



**Fraunhofer** Institut  
System- und  
Innovationsforschung

Marian Klobasa, Frank Sensfuß,  
Mario Ragwitz

# **CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007 – Gutachten –**

Bericht für die Arbeitsgruppe  
Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)  
im Auftrag des  
Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-  
Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Karlsruhe, Februar 2009

**Auftraggeber:**

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung  
Baden-Württemberg (ZSW)  
Industriestraße 6  
70565 Stuttgart

**Auftragnehmer:**

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung  
Competence Center Energiepolitik und Energiesysteme  
Breslauer Str. 48  
76139 Karlsruhe

**Bearbeiter:**

Dr. Marian Klobasa ([marian.klobasa@isi.fraunhofer.de](mailto:marian.klobasa@isi.fraunhofer.de))  
Dr. Frank Sensfuß ([frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de](mailto:frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de))  
Dr. Mario Ragwitz ([mario.ragwitz@isi.fraunhofer.de](mailto:mario.ragwitz@isi.fraunhofer.de))

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Ausgangsbasis</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Vorgehensweise</b> .....	<b>3</b>
2.1	Modellbeschreibung.....	3
2.2	Bestimmung der substituierten Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken.....	5
<b>3</b>	<b>Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien</b> .....	<b>9</b>
3.1	Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien .....	9
3.2	Einspeiseprofil erneuerbarer Energien .....	10
<b>4</b>	<b>Struktur des bestehenden Kraftwerksystems</b> .....	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Substitution der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien</b> .....	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien</b> .....	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>Fazit und Ausblick</b> .....	<b>27</b>
	<b>Literatur</b> .....	<b>29</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Struktur des PowerACE-Modells.....	4
Abbildung 2-2: Auswirkung der erneuerbaren Energien auf die Systemlast .....	6
Abbildung 2-3: Substituierte Stromerzeugung in der Grundlast (Nachts) bzw. im Spitzenlastbereich am Mittag .....	6
Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 1990 bis 2007.....	9
Abbildung 3-2: Tagesprofil am dritten Mittwoch im Monat der Laufwasserkraftwerke für die Monate Januar bis Dezember (2005 bis 2007) .....	10
Abbildung 3-3: Monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in 2005 bis 2007 .....	11
Abbildung 3-4: Monatliche Windeinspeisung von 2003 bis 2007 .....	11
Abbildung 3-5: Jahresgang der Windstromerzeugung in 2007 .....	12
Abbildung 3-6: Gemittelttes Tagesprofil der PV-Einspeisung für Sommer, Frühjahr, Herbst und Winter.....	13
Abbildung 3-7: Monatliche Einspeisung der PV-Erzeugung.....	14
Abbildung 4-1: Installierte Nettoengpassleistung in MW der öffentlichen Versorgung in Deutschland Ende 2007 .....	15
Abbildung 4-2: Entwicklung des Emissionszertifikatepreises von 2005 bis 2007 .....	17
Abbildung 5-1: Substitution konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in 2006 .....	18

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Variationsrechnungen zur Bestimmung der CO <sub>2</sub> -Einsparfaktoren für die Windenergie .....	8
Tabelle 4-1:	Bruttostromerzeugung in Deutschland 2005 – 2007 nach Energieträgern.....	16
Tabelle 4-2:	Brennstoffpreise frei Kraftwerk für 2005 bis 2007 .....	16
Tabelle 5-1:	Mittlere Netto-Nutzungsgrade der eingesetzten und der verdrängten Kraftwerke nach Energieträgern.....	21
Tabelle 5-2:	Verbesserung der Windleistungsprognose der vier Übertragungsnetzbetreiber von 2005 bis 2007 .....	22
Tabelle 6-1:	Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2006 .....	25
Tabelle 6-2:	Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2007 .....	26



# 1 Ausgangsbasis

Ziel des Gutachtens ist es, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu ermitteln. Dazu wird die in konventionellen Kraftwerken substituierte Stromerzeugung und der damit verbundene Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmt und den einzelnen erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, etc.) zugeordnet. Das hier vorgelegte Gutachten stellt eine Aktualisierung der Berechnungen von 2004 dar (ISI, 2005), in denen bereits die substituierte Stromerzeugung und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmt wurden. Die Aktualisierung umfasst dabei zum einen eine methodische Weiterentwicklung als auch die Verwendung von Eingangsdaten für 2006 und 2007.

Die Bestimmung der substituierten Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken erfolgt nicht mehr anhand von Literaturwerten sondern auf Basis eigener Rechnungen mit Hilfe des PowerACE Modells (Sensfuß, 2008). Das eingesetzte Modell erlaubt die Simulation des Kraftwerkseinsatzes und errechnet daraus die CO<sub>2</sub>-Einsparfaktoren sowie die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im bestehenden Kraftwerkspark.

Weitere grundsätzliche Änderungen im Vergleich zum Gutachten von 2004 ergeben sich durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung, die damit zunehmend Mittellast- und teilweise Grundlastkraftwerke substituieren. So ist die Erzeugung erneuerbarer Energien von 2003 bis 2007 von 48,6 TWh auf 87 TWh angestiegen. Gleichzeitig hat sich seit 2003 der konventionelle Kraftwerkspark z. B. durch die Modernisierung nach dem KWK-Gesetz verändert. Dies hat Auswirkungen auf die jährlichen Nutzungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstypen und damit auch auf die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zusätzlich wird der Betrieb der Kraftwerke seit der Einführung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels in 2005 auch vom Preis für diese Zertifikate beeinflusst. Dadurch sind Effekte auf die substituierten Kraftwerke und auf die spezifischen Emissionen zu erwarten.

Das Gutachten soll die Frage klären, welche CO<sub>2</sub>-Ersparnis je produzierter Kilowattstunde Strom den erneuerbaren Energien 2006 und 2007 zugeschrieben werden sollte. Hierbei sollen aktuelle Studien sowie eigene Simulationsrechnungen als Basis dienen. Dabei werden folgende Parameter mitberücksichtigt, die sich auf die resultierende Netto-CO<sub>2</sub>-Minderung auswirken:

- Welche Einspeisecharakteristik haben die verschiedenen erneuerbaren Energien? Zu welchen Zeiten wird welche Leistung erzeugt?
- Wie ist die aktuelle Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks nach Brennstoffen (Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie, Erdgas, Erdöl)?

- 
- Welche Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke bzw. welcher Brennstoff wird durch erneuerbare Energien ersetzt (Grund-, Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke)?
  - Welchen Beitrag leisten erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelenergie, und welcher Teil der nominellen CO<sub>2</sub>-Einsparung durch fluktuierende erneuerbare Energien wird durch einen erhöhten Regelenergieaufwand wieder aufgezehrt?

Bei der Analyse werden nur direkte Emissionen berücksichtigt, d. h. Emissionen aus vorgelagerten Prozessen, der Anlagenherstellung oder der Entsorgung werden nicht miterfasst.



## 2 Vorgehensweise

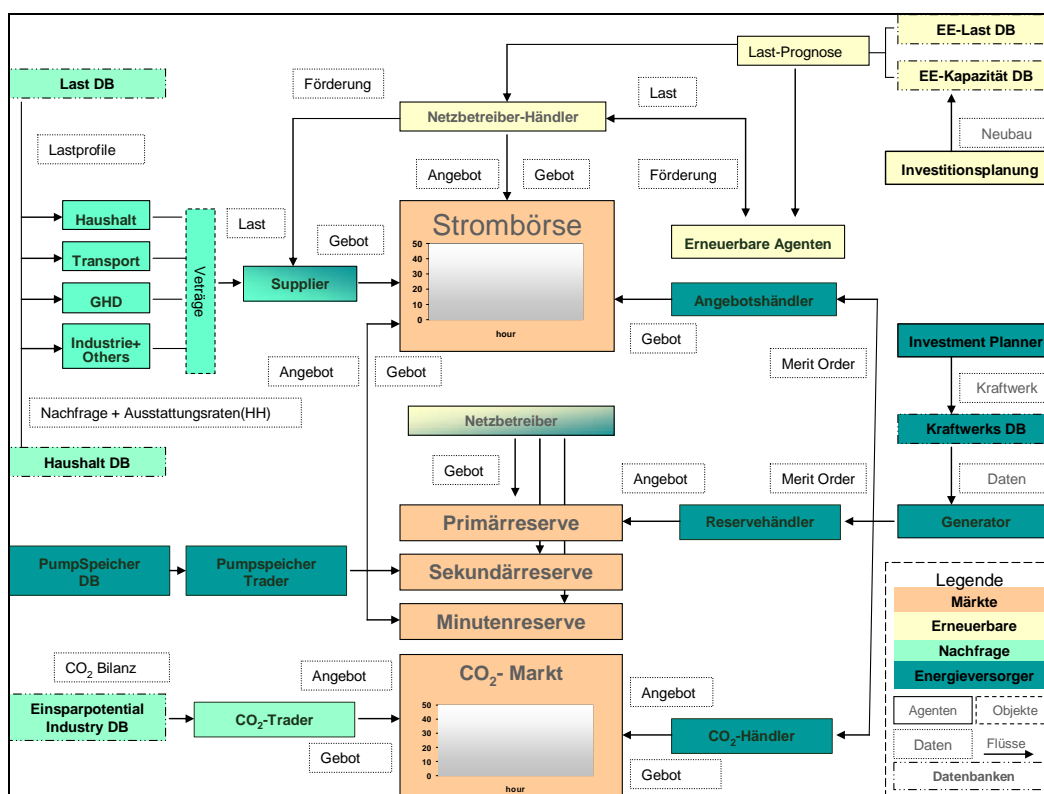
Auf Grund der Vielzahl an Rahmenparametern, die den Kraftwerkseinsatz bestimmen, wird zur Ermittlung der durch erneuerbare Energien verdrängten Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken das Simulationsmodell PowerACE eingesetzt.

