jeweiligen Nachfrage - in der Regel Kohle- oder Gaskraftwerke. Die meisten erneuerbaren Energien und Atomkraftwerke reihen sich mit ihren niedrigeren Grenzkosten noch vor Gas- und Kohlekraftwerken in der Merit Order ein und waren somit nicht preissetzend.

- Änderungen der Energieträgerpreise beeinflussen die Grenzkosten und damit den Strompreis. So waren in den letzten Jahren nicht nur auf dem Gasmarkt, sondern auch auf dem Steinkohlemarkt erhebliche Preissteigerungen zu verzeichnen. Der so genannte Kohle-Gas-Spread, die Differenz vom Kohle- zum Gaspreis, kann sich ebenfalls ändern und dadurch den Strompreis beeinflussen.
- Auch die Zertifikatspreise für CO<sub>2</sub>-Emissionen sind Bestandteil der Grenzkosten und können die Einsatzreihenfolge der Merit Order ändern. Hohe Zertifikatspreise begünstigen vergleichsweise CO<sub>2</sub>-arme Gaskraftwerke und machen Kohlkraftwerke unattraktiver, da diese erhebliche CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Dies ist ein entscheidender Wirkmechanismus des Emissionshandels.
- Steigt der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis und/oder sinkt die Differenz aus Gaspreis und Kohlepreis, kann dies dazu führen, dass Kohle-Kondensationskraftwerke und Erdgas-GuD-Kraftwerke ihren Platz in der Merit Order tauschen, weil dann Strom aus Gaskraftwerken niedrigere Grenzkosten als Strom aus Kohlekraftwerken hat. Wird deshalb Kohle durch Gas als Energieträger verdrängt, sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung<sup>218</sup>.
- Ein weiterer zentraler Einflussfaktor für die Angebotspreise sind die Marktverhältnisse: Gibt es nur wenige Anbieter, begünstigt dies strategisches Verhalten und hohe Strompreise, die deutlich über den Grenzkosten der Stromerzeugung liegen. Einer solchen Situation wirkt die Schaffung eines einheitlichen europäischen Marktes durch erhöhten Wettbewerb entgegen.
- Zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom bedarf es des Ausbaus der länderübergreifenden Übertragungskapazitäten. Bei gut ausgebauten Grenzkuppelstellen gleichen sich die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt an. Ein Beispiel sind Deutschland und Frankreich, die trotz großer Unterschiede im Kraftwerkspark - Atomkraftwerke liefern in Frankreich circa 80 % des Stroms, in Deutschland nur circa 25 % - ähnliche Großhandelsstrompreise aufweisen. Dies verdeutlicht, dass die Strompreise keineswegs nur von der Zusammensetzung des nationalen Kraftwerksparks abhängig sind.

Diese - auszugsweise - Aufzählung der Einflussfaktoren verdeutlicht die Komplexität der Preisbildung auf dem Strommarkt. Vorschnelle wirtschaftspolitische Empfehlungen führen deshalb leicht zu suboptimalen Ergebnissen.

Auf den ersten Blick mag der Neubau von Kohlekraftwerken mit relativ niedrigen Brennstoffpreisen im Vergleich zu Erdgas geeignet erscheinen, über die Merit Order niedrigere Strompreise zu erreichen. Im Betrieb teurere Erdgaskraftwerke - so die Hoffnung - bräuchten dann weniger zum Einsatz zu kommen. Strompreiswirksam sind solche Investitionen nur in dem Umfang, wie sie Einfluss auf das jeweilige Grenzkraftwerk in der Merit Order haben. Dies ist der Fall, falls sich durch neue Kraftwerke die Merit Order so verschiebt, dass zu den jeweiligen Nachfrageniveaus ein anderes Kraftwerk mit signifikant niedrige-

---

<sup>218</sup> Aufgrund der Wirkungsweise des Emissionshandels entsprechen jedoch die CO<sub>2</sub>-Emissionen aller emissionshandlungspflichtigen Energie- und Industrieanlagen in Europa in Summe immer der Höhe des Caps.

ren Grenzkosten preissetzend wird. Kraftwerksneubauten haben somit nur einen indirekten Einfluss auf den Strompreis.

