

Marian Klobasa, Frank Sensfuß

CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011 – Gutachten –

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

Karlsruhe, Mai 2013

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)
Dr. Frank Sensfuß (frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Einleitung	1
2 Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien.....	2
2.1 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	2
2.2 Einspeiseprofil erneuerbarer Energien	4
3 Struktur des fossilen Kraftwerksystems.....	11
3.1 Elektrische Erzeugungskapazitäten.....	11
3.2 Zertifikate und Brennstoffpreise	15
3.3 Counterfactual Szenario	16
4 Substitution der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien	18
5 CO₂-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien	20
6 Import/Export Bilanz und Erneuerbare Einspeisung	22
7 Fazit und Ausblick.....	28
Literatur.....	29
8 Anhang	30
8.1 Integration der Import- und Exportströme in die Kraftwerkseinsatzmodellierung.....	30
8.2 Beschreibung des PowerACE Modells	31

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Stromerzeugung aus Wind, Wasserkraft, PV und Biomasse von 2008 bis 2011	2
Abbildung 2: Stromerzeugung aus Gasen, Offshore Wind, biogenem Abfall, flüssiger Biomasse und Geothermie von 2008 bis 2011	3
Abbildung 3: Jährlicher Kapazitätszubau Erneuerbarer Energien von 2008 bis 2011	4
Abbildung 4: Monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke der Energieversorger von 2003 bis 2011	5
Abbildung 5: Tagesprofil am dritten Mittwoch im Monat der Laufwasserkraftwerke für die Monate Januar bis Dezember (2009 bis 2011)	5
Abbildung 6: Monatliche Windeinspeisung in 2008 bis 2010 sowie mittlere Windeinspeisung von 2003 bis 2007	6
Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Windeinspeisung in Deutschland insgesamt in 2010	7
Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der Windeinspeisung in Deutschland insgesamt in 2011	7
Abbildung 9: Monatliche Einspeisung der PV-Anlagen als Anteil an der Jahreserzeugung in 2010 und 2011	8
Abbildung 10: Zeitlicher Verlauf der PV Einspeisung in 2010	9
Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der PV Einspeisung in 2011	9
Abbildung 12: Mittleres Einspeiseprofil der Biomasse in der 50 Hertz Regelzone in 2010 und 2011	10
Abbildung 13: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugungskapazität in Deutschland von 2007 bis 2011	11
Abbildung 14: Zubau an Kraftwerkskapazitäten (Braunkohle, Erdgas und Pumpspeicher) von 2007 bis 2012	12
Abbildung 15: Monatliche Brutto-Erzeugung der deutschen Kernkraftwerke in 2010 und 2011	12
Abbildung 16: Anteil des monatlichen Stromverbrauchs am Jahresstromverbrauch von 2008 bis 2011	14
Abbildung 17: Tägliche Preise für Zertifikate im europäischen Emissionshandel von 2008 bis 2011	15
Abbildung 18: Entwicklung der Brennstoffpreise von 2008 bis 2011	16

Abbildung 19:	Substituierte Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch Erneuerbare Energien in 2010	18
Abbildung 20:	Substituierte Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch Erneuerbare Energien in 2011	19
Abbildung 21:	Stromimport und Export, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Importsaldo nach Monaten in 2010.....	22
Abbildung 22:	Stromimport und Export, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Importsaldo nach Monaten in 2011.....	23
Abbildung 23:	Darstellung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Netto-Exportstrom aus Deutschland in die Nachbarländer	24
Abbildung 24:	Darstellung der Residuallast in Deutschland und des Netto-Exportstroms	25
Abbildung 25:	Darstellung der EPEX-Spot Preise und des Netto-Exportstroms	25
Abbildung 26:	Mittelwerte der Einspeisung Erneuerbarer Energien bzw. der Residuallast in Abhängigkeit der Netto-Exportströme in 2010 und 2011	26
Abbildung 27:	Zeitreihe des Netto-Exports von Strom aus Deutschland in die Nachbarländer in 2010	30
Abbildung 28:	Zeitreihe des Netto-Exports von Strom aus Deutschland in die Nachbarländer in 2011	31
Abbildung 29:	Struktur des Strommarktmodells PowerACE.....	32

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Erzeugungskapazitäten der in Betrieb befindlichen und stillgelegten Kernkraftwerke	13
Tabelle 2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland von 2007 bis 2011	14
Tabelle 3: Zusätzlich implementierte Kraftwerke im Counterfactual Szenario 2010	17
Tabelle 4: Zusätzlich implementierte Kraftwerke im Counterfactual Szenario 2011	17
Tabelle 5: Substitutionsfaktoren und CO ₂ -Minderungsfaktor in 2010 und 2011	20
Tabelle 6: Spezifische CO ₂ -Minderungsfaktoren für Erneuerbare Energien in 2010	21
Tabelle 7: Spezifische CO ₂ -Minderungsfaktoren für Erneuerbare Energien in 2011	21

1 Einleitung

Die Förderung der Erneuerbaren Energien verfolgt als ein zentrales Ziel die CO₂-Emissionen im Stromsektor zu reduzieren. Im Rahmen der Evaluation des Ausbaus Erneuerbarer Energien werden die erreichten Einsparungen jährlich durch die Arbeitsgemeinschaft Erneuerbaren Energien Statistik ausgewiesen. Das vorliegende Gutachten untersucht dafür modellgestützt die erreichten Einsparungen für 2010 und 2011 und stellt damit ein Update zu den vorhergehenden Gutachten für 2006/07 bzw. 2008/09 dar (Klobasa 2005, Klobasa 2009). Im Rahmen des Gutachtens erfolgt eine Anpassung der relevanten Parameter, die zur Berechnung der Einspareffekte notwendig sind. Darunter fällt u.a. der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Über alle Technologien hat sich der Ausbau in 2010 und 2011 weiter fortgesetzt, wobei insbesondere ein starker PV-Zubau stattgefunden hat. Darüber hinaus hat es eine Anpassung der fossilen Kraftwerksstruktur gegeben. Sämtliche großen Neubauprojekte vor allem auf Erdgasbasis werden mit berücksichtigt sowie die Stilllegung von 8 Kernkraftwerken in 2011. Weiterhin werden die Veränderungen bei den Brennstoffpreisen sowie den Zertifikatspreisen für CO₂ berücksichtigt. Sämtliche Parameter verändern die Einsatzreihenfolge des deutschlandweiten Kraftwerksparks (Merit Order) und beeinflussen damit die erzielbaren CO₂-Einsparungen.

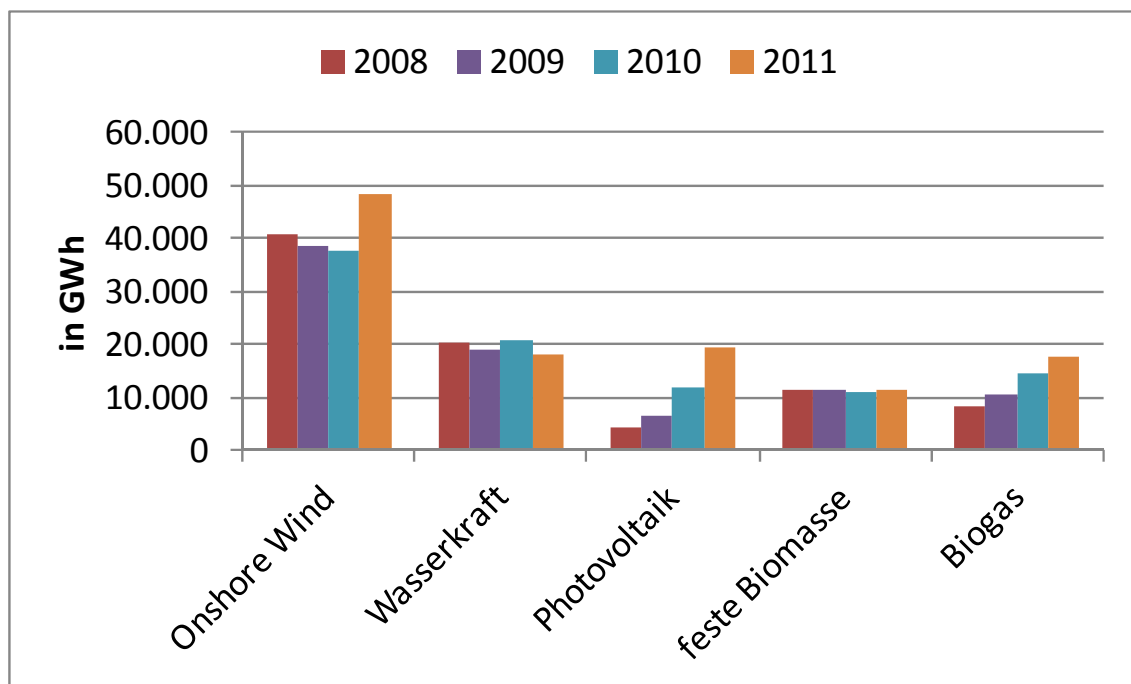
Mittlerweile tragen die Erneuerbaren Energien mit mehr als 20 % zum Endenergieverbrauch für Strom in Deutschland bei. Dadurch ergeben sich auch zunehmend Rückwirkungen auf die an Deutschland angrenzenden Strommärkte. Daher sollen die Import- und Exportströme in Abhängigkeit der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien näher betrachtet werden, um Rückschlüsse über die dadurch erzielten CO₂-Einsparungen zu erhalten. Die grundsätzliche Vorgehensweise und Methodik orientiert sich am bisherigen Vorgehen, um technologiespezifische Einsparfaktoren zu ermitteln. Zur Methodik und zum eingesetzten Kraftwerkseinsatzmodell wird auf die entsprechende Literatur verwiesen (Klobasa 2011, Sensfuß 2008). Wie auch in den vorhergehenden Gutachten werden keine indirekten Emissionen, die beispielsweise durch Vorketten bei der Produktion entstehen, mit berücksichtigt. Die ausgewiesenen Emissionseinsparungen beziehen sich auf direkte Emissionen, die durch einen veränderten Betrieb der fossilen Kraftwerke erzielt werden.

2 Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien

Grundlage für die Modellberechnungen der CO₂-Einsparungen sind die Einspeisungen der Erneuerbaren Energien in 2010 und 2011. In den nachfolgenden beiden Abschnitten sollen daher die in den jeweiligen Jahren installierten Leistungen und erzeugten Energiemengen und sowie die Einspeiseprofile dargestellt werden.

2.1 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

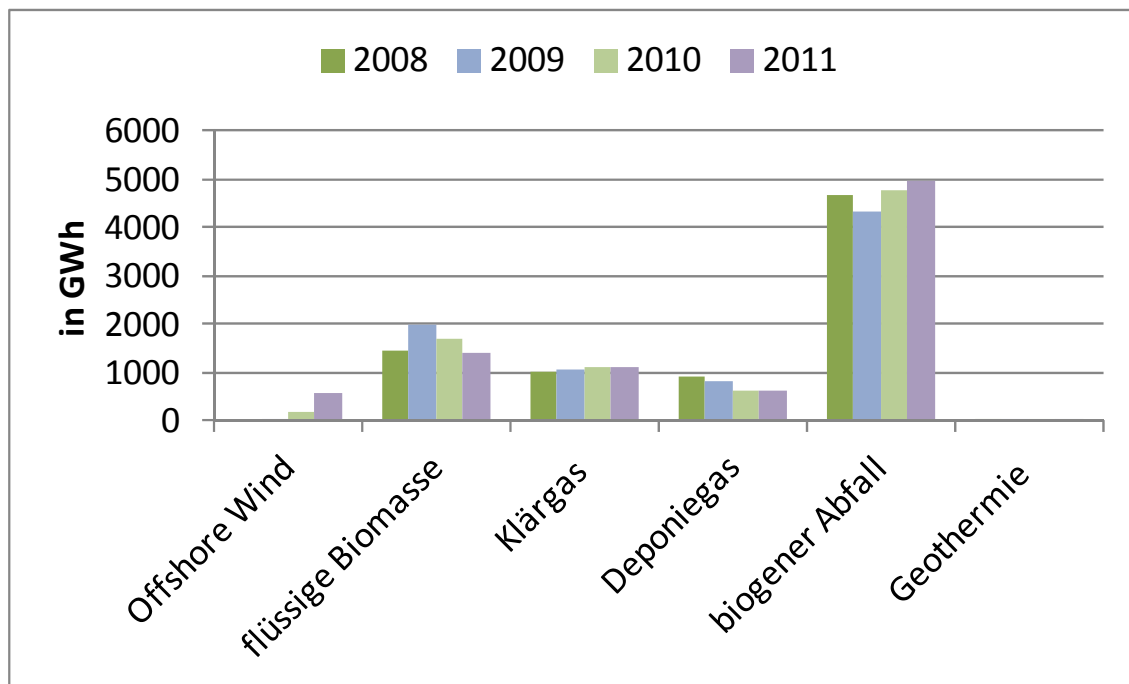
Seit 2008 ist die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien weiter angestiegen und lag in 2010 bei ca. 104 TWh und in 2011 bei 123 TWh. Die Steigerung der Erzeugung ist insbesondere durch einen Anstieg bei der Photovoltaik auf ca. 19 TWh und beim Biogas auf 17,5 TWh in 2011 zu erklären (siehe Abbildung 1). Im Bereich der Windenergie ist die Erzeugung trotz steigender installierter Leistung in 2009 und 2010 im Vergleich zu 2008 leicht auf unter 40 TWh zurückgegangen. In 2011 lag die Stromerzeugung aus Wind dann deutlich über den Vorjahren bei ca. 48 TWh.