### 2.1 Modellbeschreibung

Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber, die Regierung und Marktbetreiber. Einige Akteure, wie z. B. Energieversorger, werden aufgrund ihrer Komplexität mit verschiedenen Agenten modelliert, die wichtige Funktionen des Unternehmens wie z. B. Kraftwerkseinsatzplanung und Stromhandel abbilden. Die derzeitige Version des PowerACE-Modells umfasst eine Strombörse, verschiedene Regelenenergiemärkte und einen Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte. Ein zentraler Schwerpunkt für das Design des Modells ist die Analyse der Auswirkungen von erneuerbarem Strom auf die Marktpreise auf der Strombörse. Ein Überblick über die wichtigsten Module und Agenten innerhalb des angewendeten Modells findet sich in Abbildung 2-1. Generell kann die Simulationsplattform in vier Module eingeteilt werden. Zu diesen Modulen gehören Märkte, Stromnachfrage, Energieversorger und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die realistische Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt erhebliche Anforderungen an die zu Grunde gelegten Daten. Aus diesem Grund ist die Bereitstellung realistischer Daten zur Last der Stromnachfrage, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Kraftwerkspark in Deutschland ein zentraler Bestandteil der Modellentwicklung. Die grundlegenden Entscheidungen der Agenten basieren auf diesen fundamentalen Daten. Zur Bereitstellung eines adäquaten Datensatzes kann die PowerACE-Plattform über Soft-links an verschiedene Datenbanken und Modelle gekoppelt werden. Das ISI-Lastmodell und das LEAP-Modell stellen z. B. wichtige Daten zum stundenscharfen Lastgang der Nachfrage und zur langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage bereit. Da Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zentrum dieser Analyse steht, kommt der Bereitstellung adäquater Lastprofile der Einspeisung von erneuerbaren Energien besondere Bedeutung zu (siehe auch Kapitel 3). Hier können reale Lastprofile, die von den Netzbetreibern veröffentlicht werden, oder Lastprofile auf Basis von Wetterdaten angewendet werden. Das ISI-PV-Modell (Sensfuß, 2003) und das ISI-Wind-Modell (Sensfuß et al., 2003; Klobasa, Ragwitz, 2005) erzeugen Lastganglinien der Photovoltaik und der Windenergie auf Basis umfangreicher meteorologischer Daten und Annahmen über die regionale

Verteilung der Anlagen. Die Struktur des Kraftwerksparks wird über eine detaillierte Datenbank mit über 1200 Anlagen abgebildet. Eine Kopplung mit dem PERSEUS-Modell (Möst et al., 2005) erlaubt es, die Struktur eines zukünftigen Kraftwerksparks anzupassen. Weiterhin liefert dieses Modell Lastprofile für den deutschen Stromexport und -import, die als externe Kenngrößen in das PowerACE-Modell eingebunden werden. Weitere Informationen zu den Fördersätzen für die einzelnen erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage einzelner Sektoren werden über Datenbanken angebunden. Zu diesen Informationen gehören Unternehmensgröße, Haushaltsgröße und Ausstattungsdaten elektrischer Anwendungen.



Quelle: Sensfuß, 2008

Abbildung 2-1: Struktur des PowerACE-Modells

Auf der Nachfrageseite handeln Softwareagenten, die die Akteure der Sektoren Haushalte, Industrie, Transport und Dienstleistungen (GHD) repräsentieren, Verträge mit ihren Versorgern aus. Die Versorger beschaffen den Strom für ihre Kunden komplett auf der Strombörse.

Die Stromerzeugung wird mit Erzeuger- und Händleragenten simuliert. Die Erzeugeragenten erhalten täglich eine aktuelle Liste der zur Verfügung stehenden Kraftwerke und ihrer wichtigsten Daten. Diese Daten basieren auf einer Datenbank über den deutschen Kraftwerkspark, die mehr als 1200 Kraftwerke mit ihren wichtigsten technischen

und ökonomischen Parametern (Kapazität, Kosten, Verfügbarkeit, Technologie, Brennstoff, Wirkungsgrad) enthält. In einem zweiten Schritt prüfen die Erzeugeragenten die Verfügbarkeit ihrer Kraftwerke. Dies wird auf Basis eines gleichverteilten Zufallsgenerators bestimmt. Mit den von den Erzeugeragenten übermittelten Informationen verkaufen die Händleragenten die Stromerzeugung ihrer Kraftwerke auf dem Strommarkt.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien spielt eine wachsende Rolle im deutschen Elektrizitätssektor. Nach den Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2004) müssen die Netzbetreiber den Strom aus EEG-Anlagen zu einem festgesetzten Tarif abnehmen und vergüten. Die Netzbetreiber verteilen diesen Strom in einem Monatsband an die Versorgungsunternehmen weiter. Auf täglicher Basis wird eine Prognose der erwarteten EEG-Erzeugung des nächsten Tages erstellt. Auf Grundlage dieser Prognose kauft und verkauft der Netzbetreiber Strommengen zur Erstellung des Monatsbandes (E.ON, 2005). Diese Aufgabe wird in PowerACE vom Netzbetreiber-Händleragenten abgebildet.

## **2.2 Bestimmung der substituierten Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken**

Basis der Simulation des Kraftwerkseinsatzes ist die Erstellung einer auf einzelne Kraftwerke heruntergebrochenen Einsatzreihenfolge (Merit-Order), die zur Deckung des Strombedarfes eingesetzt wird. Diese Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes wird für jede Stunde des Jahres ermittelt. In Abhängigkeit der nachgefragten Strommenge kommen jeweils die spezifisch günstigsten Kraftwerke zum Einsatz. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einer Reduktion der nachgefragten Strommenge, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Mit Hilfe des Simulationsmodells kann der Kraftwerkseinsatz dann mit und ohne Einspeisung erneuerbarer Energien abgebildet werden (s. Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3). Aus der Differenz zwischen den beiden Simulationsläufen werden die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch erneuerbare Energien schließlich ermittelt. In einem zweiten Schritt werden die Einsparungen dann den einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien zugeordnet.

Bei der Erstellung der Merit-Order werden verschiedene technische Randbedingungen mit berücksichtigt wie etwa Anfahrtkosten. Bei einem kurzfristigen Einsatz der Kraftwerke werden dann auf Grund der niedrigeren Anfahrtkosten Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen anstatt in der Anfahrt teurere Grundlastkraftwerke wie Braunkohlekraftwerke eingesetzt. Darüber hinaus wird auch der Betrieb von Kraftwerken zur Kraft-Wärme-Kopplung mit berücksichtigt, deren Stromproduktion sich nach der Bereitstellung der Wärme richtet und die stärker wärmegeführt betrieben werden.

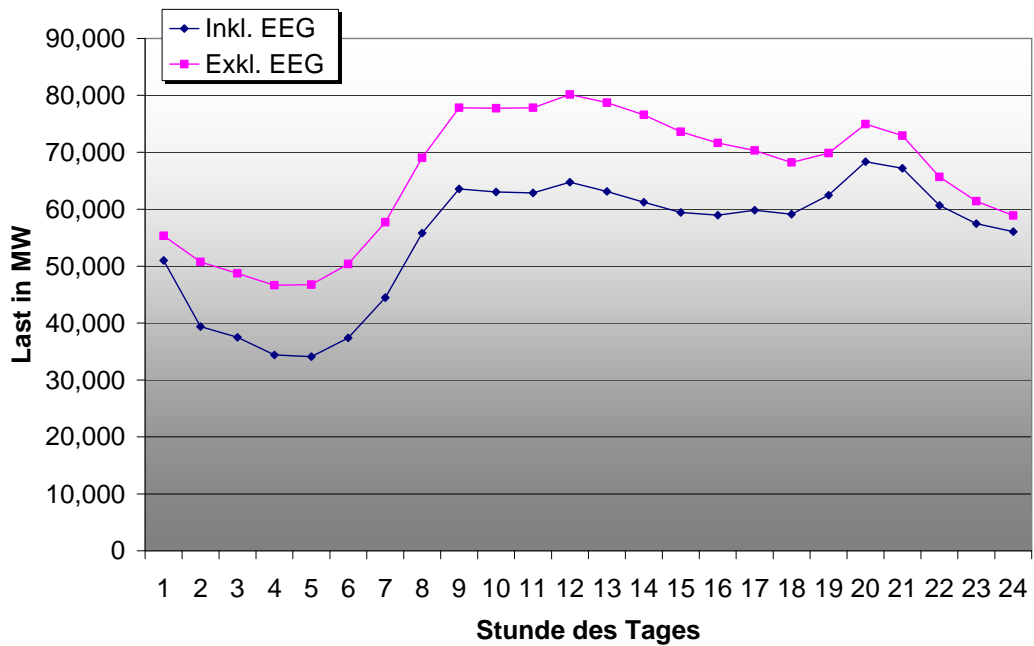


Abbildung 2-2: Auswirkung der erneuerbaren Energien auf die Systemlast

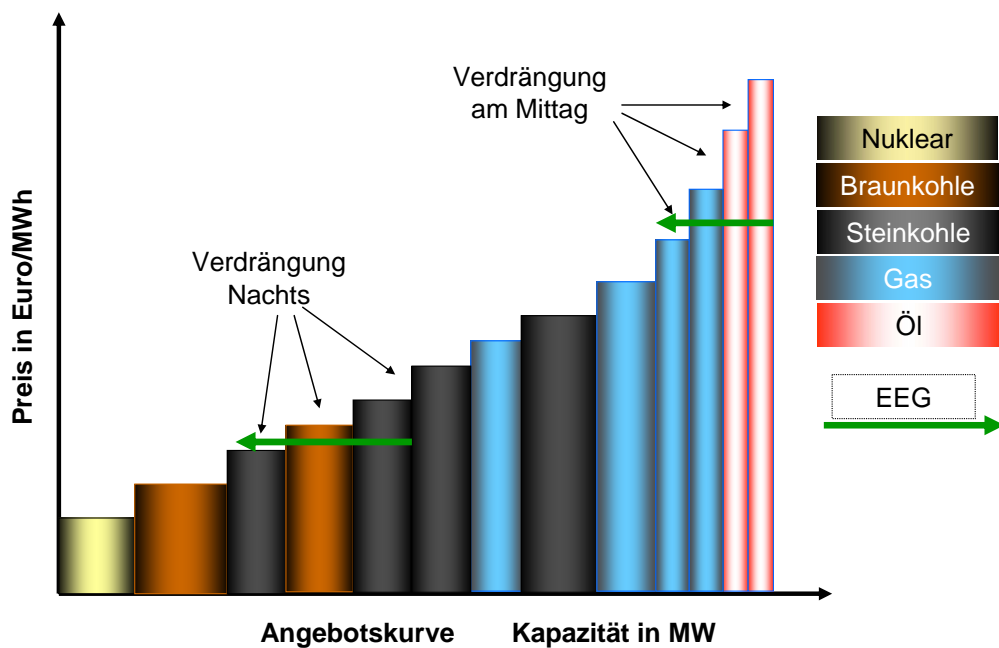


Abbildung 2-3: Substituierte Stromerzeugung in der Grundlast (Nachts) bzw. im Spitzenlastbereich am Mittag

Um die Verteilung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen auf die einzelnen Kategorien der erneuerbaren Energien vorzunehmen, werden fünf Klassen mit charakteristischen Einspeiseprofilen gebildet. Diese Klassen sind:

- (1) Wasser: Laufwasserkraft und Geothermie (sehr gleichmäßiges Einspeiseprofil)
- (2) Wind: Windenergie (sehr stark fluktuierendes Profil mit saisonalen Unterschieden)
- (3) PV: Photovoltaik (fluktuierendes Profil mit Tag-/Nacht- und saisonalen Unterschieden)
- (4) Bio1: Biomasse im Dauerbetrieb (gleichmäßigeres Profil mit hohen Volllaststunden) auch für den biogenen Anteil des Abfalls
- (5) Bio2: Biomasse wärmegeführt (höhere Einspeisung tagsüber) auch für Deponie-, Klär- und Grubengas.