Langfristig würde eine starke Kohlenutzung bei zukünftig stetig sinkendem Cap jedoch den CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis und somit - unter sonst gleichen Bedingungen - den Strompreis in die Höhe treiben. Der Gesamteffekt dieser gegenläufigen Einflüsse in diesem komplexen Prozess ist daher offen. Bei volkswirtschaftlicher Betrachtung unter Berücksichtigung aller externen Effekte - auch über den CO<sub>2</sub>-Effekt hinaus, also zum Beispiel inklusive SO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und Staubemissionen sowie Ressourcenverbrauch - verschlechtert sich die Bilanz für neue Kohlekraftwerke weiter (siehe vorheriger Abschnitt). Zusätzlich wirkt ein erhöhter CO<sub>2</sub>-Preis nicht nur auf die Stromerzeugung, sondern führt auch bei den Industrieanlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, zu höheren Kosten.

Staat und Investoren sollten daher bei ihren Entscheidungen nicht primär kurzfristige Effekte im Auge haben, sondern sich an den Erfordernissen eines langfristigen Umbaus des Energiesystems orientieren. Sonst besteht die Gefahr einer Festlegung auf einen emissionsintensiven fossilen Kraftwerkspark (Lock-In) und von Fehlinvestitionen, da die Amortisationszeit neuer Kraftwerke rund 20 Jahre und länger beträgt.

**Aus diesen Ausführungen leiten sich die folgenden Schlussfolgerungen ab:**

1. Die politische Diskussion um eine nachhaltige Energieversorgung darf die Wirtschaftlichkeit nicht auf eine rein betriebswirtschaftliche Sicht verkürzen. Da ein beträchtlicher Teil der externen Kosten bislang nicht internalisiert wird, ist die derzeitige Energieversorgung volkswirtschaftlich ineffizient und noch mit zu geringen Anreizen für eine nachhaltige Stromerzeugung ausgestattet.
2. Es ist fraglich, ob der Neubau von Kohlekraftwerken, ebenso wie die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke bei volkswirtschaftlicher Betrachtung - das heißt unter Berücksichtigung aller externen Kosten - günstiger als zum Beispiel der Neubau von Gaskraftwerken oder Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz ist.
3. Es ist zudem aufgrund der Strompreisbildung fraglich, ob mittel- bis langfristig neue Kohlekraftwerke einen signifikanten Einfluss auf den am Großhandelsmarkt resultierenden Strompreis hätten.

Der Umbau der Elektrizitätsversorgung im Sinne der Nachhaltigkeit erfordert sehr große Veränderungen und ist mit umfangreichen - jedoch volkswirtschaftlich vorteilhaften - Investitionen verbunden. Daher sollte mit dem langfristig anstehenden Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark jetzt die Chance genutzt werden, das Energiesystem entsprechend den zukünftigen Anforderungen (siehe auch Abschnitt 5.1 „Anforderungen an den Kraftwerkspark“) zu gestalten und somit flexible und emissionsarme fossile Kraftwerke als Ergänzung zu dem weiterhin schnell wachsenden Anteil erneuerbarer Energie zu bauen.

## Literatur

### **AG EB [2009 a]**

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: „Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland; Jahr 2008“; Stand 16.02.2009

<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=62>

### **AG EB [2009 b]**

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: „Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2008 nach Energieträgern“, Stand 28.01.2009

[www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)

### **AG EESat [2009]**

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik: „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008; Grafiken und Tabellen; Stand April 2009“

[http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_in\\_deutschland\\_graf\\_tab\\_2008.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab_2008.pdf)

### **BET [2008]**

Büro für Energiewirtschaft und technische. Planung GmbH: „Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“, Aachen 2008

### **BGBI. [2002]**

Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität; Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2002, Bonn 2002

### **BMU [2006]**

Bundesumweltministerium: „Erneuerbare Energien, Innovationen für die Zukunft“, Berlin 2006

### **BMU [2008]**

Bundesumweltministerium: „Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas“, Berlin 2008

<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2008.pdf>

### **BMU [2009 a]**

Bundesumweltministerium: „Neues Denken Neue Energie - Roadmap Energiepolitik 2020“, Berlin 2009



### **BMU [2009 b]**

Bundesumweltministerium: „Erneuerbare Energien in Zahlen; Nationale und internationale Entwicklung; Stand Juni 2009“, Berlin 2009

### **BMWi [2008]**

Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie: „Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“, Berlin 2008

### **BMWi [2009]**

Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie: „Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung“, Stand: 24.02.2009;

<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>

### **BNetzA [2008]**

Bundesnetzagentur: „Monitoringbericht 2008“, Bonn 2008

### **CONSENTEC/EWI/IAEW [2008]**

EWI, IAEW, CONSENTEC: „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung. Untersuchung im Auftrag des BMWi. Abschlussbericht vom 30.05.2008“, Aachen, Köln 2008

### **Dena [2005]**

Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena): „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Köln 2005