Quelle: AGEE-Stat 2012

Abbildung 1: Stromerzeugung aus Wind, Wasserkraft, PV und Biomasse von 2008 bis 2011

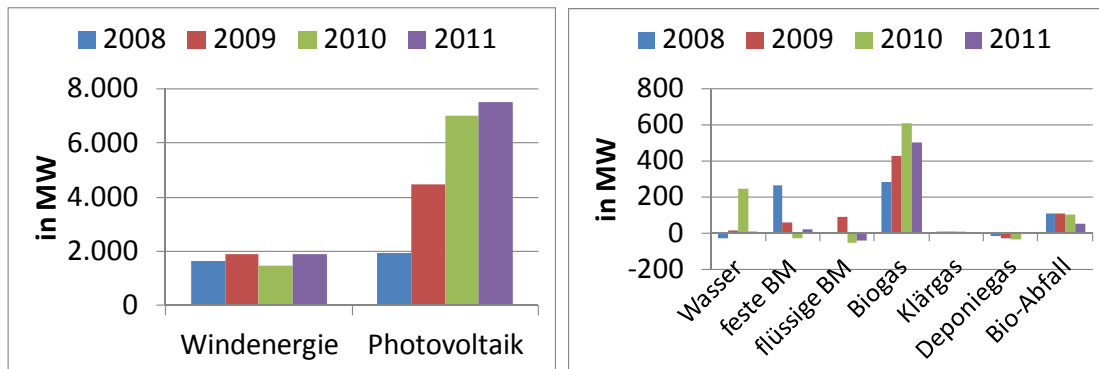
Bei den weiteren Erneuerbaren Energien gab es in 2010 und 2011 zum Großteil eine vergleichbare Erzeugung wie in den beiden Jahren davor. Ein relevanter Anteil an der Erzeugung wurde durch den biogenen Anteil am Abfall beigesteuert. Die Erzeugung lag bei knapp 5 TWh (siehe Abbildung 2). Seit 2009 wächst die Erzeugung aus der Offshore-Windenergie, die 2011 bei mittlerweile 0,6 TWh lag. Die realen Einspeisemengen dienten Eingangsdaten für die Simulation.



Quelle: AGEE-Stat 2012

Abbildung 2: Stromerzeugung aus Gasen, Offshore Wind, biogenem Abfall, flüssiger Biomasse und Geothermie von 2008 bis 2011

Vergleichbar mit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist auch die installierte Leistung in 2010 und 2011 weiter angestiegen. Den stärksten Zubau gab es im Bereich der Photovoltaik mit 7 bzw. 7,5 GW (siehe Abbildung 3). Der Zubau im Windbereich lag knapp unter 2 GW. Die Biomasse legte 600 MW bzw. 500 MW zu. Insgesamt ist die installierte Leistung bei den Erneuerbaren Energien damit auf 56 GW in 2010 und weiter auf 66 GW in 2011 angewachsen. Die Windleistung lag Ende 2010 bei ca. 27 GW und Ende 2011 bei ca. 29 GW. Bei der PV ist die installierte Leistung zunächst auf 17,5 GW (2010) und weiter auf 25 GW (2011) angestiegen. Feste Biomasse lag Ende 2011 bei ca. 2 GW installierter Leistung, Biogasanlagen erreichten etwa 2,8 GW.



Quelle: AGEE-Stat 2012

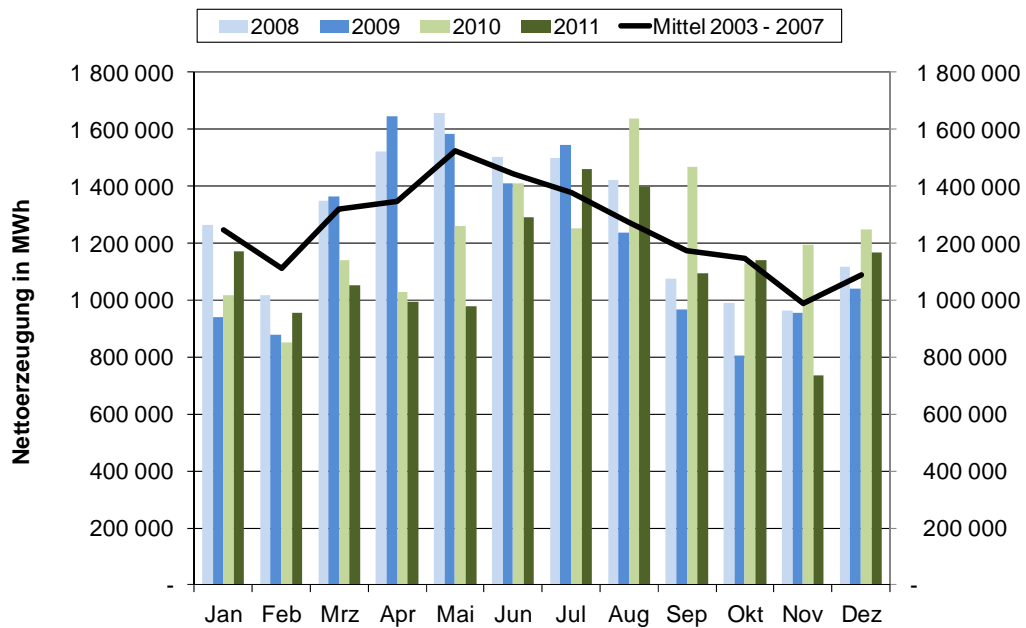
Abbildung 3: Jährlicher Kapazitätszubau Erneuerbarer Energien von 2008 bis 2011

2.2 Einspeiseprofil erneuerbarer Energien

Eingangsparameter für die Modellierung der CO₂-Einsparung durch Erneuerbare Energien ist das Einspeiseprofil der einzelnen Erneuerbaren Energien Technologien. Einspeiseprofile für Wind und PV werden auf Grund von Transparenzanforderungen, die im EEG formuliert sind, durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Für die anderen Erneuerbaren Technologien sind häufig detaillierte Kenntnisse über das Einspeiseprofil nicht bekannt. Nachfolgend werden die Datengrundlagen und die Einspeisecharakteristika für 2010 und 2011 dargestellt, die im Rahmen der Modellierung verwendet werden.

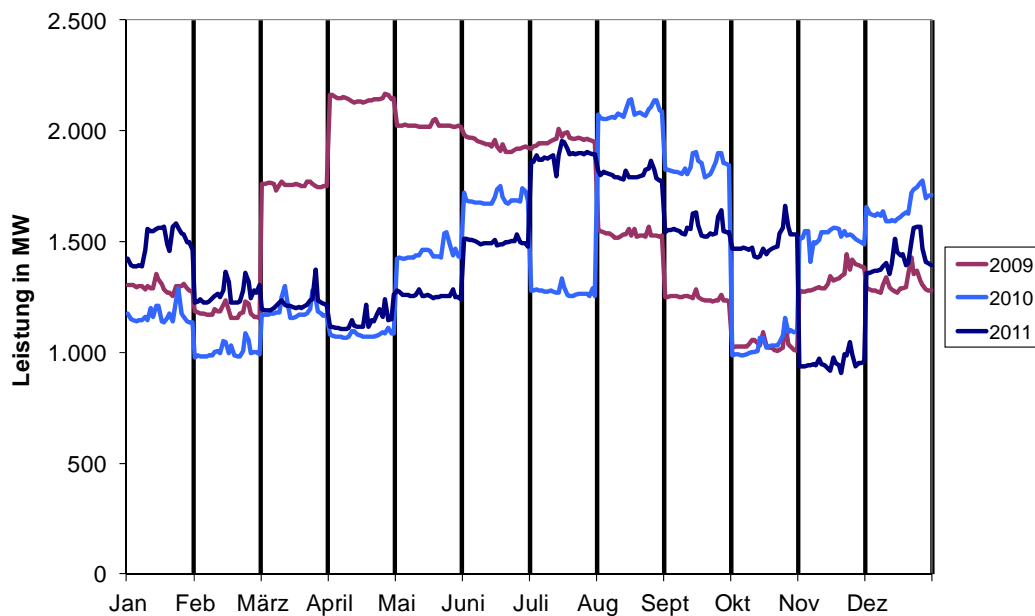
Wasserkraft

In 2010 und 2011 lag die Einspeisung aus der Wasserkraft anders als in den Jahren davor am höchsten in den Sommermonaten (siehe Abbildung 4). Die Einspeisung im Frühjahr (März bis Mai) fiel dagegen geringer aus als in den Jahren davor. Das Einspeiseprofil der Laufwasserkraft ist bei einem Großteil der Wasserkraftwerke ein Bandprofil (siehe Abbildung 5). Einige Kraftwerke sind in der Lage einen Schwellbetrieb zu fahren und reagieren damit in geringem Umfang auf die Strompreise. Für die Modellierung wird von einem einheitlichen Bandprofil ausgegangen, da die Möglichkeiten für einen Schwellbetrieb nur sehr begrenzt sind.



Quelle: DESTATIS 2012

Abbildung 4: Monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke der Energieversorger von 2003 bis 2011

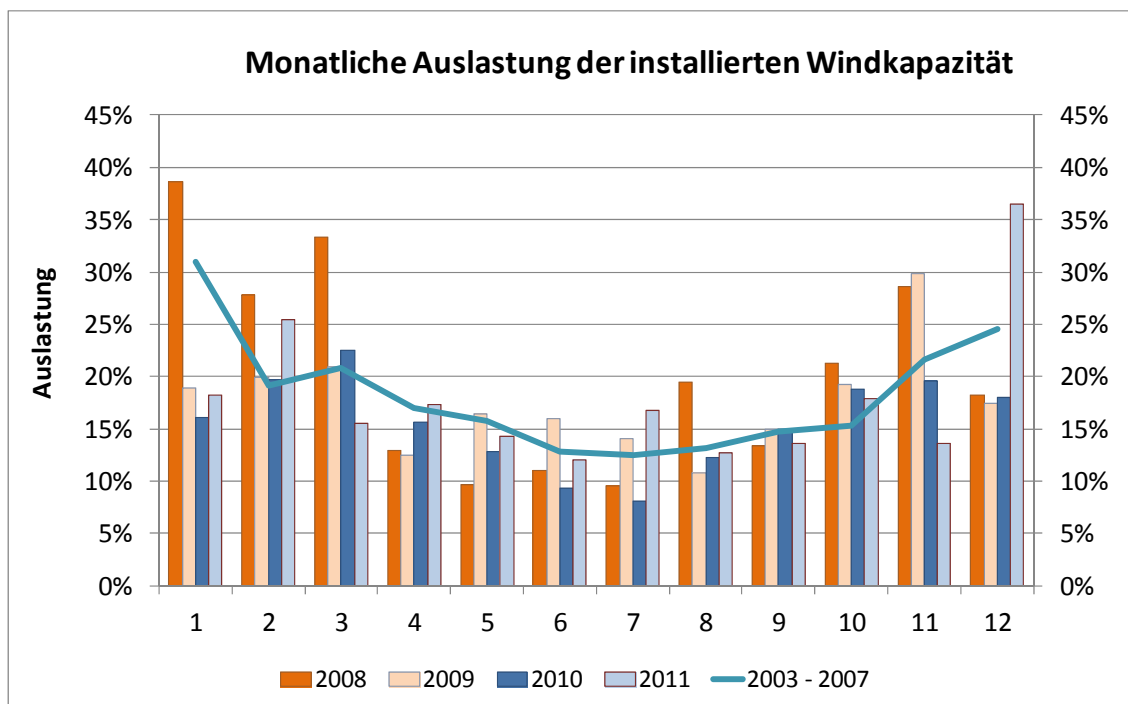


Quelle: DESTATIS 2012

Abbildung 5: Tagesprofil am dritten Mittwoch im Monat der Laufwasserkraftwerke für die Monate Januar bis Dezember (2009 bis 2011)

Windkraft

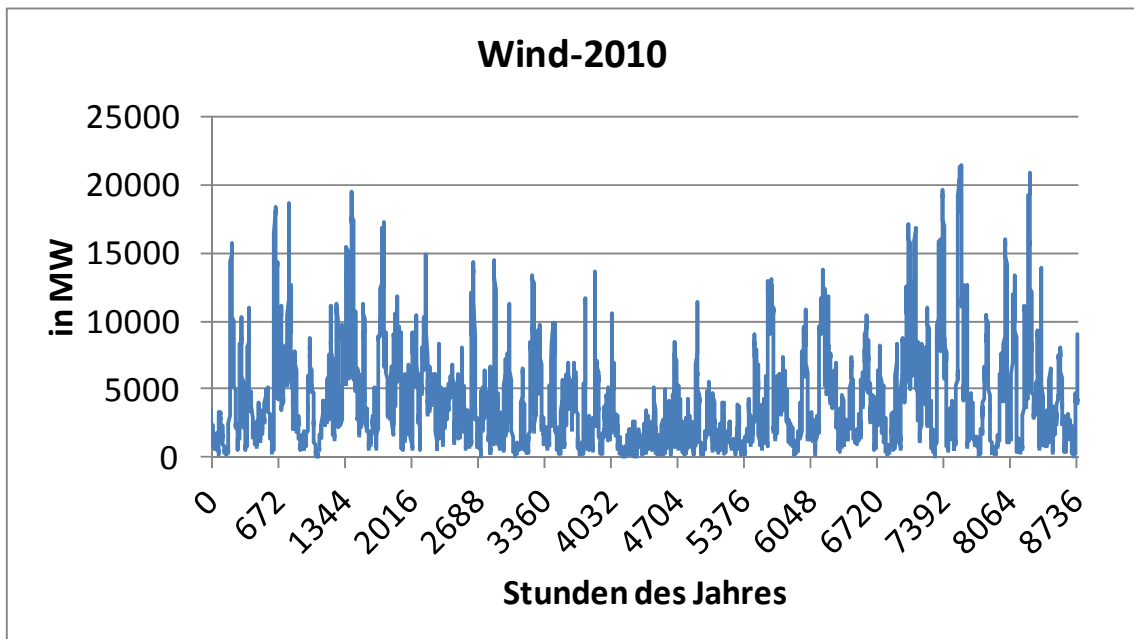
Die Einspeisung der Windenergie war in 2011 relativ durchschnittlich und deutlich höher als in 2010, das ein sehr unterdurchschnittliches Windjahr war. Die stärksten Monate waren Februar und Dezember in 2011 bzw. Februar und März in 2010 (siehe Abbildung 6).