Für die Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu diesen fünf Klassen ist es nicht ausreichend, jeweils einen Vergleich zwischen einem System ohne erneuerbare und mit jeweils einer erneuerbaren Technologie durchzuführen. Vielmehr führen alle erneuerbaren Energien zusammen zu den ermittelten Einsparungen. Für die Zuordnung der substituierten Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zu diesen fünf Klassen wird daher bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes die Reihenfolge, in der die Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien eingesetzt werden, variiert. Die berechneten Einsparfaktoren ergeben sich dann als Mittelwerte aus den Variationsrechnungen.

### **Beispielrechnung mit Wind- und PV-Erzeugung**

Eine Beispielrechnung mit Wind- und PV-Erzeugung soll die gewählte Vorgehensweise verdeutlichen. Dafür wird unterstellt, dass die kurzfristigen Stromerzeugungskosten aus Steinkohle günstiger sind als aus Gas. Steinkohlekraftwerke liegen damit in der Merit-Order vor Erdgaskraftwerken. Erhält man nun beispielsweise das Ergebnis, dass die Einspeisung von 95 GWh Windenergie und 5 GWh PV-Strom 80 GWh Stromerzeugung aus Gas und 20 GWh aus Steinkohle verdrängt, hängt die Zuordnung der Erzeugungsminderung zur PV- oder Windeinspeisung von der gewählten Reihenfolge ab. Geht man davon aus, dass zunächst der PV-Strom eingespeist wird und anschließend die Windenergie, wird durch den PV-Strom ausschließlich Stromerzeugung auf Basis von Erdgas verdrängt. Die Windenergie verdrängt anschließend die verbleibende Stromerzeugung aus Erdgas und die komplette Stromerzeugung aus Steinkohle. Dreht man die Reihenfolge um, und es speist zuerst die Windenergie und anschließend die PV ein, verdrängt die Stromerzeugung aus Wind zunächst die Erzeugung aus Erdgas

und anschließend die Erzeugung aus Steinkohle. Die PV-Stromeinspeisung ersetzt bei dieser Reihenfolge ausschließlich Erzeugung aus Steinkohle.

Tatsächlich erfolgt die Einspeisung der erneuerbaren Energien gleichberechtigt, so dass sich hier keine bevorzugte Reihenfolge festlegen lässt. Aus diesem Grunde werden beide Varianten berechnet und die Substitutionen aus den Mittelwerten errechnet. In dem gewählten Beispiel wird dadurch eine Stromerzeugung von 2,5 GWh Gas und 2,5 GWh Steinkohle durch die PV-Einspeisung substituiert. Entsprechend liegt die Substitution für die Windeinspeisung bei 77,5 GWh Stromerzeugung aus Gas und 12,5 GWh aus Steinkohle.

Entsprechend dieser Vorgehensweise wird die Reihenfolge über alle fünf Klassen der erneuerbaren Energien variiert (für Windenergie siehe Tabelle 2-1) und anschließend der Mittelwert gebildet. In Summe ergeben sich die Substitutionsfaktoren, die sich auch bei der Betrachtung aller erneuerbarer Energien zusammen ergeben würden.

Tabelle 2-1: Variationsrechnungen zur Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktoren für die Windenergie

Variationsrechnungen	Reihenfolge der Erzeugung aus erneuerbaren Energien					Mittelwerte
	1	2	3	4	5	
1. Wind auf Position 1	<b>Wind</b>	x				M1
2. Wind auf Position 2 (4 Variationen)	PV	<b>Wind</b>		x		M2
	Bio1	<b>Wind</b>		x		
	Bio2	<b>Wind</b>		x		
	Wasser	<b>Wind</b>		x		
3. Wind auf Position 3 (6 Variationen)	Bio1, PV		<b>Wind</b>		x	M3
	Bio1, Wasser		<b>Wind</b>		x	
	...		...		...	
4. Wind auf Position 4 (4 Variationen)	Bio1, Bio2, Wasser			<b>Wind</b>	x	M4
	Bio1, Bio2, PV			<b>Wind</b>	x	
	Bio2, Wasser, PV			<b>Wind</b>	x	
	Bio1, PV, Wasser			<b>Wind</b>	x	
5. Wind auf Position 5	alle anderen Erneuerbaren				<b>Wind</b>	M5
				Endergebnis CO <sub>2</sub> -Einsparung Wind	<b>Mittelwert aus M1 bis M5</b>	

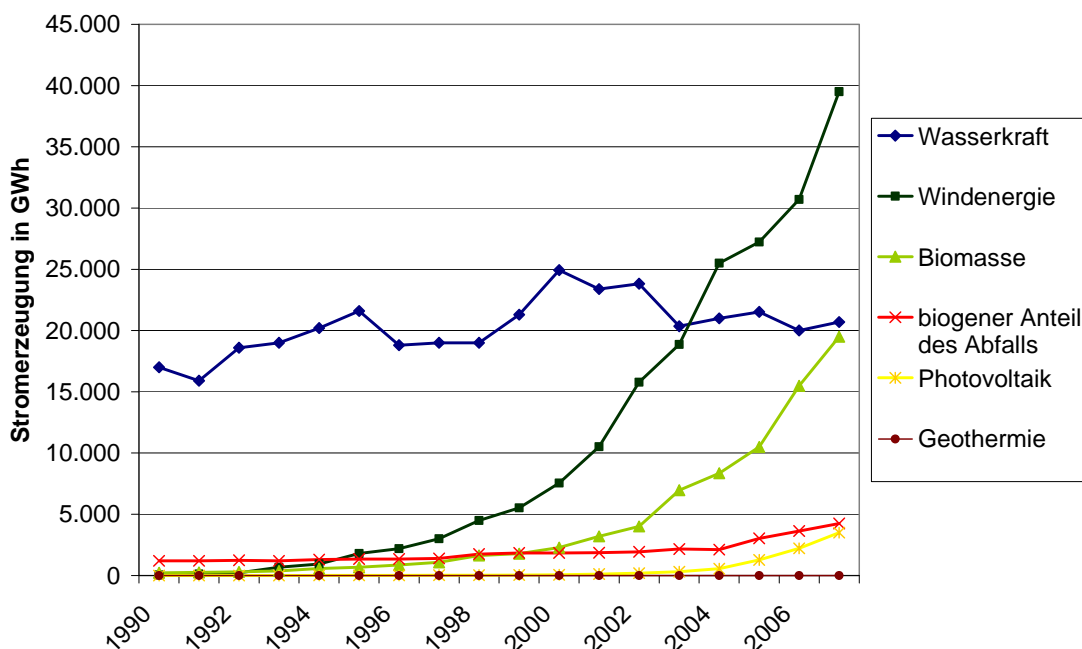
Quelle: eigene Darstellung

### 3 Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien

Die Höhe der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien beeinflusst maßgeblich, welche Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken substituiert wird. Dabei spielt sowohl die eingespeiste Menge als auch der Zeitpunkt der Einspeisung eine wichtige Rolle. Aus diesem Grunde werden nachfolgend sowohl die eingespeisten Mengen als auch charakteristische Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien dargestellt, die im Rahmen der Simulation verwendet werden.

#### 3.1 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist in den letzten Jahren stark angestiegen. Insgesamt lag die Erzeugung in 2006 bei 73,8 TWh. Im Jahr 2007 hat sich die Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf 87,5 TWh erhöht (s. Abbildung 3-1). Allein die Erzeugung aus Windenergie ist von 30,5 TWh in 2006 auf 39,5 TWh in 2007 angestiegen. Auch im Bereich der Biomasse ist es zu einer deutlichen Steigerung der Stromerzeugung gekommen.



Quelle: BMU, 2008

Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 1990 bis 2007

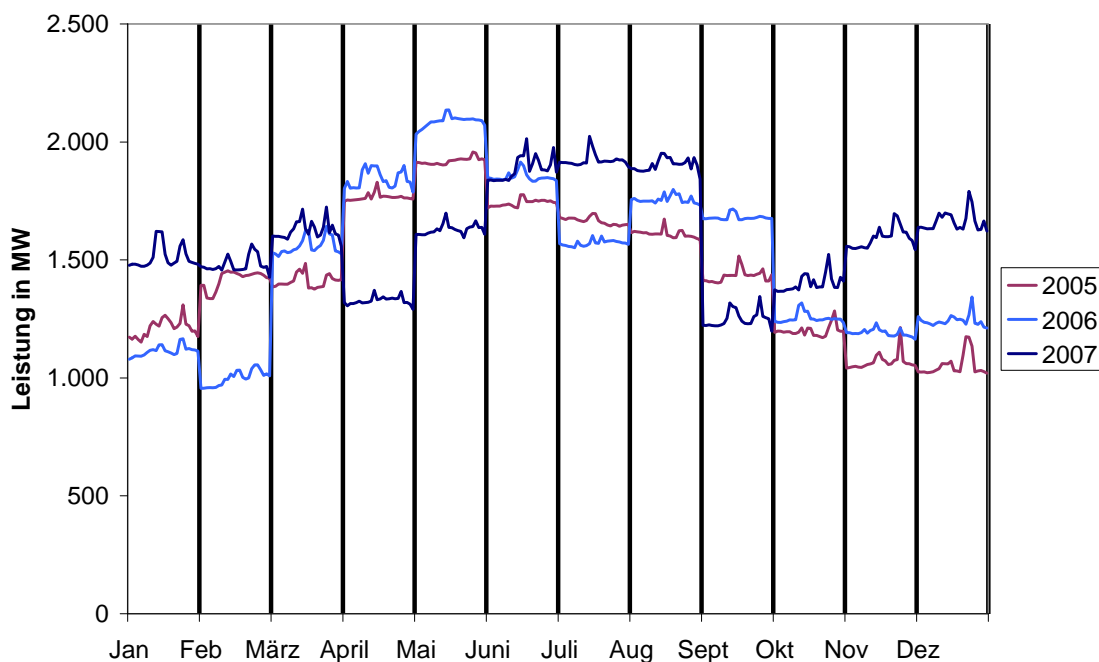
Gleichzeitig haben sich damit auch die installierten elektrischen Leistungen der erneuerbaren Energien erhöht, die 2006 bei ca. 30,9 GW lagen. In 2007 gab es einen Zubau von 1,1 GW an PV-Kapazität (Bundesverband Solarwirtschaft 2008) sowie 1,6 GW im Windbereich (Reisi, 2008) und einen weiteren Zubau von 0,5 GW im Bereich der Biomasse. Die installierte Kapazität an erneuerbaren Energien lag damit bei ca. 34 GW.