### **Dena [2008]**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030)“, Berlin 2008

### **DIW [2007]**

DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Bericht zum Vorhaben „Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland“, Bericht im Auftrag des BMU, Berlin 2007

### **Eikmeier et al. [2005]**

Eikmeier, B; Schulz, W. et al.: „Analyse des nationalen Potentials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus den EU-KWK-RL ergebenden Aspekte“, Endbericht zum Forschungsvorhaben Projekt I A 2 – 37/05 des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, Forschungsgemeinschaft bremer energie institut und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Bremen 2005

### **Energy Watch Group [2006]**

Energy Watch Group „Uranium Resources and Nuclear Energy“. Background Paper, EWG Series No 1/2006, Dezember 2006

### **Energy Watch Group [2008]**

Energy Watch Group „Zukunft der weltweiten Erdölversorgung“, Mai 2008

### **Enquete-Kommission [2002]**

Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" des 14. Deutschen Bundestages 2002: „Endbericht der Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung ". Drucksache 14/9400. 07.07.2002, Berlin 2002

### **EU Climate Change Expert Group [2008]**

EU Climate Change Expert Group „EG Science“: “The 2 °C Target; Information Reference Document”, Brussels 2008

### **Eurostat [2009]**

[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?\\_pageid=1996,39140985&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL&screen=detailref&language=de&product=REF\\_TB\\_energy&root=REF\\_TB\\_energy/t\\_nrg/t\\_nrg\\_quant/ten00097](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1996,39140985&_dad=portal&_schema=PORTAL&screen=detailref&language=de&product=REF_TB_energy&root=REF_TB_energy/t_nrg/t_nrg_quant/ten00097) , Besuch am 16.03.2009

### **Evonik [2009]**

Evonik Power Saar GmbH: „Virtuelles Regelkraftwerk“, Download von [http://power-saar.steag-saarenergie.de/de/index.php?jump=http://power-saar.steag-saarenergie.de/de/02\\_Leistungen/03.php](http://power-saar.steag-saarenergie.de/de/index.php?jump=http://power-saar.steag-saarenergie.de/de/02_Leistungen/03.php)

### **EWEA [2009]**

European Wind Energy Association: Trade Wind; "Integrating Wind, Developing Europe´s powermarket for the large scale Integration of wind power", 2009 Download von [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Trade-Wind-Studie\\_Langfassung.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Trade-Wind-Studie_Langfassung.pdf)

### **EWI [2009]**

persönliche Mitteilung des EWI, April und Juli 2009

### **EWI/Prognos [2007]**

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Prognos AG: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007,Endbericht.“ Basel, Köln 2007

### **Greenpeace/EREC [2008]**

Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC): “energy[r]evolution; a sustainable global energy outlook”, Amsterdam, Brussels 2008

### **Haubrich/CONSENTEC [2008]**

Haubrich, Hans Jürgen; Consentec GmbH: „Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs“, Bonn 2008

### **Hauff [1987]**

Volker Hauff (Hrsg.): „Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtland-Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung“, Greven 1987

### **IEKP [2007]**

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm“, Berlin 2007

### **IPCC [2007 a]**

Intergovernmental Panel on Climate Change: “Fourth Assessment Report (AR4); Synthesis Report; Summary for Policymakers”, Valencia 2007

### **IPCC [2007 b]**

Intergovernmental Panel on Climate Change: “Fourth Assessment Report (AR 4), Working Group 3, Cambridge 2007

### **ISET [2008 a]**

Institut für solare Energieversorgungstechnik : „Das regenerative Kombikraftwerk“, Abschlussbericht vom 31.03.2008, Kassel 2008

### **ISET [2008 b]**

Institut für solare Energieversorgungstechnik “Integration of Large Offshore Wind Farms into the Power Supply System“, Kassel 2009, [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de), Besuch am 03.04.2009

### **KOM [2008]**

Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments vom 17. Dezember 2008 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (KOM(2008)0016 – C6-0043/2008

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P6-TA-2008-0610+0+DOC+XML+V0//DE&language=DE#BKMD-12>

### **KOM [2009]**

Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, „Ein umfassendes Klimaschutzübereinkommen als Ziel für Kopenhagen“, Brüssel, den 28.1.2009, KOM(2009) 39

**Kreusch et al. [2006]**

Kreusch, Neumann, Appel, Diehl: „Der nukleare Brennstoffkreislauf“; in Heinrich-Böll-Stiftung: „Mythos Atomkraft“, Berlin 2006

**McKinsey [2008]**

McKinsey & Company: “Carbon Capture and Storage –Assessing the economics”  
[http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/CCS\\_Assessing\\_the\\_Economics.pdf](http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/CCS_Assessing_the_Economics.pdf)