Quelle: EEG-Portal (2012)

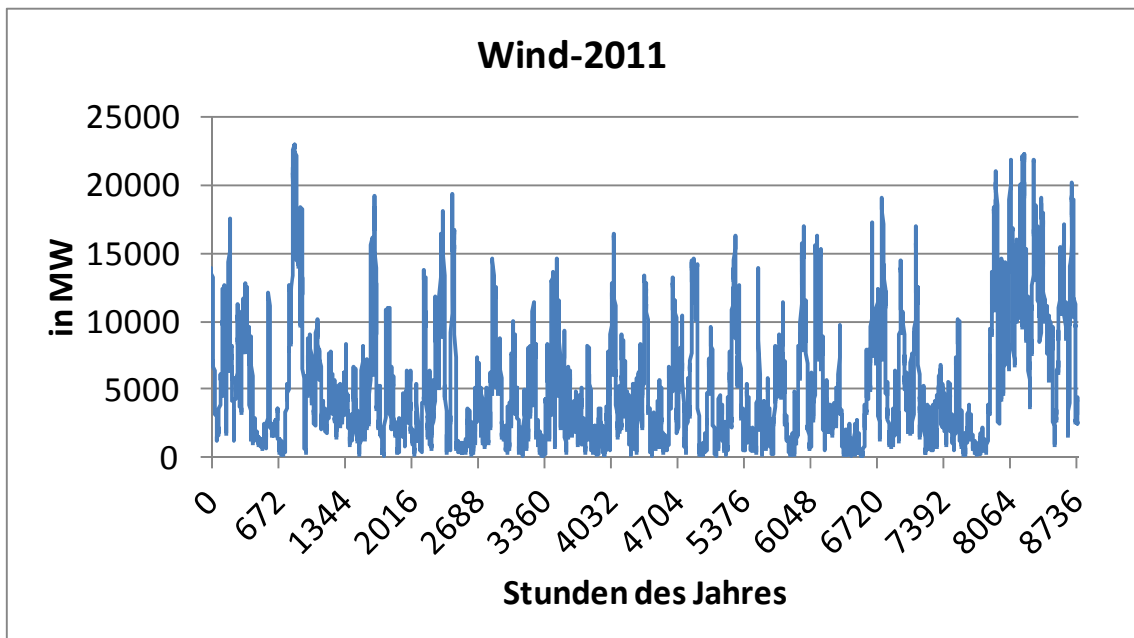
Abbildung 6: Monatliche Windeinspeisung in 2008 bis 2010 sowie mittlere Windeinspeisung von 2003 bis 2007

Die höchste Windeinspeisung in einer Stunde in 2010 wurde im November mit über 21 GW erreicht (siehe Abbildung 7). In 2011 lag die maximale Einspeisung in einer Stunde im Februar 2011 mit ca. 23 GW (siehe Abbildung 8). Für die Modellierung der Windeinspeisung werden diese realen Einspeiseprofile verwendet, die gleichzeitig mit den Einspeiseprofilen der PV-Anlagen sowie der Verbrauchslastkurve korreliert sind.



Quelle: EEG-Portal (2012)

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Windeinspeisung in Deutschland insgesamt in 2010

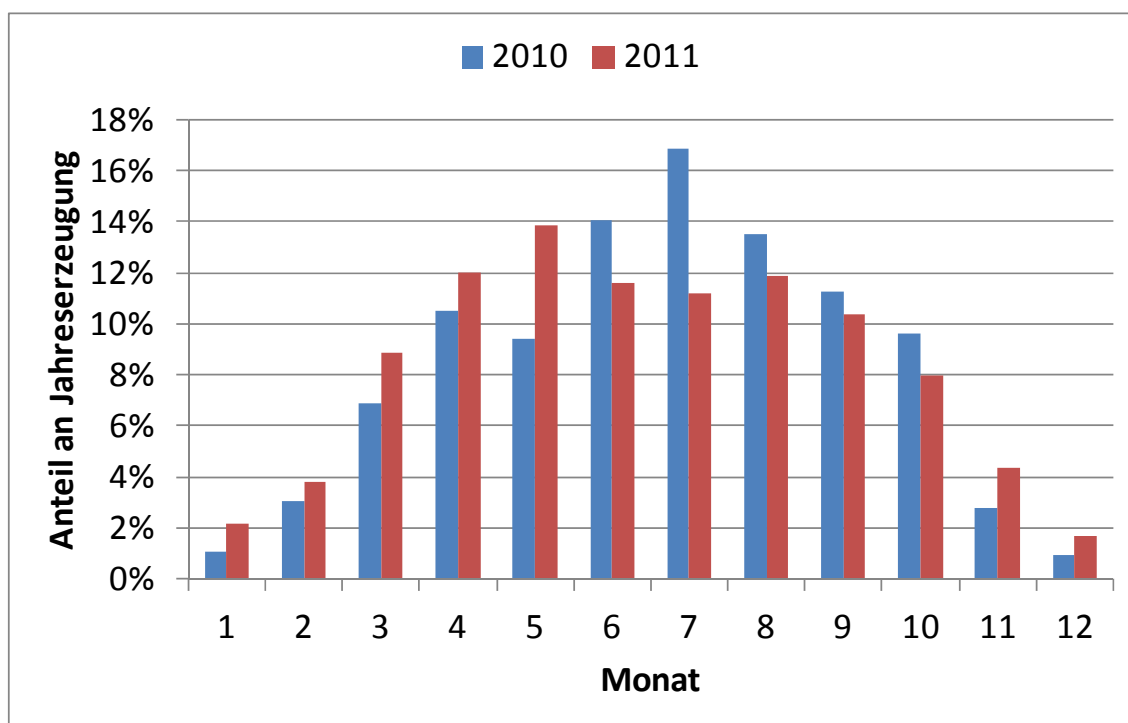


Quelle: EEG-Portal (2012)

Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der Windeinspeisung in Deutschland insgesamt in 2011

Photovoltaik

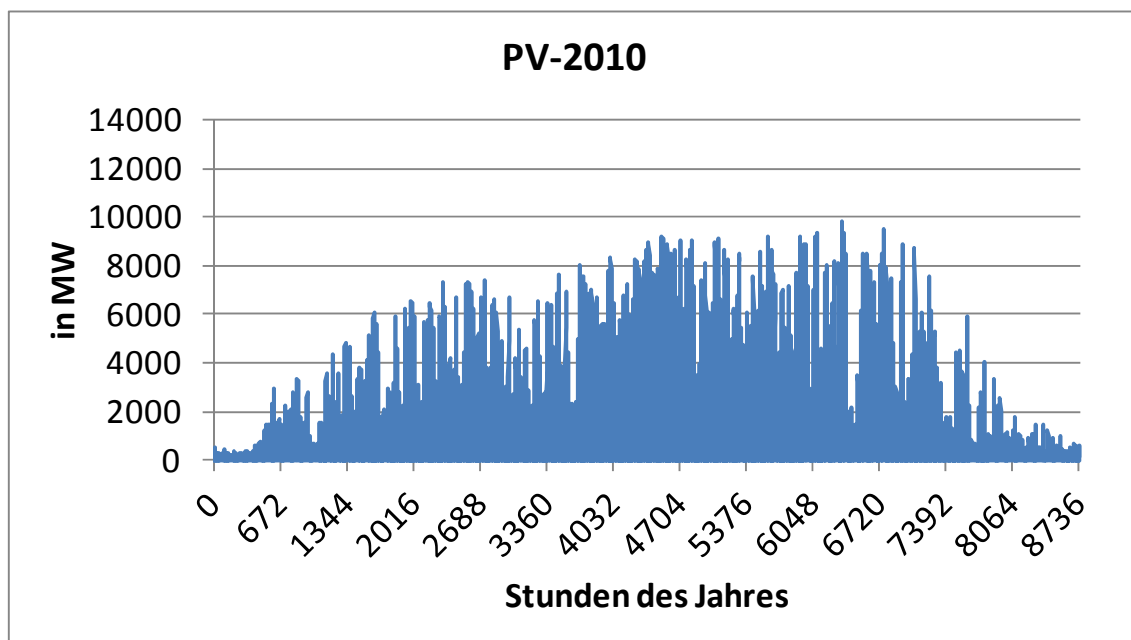
Die PV-Einspeisung konzentriert sich vor allem auf die Sommermonate (siehe Abbildung 9). In 2010 konnte die höchste Einspeisung über einen Monat im Juli erreicht werden. In 2011 war der Mai der ertragreichste Monat. In den Wintermonaten November bis Februar liegt nur ca. 1/10 der Jahreserzeugung, wobei in den sehr schneereichen Monaten Januar bzw. Dezember 2010 nur eine sehr geringe Solareinspeisung von jeweils knapp 1 % der Jahreseinspeisung erzielt wurde.



Quelle: EEG-Portal (2012)

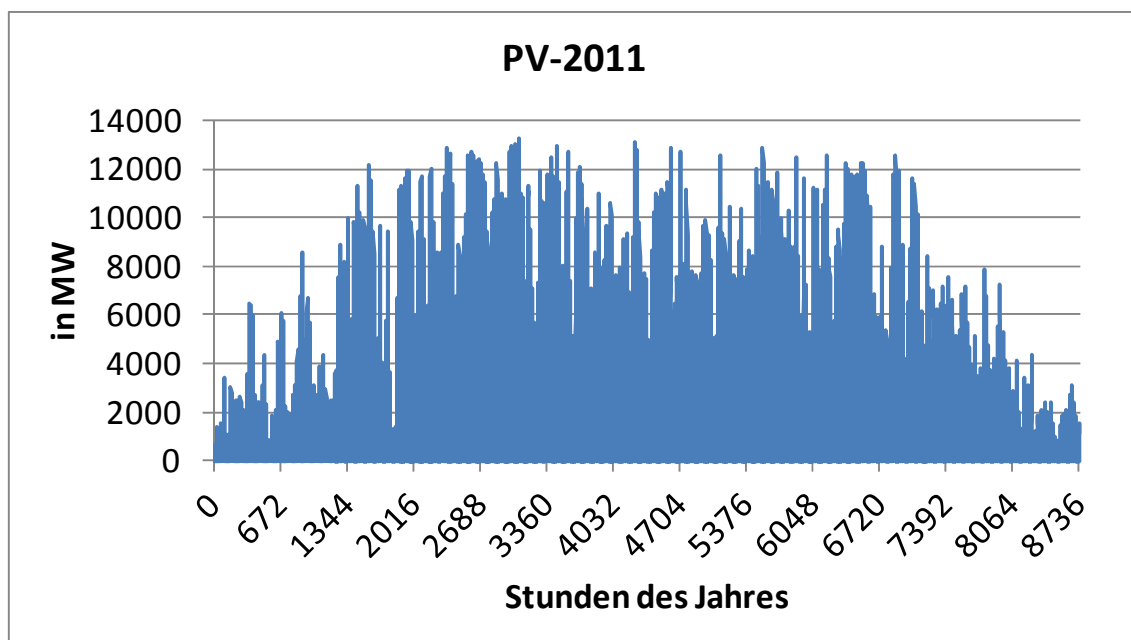
Abbildung 9: Monatliche Einspeisung der PV-Anlagen als Anteil an der Jahreserzeugung in 2010 und 2011

Die höchste Einspeisung in einer Stunde wurde in 2010 im September und in 2011 im Mai mit jeweils ca. 9,8 bzw. ca. 13,3 GW erreicht (siehe Abbildung 10 und Abbildung 11). An einigen Frühjahrstagen werden auch sehr niedrige Einspeisewerte erreicht, so etwa am 17. und 18.3.2011 mit einer Einspeisung von unter 2 GW.



Quelle: EEG-Portal (2012)

Abbildung 10: Zeitlicher Verlauf der PV Einspeisung in 2010

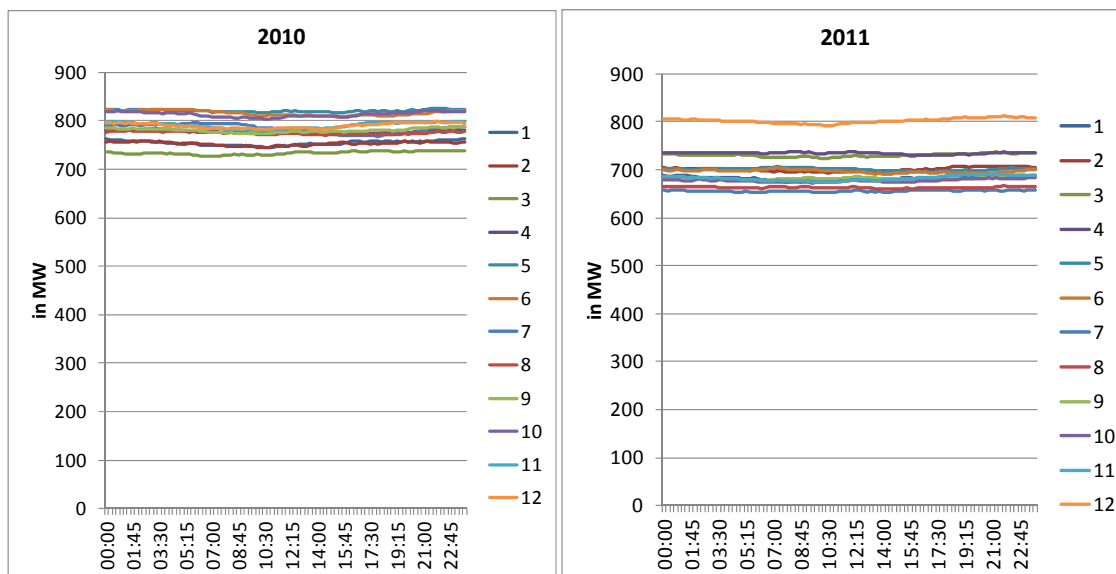


Quelle: EEG-Portal (2012)

Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der PV Einspeisung in 2011

Biomasse

Die Einspeisung aus Biomasse wird im Rahmen der Modellierung als kontinuierlich angenommen. Daten zur Biomasseeinspeisung in der 50 Hertz Regelzone zeigen, dass es kaum ein tageszeitliches Profil bei der Biomasseeinspeisung gibt (siehe Abbildung 12). Auch die monatlichen Schwankungen weisen keinen systematischen Charakter auf.