### 3.2 Einspeiseprofil erneuerbarer Energien

Das Einspeiseprofil erneuerbarer Energien unterscheidet sich für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien erheblich. In den nachfolgenden Abschnitten werden daher die Einspeiseprofile detailliert dargestellt.

#### Wasserkraft

Die Einspeisung der Wasserkraft ist tageszeitlich geringen Schwankungen unterworfen (s. Abbildung 3-2). Betrachtet man die Einspeisung über die einzelnen Monate, ergeben sich allerdings Schwankungen der eingespeisten Strommengen, die in den Frühjahrsmonaten meist etwas ansteigen (s. Abbildung 3-3).



Quelle: DESTATIS, 2008

Abbildung 3-2: Tagesprofil am dritten Mittwoch im Monat der Laufwasserkraftwerke für die Monate Januar bis Dezember (2005 bis 2007)



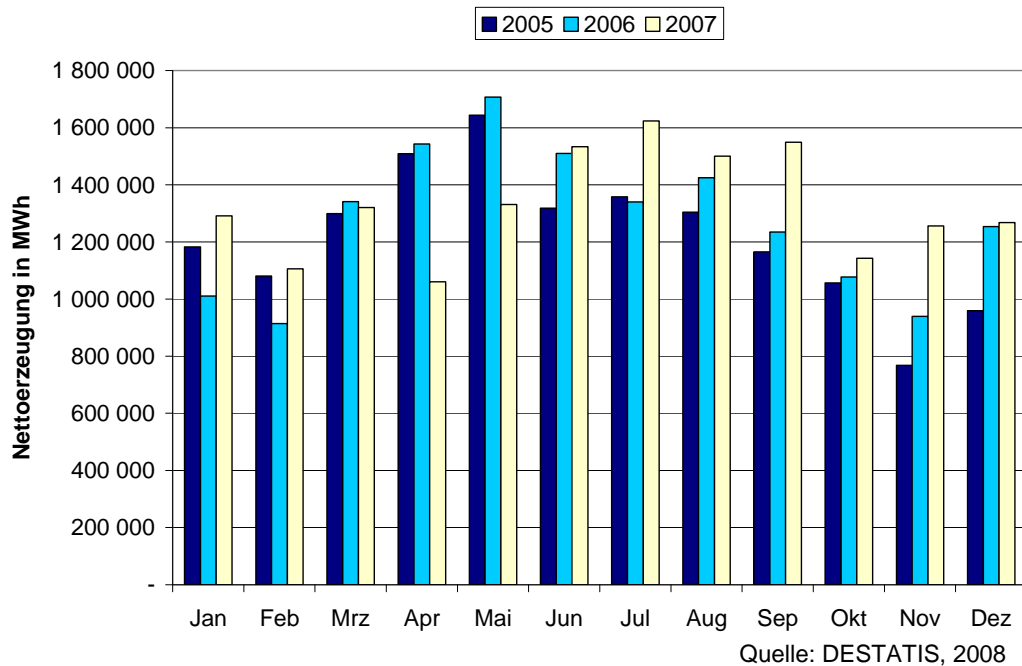


Abbildung 3-3: Monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in 2005 bis 2007

### Windkraft

Die Einspeisung der Windkraftwerkerzeugung ist starken monatlichen Schwankungen unterworfen (s. Abbildung 3-4).

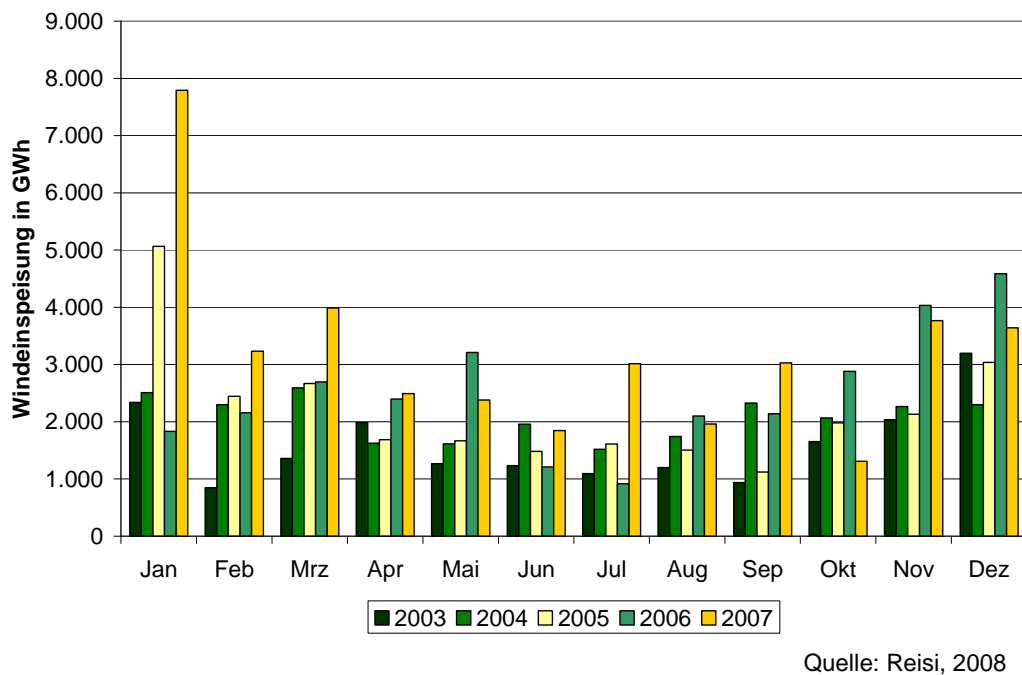
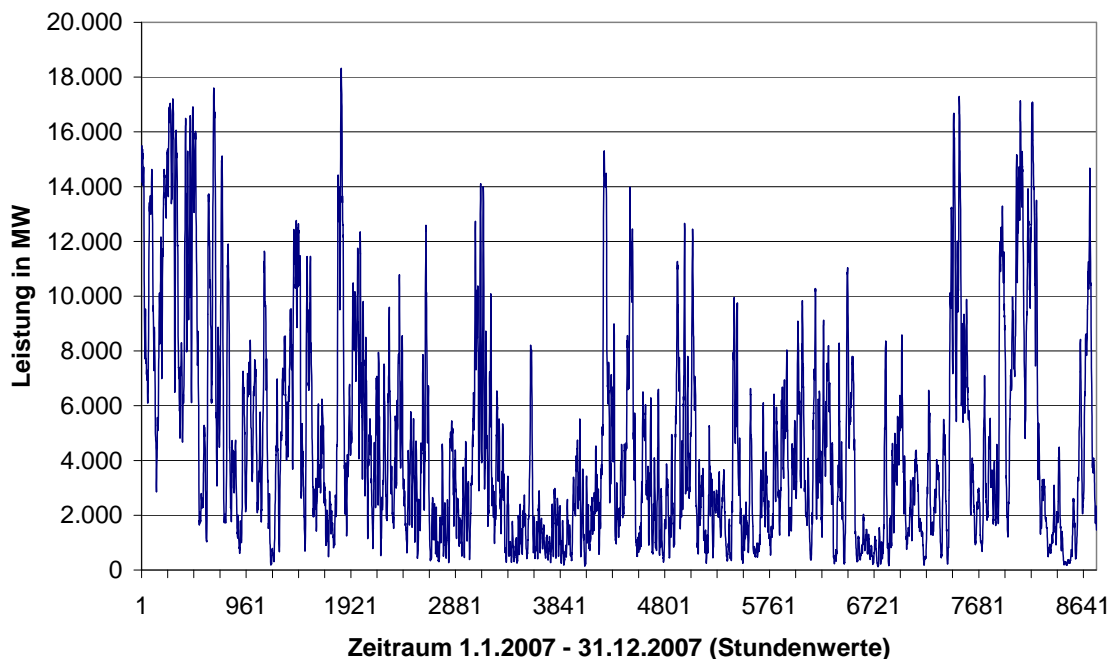


Abbildung 3-4: Monatliche Windeinspeisung von 2003 bis 2007

Typischerweise liegt die Einspeisung in den Wintermonaten deutlich höher als im Sommer. Das tageszeitliche Profil ist über einen längeren Zeitraum gemittelt flach, betrachtet man jedoch einzelne Tage können sich sehr große Schwankungen ergeben (s. Abbildung 3-5).



Quelle: VDN, 2008

Abbildung 3-5: Jahrgang der Windstromerzeugung in 2007

## Biomasse

Für Biomasseanlagen sind derzeit wenige Daten zum Einspeiseprofil öffentlich verfügbar. Grundlage für das Einspeiseprofil sind Analysen und Angaben über die Struktur der Biomasseanlagen und deren Einsatz, die im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts (BMU, 2007) gemacht worden sind.

Für **feste Biomasse**, die zum Großteil in Biomasseheizkraftwerken eingesetzt wird, werden die Anlagen bis zu 10 MW vornehmlich in Kraft-Wärmekopplung eingesetzt. Es finden sich sowohl stromgeführte als auch wärmegeführte Anlagen. Je größer die Anlagen werden, desto geringer wird erfahrungsgemäß der Anteil der genutzten Wärme. Ab einer elektrischen Leistung von über 10 MW werden ca. 40 % der Anlagen zur reinen Stromerzeugung eingesetzt.

Der Einsatz von **Biogasanlagen** wurde anhand einer Betreiberbefragung im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts analysiert. Danach sagen 58 % der Betreiber, dass sie

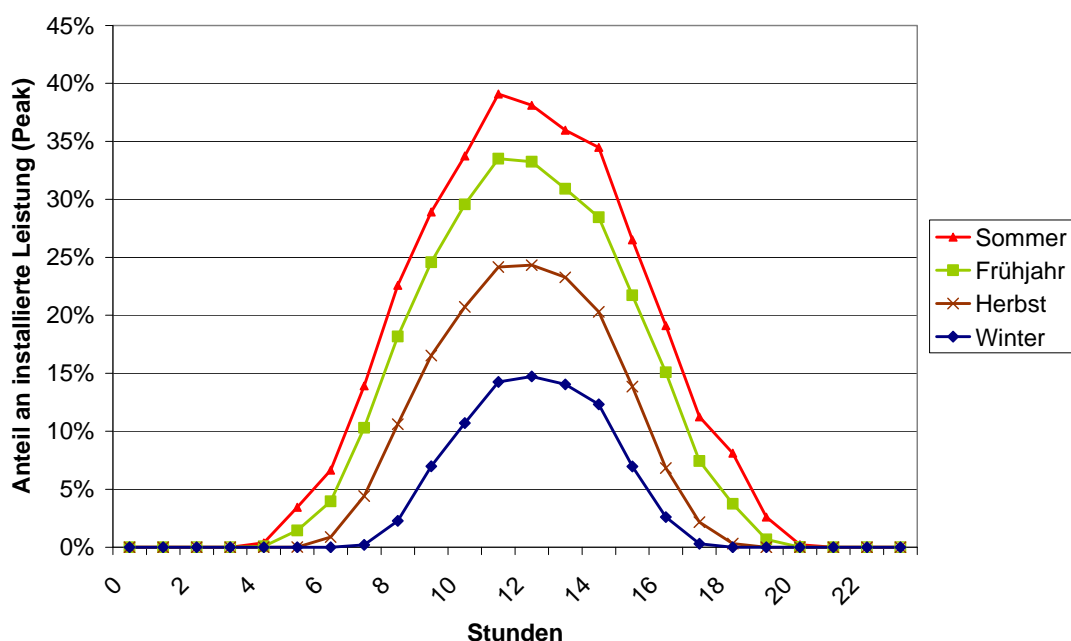
die anfallende Wärme extern nutzen. Der EEG-Erfahrungsbericht schätzt, dass ca. die Hälfte der anfallenden Wärme genutzt wird, wobei das Spektrum der Wärmenutzung je nach Anlage von 5 % bis 100 % reicht.