**McKinsey [2007]**

McKinsey & Company: „Kosten und Potentiale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“, im Auftrag des BDI, September 2007

**Pehnt et al. [2007]**

Pehnt, M.; Höpfner, U.; Merten, F.: „Elektromobilität und erneuerbare Energien“, Heidelberg, Wuppertal 2007

**Schott [2004]**

Schott, A.: "British Veteran Kenny Duncan First To Win War Pension Tribunal "; offener Brief, Leipzig 2004  
<http://www.uni-kassel.de/fb5/frieden/themen/DU-Geschosse/schott.html>

**Schubert [2005]**

Schubert, K.: “Potenzial des Lastmanagements als Ersatz für Regelenergiekraftwerke“, Diplomarbeit, TU Berlin, 14.04.2005

**Stern [2006]**

Sir Nicholas Stern: „STERN REVIEW: The Economics of Climate Change“, HM Treasury, 2006,  
[http://www.hm-treasury.gov.uk/stern\\_review\\_report.htm](http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm)

**Thomas et al. [2007]**

Thomas, S.; M. Fishedick; W. Irrek; S. Lechtenböhmer; P. Hennicke: „Kernenergie im energiepolitischen Zieldreieck von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – Abschalten der Kernkraftwerke als wirtschaftliche und klimapolitische Chance für ein nachhaltiges Energiesystem, Fact Sheet“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal 2007

**UBA [2002]**

Umweltbundesamt: „Nachhaltige Entwicklung in Deutschland: Die Zukunft dauerhaft und umweltgerecht gestalten“, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2002

**UBA [2005]**

Umweltbundesamt: „Die Zukunft in unseren Händen, 21 Thesen zur Klimaschutzpolitik des 21. Jahrhunderts und ihre Begründungen“; Reihe Climate Change 06/05, Dessau-Roßlau 2005

**UBA [2007 a]**

Umweltbundesamt: „Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990“, Dessau-Roßlau 2007

**UBA [2007 b]**

Umweltbundesamt: „Externe Kosten kennen – Umwelt besser schützen. Die Methodenkonvention zur Schätzung externer Kosten am Beispiel Energie und Verkehr“, Dessau-Roßlau 2007, <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/hintergrund/externekosten.pdf>

**UBA [2008 a]**

Umweltbundesamt: „Deutsches Treibhausgasinventar 2007“, Dessau-Roßlau 2008

**UBA [2008 b]**

Umweltbundesamt: „Umweltschädliche Subventionen in Deutschland“, Dessau-Roßlau 2008;

**UBA [2008 c]**

Umweltbundesamt: „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“, Dessau-Roßlau 2008

**UBA [2009 a]**

Umweltbundesamt: „Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply“, Abschlußbericht des Projektes: Analyse, Bewertung und Präsentation verschiedener Energie- und Klimaschutzszenarien – Rolle und Potenzial der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz in der globalen Energieversorgung, FKZ 3707 41 10 (noch unveröffentlicht), Dessau-Roßlau 2009

**UBA [2009 b]**

Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes;  
[http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_in\\_deutschland.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf)

**UBA [2009 c]**

Umweltbundesamt: „CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik“, Dessau-Roßlau 2009

**UCTE [2004]**

Union for the Coordination of Transmission of Electricity: “Operation Handbook“, Brussels 2004

**UCTE [2009]**

Union for the Coordination of Transmission of Electricity: Eigener Datendownload vom 08.05.2009  
<http://www.ucte.org/resources/dataportal/packages/>

## **UNFCCC [2009]**

UNFCCC-homepage (Abfrage 06.03.09):

<http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Event.do;jsessionid=DBDA9FF230E79EAB8B496FC901C6B07E.diproduct02?event=go>

## **VDEW [1990]**

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke –VDEW e.V.: „Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft“, Frankfurt am Main 1990

## **VDN [2007]**

Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW: „Transmission Code 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin 2007

## **VGB [2006]**

VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber: „Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1996-2005“, Essen 2006

## **Wiss. Dienste [2006]**

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages: „Uran als Kernbrennstoffe: Vorräte und Reichweite“, INF-BRIEF WF VIII G – 069/06, 2006

## **WI [2005]**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH: „Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwerttechnik. Beschreibung eines möglichen Förderprogramms eines Energieeffizienz-Fonds“, Wuppertal 2005

## **WI [2006]**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH: „Optionen und Potentiale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen“; Kurzfassung; Endbericht im Auftrag der E.ON AG; Wuppertal 2006