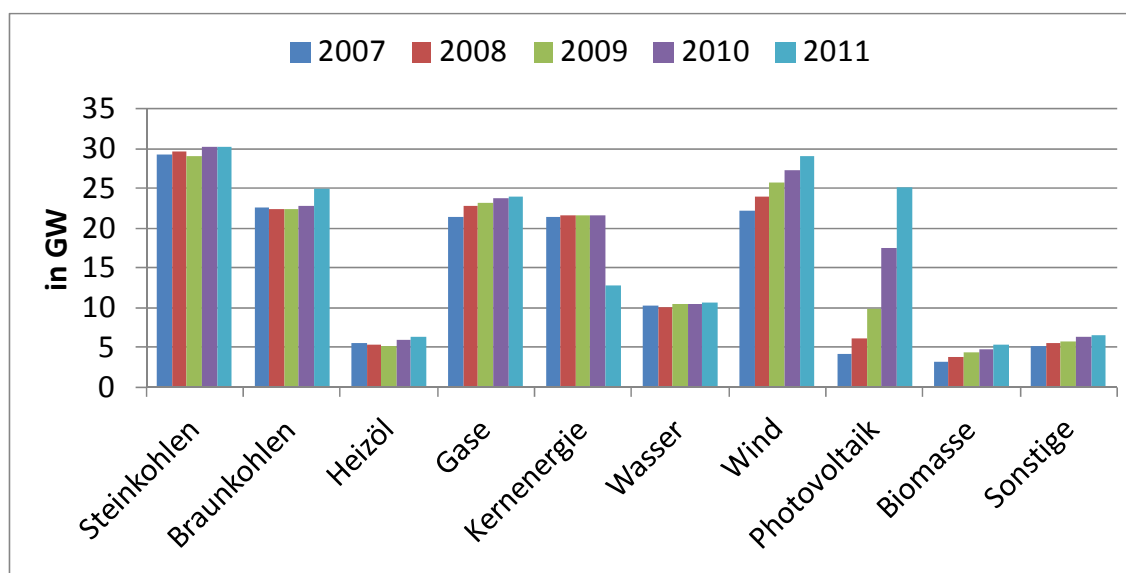
Quelle: 50 Hertz (2013)

Abbildung 12: Mittleres Einspeiseprofil der Biomasse in der 50 Hertz Regelzone in 2010 und 2011

3 Struktur des fossilen Kraftwerksystems

3.1 Elektrische Erzeugungskapazitäten

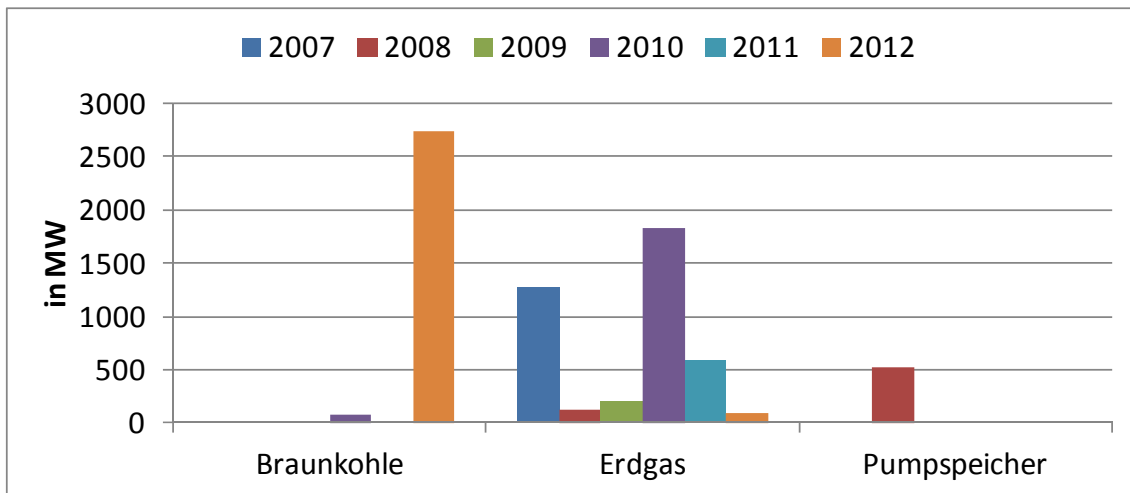
Die Struktur des Kraftwerksparks in Deutschland verändert sich kontinuierlich durch Neubau von Kraftwerken sowie durch Stilllegungen von Bestandsanlagen. So ist die Brutto-Stromerzeugungskapazität mit Ausnahme der Kernenergie über alle Kraftwerksarten von 2007 bis 2011 leicht angestiegen (Abbildung 13). Die größten Erzeugungskapazitäten mit ca. 30 GW bestanden in 2011 bei den Steinkohlekraftwerken. Die Erzeugungskapazität bei der Braunkohle ist in 2011 mit der Aufnahme des Probebetriebes vom Kraftwerk Neurath auf ca. 25 GW angestiegen. Dies entspricht in etwa auch der Erzeugungskapazität der Kraftwerke auf Erdgasbasis.



Quelle: BMWI 2012

Abbildung 13: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugungskapazität in Deutschland von 2007 bis 2011

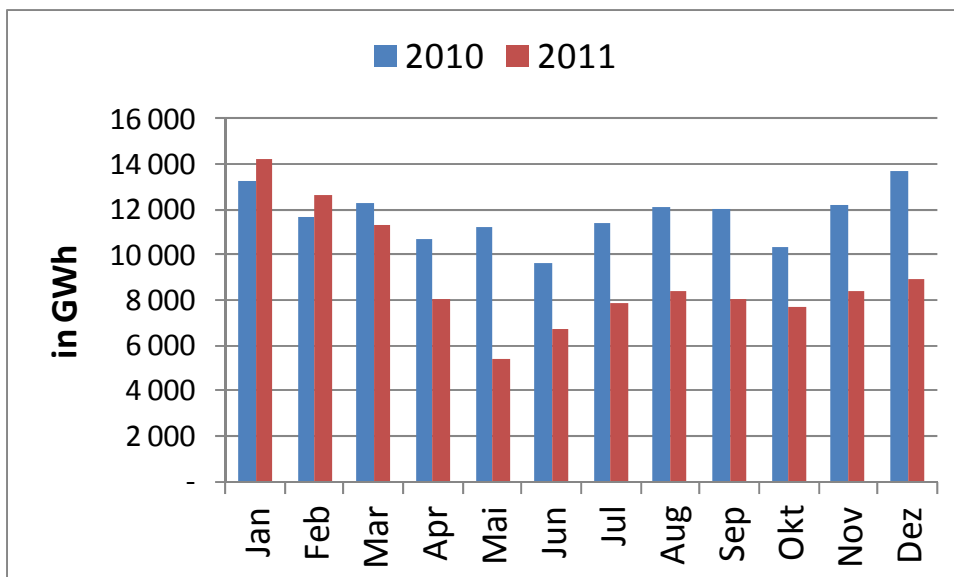
Der Zubau von neuen Kraftwerken basierte im Zeitraum 2007 bis 2012 vor allem auf dem Energieträger Erdgas (siehe Abbildung 14). Hier haben einige neue Kraftwerke ihren kommerziellen Betrieb aufgenommen, darunter das Kraftwerk Irsching (Block 4 und 5) sowie das Gaskraftwerk Emsland in Lingen. Die Braunkohle Neubauten in Neurath und in Boxberg haben in 2012 ihren kommerziellen Betrieb aufgenommen, liefen zum Teil in 2011 bereits im Probebetrieb. Im Netzgebiet der Transnet BW ist das österreichische Pumpspeicherkraftwerk Kopswerk II in Betrieb gegangen.



Quelle: BNetzA 2013

Abbildung 14: Zubau an Netto-Kraftwerkskapazitäten (Braunkohle, Erdgas und Pumpspeicher) von 2007 bis 2012

Im Rahmen des Reaktorunglücks in Fukushima sind in 2011 mehrere deutsche Kernkraftwerke stillgelegt worden. Insgesamt hat sich dadurch die verfügbare Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke um ca. 9 GW reduziert (siehe Tabelle 1). Im Rahmen der Modellierung des Kraftwerkseinsatzes ist die verfügbare Kraftwerksleistung der Kernkraftwerke monats-scharf abgebildet worden, so dass auf diese Weise das Atom-Moratorium mit berücksichtigt werden kann (siehe Abbildung 15).



Quelle: Destatis 2012

Abbildung 15: Monatliche Brutto-Erzeugung der deutschen Kernkraftwerke in 2010 und 2011

Tabelle 1: Erzeugungskapazitäten der in Betrieb befindlichen und stillgelegten Kernkraftwerke

		Elektrische Leistung	
	Standort	MW (brutto)	MW (netto)
in Betrieb	KKG Grafenrheinfeld / Main	1.345	1.275
	KRB Gundremmingen B / Donau	1.344	1.284
	KRB Gundremmingen C / Donau	1.344	1.288
	KWG Grohnde / Weser	1.430	1.360
	KKP Philippsburg 2/ Rhein	1.468	1.402
	KBR Brokdorf / Elbe	1.480	1.410
	KKI 2 Isar / Isar	1.485	1.410
	KKE Emsland / Dortmund-Ems-Kanal	1.400	1.329
	GKN 2 Neckarwestheim / Neckar	1.400	1.310
Summe		12.696	12.068
stillgelegt	KKB Brunsbüttel / Elbe	806	771
	KKU Esensham / Unterweser	1.410	1.345
	KKK Krümmel / Elbe	1.402	1.346
	Biblis A / Rhein	1.225	1.167
	Biblis B / Rhein	1.300	1.240
	KKP Philippsburg 1 / Rhein	926	890
	GKN 1 Neckarwestheim / Neckar	840	785
	KKI 1 Isar / Isar	912	878
Summe stillgelegt		8.821	8.422

Quelle: BMWI 2012

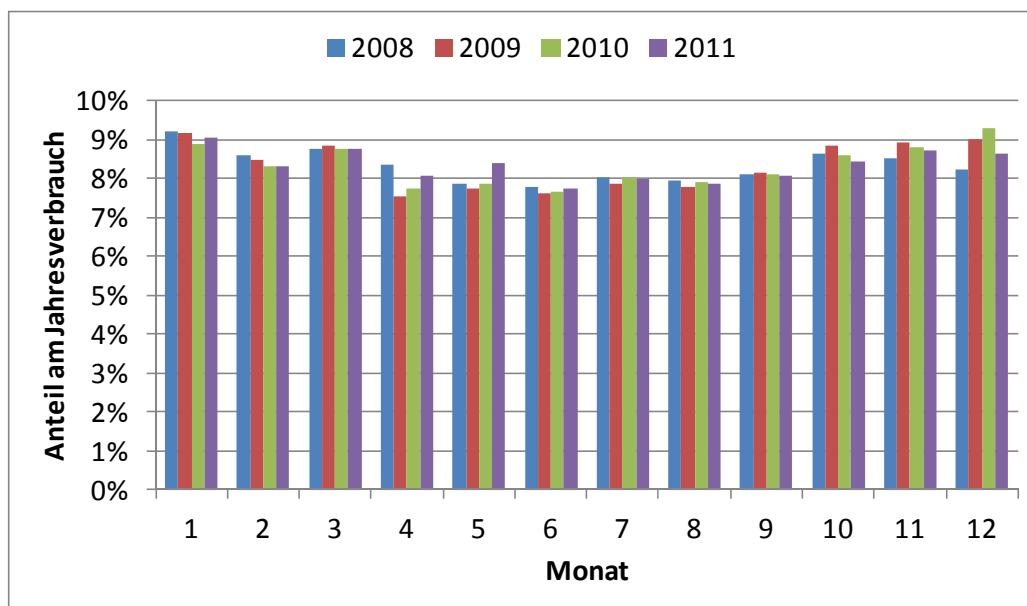
Die Bruttostromerzeugung in Deutschland ist nach der Wirtschaftskrise 2009 in 2010 wieder deutlich auf 630 TWh angestiegen (siehe Tabelle 2). Dabei hat sich die Erzeugung der Kernenergie sowie der Steinkohle und Erdgaskraftwerke erhöht. Darüber hinaus hat sich auch die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien weiter gesteigert. In 2011 ist es dann auf Grund des Atom Moratoriums und der Abschaltung von 8 Kernkraftwerken zu einer deutlichen Reduktion der Bruttostromerzeugung insgesamt nämlich auf 608 TWh und der Erzeugung aus Kernenergie gekommen. Die Erzeugung der fossilen Kraftwerke hat sich bei Steinkohle und Erdgas ebenfalls reduziert. Bei der Braunkohle hat sich ebenso wie bei den meisten Erneuerbaren Energien eine Erhöhung der Stromerzeugung in 2011 ergeben.

Tabelle 2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland von 2007 bis 2011

Bruttostromerzeugung		Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wind	Wasser	PV	sonstige	Summe	Nettoexport
2007	TWh	141	155	142	76	40	28	3	53	637	19
2008	TWh	149	151	125	87	41	27	4	55	638	22
2009	TWh	135	146	108	78	39	25	7	56	593	14
2010	TWh	141	146	117	86	38	27	12	63	630	18
2011	TWh	108	150	112	83	49	24	20	64	609	6
Anteil 2011	%	18	25	18	14	8	4	3	11	100	

Quelle: BMWI 2012

Die Abbildung der Stromnachfrage basiert auf Daten der ENTSO-E, die sowohl die Stromnachfrage als auch den zeitlichen Verlauf der Nachfrage veröffentlichen. Der höchste Verbrauch fällt typischerweise in den Wintermonaten Januar und Dezember an (siehe Abbildung 16). Zwischen den einzelnen Jahren treten geringfügige Unterschiede auf. Der Gesamtstromverbrauch in Deutschland lag in 2010 und 2011 in einer ähnlichen Größenordnung von ca. 550 TWh, wobei hier der Endenergieverbrauch und die Netzverluste berücksichtigt werden.