Für **flüssige Biomassenutzung** in Pflanzenöl-BHKWs ist die Nutzung der anfallenden Wärme die Regel. Die Anlagen werden meist wärmegeführt betrieben und zu Heizzwecken oder zur Warmwasserbereitung eingesetzt.

Insgesamt zeigt sich, dass die Kenntnisse über das Einspeiseprofil der verschiedenen Biomassefraktionen noch mit sehr großen Unsicherheiten behaftet ist und hier noch weiterer Forschungsbedarf besteht.

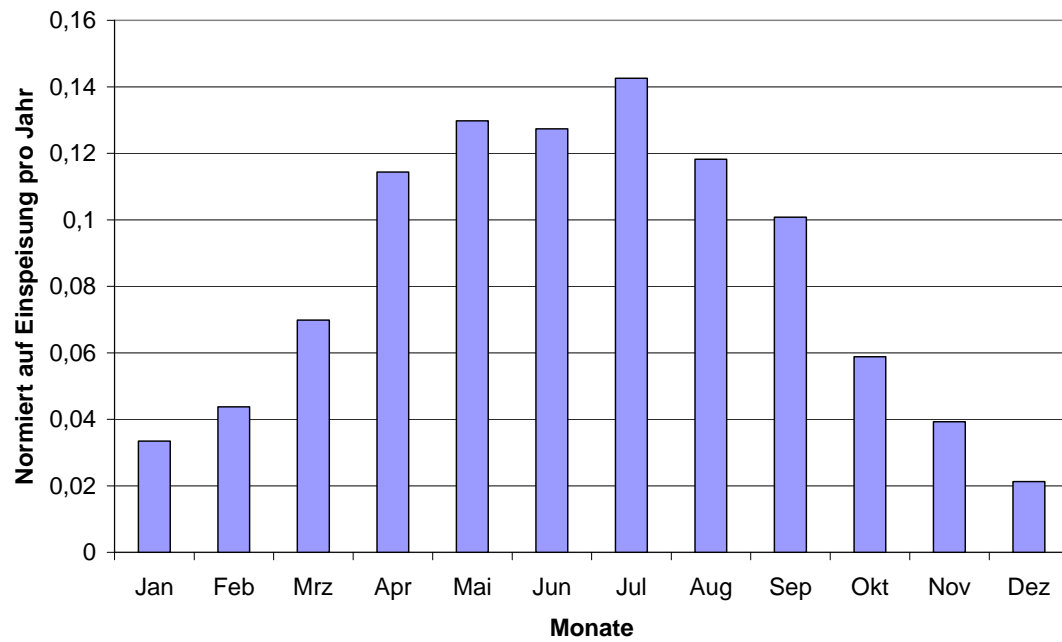
### Photovoltaik

Das Einspeiseprofil von Photovoltaikanlagen folgt auf Grund der Sonneneinstrahlung relativ kontinuierlich der Lastspitze, die in der Mittagszeit auftritt (s. Abbildung 3-6). Die Einspeisungen im Winter sind deutlich niedriger als in den Sommermonaten (s. Abbildung 3-7). Für die Bestimmung des Lastprofils werden Strahlungsdaten der Testreferenzjahre des deutschen Wetterdienstes für 15 Standorte verwendet. Für ein Testreferenzjahr werden Strahlungsdaten mehrerer Jahre zusammengefasst, um so zu einer charakteristischen Beschreibung der solaren Strahlung in einer Region zu gelangen.



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der DWD-Testreferenzjahre

Abbildung 3-6: Gemitteltetes Tagesprofil der PV-Einspeisung für Sommer, Frühjahr, Herbst und Winter

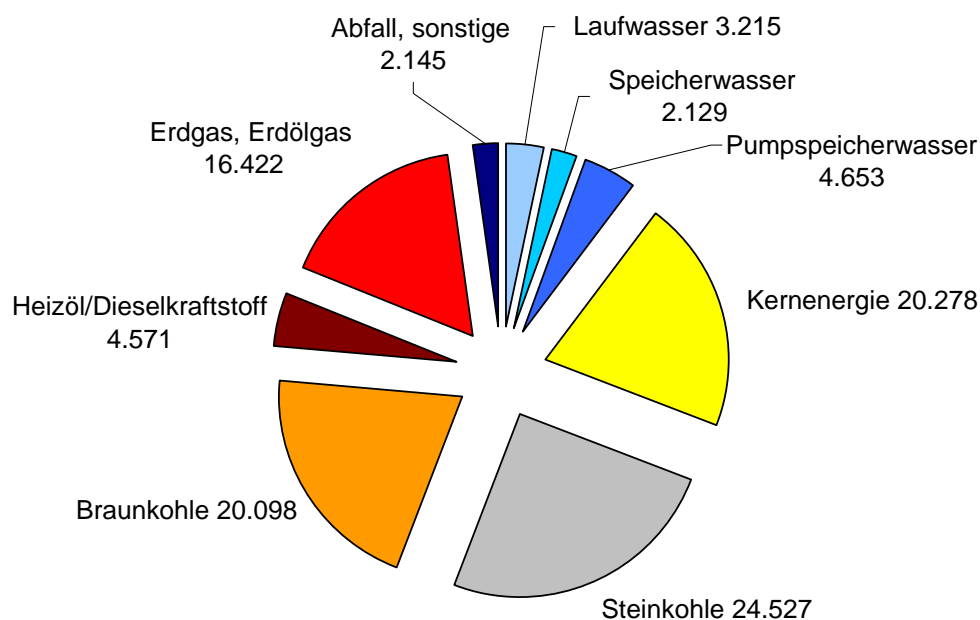


Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der DWD-Testreferenzjahre

Abbildung 3-7: Monatliche Einspeisung der PV-Erzeugung

## 4 Struktur des bestehenden Kraftwerksystems

Der Ausgangspunkt der Analyse ist die Struktur des Kraftwerksystems. Im Vergleich zur Analyse 2003 hat sich die insgesamt installierte Netto-Engpassleistung kaum verändert. In der Struktur haben sich kleine Veränderungen ergeben. Die Engpassleistung der Kernenergie ist bedingt durch die Stilllegung von zwei Kernkraftwerken (Obrigheim und Stade) etwas zurückgegangen, gleichzeitig ist der Anteil an Gaskraftwerken leicht angestiegen. Aus dem Betrieb dieses Kraftwerksystems ergibt sich die substituierbare Erzeugung, die durch erneuerbare Energien ersetzt wird. Die Netto-Engpassleistung der öffentlichen Versorgung – also ohne Industriebetreiber und private Betreiber – lag im Dezember 2007 bei ca. 98 GW, wobei der größte Anteil in Steinkohlekraftwerken installiert war. Eine detaillierte Aufschlüsselung ist in Abbildung 4-1 dargestellt.



Quelle: DESTATIS, 2008

Abbildung 4-1: Installierte Nettoengpassleistung in MW der öffentlichen Versorgung in Deutschland Ende 2007

Der Einsatz der Kraftwerke richtet sich neben einer Reihe von technischen Restriktionen nach den Betriebskosten der Stromerzeugung, wodurch sich eine Merit-Order des Kraftwerkseinsatzes ergibt. Die Bruttostromerzeugung des Kraftwerksparks lag im Jahr 2007 bei 637,6 TWh. Abzüglich eines Exportüberschusses von 19,1 TWh belief sich der Bruttostromverbrauch auf 618,4 TWh (AG Energiebilanzen).

Die Stromerzeugung erfolgt in Deutschland durch Kernenergie, fossile Energieträger und erneuerbare Energien (siehe Tabelle 4-1). Zieht man Wasser, Windstromerzeu-

gung und sonstige ab, wurden ca. ein Viertel der verbleibenden Stromerzeugung durch Kernkraft bereitgestellt und drei Viertel durch fossile Energieträger. In der Statistik zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Erzeugung aus Kernenergie um knapp 16 % von 2006 auf 2007, der auf den längeren Stillstand von Kernkraftwerken auf Grund technischer Probleme zurückzuführen ist (Stillstand der Kernkraftwerke Krümmel, Brunsbüttel, Biblis A+B).

Tabelle 4-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2005 – 2007 nach Energieträgern

Bruttostromerzeugung		Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Wasser	Wind	sonstige	Summe	Nettoexport
2005	TWh	163	154	134	71	12	27	27	33	<b>621</b>	9
2006	TWh	167	151	138	73	10	27	31	39	<b>637</b>	20
2007	TWh	141	156	145	75	8	28	39	46	<b>637</b>	19
Anteil 2007	%	22,1	24,5	22,8	11,7	1,3	4,3	6,2	7,1	<b>100</b>	

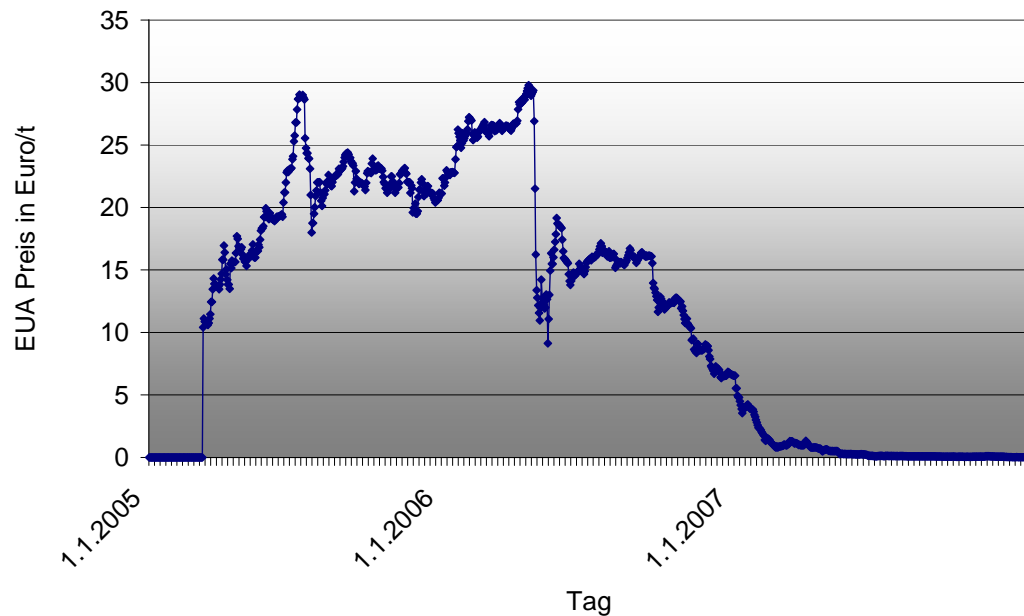
Quelle: AG Energiebilanzen

Die Brennstoffpreise der einzelnen Energieträger haben sich in den Jahren 2006 und 2007 vor allem für Erdgas, Öl und Steinkohle verändert. Im Rahmen der Simulationsrechnung werden folgende Brennstoffpreise zugrunde gelegt (s. Tabelle 4-2). Von 2005 auf 2006 sind vor allem die Öl und Gaspreise angezogen, Preise für Steinkohle sind dagegen leicht rückläufig gewesen. In 2007 ist der Trend bei Gas und Kohle genau gegenläufig gewesen. Ein leichter Rückgang beim Gas steht einer leichten Erhöhung bei der Steinkohle gegenüber.