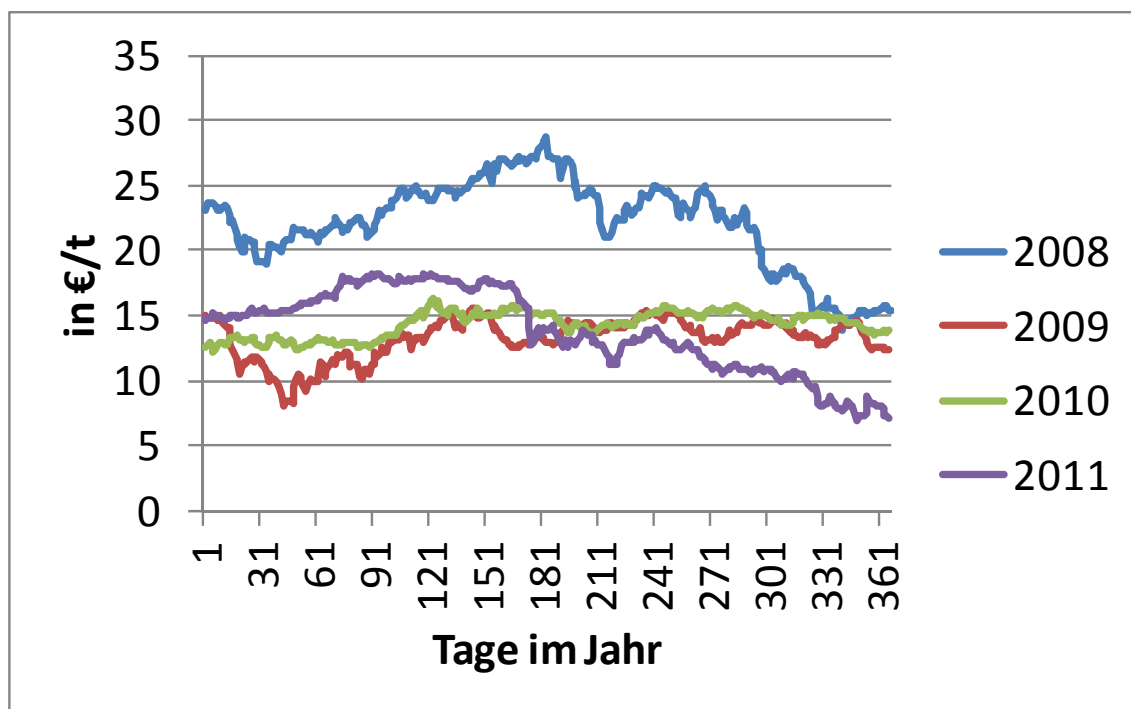
Quelle: ENTSO-E 2012

Abbildung 16: Anteil des monatlichen Stromverbrauchs am Jahresstromverbrauch von 2008 bis 2011

3.2 Zertifikate und Brennstoffpreise

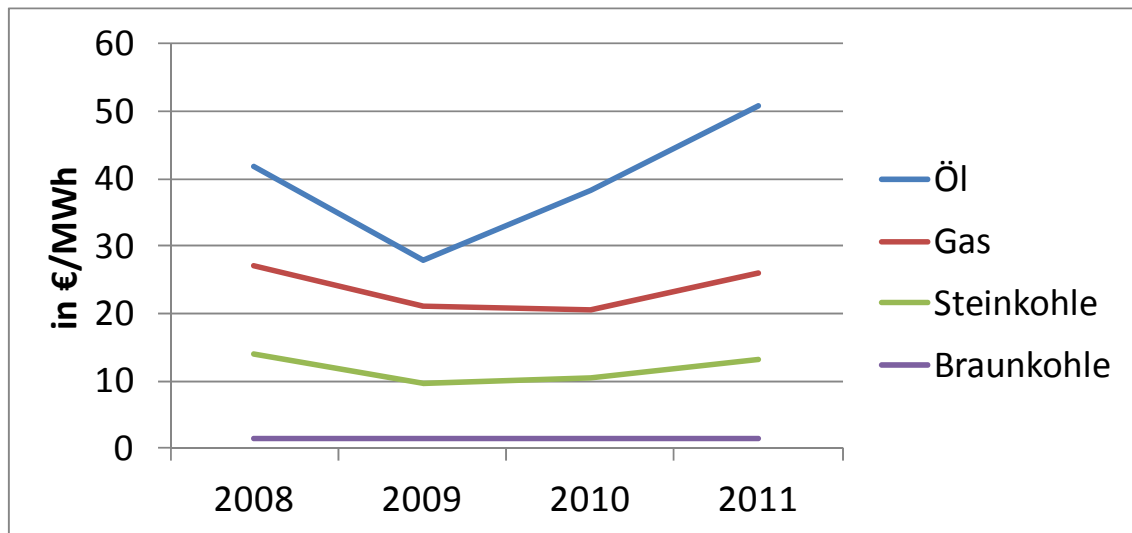
Als weitere Eingangsgröße bei der Berechnung der CO₂-Einsparungen spielen die Preise für Zertifikate im europäischen Emissionsrechtehandel sowie die Brennstoffpreise der Energieträger eine wichtige Rolle. Das Niveau hat sich in 2010 bei ca. 15 €/t bewegt und ist dann Anfang 2011 nochmals leicht angestiegen (siehe Abbildung 17). Die sich dann abzeichnende Überallokation an Zertifikaten in Europa führte zu einem kontinuierlichen Rückgang des Zertifikatepreises bis zum Ende des Jahres.

Die Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle sind in 2010 auf einem ähnlich Niveau geblieben wie in 2009. In 2011 sind dann beide Energieträger im Preis wieder leicht angestiegen (siehe Abbildung 18), jedoch in einem deutlich geringeren Umfang als der Ölpreis.



EEX 2012, EU Emission Allowances Spotmarket

Abbildung 17: Tägliche Preise für Zertifikate im europäischen Emissionshandel von 2008 bis 2011



Quelle: VIK 2012

Abbildung 18: Entwicklung der Brennstoffpreise von 2008 bis 2011

3.3 Counterfactual Szenario

Die Ableitung des Einspareffektes ergibt sich aus einem Vergleich mit einem generischen Kraftwerkspark ohne Erneuerbare Energien (Counterfactual Szenario). Dieser Kraftwerkspark setzt sich aus bestehenden Kraftwerken und zusätzlich implementierten Kraftwerken zusammen, um zu jeder Zeit den Strombedarf decken zu können. Der Import und Export von Strom wird dabei nicht verändert, sondern entspricht den Stromflüssen, die sich mit erneuerbaren Energien tatsächlich eingestellt hat.

Die zusätzliche Leistung, die diese implementierten Kraftwerke haben, wird auf Basis der Residuallast bestimmt. Dabei wird die Kraftwerksleistung solange angehoben, bis die Nachfrage zu jeder Stunde des Jahres durch den Kraftwerkspark gedeckt werden kann. Hierdurch ergibt sich in 2010 eine Leistung von 10 GW, die als zusätzliche Kraftwerke implementiert werden. Dabei wird eine Verteilung von 70 % in Steinkohlekraftwerken und 30 % in Gaskraftwerken unterstellt. Bei der Effizienz dieser Kraftwerke wird davon ausgegangen, dass 5 GW alte Kraftwerke mit niedriger Effizienz sind und der Rest neue Kraftwerke mit hoher Effizienz (siehe Tabelle 3). Für das Counterfactual Szenario in 2011 ist eine zusätzliche Kapazität von 11,3 GW implementiert worden (siehe Tabelle 4). Im Vergleich zu 2010 ist die Kapazität ebenfalls zu 70 % auf Steinkohle und 30 % auf Erdgas verteilt. Die Kapazität an Kraftwerken mit niedriger Effizienz hat sich mit 5 GW ebenfalls nicht verändert.

Tabelle 3: Zusätzlich implementierte Kraftwerke im Counterfactual Szenario 2010

Kraftwerkstyp	Jahr	Leistung in MW	Wirkungsgrad
Steinkohle-Alt	2010	3500	35%
Steinkohle	2010	3500	45%
Gas-GUD-Alt	2010	750	50%
Gas-GUD	2010	750	58%
Gas-GT-Alt	2010	750	30%
Gas-GT	2010	750	40%
Gesamt	-	10000	-

Quelle: eigene Abschätzung

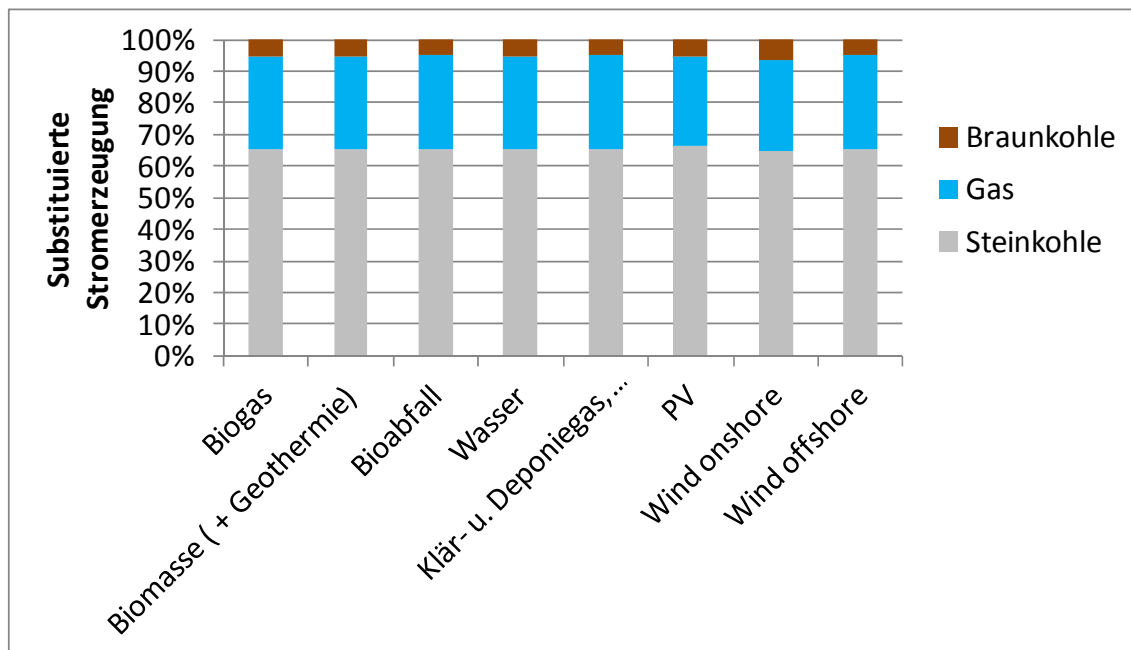
Tabelle 4: Zusätzlich implementierte Kraftwerke im Counterfactual Szenario 2011

Kraftwerkstyp	Jahr	Leistung in MW	Wirkungsgrad
Steinkohle-Alt	2011	3500	35%
Steinkohle	2011	4400	45%
Gas-GUD-Alt	2011	750	50%
Gas-GUD	2011	950	58%
Gas-GT-Alt	2011	750	30%
Gas-GT	2011	950	40%
Gesamt	-	11300	-

Quelle: eigene Abschätzung

4 Substitution der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien

Die Simulationsläufe zeigen, dass durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien vornehmlich Steinkohlekraftwerke in ihrer Erzeugung substituiert werden. Zu einem weit aus geringeren Anteil werden auch Erdgaskraftwerke in ihrer Erzeugung verdrängt. Die Substitutionsfaktoren in 2010 lagen über alle Erneuerbaren Energien zusammen bei 65 % Steinkohle, bei 29 % Erdgas und bei 6 % Braunkohle. Betrachtet man die Substitutionswirkungen der einzelnen Erneuerbaren Technologien ergeben sich nur sehr geringe Unterschiede (siehe Abbildung 19). So war die Verdrängung einer Stromerzeugung aus Braunkohle bei Wind onshore sowie bei der Wasserkraft etwas höher als bei den anderen Erneuerbaren Technologien.

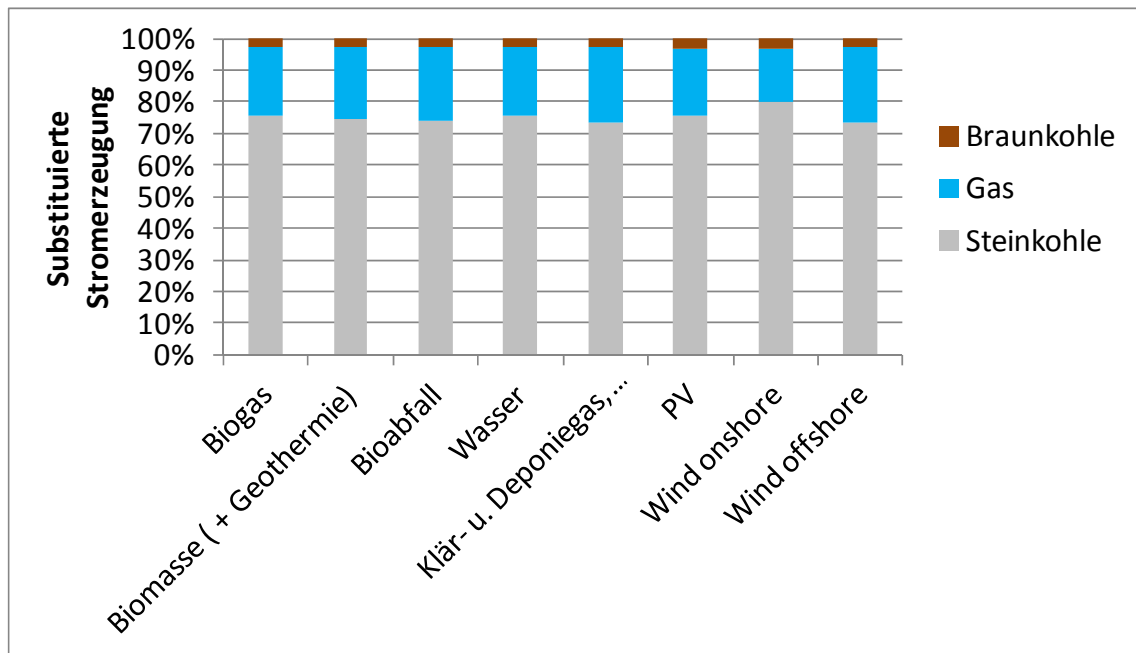


Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 19: Substituierte Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch Erneuerbare Energien in 2010

In 2011 wird deutlich weniger Stromerzeugung auf Basis von Erdgas substituiert. Auch der Anteil an substituiertem Stromerzeugung mit Braunkohle als Energieträger reduziert sich. Die Substitutionsfaktoren für 2011 sind über alle Technologien zusammen 77 % bei Steinkohle, 20 % bei Erdgas und 3 % bei Braunkohle. Der Grund für die verringerte Substitution von Braunkohle ist insbesondere auf die Abschaltung der Kernkraftwerke in 2011 zurückzuführen. Damit laufen verstärkt Braunkohlekraftwerke in der Grundlast, wo sie seltener durch Erneuerbare Energien substituiert werden. Auf Grund der niedri-

geren CO₂-Preise in 2011 im Vergleich zu 2010 stehen die Steinkohlekraftwerke weiter vorne in der Merit-Order des Kraftwerkseinsatzes und werden daher auch häufiger durch die Erneuerbaren Energien substituiert. Auch in 2011 sind die technologiespezifischen Unterschiede für die substituierte Stromerzeugung bei den einzelnen Erneuerbaren Energien vergleichsweise gering. Im Vergleich zu den anderen Erneuerbaren Technologien weist die Windkraft eine etwas höhere Substitution der Stromerzeugung aus Steinkohle und dafür eine geringere Substitution aus Erdgas aus (siehe .



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 20: Substituierte Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch Erneuerbare Energien in 2011

5 CO₂-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien

Auf der Grundlage der Substitution der Stromerzeugung fossiler Kraftwerke und den spezifischen Wirkungsgraden dieser Kraftwerke lässt sich die Vermeidung von CO₂ Emissionen ermitteln. Diese errechnen sich aus einem Vergleich zwischen den Simulationläufen mit und ohne Erneuerbaren Energien. Auf Grund der höheren Substitution von Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken liegt der CO₂-Minderungsfaktor in 2010 mit 726 g CO₂/kWh etwas höher als in 2011 mit 706 g/ CO₂/kWh (siehe Tabelle 5). Gleichzeitig ist die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien seit 2009 weiter angestiegen, so dass zunehmend Kraftwerke mit spezifisch höheren Wirkungsgraden in ihrer Stromerzeugung substituiert werden. Daher reduziert sich der CO₂-Minderungsfaktor trotz einer gesteigerten Substitution einer Stromerzeugung aus Steinkohle.

Tabelle 5: Substitutionsfaktoren und CO₂-Minderungsfaktor in 2010 und 2011

Jahr	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	CO ₂ -Minderungsfaktor
2010	6 %	65 %	29 %	726 g CO ₂ /kWh
2011	3 %	77 %	20 %	706 g CO ₂ /kWh

Quelle: eigene Berechnungen

Die CO₂-Minderungen durch Erneuerbare Energien erreichen in 2010 ca. 76 Mio. Tonnen, wobei der größte Beitrag durch die Windenergie mit ca. 26 Mio. Tonnen erfolgt (siehe Tabelle 6). Über 20 Mio. Tonnen werden durch die Biomasse, Biogas und biogenen Abfall vermieden. Die Photovoltaik hat in 2010 einen CO₂-Minderungseffekt von 8 Mio. Tonnen. Den höchsten spezifischen CO₂-Minderungsfaktor hat die Wasserkraft mit 0,754 g CO₂/kWh gefolgt von der Biomasse und dem Biogas mit 0,749 g CO₂/kWh. Die niedrigsten CO₂-Minderungsfaktoren weisen die PV und die Windenergie mit 0,697 g CO₂/kWh bzw. mit 0,700 g CO₂/kWh auf. Für beide Technologien ist analog zu den vorhergehenden Gutachten ein Abschlag von 7 % der CO₂-Minderungen berücksichtigt worden, um zusätzliche Emissionen bei der Ausregelung der Prognosefehler zu berücksichtigen. Auf Grund der Verbesserungen bei den Prognosemethoden wird auf diese Weise eher eine konservative Abschätzung der CO₂ Einsparungen vorgenommen.

In 2011 steigen die vermiedenen CO₂-Emissionen auf ca. 87 Mio. Tonnen an, wobei die Windenergie dabei den größten Beitrag liefert (siehe Tabelle 7). Jeweils ca. 13 Mio. Tonnen CO₂ werden durch Biogas und PV sowie feste Biomasse eingespart. Die spezifischen CO₂-Minderungsfaktoren der einzelnen Technologien liegen zwischen 0,730 und 0,734 g CO₂/kWh außer bei der Windenergie und der PV, die auf Grund der pau-

schalen Berücksichtigung von zusätzlichen Emissionen für den Ausgleich von Prognosefehlern etwas geringere Minderungsfaktoren aufweisen.

Tabelle 6: Spezifische CO₂-Minderungsfaktoren für Erneuerbare Energien in 2010

	Strommenge 2010* [GWh]	CO₂-Minderungs- faktor [kg/kWh _{el}]	Vermiedene Emissionen [Mio. t CO ₂]
Wasserkraft	21.000	0,754	16
Windenergie	37.800	0,700	26
Photovoltaik	11.700	0,697	8
Biogene Festbrennstoffe (inkl. biogener Abfall)	16.000	0,749	12
Biogene flüssige Brennstoffe	1.700	0,741	1
Biogas	14.500	0,749	11
Klär- und Deponiegas	1.800	0,741	2
Geothermie	>100	0,749	>1
Gesamt	104.500	0,726	76
* Strommenge nach BMU, nur Berücksichtigung von direkten Emissionen im Betrieb			

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 7: Spezifische CO₂-Minderungsfaktoren für Erneuerbare Energien in 2011

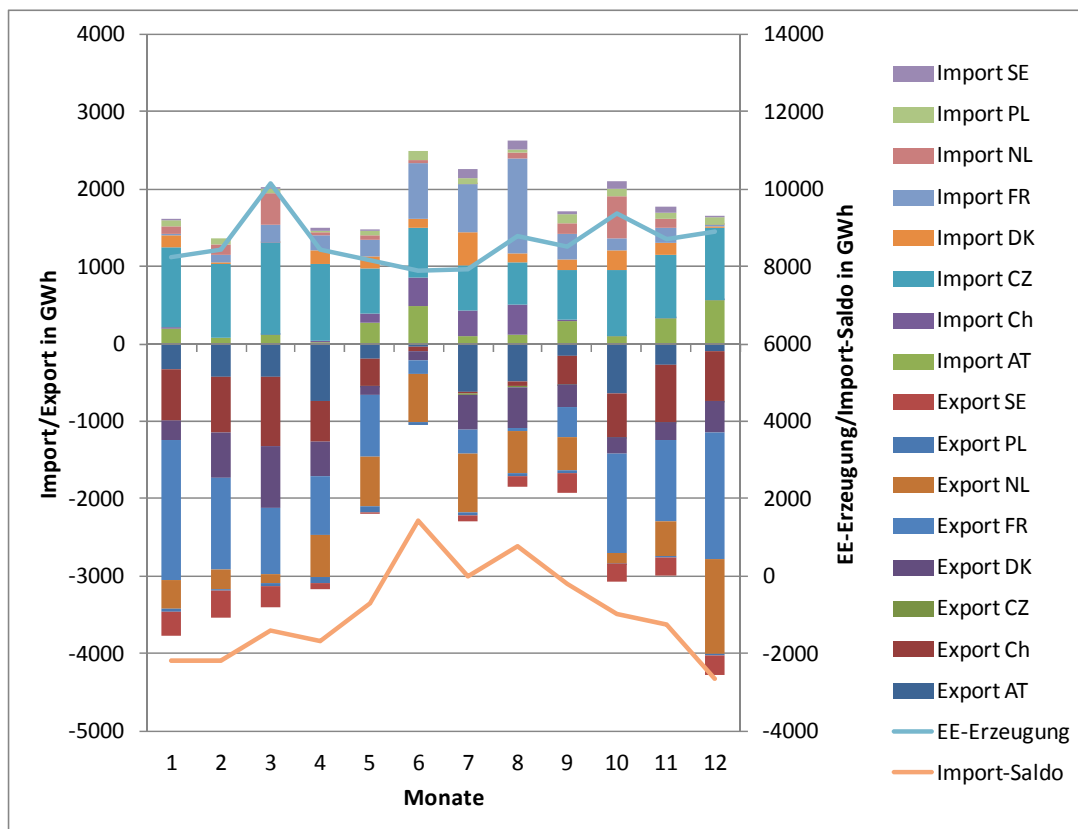
	Strommenge 2011* [GWh]	CO₂-Minderungs- faktor [kg/kWh _{el}]	Vermiedene Emissionen [Mio. t CO ₂]
Wasserkraft	17.700	0,734	13
Windenergie	48.800	0,684	33
Photovoltaik	19.300	0,680	13
Biogene Festbrennstoffe (inkl. biogener Abfall)	17.000	0,732	12
Biogene flüssige Brennstoffe	1.500	0,730	1
Biogas	17.500	0,733	13
Klär- und Deponiegas	1.900	0,730	1
Geothermie	>100	0,732	>1
Gesamt	121.900	0,706	87
* Strommenge nach BMU, nur Berücksichtigung von direkten Emissionen im Betrieb			

Quelle: eigene Berechnungen

6 Import/Export Bilanz und Erneuerbare Einspeisung

Auf Grund des steigenden Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland sind im Rahmen des Gutachtens die Import- und Exportströme nach und aus Deutschland in Abhängigkeit der Erneuerbaren Energien Einspeisung untersucht worden. Eine detaillierte Analyse des Marktgeschehens auf den an Deutschland angrenzenden Strommärkten konnte nicht durchgeführt werden.

Die monatlichen Auswertungen für 2010 zeigen, dass es keinen direkten Zusammenhang zwischen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und den Stromflüssen in die Nachbarländer gibt (siehe Abbildung 21). So wird unabhängig von der Erneuerbaren Einspeisung in den Wintermonaten eher Strom aus Deutschland in die Nachbarländer exportiert und im Sommer eher aus dem Ausland importiert. Gleichzeitig unterscheiden sich auch die Bilanzen in die unterschiedlichen Nachbarländer. So wird aus Tschechien eher nach Deutschland importiert. Frankreich importiert im Winter ebenfalls Strom aus Deutschland und exportiert stärker im Sommer.



Quelle: ENTSO-E 2012, Commercial Cross Border Flows

Abbildung 21: Stromimport und Export, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Importsaldo nach Monaten in 2010

In 2011 ist die Import- und Exportbilanz von Atom-Moratorium geprägt. Auch hier wird im Winter stärker exportiert und im Sommer eher importiert (siehe Abbildung 22). Nach der Verkündung des Atom-Moratoriums ist insbesondere ab Mai der monatliche Stromimport angestiegen. Gegen Ende des Jahres ist der Stromimport nur noch leicht oberhalb der Werte aus 2010. Auch in 2011 zeigt sich kein klarer Zusammenhang zwischen Erneuerbarer Einspeisung und den Stromflüssen in die Nachbarländer.

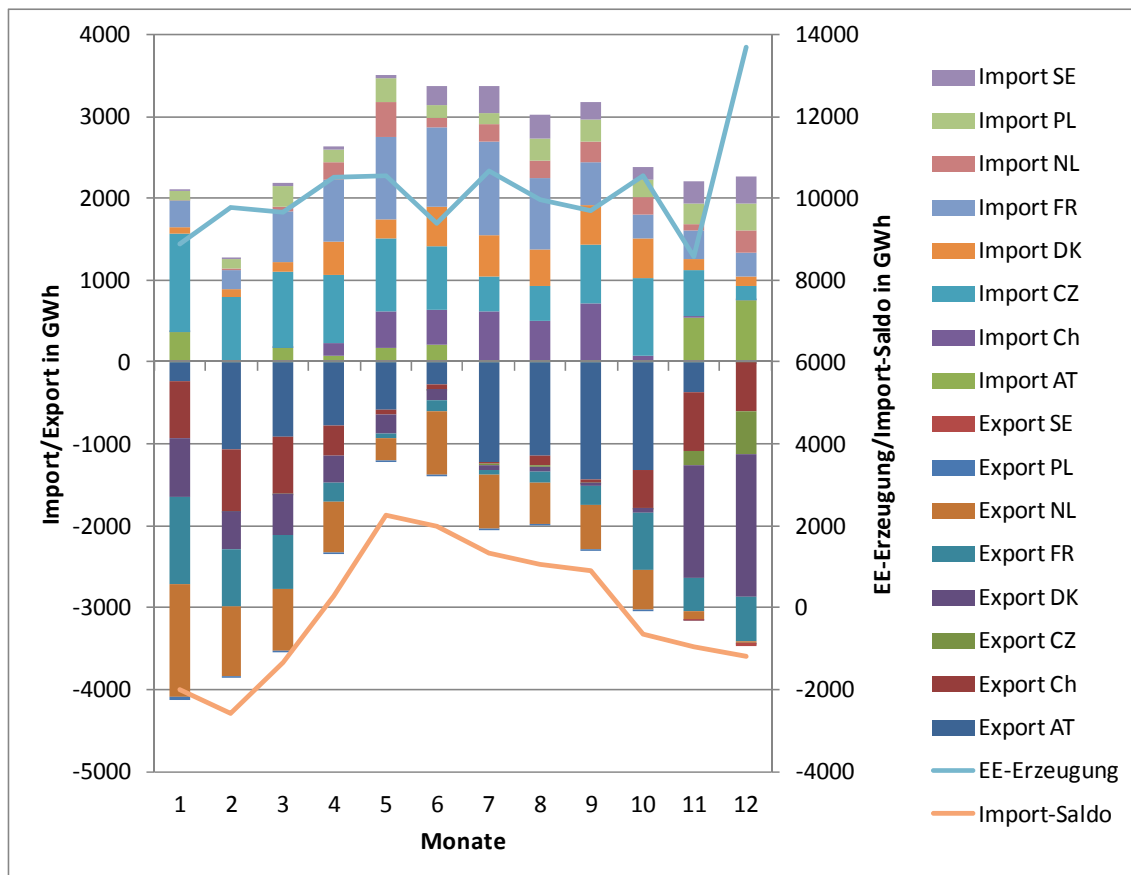


Abbildung 22: Stromimport und Export, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Importsaldo nach Monaten in 2011

Bei einer detaillierten Auswertung der stündlichen Import- und Exportströme zeigen sich keine klaren Abhängigkeiten von der Erneuerbaren Einspeisung, der Residuallast bzw. den stündlichen EPEX-Spotpreisen. Die stündlichen Import- bzw. Exportströme erreichen maximal ca. 9.000 MW.

Erst bei einer Erneuerbaren Einspeisung von über 30 GW treten keine Situation mehr auf, in denen Deutschland Netto-Importeur von Strom ist. Bei einer niedrigeren Einspeisung aus Erneuerbaren Energien können sowohl Netto-Import als auch Netto-

Exportströme entstehen. Hohe Importströme treten jedoch nur auf, wenn eine vergleichsweise niedrige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien vorherrscht.