Tabelle 4-2: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für 2005 bis 2007

Mittelwerte in Euro/MWh	2005	2006	2007
Öl	26,98	32,53	33,47
Gas	16,05	21,39	19,90
Steinkohle	7,99	7,58	8,36
Lignite	3,8	3,8	3,8
Nuklear	3,75	3,75	3,75

Seit der Einführung des Emissionshandelssystems nehmen auch verstärkt die auftretenden Zertifikatspreise für Emissionsberechtigungen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz (s. Abbildung 4-2). Mit Einführung des Emissionshandels 2005 sind die Preise zum Teil auf über 25 Euro/t angestiegen. In 2006 zeichnete sich dann eine Überallokation an Emissionsrechten in Europa ab, die zu einem deutlichen Absinken der Zertifikatspreise auf unter einem Euro/t geführt hat.



Quelle: EEX, 2008

Abbildung 4-2: Entwicklung des Emissionszertifikatepreises von 2005 bis 2007

## 5 Substitution der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien

Durch den Einsatz erneuerbarer Energien wird der Kraftwerkseinsatz verändert. Je nach dem zu welcher Zeit erneuerbare Energien einspeisen und welche Last zur gleichen Zeit im Gesamtsystem anliegt, werden konventionelle Kraftwerke zurückgefahren bzw. abgeschaltet.

Die Simulationsergebnisse für 2006 zeigen, dass vornehmlich Stromerzeugung aus Mittel- und Spitzenlastkraftwerken verdrängt wird. Eine Betrachtung aller erneuerbaren Technologien zusammen ohne die Berücksichtigung von Großwasserkraftwerken zeigt eine Substitution der Stromerzeugung von 11 % für Braunkohlekraftwerke, 62 % für Steinkohlekraftwerke und 26 % für Erdgaskraftwerke in 2006. Ein kleiner Teil von 1 % der erneuerbaren Stromerzeugung verdrängt ölbefeuerte Kraftwerke. Die Zuordnung der Einsparungen zu den einzelnen erneuerbaren Technologien leitet sich aus den charakteristischen Einspeiseprofilen ab (s. Abbildung 5-1). So verdrängen erneuerbare Energien mit einer gleichmäßigen Einspeisung über den Tag (Wasserkraft, feste Biomasse, biogener Abfall) eher Grundlastkraftwerke wie Braunkohlekraftwerke. Die Photovoltaik verdrängt dagegen eher Spitzenlastkraftwerke, da sie ausschließlich tagsüber einspeisen.

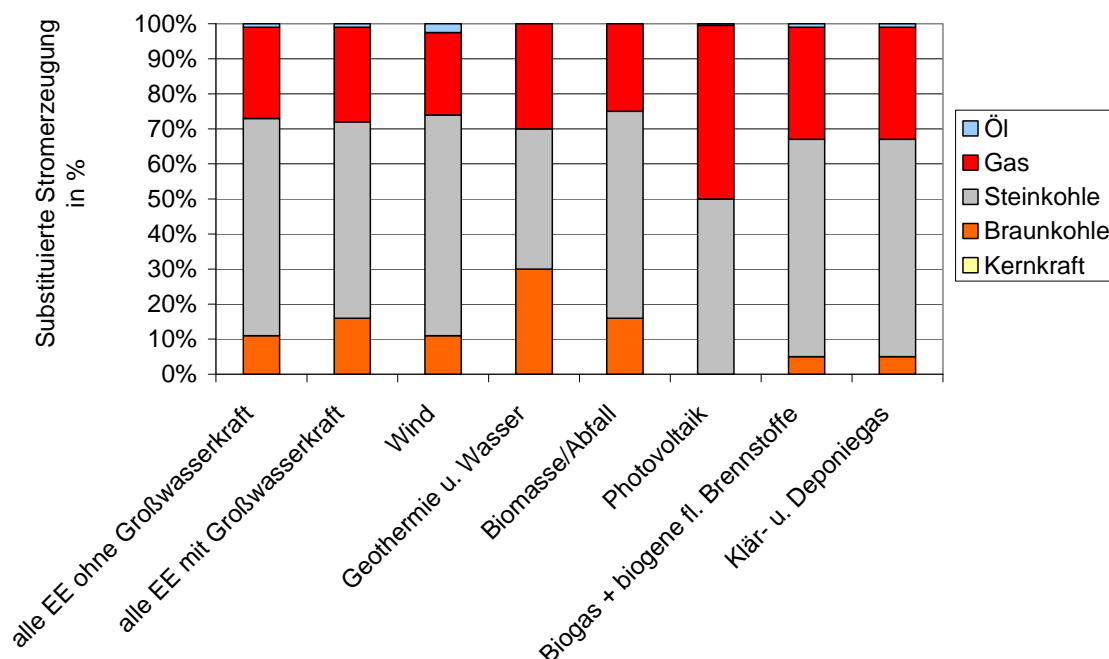


Abbildung 5-1: Substitution konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in 2006



Die Situation in 2007 verändert sich vor allem durch einen sehr niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis, ein Ansteigen der Ölpreise sowie dem Ausfall mehrerer Kernkraftwerke. Der Ausfall der Kernkraftwerke hat dazu geführt, dass alle anderen Energieträger (außer auf Basis von Mineralöl) ihre Bruttostromerzeugung in 2007 im Vergleich zu 2006 gesteigert haben. Dieser Anstieg wurde überlagert von einer Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von ca. 73,8 TWh in 2006 auf 87,5 TWh in 2007.

Im Ergebnis führt dies dazu, dass Braunkohle stärker in die Grundlast fällt und dadurch trotz der Ausweitung der erneuerbaren Erzeugung seltener substituiert wird. Die Ausweitung der Steinkohle im Mittellastbereich bedingt, dass Steinkohle noch stärker durch die erneuerbaren Energien substituiert wird. Bei den Erdgaskraftwerken bleibt der relative Anteil an der substituierten Stromerzeugung konstant. Auf Grund der steigenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien bedeutet dies eine leichte Steigerung der absoluten Verdrängung von Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken.

Die Simulationsergebnisse zeigen bei der Betrachtung aller erneuerbarer Technologien zusammen ohne die Berücksichtigung von Großwasserkraftwerken eine Substitution der Stromerzeugung von 2 % für Braunkohlekraftwerke, 69 % für Steinkohlekraftwerke und 27 % für Erdgaskraftwerke in 2007. Ein kleiner Anteil von 2 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdrängt ölbefeuerte Kraftwerke.

### **Substitution von Kernenergie**

Bei der derzeitigen Einspeisemenge von erneuerbaren Energien wird Kernenergie in keinem nennenswerten Umfang substituiert. Diese Situation kann dann eintreten, wenn eine hohe Windeinspeisung mit einer gleichzeitig geringen Stromnachfrage zusammenfällt. Die Simulationsrechnungen haben gezeigt, dass es nahezu immer eine ausreichend große Nachfrage nach Strom gibt, um sowohl die erneuerbaren Anlagen als auch die Kernkraftanlagen zu betreiben. Grundsätzlich sind in der Zeit hoher Windeinspeisung und niedriger Nachfrage die Strompreise an der Großhandelsbörse eher niedrig (z. B. an Winterwochenenden oder in den Nachtstunden). Aus diesem Grund sind in dieser Zeit viele Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb bzw. wird Strom in die Nachbarländer exportiert. Beides erhöht die Nachfrage nach Strom und vermeidet derzeit eine Einschränkung des Betriebs von Kernkraftwerken bei Starkwindphasen mit gleichzeitig niedrigem Lastniveau. Ein Indikator für eine Einschränkung des Betriebs der Kernkraftwerke sind extrem niedrige Großhandelspreise, die darauf hindeuten, dass Kernkraftwerke die preissetzenden Kraftwerke darstellen. Im Jahr 2006 gab es 66 Stunden, in denen der Strompreis unter 5 €/MWh gefallen ist. Im Jahr 2007 hat sich die

Anzahl der Stunden auf 122 erhöht. Häufig fallen diese Stunden auch mit hohen Wind-einspeisungen zusammen.

Auf Grund der niedrigeren variablen Kosten von Kernkraftwerken im Vergleich zu anderen Grundlastkraftwerken wie Braunkohlekraftwerken werden bei entsprechend niedrigem Bedarf zunächst die Kraftwerke mit höheren variablen Kosten zurückgefahren. Durch die Einführung des Zertifikatehandels hat sich dieser Kostenunterschied zwischen Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke weiter zu Gunsten der Kernkraftwerke verschoben, da bei Nichtbetrieb von Braunkohlekraftwerken eingesparte Zertifikate verkauft werden können.

### **Netto-Nutzungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstypen**

Das eingesetzte Simulationsmodell bildet den Kraftwerkspark anlagenscharf nach, so dass insgesamt über 1200 Kraftwerke berücksichtigt werden. Diese detaillierte Abbildung des Kraftwerksparks erlaubt zum einen, die mittleren Nettonutzungsgrade der eingesetzten Kraftwerke zu bestimmen als auch eine detaillierte Betrachtung der substituierten Kraftwerke durchzuführen. Ein wichtiger Parameter für die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke stellen die Energieträgerpreise dar. Aus diesem Grund werden die Nutzungsgrade der Kraftwerke nach eingesetztem Brennstoff unterschieden.

Abhängig vom Alter, der Technologie und den eingesetzten Brennstoffen unterscheiden sich die Wirkungsgrade der Kraftwerke zum Teil erheblich. Die höchsten Kraftwerkswirkungsgrade werden von Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) erreicht, die bei ca. 47 bis 58 % liegen können. Als Brennstoff kommt jedoch nur Erdgas oder Öl in Frage. Etwas niedrigere Wirkungsgrade haben Dampfturbinen, die bis zu 46 % erreichen können. Als Brennstoff kommen alle fossilen Energieträger in Frage. Die geringsten Wirkungsgrade weisen reine Gasturbinen auf, die bei neuen Anlagen bei ca. 38 % liegen. Als Brennstoffe kommen wiederum nur Erdgas und Öl in Frage.

Der Nutzungsgrad des gesamten Kraftwerksparks ergibt sich aus dem durchschnittlichen Einsatz der einzelnen Kraftwerke, wobei die Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden in der Regel häufiger zum Einsatz kommen als Kraftwerke mit niedrigen Wirkungsgraden. Der Kraftwerkseinsatz richtet sich nach den variablen Kosten, die zu einem großen Teil von den Brennstoffkosten bestimmt werden. Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden erreichen niedrigere variable Kosten und werden daher häufiger eingesetzt.

Die Simulationsergebnisse zeigen die im Durchschnitt höchsten Nutzungsgrade bei Erdgaskraftwerken (s. Tabelle 5-1). Etwas geringere Nutzungsgrade ergeben sich für Stein- und Braunkohlekraftwerke. Betrachtet man die mittleren Netto-Nutzungsgrade

der verdrängten Kraftwerke, liegen diese zum Teil deutlich unterhalb des Durchschnitts. Die Ergebnisse beziehen sich dabei einmal auf einen Simulationslauf ohne die Berücksichtigung der erneuerbaren Energien und einmal mit Berücksichtigung der erneuerbaren Energien inkl. der Großwasserkraft. Die große Differenz vor allem bei den Erdgaskraftwerken ergibt sich durch die große Bandbreite der Nutzungsgrade. Mit Erdgas werden sowohl GuD-Kraftwerke mit Nutzungsgraden von über 50 % betrieben als auch Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke mit Nutzungsgraden von lediglich 30 %.

Tabelle 5-1: Mittlere Netto-Nutzungsgrade der eingesetzten und der verdrängten Kraftwerke nach Energieträgern

	<b>Braunkohle</b>	<b>Steinkohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>
Mittlerer Netto-Nutzungsgrad aller eingesetzten Kraftwerke	36,1	39,2	44,0	46,0
Netto-Nutzungsgrad der verdrängten Kraftwerke	35,1	37,2	36,4	44,2

Quelle: Simulationsergebnisse für 2006, Betrachtung mit/ohne erneuerbare Energien

### **Anfahrvorgänge, Teillastbetrieb, Regelleistung und Regelenergie**

Fluktuierende Einspeisung aus Windenergie oder der Photovoltaik wirken sich auch auf den Betrieb des bestehenden Kraftwerksparks aus. Mögliche Effekte sind häufigere Anfahrvorgänge, Betrieb von Kraftwerken im Teillastbereich und verstärkte Vorhaltung kurzfristig verfügbarer Kraftwerksleistung. Im Rahmen des Gutachtens von 2004 wurden diese Effekte durch eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Einsparung für Windenergie um 7 % berücksichtigt. Die Auswirkungen der fluktuierenden Einspeisung auf den Betrieb der restlichen Kraftwerke hängt dabei zum einen von der eingespeisten Menge als auch von der Güte der Einspeisevorhersage ab (s. Tabelle 5-2). Die Menge ist in den letzten Jahren deutlich angestiegen, gleichzeitig ist aber auch die Vorhersagegenauigkeit der Windeinspeisung deutlich verbessert worden. Aus diesem Grunde wird im Rahmen des Gutachtens trotz der gestiegenen fluktuierenden Einspeisemengen mit einem gleichbleibenden relativen Abschlag gerechnet.

Neuere Untersuchungen (Roth, 2005; Klobasa, 2007) und eigene Berechnungen haben diese Einschätzung bestätigt, so dass auch im Rahmen dieses Gutachtens mit einem Abschlag von 7 % die aufgeführten Effekte bei der Windenergie berücksichtigt werden. Zusätzlich wird der Abschlagsfaktor auch auf die CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die Einspeisung aus PV angewendet.

Tabelle 5-2: Verbesserung der Windleistungsprognose der vier Übertragungsnetzbetreiber von 2005 bis 2007

MAPE* in %	EON	RWE	VET	EnBW
2005			37,3	11,8
2006	38,5	29,4	28,1	10,2
2007	22,6	27,1	25,8	8,4

\* Mean Absolute Percentage Error – bezogen auf die mittlere Einspeisung

## 6 CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien

Die Simulationsergebnisse für **2006** zeigen, dass die Stromerzeugung aus allen Erneuerbare-Energien-Sparten zusammen (ohne Großwasserkraft) zu ca. 11 % Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken, zu ca. 62 % in Steinkohlekraftwerken, zu ca. 26 % in Erdgaskraftwerken und zu 1 % in Ölkraftwerken substituiert. Die Verdrängung verschiebt sich in 2007 stärker zu den Steinkohlekraftwerken, da die Braunkohlekraftwerke auf Grund des Ausfalls mehrerer Kernkraftwerke und der niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im Erzeugungsband weiter nach unten gegangen sind und dadurch von den erneuerbaren Energien weniger stark betroffen waren. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien substituierte in **2007** zu 2 % Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerke, zu 69 % aus Steinkohlekraftwerke und zu 27 % aus Erdgaskraftwerke. Ein kleiner Teil von 2 % ersetzt Stromerzeugung in ölbefeuerten Kraftwerken.

Eine Aufteilung der Substitution und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Einsparungen werden für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien nachfolgend detailliert dargestellt.

### Wasserkraft und Geothermie

Die Wasserkraft stellt unter den erneuerbaren Energien nach der Windenergie den zweitgrößten Beitrag zur Stromerzeugung. Ihr Einfluss auf die erzielbaren CO<sub>2</sub>-Minderungen ist daher sehr groß. Betrachtet man die im Betrieb vermiedenen Emissionen analog den anderen erneuerbaren Energien ergibt sich nach den Simulationsrechnungen für **2006** eine Verdrängung von 30 % Braunkohle, 45 % Steinkohle und 25 % Erdgas. Der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt damit bei **884 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Auf Grund der sehr ähnlichen Einspeisecharakteristik der Geothermie sollte für diese mit dem gleichen Einsparfaktor gerechnet werden.

In **2007** verdrängt die Wasserkraft auf Grund des Absinkens der Braunkohle in die Grundlast verstärkt die Stromerzeugung aus Steinkohle. Nach den Simulationsrechnungen ergibt sich eine Verdrängung von 6 % für Braunkohle, 69 % für Steinkohle und 25 % für Erdgas. Der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt 2007 bei **828 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### Windenergie

Die vermiedene Erzeugung durch die Windenergie verteilt sich nach den Modellrechnungen für **2006** zu 11 % auf die Braunkohle, zu 63 % auf die Steinkohle, zu 24 % auf Erdgas und zu 2 % auf Öl. Damit ergibt sich ein CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor von 840 g/kWh<sub>el</sub>. Berücksichtigt man darüber hinaus den zusätzlichen Brennstoffbedarf, der sich durch einen flexibleren Betrieb der konventionellen Kraftwerke ergibt, mit einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Minderung um 7 %, dann liegt der CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor bei **781 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

Die Analysen für **2007** zeigen eine stärkere Verdrängung der Steinkohle als in 2006. Die vermiedene Stromproduktion verteilt sich zu 2 % auf die Braunkohle, 72 % auf die Steinkohle und 24 % auf Erdgaskraftwerke. Die restliche Stromerzeugung verdrängt öl-befeuerte Kraftwerke. Der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt damit in 2007 bei **762 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### **Biomasse**

Die Einspeisung der Biomasse erfolgt sowohl strom- als auch wärmegeführt. Ein Teil der Anlagen ist darüber hinaus im Dauerbetrieb. Die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke verteilt sich daher sowohl auf Mittel- und Spitzenlastkraftwerke als auch auf Grundlastkraftwerke. Für die feste Biomasse und den biogenen Abfall wurden mehr Anlagen im Dauerbetrieb unterstellt als für Anlagen, die Biogas und flüssige Biomasse verwerten.

Für Biomasseanlagen, die **feste Biomasse bzw. biogenen Abfall** verwenden, errechnet sich **2006** eine Substitution der Stromerzeugung von 16 % Braunkohlekraftwerken, 59 % Steinkohlekraftwerken und 25 % Erdgaskraftwerke. Damit ergibt sich ein Minderungsfaktor von **852 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Für 2007 verschiebt sich die Substitution hin zur Steinkohle mit 73 %. Braunkohle wird zu 2 % und Erdgas zu 25 % verdrängt. Der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt damit in **2007** bei **820 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

Für den Betrieb von **Biogasanlagen und BHKWs auf Pflanzenölbasis** wird ein stärker wärmegeführter Betrieb unterstellt. Daher werden Mittellastkraftwerke stärker verdrängt. Die Anteile liegen **2006** bei 5 % Braunkohlekraftwerke, 62 % Steinkohlekraftwerke, 32 % Erdgaskraftwerke und 1 % Ölkraftwerke. Der resultierende Minderungsfaktor liegt bei **799 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Nicht mitberücksichtigt sind dabei eventuell vermiedene Methanemissionen. Für **2007** ergeben sich die verdrängten Anteile zu 66 % Steinkohle, 32 % Erdgas und jeweils 1 % für Braunkohle und Öl. Der Minderungsfaktor liegt damit 2007 bei **790 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### **Deponie-, Gruben- und Klärgas**

Der Einsatz von Deponie-, Gruben- und Klärgasanlagen wird im Modell nicht explizit nachgebildet. Unterstellt man einen stromgeführten Betrieb der Anlagen, kann ähnlich wie bei einem wärmegeführten Betrieb eine höhere Stromproduktion in der Peakzeit unterstellt werden. Daher kann mit den Substitutionsfaktoren für Biogasanlagen gerechnet werden. Der Minderungsfaktor liegt **2006** damit ebenfalls bei **799 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Durch die veränderte Verdrängung konventioneller Erzeugung in **2007** sinkt der spezifische Minderungsfaktor auf **790 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### Photovoltaik

Die Simulationsergebnisse für Photovoltaik zeigen, dass 50 % Steinkohlekraftwerke und 50 % Erdgaskraftwerke ersetzt werden. Es werden also Mittel- und Spitzenlastkraftwerke verdrängt. Für **Photovoltaik** ergibt sich ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor von 727 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Berücksichtigt man darüber hinaus auf Grund der unsicheren Einspeisung und der Prognosefehler einen verstärkten Betrieb des konventionellen Kraftwerkparks in Teillast sowie häufigere Startvorgänge, reduziert sich der Einsparfaktor etwas. Bewertet man diese Effekte wie bei der Windenergie pauschal mit einer Einsparminderung von 7 %, liegt der Minderungsfaktor bei **676 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Auf Grund der Einspeisung, die nur am Tage stattfindet, verändert sich die Substitution von 2006 auf 2007 kaum. Daher kann auch 2007 mit demselben Minderungsfaktor gerechnet werden.

### Spezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor für alle erneuerbaren Energien 2006

Betrachtet man alle erneuerbaren Energien zusammen, ergibt sich 2006 eine Gesamteinsparung an 60,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dominiert werden die Einsparungen durch die Erzeugung aus Windenergie sowie durch Wasserkraft bzw. Biomasse. Der spezifische Minderungsfaktor gewichtet über die Energiemengen für alle erneuerbare Energien einschließlich der Wasserkraft liegt für 2006 bei **0,821 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>** (s. Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2006

	<b>Strommenge 2006*</b> [GWh]	<b>CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor</b> [kg/kWh <sub>el</sub> ]	<b>Vermiedene Emissionen</b> [Mio. t CO <sub>2</sub> ]
Wasserkraft	21.600	0,884	19,1
Windenergie	30.500	0,781	23,8
Photovoltaik	2.000	0,676	1,4
Biogene Festbrennstoffe (inkl. biogener Abfall)	10.800	0,852	9,2
Biogene flüssige Brennstoffe	1.600	0,799	1,3
Biogas	5.400	0,799	4,3
Klär- und Deponiegas	1.900	0,799	1,5
Geothermie	0,4	0,884	0,0
<b>Gesamt</b>	<b>73.800</b>	<b>0,821</b>	<b>60,6</b>

\* Strommenge nach BMU, nur Berücksichtigung von direkten Emissionen im Betrieb

### Spezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor für alle erneuerbaren Energien 2007

Insgesamt fällt die spezifische CO<sub>2</sub>-Minderung in 2007 etwas geringer als in 2006 aus. Dafür sind die bereits in Kapitel 5 genannten Gründe verantwortlich. Auf Grund der um 27 TWh geringeren Bruttostromerzeugung der Kernkraftwerke in 2007 rutscht das Grundlastband für Braunkohle weiter nach unten. Zusätzlich bewirken die niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise einen relativen Vorteil der Braunkohleerzeugung gegenüber der Steinkohleerzeugung. Dadurch wird das Braunkohleband durch die erneuerbaren Energien seltener beeinflusst. Die Steinkohle rutscht verstärkt in den Mittellastbereich und wird damit hauptsächlich durch erneuerbare Energien substituiert. Bei Erdgas steigt die verdrängte Strommenge im Vergleich zu 2006 absolut gesehen leicht an. Der relative Anteil bleibt konstant. Die nachfolgende Tabelle zeigt die spezifischen CO<sub>2</sub>-Faktoren für die einzelnen Erneuerbaren-Sparten.

Tabelle 6-2: Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2007

	<b>Strommenge 2007*</b> [GWh]	<b>CO<sub>2</sub>-Minderungs- faktor</b> [kg/kWh <sub>el</sub> ]	<b>Vermiedene Emissionen</b> [Mio. t CO <sub>2</sub> ]
Wasserkraft	20.700	0,828	17,1
Windenergie	39.500	0,762	30,1
Photovoltaik	3.500	0,676	2,4
Biogene Festbrennstoffe (inkl. biogener Abfall)	11.700	0,820	9,6
Biogene flüssige Brennstoffe	2.600	0,790	2,1
Biogas	7.400	0,790	5,8
Klär- und Deponiegas	2.100	0,790	1,7
Geothermie	0,4	0,828	0,0
<b>Gesamt</b>	<b>87.500</b>	<b>0,786</b>	<b>68,7</b>

\* Strommenge nach BMU, nur Berücksichtigung von direkten Emissionen im Betrieb



## 7 Fazit und Ausblick

Die Untersuchungen zeigen, dass es zu beachtlichen Emissionsminderungen durch erneuerbare Energien im Stromsektor kommt. Die vornehmlich verdrängte Erzeugung sind Kraftwerke im Mittellast und Spitzenlastbereich. Mit wachsender Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden auch immer häufiger typische Grundlastkraftwerke in ihrer Stromproduktion substituiert. Der Vergleich zwischen 2006 und 2007 zeigt in diesem Zusammenhang eine Ausnahme, da die Erzeugungsleistung der klassischen Grundlastkraftwerke (Braunkohle und Kernkraft) auf Grund der Ausfälle mehrerer Kernkraftwerke deutlich reduziert war. Für die nächsten Jahre ist daher wieder mit einer stärkeren Reduktion der Einspeisung aus Braunkohlekraftwerken zu rechnen. Eine besondere Situation bestand auch in den niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen in der zweiten Hälfte 2007, die kohlebasierte Kraftwerke (insbesondere Braunkohle) im Vergleich zu Kraftwerken auf Basis anderer Brennstoffe verbilligt haben. Auch hier ist in Zukunft mit höheren CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen zu rechnen.

Für eine zukünftige Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch erneuerbare Energien spielen daher zum einen die absoluten Mengen der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die Struktur des Grund- und Mittellastbandes zentrale Rollen. Eine Ausweitung der Erzeugung aus Kernkraftwerken sowie steigende CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise schieben dabei die Braunkohlekraftwerke stärker in den Mittellastbereich. In diesem Bereich werden sie verstärkt durch erneuerbare Energien verdrängt. Eine exakte Bilanzierung ist nur mit Hilfe einer Simulationsrechnung möglich. Für eine erste Abschätzungen können die Zahlen aus 2006 (hoher Kernenergieanteil, hohe CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise) und 2007 (niedriger Kernenergieanteil, niedrige CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise) dienen.

Basis der Untersuchung zu Einsparungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor ist der Vergleich des derzeitigen Energiesystems mit einem Vergleichssystem. Als Vergleichssystem wird der bestehende konventionelle Kraftwerkspark ohne die erneuerbaren Energien verwendet. Die zu deckende Stromnachfrage ist in beiden Fällen die selbe. Die ermittelten Unterschiede ergeben sich daher aus einer unterschiedlichen Betriebsweise des bestehenden Kraftwerkssystems. Veränderungen, die sich aus dem Einsatz erneuerbarer Energieträger im Stromsektor auf die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks ergeben, werden im Rahmen dieser Untersuchung zunächst nicht berücksichtigt. Dieses Vorgehen wird gewählt, da der Einfluss der bestehenden Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen auf die derzeitige Struktur noch als gering eingeschätzt wird.

Eine Veränderung der Kraftwerksparkstruktur ist auf Grund der langen Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke sowie der langen Planungsphasen bei einem Neubau

ein länger andauernder Prozess. Die Investitionsentscheidungen für die in den letzten Jahren neu gebauten konventionellen Kraftwerke sind daher in einer Zeit getroffen worden, als der Anteil erneuerbarer Energien noch sehr gering war.

Ein Großteil der Erzeugung erneuerbarer Energien ist erst in den letzten Jahren zugebaut worden, so dass ein Effekt auf die Struktur der konventionellen Kraftwerke durch diese Anlagen eher mittelfristig für die Zukunft erwartet werden kann, z. B. durch einen steigenden Anteil flexibler Mittellastkraftwerke.

## Literatur

- AG Energiebilanzen: <http://www.ag-energiebilanzen.de>, Veröffentlichung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zu Stromerzeugung und Einsatz von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung, besucht am 31.03.2008
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU] (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. [http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg\\_2004/gesamt.pdf](http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg_2004/gesamt.pdf), downloaded 10.4.2007
- BMU (2008): Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2007 (Stand 12. März 2008), auf Grundlage der Arbeitsgruppe Erneuerbaren Energien-Statistik (AGEE-Stat), online unter [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_hintergrund2007.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_hintergrund2007.pdf)
- BMU (2007): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), online unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40342/>
- Bundesverband Solarwirtschaft (2008): Statistische Zahlen der deutschen Photovoltaikbranche (Stand April 2008), online unter [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content\\_files/faktenblatt\\_pv\\_0408.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/faktenblatt_pv_0408.pdf)
- DESTATIS (2008): Statistisches Bundesamt, persönliche Kommunikation Frau Lenz, Bereich Energie- und Wasserversorgung, Monatsbericht der Elektrizitätsversorgung 2003 – 2007
- E.ON (2005): E.ON Windreport. [http://www.eon-avacon.com/ContentFiles/Internet/Downloads/E.ON\\_Netz\\_Windreport\\_2005.pdf](http://www.eon-avacon.com/ContentFiles/Internet/Downloads/E.ON_Netz_Windreport_2005.pdf), downloaded 15.1.2006
- EEX (2008): European Energy Exchange: EU-Emissionsberechtigungen 2005 bis 2007 online unter <http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten> besucht 31.3.2008
- ISI (2005): Klobasa, M.; Ragwitz, M.: Gutachten zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- Klobasa, M.; Ragwitz, M. (2005): Simulation der Windeinspeisung in Deutschland und Rückwirkungen auf den Kraftwerksbetrieb. Proceedings IEWT 2005 – Energiesysteme der Zukunft: Herausforderungen und Lösungspfade : 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien
- Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, Zürich: Eidgenössische Technische Hochschule

- Möst, D.; Genoese, M.; Rentz, O. (2005): Sensitivitätsanalyse der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Elektrizitätssektor bei Gas- und Zertifikatspreisvariationen. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 05 (4), pp. 301-312
- Sensfuß, F. (2003): Entwicklung einer Prognose des Lastprofils der Stromspeisung erneuerbarer Energien bis 2020. Praxisarbeit, Universität Flensburg
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M. (2003): Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Off-Shore-Anteils in Deutschland bis 2020. Proceedings IEWT 2003 – Die Zukunft der Energiewirtschaft im liberalisierten Markt, 3. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien
- Sensfuß, F. (2008): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector An agent-based simulation approach. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH). Fortschritt-Berichte Reihe 16 Nr. 188. VDI Verlag, Düsseldorf
- Reisi (2008): Windmonitor – Monatliche Neuinstallationen in den letzten zwei Jahren. Online: [http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=24&lang=de](http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=24&lang=de)
- Roth, H.; Brückl, O.; Held, A. (2005): Windenergiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke. Wagner, U. (Hrsg.), München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik
- VDN 2008: EEG-Windenergieeinspeisung Januar bis Dezember 2007. Online unter [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Archiv\\_Prognosedaten\\_und\\_vorlaeufige\\_Ist-Werte\\_2007](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Archiv_Prognosedaten_und_vorlaeufige_Ist-Werte_2007)