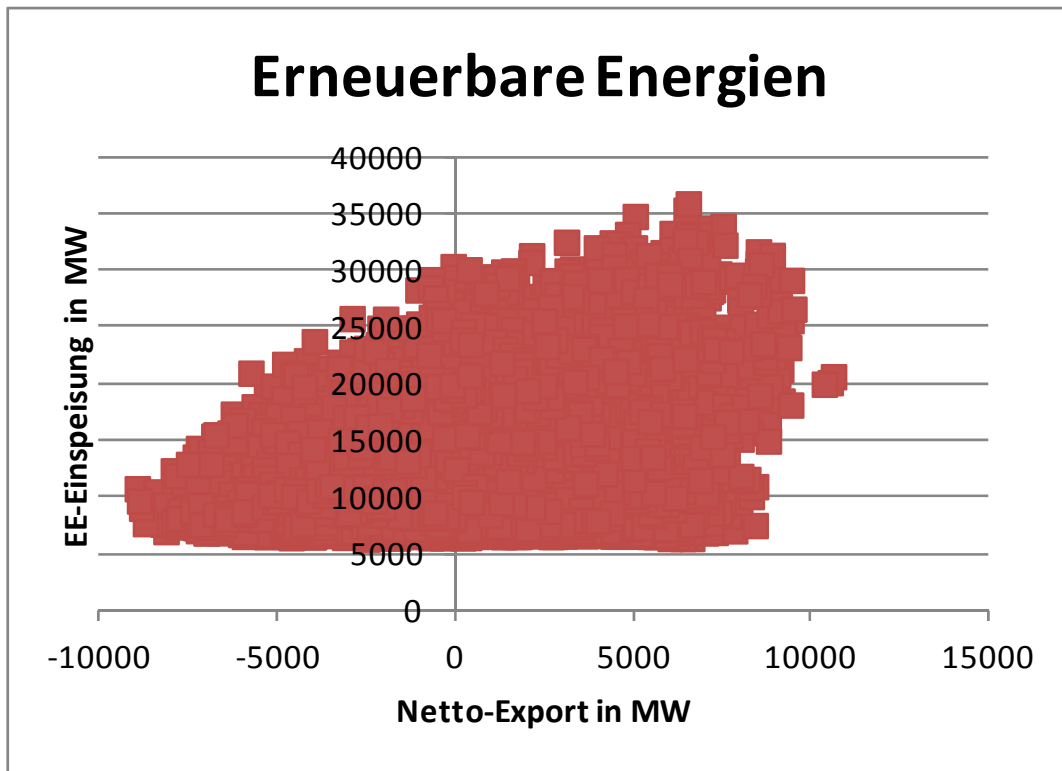


Abbildung 23: Darstellung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Netto-Exportstrom aus Deutschland in die Nachbarländer

Vergleicht man die stündliche Residuallast in Deutschland mit den Netto-Exportströmen, so zeigt sich, dass sowohl eine hohe als auch eine niedrige Residuallast mit Netto-Exportströmen zusammenfällt. Die größten Importströme treten allerdings typischerweise bei mittleren Residuallasten auf.

Die Abhängigkeit der Netto-Exportströme von den EPEX-Spot Preisen ist ebenfalls nur sehr schwach ausgeprägt. So streuen die EPEX-Spot Preise sehr stark bei gleichen Nettoexportströmen. Sowohl bei sehr hohen als auch bei sehr niedrigen EPEX-Spot Preisen können Netto-Stromexporte auftreten. Bei sehr niedrigen bzw. negativen EPEX-Spot Preisen gab es in 2010 und 2011 keine Netto-Importe.

Diese Auswertungen zeigen, dass ein einfacher Zusammenhang zwischen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Netto-Exportströmen nicht existiert.

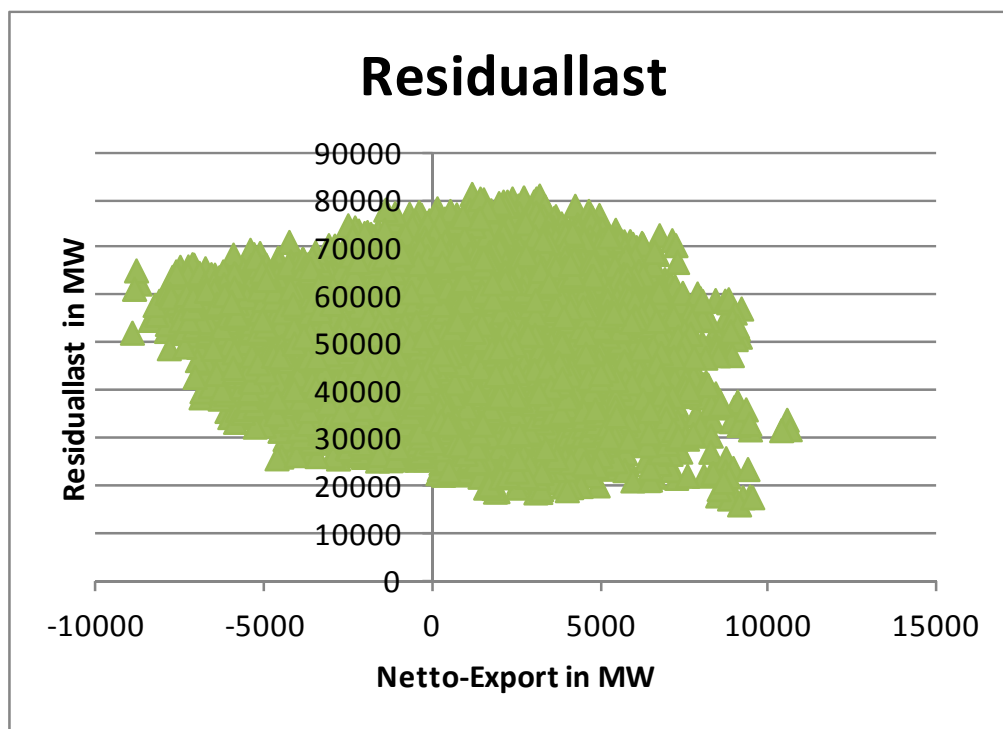


Abbildung 24: Darstellung der Residuallast in Deutschland und des Netto-Exportstroms

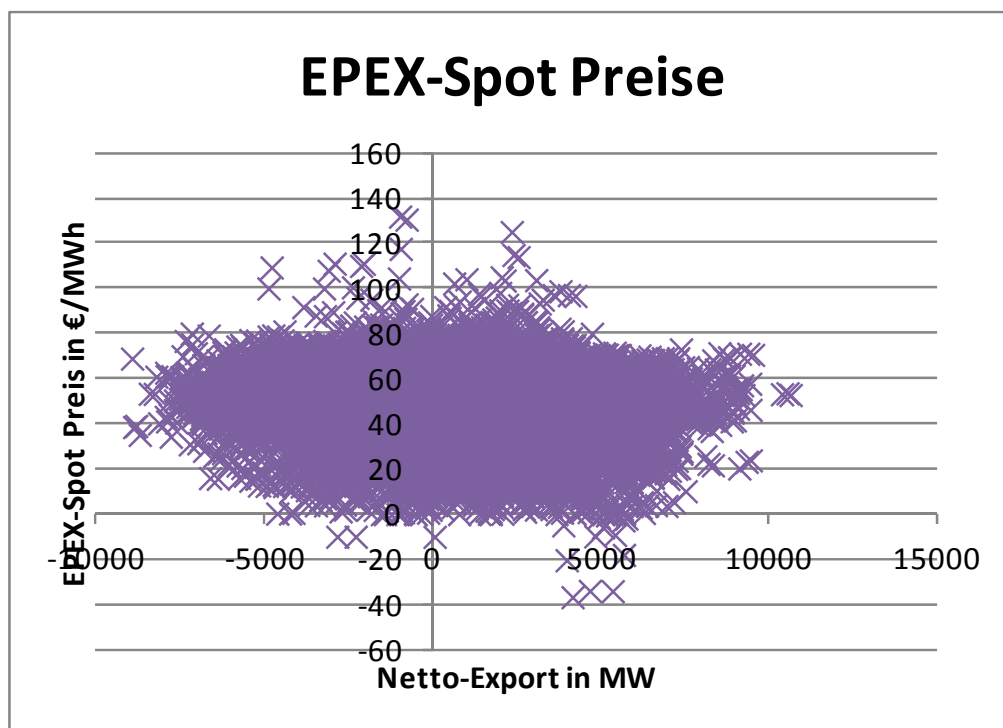


Abbildung 25: Darstellung der EPEX-Spot Preise und des Netto-Exportstroms

Mittelt man die Kennzahlen (EE-Einspeisung, Residuallast bzw. EPEX-Spot Preise) jeweils für Situationen mit gleichen Nettoexport-Strömen zeigt sich eine zunehmende Abhängigkeit der Netto-Exportströme von der EE_Einspeisung bzw. auch von der Residuallast. Im Mittel ist die EE-Einspeisung bei hohen Exporten deutlich höher als in Situationen mit einem Netto-Import von Strom. Diese Tendenz hat sich von 2010 auf 2011 deutlich verstärkt. Bei der Residuallast gehen im Mittel niedrige Residuallasten mit hohen Exportströmen einher.

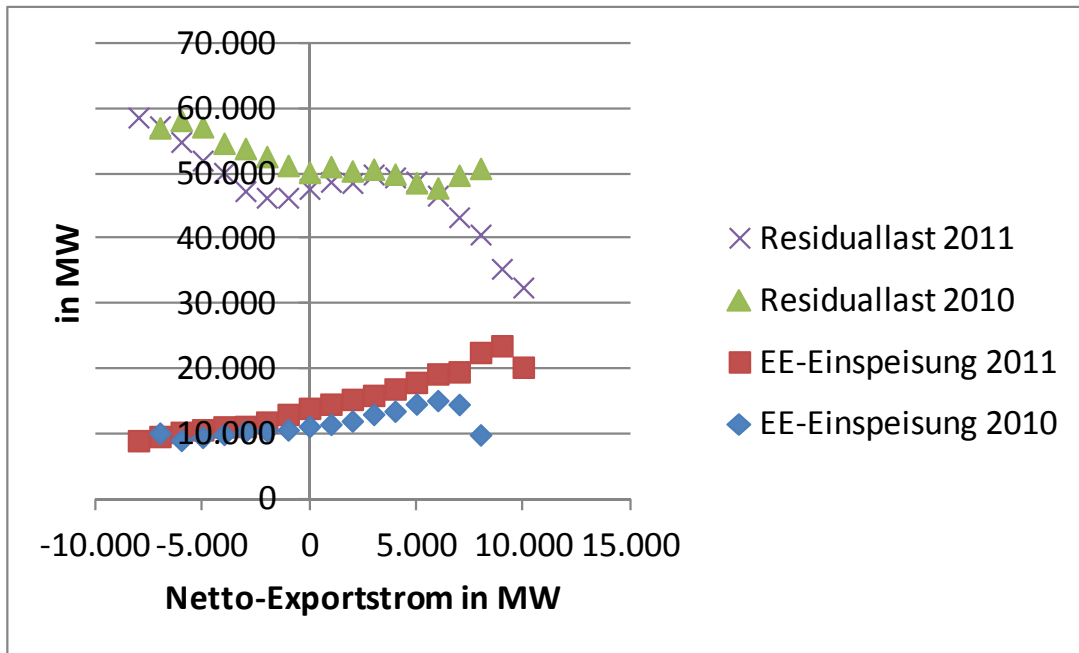


Abbildung 26: Mittelwerte der Einspeisung Erneuerbarer Energien bzw. der Residuallast in Abhängigkeit der Netto-Exportströme in 2010 und 2011

Es zeigt sich, dass eine Aussage zur Wirkung der Erneuerbaren Energien auf die Strommärkte in den Nachbarländern und damit auf CO₂-Minderungswirkungen in diesen Ländern nur mit Hilfe einer detaillierten Marktsimulation möglich ist. Grundsätzlich ist hierbei eine Vielzahl an weiteren Parametern zu berücksichtigen. Insbesondere die Nachfragesituationen in Deutschland und auch den Nachbarländern spielen eine wichtige Rolle. Eine hohe Stromeinspeisung aus PV bei gleichzeitig hoher Nachfrage in Deutschland kann dazu führen, dass es kaum Veränderungen bei den Exportströmen gibt. Bei sehr hohen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, die allerdings vergleichsweise selten auftreten, gibt es eine stärkere Korrelation zwischen EE-Einspeisung und Exportströmen. Die Analysen der einzelnen Parameter zeigen, dass sich gemittelt klare Abhängigkeiten der EE-Einspeisung auf die Netto-Exportströme ergeben. Auf Basis der stündlichen Profile, wie sie im Rahmen der Kraftwerkseinsatzmodellierung verwendet werden, ist eine Berücksichtigung der Import- und Exportströ-

me bei einer ausschließlichen Betrachtung des deutschen Stromnetzes nicht möglich gewesen. Um darüber Aussagen treffen zu können, ist eine umfassendere Marktsimulation einschließlich der Nachbarländer notwendig. Erste Abschätzungen zeigen, dass sich die Exportmengen bei einem Lauf ohne Erneuerbare Einspeisung in 2010 reduzieren. Dies weist darauf hin, dass ein Teil der Erneuerbaren Einspeisung in Deutschland den Einsatz von Kraftwerken im Ausland substituiert. Für die zukünftige Betrachtung der Einspareffekte erscheint es daher notwendig, die Exportströme in die Nachbarländer explizit mit zu berücksichtigen.

7 Fazit und Ausblick

Relevante Einflussgrößen auf die CO₂-Minderung durch Erneuerbare Energien waren in 2010 ein Ansteigen des Stromverbrauchs sowie eine erhöhte Stromerzeugung aus Kernkraftwerken. In 2011 haben sich dann das Atom-Moratorium sowie ein weiterer Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf die CO₂-Minderung ausgewirkt. Die Simulation des Kraftwerkseinsatzes hat gezeigt, dass durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien zum Großteil Steinkohlekraftwerke mit ihrer Stromerzeugung verdrängt werden. An zweiter Stelle wird Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken substituiert. Die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerke wurde in 2010 stärker durch die Erneuerbaren Energien substituiert als in 2011, da durch den Wegfall mehrerer Kernkraftwerke diese seltener in ihrer Stromerzeugung betroffen waren.

Insgesamt zeigt sich, dass die spezifischen CO₂-Minderungsfaktoren über alle Technologien sehr ähnlich sind. Lediglich die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und PV weisen etwas geringere spezifische Faktoren auf, da hier ein pauschaler Abschlag für zusätzliche Emissionen zur Ausregelung der Prognosefehler berücksichtigt wurde.

Auf Grund der gestiegenen Stromnachfrage in 2010 gegenüber 2009 und ab 2011 auch durch den Wegfall mehrerer Kernkraftwerke werden tendenziell Kraftwerke mit etwas schlechteren Wirkungsgraden im Vergleich zu 2009 substituiert. Dadurch wird die Steigerung der Effizienz des Kraftwerkparks insgesamt zum Teil kompensiert. Daher sind die CO₂-Minderungsfaktoren in 2009 und 2010 auf einem vergleichbaren Niveau. In 2011 sinkt der CO₂-Minderungsfaktor, da hier weniger Braunkohlestromerzeugung substituiert wird. Es zeigt sich, dass die Erneuerbaren Energien auch in 2010 und 2011 sowohl absolut als auch spezifisch einen großen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen beigetragen haben.

Die Auswertung der Import- und Exportströme weisen keine direkten Abhängigkeiten von der Einspeisung Erneuerbarer Energien aus. Hier spielt eine Vielzahl an weiteren Rahmenbedingungen eine große Rolle. Daher lassen sich keine direkten Rückschlüsse auf CO₂-Minderungswirkungen in den angrenzenden Strommärkten im Ausland ziehen. Um eine detaillierte Auswertung durchführen zu können, ist eine Marktsimulation dieser Nachbarländer ebenfalls notwendig.

Literatur

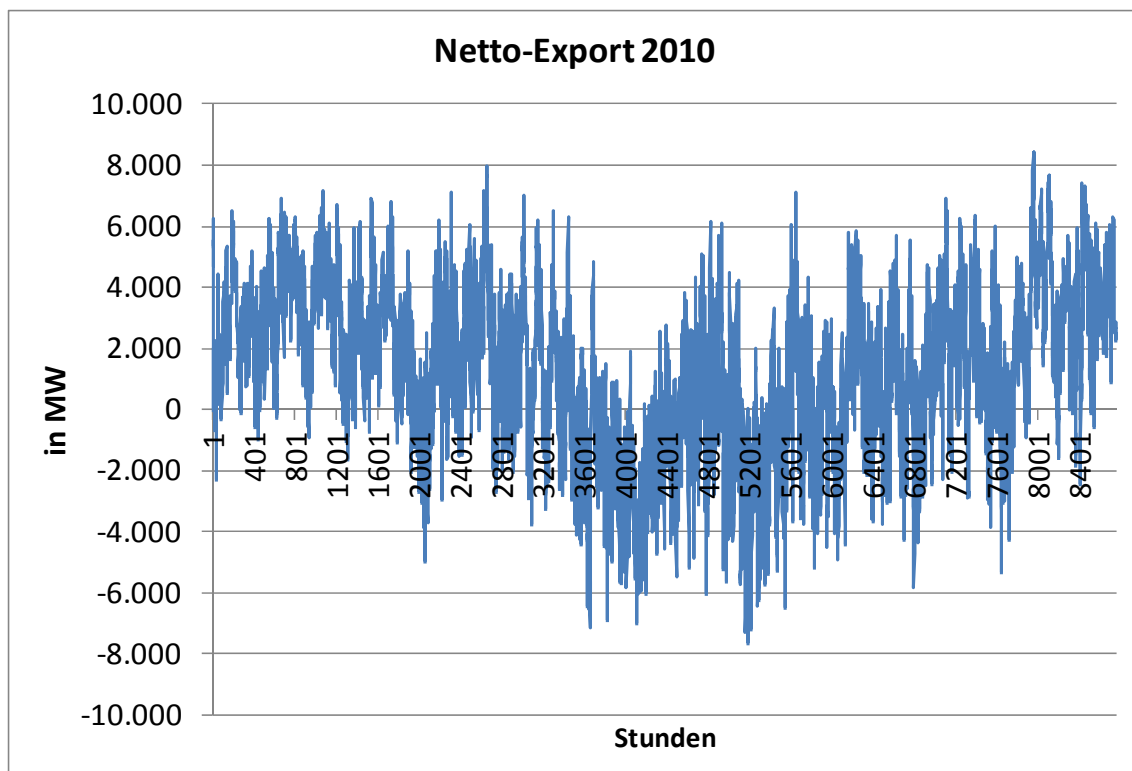
- 50 Hertz (2013): 50 Hertz Transmission GmbH, Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, online unter <http://www.50hertz.com/de/167.htm> besucht am 10.11.2012
- AGEE-Stat (2012): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbaren Energien Statistik im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit online unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> besucht am 10.11.2012
- BNetzA (2013): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur online unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html besucht am 2.3.2013
- BMWi (2012): Energiedaten Gesamtausgabe, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), online unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html> besucht am 10.11.2012
- DESTATIS (2012): Statistisches Bundesamt, persönliche Kommunikation Frau Lenz, Bereich Energie- und Wasserversorgung, Monatsberichte der Elektrizitätsversorgung 2003 – 2011.
- EEG-Portal (2012): EEG/KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber – Transparenzanforderungen, online <http://www.eeg-kwk.net/de/Transparenzanforderungen.htm> besucht am 10.11.2012
- EEX (2012): European Energy Exchange: EU-Emissionsberechtigungen 2008 bis 2011 online unter <http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten> besucht 10.12.2012.
- ENTSO-E (2012): Import- und Exportströme, Transparency Platform of European Network of Transmission System Operators for Electricity online unter <http://www.entsoe.net/default.aspx> besucht am 10.11.2012
- Klobasa, M.; Sensfuß, F. (2011): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2008 und 2009 Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- 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.
- VIK (2012): Verband der industriellen Kraftwerksbetreiber, Energiepreise und Notierungen online unter <http://vik.de/EnergiepreiseNotierungen.html>

8 Anhang

8.1 Integration der Import- und Exportströme in die Kraftwerkseinsatzmodellierung.

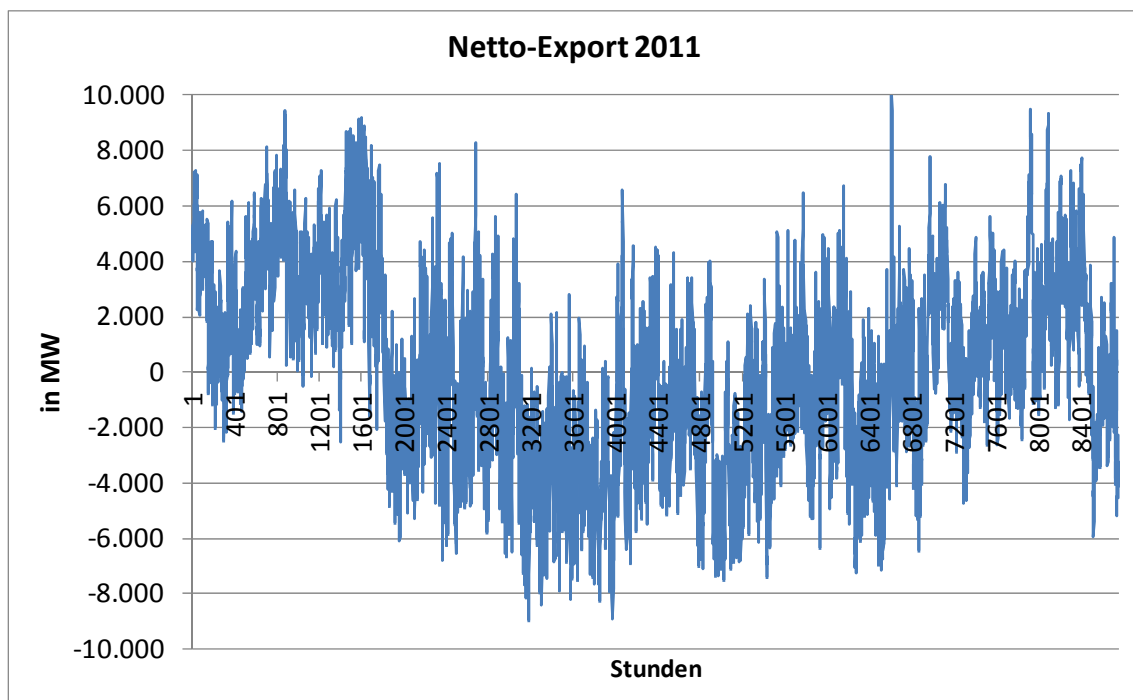
Im Rahmen der Simulation des Kraftwerkseinsatzes werden die Import- und Exportströme als fixe Verbrauchskurve in stündlicher Auflösung vorgegeben. Bei den Rechnungen zum CO₂-Einspareffekt wird diese Zeitreihe nicht angepasst. Es wird für die Läufe mit Einspeisung Erneuerbarer Energien bzw. ohne Erneuerbare Energien mit der gleichen Zeitreihe gerechnet.

In 2010 lag der Netto-Export zwischen ca. – 8000 MW und 8000 MW. In 2011 lagen die maximalen Werten etwas höher als in 2010. In der Simulation im Rahmen von PowerACE wird diese Nettoexport-Zeitreihe wie ein Verbraucher abgebildet. Bei einem Netto-Export erhöht die Zeitreihe den stündlichen Verbrauch, bei einem Netto-Import wird der Verbrauch gesenkt.



Quelle: ENTSO-E 2012, Cross border commercial schedule

Abbildung 27: Zeitreihe des Netto-Exports von Strom aus Deutschland in die Nachbarländer in 2010



Quelle: ENTSO-E 2012, Cross border commercial schedule

Abbildung 28: Zeitreihe des Netto-Exports von Strom aus Deutschland in die Nachbarländer in 2011

Für die Simulation bedeutet dies, dass in beiden Läufen (mit bzw. ohne Erneuerbare Energien) der stündliche Stromfluss aus bzw. in die Nachbarländer unverändert bleibt. Substitutionseffekte, die in den Nachbarländern von Deutschland stattfinden, können daher nicht abgebildet werden.

8.2 Beschreibung des PowerACE Modells

Die Simulation des deutschen Strommarktes mit stündlicher Auflösung erfolgt in dem agentenbasierten Strommarktmodell PowerACE, welches in den letzten Jahren vom Fraunhofer-ISI in Kooperation mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte entwickelt wurde (Sensfuss 2008).

Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber und Marktbetreiber (Abbildung 29). 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 aktuelle Version des

PowerACE-Modells umfasst eine Strombörse, verschiedene Regelleistungsmärkte und einen Markt für CO₂-Emissionsrechte.

Die Simulationsplattform ist modular aufgebaut. Zu den Modulen gehören Stromnachfrage, Märkte, und Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie Erneuerbaren Energien. Ein Überblick über die wichtigsten Module und Agenten findet sich in Abbildung 29.

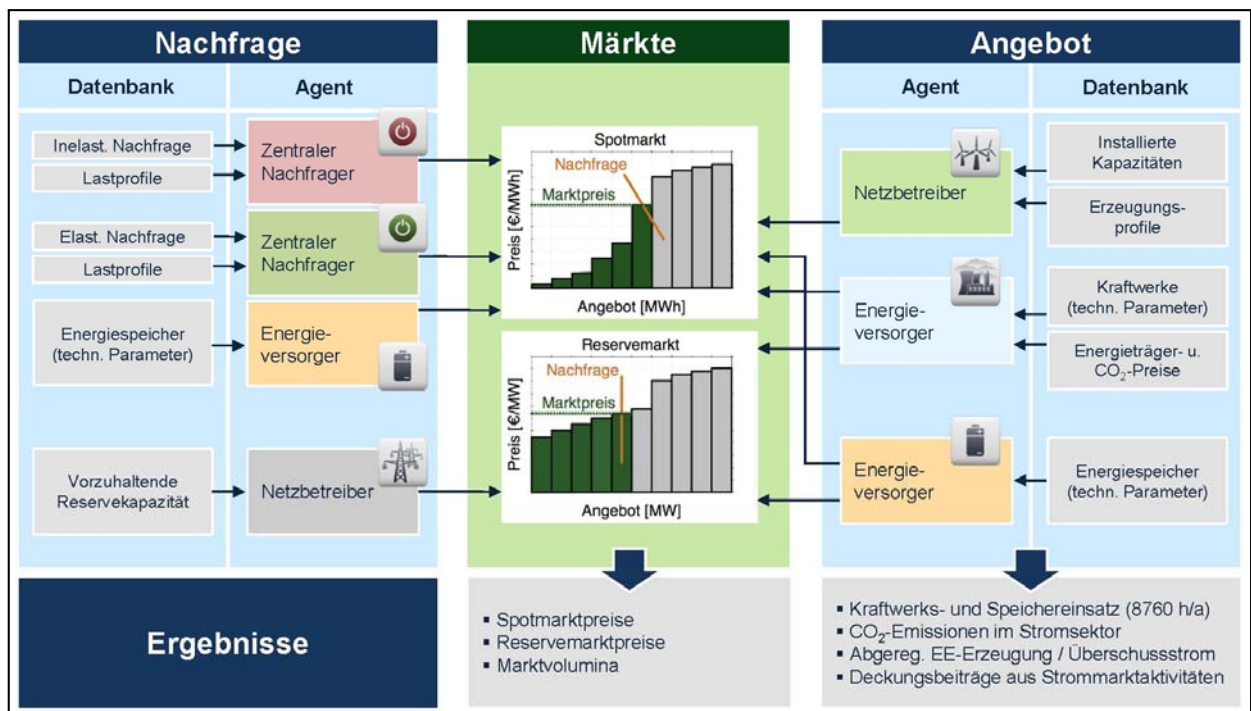


Abbildung 29: Struktur des Strommarktmodells PowerACE.

Eine belastbare Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stellt erhebliche Anforderungen an die Qualität der zugrunde liegenden Eingangsdaten. Von besonderer Bedeutung ist eine hohe zeitliche Auflösung der Daten zur Nachfragelast und der EE-Einspeisung. Für eine detailgetreue Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks fließt eine Vielzahl von Informationen über die einzelnen Kraftwerksblöcke in die Simulation ein. Insgesamt sind in der Datenbank mehr als 1.200 Kraftwerke mit ihren wichtigsten technischen und ökonomischen Parametern (Kapazität, Kosten, Verfügbarkeit, Technologie, Brennstoff, Wirkungsgrad) enthalten.

In der Simulation bildet sich der stündliche Preis an der Strombörse (Spotmarkt) aus dem Schnittpunkt von Stromangebot und -nachfrage. Auf der Angebotsseite handeln Energieversorger-Agenten die Kapazitäten ihrer konventionellen Kraftwerke und Spei-

cher auf Basis von variablen Stromerzeugungskosten. Nach diesen Kosten richtet sich die Einsatzreihenfolge, die auch als „Merit Order“ bezeichnet wird: Zuerst kommen die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten zum Zuge, zuletzt die mit den Höchsten. Das Gebot des letzten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, setzt den Strompreis.

Am Reservemarkt wird nicht Arbeit, sondern Leistung gehandelt, die für einen sicheren Netzbetrieb eventuell benötigt wird. Das Gebot für den Leistungspreis orientiert sich an den entgangenen Erlösen am Spotmarkt (Opportunitätskosten), da Erzeugungskapazität, die am Reservemarkt den Zuschlag erhält, nicht am Spotmarkt angeboten werden kann. Auch hier bildet sich der Marktpreis aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage.